



Desenvolvimento e Implantação no ONS de um Modelo de Previsão de Geração de Fonte Eólica com Customização Temporal

Paulo Sérgio Castro Nascimento, Maria Cândida Abib Lima, Carlos Alberto Araújo Junior, Alessandra Mattos Ramos Oliveira, Francislene Madeira, Evandro Luiz Mendes, Alberto Sergio Kligerman, Roberto Nogueira Fontoura Filho

Gerência Executiva de Metodologias, Modelos e Carga / ONS

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

pnascimento@ons.org.br, candida@ons.org.br, carlosjunior@ons.org.br, amro@ons.org.br,
francis@ons.org.br, evandro@ons.org.br, alberto@ons.org.br, rfontoura@ons.org.br

RESUMO

Com a crescente expansão da capacidade instalada de usinas eólicas, aproveitando o potencial das regiões Nordeste e Sul, passou a ser prioritário investir na qualidade da previsão da geração de fonte eólica para a programação diária e para o tempo real, de forma a reduzir a necessidade de reserva de potência e possibilitar o melhor uso dos recursos.

Para tanto, um requisito básico foi reunir em uma única base de dados as informações cadastrais e históricas relativas aos cerca de 300 aproveitamentos eólicos, com a compatibilização de dados provenientes da EPE, CCEE, ANEEL e do próprio ONS. Em seguida, de forma a constituir o modelo de previsão de geração de fonte eólica, foram desenvolvidos os módulos para a triagem e tratamento dos dados, para a modelagem dinâmica das curvas de vento x potência e para a correção do viés das previsões de vento adquiridas pelo ONS.

Palavras chaves: Fontes Renováveis de Energia, Previsão de Geração de Fonte Eólica.

INTRODUÇÃO

O desenvolvimento metodológico para o modelo de previsão de geração de fonte eólica foi dividido em etapas, como mostra a Figura 1. Como os dados históricos provêm de fontes distintas, ONS e EPE para o vento e ONS e CCEE para geração, uma etapa importante é a constituição do melhor histórico possível em intervalos de 30 minutos. Previamente a isso, é feita a triagem dos dados, o

preenchimento de lacunas e a seleção da melhor informação. Este histórico tem, naturalmente, um comportamento nervoso, contraindicado como insumo para a previsão de geração de fonte eólica, sendo necessário, dessa forma, que passe por um processo de suavização antes de ser utilizado para determinar as curvas vento x potência. Finalmente, o vento previsto passa por correções para a retirada de viés antes de ser processada a previsão de geração.

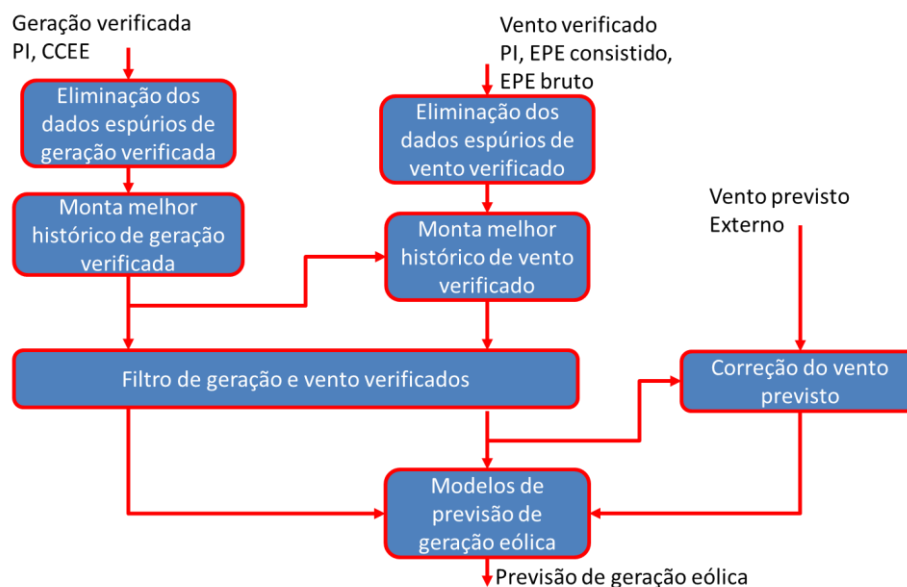


Figura 1 – Etapas da metodologia de previsão de geração de fonte eólica.

