



## Validação de Previsão de Ventos — Estudo de Caso com 9 Anos de Dados

Antonio C. B. Neiva<sup>1</sup>, Vanessa G. Guedes<sup>1</sup>, Daniel Davy B. de Freitas<sup>1</sup>, Sérgio Melo<sup>1</sup>

1 - CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - ELETROBRAS

Av. Horácio Macedo 354, CEP 21941-911, Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, RJ, Brasil.

neiva@cepel.br, vanessag@cepel.br, sergiorf@cepel.br, danieldavy@poli.ufrj.br

### Resumo:

Este trabalho apresenta uma avaliação da possibilidade de detalhamento da previsão de ventos que um empreendedor pode fazer para mitigar o impacto financeiro no negócio, considerando a recente alteração da modalidade contratual por quantidade de energia para a fonte eólica definida pela ANEEL a partir do Leilão de Geração 003 A-6 de 2018. Segundo este instrumento, a remuneração do empreendimento se dará em função de uma previsão mensal, que pode ser atualizada anualmente pelo empreendedor, que assume riscos maiores do que na modalidade de contrato por disponibilidade anual.

Em uma base de dados medidos de nove anos em uma mesma torre anemométrica, foram considerados os três primeiros anos para prever os ventos que ocorreriam nos anos seguintes, e os seis anos de dados subsequentes foram utilizados para validação da metodologia. A técnica numérica aplicada foi de correlação com dados de longo prazo (MCP – *Measure, Correlate, Predict*). O resultado obtido para cada mês é considerado como sendo a previsão, que é comparada com dados medidos em seis anos subsequentes. O trabalho apresenta também o impacto da diferença encontrada na produção energética de um parque eólico fictício instalado naquela localidade, em função da diferença de velocidade prevista e medida para cada mês.

**Palavras-chave:** *previsão, validação, recurso eólico, estatística, MCP.*

### Abstract

This work presents an evaluation of the process of detailed wind forecasting that an entrepreneur shall do to mitigate the financial impact on the business, considering the recent changes in the contract modality by amount of energy for wind source. The new legislation was assumed by



ANEEL in the Generation Auction 003 A-6 of 2018. According to this instrument, the payment will be based on a monthly forecast, which will be updated annually by the entrepreneur, who assumes greater risks than in the older modality of annual availability contract.

Using a data base of nine years from the same anemometric tower, the first three years were considered to predict the winds that would occur, and the six following years were used to validate the methodology. The numerical correlation technique applied with the three first years and long-term data was the MCP - Measure, Correlate, Predict. The result obtained for each month is considered as the forecast, which is compared with data measured in the subsequent six years. The work also presents the impact of the difference found in the average monthly energy production of a fictitious wind farm installed in that locality.

**Keywords:** *forecast, validation, wind energy, MCP*

## 1 INTRODUÇÃO

A previsão ou estimativa de um recurso variável como o Eólico é e sempre foi um desafio para os especialistas. Ainda que a origem e natureza dos ventos tenha base em ciências bem estabelecidas, a Meteorologia e a Mecânica de Flúidos, existem fatores aleatórios que afetam a probabilidade de ocorrência de fenômenos naturais que trazem um grau de incerteza que, inexoravelmente, cresce com o tempo além do presente momento que a previsão precisa compreender.

A necessidade de previsão advém de dois princípios inter-relacionados, a operação do parque e a prestação de informação para o operador do sistema. Em termos de gestão da operação, o empreendedor objetiva o melhor retorno financeiro do parque. Desta forma, as paradas para manutenção devem ser planejadas com técnicas centradas na produtividade. (Bertling *et al.*, 1999).

Logo, se existe uma previsão de ventos muito boa para os próximos dias, o gestor pode acelerar o trabalho em uma máquina que está parada para manutenção, ou antecipar a parada para manutenção de um aerogerador, se a previsão para os próximos dias é de pouquíssimo vento.

Por outro lado, o suprimento da demanda de energia elétrica da sociedade é uma atividade que demanda intenso planejamento de produção e logística de transmissão e distribuição. Desta



forma, devido à própria natureza variável dos recursos renováveis, os operadores do sistema precisam cada vez mais de informações detalhadas sobre a previsão de produção; principalmente devido ao aumento da penetração destes recursos, e em especial o eólico. Por este motivo, a legislação vem sendo alterada conforme apresentado no item seguinte.

Tratando-se de previsão que envolve considerável incerteza, é natural que se premie o empreendedor que apresente resultado conforme previsto, e se penalize aquele que apresente resultado diferente do previsto. Como será apresentado, este mecanismo envolve valores que podem ser significativos. Portanto, é interessante que o empreendedor se empenhe em usar as melhores ferramentas para que a incerteza da previsão e o possível desvio entre o previsto e o realizado seja o menor possível.

Há basicamente dois momentos onde uma previsão é necessária. O primeiro momento é na contratação do empreendimento, mesmo antes de sua implantação. Atualmente, a maior parte dos contratos dá-se no ambiente regulado, através de leilões de energia, que é o foco principal deste trabalho, e será detalhado nos próximos capítulos. O segundo momento refere-se à previsão com o parque em operação. Neste caso existe uma janela de oportunidade para o empreendedor corrigir anualmente a sazonalidade da sua produção, prevista no contrato. Além disso, o conhecimento de previsão de curto prazo detalhada com resolução horária pode fornecer informações importantes tanto ao gestor do empreendimento quanto para o operador do sistema.

