

**ESTUDO COMPARATIVO ENTRE PERFIS VERTICAIS OBSERVADOS E
MODELADOS DE VELOCIDADE DO VENTO APLICADO AO
LEVANTAMENTO DE RECURSO EÓLICO**

**RELATÓRIO PARCIAL DE PROJETO DE INICIAÇÃO CIENTÍFICA
(PIBIC/CNPq/INPE)**

Carina Souza (UNESP, Bolsista PIBIC/CNPq)
E-mail: carina.souza@fosjc.unesp.br

Enio B. Pereira (CCST/INPE)
E-mail: enio.pereira@inpe.br

Francisco José Lopes Lima (CCST/INPE)
E-mail: francisco.lopes.lima@gmail.com

1. Resumo

O objetivo desse trabalho é avaliar diferentes metodologias de extrapolação de perfis verticais de ventos no modelo numérico de previsão do tempo WRF (*Weather Research and Forecasting*) a partir da comparação com perfis obtidos por torres anemométricas localizadas em Petrolina-PE, João Câmara-PB e Araripina-PE. Essa extrapolação faz-se necessária para estimar os valores da velocidade do vento à altura dos aerogeradores, pois o modelo numérico fornece os dados de velocidade do vento à altura de 10 metros. Iniciou-se com a revisão bibliográfica sobre perfis verticais de vento e camada limite atmosférica, assim como das metodologias utilizadas para extrapolação e interpolação vertical do vento. Em seguida, analisou-se as principais variáveis que influenciam os perfis e a turbulência do vento, como a rugosidade, o fator de potência e a velocidade do vento nos dados coletados pelas torres anemométricas. Com esses dados foi possível calcular os erros associados a extrapolação utilizando as leis de potência e a logarítmica. Verificou-se que estes valores eram os mesmos (considerando três casas decimais), ou seja, não há distinção na utilização da lei de potência ou logarítmica, para fins de extrapolação. Escolheu-se, então, a lei logarítmica para a realização da extrapolação dos dados do modelo. Para extrapolar e interpolar os dados de vento a 10m de altura do modelo WRF e fazer a comparação com os dados medidos foram testadas três metodologias: uma extrapolarando os dados do modelo a 10 metros usando o perfil logaritmo (método três) e as outras duas pela interpolação dos valores de vento nos níveis de pressão mais próximos da altura desejada. A diferença entre eles é que uma considera a altitude do terreno (método um), enquanto que no método dois faz somente a interpolação em dois diferentes níveis de pressão, sem considerar a altura do terreno. Os erros associados às extrapolações e interpolação das três metodologias foram calculados para as séries de dados inteira e para as estações do ano. Em seguida, comparou-se, através de gráficos, as três metodologias com os perfis obtidos diretamente da estação anemométrica. Entre os métodos estudados o que apresentou um menor erro com relação aos dados observados foi o método um, pois entre todas as torres o maior erro quadrático médio foi de 3.1 m/s em Araripina e o menor de 1.7 m/s em Petrolina. O método dois foi o que apresentou valores maiores de erros, sendo o menor erro calculado de 3.3 m/s em Petrolina e o maior erro de 11.3 m/s na torre de Araripina.

2. Introdução

O Brasil é um país que possui uma grande diversidade de fontes energéticas, como petróleo, carvão, derivados da cana-de-açúcar, eólica, solar, entre outras. E com o avanço dos estudos sobre poluição atmosférica verificou-se a necessidade de investimentos mais focados em fontes de energia consideradas renováveis. No processo para gerar energia elétrica, essas fontes liberam em menor quantidades, ou não liberam, agentes poluentes. A energia gerada a partir do vento utilizando os aerogeradores é uma dessas possíveis fontes renováveis. O potencial eólico brasileiro para aproveitamento energético tem sido objeto de estudos e inventários desde os anos 1970 e o seu histórico revela o lento, mas progressivo descortinamento de um potencial energético natural de relevante magnitude existente no país (Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001).

Em 2002 foi criado, pelo Ministério de Minas e Energia, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) para o desenvolvimento de fontes alternativas e renováveis de energia para a produção de eletricidade, levando em conta características e potencialidades regionais e locais, investindo na redução de emissões de gases de efeito estufa. Em uma primeira fase desse Programa, foi estabelecida a meta de implantação de 3.300 MW de capacidade instalada de centrais eólicas, de biomassa e de pequenas centrais hidrelétricas, divididos em partes iguais para as três fontes. Esse e outros programas, como por exemplo, o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel) para diminuir o desperdício de energia foram criados e são mantidos até o presente momento, visando aumentar o uso das fontes renováveis de energia e a eficiência energética e, ao mesmo tempo, diminuir a dependência de fontes derivadas do petróleo.

Uma das primeiras etapas para se observar a viabilidade de se explorar o potencial eólico de uma dada região, para fins de geração de energia elétrica é a medição local do vento através de torres anemométricas geralmente instaladas a um nível de referência de 10 ou 30 metros de altura (CAMELO et al., 2010). O estudo da variabilidade dos perfis verticais de vento é realizado a partir dos dados das torres anemométricas, assim como a identificação de fatores biofísico e atmosféricos que condicionam o cisalhamento vertical do vento e a verificação da variabilidade da intensidade de turbulência do vento ao longo do perfil. Essas análises permitem caracterizar o perfil vertical do vento em cada região estudada e auxiliam na identificação de variáveis que podem ser utilizadas em diferentes metodologias para a extrapolação dos perfis verticais de vento em modelos atmosféricos.

As simulações de mesoescala encontraram uma série de aplicações no campo de energia eólica, como por exemplo, para determinar a climatologia local a longo prazo com o intuito de avaliar a variabilidade do vento, na previsão de curto prazo para parques eólicos, combinada com modelos em microescala e/ou ferramentas estatísticas e para a obtenção de mapas do recurso eólico em grandes áreas (CARVALHO, D. et al., 2012). O primeiro tipo de aplicação é utilizado em projetos eólicos, a fim de reduzir a incerteza em estimativas anuais de produção de energia. O segundo tipo, o uso de mesoescala para previsão, é usado na previsão do vento para o balanceamento da rede elétrica. Finalmente, a terceira aplicação é utilizada para energia de grande escala ou planejamento de rede elétrica. Estudos como Byrkjedal e Berge (2008), Chagas et al (2009) e Soares et al. (2010) apoiam o uso de modelos meteorológicos, e especificamente o modelo WRF, na simulação de vento para fins energéticos (CARVALHO, D. et al., 2012).

3. Revisão Bibliográfica

Na atmosfera terrestre, as massas de ar se movem devido aos gradientes de pressão causados pelas diferenças de temperatura. Essa diferença de temperatura é o resultado da incidência da radiação solar na atmosfera, a qual gera um gradiente de temperatura em direção à linha do equador em ambos os Hemisférios da Terra. O movimento das massas de ar ocorre quando a energia térmica é transformada em energia cinética, podendo ser em escala global ou local.

As camadas de ar mais próximas a superfície são desaceleradas devido a influência do atrito, o que faz com que desacelerem as camadas superiores de modo a criar um perfil vertical de velocidade. Se o fluido for considerado como placas sobrepostas, espaçadas entre si, tem-se que a velocidade da placa inferior será menor que a velocidade da placa

superior. Entre o solo e as camadas do vento geostrófico, que não sofrem distúrbios, existe uma camada com alta variação da velocidade dos ventos. Dentro desta camada limite, a energia é transferida da corrente de alta energia do vento geostrófico para as camadas abaixo, através de movimentos turbulentos. Em função disso, a corrente de ventos próxima da superfície é turbulenta (PES, 2010).

A importância de se conhecer a variação da velocidade do vento com a altura reside no fato de que, quanto maior for o gradiente vertical da velocidade do ar, mais intensa será a turbulência (VAREJÃO, 2006). Próximo da superfície terrestre predomina a turbulência mecânica e a medida que a altura aumenta, a convecção torna-se a principal causa da turbulência. Na camada limite superficial, a estrutura do vento é condicionada pela natureza da superfície e pelo gradiente vertical de temperatura do ar.

O atrito do ar em movimento com a superfície terrestre resulta em uma força horizontal contrária à direção do fluxo de ar, causando uma redução da velocidade do vento próximo à superfície. À medida que a altura aumenta esta força contrária à direção do fluxo de ar é reduzida, tornando-se desprezível a partir de determinada altura, chamada camada limite (SILVEIRA, 2011).

A troposfera pode ser subdividida em duas partes: a primeira é a parte mais baixa que fica em contato com a superfície da Terra, chamada de Camada Limite Planetária (CLP) ou Camada Limite Atmosférica (CLA), com características turbulentas; a segunda parte é denominada Atmosfera Livre (AL), onde ocorrem processos meteorológicos de meso e larga escala. As variações mais acentuadas das variáveis meteorológicas com a altura ocorrem dentro desta camada e, conseqüentemente, a ocorrência das trocas mais significativas de momentum, calor, massa e também de gases traços.

O ar, quanto maior a distância em que estiver fluindo da superfície, menor será o efeito da força de atrito com a superfície. A CLP pode ser dividida em Subcamada Laminar ou Viscosa, Camada Limite Convectiva ou de Mistura, Camada Limite Estável ou Noturna, Zona de Entranhamento e Camada Limite Superficial (GONÇALVES, 2011). Esta última camada é a zona interesse de estudos sobre potencial eólico, que se estende desde o solo até uma altura de aproximadamente 100 m, tendo em vista que a altura típica do rotor das turbinas eólicas está entre 60 m e 140 m acima do nível do solo.

4. Materiais e Métodos

Os materiais utilizados foram as referências bibliográficas, os programas de computação MATLAB, Excel, GrADs, as médias horárias da velocidade do vento, referentes ao período de janeiro a dezembro de 2014, realizadas com os dados das torres anemométricas instaladas pela Rede SONDA em Petrolina- PE e pela Casa dos Ventos Araripina- PE e João Câmara-PB e os dados da velocidade do vento estimados pelo modelo WRF para essas mesmas localidades.

