

ANÁLISE DA PREVISÃO DO VENTO EM UM PARQUE EÓLICO COSTEIRO NO NORDESTE BRASILEIRO

Isadora Limas Coimbra – isadora.limas@lepten.ufsc.br
Mônica Nassar Machuca – monica.machuca@lepten.ufsc.br
Júlio César Passos – julio.passos@ufsc.br
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Engenharia Mecânica
Yoshiaki Sakagami – sakayoshi@gmail.com
Instituto Federal de Santa Catarina, Departamento de Saúde e Serviços
Reinaldo Haas – reinaldo.haas@ufsc.br
Universidade Federal de Santa Catarina, Departamento de Física
Frederico de Freitas Taves – fredericotaves@gmail.com
ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Group)

Resumo. Este estudo avaliou as previsões de velocidade e direção do vento obtidas através da simulação com o modelo numérico de mesoescala WRF-ARW, versão 3.6.1, na região costeira da Usina Eólica de Pedra do Sal, localizada no Nordeste do Brasil. Procurou-se investigar a eficiência do modelo para uma possível aplicação em outros parques eólicos costeiros do país frente à crescente demanda de previsões de vento e produção de energia eólica associada. Ainda, com uma maior inserção da fonte eólica na matriz energética brasileira, estas previsões estão ligadas à segurança do suprimento energético no território nacional. Simulações atmosféricas em áreas costeiras introduzem dificuldades adicionais nos modelos de previsão e a Usina Eólica de Pedra do Sal exibe grande influência marítima que afeta o comportamento dos ventos locais. O modelo WRF mostrou prever com certa precisão a velocidade do vento na região da Usina, apresentando um valor médio de RMSE igual a 1,53 m/s para os meses de setembro a dezembro de 2013. Em relação ao bias, observou-se uma tendência do modelo de superestimar a velocidade do vento, com exceção do mês de dezembro, onde a velocidade do vento foi subestimada (-0,27 m/s). Ademais, foram observados maiores erros nas velocidades previstas em épocas de ventos mais intensos. A previsão da direção do vento também mostrou bons resultados, em que foi observado uma pequena subestimação na frequência da direção principal do vento de 4,7%.

Palavras-chave: Simulação do Vento, Energia Eólica, Áreas Costeiras

1. INTRODUÇÃO

O Brasil apresenta um grande potencial eólico em expansão, onde somente em 2016 a potência instalada cresceu 33% e foi responsável pela produção de 5,4% de toda a energia elétrica consumida no território nacional (EPE, 2017). Com o grande crescimento da energia eólica no Brasil, começaram a ser levantadas preocupações relacionadas à integração desta energia no Sistema Interligado Nacional (SIN) (EPE, 2016). Isto se deve ao fato de a energia eólica não ser uma fonte controlável de energia, em que a velocidade do vento é variável e, conseqüentemente, sua produção de energia é intermitente. Desta forma, a produção de energia eólica não pode ser programada como as fontes fósseis convencionais ou as hidrelétricas com reservatórios, o que dificulta sua inserção na rede.

Para garantir o suprimento da demanda energética frente a uma matriz de energia cada vez mais composta por fontes não controláveis, como a eólica e a solar, planejamento e ferramentas capazes de fornecer confiáveis previsões de geração elétrica são necessários. As informações sobre a previsão do vento e seu erro associado são fundamentais para o sistema elétrico, pois através destas é possível determinar com maior precisão a quantidade de energia de reserva necessária para balancear a geração e a carga na rede elétrica de energia (Jung e Broadwater, 2014). Dentro desta problemática, modelos de previsão da velocidade do vento e da produção de energia eólica associada são ferramentas que permitem reduzir os efeitos negativos da integração desta energia na rede.

Visando a otimização dos recursos de energia do país, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) criou o Programa Diário da Operação Eletroenergética (PDE), que, dentre outros, estabelece que os agentes de geração devam fornecer ao ONS programas de geração em intervalos de 30 minutos. Para ser possível a elaboração da PDE, os agentes precisam prover a previsão de geração em um horizonte de até 120 horas (ONS, 2016). Com isso, é reforçada assim a necessidade de reduzir o erro associado à previsão de geração eólica a curto prazo proveniente de modelos atmosféricos. Ademais, tais modelos são úteis em diversas outras etapas da cadeia produtiva da energia eólica, pois as previsões são fundamentais desde a prospecção e projeto de novas Usinas à comercialização de sua energia.

