



**XXII SNTPEE
SEMINÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

BR/GOP/28
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - IX

GRUPO DE ESTUDO DE OPERAÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GOP

PREVISÃO DA GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA NO HORIZONTE DE CURTÍSSIMO PRAZO UTILIZANDO UM MODELO REGIONAL DE PREVISÃO DO TEMPO

João Marcos Lima(*)
COPEL GeT

Alexandre K. Guetter
UFPR

Saulo R. Freitas
CPTEC/INPE

Jairo Panetta
ITA

Daniel Lamosa
UNITAU

Francisco Oliveira
COPEL GeT

RESUMO

O presente trabalho propõe o emprego de um modelo de dinâmica de fluidos para a previsão da geração da energia eólica (PGEE), utilizando para isso um modelo regional de previsão do tempo (MRPT), denominado BRAMS. O método proposto converte a velocidade do vento previsto pelo MRPT em energia, através da curva de potência do parque em estudo. Os resultados obtidos são animadores e são obtidos em tempo hábil para utilizar o método no planejamento da operação. Com o avanço da pesquisa, acreditam os autores, a PGEE de curto e curtíssimo prazo tenderá a ser mais amigável à observação.

PALAVRAS-CHAVE

Previsão da geração da energia eólica, modelo físico, modelo regional de previsão do tempo, BRAMS, curva de potência

1.0 - INTRODUÇÃO

A introdução da energia eólica em grande escala em uma matriz energética, como está ocorrendo no Brasil, causa enormes desafios aos agentes da operação do sistema elétrico e do mercado de energia. Os agentes da operação devem gerenciar a incerteza da geração eólica quando estabelecem a programação diária do despacho. Em um ambiente de mercado, a energia eólica interfere na formação, bem como nas liquidações das diferenças e na formação das reservas operativas (1-5).

A penetração em larga escala da energia eólica aliada à aleatoriedade na sua produção acarreta impactos que não se restringem apenas às questões energéticas e à formação de preços. No caso específico brasileiro, o sistema elétrico está sendo expandido para permitir a conexão da nova geração eólica, concentrada notadamente em três regiões: litoral do Nordeste, norte da Bahia e extremo sul do Rio Grande do Sul. Portanto, é essencial também analisar os impactos da geração eólica nos fluxos de potência entre os subsistemas, no desempenho do sistema elétrico regional e do Sistema Interligado Nacional (SIN).

A PGEE está se tornando uma importante questão para o setor elétrico e tem recebido atenção de todos os agentes do setor, que apoiam os esforços para o desenvolvimento de modelos que permitam previsões mais confiáveis e precisas. Todos os agentes se beneficiam de tais desenvolvimentos. Proprietários e operadores de parques eólicos terão uma melhor noção dos riscos e oportunidades a que estão expostos e a tomada de decisão sobre a melhor forma de gestão dos mesmos, tais como melhor programação da manutenção de aerogeradores e da rede de conexão.

Desta forma, a PGEE de curto e curtíssimo prazo em mercados com grande penetração de energia eólica é frequentemente identificada com uma importante ferramenta para gerenciar a variabilidade e incerteza desta fonte de energia, de modo a garantir maior eficiência do Sistema Elétrico de Potência (SEP) e maior precisão no estabelecimento do preço da energia elétrica (1).

(*) Rua José Izidoro Biazzetto, n° 158 – Bloco A – Sala 268 – CEP 81200-240 Curitiba, PR – Brasil
Tel: (+55 41) 3331-4160 – Fax: (+55 41) 3331-4220 – Email: jm.lima@copel.com

O objetivo desse artigo é mostrar o método desenvolvido para a PGEE de curtíssimo prazo utilizando um modelo regional de previsão de tempo (MRPT). O resultado do modelo é a previsão do vento a cada 10 minutos no local de interesse, qual seja, um parque eólico real utilizado como teste do método. A previsão do vento é transformada em energia utilizando a curva obtida pela geração real do parque do período jan/2008 a dez/2011. Os resultados previstos são comparados aos valores observados de vento, potência e energia e são mostradas as principais conclusões.

2.0 - CLASSIFICAÇÃO DA PREVISÃO DA GERAÇÃO DA ENERGIA EÓLICA

O problema da previsão da energia eólica está diretamente relacionado ao problema da previsão das variáveis atmosféricas envolvidas, sobretudo velocidade e direção predominante do vento e densidade do ar. Devido à ampla gama de escalas espaciais e temporais que determinam a variação na geração eólica é necessário usar uma combinação de fontes de dados para atingir a melhor previsão possível (6).

Quanto ao horizonte da previsão, a classificação da PGEE não é muito clara. Entretanto, de acordo com (1), que utilizou uma gama variada de estudos de referência, a PGEE pode ser classificada em três categorias: curtíssimo prazo: se a previsão for de 4h a 9h à frente; curto prazo, até 72h e médio prazo, até 7 dias.

