

Maximização da Transferência de Potência em Sistemas com Penetração Eólica

Junior N. N. Costa*. Wesley Peres*. Francisco C. R. Coelho*. Bruna C. Ferreira*.

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEL/UFSJ/CEFET-MG)
 Departamento de Engenharia Elétrica (DEPEL), Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ),
 São João-del Rei, MG, Brasil (e-mails: juniornatanncosta@gmail.com; wesley.peres@ufsj.edu.br;
 franciscocoelho@ufsj.edu.br; bruna.cfpta@hotmail.com).

Abstract: This paper proposes an approach to maximize the Total Transfer Capacity (*TTC*) between two areas of power systems with wind energy. The objective is to adjust the control variables of conventional generators (terminal voltage and active power) and wind turbines (terminal voltage) taking into account constraints of voltage, active and reactive power generation, loading of transmission lines and damping ratio (to ensure small-signal stability). This is a non-convex and nonlinear optimization problem called *SS-COPF* (*Small-Signal Stability Constrained Optimal Power Flow*), solved in the literature by analytical methods based on approximations that may compromise the convergence of the iterative process. In this work, the *SS-COPF* will be solved through a bioinspired optimization technique based on particle swarm (*PSO*), without any approximation to treat stability indices. The considered wind turbines model is the *DFIG* (*Doubly-Fed Induction Generator*) type, known for reducing mechanical stress and optimizing energy capture due to variable speed operation.

Resumo: Este artigo propõe uma abordagem para maximizar a Capacidade Total de Transferência (*Total Transfer Capacity - TTC*) de potência entre duas áreas de um sistema de transmissão com geração eólica. O objetivo é ajustar as variáveis de controle dos geradores convencionais (tensão terminal e potência ativa) e dos aerogeradores (tensão terminal). Esse ajuste leva em consideração restrições de tensão, potência ativa e reativa, carregamento das linhas de transmissão e também restrições de amortecimento (para garantia da estabilidade a pequenas perturbações). Essa abordagem, denominada de Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Estabilidade a Pequenas Perturbações - *SS-COPF* (*Small-Signal Stability Constrained Optimal Power Flow*) resulta em um problema de otimização não convexo e não linear, resolvido na literatura por métodos baseados em aproximações que podem comprometer a convergência do processo iterativo. Neste artigo, o problema será resolvido através de uma técnica de otimização bioinspirada baseada no enxame de partículas (*PSO*), sem aproximações para tratamento da restrição de estabilidade. Os aerogeradores considerados serão do tipo *DFIG* (geradores de indução duplamente alimentados), configuração que reduz o estresse mecânico e otimiza a captura de energia devido a operação em velocidade variável.

Keywords: *TTC*; *SS-COPF*; Particle Swarm Optimization; *DFIG*.

Palavras-chaves: *TTC*; *SS-COPF*; Otimização baseada em Enxame de Partículas; *DFIG*.

1. INTRODUÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) têm sido operados próximos de seus limites de capacidade (Sauer & Pai, 1998) e com crescente penetração de energia renovável intermitente, o que torna a operação desses sistemas mais desafiadora. Nesse contexto, são requeridas ferramentas eficientes para o planejamento e monitoramento dos SEP. Uma classe dessas ferramentas é a que determina a Capacidade de Transferência de Potência entre áreas (*Total Transfer Capability - TTC*) (Dudurych et al., 2012; Mohammed et al., 2019).

A *TTC* é dada pelo somatório dos fluxos de potência ativa passantes nas linhas de interligação entre áreas, sendo de grande importância, por exemplo, em mercados de energia

(pois limita o quanto de potência pode ser vendida/adquirida entre diferentes áreas) (Mohammed et al., 2019).

A determinação da *TTC* é uma tarefa complexa, pois envolve restrições físicas e operacionais (tensões nodais, limites de geração de potência ativa e reativa, limites de potência nos ramos) bem como restrições de estabilidade (de tensão, transitória e de pequenas perturbações). Uma metodologia iterativa foi proposta em (Assis et al., 2007), utilizando fluxo de potência ótimo (FPO) para determinar a *TTC* e um sistema de inferência *fuzzy* para criar restrições de geração de potência ativa para o FPO caso as restrições associadas aos critérios de estabilidade de tensão e estabilidade angular (transitória e a pequenas perturbações) não sejam respeitados para o valor de *TTC* determinado. Entretanto, múltiplos cenários de operação (contingências) não são considerados. Uma revisão sobre os

métodos para determinação da *TTC* pode ser encontrada em (Mohammed et al., 2019).

O principal objetivo deste trabalho é a determinação da *TTC* considerando a restrição de estabilidade a pequenas perturbações. Destaca-se que este tipo de estabilidade têm sido o maior limitante no total de potência transferida entre áreas de alguns sistemas nos Estados Unidos (Chung et al., 2004) e Japão (S. Kim et al., 2019). A estabilidade a pequenas perturbações está associada ao amortecimento das oscilações eletromecânicas de baixa frequência entre os geradores síncronos do sistema, frente a ocorrência de pequenas variações de carga e geração (Sauer & Pai, 1998).

O método mais efetivo para o amortecimento dessas oscilações são os estabilizadores de sistemas de potência, que fazem o controle do sistema de excitação em regime transitório. Entretanto, o ajuste de estabilizadores é uma solução de longo prazo, isto é, tais controladores não são reajustados no cálculo da *TTC* (Chung et al., 2004). Neste sentido, as oscilações devem ser amortecidas pelo ajuste correto das variáveis do sistema (potência ativa gerada e tensões de geração). A estabilidade a pequenas perturbações é avaliada com base nos autovalores do sistema em espaço de estados (modelo linearizado) e pode ser mensurada a partir do autovalor dominante, seja pela sua abcissa espectral (parte real) ou coeficiente de amortecimento (Peres et al., 2018).