BASE DE DADOS

A base de dados eólicos reúne as informações cadastrais e as séries históricas verificadas e previstas de vento e de geração das usinas eólicas.

A geração verificada provém tanto do Sistema de Supervisão do ONS, a cada 4 segundos, quanto do Sistema de Medição para Faturamento da CCEE, em intervalos de 5 minutos e 1 hora. O vento verificado, por sua vez, provém tanto do Sistema de Supervisão (PI/REGER) do ONS, a cada 4 segundos, quanto do Sistema AMA, coordenado pela EPE, em intervalos de 10 minutos, porém recebido pelo ONS apenas a cada 15 dias. Destaca-se que os dados da EPE se restringem às usinas do Ambiente de Contratação Regulada - ACR. A base de dados armazena também o melhor histórico possível obtido através do tratamento e seleção destas séries históricas, em intervalos de 30 minutos.



As séries de vento previsto provêm dos modelos meteorológicos ETA, com resolução espacial de 15 km e temporal de 1h; GFS (*Global Forecast System*) com resolução espacial de 25 km e temporal de 1h; e ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*), com resolução espacial de 20 km e temporal de 3h.

TRATAMENTO DE DADOS

Os dados de geração verificada, vento verificado e vento previsto possuem diferentes características, necessitando de tratamentos diferenciados.

Pré-Tratamento

Para os dados de geração e vento verificados do Sistema de Supervisão do ONS, existem indicadores de qualidade, utilizados para a etapa de triagem. Caso um ou mais indicadores sinalizem uma medida inválida, esta é eliminada. Para dados de geração, há a possibilidade de substituir as medidas inválidas por medidas do estimador de estado. Após esta etapa, as medidas de 4 em 4 segundos são agrupadas em intervalos de 10 minutos, pela média aritmética dos valores de 4 segundos não eliminados que compõem o intervalo de 10 minutos. Para cada valor de 10 minutos ser aproveitado, pelo menos 10% de medidas de 4 segundos precisam ser válidas.

Limpeza dos dados espúrios

O processo de identificação dos dados de geração ou vento considerados espúrios, mesmo após o pré-tratamento, pode ser resumido nas seguintes etapas: (i) correlacionar dados do ONS com dados da CCEE de 1h, e no caso de vento também com dados da EPE; (ii) eliminar dados com valor negativo ou 10% superiores à potência instalada, no caso de geração, ou superiores a 30 m/s, no caso de vento (iii) eliminar dados congelados ou repetidos; e (iv) eliminar dados dos dias com menos de 2,5 horas válidas.

Montagem dos melhores históricos

Os melhores históricos de vento e geração são obtidos após o tratamento e a seleção entre as diferentes origens. Todavia, nem sempre é possível obter os dados para todos intervalos de tempo. Em função disso, foram criados alguns processos de reconstituição de informações.

A Figura 2 destaca os processos para composição do Melhor Histórico de Geração Verificada (MHG). Em cada intervalo de discretização o dado é preenchido sequencialmente na seguinte ordem: (i) dados da CCEE (origem 5 min); (ii) dados do ONS; (iii) “Físico Estimado”; e (iv) média aritmética dos valores de 3 dias anteriores e 3 dias posteriores.

Na opção Físico Estimado é calibrada uma curva vento x potência, conforme Eq. (1), para cada intervalo com valores válidos de vento e geração. Com esta curva, conhecido o vento, estima-se a geração.

$$Ger = B + \frac{T-B}{(1+10^{b(V_{mid}-V_{en}))^s}} \quad (1)$$

onde B e T são parte inferior e superior das assíntotas, respectivamente, b e V_{mid} são a inclinação e a coordenada x do ponto de inflexão, respectivamente, e s é um coeficiente.

