MODELAGEM DA RELAÇÃO MENSAL ENTRE VELOCIDADE DE VENTO E PRODUÇÃO EÓLICA NO MODELO NEWAVE

Victor Andrade de Almeida
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Cepel
andrade@cepel.br

José Francisco Moreira Pessanha
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Cepel / Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Uerj
francisc@cepel.br

Albert Cordeiro Geber de Melo
Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Uerj
albert.melo@ime.uerj.br

Maria Elvira Piñeiro Maceira
Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Uerj
melvira@ime.uerj.br

RESUMO

A perspectiva de maior participação da geração eólica na matriz elétrica aponta para a necessidade de aprimorar a representação dos aproveitamentos eólicos na cadeia de modelos computacionais que suportam os processos de tomada de decisão no planejamento da expansão e da operação do Sistema Interligado Nacional, incluindo o modelo NEWAVE. Entre os aprimoramentos em curso está a geração de séries sintéticas mensais de ventos correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidroelétricas e a representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE. Para isso faz-se necessário a obtenção de funções matemáticas que relacionam as médias mensais da velocidade de vento com as médias mensais de produção de energia em cada aproveitamento eólico. O presente trabalho tem como objetivo descrever a construção dessas funções de transferência mensais e discutir a sua aplicação à um conjunto representativo dos parques eólicos brasileiros.

PALAVRAS CHAVE. Energia eólica, Regressão Linear, Operação, Sistema Elétrico.
EN&PG, EST&MP

ABSTRACT

The perspective of greater participation of wind power in Brazil points out to the need to improve the representation of wind farms in the chain of computational models that support the decision-making processes in expansion and operation planning of the Brazilian Interconnected Power System, including the NEWAVE model. Among the improvements in progress is the generation of synthetic monthly sequences of wind speed correlated to the inflows to the hydropower reservoirs and the representation of monthly wind productions in the SDDP algorithm of the NEWAVE model. For this it is necessary to obtain mathematical functions that relate the monthly averages of wind speed with the monthly averages of energy production in each wind farm. This work aims to describe a methodology developed to construct these monthly transfer functions and to discuss their application to a representative set of Brazilian wind farms.

KEYWORDS. Wind power. Linear regression. Operation. Electric power system.
EN&PG, EST&MP

1. Introdução

Em fevereiro de 2021 a capacidade instalada em geração eólica no Sistema Interligado Nacional (SIN) alcançou 18.000 MW, distribuídos em 695 usinas. Em termos relativos, a geração eólica corresponde hoje a cerca de 10% da capacidade instalada no SIN, e há a perspectiva de maior participação desta fonte na matriz elétrica brasileira: de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2020-2029 [MME e EPE 2020], estima-se que em 2029 a capacidade instalada da fonte eólica aumente mais de 2,5 vezes, atingindo 39,5 MW, i.e., 17,3% de toda a capacidade instalada do Brasil.

Apesar das vantagens, a intermitência da geração eólica horária, dada a natureza intrínseca da variabilidade dos ventos, constitui um desafio em termos de sua integração a sistemas de energia elétrica. Assim, torna-se fundamental o desenvolvimento e o aprimoramento de metodologias para representar as incertezas das fontes renováveis intermitentes – eólica e solar - nos modelos de planejamento da operação de longo, médio e curto prazos.

Em muitos países, o planejamento da expansão e da operação em sistemas com predominância hidroelétrica tem sido realizado desagregando os problemas em horizontes específicos [Maceira et al. 2002], [Helseth e Melo 2020]. No caso do Brasil, o problema de planejamento da expansão e da operação do SIN é dividido em planejamento da expansão (longo prazo), planejamento da operação (médio e curto prazos), e programação da operação, sendo resolvido através de uma cadeia de modelos computacionais [Maceira et al. 2002], [Maceira et al. 2016], [Helseth e Melo 2020].

Um dos modelos-chave desta cadeia para as atividades de planejamento da expansão e da operação energética do sistema interligado é o modelo NEWAVE [Maceira et al. 2008], [Maceira et al. 2018] que, desde 1998, vem sendo utilizado em estudos oficiais pelas entidades setoriais (Operador Nacional do Sistema – ONS, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e Ministério de Minas e Energia – MME), bem como por agentes e concessionárias de energia elétrica. O modelo NEWAVE resolve o problema de despacho utilizado no planejamento de longo e médio prazo, um problema de programação linear estocástica multi-estágio, utilizando como estratégia de solução o algoritmo de programação dinâmica dual estocástica – PDDE [Pereira e Pinto 1991], [Maceira 1993] com o objetivo de minimizar o valor esperado do custo total de operação (custo do acionamento de usinas térmicas e de eventuais déficits de energia no futuro), considerando ainda mecanismos de aversão ao risco hidrológico.

Atualmente, em consonância com a Resolução ANEEL Nº 843/2019, a representação da geração eólica no modelo NEWAVE é realizada de forma simplificada, com base na média mensal do histórico dos últimos cinco anos de geração líquida de cada usina, agregada por subsistema, por mês e por patamar de carga, para todo o horizonte de planejamento. Conforme já mencionado, a perspectiva de maior participação da geração eólica na matriz elétrica brasileira aponta para a necessidade de aprimorar a representação atual na cadeia de modelos computacionais, incluindo o NEWAVE.