A primeira classe de métodos analíticos para cálculo da *TTC* está relacionada a metodologias de redespacho de potência ativa, tais como as propostas por (Chung et al., 2004; Parreiras et al., 2018). Tais metodologias efetuam o mínimo redespacho das unidades geradoras tal que um coeficiente de amortecimento mínimo seja obtido para o autovalor dominante a partir de um caso base. Entretanto, tais metodologias podem ser adaptadas de forma a se obter a máxima *TTC* entre as áreas exportadora e importadora. Nestas metodologias, limites de tensão, potência reativa e carregamento não são considerados.

A segunda classe de métodos analíticos para o cálculo da *TTC* consiste em incluir uma restrição de estabilidade no fluxo de potência ótimo tradicional. Esta restrição é dada pela abcissa espectral ou coeficiente de amortecimento (M. K. Kim et al., 2011; Li et al., 2020). Em tais metodologias, limites de tensão, de fluxos de potência e de geração de potência ativa e reativa são considerados. Na literatura, estes são conhecidos como Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança e de Estabilidade a Pequenas Perturbações (*Small-Signal based Security Constrained Optimal Power Flow – SS-SCOPF*). O termo “restrição de segurança” está associado à consideração de contingências no processo de solução.

Embora os métodos relatados nos dois parágrafos anteriores sejam eficientes por serem analíticos e baseados em derivadas, problemas de convergência podem ocorrer durante o processo iterativo devido à alternância do autovalor dominante. Isto é, em uma iteração (com determinado padrão de potência e tensão de geração), tem-se um determinado autovalor dominante para o qual se calcula as derivadas de primeira e segunda ordem necessárias nas metodologias analíticas. Na próxima iteração, quando as potências e tensões de geração são alteradas, o autovalor dominante pode sofrer alterações

fazendo com que oscilações numéricas ocorram (Chung et al., 2004). Além disso, o esforço computacional para a estimação das derivadas de primeira ordem pode ser elevado. Por fim, métodos analíticos trabalham com uma única solução, são sensíveis às condições iniciais e, quando divergem, deixam o usuário sem nenhuma resposta.

O presente trabalho aplica a metaheurística bioinspirada em Enxame de Partículas (*Particle Swarm Optimization – PSO*) (Kennedy & Eberhart, 1995) na solução do *SS-COPF* (*Small-Signal Stability Constrained Optimal Power Flow*), considerando a integração de geração eólica no sistema de potência. O objetivo é determinar máxima *TTC* através do ajuste dos controles dos geradores síncronos (potência ativa gerada e tensão de geração) e dos geradores eólicos (tensão de geração). Para que o controle de tensão seja possível nos parques eólicos, são considerados geradores de indução duplamente alimentados (*Doubly-Fed Induction Generator – DFIG*) (Milano, 2010).

O *SS-COPF* desenvolvido considera limites de tensão, de fluxo de potência nos ramos, e de geração de potência ativa e reativa. Utiliza-se o coeficiente de amortecimento do autovalor dominante em malha fechada como índice de estabilidade a pequenas perturbações. Ressalta-se que os índices de estabilidade são não convexos (Burke et al., 2003), tornando atrativa a aplicação de metaheurísticas para solução de problemas que considerem tais índices como restrições (que nesse caso são tratados no processo de solução sem o cálculo de derivadas). Além disso, metaheurísticas populacionais costumam apresentar um conjunto de soluções de boa qualidade ao usuário, que pode escolher a mais adequada. Por fim, a metodologia proposta permite a integração de ferramentas já consolidadas para solução do fluxo de potência e de análise modal (análise de estabilidade à pequenas perturbações), contrapondo-se aos métodos analíticos, que necessitam que novos códigos computacionais sejam implementados para o FPO.

A metodologia proposta foi implementada em MatLab™ com a utilização da Toolbox *PSAT* (*Power System Analysis Toolbox*) (Milano, 2007). Resultados preliminares são obtidos para um sistema teste de 9 barras no qual foi alocado um parque eólico.

2. O PARQUE EÓLICO

Apesar de serem irregulares na produção de eletricidade, os parques eólicos são capazes de fornecer energia sem risco de esgotamento de sua fonte primária e em conformidade com padrões operacionais, além de apresentarem, relativamente, baixos custos de operação e instalação (Slootweg, 2003).

Dentre os aerogeradores, um dos mais conhecidos na literatura é o *DFIG* (*Doubly-Fed Induction Generator*). Este também é um dos mais utilizados comercialmente devido a sua possibilidade de redução nas flutuações de produção de energia e extração ótima de potência considerando a variabilidade de velocidade do vento (Mei, 2008; Pulgar, 2010; Slootweg, 2003).

Um diagrama esquemático de um *DFIG* conectado à rede é apresentado na Fig. 1. E inclui, a turbina eólica, o sistema de eixos, um multiplicador de velocidades (caixa de engrenagens), um gerador de indução e conversores de modulação de largura de pulso (*PWM*) *back-to-back*.

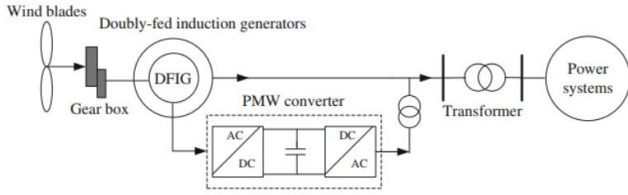


Fig. 1: Diagrama Esquemático do *DFIG*. Fonte: (Milano, 2010).

