

ENERGIA EÓLICA NO PIAUÍ: INVESTIGAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA VELOCIDADE DO VENTO NA GERAÇÃO ELÉTRICA DA USINA EÓLICA PEDRA DO SAL

Ana Beatriz Moreira Alves – moreirabeatriz347@gmail.com

Marcos Antônio Tavares Lira

Universidade Federal do Piauí, Câmpus Petrônio Portella

6.1. Simulação, análise, equipamentos e sistemas de conversão eólica para eletricidade

Resumo. O estudo aborda a expansão da energia eólica na matriz energética brasileira, com destaque para o Piauí. A estação meteorológica A308 em Parnaíba - PI coleta dados climáticos para investigar sua relação com a geração de energia na Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS). O objetivo é usar esses dados para prever a produção de energia e desenvolver um modelo que correlacione a velocidade do vento com a geração elétrica. A metodologia inclui extrapolação dos dados de vento usando o Windographer e regressão linear. Dois modelos foram criados, relacionando a velocidade do vento com a geração estimada e real da UEPS. O modelo II obteve maior correlação (85%) comparado ao modelo I (73%). Os resultados indicam o potencial da localização da estação A308 para aproveitamento da energia eólica e a influência das variáveis do vento na geração, afetadas por fenômenos climáticos como a La Niña. Esse estudo reforça a importância da energia eólica na diversificação da matriz energética, ressaltando a viabilidade dessa fonte renovável no cenário energético do Piauí.

Palavras-chave: Velocidade do Vento, Geração de Energia Eólica, Estimativa de Ventos

1. INTRODUÇÃO

A capacidade de gerar energia elétrica é um dos balizadores para o desenvolvimento econômico de qualquer sociedade. Dessa forma é necessário que o país possua os recursos adequados para compor a matriz energética e garantir o avanço da industrialização e bem-estar da sociedade. No caso do Brasil, foi-se investido consideravelmente na geração hidrelétrica, tendo em vista o potencial de geração que essa fonte oferece no território brasileiro, com grandes bacias hidrográficas em todas as regiões, e como forma de impulsionar o desenvolvimento nacional. Por conta de o Brasil possuir uma extensão territorial considerável, foi necessário interconectar todas as regiões através do Sistema Interligado Nacional (SIN), que usa malhas de transmissão e possibilita explorar a diversidade entre os regimes de geração nas diversas partes do país, garantindo suprimento necessário para cada região o (Diniz, 2019; Oliveira, 2018; ONS, 2023; Ferreira et al., 2016).

Ao longo dos anos, os impactos ambientais causados pelas obras de grandes hidrelétricas, como inundações em grandes áreas, deslocamento de toda população da região e prejuízos a fauna e flora local, formaram (junto da dependência das chuvas e frequência dos períodos de estiagem) a força motivadora que impulsionou o investimento na diversificação da matriz brasileira. Mesmo assim, por ser uma fonte de suma importância, ainda ocupa uma porção significativa da geração elétrica brasileira, tendo como principais referências Usina Hidrelétrica de Itaipu, Usina Hidrelétrica de Belo Monte e Usina Hidrelétrica São Luiz do Tapajós (Oliveira, 2018; Terrin; Blanchet, 2019; Miguel, 2021).

A alteração no perfil da matriz de geração de energia elétrica no território brasileiro fica mais evidente quando se compara os dados de capacidade instalada do Balanço Energético Nacional, disponibilizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Na Fig. 1 (b), relativa aos dados de 2011, é possível observar a predominância massiva da geração hidrelétrica como a maior capacidade instalada na época, além da fonte eólica possuir uma menor capacidade instalada que a nuclear. Porém, ao observar os dados de 2021, apresentados na Fig. 1 (a), pode-se observar o crescimento das fontes renováveis e como ocupam papel significativo no Brasil, tendo como polo principal a região Nordeste e depois a região Sul do país, em especial os estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Piauí, Ceará e Rio Grande do Sul (Abbeolica, 2022; Empresa de Pesquisa Energética, 2012; Empresa de Pesquisa Energética, 2022).