O Brasil aparece em 9º lugar dentre os países com maior potência eólica instalada no mundo, com 10,7 GW (GWEC, 2017) e mais de 500 empreendimentos eólicos (ANEEL, 2018). Seu crescimento foi incentivado por políticas governamentais, como o PROINFA em 2004, e vem sendo impulsionado por leilões de energia específicos para a fonte eólica, pelo desenvolvimento da tecnologia e pela redução dos custos agregados à instalação de parques eólicos (Melo,

2013). Adicionalmente, esta redução nos custos de fabricação e instalação dos aerogeradores também permitiu uma diminuição nos custos de contratação desta energia. Em 2016, a energia eólica apresentou a menor tarifa de contratação entre as fontes renováveis de energia (WEC, 2016), tornando-a economicamente competitiva no mercado de energia.

A região brasileira mais importante para a produção de energia eólica é o Nordeste, onde cerca de 81% do potencial eólico do país está instalado (EPE, 2017) em 412 parques (ABEEólica, 2018). Ademais, previsões indicam que 57% de toda a energia elétrica gerada no Nordeste brasileiro (NEB) no ano de 2020 será proveniente da fonte eólica (Jong et al., 2017). Portanto, como o SIN é dividido em submercados regionais e há uma grande quantidade de parques eólicos no NEB que entrarão em operação nos próximos anos, projetos que visam melhorar a previsão de geração eólica são fundamentais para aumentar a segurança energética da região (ONS, 2017). Previsões mais precisas acarretam em menores riscos de restrição no fornecimento de energia elétrica à população e, adicionalmente, geram maior confiabilidade nesta fonte de energia. Ainda, como levantado no Atlas Eólico da Bahia (Camargo Schubert et al., 2013), na região Nordeste do Brasil há uma complementariedade entre os regimes mensais eólico e hídrico; ou seja, em épocas de seca, de baixa produção de energia pela fonte hídrica, o vento apresenta maiores velocidades e, conseqüentemente, há uma maior produção de energia eólica.

A complementariedade das energias hídrica e eólica no NEB está se tornando ainda mais importante nos últimos anos. Esta região tem sofrido com secas desde 2010 até o presente momento, sendo este o maior período de crise hídrica registrado no NEB (AMS, 2017). Somente em 2015 o volume de armazenamento dos reservatórios do NEB diminuiu em 8,27% (ANA, 2016). Por outro lado, a energia eólica vem batendo recordes de geração. No dia 16 de julho de 2017 12,6% da energia provida ao SIN veio da fonte eólica e em 14 de setembro, 64% da energia total consumida pelo NEB foi proveniente dos parques eólicos da região (ABEEólica, 2017). Desta forma, a energia eólica mostra-se como uma fonte alternativa que viabiliza a redução da produção de energia hídrica sem que ocorram restrições no suprimento de energia para esta região.

Diante desta nova realidade energética do país, ressalta-se a importância da fonte eólica nos próximos anos para a matriz energética nacional, bem como a relevância de estudos voltados à previsão do vento para a consolidação desta fonte de energia. Estas previsões do vento podem ser obtidas através de modelos numéricos de previsão do tempo, os quais são ferramentas computacionais que buscam numericamente descrever o comportamento atmosférico no futuro e emular os fenômenos que ocorrem na atmosfera terrestre. Tais previsões são obtidas pela aplicação de um sistema de equações não lineares e não hidrostáticas que procuram descrever o comportamento atmosférico através da hipótese de esta ser uma fina camada de fluidos. Essas equações englobam as equações de conservação da quantidade de movimento, da massa, da energia, da conservação do vapor d'água e da equação do estado (Coiffier, 2011). Bem como estes modelos apresentam a capacidade de aferir previsões a curto e a longos prazos e podem ter abrangência espacial global, ou de meso e microescala.

Por conseguinte, o presente trabalho busca avaliar o desempenho do modelo numérico de mesoescala Weather Research and Forecasting (WRF) aplicado na região da Usina Eólica de Pedra do Sal (UEPS). O modelo realiza previsões através de uma regionalização meteorológica utilizando como dados de entrada previsões globais e informações locais referentes às características do terreno. A Usina Eólica analisada está localizada no litoral do Nordeste brasileiro, em uma região caracterizada pela alta produção eólica. Todas as simulações obtidas foram validadas com medições anemométricas realizadas no local, por meio de uma torre anemométrica de 100 m. As observações utilizadas nessa comparação foram realizadas por um anemômetro de copo a 98 m de altura e uma *wind vane* a 96 m.