O eixo da turbina é acoplado ao eixo do *DFIG* por meio da caixa de engrenagens, que amplifica a baixa velocidade de entrada para a velocidade de operação do gerador. O circuito do estator é diretamente ligado à rede elétrica. O enrolamento do rotor é conectado à rede através de um conversor de frequência bidirecional em potência, composto por dois conversores eletrônicos acoplados via barramento CC.

Neste trabalho, a modelagem do *DFIG* foi baseada em (Milano, 2010). A dinâmica do controle de *pitch* presente na turbina é modelada. Sempre que a potência nominal do gerador é ultrapassada, devido ao aumento das velocidades do vento, as pás da turbina são giradas em torno de seu eixo longitudinal, mudando o ângulo de *pitch* para aumentar o ângulo de ataque do fluxo de ar. Isto diminui as forças aerodinâmicas atuantes e a extração de potência do vento pela turbina (Mei, 2008).

As dinâmicas de fluxo magnético do estator e rotor do *DFIG* são desprezadas, uma vez que, são consideradas rápidas em relação a dinâmica da rede, portanto, suas equações são assumidas em estado estacionário (equações algébricas). Já os conversores também apresentam dinâmica bastante rápida em relação aos transientes eletromecânicos, e são modelados como uma fonte de corrente ideal, onde as correntes de eixo direto e em quadratura são variáveis de estado usadas para o controle de tensão e potência (Milano, 2010).

A dinâmica do sistema de eixos também é modelada. Como os controles dos conversores podem amortecer as oscilações de eixo, com controles suficientemente eficientes, o eixo pode ser considerado rígido, ou seja, de massa única. Isso simplifica a representação da sua dinâmica (Milano, 2010).

3. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A formulação matemática do *SS-COPF* é apresentada nas equações (1)-(9).

$$\max \quad f = TTC = \sum_{l \in N_l} (P_l) \quad (1)$$

$$\text{sa} \quad P_{gi} - P_{di} - P_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (2)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} - Q_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (3)$$

$$\theta_{ref} = 0 \quad (4)$$

$$|S_{ij}| - S_{ij}^{max} \leq 0 \quad \forall (i, j) \in \mathcal{B} \quad (5)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad \forall i \in \mathcal{G} \quad (6)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad \forall i \in \mathcal{G} \quad (7)$$

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad \forall i \in N \quad (8)$$

$$-\xi_{min} + \xi_d \leq 0 \quad (9)$$

Onde:

- P_l é a potência ativa que flui nas linhas de transmissão de interconexão entre duas áreas. N_l é o conjunto de linhas de transmissão de interconexão.
- \mathcal{G} é o conjunto de todos os geradores do sistema, incluindo os aerogeradores, N é o conjunto de todas as barras do sistema e \mathcal{B} é o conjunto de todos os ramos do sistema.
- P_{gi} e Q_{gi} são as potências ativa e reativa geradas na barra i ; P_{di} e Q_{di} são as potências ativa e reativa demandadas; P_i e Q_i são as potências ativa e reativa injetadas (função das variáveis do sistema e da matriz admitância); θ_{ref} é fase da tensão na barra de referência; $|S_{ij}|$ é o fluxo de potência aparente entre os ramos i e j ; V_i é a magnitude da tensão nodal.
- Os sobrescritos *min* e *max* denotam os limites das variáveis.
- ξ_{min} e ξ_d denotam os coeficientes de amortecimento mínimo (do autovalor dominante) obtido e desejado.

A função objetivo na equação (1) representa a maximização da *TTC*. Nesse trabalho, *TTC* e máxima transferência de potência são usados como sinônimos. As equações (2) e (3) representam o balanço de potência em cada barra do sistema. A referência angular do sistema é garantida na equação (4). A equação (5) representa os limites de fluxo de potência aparente nas linhas (em ambos os sentidos). As equações (6) à (8) estão associadas aos limites das variáveis. Por fim, a equação (9) representa o requisito mínimo da taxa de amortecimento.

Para avaliar a estabilidade a pequenas perturbações, é necessário obter um modelo linearizado do sistema em malha fechada, ou seja, o sistema após a inclusão de estabilizadores de sistemas de potência (ESP) através de um processo de realimentação. Com esse modelo linearizado é possível realizar uma análise modal e calcular os autovalores do sistema. Segundo (Sauer & Pai, 1998), por intermédio do autovalor dominante, ou seja, aquele mais próximo ao eixo imaginário, é possível calcular o coeficiente de amortecimento mínimo do sistema.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 Particle Swarm Optimization (PSO)

A ferramenta usada para resolver o *SS-COPF* neste trabalho consiste em um método de otimização bioinspirado denominado *PSO* (*Particle Swarm Optimization*) proposto em (Kennedy & Eberhart, 1995). Trata-se de um algoritmo populacional que modela, matematicamente, o comportamento social de bandos de pássaros e cardumes de peixes. Os indivíduos, movem-se no espaço em busca de alimentos (soluções de boa qualidade), levando em consideração suas melhores experiências individuais

anteriores (fator cognitivo) e a melhor experiência de seus vizinhos (fator social). Pode-se associar o fator cognitivo à melhor solução encontrada pelo indivíduo, e o fator social à melhor solução encontrada pela população. Para cada indivíduo, atribui-se um valor de função aptidão f_k .

4.2 Estrutura do Método Proposto

Neste trabalho, a potência ativa (dos geradores síncronos) e a tensão terminal (dos geradores síncronos e eólicos) são as variáveis de controle a serem otimizadas, levando em consideração os limites de geração de energia ativa e reativa, magnitudes de tensão, fluxo de energia nas linhas e o amortecimento mínimo. A potência do parque eólico não é otimizada, uma vez que, é dependente da velocidade do vento. Portanto, um indivíduo (solução) para o *SS-COPF* tem a seguinte estrutura geral:

$$[Ind_k] = [P_{G1} \dots P_{Gng-1} V_{G1} \dots V_{Gng} V_{DFIG}] \quad (10)$$

em que ng denota o número de geradores (elementos do conjunto \mathcal{G} , excluindo-se os aerogeradores). A geração ativa da barra de referência (barra de balanço ou $V\theta$) não é uma variável de otimização e é calculada pelo fluxo de potência posteriormente.