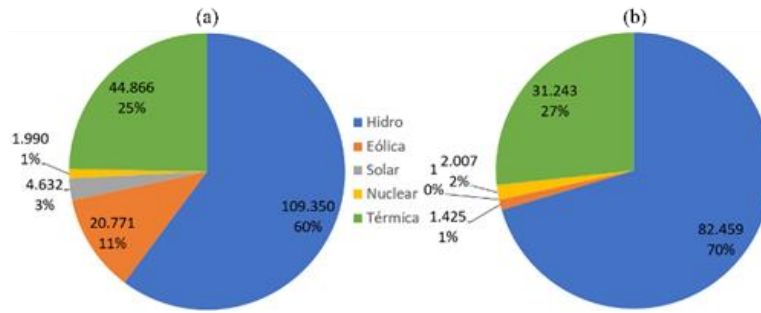


Figura 1: Capacidade instalada de geração de energia elétrica em MW no Brasil - anos base 2021 (a) e 2011 (b).

No contexto do estado do Piauí, a mudança do perfil de capacidade instalada fica muito mais evidente, principalmente com o advento da energia eólica. Na Fig. 2 (b) é possível observar a predominância da geração hídrica e térmica para suprir as demandas do estado no ano de 2011, algo totalmente contrastante com o perfil de 2021, em que a capacidade instalada de energia eólica deu um salto significativo, a ponto de representar cerca de 92%, como pode ser observado na Fig. 2 (a) (Empresa de Pesquisa Energética, 2012; Empresa de Pesquisa Energética, 2022).

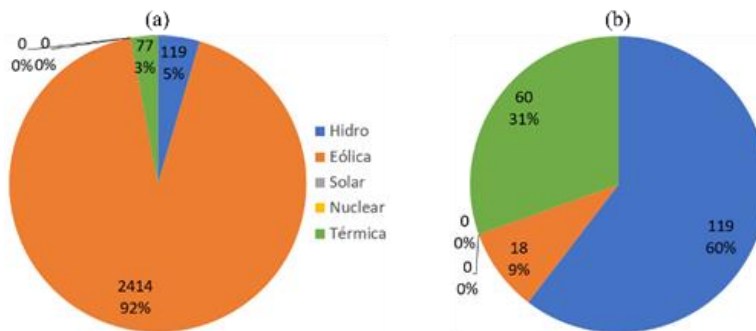


Figura 2: Capacidade instalada de geração de energia elétrica em MW no Piauí - anos base 2021 (a) e 2011 (b).

O estado do Piauí possui enorme potencial para geração de energia elétrica por meio do recurso eólico, principalmente na região do município de Parnaíba e a parte piauiense da Chapada do Araripe, visto sua geografia favorável. No primeiro caso, a velocidade de vento média mensal fica em torno de 7 m/s, devido à proximidade com o litoral do estado, essa região é muito propícia para a instalação de parques eólicos. Na Chapada do Araripe, o principal fator que impulsiona o elevado potencial de geração é a altitude da região, que pode chegar à 750 metros nos municípios de Marcolândia e Caldeirão Grande, com velocidade de vento média mensal de 8 m/s e um potencial eólico estimado de 2400MW (Campêlo et al., 2020; Lira et al., 2016; Lira et al., 2017; Cardoso et al.).

Esse trabalho tem como objetivo verificar qual a relação entre a velocidade do vento na estação meteorológica A308, localizada na cidade de Parnaíba-PI, e a geração de energia elétrica na Usina Eólica Pedra do Sal (UEPS), localizada também em Parnaíba.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

O estudo dos dados de geração eólica, da UEPS, e os dados de geração de energia, obtidos a partir do levantamento do perfil dos ventos coletados pela estação meteorológica de Parnaíba - PI, foram realizados utilizando o software Windographer®. Utilizou-se o método da regressão linear e da correlação entre os dados estimados e reais para verificar qual a relação da velocidade do vento na geração de energia eólica no estado do Piauí. Nas seções seguintes são descritas as características da Usina, da estação automática A308 e do programa Windographer®.

2.1 Estação Meteorológica A308

Para realizar a análise e correlação das variáveis meteorológicas com a geração de energia elétrica da UEPS, foram utilizados os dados de velocidade e direção do vento, oriundos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), em um intervalo de cinco anos (2017 a 2021), da Estação Meteorológica Automática (EMA) A308 que fica localizada na cidade de Parnaíba - PI e está em operação desde fevereiro de 2003. Os sensores coletam os dados a 10 metros da superfície e encontram-se a uma distância aproximada em linha reta de 29,63km da Usina Eólica Pedra do Sal.

2.2 Descrição da aplicação dos procedimentos metodológicos

A etapa de levantamento do perfil de velocidade e direção do vento a partir dos dados coletados da estação A308, foi realizada com a utilização do método de preenchimento de lacunas do Windographer®. Ao importar os dados, o programa exibe um gráfico de cobertura dos dados que indica quais variáveis possuem intervalos de tempo com informações ausentes. Da base coletada para o trabalho, alguns meses nos anos de 2018 e 2019 apresentaram dados de velocidade do vento em branco, muito por conta de intermitências nos sensores da estação meteorológica.

