

Aplicação de Meta-heurísticas no Dimensionamento de Sistemas de Backup Híbridos para a Manutenção de Serviços Auxiliares em Subestações

Matheus Holzbach*, John Fredy Franco*, Dayara P. Basso*, Lucas Teles Faria**

* *Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, Av. Professor José Carlos Rossi, 1370, Campus 3, Ilha Solteira, São Paulo, Brasil (e-mail: matheus.holzbach@unesp.br, fredy.franco@unesp.br, dayara.pereira@unesp.br).*

** *Faculdade de Engenharia e Ciências, Universidade Estadual Paulista, Campus de Rosana, Av. dos Barrageiros, 1881, Rosana, São Paulo, Brasil (e-mail: lucas.teles@unesp.br).*

Abstract: Auxiliary Services in substations are composed of fundamental systems for the operation and coordination of the electrical system. In cases of contingency in the main supply they require the maintenance of their loads to ensure the recomposition process, which is why backup systems are used, composed of alternative power sources that often use generator sets supplied by fossil fuels. Another alternative is the adoption of a micro-grid composed of a hybrid system, with renewable sources and batteries, which make the system more sustainable. However, this option requires a careful analysis for its implementation due to its cost and the intermittency of the generating sources. In this sense, this paper proposes two algorithms for sizing a microgrid, based on the Genetic Algorithm and Variable Neighborhood Search metaheuristics, which consider uncertainties in terms of the intermittency of generating sources and the duration of power outages through Monte Carlo simulations. The performance of the methods was analyzed through the results delivered by each algorithm in a sequence of execution repetitions, looking at the investment cost and execution time. The results obtained by the algorithms developed showed promise, finding equivalent and more attractive solutions in monetary terms compared to other methods used in specialized literature, with a resolution time of just a few seconds. A reduction in investment costs of more than 50% was observed when wind turbines were added to the problem.

Resumo: Os serviços auxiliares em subestações são compostos por sistemas fundamentais para a operação e coordenação do sistema elétrico. Em casos de contingência na alimentação principal requerem a manutenção de suas cargas para garantir o processo de recomposição, motivo pelo qual são usados sistemas de backup, compostos por fontes de alimentação alternativas que por muitas vezes utilizam grupo gerador suprido por combustíveis fósseis. Outra alternativa é a adoção de uma microrrede composta por um sistema híbrido, com fontes renováveis e baterias, que tornam o sistema mais sustentável. No entanto, essa opção requer uma análise criteriosa para sua implantação devido ao seu custo e à intermitência das fontes geradoras. Neste sentido, este artigo propõe dois algoritmos para o dimensionamento de uma microrrede, baseados nas meta-heurísticas Algoritmo Genético e Busca em Vizinhança Variável, que consideram as incertezas quanto à intermitência das fontes geradoras e a duração das faltas de energia por meio de simulações de Monte Carlo. O desempenho dos métodos foi analisado por meio dos resultados alcançados por cada algoritmo em uma sequência de repetições de execução, observando o custo de investimento e o tempo de execução. Os resultados obtidos pelos algoritmos desenvolvidos se mostraram promissores, alcançando soluções equivalentes e monetariamente mais atrativas em comparação a outros métodos utilizados na literatura especializada com um tempo médio de resolução de poucos segundos. Uma redução do custo de investimento superior a 50% foi observada a partir da adesão de turbinas eólicas ao problema.

Keywords: Auxiliary services; Genetic algorithm; Microgrid; Optimal sizing; Substations; Variable neighborhood search.

Palavras-chaves: Algoritmo genético; Busca em vizinhança variável; Dimensionamento ótimo; Microrredes; Serviços auxiliares; Subestações.

NOMENCLATURA

Parâmetros		ξ	Número de horas em um ano.
		π	Preço da energia vendida.
		ρ	Densidade do ar.
δ	Taxa de juros.	τ	Vida útil dos equipamentos.
η^{out}	Eficiência de carga e descarga da bateria.	A_r	Área de contato das pás do rotor.
λ	Taxa de contingência média anual.	c^{bat}	Custo de aquisição de baterias.

