

## **Análise da Variabilidade do Recurso Eólico e Previsão Anual de Energia: Estudo de Caso no Nordeste Brasileiro**

**Marcella Pinheiro Lazar, Daniel Francisconi Oliveira**

Departamento de Engenharia - Casa dos Ventos

marcella.lazar@casadosventos.com.br, daniel.francisconi@casadosventos.com.br

### **RESUMO**

A caracterização do recurso eólico é etapa imprescindível no desenvolvimento de um projeto eólico. Para levar em consideração as variações climáticas que ocorrem em diversos períodos, como diário, sazonal, anual, entre outros, é preciso medir o vento por tempo suficientemente longo. Muitas vezes, medições mais curtas podem ser ajustadas com séries de longo prazo por um processo denominado MCP (measure, correlate, predict). O presente trabalho analisou três torres anemométricas com mais de 10 anos de medição no nordeste brasileiro. Os períodos analisados variam de 1 a 10 anos com objetivo de compreender as vantagens e limitações de diferentes tempos de medição, bem como a variabilidade interanual no período analisado. Parâmetros como a correlação com a série de reanálise ERA5, coeficientes da distribuição de Weibull e velocidade de longo prazo foram analisados ao longo dos anos. Os resultados mostram que utilizar séries temporais com período anual incompleto tem influência considerável na estimativa anual de energia, principalmente se a série tiver menos de 3 anos de medição, e que a previsão para a Produção Anual de Energia (PAE), avaliada com dois aerogeradores de referência, diverge na ordem de 5% nos primeiros anos, e entre 1-3% nos últimos 5 anos.

### **Palavras-chaves:**

Variabilidade interanual, MCP, longo prazo, séries de reanálise, sazonalidade.

### **ABSTRACT**

The characterization of wind resource is an essential step in wind project development. To account for climate variations occurring in different periods, such as daily, seasonal, and annual cycles, it is necessary to measure the wind for a sufficiently long time. Often, shorter measurements can be adjusted using long-term data series through a process called MCP (measure, correlate, predict). This study analyzed three anemometric towers with over 10 years of measurement in northeastern Brazil. The analyzed periods ranged from 1 to 10 years with the objective of understanding the advantages and limitations of different measurement durations, as well as the interannual variability during the analyzed period. Parameters such as correlation with the ERA5 reanalysis dataset, Weibull distribution coefficients, and long-term wind speed were analyzed over the years. The results show that using incomplete annual time series significantly influences the annual energy estimation, especially if the series has less than 3 years of measurements. Additionally, the annual energy production (PAE) forecast, evaluated with two reference wind turbines, diverges by approximately 5% in the initial years and between 1-3% in the last 5 years.

### **Keywords:**

Interannual variability, MCP, long term, reanalysis series, seasonality.

## 1. INTRODUÇÃO

De acordo com Oliveira *et al.* (2015), as mudanças climáticas estão ligadas aos movimentos da Terra e influências planetárias, lunares e solares, resultando em fenômenos climáticos com diferentes ciclos, por exemplo, diários, anuais e decadais. No âmbito da microdinâmica do vento, há variações climáticas que ocorrem em ciclos menores, a exemplo das mudanças marcadas pelas estações ao longo de 12 meses consecutivos. Já representando uma macrodinâmica, ou seja, variações que ocorrem em ciclos mais longos, há exemplos como o El Niño, fenômeno que ocorre com uma frequência que varia de 2 a 7 anos e impacta consideravelmente em variações no recurso eólico, conforme Oliveira *et al.* (2017).

A caracterização do recurso eólico numa dada localidade é etapa fundamental no desenvolvimento de um projeto eólico. Após coletar dados de vento, através de torres anemométricas ou sensoriamento remoto, e validá-los, é preciso ajustá-los com séries históricas de longo prazo para evitar desvios da norma que possam ter ocorrido durante o tempo de medição por conta do efeito desses fenômenos climáticos cíclicos. Recomenda-se, portanto, utilizar séries de referência que cubram pelo menos 3 períodos de oscilação climática, por isso a utilização de séries de 20 anos para modelar o recurso de determinada região, segundo Brower (2012). Vale ressaltar que essas séries de referência, também chamadas de séries de reanálise, são produzidas por agências meteorológicas, como a *European Center for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF)*, utilizando dados meteorológicos históricos medidos por satélites e na superfície, por exemplo, com o intuito de criar modelos regionais de comportamento climático.

O processo conhecido como MCP (*measure, correlate, predict*) é usado para relacionar e ajustar os dados medidos em campo com a referência de longo prazo, reduzindo assim a incerteza nos cálculos de produção de energia. O método assume que o recurso eólico do futuro será similar ao do passado, e alguns requisitos devem ser cumpridos para que o MCP seja válido. Tanto a série de referência quanto os dados medidos devem estar sujeitos às mesmas condições climáticas, ou seja, deve haver boa correlação entre ambas as fontes. Além disso, o registro de dados deve ser homogêneo e com medições contínuas. Por fim, o tempo concorrente entre ambas as fontes deve capturar variações sazonais, o que na prática significa que a torre deve medir no mínimo nove meses contínuos e preferivelmente um ano ou mais.

