

## Comparação de Metaheurísticas para o Ajuste Ótimo do Controle de Frequência em Sistemas Interligados com Geração Eólica

Bruna C. Ferreira\* Rodrigo N. Morais\* Vinícius A. Vasconcelos\*  
Wesley Peres\* Francisco C. R. Coelho\* Junior N. N. Costa\*  
Raphael P. B. Poubel\*\*

\* 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: bruna.cfpta@hotmail.com; rodrigodigmorais@yahoo.com.br; vantunesvasc@gmail.com; wesley.peres@ufsj.edu.br; franciscocoelho@ufsj.edu.br; juniornatanncosta@gmail.com;poubel@cefetmg.br).

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

**Abstract:** This paper compares two metaheuristics (Improved Harmony Search and Particle Swarm Optimization) in solving the robust and optimal tuning of Proportional-Integral (PI) controllers problem. The PI controllers are applied to the Load Frequency Control in Multi-Area power systems with a wind turbine. Several scenarios are considered to ensure robustness and the design aims at minimizing the Integral of the Square of the Error (ISE) based on time-domain simulations. A three-area power system is used in the simulations, and the results show the ability of the Improved Harmony Algorithm in providing good-quality solutions with low variability by employing a reduced computational burden.

**Resumo:** Este artigo apresenta o estudo comparativo entre duas metaheurísticas (Busca Harmônica Melhorada e Otimização Baseada em Enxame de Partículas) para o projeto ótimo e robusto de controladores do tipo Proporcional-Integral (PI) aplicados ao controle de frequência em sistemas interligados na presença de geradores eólicos. Considera-se vários cenários operativos para garantia de robustez e busca-se minimizar a Integral do Erro Quadrático com base em simulações no domínio do tempo. Um sistema interligado de três áreas é utilizado e é mostrado que a Busca Harmônica Melhorada é capaz de fornecer soluções de melhor qualidade e com baixa variabilidade em um tempo computacional reduzido.

**Keywords:** Load Frequency Control; Improved Harmony Algorithm; Particle Swarm Optimization; PI Controller; Multi-Area Power System; Wind Generation.

**Palavras-chaves:** Controle de Frequência; Busca Harmônica Melhorada; Otimização baseada em Enxame de Partículas; Controlador PI; Sistema Interligado; Geração Eólica.

### 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a redução da dependência por combustíveis fósseis e a diversificação da matriz energética tornaram-se prioridades para o desenvolvimento sustentável mundial (Ahmadi et al., 2015). Tal desenvolvimento foi impulsionado pelas crescentes restrições ambientais (como a necessidade da diminuição da emissão de gases poluentes) e tem sido possível devido ao avanço na tecnologia de geração e ao custo de investimento cada vez mais reduzido. Como resultado, houve uma grande inserção de geradores distribuídos baseados em fontes renováveis no Sistema Elétrico de Potência (SEP).

A partir de 2004, foi implementado no Brasil o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA) e a participação da geração eólica vem se des-

tacando na matriz energética brasileira. Salienta-se ainda que, as usinas de fonte eólica, com 100,8MW, representaram 84% das novas usinas que entraram em operação em 2020 no país (ANEEL, 2020).

Contudo, a medida que a geração eólica apresenta um percentual significativo da geração total, aumenta-se a complexidade da operação do sistema. Um dos desafios impostos refere-se à estabilidade de frequência, associada à manutenção do equilíbrio entre carga e geração (Kundur et al., 2004).

Em geral, a conexão das geradores eólicos à rede é realizada por meio de conversores estáticos, fazendo com que a velocidade do rotor e a frequência da rede sejam desacopladas (desacoplamento entre a massa rotórica e o sistema). Com isso, os geradores eólicos não contribuem com a inércia do sistema. Ademais, a intermitência dos ventos impõem

flutuações de potência na saída dos aerogeradores, o que aumenta a incerteza na operação e pode trazer prejuízos à estabilidade da rede (Ahmadi et al., 2015). Com o objetivo de garantir a estabilidade de frequência, o Controle de Frequência (*Load Frequency Control* - LFC) é extremamente importante. Diversos trabalhos têm sido propostos na literatura com estruturas de controle visando a fazer com que os aerogeradores contribuam no LFC (Abo-Elyousr et al., 2018).

As estruturas de controle devem ser ajustadas de forma a melhorar a resposta do sistema e as técnicas de otimização são excelentes para essa finalidade. Dentre essas técnicas destacam-se as metaheurísticas, capazes de fornecer soluções de boa qualidade em um tempo computacional reduzido. Algumas aplicações de metaheurísticas no ajuste do LFC são: Algoritmo Genético (Jalali, 2011), Otimização baseada em Enxame de Partículas (Jagatheesan et al., 2015), Colônia de Formigas (Abo-Elyousr, 2016) e Busca Gravitacional (Debnath et al., 2016).