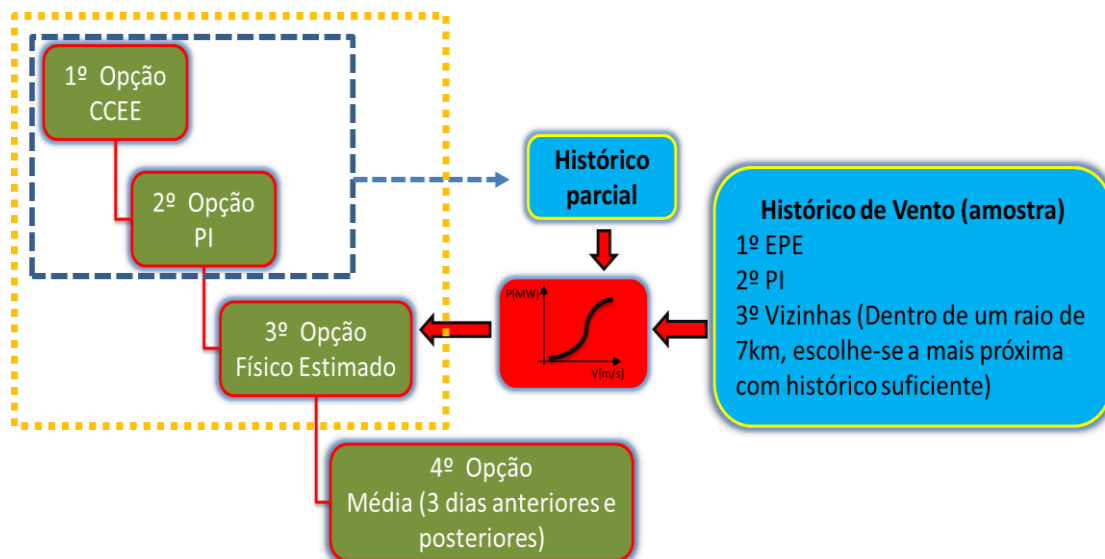


Figura 2 – Processo de montagem do melhor histórico de geração verificada.

De forma similar, para a obtenção do Melhor Histórico de Vento Verificado (MHV) são utilizadas as informações advindas do ONS e da EPE, sendo preenchido sequencialmente, na seguinte ordem: (i) dados da EPE; (ii) dados do PI; (iii) “Físico Estimado Reverso”; (iv) dados de usinas vizinhas; e (v) média aritmética dos valores de 3 dias anteriores e 3 dias posteriores.

Para o Físico Estimado Reverso é ajustada uma curva potência x vento para cada intervalo de dados válidos, conforme (2). Com esta curva, conhecida a geração, estima-se o vento.

$$Ven = V_{mid} - \frac{\ln\left[\left(\frac{Ger-B}{T-B}\right)^{-1/s} - 1\right]}{b \cdot \ln[10]} \quad (2)$$

Quanto aos dados de vento verificado provenientes de usinas vizinhas, considerando-se até 9 usinas mais próximas em um raio de 7 km, busca-se primeiramente os dados da EPE e em seguida os dados do ONS. Aplica-se o processo para cada usina $i = 1$ a 9, pela ordem de proximidade, avançando sempre que a condição necessária não é atendida.

Processo de filtragem dos dados de geração e vento verificado

De forma a preparar as séries históricas para o processo de previsão, removendo seu natural nervosismo, é aplicado um filtro similar ao desenvolvido em [1] e [2], seguindo as seguintes etapas: (i) classificar as curvas de geração e/ou vento e identificar os padrões característicos; (ii) eliminar padrões muito atípicos; (iii) associar a curva a ser filtrada ao padrão correspondente; (iv) identificar os dados aberrantes e transformar em faltantes; (v) substituir os dados faltantes por uma previsão advinda do Modelo Linear Dinâmico. A Figura 3 mostra a aplicação deste processo no caso do vento verificado, caso que apresenta o maior número de problemas.