Adicionalmente, o fato da UEPS estar situada próximo ao Oceano Atlântico introduz dificuldades adicionais à simulação do comportamento atmosférico, devido à brusca descontinuidade da rugosidade superficial, da mudança de orografia e do gradiente de temperatura entre a terra e o mar (Barthelmie et al., 2007). Na análise de Jong et al. (2017) com previsões de geração eólica para o Nordeste brasileiro, baseadas em previsões de vento com o WRF e na curva de potência de um aerogerador típico da região, foram observadas maiores correlações entre os dados previstos e medidos para as estações anemométricas localizadas no interior do NEB e menores correlações para as estações localizadas próximo à costa. Resultado semelhante também foi obtido por Ramos et al. (2013) em seu trabalho sobre o vento previsto com o WRF em comparação com medições de superfície (30 m) no estado de Alagoas, em que três estações estavam situadas próximo a costa e outras três no interior no Estado. O erro quadrático médio da previsão foi 37,3% maior em regiões litorâneas do que em regiões no interior, para um período chuvoso; enquanto que para um período seco, essa diferença foi de 8,7%. Portanto, nota-se uma necessidade de maiores estudos voltados à previsão do vento no Brasil e principalmente em regiões costeiras, sendo este o foco deste trabalho.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1 Usina Eólica de Pedra do Sal e medições anemométricas

A Usina Eólica de Pedra do Sal está localizada no município de Parnaíba, no litoral do estado do Piauí, como apresentado na Fig. 1. Esta encontra-se em operação comercial desde dezembro de 2008 e possui 20 aerogeradores de 900 kW de potência nominal cada. A Usina está localizada próximo à linha da costa, a uma distância de cerca de 400 m do Oceano Atlântico, em uma faixa de areia com terreno predominantemente plano e com baixas elevações. Encontra-se, ainda, próximo à linha do Equador, na região Equatorial, e apresenta um regime de vento influenciado pelos ventos

alísios e pela proximidade do Oceano, com a ocorrência de brisa marítima (Sakagami et al., 2015). O vento nesta região sopra constantemente do mar em direção à terra, o que determina uma grande influência marítima nos ventos da Usina.

O parque apresentava uma torre anemométrica de 100 m configurada segundo as diretrizes da norma vigente IEC 61400-12-1. As medições utilizadas nesse estudo compreenderam o período de setembro a dezembro de 2013 e foram obtidas pelos seguintes equipamentos: um anemômetro de copo localizado a 98 m na torre anemométrica e uma *wind vane* instalada a 96 m. Estes equipamentos apresentavam uma frequência de aquisição de dados de 1 Hz, posteriormente estes dados foram reduzidos em médias com base de 10 minutos e concatenados em uma série histórica. Em seguida, os dados brutos adquiridos pelas medições passaram por um procedimento de filtragem, com o objetivo de excluir dados espúrios não condizentes com a realidade e com os limites físicos dos aparelhos.



Figura 1 – Localização da Usina Eólica de Pedra do Sal. Fonte: Google Earth, 2017.

2.2 Previsões atmosféricas com o modelo WRF

O modelo atmosférico utilizado para a simulação do vento foi o WRF, versão 3.6.1, com o núcleo ARW (Advanced Research WRF). Este é um modelo numérico não hidrostático de mesoescala oriundo de um trabalho conjunto entre diversas agências e universidades (Skamarock et al., 2008), que pode ser aplicado em estudos meteorológicos, simulações atmosféricas idealizadas, previsões em tempo real e na assimilação de dados (UCAR, 2017). Seu funcionamento baseia-se em um *downscaling* climatológico, em que previsões atmosféricas globais são utilizadas como dados de entrada do modelo, definindo as condições iniciais da simulação, e os resultados de saída obtidos são previsões locais de maior resolução espacial e frequência temporal.



Figura 2 – Domínio da simulação. Fonte: modificado de Google Earth, 2017.

Para este estudo de caso, previsões globais do modelo Global Forecasting System (GFS), desenvolvido pelo National Centers for Environmental Prediction (NCEP), foram utilizadas como dados entrada na simulação, com uma resolução espacial de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ e resolução temporal de três horas. As previsões foram obtidas para o período de setembro a dezembro de 2013. Esta é uma época do ano considerada seca, sem grandes volumes de precipitação, e com altas médias mensais de velocidade do vento. Ademais, o ano de 2013 é caracterizado como um ano neutro, sem a ocorrência de El Niño ou La Niña fortes (NOAA, 2017).

O WRF foi configurado com um domínio que abrangeu grande parte do Nordeste brasileiro, com uma resolução de grade de $15 \text{ km} \times 15 \text{ km}$, segundo a Fig. 2. As simulações foram obtidas em intervalos de 10 minutos para um horizonte de previsão de 120 horas, mais 6 horas iniciais não utilizadas devido ao período de inicialização do modelo. As configurações das parametrizações físicas utilizadas na simulação foram: MYNN2.5 para a camada limite planetária (Nakanishi e Niino, 2006), MYNN para a camada limite superficial (Nakanishi e Niino, 2006), Noah para a superfície do solo (Tewari et al., 2004), RRTM para longo comprimento de onda (Mlawer et al., 1997), Dudhia para curto comprimento de onda (Dudhia, 1989), WRF Double-Moment 5-class para microfísica (Lim e Hong, 2010) e Kain-Fritsch para cumulus (Kain, 2004). Os dados de saída do modelo foram interpolados horizontalmente entre os pontos da grade de forma linear em um ponto *offshore* (Coimbra et al., 2017) e interpolados verticalmente entre os níveis sigma de forma linear.

