

Avaliação do Modelo BRAMS para Estimativa do Vento Médio para o Aproveitamento da Energia Eólica

Lucía I. Chipponelli Pinto¹, Marcio de Moraes¹, Fernando Martins¹, Enio B. Perreira¹, Gilberto F. Fisch², Allan Silva³, Roberto Lyra³

¹Centro de Ciências do Sistema Terrestre – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, CCST/INPE, Av. dos Astronautas 1758, CEP: 12227-010, São Jose dos Campos/SP.

²Centro Técnico Aeroespacial, CTA/IAE/ACA, CEP: 12228-904, São Jose dos Campos/SP.

³Departamento de Meteorologia – Universidade Federal de Alagoas, CCEN/UFAL, Campus A.C. Simões, CEP: 57072-970, Maceió/AL.

lucia.chipponelli@dpi.inpe.br

ABSTRACT: This work show the first results of a comparative study between data from wind speed measured at three aeolic towers in the Alagoas state with the simulations obtained from the atmospheric model BRAMS (Brazilian Regional Atmospheric Modeling System). Three nested grids with horizontal resolutions 8Km x 8Km, 2Km x 2Km e 500m x 500m were setup for the month of November 2008. These grids were chosen with the aim of evaluating the spatial resolution influence on accuracy of wind speed forecasts provided by the model. This information can be helpful for mapping regions with high potential for wind energy generation in order to identify the optimal configuration for wind generators.

Palavras Chaves: Energia Eólica, Modelos Meteorológicos, Padrões de vento

INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a energia eólica vem recebendo a atenção de programas governamentais de incentivo às energias renováveis e deve atingir cerca de 2600 MW em 2012. Em função do potencial de crescimento do uso dessa fonte de energia, esforços para ampliar o conhecimento sobre os recursos disponíveis e sua variabilidade têm sido realizado intensivamente pela comunidade científica. Hoje, o potencial eólico de várias regiões do Brasil é conhecido sendo que Atlas de Potencial Eólico de diversos estados brasileiros foram elaborados e publicados (CAMARGO, 2001, 2002, 2003). A região nordeste brasileira apresenta maior potencial eólico, principalmente na região costeira (PEREIRA et al., 2008; SILVA et al., 2005), devido à persistência dos ventos alísios em sua área costeira.

Para que a exploração da geração eólica seja considerada economicamente viável, a densidade de energia deve ser superior a 500 Wm^{-2} a uma altura de 50m, ou seja, uma velocidade do vento da ordem de 7 a 8m/s (GRUBB e MEYER, 1993), e, usualmente a geração elétrica começa com valores da ordem de 2,5 a 3,0 m/s.

Séries históricas de dados meteorológicos são de grande importância para impulsionar o desenvolvimento de projetos de adoção da energia eólica e para auxiliar no desenvolvimento de modelos numéricos aplicados ao setor energético. Alguns projetos executados nos últimos anos vêm favorecendo o melhoramento dos bancos de dados em algumas regiões, por exemplo, a Universidade Federal de Alagoas operou, em parceria com a ELETROBRAS, 6 torres de medição de vento distribuídas pelo estado, com o intuito de favorecer os estudos voltados para energia eólica. O projeto SONDA, desenvolvido e executado pelo INPE com financiamento de FINEP e PETROBRAS, visa em dar suporte técnico - científico ao setor energético através do atendimento à demanda de informações sobre recursos renováveis de energia, e a capacitação de recursos humanos (MARTINS, 2007). A rede SONDA conta com torres anemométricas distribuídas pelo território brasileiro a fim de representar as diferentes condições climáticas observadas no território brasileiro.

Essa distribuição foi estabelecida para propiciar uma base de dados de campo útil para validação de modelos numéricos utilizados para estimativa do potencial eólico.