Visto que o tempo de registro de dados é fundamental para a redução de incertezas, este estudo pretende avaliar o impacto de utilizar dados de torres anemométricas que variem de 1 a 10 anos, usando como ajuste de longo prazo séries de referência de 20 anos. Para isso, três torres anemométricas instaladas no nordeste brasileiro com medições concorrentes de pelo menos 10 anos foram avaliadas para diferentes janelas de tempo de medição. Adicionalmente, a variabilidade interanual também foi avaliada ao longo do período dos 10 anos de medição.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No estágio inicial de desenvolvimento de projetos eólicos, é mais comum dispor de torres de medição que possuem curtos períodos, geralmente inferiores a 2 anos, e, dada a natureza cíclica das mudanças climáticas, durante esse período ainda não temos as características da região consolidadas. Mesmo utilizando as séries de longo prazo para escalonar os dados medidos e aumentar a representatividade histórica da sazonalidade da região, podemos vir a ter um viés na avaliação do recurso eólico se tivermos uma quantidade desigual de meses do ano, principalmente no que tange à velocidade média estimada para a região. De acordo com Brower (2012), a incerteza na velocidade média do vento de longo prazo com base apenas em um ano de medição é de cerca de 3 a 6%, o que corresponde a uma diferença de 5 a 10% na produção média da usina eólica. Além disso, em um recente estudo comparativo feito por Lee (2021), um compilado da avaliação de perdas no cálculo de produção de energia confirma que a mudança de 1% da incerteza da velocidade de vento pode levar a uma variação de 3 a 5% na energia líquida produzida.

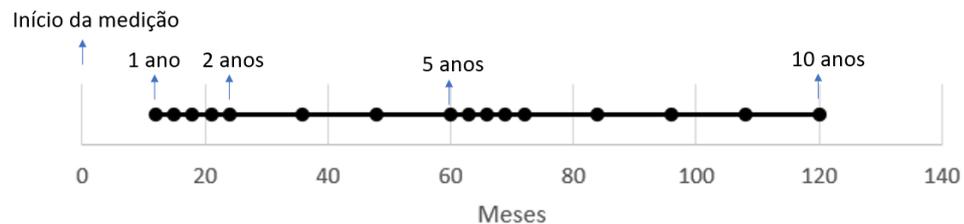
É nesse contexto que Brower (2012) propõe a utilização de uma média anualizada de velocidade para corrigir o viés sazonal do período de dados medidos, apresentada na Equação 1.

$$\overline{v}_{anual.} = \frac{1}{365,25} \sum_{m=1}^{12} D_m \left( \frac{1}{N_m} \sum_{i=1}^{N_m} v_{im} \right) \quad (1)$$

Onde o somatório externo é iterado sobre os 12 meses do ano, com  $D_m$ , que representa o número médio de dias de cada mês, multiplicando a média de velocidade do mês. Na equação, essa média de velocidades mensal é dada pelo somatório das velocidades médias diárias ( $v_{im}$ ) do mês  $m$  dividido pela quantidade de dias desse mês, dada por  $N_m$ .

### 3. MÉTODO DO ESTUDO

Com o objetivo de avaliar os efeitos do tempo de medição de vento, 3 torres anemométricas em diferentes localidades e com período de medição concorrente foram analisadas. As torres estão posicionadas em altitudes que variam de 800 a 1300 m, e distam de 100 a 200 km entre si. Os dados foram avaliados para medições de 1 ano, 2 anos, 3 anos, e assim sucessivamente até 10 anos. Para avaliar o efeito de sazonalidade quando a medição tem anos incompletos, ou seja, quantidades de meses desiguais, por exemplo com 2 janeiros e 1 fevereiro, também foram estudados períodos de 1 ano e 3 meses, 1 ano e 6 meses, e 1 ano e 9 meses. O mesmo foi feito em 5 anos para avaliar o impacto da sazonalidade em torres com medições mais longas. A Figura 1 apresenta os pontos de análise numa linha do tempo do tempo.



**Figura 1** - Linha do tempo com os períodos de medição analisados.

Após subdividir as séries nos períodos supracitados, executamos em cada uma delas os seguintes passos:

- 1- Calcular as médias mensais da série temporal;
- 2- Encontrar o ponto da série de reanálise mais próxima e que apresenta melhor correlação mensal com a torre. Foi utilizada a série de reanálise ERA5, disponibilizada gratuitamente pela ECMWF<sup>1</sup>;
- 3- Utilizando regressão linear, calcular os coeficientes da reta, do tipo  $y = ax + b$ , que correlacionam a série de reanálise com os dados medidos. Outras formas de correlacionar os dados podem ser usadas, e foram descritas em detalhes por Rogers (2005) e Thøgersen (2007);
- 4- Aplicar na série de reanálise os coeficientes encontrados no passo 3 e calcular a média de longo prazo anualizada,  $V_{LP}$ ;
- 5- Na série temporal medida, calcular a média anualizada de velocidade,  $V_{CP}$ ;
- 6- Escalonar pelo fator  $\frac{V_{LP}}{V_{CP}}$  a série temporal medida, encontrando o histograma da frequência por bins de velocidade de longo prazo da torre;

<sup>1</sup> Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>.