Iniciou-se o estudo pela análise horária e mensal dos dados das torres anemométricas referentes as cidades anteriormente citadas. Para tal, utilizou-se de gráficos lineares, distribuição de Weibull e histogramas. A distribuição de Weibull é uma distribuição de valores extremos, a qual representa da forma mais adequada o perfil do vento, segundo a literatura.

Em seguida, extraiu-se do modelo numérico de previsão do tempo WRF (*Weather Research and Forecasting*) os valores estimados para a velocidade do vento, referentes as regiões de estudo, utilizando três métodos diferentes. O método 1 faz a interpolação dos valores considerando os dois níveis de pressão mais próximos da altura desejada, levando em consideração a altitude do terreno para minimizar erros associados a mudanças no relevo. O método 2 utiliza somente da interpolação entre os dois níveis de pressão, sem considerar alteração no relevo ou rugosidade do terreno. O método 3 extrapola a velocidade do vento a partir da altura de 10 metros, fazendo-se necessário a extrapolação dos valores para a altura desejada.

Um dos métodos de extrapolação utiliza a lei logarítmica, a qual é representada de duas formas diferentes.

$$v = \frac{v_0}{k} * \ln\left(\frac{H}{H_0}\right) \quad (\text{Equação 1})$$

ou

$$\frac{v}{v_0} = \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_0}{z_0}\right)} \quad (\text{Equação 2})$$

Nesse trabalho foi utilizada a Equação 2 devido a sua simplicidade com relação aos dados disponíveis. As variáveis dessas equações são a velocidade de fricção (v_0), a constante de Von Karman (k), a altitude de referência (H_0) e a altitude desejada (H).

O valor médio do fator de potência (α) foi calculado com a Equação 3, utilizando os dados medidos pelos anemômetros a duas alturas diferentes. Em seguida, calculou-se a rugosidade com a Equação 4 com o objetivo de utilizar a Equação 4 para a extrapolação dos valores obtidos pelo método três do modelo WRF.

$$\frac{U(z_r)}{U(z)} = \left(\frac{z_r}{z}\right)^\alpha \quad (\text{Equação 3})$$

$$z_0 = \exp\left(\frac{H_0^\alpha * \ln H - H^\alpha * \ln H_0}{H_0^\alpha - H^\alpha}\right) \quad (\text{Equação 4})$$

O outro método de extrapolação utilizado foi a lei de potência que está representada na Equação 3. As variáveis dessa equação são o fator de potência (α), a altitude de referência (z_r) e a altitude desejada (z). Porém como os erros associados a utilização dela foram muito similares aos da lei logarítmica, optou-se pelos valores extrapolados com a Equação 2.

Após a obtenção dos valores extrapolados e interpolados das velocidades do vento estimadas pelo modelo, foi possível analisar o comportamento dos diferentes métodos em relação aos dados observados das estações meteorológicas.

5. Desenvolvimento

5.1. Caracterização dos perfis verticais de vento

5.1.1. Petrolina

No Gráfico 1 verifica-se a variabilidade da velocidade do vento à 50 metros durante os meses do ano de 2014. A distribuição de Weibull é representada pela curva preta e o histograma pelas barras azuis. As velocidades do vento que ocorrem com maiores frequências estão entre 4 e 6 m/s com uma grande variabilidade de valores. O fator de forma dessa curva da distribuição de Weibull é de 3,51 e o de escala é 5,71.

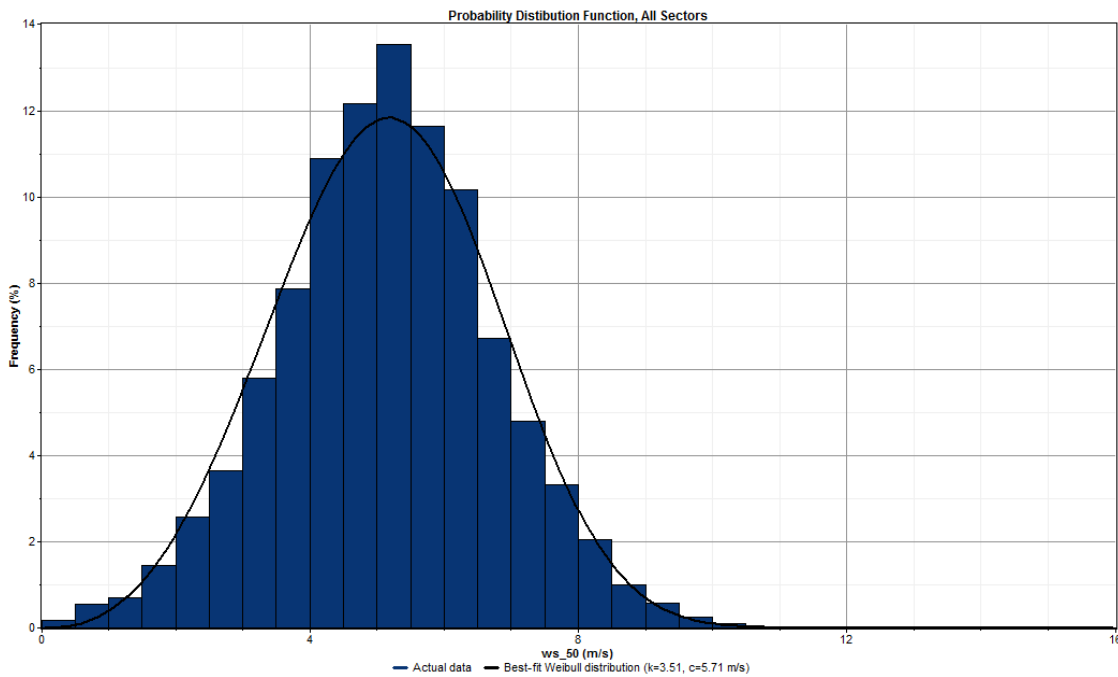


Gráfico 1. Distribuição de Weibull e Histograma

O Gráfico 2 representa a variação horária da velocidade do vento à 50 metros no ano de 2014 na cidade de Petrolina. É possível verificar que nas duas primeiras horas ocorre um aumento da velocidade, porém às quatro horas da manhã os valores começam a diminuir, alcançando a menor velocidade por volta de nove horas da manhã. Esse valor mínimo atingido é seguido de um aumento súbito, pois ao meio dia o valor máximo da velocidade é atingido. A partir da uma hora da tarde a intensidade começa a diminuir, porém não atinge o valor mínimo novamente. No final do dia, das seis até às dez os valores são constantes e nas horas seguintes as velocidades voltam a aumentar.

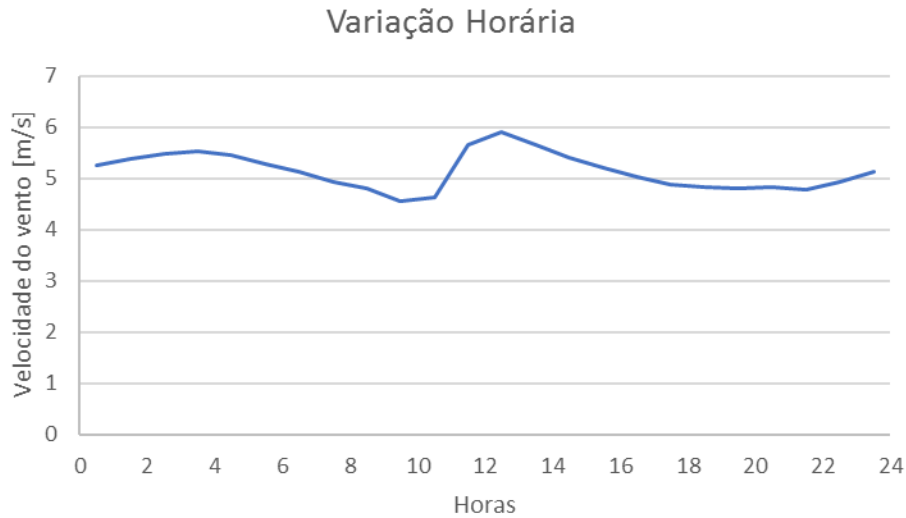


Gráfico 2. Variação Horária da Velocidade do Vento

No gráfico mensal da velocidade do vento nessa região (Gráfico 3), pode-se observar que o comportamento da curva a 25 metros é similar à de 50 metros, porém apresenta valores mais baixos. Esse fato ocorre devido a menor turbulência do vento a alturas mais altas, o que possibilita atingir velocidades mais elevadas. Verifica-se, também que no mês de abril ocorre um pico de mínimo e no mês de outubro um pico de máximo. Observa-se que nos meses de janeiro, fevereiro, março e abril os valores da velocidade do vento são semelhantes e mais amenos que nos outros meses, período esse que possui temperaturas mais altas. Em maio os valores foram mais altos que nos meses anteriores. Nos meses de junho, julho e agosto (meses de temperaturas mais baixas) a intensidade do vento continuou a aumentar e no mês de outubro ocorre um pico de máximo, voltando a diminuir a velocidade nos meses seguintes.

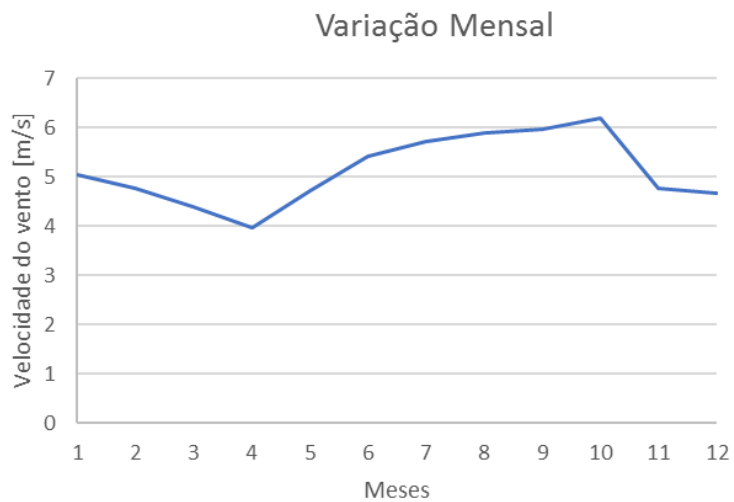


Gráfico 3. Variação da Velocidade do Vento

Na rosa dos ventos, Gráfico 4, verifica-se que a direção do vento predominante é para sudeste.

