Modelo Adaptativo de Previsão de Geração de Fonte Eólica para o Tempo Real

Paulo Sérgio de Castro Nascimento, Fabio Henrique de Andrade Lima, Lucas de Souza Khenayfis, Maria Cândida Abib Lima, Alberto Sergio Kligerman

Gerência de Metodologias e Modelos Energéticos / ONS

Rua Julio do Carmo, 251, Rio de Janeiro, 20211-160, Brasil

pnascimento@ons.org.br, fabioh@ons.org.br, lkhenayfis@ons.org.br, candida@ons.org.br, alberto@ons.org.br

RESUMO

O aumento da capacidade instalada de usinas eólicas nos últimos anos, especialmente nas regiões Nordeste e Sul do país, gerou ao ONS a necessidade de investir na qualidade da previsão da geração de fonte eólica para o tempo real, de forma a reduzir os impactos da variabilidade do vento na operação do sistema.

Os maiores desafios de operação estão relacionados à alta variabilidade do vento, que implica no acionamento de outras fontes de geração capazes de absorver a intermitência da geração de fonte eólica, o que se acentua conforme o carregamento do ponto de conexão da rede básica, ou seja, quanto maior é a capacidade de geração eólica conectada no ponto.

Palavras chaves: *Fontes Renováveis de Energia, Previsão de Tempo Real.*

INTRODUÇÃO

Atualmente, diversos métodos são empregados para previsão de geração de fonte eólica ao redor do mundo, desde modelos puramente estatísticos, tais como redes neurais artificiais e séries temporais, até aqueles baseados em previsão climática numérica ou *Numerical weather prediction* (NWP) . No curto prazo (de minutos até seis horas à frente), técnicas como modelos ARMA [1] e redes neurais artificiais [2] apresentam maior habilidade de previsão [3], sendo estas as abordagens predominantes.

Os principais insumos para o modelo de previsão para o tempo real são as previsões de geração eólica realizadas com foco na Programação Diária da Operação (PDO) e a geração verificada em tempo real.

De forma resumida, o processo de previsão de geração eólica para a PDO pode ser acompanhado na parte esquerda da Figura 1. Os dados obtidos, após passar pela triagem inicial (não representada na Figura 1), passam por processo de limpeza, em que os valores espúrios são eliminados. Em seguida, as lacunas são preenchidas, resultando no melhor histórico possível de dados verificados de geração e velocidade do vento.

Além disso, a previsão da velocidade do vento passa por ajustes, para retirada de viés, de forma similar ao apresentado em [4] e [5]. O histórico verificado de vento e geração passam por uma nova seleção, conforme [6], com o objetivo de alimentar o modelo de criação dinâmica das curvas Vento x Potência. Essas curvas e o as previsões ajustadas de vento dos diversos modelos meteorológicos são então utilizadas pelo modelo de previsão de geração de fonte eólica. É gerada então uma previsão combinada de todas as previsões resultantes de todos os modelos meteorológicos. Maiores detalhes da metodologia podem ser encontrados em [7].

Ao final tem-se a previsão de geração eólica para o Nordeste e Sul, para o dia corrente D e para n dias a frente, $D+1$ à $D+n$, e para o tempo real, conforme visto na parte direita da Figura 1.