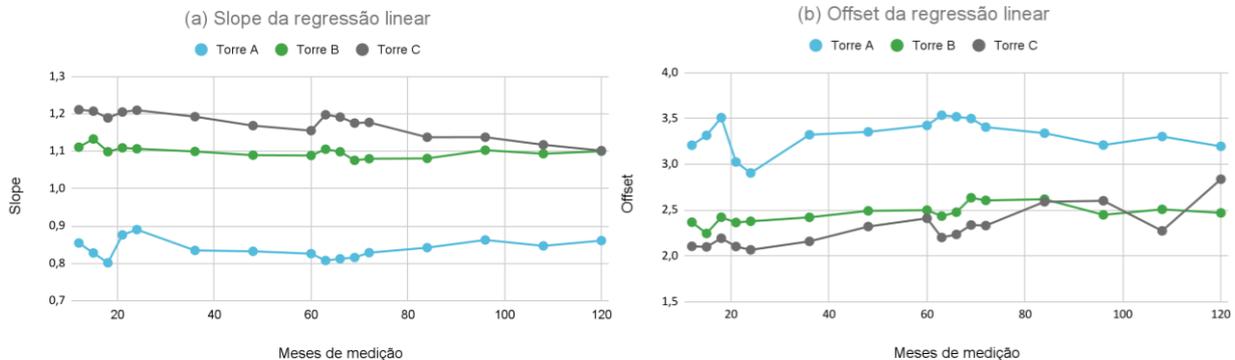
7- Encontrar a curva *Weibull* que melhor descreve o comportamento do histograma encontrado no passo 6.

De posse desses dados, buscou-se avaliar o comportamento dos fatores de forma ( $k$ ) e de escala ( $A$ ) da curva *Weibull* ao longo dos anos, bem como mensurar o impacto da mudança da distribuição na Produção Anual de Energia (PAE) estimada para cada período. Essa avaliação nos permite observar o quão impactante pode ser o comportamento da sazonalidade ao longo dos anos para a região em análise e, sob o aspecto das séries com quantidades de anos incompletos, entender os vieses existentes em se considerar períodos incompletos para a avaliação de uma região. Para a análise da variabilidade interanual, foram avaliados os percentuais de variação da PAE para cada conjunto de anos consecutivos, variando de 1 a 10 anos, dentro do período de estudo, em relação à PAE calculada com a medição de 10 anos.

Para a estimativa da PAE, foram utilizados os dados de duas turbinas eólicas offshore de referência na comunidade científica: a NREL-5MW e a IEA-15MW. Ambas são descritas em detalhes por Jonkman, J. *et al.* (2009) e Gaertner, E. *et al.* (2020) respectivamente e possuem um perfil semelhante, apesar de uma ter o triplo da potência nominal da outra.

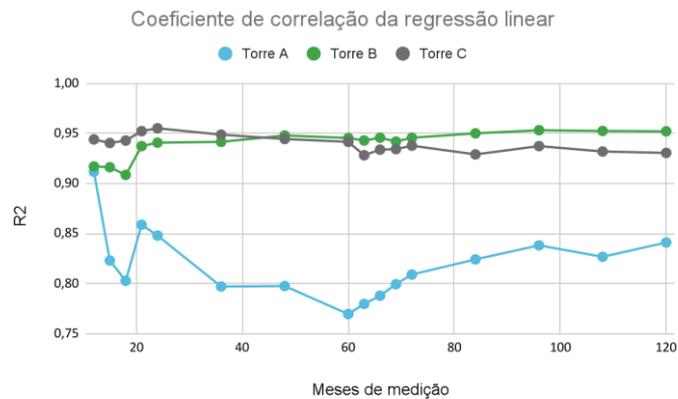
#### 4. ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Os primeiros resultados se referem ao passo 3 apresentado na metodologia, ou seja, a obtenção dos coeficientes da regressão linear que correlaciona os dados da torre com a série de referência. A Figura 2 (a) apresenta o coeficiente angular  $a$  da regressão linear para cada torre e período de medição, e a Figura 2 (b), o coeficiente linear  $b$ . É interessante notar que para cada torre, de forma geral, os coeficientes não se alteram mais do que 10% ao longo dos 10 anos.



**Figura 2** - Coeficiente angular  $a$  da regressão linear para cada torre e período de medição (a). Coeficiente linear  $b$  da regressão linear para cada torre e período de medição (b).

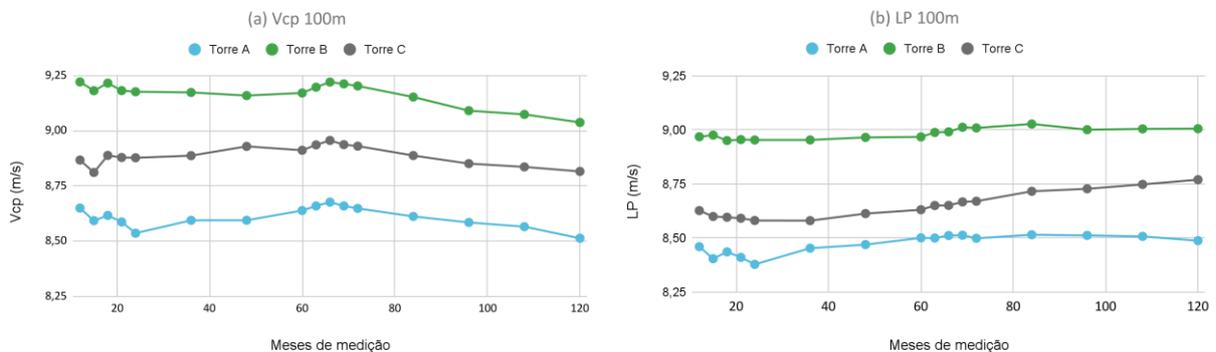
Além disso, é possível notar o impacto da sazonalidade nos pontos de análise logo após 1 ano, e logo após 5 anos. Nota-se que as variações mais abruptas ocorrem no período entre 1 e 2 anos, quando alguns meses foram contabilizados duas vezes, e outros apenas uma vez. Já os efeitos de sazonalidade após 5 anos são suavizados uma vez que alguns meses foram contabilizados 6 vezes e outros 5 vezes.