Dessa forma, utilizou-se a função de preenchimento de lacunas na qual o Windographer® calcula o valor ausente da velocidade do vento a partir dos valores de velocidade do vento existentes e dos padrões de cisalhamento que ele mede em outras partes do conjunto de dados. As configurações de cisalhamento do vento permitem controlar esse processo. Com essas configurações, é possível escolher se o Windographer® utiliza o perfil de lei logarítmica ou o perfil de lei de potência de melhor ajuste durante esse processo. Neste trabalho, utilizou-se o perfil da lei de potência.

Na sequência, a etapa de extrapolação do vento foi realizada utilizando-se a equação do perfil logarítmico para uma altura de 55m, a mesma na qual estão os aerogeradores na UEPS. Para o valor de rugosidade adotou-se $Z_0=0,0002$ encontrado na literatura (Castro, 2004; Troen; Petersen, 1989).

Após obter todos os dados, aplicou-se o método estatístico da regressão linear. Verificaram-se duas situações: a primeira, a relação da velocidade do vento estimado a 55m de altura com os dados de geração de energia estimados e a segunda, a relação da velocidade do vento estimado a 55m de altura com os dados de geração de energia real da UEPS. Para cada situação, foram gerados diagramas de dispersão que deram origem às equações da reta e aos coeficientes de correlação.

A partir de cada modelo, foi possível obter o coeficiente de determinação (R^2), o Erro Médio Absoluto (MAE) e a Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE). Segundo Larson e Farber (2015), o R^2 é usado para avaliar a qualidade do ajuste de um modelo de regressão, quanto mais próximo de 1 maior é a acertabilidade do modelo. O MAE representa o erro médio absoluto para os modelos de previsão analisados e o RMSE a raiz do erro quadrático médio. As equações das métricas citadas são dadas por:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum (y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum (y_i - \bar{y}_i)^2} \quad (1)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - y_i)^2}{n}} \quad (2)$$

$$MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |y_i - \hat{y}_i| \quad (3)$$

Em que y_i representa o valor real, \hat{y}_i o valor previsto ou estimado, \bar{y}_i representa a média dos valores reais e n indica o número de observações.

Por fim, realizou-se a sobreposição das curvas de geração de energia elétrica da UEPS e da curva de geração de energia estimada para verificar quais as semelhanças e tendências dos resultados obtidos.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 Levantamento do perfil de velocidade e direção do vento a altura de 10m

A Fig. 3 é resultado do levantamento do perfil do vento a partir dos dados coletados na estação meteorológica A308 na altura de 10m, considerou-se os valores médios mensais no intervalo de tempo de 2017 a 2021. Observa-se que em alguns períodos do ano, especificamente de janeiro a julho, a velocidade média apresenta valores menores, variando entre 1,9 m/s e 3,0 m/s. Esse período condiz com a estação chuvosa do estado do Piauí, na qual concentra os maiores volumes pluviométricos do ano, o que justifica as velocidades menores, pois a existência do ar em movimento depende diretamente da presença de diferenças horizontais de temperatura.

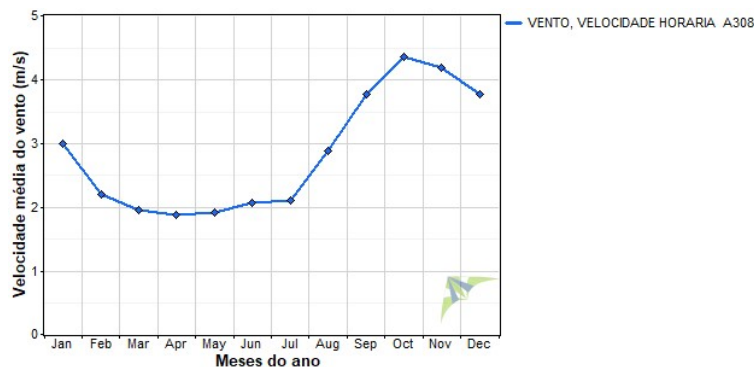


Figura 3: Perfil da velocidade média mensal do vento a partir dos dados coletados na estação meteorológica A308.

