

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/292141182>

Construção de Séries de Produção Eólica de Longo Prazo a partir de um Curto Histórico Observado

CONFERENCE PAPER · OCTOBER 2015

READS

5

10 AUTHORS, INCLUDING:



[Alexandre Street](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio de ...

36 PUBLICATIONS 234 CITATIONS

SEE PROFILE



[Alvaro Veiga](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio de ...

64 PUBLICATIONS 437 CITATIONS

SEE PROFILE



[Delberis A. Lima](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio de ...

19 PUBLICATIONS 144 CITATIONS

SEE PROFILE



[Lucas Freire](#)

Pontifícia Universidade Católica do Rio de ...

8 PUBLICATIONS 17 CITATIONS

SEE PROFILE



**XXIII SNPTTE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

AB/XXX/YY
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO - VI

GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

CONSTRUÇÃO DE SÉRIES DE PRODUÇÃO EÓLICA DE LONGO PRAZO A PARTIR DE UM CURTO HISTÓRICO OBSERVADO

Raphael Saavedra¹, Joaquim Garcia¹, Alexandre Street¹, Alvaro Veiga¹, Arthur Brigatto¹, Bruno Fanzeres¹, Carlos Marin¹, Delberis Lima¹, Lucas Freire¹ e Mario Souto¹

¹ Departamento de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (DEE/PUC-Rio)
Laboratory of Applied Mathematical Programming and Statistics (LAMPS)

RESUMO

O crescimento da indústria eólica na última década vem gerando novos desafios para o setor elétrico. Entre eles, destacamos a estimação de garantias físicas e simulação de longo prazo para análises de investimento. Como a maioria dos parques brasileiros é recente, existe uma falta de históricos extensos. Devido à importância de possuir séries de longo prazo, surge a necessidade de um método para gerar históricos sintéticos. Neste trabalho, propomos uma metodologia estatística para estender históricos de vento com alta qualidade para a escala mensal, com o intuito de realizar estimações de garantia física e análises de viabilidade econômica.

PALAVRAS-CHAVE

Métodos estatísticos, modelos de regressão, históricos de produção eólica, séries temporais de vento de longo prazo, garantia física de parques de energia eólica.

1.0 - INTRODUÇÃO

O crescimento recente e acelerado da indústria eólica no Brasil vem gerando novos desafios para o setor elétrico. Apesar de se tratar de uma fonte renovável e limpa, a energia eólica sofre dos problemas de sazonalidade e intermitência, já que sua geração depende de fenômenos atmosféricos. Tais problemas geram dificuldades para os diversos agentes atuantes no setor elétrico, como a operação e planejamento da expansão do sistema e a certificação e comercialização das usinas eólicas. Dentre as dificuldades nas quais o setor está mergulhado, enfatizamos neste trabalho a falta de dados de longo prazo sobre a produção de energia eólica. Os históricos de longo prazo são fundamentais para a compreensão do funcionamento de cada parque eólico, pois contêm informações intrínsecas do local, como sazonalidade, variabilidade e intermitência da geração de energia nas diversas escalas de tempo. Cada escala é importante para determinado agente e todas devem ser compreendidas para o melhor funcionamento do setor. O problema nasce do fato de a grande maioria dos parques eólicos em operação no país ser extremamente recente, com poucos anos ou mesmo meses de operação propriamente dita.

Atualmente, a geração eólica é considerada de modo extremamente simplificado nos modelos que operam o sistema elétrico brasileiro. No modelo NEWAVE, ela é considerada de maneira determinística em escala mensal. Assim, a alta incerteza desta fonte não é caracterizada de maneira adequada no sistema brasileiro, o que pode levar a uma operação sub-ótima e a um nível de segurança pouco confiável, sobretudo com a crescente expansão desta fonte na matriz brasileira. A consideração o processo estocástico como um todo, utilizando simulações como é feito para hidrelétricas, é um tema pouco explorado e poderá ganhar importância no médio prazo para a operação do sistema brasileiro [1]-[3]. Do mesmo modo, os modelos de expansão teriam ganhos significativos com a inserção de informações mais completas sobre o perfil de produção eólica. Como exemplo, considerando a intermitência e sazonalidade do recurso, pode-se explorar a complementariedade típica entre as fontes eólicas do nordeste e hídrica do sudeste [1], para a construção de um plano de expansão mais seguro para o sistema.