c^{pv}	Custo de aquisição de painéis fotovoltaicos.	N_s^{wt}	Número de turbinas eólicas na configuração s da microrrede.
c^{In}	Custo de aquisição para o inversor bidirecional.	P_s^{In}	Capacidade do inversor bidirecional do sistema
c^{inv_wt}	Custo de aquisição para o inversor do sistema eólico.	\bar{P}_s^{PV}	Potência instalada do gerador fotovoltaico.
c^{wt}	Custo de aquisição para de turbinas eólicas.	P_{pv}^{oper}	Potência de saída de um conjunto de células solares.
$C_{p_{max}}$	Coefficiente de potência máxima da turbina.	$Profit^{PV}$	Lucro obtido da venda de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.
DoD	Profundidade de descarga da bateria.	$Profit^{wt}$	Lucro obtido da venda de energia produzida pelas turbinas eólicas.
D_r	Diâmetro das pás do rotor.	TC_s	Custo total do sistema para a configuração s da microrrede.
\bar{E}_{bat}	Capacidade de energia nominal da bateria.	t_j^{Ind}	Tempo de indisponibilidade total do fornecimento dos serviços auxiliares.
f_i	Fator de carga individual.	tm_j^s	Tempo de indisponibilidade máxima da microrrede para a contingência j .
F_g	Fator de carga global.	V	Velocidade instantânea do vento.
G_{gh}	Índice de irradiação solar.		
I_{MPPT}	Corrente no ponto de máxima potência.		
I_{min}^{disp}	Índice de disponibilidade mínima requerida.		
K_i	Coefficiente de temperatura para a corrente.		
K_v	Coefficiente de temperatura para a tensão.		
mc^{bat}	Custo de manutenção anual para as baterias.		
mc^{pv}	Custo de manutenção anual para os painéis fotovoltaicos.		
mc^{in}	Custo de manutenção anual para o inversor bidirecional.		
mc^{inv_wt}	Custo de manutenção anual para o inversor do sistema eólico.		
mc^{wt}	Custo de manutenção anual para turbinas eólicas.		
N_{OT}	Temperatura nominal de funcionamento da célula.		
N^{years}	Número de anos para a simulação de Monte Carlo.		
P_{eq}	Potência equivalente para a carga dos serviços auxiliares.		
P^{nom}	Potência nominal para a carga dos serviços auxiliares.		
P_{WT_r}	Potência nominal da turbina eólica.		
t	Período analisado.		
t_j^0	Tempo de início da contingência j .		
T_a	Temperatura ambiente.		
T_c	Temperatura na célula fotovoltaica.		
t_j^{out}	Tempo de finalização da contingência j .		
V_{cut-in}	Velocidade de corte inferior da turbina.		
$V_{cut-out}$	Velocidade de corte superior da turbina.		
V_{MPPT}	Tensão no ponto de máxima potência.		
V_r	Velocidade nominal do vento.		
Variáveis			
I_s	Valor total do investimento para a configuração s da microrrede.		
E_{AUX}	Energia total requerida pelos serviços auxiliares em subestações.		
E_{bat}	Energia disponível nas baterias.		
\bar{E}^{PV}	Energia gerada pelos painéis fotovoltaicos no período de um ano.		
\bar{E}^{WT}	Energia gerada pelas turbinas eólicas no período de um ano.		
E_j^{pv}	Energia gerada pelos painéis fotovoltaicos para a contingência j .		
I_s^{ind}	Índice de indisponibilidade da microrrede.		
MC_s	Custos de manutenção anual para a configuração s da microrrede.		
N_s^{bat}	Número de baterias na configuração s da microrrede.		
N_s^{pv}	Número de painéis fotovoltaicos na configuração s da microrrede.		

1. INTRODUÇÃO

As subestações são um dos principais componentes do sistema elétrico de potência, pois elas realizam a interconexão de todo sistema elétrico através da transformação dos níveis de tensão, que são diferentes em cada uma das etapas para garantir a redução de perdas e segurança. Além disso, as subestações comportam sistemas de supervisão, comunicação e controle que são essenciais para a coordenação, confiabilidade e estabilidade do sistema elétrico como um todo (Gomes, 2021; Nunes; Silva, 2021). O conjunto de dispositivos e sistemas que não fazem parte do equipamento primário da subestação e que requerem alimentação em baixa tensão é denominado de serviços auxiliares. Essas cargas requerem alimentação constante e ininterrupta, pois desempenham funções fundamentais no processo de recomposição da rede em casos de contingência (Soares, 2017). Por este motivo sistemas de backup são empregados para emergências, onde usualmente utiliza-se grupo gerador suprido por combustíveis fósseis.

