



Alocação e dimensionamento ótimos de subestações elétricas por meio do algoritmo de busca corvo
Optimal allocation and sizing of electrical substations using the crow search algorithm

Arthur do Carmo Paixão Matos¹, Clainer Bravin Donadel^{2,*}

¹ Egresso do Curso Superior em Engenharia Elétrica, Instituto Federal do Espírito Santo – Ifes, *campus* Vitória, ES, Brasil

² Professor do Curso Superior em Engenharia Elétrica, Instituto Federal do Espírito Santo – Ifes, *campus* Vitória, ES, Brasil

*Autor para correspondência, E-mail: cdonadel@ifes.edu.br

Received: 3 November 2024 | Accepted: 17 December 2024 | Published online: 26 December 2024

Resumo: O aumento contínuo na demanda global por energia elétrica tem gerado um significativo impulso no setor energético em escala mundial. Conforme destacado no relatório mais recente da International Energy Agency (2022), a demanda por energia elétrica em 2021 alcançou a marca expressiva de 24.700 TWh, apresentando um crescimento de 6% em relação ao ano anterior, representando o maior incremento desde 2010. Este contexto tem enfatizado a necessidade de um sistema de distribuição de energia elétrica robusto e confiável, que possa atender a essa crescente consumo sem comprometer o serviço por possíveis inadequações do sistema. Dessa maneira, este artigo propõe uma nova abordagem para enfrentar o desafio da alocação e dimensionamento de subestações elétricas em sistemas elétricos de distribuição, baseada na inteligência dos corvos, por meio do algoritmo de otimização *Crow Search Algorithm* (CSA). Além disso, o método desenvolvido também organiza a conexão das subestações elétricas aos centros de carga. O objetivo central é a minimização dos custos globais do projeto de alocação e dimensionamento de subestações elétricas, considerando um conjunto de objetivos e restrições técnicas e operacionais. Os testes na metaheurística foram realizados em um sistema elétrico de distribuição apresentado na literatura, que possui 38 centros de carga e 6 subestações elétricas já existentes, que permitiu estabelecer diferentes cenários de aplicação do método. Dessa forma, o CSA se mostrou um método promissor de aplicação no problema de alocação e dimensionamento de subestações elétricas.

Palavras-chave: subestações elétricas; planejamento de sistemas elétricos de distribuição; otimização; meta-heurísticas; *crow search algorithm*.

Abstract: The continuous increase in global demand for electrical energy has driven significant momentum in the energy sector worldwide. As highlighted in the latest report by the International Energy Agency (2022), the demand for electricity in 2021 reached an impressive 24,700 TWh, marking a 6% increase compared to the previous year, representing the largest growth since 2010. This context underscores the need for a robust and reliable electrical distribution system capable of meeting this growing demand without compromising service due to potential system inadequacies. In this regard, this paper proposes a novel approach to addressing the challenge of optimal allocation and sizing of electrical substations in distribution systems, based on the intelligence of crows, through the Crow Search Algorithm (CSA). Additionally, the developed method also organizes the connection of electrical substations to load centers. The primary objective is to minimize the overall costs of the substation allocation and sizing project, considering a set of technical and operational objectives and constraints. The metaheuristic tests were conducted on a distribution system presented in the literature, which includes 38 load centers and 6 existing substations, allowing for the establishment of different application scenarios of the method. The results indicate that the CSA is a promising method for solving the problem of optimal allocation and sizing of electrical substations.

Keywords: power electrical substations; distribution system planning; optimization; metaheuristics; *crow search algorithm*.

1 Introdução

Nos últimos anos, o consumo de energia elétrica tem impulsionado significativamente o setor energético em todo o mundo. Segundo o relatório da *International Energy Agency* (2022), o consumo de energia elétrica global em 2021 atingiu a marca de 24.700 TWh, registrando um crescimento de 6% em relação ao ano anterior, o que representa o maior aumento desde 2010. O relatório também apresenta previsões, com base em duas projeções diferentes: a mais conservadora - *Stated Policies Scenario* (STEPS), prevê um consumo de 30.621 TWh em 2030 e 43.672 TWh em 2050, enquanto a mais ambiciosa - *Announced Pledges Scenario* (APS), estima 31.752 TWh em 2030 e 53.810 TWh em 2050. Neste contexto, a busca por soluções mais eficientes e sustentáveis no setor elétrico têm sido uma prioridade, impulsionada pela necessidade de suprir o aumento constante de consumo de energia elétrica.

No entanto, sabe-se que o aumento no consumo de energia elétrica acarreta um processo de inadequação dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Com isso, tal crescimento acaba por comprometer os sistemas de distribuição de energia elétrica em fornecer uma alimentação apropriada e confiável aos centros de carga (Nageswararao et al., 2017). Dessa forma, investimentos relacionados à distribuição de energia elétrica são cruciais e necessitam de planejamento eficiente, a fim de suprir o aumento do consumo de energia elétrica (Vahedi et al., 2015). Nesse contexto, as subestações elétricas desempenham um papel importante, visando não apenas garantir o fornecimento confiável de energia, mas também para otimizar os custos de investimento, operação e manutenção (Zheng et al., 2021).

O planejamento de subestações elétricas é um desafio complexo, pois envolve a análise de diversos fatores, como a topologia da rede, a carga demandada em diferentes regiões, a infraestrutura existente e as restrições ambientais. Essas análises são feitas para definir o valor ótimo da capacidade, local e as áreas de serviço, que podem ser definidos como ótimos conforme os objetivos do projeto. Além disso, o tempo de implantação também desempenha um papel crucial, considerando a necessidade de expandir subestações existentes de acordo com a demanda (El-Fouly et al., 2008). Dessa maneira, para auxiliar neste planejamento, a aplicação de algoritmos de otimização surge como uma solução promissora na tomada de decisões estratégicas e na maximização da eficiência operacional dessas subestações (Vahedi et al., 2015).

O problema de planejamento de subestações elétricas é amplamente explorado na literatura por meio de diferentes tipos de abordagem Hongwei et al. (1993), Temraz e Salama (2002), Zhou et al. (2002), El-Fouly et al. (2008), Najafi et al. (2009), Jalilzade e Bagheri (2010), Lavorato et al. (2010), Najafi e Gholizadeh (2013), Vahedi et al. (2015), Sun et al. (2018), Silva et al. (2018), Li et al. (2018), Wang et al. (2021), Ye et al. (2023), Behzadi e Bagheri (2023). Durante a revisão realizada para este estudo não foram identificados quaisquer trabalhos sobre alocação e dimensionamento de subestações elétricas que utilizassem em sua metodologia o algoritmo de Busca Corvo.

O trabalho feito por Askarzadeh (2016) foi pioneiro ao consolidar a metodologia, detalhando a teoria e as etapas de aplicação do algoritmo. Complementarmente, Hussien et al. (2020) revisaram o algoritmo, explorando suas múltiplas aplicações na literatura e apresentando modificações para aprimorar sua eficiência. Outros estudos, como os de Pandey e Kirmani (2019), Nageswararao et al. (2017) e Ismael et al. (2018), abordaram a aplicação do algoritmo em problemas de otimização em sistemas elétricos de potência, buscando dimensionar e alocar unidades de geração distribuída.

Diante disto, este trabalho propõe um novo método de otimizar o planejamento da expansão de subestações elétricas, considerando seu tamanho, posicionamento e investimentos necessários, por meio da implementação do Algoritmo de Busca Corvo. Este algoritmo, proposto por Askarzadeh (2016), é inspirado no comportamento observado entre os corvos na natureza, os quais, de forma estratégica, ocultam e recuperam alimentos, servindo como base para a otimização aqui proposta.

2 Metodologia

2.1 Caracterização da base de aplicação

A inclusão de informações sobre a rede de distribuição nos dados é fundamental para permitir o cálculo das funções objetivo. Segundo Osaba et al. (2021), é recomendável optar por conjuntos de dados reais ou, se criados artificialmente, que se assemelhem o máximo possível à realidade.

Dessa maneira, foi utilizada como base um sistema de distribuição com 38 centros de carga e 6 subestações elétricas existentes de 63/20 kV, mas nem todos os centros de carga estão conectados a uma subestação. O sistema em questão é uma adaptação ao utilizado em Jalilzade e Bagheri (2010) e a Figura 1 mostra a disposição dos centros de carga e as subestações em um plano cartesiano. Os pontos de carga

totalizam 208,90 MVA; contudo, os pontos de cargas sem atendimento totalizam 141,11 MVA. As informações sobre as subestações elétricas, como coordenadas x e y, capacidade de carga e capacidade de expansão, podem ser encontradas no Anexo A. Os dados sobre os centros de carga, incluindo suas coordenadas x e y, demanda e a subestação a que estão conectadas, estão descritos no Anexo B. As informações gerais do sistema foram descritas em Jalilzade e Bagheri (2010), sendo:

- O fator de potência das cargas é de 0,90 indutivo;
- Os alimentadores têm capacidade de 10 MVA e o custo de construção é de US\$ 6.500,00/km;
- Existem três tipos diferentes de transformadores, sendo: os de 7,5, 15 e 30 MVA, com o custo de US\$ 100 mil, US\$ 150 mil e US\$ 250 mil, respectivamente;
- A construção de novas subestações possui custo fixo de US\$ 2 mi e custo variável de acordo com número de transformadores que serão instalados.

Como não foi definido para a rede de aplicação a resistência do alimentador (Ω/km), essa grandeza foi obtida de Silva et al. (2018) que utilizou um alimentador 4/0 AWG de resistência 0,3017 (Ω/km).