Com base na breve revisão apresentada, identifica-se como promissor o estudo de técnicas de otimização aplicadas ao ajuste de parâmetros de uma estrutura de controle de frequência (LFC) em sistemas com energia eólica. Nesse sentido, o presente trabalho visa a comparar o desempenho de duas metaheurísticas aplicadas à solução deste problema. A estrutura utilizada é baseada em controladores PI (Propocional Integral) e as metaheurísticas estudadas são: (i) *Particle Swarm Optimization* (PSO) e (ii) *Improved Harmony Algorithm* (IHA). Para o estudo de caso, utiliza-se um sistema interligado de três áreas e a qualidade da solução é medida pela Integral do Erro Quadrático (ISE - *Integral of the Square of the Error*) considerando 11 cenários operativos para garantia de robustez.

## 2. MODELAGEM DO SISTEMA

A Figura 1 mostra o modelo de um sistema de geração eólica conectado a um sistema hidrotérmico de três áreas. O aerogerador é do tipo *Double Fed Induction Generator* (DFIG) (Abo-Elyousr et al., 2018). O diagrama esquemático desse sistema é apresentado na Figura 2. A primeira e a segunda áreas são sistemas térmicos, porém a primeira também contém um aerogerador DFIG. A terceira área é um sistema de energia hidráulica.

A correta modelagem matemática dos componentes do sistema é de fundamental importância para a sintonia dos parâmetros dos controladores. Os dados do sistema são fornecidos no Apêndice A. As funções de transferência  $FT$  dos diferentes blocos são apresentadas abaixo:

Função de transferência de turbina hidráulica:

$$FT_1 = \frac{-T_w s + 1}{0.5T_w s + 1} \quad (1)$$

Função de transferência do regulador hidráulico:

$$FT_2 = \frac{K_d s^2 + K_p s + K_1}{K_d s^2 + (K_p + f/R) s + K_1} \quad (2)$$

Função de transferência do regulador de velocidade:

$$FT_3 = \frac{1}{T_g s + 1} \quad (3)$$

Função de transferência da turbina a vapor:

$$FT_4 = \frac{K_r T_r s + 1}{T_r s + 1} \quad (4)$$

Função de transferência do reaquecedor:

$$FT_5 = \frac{1}{T_t s + 1} \quad (5)$$

Função de transferência do gerador:

$$FT_6 = \frac{K_p}{T_p s + 1} \quad (6)$$

É possível observar que o sistema possui duas malhas de controle: Controle Primário associado à constante  $R$  (estatismo) e Controle Secundário associado à constante  $B$  (bias). O controle primário tem o objetivo de estabilizar a frequência do sistema após uma perturbação de carga, sendo o valor de frequência em regime permanente diferente do nominal. Para corrigir esse valor de frequência aproximando-o do valor nominal, existe a malha de controle secundária, constituída por uma estrutura PI (controlador proporcional integral). Além disso, o sistema hidrotérmico está interconectado com uma turbina eólica não convencional baseada em DFIG, a qual requer um controlador de velocidade (também do tipo PI) (Abo-Elyousr et al., 2018).

Apesar dos avanços das técnicas de controle, a grande maioria das usinas ainda utilizam controladores PIDs para fazer o controle de carga-frequência (Abo-Elyousr et al., 2018). A entrada para cada controlador PI é uma combinação linear do desvio de frequência e o desvio de fluxo de potência de intercâmbio entre as áreas. Tal combinação é denominada de Erro de Controle de Área (ACE). A expressão para o cálculo do ACE de ambas as áreas é apresentada em (7):

$$\begin{aligned} ACE_1 &= \sum \Delta P_{12} + B_1 \Delta f_1 \\ ACE_2 &= \sum \Delta P_{23} + B_2 \Delta f_2 \\ ACE_3 &= \sum \Delta P_{13} + B_3 \Delta f_3 \end{aligned} \quad (7)$$

## 3. METODOLOGIA DE AJUSTE

### 3.1 Formulação do Problema de Otimização

A função de transferência do controlador PI de cada área do sistema é definida na equação (8).

$$T_i(s) = K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} \quad (8)$$

em que  $K_{pi}$  e  $K_{ii}$  são os parâmetros do ganho proporcional e integral do controlador, respectivamente, de cada área  $i$ . O sinal de controle de cada área é definido como dado na equação (9).

$$U_i(s) = T_i(s) ACE_i(s) \quad (9)$$

Diversos índices de desempenho são aplicados na literatura para a avaliação da qualidade de uma sintonia do controle PI. Nesse artigo escolheu-se o índice ISE (Integral do Erro ao Quadrado) (vide equação (10)) por fornecer grande peso aos desvios maiores e pequeno peso aos desvios menores (Ogata, 2010).