Todavia, devido à preocupação com o meio ambiente e motivados por tratados internacionais de redução das emissões de dióxido de carbono, como o Acordo de Paris e o Pacto Climático de Glasgow (United Nations, 2015, 2021), sistemas de geração renovável têm sido vastamente estudados e defendidos. No entanto, o emprego destas fontes requer maior planejamento e análise adequada devido ao seu comportamento intermitente e alguns casos não despachável (Chen *et al.*, 2016). Desse modo, a organização de uma microrrede de sistemas de geração renovável e baterias sob a forma de um sistema híbrido, pode ser uma solução adequada e confiável para mitigar a ação da intermitência e maximizar a eficiência energética das fontes geradoras (Sarkar *et al.*, 2019).

Recentemente, alguns autores na literatura especializada têm proposto diversos métodos para o dimensionamento de microrredes híbridas para atendimento dos serviços auxiliares em subestações. Os estudos realizados até o momento utilizam softwares comerciais (Letebele e Van Coller, 2021), métodos exaustivos (Tabares *et al.*, 2020) e modelos de programação linear inteira mista com restrições de investimento (Oliveira, 2022). Entretanto, essas propostas consideram somente geração fotovoltaica e baterias para a composição da microrrede híbrida.

Sendo assim, ainda cabe ao estudo a adesão de outras fontes de geração renováveis e de outros métodos que possam permitir a resolução mais eficiente do problema, como a aplicação de métodos heurísticos. Nesse sentido, este trabalho objetiva analisar a aplicabilidade de duas meta-heurísticas, com contrastes em suas filosofias de busca, no dimensionamento da microrrede híbrida para suprir os serviços auxiliares em subestações.

Este artigo está organizado da seguinte forma: na Seção 2 é apresentada a formulação matemática do problema de dimensionamento de uma microrrede híbrida. A codificação proposta para o problema, a função objetivo, os critérios de factibilidade e geração da solução inicial são discutidos na Seção 3. Na Seção 4 é caracterizado o cenário de estudo e os respectivos resultados encontrados pela aplicação dos métodos propostos. Finalmente, na Seção 5 são apresentadas as considerações finais e as sugestões para futuros trabalhos.

2. MODELO PARA O DIMENSIONAMENTO DA MICRORREDE HÍBRIDA COMO SISTEMA DE BACKUP

A seguir, apresenta-se o modelo de programação linear inteira mista (1)–(18) para o problema de dimensionamento de uma microrrede híbrida, modificado a partir da proposta de Tabares *et al.* (2020) para incluir geração eólica.

$$\min TC_s \tag{1}$$

$$TC_s = I_s + MC_s - Profit^{PV} - Profit^{WT} \tag{2}$$

$$I_s = \overline{E}_s^{bat} \cdot c^{bat} + N_s^{pv} \cdot c^{pv} \tag{3}$$

$$+ P_s^{in} \cdot c^{in} + N_s^{wt} \cdot c^{wt} + P_s^{inv_wt} \cdot c^{inv_wt} \tag{4}$$

$$MC_s = \sum_{i=1}^{\tau} \frac{N_s^{pv} \cdot c^{pv} \cdot mc^{pv}}{(1 + \delta)^i} + \sum_{i=1}^{\tau} \frac{N_s^{wt} \cdot c^{wt} \cdot mc^{wt}}{(1 + \delta)^i} \tag{5}$$

$$+ \sum_{i=1}^{\tau} \frac{\overline{E}_{bat} \cdot c^{bat} \cdot mc^{bat}}{(1 + \delta)^i} + \sum_{i=1}^{\tau} \frac{P_s^{in} \cdot c^{in} \cdot mc^{in}}{(1 + \delta)^i} \tag{6}$$

$$+ \sum_{i=1}^{\tau} \frac{P_s^{inv_wt} \cdot c^{inv_wt} \cdot mc^{inv_wt}}{(1 + \delta)^i} \tag{7}$$

$$Profit^{PV} = \sum_{i=1}^{\tau} \frac{N_s^{pv} \cdot \overline{E}^{PV} \cdot \pi}{(1 + \delta)^i} \tag{8}$$

$$Profit^{WT} = \sum_{i=1}^{\tau} \frac{N_s^{wt} \cdot \overline{E}^{WT} \cdot \pi}{(1 + \delta)^i} \tag{9}$$