Sob o ponto de vista comercial, investimentos no setor eólico podem tirar grande proveito de conhecimentos mais profundos do perfil de produção do parque. Devido a incentivos dados pelo governo aos investidores em fonte eólica, o preço da energia nos leilões do ambiente regulado tem apresentado uma queda significativa, o que faz com que o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) [4] torne-se cada vez mais competitivo e menos atraente, sobretudo para agentes mais avessos a risco. Com o ACR menos lucrativo, uma alternativa que tem chamado a atenção dos geradores é o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste ambiente, geradores e consumidores podem firmar contratos livremente, com cláusulas e prazos acordados entre ambas as partes. Em geral, os contratos negociados no ACL são por quantidade. Nesta modalidade, o consumidor fica blindado às variações de energia produzida e, consequentemente, ao preço de curto prazo da energia. Desta maneira, o vendedor (gerador/comercializador) assume todo o risco de entrega da energia contratada. A materialização desse risco se dá em momentos em que o gerador apresenta um déficit de produção com relação ao seu montante contratado e o preço de curto prazo se realiza superior ao preço do seu contrato. Esse risco é conhecido como risco de preço e quantidade e está intimamente associado a um perfil de geração sazonal e/ou intermitente, típico das fontes renováveis [1].

A despeito das dificuldades apontadas, o ACL vem despertando a atenção dos consumidores e das comercializadoras nos últimos anos. Isso se deve principalmente à sua alta flexibilidade na contratação, aos preços e condições favoráveis e aos incentivos para a contratação com fontes renováveis (desconto na TUST/TUSD) e para autoprodução (redução de encargos). Assim sendo, tais incentivos podem ser rateados entre consumidores e produtores de maneira que ambos se beneficiem. Na literatura técnica, diversos métodos têm sido propostos para gerenciar o risco de preço e quantidade [1][5]-[7]. Um ponto em comum entre todas as metodologias discutidas nestes trabalhos é a sua dependência de cenários futuros de produção das fontes renováveis. Em linhas gerais, uma adequada simulação destes recursos é de fundamental importância para a obtenção políticas de contratação e investimento adequadas. Contudo, tais metodologias de simulação dependem diretamente da existência de históricos de longo prazo que contenham informações suficientes sobre a dinâmica do recurso. Históricos muito curtos podem não contemplar determinados padrões, ciclos, e acontecimentos importantes que podem se repetir no futuro.

Outro tema de fundamental importância para o setor brasileiro é a certificação dos parques eólicos. Ela afeta diretamente a comercialização de energia do agente gerador, limitando a quantidade a ser vendida em contrato e a operação do sistema [8]. Entretanto, o processo de certificação não é bem documentado, estando quase todo em posse de empresas privadas, que se baseiam nos históricos curtos (geralmente menos de quatro anos) de aferição de velocidades de vento em alguns poucos pontos (ou até mesmo um único) dos parques eólicos. Muito comumente as perspectivas traçadas em tais certificados mostram-se imprecisas, o que prejudica tanto o gerador quanto o sistema. O fato de históricos longos serem inexistentes torna extremamente difícil a adequada estimação dos quantis de produção dos parques brasileiros, sobretudo do P90 (quantil de 10%), uma vez que esta medida busca quantificar eventos de cauda, isto é, eventos que ocorrem raramente (baixa probabilidade) [9]. A definição do P90 para o uso como garantia física requer alguns cuidados – por exemplo, a escolha de uma janela de tempo conveniente (anual ou mensal) é importante devido à sazonalidade e variabilidade do recurso eólico.

Em vista da extensa aplicação e relevância para o setor que um histórico de longo prazo da produção eólica possui, neste trabalho apresentaremos uma metodologia para construir, a partir do curto histórico de ventos do parque, um histórico de longo prazo de produção eólica. A metodologia aqui proposta é baseada em regressão multivariada e possui embasamento no fenômeno físico subjacente de conversão de vento em energia elétrica, bem como no próprio fenômeno do vento. Ela está associada a bases de dados climáticos internacionais, conhecidas como *global reanalysis datasets*, que contêm informações fundamentais sobre a dinâmica dos ventos nos mais diversos pontos do globo terrestre. O ponto interessante com relação a esta base é a disponibilidade de dados e medições climáticas de longo prazo, fundamental para construirmos a metodologia proposta neste trabalho. Além disso, a metodologia proposta é geral o suficiente para considerarmos variáveis aferidas *in locus*, como dados e medições climáticas em aeroportos e estações meteorológicas, fora a possível aplicação em outros tipos de recursos renováveis, como extensão de históricos de vazão para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), por exemplo.

O restante do artigo será apresentado do seguinte modo: na seção 2, apresentamos as principais características do vento e de sua conversão em energia eólica. A seção 3 contém o modelo de regressão utilizado, listando suas variáveis e explicando o porquê de utilizar cada uma. Na seção 4, utilizamos o modelo previamente apresentado para expor a metodologia da extensão de históricos. A seção 5 apresenta os principais indicadores de performances utilizados em nossos estudos. Na seção 6 é feito um estudo de caso com dados reais do setor elétrico e, por fim, na seção 7 as conclusões são expostas.

2.0 - CARACTERÍSTICAS DO VENTO E DA ENERGIA EÓLICA

A conversão de vento para potência é não-linear. Esse comportamento pode ser visto na Figura 1 e claramente tem quatro subdivisões. Na parte I, o vento não é forte o suficiente para mover as pás, devido à inércia, logo não há energia sendo produzida. Os aerogeradores passam significativa parte do tempo operando na parte II, em que a curva de potência é não-linear. Na terceira parte, a turbina está trabalhando com seu potencial máximo e,

portanto, apresenta uma produção constante. Finalmente, na parte IV, o aerogerador tem sua operação interrompida por questões de segurança, uma vez que velocidades de vento muito elevadas podem danificá-lo [10].