$$ISE_i = \int ACE_i^2 dt \quad (10)$$

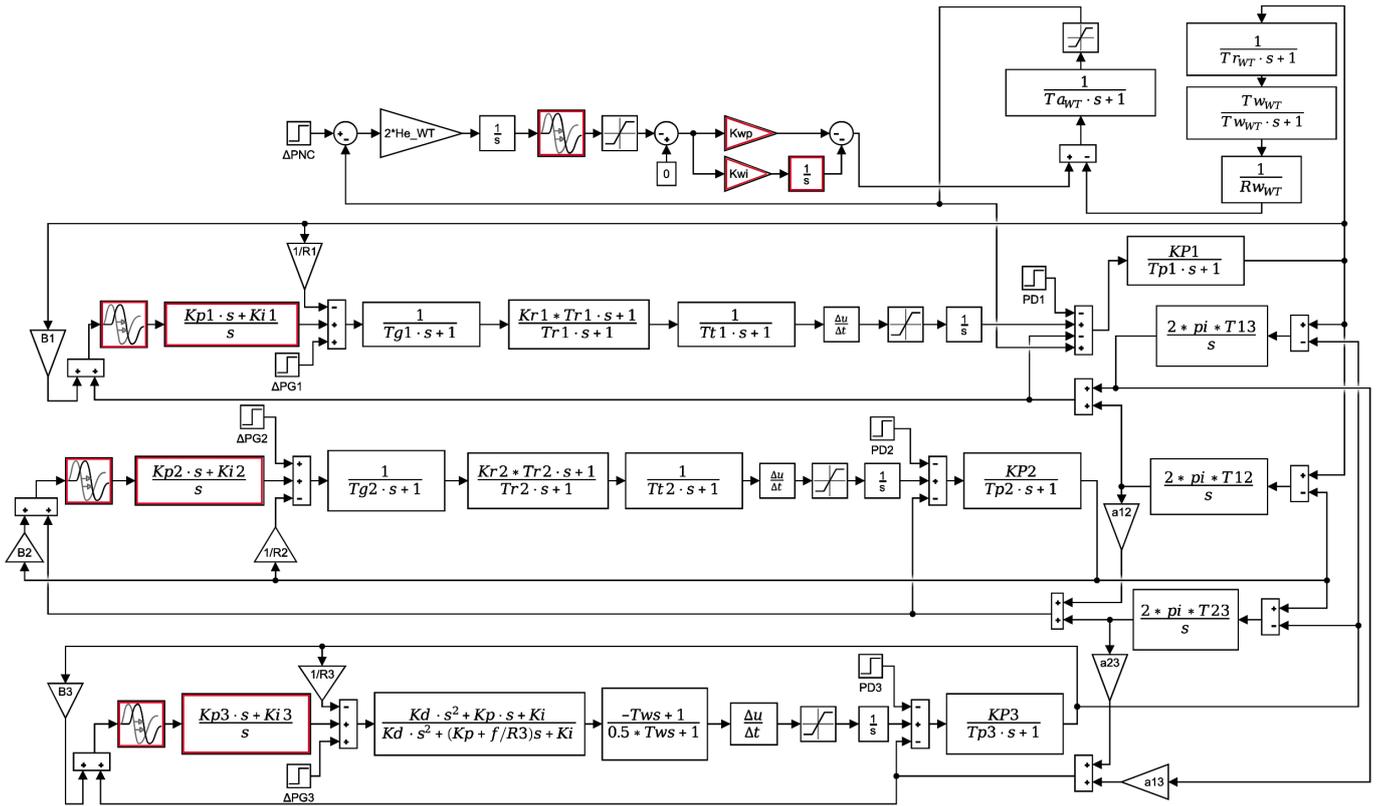


Figura 1. Modelo no Matlab/Simulink do sistema em estudo.

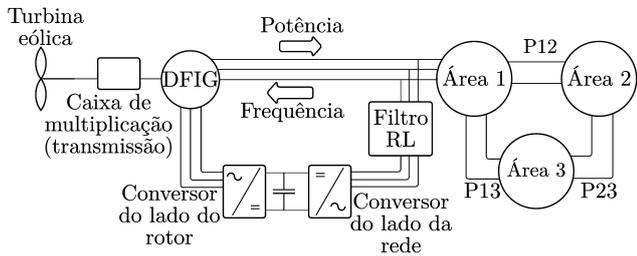


Figura 2. Diagrama esquemático do sistema de três áreas com turbina eólica baseada em DFIG.

A função objetivo no domínio do tempo (para um cenário de operação) é definida como a raiz da soma das Integrais do Erro ao Quadrado (ISE) de todas as áreas.

$$J = \sum_{i=1}^N \sqrt{ISE_i} \quad (11)$$

em que  $N$  é o número de áreas do sistema. Cita-se que, considerando um conjunto de pontos de operação, a função objetivo será a soma dos diferentes valores de  $J$ .