$$T_c = T_a + \left(\frac{N_{OT} - 20}{0.8} \right) \cdot G_{gh} \tag{10}$$

$$I_c = G_{gh} \cdot [I_{sc} + K_i \cdot (T_c - 25)] \tag{11}$$

$$V_c = V_{oc} + K_v \cdot T_c \tag{12}$$

$$FF = \frac{V_{MPPT} \cdot I_{MPPT}}{V_{oc} \cdot I_{sc}} \tag{13}$$

$$P_{pv}^{oper} = N_s^{pv} \cdot FF \cdot V_c \cdot I_c \tag{14}$$

$$E_j^{pv} = \int_{t_j^0}^{t_j^s} P_{pv}^{oper} \cdot t \cdot dt \tag{15}$$

$$P_{WT_r} = Cp_{max} \cdot 0,5 \cdot \rho \cdot \left(\frac{A_r D_r^2}{4} \right) \cdot V_r^3 \tag{16}$$

$$\begin{cases} 0, & V < V_{cut-in} \\ V^3 \cdot \left(\frac{P_{WT_r}}{V_r^3 - V_{cut-in}^3} \right) - P_{WT_r} \cdot \left(\frac{V_{cut-in}^3}{V_r^3 - V_{cut-in}^3} \right), & V_{cut-in} \leq V < V_r \\ P_{WT_r}, & V_r \leq V < V_{cut-out} \\ 0, & V > V_{cut-out} \end{cases} \tag{17}$$

$$E_{bat} = \eta^{out} \cdot DoD \cdot \overline{E}_{bat} \tag{18}$$

$$P_s^{In} = \max \{ \overline{P}_s^{PV}, P_{eq} \} \tag{19}$$

$$F_g = \frac{\sum_{t=i}^{\tau} f_t \cdot t_t}{(tm_j^s - t_j^0)} \tag{20}$$

$$E_{AUX} = F_g \cdot P^{nom} \cdot (tm_j^s - t_j^0) \tag{21}$$

$$I_s^{ind} = \frac{\sum_{j=1}^{N^{years}} \lambda t_j^{ind}}{N^{years} \cdot \xi} \cdot 100\% \tag{22}$$

$$I_s^{disp} = 100 - I_s^{ind} \tag{23}$$

A equação (1) representa o custo de investimento anualizado para a microrrede, definido por (2), sendo resultante da soma algébrica de (3)–(6). A geração fotovoltaica é determinada por (7)–(12) e a geração eólica por (13) e (14). Em (15) é determinada a energia da bateria e (16) o dimensionamento do inversor bidirecional. A carga aproximada dos serviços auxiliares é definida por (17) e (18).

O índice de indisponibilidade da microrrede é determinado em (19) através de simulações de Monte Carlo e o índice de disponibilidade é definido por (20).

3. MÉTODO PROPOSTO

Neste estudo é aplicado duas meta-heurísticas com contrastes em suas filosofias, a Busca em Vizinhança Variável (do inglês *Variable Neighborhood Search – VNS*) que realiza uma busca local através da melhoria de uma solução corrente com base nas soluções vizinhas e o Algoritmo Genético (do inglês *Genetic Algorithm – GA*) que percorre regiões dispersas do espaço de soluções através da combinação de uma população diversificada de soluções.

Inicialmente, para aplicar meta-heurísticas no estudo é necessário realizar a codificação do problema, que consiste em organizar as variáveis de decisão sob a forma de um vetor, conforme representado na Fig. 1.

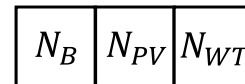


Fig. 1 Codificação de uma proposta de solução para o problema de dimensionamento da microrrede híbrida.

Desta forma, uma proposta de solução para este problema possui três variáveis independentes: o número de baterias (N_B), o número de painéis fotovoltaicos (N_{PV}) e o número de turbinas eólicas (N_{WT}) que integram o sistema. Os demais componentes do sistema proposto são dimensionados a partir dessa combinação e da carga inicialmente conhecida.

O objetivo desta aplicação é dimensionar a capacidade da microrrede híbrida para o atendimento das cargas de serviços

auxiliares de forma contínua e monetariamente mais atrativa, ou seja, minimizando os custos totais de sua implantação. Desta maneira, o problema de otimização consiste em minimizar os custos de investimento apresentados em (2).