## **2 MUDANÇA NO MODELO DE CONTRATAÇÃO**

A partir do Leilão de Geração 003 A-6 de 2018<sup>1</sup>, houve alteração de modalidade contratual para a fonte eólica, passando de contratos por disponibilidade com contabilização anual para contratação por quantidade. Os contratos na modalidade por disponibilidade são aqueles nos quais os riscos, ônus e benefícios da variação de produção são das distribuidoras, e posteriormente repassados aos consumidores por meios de tarifas. Já nos novos contratos por quantidade os volumes anuais são definidos no leilão, mas o detalhamento mensal (sazonalização) poderá ser revisado anualmente, limitado a 20% (respeitado montante de entrega anual), tendo como referência a obrigação mensal do contrato (Item 4.5.3 do anexo 2 do CCEAR), e o empreendedor assume os riscos de não cumprimento das previsões.

---

<sup>1</sup> [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos\\_editais.cfm?IdProgramaEdital=174](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=174)



Observa-se que estes contratos por quantidade da energia terão início de vigência seis anos após a data do leilão e duração de vinte anos, de 01/01/2024 até 31/12/2043. Naturalmente, a incerteza e o risco aumentam com o horizonte de tempo.

Segundo a ANEEL, a mudança na modalidade de contratação nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica (CCEAR) deu-se devido à maturidade da fonte e sua consequente competitividade. *“Observa-se que o CCEAR por Quantidade Eólica estabelece que a sazonalização observará os montantes mensais (em MW médios) estimados/declarados pelo empreendedor quando do cadastramento do empreendimento na EPE, o que se aproxima do conceito de sazonalização do contrato conforme perfil de geração. Conforme reportado pelas áreas técnicas da ANEEL, a sazonalização do CCEAR Eólica proporciona a alocação de riscos desejada, na medida que mitiga em parte o risco de exposição dos agentes geradores às variações do PLD ao longo do ano, neste momento de transição dos contratos por disponibilidade para contratos por quantidade. Essa mitigação age em favor da competitividade entre participantes do leilão, da redução do prêmio de risco calculado pelos geradores, da previsibilidade no fluxo de caixa dos geradores e da financiabilidade dos projetos. Do outro lado, as distribuidoras detêm portfólio contratual que lhes confere maior flexibilidade na gestão da exposição no Mercado de Curto Prazo ao longo do ano.”* A EPE (NT-042) resume colocando que uma consequência natural da alteração do modo de contratação seria o incentivo para revelação de preços de energia mais aderentes às reais contribuições dos projetos de geração.

Anualmente, o empreendedor poderá informar a sazonalização prevista para o próximo ano. No Anexo 2 da minuta do CCEAR é apresentado como deverá ser informada a sazonalização, conforme a Tabela 1.

Tabela 1 – Anexo 2 – Minuta de CCEAR por Quantidade - Eólica<sup>2</sup>.

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
<b>USINA A</b>												

O empreendedor deverá conhecer a margem de erro a que a previsão de vento está sujeita, de forma a poder avaliar o risco financeiro do negócio. A previsão de sazonalidade possui desafios que serão tratados neste trabalho com *software* específico e metodologia inovadora.

<sup>2</sup> Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos/ANEXO\\_2\\_CCEAR\\_A-6\\_2018\\_EOL.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/ANEXO_2_CCEAR_A-6_2018_EOL.pdf)

### 3 METODOLOGIA

Neste trabalho será utilizada uma base de dados de nove anos de medição (2006 a 2014) em uma mesma torre anemométrica, localizada na região sul do país. Foi considerada uma condição hipotética na qual em dezembro de 2008 seria necessário fazer a melhor previsão possível para os próximos anos. Portanto foram utilizados os dados medidos de 2006, 2007 e 2008, assim como para ajustar à norma climatológica, foi aplicada a metodologia de correlacionar com dados de longo prazo conhecida como MCP (*Measure, Correlate, Predict*) (Thoergersen, 2007 e Brower, 2012). Os dados de longo prazo utilizados foram do MERRA (*Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications*), da NASA<sup>3</sup>, de um período de 30 anos (de 1979 a 2008). O procedimento de tratamento de dados e aplicação do MCP foi realizado no *software* Windographer®, da UL. A comparação entre as médias dos dados medidos e dos dados MERRA está apresentada na Figura 1.