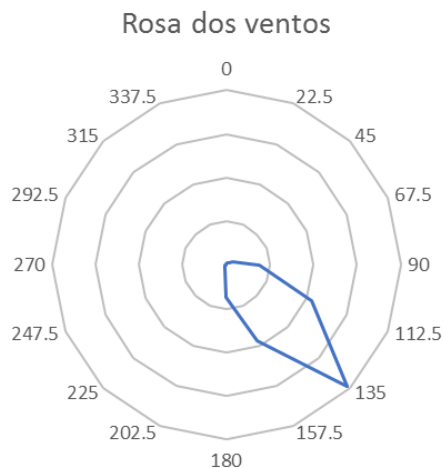


Gráfico 4. Rosa dos ventos

5.1.2. João Câmara

Essa torre anemométrica realiza a medição dos dados de velocidade do vento à altura de 80 metros. No Gráfico 5 é possível observar a distribuição de Weibull (curva preta) com valor de forma igual a 4,98 e de escala igual a 8,05. A maioria dos dados dessa torre encontram-se entre 6 e 9 m/s. A curva da distribuição de probabilidade encontra-se centralizada, devido a maior frequência de altos valores e observa-se também, uma elevada variabilidade dos dados. Esse fato deve-se, entre outros fatores, a altitude da torre.

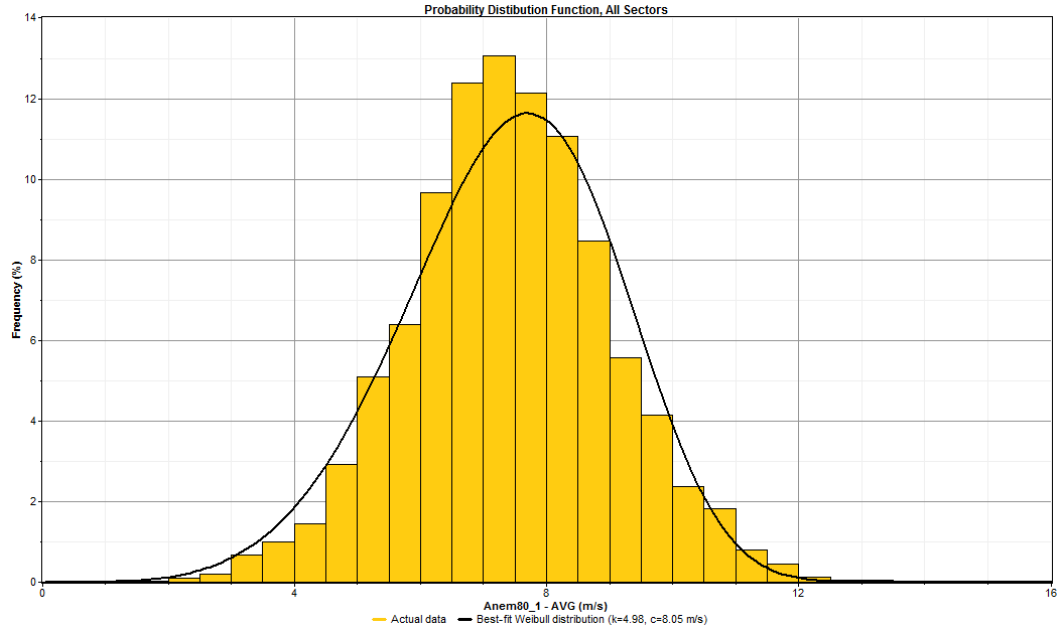


Gráfico 5. Distribuição de Weibull e Histograma

No gráfico mensal de João Câmara (Gráfico 6) observa-se os altos valores de velocidade do vento, sendo o menor próximo de 6,5 m/s. Apesar da pequena amostragem de dados é possível verificar que a velocidade diminui conforme os meses de temperaturas mais baixas se aproximam. No gráfico horário observa-se que as velocidades se mantêm constantes até às sete horas da manhã, atingindo subitamente o valor mínimo às oito horas. Nas horas seguintes os valores voltam a subir e permanecem constantes até atingir gradualmente o valor máximo às seis horas da tarde. Após esse horário as intensidades começam a diminuir.

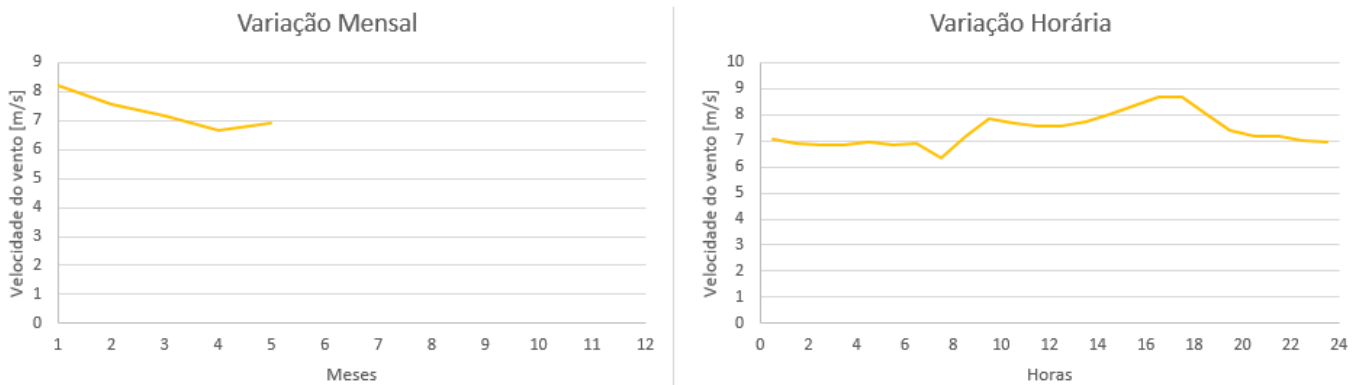


Gráfico 6. Variação da Velocidade do Vento

Em razão da pequena amostragem dos dados dessa torre, fato esse que dificulta a comparação dos valores estimados com os observados, optou-se por não representar a aplicação das metodologias utilizadas para estimar as velocidades.

5.1.3. Araripina

Essa torre anemométrica realiza a medição dos dados às alturas de 60, 80 e 100 metros e no Gráfico 7 pode ser observada a distribuição de Weibull (curvas pretas) e os histogramas referente às alturas citadas. A 60 metros, o valor do fator de forma é 3,34 e o de escala é 8,7 e apresenta valores com maiores frequências entre 7 e 10 m/s. A 80 metros, o fator de forma é de 3,35 e o de escala é 9,14 e os valores com maiores frequências se encontram na mesma faixa dos que foram medidos à 60 metros. A 100 metros, no primeiro anemômetro, o fator de forma é de 3,55 e o de escala é 9,99 e as maiores frequências de valores estão entre 7 e 12 m/s. No segundo anemômetro, a 100 metros, o fator de forma é de 3,37 e o de escala é 9,61 e os valores com maiores frequências estão na mesma faixa que os do primeiro anemômetro. A suavidade das curvas representa a grande variabilidade dos dados medidos nesse conjunto de dados.

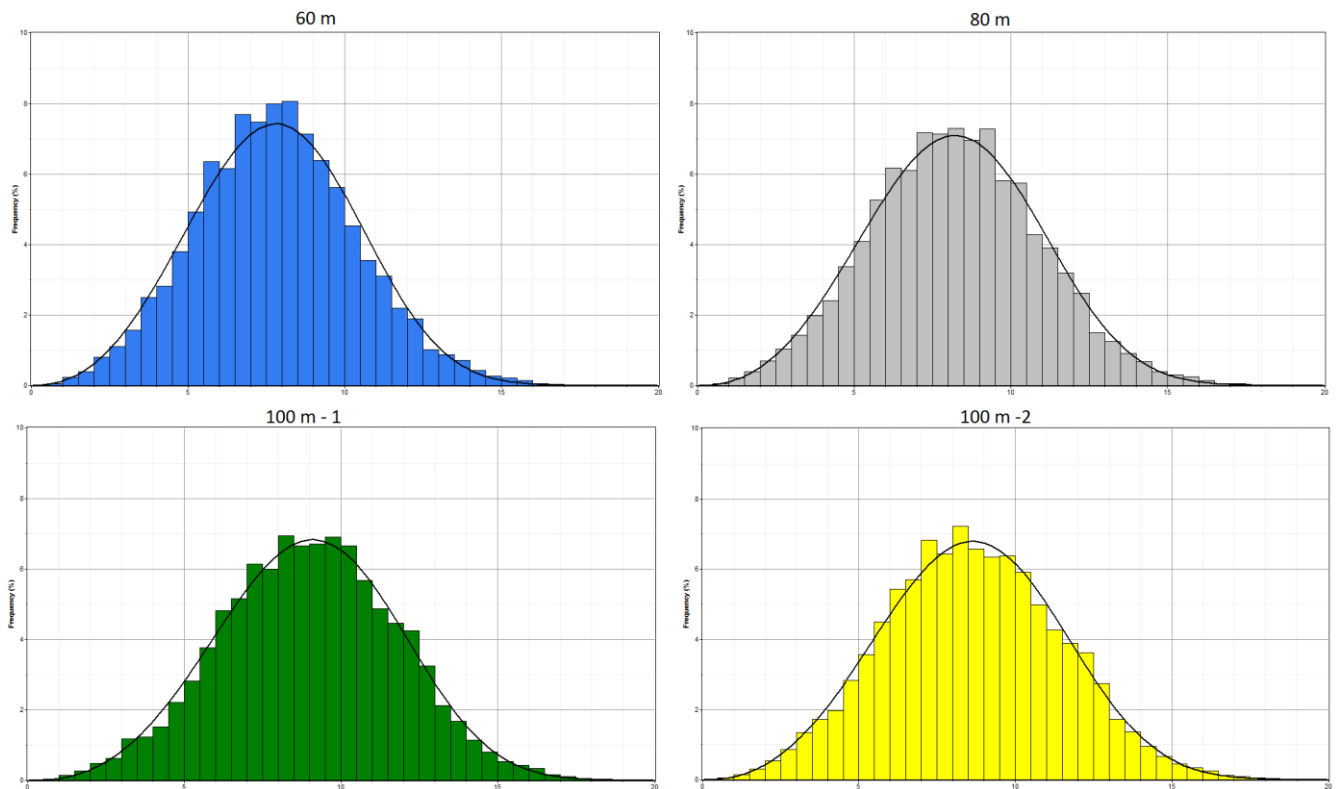


Gráfico 7. Distribuição de Weibull e Histograma

No Gráfico 8, verifica-se que as velocidades mais altas ocorrem nas primeiras horas dos dias, atingindo os maiores valores por volta de cinco horas da manhã. A partir das oito horas começam a diminuir e os valores são mínimos do meio dia até aproximadamente às quatro horas da tarde, voltando a aumentar nas horas seguintes.