Quanto à factibilidade, o problema abordado requer que as variáveis de decisão N_B , N_{PV} e N_{WT} sejam não negativas e inteiras, pois não seria factível adquirir uma quantidade de equipamentos inferior a zero ou de forma fracionária. Além disso, pode ser requerido que a microrrede garanta um índice mínimo de disponibilidade (I_{min}^{disp}) para o atendimento das cargas dos serviços auxiliares em condições de faltas; para isso, uma restrição adicional para a solução candidata é considerada conforme em (21).

$$I_s^{disp} \geq I_{min}^{disp} \tag{21}$$

A solução inicial ou conjunto de soluções iniciais requerida pelos algoritmos foi gerada de forma aleatória dentro de um intervalo definido arbitrariamente. Além disso, o critério de parada dos algoritmos foi definido pelo número máximo de iterações ou por uma quantidade de iterações sem melhoria.

4. CENÁRIO DE ESTUDO E RESULTADOS

Os parâmetros dos algoritmos neste estudo foram definidos arbitrariamente. Para o algoritmo GA utilizou-se uma taxa de seleção de 85%, recombinação de 95%, mutação de 5%, tamanho da população igual a 20 e 1000 gerações. Já para o algoritmo VNS foram usadas 6 estruturas do tipo RVNS (VNS reduzida), para realizar a exploração, e duas estruturas do tipo VND (VNS de descida), para a intensificação. Os algoritmos foram desenvolvidos no ambiente de programação do Matlab e executados a partir de um computador com processador Intel Core i7-8700 com 3,20 GHz e 8 GB de RAM.

Com o objetivo de analisar a aplicabilidade dos métodos desenvolvidos e realizar uma comparação com os resultados encontrados por outros autores na literatura, foi considerado uma carga constante e aproximada de 12 kW e os mesmos parâmetros de Tabares *et al.* (2020), apresentados na Tabela 1.

Tabela 1- Parâmetros adotados

Parâmetro	Valor Adotado	Parâmetro	Valor Adotado
c^{bat}	420 (\$/unidade)	K_v	-0,174 (V/°C)
c^{pv}	312 (\$/unidade)	K_i	1,82 (mA/°C)
c^{in}	105 (\$/kW)	N_{ot}	44 (°C)
c^{inv_wt}	141,49 (\$/kW)	V_{oc}	65,8 (V)
c^{wt}	2.053 (\$/unidade)	I_{sc}	4,89 (A)
mc^{bat}	1,5 (%)	V_{mppt}	58,0 (V)
mc^{pv}	1 (%)	I_{mppt}	5,7 (A)
mc^{in}	1,5 (%)	P_{WT_r}	50 (kW)
mc^{inv_wt}	1 (%)	V_r	9 (m/s)
mc^{wt}	1,5 (%)	V_{cut-in}	2 (m/s)
δ	6 (%)	$V_{cut-out}$	45 (m/s)
π	0,05 (\$/kWh)	ρ	1,2754 (kg/m³)
τ	20 (anos)	η^{out}	95 (%)
I_{min}^{disp}	99,997 (%)	DoD	90 (%)
P_{eq}	12 (kW)	\bar{E}_{bat}	2 (kW)

O cálculo do índice de disponibilidade é realizado considerando que a duração de uma contingência segue uma distribuição normal com média igual a 5 horas e desvio padrão igual a 3 horas, com base em métricas realizadas em estudos da literatura especializada (Adderly, 2016; Lindstrom; Hoff, 2018), por meio de 5.000 simulações de Monte Carlo. São considerados 1.200 perfis de irradiação fotovoltaica, com resolução minuto a minuto, os quais foram gerados usando a ferramenta desenvolvida por Richardson e Thomson (2012), correspondendo a 100 perfis para cada mês. Os dados de temperatura e velocidade do vento com resolução horária foram obtidos a partir da ferramenta online Renewables Ninja (Pfenninger; Staffell, 2020) para o ano de 2019, a partir das informações geográficas da cidade de São Paulo.

Para avaliar o desempenho dos algoritmos foi executado um processo de 100 repetições de execuções de cada algoritmo. A qualidade da funções objetivo obtidas em cada umas das execuções dos algoritmos, ilustrado nos gráficos das Fig. 2 e 3, apresentaram um comportamento ligeiramente diferente, onde o algoritmo VNS apresentou os melhores valores e suas soluções finais ficaram mais próximas umas das outras. Já o algoritmo GA apresentou valores monetariamente menos atrativos e maior variação entre as soluções de cada execução.