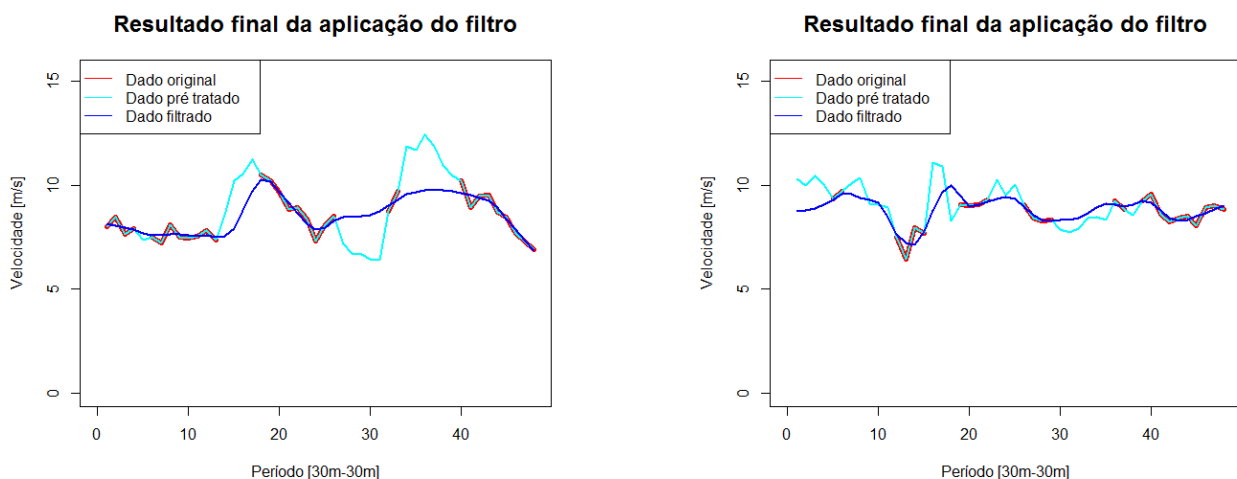


Figura 3 – Resultados da aplicação do filtro no vento verificado.

Processo de ajuste da previsão de vento

As previsões de vento adquiridas pelo ONS apresentam em quase todas as usinas eólicas um viés em relação ao vento verificado, o que felizmente propicia um tratamento vantajoso para a previsão de geração de fonte eólica. A metodologia empregada na correção da previsão do vento

consiste em um ajuste de regressões lineares, uma para cada período da discretização considerada ao longo do dia, de forma semelhante a [3]. A metodologia, denominada MOC (*Model Output Calibration*), proposta em [4], baseia-se em regressões lineares multivariadas.

Cada área apresenta um viés característico. A Figura 4 ilustra a aplicação para o vento médio dos estados do RN (previsão de vento com viés para cima) e PE (previsão de vento com viés para baixo), com os valores verificados, previstos e previstos corrigidos.