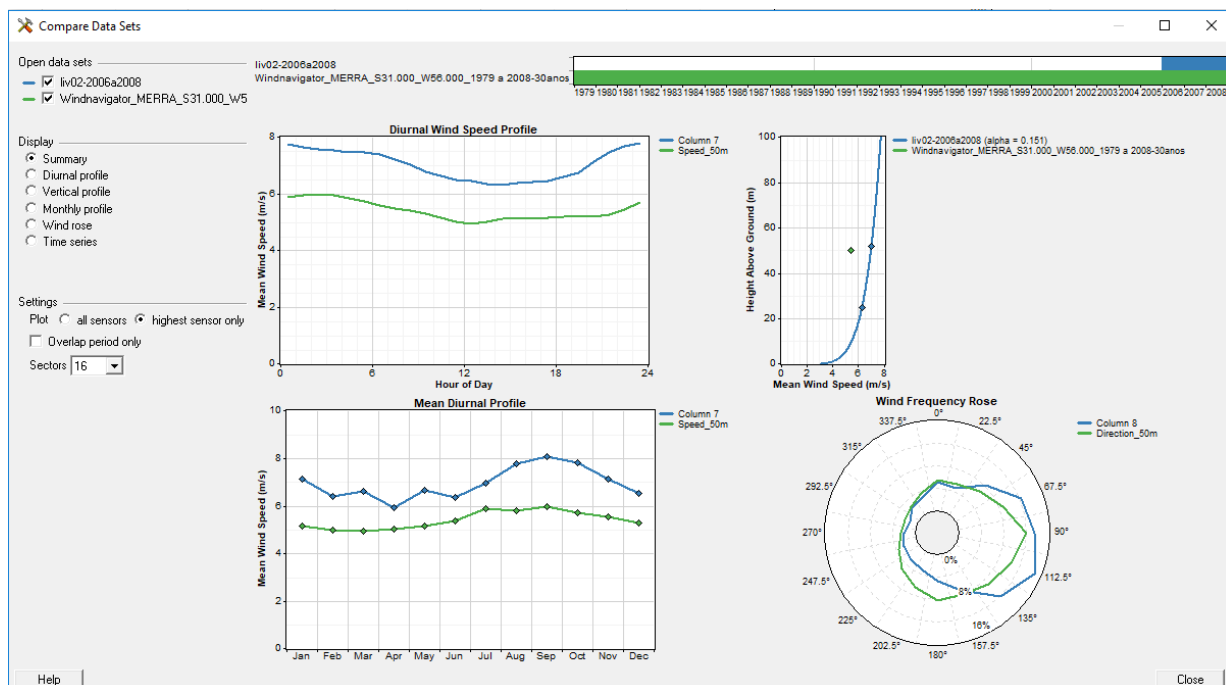


Figura 1 – Tela de comparação de dados do Windographer®.

O processo de correlação MCP do Windographer apresenta duas opções de saídas, uma chamada “Scale Target” e outra chamada “Final”. A Figura 2 mostra graficamente o resultado do processo MCP.

<sup>3</sup> Disponível em: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA/>

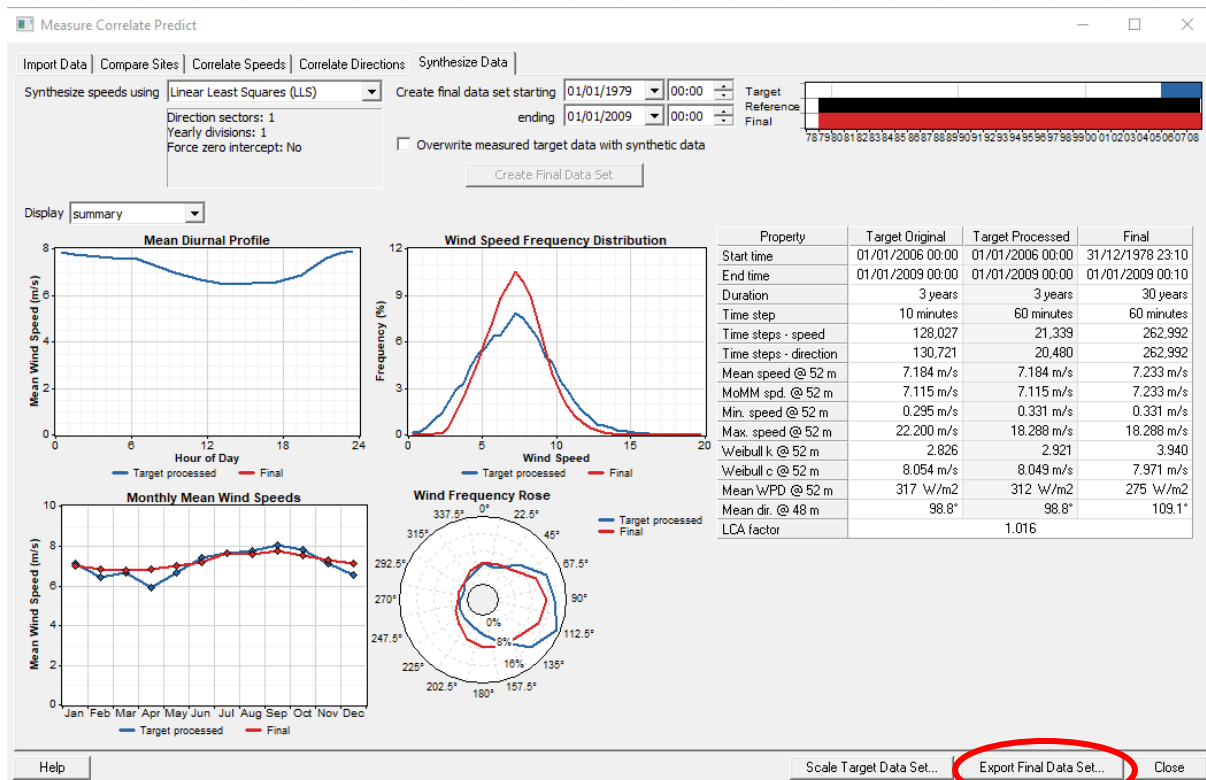


Figura 2 – Tela de saída do MCP do Windographer®.

A opção Final Data Set, que é a mais abrangente, foi aplicada e a partir desta série de 30 anos foram obtidas as médias mensais, Desvio Padrão ( $\sigma$ ) e os coeficientes de Weibull C e k, apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 – Resultado final dos dados até dezembro de 2008, com MCP.