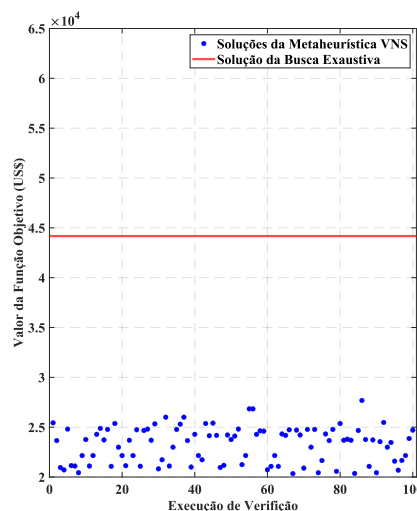


Fig. 2 Valores da Função Objetivo para o algoritmo VNS.

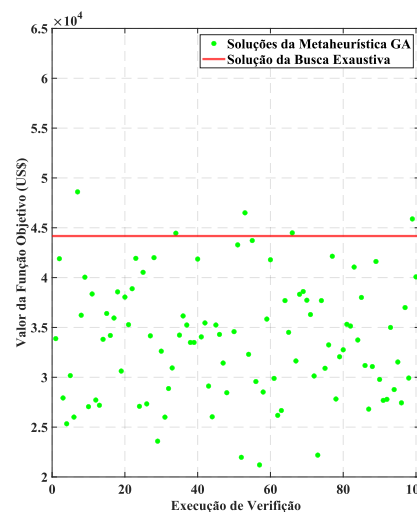


Fig. 3 Valores da Função Objetivo para o algoritmo GA.

O valor de custo de investimento de US\$ 44.172 da solução $\{N_B, N_{PV}, N_{WT}\} = \{48,51,0\}$ encontrada pelo método de busca exaustiva, empregado por Tabares *et al.* (2020), é representado para fins de compreensão do impacto da adesão da geração eólica no problema. Sendo assim, a melhor solução encontrada pelas meta-heurísticas de $\{N_B, N_{PV}, N_{WT}\} = \{14,27,3\}$, com um custo anualizado de US\$ 21.761, obteve uma redução no investimento superior a 50%. Tal redução, a partir do incremento de poucas unidades de geração eólica, ocorre pela menor necessidade de investimento em baterias e pelo maior montante de energia excedente vendida ao sistema.

Em relação ao tempo de execução dos algoritmos, apresentado nas Fig. 4 e 5, é notado que a meta-heurística VNS apresentou um processo relativamente mais rápido que o GA para a resolução do problema, necessitando de aproximadamente 500 segundos para finalizar cada repetição. A meta-heurística GA necessitou de um tempo maior, com um tempo médio de execução pouco superior a 1400 segundos.

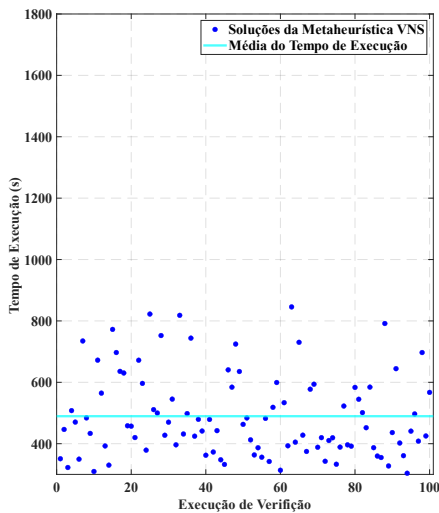


Fig. 4 Tempo de execução médio para o algoritmo VNS.

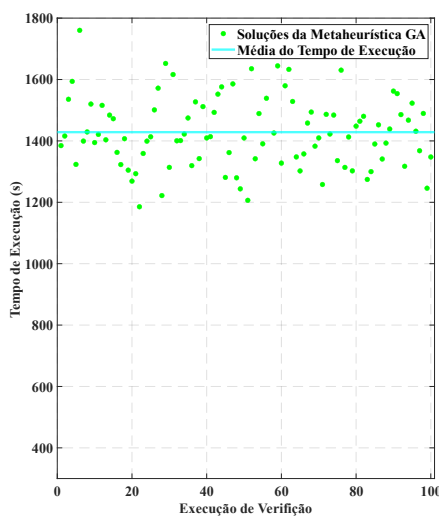


Fig. 5 Tempo de execução médio para o algoritmo GA.

