

## Análise da Capacidade de Hospedagem de Geração Fotovoltaica através do *Particle Swarm Optimization*

Felipe L. S. Magalhães \*. Bruna C. Ferreira\*. Wesley Peres\*. Raphael P. B. Poubel\*\*. Francisco C. R. Coelho\*.

\*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São João del Rei – UFSJ, São João del-Rei, Minas Gerais, Brasil (e-mail: felipemagalhaes.siemens@gmail.com; bruna.cfpta@hotmail.com; wesley.peres@ufs.edu.br; franciscocoelho@ufs.edu.br)

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

---

**Abstract:** This paper presents an optimization approach to determine the maximum hosting capacity of photovoltaic generation in unbalanced three-phase distribution systems considering two kinds of constraints: voltage magnitude and reverse power flow at the substation. The goal is to maximize the sum of the nominal power at the maximum power point of photovoltaic panels considering a set of operating points. The Particle Swarm Optimization method and the OpenDSS software are employed to solve the proposed approach. The IEEE 13 bus test system is used to evaluate the effectiveness of the proposed method. The results obtained show the effectiveness of the proposed approach compared with a practical approach employed in the literature.

**Resumo:** Este artigo apresenta uma metodologia de otimização para determinar a máxima capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica em sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados considerando dois tipos de restrições: magnitude das tensões e fluxo reverso na subestação. O objetivo é maximizar o somatório das potências nominais dos painéis no ponto de máxima potência considerando um conjunto de pontos de operação. O método *Particle Swarm Optimization* em conjunto com o *software* OpenDSS são empregados para a solução do problema proposto. O sistema IEEE de 13 barras é utilizado para a avaliação da efetividade da metodologia proposta. Os resultados obtidos mostram a efetividade da metodologia proposta quando comparada com uma metodologia prática empregada na literatura.

**Keywords:** Hosting Capacity; Distribution System; Particle Swarm Optimization; Solar Energy; OpenDSS.

**Palavras-chaves:** Capacidade de Hospedagem; Sistemas de Distribuição; Enxame de Partículas; Energia Solar; OpenDSS.

---

### 1. INTRODUÇÃO

O emprego adequado de unidades de Geração Distribuída (GD) nos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) traz diversas vantagens na operação desses sistemas, tais como: melhoria do perfil de tensão e redução das perdas. Adicionalmente, quando as GD são baseadas no uso de recursos renováveis (energia solar e eólica, por exemplo), tem-se a contribuição para a redução dos problemas de poluição. Entretanto, cita-se que sem um planejamento adequado, o emprego de GD pode deteriorar a operação do sistema, conduzindo à violações de limites térmicos e de tensão, aumentando as perdas de potência e o desequilíbrio de tensão (Coelho et al., 2020). Nesse contexto, diversos são os trabalhos focados na alocação e dimensionamento de GDs nos SDEE (Georgilakis & Hatziaargyriou, 2013).

A máxima quantidade de potência proveniente de GD que um SDEE pode acomodar considerando um conjunto de restrições (tensão, desequilíbrio, distorção harmônica, etc.) é denominada de Máxima Capacidade de Hospedagem (MCH)

de GD (Ismael et al., 2019; Mulenga et al., 2020). A determinação da MCH é um problema complexo, podendo ser resolvido por três abordagens distintas: (i) determinísticas, (ii) probabilísticas e (iii) séries temporais (Mulenga et al., 2020).

Os métodos determinísticos definem a MCH via algoritmos que desconsideram as incertezas nos dados do sistema (tais como cargas e pontos de alocação de unidades de GD). Os métodos probabilísticos (resolvidos via simulação Monte Carlo, por exemplo) consideram um número elevado de cenários para o cálculo da MCH, nos quais as incertezas das cargas e das GDs são consideradas. Por fim, métodos baseados em séries temporais consideram a intermitência das unidades de geração com base em séries temporais de vento (energia eólica) e irradiância/temperatura (energia solar) para avaliar a MCH diária, mensal ou anual. Conforme (Mulenga et al., 2020), os métodos determinísticos podem ser utilizados para o planejamento da operação a curto prazo (*day ahead*), embora não considerem as incertezas inerentes às fontes renováveis e cargas.

Diversos trabalhos recentes da literatura são focados no cálculo da MCH usando métodos determinísticos em SDEE trifásicos. Em (Lakshmi & Ganguly, 2018) apresenta-se uma metodologia multiobjetivo para minimização de perdas e maximização da MCH. Em (Schultis, 2019), é realizada uma comparação do impacto de diversas estratégias de controle Volt/Var na MCH de PV systems (painéis solares). Em (Castelo de Oliveira et al., 2019), é proposto o conceito de Máxima Capacidade de Hospedagem Dinâmica (MCHD), no qual a MCH de GD é realizada para um período de tempo (dia, mês ou ano) considerando restrições de tensão e de distorção harmônica. A reconfiguração de SDEE é usada como medida adicional para o aumento da MCH em (Sahu & Ghosh, 2020). O emprego de baterias para o aumento da MCH é avaliado em (Lee et al., 2020) para um sistema real. Por fim, em (Melo et al., 2021), é apresentada uma metodologia para cálculo da MCH considerando limites de tensão, fluxo reverso e desequilíbrio de tensão (considera-se que o índice de desequilíbrio por barra deva ser menor que 1%).