**Figura 3** - Correlação mensal da regressão linear para cada torre e período de medição.

Outro parâmetro importante na análise é o coeficiente de correlação mensal entre os dados de vento da torre e a série de referência. Uma explicação detalhada sobre o coeficiente de Pearson pode ser encontrada em Benesty, J. (2009). A Figura 3 apresenta este coeficiente para cada caso analisado. A boa correlação é um dos requisitos para a validade do MCP, e as três torres cumprem tal condição. As torres B e C apresentam correlação muito alta em todo o período analisado, sempre acima de 0.9. Enquanto a torre A apresenta boa correlação com a maior parte dos pontos acima de 0.8.

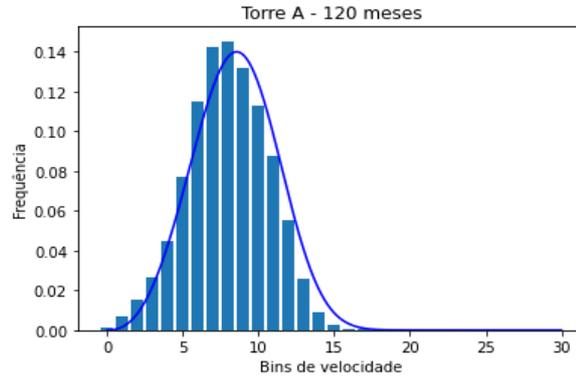
As velocidades de vento a 100m medidas pelas torres anemométricas, anualizadas pela Equação 1, conforme indicado no passo 5, e normalizadas, são apresentadas na Figura 4 (a). Nota-se que as três torres seguem padrões muito semelhantes. Uma vez que os tempos de medição são concomitantes, pode-se concluir que mesmo afastadas por algumas centenas de quilômetros as tendências meteorológicas se mantêm na região.



**Figura 4** - Média anualizada de velocidade de vento medida pelas torres a 100m de altura (a). Velocidade de longo prazo a 100m (b).

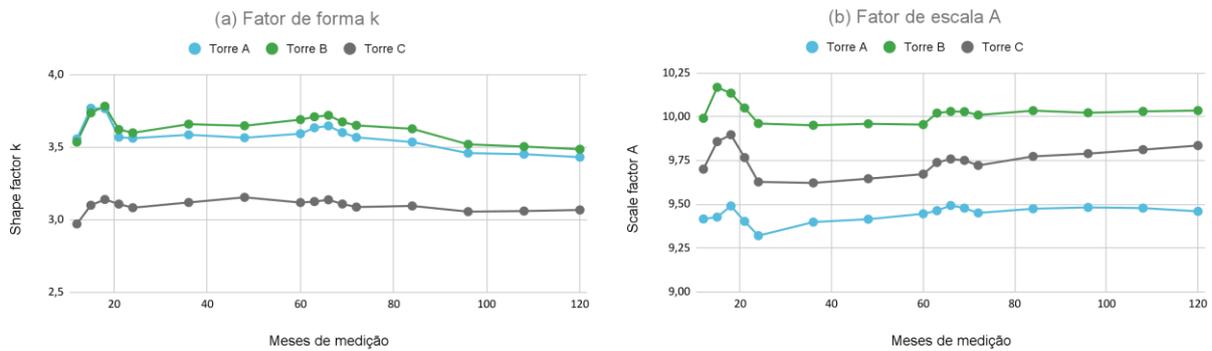
Já a velocidade de longo prazo a 100m calculada pelo passo 4 da metodologia, que leva em conta os dados da torre e da série de reanálise são apresentados na Figura 4 (b). Os padrões que se repetiam na Figura 4 (a), agora não são mais evidentes. No entanto, os valores se mantêm mais estáveis ao longo dos anos, exceto pela torre C que apresenta tendência de subida nos últimos anos.

O passo 7 da metodologia refere-se à construção das estatísticas da torre, notadamente, frequência e velocidade. Assim, os histogramas de velocidade do vento para cada torre e cada período de medição foram criados e associados a uma respectiva distribuição de *Weibull*, comumente utilizada para descrever as estatísticas de vento (RINNE, 2008). Segundo Burton *et al.* (2011), esta distribuição é uma boa representação das características do vento ao longo de um ano. Um exemplo de histograma é apresentado na Figura 5.