	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez
média	7,025	6,859	6,821	6,843	7,013	7,205	7,653	7,615	7,769	7,529	7,325	7,119
max	7,997	7,393	7,285	7,389	7,831	8,133	8,562	8,736	8,407	8,091	7,931	7,743
min	6,294	6,432	6,389	5,543	6,250	6,483	7,041	6,701	7,187	7,041	6,542	6,223
$\sigma$	0,374	0,276	0,281	0,386	0,342	0,447	0,344	0,440	0,344	0,243	0,365	0,384
k	4,066	4,182	4,231	3,874	4,066	3,901	4,069	3,892	4,183	4,027	3,881	3,913
C	7,735	7,539	7,491	7,551	7,718	7,943	8,417	8,399	8,535	8,287	8,081	7,856

Para verificar o efeito da variabilidade do vento na estimativa de produção energética, foi considerado um parque eólico hipotético, composto por 23 aerogeradores de 2,7 MW, 122 m de diâmetro e uma altura de nacela de 90 m, cuja curva de potência pode ser vista na Figura 3.

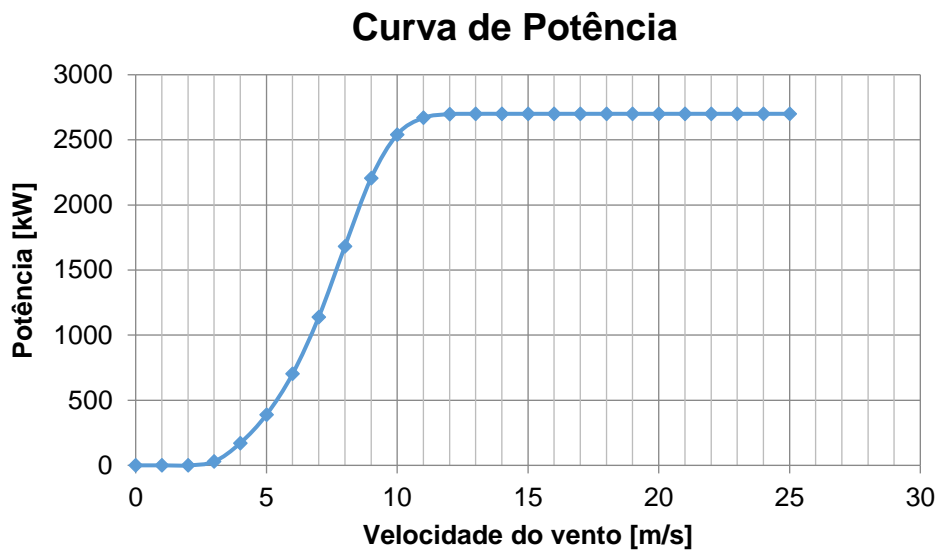


Figura 3 – Curva de potência do aerogerador utilizado.

Os aerogeradores estão dispostos em uma área de aproximadamente 1300 hectares, constituída por propriedades rurais cujos limites foram obtidos do SICAR (Sistema Nacional de Cadastro Ambiental Rural) e podem ser vistos na Figura 4 abaixo, juntamente à topografia da região, por sua vez obtida do modelo digital de terreno SRTM (*Shuttle Radar Topography Mission*) da NASA, com resolução espacial de 90 m.

A produção energética de cada gerador é obtida a partir da curva de potência e da modelagem numérica do escoamento em microescala, realizada no *software* Openwind®, que permite determinar o recurso eólico em cada máquina a partir dos dados de direção e velocidade do vento medidos na torre anemométrica para cada ano previsto.

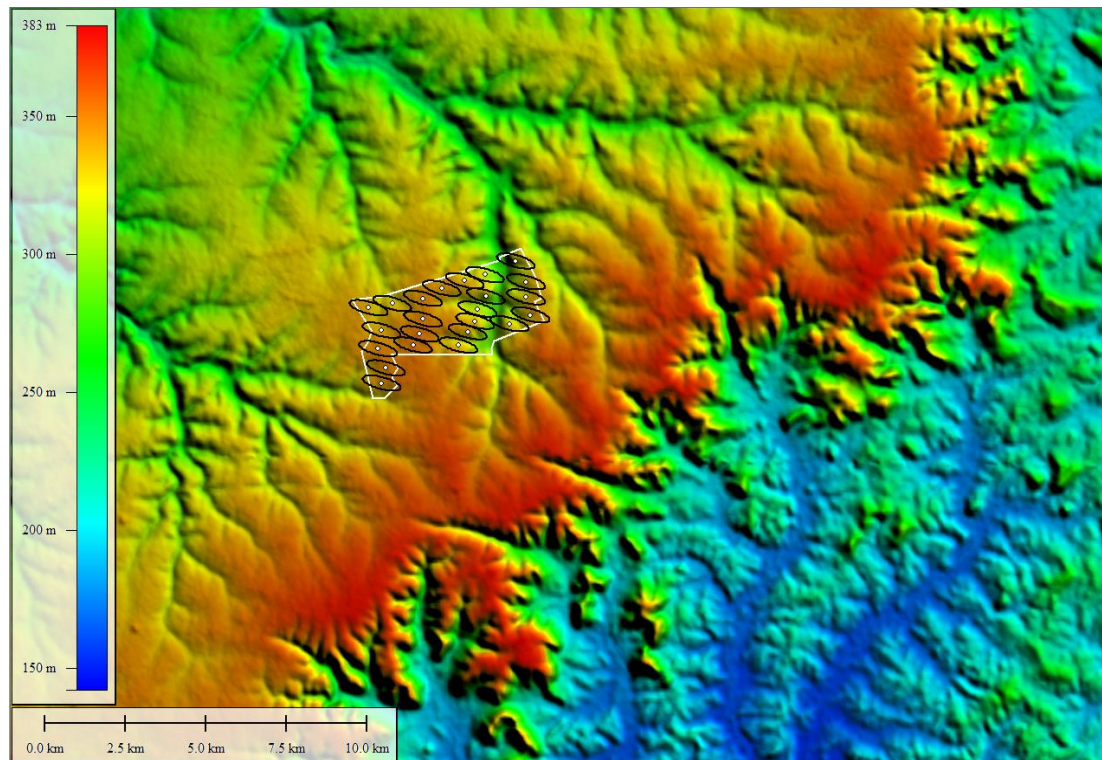


Figura 4 – *Layout* e topografia do local.