2.3 Métricas estatísticas

Com o objetivo de avaliar a qualidade das previsões geradas em comparação com os dados anemométricos do local, as seguintes métricas estatísticas foram utilizadas: a raiz do erro quadrático médio (RMSE), o viés (bias), o desvio-padrão do erro (STDE) e o coeficiente de correlação (r). O RMSE avalia a diferença entre um dado individual previsto θ_i^p e o observado θ_i^{obs} no mesmo instante i para N pares de valores simulados-observados, Eq. (1). O bias afere o erro sistemático da simulação, sendo definido como a média das diferenças entre valores previstos θ_i^p e observados θ_i^{obs} , Eq. 2; apresentando valores positivos quando os dados previstos superestimam os dados observados e valores negativos quando os dados previstos subestimam os dados observados. O STDE analisa a dispersão do erro, Eq. 3, mostrando a variação dos erros individuais em torno do erro médio; quando o STDE apresenta baixos valores, significa que o erro é de alguma forma constante e pode ser assumido como um tipo de *offset*, em contrapartida, quando apresenta altos valores, o erro mostra-se aleatório e indica que os dados previstos não conseguem emular a realidade com precisão (Carvalho et al., 2012). Por fim, o coeficiente de correlação determina o grau de correlação linear entre duas bases de dados, Eq. 4, sendo obtido através da razão entre a covariância das duas variáveis (dados previstos e observados) pelo produto dos seus desvios-padrões. Este coeficiente varia entre +1 e -1, sendo +1 uma perfeita relação linear positiva entre as duas variáveis e -1 uma perfeita relação linear negativa.

$$RMSE = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\theta_i^p - \theta_i^{obs})^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (1)$$

$$bias = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\theta_i^p - \theta_i^{obs}) \quad (2)$$

$$STDE = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left((\theta_i^p - \theta_i^{obs}) - \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\theta_i^p - \theta_i^{obs}) \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} = \left[(RMSE)^2 - (bias)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

$$r = \frac{Cov(\theta^p, \theta^{obs})}{\sigma_{\theta^p} \sigma_{\theta^{obs}}} \quad (4)$$

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

3.1 Previsão da velocidade do vento

Na Fig. 3 são apresentadas as velocidades do vento previstas com o modelo WRF e as medidas pelo anemômetro de copo, ambas a 98 m e reduzidas em médias horárias, para os meses de setembro a dezembro de 2013. Através da análise dessas séries históricas nota-se uma boa concordância entre os dados simulados e previstos ao longo de todo o período analisado. Em termos de correlação linear, os meses de novembro e dezembro de 2013 obtiveram as maiores correlações, com valores iguais 0,68 e 0,61, respectivamente; enquanto que as menores correlações foram observadas

em setembro, com coeficiente de Pearson igual a 0,52, e outubro, 0,51. Ainda, para os quatro meses avaliados, esta correlação linear foi de 0,58, como mostrado na Fig. 4.

Os erros obtidos entre as velocidades previstas e medidas para os meses analisados são apresentados na Tab. 1, assim como as velocidades médias mensais observadas na torre anemométrica a 98 m. A média do erro quadrático médio mensal entre WRF e torre foi de 1,53 m/s para os quatro meses avaliados, onde dezembro de 2013 foi o mês que apresentou o menor erro (1,32 m/s) e setembro de 2013 o maior (1,85 m/s). Em média, segundo a metodologia de simulação utilizada, as velocidades do vento obtidas através do modelo WRF tenderam a superestimar as medições; apenas em dezembro de 2013 o bias apresentou valores negativos, ou seja, somente neste mês a velocidade foi subestimada pelo modelo. O maior bias observado aconteceu no mês de setembro (0,74 m/s) e o menor em novembro (0,1 m/s).