Com o objetivo de observar o comportamento de cada meta-heurística no processo de melhoria da função objetivo, ambos

os algoritmos foram executados a partir de um ponto arbitrário de péssima qualidade $\{N_B, N_{PV}, N_{WT}\} = \{100,100,100\}$. O critério de parada pelo número de iterações sem melhoria da função objetivo foi desconsiderado para que os algoritmos executassem o máximo de iterações possível. Observa-se pelos gráficos das Fig. 6 e 7 que o algoritmo baseado em VNS consegue uma melhoria significativa em poucas iterações. Por outro lado, o algoritmo baseado em GA necessita de um número maior de iterações para encontrar soluções de boa qualidade, pois a sua filosofia de busca ocorre pela evolução genética ao longo de inúmeras gerações.

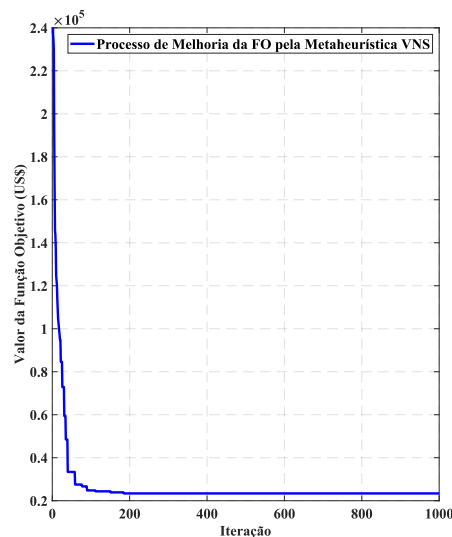


Fig. 6 Melhoria da Função Objetivo pelo algoritmo VNS.

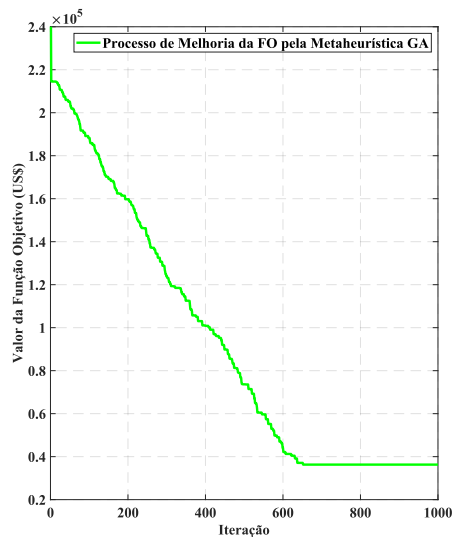


Fig. 7 Melhoria da Função Objetivo pelo algoritmo GA.

Ambos os algoritmos estudados obtiveram resultados competitivos com as técnicas encontradas na literatura, pois conseguem determinar configurações financeiramente atrativas para a microrrede proposta de forma extremamente rápida. No entanto, a metodologia de inicialização aleatória pode estar sendo prejudicial para o desempenho das meta-heurísticas, pois não garantem uma estabilidade na performance do método em todas as execuções observadas.

5. CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposta uma nova abordagem para o problema de dimensionamento de microrredes híbridas como sistema de backup para o atendimento de serviços auxiliares em subestações. A aplicação de algoritmos baseados em meta-heurísticas apresenta algumas vantagens em relação aos métodos atualmente propostos na literatura, como a possibilidade de trabalhar com vários cenários de geração renovável de maneira estocástica, sem necessitar discretizar as curvas como em modelos matemáticos, e na redução do tempo e esforço computacional, necessitando avaliar menos combinações que em métodos exaustivos, por exemplo. Todavia, possui a desvantagem de não garantir a solução ótima global e, em certos casos, não garante que o mesmo ótimo local seja encontrado todas as vezes que o algoritmo for executado.

De maneira geral, ambos os algoritmos desenvolvidos alcançaram resultados satisfatórios para o problema proposto. O algoritmo baseado em Busca em Vizinhança Variável sugere um melhor desempenho quando comparado ao algoritmo baseado em Algoritmo Genético, baseado na qualidade das soluções encontradas e no menor tempo médio de execução. Entretanto, melhorias nos algoritmos podem ser estudadas futuramente com o objetivo de aumentar a assertividade, como por exemplo a análise de sensibilidade para calibração dos parâmetros do Algoritmo Genético.