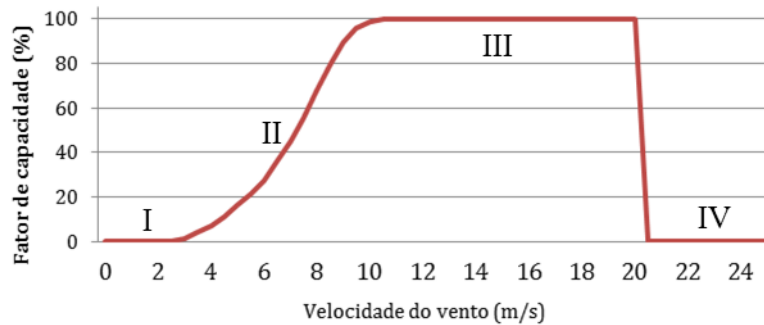


FIGURA 1 – Curva de potência típica de aerogeradores de eixo horizontal

2.1 Direção do vento

Turbinas eólicas podem ter o eixo horizontal ou vertical. Embora a direção do vento seja irrelevante para as turbinas de eixo vertical devido à sua simetria, o tipo de turbina predominante no cenário brasileiro é o eixo horizontal [11]. Os aerogeradores são adaptados para conseguir posicionar-se de modo a otimizar a produção de energia, mas esse movimento é lento e não anula totalmente o efeito da direção. Além disso, estudos empíricos em [12][13] mostraram que a direção do vento de fato afeta a geração de energia eólica de forma significativa, devido, por exemplo, ao efeito esteira e à topografia local [14].

2.2 Velocidade do vento em diferentes altitudes

Aerogeradores podem ser instalados em diversas altitudes, além de não haver uma única altura para o eixo da turbina. Os bancos de dados dos quais usualmente se obtêm séries explicativas que alimentam o modelo não fornecem velocidades para qualquer altitude. De fato, é comum haver medições disponíveis em apenas uma ou poucas altitudes. Para calcular a velocidade do vento em determinada altitude a partir de outra, pode-se utilizar a seguinte aproximação:

$$v = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (1)$$

Onde v é a velocidade do vento na altitude desejada, v_0 é a velocidade do vento na altitude original, h é a altitude desejada e h_0 a altitude original. A constante α depende da localização geográfica e do terreno. Seus valores podem ser obtidos empiricamente como em [15].

2.3 Ciclos do vento

O vento é um fenômeno extremamente sazonal. Ele é causado por diversos fatores, como diferenças de pressão atmosférica, rotação da Terra (força de Coriolis), gradientes de temperatura e características do relevo. Como muitos desses fatores apresentam ciclos (notavelmente rotação da Terra e diferenças de pressão e temperatura), é natural que a velocidade do vento também apresente ciclos com comportamentos bastante característicos [16]. Esse comportamento cíclico pode ser observado abaixo na Figura 2:

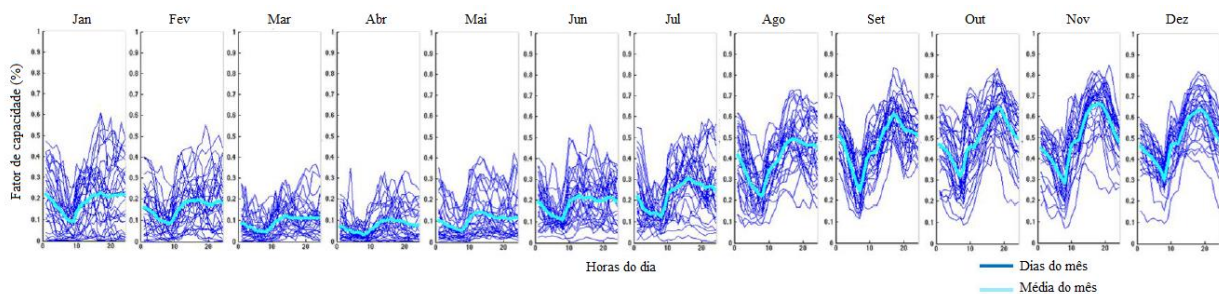


FIGURA 2 – Perfil sazonal do fator de capacidade da geração eólica no Nordeste brasileiro

3.0 - O MODELO DE REGRESSÃO

Enumeradas as características do vento e da energia eólica, o modelo pode ser apresentado. Trata-se de um modelo de regressão cujo objetivo é estimar a velocidade do vento a partir de uma série de longo prazo, geralmente obtida de satélites meteorológicos. Uma vez que o histórico de vento está criado, pode-se transformá-lo para potência através de diversas técnicas, como a utilização de *softwares* computacionais ou a aplicação da curva de potência do aerogerador. Após esses passos, a missão de criar um histórico artificial de produção de energia eólica de longo prazo em determinado local está concluída.

