

# Avaliação do Impacto da Intermitência da Geração Eólica na Estabilidade de Tensão de Sistemas Elétricos de Potência de Médio Porte Utilizando um Método de Análise de Sensibilidade

Jhonatan Nascimento da Costa\*, João Alberto Passos Filho\*

\*Departamento de Energia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG, Brasil  
(e-mail: joao.passos@ufff.edu.br).

---

**Abstract:** This work evaluates the impacts on the voltage stability of a large power system, due to the presence of wind generation and its intermittent characteristic. For this purpose, linear and quadratic sensitivities of the Loading Margin with respect to the wind speed are calculated. These sensitivities are based on the equations inserted into a power flow formulation capable of representing the secondary frequency regulation. With these sensitivities, changes in the Loading Margin due to wind speed perturbations in the wind farms can be estimated. In addition, a sensitivity of the state variables at the Maximum Loading Point of the system with respect to the wind speed is obtained during the calculation of the quadratic sensitivity as a byproduct. With this sensitivity of the state variables, the redispatch of the synchronous generators after wind speed perturbations in the wind farms can be estimated. Two types of wind generators are considered in the analyses, the Doubly Fed Induction Generators and the Stall Regulated Fixed Speed Wind Generators. Estimates with good approximations of the Loading Margin are obtained in a medium-scale power system containing these types of wind generators, demonstrating the effectiveness of the proposed methodology.

**Resumo:** Este trabalho avalia, em uma segunda etapa, o impacto da característica intermitente da geração eólica na estabilidade de tensão dos Sistemas Elétricos de Potência. Para tanto, sensibilidades lineares e quadráticas da Margem de Carregamento com relação à velocidade do vento são calculadas. Estas sensibilidades baseiam-se nas equações inseridas em uma formulação do fluxo de potência capaz de representar a regulação secundária de frequência. Com estas sensibilidades, alterações na Margem de Carregamento devido a perturbações na velocidade do vento nas fazendas eólicas podem ser estimadas. Além disso, uma sensibilidade das variáveis de estado no Ponto de Máximo Carregamento do sistema com relação à velocidade do vento é obtida durante o cálculo da sensibilidade quadrática como um subproduto. Com esta sensibilidade das variáveis de estado, a geração de potência ativa dos geradores síncronos após perturbações na velocidade do vento nas fazendas eólicas pode ser estimada. Dois tipos de geradores eólicos são considerados, os Geradores de Indução Duplamente Alimentados e os Geradores Eólicos de Velocidade Fixa Regulados por *Stall*. São obtidas boas estimativas da Margem de Carregamento nos estudos de casos em redes de médio porte contendo estes tipos de geradores eólicos, demonstrando a eficácia da metodologia proposta.

**Keywords:** wind generation; sensitivity analysis; Loading Margin; voltage stability.

**Palavras-chaves:** geração eólica; análise de sensibilidade; margem de carregamento; estabilidade de tensão.

---

## 1. INTRODUÇÃO

### 1.1 Motivação

A geração eólica tem registrado um crescimento significativo nos últimos anos. Este crescimento tem sido estimulado pelo aumento contínuo dos custos das fontes de energia clássicas, principalmente as baseadas em combustíveis fósseis, a redução nos custos de produção das turbinas eólicas, incentivos governamentais, avanços tecnológicos e a demanda pública pela utilização de fontes de energia mais limpas (Wu, et al., 2011). A Fig. 1 ilustra este crescimento

com a apresentação da capacidade instalada de geração eólica registrada no mundo nos últimos anos. Verifica-se que a geração eólica triplicou neste período. Atualmente a geração eólica apresenta a segunda maior capacidade de geração instalada no mundo entre as fontes renováveis de energia (IRENA, 2019).

A geração eólica apresenta como principal característica a intermitência. Esta característica é devida a dependência desta fonte renovável de energia com a velocidade do vento, a qual possui uma natureza estocástica. Para ilustrar tal característica considere os gráficos da Fig. 2. A Fig. 2a apresenta a geração eólica total no nordeste do Brasil no dia

30/05/2018. A Fig. 2b apresenta a geração eólica das usinas conectadas na subestação de 230 kV em Igaporã II, no Brasil, mais especificamente no sudoeste do estado da Bahia, nos dias 19/10/2017 e 27/09/2017. Verifica-se que os perfis de geração eólica foram altamente variáveis nestas datas e locais.