Para cada indivíduo executa-se inicialmente um fluxo de potência (método de *Newton*). Da solução, tem-se o vetor com as tensões nodais, vetor de fluxo de potência aparente nas linhas, vetor de potências reativas geradas e a potência ativa da barra de referência. Em seguida, lineariza-se o sistema e a partir desse modelo linearizado, obtém-se os autovalores e o amortecimento mínimo do sistema.

Para cada indivíduo será calculada uma função de aptidão, representada na equação (11) onde as restrições são tratadas como penalidades.

$$f_k = \beta_1 \cdot F_1 - \beta_2 \cdot F_2 - \beta_3 \cdot F_3 - \beta_4 \cdot F_4 - \beta_5 \cdot F_5 - \beta_6 \cdot F_6 \quad (11)$$

O termo F_1 corresponde à função objetivo (maximização da *TTC*) dado na equação (1). Os termos F_2 a F_6 representam as penalizações adicionadas na ocorrência de violações. Já β_1 a β_6 são pesos ajustados empiricamente: $\beta_1=1$, $\beta_2=10^3$, $\beta_3=10^3$, $\beta_4=10^5$, $\beta_5=10^3$, $\beta_6=10^3$. As penalizações são descritas na sequência.

4.3 Penalização por Violação de Tensão

Para garantir que a equação (8) seja satisfeita, ou seja, que as tensões nas barras de carga estejam dentro dos limites especificados, a penalização F_2 é calculada conforme as equações (12) e (13). Ressalta-se que os limites de tensão para barras de geração são tratados intrinsecamente pelo *PSO*, pois tais variáveis são de decisão (equação (10)). Na equação (12) N_L representa o conjunto de barras de carga.

$$F_2 = \sum_{i \in N_L} (V_i - V_i^{lim})^2 \quad (12)$$

$$V_i^{lim} = \begin{cases} V_i^{min}, & \text{se } V_i \text{ é menor que } V_i^{min} \\ V_i^{max}, & \text{se } V_i \text{ é maior que } V_i^{max} \\ V_i, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (13)$$

4.4 Penalização por Violação de Fluxo

Para garantir que a equação (5) seja satisfeita, ou seja, que os fluxos de potência aparente nas linhas sejam menores que o limites dos ramos, a penalização F_3 é calculada conforme as equações (14) e (15).

$$F_3 = \sum_{(i,j) \in \mathcal{B}} (|S_{ij}| - S_{ij}^{lim})^2 \quad (14)$$

$$S_{ij}^{lim} = \begin{cases} S_{ij}^{max}, & \text{se } |S_{ij}| \text{ é maior que } S_{ij}^{max} \\ |S_{ij}|, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (15)$$

4.5 Penalização por Violação do Coeficiente de Amortecimento

Para garantir que a equação (9) seja satisfeita, ou seja, que o coeficiente de amortecimento mínimo seja maior que o especificado, a penalização F_4 é calculada conforme as equações (16) e (17).

$$F_4 = (\xi_{min} - \xi^{lim})^2 \quad (16)$$

$$\xi^{lim} = \begin{cases} \xi_d, & \text{se } \xi_{min} \text{ é menor que } \xi_d \\ \xi_{min}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (17)$$

4.6 Penalização por Violação de Potência Ativa Gerada

Para garantir que a equação (6) seja satisfeita, ou seja, que a potência ativa gerada na barra de referência $P_{gV\theta}$ esteja dentro dos limites especificados, a penalização F_5 é calculada conforme as equações (18) e (19). É importante ressaltar que os limites de geração ativa das demais barras de geração são tratados intrinsecamente pelo *PSO*, pois tais variáveis são de decisão (equação (10)).

$$F_5 = (P_{gV\theta} - P_{gV\theta}^{lim})^2 \quad (18)$$

$$P_{gV\theta}^{lim} = \begin{cases} P_{gV\theta}^{min}, & \text{se } P_{gV\theta} \text{ é menor que } P_{gV\theta}^{min} \\ P_{gV\theta}^{max}, & \text{se } P_{gV\theta} \text{ é maior que } P_{gV\theta}^{max} \\ P_{gV\theta}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (19)$$

4.7 Penalização por Violação de Potência Reativa Gerada

Para garantir que a equação (7) seja satisfeita, ou seja, que as potências reativas geradas (geradores síncronos e eólicos) estejam dentro dos limites especificados, a penalização F_6 é calculada conforme as equações (20) e (21).

$$F_6 = \sum_{i \in \mathcal{G}} (Q_{gi} - Q_{gi}^{lim})^2 \quad (20)$$

$$Q_{gi}^{lim} = \begin{cases} Q_{gi}^{min}, & \text{se } Q_{gi} \text{ é menor que } Q_{gi}^{min} \\ Q_{gi}^{max}, & \text{se } Q_{gi} \text{ é maior que } Q_{gi}^{max} \\ Q_{gi}, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (21)$$

4.8 Demais Restrições

As restrições representadas pelas equações (2) a (4) são tratadas internamente pelo problema de fluxo de potência, que na convergência satisfaz essas restrições.

5. ESTUDO DE CASO

Esta seção apresenta um estudo de caso realizado com um sistema composto por 9 barras, 3 geradores síncronos e tensão de operação de 230kV, originalmente utilizado em (Anderson & Fouad, 1977).