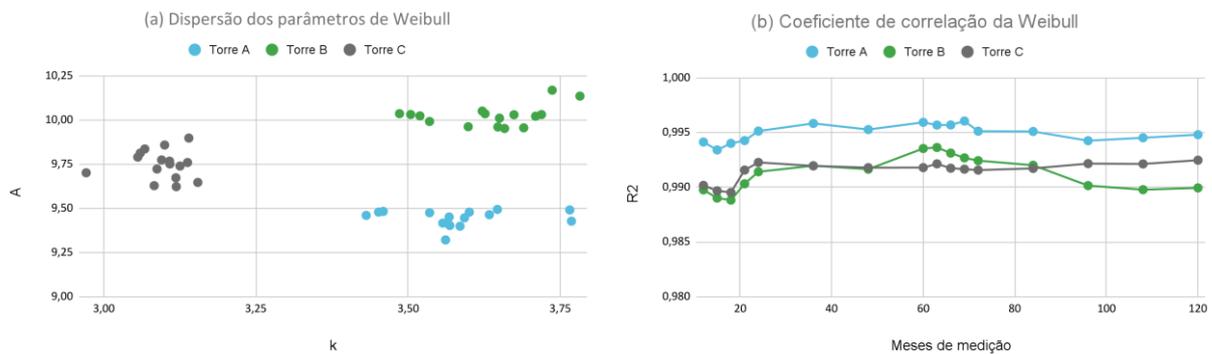


**Figura 5** - Histograma de velocidades da torre A para 10 anos.

A curva de *Weibull* pode ser descrita por dois parâmetros, o de forma  $k$  e o de escala  $A$ . De forma análoga aos gráficos anteriores, as Figuras 6 (a) e 6 (b) apresentam esses parâmetros para cada caso. Fica claro que as variações interanuais são menores do que as intra-anuais, evidenciando o efeito da sazonalidade nas estatísticas do vento. Novamente, os valores não se modificam muito ao longo dos anos, com variações anuais da ordem de 2%. As variações mais intensas ocorrem nos intervalos de 3 meses, chegando a 6%, no caso extremo de 1 ano e 3 meses. Outro ponto interessante é que as três torres possuem tendências semelhantes, mesmo com diferentes localidades, alturas e séries de referência.



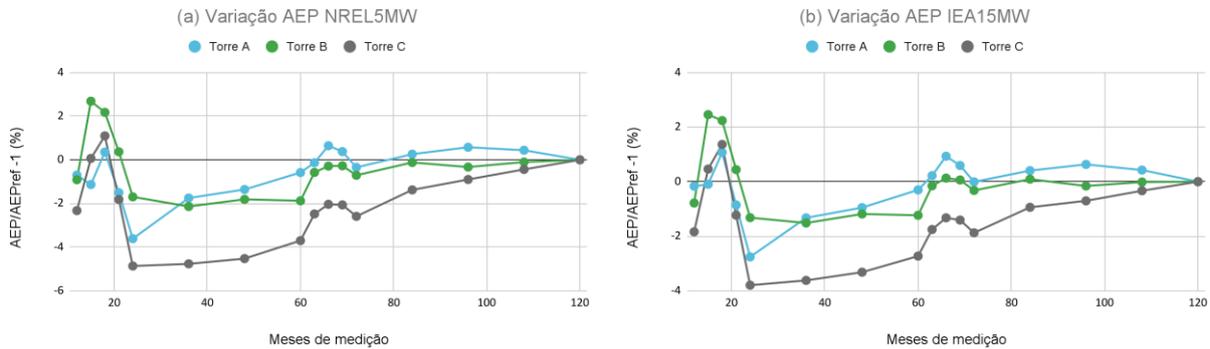
**Figura 6** - Fator de forma  $k$  (a) e fator de escala  $A$  da distribuição de *Weibull* (b).



**Figura 7** - Dispersão dos parâmetros das distribuições de *Weibull* (a) e Coeficiente de correlação da distribuição de *Weibull* (b).

Os mesmos pontos das Figuras 6 (a) e 6 (b), estão representados de forma concisa na nuvem de pontos da Figura 7 (a). Neste gráfico, fica evidente as regiões que definem as estatísticas de cada torre. Nota-se também que as torres A e B variam mais no parâmetro de forma, enquanto que a torre C varia mais o parâmetro de escala. Todos os histogramas têm uma correlação muito boa com as distribuições de *Weibull*. Isso confirma a validade de representar as estatísticas de vento com essa distribuição, definida

com apenas dois parâmetros. A Figura 7 (b) apresenta os fatores de correlação para cada caso, que se situam em sua maioria acima de 99%.



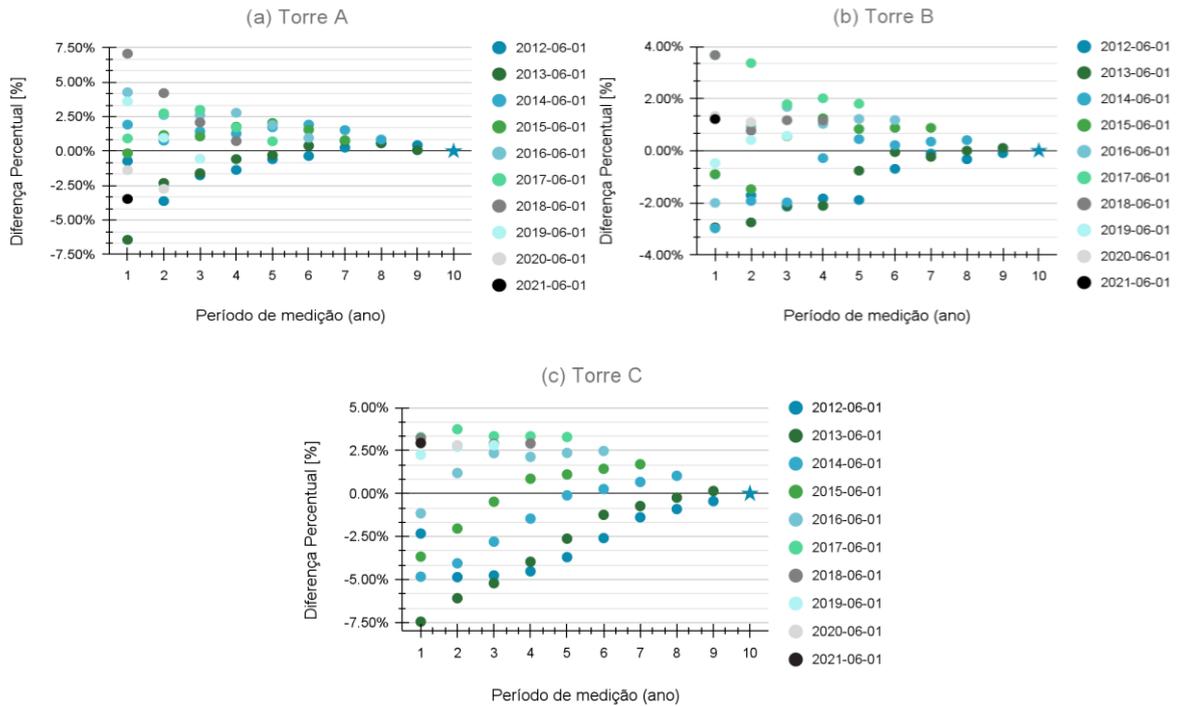
**Figura 8** - Variação percentual da Produção Anual de Energia estimada a partir de diferentes períodos de medição de vento para o aerogerador NREL-5MW (a) e para o aerogerador IEA-15MW (b).