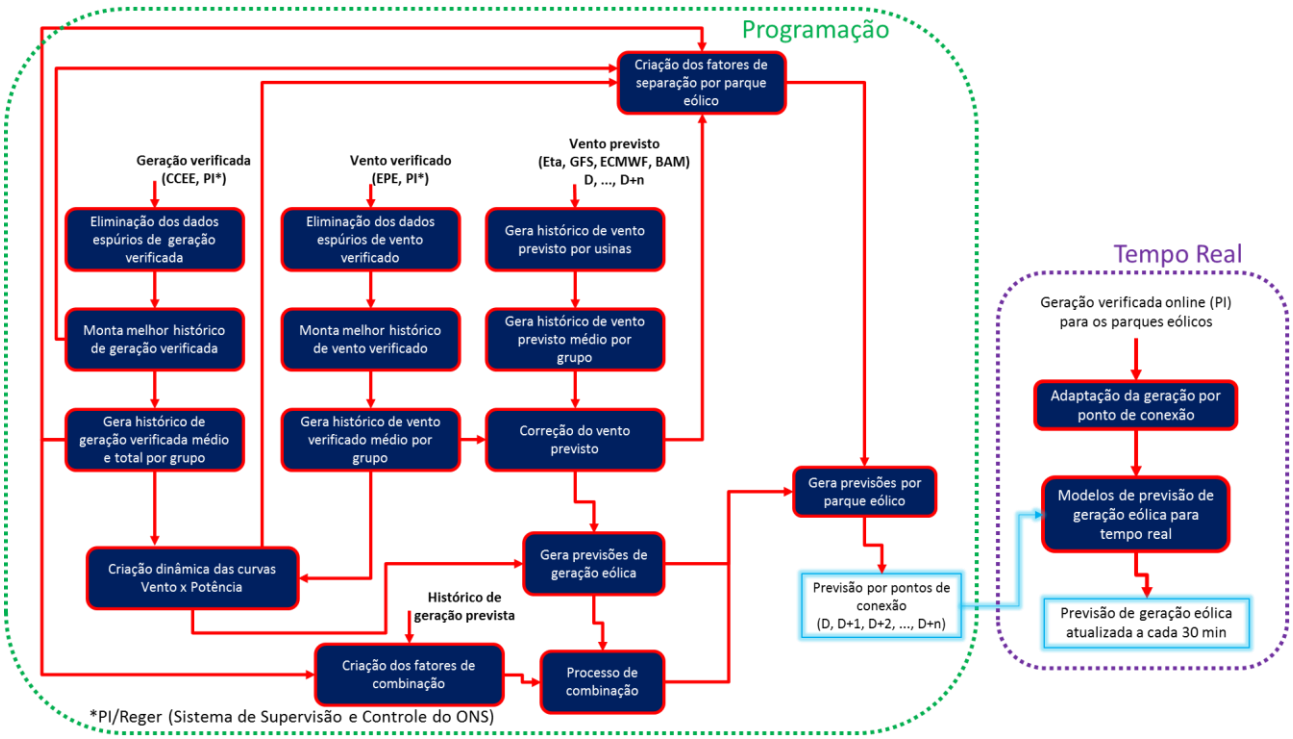


Figura 1 Etapas da metodologia de previsão de geração de fonte eólica da programação e de tempo real

FORMULAÇÃO DO MODELO

Características principais

Algumas premissas foram adotadas para o desenvolvimento do modelo de tempo real, cujo objetivo é fornecer aos operadores algum indicativo de como será a previsão nas próximas horas. Assim sendo, os principais pontos considerados foram: (i) o horizonte de previsão pode se entender a n dias, porém é considerado como horizonte de tempo real o período correspondente às próximas seis horas; (ii) o intervalo de atualização é de 30 minutos, utilizando informações da geração verificada proveniente do sistema de supervisão e controle (PI/REGER); (iii) há uma atualização das previsões utilizando os dados meteorológicos às 08h do dia corrente, com as informações de previsão de vento fornecidas para o dia corrente e os próximos n dias. Nesta situação, o modelo de tempo real passará a utilizar dados destas previsões atualizadas; (iv) a forma de distribuição das previsões é por ponto de conexão da geração eólica à rede de transmissão, sendo também divulgado o total de geração para o Nordeste e para o Sul, em intervalos de 30 minutos; (v) é exibido o erro médio das seis horas passadas (verificado x previsto), de forma a monitorar o desempenho do modelo de tempo real ao longo do tempo.