5.1 Descrição do Sistema

O sistema original foi modificado para a inclusão de um parque eólico de 25MW e dividido em duas áreas, A1 e A2. A primeira área é a região importadora (coletor) e a segunda, a região exportadora (origem). O objetivo é maximizar o fluxo de potência entre as linhas 5-7 e 6-9, indicadas em vermelho na Fig.2.

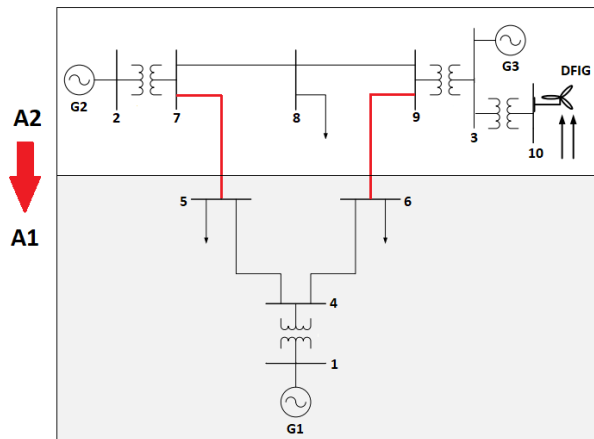


Fig. 2: Sistema 9 Barras com Geração Eólica.

Os dados de carga, de linha e os parâmetros para a simulação dinâmica são obtidos de (Anderson & Fouad, 1977). Geradores síncronos e reguladores de tensão são representados por modelos de quarta ordem (Milano, 2010). Um projeto robusto e coordenado foi formulado para o sistema original para a alocação de ESPs. Os parâmetros dos ESPs constam no Apêndice A.

Os limites de tensão são fixados em 0,95 e 1,05 pu para as barras de geração e em 0,9 e 1,1 pu para as barras de carga. Os limites de potência ativa e reativa estão definidos na Tabela 1 (Assis, 2007). O limite de potência aparente nos ramos é de 200MVA e as bases de potência e frequência são 100MVA e 60Hz, respectivamente.

Tabela 1: Limites de Geração

| Barra | Potência Ativa [MW] | | Potência Reativa [Mvar] | |
|-------|---------------------|--------|-------------------------|--------|
| | Mínima | Máxima | Mínima | Máxima |
| 1 | 22,50 | 225,00 | -112,50 | 112,50 |
| 2 | 12,50 | 125,00 | -62,50 | 62,50 |
| 3 | 18,75 | 187,50 | -93,75 | 93,75 |

5.2 Descrição do Parque Eólico

O parque eólico é constituído de 38 máquinas de 660kW totalizando 25MW (7,9% da carga total do sistema). Os aerogeradores utilizados são os de velocidade variável do tipo *DFIG*. Uma nova barra foi inserida ao sistema por meio de um transformador de 0,69/13,8kV, para a conexão do parque. É importante ressaltar que o local de conexão do parque (barra de geração de 13,8kV) se deu por simplificação, uma vez que nesse local seria necessária apenas uma elevação de tensão. Já nas barras de transmissão de 230kV seriam necessárias, no mínimo, duas elevações. O limite de potência reativa do parque é $\pm 12,5$ MVAr.

Os 38 *DFIGs* são representados por modelos de quarta ordem, já os ventos possuem características sazonais e aleatórias e são representados por uma função de distribuição de probabilidade de Weibull definida estocasticamente (Milano, 2010).

5.3 Resultados

5.3.1 TTC e Amortecimento Mínimo

Para analisar a metodologia proposta e estabelecer uma relação entre a *TTC* e o amortecimento mínimo do sistema, foram realizadas 50 simulações para cada situação considerando o *SS-COPF* sem restrição de amortecimento mínimo e com restrição amortecimento de 5, 6 e 7%. Para o *PSO*, foram considerados 20 indivíduos e 100 iterações.

A Tabela 2 apresenta os principais valores (mínimo, mediano e máximo) obtidos para a *TTC* pelo *SS-COPF* para diferentes restrições de amortecimento. É possível observar que, conforme a taxa de amortecimento mínima aumenta, o valor da *TTC* reduz. Esse resultado pode ser explicado pelo fato de a estabilidade a pequenos sinais restringir o intercâmbio de potência entre áreas do sistema de energia. Outro ponto importante, é que a *TTC* obtida sem restrição de amortecimento, apesar de apresentar o melhor resultado, não é viável, visto que, na maioria das simulações o amortecimento mínimo obtido (entre 0 e 3%) não é considerado seguro, algumas vezes, inclusive, o sistema é transitoriamente instável (amortecimento negativo). Ressalta-se ainda, que o valor da *TTC* sem restrição de estabilidade poderia ter sido obtido através de um FPO convencional analítico.

Tabela 2: *TTC* para Diferentes Restrições de Amortecimento

| ξ_{min} desejado | Mínimo (MW) | Mediano (MW) | Máximo (MW) |
|----------------------|-------------|--------------|-------------|
| - | 197,59 | 200,31 | 201,48 |
| 5% | 146,64 | 186,59 | 198,47 |
| 6% | 109,36 | 137,59 | 145,40 |
| 7% | 79,03 | 102,19 | 110,95 |

A variabilidade das soluções pode ser melhor observada a partir do *boxplot* da Fig.3. Ressalta-se que o estudo da variabilidade das soluções fornecidas por metaheurísticas não faz parte do escopo deste trabalho.