A Figura 8 (a) e (b) apresenta a variação da PAE em cada período estudado em relação ao valor com a melhor estimativa (de 10 anos) em termos percentuais para as duas turbinas analisadas, respectivamente NREL-5MW e IEA-15MW. Pode-se observar que o efeito de sazonalidade traz um grande impacto na previsão de energia entre o primeiro e o segundo ano de medição, o que também é percebido entre o quinto e sexto ano, mas as variações da PAE são menos significativas pois há um número maior de meses medidos. Percebe-se também que nos primeiros 5 anos, as variações são da ordem de até 5%, e nos últimos 5 anos, de até 1% para as torres A e B e de 3% para a torre C.

É válido ressaltar que para ambas as turbinas as mesmas tendências são observadas e a diferença da resposta de uma máquina para outra é apenas a escala de potência gerada. É interessante notar que a potência nominal é 3 vezes maior na para a IEA-15MW, mas a estimativa de potência gerada é da ordem de 3,5 vezes maior, o que corrobora para os ganhos de escala de aerogeradores maiores.

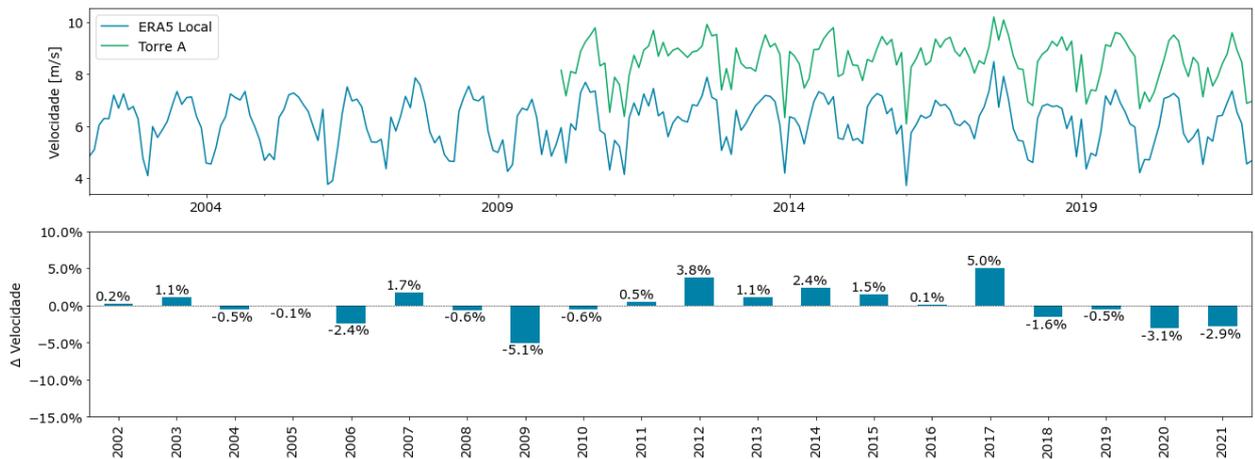
A variabilidade interanual foi analisada para as 3 torres, considerando o período de 10 anos medidos (01/06/2012 a 01/06/2022) da seguinte forma: Para o período de 1 ano de medição, foi avaliado qual a diferença percentual entre a PAE calculada com o ano completo, iniciando em cada um dos 10 anos (2012 a 2021), e a PAE calculada considerando o período completo de medição de 10 anos. Para dois anos de medição, os anos foram agrupados de forma sequencial, ou seja, 2012 a 2014, 2013 a 2015, 2014 a 2016, 2015 a 2017, 2016 a 2018, 2017 a 2019, 2018 a 2020, 2019 a 2021 e 2020 a 2022, e calculada a diferença percentual entre a PAE do período de 2 anos e a PAE do período total medido. Essa mesma lógica foi aplicada até 10 anos de medição, que é o período de referência representado na Figura 9 (a), (b) e (c) com um símbolo diferente dos demais, onde a legenda indica o ano de início do período analisado.