No sentido de se obter históricos de longo prazo de geração de energia a partir de um curto histórico observado, torna-se necessário estender os históricos disponíveis de geração. No caso de parques não existentes é preciso reconstruir tais dados a partir de medições da velocidade do vento, também de curta duração. Para isso, é necessário alimentar o modelo com variáveis explicativas.

A variável explicativa básica é uma série de ventos, que usualmente inclui velocidade e direção do vento. Algumas fontes de dados meteorológicos são públicas, como MERRA da NASA [17] e ERA [18], outras são privadas como Vortex [19] e 3TIER [20]. Como vimos na seção 2.1, a direção do vento exerce uma influência considerável sobre a geração. Por isso, é importante que haja uma série anexa à série de velocidades que contenha a direção do vento.

O modelo proposto é da seguinte forma:

$$y_t = \beta_0 + \beta_1 v_t + \beta_2 \theta_t + \sum_{k=1}^{|T|} \lambda_k \sin\left(\frac{2\pi t}{T_k}\right) + \sum_{m=1}^{23} \gamma_m hora(t)_{dummy} + \sum_{n=1}^{11} \delta_n mês(t)_{dummy} + \varepsilon_t \quad (2)$$

Onde y_t é o vento no parque eólico, v_t é o vento da explicativa de satélite, θ_t é sua direção, T é o conjunto de períodos das senoides, T_k é o k -ésimo elemento de T e ε_t é o ruído aleatório no instante t , que assumimos possuir distribuição normal. É importante notar, tratando-se de um modelo de regressão linear, todas as relações lineares entre o vento do parque (variável dependente) e o vento da série de longo prazo (explicativa) são capturadas naturalmente pelos coeficientes do modelo.

As variáveis *dummy* são importantes, pois capturam o comportamento cíclico e sazonal do vento. Foram criadas *dummies* para cada hora e mês, pois as sazonalidades diária e anual são os ciclos mais notáveis para o vento, como visto na Figura 2. Da mesma forma, é interessante adicionar variáveis senoidais ao modelo, pois ao fornecer frequências convenientes (geralmente correspondentes aos ciclos mais expressivos), as mesmas ajudam a capturar a sazonalidade do vento. Tais ciclos, possivelmente diferentes para cada usina, podem ser obtidos através da análise do peridograma, ou espectro de frequências [21].

4.0 - METODOLOGIA DA EXTENSÃO

A extensão é realizada em dois passos principais. A primeira etapa é a aplicação do modelo de regressão descrito na seção anterior. Esse modelo é aplicado às séries explicativas em sua granularidade mais fina possível (geralmente na escala horária ou de 10 minutos). Ao alimentá-lo com as devidas variáveis explicativas, chegamos aos coeficientes da regressão, que são estimados utilizando o método de mínimos quadrados ordinários.

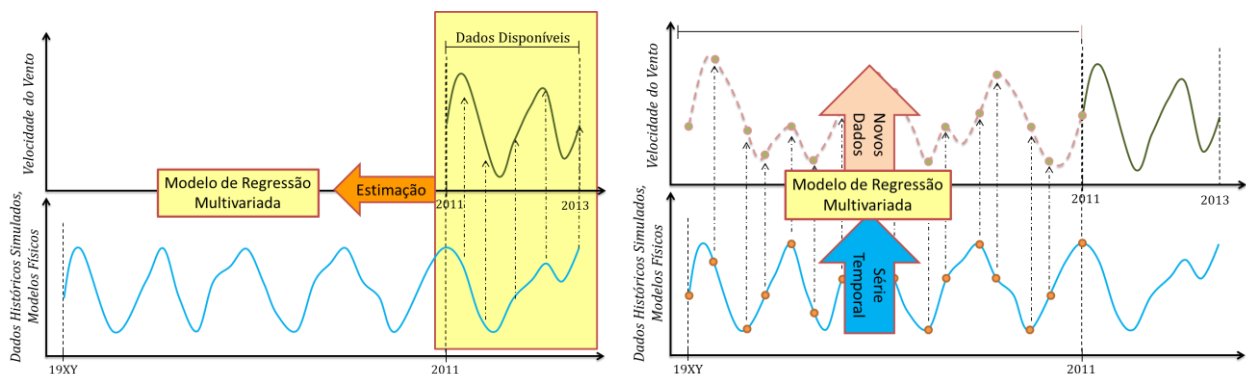


FIGURA 3 – Esquema ilustrando a metodologia da extensão de históricos

Feito isso, o próximo passo é a realização da extensão propriamente dita. Tendo em mãos os coeficientes da regressão, podemos aplicá-los às variáveis explicativas para obter o histórico sintético que é nosso objetivo. Isso é realizado através de uma simples multiplicação do vetor de coeficientes pela matriz das explicativas. A partir do histórico sintético na granularidade mais fina, podemos agregar os resultados através do cálculo de médias para

obtermos o mesmo em diferentes escalas. Isso é um estudo conveniente, pois cada granularidade é especificamente importante para uma série de questões do setor elétrico. Por exemplo, para fins de cálculo de garantias físicas, a grandeza mais importante é a produção mensal.