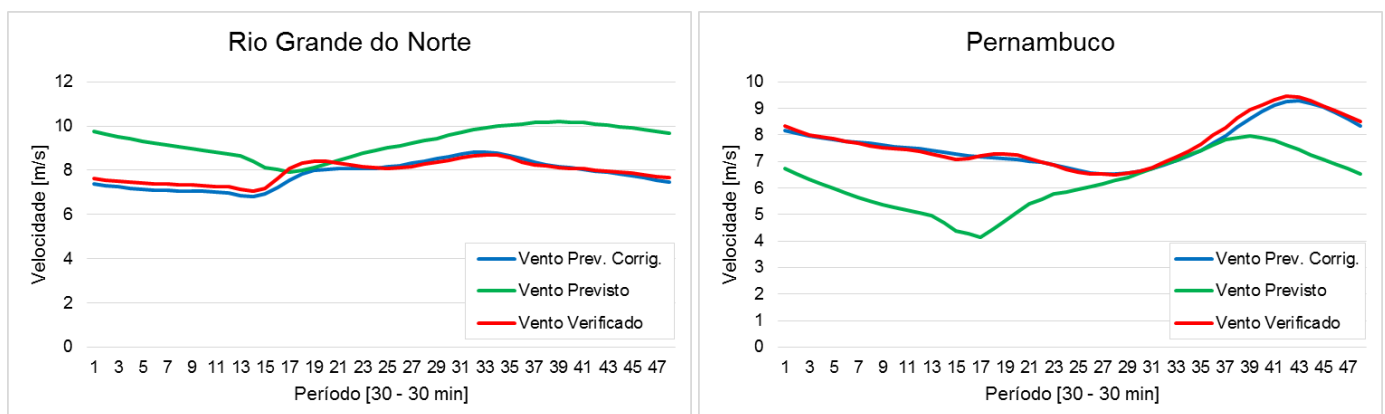


Figura 4 – Vento médio - verificado, previsto e previsto corrigido.

MODELAGEM DINÂMICA DAS CURVAS VENTO X POTÊNCIA

A previsão da geração de fonte eólica provém do vento previsto aplicado à curva vento x potência de cada usina ou grupo de usinas. Esta curva é sempre disponibilizada pelo fabricante para cada aerogerador. Todavia, devido a características operativas e questões acerca da medição de vento, essa curva normalmente não tem boa aderência aos valores verificados. Sendo a potência proporcional ao cubo do vento, um pequeno desvio na previsão do vento pode ser potencializado com o uso direto da curva do fabricante.

Optou-se então por estimar esta curva a partir do melhor histórico de vento e geração, com o uso da regressão logística mostrada na Eq. (1), que tem bom ajuste à relação vento x potência. De forma a capturar as características operativas próprias de cada período do dia, pelas variações de temperatura, pressão e direção do vento, bem como outros fatores, é estimada uma curva para cada intervalo de discretização. Isso significa que, se é utilizada uma discretização de meia-hora, para cada dia são ajustadas quarenta e oito curvas.

Processo de refinamento da dispersão vento-potência das usinas

A dispersão vento x potência apresenta uma série de características que exigem tratamentos adequados para uma boa estimação da equação de cada usina. A técnica descrita em [5] visa eliminar os pontos da curva que não representam valores aceitáveis, tentando manter o maior número de pontos corretos. Sendo assim cria-se uma função superior e inferior, de forma a considerar apenas os dados que se encontram dentro destes limites.

A Figura 5 apresenta um exemplo da dispersão vento x geração: à esquerda desta figura são destacados os limites criados, retirando uma parte do histórico onde o parque não estava operando em sua capacidade nominal; à direita desta mesma figura são mostrados os dados considerados, bem como, em verde, as quarenta e oito regressões logísticas ajustadas.

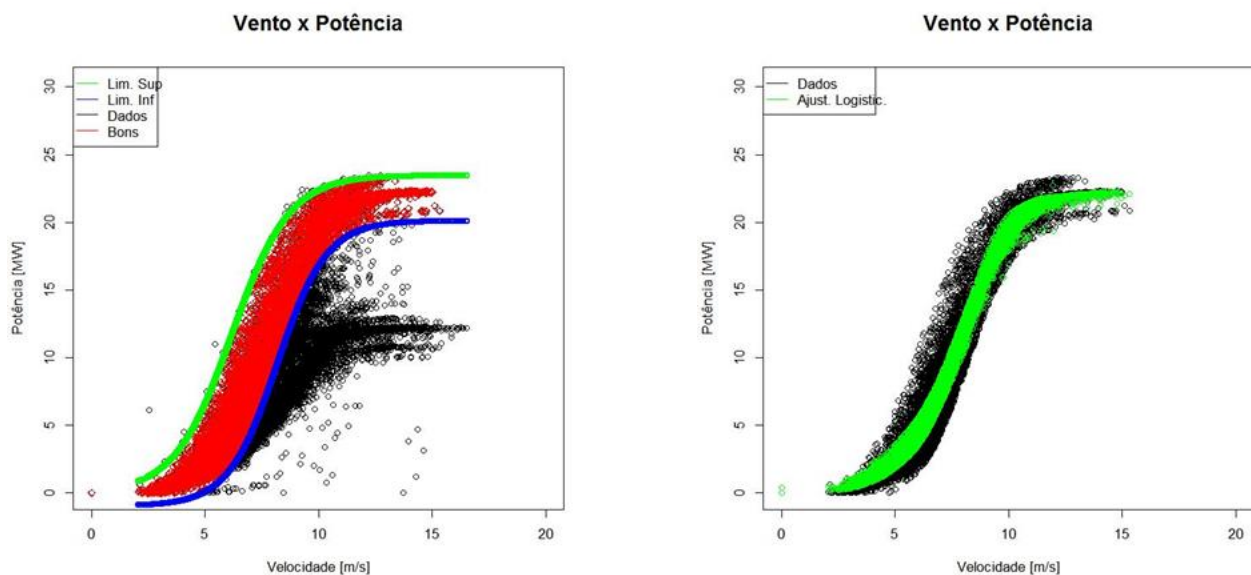


Figura 5 – Dispersão com curvas limites e aplicação da regressão logística.

Combinando as previsões

A previsão de vento combinada pelo ONS baseia-se no vento previsto proveniente de três modelos meteorológicos, ETA, GFS e ECMWF, cujas previsões são combinadas dinamicamente de forma a extrair as melhores características temporais e espaciais de cada modelo meteorológico. No processo de combinação é criada, para cada intervalo de discretização, uma soma ponderada SP_k para cada modelo de previsão k , privilegiando os menores erros para n_d dias passados, conforme a seguinte equação:

$$SP_k = \frac{\sum_{j=1}^{n_d} (Ger_{verif}^j - Ger_{prev}^j)_k \cdot ft_k^j}{\sum_{j=1}^{n_d} ft_k^j} \quad (3)$$

O fator de ponderação ft_k^j representa um valor especificado para o modelo k no dia j . Esse valor é especificado de forma a ponderar com maior peso os erros negativos da previsão, visto que estes causam impactos maiores na operação do sistema. Desta forma, a previsão final combinada é uma soma ponderada de todas as n_p previsões individuais, de acordo com:

$$Prev_{comb} = \sum_{i=1}^{n_p} \left(\frac{1/SP_i}{\sum_{j=1}^{n_p} 1/SP_j} \right) \cdot Prev_i \quad (4)$$

RESULTADOS

Os resultados a seguir apresentados referem-se à região Nordeste, e não englobam uma análise muito extensa de desempenho, uma vez que o histórico de vento previsto não abrange uma série temporal de longa duração para todas as usinas desta região. Para exemplificar, a Figura 6 ilustra dois dias consecutivos da previsão de geração de fonte eólica para o NE. Nesta figura são apresentadas as curvas de geração de fonte eólica verificada e as previsões utilizando os dados do modelo ETA, GFS e ECMWF, este último com duas previsões: (i) ECMWF1 ("alta resolução" - determinístico); (ii) ECMWF2 ensemble (rodada controle + 50 membros que correspondem a 50 perturbações da condição inicial). Na Figura 6 são destacados dois dias com características distintas: no gráfico à esquerda há grandes divergências nas previsões. No gráfico à direita os modelos apresentam um comportamento convergente, indicando uma alta probabilidade de acerto nas previsões, o que pôde ser comprovado com a geração verificada neste dia.