Da mesma forma, levantou-se o perfil médio diário da velocidade do vento, conforme ilustrado na Fig. 4. De 12h até às 18h, as velocidades médias manifestaram os maiores valores, chegando acima de 4 m/s. Isso se deve ao aumento das radiações solares na parte da tarde, que acabam aquecendo a superfície continental e reduzindo a pressão, assim, o vento quente sobe e se desloca sentido oceano. Após às 18h, as velocidades apresentam uma queda devido a brisa terrestre, em que ocorre o oposto da brisa marítima, o mar apresenta temperaturas mais quentes, apontando pressão menor que faz o ar quente se deslocar do mar sentido continente. Essa característica está associada à convergência entre o escoamento média e a brisa terrestre conforme apresenta Kousky (1980).



Figura 4: Perfil da velocidade média diária do vento a partir dos dados coletados na estação meteorológica A308.

Além do perfil mensal e diário, levantou-se o perfil de direção dos ventos coletados. Na Fig. 5, observa-se que a direção predominante é a NE, na distribuição de frequência dos ventos destaca-se as velocidades entre 2-4 m/s, pois possuem maior incidência, seguido das velocidades entre 4-6 m/s, conversando com os gráficos apontados nas Fig. 3 e 4.

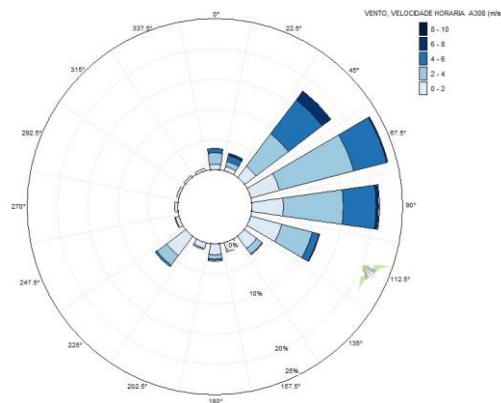


Figura 5: Distribuição de frequência dos ventos a partir dos dados coletados na estação meteorológica A308.

3.2 Extrapolação do perfil do vento a altura de 55m

Após o levantamento do perfil da velocidade e direção do vento a altura de 10m, realizou-se o cálculo da extrapolação para a altura de 55m, a mesma na qual se encontram os aerogeradores na UEPS. As curvas foram sobrepostas e o resultado é ilustrado nas Fig. 6 e 7. Na Fig. 6, tem-se a velocidade mensal da estação meteorológica a 10m e a velocidade estimada a 55m. Observa-se que o perfil mensal da estação A308 a 55m de altura possui as mesmas características, ao longo dos meses, da altura padrão do sensor, diferindo os valores em m/s. Esses valores são maiores devido a característica logarítmica do perfil do vento, que tende a ter medições maiores quando há a redução do atrito no ar livre. As velocidades extrapoladas para a estação A308 variam de 4,5 m/s, nos meses mais chuvosos, a 11,5 m/s nos meses mais quentes do ano. Na Fig. 7, o perfil da velocidade média diária a 55m apresenta as mesmas características dos valores à 10m, conforme explicado na seção 3.1.

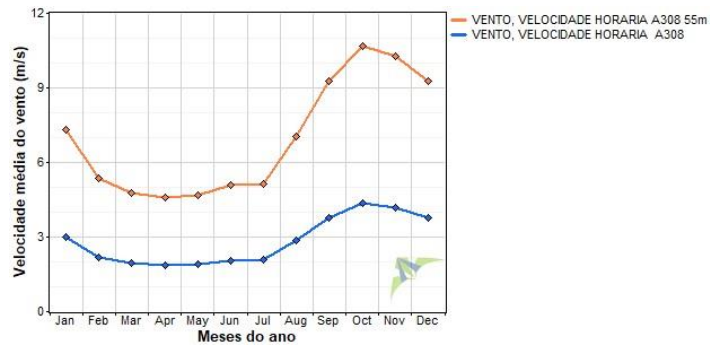


Figura 6: Perfil da velocidade média mensal do vento extrapolado a 55m a partir dos dados coletados na estação meteorológica A308.

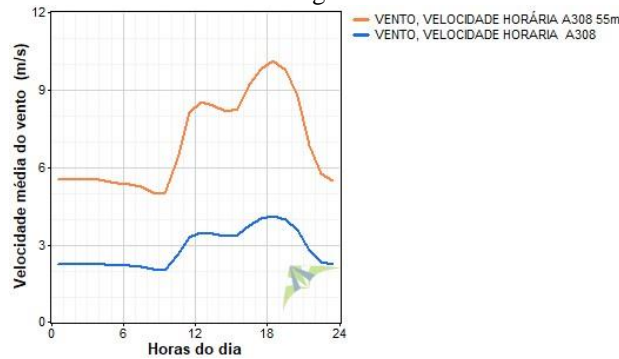


Figura 7: Perfil da velocidade média diária do vento extrapolado a 55m a partir dos dados coletados na estação meteorológica A308.

