

# Um Algoritmo VNS para a Reconfiguração de Sistemas de Distribuição com a Alocação Simultânea de Geradores Distribuídos

Nathan K. A. Bueno\* · Leonardo H. Macedo\* · Rubén Romero\*

\*Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”,  
Av. Brasil, 56, Centro, 15385-000, Ilha Solteira, SP, Brasil  
(e-mails: nathan.bueno@unesp.br; leohfmp@ieee.org; ruben.romero@unesp.br)

**Abstract:** This paper presents a new method for solving the problem of reconfiguration of distribution systems with the simultaneous allocation of distributed generators. A meta-heuristic approach based on the variable neighborhood search (VNS) algorithm is proposed, which performs the system reconfiguration and allocation of distributed generators and uses the cyclic coordinated method with the one-dimensional Fibonacci search for the dimensioning of the distributed generators in the candidate buses of the system. Various scenarios are considered to verify the effectiveness of the proposed algorithm using the 33- and 69-bus systems. The results obtained demonstrate the high efficiency of the integrated optimization strategy.

**Resumo:** Este artigo apresenta um novo método para resolver o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica com a alocação simultânea de geradores distribuídos. É proposta uma meta-heurística baseada no algoritmo de busca em vizinhança variável (VNS) que realiza a reconfiguração do sistema e alocação de geradores distribuídos e utiliza o método cíclico coordenado com a busca unidimensional de Fibonacci para o dimensionamento dos geradores distribuídos nas barras candidatas do sistema. Diferentes cenários são considerados para verificar a efetividade do algoritmo proposto nos sistemas de 33 e 69 barras. Os resultados obtidos demonstram a eficiência dessa estratégia integrada de otimização.

**Keywords:** Distributed generation; distribution systems; meta-heuristics; mixed-integer nonlinear programming; variable neighborhood search.

**Palavras-chaves:** Geração distribuída; sistemas de distribuição; meta-heurísticas; programação não linear inteira mista; busca em vizinhança variável.

## 1. INTRODUÇÃO

Sistemas elétricos de potência são compostos principalmente por unidades de geração, redes de transmissão e redes de distribuição. Os geradores e os sistemas de distribuição são conectados através do sistema de transmissão, que também é responsável pela interligação de áreas/redes. O sistema de distribuição conecta todas as cargas em uma determinada área com as linhas de transmissão (Kothari e Nagrath, 2009).

As redes de distribuição são constituídas, principalmente, por subestações e os respectivos ramos alimentadores. Tais subestações são alimentadas por uma ou mais redes de subtransmissão (podendo, em alguns casos, serem alimentadas diretamente por redes de transmissão) e, possuem como função principal, reduzir o nível de alta para média tensão, possibilitando que a energia seja injetada na rede de distribuição através de um ou mais alimentadores (Willis e Scott, 2000).

Opta-se pelo arranjo radial para os sistemas de distribuição devido a ser um modo de operação mais simples e econômico, no ponto de vista de planejamento, modelagem e proteção. Conforme indica Willis e Scott (2000), investimentos em redes de distribuição são severamente mais onerosos que investimentos em redes de transmissão, revelando a importância do planejamento do sistema de distribuição. Empresas detentoras dos ativos de distribuição são responsáveis pela operação e

planejamento das redes de distribuição para que estas cumpram os requisitos de segurança e qualidade conforme a carga instalada cresce.

Tradicionalmente, os modelos de planejamento buscam encontrar decisões ótimas para expansão dos sistemas de distribuição, identificando pontos onde é necessário o reforço ou a instalações de novos equipamentos, desde linhas e transformadores até novas subestações. Entretanto, todo esse modelo começa a tomar uma nova forma devido ao rápido crescimento da presença de geradores distribuídos (GDs), impulsionado pelos diversos benefícios operacionais e de planejamento trazidos com essa tecnologia, obrigando a inclusão deste modelo de geração no planejamento de ampliação da distribuição.

Conforme define Kothari e Nagrath (2009), GDs são unidades geradoras de pequeno porte, instaladas em vários pontos estratégicos ao longo do sistema, possibilitando o fornecimento de energia próximo aos centros de carga. Dentre as tecnologias mais usuais de GDs cita-se geração eólica, fazendas fotovoltaicas, pequenas centrais hidrelétricas, células de combustível, usinas de cogeração e turbinas a gás.

Entre os diversos benefícios oriundos da utilização ótima da geração distribuída no planejamento e operação de sistemas de distribuição, destaca-se a possibilidade de redução das perdas de energia, controle do perfil de tensão, aumento na

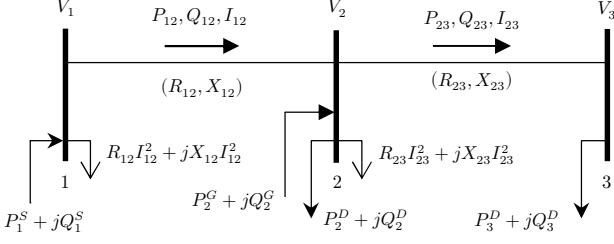


Fig. 1 Exemplo ilustrativo de um alimentador de três barras.

confiabilidade do sistema, postergação da necessidade de expansão da rede de distribuição, diminuição dos níveis de emissão de CO<sub>2</sub>, baixo risco de investimentos e disponibilidade de uma gama de tecnologias a serem empregadas. A presença da geração distribuída causa impactos positivos no fluxo de potência, perfil de tensão, eficiência do sistema e dispositivos de proteção, quando dimensionada adequadamente. Caso o nível de penetração exceda o ótimo, o cenário com GDs pode ser pior do que aquele sem GDs instalados (Shahnia, Arefi e Lich, 2018).