Com este intuito, encontra-se em desenvolvimento uma metodologia para a representação das incertezas associadas às fontes eólicas no modelo NEWAVE [Maceira et al. 2020], aderentes às características intrínsecas das modelagens adotadas, com o objetivo de manter o problema estocástico e de grande porte tratável computacionalmente.

Entre os vários aprimoramentos propostos [Maceira et al. 2020] destaca-se a geração de séries sintéticas mensais de ventos/produção eólica correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidroelétricas e a representação das produções eólicas mensais no algoritmo PDDE do modelo NEWAVE. Para isso faz-se necessário a obtenção de funções matemáticas que relacionam as médias mensais da velocidade de vento com as médias mensais de produção de energia em cada aproveitamento eólico, portanto, uma representação compatível com o processo de conversão da energia eólica em energia elétrica. Tais funções, denominadas funções de transferência mensais

(FTMs), podem ser obtidas, por exemplo, por meio de modelos de regressão linear - simples ou por partes - ajustados às curvas de potência probabilísticas mensais de cada aproveitamento eólico.

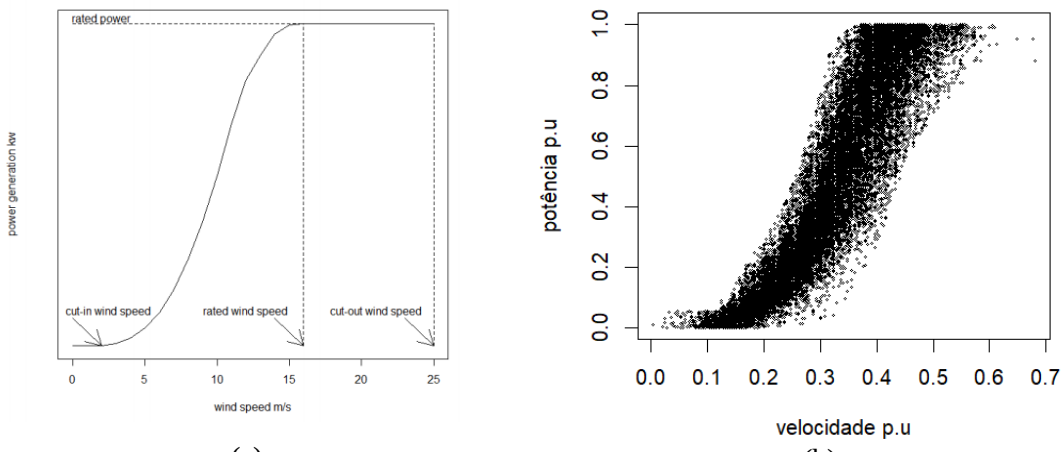
Idealmente, para o ajuste das FTMs, seria relevante que se tivesse acesso às séries horárias consistidas e pareadas de velocidades de ventos e produções eólicas, para todos os parques existentes, ou pelo menos para aqueles vencedores nos leilões públicos de compra de energia elétrica. No entanto, as instituições depositárias desses dados verificados (EPE e CCEE) têm declarado que, por questões de confidencialidade com os proprietários dos dados (os parques eólicos), a sua disponibilização não é possível.

Uma alternativa para contornar esta dificuldade na obtenção de dados verificados e pareados, foi lançar mão de dados de reanálises da velocidade de vento, e.g., do MERRA 2 (NASA) e do ERA5 (ECMWF), em conjunto com as previsões de velocidade de vento e produção eólica [Maceira et al. 2020], recentemente disponibilizadas no Sintegre ONS [www.sintegre.ons.br].

O objetivo deste trabalho consiste em descrever as etapas de construção das FTMs a partir dos dados de reanálises disponibilizados pelo MERRA 2 e dos dados oriundos do Sintegre ONS. Os resultados obtidos pela metodologia proposta são apresentados para diferentes parques eólicos nas regiões Nordeste e Sul.

2. Energia eólica

A relação entre a potência elétrica gerada *P* por uma turbina eólica e a velocidade do vento *v* é descrita pela curva de potência *P*(*v*) na Figura 1(a), cuja formulação matemática é descrita na Equação (1), na qual *Cp* denota o coeficiente de performance, η_m é a eficiência do gerador, η_g é a eficiência da caixa de transmissão, ρ é a densidade do ar (kg/m^3), *A* é a área varrida pelo rotor (m^2) e v_{in}, v_r e v_{out} representam níveis de velocidade de vento (m/s), respectivamente, *cut-in wind speed*, *rated wind speed* e *cut-out wind speed*.



(a) (b)

Figura 1 - Curva de potência. Fonte: Autores

$$P(v) = \begin{cases} 0 & v \leq v_{in} \\ 0{,}5 C_p \eta_m \eta_g \rho A v^3 & v_{in} \leq v \leq v_r \\ 0{,}5 C_p \eta_m \eta_g \rho A v_r^3 & v_r \leq v \leq v_{out} \\ 0 & v > v_{out} \end{cases} \quad (1)$$

A conversão de energia eólica em energia elétrica se dá a partir da velocidade de partida (*cut-in wind speed*), usualmente valores de velocidade da ordem de 3 m/s, abaixo desses valores o

conteúdo energético do vento não justifica aproveitamento. A potência da turbina é limitada ao valor nominal à velocidade nominal v_r (*rated wind speed*), tipicamente entre 12 e 15 m/s. Para velocidades entre v_{in} e v_r a potência elétrica gerada pela turbina eólica cresce com o cubo da velocidade. A partir da velocidade nominal o controle de velocidade da turbina mantém a potência nominal até que para velocidades superiores à velocidade de corte (*cut-out wind speed*), em geral 25 m/s, a turbina é retirada de operação com a finalidade de preservá-la de esforços mecânicos excessivos [Custódio 2009].