Quanto ao método, a PGEE pode ser classificada em duas categorias: o físico e o estatístico. O método físico utiliza uma abordagem determinística, baseada em um modelo numérico de previsão do tempo (MNPT), que resolve as equações de Navier-Stokes juntamente com as equações de conservação de energia e de massa. A solução numérica consiste em um conjunto de campos físicos (pressão, temperatura, os três componentes do vento, etc.) distribuídos no espaço e tempo. A série temporal da intensidade do vento obtida por meio do MNPT é convertida em energia eólica por meio da curva de potência do aerogerador fornecida pelo fabricante (1,7).

A grande vantagem da abordagem física é a independência em relação ao histórico da observação, particularmente interessante quando o parque eólico é novo ou quando a observação não está disponível ou é precária. A desvantagem desta abordagem está na exigência da execução de MNPTs e correspondente dependência de elevado recurso computacional.

Por sua vez, a abordagem probabilística é baseada nos dados históricos observados de geração eólica sem considerar as condições meteorológicas. Normalmente envolve inteligência artificial (redes neurais, redes neuro-fuzzy) e abordagens estatísticas de séries temporais. A grande vantagem dessa abordagem é a sua implementação, muito mais simples que a abordagem física, que demanda recurso computacional modesto. A desvantagem reside no fato que essa abordagem ignora os efeitos meteorológicos.

Uma terceira metodologia surge da combinação das duas abordagens citadas, a metodologia híbrida, que utiliza resultados da previsão do tempo e análise das séries temporais, combinando as vantagens de ambas as metodologias (1,7). Este trabalho restringe-se ao modelo físico.

3.0 - MÉTODO PROPOSTO

A abordagem física consiste em três etapas principais, como mostra o diagrama apresentado pela Figura 1:

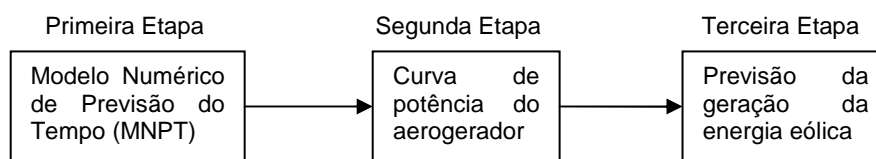


FIGURA 1 – Diagrama esquemático da abordagem física

A primeira etapa se refere ao processamento do MNPT. O resultado da simulação é a previsão da série temporal da intensidade e direção predominante do vento no local e na altura de interesse, em que está(ão) localizado(s) o(s) parque(s) eólico(s) sob estudo.

A segunda etapa consiste na obtenção da curva de potência do aerogerador, normalmente fornecida pelo fabricante. Uma curva típica de potência de uma turbina eólica é apresentada na Figura 2.

Como pode ser observado na Figura 2, existe uma velocidade mínima para a partida de um aerogerador (*cut in speed*), no caso 3,5 m/s. Uma vez em operação a potência de saída cresce com o aumento da velocidade do vento até que a potência nominal (*rated output power*) seja atingida em 14 m/s. A partir dessa velocidade (*rated output speed*), o controle da turbina atua para que o limite da potência nominal não seja violado, permanecendo no valor nominal mesmo que a velocidade do vento seja superior à velocidade nominal. O sistema de controle retira de

operação o aerogerador se a velocidade do vento atingir um valor pré-ajustado, no caso 25 m/s, chamada de velocidade de saída de operação (*cut out speed*), para evitar danos às pás.

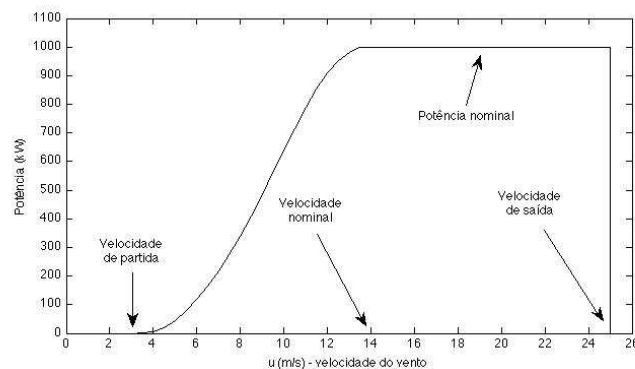


FIGURA 2 – Curva típica de uma turbina eólica

Assim, na terceira etapa da abordagem física, cada valor de velocidade do vento previsto pelo MNPT é convertido em potência de saída por uma curva semelhante à da Figura 2, construindo, portanto, a previsão da geração eólica para o período desejado.

4.0 - DADOS E CRITÉRIOS

Na sequência serão apresentados os dados de vento e geração utilizados, e uma breve descrição do modelo de previsão do tempo utilizado neste estudo.