Tendo em mãos o histórico sintético de vento, pode-se obter o seu equivalente em produção eólica de diversas formas, como através de ferramentas computacionais específicas ou da aplicação da curva de potência específica dos aerogeradores do parque em questão.

5.0 - INDICADORES DE PERFORMANCE

Podemos avaliar a qualidade do modelo através de coeficientes estatísticos, notavelmente o coeficiente de determinação (R^2) e o erro absoluto médio percentual ($MAPE$). Divide-se o estudo em *in sample* e *out of sample*, sendo o primeiro grupo utilizado para estimar os coeficientes do modelo e o segundo para testes estatísticos. Os indicadores *out of sample* são os mais importantes, pois indicam como o modelo reage em situações nas quais não temos observações. Esses indicadores são definidos da seguinte forma:

$$R^2 = 1 - \frac{SS_{res}}{SS_{tot}} = 1 - \frac{\sum_i (x_i - \hat{x}_i)^2}{\sum_i (x_i - \bar{x})^2} \quad (3)$$

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{x_i - \hat{x}_i}{x_i} \right| \quad (4)$$

Onde x_i são os dados observados, \bar{x} é a média do período *in sample* e \hat{x}_i são os valores obtidos através do modelo.

Como explicado na seção anterior, é interessante estudar os valores destes indicadores para diferentes escalas. É importante observar que a performance do modelo melhora vertiginosamente conforme a granularidade torna-se menos fina, pois agregar um grande número de dados faz com que a variância dos mesmos decresça [22]. Por isso, apesar da construção do histórico artificial na escala horária ser um desafio complexo para um modelo matematicamente simples como o proposto, para a escala mensal o resultado é bastante satisfatório, o que atende nosso objetivo de criticar a forma como é calculada a garantia física.

6.0 - ESTUDO DE CASO

O modelo discutido neste artigo será aplicado em dados da usina Pedra Vermelha II (Jandaíra/RN) de forma a apresentar um estudo de caso. Esse estudo será dividido em duas partes: (i) extensão do histórico de ventos e análise do histórico sintético criado e (ii) estudo crítico do cálculo da garantia física (GF) da usina.

6.1 Estudo da extensão do histórico de ventos

Para a usina Pedra Vermelha II, temos observações anemométricas do vento de fevereiro de 2011 a setembro de 2013, um histórico, portanto, de cerca de dois anos e meio apenas. Através do dataset Vortex, obtemos séries de satélite de longo prazo da localização da usina, desde 1983. Com isso, utilizaremos o modelo para estender o histórico de um ano e meio para que o mesmo se torne um histórico artificial de 30 anos.

Para esse estudo de caso, utilizamos as seguintes variáveis explicativas para realizar a regressão: séries de vento e direção do dataset Vortex referentes ao local do parque datadas de 1983 a 2013, senóides com período de um dia e *dummies* horários e mensais. Primeiramente, é necessário que analisemos como foi o desempenho do modelo, estudando os índices de performance previamente apresentados. Utilizando os anos de 2012 e 2013 como *in sample* e o ano de 2011 como *out of sample*, chegamos aos seguintes resultados:

		Horário	Diário	Mensal
R^2	<i>In sample</i>	0.553	0.795	0.980
	<i>Out of sample</i>	0.584	0.865	0.958
MAPE	<i>In sample</i>	12.15%	5.42%	1.08%
	<i>Out of sample</i>	17.16%	6.86%	2.28%

TABELA 1 – Indicadores de performance da extensão de vento no estudo de caso da usina Pedra Vermelha II

Como mencionado anteriormente, o desempenho do modelo difere substancialmente entre granularidades diferentes. Um R^2 *out of sample* de 0.958 e um MAPE de 2.28% na série de ventos sugerem que o histórico sintético mensal possui boa aderência aos dados e, portanto, iremos utilizá-lo para avaliar a garantia física da

usina. Para isso, transformamos o histórico de ventos em um histórico de geração através da curva de potência específica do aerogerador do parque.

Observando o gráfico da geração mensal empilhada ano a ano, é fácil notar uma sazonalidade bastante considerável e que se repete anualmente. Isso significa que nosso modelo conseguiu capturar, pelo menos parcialmente, o comportamento sazonal e cíclico do vento no local, o que é refletido na geração. Podemos verificar também como o primeiro semestre apresenta uma maior variabilidade, enquanto a geração do segundo semestre é mais comportada.