Define-se o problema de otimização da seguinte forma:

$$\begin{cases} \text{Min } J \\ \text{s.a. } -2 \leq K_{pi} \leq 2 \\ \quad -2 \leq K_{ii} \leq 2 \end{cases} \quad (12)$$

Os ganhos são limitados ao intervalo  $[-2, 2]$  (Abo-Elyouss et al., 2018). As metaheurísticas populacionais utilizadas baseiam-se na troca de experiências entre os indivíduos, que evoluem ao longo das gerações. Cada indivíduo  $ind_i$  é representado conforme equação (13).

$$ind_i = [K_{p1} K_{i1} K_{p2} K_{i2} K_{p3} K_{i3} K_{wp} K_{wi}] \quad (13)$$

### 3.2 Improved Harmony Algorithm - (IHA)

O algoritmo de Busca Harmônica (*Harmony Search*-HS) foi proposto por Geem et al. (2001), e é uma metaheurística populacional inspirada na improvisação musical. As combinações das notas de cada instrumento representam as possíveis soluções e os músicos alteram as notas dos instrumentos em busca de um estado de perfeita harmonia. A função objetivo do problema é representada pelo ato de apreciação dos ouvintes. O procedimento é descrito em quatro passos.

**Passo 1:** Inicialização dos parâmetros. Esses parâmetros incluem: limites inferior e superior de cada variável da harmonia, Tamanho da Memória Harmônica (HMS), Largura da Banda (BW), Taxa de Consideração da Memória Harmônica (HMCR), Taxa de Ajuste dos Valores (PAR), e o número Máximo de Iterações ( $N$ ).

**Passo 2:** Inicialização da população e da memória harmônica. São gerados HMS vetores de harmonias aleatórias e estas são armazenadas na Memória Harmônica (HM), sendo que cada harmonia é avaliada individualmente pela função objetivo.

**Passo 3:** Um novo vetor de harmonia  $x' = (x'_1, x'_2, \dots, x'_n)$  é gerado. Para isso, cada harmonia do HM é selecionada, e a probabilidade PAR determina se esse indivíduo será modificado ou não, conforme a equação (14).

$$x'_t \leftarrow \begin{cases} x'_t \pm \text{rand}[0, 1] \cdot BW & \text{para } \text{rand} \leq PAR \\ x'_t & \text{para } \text{rand} > (1 - PAR) \end{cases} \quad (14)$$

**Passo 4:** Atualização da Memória Harmônica, onde os melhores indivíduos gerados substituem os piores indivi-

duos anteriores. É também verificado se o critério de parada foi atingido.

No HS padrão, tanto o valor PAR quanto a largura da banda BW são constantes. Porém, durante as iterações iniciais, esses valores devem ser grandes o suficiente para aumentar a diversificação da pesquisa (exploração ou busca global). Em iterações finais, o algoritmo deve se concentrar na intensificação ao redor das melhores soluções (busca local). Logo, o algoritmo da Busca Harmônica Melhorado (IHA) foi sugerido para modificar o PAR e BW na etapa de improvisação (passo 3) como descrito nas equações (15) e (16) (Abo-Elyousr et al., 2018).

$$PAR(t) = PAR_{\min} + \frac{PAR_{\max} - PAR_{\min}}{N} \times t \quad (15)$$

$$BW(t) = BW_{\max} e^{\left( \frac{\ln\left(\frac{BW_{\min}}{BW_{\max}}\right)}{N} \times t \right)} \quad (16)$$

### 3.3 Otimização por Enxame de Partículas (PSO)

Proposto em 1995 por Kennedy e Eberhart, o Algoritmo de Otimização Baseado em Exame de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) foi desenvolvido a partir do comportamento social de cardumes de peixes e bando de pássaros (Haupt and Ellen Haupt, 2004). O seu algoritmo é baseado em enxame de partículas, o qual é inicializado através de uma população de soluções candidatas aleatórias. Cada partícula ocupa uma determinada posição  $X_k^i$  dentro do espaço de busca. No decorrer das iterações, cada partícula se movimenta com uma determinada velocidade  $V_k^i$ , que é modificada pela experiência adquirida por ela própria  $Pbest^i$  e pela influência da experiência adquirida pelo grupo de partículas  $Gbest^i$  (Haupt, 2004). Na iteração  $k$ , a atualização da velocidade é determinada pela equação (17).

$$V_{k+1}^i = \omega_k \cdot V_k^i + C_1 R_1 (Pbest^i - X_k^i) + C_2 R_2 (Gbest^i - X_k^i) \quad (17)$$

em que  $\omega_k$  é a constante de inércia (que decresce linearmente de 0,9 a 0,4 durante as gerações),  $R_1$  e  $R_2$  são números aleatórios, e  $i$  é o índice de cada partícula. As constantes  $C_1$  e  $C_2$  são as constantes de aceleração. Com base na velocidade atualizada, a posição é modificada conforme a equação (18).

$$X_{k+1}^i = X_k^i + V_{k+1}^i \quad (18)$$

## 4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A metodologia descrita na seção anterior é aplicada ao sistema interligado de três áreas considerando diferentes cenários operativos para garantia de robustez (11 cenários). Os 11 cenários operativos distintos foram obtidos a partir de pequenas perturbações na carga, aumento da penetração eólica e variação do *delay* na comunicação, e são expostos no Apêndice C.