Buscar a topologia ótima de uma rede de distribuição com alocação e dimensionamento simultâneo de GDs consiste em um grande desafio. Tal problema, caracterizado como de programação não linear inteira mista, apresenta uma função objetivo (custo de operação anual) dependente de uma grande quantidade de fatores (topologia da rede, potências ativas e reativas injetadas por cada um dos GDs alocados), sendo que uma pequena mudança nesses fatores causa grande impacto na resposta do problema.

Devido ao problema de reconfiguração com alocação simultânea de GDs ser enquadrado como de programação não linear inteira mista, existem diversas propostas de solução apresentadas na literatura. Há trabalhos que abordam estes problemas separadamente, como Abu-Mouti e El-Hawary (2011), que utiliza o algoritmo de colônia artificial de abelhas como método de otimização para o problema de alocação e dimensionamento de GDs em redes de distribuição, sem levar em conta em sua metodologia as influências da mudança de topologia. Samman *et al.* (2020) focam no desenvolvimento de um algoritmo de otimização em duas etapas, capaz de reduzir drasticamente o esforço computacional para o problema de reconfiguração, sem considerar a alocação ou o dimensionamento dos GDs. Já Rao *et al.* (2013), Esmaili *et al.* (2016) e Nguyen *et al.* (2016) sugerem em seus trabalhos meta-heurísticas baseadas no *harmonic search algorithm*, *multi-objective hybrid big bang – big crunch* e *cuckoo search algorithm*, respectivamente, para reconfigurar e alocar/dimensionar os GDs, sendo que os métodos propostos têm a desvantagem de levar em conta o dimensionamento apenas da capacidade de potência ativa dos GDs. Conforme será mostrado na sequência do trabalho, a parcela reativa da injeção de potência dos GDs influencia expressivamente nas perdas e, conseqüentemente, no custo de operação do sistema. No presente trabalho, propõe-se uma nova extensão do algoritmo VNS para resolver o problema de reconfiguração com alocação simultânea de GDs.

O restante do artigo é estruturado da seguinte maneira: a Seção 2 traz a formulação matemática para o problema; a Seção 3 apresenta a meta-heurística VNS, o método cíclico coordenado

com a busca de Fibonacci e como essas estratégias são estruturadas para resolver o problema proposto; a Seção 4 resume os principais resultados obtidos com o trabalho e a Seção 5 apresenta as conclusões.

## 2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Nesta seção, apresenta-se o modelo de otimização para o problema de reconfiguração de sistemas de distribuição de energia elétrica com alocação simultânea de GDs. A Fig. 1 apresenta um exemplo ilustrativo de um alimentador com três barras e os principais parâmetros e variáveis relacionados com a operação de um sistema de distribuição.

Em (1)–(20), apresenta-se um modelo completo de programação não linear inteira mista para o problema abordado (Possagnolo, 2015).

$$\text{minimize } v = \sum_{ij \in B} \sum_{d \in D} c_d \Delta_d R_{ij} I_{ij,d}^2 \quad (1)$$

sujeito a

$$\sum_{ki \in B} P_{ki,d} - \sum_{ij \in B} (P_{ij,d} + R_{ij} I_{ij,d}^2) + P_{i,d}^S + P_{i,d}^G = P_{i,d}^D \quad (2)$$

$$\sum_{ki \in B} Q_{ki,d} - \sum_{ij \in B} (Q_{ij,d} + X_{ij} I_{ij,d}^2) + Q_{i,d}^S + Q_{i,d}^G = Q_{i,d}^D \quad (3)$$

$$\forall i \in N, d \in D$$

$$V_{i,d}^2 - V_{j,d}^2 + \lambda_{ij,d} = 2(R_{ij} P_{ij,d} + X_{ij} Q_{ij,d}) + Z_{ij}^2 I_{ij,d}^2 \quad (4)$$

$$I_{ij,d}^2 = (P_{ij,d}^2 + Q_{ij,d}^2) / V_{j,d}^2 \quad (5)$$

$$|\lambda_{ij,d}| \leq (\bar{V}^2 - \underline{V}^2) x_{ij} \quad (6)$$

$$\forall ij \in B, d \in D$$

$$\underline{V} \leq V_{i,d} \leq \bar{V} \quad \forall i \in N, d \in D \quad (7)$$

$$0 \leq I_{ij,d} \leq \bar{I}_{ij} x_{ij} \quad \forall ij \in B, d \in D \quad (8)$$

$$\sqrt{(P_{i,d}^S)^2 + (Q_{i,d}^S)^2} \leq \bar{S}_i^S \quad \forall i \in SE, d \in D \quad (9)$$

$$\sum_{ij \in B} x_{ij} = |N| - |SE| \quad (10)$$

$$\sum_{ki \in B} f_{ki} - \sum_{ij \in B} f_{ij} + g_i = 1 \quad \forall i \in N \quad (11)$$

$$|f_{ij}| \leq (|N| - |SE|) x_{ij} \quad \forall ij \in B \quad (12)$$

$$0 \leq g_i \leq |N| - |SE| + 1 \quad \forall i \in SE \quad (13)$$

$$\sqrt{(P_{i,d}^G)^2 + (Q_{i,d}^G)^2} \leq \bar{S}_i^G q_i \quad \forall i \in N, d \in D \quad (14)$$

$$Q_{i,d}^G \geq -P_{i,d}^G \tan(\cos^{-1}(\bar{fp})) \quad \forall i \in N, d \in D \quad (15)$$