## 4 RESULTADOS

Inicialmente, será apresentada a análise da previsão de vento e, posteriormente, a análise da previsão de produção energética.

### 4.1 Análise da previsão de vento

O resultado do tratamento dos dados medidos correlacionados com os de longo prazo pela técnica de MCP com detalhamento mês a mês é considerado como a melhor previsão do que pode vir a ocorrer nos próximos anos. A Figura 5 mostra, para efeito de visualização, as médias anuais medidas em relação ao MCP.



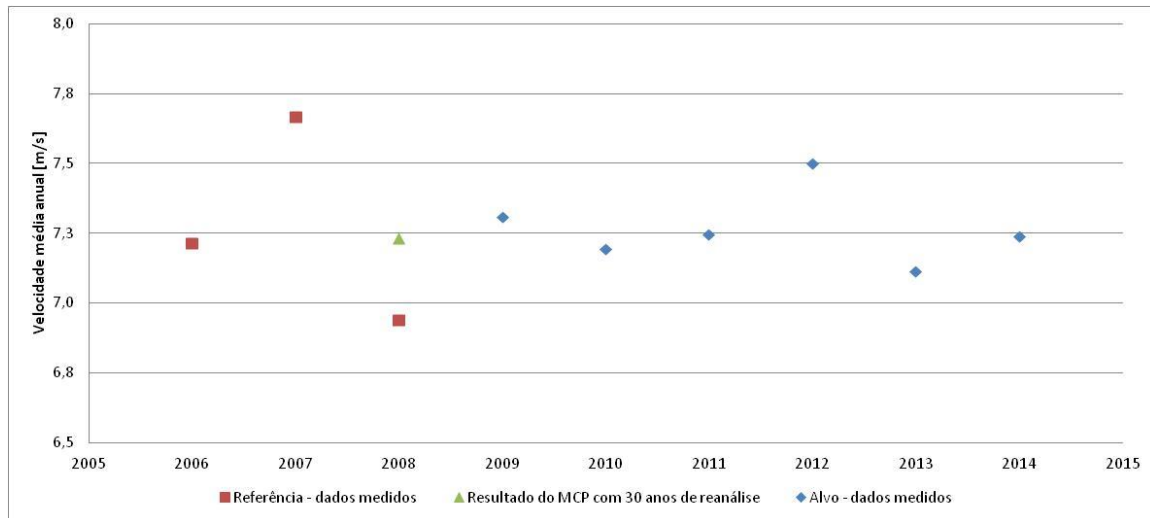


Figura 5 – Médias anuais medidas e resultante do MCP.

Entretanto o dado de interesse é com o detalhamento mensal, e a Figura 5 auxilia a análise por apresentar uma visão geral, ao longo do tempo. Já a figura 6 mostra detalhamento mensal da previsão de vento, denominado Média na legenda, com barras de erro correspondentes a  $+2\sigma$  e  $-2\sigma$ , assim como os valores de velocidades médias mensais para os seis anos subsequentes.

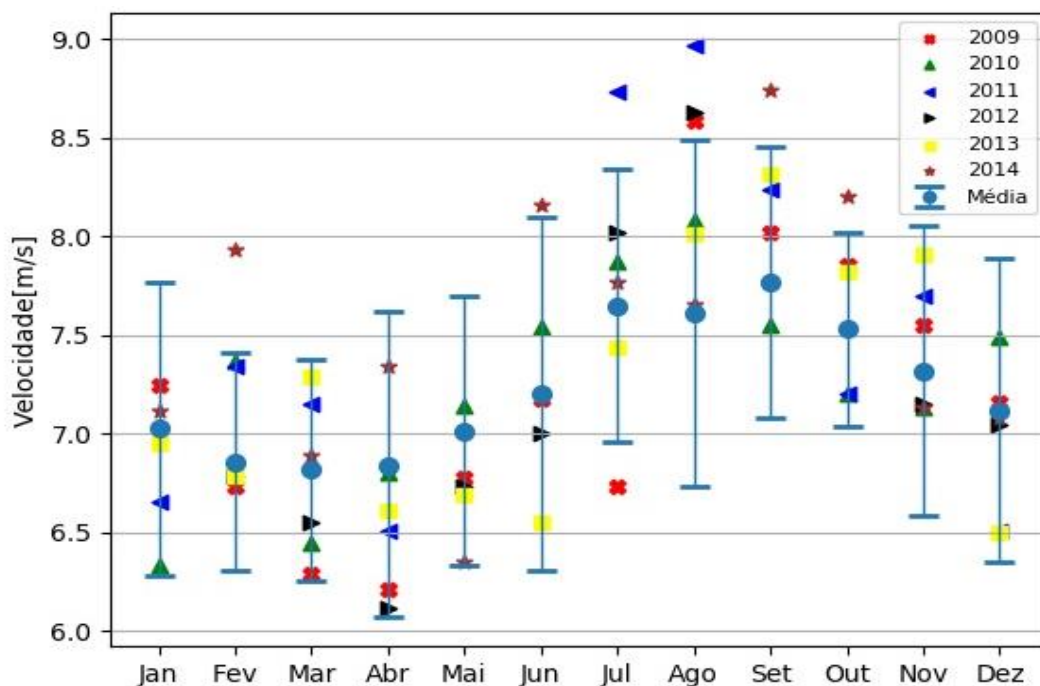


Figura 6 – Previsão (Média  $\pm 2\sigma$ ) comparado a dados medidos em 6 anos subsequentes.