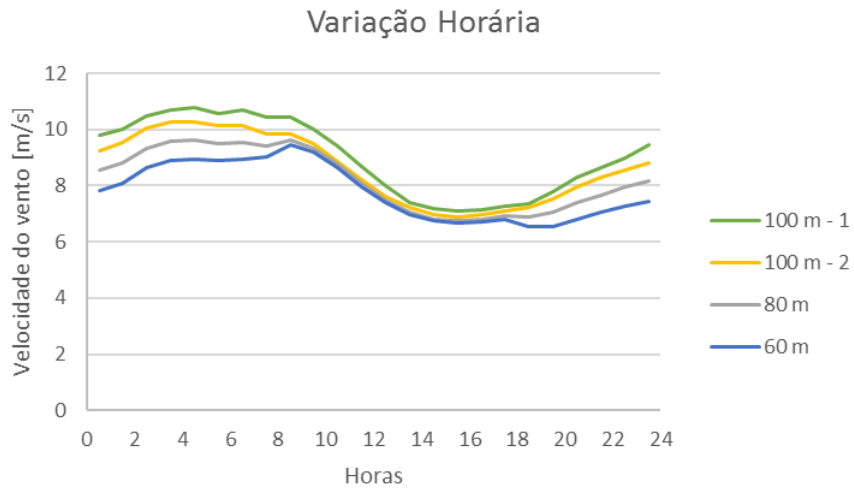


Gráfico 8. Variação Horária da Velocidade do Vento

No Gráfico 9 observa-se que todas as alturas apresentam um comportamento similar com um pico de mínimo no mês de março e um pico máximo no mês de agosto.

Nos dois primeiros meses do ano os valores de velocidade do vento são elevados. No mês seguinte, março, ocorrem os menores valores e em abril e maio os eles voltam a subir. Em junho, julho e agosto, meses com temperaturas mais baixas, as velocidades se encontram elevadas. Nota-se também, uma semelhança entre essas curvas e as curvas da torre de Petrolina.

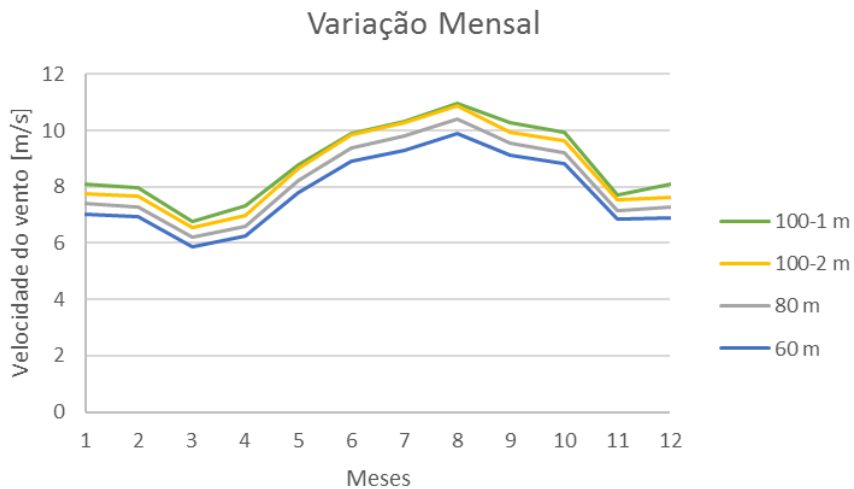


Gráfico 9. Variação Mensal da Velocidade do Vento

6. Resultados

Ao aplicar a metodologia descrita anteriormente e comparar os valores obtidos na aplicação dos métodos nos dados do modelo com os dados observados obteve-se como resultado as Tabelas 1, 2 e 3.

O método 1 é o que apresentou os maiores valores de correlação e os menores erros, como pode ser verificado na Tabela 1. Dentre as estações analisadas observa-se que Petrolina apresentou o melhor conjunto, considerando a correlação, erro quadrático e viés. Enquanto que a torre de Ubajara apresentou os menores valores de correlação e os maiores de erro.

Tabela 1. Comparação dos dados observados com o método 1

Método 01				
Estação	Altura [m]	Correlação	Erro Quadrático Médio	Viés
Petrolina	50	0.602	1.717	-0.03
João Câmara	80	0.433	1.858	0.491
Ubajara	60	0.067	3.905	0.067
	80	0.034	4.213	0.055
Araripina	60	0.680	2.488	-1.179
	80	0.692	2.480	-1.029
	100-1	0.695	2.465	-0.845
	100-2	0.701	2.498	-0.875

Ao aplicar o método 2 verificou-se que ele não representa de forma correta os perfis verticais do vento em nenhuma das regiões estudadas, como é observado na Tabela 2. Os valores do erro quadrático médio foram muito altos, a correlação está baixa e o viés mostra uma grande divergência dos perfis. Em razão desse resultado optou-se por não representar os gráficos desse método.

Tabela 2. Comparação dos dados observados com o método 2

Método 02				
Estação	Altura [m]	Correlação	Erro Quadrático Médio	Viés
Petrolina	50	0.014	3.267	-0.931
João Câmara	80	0.357	4.015	-3.365
Ubajara	60	-0.244	9.213	1.686
	80	-0.285	8.959	0.765
Araripina	60	0.299	11.250	4.238
	80	0.357	10.363	3.367
	100-1	0.412	9.663	2.364
	100-2	0.399	9.551	2.518

O método 3 apresentou altos valores de correlação, porém os valores do erro quadrático também foram elevados, como pode ser observado na Tabela 3. Os valores

do viés mostram um desvio maior do que o obtido na utilização do método 1. Portanto os valores obtidos com o método 3 mostraram uma menor adequação aos dados observados do que o primeiro método, porém maior do que o segundo.

Tabela 3. Comparação dos dados observados com o método 3

Método 03				
Estação	Altura [m]	Correlação	Erro Quadrático Médio	Viés
Petrolina	50	0.579	5.588	4.265
João Câmara	80	0.543	2.934	1.895
Ubajara	60	0.138	5.853	3.365
	80	0.155	6.193	3.577
Araripina	60	0.566	3.039	0.260
	80	0.517	3.320	0.200
	100-1	0.439	4.019	1.029
	100-2	0.469	3.788	0.560

Nessas três tabelas observa-se que os valores obtidos para a torre de Ubajara são baixos para a correlação e altos para o erro quadrático e viés, portanto a análise dessa torre não foi levada adiante nesse estudo.

6.1. Petrolina

Os Gráficos 10 e 11 apresentam a correlação entre os valores da velocidade média do vento estimada pelo método 1 e 3, respectivamente, e os valores medidos pela torre no mesmo período à altura de 50 metros. As equações das retas correspondentes aos ajustes de regressão linear juntamente com os coeficientes de determinação (R^2) estão também representados nos gráficos.