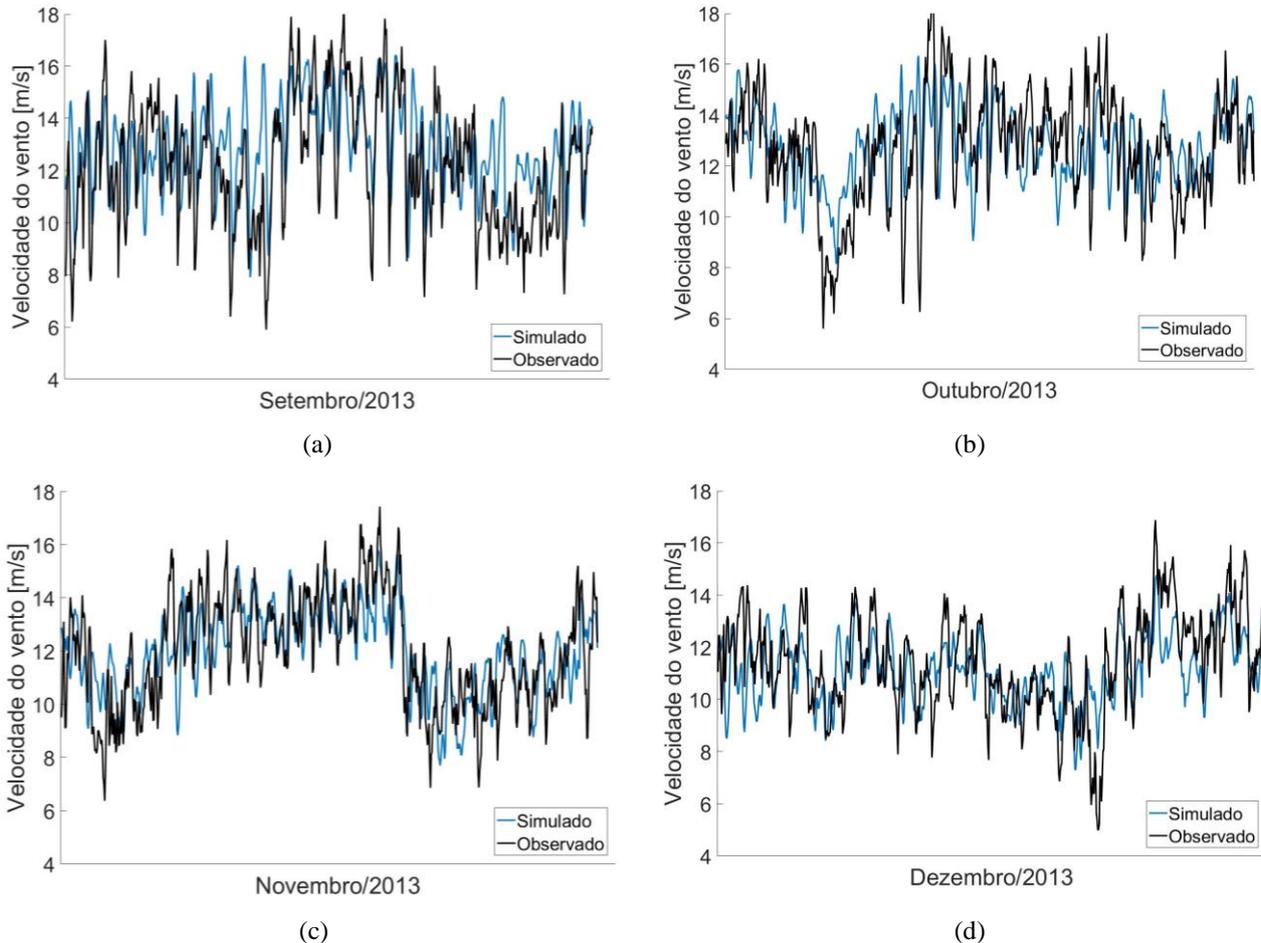


Figura 3 – Velocidades médias horárias do vento para os seguintes meses de 2013: (a) setembro, (b) outubro, (c) novembro e (d) dezembro.

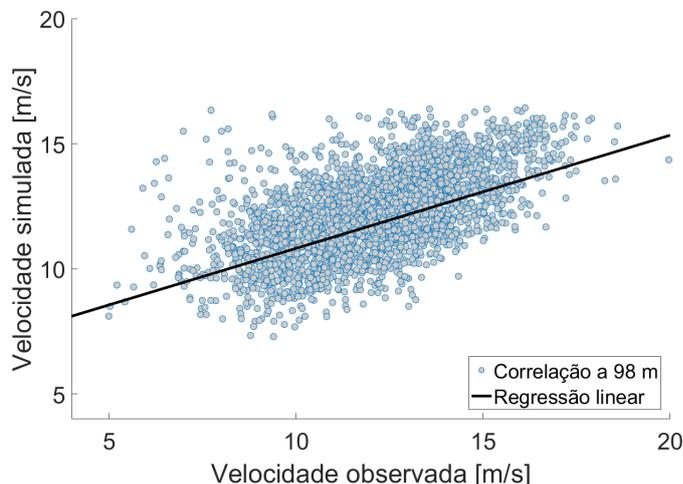


Figura 4 – Correlação dos dados de velocidade simulados (WRF) e observados a 98 m.

Em termos da dispersão do erro, expressa pelo desvio padrão do erro, o maior valor de STDE ocorreu em setembro (1,75 m/s), enquanto o menor foi em dezembro (1,32 m/s). Portanto, conclui-se que o mês de setembro mostrou a pior performance de simulação com o WRF, através de maiores erros médios mensais. Percebe-se também que, apesar da pequena diferença entre as velocidades médias mensais de setembro a dezembro, os menores erros encontrados foram obtidos nos meses de ventos um pouco menos intensos (novembro e dezembro). Tendência similar também foi encontrada por Carvalho et al. (2014), em um estudo com previsões do modelo WRF obtidas com diferentes dados de reanálise, no qual foi observado que para velocidades medidas maiores que 12 m/s e menores que 4 m/s os erros do modelo eram maiores.

Tabela 1 – Métricas estatísticas entre dados de velocidade simulados e observados e velocidades médias observadas.

Mês	RMSE [m/s]	Bias [m/s]	STDE [m/s]	Vel. média [m/s]
Setembro/2013	1,85	0,74	1,75	12,16
Outubro/2013	1,63	0,13	1,61	12,64
Novembro/2013	1,34	0,01	1,44	11,98
Dezembro/2013	1,32	- 0,27	1,32	11,40

3.2 Previsão da direção do vento

Na Usina Eólica de Pedra do Sal, o vento apresenta fortes características *offshore*, devido a este constantemente soprar no sentido do Oceano para a terra, como mostrado na Fig. 5 da localização da Usina e na rosa dos ventos dos quatro últimos meses de 2013 (Fig. 6a), para medições com uma *wind vane* a 96 m e um anemômetro de copo a 98 m. Quando o ar escoar sobre o Oceano, este encontra pouca resistência ao seu movimento, devido à baixa rugosidade superficial das águas. Por outro lado, quando o ar passa a escoar sobre a terra, fica suscetível a um maior arrasto causado pela alta rugosidade superficial do terreno. Esta mudança que ocorre de forma abrupta ocasiona um gradiente horizontal na velocidade do vento (Barthelmie et al., 2007). Assim, em regiões costeiras onde a direção principal do vento é da terra para o Oceano, o vento apresentará menores velocidades médias. No entanto, em locais em que a direção principal é oposta, do Oceano para a terra, o vento apresentará velocidades médias maiores, o que é o caso da Usina Eólica de Pedra do Sal.



Figura 5 – Localização da UEPS

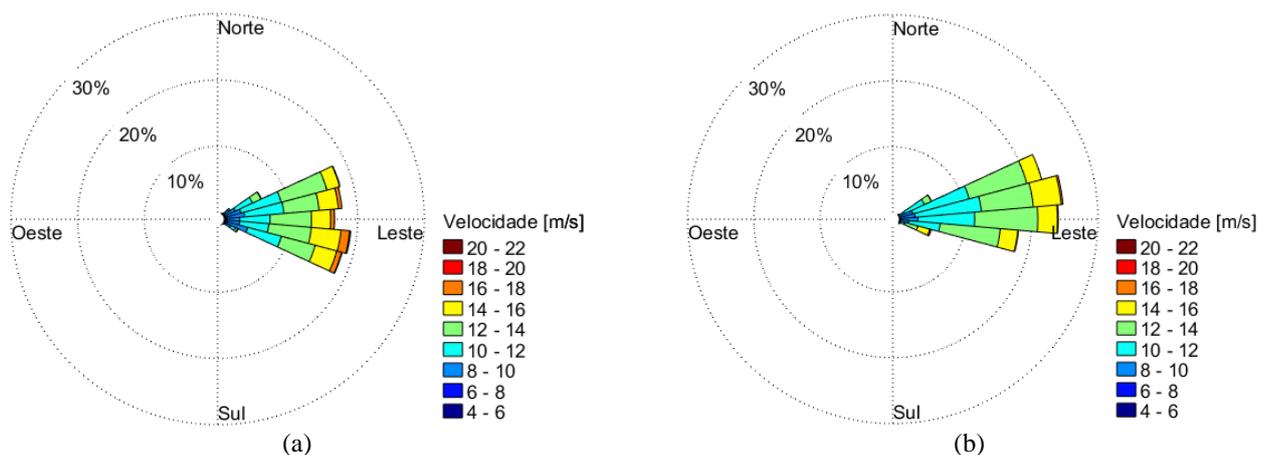


Figura 6 – (a) Rosa dos ventos dos dados medidos e (b) dos dados simulados

Com o intuito de averiguar a eficácia do modelo WRF em prever a direção do vento para as condições oceânicas encontradas na UEPS, são demonstradas na Fig. 6a e na Fig. 6b as rosas do vento mensais de dados medidos e previstos, para os meses de setembro a dezembro de 2013. Observa-se que a direção principal dos dados medidos se encontra no setor entre 65° e 115°, enquanto nos dados simulados é apresentado um menor setor da direção principal do vento, que se mostrou entre 65° e 105°. Em relação a direção do vento com maior frequência de ocorrência nos meses analisados (100°), foi observado uma pequena subestimação pelo modelo WRF de 4,7%. Ainda, o modelo também previu uma menor frequência na ocorrência das velocidades acima de 16 m/s para as direções de maior incidência do vento e uma maior frequência de velocidades entre 12 a 14 m/s e entre 10 a 12 m/s.