Os modelos atmosféricos de mesoescala ou regionais quando aplicados ao setor de energia eólica possui dois enfoques principais: o levantamento do potencial de geração eólica levando em conta dados climatológicos; e a previsão de vento para curto e médio prazo. O primeiro enfoque tem como finalidade a prospecção de regiões que apresentam condições adequadas para a geração de energia eólica, assim como prover dados necessários para avaliar a viabilidade econômica. Já as previsões de curto e médio prazo são importantes para o planejamento da operação dos parques eólicos e do sistema de distribuição de energia (MARTINS et al., 2008).

Dentro do contexto que foi exposto este trabalho tem como objetivo validar as estimativas de vento geradas pelo modelo numérico de mesoescala BRAMS (Brazilian Regional Atmospheric Modeling System) com dados observados de três torres de medição de vento para o mês de novembro de 2008 localizadas no estado de Alagoas. O foco principal nesta etapa é avaliar a influência da resolução espacial adotada no modelo numérico sobre a precisão das estimativas de vento. Os resultados serão úteis para o desenvolvimento de projetos de parques eólicos e localização de aerogeradores. Além disso, a otimização do processamento de modelos numéricos possibilita o conhecimento do comportamento do vento (climatologia, sazonalidade, entre outros) para o estado sendo este tipo de estudo indispensável para impulsionar os investimentos em projetos de energia eólica.

MATERIAL E MÉTODOS

Foram utilizados dados de três torres anemométricas instaladas no estado de Alagoas. A Figura 1 ilustra a localização das torres no mapa do estado. A Tabela 1 apresenta as características técnicas das 3 torres utilizadas neste estudo. Os dados utilizados consistiram de observações de vento (velocidade e direção) com medidas realizadas de 10 em 10 minutos para o mês de novembro de 2008. Estes dados foram comparados com as simulações do modelo numérico regional BRAMS versão 4.2 para o mesmo período. O modelo foi executado com três grades aninhadas com resoluções horizontais de 8km x 8km, 2km x 2km e 500m x 500m. Estas resoluções foram escolhidas com o intuito de avaliar a influência do refinamento da grade na precisão das estimativas fornecidas pelo modelo. Neste tipo de processo a interação ocorre em duplo sentido entre as grades aninhadas, permitindo que os processos ocorram da grade de maior resolução e vice-versa (CLARK e HALL, 1991).

Tabela 1- Descrição das 3 torres utilizadas neste estudo.

	Latitude	Longitude	Altitude	Altura da torre
Feliz Deserto	10°18'46" S	36°18'06" W	50m	100m
Roteiro	09°48'13" S	35°54'25" W	60m	50m
Girau do Ponciano	09°31'27" S	36°49'17" W	410m	50m

Para verificar o desempenho dos modelos numéricos realizou-se uma avaliação estatística do BIAS e da raiz do erro médio quadrático (RMSE) das estimativas apresentadas pelo modelo. No caso da previsão do vento para o setor energético, estas análises estatísticas são extremamente importantes, tendo em vista que a densidade de potência eólica varia em função do cubo da velocidade do vento. O RMSE é a medida da magnitude média dos erros modelados, varia de 0 a infinito e o seu valor de previsão perfeita ocorre para RMSE=0. O BIAS (também conhecido como Viés) é a medida da média dos erros que permite verificar se a previsão (modelo) é sistematicamente subestimada ou superestimada.

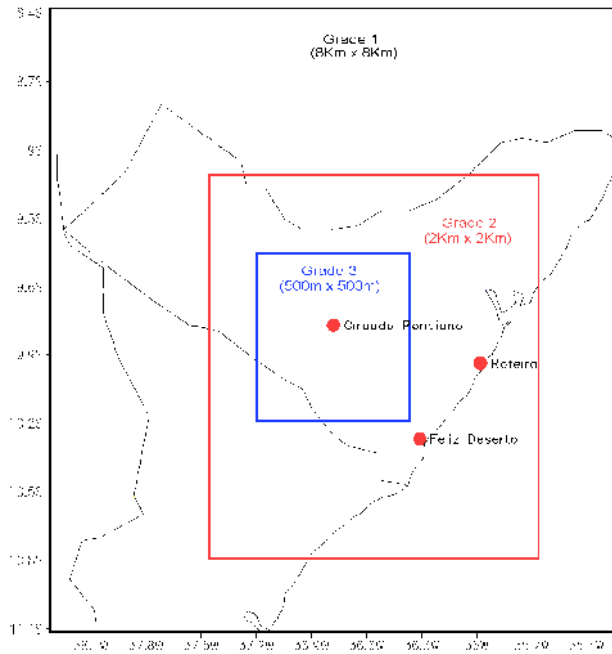


Figura 1 – Distribuição espacial das torres eólicas no estado de Alagoas.

RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Figura 2 mostra o ciclo da velocidade do vento para o mês de novembro de 2008 para a localidade de Roteiro (litoral), este ciclo é comparado com as simulações feitas pelo modelo BRAMS para duas resoluções (8Km e 2Km). Observou-se que as estimativas do modelo acompanham o perfil da curva dos dados observados de velocidade do vento, porém existe defasagem, e também há uma forte tendência do modelo em apresentar valores menores que os observados nas duas resoluções. Outro ponto interessante de ser analisado é no final do gráfico onde há uma forte discordância entre o modelo e as observações para as duas resoluções, provavelmente relacionado com algum fenômeno meteorológico que não foi captado pelo modelo.

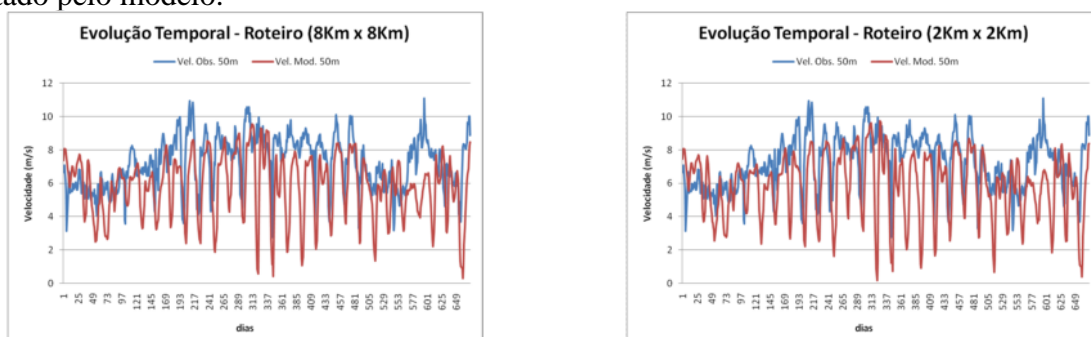


Figura 2 – Evolução temporal da velocidade do vento para a torre situada em Roteiro/AL.

Na Figura 3 temos a mesma análise realizada para a localidade de Feliz Deserto (litoral), porém neste caso as medidas e simulações são para a altura de 100m e não de 50m. Novamente não houve muita diferença nos resultados entre a saída do modelo em 8Km para a de 2Km, apresentando características similares às observadas em Roteiro.

Os gráficos da Figura 4 são para a localidade de Girau do Ponciano (região agreste) onde é observado um comportamento diferente para o modelo mostrando melhorias nos resultados. Esta torre é a única localizada no interior da grade de resolução de 500m. Observou-se que o incremento na resolução horizontal não resultou em ganho significativo de

precisão das estimativas com relação ao refinamento da grade de 2km para 500m. No entanto, a análise visual dos gráficos demonstra claramente que há uma melhora da grade de 2Km e 500m em relação a de 8Km.