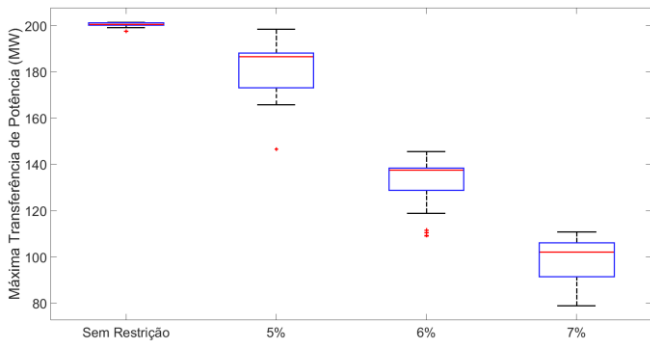


Fig. 3: *TTC* para Diferentes Restrições de Amortecimento.

A Tabela 3 apresenta as melhores soluções, considerando apenas as situações viáveis, ou seja, com restrição de amortecimento.

Tabela 3: Melhores Soluções para Diferentes Restrições de Amortecimento- Potências em MW e Tensões em pu

| ξ_{\min} | P_{G1} | P_{G2} | P_{G3} | V_{G1} | V_{G2} | V_{G3} | V_{DFIG} |
|--------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|------------|
| 5% | 28,1 | 110,6 | 159,4 | 0,95 | 1,05 | 1,05 | 1,04 |
| 6% | 74,2 | 90,8 | 130,4 | 0,95 | 1,03 | 1,05 | 1,03 |
| 7% | 107,9 | 75,7 | 110,6 | 0,95 | 1,03 | 1,05 | 1,03 |

Ressalta-se que a potência da barra de referência não é uma variável de decisão. É importante observar que a diferença entre as tensões terminais do gerador 3 – V_{G3} (na barra 3) e do parque eólico – V_{DFIG} (na barra 10) é justamente a queda de tensão no transformador responsável por conectar o parque ao sistema. Nenhum conflito entre os controles de tensão do gerador 3 e do parque eólico ocorreu, pois, a metodologia proposta define os valores dessas tensões de forma ótima e que garante a convergência do fluxo de potência.

5.3.2 *TTC* e a Penetração Eólica

Para investigar a relação entre a máxima transferência de potência ou *TTC* e a penetração de energia eólica no sistema, foram considerados 5 cenários.

1. Sistema base sem penetração de energia eólica;
2. Parque eólico com 38 aerogeradores conectados à barra 3, na região exportadora (Fig. 2);
3. Parque eólico com 76 aerogeradores conectado à barra 3, na região exportadora;
4. Parque eólico com 38 aerogeradores conectado à barra 1, na região importadora;
5. Parque eólico com 76 aerogeradores conectado à barra 1, na região importadora.

Todos os aerogeradores considerados são do tipo *DFIG* com 660kW. Inicialmente foram realizadas 25 simulações para

cada cenário, com uma taxa de amortecimento mínimo de 7%, considerando 20 indivíduos e 100 iterações.

A Tabela 4 apresenta os principais valores obtidos para a *TTC* para cada cenário considerado. A variabilidade das soluções é observada no *boxplot* da Fig. 4.

Tabela 4: *TTC* para Diferentes Cenários de Penetração Eólica com Restrição de Amortecimento

| Cenário | Mínimo (MW) | Mediano (MW) | Máximo (MW) |
|---------|-------------|--------------|-------------|
| 1 | 71,18 | 80,19 | 86,90 |
| 2 | 79,03 | 102,20 | 109,05 |
| 3 | 111,99 | 128,16 | 134,89 |
| 4 | 49,26 | 73,42 | 79,66 |
| 5 | 39,27 | 73,13 | 79,27 |

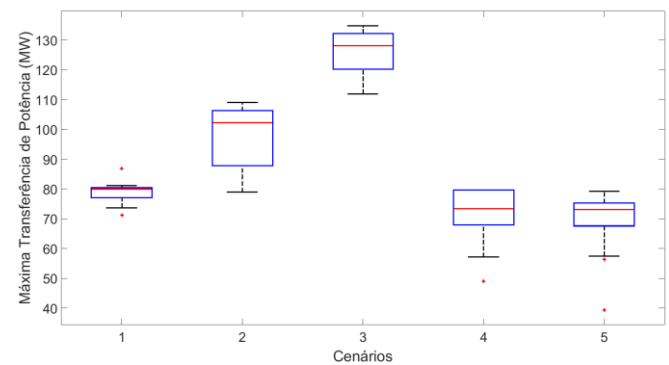


Fig. 4: *TTC* para Diferentes Cenários de Penetração Eólica.

Um aumento da penetração de energia eólica na região exportadora (cenários 2 e 3) provoca um aumento na máxima transferência de potência. Considerando valores medianos, do cenário 1 para o 2 há um aumento de 27,45% da *TTC*. Já do cenário 1 para o 3, o aumento é de 59,82%. Esse aumento pode ser explicado pelo fato que, aumentando a capacidade de geração da região exportadora, o fluxo de energia que pode ser transferido entre as áreas também aumenta.

Um aumento da penetração de energia eólica na região importadora (cenários 4 e 5) causa uma diminuição na máxima transferência de potência. Considerando valores medianos, do cenário 1 para o 4 há uma redução de 8,44% da *TTC*. Já do cenário 1 para o 5, a redução é de 8,81%. Essa redução se deve ao fato de que, aumentando a capacidade de geração da região importadora, diminui-se a necessidade de importação de energia de outras áreas do sistema, reduzindo assim a *TTC*.

Pode-se dizer, portanto, que há uma sensibilidade maior da *TTC* em relação a penetração eólica quando esta ocorre na região exportadora (os aumentos são muito mais significativos que as reduções). Entretanto, considerou-se um cenário fixo de vento em que ocorre a disponibilidade de energia eólica. Esta energia renovável é intermitente e impacta significativamente no cálculo da *TTC*.