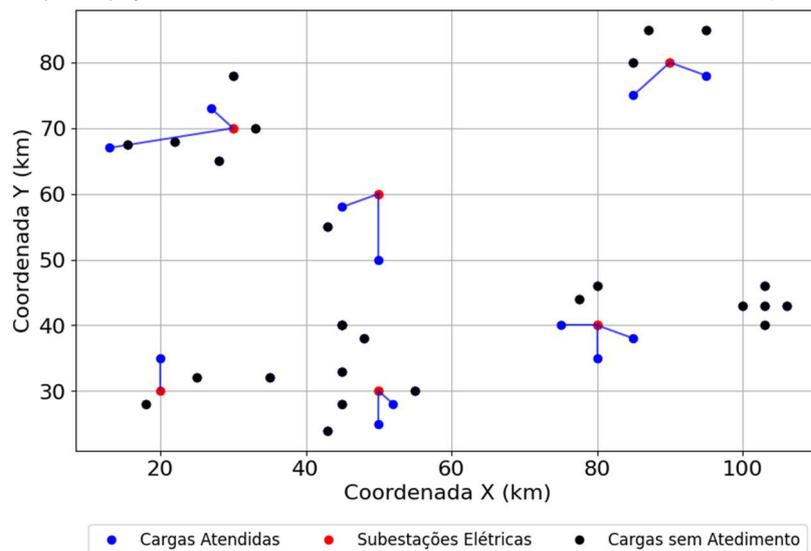


Figura 1. Rede de distribuição elétrica de aplicação.

2.2 Definição do modelo de otimização

Baseado em Jalilzade e Bagheri (2010) e Queiroz et al. (2012) foram levantados objetivos e restrições que vão agregar a metodologia aplicada. Dessa maneira, os objetivos levantados foram:

- Minimizar o custo investido em subestações, seja construindo novas ou então expandindo as já existentes;
- Minimizar o custo das perdas operacionais das subestações;
- Minimizar o custo com construção de alimentadores de rede;
- Minimizar o custo das perdas nos alimentadores.

Além disso, as restrições levantadas para o modelo foram:

- Garantir que a demanda das cargas seja atendida;
- Garantir que cada carga seja atendida por apenas uma subestação;
- Garantir que as subestações não fiquem sobrecarregadas;
- Garantir que os centros de cargas não se conectem em subestações que estejam a menos de 1,6 km de distância e a mais de 42 km.

2.3 Modelo matemático

O modelo matemático que descreve a problemática deste estudo foi inspirado nos trabalhos descritos na Seção 2.2, cujo foco é a minimização dos custos do projeto. Assim, o problema de alocação e dimensionamento ótimos de subestações elétricas foi modelado conforme a Eq. (1).

$$\min C_{total} = C_{subs} + C_{ali} + C_{perdas} + C_{op} \quad (1)$$

sendo C_{total} o custo total do projeto, em US\$. O custo total foi dividido em quatro partes: C_{subs} , que representa o custo total com subestações elétricas, seja para construção de novas ou expansão das existentes; C_{ali} , que reflete o custo de construção dos alimentadores; C_{perdas} , que representa o custo de perdas de energia elétrica nos alimentadores; e C_{op} , que corresponde ao custo de perdas operacionais nas subestações elétricas.

Adaptando as equações de Jalilzade e Bagheri (2010), que propõem a rede a utilizada neste trabalho, os valores de C_{subs} , C_{ali} e C_{perdas} estão descritos nas Eq. (2)-(5).

$$C_{subs} = \sum_{i=1}^{nn} C_{sub_i} + \sum_{j=1}^{ne} C_{expsub_j} \quad (2)$$

$$C_{ali} = \sum_{k=1}^{nt} \sum_{l=1}^{nc} C_{cabo} \cdot DCS_{l,k} \quad (3)$$

$$DCS_{l,k} = K \sqrt{(x_l - x_k)^2 + (y_l - y_k)^2} \quad (4)$$

$$C_{perdas} = \left(\sum_{m=1}^{nt} \sum_{n=1}^{nc} T \cdot C_o \cdot Ftp_{n,m} \cdot (K_{loss} \cdot (S_a \left(\frac{S_n}{S_a}\right))^2 \cdot DCS_{n,m}) \right) - C_{pi} \quad (5)$$

A Eq. (2) corresponde aos custos com subestações elétricas, na qual nn é a quantidade de novas subestações elétricas e ne a quantidade de subestações elétricas existentes; já C_{sub_i} e C_{expsub_j} representam os custos de construção de uma nova subestação elétrica i e de expansão de uma subestação elétrica j respectivamente, em US\$.

A Eq. (3) descreve os custos de construção de novos alimentadores; dessa forma, nt é a quantidade total de subestações elétricas e nc é a quantidade total de centros de cargas, enquanto C_{cabo} é o custo unitário do alimentador (em US\$/km) e $DCS_{l,k}$ é a distância (em km) entre o centro de carga l e a subestação elétrica k . A distância DCS é calculada conforme a Eq. (4), que Ravadanegh e Roshanagh (2013) propôs em seu trabalho, onde K é o fator de correção da distância euclidiana para distância real, x_l e y_l são os valores da abscissa e ordenada (em km) do centro de carga l , e x_k e y_k são os valores da abscissa e ordenada (em km) da subestação elétrica k .

A Eq. (5) descreve o custo com perdas de energia elétrica nos alimentadores; dessa maneira, S_a é a capacidade máxima do alimentador (em MVA), K_{loss} é a porcentagem de perdas por quilômetro no alimentador, quando está em carga máxima (1 pu), $Ftp_{n,m}$ é o fator de perdas do alimentador que está conectando o centro de carga n e a subestação elétrica m , T é o tempo de operação dos alimentadores, em h, C_o é o custo da energia elétrica, em US\$/kWh, S_n é a potência do centro de carga n , em MVA e $DCS_{n,m}$ é a distância entre o centro de carga n e a subestação elétrica m , em km, C_{pi} é o custo das perdas dos alimentadores já existentes no sistema em US\$.

As perdas operacionais nas subestações elétricas (C_{op}) foram calculadas segundo as perdas nos transformadores. Este cálculo foi realizado utilizando a Eq. (6) apresentada por Queiroz et al. (2012).

$$C_{op} = \left(\sum_{p=1}^{nt} \sum_{q=1}^{tt} T \cdot C_o \cdot (Pcu_{q,p} + Pfe_{q,p}) \right) - C_{opi} \quad (6)$$

Sendo tt a quantidade total de transformadores de uma subestação elétrica; T tempo de operação da subestação elétrica em h; $Pcu_{q,p}$ é a perda média no cobre do transformador q da subestação elétrica p , em kW; $Pfe_{q,p}$ é a perda no núcleo do transformador q da subestação elétrica p , em kW; C_{opi} é o custo das perdas operacionais nos transformadores existentes em US\$. O valor das perdas no cobre e no núcleo foram determinados utilizando as Eq. (7)-(8), respectivamente.

$$Pcu_{q,p} = Ftp_q \cdot (Pcu_{nom,q} \cdot S_{nom,q}) \cdot \left(\frac{S_{real,q}}{S_{nom,q}}\right)^2 \quad (7)$$

$$Pfe_{q,p} = Pfe_{nom,q} \cdot S_{nom,q} \quad (8)$$

sendo Ftp_q o fator de perdas do transformador q ; $Pcu_{nom,q}$ é a perda no cobre nominal do transformador q , à plena carga, em pu; $Pfe_{nom,p}$ é a perda nominal no núcleo do transformador q , em pu; $S_{real,q}$ é a carga real máxima ligada ao transformador q , em MVA; $S_{nom,q}$ é a capacidade nominal do transformador q , em MVA.

2.4 Implementação e avaliação do algoritmo de otimização

O desenvolvimento e a execução do algoritmo de otimização foram realizados no ambiente de programação *Pycharm* um interpretador de linguagem de programação *Python* amplamente reconhecido por sua capacidade de oferecer um ambiente de desenvolvimento intuitivo e funcional. Sua versatilidade multiplataforma possibilita a criação e execução dos algoritmos de otimização de maneira eficaz e simplificada, contribuindo para a excelência na implementação dos métodos propostos. Além disso, é importante ressaltar para fins de comparação, que a aplicação da metodologia foi feita utilizando um computador com processador Intel Core i5 2,5 GHz e 12 Gb de memória RAM.

Baseado em Li et al. (2018), foram criados cinco cenários específicos para a aplicação do problema, cada um refletindo uma adição incremental de subestações à rede elétrica, assim como descrito na Tabela 1. Com isso, foi possível avaliar o comportamento e os resultados do algoritmo com o aumento de variáveis de decisão.

Tabela 1. Cenários de aplicação do problema.

Cenário	Número de Subestações
Cenário I	1
Cenário II	2
Cenário III	3
Cenário IV	4
Cenário V	5

Cada cenário foi submetido a cinco execuções do algoritmo; o tempo médio de execução e a baixa variação entre os resultados foram as variáveis analisadas para essa definição. Com essa abordagem sistemática, foi possível ter uma análise abrangente do desempenho do algoritmo em diferentes configurações de rede.

Dessa maneira, o valor do número de variáveis de decisão (d) varia conforme a mudança de cenários; entretanto, para cada nova subestação ($nSubs$) a ser construída serão incluídas quatro variáveis de decisão, sendo elas: as coordenadas x e y , o número de transformadores e a capacidade desses transformadores. Além das variáveis de decisão proveniente das subestações, cada centro de carga também terá uma variável de decisão, sendo ela qual subestação ela vai estar ligada. Sendo assim, o valor de d , pode ser definido conforme a Eq. (9).

$$d = 4 \cdot nSubs + 38 \tag{9}$$

Com o intuito de aplicar a técnica de otimização de forma mais eficiente possível, foi feita também uma revisão nos artigos que abordavam o algoritmo de otimização de Busca Corvo em outros problemas relacionados a sistemas elétricos de potência. Com isso, foi possível mapear padrões para definir os valores de entrada necessários do algoritmo, como o número de iterações ($iter_{max}$), número de corvos (N), tamanho do voo do corvo (fl) e a probabilidade de consciência do corvo (AP). Além disso, para se obter um parâmetro de aplicação, foi mapeado também o número de variáveis (d). Dessa forma, na Tabela 2 os valores encontrados foram resumidos.