3.3 Aplicação do método estatístico de regressão linear pelo ajuste das retas e cálculo de correlação

Para avaliar a estimativa de vento à altura de 55m, foram mensurados alguns parâmetros estatísticos. Os dados correlacionados dizem respeito a velocidade média mensal estimada na estação meteorológica A308, a geração de energia estimada e a geração de energia real da UEPS, conforme pode ser observado nas Fig. 8 e 9. Em ambas, é possível verificar o modelo construído a partir da equação da reta, além do R^2 .

Na Fig. 8, verifica-se que o modelo de regressão linear explica cerca de 73% do comportamento da geração de energia estimada. Observa-se uma concentração de dados no início da reta que se justifica pelo perfil da velocidade média mensal do vento levantada ao longo do ano, onde a maioria dos meses apresentam velocidades próximas com uma característica quase constante e alguns meses apresentam valores mais elevados. Além disso, percebe-se ainda na Fig. 8, alguns pontos amostrais destoando da tendência da reta, o que pode ser explicado pela utilização do padrão de preenchimento de lacunas do Windographer® que apresenta um erro inerente ao processo de simulação e estimação dos dados.

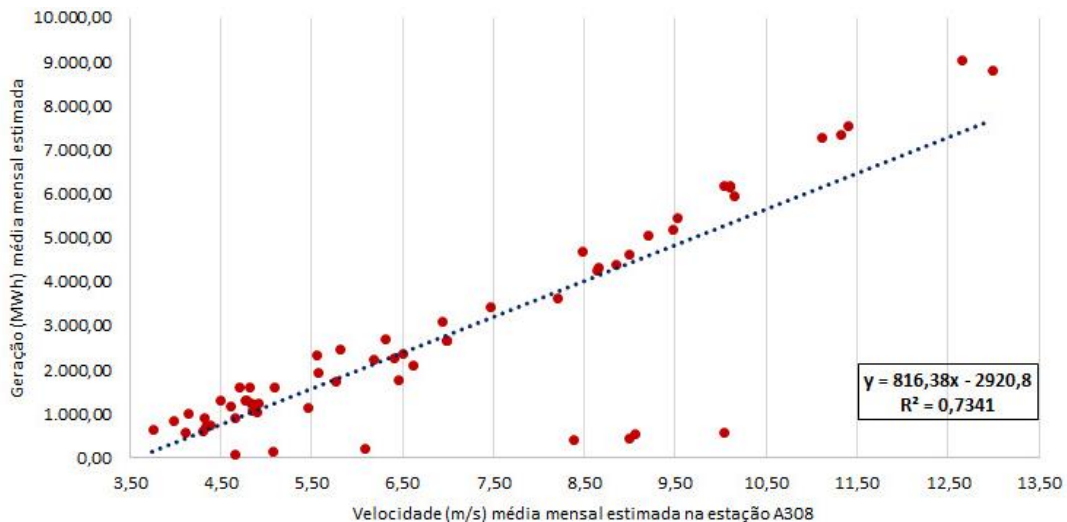


Figura 8: Correlação entre as velocidades médias mensais (m/s) estimadas na estação meteorológica A308 e os dados estimados de geração de energia (MWh).

Na Fig. 9, é possível observar o modelo de regressão linear construído a partir da velocidade média estimada e a geração de energia real na UEPS. Verifica-se que os valores de velocidades médias estimadas explicam cerca de 85% do comportamento da geração de energia real. Percebe-se, que em ambos os modelos, as variáveis apresentam uma correlação direta e positiva.