Etapas de modelagem

O modelo de tempo real baseia-se essencialmente no modelo de persistência, que utiliza os valores verificados das horas mais recentes. Esse método deve ser utilizado apenas para previsões de curto prazo, variando até poucas horas à frente. A equação, que representa basicamente o modelo de persistência e pode ser encontrada em [8], é dada por:

$$P'_{t+k} = \alpha_k \cdot V_t + (1 - \alpha_k) \cdot P_{t+k} \qquad (1)$$
$$Sendo: \alpha_k = e^{-k/\varepsilon}$$

Onde: V_t é o valor verificado em t; P_{t+k} é o valor previsto dinamicamente combinado a partir dos diversos modelos meteorológicos para $t + k$; P'_{t+k} é o valor previsto pelo modelo de previsão de tempo real para $t + k$; k é o número de passos à frente em relação ao tempo t; α é o coeficiente de amortecimento; e ε é o parâmetro de persistência.

O modelo de persistência consiste em corrigir os desvios entre a geração que vem ocorrendo em tempo real e a previsão dinamicamente combinada. Quando as previsões estão bem aderentes à

geração verificada, não há grande necessidade de alteração da previsão. Sendo assim, o modelo de previsão para o tempo real deve atuar com mais ou menos intensidade, quando necessário, a partir de desvios em relação à geração verificada. A seguir será apresentada a metodologia completa para a previsão de tempo real, tendo como aperfeiçoamento a inclusão de alguns passos no processo de projeção da previsão de tempo real, de forma a oferecer mais confiabilidade nos resultados.

Calcula-se o erro ponderado das últimas 12h para as previsões de geração de fonte eólica de cada modelo meteorológico (Eta, GFS e ECMWF);

$$Erro_m = \sum_{t=1}^{n_h}(V_t - P_t)\cdot f_t, \quad Sendo: f = \frac{(1,\ 2,\ 3,\ldots,n_h)}{\sum_{t=1}^{n_h} 1} \tag{2}$$

Em seguida, as previsões são dinamicamente combinadas, com maior ponderação para os modelos meteorológicos que vêm obtendo maior acerto, conforme a seguinte equação:

$$P' = \sum_{m=1}^{4}\left(\frac{1/Erro_m}{\sum_{m=1}^{4} 1/Erro_m}\right)\cdot P_m \tag{3}$$

Cria-se um fator, que é a diferença entre a média da geração verificada e a média da previsão dinamicamente combinada das últimas 6 h, e este fator é aplicado à previsão combinada de modo a transladá-la em direção à curva verificada. Aplica-se o decaimento exponencial da persistência modificada (decaimento longo), conforme:

$$P''_{t+k} = \alpha_k \cdot (P'_{t+k} + Fator') + (1-\alpha_k)\cdot P'_{t+k} \tag{4}$$

Faz-se um novo ajuste na previsão (P''') para que esta coincida com a geração verificada no instante atual. Para isso, cria-se um novo fator ($Fator''$), que é a diferença, no instante atual, entre a geração verificada e a previsão P''. Aplica-se o decaimento exponencial da persistência modificada (decaimento médio-baixo) com o fator criado, conforme:

$$P'''_{t+k} = \alpha_k \cdot (P''_{t+k} + Fator'') + (1-\alpha_k)\cdot P''_{t+k} \tag{5}$$

Um último ajuste é feito, aplicando-se o decaimento exponencial da persistência modificada (decaimento baixíssimo), supondo que o que a derivada da curva é mantida, conforme:

$$P''''_{t+k} = \alpha_k \cdot \left(V_t + (V_t - V_{t-1})\right) + (1-\alpha_k)\cdot P'''_{t+k} \tag{6}$$

Na Figura 2 e na Figura 3 são ilustradas a aplicação da persistência simples dada na Equação (1) e a persistência modificada, respectivamente. As curvas em tracejado reportam a previsão corrigida em cada intervalo do dia. Para este dia, as previsões com os modelos Eta, GFS e ECMWF foram propositadamente distorcidas para ter grandes desvios. Isso foi feito para avaliação do processo de previsão para o tempo real com o modelo de persistência. A geração verificada compõe a figura apenas para se ter uma ideia do comportamento das projeções.