4.1 A Usina Eólio-Elétrica de Palmas (UEE Palmas)

O presente estudo utiliza os dados de vento e de geração da Usina Eólio-Elétrica de Palmas, composta por cinco aerogeradores Enercon E-40 de 500 kW cada, totalizando 2,5 MW de potência instalada. Está situada na região de Horizonte, no Município de Palmas, ao sul do Estado do Paraná.

A Usina de Palmas foi a primeira usina eólica da região sul do Brasil. A montagem de seus cinco aerogeradores foi feita no tempo recorde de uma semana, e entrou em operação em fevereiro de 1999. Foi implantada pela Centrais Eólicas do Paraná, da qual a Copel participava, inicialmente, com 30%. Em 2008 a Copel adquiriu 100% do controle dessa Empresa. Em janeiro de 2012, a Usina de Palmas passou efetivamente a fazer parte do parque gerador da Copel -- ocasião em que a Aneel aprovou a reversão da concessão para a Copel Geração S.A (8).

4.2 Dados de vento e de geração

Além dos 5 aerogeradores, existe na área da UEE Palmas um torre anemométrica, coordenadas longitude 51° 4' 51,0" e latitude 26° 34' 46,8", com medição da intensidade do vento em três alturas distintas, 46, 75 e 100 m, e direção predominante do vento, a 100 m. O registro dos dados é feito a cada 10 minutos. A Figura 4.(a) mostra a distribuição dos aerogeradores e da torre da UEE Palmas.

Neste estudo foram utilizados os dados da anemometria a 75 m, pois a de 100 m tem falhas na observação no período considerado e a de 46 m sofre mais a turbulência aerodinâmica provocada pelas pás dos aerogeradores. Os dados da medição de 75 m foram convertidos para a altura de 44 m, que é altura do rotor dos aerogeradores. Devido à distância de cada aerogerador em relação à medição da torre anemométrica, considerou-se que os aerogeradores registram a mesma intensidade do vento. Também considerou-se que o vento no local obedece o perfil logarítmico, com estabilidade atmosférica neutra, estabelecido pela equação:

$$U = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_o}\right) \quad (1)$$

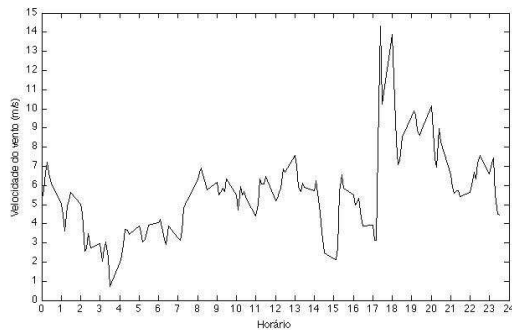
Onde: U : Velocidade do vento (m/s); u_* , velocidade de atrito da superfície (m/s); k : constante de Von Kármán (adimensional); z : altura (m); z_o : rugosidade (m)

A relação entre a intensidade do vento de uma altura conhecida, U_1 , e a de outra altura que se pretende encontrar, U_2 , é estabelecida por:

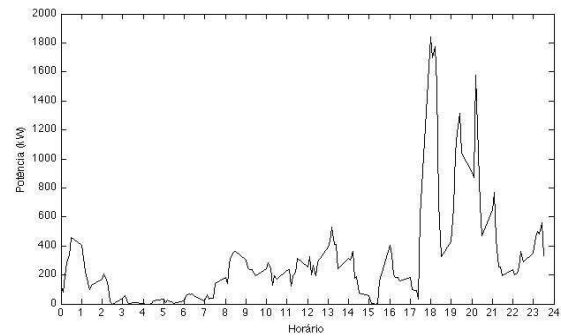
$$U_2 = U_1 \ln\left(\frac{z_2}{z_o}\right) / \ln\left(\frac{z_1}{z_o}\right) \quad (2)$$

Assim, através da equação (2), os dados da medição de 75 m foram convertidos para a altura de 44 m, considerando a rugosidade z_o constante ao longo do ano e igual a 0,03, gerando uma nova série temporal de dados. A Figura 3.(a) apresenta a observação do dia 01/01/2008 da velocidade do vento a 75 m, convertida para

44 m pela equação (2), e a Figura 3.(b), a geração total da UEE Palmas, registrada pelo sistema de supervisão e controle da usina, para esse mesmo dia e horário.