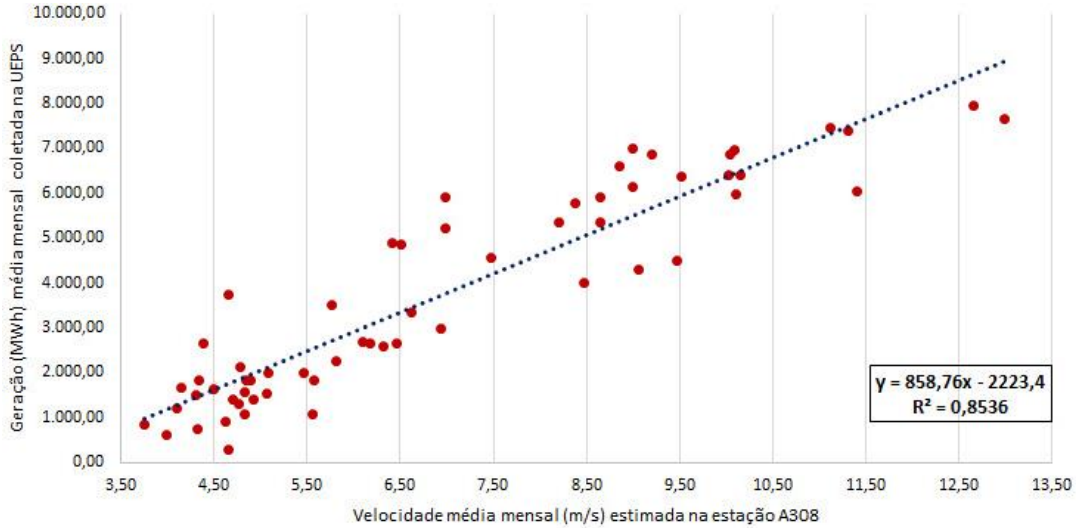


Figura 9: Correlação entre as velocidades médias mensais (m/s) estimadas na estação meteorológica A308 e os dados de geração da UEPS (MWh).

Para fortalecer a avaliação da correlação dos dados de geração estimados e reais, quantificou-se o MAE e a RMSE para cada modelo levantado. Na Tab. 1, são levantados os parâmetros do modelo I (velocidade do vento estimado x geração de energia estimada) e do modelo II (velocidade do vento estimado x geração de energia real). Percebe-se que o modelo II apresentou os menores valores de erro médio e erro quadrático, sendo respectivamente, 693,57 e 871,10 MWh. Isso implica em uma maior acertabilidade dos dados, ou seja, em comparação aos erros do modelo I, o modelo II apresentou-se mais preciso.

Tabela 1: Valores do coeficiente de determinação, erro médio absoluto e erro médio quadrático no intervalo de 2017 a 2021.

Parâmetro	R ²	MAE (MWh)	RMSE (MWh)
Modelo I	0,73	715,03	1203,20
Modelo II	0,85	693,57	871,10

Após o levantamento da correlação e erros entre as variáveis, realizou-se a sobreposição das curvas de geração de energia estimada e real ao longo dos cinco anos proposto para esse trabalho. Observa-se na Fig. 10, de forma geral, que durante todo o período, ambas as curvas se aproximam, seja no intervalo mais chuvoso ou mais seco. Alguns anos foram marcados pelo fenômeno climatológico da La Niña, em certos anos de forma fraca e outros de forma moderada.

Esse fenômeno possui como característica o seu desenvolvimento entre os meses de abril e junho, atingindo o pico entre outubro e fevereiro, dura entre 9 e 12 meses, mas pode persistir por até aproximadamente 2 anos. Ele resfria a superfície do Oceano Pacífico, aumenta a umidade, causa chuvas acima da média e incidência de ventos com velocidades menores, conforme exposto pelo Climate e Society (2023).

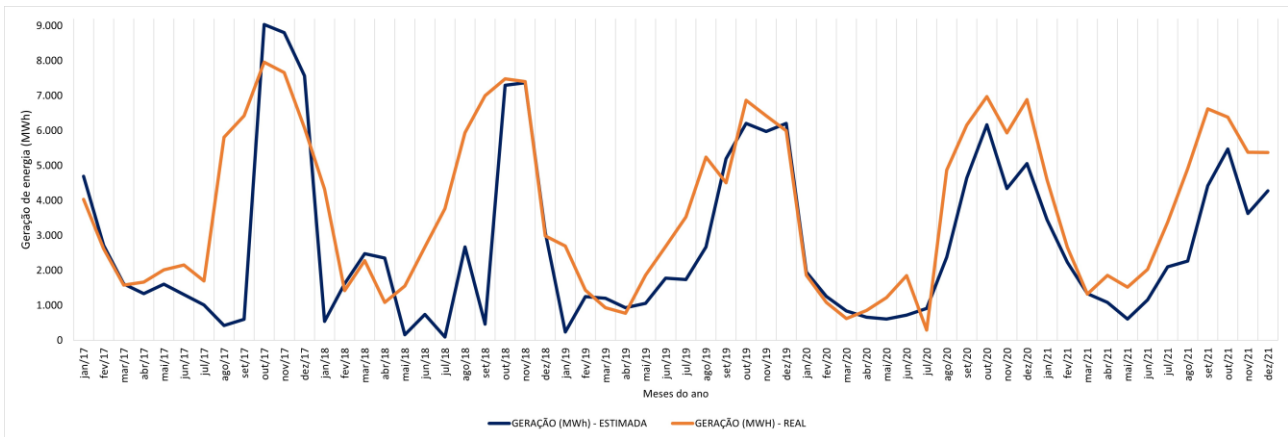


Figura 10: Curvas de geração de energia (MWh) estimada e real mensal no período de 2017 a 2021.