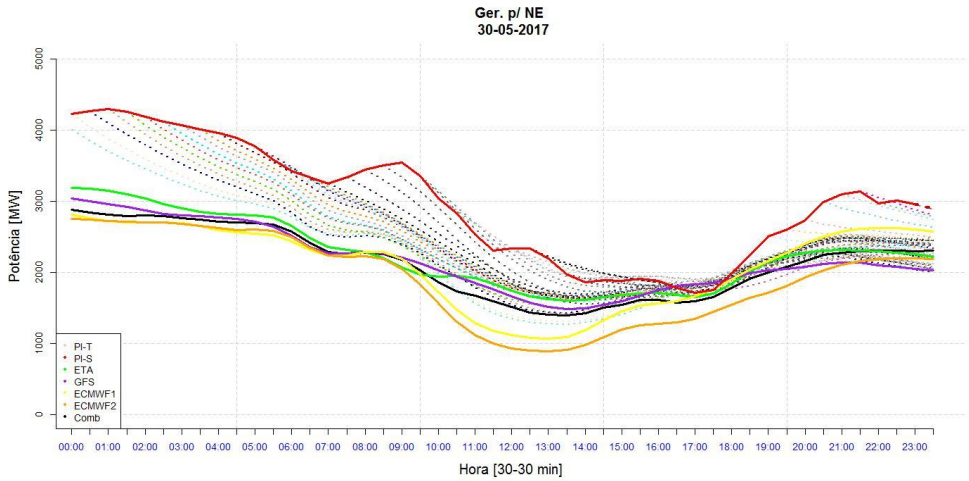


Figura 2 Aplicação das projeções de tempo real para um dia com persistência simples

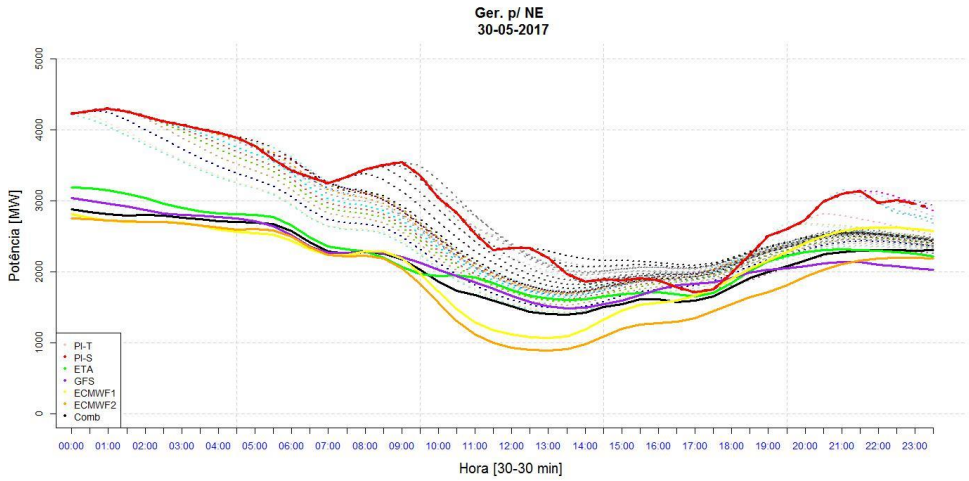


Figura 3 Aplicação das projeções de tempo real para um dia com persistência modificada

Observa-se que no segundo caso as projeções estão mais aderentes ao verificado do dia. Certamente podem haver eventos em que a metodologia simples é mais eficiente. Entretanto, de forma geral, a persistência modificada apresenta um melhor resultado.

Os ganhos da persistência modificada em relação à simples são dependentes da qualidade da previsão usando os modelos meteorológicos, uma vez que se as previsões estiverem bem ajustadas as duas opções são muito similares.