Os erros entre as previsões mensais e os dados medidos para os anos de 2009 a 2014 estão apresentados na Figura 7.

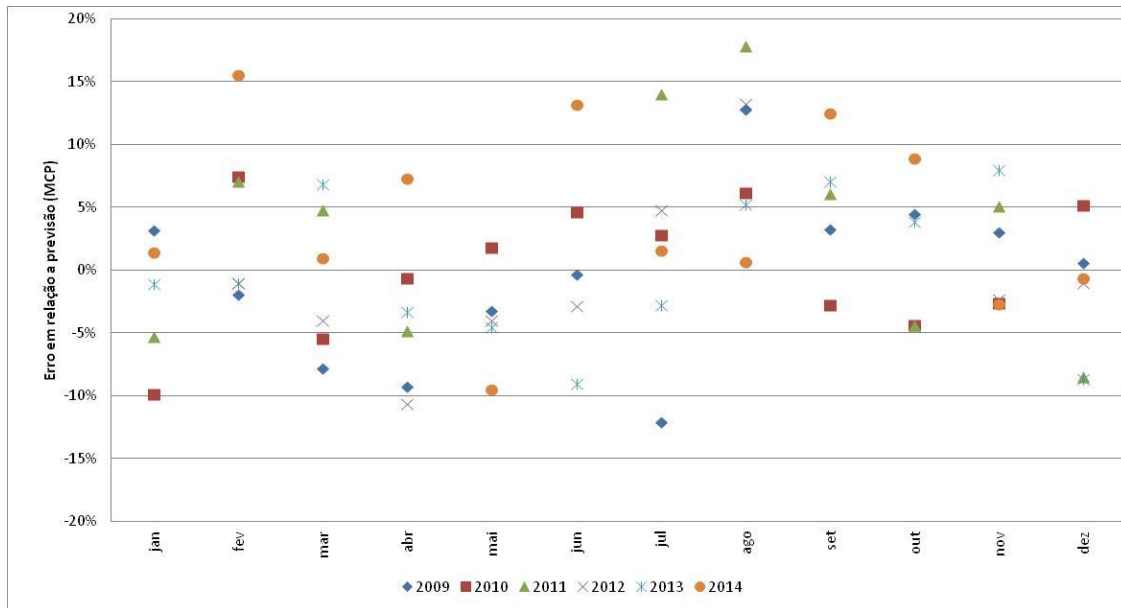


Figura 7 – Diferenças médias mensais (Valor medido – Valor previsto) para 6 anos.

As análises estatísticas dos resultados são apresentadas na Figura 8.

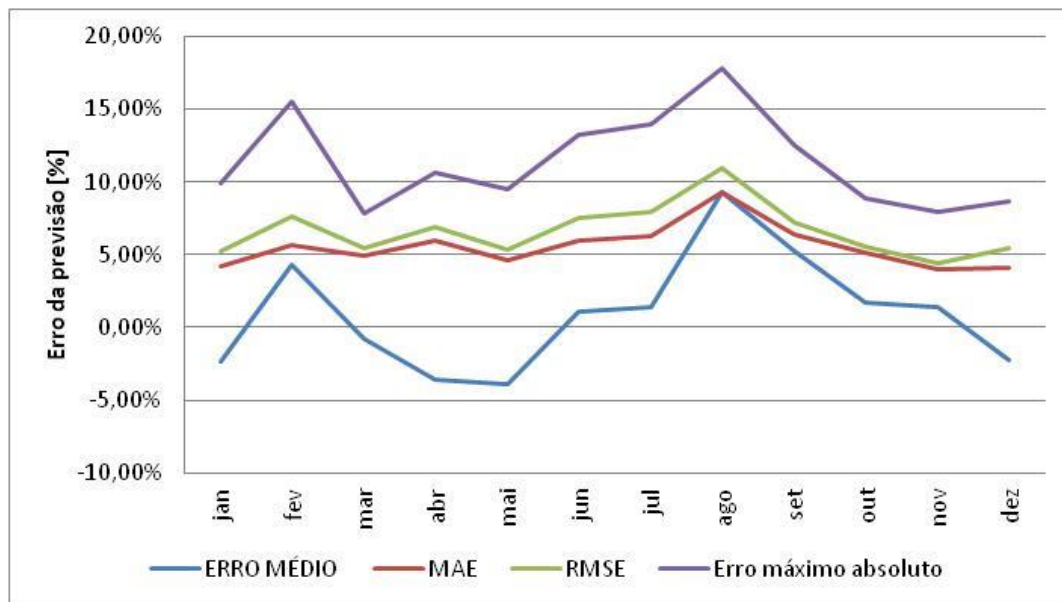


Figura 8 – Erro médio, erro médio absoluto (MAE), raiz do erro médio quadrático (RMSE) e valor do erro máximo absoluto de vento encontrado para cada mês, entre 2009 e 2014.

Em suma, o erro médio absoluto da previsão de velocidades foi de 5,6%, e o maior erro encontrado foi de 17,8%, em agosto de 2011. A Figura 9 apresenta a progressão do erro absoluto ao longo do período de avaliação da metodologia.