$$Q_{i,d}^G \leq P_{i,d}^G \tan(\cos^{-1}(\bar{fp})) \quad \forall i \in N, d \in D \quad (16)$$

$$q_i \leq \bar{n}_i^G \quad \forall i \in N \quad (17)$$

$$\sum_{i \in N} q_i \leq \bar{N}^G \quad (18)$$

$$x_{ij} \in \{0,1\} \quad \forall ij \in B \quad (19)$$

$$q_i \in \{0,1\} \quad \forall i \in N \quad (20)$$

No modelo apresentado,  $N$  é o conjunto de barras,  $B$  é o conjunto de ramos,  $D$  é o conjunto de níveis de carga e  $SE$  é o conjunto de barras de subestação. Os parâmetros são:  $c_d$  é o custo das perdas no nível de carga  $d$ ,  $\Delta_d$  é a duração do nível de carga  $d$ ,  $R_{ij}$ ,  $X_{ij}$  e  $Z_{ij}$  são, respectivamente, a resistência, a

reatância e o módulo da impedância do ramo  $ij$ ,  $P_{i,d}^D$  e  $Q_{i,d}^D$  são, respectivamente, as demandas de potência ativa e reativa na barra  $i$ , no nível de carga  $d$ ,  $\underline{V}$  e  $\overline{V}$  são, respectivamente, os limites mínimo e máximo de tensão no sistema,  $\overline{I}_{ij}$  é o limite de corrente do ramo  $ij$ ,  $\overline{S}_i^S$  é a capacidade de geração de potência aparente da subestação na barra  $i$ ,  $\overline{S}_i^G$  é a capacidade máxima do gerador que pode ser instalado na barra  $i$ ,  $\underline{fp}$  e  $\overline{fp}$  são, respectivamente, os limites do fator de potência capacitivo e indutivo de um gerador,  $\overline{n}_i^G$  indica se um ramo é candidato ( $\overline{n}_i^G = 1$ ) ou não ( $\overline{n}_i^G = 0$ ) para a instalação de GDs e  $\overline{N}^G$  é o número máximo de GDs que podem ser instalados no sistema. As variáveis são:  $V_{i,d}$  é a magnitude da tensão na barra  $i$ , no nível de carga  $d$ ,  $I_{ij,d}$  é a magnitude da corrente no ramo  $ij$  no nível de carga  $d$ ,  $P_{ij,d}$  e  $Q_{ij,d}$  são, respectivamente, os fluxos de potência ativa e reativa no ramo  $ij$ , no nível de carga  $d$ ,  $P_{i,d}^S$  e  $Q_{i,d}^S$  são, respectivamente, as gerações de potência ativa e reativa pela subestação na barra  $i$ , no nível de carga  $d$ ,  $P_{i,d}^G$  e  $Q_{i,d}^G$  são, respectivamente, as gerações de potência ativa e reativa pelo gerador na barra  $i$ , no nível de carga  $d$ ,  $\lambda_{ij,d}$  é uma variável de folga para a restrição de queda de tensão no ramo  $ij$ , no nível de carga  $d$ , para quando a chave do respectivo ramo estiver aberta,  $f_{ij}$  é o fluxo artificial no ramo  $ij$ ,  $g_i$  é a geração artificial na barra  $i$ ,  $x_{ij}$  é a variável binária que indica o estado da chave no ramo  $ij$ ,  $x_{ij} = 1$  se a chave estiver fechada e  $x_{ij} = 0$  em caso contrário e  $q_i$  é a variável binária que indica a instalação de um gerador na barra  $i$ ,  $q_i = 1$  se um gerador for instalado e  $q_i = 0$  em caso contrário. Cabe observar que  $P_{i,d}^S$ ,  $Q_{i,d}^S$  e  $g_i$  são fixados em zero nas barras de demanda e  $V_{i,d}$  é fixado na tensão nominal do sistema nas barras de subestação.

A função objetivo (1) minimiza o custo anualizado das perdas de potência ativa no sistema. As restrições (2) e (3) são os balanços de potência ativa e reativa no sistema (primeira lei de Kirchhoff), (4)–(6) representam a aplicação sistemática da segunda lei de Kirchhoff ao sistema, de acordo com o estado de operação da chave no ramo  $ij$ , (7) é o limite de magnitude de tensão nas barras do sistema, (8) é o limite de corrente dos condutores, (9) é a capacidade das subestações do sistema, (10)–(13) garantem a radialidade e a conectividade da rede, (14)–(16) são os limites de operação dos GDs, (17) define as barras candidatas à instalação de GDs, (18) limita o número de GDs no sistema, (19) indica a natureza binária da variável relacionada à operação das chaves e (20) indica a natureza binária da variável relacionada à instalação de GDs no sistema. Esse modelo matemático pode ser resolvido diretamente por softwares especializados na resolução de problemas de programação não linear inteira mista. Entretanto, como o modelo é não convexo, as soluções obtidas dessa forma geralmente são de baixa qualidade.

### 3. META-HEURÍSTICA VNS

Esta seção apresenta os detalhes da implementação do algoritmo VNS para resolver o problema integrado de reconfiguração de sistemas de distribuição e alocação de GDs.