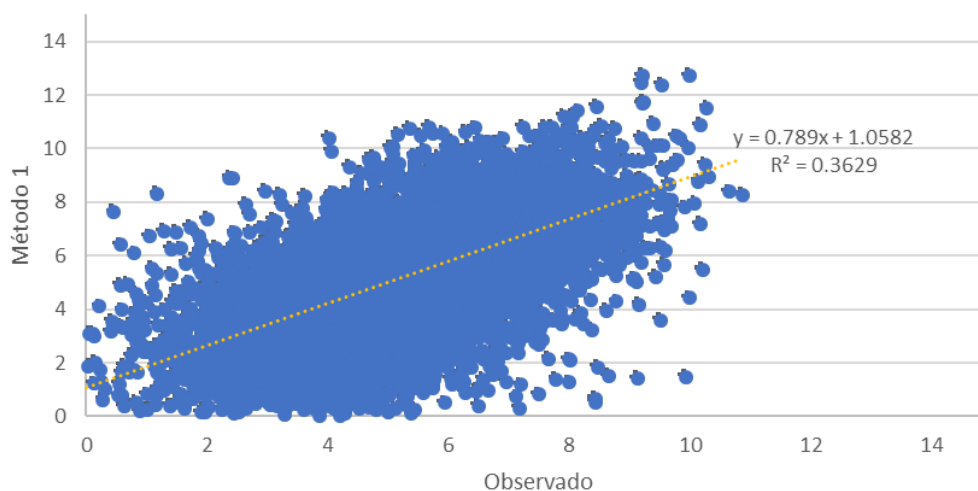


Gráfico 10. Correlação entre o método 1 e os dados observados

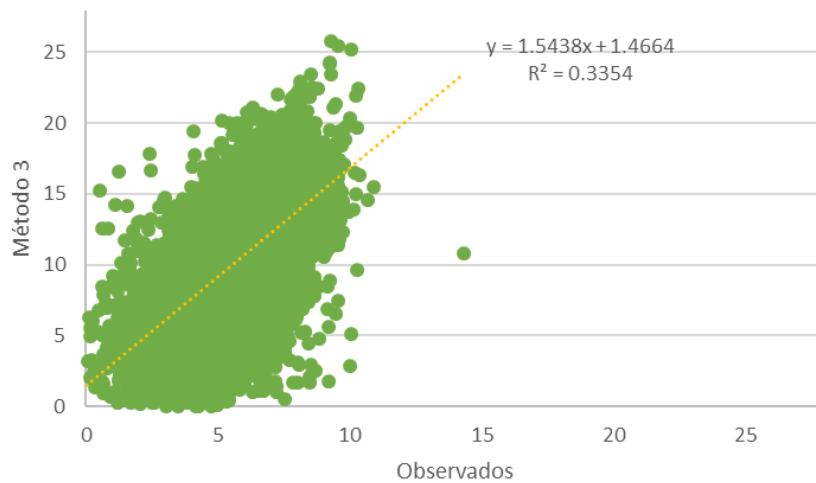


Gráfico 11. Correlação entre o método 3 e os dados observados

Ao observar a variação horária no Gráfico 12 verifica-se que o método 1 foi o que melhor representou o perfil da velocidade, superestimando da meia noite às seis horas da manhã e das quatorze a meia noite, e subestimando das seis horas até às quatorze horas. O método 2 não conseguiu estimar valores próximos aos medidos, gerando uma curva com tendência diferente. O método 3 superestimou os valores, porém sua curva segue a tendência da curva dos dados observados.

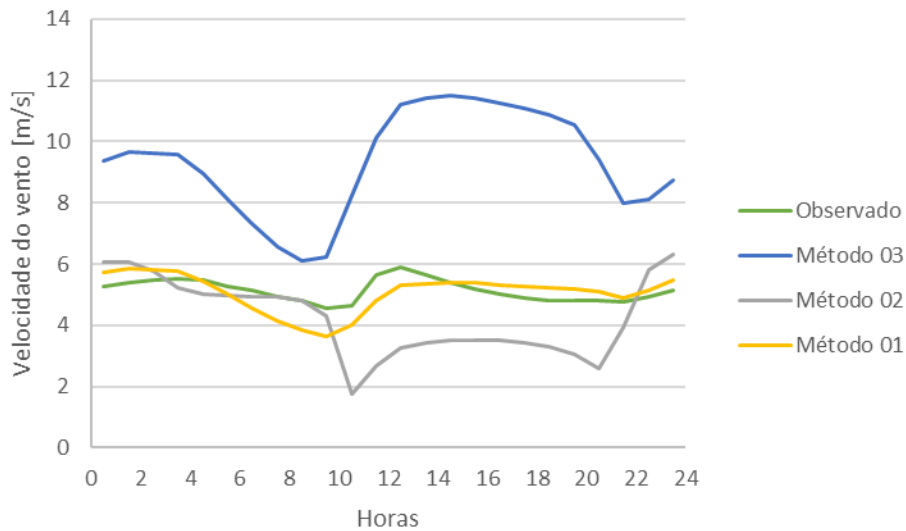


Gráfico 12. Variação horária da velocidade do vento

No gráfico da variação mensal, Gráfico 13, observa-se também que o método 1 e 3 conseguiram estimar valores que seguem a tendência da curva dos dados observados, porém o método 3 superestima os valores, o que pode ser verificado também no valor do viés de 4,265. O método 2 não conseguiu reproduzir o perfil real.

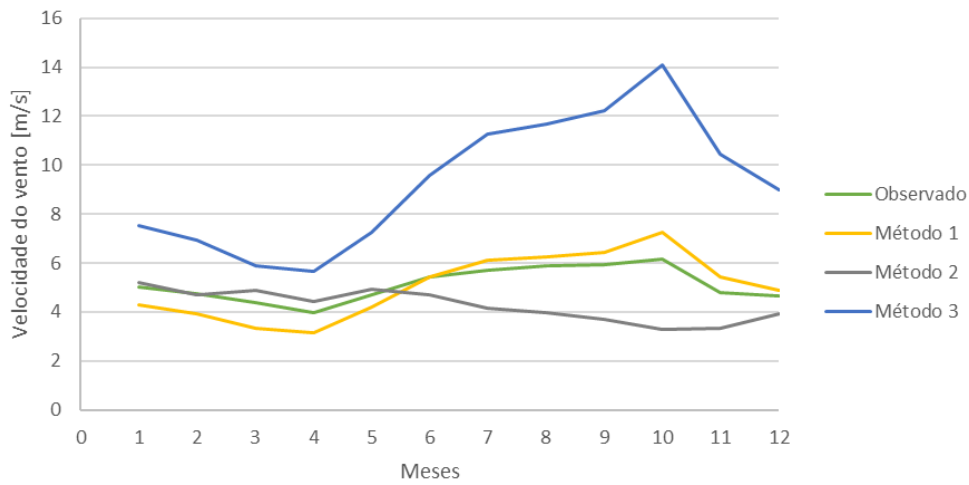


Gráfico 13. Variação mensal da velocidade do vento

6.2. Araripina

Os Gráficos 14 e 15, apresentam a correlação entre os valores da velocidade média do vento estimada pelo método 1 e 3 para 60 metros, respectivamente, e os valores medidos pela torre no mesmo período, durante o ano de 2014, e altura. As equações das retas correspondentes aos ajustes de regressão linear juntamente com os coeficientes de determinação (R^2) estão também representados nos gráficos.

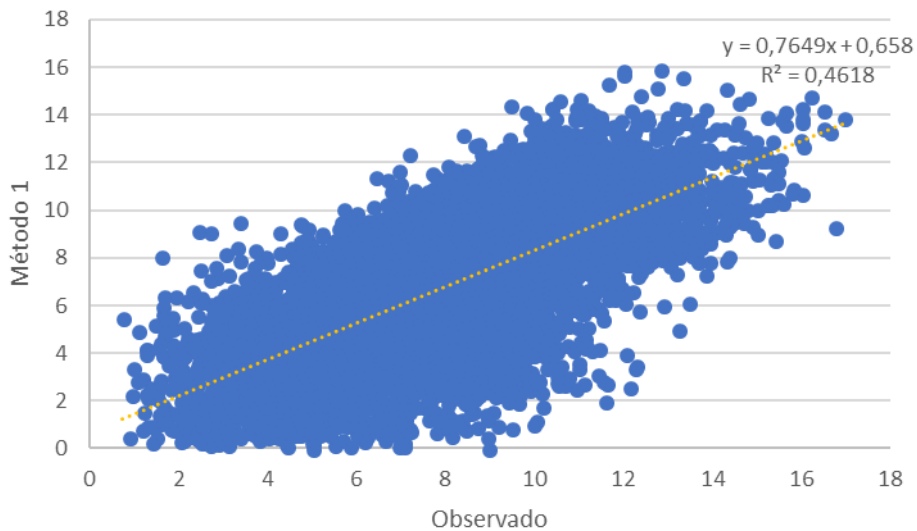


Gráfico 14. Correlação entre o método 1 e os dados observados à 60 metros

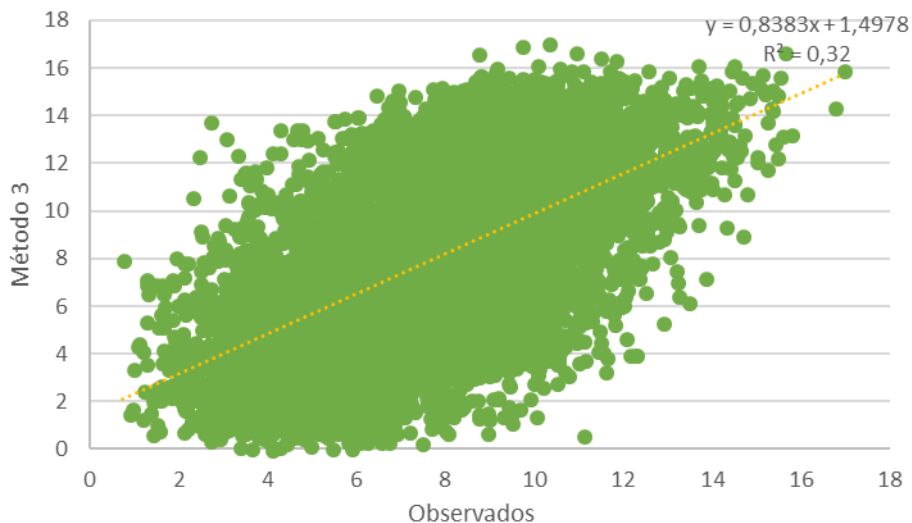


Gráfico 15. Correlação entre o método 3 e os dados observados à 60 metros

No Gráfico 16 encontra-se a variação horária da velocidade do vento à altura de 60 metros dos três métodos e dos dados observados. Nesse gráfico verifica-se que nenhuma das interpolações e nem a extrapolação estimaram os dados de forma a seguir a tendência da curva real, o que pode ser observado também nos altos valores de erros, sendo de 2,488 no método 1, 11,25 no método 2 e de 3,039 no método 3. O método 2 se destaca por ter um perfil completamente diferente do que o desejado. O método 1 e 3 estimaram o mesmo perfil se diferenciando na superestimação feita pelo terceiro método. Os valores encontrados para a correlação, erro quadrático médio e viés desses dois métodos foram semelhantes.