Nota-se ainda que o *SS-COPF* apresentou soluções em um tempo computacional reduzido (entre 3 e 4 minutos) quando o número de indivíduos e iterações foram definidos

adequadamente. No entanto, é importante ressaltar em nenhum estudo mais detalhado foi realizado para a obtenção ótima dos parâmetros do *PSO*.

Em seguida, foram realizadas mais 25 simulações para cada cenário, sem considerar a restrição para o amortecimento. Foram utilizados 20 indivíduos e 100 iterações.

A Tabela 5 mostra os principais valores obtidos para a *TTC*. Como já mencionado na Tabela 2, a *TTC* assume seu melhor valor quando não há restrição de amortecimento mínimo. Nos cenários 2 e 3, mesmo com a penetração eólica na região exportadora, a *TTC* não aumenta, uma vez que já atingiu seu valor máximo permitido considerando as restrições operacionais. Já nos cenários 4 e 5, a penetração eólica na região importadora, causa uma redução significativa na máxima transferência de potência (de 13,15% do cenário 1 para o 4, e de 26,43% do cenário 1 para o 5), visto que a *TTC* se encontrava no valor máximo.

Tabela 5: *TTC* para Diferentes Cenários de Penetração Eólica sem Restrição de Amortecimento

| Cenário | Mínimo (MW) | Mediano (MW) | Máximo (MW) |
|---------|-------------|--------------|-------------|
| 1 | 199,30 | 200,54 | 201,30 |
| 2 | 197,59 | 200,29 | 201,45 |
| 3 | 200,06 | 200,58 | 201,48 |
| 4 | 173,56 | 174,16 | 179,75 |
| 5 | 145,09 | 147,53 | 152,22 |

A variabilidade das soluções pode ser observada na Fig. 5. Destaca-se que essas soluções não são consideradas seguras dinamicamente, ou seja, apresentam amortecimento mínimo inferior a 5%.

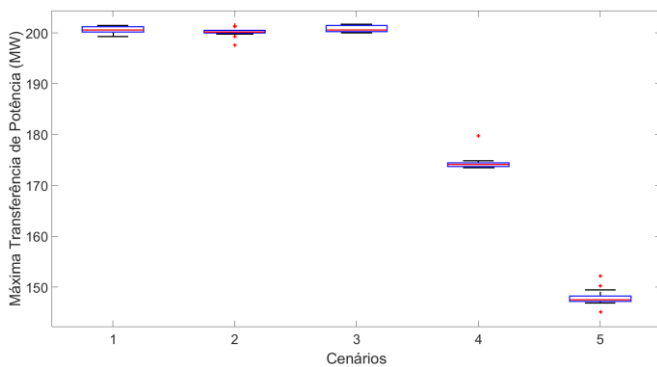


Figura 5: *TTC* para Diferentes Cenários de Penetração Eólica.

5.3.3 Validações

Considerando o cenário 2 (Fig. 1), para a restrição de amortecimento de 7% e considerando a melhor solução (mostrada na Tabela 3), a solução do fluxo de potência é apresentada. A convergência ocorreu após 0,018 segundos de simulação com erro de $8,4767 \times 10^{-8}$.

Tabela 6: Fluxo de Potência: Melhor Solução do Cenário 2

| Barra | V | Fase | P _G | Q _G | P _L | Q _L |
|-------|------|-------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| 1 | 0,95 | 0 | 107,97 | -17,90 | 0 | 0 |
| 2 | 1,03 | -1,17 | 75,73 | 19,19 | 0 | 0 |
| 3 | 1,05 | 3,49 | 110,63 | 39,41 | 0 | 0 |
| 4 | 0,96 | -3,90 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0,95 | -7,91 | 0 | 0 | 125 | 50 |
| 6 | 0,97 | -5,85 | 0 | 0 | 90 | 30 |
| 7 | 1,02 | -3,75 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 1,02 | -4,72 | 0 | 0 | 100 | 35 |
| 9 | 1,04 | -0,69 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 1,04 | 5,14 | 25,00 | -12,47 | 0 | 0 |

* Tensão em pu, fase em graus e potências em MW/MVAr

Para avaliar a estabilidade transitória (comportamento diante de grandes perturbações), um curto-circuito com duração de 100ms e impedância de 0,001 pu foi aplicado na barra 3. Esta barra foi escolhida por possuir conexão com o parque eólico e com o gerador de menor inércia do sistema. Pela Fig. 6, observa-se a estabilização do sistema na ocorrência de grandes perturbações.

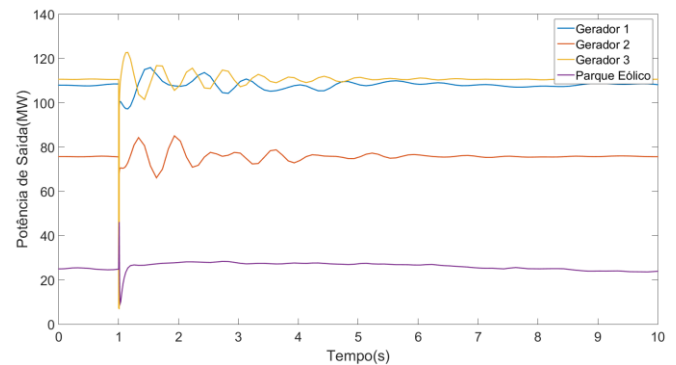


Figura 6: Potências de Saída na Ocorrência de um Curto na Barra 3.