#### 3.1 Filosofia da Meta-Heurística VNS

Um algoritmo do tipo busca em vizinhança parte de uma

solução inicial, melhorando o valor da função objetivo a cada iteração, até que um ótimo local seja encontrado. Assim, a cada iteração, uma solução melhorada  $x'$  da vizinhança  $\mathcal{N}(x)$  da solução corrente é obtida, e o processo se repete até que nenhuma melhoria na qualidade da solução seja possível (Glover e Kochenberger, 2003). Mladenović e Hansen (1997) estenderam o conceito do algoritmo de busca em vizinhança incorporando a possibilidade de se realizar trocas sistemáticas de vizinhanças, e denominaram essa técnica de busca em vizinhança variável, apresentando o algoritmo *basic variable neighborhood search* (BVNS). A meta-heurística VNS atua baseada no conceito de exploração das vizinhanças, tanto para alcançar ótimos locais, como para fugir de ótimos locais. Meta-heurísticas VNS e suas extensões são caracterizadas por não possuírem estruturas complexas e, em alguns casos, não requerem nenhum parâmetro, levando a implementações mais simples.

#### 3.2 O Método Cíclico Coordenado e a Busca de Fibonacci

O método cíclico coordenado consiste em realizar buscas unidimensionais sucessivas e em sequência em um conjunto de variáveis contínuas de um problema. O método de Fibonacci é utilizado para realizar a busca unidimensional em funções estritamente quase-convexas,  $\theta$  (Bazaraa, Sherali e Shetty, 2006). A busca de Fibonacci realiza duas avaliações na primeira iteração e somente uma nas iterações seguintes, e toda essa busca, é baseada na sequência de Fibonacci, que pode ser definida como apresentado em (21) e (22).

$$F_{v+1} = F_v + F_{v-1} \quad v = 1, 2, \dots, n \quad (21)$$

$$F_0 = F_1 = 1 \quad (22)$$

Os primeiros números obtidos desta sequência são: 1, 1, 2, 3, 5, 8, 13, 21, 34, 55, 89, 144, 233. Na iteração  $k$ , onde há um intervalo de incerteza  $[a_k, b_k]$ , considera-se dois pontos,  $\lambda_k$  e  $\mu_k$ , definidos como mostrado em (23) e (24).

$$\lambda_k = a_k + \frac{F_{n-k-1}}{F_{n-k+1}}(b_k - a_k) \quad k = 1, 2, \dots, n-1 \quad (23)$$

$$\mu_k = a_k + \frac{F_{n-k}}{F_{n-k+1}}(b_k - a_k) \quad k = 1, 2, \dots, n-1 \quad (24)$$

Para inicialização da busca de Fibonacci, deve-se adotar um comprimento final de incerteza  $l > 0$  e uma constante de distinguibilidade  $\varepsilon > 0$ . Seja o intervalo inicial de incerteza  $[a_1, b_1]$ , o número de observações  $n$  a serem escolhidos tal que  $F_n > (b_1 - a_1)/l$ , e a função alvo de estudo  $\theta$ . Avalia-se o valor de  $\theta(\lambda_1)$  e  $\theta(\mu_1)$ , define-se  $k = 1$ , e parte-se aos passos principais do método (Bazaraa, Sherali e Shetty, 2006):

1. Se  $\theta(\lambda_k) > \theta(\mu_k)$  vá ao Passo 2; se  $\theta(\lambda_k) \leq \theta(\mu_k)$  vá ao Passo 3.
2. Faça  $a_{k+1} = \lambda_k$  e  $b_{k+1} = b_k$ . Adicionalmente, faça  $\lambda_{k+1} = \mu_k$  e  $\mu_{k+1} = a_{k+1} + \left(\frac{F_{n-k-1}}{F_{n-k}}\right)(b_{k+1} - a_{k+1})$ . Caso  $k = n-2$ , vá ao Passo 5; do contrário, avalie  $\theta(\mu_{k+1})$  e vá ao Passo 4.
3. Faça  $a_{k+1} = a_k$  e  $b_{k+1} = \mu_k$ . Adicionalmente, faça  $\mu_{k+1} = \lambda_k$  e  $\lambda_{k+1} = a_{k+1} + \left(\frac{F_{n-k-2}}{F_{n-k}}\right)(b_{k+1} - a_{k+1})$ . Caso  $k = n-2$ , vá ao Passo 5; do contrário, avalie  $\theta(\lambda_{k+1})$  e vá ao Passo 4.
4. Troque  $k$  por  $k+1$  e retorne ao Passo 1.
5. Faça  $\lambda_n = \lambda_{n-1}$  e  $\mu_n = \lambda_{n-1} + \varepsilon$ . Caso  $\theta(\lambda_n) > \theta(\mu_n)$ , faça  $a_n = \lambda_n$  e  $b_n = b_{n-1}$ . Do contrário, se  $(\lambda_n) \leq \theta(\mu_n)$ , faça  $a_n = a_{n-1}$  e  $b_n = \lambda_n$ . Pare; a solução ótima estará no intervalo  $[a_n, b_n]$ .

#### 4. TESTES E RESULTADOS

O algoritmo proposto foi programado em MATLAB, sendo as simulações realizadas em um computador com um processador Intel® Core™ i7-6700 de 3,4 GHz e 8 GB RAM. Foram adotados como parâmetros da busca de Fibonacci um comprimento final de incerteza  $l = 0,0001$  kVA, uma constante de distinguibilidade  $\varepsilon = 0,0001$  kVA, e o intervalo  $[a_1, b_1] = [0, 2]$  kVA, foi definido como os limites de capacidade dos GDs. Adotou-se 1.000 horas para a duração dos níveis de carga leve (0,5 vezes a carga média) e pesado (1,6 vezes a carga média) e 6.760 horas para a duração do nível de carga médio. O custo das perdas adotado para todos os níveis de carga foi de 0,06 US\$/kWh.