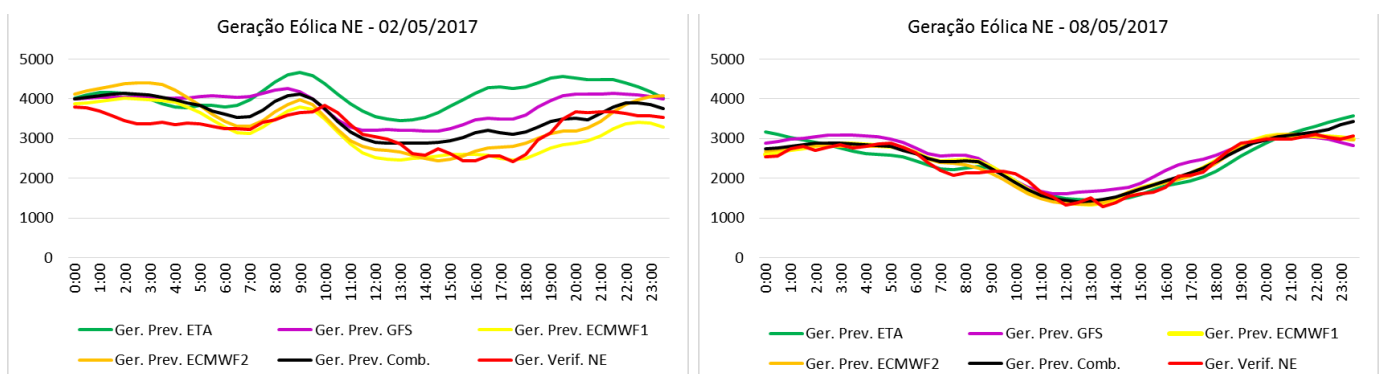


Figura 6 – Previsão de geração de fonte eólica para o Nordeste.

Várias métricas podem ser utilizadas para avaliação de desempenho dos modelos de previsão, apresentando características positivas e negativas. As Equações de (5) à (8) apresentam algumas dessas métricas. A primeira delas é o erro médio (*mean error*) dado a seguir, para N dias:

$$ME = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{verif}^i - P_{prev}^i) \quad (5)$$

O erro percentual absoluto médio (*mean absolute percentage error*) é calculado como:

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{P_{verif}^i - P_{prev}^i}{P_{verif}^i} \right| \cdot 100 \quad (6)$$

Outra métrica muito importante é o erro médio quadrático (*root mean square error*), descrito na equação:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (P_{verif}^i - P_{prev}^i)^2} \quad (7)$$

É utilizado também o erro percentual médio normalizado (*normalized absolute percentage error*) dado por:

$$NMAPE = \frac{1}{N \cdot P_{inst}^{tot}} \sum_{i=1}^N |(P_{verif}^i - P_{prev}^i)| \cdot 100 \quad (8)$$

O modelo de previsão eólica do ONS utilizando os dados do ETA está em operação desde janeiro de 2017, GFS desde fevereiro e ECMWF desde início de maio. A comparação dos desvios, ao longo do período comum de uso destas previsões, é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1 Desvios do modelo de previsão de geração de fonte eólica

	ETA	GFS	ECMWF1	ECMWF2
ME [MW]	-68	-281	57	-81
MAPE [%]	18	16	11	12
RMSE [MW]	671	499	404	404
NMAPE [%]	7	5	4	4

É importante salientar que, ainda que o período comum aos três modelos para análise dos indicadores seja muito curto, o comportamento dos desvios das previsões utilizando os modelos ETA e GFS, considerando seu maior histórico de previsões, é muito similar ao apresentado na Tabela 1.



CONCLUSÃO

A previsão de geração de fonte eólica é uma atividade considerada estratégica para o ONS, uma vez que a crescente importância desta fonte de geração faz com que desvios significativos de previsão exijam uma maior reserva de potência, algumas vezes de difícil alocação.

Os bons resultados obtidos a partir do início do uso do modelo nos processos do ONS, em janeiro de 2017, mostram que foram acertadas as técnicas utilizadas para tratamento dos dados, estimação dinâmica das curvas vento x potência e correção do viés da previsão de vento.

Futuros aperfeiçoamentos poderão ser propostos pelo ONS ou mesmo pelos próprios agentes de geração de fonte eólica, por meio da análise do código-fonte do modelo, a ser distribuído a estes agentes pelo ONS ao longo do segundo semestre de 2017.

REFERÊNCIAS

- [1] H. F. SILVA, Um Sistema Integrado de Monitoração e Previsão de Carga Elétrica de Curto Prazo. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO, 2001.
- [2] E. L. MENDES, Tratamento de Dados Faltantes e Aberrantes em Séries Temporais de Carga Minuto a Minuto. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-RIO, 2013.
- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] M. N. M. Rolo, Previsão de Produção Eólica com Modelização de Incertezas. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2014.