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2019).

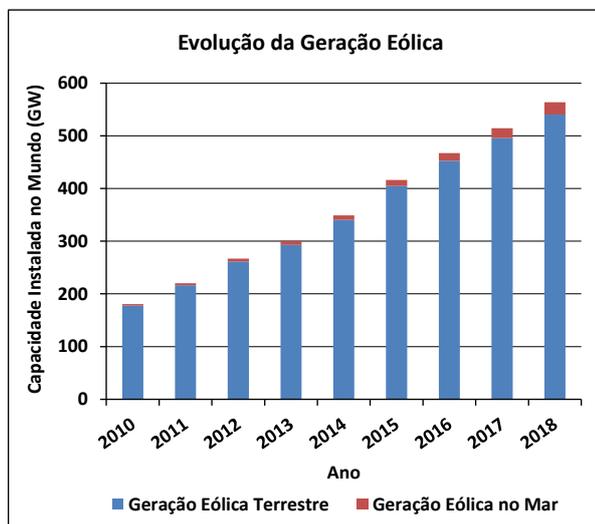


Fig. 1 Evolução da Capacidade Instalada de Geração Eólica no Mundo.

O crescimento da geração eólica, somado a sua característica intermitente, pode resultar em grandes variações nos níveis de geração dos sistemas em pequenos intervalos de tempo. Estas variações podem provocar alterações significativas nos fluxos de potência ativa e reativa nas linhas de transmissão e nas tensões dos barramentos, e com isso impactar a estabilidade de tensão das redes elétricas. Logo, a avaliação do impacto da intermitência eólica na estabilidade de tensão dos sistemas torna-se muito importante para garantir uma operação segura.

Fonte: Adaptado de (Lins, 2018).

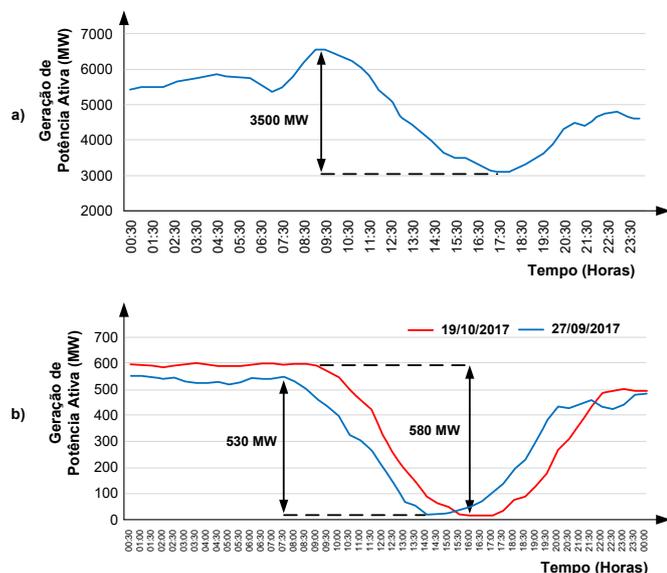


Fig. 2 Exemplos da Intermitência Eólica: a) Geração Eólica Total do Nordeste, b) Geração Eólica das Usinas Conectadas a Subestação de 230 kV em Igaporã II.

O impacto da característica intermitente da geração eólica na estabilidade de tensão pode ser avaliado pela Margem de Carregamento (MC) dos sistemas. De acordo com (Van Cutsem & Vournas, 2007) e (Canizares & others, 2002), a MC é definida como sendo a diferença entre o somatório das cargas ativas no Ponto de Máximo Carregamento (PMC), obtido para uma dada direção de incremento de carga, e no ponto de operação atual. Como o PMC está associado com o ponto de colapso de tensão quando as cargas do sistema são modeladas como potência constante, a MC fornece uma indicação de proximidade a este ponto e, portanto é considerada um índice amplamente aceito de segurança de tensão.