De forma a avaliar o desempenho do algoritmo proposto para a alocação e o dimensionamento de geração distribuída simultaneamente com a reconfiguração de redes de distribuição, foram utilizados os sistemas de distribuição de 33 e 69 barras. Para ambos sistemas, cinco cenários foram analisados:

- *Cenário I:* Caso base em que o sistema não foi reconfigurado e nem foi feita a alocação de GDs.
- *Cenário II:* O sistema foi reconfigurado buscando diminuir o custo de operação anual.
- *Cenário III:* O sistema foi reconfigurado e na sequência foram alocadas e dimensionadas as unidades de GDs considerando fator de potência unitário, visando diminuir o custo de operação anual.
- *Cenário IV:* Foi realizada simultaneamente a reconfiguração do sistema e a alocação e dimensionamento dos GDs considerando fator de potência unitário.
- *Cenário V:* Foi realizada simultaneamente a reconfiguração do sistema e a alocação e dimensionamento dos GDs, considerando a faixa para o fator de potência entre 0,80 e 1,00 para os GDs.

##### 4.1 Sistema de 33 Barras

O sistema possui 33 barras, 37 ramos e uma subestação, conforme apresentado na Fig. 3. Os dados das linhas e cargas são apresentados em (Rao *et al.*, 2011). Estipulou-se inicialmente estarem disponíveis três GDs para alocação.

Os resultados obtidos para os cinco cenários, em cada um dos três níveis de carga, foram condensados na Tabela 1. Nota-se que, para carga leve, o custo estimado anual para o Cenário I é US\$ 2.823,60, sendo reduzido para US\$ 2.003,20, US\$ 858,88, US\$ 744,04 e US\$ 131,27 nos Cenários II, III, IV e V, respectivamente. As reduções percentuais dos custos para os Cenários de II a V são de 29,1%, 69,6%, 73,6% e 95,4%, respectivamente. De maneira similar, os mesmos níveis de redução percentual do custo podem ser observados no período de carga média e carga pesada para os Cenários II ao V, sendo 30,9%, 71,1%, 75,0% e 95,7% para a carga média e 33,7%, 73,2%, 76,8% e 96% para a carga pesada, respectivamente.

Evidencia-se, a partir destes resultados, a grande influência da geração distribuída no problema de minimização de custos de operação, influência essa que é mais acentuada para o Cenário V. Nesse caso, não apenas o despacho de potência ativa, mas também o de potência reativa dos GDs é considerado no problema, o que tem papel fundamental na redução das perdas no sistema e, conseqüentemente, no custo de operação. Nota-se também que, embora o nível de carga seja incrementado da condição leve até a pesada, os níveis percentuais de redução

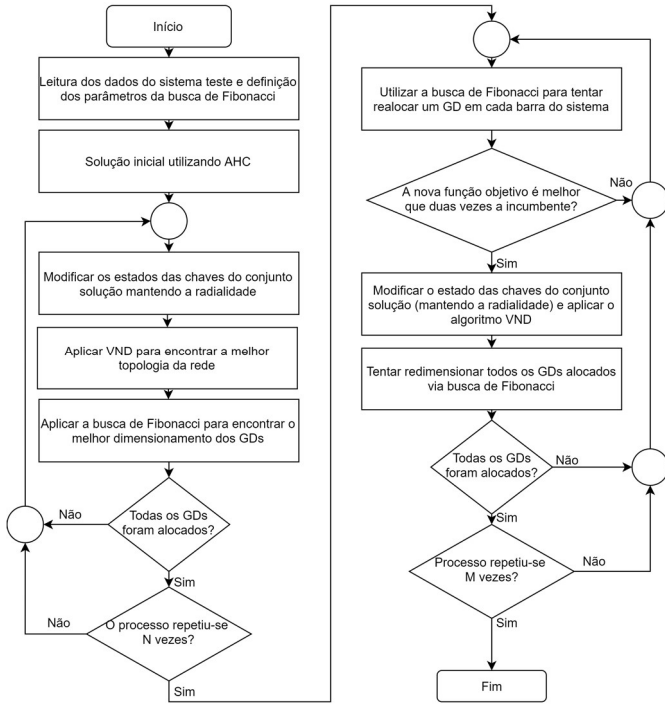


Fig. 2 Fluxograma do método proposto.

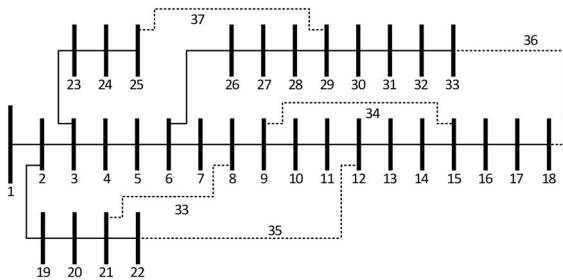


Fig. 3 Sistema de distribuição de 33 barras.

O algoritmo VNS proposto incorpora vizinhanças para determinar a topologia da rede (Possagnolo, 2015), localização dos GDs, e o método cíclico coordenado com a estratégia de busca de Fibonacci, destinada a dimensionar os GDs, determinando tanto o despacho ótimo da potência ativa como da potência reativa em cada nível de carga. Para avaliação da operação da rede em cada proposta de solução é utilizado o algoritmo de fluxo de carga de varredura (Shirmohammadi *et al.*, 1988). A estrutura do algoritmo proposto é apresentada na Fig. 2.

O processo é iniciado com um algoritmo heurístico construtivo (AHC) para fornecer a primeira solução para o problema, sendo usado o algoritmo de Prim para resolver apenas o problema de reconfiguração (Possagnolo, 2015). Na sequência, o processo entra em uma etapa VNS que irá se repetir por  $N$  vezes. Nesta etapa, o algoritmo busca qual a melhor topologia e também aloca e dimensiona os GDs, considerando o mesmo dimensionamento para os três níveis de carga e usando o método de troca de ramos para obtenção de soluções radiais (Possagnolo, 2015). Na próxima etapa, o algoritmo VNS realiza  $M$  iterações, e, além da busca pela melhor topologia, o algoritmo realiza a alocação e dimensionamento dos GDs considerando os três níveis de carga estipulados usando o método cíclico coordenado com a busca de Fibonacci.

**Tabela 1. Resultados para o sistema de 33 barras**

Cenário	Resultados	Nível de carga		
		Leve (0,5)	Médio (1,0)	Pesado (1,6)
I	Chaves abertas	33, 34, 35, 36, 37		
	Custo (US\$)	2.823,60	82.202,95	34.516,20
	Tensão mínima (p.u.)	0,958	0,913	0,853
II	Chaves abertas	7, 9, 14, 28, 32	7, 9, 14, 28, 32	7, 9, 14, 28, 32
	Custo (US\$)	2.003,20	56.775,15	22.874,39
	Redução do custo (%)	29,1	30,9	33,7
	Tensão mínima (p.u.)	0,971	0,941	0,903
III	Chaves abertas	7, 9, 14, 28, 32		
	Alocação dos GDs	0,464 (08)	0,935 (08)	1,513 (08)
	$P_i^G$ (kW)	0,488 (24)	0,995 (24)	1,629 (24)
		0,425 (30)	0,856 (30)	1,381 (30)
	Custo (US\$)	858,88	23.738,73	9.238,34
	Redução do custo (%)	69,6	71,1	73,2
	Tensão mínima (p.u.)	0,987	0,974	0,958
IV	Chaves abertas	11, 28, 31, 33, 34		
	Alocação dos GDs	0,633 (25)	1,280 (25)	2,000 (25)
	$P_i^G$ (kW)	0,375 (17)	0,753 (17)	1,212 (17)
		0,476 (07)	0,957 (07)	1,560 (07)
	Custo (US\$)	744,04	20.566,33	8.010,44
	Redução do custo (%)	73,6	75,0	76,8
V	Chaves abertas	5, 13, 20, 27, 35		
	Alocação dos GDs	0,578+j0,270 (08)	1,160+j0,544 (08)	1,816+j0,839 (08)
	$P_i^G + jQ_i^G$ (kVA)	0,540+j0,404 (25)	1,083+j0,809 (25)	1,640+j1,144 (25)
		0,405+j0,304 (32)	0,813+j0,610 (32)	1,404+j1,053 (32)
	Custo (US\$)	131,27	3.560,61	1.381,33
	Redução do custo (%)	95,4	95,7	96,0
Tensão mínima (p.u.)	0,997	0,994	0,987	

**Tabela 2. Efeito do número de GDs na redução do custo de operação no sistema de 33 barras**

Número de GDs instalados		1	2	3	4
Carga leve	Custos (US\$)	644,33	264,27	131,27	88,87
	Redução (%)	77,2	90,6	95,4	96,9
Carga média	Custos (US\$)	17.726,32	7.190,41	3.560,60	2.408,57
	Redução (%)	78,4	91,3	95,7	97,1
Carga pesada	Custos (US\$)	8.766,20	3.780,68	1.381,33	914,46
	Redução (%)	74,6	89,0	96,0	97,4
Custo anual (US\$)		27.136,86	11.235,36	5.073,20	3.411,90

de custo anual permaneceram muito próximos. Os tempos computacionais para resolução dos Cenários I–V para o sistema de 33 barras foram, respectivamente, 0,02 s, 0,43 s, 47,00 s, 278,00 s, e 370,00 s.

Quanto ao perfil de tensão no sistema, nota-se que o Cenário V apresenta o perfil com melhor regulação (mais próximo de 1,0 p.u.) conforme pode ser visto na Fig. 4 para o nível pesado. Ressalta-se que dentre os Cenários III e IV, o Cenário III, em que a reconfiguração da rede é seguida da alocação ótima dos GDs, apresenta piores resultados tanto em relação ao custo de operação como no perfil de tensão quando comparados com o Cenário IV, em que a reconfiguração é realizada de forma coordenada e simultânea com a alocação de GDs. Verifica-se, portanto, a importância da abordagem simultânea de reconfiguração e alocação dos GDs para esse problema.

Na Tabela 2, apresenta-se a relação entre o número de GDs candidatos e a redução do custo anual das perdas para o Cenário V. Todos os resultados presentes na Tabela 2 foram obtidos pelo algoritmo proposto, alterando-se no mesmo apenas o parâmetro que indica a quantidade de GDs a serem alocados/dimensionados. Como regra geral, para todos os períodos de carga, nota-se uma diminuição no custo anual das perdas conforme se aloca mais GDs no sistema, mas a taxa com que esse decaimento do custo ocorre diminui expressivamente quando se aumenta o número de GDs.

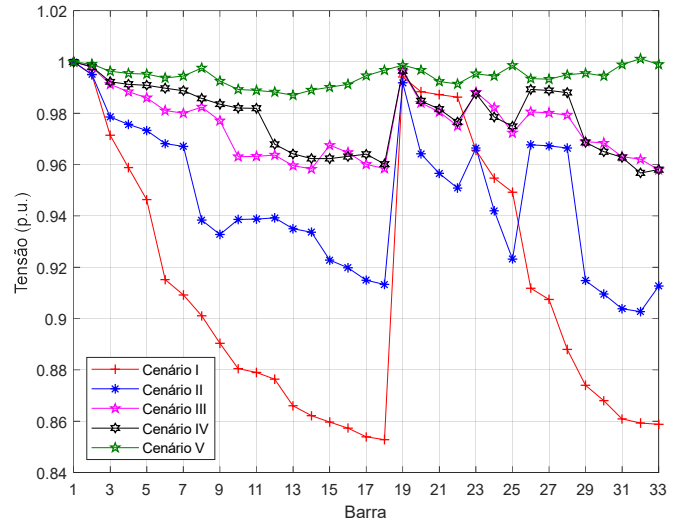


Fig. 4 Perfis de tensão no sistema de 33 barras em carga pesada para os cinco cenários analisados.

#### 4.2 Sistema de 69 Barras

O sistema 69 barras possui 73 ramos. Os dados completos desse sistema são apresentados em (Savier e Das, 2007). De modo similar ao caso anterior, o sistema de 69 barras também foi simulado para cinco cenários e três níveis de carga, com os mesmos parâmetros gerais do caso anterior, sendo que os resultados são apresentados na Tabela 3.

O custo anual das perdas para o caso base do sistema de 69 barras em carga leve, média e pesada é de US\$ 3.095,44, US\$ 91.233,17 e US\$ 39.140,17, respectivamente. Assim como no sistema anterior, o Cenário V é aquele que apresenta o maior índice de redução do custo anual das perdas comparado aos outros quatro cenários. O Cenário V também é responsável por produzir os melhores resultados de perfil de tensão em todos os níveis de carga estipulados, conforme pode ser visto na Fig. 5 para o nível de carga pesada. Ressalta-se que dentre os Cenários III e IV, para o sistema de 69 barras, a reconfiguração ótima do sistema seguida da alocação de GDs produziu os mesmos resultados que a reconfiguração simultânea com a alocação de GDs.

Na Tabela 4 apresenta-se a relação entre o número de GDs candidatos no problema e a redução do custo anual das perdas para o Cenário V. As mesmas conclusões do caso anterior são válidas nesse caso. Os tempos computacionais para resolução dos Cenários I–V para o sistema de 69 barras foram, respectivamente, 0,02 s, 0,46 s, 144,00 s, 751,00 s, e 1088,00 s.

### 5. CONCLUSÕES

Foi apresentado um algoritmo de busca em vizinhança variável que usa internamente o método cíclico coordenado com o algoritmo de Fibonacci para realizar a otimização simultânea da reconfiguração de sistemas de distribuição e a alocação de GDs para minimizar os custos anuais de operação devido às perdas. O algoritmo foi testado nos sistemas de 33 barras e 69 barras, considerando os níveis de carga leve, média e pesada. Assim, foi mostrado que a estratégia que representa a proposta central deste trabalho é a que apresenta o melhor desempenho, como

**Tabela 3. Resultados para o sistema de 69 barras**

Cenário	Resultados	Nível de carga		
		Leve (0,5)	Médio (1,0)	Pesado (1,6)
I	Chaves abertas	69, 70, 71, 72, 73		
	Custo (US\$)	3.095,44	91.233,17	39.140,17
	Tensão mínima (p.u.)	0,957	0,909	0,845
II	Chaves abertas	14, 57, 61, 69, 70	14, 57, 61, 69, 70	14, 57, 61, 69, 70
	Custo (US\$)	1.394,34	39.360,81	15.772,34
	Redução do custo (%)	55,0	56,9	59,70
	Tensão mínima (p.u.)	0,975	0,950	0,917
III	Chaves abertas	14, 56, 61, 69, 70		
	Alocação dos GDs	0,268 (11)	0,538 (11)	0,863 (11)
	$P_i^G$ (kW)	0,713 (61)	1,434 (61)	2,000 (61)
	$P_i^G$ (kW)	0,239 (64)	0,480 (64)	0,772 (64)
	Custo (US\$)	509,11	14.014,75	5.557,19
	Redução do custo (%)	83,6	84,6	85,8
	Tensão mínima (p.u.)	0,991	0,981	0,963
IV	Chaves abertas	14, 56, 61, 69, 70		
	Alocação dos GDs	0,268 (11)	0,538 (11)	0,863 (11)
	$P_i^G$ (kW)	0,713 (61)	1,434 (61)	2,000 (61)
	$P_i^G$ (kW)	0,239 (64)	0,480 (64)	0,772 (64)
	Custo (US\$)	509,11	14.014,75	5.557,19
	Redução do custo (%)	83,6	84,6	85,8
	Tensão mínima (p.u.)	0,991	0,981	0,963
V	Chaves abertas	9, 17, 21, 55, 69		
	Alocação dos GDs	0,313+j0,217 (12)	0,627+j0,435 (12)	1,005+j0,698 (12)
	$P_i^G + jQ_i^G$ (kVA)	0,725+j0,518 (61)	1,450+j1,036 (61)	1,602+j1,197 (61)
	$P_i^G + jQ_i^G$ (kVA)	0,173+j0,124 (64)	0,347+j0,247 (64)	1,120+j0,759 (64)
	Custo (US\$)	65,34	1.773,72	876,99
	Redução do custo (%)	97,8	98,1	97,8
Tensão mínima (p.u.)	0,997	0,995	0,990	

**Tabela 4. Efeito do número de GDs na redução do custo de operação no sistema de 69 barras**

Número de GDs instalados		1	2	3	4
Carga leve	Custos (US\$)	236,01	81,08	65,34	32,68
	Redução (%)	92,4	97,4	97,9	98,9
Carga média	Custos (US\$)	6.446,21	2.224,32	1.773,72	885,84
	Redução (%)	92,9	97,6	98,1	99,0
Carga pesada	Custos (US\$)	5.149,73	2.136,99	876,97	458,12
	Redução (%)	86,8	94,5	97,8	98,8
Custo anual (US\$)		11.831,95	4.442,39	2.816,03	1.376,64

aparece no Cenário V na Tabela 2 e Tabela 4. Portanto, os resultados mostraram que a reconfiguração realizada simultaneamente com a alocação e o dimensionamento dos GDs produziu os melhores níveis de perfis de tensão e os menores custos de operação. Estudou-se também a influência do número de GDs instaladas no custo de operação anual do sistema, notando-se que embora o custo anual tenda a decrescer com a instalação de mais GDs, os ganhos passam a ser residuais, não justificando o investimento necessário para instalação. Finalmente, cabe observar que os resultados obtidos pelo algoritmo desenvolvido são superiores à propostas existentes na literatura especializada, como por exemplo os resultados descritos em Rao *et al.* (2013).

**AGRADECIMENTOS**

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001, do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), projeto 305852/2017-5, e da Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP), projetos 2015/21972-6, 2018/20355-1 e 2019/19632-3.

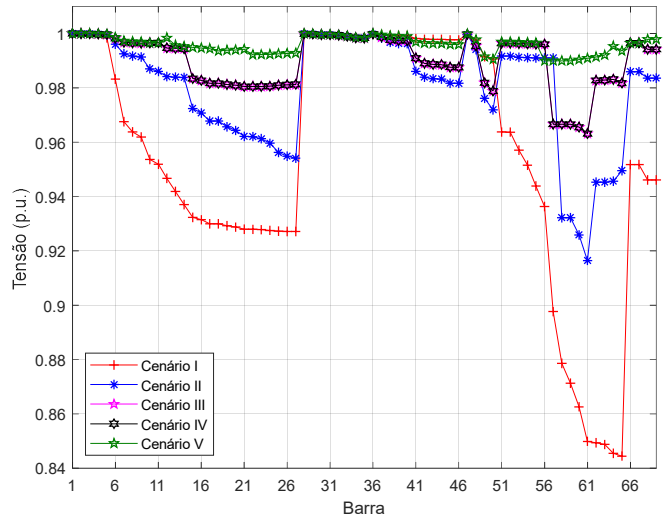


Fig. 5 Perfis de tensão no sistema de 69 barras em carga pesada para os cinco cenários analisados.

**REFERÊNCIAS**

Abu-Mouti, F. S. and El-Hawary, M. E. (2011) ‘Optimal distributed generation allocation and sizing in distribution systems via artificial bee colony algorithm’, *IEEE Transactions on Power Delivery*. Piscataway: IEEE, 26(4), pp. 2090–2101.

Bazaraa, M. S., Sherali, H. D. and Shetty, C. M. (2006) *Nonlinear programming: theory and algorithms*. 3rd edn. Hoboken: John Wiley & Sons.

Esmaili, M., Sedighzadeh, M. and Esmaili, M. (2016) ‘Multi-objective optimal reconfiguration and DG (distributed generation) power allocation in distribution networks using big bang–big crunch algorithm considering load uncertainty’, *Energy*. London: Elsevier, 103, pp. 86–99.

Glover, F. and Kochenberger, G. A. (2003) *Handbook of metaheuristics*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers.

Kothari, D. P. and Nagrath, I. J. (2009) *Modern power systems analysis*. 3rd edn. New Delhi: McGraw Hill.

Mladenović, N. and Hansen, P. (1997) ‘Variable neighborhood search’, *Computers & Operations Research*. Kidlington, 24(11), pp. 1097–1100.

Nguyen, T. T., Truong, A. V. and Phung, T. A. (2016) ‘A novel method based on adaptive cuckoo search for optimal network reconfiguration and distributed generation allocation in distribution network’, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. London: Elsevier, 78, pp. 801–815.

Possagnolo, L. H. F. M. (2015) *Reconfiguração de sistemas de distribuição operando em vários níveis de demanda através de uma meta-heurística de busca em vizinhança variável*. Universidade Estadual Paulista ‘Júlio de Mesquita Filho’.

Rao, R. S. *et al.* (2011) ‘Optimal network reconfiguration of large-scale distribution system using harmony search algorithm’, *IEEE Transactions on Power Systems*. Piscataway: IEEE, 26(3), pp. 1080–1088.

Rao, R. S. *et al.* (2013) ‘Power loss minimization in distribution system using network reconfiguration in the presence of distributed generation’, *IEEE Transactions on Power Systems*. Piscataway: IEEE, 28(1), pp. 317–325.

Samman, M. Al *et al.* (2020) ‘Fast optimal network reconfiguration with guided initialization based on a simplified network approach’, *IEEE Access*. Piscataway: IEEE, 8, pp. 11948–11963.

Savner, J. S. and Das, D. (2007) ‘Impact of network reconfiguration on loss allocation of radial distribution systems’, *IEEE Transactions on Power Delivery*. Piscataway: IEEE, 22(4), pp. 2473–2480.

Shahnia, F., Arefi, A. and Lich, G. (2018) *Electric distribution network planning, Power systems*.

Shirmohammadi, D. *et al.* (1988) ‘A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks’, *IEEE Transactions on Power Systems*. Piscataway: IEEE, 3(2), pp. 753–762.

Willis, H. L. and Scott, W. G. (2000) *Distributed power generation: planning and evaluation*. 1st edn. New York: CRC Press.