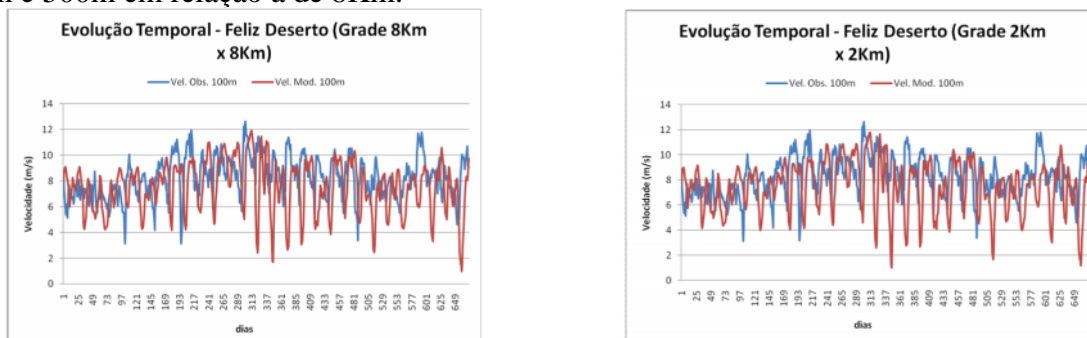


Figura 3 – Evolução temporal da velocidade do vento para a torre situada em Feliz Deserto/AL.

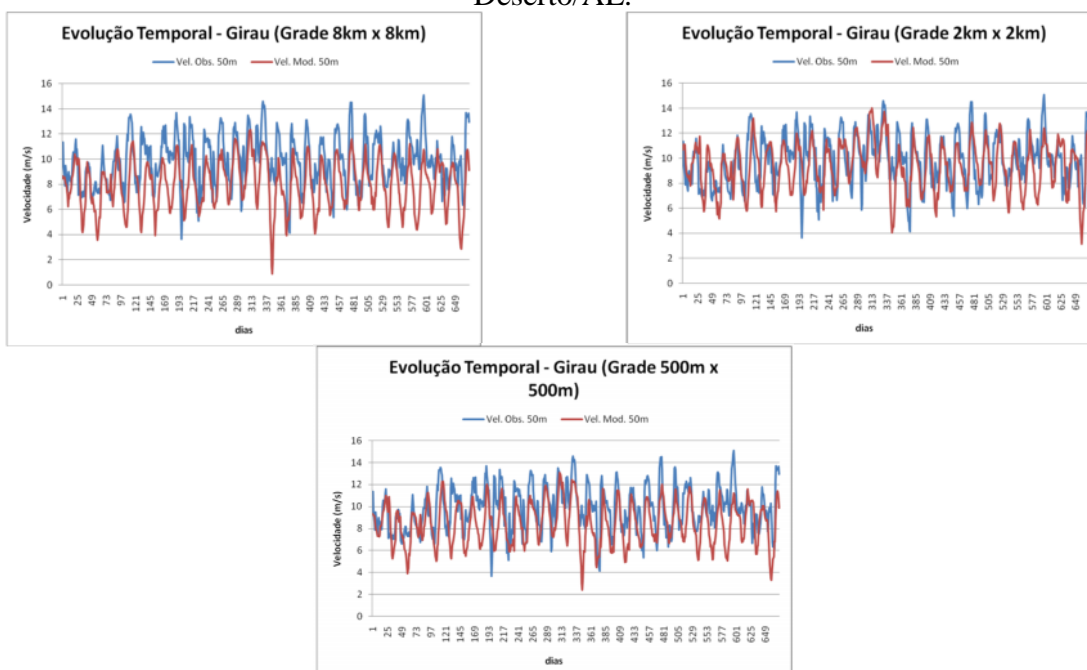


Figura 4 – Evolução temporal da velocidade do vento para a torre situada em Girau do Ponciano/AL.

Na Tabela 2 estão os valores dos índices estatísticos BIAS e RMSE. Verifica-se que para as localidades de Feliz Deserto e Roteiro os valores são muito próximos para as resoluções de 8Km x 8Km e 2Km x 2Km. Para a localidade de Girau do Ponciano, observou-se uma diferença maior entre os resultados apresentados pela grade 1 e 2 tanto no BIAS como no RMSE, porém quando se aumenta a resolução para 500m os valores estatísticos voltam a aumentar.

Tabela 2 - Valores índices estatísticos calculados para cada localidade.

Girau do Ponciano	Grade 1 (8Km x 8Km)	Grade 2 (2Km x 2Km)	Grade 3 (500m x 500m)
BIAS	-1,861176	-0,479307	-1,371341
RSME	2,615764	1,935658	2,286670
Feliz Deserto	Grade 1 (8Km x 8Km)	Grade 2 (2Km x 2Km)	Grade 3 (500m x 500m)
BIAS	-0,76409	-0,844948	
RMSE	2,596809	2,6515029	
Roteiro	Grade 1 (8Km x 8Km)	Grade 2 (2Km x 2Km)	Grade 3 (500m x 500m)
BIAS	-1,417891	-1,389772	
RMSE	2,458790	2,469998	

Deve ser levado em conta que o melhor desempenho mostrado para Girau do Ponciano certamente está relacionado com o fato de se tratar de uma região continental, onde os efeitos da turbulência costeira não são relevantes e também ao fato de que esta localidade apresentar um relevo de baixa complexidade quando comparado com as outras duas localizadas no litoral e próximas a regiões escarpadas no topo de locais com elevada declividade.

CONCLUSÃO

Nos estudos realizados até o momento ficou evidenciado que o aumento de resolução espacial pode não significar uma melhora na precisão das estimativas de vento. É certo que novas simulações com modelo BRAMS ainda devem ser realizadas com o intuito de verificar o comportamento das diversas parametrizações oferecidas pelo código. Comparações entre estimativas e dados observados estão em andamento para intervalos de tempo maiores para que possam ser analisadas diferentes épocas do ano. Nos resultados obtidos até aqui se verificou que há uma forte tendência para a subestimação dos ventos, principalmente na região costeira que devem ser estudados e analisados com mais atenção.

Os resultados iniciais indicam que o refinamento do modelo tem um limite de otimização que deve ser considerado, pois o tempo computacional é muito elevado para altas resoluções espaciais e nem sempre apresenta melhorias nos resultados. Para a localidade de Girau do Ponciano notou-se que a grade de resolução em 500m não produziu melhor desempenho em comparação com a grade de 2km com relação a variável vento.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- CAMARGO, O. A. A. Atlas do Potencial Eólico do Ceará. Secretaria da Infra-Estrutura do Governo, Fortaleza/CE, 2001.
- CAMARGO, O. A. A. Atlas do Potencial Eólico do Rio Grande do Sul. Secretaria de Energia, Minas e Comunicações, Porto Alegre/RS, 2002.
- CAMARGO, O. A. A. Atlas do Potencial Eólico do Rio de Janeiro. Secretaria de Estado de Energia, da Indústria Naval e do Petróleo, Rio de Janeiro/RJ, 2003.
- CLARK, T.L.; HALL, W.D. Multi-Domain Simulations of the Time Dependent Navier - Stokes Equations: Benchmark Error Analysis of Some Nesting Procedures. *J. Comput. Phys.*, v. 92, p. 456-481, 1991.
- GRUBB, M.J.; MEYER, N.I. Wind Energy: Resources, Systems and Regional Strategies. In: JOHANSSON, T.B.; KELLY, H.; REDDY, A.; WILLIAMS, R. Renewable Energy: Sources for Fuels and Electricity. Washington, D.C: Islan Press, 1993.
- MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E.B.; MANTELLI, S.; CHAGAS, R.C.; THOMAZ, C.; ANDRADE, E. Projeto SONDA-Rede Nacional de Estações para coleta de dados meteorológicos aplicados ao setor de energia. I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza, 2007.
- MARTINS, F.R.; GUARNIERI, R.A.; PEREIRA, E.B. O aproveitamento da energia eólica. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, v.1, p. 1-13, 2008.
- PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RUTHER, R.; AMARANTE, O.; Chan, C.S.; LIMA, E. Solar and Wind Energy Brazilian Report. São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, v.1, p. 100, 2008.
- SILVA, N.F.; ROSA, L.P.; ARAÚJO, M.R. The utilization of Wind energy in the Brazilian electric sector's expansion. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v.9, p. 289-309, 2005.