Fica evidente para as torres A e B que a partir de 5 anos de medição a diferença percentual fica inferior a  $\pm 2.5\%$  e, no caso da torre C, a redução para esse mesmo nível só ocorre após 6 anos de medição. Essa análise ressalta a importância de se ter um período de medição de pelo menos 3 anos e evidencia que mesmo utilizando a metodologia explicada anteriormente para obtenção do longo prazo, a depender dos anos disponíveis para fazer o cálculo, ainda se pode ter uma diferença significativa na PAE estimada por conta da variabilidade interanual.



**Figura 9** - Avaliação da variabilidade interanual para diferentes períodos na torre A (a), torre B (b) e torre C (c).

Como pode ser observado nas 3 torres analisadas, a variabilidade interanual do recurso eólico local varia de acordo com a região da torre. Tendo isso em vista, a Figura 10 apresenta para o período de 20 anos (2002 a 2021), a média anual da velocidade de vento a 100m de altura da torre analisada e da série de referência local no plot superior e, no inferior, a variabilidade da média de velocidade da série de referência para anos completos em relação aos 20 anos, que vai de -5.1% a 5% para a torre A. Calculando a variabilidade interanual desse período pelo desvio padrão das médias anuais, chega-se ao valor de 2.35%.



**Figura 10** - Avaliação da variabilidade interanual dos 20 anos completos do ERA de referência para a torre A.

A mesma análise foi feita para as torres B e C, respectivamente nas Figuras 11 e 12. Para a torre B temos uma variação de -5.8% a 5.2%, com variabilidade interanual de 2.97% e, para a torre C apresenta uma variação de -5.8% a 4.8%, com variabilidade interanual de 3.36%. Esses resultados corroboram com o que foi mostrado na Figura 9, onde a Torre C precisa de uma maior quantidade de anos de medição para que a diferença percentual na estimativa da PAE seja reduzida.

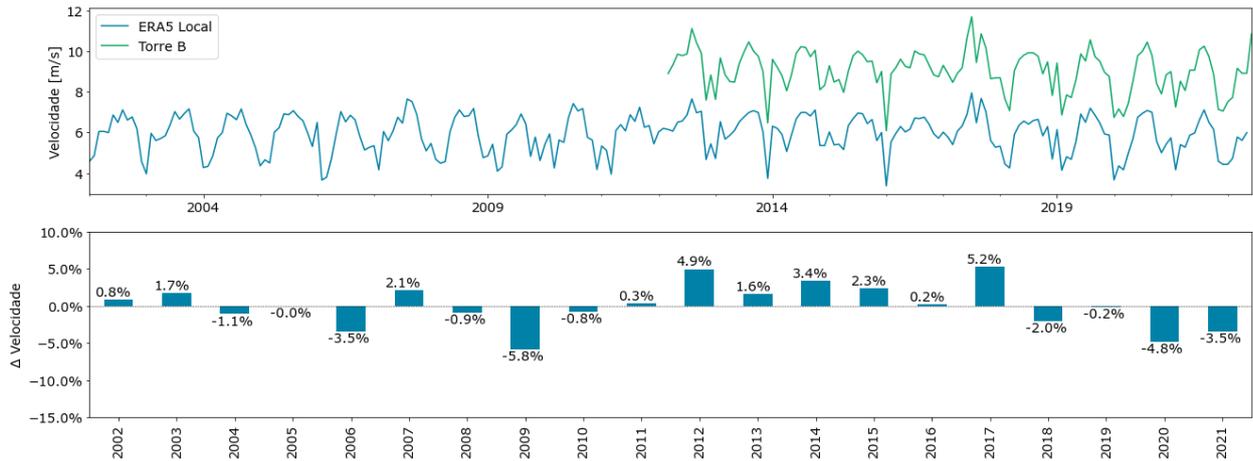


Figura 11 - Avaliação da variabilidade interanual dos 20 anos completos do ERA de referência para a torre B.

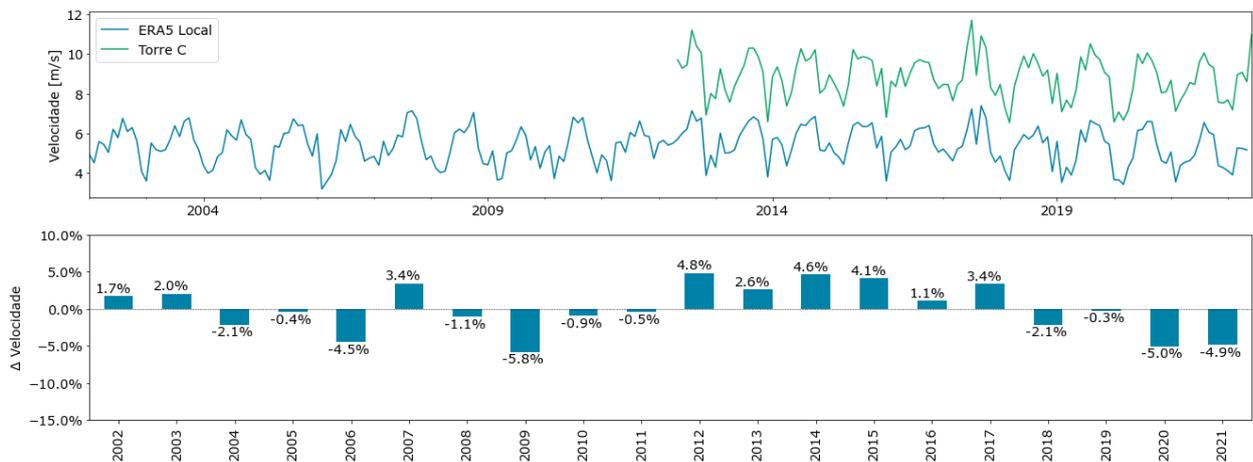


Figura 12 - Avaliação da variabilidade interanual dos 20 anos completos do ERA de referência para a torre C.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS, CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O presente trabalho analisou três torres anemométricas com medições concorrentes de pelo menos 10 anos. Elas se localizam no nordeste do Brasil com distâncias entre si da ordem de centenas de quilômetros. Os períodos de medição analisados variaram de 1 a 10 anos com objetivo de compreender as vantagens e limitações de diferentes tempos de medição.