Os anos de 2017 e 2018 foram marcados pela La Niña de intensidade fraca, logo, a tendência é que nesses dois anos a interferência na geração de energia tenha sido menor do que nos demais anos analisados. Assim, destaca-se na Fig. 11, que a geração real apresentou os maiores valores em comparação aos anos seguintes, e que a geração estimada em 2017 também apresentou o maior valor com relação aos anos posteriores.

No ano de 2018, a geração estimada não apresentou o mesmo comportamento de 2017, essa anomalia pode ser explicada pela utilização do preenchimento de valores automáticos realizado pelo Windographer®.

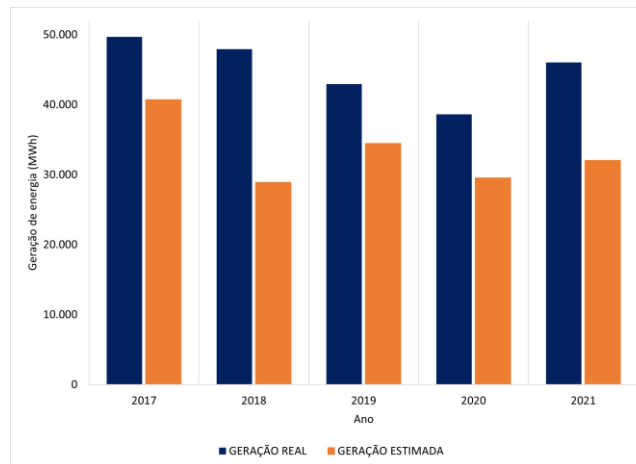


Figura 11: Comparação entre a geração de energia (MWh) estimada e real mensal no período de 2017 a 2021.

Os anos de 2020 e 2021 foram marcados pela La Niña de intensidade moderada, dessa forma, a geração de energia nesses dois anos sofreram maior impacto, refletindo em valores menores tanto na geração real quanto na geração estimada. O ano de 2019 não foi afetado por fenômeno climatológico, logo, ele apresentou valores médios de geração com relação aos anos anteriores e posteriores.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Ambos os modelos se mostraram satisfatórios, porém, o modelo II apresentou correlação de 85%, maior em comparação ao modelo I que apresentou o coeficiente de determinação de 73%. Além disso, houve também diferenças nos erros médios, o modelo I apresentou MAE de 715,03 MWh e RMSE de 1203,20 MWh, enquanto o modelo II apresentou MAE de 693,57 MWh e RMSE de 871,10 MWh, ou seja, o modelo II apresentou maior acurácia.

Ademais, foram sobrepostas as curvas de geração real da UEPS e geração estimada pelo modelo I ao longo dos cinco anos. Durante todo o período, ambas as curvas se aproximaram, seja no intervalo mais chuvoso ou seco. Alguns anos como 2017 e 2018 foram marcados pela La Niña de intensidade fraca, tendo a geração de ambas as curvas sofrendo menos impacto. O ano de 2019 não foi afetado por fenômeno climatológico. Os anos de 2020 e 2021 foram marcados pela La Niña de intensidade moderada, e apresentaram um impacto maior na geração, retratando uma redução com relação aos anos anteriores.

Diante dos resultados obtidos, confirma-se que a localização da estação meteorológica A308 caracteriza-se um potencial para aproveitamento da energia eólica. Além disso, constatou-se a partir das estimativas e método de regressão linear o quanto as variáveis da velocidade e direção do vento influenciam nos valores de geração de energia e

o quanto essas variáveis são influenciáveis por fenômenos climáticos como a La Niña. Percebeu-se ainda, que a abordagem metodológica aplicada neste estudo, demonstra ser um procedimento tecnicamente viável para a estimativa de velocidade do vento.

Agradecimentos

Os autores agradecem a CAPES pelo apoio por meio da concessão da bolsa de pesquisa.