A partir da possibilidade de adesão de turbinas eólicas observa-se o benefício da integração de diferentes fontes renováveis em um mesmo sistema. A geração eólica permitiu que o número de baterias tivesse uma pequena diminuição, bem como no custo total do sistema, pois a longo prazo o lucro pela venda de energia excedente produzida pelas turbinas também reduz o montante investido. Além disso, a geração eólica não opera apenas em uma faixa de horários restrita no dia, como a geração fotovoltaica, o que também auxilia a operação da microrrede em decorrência de faltas noturnas.

Em prosseguimento ao estudo, é esperado que a aplicação de meta-heurísticas possibilite a adesão de mais variáveis ao estudo, sendo consideradas outras fontes renováveis, como o hidrogênio verde, ou a possibilidade de agregar sistemas V2B (*vehicle-to-building*) em situações de emergência.

AGRADECIMENTOS

Os autores a agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo – FAPESP (processo no. 2022/04826-0) pelo apoio financeiro para a realização desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

Adderly, S. Reviewing power outage trends, electric reliability indices and smart grid funding. 2015. 109 f. Dissertação (Mestrado em Ciências com especialização em Estatística) – College of Engineering and Mathematical Sciences, University of Vermont, Burlington, 2016.

Chen, R., Sun, H., Guo, Q., Li, Z. and Zhang, B. A generation-interval-based mechanism for managing the power generation uncertainties of variable generation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 3, p.

1060–1070, jul. 2016. DOI: 10.1109/TSTE.2016.2517659.

Gomes, B. Otimização de serviços auxiliares de comando e controle de subestações móveis - estudo da inclusão de novos sistemas de alimentação. 2021. 87 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2021.

Letebele, M. and Van Coller, J. Grid independent (renewable) hybrid power sources for the supply of transmission switching substation auxiliaries. *PowerAfrica 2021*, vol. 3, Proceedings [...]. Nairobi, Kenya: 2021 IEEE PES/IAS, p. 23–27, set. 2021.

Lindstrom, A.; Hoff, S. Average frequency and duration of electric distribution outages vary by states. 2018. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35652> #. Acesso em: 10 abr. 2023.

Nunes, A. and Silva, R. Subestação de energia elétrica: Viabilidade e confiabilidade na instalação. 2021. 5 f. Artigo Científico (Especialização em Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica) – Universidade do Sul de Santa Catarina, Tubarão, 2021.

Oliveira, L. Modelo matemático para o dimensionamento ótimo de uma microrrede para suprir a demanda de serviços auxiliares de subestações em períodos de falhas. 43 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2022.

Pfenninger, S.; Staffell, I. Renewables ninja. 2020. Disponível em: <https://www.renewables.ninja/>. Acesso em: 31 ago. 2022.

Richardson, I.; Thomson, M. Integrated domestic electricity demand and PV micro-generation model. Disponível em: <https://www.lboro.ac.uk/research/crest/demand-model/>. Acesso em: 31 ago. 2022.

Sarkar, T., Bhattacharjee, A., Samanta, H., Bhattacharya, K. and Saha, H. Optimal design and implementation of solar PV-wind-biogas-VRFB storage integrated smart hybrid microgrid for ensuring zero loss of power supply probability. *Energy Conversion and Management*, vol. 191, no. 1, pp. 102-118, jul. 2019.

Soares, B. Sistema de controle serviços auxiliares de uma subestação. 2017. 99 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Instituto Superior de Engenharia do Porto, Porto, 2017.

Tabares, A., Martinez, N., Ginez, L., Resende, J. F., Brito, N. and Franco, J. F. Optimal capacity sizing for the integration of a battery and photovoltaic microgrid to supply auxiliary services in substations under a contingency. *Energies*, vol. 13, no. 22, pp. 1-23, nov. 2020. DOI: 10.3390/en13226037.

United Nations. Report of the Conference of the Parties on its twenty-first session, held in Paris from 30 November to 13 December 2015. Disponível em: <https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/2015/cop21/eng/10a01.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2022.

United Nations. Report of the Conference of the Parties on its twenty-sixth session, held in Glasgow from 31 October to 13 November 2021. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cp2021_01_adv%20.pdf. Acesso em: 30 mar. 2022.