Um controlador PI é projetado para cada área e um controlador PI extra é ajustado para o controle de velocidade da turbina eólica com o DFIG (como ilustrado na equação (13)).

As simulações foram realizadas utilizando-se a plataforma *Matlab/Simulink* (versão 2010a) em um processador Intel

Core i7, 1.80 GHz, 8 GB de memória RAM e um sistema operacional Windows 10, 64-bits.

Foram realizadas vinte execuções para cada método (cada uma com 40 gerações e 30 indivíduos). Os melhores parâmetros encontrados pelos algoritmos evolutivos são mostrados na Tabela 4.

O tempo médio para cada execução do IHA foi de uma hora e trinta minutos e para o PSO foi de duas horas e trinta minutos. A Figura 3 apresenta o diagrama de caixas (*boxplot*) obtido a partir dos resultados das simulações, a partir do qual é possível observar um melhor desempenho do método IHA.

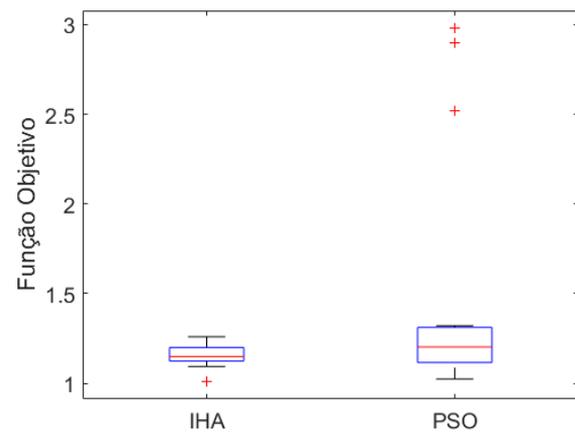


Figura 3. Comparação das soluções.

Na sequência apresenta-se a análise detalhada de 4 cenários operativos (por questões de espaço) escolhidos dentre os 11 utilizados no procedimento de ajuste.

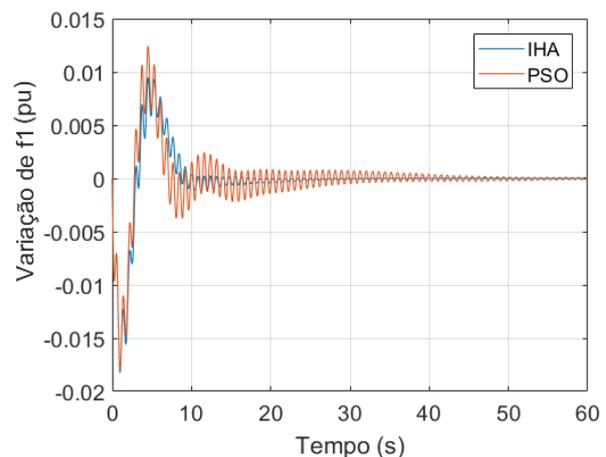


Figura 4. Variação de  $f_1$  devido a um aumento de 0,01 pu na demanda da área 1 para os algoritmos IHA e PSO.

### 4.1 Cenário Operativo 1

A primeira condição de operação analisada simula um aumento de 0,01 pu na demanda de carga na área 1 com a turbina eólica baseada em DFIG. A resposta da variação de frequência da Área 1 ( $f_1$ ) é apresentada na Figura

	$K_{p1}$	$K_{i1}$	$K_{p2}$	$K_{i2}$	$K_{p3}$	$K_{i3}$	$K_{wp}$	$K_{wi}$
IHA	0,4145	-0,9782	0,2196	-0,1208	0,2966	-0,0640	0,5991	0,1223
PSO	0,3846	-1,1820	-0,0034	-0,2388	0,3737	-0,1476	0,7399	0,6677

Tabela 1. Ganhos dos controladores por IHA e PSO.

	ISE	Tempo Computacional (segundos)
IHA	1,106	3302,38
PSO	1,321	9859,69

Tabela 2. Valor de ISE e tempo computacional em segundos.

4. Ambos os controladores são eficientes em melhorar as características de amortecimento do sistema de energia, entretanto o IHA apresenta um melhor desempenho.

a resposta do sistema alcança rapidamente um estado estacionário.

#### 4.3 Cenário Operativo 3

Nesse cenário operativo um atraso de tempo na comunicação é introduzido para confirmar a robustez dos controladores ajustados. As Figuras 7 e 8 apresentam as respostas do sistema a um aumento de 0,01 pu na demanda em todas as áreas. Considera-se dois diferentes valores para o atraso de tempo e é possível observar que os controladores ajustados são robustos.