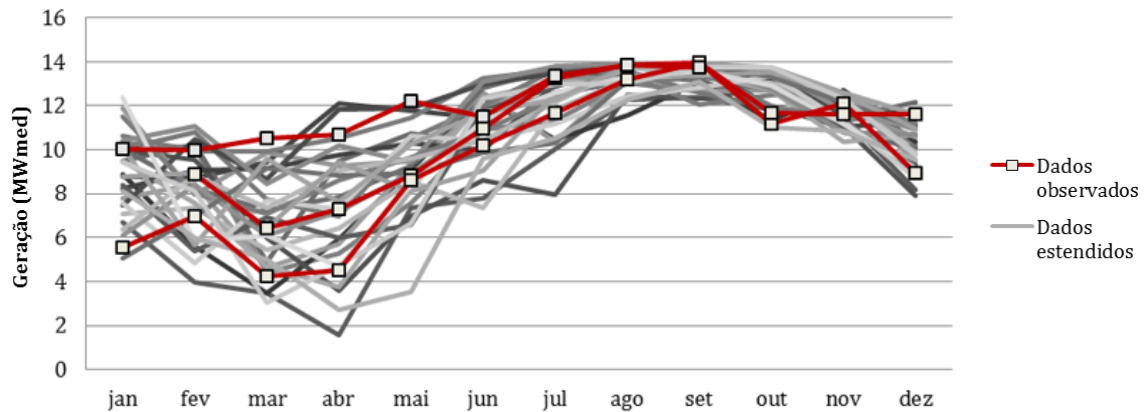


FIGURA 5 – Geração mensal (MWmed) do histórico sintético empilhado, sem considerar perdas.

6.2 Garantia física do parque

O parque eólico Pedra Vermelha II possui sete aerogeradores Vestas V110, com capacidade de produção de 2 MW cada, totalizando 14 MW. O P90 da produção certificada anual é de 5.93 MWmed e considera, conforme estabelecido pela Portaria MME nº 131/2013 [23], as taxas de indisponibilidade forçada (TEIF) e programada (IP), além de perdas elétricas até o ponto de conexão, sendo calculada da seguinte forma:

$$GF = \frac{P90_{ac} \times (1 - TEIF) \times (1 - IP) - \Delta P}{8760} \quad (5)$$

Sendo GF a garantia física de energia, em MW médio; $P90_{ac}$ a produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90%; $TEIF$ a taxa equivalente de indisponibilidade forçada; IP a indisponibilidade programada; ΔP a estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o ponto de conexão, em MWh; e 8760 o número de horas em um ano. As taxas de perdas mencionadas estão disponíveis na certificação e serão utilizadas nos cálculos de garantia física deste artigo. Além disso, dentro do cálculo do $P90_{ac}$ também leva-se em conta as perdas aerodinâmicas, que são bastante significativas.

A metodologia utilizada por certificadores para o cálculo do P90 em parques eólicos não é de fácil acesso e depende dos modelos empregados por cada certificador. Os métodos expostos em [24] podem ser criticados pela forma como é calculado o P90 (a partir do P50) e por não explicitar a metodologia para cálculo do P50 utilizado. Com o objetivo de analisar a garantia física sob uma ótica probabilística, importante em aplicações de cálculo de viabilidade econômica e confiabilidade energética, realizaremos um estudo com diferentes janelas temporais para o P90 e compararemos os resultados com a GF certificada do parque. Os conceitos por trás de cada janela serão comentados.

a. P90 anual da produção eólica

Essa metodologia tem como objetivo determinar o P90 como o montante energético anual (MWmed) que é ultrapassado em 90% dos casos. Dessa forma, o P90 anual proporciona uma garantia de suprimento anual. Para isso, utilizamos a hipótese de que a produção anual da usina não se altera. Existem evidências da existência de ciclos plurianuais na série de ventos de satélite, que devem ser analisados e propomos como investigações futuras. Para calcular a o P90 anual do parque, partimos da produção anual para cada ano do histórico estendido e calculamos o quantil de 10% dessa série. Assim, esta forma de calcular o P90 oferece à garantia física uma interpretação probabilística sobre a geração anual, pois cada um dos 30 anos é tratado como um cenário de produção eólica. A partir do P90, descontamos as perdas para chegar ao nosso resultado da GF anual. Esse resultado foi de 7.40 MWmed, bastante superior à GF certificada da usina em questão. No entanto, nada pode ser afirmado para a escala mensal.