A MC de um sistema pode ser determinada traçando-se a curva PV. Esta curva pode ser obtida com a solução de sucessivos fluxos de potência para acréscimos graduais de carga. A avaliação do impacto da característica intermitente da geração eólica na estabilidade de tensão através do cálculo da curva PV, no entanto, não é interessante. Isto porque a mesma terá que ser computada sempre que houver uma mudança nos níveis de geração eólica. Desta forma, um método alternativo que seja rápido computacionalmente e também eficiente torna-se útil para este tipo de análise.

### 1.2 Revisão da Literatura

A estabilidade de tensão em redes elétricas contendo geração eólica tem sido abordada na literatura. Em (Souxes, et al., 2017), (Zhai & Liu, 2014) e (Londero, et al., 2015) são avaliados os impactos na estabilidade de tensão devido ao emprego de diferentes estratégias de controle de potência reativa nos Geradores Eólicos de Velocidade Variável (GEVVs). Em (Londero, et al., 2017) são investigados os impactos dos limites operacionais dos Geradores eólicos de Indução Duplamente Alimentados (GIDAs) na estabilidade de tensão, baseando-se para tanto na curva de capacidade destes equipamentos. Em (Kumar, et al., 2014) é proposta uma metodologia para coordenar a geração de potência reativa dos GEVVs com o suprimento de potência reativa de outras fontes de energia, com o objetivo de aumentar a MC. Em (Burchett, et al., 2017) é proposto um método para estimar modelos equivalentes de Thévenin, a fim de analisar a estabilidade de tensão de um conjunto de fazendas eólicas. Em (Vournas, et al., 2017) e (Vournas & Souxes, 2016) são investigados os efeitos do suporte de potência reativa das fazendas eólicas na MC dos sistemas. Por fim, em (da Costa, et al., 2019) a metodologia empregada neste trabalho é avaliada em sistemas tutoriais e de pequeno porte.

### 1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal avaliar os impactos da natureza intermitente da geração eólica na estabilidade de tensão de um sistema de médio porte. Para tanto uma análise estática da sensibilidade da MC para perturbações na velocidade do vento nas fazendas eólicas é realizada. As sensibilidades linear e quadrática propostas em (Greene, et

al., 1997) são empregadas nesta análise, permitindo estimar de forma rápida e precisa a MC de sistemas com geração eólica. Estas sensibilidades são calculadas no PMC com base nas equações de regime permanente inseridas em uma formulação de fluxo de potência capaz de representar a regulação secundária de frequência. Como um subproduto do cálculo da sensibilidade quadrática, obtém-se uma sensibilidade das variáveis de estado no PMC do sistema. Com esta última é possível obter uma estimativa da geração de potência ativa dos geradores síncronos após alterações na velocidade do vento nas fazendas eólicas. Dois tipos de geradores eólicos são considerados nas análises, um de velocidade fixa e outro de velocidade variável.

#### 1.4 Estrutura do Trabalho

A seção 2 discorre sobre a formulação de fluxo de potência capaz de representar a regulação secundária de frequência em redes contendo geração eólica. A seção 3 trata da inclusão dos geradores eólicos neste problema de fluxo de potência. A seção 4 apresenta a análise de sensibilidade proposta. A seção 5 apresenta os resultados encontrados, e por fim, a seção 6 apresenta as conclusões deste trabalho.

## 2. FLUXO DE POTÊNCIA COM REGULAÇÃO SECUNDÁRIA DE FREQUÊNCIA

Na operação real dos sistemas de potência, há a atuação da regulação secundária de frequência caso ocorra perturbações no balanço entre a geração e a demanda, com o objetivo de restaurar a frequência para seu valor nominal. Logo, considerando que uma perturbação na velocidade do vento de uma fazenda eólica impacta neste balanço, torna-se interessante incluir o princípio de atuação desta regulação na análise de sensibilidade da MC proposta. Para tornar isto possível, este trabalho emprega a formulação de fluxo de potência apresentada em (da Costa, et al., 2019) capaz de representar a regulação secundária de frequência em redes elétricas contendo geração eólica. Esta formulação de fluxo de potência, denominada de Fluxo de Potência com Regulação Secundária de Frequência (FPRSF), realiza uma distribuição de carga entre as unidades de geração do sistema para efetuar o balanço entre a geração e a demanda. Como os geradores eólicos não são despacháveis, a distribuição de carga é feita entre os geradores síncronos somente, os quais são modelados no FPRSF como barras do tipo PV. A distribuição de carga ativa entre os geradores síncronos é realizada com fatores de participação, que definem a relação entre a variação de geração de um gerador síncrono e a do seu subsequente. A geração de potência ativa dos geradores síncronos é considerada uma variável de estado no FPRSF. Por fim, para efetuar a referência angular do sistema, o ângulo de uma barra qualquer é mantido constante durante a solução do FPRSF.