Com base na revisão anteriormente apresentada, observa-se que o interesse em metodologias determinísticas para o cálculo da MCH é crescente. Nesse contexto, o presente trabalho apresenta uma metodologia de otimização (determinística), resolvida pelo método *Particle Swarm Optimization* (Kennedy & Eberhart, 1995), para a determinação da máxima capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica para um dado período de operação. A partir de um modelo apropriado para os painéis (existente no OpenDSS), a metodologia otimiza o somatório das potências nominais dos geradores no ponto de máxima potência considerando restrições de tensão e de fluxo de potência reverso. Com a metodologia proposta, pode-se avaliar o efeito das curvas de irradiação, temperatura e eficiência do inversor no valor da capacidade de hospedagem. Simulações com o sistema IEEE de 13 barras mostram a efetividade do método.

## 2. METODOLOGIA PROPOSTA

### 2.1 Modelo do Painel Fotovoltaico

A Figura 1 mostra o diagrama esquemático do painel fotovoltaico implementado no OpenDSS (Dugan & McDermott, 2011; Radatz de Freitas, 2015). A potência de saída do painel em um determinado instante é calculada conforme (1).

$$P^t = Pmp \cdot irradiância_{pu}^t \cdot irradiância_{Base} \cdot Pmp(pu, T^t) \quad (1)$$

em que:

- i.  $P^t$  é a potência de saída do painel fotovoltaico no instante  $t$ ;
- ii.  $Pmp$  ( $1kW/m^2$ ) é a potência nominal do painel no ponto de máxima potência;
- iii.  $irradiância_{pu}^t$  é a irradiação em  $pu$  no instante  $t$ ;

- iv.  $irradiância_{Base}$  é o valor máximo de irradiação no dia selecionado;
- v.  $Pmp(pu, T^t)$  é o fator de correção do  $Pmp$  em função da temperatura no instante  $T^t$ .

Considerando a eficiência do inversor, a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico à rede é dada em (2):

$$P_{saída}^t = P^t \cdot eff(P_{saída}^t) \quad (2)$$

em que:

- i.  $eff(P_{saída}^t)$  é a eficiência do inversor para uma dada potência de saída no instante  $t$ ;
- ii.  $P_{saída}^t$  é a potência de saída do painel fotovoltaico em um instante  $t$ .

A potência de saída do painel em uma determinada fase  $ph$  do ponto de acoplamento também pode ser denotada por  $P_{GD,ph}^t = P_{saída}^t$ .

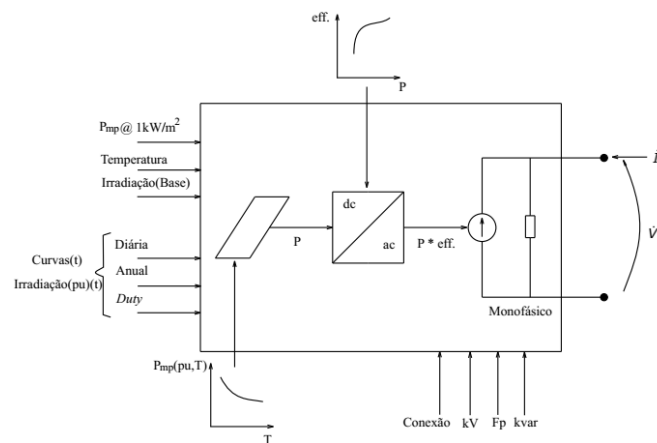


Fig. 1 Diagrama esquemático do painel fotovoltaico no OpenDSS (Freitas, 2015).

Nas Figuras 2 a 5, retiradas de (Freitas, 2015) ilustram-se, respectivamente, a curva de irradiação diária, de temperatura diária, o fator de correção de  $Pmp$  e a curva de eficiência do inversor. Todos esses dados são necessários para o cálculo da potência de saída do painel (vide equações (1) e (2)) em cada instante de tempo.

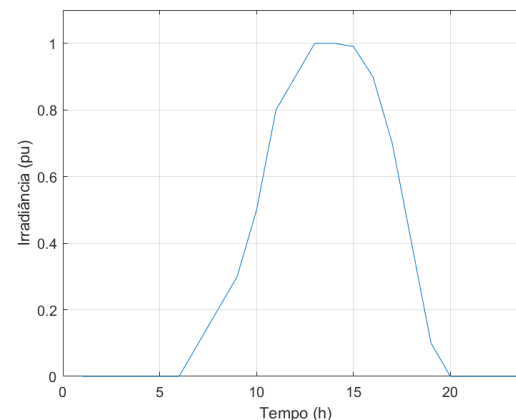


Fig. 2 Curva de irradiação diária (Freitas, 2015).

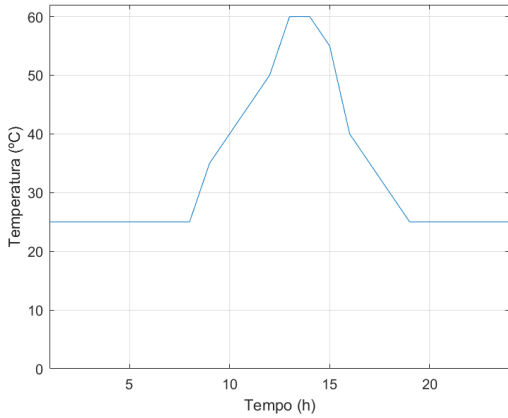


Fig. 3 Curva de temperatura diária (Freitas, 2015).