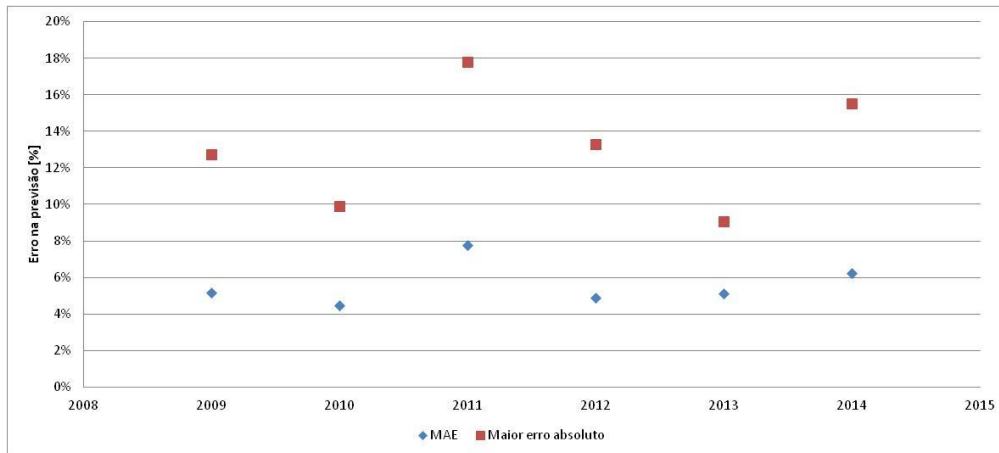


Figura 9 – Erros absolutos médios e máximos apurados em cada ano do período de validação.

Observa-se pela Figura 9 que, no período analisado, os erros não aumentam na medida em que se distancia do momento quando foi feita a previsão.

#### 4.2 Análise na previsão de produção energética

A Figura 10 apresenta a produção energética média do parque para cada mês, comparando cada ano previsto com o resultado esperado pelo método MCP. Já a Figura 11 mostra as estatísticas de erro para cada mês, levando-se em consideração a amostra de seis anos de previsão. É possível observar que os perfis de geração anual se assemelham aos de velocidade mostrados na Figura 6, porém os erros são maiores que os da Figura 7.

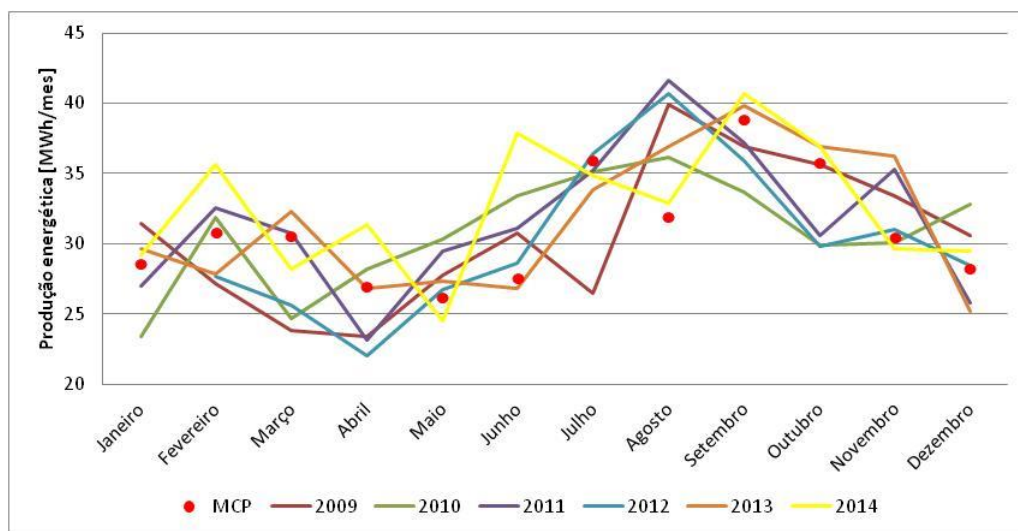


Figura 10 – Produção média mensal prevista para os seis anos subsequentes, comparado com a previsão (MCP).

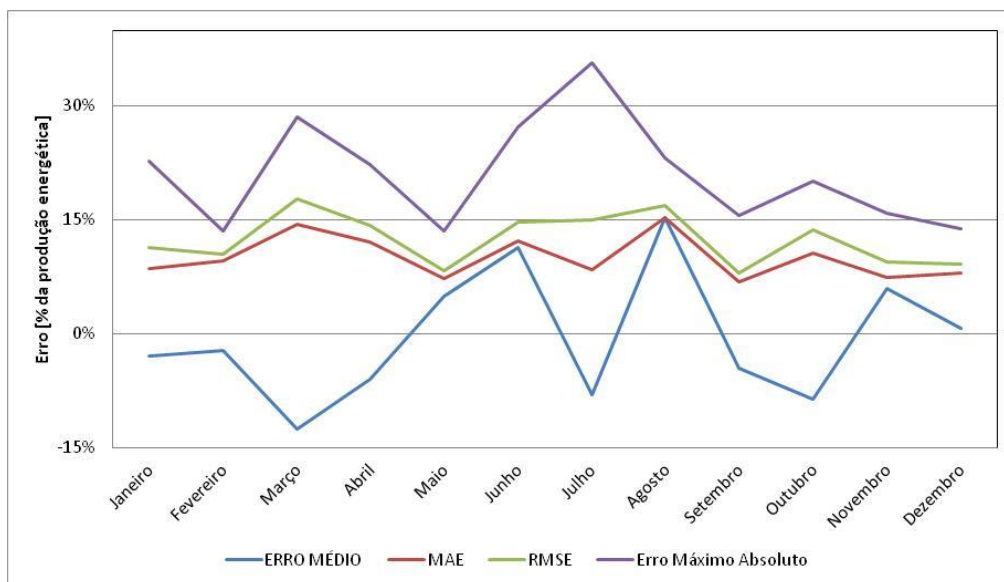


Figura 11 - Erro médio, erro médio absoluto (MAE), raiz do erro médio quadrático (RMSE) e valor do erro máximo absoluto de produção energética média mensal, entre 2009 e 2014.