Observa-se, porém, que, embora a relação entre a velocidade do vento e a geração eólica seja amplamente determinada pela curva de potência, a relação entre essas variáveis não é determinística, conforme ilustrado na Figura 1(b) para um parque eólico real. A existência de curvas de potência probabilísticas se deve às intercorrências associadas à operação dos parques eólicos, e.g., devido às saídas de máquinas – forçadas ou manutenção preventiva, perdas de rendimentos, restrições de conexão/transmissão, etc.

3. Funções de transferência mensais

Dada a quantidade de parques eólicos atualmente instalados no Brasil (cerca de 695) e as perspectivas de elevado aumento neste número, torna-se fundamental investigar a forma de aprimorar a representação dos parques eólicos no modelo NEWAVE, à semelhança do que já ocorre com a representação das usinas hidroelétricas por UHEs ou reservatórios equivalentes de energia (REEs). Neste sentido, os parques eólicos poderão ser representados de forma individual (Centrais Geradoras Eólicas - EOLs) ou por meio de parques eólicos equivalentes (PEEs), i.e., um agregado de usinas eólicas.

Para a obtenção dos PEEs pode-se agregar os parques eólicos individualizados (EOLs) por meio da análise de agrupamentos dos regimes de ventos [Pessanha et al. 2020], considerar as subestações agregadoras de parques eólicos conectados ao SIN (47 subestações no sistema Sintegre ONS, sendo 35 na região nordeste e 12 na região sul) ou ainda considerar que os PEEs sejam regiões/sub-regiões geográficas do Brasil.

Uma vez obtidos os cenários sintéticos de ventos mensais para os EOLs ou PEEs, é necessário estimar a produção eólica associada a ser considerada no problema de despacho mensal do modelo NEWAVE. A abordagem proposta consiste em construir funções de transferência mensais (FTMs) que modelam a relação entre vento e produção eólica mensal. Entre as técnicas que podem ser empregadas para este fim destacam-se os modelos de regressão linear – simples ou por partes.

A estimação dos modelos de regressão linear requer dados pareados de velocidade de vento e geração eólica, um requisito difícil de ser alcançado, sobretudo quando há muitos aproveitamentos eólicos, além da indisponibilidade de uma base pública de dados verificados (medidos). Assim, recorreu-se aos valores previstos de velocidade de vento e da respectiva produção eólica em base semi-horária para um conjunto de 47 subestações, disponibilizados desde 2018 pelo Sintegre ONS. Vale destacar que além das previsões, este sistema disponibiliza 48 curvas de potência, uma para cada intervalo semi-horário, usadas na conversão das previsões de velocidade de vento em geração eólica.

Visando ampliar o conjunto de dados tornou-se necessário considerar dados de reanálises, por exemplo, os dados oriundos do MERRA-2 (global), disponíveis desde 1980 para qualquer local do planeta com resolução espacial de cerca de 25km e com resolução temporal horária [Staffell e Pfenninger 2016]. As coordenadas geográficas dos parques eólicos do SIN são disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e foram utilizadas na obtenção dos dados provenientes do MERRA-2.

Assim, foi elaborado no âmbito deste trabalho um procedimento que permite utilizar o conjunto de curvas de potência de cada intervalo semi-horário para transformar as reanálises das velocidades horárias de vento em estimativas horárias de produção éolica. Conforme ilustrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, o procedimento proposto consiste na aplicação, para

cada EOL ou PEE considerado, das curvas de potência descritas pela Equação (2), disponibilizadas no Sintegre ONS, nas séries temporais horárias de reanálises de velocidade de vento de cada parque eólico, oriundas do MERRA 2 para o período de 1980 a 2019 (40 anos).



Figura 2 - Procedimento para a obtenção de curvas de potência probabilísticas mensais utilizando dados do Sintegre ONS e MERRA 2. Fonte: Autores

Conforme indicado na Equação (2), a equação da curva de potência utilizada na conversão da velocidade de vento Ven em potência Ger^{total} é determinada pelos parâmetros α, β, B, T, b, S, V_{mid}, $\overline{Ven}$ (velocidade média do vento), $Vdesv$ (desvio padrão da velocidade do vento), $Ger_{máx}$ (geração máxima) e $Ger_{mín}$ (geração mínima) disponibilizados pelo ONS em intervalos semi-horários [ONS 2018].

$$Ger^{total} = \alpha . \left(\left(B + \frac{T-B}{\left(1+10^{b(V_{mid}-\frac{Ven-\overline{Ven}}{Vdesv})}\right)^{S}} \right) . (Ger_{máx} - Ger_{mín}) + Ger_{mín} \right) + \beta \qquad (2)$$

A Tabela 1 contém um exemplo dos coeficientes da curva de potência da Equação (2), para 4 semi-horas de um dia qualquer do histórico em uma das 47 subestações presentes na base de dados do Sintegre ONS. Uma vez que estas funções são disponibilizadas por subestação, a velocidade de vento de cada subestação é considerada como a média das velocidades dos parques ligados à subestação. Os dados de velocidade de vento são obtidos para cada parque, a partir das coordenadas geográficas (latitude de longitude), levando em consideração a altura das torres geradoras pertencentes àquele parque.

Tabela 1 - Parâmetros semi-horários disponibilizados pelo Sintegre ONS

semi-hora	B	T	Vmid	b	S	Gmax	Gmin	Vmed	Vdesv	α	β
5	-0.01535	1.008998	-0.01332	0.999649	0.631437	21.49975	0	8.545586	2.718576	0	0
6	-0.01959	1.018532	-0.02296	0.911751	0.700199	21.5719	0	8.470692	2.735406	0	0
7	-0.02106	1.019807	0.039524	0.929953	0.653469	21.49975	0	8.426465	2.722403	0	0
8	-0.02057	1.020166	0.022507	0.897388	0.757401	21.49975	0	8.215722	2.763165	0	0

Na sequência, visando a obtenção de uma série temporal horária da produção eólica no período 1980 – 2019, aplica-se a curva de potência, disponibilizada no Sintegre ONS para cada hora *h* de cada dia *d* do ano de 2019 (8760 curvas), ao valor da reanálise da velocidade de vento na mesma hora *h* e dia *d*, em cada ano do período 1980-2019. Vale destacar que foram descartados os dias 29 de fevereiro nos anos bisextos. Neste primeiro estudo foi considerado apenas o ano de 2019, mas à medida que o histórico de curvas de potência disponibilizadas pelo Sintegre ONS for

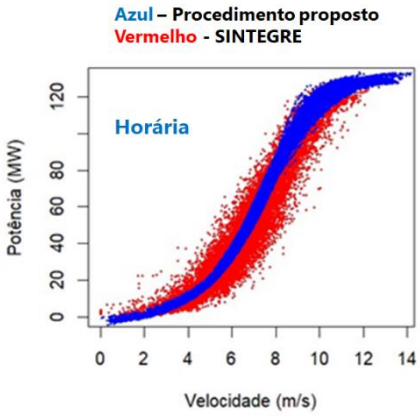
aumentando, o procedimento descrito acima deverá ser aplicado ao conjunto de curvas de potência de cada ano disponibilizadas no Sintegre ONS. O resultado final é um diagrama de dispersão contendo os valores horários da velocidade de vento e da geração eólica, conforme ilustrado pela curva de potência probabilística horária na Figura 2.

Chama-se a atenção que embora as funções utilizadas na conversão de velocidade e potência disponibilizadas no sistema Sintegre sejam fornecidas para grupos de aproveitamentos eólicos, cada um associado à uma subestação do sistema elétrico, a qual pode ser vista como um PEE, a desagregação por parque eólico (EOL) pode ser obtida de forma aproximada mediante fatores de participação, também fornecidos no Sintegre ONS, e que permitem quantificar a contribuição de cada parque eólico na subestação na qual está conectado.

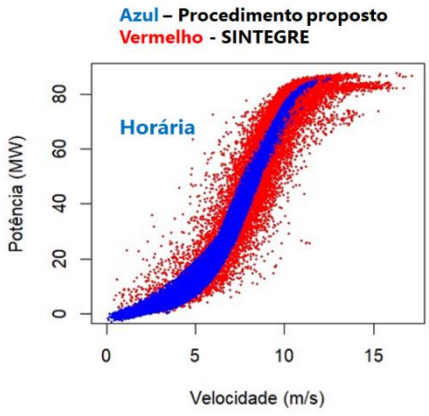
Por fim, tomam-se as médias mensais das séries horárias de velocidade de vento e de geração eólica. As médias mensais podem ser dispostas em um diagrama de dispersão, denominado *curvas de potência probabilísticas mensais*, conforme indicado na Figura 2, a partir do qual a respectiva FTM é obtida por meio do ajuste de um modelo de regressão.

4. Resultados

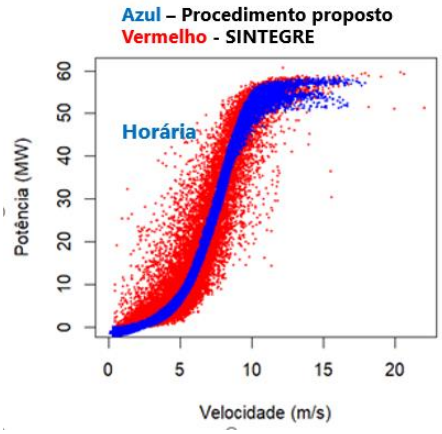
Para ilustrar a factibilidade e o desempenho do procedimento proposto, foram analisados dados dos PEEs de três subestações disponibilizados no Sintegre ONS referentes ao ano de 2019: duas para a região Nordeste – PEE NE-L, no litoral, e PEE NE-I, no interior; e uma para a região Sul - PEE Sul. Para cada uma das subestações consideradas, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta (na cor vermelha) o diagrama de dispersão obtido com os dados horários do Sintegre ONS.



(a) PEE NE-L



(b) PEE NE-I

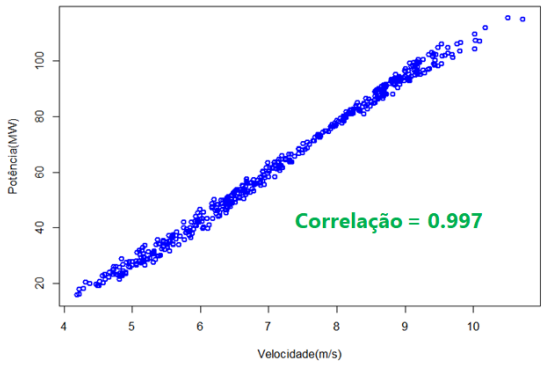


(c) PEE Sul

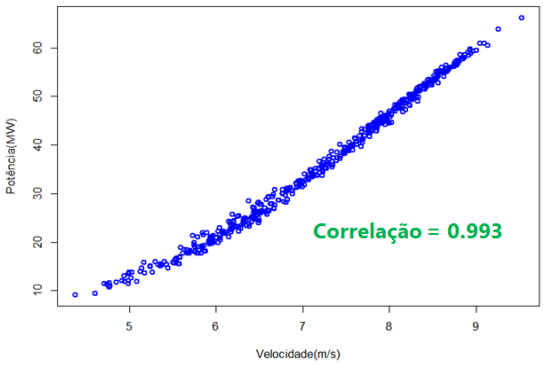
Figura 3 - Curvas de potência probabilísticas horárias com dados do Sintegre (vermelho) e procedimento proposto usando dados do MERRA 2 (azul). Fonte: Autores

Na mesma **Erro! Fonte de referência não encontrada.** também são apresentados (na cor azul) os diagramas de dispersão dos dados horários (curvas de potência probabilísticas horárias) obtidos com o procedimento descrito na seção 3, i.e., pela aplicação das curvas de potência disponibilizadas no Sintegre ONS às séries temporais de reanálise de velocidade de vento, oriundas do MERRA 2. Verifica-se que curvas de potência probabilísticas horárias obtidas com o procedimento desenvolvido estão contidas naquelas provenientes do Sintegre ONS, evidenciando a razoabilidade tanto do procedimento elaborado quanto da utilização de dados de reanálise.

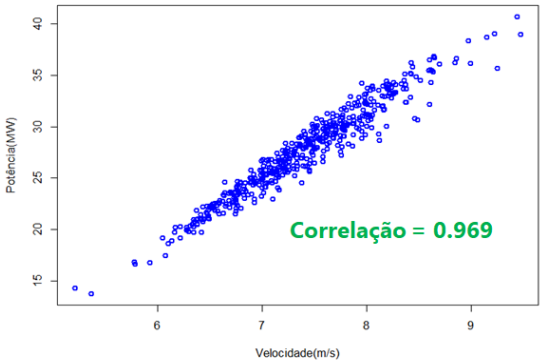
Na sequência foram obtidas as séries temporais das médias mensais da velocidade de vento e da produção eólica, dispostas nas curvas de potência probabilísticas mensais da Figura 4, para os PEEs de cada uma das subestações anteriores. Os diagramas de dispersão na Figura 4 revelam elevadas correlações entre as médias mensais de velocidade de vento e de geração eólica nos PEEs analisados, um comportamento típico observado em outras subestações, conforme ilustrado na Figura 5 para as 35 subestações do subsistema Nordeste e para as 12 subestações do subsistema Sul. No caso dos três PEEs analisados, as correlações entre as médias mensais da velocidade de vento e da produção eólica são superiores a 99% para o Nordeste, e superior a 97% para o Sul. Já as correlações subjacentes às curvas de potência probabilísticas mensais na Figura 5 variam entre *78% e 99%*.



(a) PEE NE-L



(b) PEE NE-I



(c) PEE Sul

Figura 4 - Curvas de potência probabilísticas mensais obtidas pela aplicação do procedimento proposto aos dados de reanálise oriundos do MERRA 2. Fonte: Autores

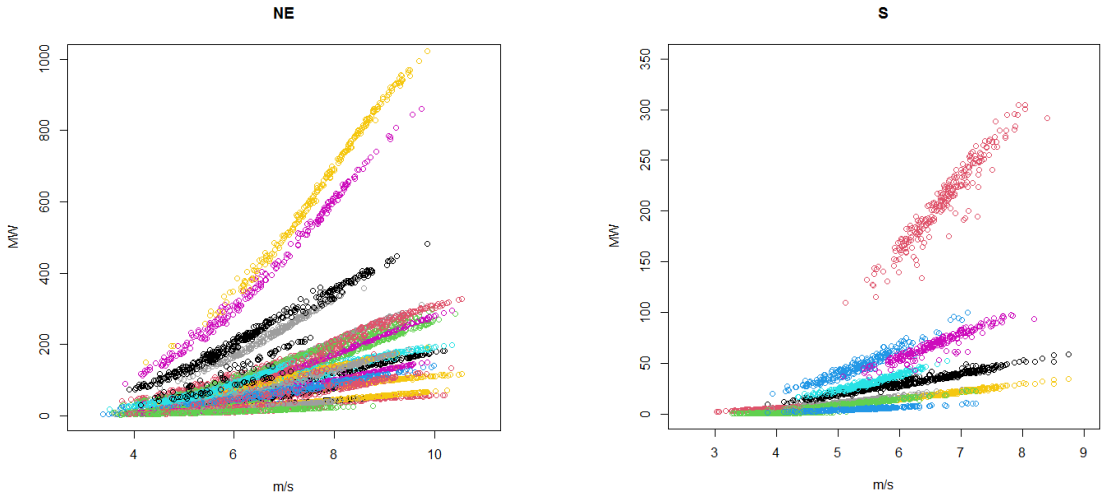


Figura 5 – Curvas de potência probabilísticas mensais para as 35 subestações do subsistema Nordeste e para as 12 subestações do subsistema Sul. Fonte: Autores.

Comparando-se a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e a Figura 4, constata-se que, como esperado, a dispersão das curvas de potência probabilísticas mensais são suavizadas em relação àquelas em escala horária. Esta característica possibilita a construção de Funções de Transferências Mensais (FTMs) entre vento e produção eólica. As abordagens para construção das FTMs entre ventos e produções eólicas mensais incluem os métodos estatísticos para análise de regressão, desde os tradicionais modelos de regressão linear até abordagens mais flexíveis, como regressão linear por partes.

Os histogramas das médias mensais das velocidades de vento e da produção eólica mostram assimetrias expressivas, tanto positivas quanto negativas, conforme os histogramas na Figura 6, para os PEEs NE-L, NE-I e Sul. Tal fato deve-se a distribuição de probabilidades da velocidade de vento, uma variável aleatória tradicionalmente modelada pela distribuição de Weibull [Pessanha et al. 2019].

Por sua vez, os *boxplots* das médias de velocidade de vento e da produção eólica para o PEE NE-L, apresentados na Figura 7, exibem comportamento sazonal com as medianas apresentando valor mínimo em abril e valores máximos em setembro e outubro.

Tal fato sugere a possibilidade de considerar várias FTMs com intuito de capturar eventuais sazonalidades presentes. Devido a limitação de espaço, este aspecto é ilustrado apenas para o PEE NE-L. Este comportamento sazonal sugere a construção e análise dos diagramas de dispersão para cada mês do ano, conforme apresentado na Figura 88.

A inspeção visual dessas curvas de potência probabilísticas mensais sugere a agregação em três períodos: uma associada aos meses mais quentes (Dez-Jan-Fev-Mar-Abr) e denominada DJFMA, outra aos meses mais frios (Jun-Jul-Ago-Set-Out) – JJASO, e a última, relacionada a meses de transição (Mai e Nov) – MN, conforme indicado na Figura 99, juntamente com as FTMs ajustadas por meio de modelos de regressão linear simples. Constata-se ainda que não há ganho, neste caso, em se adotar várias FTMs, sendo bastante razoável utilizar a FTM agregada.

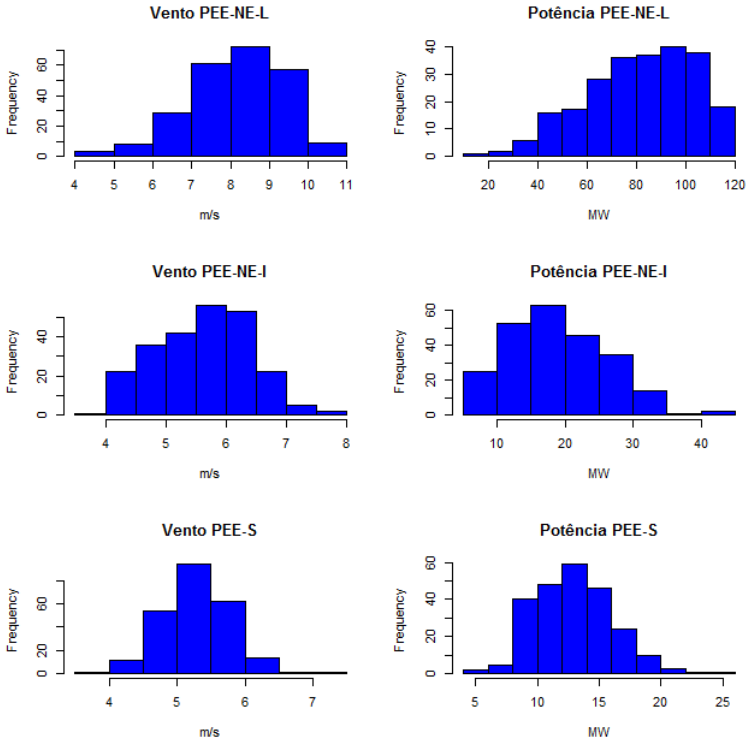


Figura 6 – Histogramas das médias mensais da velocidade de vento e da produção eólica. Fonte: Autores

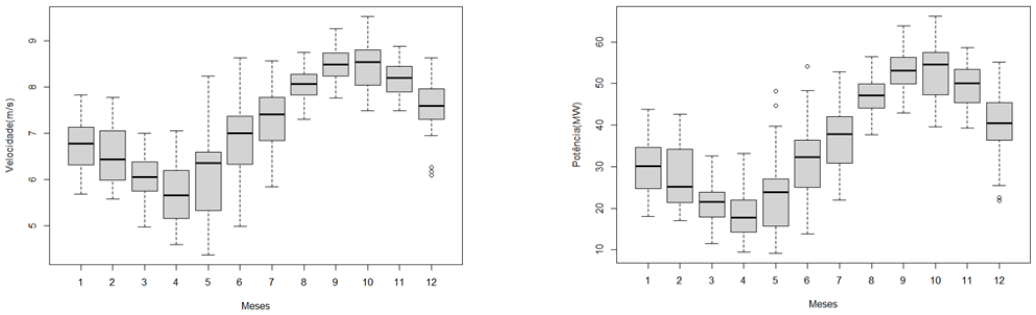


Figura 7 – *Boxplots* das médias mensais de velocidade de vento e produção eólica – PEE NE-L. Fonte: Autores

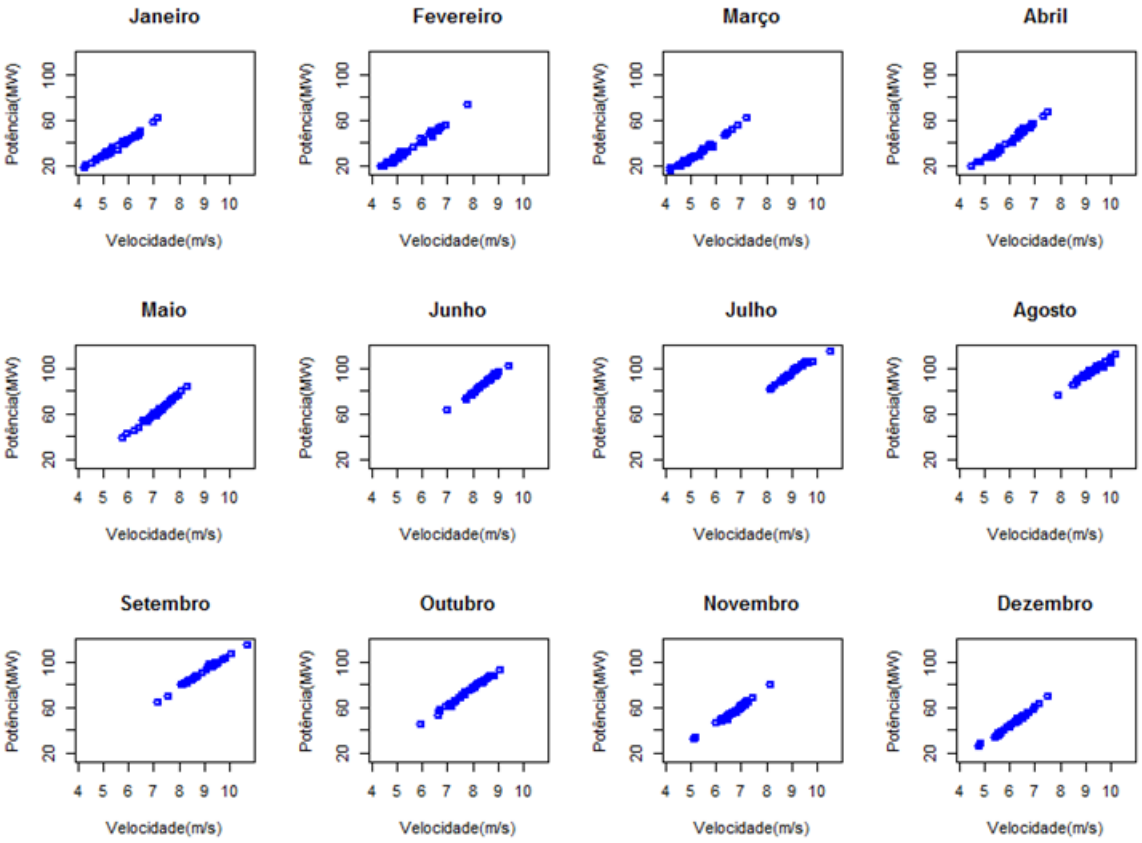


Figura 8 - Curvas de potência probabilísticas mensais para cada mês do ano – PEE NE-L. Fonte: Autores

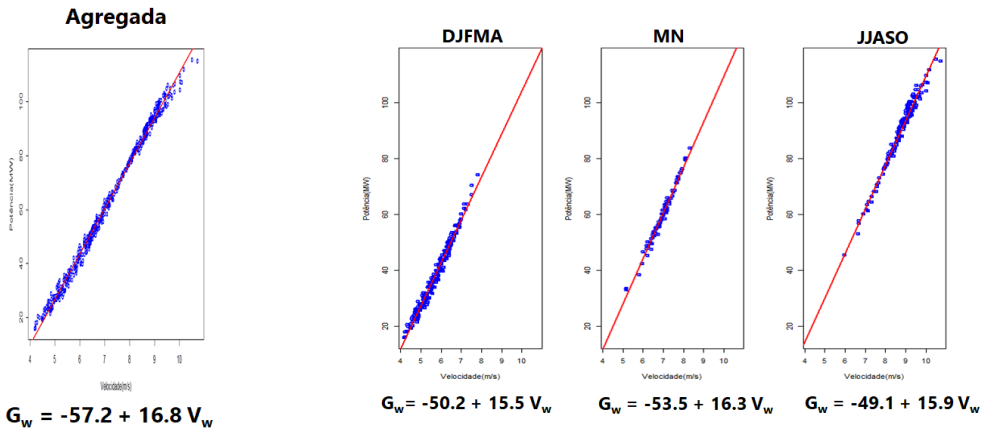


Figura 9 - Funções de Transferência Mensais - regressão linear simples – PEE NE-L. Fonte: Autores

5. Conclusões

Este trabalho apresentou uma metodologia para obtenção de funções que relacionam as médias mensais da velocidade de vento com as médias mensais de produção de energia em parques eólicos individuais ou agregados, consituindo-se em uma das etapas da metodologia em curso para

o aprimoramento da representação dos aproveitamentos eólicos no modelo de planejamento da operação de médio e logos prazos – o modelo NEWAVE.