Todas as torres apresentaram alta (0.8) ou muito alta (>0.9) correlação entre seus dados de vento e as séries de reanálise do ERA5. Os coeficientes das regressões lineares apresentaram valores próximos ano a ano, com variações mais intensas entre o primeiro e o segundo ano devido aos fatores de sazonalidade.

As velocidades anualizadas de cada torre mostraram tendências anuais semelhantes, o que evidencia que estão sob o efeito de condições meteorológicas de mesmo padrão. Entretanto, as velocidades ajustadas pela série de referência não apresentam as mesmas tendências, mas mantêm um valor mais estável, exceto para uma das torres

As estatísticas da torre são bem representadas por distribuições de Weibull, com correlação superior a 0.98 para as 3 torres. Os fatores de escala e forma variam pouco de ano para ano, e variam mais significativamente entre os intervalos de 3 meses.

Por fim, as estimativas de produção anual de energia foram calculadas com base nas curvas de potência de duas turbinas eólicas, a NREL-5MW e a IEA-15MW. Ambas apresentaram as mesmas tendências, muito semelhantes às curvas de estatística de vento. As variações absolutas na PAE ao longo

dos anos oscilaram entre 3,8% e 6%, sendo que nos primeiros 5 anos foram da ordem de 3% para duas torres, e 5% para uma torre. Enquanto nos últimos 5 anos, as variações foram de 1% para as melhores torres, e 3% para a pior torre. Em trabalhos futuros, pretende-se avaliar se as outras regiões brasileiras também seguem o mesmo padrão percebido no Nordeste.

Conclui-se que para minimizar os efeitos da sazonalidade no modelamento do recurso eólico, deve-se evitar a utilização de dados de medição com quantidade de anos incompletos, principalmente se a série temporal tiver um período inferior a 3 anos. Outro ponto importante da análise é a avaliação da variabilidade interanual da série de referência, com o intuito de sensibilizar a necessidade de se ter uma maior quantidade de anos de medição nos casos em que essa variabilidade tenha um percentual mais alto, acima de 3% para os casos analisados no presente estudo. Observou-se também que modelar o recurso da região com séries temporais de pelo menos 5 anos produz uma estimativa de produção anual de energia mais precisa, que pode variar, em média, menos que 3% da PAE calculada com 10 anos de medição.

## REFERÊNCIAS

- BROWER, M. C.; ROBINSON, N. M. The openwind deep-array wake model: development and validation. **AWS Truepower LLC.**, fev. 2012. Disponível em: <https://aws-dewi.ul.com/assets/The-openWind-Deep-Array-Wake-Model-Development-and-Validation1.pdf>. Acesso em: 28 jul. 2021.
- JONKMAN, J. *et al.* Definition of a 5-MW reference wind turbine for offshore system development. **National Renewable Energy Lab.(NREL)**, Golden, CO (United States), 2009.
- GAERTNER, E. *et al.* IEA wind TCP task 37: definition of the IEA 15-megawatt offshore reference wind turbine. **National Renewable Energy Lab.(NREL)**, Golden, CO (United States), 2020.
- RINNE, H.. The Weibull distribution: a handbook. **Chapman and Hall/CRC**, 2008.
- BENESTY, J. *et al.* Pearson correlation coefficient. In: Noise reduction in speech processing. **Springer**, Berlin, Heidelberg, 2009. p. 1-4.
- COPERNICUS CLIMATE CHANGE SERVICE (C3S). **ERA5: data documentation**. 2022. Disponível em: <https://confluence.ecmwf.int/display/CKB/ERA5%3A+data+documentation>. Acesso em: 30 maio de 2022.
- ROGERS, Anthony L.; ROGERS, John W.; MANWELL, James F. Comparison of the performance of four measure–correlate–predict algorithms. **Journal of wind engineering and industrial aerodynamics**, v. 93, n. 3, p. 243-264, 2005.
- THØGERSEN, Morten Lybech *et al.* Measure-correlate-predict methods: case studies and software implementation. In: **European wind energy conference & exhibition**. 2007. p. 10.
- LEE, Joseph CY; FIELDS, M. Jason. An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties. **Wind Energy Science**, v. 6, n. 2, p. 311-365, 2021.
- BURTON, Tony *et al.* **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons, 2011.
- OLIVEIRA, M. J. de; CARNEIRO, C. D. R.; VECCHIA, F. A. da S.; BAPTISTA, G. M. de M. **Ciclos climáticos e causas naturais das mudanças do clima**. Terrae didática, v. 13, n. 3, p. 149-184, 2017.
- OLIVEIRA M.J., BAPTISTA; G.M.M., CARNEIRO, C.D.R.; VECCHIA, F.A.S. **História geológica e Ciência do clima: Métodos e origens do estudo dos ciclos climáticos na Terra**. Terræ, 12 (1): 03-26. 2015.