## 3. MODELAGEM E INCLUSÃO DOS GERADORES EÓLICOS NO FPRSF

Este trabalho considera dois tipos de geradores eólicos, a saber: Os Geradores Eólicos de Velocidade Fixa Regulados por *Stall* (GEVF-RS) e os GIDAs (de velocidade variável).

Os GEVF-RS possuem uma conexão direta com a rede elétrica, sem nenhuma unidade conversora de potência para controlar a qualidade da energia produzida. Além disso, estes equipamentos possuem as pás da turbina fixadas no cubo do rotor com um ângulo de ataque ótimo em relação ao vento. O design aerodinâmico das pás destes geradores é projetado de tal forma que para velocidades do vento menores que a nominal, a turbina possa capturar o máximo de energia possível do vento, e já para velocidades do vento maiores que a nominal ocorra o processo de travamento da turbina (Wu, et al., 2011).

Os GIDAs possuem os circuitos do estator e do rotor ambos alimentados. O circuito do estator é conectado diretamente a rede elétrica, enquanto que o circuito do rotor é conectado a rede através de dois conversores estáticos de potência conectados em série. Estes geradores podem operar com um Nível de Reserva de Geração de Potência Ativa (NRGPA) para certos valores de ângulo de *pitch* (do inglês: passo) e de velocidade angular mecânica do rotor, e desta forma com um nível de potência inferior ao ótimo. Com relação ao controle de potência reativa, os GIDAs operam normalmente com fator de potência constante (da Costa, et al., 2019).

Este trabalho emprega os modelos matemáticos desenvolvidos em (da Costa, et al., 2019) para os GEVF-RS e os GIDAs em termos da velocidade do vento. A inclusão destes modelos no FPRSF é realizada como apresentado na referência supracitada.

## 4. ANÁLISE DE SENSIBILIDADE PROPOSTA

Considere que o sistema apresentado na Fig. 3a represente de forma genérica uma rede que contenha geração eólica. Supondo que a fazenda eólica opere com uma determinada velocidade do vento, pode-se obter a MC do sistema em questão através do traçado da curva PV para a barra de carga, como apresentado na Fig. 3b. Caso a velocidade do vento sofra alguma perturbação, o perfil de geração na fazenda eólica sofrerá alteração, e consequentemente a barra de carga terá uma nova curva PV, com uma MC diferente da inicialmente encontrada, como exposto na Fig. 3b, onde  $\Delta MC$  representa a variação da MC decorrente da perturbação na velocidade do vento. Logo, tendo-se em conta que o valor do PMC de um sistema que contém geração eólica depende da velocidade do vento nas fazendas eólicas, este trabalho propõe utilizar as sensibilidades linear e quadrática apresentadas em (Greene, et al., 1997) para estimar possíveis alterações na MC de redes elétricas contendo geração eólica diante de perturbações na velocidade do vento, com o objetivo de evitar o recálculo das curvas PV. A formulação matemática destas sensibilidades aplicada a variável velocidade do vento é apresentada nesta seção.