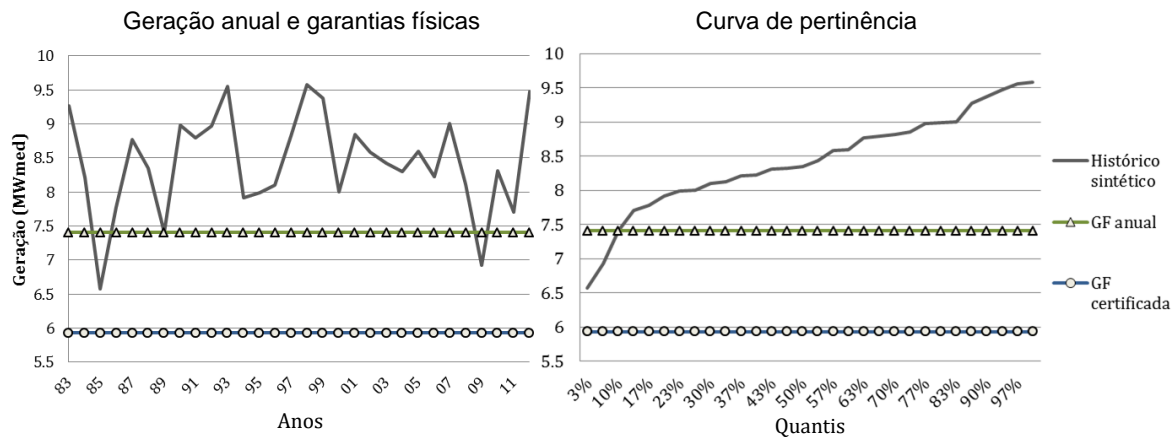


FIGURA 6 – Comparação da GF anual com a certificada em relação ao histórico sintético e curva de pertinência da geração anual. Todas as perdas relativas à garantia física foram consideradas.

O P90 deve ter um caráter probabilístico de valor que será alcançado em 90% dos casos. No entanto, no histórico sintético, em nenhum dos 30 anos a GF certificada deixou de ser ultrapassada, mesmo considerando todas as perdas. A GF anual deste estudo de caso, no entanto, teve um resultado mais satisfatório, pois apresentou valor inferior à geração em dois anos.

b. P90 mensal da produção eólica

Diferentemente do P90 anual, agora calcularemos a garantia física para a janela mensal. Analisando os 30 anos do histórico estendido, listamos as médias de produção de cada mês e em seguida pegamos os quantis de 10% de cada um dos 12 meses do ano. Desta forma, cada mês possui seu próprio P90 e, por consequência, uma GF própria. A garantia física mensal possui a sazonalidade da produção eólica explicitada na certificação dos parques, ao contrário da anual. Assim, a usina pode ser interpretada como 12 diferentes usinas, cada uma com uma confiabilidade energética diferente. Após o desconto das perdas, o resultado foi o seguinte:

GF mensal (MWmed)											
jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
6.09	5.36	3.47	3.59	6.64	8.62	10.30	12.29	12.38	11.37	10.78	8.71

TABELA 2 – Resultado do cálculo da garantia física mensal através do método apresentado.

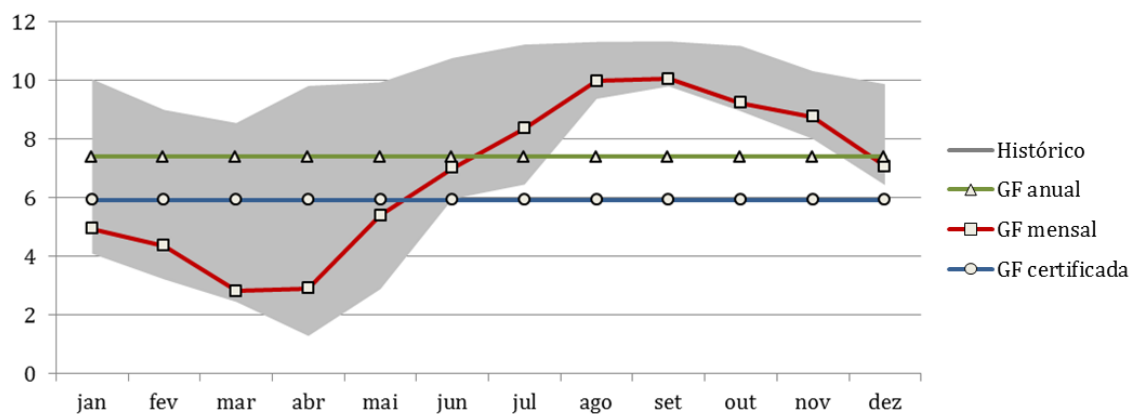


FIGURA 7 – Comparação dos resultados dos métodos anual e mensal e da GF certificada, observando-os sobre o espectro do histórico sintético estendido. Todas as perdas relativas à garantia física foram consideradas.

7.0 - CONCLUSÕES

Apresentamos neste artigo um modelo para criar um histórico sintético de forma a obter uma base de dados com tamanho suficiente para realizar estudos mais consistentes. Devido aos curtos históricos eólicos no Brasil, as garantias físicas desses parques podem não apresentar a interpretação probabilística que se propõe, o que leva às imprecisões apresentadas no estudo de caso e em [2][3]. Esse ferramental está nas mãos dos certificadores, que

não possuem os incentivos econômicos alinhados com os dos consumidores e reguladores. Dessa forma, é imprescindível ter uma metodologia de referência para a determinação e revisão de garantias físicas de usinas renováveis. Neste sentido, o artigo mostrou como considerar diferentes aspectos, como confiabilidade energética anual *versus* mensal, no cálculo da GF.