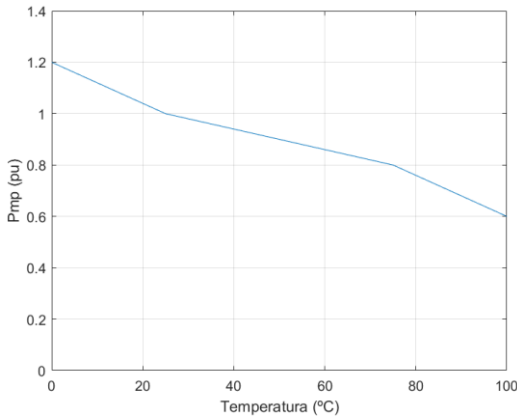


Fig. 4 Fator de correção de Pmp (Freitas, 2015).

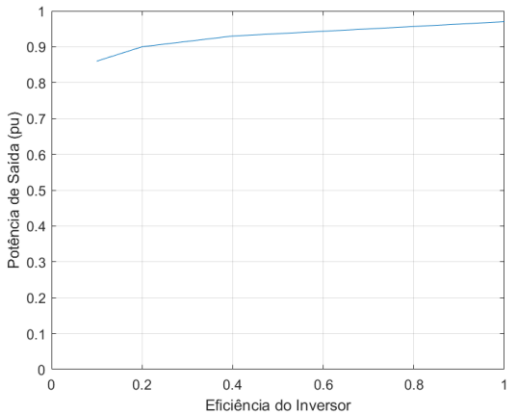


Fig. 5 Curva de eficiência do inversor (Freitas, 2015).

## 2.2 Modelo de Otimização Proposto

Em (3) é apresentada a formulação geral do problema de otimização proposto, sendo  $x$  o vetor de variáveis,  $F(x)$  a função objetivo,  $h(x)$  o conjunto de restrições de igualdade,  $lb$  e  $ub$  os limites mínimo e máximo das variáveis.

$$\begin{aligned} & \text{maximizar} && F(x) \\ & \text{sujeito a} && \begin{cases} h(x) = 0 \\ g(x) \leq 0 \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \end{aligned} \quad (3)$$

A função objetivo  $F(x)$  em (3) é detalhada em (4), dada pelo somatório das potências nominais individuais dos painéis fotovoltaicos no ponto de máxima potência ( $Pmp_k$ ).

$$\max F = \sum_{k \in \Omega_{PV}} Pmp_k \quad (4)$$

em que  $\Omega_{PV}$  é o conjunto de barras com painéis fotovoltaicos. O valor do  $Pmp$  é um dos parâmetros de entrada do OpenDSS, o qual permite o ajuste da potência de saída (que também é função da temperatura, irradiância e eficiência). Diversas metodologias para cálculo do Ponto de Máxima Potência são propostas na literatura (da Luz et al., 2020). A metodologia proposta nesse trabalho permite calcular qual a máxima  $Pmp$  que o sistema suporta tendo em vista restrições de tensão, sem que o fluxo da subestação seja invertido (ou seja, a geração distribuída não pode superar o somatório de cargas e perdas). Adicionalmente, como citado, a potência efetivamente injetada na rede é função da temperatura, irradiância e eficiência: a metodologia pode ser utilizada para estudos de planejamento tendo em vista diferentes cenários de carga, temperatura, irradiância e eficiência.

A restrição de igualdade  $h(x)$  em (3) é representada por (5)-(7): estas estão associadas ao balanço de potência nas barras do sistema bem como à referência angular.

$$P_{GDk,ph}^t - P_{Dk,ph}^t - P_{k,ph}^t(V, \theta) = 0 \quad (5)$$

$$0 - Q_{Dk,ph}^t - Q_{k,ph}^t(V, \theta) = 0 \quad (6)$$

$$\theta_{ref,ph}^t = 0 \quad (7)$$

em que:

- i.  $k \in \Omega_B$  (conjunto de barras do sistema);  $ph \in \Omega_{\phi_k}$  (conjunto de fases da barra  $k$ , que pode ser trifásica, bifásica ou monofásica) e  $t \in \Omega_{PO}$  (conjunto de Pontos de Operação);
- ii.  $P_{GDk,ph}^t$  é a geração de potência na fase  $ph$  da barra  $k$  no instante  $t$  (é a potência de saída do painel, conforme (2));
- iii.  $P_{Dk,ph}^t$  e  $Q_{Dk,ph}^t$  são as demandas de potência ativa e reativa na fase  $ph$  da barra  $k$  no instante  $t$ ;
- iv.  $P_{k,ph}^t(V, \theta)$  e  $Q_{k,ph}^t(V, \theta)$  são as injeções de potência ativa e reativa na fase  $ph$  da barra  $k$  no instante  $t$ . Tais valores são funções das tensões (magnitude e fase) das demais barras da rede e da matriz admitância de barras (Dugan & McDermott, 2011; Radatz de Freitas, 2015);
- v.  $\theta_{ref,ph}^t$  é a referência angular do sistema (subestação);
- vi. Ressalta-se que se considera o painel fotovoltaico injetando somente potência ativa (fator de potência unitário), logo  $Q_{GDk,ph}^t = 0$ .

O conjunto de restrições de desigualdade  $g(x)$  em (3) está definido em (8). Essa restrição garante que o fluxo de potência ativa seja sempre no sentido da subestação (barra  $SE$ ) para o sistema (a barra 0 representa a primeira barra do sistema, que pode ser interpretada como as barras secundárias do transformador da subestação).

$$P_{SE-0,ph}^t \geq 0 \quad (8)$$

em  $P_{SE-0,ph}^t < 0$  indicaria um fluxo reverso (no sentido do sistema para a subestação).