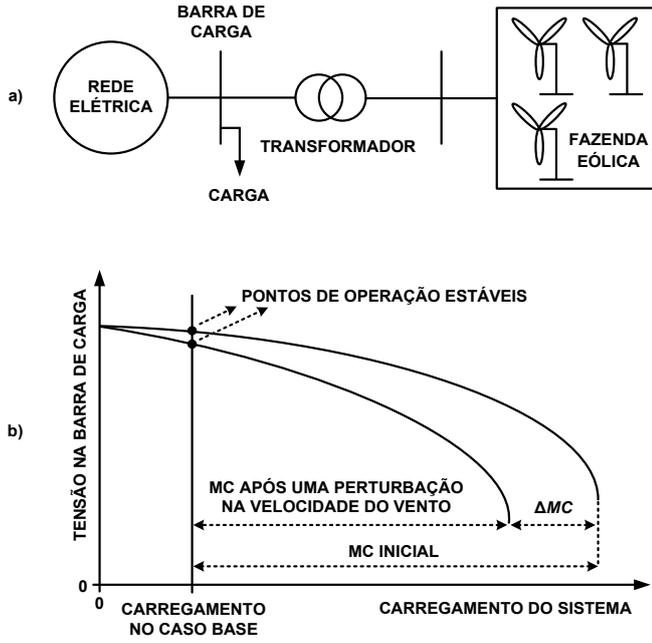


Fig. 3 Impacto da Velocidade do Vento na MC: a) Sistema Genérico Contendo Geração Eólica. b) Curvas PV da Barra de Carga.

As sensibilidades linear e quadrática da MC são determinadas no PMC do sistema. Logo, antes de se calcular estas sensibilidades, o Método da Continuação deve ser executado para obter este ponto de operação. Com o PMC computado, assume-se que um sistema contendo geração eólica possa ser representado neste ponto de operação pelo conjunto de equações de regime permanente  $F$  apresentado em (1), que incorpora os modelos matemáticos desenvolvidos para os GEVF-RS e os GIDAs em (da Costa, et al., 2019), e de um modo geral todas as equações inseridas no FPRSF. Em (1),  $x$  é um vetor que contém as variáveis de estado do fluxo de potência,  $c$  é um vetor composto pelas cargas ativas e reativas do sistema no PMC, e  $V_w$  é a velocidade do vento.

$$F(x, c, V_w) = 0 \quad (1)$$

Com o PMC determinado, define-se a direção de incremento de carga do sistema. Logo, considerando-se que  $c_0$  seja um vetor composto pelas cargas ativas e reativas do sistema no caso base e que  $a'$  seja um vetor que indica a direção de incremento de carga, tem-se que o vetor  $c$  é definido por (2).

$$c = c_0 + (a' \times MC) \quad (2)$$

Considerando-se a equação (2) e a definição de MC apresentada em (3), encontra-se a direção de incremento de carga através da equação (4), onde  $c_{A0}$  é um vetor composto pelas cargas ativas do sistema no caso base, e  $c_A$  é um vetor composto pelas cargas ativas do sistema no PMC.

$$MC = \sum c_A - \sum c_{A0} \quad (3)$$

$$a' = (c - c_0) / (\sum c_A - \sum c_{A0}) \quad (4)$$

Com a direção de incremento de carga definida, as sensibilidades linear e quadrática da MC são avaliadas no PMC do sistema para perturbações na velocidade do vento das fazendas eólicas, conforme apresentado nas subseções seguintes.

#### 4.1 Cálculo da Estimativa Linear

A estimativa linear da variação da MC para perturbações na velocidade do vento ( $\Delta V_w$ ) é dada por (5).

$$\Delta MC = S_L \times \Delta V_w = -\frac{w^t F_{V_w}}{w^t F_c a'} \times \Delta V_w \quad (5)$$

Onde:

$S_L$  - sensibilidade linear da MC;

$w$  - autovetor à esquerda associado ao autovalor nulo da matriz Jacobiana no PMC;

$F_{V_w}$  - vetor formado pela derivada da equação (1) com relação à velocidade do vento;

$F_c$  - matriz formada pela derivada da equação (1) com relação às cargas do sistema.

#### 4.2 Cálculo da Estimativa Quadrática

A estimativa quadrática da variação da MC para perturbações na velocidade do vento nas fazendas eólicas é mais precisa do que a estimativa linear apresentada anteriormente, porém demanda um maior esforço computacional, uma vez que necessita de cálculos adicionais.

A estimativa quadrática da variação da MC para perturbações na velocidade do vento nas fazendas eólicas é dada por (6).

$$\Delta MC = S_L \Delta V_w + 0,5 S_Q \Delta V_w^2 \quad (6)$$

A sensibilidade quadrática ( $S_Q$ ) da MC é definida em (7).

$$S_Q = \frac{-1}{w^t F_c a'} \left( x_{V_w}^t F_{xx} x_{V_w} + 2w^t F_{xV_w} x_{V_w} + w^t F_{V_w V_w} \right) \quad (7)$$

Onde:

$x_{V_w}$  - sensibilidade das variáveis de estado com relação à velocidade do vento;

$F_{xx}$  - matriz Hessiana;

$F_{xV_w}$  - Derivada da Jacobiana ( $F_x$ ) com relação à velocidade do vento;

$F_{V_w V_w}$  - Derivada segunda da equação (1) com relação à velocidade do vento.