Em nossa opinião, a garantia física deveria apresentar um nível de confiabilidade de produção mensal ou anual e deve ser calculado ou verificado por entidades independentes, utilizando metodologias publicadas e discutidas amplamente para evitar que imprecisões continuem a ocorrer. Da mesma forma, para haver um índice de garantia que expresse confiabilidade mensal, um possível avanço seria um sistema de 12 certificados distintos, um relacionado a cada mês do ano. Uma usina eólica pode ser tratada como 12 usinas diferentes, cada uma associada à confiabilidade energética de um mês.

8.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Street, D. Lima, A. Veiga, B. Fanzeres, L. Freire e B. Amaral, "Fostering Wind Power Penetration into the Brazilian Forward-Contract Market," IEEE PES General Meeting 2012, San Diego, California, USA, July 2012.
- [2] M. Souto, A. Moreira, A. Veiga Filho, A. Street, J. Garcia e C. Epprecht, "A high-dimensional VARX model to simulate monthly renewable energy supply". 18th Power Systems Computation Conference (PSCC 2014), 2014, Wroclaw.
- [3] A. Street, A. Veiga Filho, D. Lima, A. Moreira, B. Fanzeres e J. Garcia, "Simulação da Geração de Usinas Renováveis Coerentes com os Cenários de Operação do Sistema Elétrico Brasileiro", XXII SNPTTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTTEE 2013), 2013, Brasília.
- [4] A. Street, L.A. Barroso, S. Granville, e M.V. Pereira, "Offering Strategies and Simulation of Multi Item Dynamic Auctions of Energy Contracts", IEEE Trans. Power Syst., vol.26, no.4, pp.1917-1928, Nov. 2011.
- [5] A. Street, B. Fanzeres, D. Lima, J. Garcia, L. Freire e R. Rajagopal, "Mecanismo de Realocação de Energia Renovável: Uma Nova Proposta para Fontes Alternativas". XXII SNPTTEE Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTTEE 2013), 2013, Brasília.
- [6] L. Freire, A. Street, D. Lima, "Sharing Quotas of a Renewable Energy Hedge Pool: A Cooperative Game Theory Approach", IEEE PowerTech, 2011, Trondheim, Norway.
- [7] B. Fanzeres, A. Street, L. A. Barroso, "Contracting Strategies for Renewable Generators: a Hybrid Stochastic and Robust Optimization Approach", IEEE Transactions on Power Systems, 2014.
- [8] E. Faria, L. A. Barroso, R. Kelman, S. Granville, M. V. Pereira, "Allocation of Firm-Energy Rights Among Hydro Plants: An Aumann–Shapley Approach", IEEE Transactions on Power Systems, 2009.
- [9] S. M. Ross, "Simulation", Academic Press; 5th edition, November 5, 2012
- [10] CRESESB – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito, Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001). Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>
- [11] Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, "Energia Eólica – Princípios e Aplicações". Disponível em: http://paje.fe.usp.br/~mef-pietro/mef2/app.upload/7/_mefmi_003-05.pdf
- [12] Y. Wan, E. Ela and K. Orwig, "Development of an Equivalent Wind Plant Power-Curve," NREL, National Renewable Energy Laboratory. Presented at Wind Power 2010.
- [13] IEC 61400-12-1 Ed.1: Wind turbines - Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, International Electrotechnical Commission, 2005.
- [14] A. Costa, A. Crespo, J. Navarro, G. Lizcano, H. Madsen, E. Feitosa, "A review on the young history of the Wind power short-term prediction", Renewable and Sustainable Energy Reviews, Elsevier, 2007.
- [15] Z. Đurić, J. Mikulović, "A model for vertical wind speed data extrapolation for improving wind resource assessment using WASP," Technical Note, Renewable Energy 41 (2012) 407-411.
- [16] R. Bessa, C. Moreira, B. Silva e M. Matos, "Handling renewable energy variability and uncertainty in power systems operation", WIREs Energy Environ 2014, 3:156–178. doi: 10.1002/wene.76.
- [17] MERRA – Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, NASA. Disponível em: <http://gmao.gsfc.nasa.gov/merra>
- [18] ERA-Interim – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts, Global Atmospheric Reanalysis. Disponível em: <http://www.ecmwf.int/en/research/climate-reanalysis/era-interim>
- [19] Vortex website: <http://www.vortexfd.com>
- [20] 3TIER – Renewable Energy Assessment and Forecasting. Disponível em: <http://www.3tier.com/em>
- [21] J. D. Hamilton, "Time Series Analysis", Princeton University Press, 1st edition, January 11, 1994
- [22] G. Casella, "Statistical Inference", Cengage Learning; 2nd edition, June 18, 2011
- [23] Portaria nº 131 de 25 de abril de 2013. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202013/Portaria%20MME%20n%C2%BA%20131-13.pdf>
- [24] EPE – Empresa de Pesquisa Energética, Expansão da Geração - Empreendimentos Eólicos: Instruções para Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica com vistas à participação nos Leilões de Energia Elétrica. Disponível em: http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/EPE-DEE-017_2009_R11_EOL.pdf