6. CONCLUSÕES

Este artigo teve como objetivo analisar a relação entre a máxima transferência de potência e a penetração de energia eólica. Com a aplicação da técnica de otimização *PSO*, o método *SS-COPF* foi resolvido e a *TTC* de um sistema com geração eólica foi obtida. Inicialmente, conforme esperado, o aumento da exigência (restrição) de amortecimento acarreta na redução da *TTC*. Em seguida, considerando restrições de estabilidade e diferentes cenários de penetração eólica, tornou-se possível estabelecer que, a *TTC* aumenta expressivamente com o aumento da penetração eólica conectada na região exportadora. Já no caso da penetração eólica no lado importador, a *TTC* apresenta diminuição ínfima. À fase do exporto, e considerando apenas soluções viáveis, obtidas com restrição de amortecimento mínimo, pode-se dizer que há na máxima transferência de potência uma sensibilidade maior à variações, quando a penetração eólica ocorre na região exportadora. Entretanto, ressalta-se que a energia eólica é intermitente, com impacto no cálculo da *TTC*. Como trabalhos

futuros, deseja-se considerar cenários de contingências, variabilidade do vento e inclusão de dispositivos FACTS.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPEMIG (projeto APQ-02245-18), CAPES, CNPq e PPGEL/UFSJ pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (1977). Power System Control and Stability. In *Electronics and Power* (Vol. 23, Issue 9). <https://doi.org/10.1049/ep.1977.0418>
- Assis, T. M. L. de. (2007). *Cálculo da Capacidade de Transmissão Dinâmica em Sistemas de Potência Através de Ferramentas Integradas e Sistemas Inteligentes*. COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro.
- Assis, T. M. L., Falcão, D. M., & Taranto, G. N. (2007). Dynamic transmission capability calculation using integrated analysis tools and intelligent systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4), 1760–1770. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.907534>
- Burke, J. V., Lewis, A. S., & Overton, M. L. (2003). Optimization and Pseudospectra, with Applications to Robust Stability. *SIAM Journal on Matrix Analysis and Applications*, 25(1), 80–104. <https://doi.org/10.1137/S0895479802402818>
- Chung, C. Y., Wang, L., Howell, F., & Kundur, P. (2004). Generation Rescheduling Methods to Improve Power Transfer Capability Constrained by Small-Signal Stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(1), 524–530. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2003.820700>
- Dudurych, I. M., Rogers, A., Aherne, R., Lei Wang, Howell, F., & Xi Lin. (2012). Safety in Numbers: Online Security Analysis of Power Grids with High Wind Penetration. *IEEE Power and Energy Magazine*, 10(2), 62–70. <https://doi.org/10.1109/MPE.2011.2178283>
- Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference On*, 4, 1942–1948 vols.4–1948 4.
- Kim, M. K., Hur, D., Nam, Y. W., & Park, J. K. (2011). Total transfer capability computation using small signal stability-based security constrained optimal power flow. *European Transactions on Electrical Power*, 21(1), 877–894. <https://doi.org/10.1002/etep.483>
- Kim, S., Yokoyama, A., Takaguchi, Y., Takano, T., Mori, K., & Izui, Y. (2019). Small-signal stability-constrained optimal power flow analysis of multiterminal VSC-HVDC systems with large-scale wind farms. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 14(7), 1033–1046. <https://doi.org/10.1002/tee.22898>
- Li, P., Zhu, L., Bai, X., & Wei, H. (2020). Available Transfer Capability Calculation Constrained with Small-Signal Stability Based on Adaptive Gradient Sampling.

Complexity, 2020, 1–10. <https://doi.org/10.1155/2020/3912717>

- Mei, F. (2008). *Small - Signal Modelling and Analysis of Doubly - Fed Induction Generators in Wind Power* [Imperial College London]. <https://doi.org/https://doi.org/10.25560/4249>
- Milano, F. (2007). *Power System Analysis Toolbox. Measurement*.
- Milano, F. (2010). *Power System Modelling and Scripting* (S. S. & B. Media (ed.)). <https://doi.org/10.1201/b10643-40>
- Mohammed, O. O., Mustafa, M. W., Mohammed, D. S. S., & Otuoze, A. O. (2019). Available transfer capability calculation methods: A comprehensive review. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(6). <https://doi.org/10.1002/2050-7038.2846>
- Parreiras, T. J. M. A., Gomes, S., Taranto, G. N., & Uhlen, K. (2018). Closest security boundary for improving oscillation damping through generation redispatch using eigenvalue sensitivities. *Electric Power Systems Research*, 160, 119–127. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.02.010>
- Peres, W., Silva Júnior, I. C., & Passos Filho, J. A. (2018). Gradient based hybrid metaheuristics for robust tuning of power system stabilizers. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 95. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.08.014>
- Pulgar, H. A. P. (2010). *Wind Farm Model for Power System Stability Analysis* (Issue August 2010). University of Illinois at Urbana-Campaign (USA).
- Sauer, P. W., & Pai, M. A. (1998). *Power System Dynamics and Stability* (Prentice Hall (ed.)).
- Slootweg, J. G. (2003). *Wind Power Modelling and Impact on Power System Dynamics*. Technische Universiteit Delft (Delft- Netherlands).

Apêndice A. PARÂMETROS DOS ESTABILIZADORES

O ESP utilizado é representado por um modelo de terceira ordem descrito em (Milano, 2010), derivado da velocidade terminal. Para o projeto foram considerados 2 blocos de compensação de fase, 1 filtro *washout*, cuja constante de tempo é igual a 3 segundos e 1 limitador de sinal com limites de 0,2 e -0,05 pu. Foram projetados 3 estabilizadores e os parâmetros otimizados são mostrados na Tabela 7.

Tabela 7: Parâmetros dos Estabilizadores

| Dispositivo | K_{ESP} | $T_1 = T_3$ | $T_2 = T_4$ |
|-------------|-----------|-------------|-------------|
| ESP-G1 | 18,0675 | 0,2 | 0,01 |
| ESP-G2 | 23,5454 | 0,2 | 0,01 |
| ESP-G3 | 1,0 | 0,2 | 0,15 |