(a) – Intensidade do vento a 44 m de altura



(b) – Geração UEE Palmas

FIGURA 3 – Dados observados na UEE Palmas (01/01/2008)

A correlação dessas duas séries, quais sejam, dados de medição convertidos para a altura de 44 m e de geração do período 01/01/2008 a 31/11/2011, a cada 10 minutos, é apresentado pela Figura 4.(b)

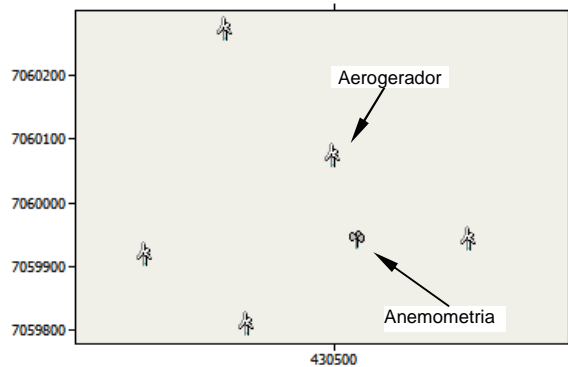


FIGURA 4.(a) – Leiaute UEE Pamas (UTM, zona 22, hemisfério Sul)

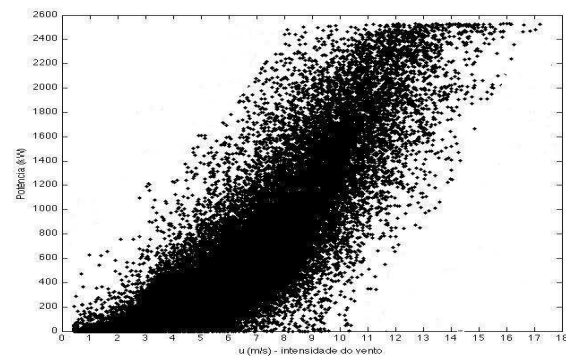


FIGURA 4.(b) – Intensidade do vento x geração - UEE Palmas (01/01/2008 a 31/11/2011)

Os dados brutos apresentados pela Figura 4.(b) foram separados por estação do ano, gerando 4 séries de dados brutos, uma para cada estação do ano. A cada uma dessas séries foi aplicada uma técnica de agrupamento, conhecida como método de *bins*, de acordo com a IEC 61400-12-1 (11). Esse método propõe a média aritmética simples dos dados medidos a cada intervalo de 0,5 s da velocidade do vento, resultando nas Figuras 5.(a) e 5.(b). Cabe registrar que a máxima velocidade registrada nesse período foi 21,5 m/s. Assim, entre esse valor e a velocidade de 25 m/s, assumiu-se o valor nominal de geração. O objetivo de construir as curvas por estações do ano é capturar as variações ao longo do ano da rugosidade, temperatura e, sobretudo, densidade do ar, que permitirá, em tese, uma melhor previsão da geração, uma vez que pequenas variações na intensidade do vento podem provocar grandes diferenças na geração.

Todas as atividades descritas nesta Seção foram desenvolvidas em planilhas Excel.

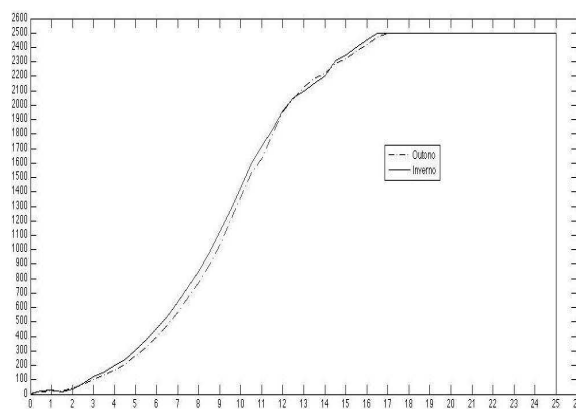


FIGURA 5.(a) – Curvas de geração UEE Palmas – Outono - Inverno

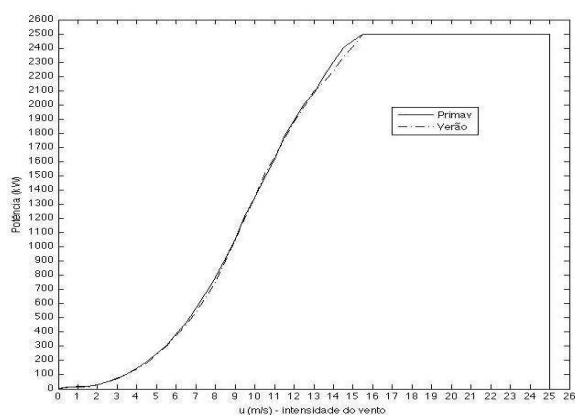


Figura 5.(b) – Curvas de geração UEE – Palmas – Primavera - Verão

4.3 BRAMS - o modelo regional de previsão do tempo (MRPT)

O MRPT utilizado é o *Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modelling System* (BRAMS). O BRAMS foi desenvolvido pelas instituições ATMET/EUA, IME/USP, IAG/USP e CPTEC/INPE, e teve, no seu início, financiamento pela FINEP, com o objetivo de desenvolver uma nova versão do *Regional Atmospheric Modelling System* (RAMS) da Universidade do Colorado nos EUA, adaptada à região tropical para os centros regionais de previsão do tempo do Brasil. O BRAMS é continuamente desenvolvido e suportado pelo INPE/CPTEC (<http://brams.cptec.inpe.br/>).