A partir da metodologia desenvolvida para a geração de séries sintéticas mensais de ventos correlacionadas às afluências aos reservatórios das hidroelétricas, tais funções – denominadas de funções de transferência mensais (FTMs) - têm como finalidade a conversão dos cenários sintéticos das médias mensais da velocidade de vento nas correspondentes médias mensais da produção eólica, a serem utilizadas no algoritmo de Programação Dinâmica Dual Estocástica do modelo NEWAVE.

Como não está disponível uma base de dados com séries horárias consistidas e pareadas de velocidades de ventos e produções eólicas, para os parques existentes, ou pelo menos para aqueles vencedores nos leilões públicos de compra de energia elétrica, tornou-se necessário o desenvolvimento de um procedimento específico.

Assim, a metodologia proposta consiste na obtenção inicial de curvas de potência mensais, utilizando dados eólicos do Sistema Interligado Nacional, disponibilizados no sistema Sintegre ONS desde 2018, e em dados de reanálises de velocidade de vento, disponibilzados, por exemplo, pelo MERRA 2 (NASA) e ERA5 (ECMWF). As FTMs são então obtidas por meio métodos estatísticos para análise de regressão, desde os tradicionais modelos de regressão linear até abordagens mais flexíveis, como regressão linear por partes - ajustados às curvas de potência probabilísticas mensais de cada aproveitamento eólico.

Na aplicação da metodologia proposta foram utilizados, para cada parque eólico agregado, os dados horários disponibilizados para o ano de 2019 pelo Sintegre ONS, em conjunto com os dados horários de reanálise da velocidade de vento ao longo do período 1980-2019. Foram considerados as 35 subestações do subsistema Nordeste e as 12 subestações do subsistema Sul representadas no Sintegre ONS.

Os resultados indicaram que a dispersão das curvas de potência probabilísticas mensais são suavizadas em relação àquelas em escala horária, o que possibilita a construção de FTMs entre vento e produção eólica por meio de regressões lineares simples ou por partes. Também ficou evidenciado a adequação do procedimento proposto para o cômputo das funções de transferência dos parques eólicos brasileiros.

Referências

Custódio, R.S. (2009). Energia eólica para produção de energia elétrica, Rio de Janeiro: Eletrobrás.

Helseth, A. e Melo, A.C.G. (2020). Scheduling Toolchains in Hydro-Dominated Systems - Evolution, Current Status and Future Challenges for Norway and Brazil, SINTEF Energy Research Technical Report, 2020-08-10, May 2020, disponível em https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2672581?locale-attribute=en

Maceira, M.E.P. (1993). Programação Dinâmica Dual Estocástica Aplicada ao Planejamento da Operação Energética de Sistemas Hidrotérmicos com Representação do Processo Estocástico de Afluências por Modelos Auto-Regressivos Periódicos, Relatório Técnico CEPEL 237/93.

Maceira, M.E.P., Terry, L.A., Costa, F.S., Damázio, J.M. e Melo, A.C.G. (2002). Chain of optimization models for setting the energy dispatch and spot price in the Brazilian system, *14th Power Systems Computation Conference*, Seville, Spain.

Maceira, M.E.P., Duarte, V.S., Penna, D.D.J., Moraes, L.A.M. e Melo, A.C.G. (2008). Ten Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil - Description of the NEWAVE Program, *16th Power Systems Computation Conference*, Scotland.

Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G. e Zimmermann, M.P. (2016). Application of stochastic programming and Probabilistic Analyses as Key Parameters for Real Decision Making regarding Implementing or Not Energy Rationing – A Case Study for the Brazilian Hydrothermal Interconnected System, *19th Power System Computation Conference*, Genoa, Italy.

Maceira, M.E.P., Penna, D.D.J, Diniz, A.L., Pinto, R.J., Melo, A.C.G., Vasconcellos, C.V. e Cruz, C.B. (2018). Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model, *20th Power System Computation Conference*, Dublin, Ireland.

Maceira, M.E.P., Melo, A.C.G., Pessanha, J.F.M., Cruz, C.B., Almeida, V.A., Justino, T. C. (2020). Uma Abordagem para a Representação das Incertezas da Fonte de Geração Eólica no Modelo Newave, Cadernos do IME – Série Estatística, v. 48, p.1 – 36.

Melo, A.C.G., Zimmermann, M., Maceira, M.E.P. e Damazio, J.M. (2020). Challenges and Outlook for the Hydropower Development in Brazil", *International Journal of Hydropower&Dams*, London.

MME - Ministério de Minas e Energia e EPE - Empresa de Pesquisa Energética (2020). Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. Relatório Técnico.

ONS NT 151/2018, Operador do Sistema Elétrico, Desenvolvimento Metodológico para Previsão de Geração de Fonte Eólica.

Pereira, M.V.F. e Pinto, L.M.V.G. (1991). Multi Stage Stochastic Optimization *Applied to Energy Planning, Mathematical Programming*, v. 52, pp. 359-375.

Pessanha, J.F.M., Melo, A.C.G., Bessa, R.J.G.S.B. e Almeida, V.A. (2019). Uma metodologia para geração de cenários de produção eólica compatíveis com as correlações espaciais entre os regimes de ventos. *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Belo Horizonte.

Pessanha, J.F.M., Almeida, V.A. e Melo, A.C.G. (2020). Fator de capacidade da geração eólica na região Nordeste: um estudo com dados de reanálises oriundos do MERRA-2 (global). *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*, Santo André.

Staffell, I. e Pfenninger, S. (2016). Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output**.** Energy 114, pp. 1224-1239.