A sensibilidade das variáveis de estado no PMC com relação à velocidade do vento é calculada através da equação (8), onde  $v$  é o autovetor à direita associado ao autovalor nulo da

matriz Jacobiana no PMC.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{F}_x \\ \mathbf{vF}_{xx} \end{bmatrix} \mathbf{x}_{V_w} = \begin{bmatrix} -\mathbf{F}_{V_w} - \mathbf{F}_c \mathbf{a}' S_L \\ -\mathbf{vF}_{xV_w} \mathbf{w} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Com o termo  $\mathbf{x}_{V_w}$  calculado, as alterações  $\Delta \mathbf{x}$  nas variáveis de estado do sistema no PMC devido a perturbações na velocidade do vento podem ser estimadas através de (9). Como a geração de potência ativa dos geradores síncronos é uma das variáveis de estado, a mesma pode ser estimada após perturbações na velocidade do vento. Desta forma, é possível verificar se algum gerador síncrono irá atingir o limite de geração de potência ativa, caso possuam um, durante o incremento de carga do sistema para a nova velocidade do vento na fazenda eólica.

$$\Delta \mathbf{x} = \mathbf{x}_{V_w} \times \Delta V_w \quad (9)$$

## 5. RESULTADOS

Nesta seção a metodologia proposta é avaliada em um sistema de grande porte, o sistema IEEE-118 barras. As cargas do sistema são modeladas como potência constante, a regulação secundária de frequência é realizada com fatores de participação unitários para os geradores síncronos, e os limites de geração de potência ativa e reativa das máquinas síncronas (geradores e compensadores) estão abertos. A barra 69 é considerada a referência angular do sistema. Dez fazendas eólicas são incorporadas neste sistema, mais especificamente nas barras destacadas em azul e em vermelho do diagrama unifilar apresentado na Fig. 4. Nas barras destacadas em azul são conectadas fazendas eólicas compostas por GIDAS, enquanto que nas barras destacadas em vermelho são conectadas fazendas eólicas compostas por GEVF-RS. Cada fazenda eólica contém 40 geradores eólicos. Os GIDAS operam com NRGPA igual a 5% e com fator de potência igual a 0,95 capacitivo. Os dados dos geradores eólicos e do sistema em questão podem ser encontrados em (da Costa, et al., 2019) e (Christie, 1993) respectivamente.

Tendo em conta que em regiões do Brasil com grande predominância de vento há de acordo com (GWA, 2019) uma velocidade do vento média de aproximadamente 9,5 m/s, considera-se que as fazendas eólicas operam com tal valor de velocidade do vento. A partir desta consideração, estimativas da MC e também da geração de potência ativa de um dos geradores síncronos no PMC são efetuadas para perturbações positivas e negativas na velocidade do vento nas fazendas eólicas. Para validar os resultados encontrados com as estimativas, a MC real e também a geração real de potência ativa do gerador síncrono no PMC após as perturbações na velocidade do vento são obtidas com a execução do Método da Continuação.

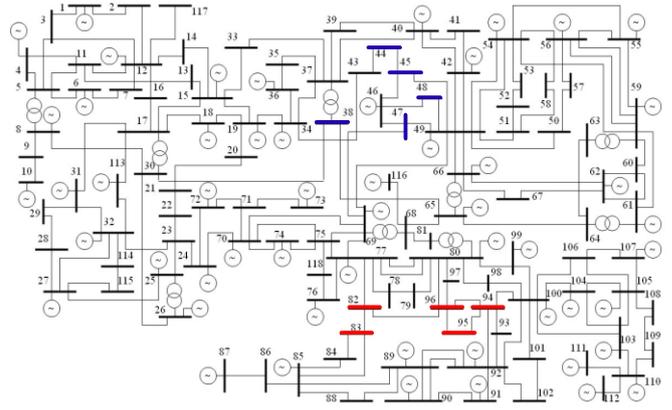


Fig. 4 Sistema IEEE-118 Barras.

Para calcular o PMC do sistema IEEE-118 barras com 10 fazendas eólicas, e então determinar as sensibilidades da MC e das variáveis de estado neste ponto de operação, todas as cargas do sistema são incrementadas pelo mesmo fator de carregamento, mantendo os fatores de potência constantes, durante a execução do Método da Continuação.

A Fig. 5 apresenta as estimativas lineares e quadráticas da MC, os valores reais da MC e os erros absolutos correspondentes, para perturbações positivas e negativas na velocidade do vento das dez fazendas eólicas. Constatou-se que as estimativas lineares e quadráticas obtiveram resultados precisos da MC, com erros absolutos aceitáveis. Comparativamente, a estimativa quadrática representou de forma mais fiel o comportamento real da MC, encontrando, por conseguinte erros absolutos menores. Nota-se também que a MC do sistema é beneficiada com o aumento da velocidade do vento nas fazendas eólicas, uma vez que este índice de segurança de tensão sofre um crescimento. Por fim, verifica-se que a MC real apresentou uma taxa de variação de aproximadamente 71% (calculada com base na MC real encontrada para  $\Delta V_w = 0$ ) com as perturbações na velocidade do vento.

Como a regulação secundária de frequência é efetuada com fatores de participação unitários para os geradores síncronos, as curvas de geração de potência ativa destes equipamentos no PMC para perturbações na velocidade do vento apresentam comportamentos similares. Logo, somente o gerador síncrono que possui maior taxa de variação de geração real de potência ativa com as perturbações na velocidade do vento, tem apresentadas as curvas formadas pelos valores reais e estimados de geração.

Dentre os geradores síncronos do sistema IEEE-118 barras com dez fazendas eólicas, o conectado na barra 87 é o que possui a maior taxa de variação de geração real de potência ativa no PMC com as perturbações na velocidade do vento. A Fig. 6 apresenta os valores estimados e reais de geração de potência ativa deste equipamento no PMC, e também os erros absolutos correspondentes, para as perturbações negativas e positivas efetuadas na velocidade do vento das dez fazendas eólicas. Nota-se que as estimativas foram bem precisas, principalmente para perturbações de pequena magnitude. Constatou-se também que a geração real de potência ativa

apresenta uma grande taxa de variação com as perturbações na velocidade do vento, com valor aproximado de 24% (calculado com base na geração real encontrada para  $\Delta V_w = 0$ ).

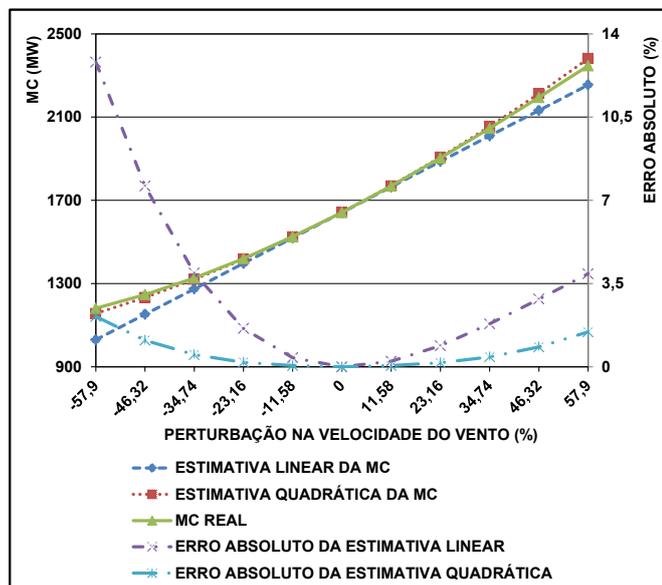


Fig. 5 Estimativa Linear e Quadrática da MC.

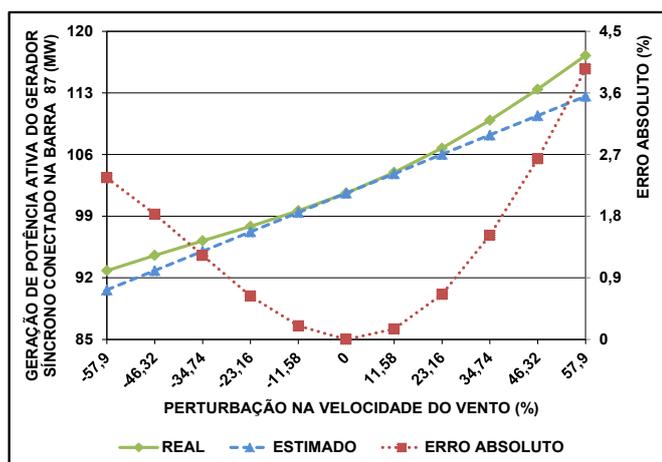


Fig. 6 Estimativa da Geração de Potência Ativa do Gerador Síncrono Conectado na Barra 87.

## 6. CONCLUSÕES

A partir dos resultados encontrados nota-se que há uma tendência de aumento dos erros absolutos com maiores perturbações na velocidade do vento. Isto já era esperado uma vez que a metodologia proposta baseia-se na linearização das equações do fluxo de potência, sendo, portanto mais precisa para pequenas perturbações. É importante destacar que apesar desta tendência de aumento dos erros absolutos, os erros encontrados ainda são aceitáveis. Por fim, constata-se que as perturbações na velocidade do vento das fazendas eólicas tiveram um impacto significativo na Margem de Carregamento real do sistema IEEE-118 barras e também na geração real de potência ativa do gerador síncrono conectado na barra 87, evidenciando a

necessidade de tal pesquisa.

## REFERÊNCIAS

- Burchett, S. M. et al., 2017. *Voltage stability analysis of a wind hub using Thevenin equivalent models estimated from measured data*. s.n., pp. 1-6.
- Canizares, C. & others, 2002. *Voltage stability assessment: concepts, practices and tools*. IEEE/PES Power System Stability Subcommittee Special Publication.
- Christie, R., 1993. *Power systems test case archive: 118 bus power flow test case*. University of Washington, Department of Electrical Engineering.
- da Costa, J. N., Passos Filho, J. A. & Henriques, R. M., 2019. Loading margin sensitivity analysis in systems with significant wind power generation penetration. *Electric Power Systems Research*, Volume 175, p. 105900.
- Greene, S., Dobson, I. & Alvarado, F. L., 1997. Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters. *IEEE Transactions on Power Systems*, 12(1), pp. 262-272.
- GWA, 2019. *Global wind atlas*. <https://globalwindatlas.info>.
- IRENA, 2019. *International renewable energy agency*. <https://www.irena.org/>.
- Kumar, V. S. S., Reddy, K. K. & Thukaram, D., 2014. Coordination of reactive power in grid-connected wind farms for voltage stability enhancement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), pp. 2381-2390.
- Lins, F. G., 2018. *Desafios da operação, em tempo real, do sistema elétrico brasileiro com a inserção da geração eólica*. s.n.
- Londero, R. R., Affonso, C. M. & Vieira, J. P. A., 2017. Effects of operational limits of DFIG wind turbines on long-term voltage stability studies. *Electric Power Systems Research*, Volume 142, pp. 134-140.
- Londero, R. R., de Mattos Affonso, C. & Vieira, J. P. A., 2015. Long-term voltage stability analysis of variable speed wind generators. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(1), pp. 439-447.
- Souxes, T., Tzounas, G. & Vournas, C., 2017. *Effect of wind variability in the emergency reactive support provided by wind farms*. s.n., pp. 1-6.
- Van Cutsem, T. & Vournas, C., 2007. *Voltage stability of electric power systems*. Springer Science and Business Media.
- Vournas, C., Anagnostopoulos, I. & Souxes, T., 2017. Transmission support using wind farm controls during voltage stability emergencies. *Control Engineering Practice*, Volume 59, pp. 100-110.
- Vournas, C. & Souxes, T., 2016. *Modeling reactive support from distributed resources in hellenic interconnected system*. s.n., pp. 1-5.
- Wu, B., Lang, Y., Zargari, N. & Kouros, S., 2011. *Power conversion and control of wind energy systems*. John Wiley and Sons.
- Zhai, J. & Liu, H., 2014. *Reactive power control strategy of DFIG wind farms for regulating voltage of power grid*. s.n., pp. 1-5.