4. CONCLUSÕES

A confiabilidade na produção de energia pela fonte eólica e a redução dos riscos de ocorrência de restrições de energia são essenciais para alcançar uma maior inserção desta fonte no Sistema Interligado Nacional. Portanto, estudos que procuram investigar a performance de modelos de previsão da velocidade do vento apresentam fundamental importância frente a crescente inserção da energia eólica na matriz energética nacional e mundial.

Regiões costeiras exibem características e fenômenos atmosféricos específicos, os quais são difíceis de incorporar em um modelo de simulação de mesoescala, porém tais especificidades são fundamentais para a obtenção de uma simulação precisa do vento. Adicionalmente, estas são áreas propícias à instalação e produção de energia eólica, pois devido à baixa rugosidade oceânica, as regiões costeiras apresentam altas velocidades de vento, em média.

Uma importante parte do potencial eólico no Brasil encontra-se na região costeira do Nordeste Brasileiro. Desta forma, o presente trabalho buscou analisar a previsão do vento, em termos de velocidade e direção, obtida pelo modelo atmosférico Weather Research and Forecasting na área da Usina Eólica de Pedra do Sal. A UEPS encontra-se a 400 m de distância do mar e é intensamente influenciada pelas características marítimas, principalmente devido a sua direção principal do vento ser do Oceano para a terra.

A simulação da velocidade do vento pelo WRF, segundo a metodologia utilizada, apresentou uma boa concordância com os dados medidos pelo anemômetro de copo, localizado a 98 m na torre anemométrica. A média dos erros para os quatro meses estudados foi de 1,53 m/s para o RMSE, sendo dezembro e setembro os meses com menores e maiores valores desta métrica estatística, respectivamente. Em geral, também foi observado que o modelo WRF tende a superestimar as velocidades do vento, em que apenas no mês de dezembro de 2013 ocorreu uma subestimação. Ainda, o bias médio em módulo, para todos os meses analisados, foi de 0,29 m/s. A simulação da direção do vento pelo modelo também foi analisada por meio da comparação das rosas dos ventos de dados previstos e observados. Os resultados do WRF mostraram um pequeno erro na previsão da frequência da direção principal do vento de cerca de 4,7%.

Agradecimentos

Os autores agradecem o apoio da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), da ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Group), da Comissão de Aperfeiçoamento de Pessoal do Nível Superior (CAPES) e do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

REFERÊNCIAS

- ABEEólica, 2018. Infovento nº 5. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/01/05_Infovento-online.pdf>.
- ABEEólica, 2017. Infovento nº 4. Disponível em: <http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/10/04_Infovento.pdf>.
- AMS, 2017. State of the Climate in 2016. Disponível em: <http://www.ametsoc.net/sotc2016/StateoftheClimate2016_lowres.pdf>.
- ANA, 2016. Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil – Informe 2016. Disponível em <<http://www3.snirh.gov.br/portal/snirh/centrais-de-conteudos/conjuntura-dos-recursos-hidricos/informe-conjuntura-2016.pdf>>.
- ANEEL, 2018. BIG – Banco de Informações de Geração. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>.
- 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, pp. 369-382.
- Camargo Schubert, SECTI, SEINFRA, CIMATEC/SENAI, 2013. Atlas eólico: Bahia. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlaseolicobahia2013.pdf>.
- Carvalho, D., Rocha, A., Gómez-Gesteira, M., Santos, C., 2012. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy, *Environmental Modelling & Software*, vol. 33, pp. 23-34.
- Carvalho, D., Rocha, A., Gómez-Gesteira, M., Santos, C. S., 2014. WRF Wind simulation and Wind energy production estimates forced by different reanalyses: comparison with observed data for Portugal, *Applied Energy*, vol. 117, pp. 116-126.
- Coimbra, I. L., Sakagami, Y., Santos, P. A., Haas, R., Passos, J. C., Taves, F. F., 2017. Interpolation approach for wind prediction in a coastal area of Brazil, *WindEurope Conference and Exhibition*, Amsterdam.