Tabela 2. Dados de entrada no CSA encontrados na bibliografia.

Referência	$iter_{max}$	N	fl	d	AP	d
Ismael et al. (2018)	500	20	2	2	0,1	2
Pandey e Kirmani (2019)	100	100	2,5	2	0,2	2
Nageswararao et al. (2017)	50	20	2,5	1	0,2	1

Analisando os parâmetros de entrada encontrados na literatura, nota-se que a complexidade do problema abordado é maior, de acordo com o número de variáveis de decisão. Dessa forma, foram realizados teste preliminares, onde foi definido o valor de 10.000 iterações e observado um ponto onde

havia convergência para todos os cenários. Com isso, foi definido inicialmente para aplicação dessa metodologia os seguintes valores:

- $iter_{max} = 2000$;
- $N = 100$;
- $fl = 2,5$;
- $AP = 0,2$.

Avançando nas etapas do CSA, para se estabelecer a posição inicial dos corvos e sua memória é necessário definir primeiro os limites inferiores e superiores de cada variável de decisão. Contudo, os limites das coordenadas x e y não foram estabelecidos por Jalilzade e Bagheri (2010). Portanto, os limites superiores das coordenadas x e y foram estabelecidos com um acréscimo de 10% sobre o ponto de maior valor. Por exemplo, se o maior valor de x das cargas for 100, o limite superior será 110. Analogamente, o limite inferior foi estabelecido como 10% abaixo do menor valor da coordenada correspondente. Seguindo nas variáveis de decisão, o número de transformadores e a sua capacidade foram definidos de acordo com os limites estabelecidos por Jalilzade e Bagheri (2010), com um máximo de 6 transformadores por subestação e capacidades de 7,5, 15 e 30 MVA. Finalmente, o limite para as subestações que cada centro de carga se conectar é dado pelo número total de subestações, somando-se as existentes e as novas.

Após estabelecer a posição inicial, os dados de cada corvo são aplicados para alterar a rede de distribuição. Com isso, é necessário verificar a viabilidade dessas alterações feitas na rede de acordo com as restrições apresentadas na Seção 2.1. As posições iniciais devem ser necessariamente viáveis; dessa maneira, o algoritmo não segue enquanto forem atendidas as restrições nas posições iniciais. Em seguida, foram avaliadas as posições com a função objetivo, aplicando o modelo descrito na Seção 2.2.

Para aplicação do modelo, o projeto foi desenhado com um horizonte de 10 anos, ou seja, o valor variável T será 87.600 horas. Contudo, mesmo com um horizonte de 10 anos, a quantidade e as características de demanda dos centros de cargas não foram alteradas. No modelo que foi desenhado, as variáveis C_o , K e Ftp , foram obtidas da literatura. Dessa forma, El-Fouly et al. (2008) define o valor de C_o em 0,17 US\$/kWh e Najafi et al. (2009) estabelece o valor de K em 1,6. Além disso, o valor do fator de perdas (Ftp) foi definido em 0,42 pu para todos os transformadores e alimentadores, assim como descrito por Queiroz et al. (2012). Destaca-se que as variáveis de perdas nominais no cobre (Pcu_{nom}) e no núcleo (Pfe_{nom}) dos transformadores não foram definidas para a rede proposta. Dessa maneira, para essas variáveis, foram obtidos valores de transformadores reais com características semelhantes aos propostos na rede de aplicação. Contudo, devido à dificuldade de encontrar transformadores exatamente iguais aos da aplicação, foi construída uma curva de tendência utilizando as informações dos transformadores encontrados em QXG TECHNOLOGY - POWER TRANSFORMER ([s.d.]), para determinar um valor aproximado das perdas nos transformadores. Por fim, o valor de K_{loss} foi determinado de acordo com a resistência do alimentador utilizando a Eq. (10)-(11).

$$K_{loss} = \frac{3 \cdot R_a \cdot I^2 \cdot 10^{-3}}{S_a \cdot 10^3} \quad (10)$$

$$I = \frac{S_a \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot V_a} \quad (11)$$

sendo R_a a resistência do alimentador por quilômetro (Ω/km), V_a tensão no alimentador em kV e I a corrente no alimentador em A.

3 Resultados e discussão

3.1 Resultados preliminares

Os resultados obtidos das perdas nos transformadores nas curvas de tendência estão expressos na Figura 2. Além disso, as curvas presentes nos gráficos podem ser descritas pelas Eq. (12)-(13). Dessa forma, foi possível determinar um valor aproximado das perdas no cobre e no núcleo dos transformadores de 7,5 MVA, 5 MVA e 30 MVA, que estão presentes na Tabela 3.

$$Pcu = 0,0083 \cdot (S_{nom})^{-0,231} \quad (12)$$

$$Pfe = 0,0023 \cdot (S_{nom})^{-0,247} \quad (13)$$

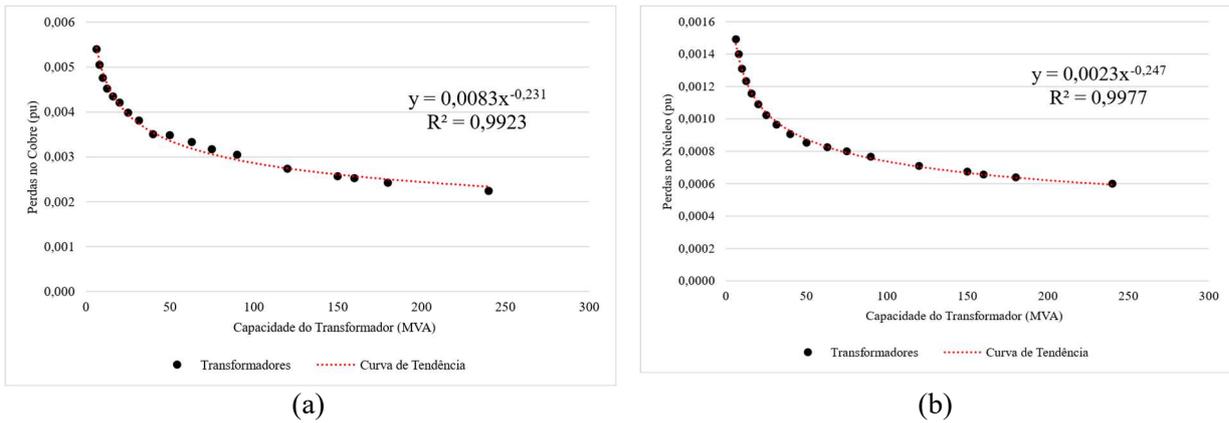


Figura 2. Curva de tendência nas perdas do transformador: (a) perdas no cobre e (b) perdas no núcleo.

Tabela 3. Perdas no transformador.

Capacidade do transformador (MVA)	Perdas no cobre (pu)	Perdas no núcleo (pu)
7,5	0,00521	0,00140
15	0,00444	0,00118
30	0,00378	0,00099

O percentual de perda nos alimentadores por quilômetro (K_{loss}) foi calculado conforme a Eq. (14) e o resultado encontrado está presente na Eq. (15):

$$I = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20} = 288,67 \text{ A} \tag{14}$$

$$K_{loss} = \frac{3 \cdot 0,3017 \cdot 288,67^2 \cdot 10^{-3}}{10 \cdot 10^3} = 0,75 \text{ \%/km} \tag{15}$$

Dessa forma, quando o alimentador está em 1 pu (10 MVA), o alimentador tem perda igual a 0,75%/km.

3.2 Resultados dos cenários propostos

Inicialmente, é importante destacar que a solução proposta pelo algoritmo recomendou a realocação em algumas das cargas que já estavam conectadas inicialmente. Dessa maneira, os centros de carga destacados em vermelho nas tabelas que apresentam a nova configuração do sistema são os casos de realocação.

3.2.1 Cenário I

No primeiro cenário, uma nova subestação elétrica foi integrada à rede de aplicação. Conforme a metodologia proposta, o algoritmo determinou a localização e capacidade ótimas para essa subestação acrescentada. Na Tabela 4 e na Tabela 5 estão apresentadas as informações da subestação acrescentada e das subestações expandidas respectivamente, que foram obtidas da solução proposta pelo algoritmo. Além disso, a Tabela 6 e a Figura 3 apresentam de formas distintas a reconfiguração proposta pela solução obtida com a inclusão dessa nova subestação.

Tabela 4. Especificações da subestação acrescentada no cenário I.

Subestação	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Capacidade instalada (MVA)
#7	106,66	48,45	2 x 15

Tabela 5. Especificações das subestações expandidas no cenário I.

Subestação	Capacidade instalada inicial (MVA)	Expansão de capacidade (MVA)
#1	4 x 7,50	7,50
#2	4 x 15,00	2 x 15,00
#6	4 x 7,50	2 x 7,50

Tabela 6. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário I.

Subestação	Cargas alocadas
#1	1, 2, 3, 8 e 32
#2	4, 5, 6, 7, 9, 36, 37 e 38
#3	10, 11, 12, 13 e 14
#4	20, 21, 22, 23 e 24
#5	27, 33, 34 e 35
#6	25, 26, 28, 29, 30 e 31
#7	15, 16, 17, 18 e 19

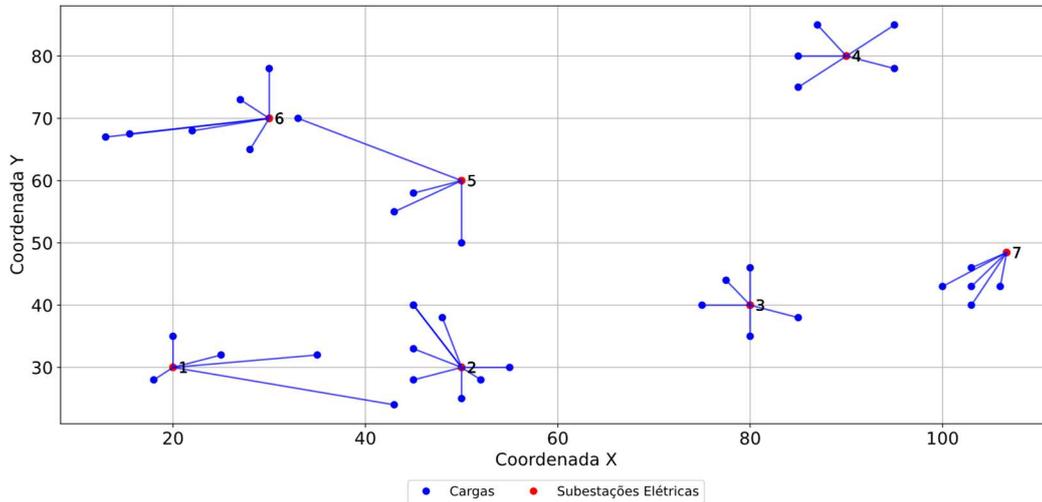


Figura 3. Reconfiguração proposta no cenário I no plano cartesiano.

A curva de convergência do algoritmo, mostrada na Figura 4, permite observar o comportamento do menor custo encontrado em cada iteração, que alcança seu ponto de convergência após a iteração 1.550 e não encontra uma solução melhor após isso. Adicionalmente, o custo total da solução foi de US\$ 56,54 mi. Contudo, o custo na construção da subestação e dos alimentadores representam um pouco menos que 10% do custo total, então a maior parte desse custo será diluído durante os 10 anos do projeto. Para entender detalhadamente cada uma das partes dos custos do projeto, a Tabela 7 agrupou os valores dos custos apresentados pela solução.

Tabela 7. Custos detalhados da melhor solução no cenário I.

Descrição	Custo (US\$)	Porcentual do total (%)
C_{subs}	US\$ 3,10 mi	5,48 %
C_{op}	US\$ 6,19 mi	10,95 %
C_{ali}	US\$ 2,30 mi	4,07 %
C_{perdas}	US\$ 44,94 mi	79,49 %
C_{total}	US\$ 56,54 mi	100,00 %

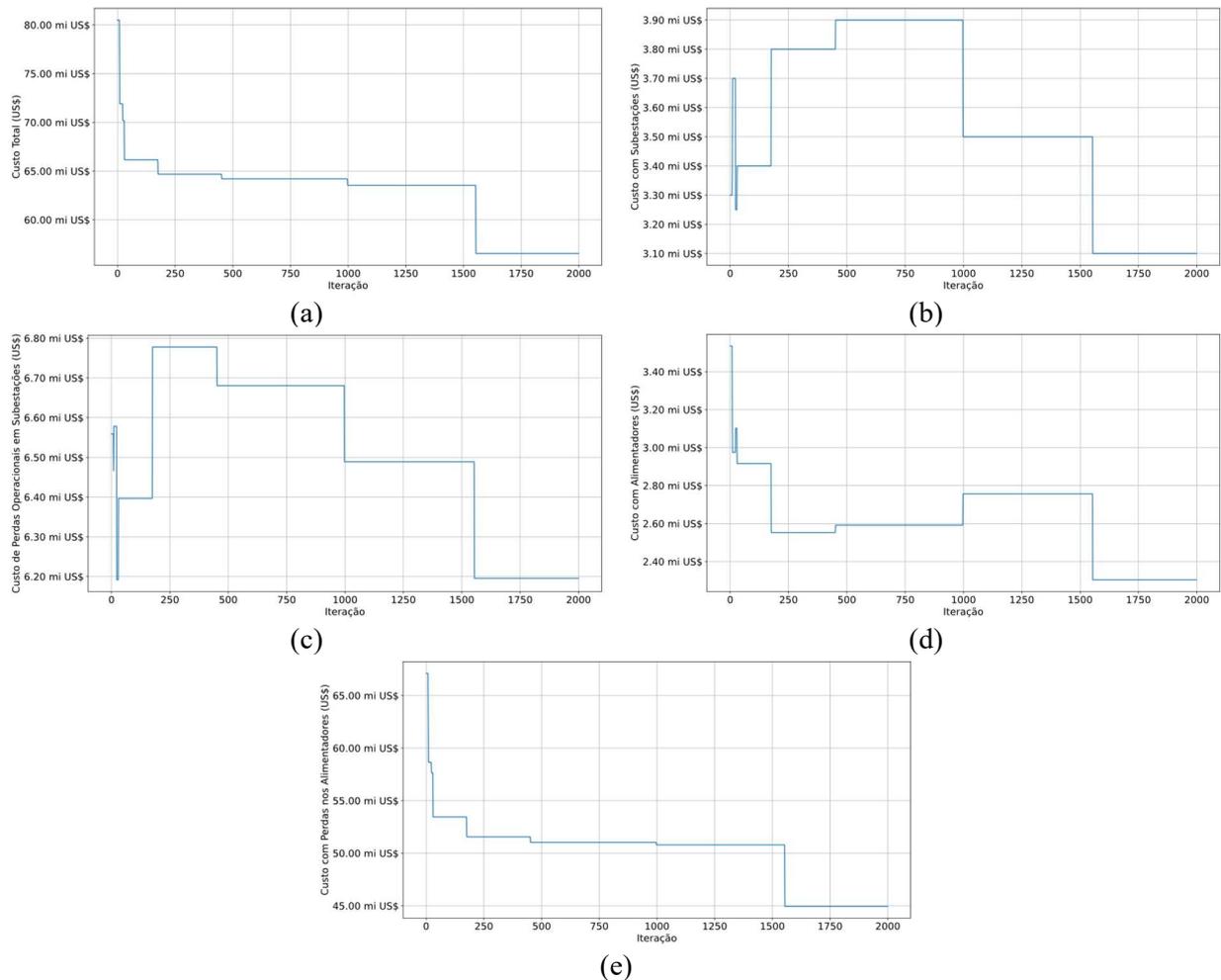


Figura 4. Gráfico de convergência dos custos no cenário I: (a) custos totais, (b) custos com subestações elétricas, (c) custos operacionais das subestações elétricas, (d) custos de construção de alimentadores e (e) custos de perdas nos alimentadores. Fonte: Elaborado pelos autores.

3.2.2 Cenário II

A metodologia proposta no cenário II, onde serão incluídas 2 novas subestações elétricas, segue a mesma perspectiva do cenário anterior. Assim, as informações das subestações elétricas adicionadas estão descritas na Tabela 8, bem como as informações das subestações expandidas estão presentes na Tabela 9. Além disso, a reconfiguração do sistema elétrico está presente na Tabela 10 e na Figura 5.

Tabela 8. Especificações das subestações acrescentadas no cenário II.

Subestação	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Capacidade instalada (MVA)
#7	109,21	38,87	3 x 7,50
#8	91,66	78,11	6 x 15,00

Tabela 9. Especificações das subestações expandidas no cenário II.

Subestação	Capacidade instalada inicial (MVA)	Expansão de capacidade (MVA)
#1	4 x 7,50	7,50
#2	4 x 15,00	2 x 15,00
#3	3 x 15,00	2 x 15,00
#6	5 x 7,50	7,50

Tabela 10. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário II.

Subestação	Cargas alocadas
#1	1, 2, 3 e 32
#2	4, 5, 6, 7, 8, 9, 36, 37 e 38
#3	10, 11, 12, 13, 14 e 17
#4	20, 22 e 24
#5	33, 34 e 35
#6	25, 26, 27, 28, 29, 30 e 31
#7	15, 16, 18 e 19
#8	21 e 23

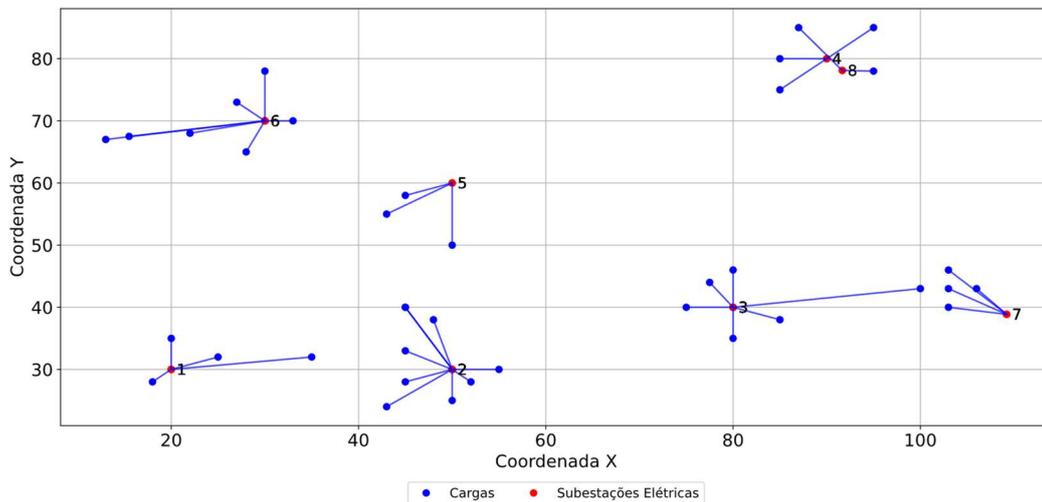


Figura 5. Reconfiguração proposta no cenário II no plano cartesiano.

Neste cenário, a curva de convergência, presente na Figura 6, teve um comportamento parecido do anterior ao convergir perto da iteração 50. Contudo, o resultado do custo total neste cenário foi de US\$ 58,64 mi e da mesma forma que o cenário anterior os custos com construção representam menos 15 % dos custos totais. Nessa ótica, a Tabela 11 detalha todos os custos do projeto proposto como solução pelo algoritmo.

Tabela 11. Custos detalhados da solução no cenário II.

Descrição	Custo (US\$)	Porcentual do total (%)
C_{subs}	US\$ 6,25 mi	10,66 %
C_{op}	US\$ 7,57 mi	12,91 %
C_{ali}	US\$ 2,18 mi	3,73 %
C_{perdas}	US\$ 42,64 mi	72,70 %
C_{total}	US\$ 58,64 mi	100,00 %

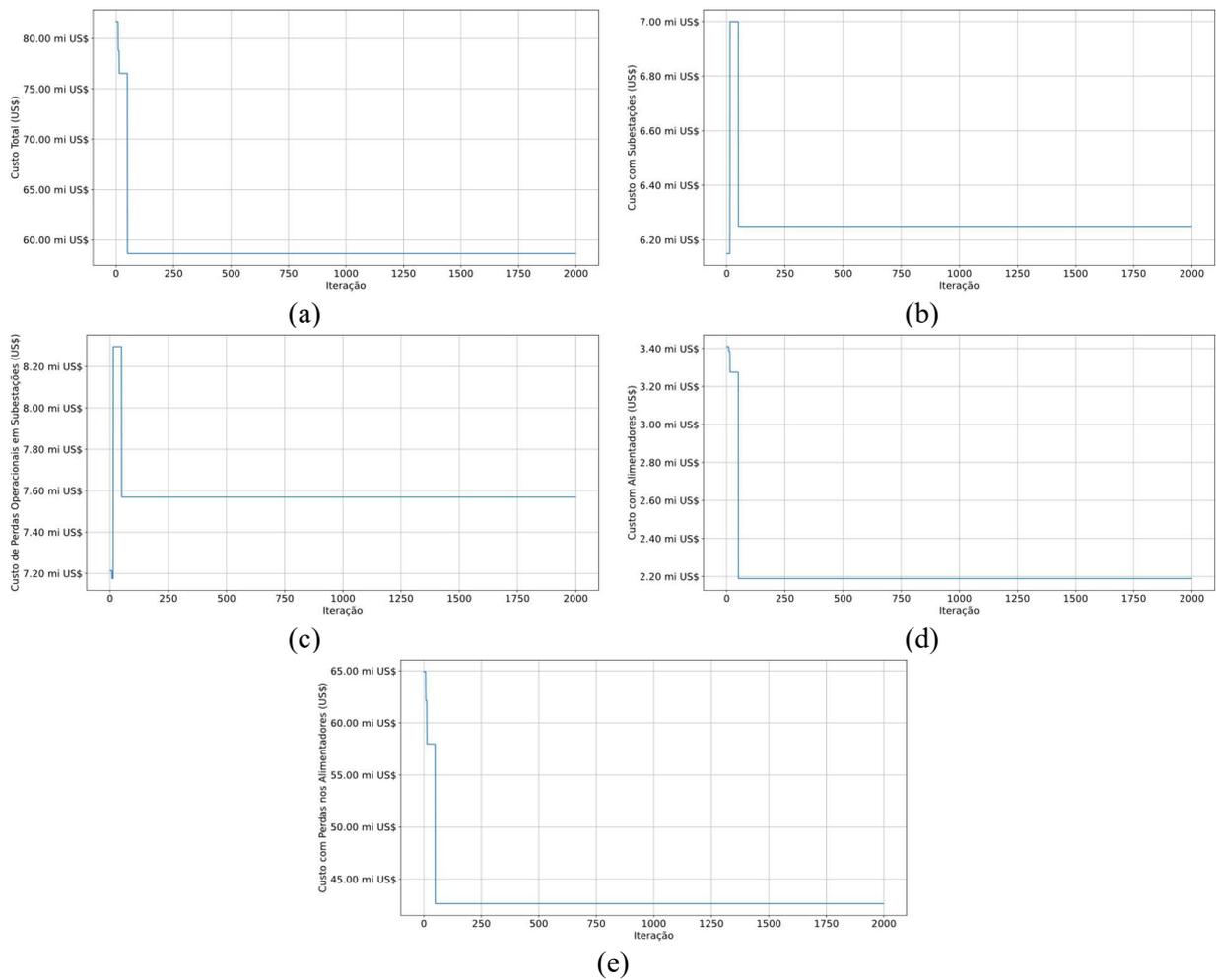


Figura 6. Gráfico de convergência dos custos no cenário II: (a) custos totais, (b) custos com subestações elétricas, (c) custos operacionais das subestações elétricas, (d) custos de construção de alimentadores e (e) custos de perdas nos alimentadores.

3.2.3 Cenário III

O terceiro cenário acrescentou três novas subestações elétricas e expandiu quatro subestações existentes. Na Tabela 12 e Tabela 13 estão detalhadas as informações. Além disso, a Tabela 14 e a Figura 7 mostram a nova configuração da rede proposta pelo algoritmo nesse cenário.

Tabela 12. Especificações das subestações acrescentadas no cenário III.

Subestação	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Capacidade instalada (MVA)
#7	92,90	91,53	3 x 7,50
#8	97,56	80,14	4 x 7,50
#9	110,29	45,94	5 x 15,00

Tabela 13. Especificações das subestações expandidas no cenário III.

Subestação	Capacidade instalada inicial (MVA)	Expansão de capacidade (MVA)
#1	4 x 7,50	7,50
#2	4 x 15,00	2 x 15,00
#3	3 x 15,00	2 x 15,00
#6	4 x 7,50	2 x 7,50

Tabela 14. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário III.

Subestação	Cargas alocadas
#1	1, 2, 3, 8 e 32
#2	4, 5, 6, 7, 9, 36, 37 e 38
#3	10, 11, 12, 13, 14 e 17
#4	24
#5	28, 33, 34 e 35
#6	25, 26, 27, 29, 30 e 31
#7	20
#8	21, 22 e 23
#9	15, 16, 18 e 19

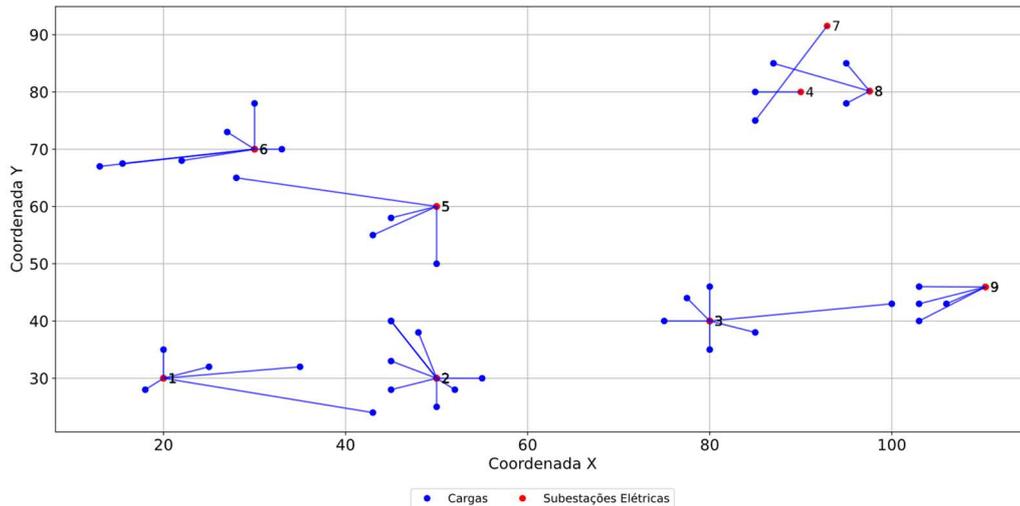


Figura 7. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário III no plano cartesiano.

A Figura 8 ilustra a curva de convergência do algoritmo, destacando o comportamento do menor custo encontrado em cada iteração. Observa-se que o ponto de convergência é atingido próximo da iteração 1.550, não havendo melhoria nas soluções encontradas após esse ponto. O custo total da solução foi de US\$ 68,20 mi, sendo que os custos de construção de subestações e de alimentadores representam menos de 20% do custo total. Portanto, a maior parte desse custo será diluída ao longo dos 10 anos do projeto. Para uma análise detalhada dos custos do projeto, a Tabela 15 apresenta uma distribuição detalhada dos valores.

Tabela 15. Custos detalhados da solução no cenário III.

Descrição	Custo (US\$)	Percentual do total (%)
C_{subs}	US\$ 8,40 mi	12,31 %
C_{op}	US\$ 7,55 mi	11,07 %
C_{ali}	US\$ 2,74 mi	4,01 %
C_{perdas}	US\$ 49,51 mi	72,60 %
C_{total}	US\$ 68,20 mi	100,00 %

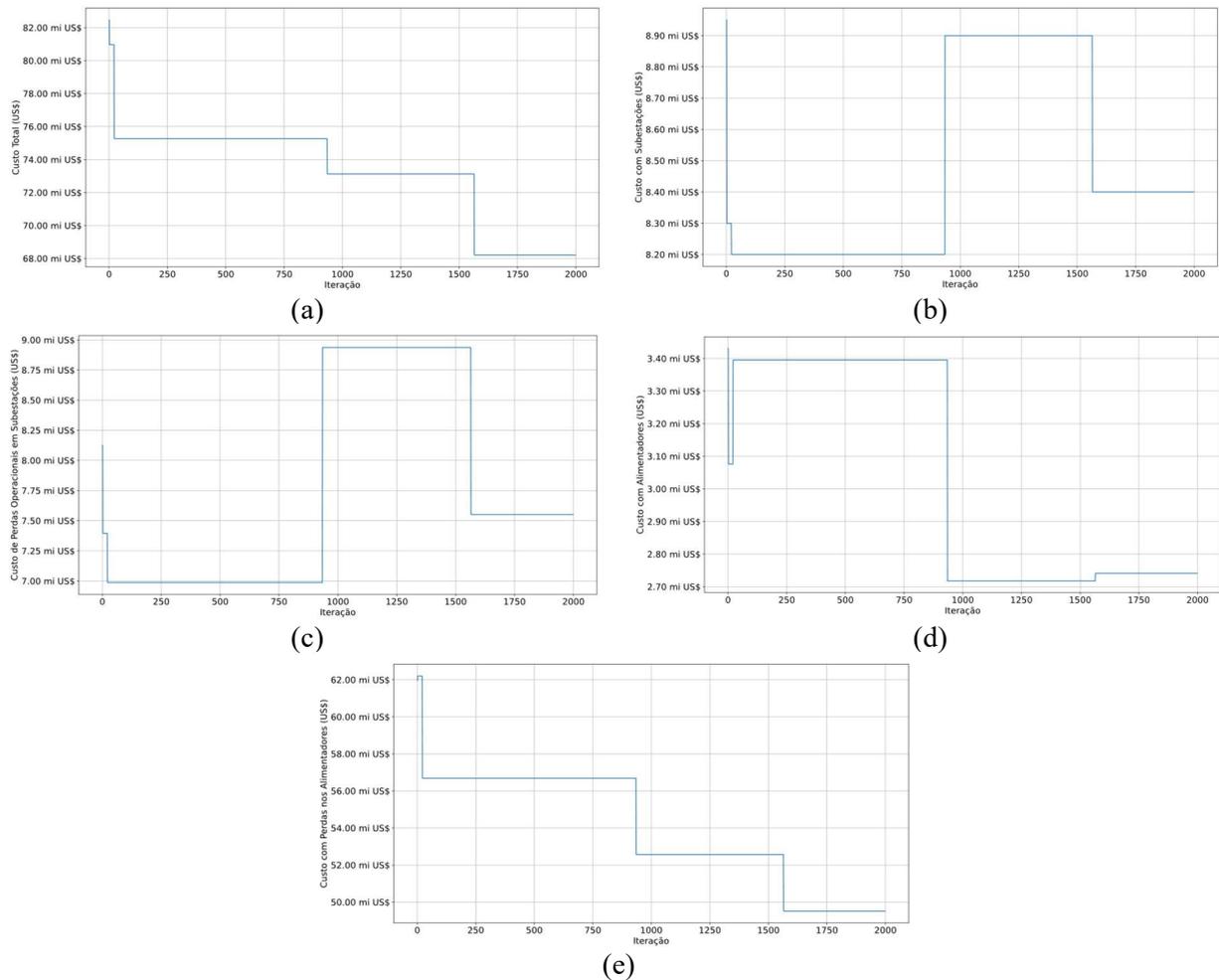


Figura 8. Gráfico de convergência dos custos no cenário III: (a) custos totais, (b) custos com subestações elétricas, (c) custos operacionais das subestações elétricas, (d) custos de construção de alimentadores e (e) custos de perdas nos alimentadores.

3.2.4 Cenário IV

A Tabela 16 mostra as especificações das quatro subestações elétricas acrescentadas para o cenário IV; já as subestações elétricas expandidas estão presentes na Tabela 17. A Tabela 18 e a Figura 9 mostram a nova configuração das conexões entre os centros de cargas e as subestações proposta pela solução.

Tabela 16. Especificações das subestações acrescentadas no cenário IV.

Subestação	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Capacidade instalada (MVA)
#7	79,80	68,08	1 x 15
#8	100,82	47,76	3 x 30
#9	44,19	36,20	2 x 30
#10	112,7	55,19	6 x 30

Tabela 17. Especificações das subestações expandidas no cenário IV.

Subestação	Capacidade instalada inicial (MVA)	Expansão de capacidade (MVA)
#1	3 x 7,50	2 x 7,50
#5	3 x 15,00	3 x 15,00
#6	4 x 7,50	2 x 7,50

Tabela 18. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário IV.

Subestação	Cargas alocadas
#1	1, 2 e 3
#2	5, 7, 8, 9 e 38
#3	10, 11, 12, 13 e 17
#4	20, 21, 22, 23 e 24
#5	4, 6, 28, 33, 34 e 35
#6	25, 26, 27, 29, 30 e 31
#7	14
#8	16 e 18
#9	32, 36 e 37
#10	15 e 19

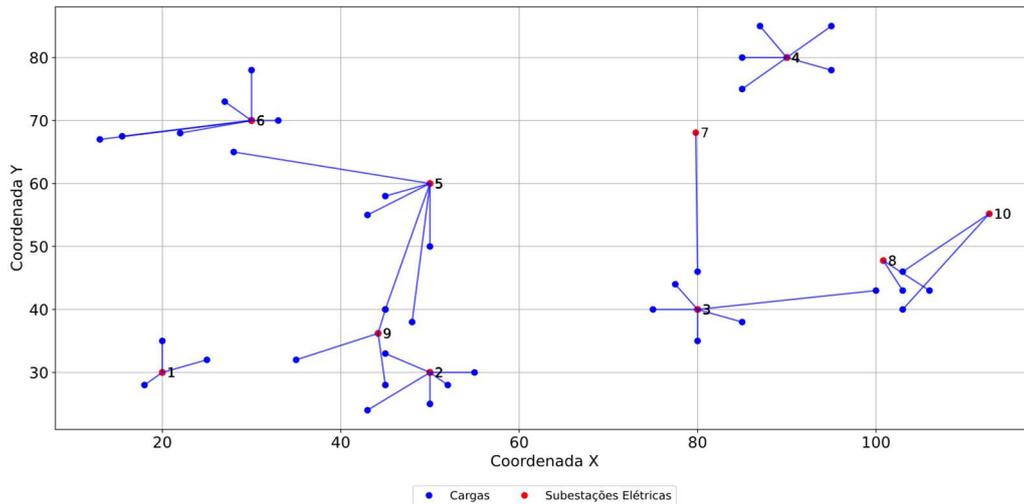


Figura 9. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário IV no plano cartesiano.

A solução proposta neste cenário teve custo total de US\$ 68,98 mi, a Figura 10 mostra a curva de convergência; nela é possível observar que o algoritmo encontrou a melhor solução um pouco antes da iteração 550. Além disso, os custos são detalhados na Tabela 19.

Tabela 19. Custos detalhados da solução no cenário IV.

Descrição	Custo (US\$)	Porcentual do total (%)
C_{subs}	US\$ 11,45 mi	16,60 %
C_{op}	US\$ 9,46 mi	13,71 %
C_{ali}	US\$ 2,77 mi	4,02 %
C_{perdas}	US\$ 45,30 mi	65,67 %
C_{total}	US\$ 68,98 mi	100,00 %

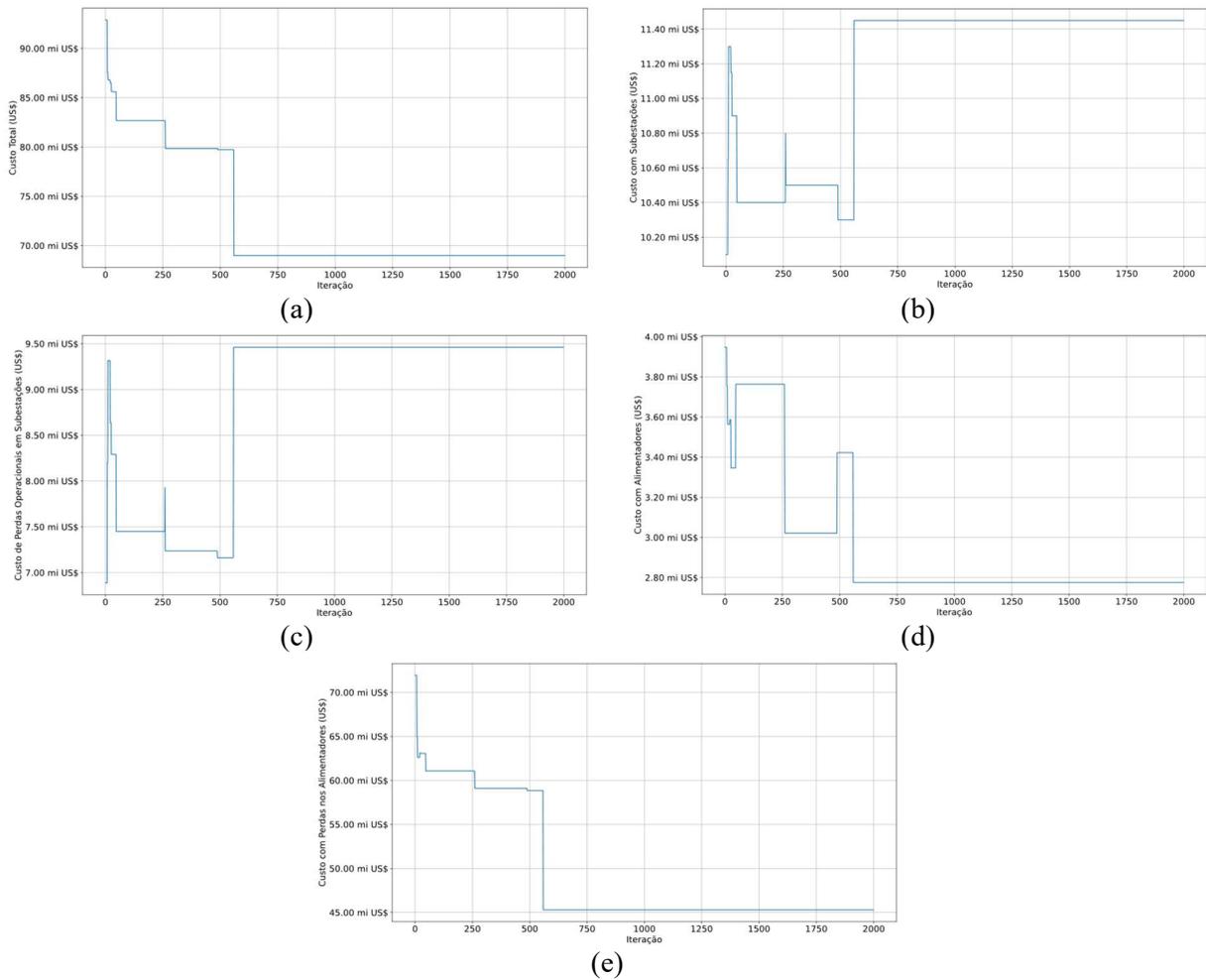


Figura 10. Gráfico de convergência dos custos no cenário IV: (a) custos totais, (b) custos com subestações elétricas, (c) custos operacionais das subestações elétricas, (d) custos de construção de alimentadores e (e) custos de perdas nos alimentadores.

3.2.5 Cenário V

Por fim, o cenário V acrescentou 5 novas subestações elétricas ao sistema, com seus dados apresentados na Tabela 20. Adicionalmente, a subestação que foi expandida está presente na Tabela 21, assim como a nova configuração da rede elétrica de distribuição está presente na Tabela 22 e na Figura 11.

Tabela 20. Especificações das subestações acrescentadas no cenário V.

Subestação	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Capacidade instalada (MVA)
#7	25,54	66,79	4 x 15,00
#8	34,55	24,79	4 x 7,50
#9	17,03	82,62	5 x 15,00
#10	112,71	34,13	3 x 30
#11	46,03	29,21	5 x 15

Tabela 21. Especificações das subestações expandidas no cenário V.

Subestação	Capacidade instalada inicial (MVA)	Expansão de capacidade (MVA)
#3	3 x 15,00	2 x 15,00

Tabela 22. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário V.

Subestação	Cargas alocadas
#1	1
#2	6, 8, 9 e 36
#3	10, 11, 12, 13, 14, e 17
#4	20, 21, 22, 23 e 24
#5	33, 34 e 35
#6	25 e 26
#7	27, 28, 29 e 30
#8	2, 3, 32 e 37
#9	31
#10	15, 16, 18 e 19
#11	4, 5, 7 e 38

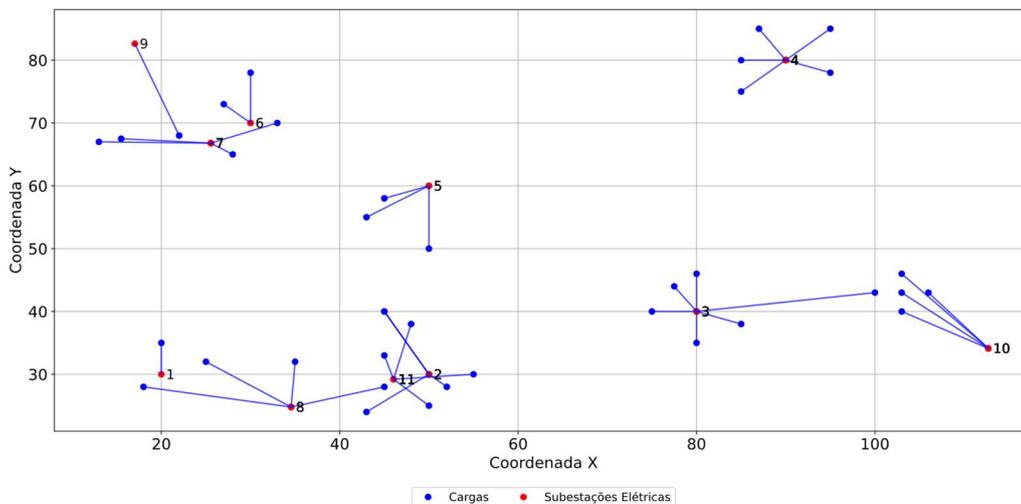


Figura 11. Reconfiguração proposta pelo algoritmo no cenário V no plano cartesiano.

A curva de convergência do algoritmo, apresentada na Figura 12, permite observar o comportamento do menor custo em cada iteração. A convergência ocorre após a iteração 600, e nenhuma solução melhor é encontrada posteriormente. O custo total da solução foi de US\$ 71,30 mi, sendo que os custos de construção de subestações e de alimentadores representam pouco mais que 20% do custo total. Isso significa que a maior parte do custo será diluída ao longo dos 10 anos do projeto. Para uma compreensão detalhada dos custos do projeto, a Tabela 23 agrupa os valores dos custos da solução.

Tabela 23. Custos detalhados da solução no cenário V.

Descrição	Custo (US\$)	Porcentual do total (%)
C_{subs}	US\$ 13,40 mi	18,79 %
C_{op}	US\$ 8,74 mi	11,88 %
C_{ali}	US\$ 2,82 mi	3,96 %
C_{perdas}	US\$ 46,60 mi	65,35 %
C_{total}	US\$ 71,30 mi	100,00 %

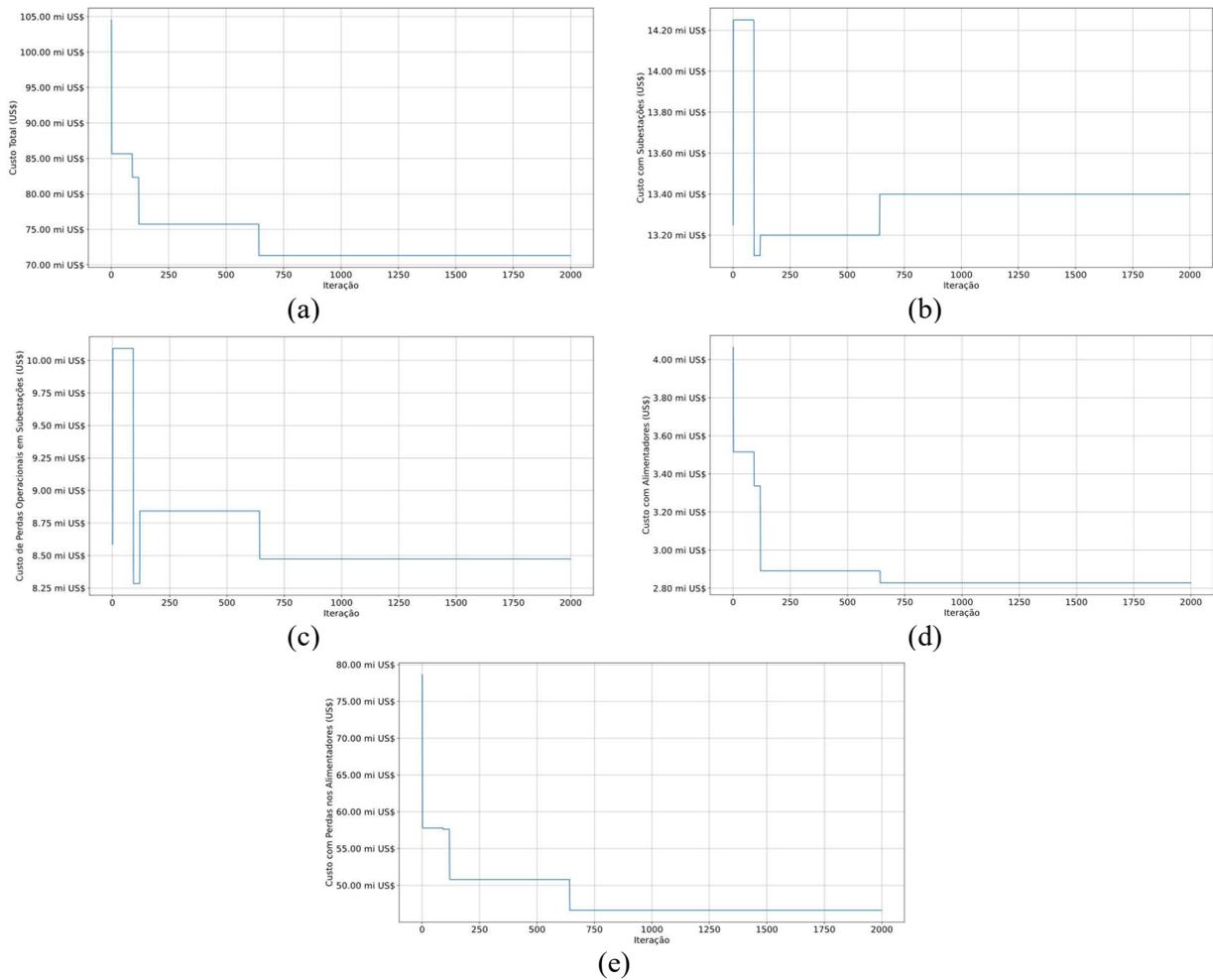


Figura 12. Gráfico de convergência dos custos no cenário V: (a) custos totais, (b) custos com subestações elétricas, (c) custos operacionais das subestações elétricas, (d) custos de construção de alimentadores e (e) custos de perdas nos alimentadores.

3.2.6 Análise dos resultados

Cada um dos resultados que foram apresentados representa a melhor das cinco execuções que cada cenário teve. O melhor resultado representa aquele que tem menor custo total no projeto de alocação e dimensionamento de subestações elétricas, como apontado na metodologia. Nessa ótica, a Tabela 24 agrupou o resultado dos cinco cenários apresentados. Nela é possível notar que o cenário que obteve melhor resultado foi o primeiro, que acrescentou apenas uma subestação elétrica ao sistema e expandiu a capacidade das subestações elétricas 1, 2 e 6. Contudo, os custos com perdas nos alimentadores representaram mais que 60% dos custos em todos os cenários, mostrando que apenas os custos com subestações elétricas não devem ser utilizados como fator chave para determinar a solução ótima. Com isso, pode-se inferir que o modelo proposto aplicado na rede em que foi aplicada, tem um peso maior nos custos decorrentes das perdas e da construção dos alimentadores. Adicionalmente, outro ponto que reforça isso é que em nenhum dos cenários a convergência nos gráficos do custo total acompanhou a convergência nos gráficos de custos com subestações elétricas, acompanhando sempre a convergência nos gráficos de custos com alimentadores. Com isso, o cenário que conseguiu posicionar as subestações mais próximas aos centros de carga e alocar as cargas para cada subestação da melhor forma foi o que encontrou o melhor resultado.

Tabela 24. Custos detalhados para cada cenário.

Cenário	C_{subs}	C_{op}	C_{ali}	C_{perdas}	C_{total}
I	US\$ 3,10 mi	US\$ 6,19 mi	US\$ 2,30 mi	US\$ 44,94 mi	US\$ 56,54 mi
II	US\$ 6,25 mi	US\$ 7,57 mi	US\$ 2,18 mi	US\$ 42,64 mi	US\$ 58,64 mi
III	US\$ 8,40 mi	US\$ 7,55 mi	US\$ 2,74 mi	US\$ 49,51 mi	US\$ 68,20 mi
IV	US\$ 11,45 mi	US\$ 9,46 mi	US\$ 2,77 mi	US\$ 45,30 mi	US\$ 68,98 mi
V	US\$ 13,40 mi	US\$ 8,74 mi	US\$ 2,82 mi	US\$ 46,60 mi	US\$ 71,30 mi

Analisando os gráficos de convergência de cada um dos cenários pode-se observar que a convergência do algoritmo varia conforme o cenário. Assim, não é possível relacionar a convergência diretamente com o número de variáveis de decisão, uma vez que a convergência nos dois últimos cenários acontece antes dos cenários I e III como pode ser visto na Tabela 25. Isso indica que, mesmo com o aumento de variáveis de decisão, o algoritmo chegou à convergência antes em alguns cenários. Além disso, nota-se na Tabela 25 que, com o aumento de variáveis de decisão, o algoritmo necessita de mais tempo para finalizar a execução, mostrando o crescimento do esforço computacional com o aumento da complexidade do problema.

Tabela 25. Iteração convergência de cada cenário.

Cenário	Tempo médio de execução, minutos	Iteração de convergência
I	49	1.550
II	51	50
III	54	1.550
IV	63	550
V	70	600

4 Conclusões

Neste trabalho foi desenvolvido e implementado um modelo para a otimização da localização e capacidade de subestações elétricas utilizando o Algoritmo de Busca Corvo. Através da implementação do algoritmo e da análise dos resultados foi possível verificar sua eficácia em encontrar soluções ótimas para diferentes cenários de alocação de subestações.

Para o desenvolvimento da metodologia aplicada foi realizada uma revisão de literatura sobre o problema de alocação e dimensionamento de subestações elétricas, que apontou os principais pontos a serem considerados para construção do modelo. Em seguida, foi necessário compreender os princípios e o funcionamento do CSA, além de explorar suas diferentes aplicações entre problemas de otimização. Dessa forma, foi possível estabelecer uma base sólida de conhecimento sobre o problema, para determinar uma metodologia robusta.

Os resultados mostraram que o melhor cenário, apontado pelo algoritmo, foi aquele com a adição de apenas uma nova subestação elétrica e a expansão das subestações existentes. A média do percentual de custo com subestações elétricas dos cenários mostrou que o custo de novas subestações não foi determinante, enfatizando a importância de uma modelagem precisa dos outros custos levantados no problema.

Por fim, a aplicação do Algoritmo de Busca Corvo mostrou-se uma abordagem promissora para a resolução do problema de alocação e dimensionamento de subestações elétricas. Contudo, os resultados mostraram que, com o aumento de variáveis de decisão, foi necessário um maior número de iterações para encontrar a solução ótima. Portanto, para problemas com mais variáveis de decisão e maior complexidade que o problema apresentado, é importante uma modelagem correta para maior efetividade na aplicação.

Referências

- Askarzadeh, A., 2016. A novel metaheuristic method for solving constrained engineering optimization problems: Crow search algorithm. *Computers & Structures*, 169, pp.1–12. <https://doi.org/10.1016/j.compstruc.2016.03.001>.
- Behzadi, S. & Bagheri, A., 2023. A Convex Micro-Grid-Based Optimization Model for Planning of Resilient and Sustainable Distribution Systems Considering Feeders Routing and Siting/Sizing of Substations and DG Units. *Sustainable Cities and Society*, 97, p.104787. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104787>.
- El-Fouly, T.H.M. et al., 2008. A new optimization model for distribution substation siting, sizing, and timing. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(5), pp.308–315. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2007.10.002>.
- Hongwei, D. et al., 1993. Optimal planning of distribution substation locations and sizes-model and algorithm. In *Proceedings of TENCON '93. IEEE Region 10 International Conference on Computers, Communications and Automation*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/TENCON.1993.320655>.

- Hussien, A.G. et al., 2020. Crow Search Algorithm: Theory, Recent Advances, and Applications. *IEEE Access*, 8, pp.173548–173565. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3024108>.
- Ismael, S.M., Aleem, S.H.E.A. & Abdelaziz, A.Y., 2018. Optimal sizing and placement of distributed generation in Egyptian radial distribution systems using crow search algorithm. *2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ITCE.2018.8316646>.
- Jalilzade, S. & Bagheri, A., 2010. A new approach for Subtransmission System expansion planning with genetic algorithm. In *International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICUMT.2010.5676609>.
- Lavorato, M. et al., 2010. A Constructive Heuristic Algorithm for Distribution System Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(3), pp.1734–1742. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2038164>.
- Li, L.-L. et al., 2018. Biogeography-based optimization based on population competition strategy for solving the substation location problem. *Expert Systems with Applications*, 97, pp.290–302. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2017.12.039>.
- Nageswararao, M. et al., 2017. Multiple DG allocation by crow search algorithm for power loss reduction. *2017 IEEE International Conference on Power, Control, Signals and Instrumentation Engineering (ICPCSI)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICPCSI.2017.8391822>.
- Najafi, S. et al., 2009. Optimal distribution substation locating in large distribution systems. In *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/TD-ASIA.2009.5357019>.
- Najafi, S. & Gholizadeh, R., 2013. On optimal sizing, siting and timing of distribution substations. *18th Electric Power Distribution Conference*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/EPDC.2013.6565964>.
- Osaba, E. et al., 2021. A Tutorial On the design, experimentation and application of metaheuristic algorithms to real-World optimization problems. *Swarm and Evolutionary Computation*, 64, p.100888. <https://doi.org/10.1016/j.swevo.2021.100888>.
- Pandey, A.K. & Kirmani, S., 2019. Placement of distributed generator in distribution systems using Crow search algorithm. *2019 International Conference on Electrical, Electronics and Computer Engineering (UPCON)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/UPCON47278.2019.8980157>.
- Queiroz, L.M.O. et al., 2012. Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(4), pp.1879–1887. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2188107>.
- QXG Technology, 2024. Power Transformer. Disponível em: https://www.qxgelec.com/110kv220kv-oil-immersed-power-transformer?gad_source=1&gclid=CjwKCAjwjQWzBhAqEiWAQmtgT5MUo7DCwCTG9HXY6ByI5vLh599-uriueDc92nWFRilOzcDnKiEF-hoC7WYQAvD_BwE [Acessado em 13 Jun. 2024].
- Ravadanagh, S.N. & Roshanagh, R.G., 2013. A heuristic algorithm for optimal multistage sizing, siting and timing of MV distribution substations. *Electric Power Systems Research*, 105, pp.134–141. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2013.07.019>.
- Sun, L. et al., 2018. Optimal Allocation of Smart Substations in a Distribution System Considering Interruption Costs of Customers. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), pp.3773–3782. <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2642163>.
- Tassi Souza Silva, F., Ramos Araujo, L. & Rosana Ribeiro Penido, D., 2018. Optimal Substation Placement in Distribution Systems using Artificial Immune Systems. *IEEE Latin America Transactions*, 16(2), pp.505–513. <https://doi.org/10.1109/TLA.2018.8327406>.
- Temraz, H.K. & Salama, M.M.A., 2002. A planning model for siting, sizing and timing of distribution substations and defining the associated service area. *Electric Power Systems Research*, 62(2), pp.145–151. [https://doi.org/10.1016/S0378-7796\(02\)00040-8](https://doi.org/10.1016/S0378-7796(02)00040-8).
- