

Minimização do Custo de Geração com Restrição de Estabilidade à Pequenas Perturbações

Thiago B. Amaral*. Clayderman O. Amarante*. Wesley Peres*.
Raphael P. B. Poubel**

*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João del Rei – UFSJ, São João del Rei, Minas Gerais, Brasil (e-mail: th1boldrini@gmail.com; clayderman93@gmail.com; wesley.peres@ufsj.edu.br).

**Departamento de Engenharia Elétrica, Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais – CEFET-MG, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil (e-mail: poubel@cefetmg.br).

Abstract: Power system optimization in steady-state operation is carried out during the operation planning studies through the Optimal Power Flow (OPF). OPF optimizes indices (generation and power losses minimization, loading margin maximization, etc.) taking into consideration constraints associated with nodal voltages, power flow, active and reactive generated power, among others. It is a well-established problem in the literature being solved by nonlinear optimization methods. On the other hand, a solution provided by OPF can be feasible for steady-state operation and unfeasible in dynamic regime (evaluated in rotor angle stability studies). Small Signal Stability studies evaluate the ability of synchronous generators to maintain synchronism following small generation and load variations. The minimum damping ratio associated with the dominant eigenvalue in closed-loop operation can be used to measure the degree of small-signal stability of a system. In this context, a constraint to ensure a minimum damping ratio can be included in the OPF formulation, giving rise to a class of methods known as SSOPF (Small Signal Constrained Optimal Power Flow). It is a nonconvex and nonlinear optimization problem that has been solved in the literature by methods based on approximations that can lead the iterative process to diverge. Therefore, the present work aims to address the SSOPF for generation cost minimization through the Particle Swarm Optimization, without any numerical approximation to treat the minimum damping ratio constraint into the OPF. Simulations for the well-known New England test system are carried out.

Resumo: A otimização de sistemas elétricos de potência operando em regime permanente é realizada em estudos de planejamento da operação através do Fluxo de Potência Ótimo (FPO). O FPO otimiza índices (minimização de custos e perdas, maximização de margem de carregamento, etc.) considerando restrições de tensão, carregamento em circuitos, geração de potência ativa e reativa, entre outros limites. É um problema bem estabelecido na literatura, sendo resolvido por métodos de otimização não lineares. Por outro lado, uma solução fornecida pelo FPO pode ser viável em regime permanente e inviável no regime dinâmico (avaliado em estudos de estabilidade do rotor dos geradores). Um dos estudos de estabilidade realizados é aquele que avalia a habilidade dos geradores síncronos manterem-se em sincronismo após pequenas variações de carga e geração (estabilidade à pequenas perturbações). O mínimo coeficiente de amortecimento do sistema em malha fechada é um índice que pode ser usado para a avaliação desse tipo de estabilidade. Nesse contexto, pode-se incluir uma restrição no FPO que garanta que o coeficiente de amortecimento mínimo seja maior que um valor especificado, dando origem ao SSFPO (Fluxo de Potência Ótimo com Restrição de *Small Signal Stability*). O SSFPO é um problema não convexo e não linear de difícil solução, ainda não bem estabelecido, e que tem sido tratado na literatura através de métodos de solução baseados em aproximações que podem comprometer a convergência do processo iterativo. Nesse contexto, o presente artigo visa a resolver o SSFPO para minimização do custo de potência ativa gerada através da aplicação da metaheurística baseada em Enxame de Partículas, sem qualquer aproximação para tratamento do índice de estabilidade em regime dinâmico. Estudos para o sistema *New England* são conduzidos.

Keywords: Optimal Power Flow; Small-Signal Stability; Security Constraints; Electromechanical Oscillation Damping; Particle Swarm Optimization.

Palavras-chaves: Fluxo de Potência Ótimo; Estabilidade a Pequenas Perturbações; Restrição de Segurança; Amortecimento de Oscilações Eletromecânicas; Otimização baseada em Enxame de Partículas.

1. INTRODUÇÃO

A otimização de sistemas elétricos tem sido objeto de investigação nos últimos setenta anos (Hochdorf, 1956)(Dommel & Tinney, 1968). A ferramenta dedicada para esse estudo é o Fluxo de Potência Ótimo (FPO), que pode ser aplicada em sistemas de transmissão balanceados (Momoh et al., 1999) e em sistemas de distribuição desequilibrados (Bruno et al., 2011).

O FPO consiste em um problema de otimização que visa minimizar (custo de geração, perdas de potência, etc.) ou maximizar (margem de carregamento, etc.) um determinado índice considerando restrições associadas aos limites de tensões nodais, fluxo de potência nos ramos, potência ativa e reativa gerada, entre outros. É uma ferramenta bem estabelecida que é resolvida por técnicas de otimização não lineares (considerando a modelagem não linear do sistema), tais como Método de Newton (Dommel & Tinney, 1968) e Método dos Pontos Interiores (Granville, 1994).

Diversas aplicações de FPO nos estudos de planejamento da operação são relatadas na literatura, incluindo sistemas com dispositivos *FACTS* (Zhang et al., 2012), elos de transmissão em corrente contínua *HVDC* (Sayah & Hamouda, 2019) e microrredes (Levron et al., 2013).

É importante ressaltar que as formulações tradicionais de FPO consideram o sistema em regime permanente, isto é, aspectos dinâmicos das máquinas, cargas e sistemas de controle são desprezados. Com isso, uma vez que a solução do FPO é obtida, deve-se conduzir estudos de estabilidade de forma a verificar se o sistema operará adequadamente. Se a solução obtida não garantir a estabilidade do sistema (regime dinâmico) estudos adicionais devem ser realizados com base na experiência do operador de forma a resolver o problema (Assis et al., 2007).

Um dos aspectos mais importantes nos sistemas interligados está associado às oscilações eletromecânicas de baixa frequência, estudadas no âmbito da Estabilidade à Pequenas Perturbações (*Small Signal Stability*). Os sistemas elétricos estão sujeitos à constantes variações de carga e geração que fazem com que ocorram desequilíbrios de torque mecânico (entrada) e elétrico (saída) nos geradores síncronos. O sistema é dito instável se tais pequenas variações conduzirem o sistema à instabilidade (aceleração e/ou desaceleração dos geradores que fazem com que estes percam o sincronismo com a rede) (Sauer & Pai, 1998). Nesse contexto, as oscilações eletromecânicas tornam-se um fator limitante para definição/otimização dos parâmetros de um sistema elétrico (potência gerada, tensões de geração, etc.) (Chung et al., 2004).

A estabilidade à pequenas perturbações é estudada a partir de modelos linearizados obtidos a partir da aplicação da série de Taylor (modelo em espaço de estados). Dois índices muito importantes para a avaliação desta estabilidade, obtidos da matriz de estados, é a abcissa espectral (parte real do autovalor dominante) e o coeficiente de amortecimento do autovalor dominante (mínimo coeficiente de amortecimento).

É conhecido da literatura que a solução mais eficaz para o problema de oscilações eletromecânicas é a utilização dos controladores de amortecimento, como os Estabilizadores de Sistemas de Potência (Sauer & Pai, 1998). Entretanto, o projeto dos diversos controladores do sistema é feito considerando um conjunto de pontos de operação críticos (incluindo saídas de linhas de transmissão e variação de carga) (Peres et al., 2018). Com isso, não se pode garantir que os controladores projetados atuarão para amortecer as oscilações em todos os cenários possíveis de operação. Nesse contexto, limites nos valores de geração do sistema (fator mais impactante) devem ser impostos para a garantia da estabilidade à pequenas perturbações quando necessário.

A consideração dos índices de estabilidade (abcissa ou mínimo coeficiente de amortecimento) no problema de FPO deu origem à uma classe de métodos conhecidos na literatura como *Small Signal Constrained Optimal Power Flow* (referido nesse trabalho, deste ponto em diante, como SSFPO: Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de *Small Signal Stability*) (Chung et al., 2004; M. K. Kim et al., 2011; S. Kim et al., 2019; Li et al., 2017, 2020; Pareek & Nguyen, 2019). O SSFPO tem recebido bastante atenção da comunidade científica, uma vez que o problema não está bem estabelecido. É, portanto, um alvo de interesse para novas investigações.

Após a revisão da literatura é possível observar que grande parte dos trabalhos da literatura propõem métodos analíticos para a solução do problema de SSFPO. Nesse caso, uma restrição associada à estabilidade à pequenas perturbações (abcissa espectral ou coeficiente de amortecimento do autovalor dominante) é incluída. Considerando que o FPO convencional é resolvido por métodos baseados em derivadas de primeira e segunda ordem, torna-se necessário estimar (por perturbações numéricas) as derivadas dos índices de estabilidade em relação às variáveis de decisão do FPO (como as potências ativas geradas). Entretanto, ressalta-se a possibilidade de alternância entre os modos críticos (autovalores dominantes) devido às alterações nas variáveis de decisão durante o processo iterativo: por exemplo, tem-se um autovalor dominante (utilizado para estimar as derivadas) em uma iteração e, na próxima, este pode deixar de ser devido à atualização das potências geradas. Com isso, oscilações numéricas podem ocorrer fazendo com que o processo iterativo divirja.

Propostas de métodos analíticos para minimização de custo de geração são apresentadas por (Li et al., 2017; Pareek & Nguyen, 2019). Aplicações para maximização da capacidade de transferência de potência são apresentadas por (M. K. Kim et al., 2011; Li et al., 2020).

Além dos eventuais problemas de convergência associados à alternância dos modos de oscilação durante o processo iterativo, ressalta-se que os métodos analíticos apresentam alguns problemas adicionais: (i) quando divergem, deixam o usuário sem qualquer informação e (ii) possuem alta sensibilidade à condição inicial devido à não convexidade dos índices de estabilidade (Burke et al., 2003). Ademais, a implementação de novas ferramentas computacionais analíticas para solução do problema de SSFPO com os diversos equipamentos dos sistemas elétricos (dispositivos

FACTS, elos HVDC, cargas dinâmicas, etc.) é uma tarefa penosa.

Nesse contexto, a utilização de metaheurísticas para a solução do problema de SSFPO deve ser investigada. Como vantagens dessa abordagem, cita-se: (i) tais metaheurísticas fornecem soluções de boa qualidade; (ii) nenhuma aproximação ou cálculo de derivadas é necessária para solução do SSFPO com restrição de estabilidade; (iii) metaheurísticas, como o *Particle Swarm Optimization - PSO* (Kennedy & Eberhart, 1995), fornecem um conjunto de soluções entre as quais o usuário pode escolher a mais conveniente para suas necessidades. Ademais, ferramentas já bem estabelecidas (que possuem diversos equipamentos modelados) para cálculo do fluxo de potência e análise de estabilidade à pequenas perturbações podem ser facilmente integradas para a solução do SSFPO.

Considerando a revisão bibliográfica anteriormente realizada, este trabalho se propõe a resolver, via *PSO*, o problema de SSFPO para minimização do custo de geração de potência ativa. O índice de estabilidade considerado é o mínimo amortecimento em malha fechada. Resultados são apresentados para o sistema *New England*, de 10 geradores e 39 barras (Pai, 1989).

2. FORMULAÇÃO DO SSFPO

A formulação matemática do SSFPO é apresentada nas equações (1)-(9).

$$\begin{aligned} \min \quad & f = \sum_{i \in \mathcal{G}} (a_i + b_i \cdot P_{gi} + c_i \cdot P_{gi}^2) \quad (1) \\ \text{sa} \quad & P_{gi} - P_{di} - P_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (2) \\ & Q_{gi} - Q_{di} - Q_i = 0 \quad \forall i \in N \quad (3) \\ & \theta_{ref} = 0 \quad (4) \\ & |S_{ij}| - |S_{ij}^{max}| \leq 0 \quad (i, j) \in \mathcal{B} \quad (5) \\ & P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max} \quad \forall i \in \mathcal{G} \quad (6) \\ & Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \quad \forall i \in \mathcal{G} \quad (7) \\ & V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad \forall i \in N \quad (8) \\ & -\xi_{min} + \xi_d \leq 0 \quad (9) \end{aligned}$$

em que:

- \mathcal{G} é o conjunto de todos os geradores do sistema, N é conjunto de todas as barras do sistema (que inclui \mathcal{G}) e \mathcal{B} é o conjunto de todos os ramos do sistema.
- a_i , b_i e c_i são os coeficientes da função de custo da potência gerada.
- 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 (autovalor dominante) obtido e desejado.

A equação (1) denota a função objetivo a ser minimizada, que é o custo total de geração em $\$/h$. As equações (2) e (3) representam o balanço de potência ativa e reativa em cada barra do sistema: caso a barra não seja de geração, tem-se $P_{gi} = Q_{gi} = 0$. A referência angular do sistema é dada pela equação (4). Os limites de fluxo de potência aparente nos ramos (em ambos os sentidos) são dados na equação (5). As equações (6) à (8) denotam os limites das variáveis.

A equação (9) denota a restrição de estabilidade à pequenas perturbações ($\xi_{min} \geq \xi_d$). Em malha fechada, o sistema elétrico é representado pelo modelo linearizado de espaço de estados, conforme dado em (10).

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x}_{MF} &= A_{MF} \cdot \Delta x_{MF} + B_{MF} \cdot \Delta u_{MF} \\ \Delta y_{MF} &= C_{MF} \cdot \Delta x_{MF} + D_{MF} \cdot \Delta u_{MF} \end{aligned} \quad (10)$$

em que A_{MF} , B_{MF} , C_{MF} e D_{MF} denotam as matrizes de transição de estado, entrada, saída e de transmissão direta (em malha fechada). Adicionalmente Δx_{MF} representa as variáveis de estado (tensões internas, velocidade, ângulo interno, tensão de campo, variáveis dos controladores, etc.), Δu_{MF} contém as variáveis de entrada (tensões de referência dos reguladores de tensão dos geradores) e Δy_{MF} são as variáveis de saída do sistema (utilizadas na entrada dos estabilizadores).

Determinando-se os autovalores da matriz A_{MF} (análise modal), identifica-se o autovalor dominante como aquele mais próximo ao eixo imaginário. Para este autovalor, calcula-se o coeficiente de amortecimento (Sauer & Pai, 1998), denotado como ξ_{min} .