- Coiffier, J., 2011. Fundamentals of Numerical Weather Prediction, Cambridge University Press.
- Dudhia, J., 1989. Numerical study of convection observed during the Winter Monsoon Experiment using a mesoscale two-dimensional model, Journal of the Atmospheric Science, vol. 46, pp. 3077–3107.
- EPE, 2016. Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/Documents/Energia%20Renov%C3%A1vel%20-%20Online%2016maio2016.pdf>>.
- EPE, 2017. Balanço energético nacional – ano base 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>.
- GWEC, 2017. Global wind report 2016. Disponível em: <<http://files.gwec.net/files/GWR2016.pdf>>.
- Jong, P., Dargaville, R., Silver, J., Utembe, S., Kiperstok, A., Torres, E., 2017. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid, Applied Energy, vol. 195, pp. 538-555.
- Jung, J., Broadwater, R., 2014. Current status and future advances for wind speed and power forecasting, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 31, pp. 762-777.
- Kain, J. S., 2004. The Kain-Fritsch convective parameterization: An update, Journal of Applied Meteorology, vol. 43, pp.170–181.
- Lim, K-S. S., Hong, S-Y., 2010. Development of an effective double-moment cloud microphysics scheme with prognostic cloud condensation nuclei (CCN) for weather and climate models, Monthly Weather Review, vol. 138, pp. 1587–1612.
- Melo, E., 2013. Fonte eólica de energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. Estudos Avançados, v. 17, n. 77, pp. 125-142.
- Mlawer, E. J., Taubman, S. J., Brown, P. D., Iancu, M. J., Clough, S. A., 1997. Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: RRTM, a validated correlated-k model for the longwave, Journal of Geophysical Research, vol. 102, n. D14, pp. 16663–16682.
- Nakanishi, M., Niino, H., 2006. An improved Mellor-Yamada level 3 model: its numerical stability and application to a regional prediction of advecting fog, Boundary Layer Meteorology, vol. 119, pp. 397–407.
- NOAA, 2017. MEI Index. Disponível em: <<https://www.esrl.noaa.gov/psd/enso/mei/table.html>>.
- ONS, 2016. Submódulo 8.1 – Programação diária da operação eletroenergética. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/download.aspx?vig=1&SourceUrl=%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%208>>.
- ONS, 2017. Plano da Operação Elétrica 2018/2019 - PEL 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEL2018-2019_Sumario_Executivo.pdf>.
- Ramos, D. N. S., Lyra, R. F. F., Silva Júnior, R. S., 2013. Previsão do vento utilizando o modelo atmosférico WRF para o estado de Alagoas, Revista Brasileira de Meteorologia, vol. 28, pp. 163-172.
- Sakagami Y., Santos P. A. A., Haas R., Passos J. C., Taves F. F., 2015. Wind shear assessment using wind LiDAR profiler and sonic 3D anemometer for wind energy application – preliminary results, Renewable energy in service of mankind, Springer International Publishing, vol. 1, pp. 893-902.
- Skamarock, W., Klemp, J. B., Dudhia, J., Gill, D. O., Barker, D. M., Duda, M. G., Huang, X-Y., Wang, W., Powers, J. G., 2008. A description of the advanced research WRF version 3, NCAR Technical Notes.
- Tewari, M., Chen, F., Wang, W., Dudhia, J., Lemone, M. A., Mitchell M. K., Ek, M., Gaynom G., Wegiel, J., Cuenca, R. H., 2004. Implementation and verification of the unified Noah land surface model in the WRF model, 20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction, pp. 11-15.
- WEC, 2016. World energy resources. Disponível em: <<https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf>>.
- UCAR, 2017. WRF model users' page. Disponível em: <<http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/>>.

ANALYSIS OF THE WIND PREDICTION IN A COSTAL WIND FARM LOCATED IN THE BRAZILIAN NORTHEAST REGION

Abstract. *This study evaluated predictions of the wind speed and direction obtained by simulation with the mesoscale numerical model WRF-ARW, version 3.6.1, in the coastal area of Pedra do Sal Wind Farm, located in the Northeast of Brazil. The model's performance was investigated for a possible application in other coastal wind farms of the country, in the face of the increasing demand for wind forecasts and associated wind power. Also, with a greater insertion of the wind source in the Brazil's energy matrix, these forecasts are related to the security of the energy supply in the national territory. Atmospheric simulations in coastal areas introduce additional difficulties in forecasting models and Pedra do Sal Wind Farm exhibits great maritime influence that affects the behavior of the local winds. The WRF model predicted with certain accuracy the wind speed in the region of the Wind Farm, presenting an average RMSE of 1.53 m/s for the months of September to December of 2013. In terms of bias, there was a tendency for the model to overestimate the wind speed, except for December, where the wind speed was underestimated (-0.27 m/s). In addition, higher errors were observed in the velocities predicted in times of more intense winds. The prediction of the wind direction also showed good results, in which a small underestimation in the frequency of the main wind direction of 4.7% was observed.*

Keywords: *Wind Simulation, Wind Energy, Coastal Areas*