O conjunto de limites das variáveis em (3) é detalhado em (9)-(10).

$$0 \leq P_{GDk,ph}^t \leq P_{GDk,ph}^{max} \quad (9)$$

$$V_{k,ph}^{min} \leq V_{k,ph}^t \leq V_{k,ph}^{max} \quad (10)$$

em que:

- i.  $P_{GD,ph}^{max}$  representa a potência máxima que pode ser injetada pelo painel no ponto de conexão, que é limitada pela capacidade do inversor. Nesse trabalho, considera-se que o inversor seja capaz de injetar toda a potência determinada pela metodologia proposta;
- ii.  $V_{k,ph}^{min}$  e  $V_{k,ph}^{max}$  representam os limites de tensão nas barras. Nesse trabalho os limites adotados são 0,93pu a 1,05 pu conforme (ANEEL, 2017).

### 2.3 Particle Swarm Optimization (PSO)

O método de Otimização baseado em Enxames de Partículas (*Particle Swarm Optimization* - PSO) foi proposto em (Kennedy & Eberhart, 1995) e baseia-se no comportamento social de bandos de pássaros na busca por alimentos. Os indivíduos (pássaros) da população (bando) se movimentam no espaço sofrendo influência das suas melhores experiências anteriores (fator cognitivo) e das melhores experiências de suas vizinhas (fator social).

Em uma determinada geração  $g$ , a cada partícula  $i$  está associada: (i) uma velocidade  $v_i^g$ , (ii) uma posição  $x_i^g$  e (iii) uma memória da sua melhor posição durante o processo de busca  $pbest_i$  (fator cognitivo). Essas grandezas são vetores N-dimensionais (mesma dimensão do espaço de busca: o número de painéis fotovoltaicos). As coordenadas da melhor posição corrente de toda a população (aquela que fornece o menor valor para a função aptidão entre todas as partículas) são armazenadas em um vetor  $gbest$  (fator social).

As equações (11)-(13) governam o movimento das partículas durante o processo de otimização.

$$v_i^{g+1} = w^g \cdot v_i^g + c_1 \cdot r_1 \cdot (pbest_i - x_i^g) + c_2 \cdot r_2 \cdot (gbest - x_i^g) \quad (11)$$

$$w^g = w_{max} - \left( \frac{w_{max} - w_{min}}{g_{max}} \right) \cdot g \quad (12)$$

$$x_i^{g+1} = x_i^g + v_i^{g+1} \quad (13)$$

em que  $c_1$  e  $c_2$  são constantes de aceleração positivas (iguais à 2),  $r_1$  e  $r_2$  são números randômicos,  $w^g$  é a constante de inércia na geração  $g$  que controla a capacidade de busca global e local do método (esta sofre um decréscimo de  $w_{max} = 0,9$  até  $w_{min} = 0,4$ ) e  $g_{max}$  é o número de gerações. A velocidade é limitada entre  $[-1000, 1000]$  e as posições (vetor de soluções da equação (13)) são limitadas de acordo com (9). Quando ocorrem violações, as variáveis são colocadas em seus limites violados. O algoritmo é apresentado na Figura 6.

|  |  |
|--|--|
| <b>Início</b>  |  |
| Definir a função objetivo e as variáveis do problema e inicializar os parâmetros do algoritmo                    |  |
| Inicializar contador de iterações $g \leftarrow 0$   |  |
| Inicializar as posições $x_i^g$ e velocidades $v_i^g$ de todas as partículas dentro dos limites permitidos       |  |
| Calcular a função aptidão associada à cada partícula   |  |
| Para todas as partículas fazer: $pbest_i = x_i^g$ e encontrar a melhor posição global $gbest$                    |  |
| <b>Repita</b>  |  |
| <b>Para Todas as Partículas Faça</b>   |  |
| Atualizar a velocidade $v_i^{g+1}$ e testar a factibilidade  |  |
| Atualizar a posição $x_i^{g+1}$ e testar a factibilidade   |  |
| Calcular a função aptidão associada à partícula  |  |
| Se o valor da função aptidão for maior que a da melhor posição individual corrente, fazer: $pbest_i = x_i^{g+1}$ |  |
| <b>Fim-Para</b>  |  |
| Encontrar a melhor solução corrente $gbest$  |  |
| $g \leftarrow g + 1$   |  |
| <b>Fim-Repita</b>  |  |
| <b>Fim</b>   |  |

Fig. 6 Algoritmo do PSO.

### 2.4 Solução do Problema via PSO

O método PSO discutido na seção anterior será utilizado para a solução do problema de otimização proposto. Sendo 3 Geradores Distribuídos a serem alocados no sistema (3 painéis fotovoltaicos), cada indivíduo  $ind_k$  será representado por (14) (no PSO,  $ind_k$  é equivalente a uma solução  $x_i^g$  em (13)).

$$[ind_k] = [Pmp_1 \quad Pmp_2 \quad Pmp_3] \quad (14)$$

Para o cálculo da função aptidão  $f_k$  do indivíduo  $ind_k$ , procede-se com a execução do Fluxo de Potência Trifásico do OpenDSS.

Caso o fluxo de potência divirja, a função  $f_k$  é penalizada ( $f_k = -10^{20}$ ), indicando que a solução proposta não é factível. Caso contrário, a função aptidão será calculada conforme a equação (15), em que as violações de tensão e fluxo reverso são tratadas por penalizações à função objetivo.

$f_k = \beta_1 \cdot F_1 - \beta_2 \cdot F_2 - \beta_3 \cdot F_3$  (15)  
 em que  $\beta_1 = 1$ ,  $\beta_2 = 10^7$  e  $\beta_3 = 10^{10}$  são pesos empiricamente ajustados. As funções  $F_1$ ,  $F_2$  e  $F_3$  serão definidas a seguir.

A função  $F_1$  (a ser maximizada) refere-se ao somatório das potências nominais dos painéis no ponto de máxima potência, dada em (4) e repetida em (16).

$$F_1 = \sum_{k \in \Omega_{PV}} Pmp_k \quad (16)$$

Para o tratamento da restrição de tensão em (10), considera-se penalizações à função aptidão através da função  $F_2$  (em caso de violações de tensão), conforme (17) e (18).

$$F_2 = \sum_{t \in \Omega_{PO}} \sum_{k \in \Omega_B} \sum_{ph \in \Omega_{\phi_k}} |V_{k,ph}^t - V^{lim}| \quad (17)$$

$$V^{lim} = \begin{cases} V_{k,ph}^{min}, & \text{se } V_{k,ph}^t < V_{k,ph}^{min} \\ V_{k,ph}^{max}, & \text{se } V_{k,ph}^t > V_{k,ph}^{max} \\ V_{k,ph}^t, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (18)$$

Para o tratamento da restrição dada em (8), considera-se penalizações à função aptidão através da função  $F_3$  (em caso de inversão de fluxo na subestação), conforme (19) e (20).

$$F_3 = \sum_{t \in \Omega_{PO}} \sum_{ph \in \Omega_{\phi_k}} |P_{SE-0,ph}^t - P^{lim}| \quad (19)$$

$$P^{lim} = \begin{cases} 0, & \text{se } P_{SE-0,ph}^t < 0 \\ P_{SE-0,ph}^t, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (20)$$

Observe, a partir de (20) que, se não ocorrer inversão de fluxo de potência na subestação,  $P^{lim} = P_{SE-0,ph}^t$  e  $F_3 = 0$ , indicando a não necessidade de penalizar a função objetivo.

As restrições de igualdade dadas em (5) a (7) são tratadas internamente pelo OpenDSS. Quando as restrições (6) e (7) não são satisfeitas, o OpenDSS indica divergência e a função é penalizada:  $f_k = -10^{20}$ .

Por fim, a restrição de potência ativa gerada dada em (9) é tratada pelo PSO. Considera-se  $P_{GDK,ph}^{max}$  elevado o suficiente em comparação com o somatório de cargas do sistema, uma vez que o objetivo é encontrar a máxima injeção (a partir de um dado painel fotovoltaico) que o sistema suporta sem a ocorrência de inversão de fluxo de potência na subestação.

### 3. ESTUDO DE CASO

#### 3.1 Descrição do Sistema

A rede de teste de 13 barras do IEEE será utilizada nesse trabalho para avaliação da metodologia desenvolvida. Ilustrado na Figura 7, o sistema é conhecido por sua pequena dimensão, apresentando, contudo, características pertinentes para análise de sistemas de distribuição. É uma rede relativamente carregada, contendo um regulador de tensão na

subestação, ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos, linhas aéreas e subterrâneas desbalanceadas, dois bancos de capacitores shunt, dois transformadores trifásicos e cargas desequilibradas, localizadas e distribuídas (Schneider et al., 2018).

O sistema é composto por consumidores industriais (barras 671e 692) e residenciais (demais barras). As curvas de carga para um período de 24 horas são apresentadas na Figura 8.

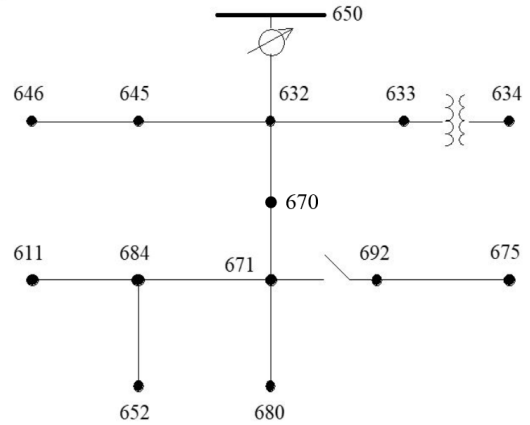


Fig. 7 Sistema de 13 barras.

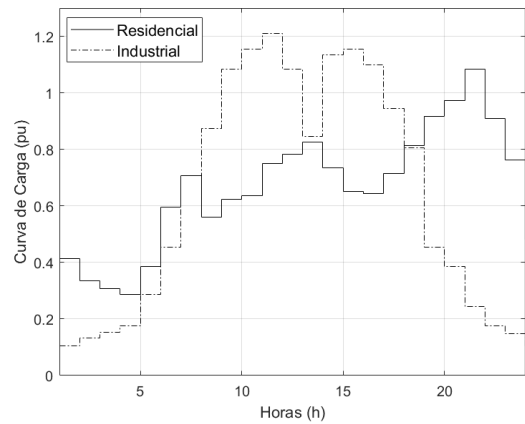


Fig. 8 Curva de carga.

#### 3.2 Estudo Comparativo

De forma a comparar a MCH obtida pela metodologia proposta, uma estratégia comumente relatada na literatura foi implementada (Mulenga et al., 2020). Partindo-se do caso base sem alocação de geração distribuída, a cada iteração incrementou-se a potência das três unidades de geração com um passo de 0,5 kW (um valor reduzido para permitir melhor precisão). Assim sendo, as potências das três unidades são sempre iguais. Foram executados 7400 fluxos de potência trifásicos e obtido o valor da MCH em duas situações:

- considerando as restrições de tensão e fluxo reverso: consiste no valor total de potência gerada tal que o fluxo na subestação não inverte o seu valor e as tensões estão de acordo com os limites;
- considerando somente a restrição de tensão: consiste no valor total de potência gerada tal que as magnitudes de tensão não violem seus limites.

- o valor de 7400 fluxos de potência foi definido com base na capacidade de hospedagem fornecida pela metodologia proposta para o caso em que somente restrições de tensão são consideradas.

### 3.3 Análise 01: Considerando a Restrição de Reversão de Fluxo

A metodologia foi implementada em Matlab (versão 2010a) em um computador Intel Core i7 1.80 GHz com 16 GB of RAM e Sistema operacional Windows 10 64-bit. São considerados três geradores fotovoltaicos no sistema, nas barras 671, 692 e 680.

O conjunto de Pontos de Operação ( $\Omega_{PO}$ ) é composto pelas horas de 7 a 19: como o interesse é analisar a penetração de energia fotovoltaica no sistema, torna-se suficiente analisar os horários com irradiância não nula (vide Figura 2). Para a análise do período total de 24 horas, é importante incluir estratégias de controle de tensão (como reguladores e capacitores chaveados) e sistemas de armazenamento (baterias), o que foge do escopo deste artigo.

Considerando 50 indivíduos e 100 gerações, o tempo para convergência do método proposto foi de 4,9 minutos. A metodologia implementada com base na literatura convergiu em aproximadamente 7 minutos. Na Tabela 1 é apresentado o resultado obtido pelo PSO e pelo método prático relatado na literatura.

Tabela 1.  $P_{mp}$  otimizado ( $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ )

|       | $P_{mp}_{671}$ | $P_{mp}_{692}$ | $P_{mp}_{680}$ | Total   |
|-------|----------------|----------------|----------------|---------|
| Prop. | 338,21         | 2,84           | 3167,20        | 3508,20 |
| Lit.  | 1164           | 1164           | 1164           | 3492    |

Observa-se a partir da Tabela 1 que a metodologia de otimização proposta é capaz de fornecer valores ligeiramente maiores para a MCH a um custo computacional menor. Além disso, a ferramenta de otimização permite a alocação de valores distintos em diferentes barras e, esse ajuste fino, atende de uma melhor forma os limites de tensão no sistema. Ressalta-se que o PSO não garante soluções ótimas e sim soluções de boa qualidade. A análise da multimodalidade desse problema será objeto de investigações futuras.

Na Figura 9 ilustra-se a potência de saída dos geradores (que considera a eficiência do inversor em seu cálculo). Outra informação importante é dada na Figura 10, que é o fluxo de potência horário drenado da subestação e o somatório das potências de saída dos geradores. Observa-se que, no período de máxima irradiância (na qual a potência de saída das unidades geradoras atinge o máximo valor), a potência drenada da subestação é nula. Isso mostra que o sistema tem condições de ter suas cargas e perdas supridas pelos geradores da rede (sem reversão de fluxo). Nesse caso, o limitante seria a capacidade dos inversores.

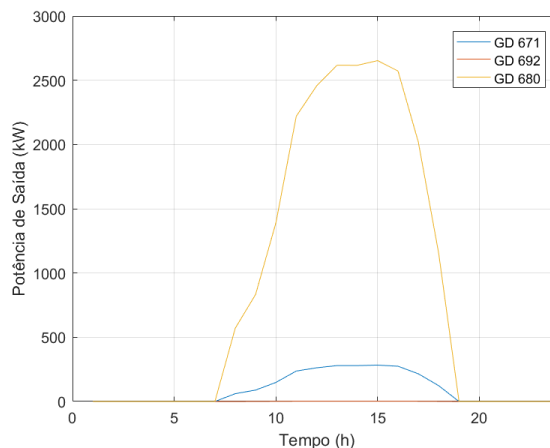


Fig. 9 Potência de saída das GDs.

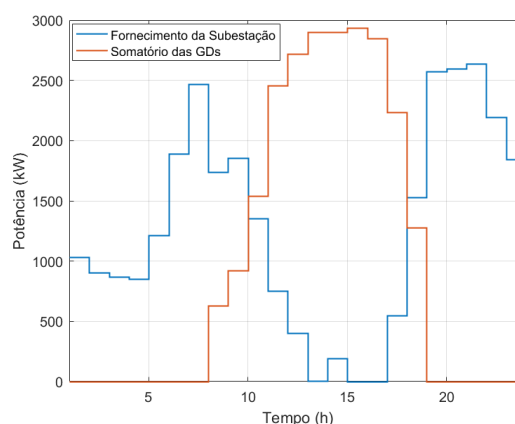


Fig. 10 Comparação das potências.

Do ponto de vista das tensões nodais, na Tabela 2 ilustra-se os valores mínimo e máximo por fase. Observa-se que a restrição (0,93 a 1,05 pu) foi respeitada dentro do período considerado na análise (7 às 19 horas). Por fim, nas Figuras 11 e 12 são apresentadas as tensões horárias nas barras 671 e 692.

Tabela 2. Valores de tensões no período considerado (pu)

| --     | Fase A | Fase B | Fase C |
|--------|--------|--------|--------|
| Mínimo | 0,95   | 0,98   | 0,94   |
| Máximo | 1,00   | 1,01   | 1,00   |

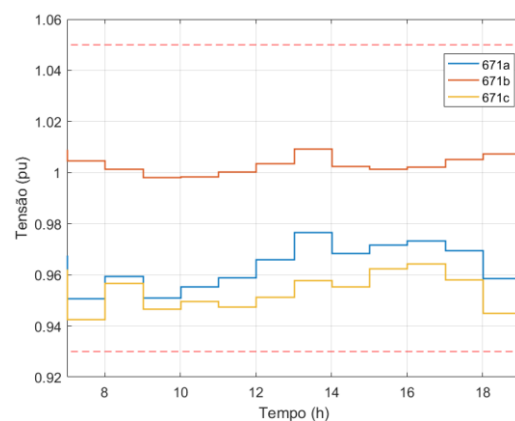


Fig. 11 Tensão na barra 671.

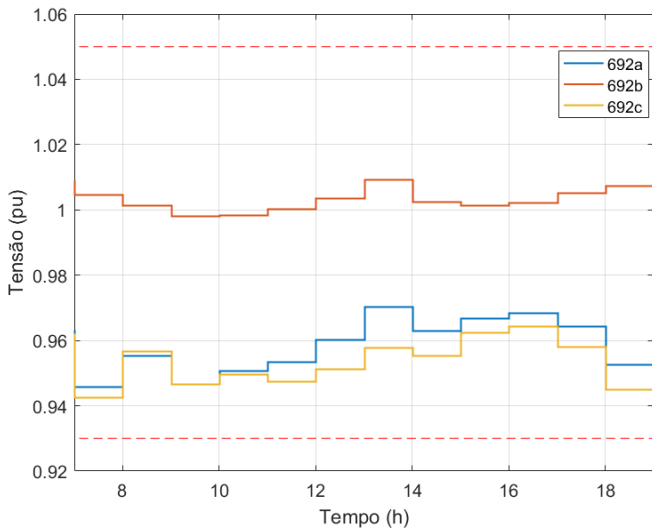


Fig. 12 Tensão na barra 692.

### 3.4 Análise 02: Desconsiderando a Restrição de Reversão de Fluxo

Uma segunda análise foi realizada, desconsiderando a restrição de reversão de fluxo de potência na subestação. Com isso, o excedente de potência gerada pelas unidades fotovoltaicas pode ser exportado para o sistema. Na Tabela 3 apresenta-se o valor otimizado de  $Pmp$  dos painéis. Observa-se que os maiores valores estão concentrados nas barras mais próximas à subestação (671 e 692). Novamente, a metodologia proposta permite um melhor ajuste das gerações e uma maior MCH em relação a apresentada pela metodologia prática da literatura.

Tabela 3.  $Pmp$  otimizado ( $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ )

|       | $Pmp_{671}$ | $Pmp_{692}$ | $Pmp_{680}$ | Total   |
|-------|-------------|-------------|-------------|---------|
| Prop. | 7927,6      | 3153,9      | 0           | 11081,5 |
| Lit.  | 3426,50     | 3426,50     | 3426,50     | 10279,5 |

Na Figura 13 ilustra-se a potência absorvida da subestação (positiva quando flui da subestação para a rede) e a potência total gerada. Observa-se que, quando a irradiância é nula, a potência total dos painéis é nula e o sistema absorve o montante necessário para o suprimento de cargas e perdas. No período de maior irradiância, o fluxo de potência se inverte (tornando-se negativo): com isso as GD injetam potência para suprimento de cargas, perdas e exportação. Especificamente às 15 horas, o total de potência das GD é de 9281,6 kW e das cargas (mais perdas) é de 3305,10 kW: a diferença (5976,5 kW) é exportada para a rede (valor negativo pois o fluxo é reverso).

É importante observar que, na ausência da restrição de fluxo, o que limita o montante de potência exportada é a restrição de tensão. Conforme pode ser observado na Tabela 3, a tensão máxima (no período considerado) é de 1,05pu na fase A: 1,05pu é o limite máximo de tensões considerado.

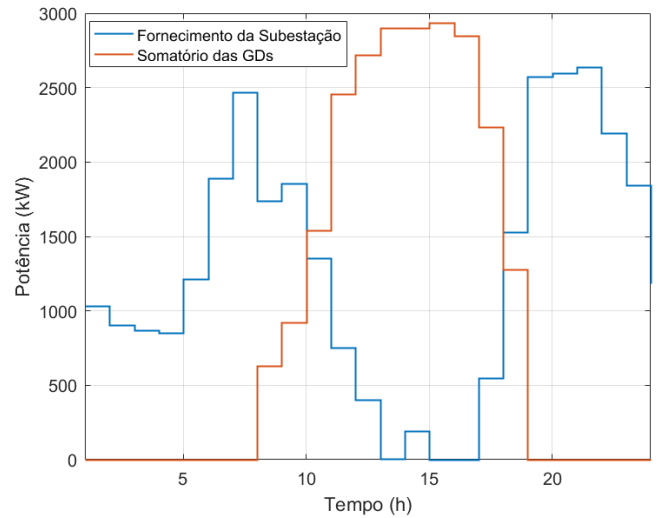


Fig. 13 Comparação das potências.

Tabela 3. Valores de tensões no período considerado (pu)

| --     | Fase A      | Fase B | Fase C |
|--------|-------------|--------|--------|
| Mínimo | 0,95        | 0,98   | 0,94   |
| Máximo | <b>1,05</b> | 1,02   | 1,00   |

## 6. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou uma metodologia de otimização (determinística), resolvida pelo método *Particle Swarm Optimization*, para a determinação da máxima capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica para um dado período de operação. A partir de um modelo apropriado para os painéis (existente no OpenDSS), a metodologia otimiza o somatório das potências nominais dos painéis no ponto de máxima potência considerando restrições de tensão e de fluxo de potência reverso. Com a metodologia proposta, pode-se avaliar o efeito das curvas de irradiância, temperatura e eficiência no valor da capacidade de hospedagem.

Os resultados indicaram que a metodologia foi capaz de resolver o problema respeitando as restrições em um tempo computacional adequado. O sistema IEEE 13 barras (trifásico e desbalanceado) foi utilizado para duas análises. A primeira análise considerou os limites de tensão e de fluxo de potência reverso: como esperado a máxima capacidade de hospedagem foi limitada pelo limite de fluxo de potência reverso. Na segunda análise, foi permitida a inversão de fluxo de potência na subestação e a restrição de tensão foi a responsável por definir o montante de potência a ser injetada pelos painéis solares. Comparações com um método prático empregado na literatura mostraram a efetividade da metodologia proposta.

Os trabalhos futuros estarão focados no emprego de sistemas de armazenamento, da consideração de outras restrições (como o desequilíbrio de tensão) e do uso de outros métodos de otimização. A influência das curvas de irradiância, temperatura e eficiência também será investigada.

## AGRADECIMENTOS

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

## REFERÊNCIAS

- ANEEL. (2017). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica - Revisão 10. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – PRODIST*.
- Castelo de Oliveira, T. E., Bollen, M., Ribeiro, P. F., de Carvalho, P. M. S., Zambroni, A. C., & Bonatto, B. D. (2019). The Concept of Dynamic Hosting Capacity for Distributed Energy Resources: Analytics and Practical Considerations. *Energies*, 12(13), 2576. <https://doi.org/10.3390/en12132576>
- 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>
- da Luz, C. M. A., Vicente, E. M., & Tofoli, F. L. (2020). Experimental evaluation of global maximum power point techniques under partial shading conditions. *Solar Energy*, 196, 49–73. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.099>
- Dugan, R. C., & McDermott, T. E. (2011). An open source platform for collaborating on smart grid research. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Ipvv*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039829>
- Freitas, P. R. R. de. (2015). *Modelos Avançados de Análise de Redes Elétricas Inteligentes Utilizando o Software OpenDSS (Trabalho de Formatura)*. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- Georgilakis, P. S., & Hatziargyriou, N. D. (2013). Optimal Distributed Generation Placement in Power Distribution Networks: Models, Methods, and Future Research. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3420–3428. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2237043>
- Ismael, S. M., Abdel Aleem, S. H. E., Abdelaziz, A. Y., & Zobaa, A. F. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, 130, 1002–1020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>
- Kennedy, J., & Eberhart, R. (1995). Particle swarm optimization. *Neural Networks, 1995. Proceedings., IEEE International Conference On*, 4, 1942–1948 vols.4–1948 4.
- Lakshmi, S., & Ganguly, S. (2018). Simultaneous optimisation of photovoltaic hosting capacity and energy loss of radial distribution networks with open unified power quality conditioner allocation. *IET Renewable Power Generation*, 12(12), 1382–1389. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2018.5389>
- Lee, J., Bérard, J.-P., Razeghi, G., & Samuelsen, S. (2020). Maximizing PV hosting capacity of distribution feeder microgrid. *Applied Energy*, 261, 114400. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114400>
- Melo, I. D. de, Junior, H. M. R., & Oliveira, M. E. de. (2021). Maximum Hosting Capacity of Distributed Generation in Three-Phase Distribution Systems: An Approach Based on an Optimization Model. *Brazilian Journal of Development*, 7(1), 7425–7443. <https://doi.org/10.34117/bjdv7n1-502>
- Mulenga, E., Bollen, M. H. J., & Etherden, N. (2020). A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115, 105445. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105445>
- Radatz de Freitas, P. R. (2015). *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*.
- Sahu, S. K., & Ghosh, D. (2020). Hosting Capacity Enhancement in Distribution System in Highly Trenchant Photo-Voltaic Environment: A Hardware in Loop Approach. *IEEE Access*, 8, 14440–14451. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2962263>
- Schneider, K. P., Mather, B. A., Pal, B. C., Ten, C.-W., Shirek, G. J., Zhu, H., Fuller, J. C., Pereira, J. L. R., Ochoa, L. F., de Araujo, L. R., Dugan, R. C., Matthias, S., Paudyal, S., McDermott, T. E., & Kersting, W. (2018). Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), 3181–3188. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2760011>
- Schultis, D.-L. (2019). Comparison of Local Volt/var Control Strategies for PV Hosting Capacity Enhancement of Low Voltage Feeders. *Energies*, 12(8), 1560. <https://doi.org/10.3390/en12081560>