RESULTADOS

Os resultados apresentados para aplicação do modelo comparam as duas formulações. De posse de alguns testes, concluiu-se que a persistência modificada deve ser utilizada para o objetivo de prever a geração de fonte eólica para tempo real. Esse modelo está em aplicação tanto para a geração de fonte eólica da região Nordeste quanto da região Sul. A Figura 4 e a Figura 5 destacam, para um determinado dia e horário, como seriam as projeções da geração de fonte eólica para o Sul e Nordeste, respectivamente. São destacados os valores previstos na etapa de programação para os dias $D-1$, D, $D+1$, $D+2$ e $D+3$; a projeção acontece do final do dia D em diante. O erro da previsão de tempo real para cada intervalo do dia D também foi adicionado na Figura 4 e na Figura 5.

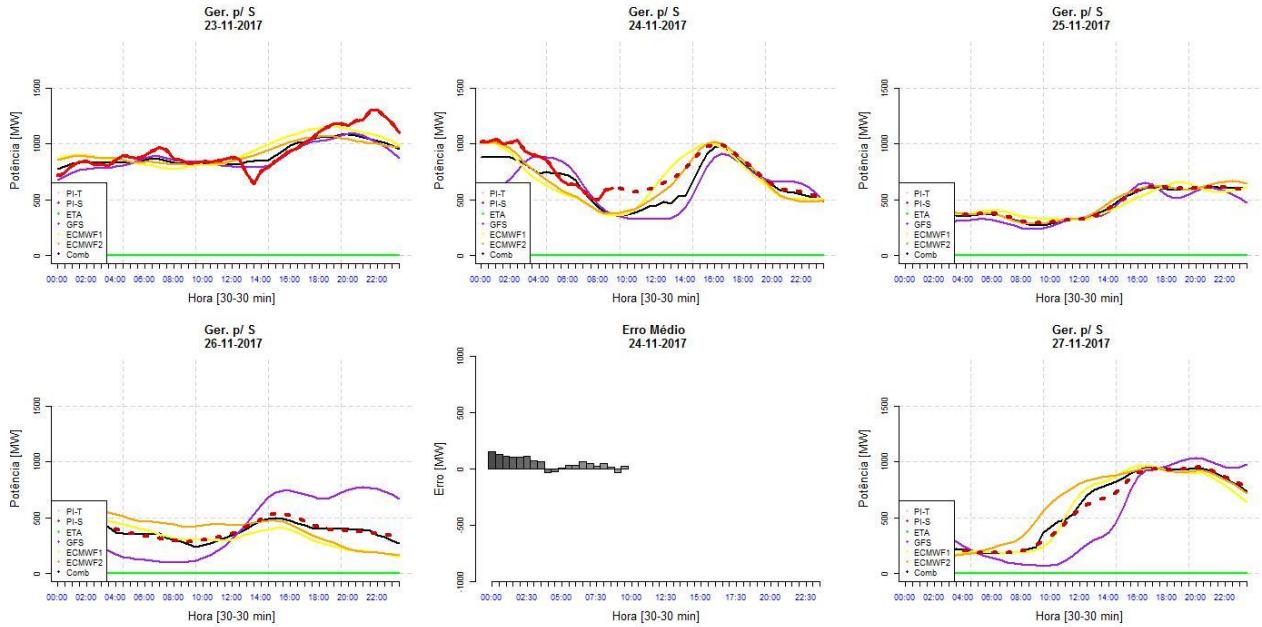


Figura 4 Aplicação da previsão de tempo real para o Sul

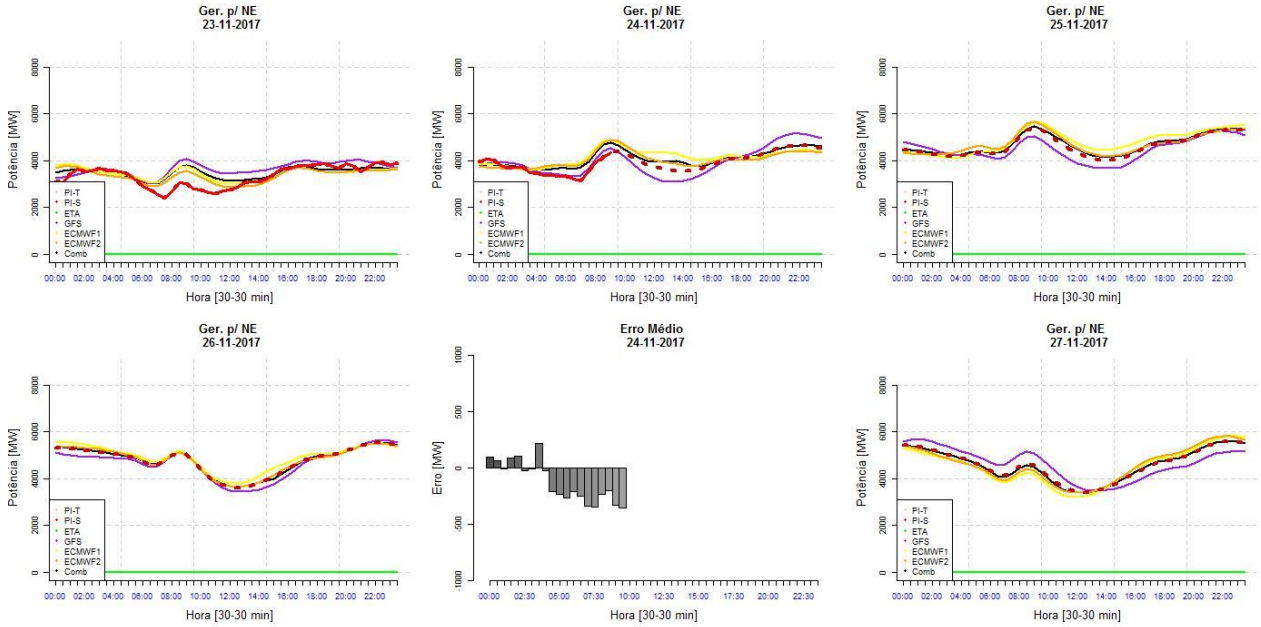


Figura 5 Aplicação da previsão de tempo real para o Nordeste

É importante salientar que o modelo de tempo real funciona mesmo que alguma das previsões geradas a partir dos dados meteorológicos não existam, bastando haver apenas uma. Neste dia exemplo não obtivemos os dados do modelo Eta. Sendo assim, nas figuras esses dados apresentam-se zerados.

O modelo de previsão executa as previsões de geração de fonte eólica para o Nordeste e Sul pela manhã, utilizando os diversos dados de vento previsto. Isso porque, em geral, os dados meteorológicos estão disponíveis pela manhã. Sendo