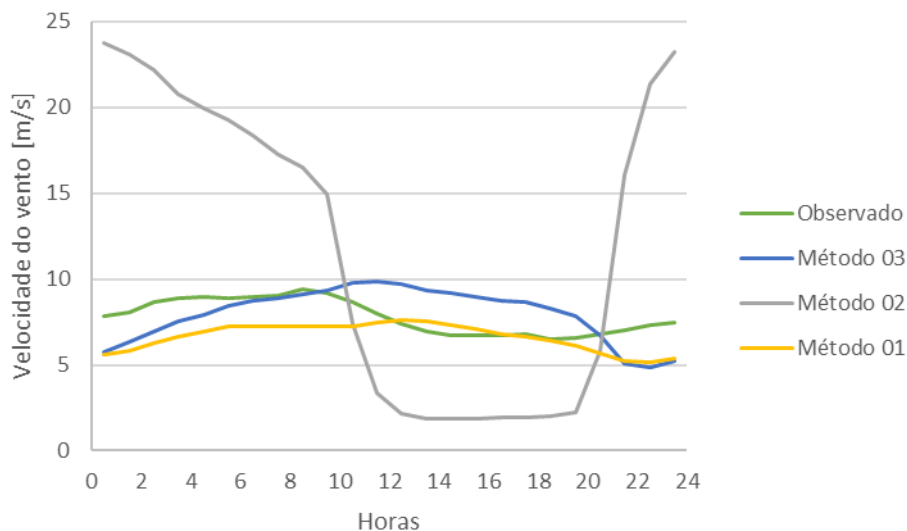


Gráfico 16. Variação horária da velocidade do vento à 60 metros

Na variação mensal da velocidade à 60 metros, Gráfico 17, verifica-se que o método 1 e 3 estimaram os dados seguindo o perfil da curva dos dados observados, sendo que o primeiro subestimou durante todo o ano os valores, obtendo valores negativos de viés e o

terceiro subestimou até maio e nos meses seguinte superestimou os valores, o que resultou em um viés positivo. No mês de maio ocorreu uma sobreposição das curvas do método 3 e dos dados observados. O método 2 não conseguiu estimar o perfil dos dados observados.

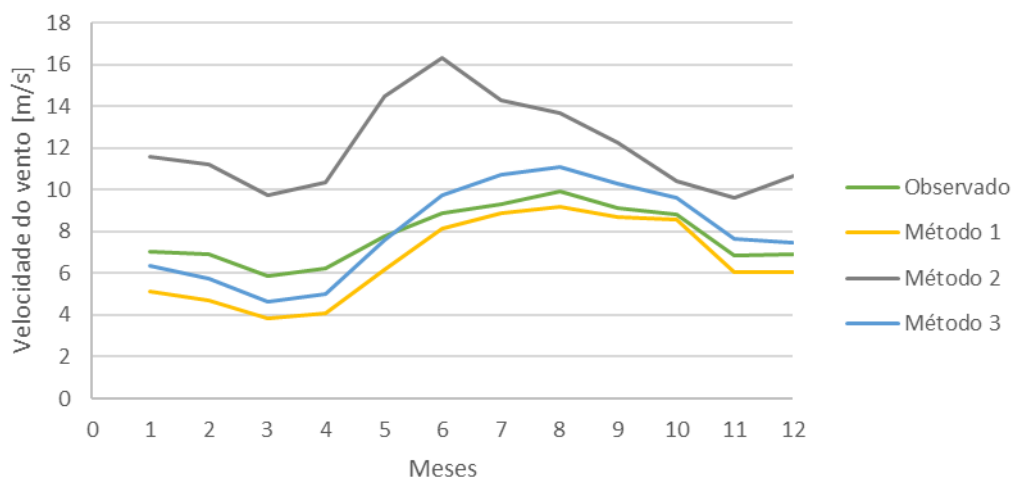


Gráfico 17. Variação mensal da velocidade do vento à 60 metros

Ao analisar os resultados para os dados medidos à altura de 80 metros obteve-se os Gráficos 18 e 19 para representar a correlação entre eles e os valores da velocidade média do vento estimada pelo método 1 e 3, respectivamente. As equações das retas correspondentes aos ajustes de regressão linear e os coeficientes de determinação (R^2) também estão representados nos gráficos.

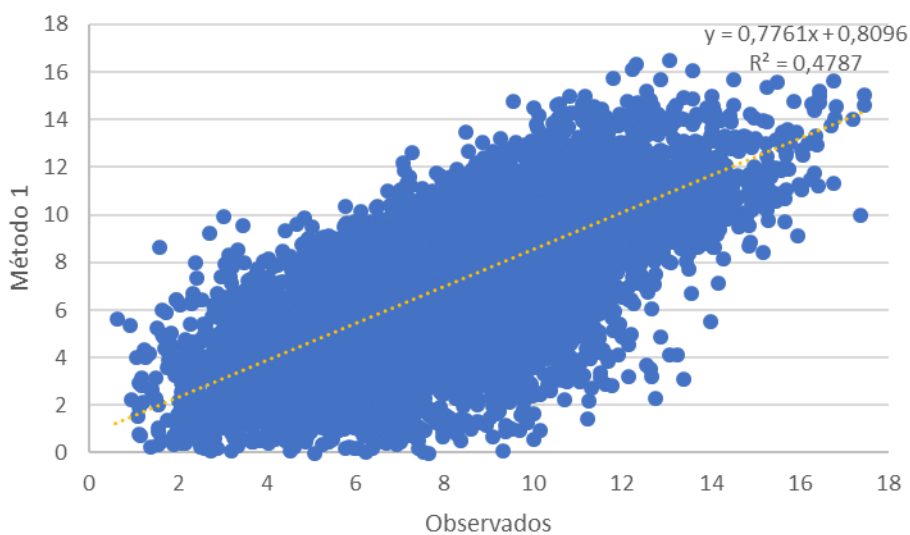


Gráfico 18. Correlação entre o método 1 e os dados observados à 80 metros

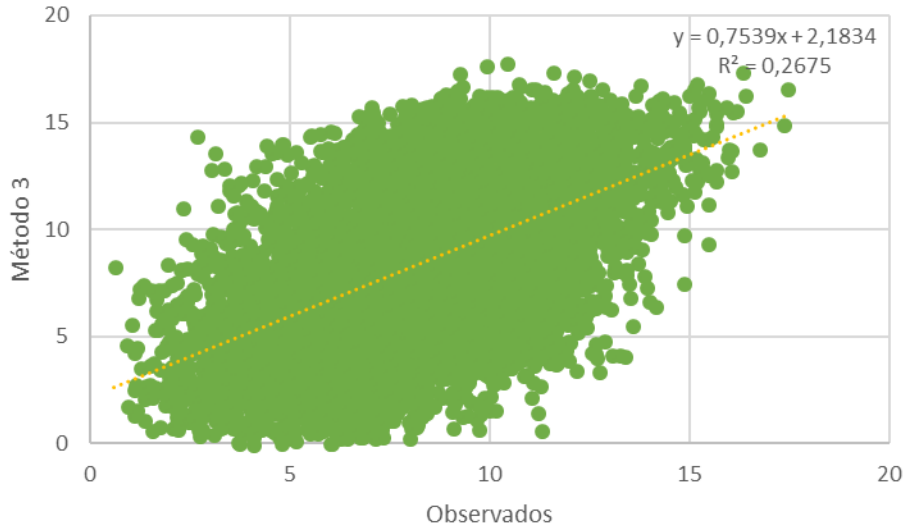


Gráfico 19. Correlação entre o método 3 e os dados observados à 80 metros

No Gráfico 20 está representada a variação horária da velocidade do vento à 80 metros. Nesse gráfico verifica-se, assim como à 60 metros, que nenhum dos métodos conseguiu seguir a tendência da curva do observado. O método 2 estimou um perfil parecido com o da altura anterior, mas que não representa a realidade. O método 1 conseguiu seguir a tendência da curva do observado até o meio dia subestimando esses valores com um viés de -1,029. O método 3 não estimou os dados dentro do perfil desejado, porém obteve valores de correlação, erro quadrático médio e viés semelhantes ao método 1.

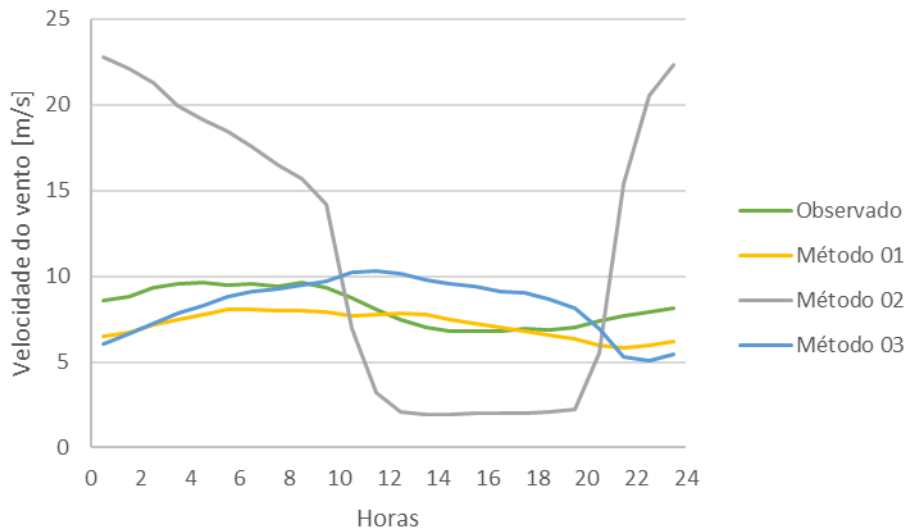


Gráfico 20. Variação horária da velocidade do vento à 80 metros

Ao analisar a variação mensal da velocidade à essa altura utilizando o Gráfico 21, verifica-se que o método 1 e 3 estimaram corretamente o perfil dos dados em comparação com os observados. O primeiro método subestimou os valores durante todo o ano e o terceiro subestimou até maio, onde ocorreu uma sobreposição das curvas e em seguida superestimou os dados até o fim do ano.

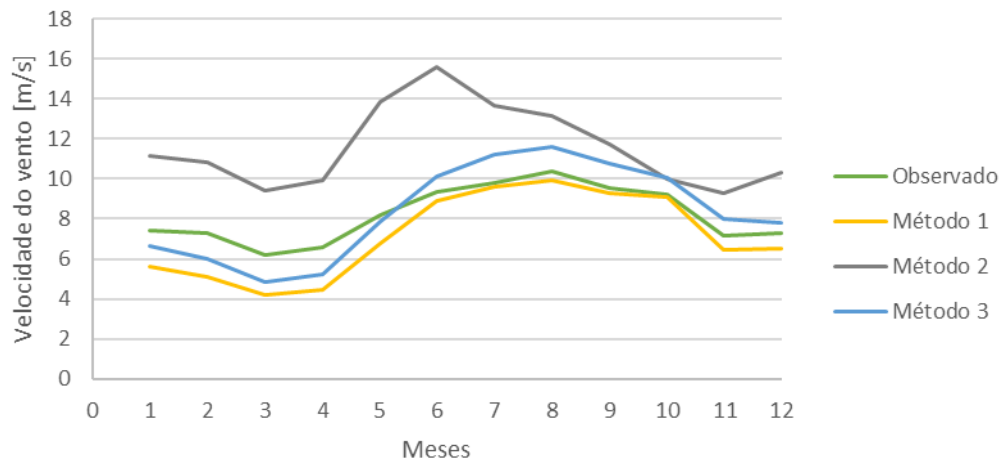


Gráfico 21. Variação mensal da velocidade do vento à 80 metros

Assim como às alturas anteriores os Gráficos 22 e 23, apresentam a correlação entre os valores da velocidade média do vento estimada pelo método 1 e 3, respectivamente, e os valores medidos pela torre no mesmo período, porém à altura de 100 metros pelo primeiro anemômetro. As equações das retas correspondentes aos ajustes de regressão linear e os coeficientes de determinação (R^2) estão representados também nos gráficos.

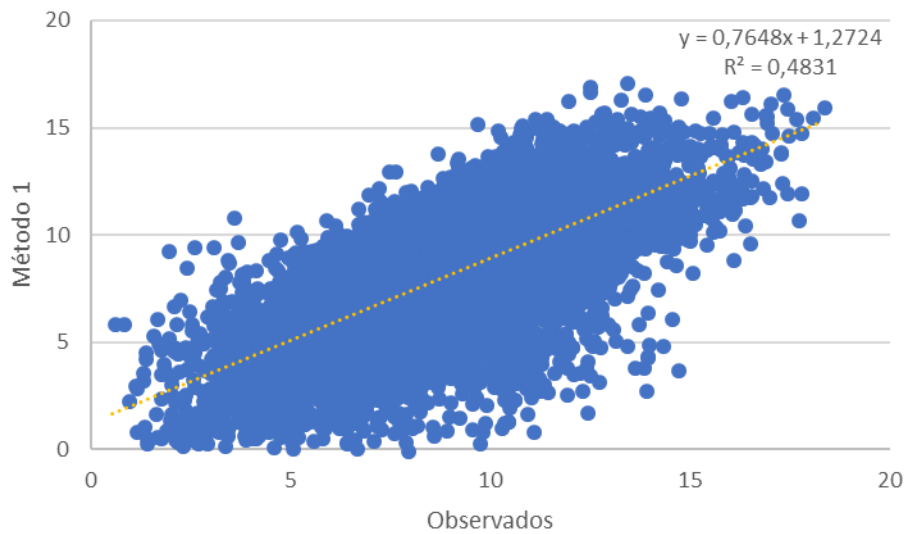


Gráfico 22. Correlação entre o método 1 e os dados observados à 100 metros no primeiro anemômetro

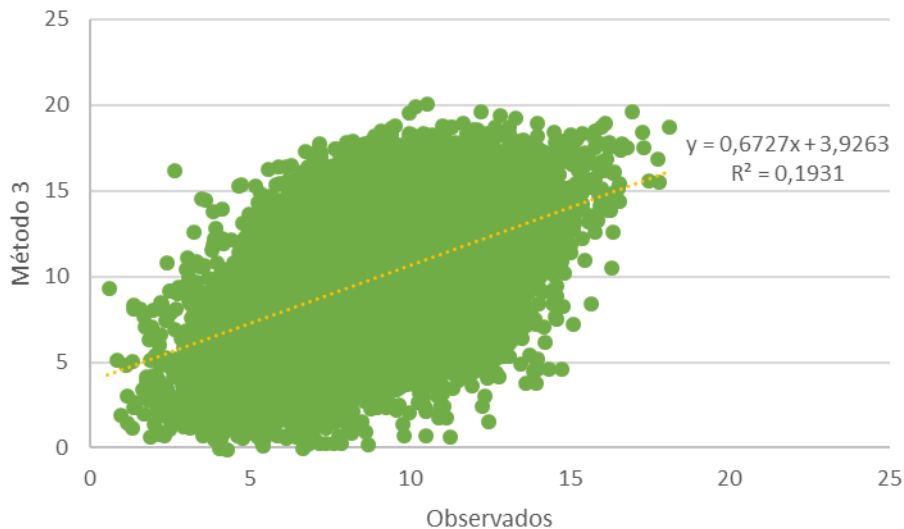


Gráfico 23. Correlação entre o método 3 e os dados observados à 100 metros no primeiro anemômetro

No Gráfico 24 observa-se o ciclo horário da velocidade do vento à altura de 100 metros. E assim como às alturas anteriores verifica-se que nenhum dos métodos estimou o perfil como foi obtido com os dados observados. O método 1 foi o que mais se aproximou desse perfil, porém a partir das dez horas da manhã ele divergiu da tendência da curva dos dados observados, com um erro quadrático médio de 2,465 e um viés de -0.845.

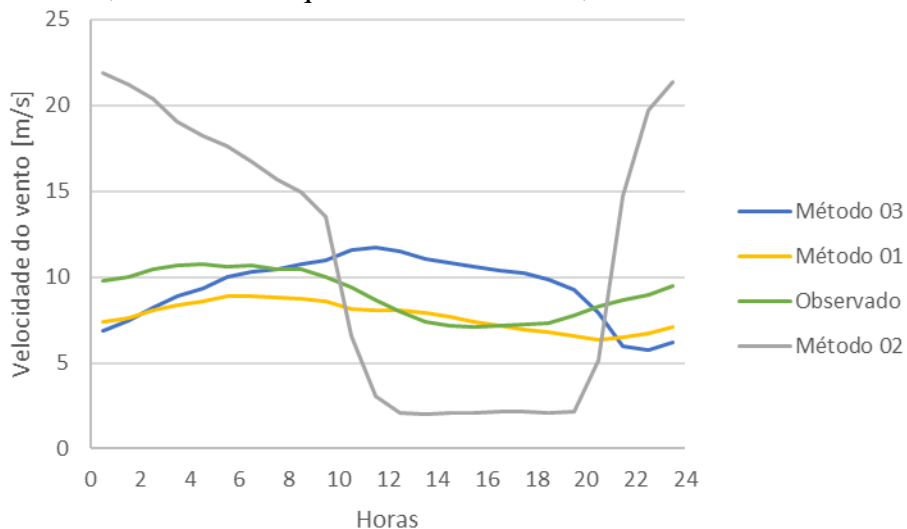
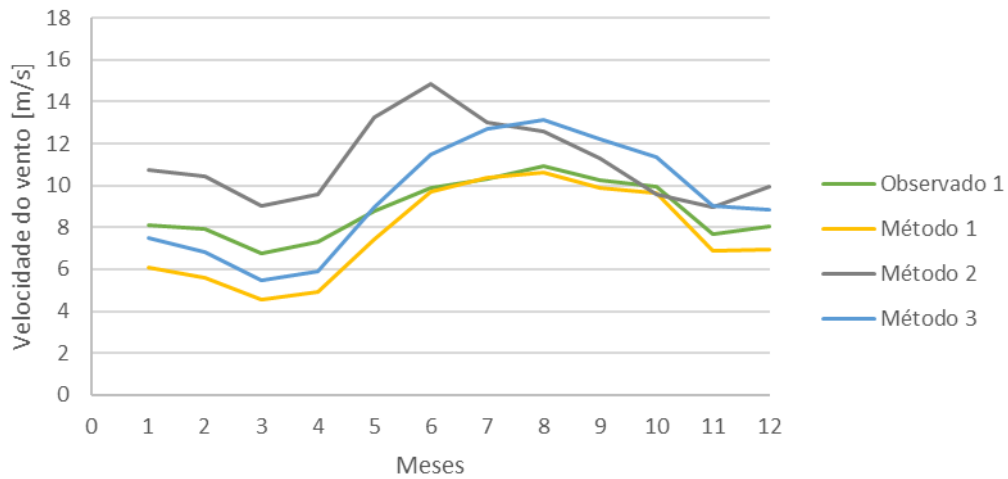


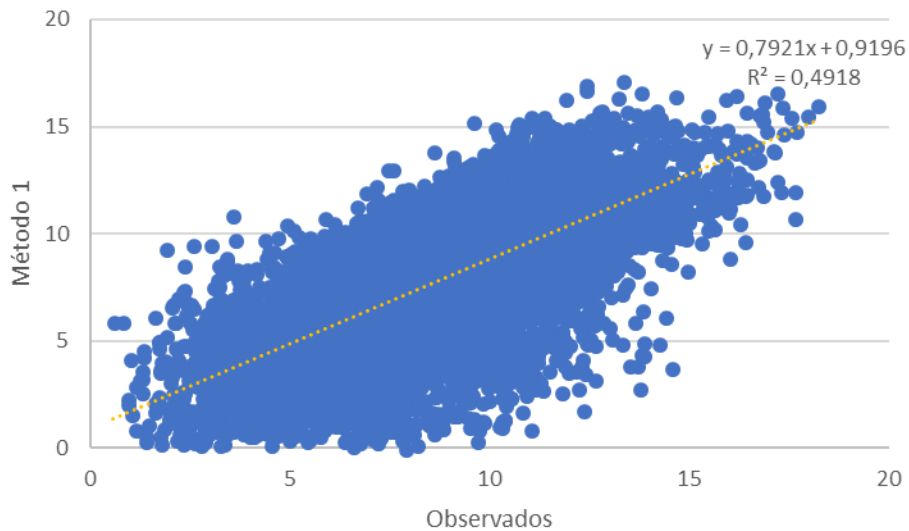
Gráfico 24. Variação horária da velocidade do vento à 100 metros no primeiro anemômetro

A representação da variação mensal da velocidade à essa altura encontra-se no Gráfico 25. O método 1 foi o que estimou os dados mais próximos dos observados, seguindo a tendência do perfil, subestimando os valores e sobrepondo-se durante os meses de junho e julho à curva dos dados observados, o que pode ser verificado no alto valor da correlação de 0,695. O método 3 subestimou os valores até o mês de maio, porém

conseguiu reproduzir o perfil. A partir de junho ele superestimou os valores, mas continuou seguindo a tendência da curva dos dados observados.