A Fig. 1 apresenta o diagrama de blocos do sistema de excitação de um gerador síncrono. Considera-se um sistema estático representado por uma função de transferência de primeira ordem. O Estabilizador de Sistema de Potência (ESP) é o equipamento responsável por amortecer as oscilações eletromecânicas através do controle do circuito de campo (tensão ΔE_{FD}). Nesse trabalho, o ESP é derivado do sinal da velocidade terminal do gerador $\Delta \omega_{pu}$.

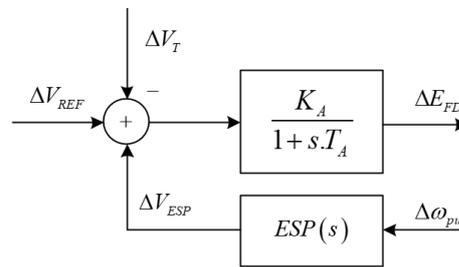


Fig. 1 Sistema de excitação dos geradores síncronos.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 Particle Swarm Optimization (PSO)

O método de Otimização baseado em Enxames de Partículas (*PSO*) foi proposto em (Kennedy & Eberhart, 1995) e baseia-se no comportamento social de bandos de pássaros e cardumes

de peixes na busca por alimentos. Os indivíduos (pássaros/peixes) da população (bando/cardume) se movimentam no espaço sofrendo influência das suas melhores experiências anteriores (fator cognitivo) e das melhores experiências de suas vizinhas (fator social). Dessa forma, pode-se fazer uma analogia onde: (i) a procura pelo alimento é associada à busca por soluções de boa qualidade para um problema de otimização, (ii) cada partícula (ou indivíduo) da população está associada a um vetor solução (n-dimensional), (iii) o fator cognitivo (melhor experiência individual) está associado à melhor solução encontrada por cada partícula e (iv) o fator social (melhor experiência do grupo) está associado à melhor solução encontrada pela população. À cada partícula ind_k está associada uma função aptidão ou fitness f_k .

3.2 Esquema Geral da Metodologia Proposta

No presente trabalho, cada indivíduo ind_k representa um ajuste para as variáveis de controle (otimizadas), a saber: potência ativa gerada e tensão de geração, como ilustrado na equação (11):

$$[ind_k] = [P_{g1} \quad \dots \quad P_{g\ ng-1} \quad V_{g1} \quad \dots \quad V_{g\ ng}] \quad (11)$$

em que ng denota o número de geradores (elementos do conjunto \mathcal{G}). Otimiza-se a tensão de todos os geradores bem como a potência ativa de $(ng - 1)$ geradores, sendo que a potência do ng^{th} gerador (barra $V\theta$, *slack*, *swing*) é ajustada para fechar o balanço do sistema (incluindo perdas). As demais barras de geração do sistema são tratadas como barras PV, para as quais a potência reativa é calculada após a convergência do fluxo de potência. As barras de carga são tratadas como barras PQ.

Cada indivíduo é avaliado conforme a Fig. 2, para um exemplo em que existam 3 geradores e o gerador 3 é o *slack*. Inicialmente executa-se o fluxo de potência (método de *Newton*) e, caso haja convergência, calcula-se o modelo linearizado em espaço de estados. A partir desse modelo linearizado (para análise à pequenas perturbações), calcula-se os autovalores (análise modal – equação (10)). Caso não haja convergência do método de *Newton*, significa que não existe solução em regime permanente, não havendo a necessidade de se realizar a análise modal (logo uma penalização elevada é aplicada à função f_k).

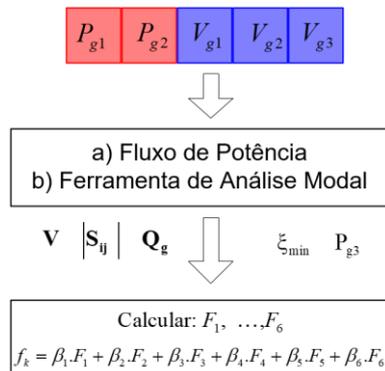


Fig. 2 Cálculo da função aptidão f_k do indivíduo ind_k .

Observa-se que, após a solução do fluxo de potência, tem-se o vetor com tensões nodais V , o vetor de fluxos de potência aparente nos ramos do sistema $|S_{ij}|$, o vetor de potências reativas geradas Q_g e a potência ativa gerada pela barra de balanço P_{g3} . Após a análise de estabilidade a pequenas perturbações (análise modal), tem-se o amortecimento mínimo em malha fechada ξ_{min} . Os autovalores, neste trabalho, são calculados pelo método QR (Francis, 1961).

Na Fig. 2, o termo F_1 corresponde à função objetivo (custo de geração) dado em (1). Os termos F_2 a F_6 correspondem às penalizações adicionadas na ocorrência de violações das restrições de magnitude das tensões nodais (8), fluxo de potência aparente (5), coeficiente de amortecimento mínimo do sistema em malha fechada (9), potência ativa gerada (6) e potência reativa gerada (7). Os pesos β_1 a β_6 foram empiricamente ajustados como: $\beta_1 = 1$, $\beta_2 = 10^3$, $\beta_3 = 10^3$, $\beta_4 = 10^8$, $\beta_5 = 10^5$ e $\beta_6 = 10^5$.

3.3 Penalização por Violação de Tensão

Para garantir que as tensões nas barras de carga estejam dentro dos limites especificados (equação (8)), a penalização F_2 é calculada conforme (12) e (13).

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

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

em que N_L denota o conjunto de barras de carga. Ressalta-se que o conjunto de barras do sistema é composto por dois subconjuntos, os de geração e os de carga ($N \supset \mathcal{G} \cup N_L$, o conjunto de barras “contém” os conjuntos de barras de geração e de carga). Ressalta-se que os limites de tensão nas barras de geração são tratados intrinsecamente pelo *PSO*, pois tais variáveis são de decisão (equação (11)).

3.4 Penalização por Violação de Fluxo

Para garantir que os fluxos de potência aparente nos ramos seja menor que o limite especificado (equação (5)), a penalização F_3 é calculada conforme (14) e (15).

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

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

3.5 Penalização por Violação de Coeficiente de Amortecimento

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

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

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

3.6 Penalização por Violação de Potência Ativa Gerada (barra de balanço, swing, slack, $V\theta$)

Para garantir que a potência ativa gerada pela barra de balanço *swing* esteja dentro dos limites especificados (equação (6)), a penalização F_5 é calculada conforme (18) e (19).

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

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

Ressalta-se que os limites de geração das demais barras de geração são tratados intrinsicamente pelo *PSO*, pois tais variáveis são de decisão (equação (11)).

3.7 Penalização por Violação de Potência Reativa Gerada

Para garantir que as potências reativas geradas estejam dentro dos limites especificados (equação (7)), a penalização F_6 é calculada conforme (20) e (21).

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

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

3.8 Demais Restrições

Por fim, as restrições de igualdade dadas pelas equações (2) à (4) são tratadas internamente pelo problema de fluxo de potência. Na ocorrência de convergência, o balanço de potência (restrições (2) e (3)) é satisfeito.

4. ESTUDO DE CASO

Essa seção apresenta o estudo de caso realizado para o sistema *New England*, composto por 10 geradores e 39 barras (Pai, 1989).

4.1 Descrição do Sistema e Limites

A Fig. 3 apresenta o diagrama unifilar do sistema *New England*, sendo que a barra 39 é a referência do sistema (barra de balanço). Os dados de carga, de linha e dos parâmetros para simulação dinâmica dos geradores são obtidos de (Pai, 1989). Os parâmetros dos estabilizadores estão no Apêndice A. Os

limites de tensão são: 0,90 a 1,10 pu para as barras de carga e 0,95 a 1,05 pu para as barras de geração. Os limites de potência reativa gerada são ± 1500 MVar e os de potência ativa são apresentados na sequência. Um limite de fluxo de potência aparente de 1300 MVA é considerado para os ramos. As bases de potência e frequência são 100MVA e 60Hz.

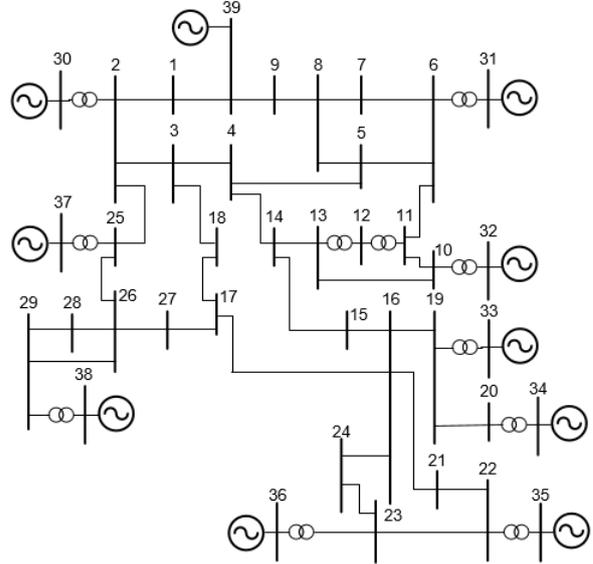


Fig. 3 Sistema *New-England*.

Os coeficientes da função de custo de geração, obtidos de (Sayah & Hamouda, 2019), são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1. Coeficientes de custo

Gen	a	b	c
30	0	6,9	0,0193
31	0	3,7	0,0111
32	0	2,8	0,0104
33	0	4,7	0,0088
34	0	2,8	0,0128
35	0	3,7	0,0094
36	0	4,8	0,0099
37	0	3,6	0,0113
38	0	3,7	0,0071
39	0	3,9	0,0064

As simulações foram conduzidas utilizando um computador Intel Core i7 1.80 GHz com 16 GB de RAM e um sistema operacional Windows 10, 64-bits.

4.2 Resultados

Inicialmente, o Fluxo de Potência Ótimo sem a restrição de estabilidade foi implementado utilizando-se a função *fmincon* da *toolbox* de otimização do MATLAB (versão 2010a), equações (1) à (8). A solução é feita pelo método dos pontos interiores (Granville, 1994). O valor obtido para o custo de geração foi de 60893,6 \$/h. No ponto de operação obtido via FPO, o amortecimento é de 5,94%, indicando que o sistema é estável.

Em seguida, com o objetivo de se avaliar o impacto de diferentes valores de amortecimento no custo de geração, o SSFPO foi executado. Foram consideradas 20 simulações para cada valor desejado de amortecimento, dada à característica de não reprodutibilidade do *PSO*. Adicionalmente, foram considerados 30 indivíduos e 100 gerações em cada simulação (um tempo médio de 5,6 minutos foi requerido por simulação).

A Tabela 2 apresenta um comparativo dos valores fornecidos pelo FPO e pelo SSFPO para diferentes valores de amortecimento mínimo desejados. Como esperado, observa-se o aumento do custo de geração conforme o problema fica mais restrito do ponto de vista da estabilidade à pequenas perturbações (maiores valores de amortecimento mínimo desejado).

Tabela 2. Custo de geração (\$/h)

	ξ_{min} desejado	Mínimo	Média	Máximo
FPO	--	60893,6		
SSFPO	6,00 %	60924,6	60953,9	60971,1
	7,00 %	60971,8	61002,0	61151,1
	8,00 %	61173,8	61473,0	61995,1
	9,00 %	61867,3	62618,0	64615,2*

*observa-se que este ponto é um *outlier* (atípico), conforme pode ser visto na Fig. 4.

A variabilidade das soluções pode ser melhor observada no *boxplot* da Fig. 4 (considerando que as soluções partiram de uma mesma população inicial em todas as simulações). Ressalta-se que o problema da variabilidade das soluções fornecidas por metaheurísticas tem sido objeto de diversas investigações (Coelho et al., 2020) e a solução deste problema está fora do escopo deste trabalho.

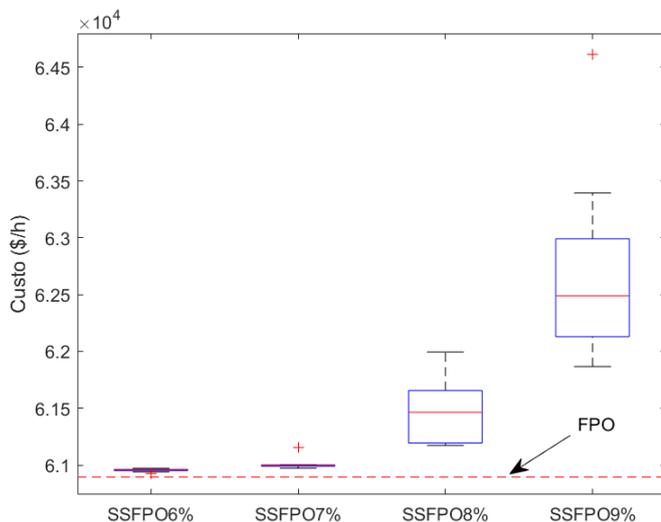


Fig. 4 Custo para diferentes valores de amortecimento.

Considerando o conjunto de 20 simulações realizadas para cada valor de amortecimento mínimo desejado, a Fig. 5 apresenta os valores de amortecimento obtidos.

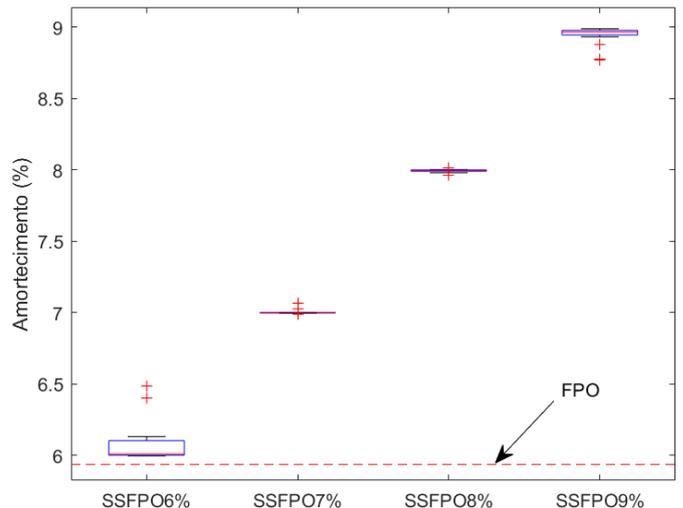


Fig. 5 Amortecimento mínimo para diferentes valores de amortecimento.

Para as melhores soluções da Tabela 2 (mínimo custo de geração), os valores de potência ativa gerada e de tensão de geração (ajustados pelas metodologias FPO e SSFPO) são apresentados nas Tabelas 3 a 5.

Tabela 3. Geração (MW)

Ger	FPO	SSFPO 6%	SSFPO 7%
30	250,00	248,54	242,26
31	520,81	567,24	564,78
32	650,00	641,19	639,81
33	632,00	630,35	636,06
34	508,00	496,15	507,57
35	650,00	651,01	649,80
36	560,00	562,83	555,26
37	540,00	534,95	535,87
38	830,00	829,39	835,24
39	999,99	977,90	976,52

Tabela 4. Geração (MW)

Ger	SSFPO 8%	SSFPO 9%	P_G^{min}	P_G^{max}
30	242,82	223,57	100	350
31	550,76	527,06	200	650
32	619,27	635,21	300	800
33	750,00	750,00	300	750
34	504,94	542,85	250	650
35	640,93	480,18	300	750
36	557,58	750,00	250	750
37	513,00	522,38	250	700
38	801,66	764,08	400	900
39	966,27	953,38	600	1200

Tabela 5. Tensão de geração (pu)

Ger	FPO	SSFPO			
		6%	7%	8%	9%
30	1,05	1,01	1,04	1,05	1,05
31	0,98	1,05	1,02	0,96	1,03
32	0,98	0,99	1,02	1,02	1,00
33	1,00	1,02	0,98	0,95	0,95
34	1,01	1,01	1,00	0,99	1,00
35	1,05	1,05	0,98	0,95	0,97
36	1,06	1,01	1,05	1,02	0,98
37	1,03	1,04	1,04	1,00	1,00
38	1,03	1,05	0,98	0,99	1,03
39	1,03	1,02	0,98	0,99	1,01

Os valores de amortecimento considerando as melhores soluções dadas na Tabela 2 são dados na Tabela 6.

Tabela 6. Amortecimento mínimo (%)

	Desejado	Obtido
FPO	--	5,94
SSFPO	6,00 %	6,01
	7,00 %	7,00
	8,00 %	7,99
	9,00 %	8,96

4.3 Simulação não Linear no Domínio do Tempo

O presente trabalho executa a otimização de sistemas elétricos considerando restrições de estabilidade à pequenas perturbações (considerando um modelo linearizado do sistema). De forma a avaliar o comportamento do sistema, no ponto de operação otimizado, diante de grandes perturbações (estabilidade transitória), uma simulação não linear no domínio do tempo é realizada. Para tanto, um curto circuito é aplicado na barra 11 por 50ms, este é eliminado através da abertura da linha de transmissão 10-11, que é religada após 50ms. Considera-se a solução do SSFPO (com menor amortecimento desejado de 6%). A variação da potência elétrica terminal dos geradores 34 e 37 (máquinas com menores inércias) é apresentada na Fig. 6.

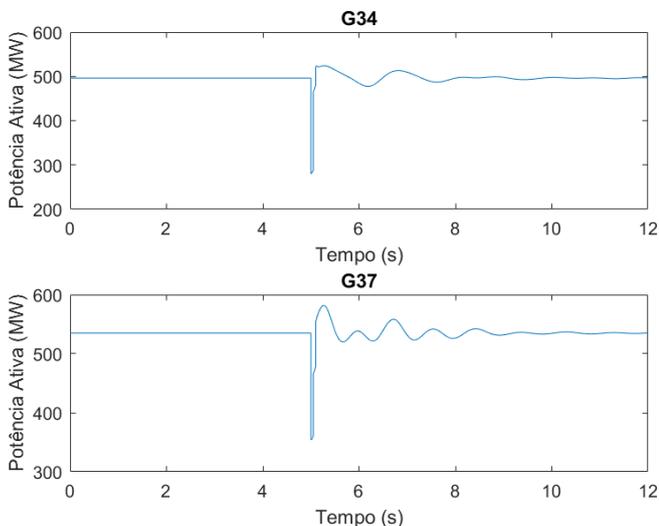


Fig. 6 Potência ativa gerada (considerando a solução do FPO).

Observa-se a estabilização do sistema na ocorrência de grandes perturbações.

5. CONCLUSÕES

Esse artigo propôs a aplicação da metaheurística *Particle Swarm Optimization* na solução do problema de Fluxo de Potência Ótimo com restrições de estabilidade angular à pequenas perturbações para a minimização do custo de geração de potência ativa. Diferentemente das metodologias analíticas recentemente propostas na literatura, cálculos de sensibilidade dos índices de estabilidade (no caso, o coeficiente de amortecimento do autovalor dominante em malha fechada) não são requeridos (evitando divergência do processo iterativo devido às oscilações numéricas ocasionadas por alternância de autovalores dominantes). De forma geral, essa proposta apresenta como vantagens: (i) a fácil integração de ferramentas já largamente utilizadas no planejamento da operação de sistemas elétricos (fluxo de potência e ferramentas de análise de estabilidade angular à pequenas perturbações) e (ii) a fácil implementação computacional.

Observou-se, como esperado, o aumento do custo de geração conforme o problema fica mais restrito do ponto de vista da estabilidade. Por outro lado, a variabilidade das soluções, mesmo partindo-se de uma mesma população inicial, é um fator importante na escolha da metaheurística que será empregada na solução do problema. Simulações no domínio do tempo validaram a solução fornecida pelo SSFPO.

AGRADECIMENTOS

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

REFERÊNCIAS

- 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>
- Bruno, S., Lamonaca, S., Rotondo, G., Stecchi, U., & La Scala, M. (2011). Unbalanced three-phase optimal power flow for smart grids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(10), 4504–4513. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2106099>
- 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>

- Coelho, F., Peres, W., Silva Junior, I., & Dias, B. (2020). An Empirical Continuous Metaheuristic for Multiple Distributed Generation Scheduling Considering Energy Loss Minimization, Voltage and Unbalance Regulatory Limit. *IET Generation, Transmission & Distribution*. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1860>
- Dommel, H., & Tinney, W. (1968). Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-87(10), 1866–1876. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1968.292150>
- Francis, J. G. F. (1961). The QR Transformation A Unitary Analogue to the LR Transformation--Part 1. *The Computer Journal*, 4(3), 265–271. <https://doi.org/10.1093/comjnl/4.3.265>
- Granville, S. (1994). Optimal reactive dispatch through interior point methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(1), 136–146. <https://doi.org/10.1109/59.317548>
- Hochdorf, M. (1956). Exact Economic Dispatch - Digital Computer Solution [includes discussion]. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. Part III: Power Apparatus and Systems*, 75(3). <https://doi.org/10.1109/AIEEPAS.1956.4499417>
- 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>
- Levron, Y., Guerrero, J. M., & Beck, Y. (2013). Optimal Power Flow in Microgrids With Energy Storage. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3226–3234. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2245925>
- Li, P., Qi, J., Wang, J., Wei, H., Bai, X., & Qiu, F. (2017). An SQP Method Combined With Gradient Sampling for Small-Signal Stability Constrained OPF. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(3), 2372–2381. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2598266>
- 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>
- Momoh, J. A., El-Hawary, M. E., & Adapa, R. (1999). A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), 105–111. <https://doi.org/10.1109/59.744495>
- Pai, M. A. (1989). *Energy Function Analysis of Power System Stability* (1st ed.). Kluwer Academic Publishers.
- Pareek, P., & Nguyen, H. D. (2019). *Small-Signal Stability Constrained Optimal Power Flow: A Convexification Approach*. <http://arxiv.org/abs/1911.12001>
- 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>
- Sauer, P., & Pai, M. A. (1998). *Power system dynamics and stability* (1st ed.). Prentice Hall.
- Sayah, S., & Hamouda, A. (2019). Optimal power flow solution of integrated AC-DC power system using enhanced differential evolution algorithm. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 29(2), e2737. <https://doi.org/10.1002/etep.2737>
- Zhang, X.-P., Rehtanz, C., & Pal, B. (2012). *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control* (2nd ed.). Springer.

Apêndice A. DADOS DO SISTEMA

A função de transferência dos estabilizadores é apresentada na equação (22) e os parâmetros utilizados estão definidos na Tabela 7.

$$ESP_p(s) = K_p \cdot \frac{(s \cdot T_w)}{(1 + s \cdot T_w)} \cdot \frac{\left(1 + s \frac{\sqrt{\alpha_p}}{\omega_p}\right)^{nbl}}{\left(1 + s \frac{1}{\omega_p \cdot \sqrt{\alpha_p}}\right)^{nbl}} \quad (22)$$

Tabela 7. Parâmetros dos estabilizadores

Gen	K_p	α_p	ω_p	T_w	nbl
30	32,58	9,9752	12,582	5	2
31	33,417	9,9691	13,61	5	2
32	29,218	9,9686	20,762	5	2
33	20,378	8,0703	27,935	5	2
34	19,998	9,9019	25,909	5	2
35	20,683	6,5638	28,549	5	2
36	23,773	9,4152	26,861	5	2
37	29,229	9,9727	13,75	5	2
38	21,847	2,3898	28,484	5	2
39	--	--	--	--	--