O modelo BRAMS/RAMS se configura como um MRPT projetado para simular a circulação atmosférica em escala hemisférica até as camadas de grande turbulência da camada limite planetária (*large eddy simulations* ou LES) (9). O BRAMS constitui um modelo atmosférico cuja dinâmica não usa a aproximação hidrostática e permite compressibilidade da atmosfera. Isto o faz capaz de produzir simulações em altíssima resolução espacial podendo resolver explicitamente nuvens e turbilhões na atmosfera. Além disso, possui um completo pacote de parametrizações físicas capazes de simular transferência radiativa, microfísica de nuvens, fluxos de calor-umidade-momento entre a atmosfera e superfície e outros processos (10).

As condições iniciais e de contorno para a simulação de um MRPT são definidas por uma gigantesca massa de dados atmosféricos de todo o planeta num mesmo instante pré-definido, resultantes da simulação de um modelo global de previsão do tempo (MGPT), e por um conjunto de dados fixos, como, tipo de solo, cobertura do solo, relevo e índice de vegetação (NDVI) e temperatura da superfície do mar. O MRPT é alimentado com essas bases de dados e, a partir daí, o estado da atmosfera é integrado no tempo permitindo simulações para um período futuro considerado desejado, frequentemente 24 a 96 horas. Após a simulação, é possível extrair a variável de interesse: temperatura, precipitação, velocidade do vento, direção do vento, radiação solar, entre outras.

4.4 Metodologia desenvolvida para o processamento do BRAMS

Para que o BRAMS seja integrado no tempo, são necessários carregar os dados iniciais e os de contorno, na grade do modelo, referente à região limítrofe da área a ser estudada. A maior resolução atualmente possível com o modelo é de 1km. Entretanto, não existem dados disponíveis nessa resolução, tornando-se necessário realizar um conjunto de execuções para gerar dados intermediários até a resolução pretendida. A primeira aproximação é uma interpolação com dados de um modelo global. No caso foram usados os dados da reanálise do ECMWF com resolução de 200 km. Esses dados são convertidos para o formato do BRAMS com resolução de 40 km através de uma Interpolação de Barnes (12) no período de tempo desejado. O modelo então é executado com as resoluções de 40 km, 10 km, 3,5 km e 1 km, cujos dados de inicialização e contorno são carregados das rodadas de resolução maior, por exemplo, a rodada de 3,5 km é executada com os dados iniciais e de contorno da rodada de resolução 10 km. Devido a limitações de espaço e tempo de processamento as áreas em cada grade são reduzidas. O modelo está preparado para gerar as seguintes grades, envolvendo a área de interesse:

TABELA 1 – Relação entre a resolução e dimensão da grade no processamento do BRAMS

Resolução	Grade	Área
40 km	2.400 x 2.400 km	5,76 milhões km ²
10 km	600 x 600 km	360.000 km ²
3,5 km	315 x 315 km	99.225 km ²
1 km	90 x 90 km	8.100 km ²

Observar na Tabela 1 que a relação entre uma resolução e a seguinte obedece à relação máxima 4:1. Propositadamente, a área de interesse foi localizada no centro da área em todas as rodadas para facilitar a recuperação.

A forma de execução do modelo foi definida como processar “30 horas por dia”, sendo as seis primeiras horas descartadas para efeitos de estabilização do modelo. Para o problema estudado, foram executados três dias de processamento com saídas do modelo em intervalos de 10 minutos para obter a medida da magnitude do vento apresentada neste trabalho.

4.5 Computador utilizado

O computador utilizado é constituído por 1 nó de acesso interativo e 8 nós de processamento, com 24 processadores cada um, totalizando 192 processadores. A capacidade de armazenamento é 20 TBytes.

5.0 - RESULTADOS

A seguir são apresentados os resultados das simulações do BRAMS, comparados com dados observados, para 4 períodos de 48 h, um período para cada estação do ano de 2008. Esses 4 períodos foram escolhidos aleatoriamente.

5.1 Previsão do vento

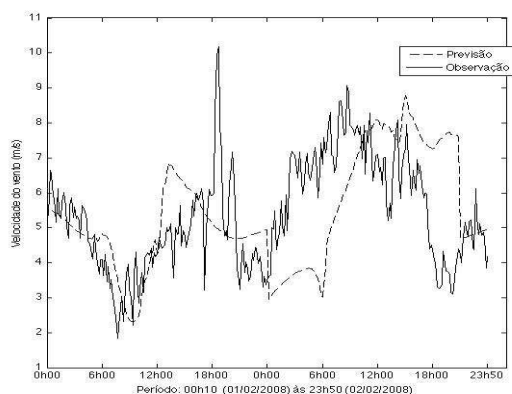
Antes de proceder as análises, algumas considerações são necessárias. Os valores da intensidade de vento dos dados observados são apresentados em intervalos de 10 minutos. Cada valor de cada intervalo de 10 minutos é resultado da média aritmética simples dos valores medidos neste intervalo. No caso, a medição é feita a cada 10 segundos. Portanto, a medição de 10 minutos corresponde à média aritmética simples de 60 valores medidos. Diferente da observação, os valores de intensidade do vento obtidos pela simulação do BRAMS correspondem aos valores instantâneos a cada 10 minutos. Desta forma, enquanto na observação tem-se a média dos valores medidos a cada 10 minutos, no BRAMS considera-se apenas um valor instantâneo representando todo o intervalo.

Outro fator importante é relativo à disponibilidade dos dados históricos utilizados para a simulação de MNPTs. É notória a carência de dados no Brasil. Além disso, quando existente, a medição do vento é realizada em alturas relativamente baixas, normalmente a 10 m de altura, em relação àquelas em que ocorre o aproveitamento eólico.

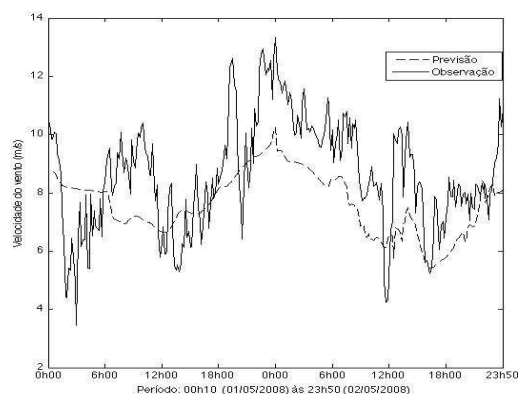
A previsão do vento por meio da simulação do BRAMS para os períodos de 48 h dos dias 1 e 2/02/2008, 1 e 2/05/2008, 1 e 2/08/2008 e 1 e 2/11/2008 são apresentados pelas Figuras 6.(a), 6.(b), 6.(c) e 6.(d) a seguir.

A primeira conclusão importante que se registra, quando se compara os valores medidos com os previstos, apresentados nas Figuras 6.(a) a 6.(d), é a mesma ordem de grandeza dos valores avaliados. Dada às simplificações da metodologia empregada, sobretudo relativas à resolução da menor grade (1 km) e o valor instantâneo, os resultados dos valores previstos podem ser considerados muito bons, uma vez que acompanham a tendência e a intensidade dos valores observados.

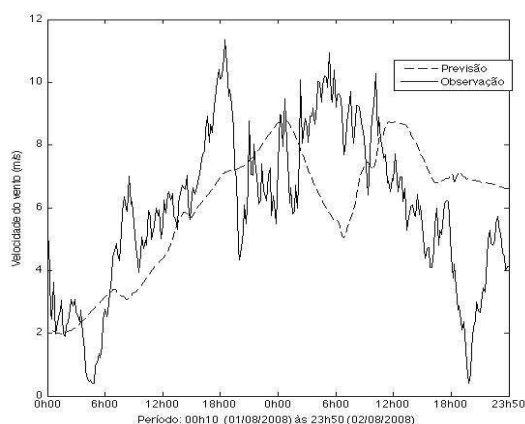
A variação mais acentuada dos valores observados é decorrente da frequência de medição. Outro fator importante que se registra são as diferenças no tempo de partida do modelo no tempo t_0 (0h00). Observa-se nas quatro figuras que os valores são distintos. Ou seja, em nenhuma das quatro figuras a medição e a previsão partem dos mesmos valores. Entretanto, mesmo assim, o modelo consegue capturar as variações da intensidade do vento. Os autores acreditam que quando for possível adicionar na continuidade da pesquisa o valor medido do tempo t_0 , a previsão realizada pelo BRAMS será muito mais aderente à observação. Esta incorporação de medidas de variáveis atmosféricas adicionais a MNPTs é conhecida como *assimilação de dados*.



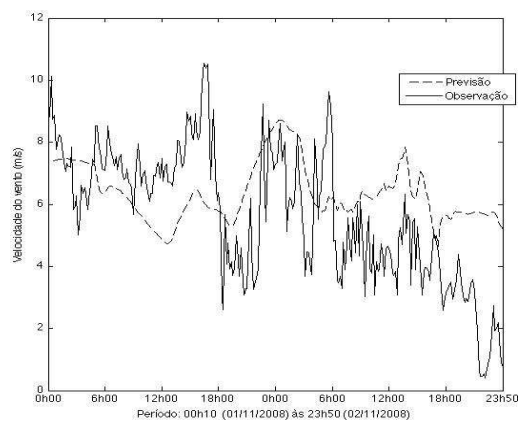
(a) 1 e 2/02/2008



(b) 1 e 2/05/2008



(c) 1 e 2/08/2008



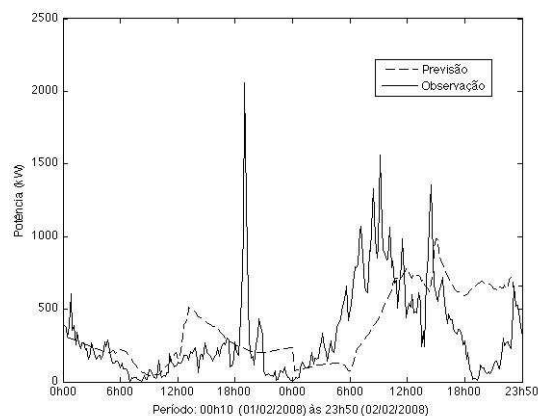
(d) 1 e 2/11/2008

FIGURA 6. Comparação entre previsão do modelo BRAMS e a observação

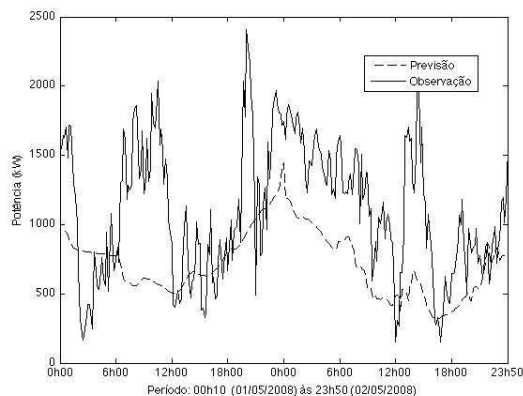
5.2 Previsão da geração da UEE Palmas

Ressaltamos que esta Seção foi desenvolvida em planilhas Excel.

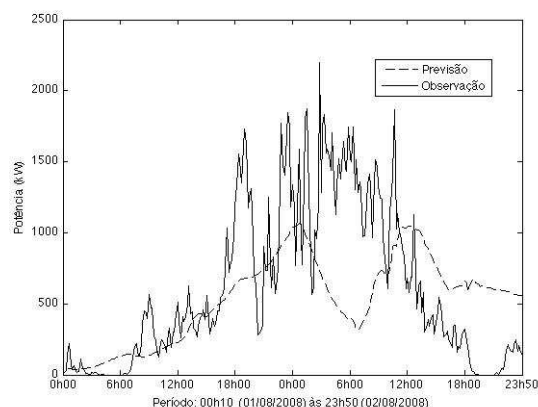
A previsão da geração para os períodos previstos pelo BRAMS, apresentados na Seção 5.1, Figuras 6.(a) a 6.(d), foram convertidos em energia através das curvas de potência apresentadas na Seção 4.2, Figuras 5.(a) e 5.(b). As Figuras 7.(a) a 7.(d) apresentam os resultados da previsão da geração comparados com os valores registrados pelo sistema de supervisão e controle da UEE Palmas.



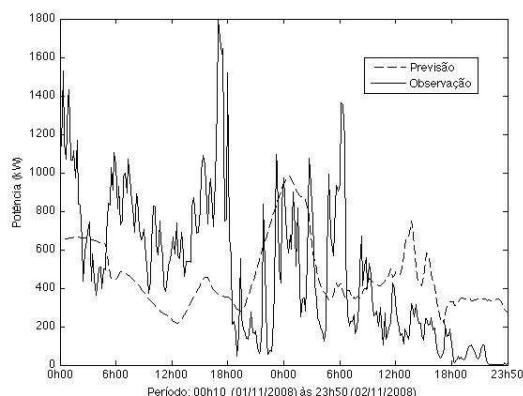
(a) 1 e 2/02/2008



(b) 1 e 2/05/2008



(c) 1 e 2/08/2008



(d) 1 e 2/11/2008

FIGURA 7. Comparação entre a conversão do vento (Seção 5.1) em energia com a observação

A análise das Figuras 7.(a) a 7.(d) permite concluir as mesmas conclusões apresentadas na Seção 5.1, uma vez que a previsão da geração é função da previsão do vento.

Além disso, constatou-se que o método proposto na Seção 3.0 é adequado ao que se propõe. Observa-se claramente que a previsão acompanha a tendência da observação. Entretanto, a informação mais importante da metodologia proposta é apresentada na Figura 8 a seguir.

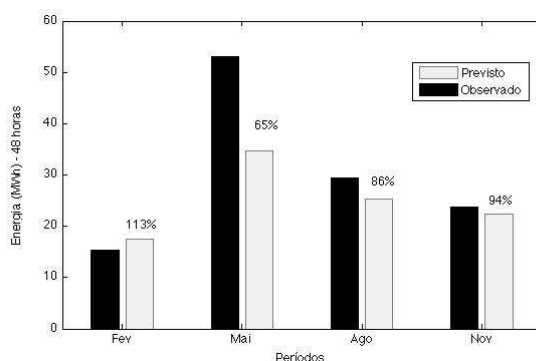


FIGURA 8. Energia dos períodos previstos x observados

A Figura 8 apresenta a energia gerada em cada um dos períodos simulados e observados das Figuras 7.(a) a 7.(d). Observa-se que, excetuando-se a previsão de maio/2008, as demais previsões de energia são bastante próximas aos valores observados, com uma taxa de precisão da ordem de 85%. Esses valores podem ser considerados muito bons e fundamentais para a análise de desempenho do setor eletro-energético.