assim o modelo de tempo real utiliza as previsões realizadas no dia anterior para o dia corrente, então previsto como $D+1$. Quando as previsões para o próprio dia D são executadas, o modelo de tempo real deixa de utilizar as previsões $D+1$,executadas no dia anterior, passando a utilizar as previsões D. Destaca-se que as previsões são executadas diariamente. Entretanto, se ocorrerem falhas em dias seguidos, o modelo de tempo real utiliza as previsões $D+2$ à $D+n$ realizadas em dias passados para o dia corrente de modo a compor as projeções do dia D.

A cada meia hora, o modelo de tempo real calcula erros brutos, em MW, da previsão das seis horas imediatamente anteriores. Como esses erros são calculados a cada meia hora todos os dias, é difícil fazer uma análise a partir da simples interpretação dos desvios do modelo. A seguir são apresentados alguns gráficos para ilustrar o comportamento dos desvios do modelo.

O gráfico apresentado na Figura 6 contém valores de Erro Médio Absoluto (MAE). Os valores de MAE representados por cada barra foram calculados comparando janelas de uma a seis horas (um a doze passos) à frente de geração verificada e geração prevista. O período em análise foi de meados de novembro de 2017 ao fim deste mesmo mês. Esse período foi escolhido pois o modelo de tempo real entrou em operação no Sul ao final de 2017, ao passo que no Nordeste este modelo já está em operação desde junho de 2017. Para comparar essas duas regiões, escolheu-se um período de coincidência.