O segundo anemômetro à altura de 100 metros apresentou os Gráficos 26 e 27, como resultado da correlação entre os valores da velocidade média do vento estimada pelo método 1 e 3, respectivamente, e os valores medidos pela torre no mesmo período à altura. As equações das retas correspondentes aos ajustes de regressão linear juntamente com os coeficientes de determinação (R^2) estão também representados nos gráficos.



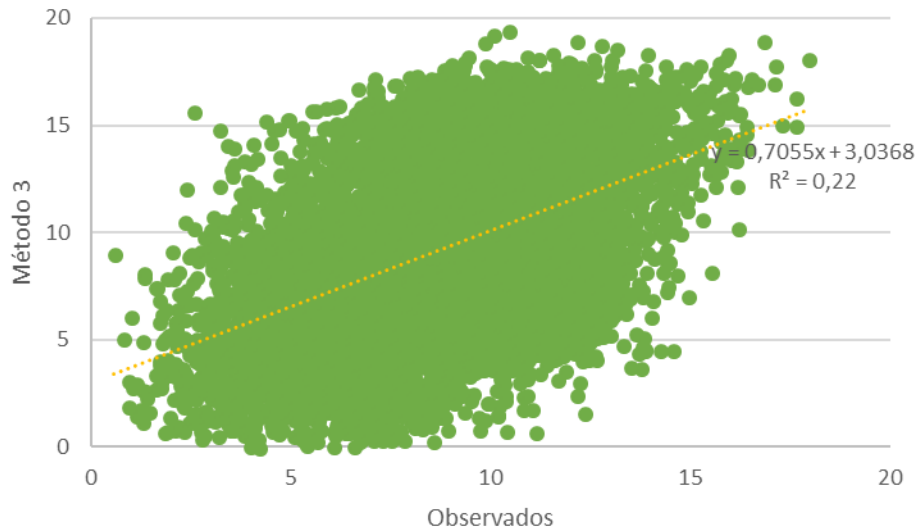


Gráfico 27. Correlação entre o método 3 e os dados observados à 100 metros no segundo anemômetro

No Gráfico 28 está representado o ciclo horário da velocidade do vento no segundo anemômetro à 100 metros. Nele observa-se o mesmo que as alturas anteriores, o método 1 é o que mais se aproxima da curva dos dados observados, subestimando os valores e seguindo a tendência até meio dia. No período das treze horas até às dezoito ele não consegue representar o perfil real, porém após às vinte horas a curva volta a se assemelhar com a curva dos dados observados. O método 2 e 3 não estimaram perfis semelhantes aos dos dados medidos pela torre.

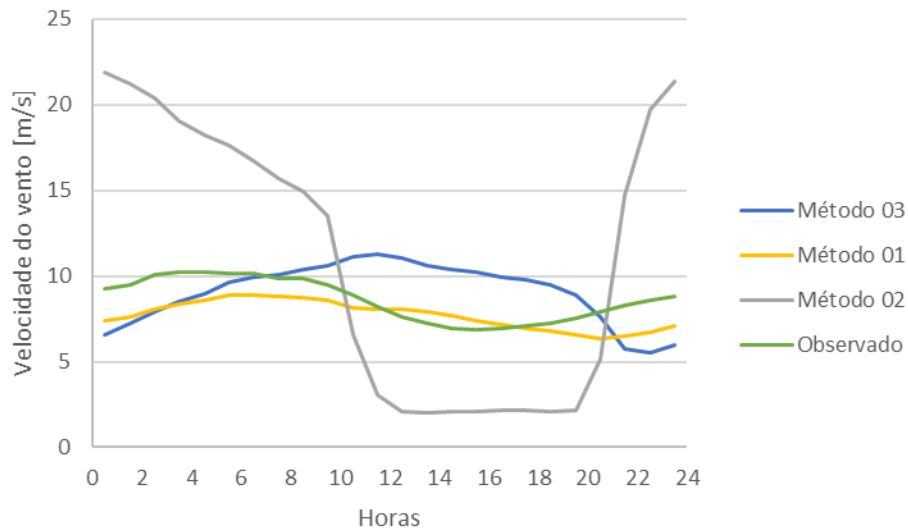


Gráfico 28. Variação horária da velocidade do vento à 100 metros no segundo anemômetro

No Gráfico 29 encontra-se a variação mensal da velocidade do vento medida pelo segundo anemômetro à 100 metros. Nele verifica-se que a curva do método 1 foi a que melhor estimou o perfil dos dados apesar de subestimar os valores. A partir de junho até outubro ocorreu uma sobreposição das curvas do método 1 com a dos dados observados, ou seja, durante cinco meses do ano o modelo interpolado pelo método 1 conseguiu estimar

corretamente os dados. Esse fato pode ser verificado pelo alto valor obtido da correlação de 0,701. O método 3, assim como nas outras alturas, conseguiu estimar o perfil observado, porém subestimou os valores até maio e superestimou os valores durante os outros meses de 2014.

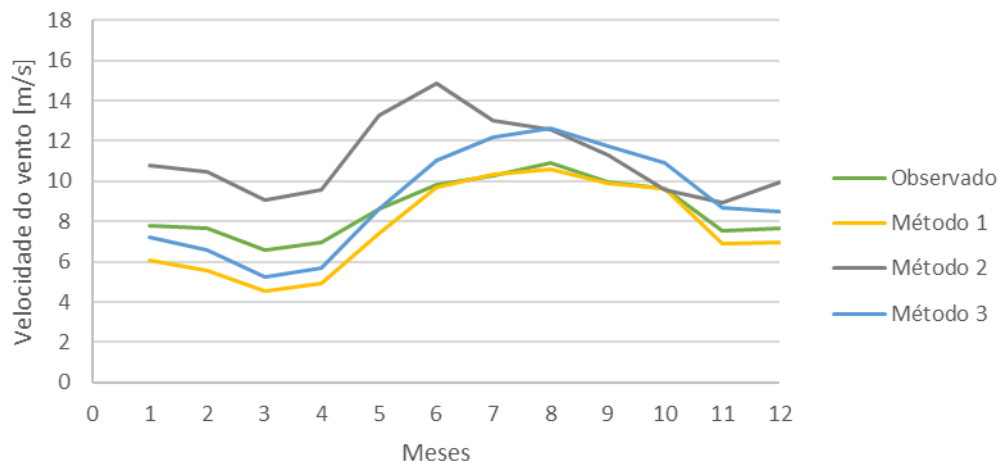


Gráfico 29. Variação mensal da velocidade do vento à 100 metros no segundo anemômetro

7. Considerações Finais

A utilização dos três métodos para realizar as estimativas da velocidade do vento as alturas dos aerogeradores mostrou que a interpolação utilizando os dois níveis de pressão mais próximos dessa altura, considerando a altitude do terreno (método 1) é a forma em que resulta valores mais próximos da realidade, tendendo a subestimar os valores, como pode ser observado nos valores negativos do viés das duas torres analisadas. O método 2, o qual somente interpola e não considera o relevo e nem a rugosidade, não obteve resultados satisfatórios, pois não conseguiu estimar os perfis das velocidades. A extrapolação da velocidade a partir da altura de 10 metros (método 3) utilizando a lei logarítmica conseguiu representar o perfil da velocidade, na maioria dos casos, porém tendeu a superestimar com altos valores positivos de vieses.

8. Referências Bibliográficas

SILVA, G.R. Características de vento da região nordeste. 141f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Pernambuco, 2003.

VALENÇA, D.A.A. Proposição de uma metodologia para a avaliação do aproveitamento da energia eólica em ambiente urbano. 130f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Pernambuco, 2010.

SILVEIRA, S.R. Geração descentralizada de energia através de fonte alternativa. 55f. Monografia (Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2011.

CASTRO, R.M.G. Energias renováveis e produção descentralizada: Introdução à Energia Eólica. 1ª ed. Universidade Técnica de Lisboa, 2003.

JERVELL, J.T. Estudo da influência das características do vento no desempenho de aerogeradores. 87f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica) – Universidade do Porto, 2008.

PES, M. P. Estudo do impacto das mudanças climáticas no potencial eólico do estado do Rio Grande do Sul. Para os períodos de 2010 a 2040 e 2070 A 2100. Dissertação de Mestrado em Meteorologia. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2010.

GONÇALVES, A.R. Refinamento estatístico das previsões de vento do modelo ETA aplicado ao setor eólico-elétrico do nordeste brasileiro. Dissertação de Mestrado em Meteorologia. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2011.

BEZERRA, F. D.; SANTOS, L. S. Energia Solar no Nordeste. Escritório Técnico de Estudos Econômicos do Nordeste. Caderno Setorial ETENE, ano 1, n.1, setembro, 2016.

CAMELO, H. N., et. al. Métodos de Extrapolação de Velocidade do Vento para Regiões Litorâneas do Nordeste Brasileiro. CBMET, 2010.

Atlas do Potencial eólico brasileiro / Amarante, O. A. C.; Zack, M. B. J; Sá, A. L. – Brasília, 2001.

CARVALHO, D.; ROCHA, A.; GESTEIRA, M. G.; SANTOS, C. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy. Environmental Modelling & Software, março, 2012.