5.3 Desempenho computacional

A previsão de 24 h de simulação demandou 17,5 minutos de processamento utilizando 12 processadores. Esse tempo se reduziu em aproximadamente 50% quando se utilizou 48 processadores. A partir daí, o tempo de execução se estabilizou. Isto acontece porque o tempo gasto na troca de informações entre os processadores acaba se tornando maior que o tempo computacional gasto no processamento em si.

Adicionalmente, como o computador utilizado tem 192 processadores, seria possível, em tese, simular 16 processos simultâneos, utilizando 12 processadores por processo. Ou seja, uma simulação de 48 h de previsão de 16 parques eólicos estaria finalizada em menos de 40 minutos. Assim, é possível constatar que a metodologia proposta pode ser incorporada ao planejamento da operação, porque, diferentemente do que a literatura informa, a utilização de MNPTs na PGEE de curtíssimo prazo (4 a 9 h à frente) é totalmente viável.

6.0 - CONCLUSÃO

O presente trabalho propõe o emprego de um modelo físico para a previsão da geração energia eólica, utilizando para isso um modelo regional de previsão do tempo, conhecido como BRAMS. A intensidade do vento é convertida em energia através da curva de potência do parque em estudo, a UEE Palmas. Os resultados obtidos são muito animadores, sobretudo considerando-se as simplificações adotadas.

Adicionalmente, constatou-se que é possível incorporar a metodologia proposta ao planejamento da operação, uma vez que os tempos de processamento registrados permitem tal adaptação, diferentemente do que informa a literatura. Finalmente, os autores acreditam que com o avanço da pesquisa, sobretudo considerando a assimilação de dados meteorológicos, acurada representação da superfície do parque eólico e aumento da resolução espacial do modelo regional de previsão do tempo, a previsão da geração da energia eólica tenderá a ser mais amável à observação.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE) Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009 - Decision and Information Sciences Division - Argonne National Laboratory - U.S. Department of Energy – Disponível em: <http://www.osti.gov/bridge>
- (2) U.S. DEPARTMENT OF ENERGY (DOE) 20% Wind Energy by 2030: Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply, DOE Office of Energy Efficiency and Renewable Energy Report, July 2008. Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/windandhydro/wind_2030.html.
- (3) NERC (North American Electric Reliability Corporation), Accommodating High Levels of Variable Generation, Special Report, April 2009. Disponível em: http://www.nerc.com/news_pr.php?npr=283.
- (4) AHLSTROM, M.L., ZAVADIL, R. M. The Role of Wind Forecasting in Grid Operations & Reliability in Proceedings of IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific, China, pp. 1–5, 2005. DOI [10.1109/TDC.2005.1547203](https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1547203) ISBN 0-7803-9114-4
- (5) ESTANQUEIRO, A., CASTRO, R., FLORES, P. RICARDO, J., PINTO, M., RODRIGUES, R., LOPES, J. P. How to prepare a power system for 15% wind energy penetration: the Portuguese case study Wind Energy, vol. 11, no. 1, pp. 75–84, 2008.
- (6) AGABUS, H., TAMMOJA, H. Estimation of Wind Power Production through Short-Term Forecast. Estonian Academy Publishers, Oil Shale, 2009, Vol. 26, No. 3 Special, pp. 208–219 ISSN 0208-189X
- (7) WANG, X., GUO, P., HUANG, X. A Review of Wind Power Forecasting Models, Energy Procedia 12(2011)770-778 – University of Electronic Science and Technology of China (UESTC) DOI: 10.1016/j.egypro.2011.10.103. ISSN: 1876-6102.
- (8) <http://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdoc%2FC61E3512CB91AF04032574A20048D3A3>
- (9) WANG, J., BOTTERUD, A., CONZELMANN, G., MIRANDA, V., MONTEIRO, C., SHEBLE, G. Impact of Wind Power Forecasting on Unit Commitment and Dispatch, 8th Int. Workshop on Wind: Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Bremen, Germany, October 2009.
- (10) FREITAS, S. R., LONGO, K. M., SILVA DIAS, M. A. F., CHATFIELD, R., SILVA DIAS, P., ARTAXO, P., ANDREA, M. O., GRELL, G., RODRIGUES, L. F., FAZENDA, A., PANETTA, J. The Coupled Aerosol and Tracer Transport model to the Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System (CATT-BRAMS) – Part 1: Model description and evaluation, Atmos. Chem. Phys., 9, 2843- 2861, 2009.
- (11) IEC 61400-12-1 – International Electrotechnical Commission – Wind Turbines – Part 12-1 – Power Performance Measurements of Electricity Producing Wind Turbines – Section 8.2 – Determination of Measured Power Curve.
- (12) http://en.wikipedia.org/wiki/Barnes_interpolation