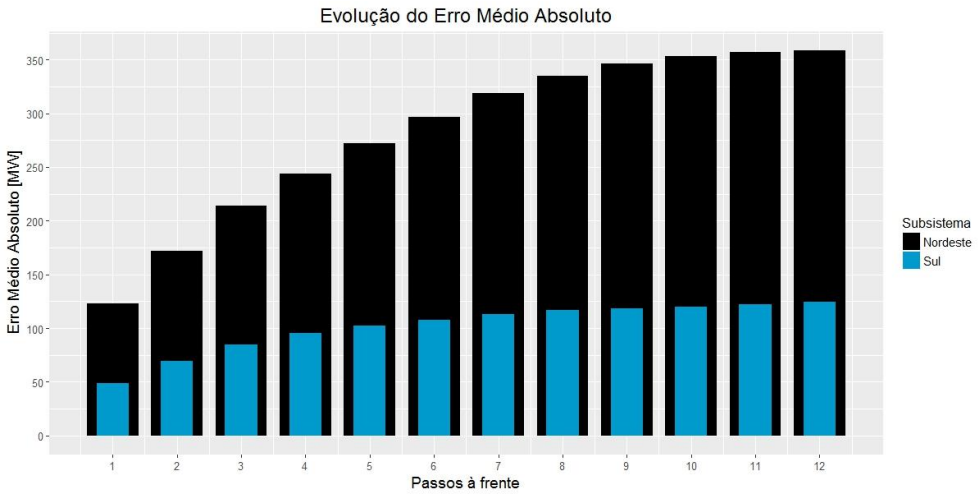


Figura 6 Erro Médio Absoluto (MAE) para previsões de tempo real do Sul e Nordeste

A Figura 7 e a Figura 8 ilustram o erro absoluto para todos os pontos de previsão do mesmo período da Figura 6. Para isso, foi criado um vetor de erros para cada horizonte de previsão. Em seguida esses erros foram ordenados, dando origem às figuras.

O cálculo é feito de forma similar ao caso anterior, porém sem se tirar a média final. Ou seja, cada ponto representa um erro absoluto da previsão em relação ao valor verificado quando aquela é feita com um a doze passos de antecedência. Fica claro que, quanto menor o horizonte de previsão, mais baixos são os erros, e a frequência de erros elevados é maior nos horizontes mais à frente.