## 5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Foi demonstrada a maneira de realização de uma previsão a partir de dados medidos em três anos e sua validação em relação a dados medidos em seis anos subsequentes, na mesma torre de medição, com aplicação da técnica de MCP. Foram realizadas simulações do vento em microescala para um parque eólico fictício naquela região, para calcular a produção energética em função da previsão realizada, assim como foram rodadas mais seis modelagens de ventos com os dados medidos nos anos subsequentes. A produção energética prevista foi comparada com a produção que seria obtida com o vento medido, e a comparação estatística foi análoga à realizada com os dados de vento. A Tabela 3 mostra a comparação do erro encontrado na validação de vento com o erro encontrado em produção energética.

Tabela 3 – Comparação de erros de previsão no vento e na energia.

	Erro no Vento	Erro na Produção Energética
Erro Médio Absoluto (MAE)	5,6 %	10,6 %
Raiz do Erro Médio Quadrático (RMSE)	6,9 %	13,3 %

A análise da diferença que se observa entre os erros de velocidade e os de produção energética que se observa entre as figuras 8 e 11 e na tabela 3 merece consideração especial. Ainda que a relação entre a potência disponível e a velocidade do vento seja da ordem da terceira potência,



esta correlação não se transfere diretamente para a produção energética média de um parque eólico por determinado período do qual se conhece a velocidade média. Aspectos como a distribuição de probabilidade de ocorrência de cada faixa de velocidade, e perdas como a do efeito da esteira do aerogerador, impedem que a correlação entre erros de velocidade média e produção energética média seja equivalente a correlação entre velocidade e potência.

Neste trabalho não foram aplicadas técnicas de previsão climática, que podem ajustar o resultado da previsão em função da expectativa de fenômenos atmosféricos de escala global, como o “El Niño” ou o aquecimento global. Além disso, ressalta-se que a produção energética prevista com método MCP foi comparada com uma produção calculada pelo software de microescala usando dados de ventos medidos e um parque eólico fictício, mas não com dados reais de produção. Entretanto, sugere-se, para estudos futuros, a validação dessa metodologia também seja confrontada com dados de produção de um parque real, e por um período mais longo. Neste caso haverá outras premissas obrigatoriamente assumidas, como a de disponibilidade dos aerogeradores, que deverá ser confrontada criteriosamente com a realidade ocorrida no período. Desta forma, um especialista pode ter uma referência da incerteza ou variabilidade que pode ser esperada com aplicação desta técnica, e assim realizar a avaliação de risco do projeto considerando a nova legislação, que transfere ao empreendedor o risco financeiro decorrente de uma previsão distinta da prevista contratualmente.

## BIBLIOGRAFIA

Bertling, L., Anderson, G. e Allan, R.N., **Reliability Centered Maintenance Applied to Electrical Distribution Systems**, *International Conference on Electric Power Engineering PowerTech, Budapest, 1999.*

Thoergersen, M.L., **Measure-correlate-predict methods: case studies and software implementation**, *European Wind Energy Conference, Milão, 2007.*

Brower, M.C., **Wind Resource Assessment**, John Wiley & Sons, Inc., 2012.

## BIOGRAFIAS

**Antonio Carlos de Barros Neiva** – Nasceu em São Paulo, SP, em 09/06/1965. Graduado em Engenharia Mecânica, na modalidade Potência e Gás, em 1981 na UNICAMP, tendo também



Mestrado na mesma instituição em 1996; e MBA em Gestão de Projetos com ênfase em Planejamento na Fundação Getúlio Vargas em 2008. Atuou em indústrias como Engenheiro de Processos, Chefe de Produção e Gerente de Engenharia, assim como foi empresário, e coordenou projeto de pesquisa inovadora em pequena empresa PIPE - FAPESP. Atualmente é Pesquisador no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da Eletrobras, o Cepel, no grupo de Energia Eólica do Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar - DME.

**Vanessa Gonçalves Guedes** – Formou-se em Engenharia Mecânica na Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1995, mestrado e doutorado foram concluídos em 1996 e 2003, respectivamente, com especialização em aerodinâmica e simulações numéricas de escoamentos turbulentos. Dra. Guedes tem trabalhado no setor de energia eólica nos últimos 15 anos no Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Sua contribuição na área consiste em vários projetos para as empresas do Sistema Eletrobras e publicações e contribuições para projetos de final de curso e teses de mestrado de instituições como IME, INPE e UFRJ.

**Sérgio Roberto Ferreira Cordeiro de Melo** – Graduado em Engenharia Eletrotécnica, pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca (CEFET - 1995). Mestrado em Engenharia Elétrica pela UFRJ em 2018, com trabalho de otimização de redes de transmissão de energia com algoritmos genéticos. Atualmente é Pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Eletrobras, o Cepel, onde atua principalmente com métodos computacionais na equipe de Energia Eólica do Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar - DME.

**Daniel Davy Bello de Freitas** – Nasceu no Rio de Janeiro, RJ, em 27/06/1994. Graduando em Engenharia Mecânica pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Possui 2 anos de experiência na área de energia eólica, atuando como estagiário de desenvolvimento de projetos de geração de energia na Natural Energia Ltda. e, atualmente, no Cepel (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica), juntamente à equipe de energia eólica do Departamento de Materiais, Eficiência Energética e Geração Complementar (DME).