REFERÊNCIAS

- Diniz, T. B., 2019. Impactos econômicos e regionais dos investimentos em geração de energia elétrica no Brasil. Escola Superior de Agricultura “Luiz de Queiroz”, Universidade de São Paulo, Piracicaba.
- Oliveira, N. C. C. d., 2018. A grande aceleração e a construção de barragens hidrelétricas no Brasil. *Varia Historia*, SciELO Brasil, v. 34, pp. 315–346.
- ONS, 2023. O Sistema interligado nacional. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>>.
- Ferreira, J. H. I.; Camacho, J. R.; Malagoli, J. A.; Júnior, S. C. G., 2016. Assessment of the potential of small hydropower development in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 56, pp. 380–387.
- TERRIN, K. A. P.; BLANCHET, L. A., 2019. Direito de energia e sustentabilidade: uma análise dos impactos negativos das usinas hidrelétricas no Brasil. *Revista Videre*, v. 11, n. 22, pp. 47–63.
- Miguel, J. V. P., 2021. Avaliação da geração de energia elétrica no Brasil em condições de escassez de recursos eólicos e hídricos. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo.
- Abbeolica, 2022. Boletim Anual 2021. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/07/ABEEOLICA_BOLETIMANUAL-2021_PORT.pdf>.
- Empresa de Pesquisa Energética, 2012. Balanço Energético Nacional 2012: Ano base 2011. [S.l.]: EPE. v. 1.
- Empresa de Pesquisa Energética, 2022. Balanço Energético Nacional 2022: Ano base 2021. [S.l.]: EPE. v. 1.
- Campêlo, J. R.; Albuquerque, E. L. S.; Filho, J. M. M. de M., 2020. Complexo eólico chapada do Piauí I: Benefícios sociais e impactos ambientais no município de Marcolândia, estado do Piauí. *Geografia (Londrina)*, v. 29, n. 1, pp. 141–155.
- Lira, M. A. T.; Neto, J. M. M.; Silva, E. M. da; Sombra, B. P., 2016. Quantificação dos recursos eólicos no estado do Piauí através de simulações computacionais. *Ciência e Natura*, Universidade Federal de Santa Maria, v. 38, pp. 245–251.
- Lira, M. A. T.; Moita, J. M.; Loiola, J. V. L. d.; Silva, E. M. d.; Alves, J. M. B., 2017. Caracterização do regime de ventos no Piauí para o aproveitamento de energia eólica. *Revista Brasileira de Meteorologia*, SciELO Brasil, v. 32, pp. 77–88.
- Cardoso, F. B.; Lima, B. B. C.; Batista, C. M. do M.; Ribeiro, C. de A. As vantagens da implantação da energia eólica no interior do país: Complexo eólico chapada do Araripe. *Sustentabilidade e responsabilidade social*, pp. 65.
- Castro, R. M. 2004. Introdução à energia eólica. Lisboa: Portugal: Universidade Técnica de Lisboa.
- Troen, I.; Petersen, E. L., 1989. *European wind atlas*.
- Kousky, V. E., 1980. Diurnal rainfall variation in northeast Brazil. *Monthly Weather Review*, v. 108, n. 4, pp. 488–498.
- Climate e Society, 2023. ONU alerta que retorno do El Niño pode levar a novos recordes de calor. Disponível em: <<https://news.un.org/pt/story/2023/05/1813782>>.

WIND ENERGY IN PIAUÍ: INVESTIGATION OF THE INFLUENCE OF WIND SPEED ON ELECTRICAL GENERATION AT THE PEDRA DO SAL WIND POWER PLANT

Abstract. *The study addresses the expansion of wind energy in the Brazilian energy matrix, with emphasis on Piauí. The A308 meteorological station in Parnaíba - PI collects climate data to investigate its relationship with energy generation at the Pedra do Sal Wind Power Plant (UEPS). The objective is to use this data to predict energy production and develop a model that correlates wind speed with electrical generation. The methodology includes extrapolation of wind data using Windographer and linear regression. Two models were created, relating wind speed to the estimated and actual generation of the UEPS. Model II obtained a higher correlation (85%) compared to model I (73%). The results indicate the potential of the A308 station location for harnessing wind energy and the influence of wind variables on generation, affected by climate phenomena such as La Niña. This study reinforces the importance of wind energy in the diversification of the energy matrix, highlighting the viability of this renewable source in the energy scenario of Piauí.*

Keywords: *Wind Speed, Wind Energy Generation, Wind Estimation*