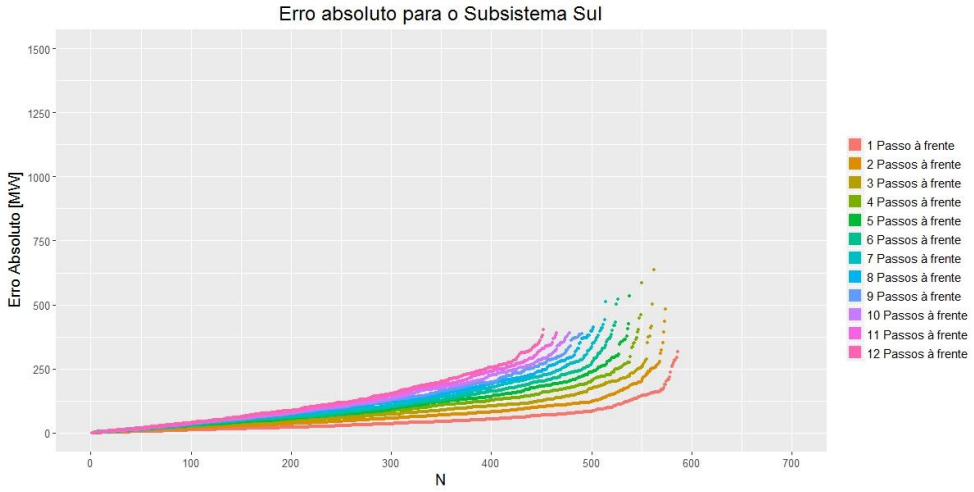
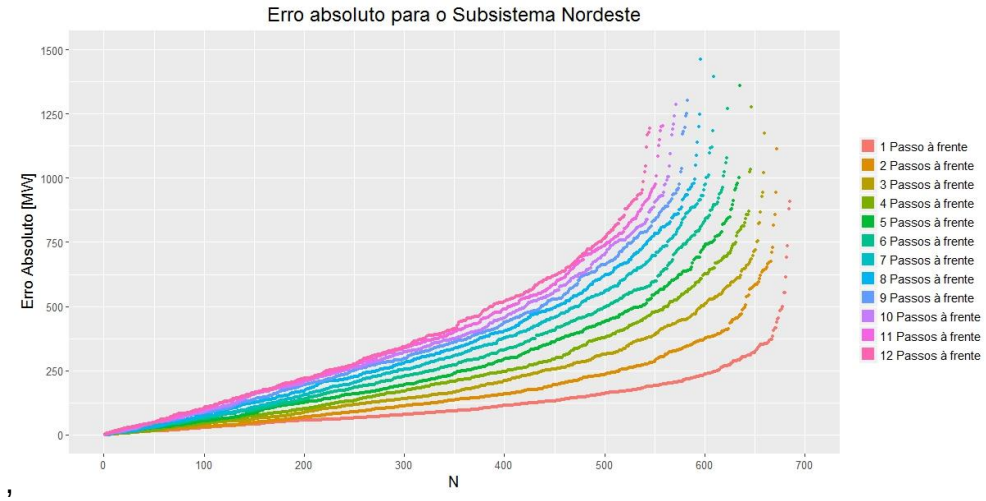


Figura 7 Erro absoluto para previsões de tempo real da região Sul



,

Figura 8 Erro absoluto para previsões de tempo real da região Nordeste

As duas figuras, Figura 7 e Figura 8, ilustram os erros mínimos, máximos e intermediários que ocorreram no período considerado. Embora existam erros grandes em MW, principalmente para o Nordeste, dada a capacidade instalada, a frequência desses maiores erros não é muito grande, aumentando à medida em que o horizonte de previsão é maior.

CONCLUSÃO

A previsão de geração de fonte eólica para os dias seguintes e para o tempo real é uma atividade considerada de suma importância para o ONS. Em especial, a projeção em tempo real das previsões fornece ao operador um bom indicativo para a tomada de decisões.

O modelo passou a ser utilizado na sala de controle do ONS a partir de junho de 2017. Melhorias e aperfeiçoamentos têm sido feitos desde então, baseados nas experiências adquiridas ao longo do tempo e na expertise dos usuários.

REFERÊNCIAS

[1] M. MILLIGAN, M. SCHWARTZ, Y. H. WAN. Statistical wind power forecasting models: Results for US wind farms. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2003.

[2] M. C. ALEXIADIS et al. Short-term forecasting of wind speed and related electrical power. Solar Energy, v. 63, n. 1, p. 61-68, 1998.

[3] J. KLEISSL. Solar energy forecasting and resource assessment. Academic Press, 2013.

[4] S. C. CHOU, C. R. SOUZA, J. L. GOMES, E. F. D. EVANGELISTA, C. OSÓRIO e M. CATALDI, Refinamento estatístico das previsões horárias de temperatura a 2 m do modelo Eta em estações do Nordeste do Brasil. Revista Brasileira de Meteorologia, vol. 22, pp. 287-296, 2007.

[5] Q. MAO, R. T. MCNIDER, S. F. MUELLERE e H. JUANG, An Optimal Model Output Calibration Algorithm Suitable for objective temperature forecasting. Weather Analysis and Forecasting, vol. 14, pp. 190-202, 1994.

[6] M. N. M. Rolo, Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.

[7] P. S. C. NASCIMENTO et al., Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal. Brazil Windpower 2017, Rio de Janeiro, 2017.

[8] R&D Nester – CEPRI Annual meeting | 05/12/2014