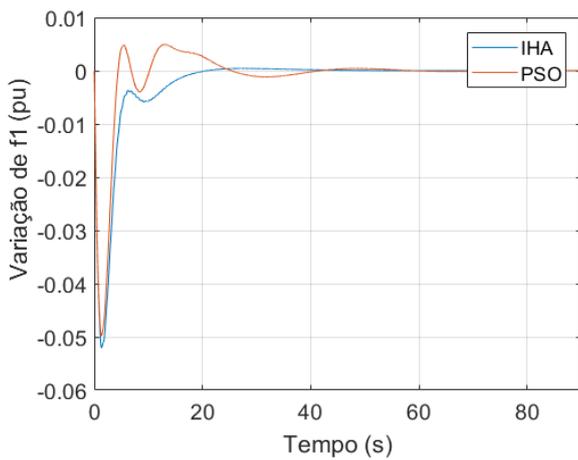


Figura 5. Variação de  $f_1$  devido a um aumento de 0,01 pu na demanda de todas as áreas.

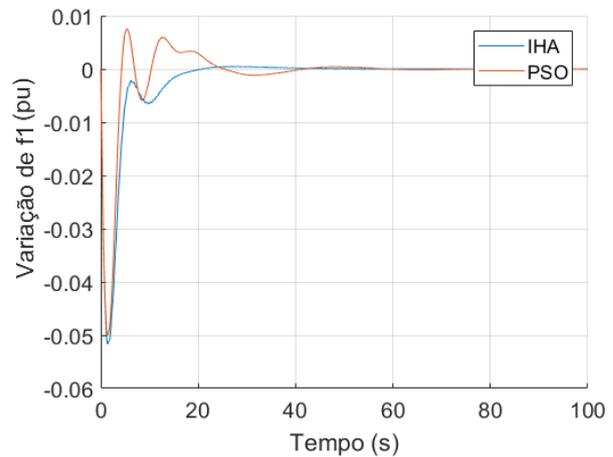


Figura 7. Variação de  $f_1$  com perturbação em todas as áreas e com *delay* de 5 ciclos.

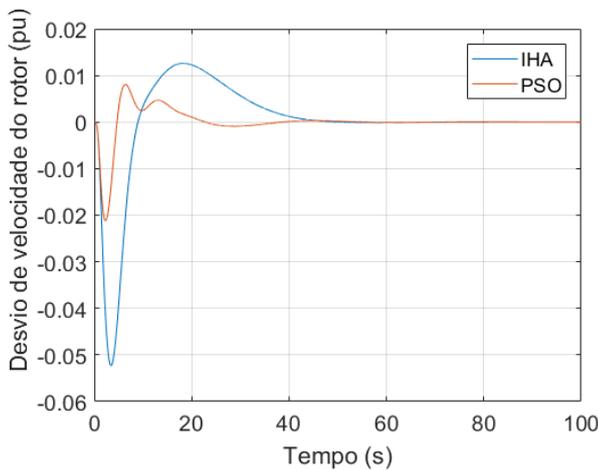


Figura 6. Desvio da velocidade do rotor do DFIG devido a um aumento de 0,01 pu na demanda em todas as áreas.

#### 4.2 Cenário Operativo 2

O segundo cenário de operação analisado simula um aumento de 0,01 pu na demanda de carga em todas as áreas. Com base nas Figuras 5 e 6 observa-se que o controlador ajustado pelo IHA tem um tempo de estabilização menor em comparação com o ajustado pelo PSO. Assim sendo,

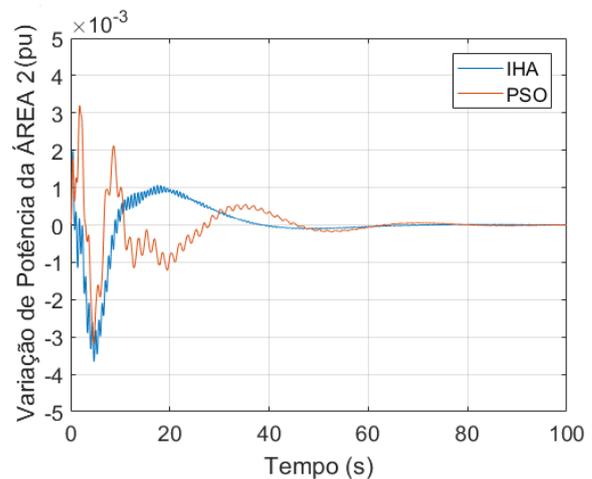


Figura 8. Variação de potência da área 2 com perturbação em todas as áreas e com *delay* de 10 ciclos.

#### 4.4 Cenário Operativo 4

Para estudar a influência do aumento da penetração de energia eólica na oferta total de energia do sistema, um índice de potencial ( $\alpha_\omega$ ) é definido na equação (19):

$$\alpha_\omega = \frac{\sum P_{WG}}{\sum_{i=1}^N P_g} \quad (19)$$

em que  $\sum P_{WG}$  é a geração eólica total e  $\sum_{i=1}^N P_g$  é a geração convencional de todas as áreas. Nas Figuras 9 e 10 diferentes valores de ( $\alpha_\omega$ ) são testados. Observa-se que o controlador ajustado pelo método IHA fornece uma melhor resposta para o sistema.

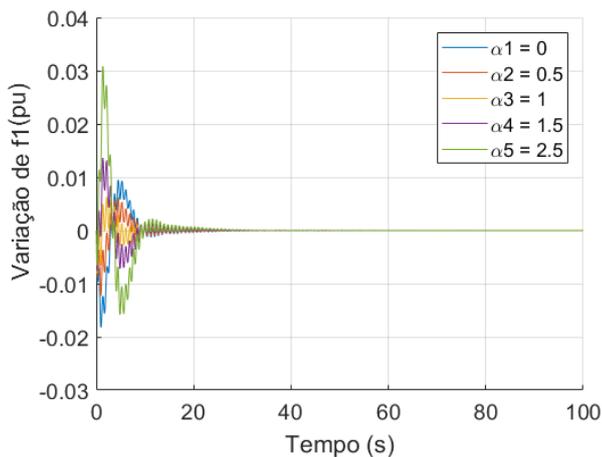


Figura 9. Variação de  $f_1$  com diferentes penetrações de geração eólica e com perturbação na área 1 de 0,01pu na demanda: controlador projetado pelo IHA.

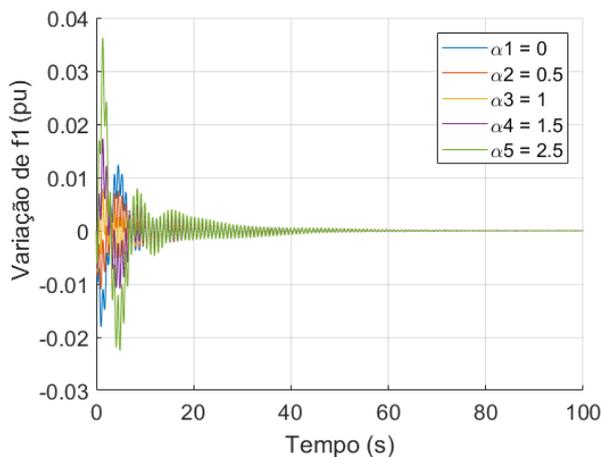


Figura 10. Variação de  $f_1$  com diferentes penetrações de geração eólica e com perturbação na área 1 de 0,01pu na demanda: controlador projetado pelo PSO.

## 5. CONCLUSÃO

Nesse artigo, comparou-se duas metaheurísticas (PSO e IHA) aplicadas ao problema de ajuste ótimo de controladores integrais proporcionais (PI) para a regulação de

frequência de um sistema hidrotérmico de potência, na presença de geração eólica. A raiz do erro quadrático integral (ISE) foi escolhida para avaliar o desempenho do sistema. Para garantir a robustez dos controladores ajustados, onze cenários operativos distintos foram considerados durante o processo de ajuste baseado em otimização.

Com base no conjunto de execuções realizadas bem como na validação no domínio do tempo, afirma-se que o IHA forneceu melhores resultados em um tempo computacional reduzido.

Os trabalhos futuros estarão focados na utilização de metaheurísticas modernas e em um estudo estatístico mais aprimorado desses métodos.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à FAPEMIG, CAPES (Finance Code 001), CNPq e PPGEL/UFSJ pelo auxílio financeiro.

## REFERÊNCIAS

- Abdelaziz, A.Y. and Ali, E.S. (2016). Load Frequency Controller Design via Artificial Cuckoo Search Algorithm. *Electric Power Components and Systems*, 44(1), 90–98. doi:10.1080/15325008.2015.1090502. URL <http://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/15325008.2015.1090502>.
- Abo-Elyousr, F.K. (2016). Load frequency controller design for two area interconnected power system with dfig based wind turbine via ant colony algorithm. In *2016 Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 253–260. IEEE.
- Abo-Elyousr, F.K., Youssef, A.M., and Abdelaziz, A.Y. (2018). Multi-area hydrothermal interconnected load frequency control with double-fed induction-generator-based wind turbine via improved harmony algorithm. *Electric Power Components and Systems*, 46(6), 615–628.
- Ahmadi, R., Sheikholeslami, A., Nabavi Niaki, A., and Ranjbar, A. (2015). Dynamic participation of doubly fed induction generators in multi-control area load frequency control. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 25(7), 1130–1147.
- ANEEL (2020). Fonte eólica se destaca entre as novas usinas liberadas pela aneel em julho. Disponível em: [bit.ly/31coI5P](http://bit.ly/31coI5P). Acesso em: 19 abril 2020.
- Debnath, M.K., Mallick, R.K., Das, S., and Aman, A. (2016). Gravitational search algorithm (gsa) optimized fuzzy-pid controller design for load frequency control of an interconnected multi-area power system. In *2016 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*, 1–6. IEEE.
- Geem, Z.W., Kim, J.H., and Loganathan, G.V. (2001). A new heuristic optimization algorithm: harmony search. *simulation*, 76(2), 60–68.
- Haupt, R.L. and Ellen Haupt, S. (2004). Practical genetic algorithms.
- Jagatheesan, K., Anand, B., Dey, N., Gaber, T., Hasanien, A.E., and Kim, T.H. (2015). A design of pi controller using stochastic particle swarm optimization in load frequency control of thermal power systems. In *2015 Fourth International Conference on Information Science and Industrial Applications (ISI)*, 25–32. IEEE.

- Jalali, M. (2011). *DFIG based wind turbine contribution to system frequency control*. Master's thesis, University of Waterloo.
- Kundur, P., Paserba, J., Ajjarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T., and Vittal, V. (2004). Definition and classification of power system stability iee/cigre joint task force on stability terms and definitions. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1387–1401.
- Ogata, K. (2010). *Modern control engineering*. Prentice hall.

perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas com decréscimo de 10% nas constantes de tempo da turbina eólica; (9) perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas com decréscimo de 10% nas constantes de tempo do sistema em geral; (10) perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas com Delay de 0 ciclos, 5 ciclos e 10 ciclos; (11) perturbação de 0,01pu na demanda da área 1 com Delay de 0 ciclos, 5 ciclos e 10 ciclos.

#### Apêndice A. PARÂMETROS DO SISTEMA HIDROTÉRMICO

Parâmetros (Abo-Elyousr et al., 2018): frequência nominal ( $f$ ) = 60Hz; constantes de tempo dos geradores ( $T_{p1}, T_{p2}, T_{p3}$ ) = 20s; ganho dos geradores ( $K_{P1}, K_{P2}, K_{P3}$ ) = 120; constantes de tempo dos reaquecedores ( $T_{t1}, T_{t2}$ ) = 0,3s; contante de tempo das turbinas a vapor ( $T_{r1}, T_{r2}$ ) = 10s; ganho das turbinas a vapor ( $K_{r1}, K_{r2}$ ) = 0,5 pu-MW; constante de tempo dos reguladores de velocidade ( $T_{g1}, T_{g2}$ ) = 0,08s; característica natural das áreas de controle ( $B_1, B_2, B_3$ ) = 0,425 pu MW/Hz; constante de regulação de velocidade ( $R_1, R_2, R_3$ ) = 2,4 Hz/pu; constante de tempo da turbina hidráulica ( $T_W$ ) = 1s; ganho diferencial da turbina hidráulica ( $K_d$ ) = 4; ganho integral da turbina hidráulica ( $K_i$ ) = 5; ganho proporcional da turbina hidráulica ( $K_p$ ) = 1; coeficiente de sincronização ( $T_{13}, T_{12}, T_{23}$ ) = 0,545 pu;  $a_{12} = a_{13} = a_{23} = -1$ ; constante de tempo do transdutor ( $Tr_{WT}$ ) = 0,1s; constante de tempo do filtro washout ( $T_{w_{WT}}$ ) = 6s; constante de tempo da turbina DFIG ( $T_{a_{WT}}$ ) = 0,2s; constante de inércia ( $He_{WT}$ ) = 3; regulação ( $R_{w_{WT}}$ ) = 2,4 Hz/pu MW.

#### Apêndice B. PARÂMETROS DAS METAHEURÍSTICAS

Parâmetros PSO (Abdelaziz and Ali, 2016): iteração = 40; população = 30; constante de aceleração ( $c1/c2$ ) = 2 e  $\omega = 0,9$ .

Parâmetros IHA: iteração = 40; população = 30; taxa de consideração da memória harmônica (HMCR) = 0,9; largura superior da banda (BWmax) = 1; largura inferior da banda (BWmin) = 0,15; taxa de ajuste (PARmin) = 0,7; taxa de ajuste (PARmax) = 0,95.

#### Apêndice C. CENÁRIOS OPERATIVOS

(1) Perturbação de 0,01pu na demanda da área 1; (2) perturbação de 0,01pu na demanda da área 1 e os controladores apenas com o ganho integral; (3) perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas; (4) perturbação de 0,01pu na demanda da área 1 com diferentes penetrações de eólica ( $\alpha_\omega=0; 0,5; 1; 1,5$  e 2,5); (5) perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas com diferentes penetrações de eólica ( $\alpha_\omega=0; 0,5; 1; 1,5$  e 2,5); (6) perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas com incremento de 10% nas constantes de tempo da turbina eólica; (7) perturbação de 0,01pu na demanda de todas as áreas com incremento de 10% nas constantes de tempo do sistema em geral; (8)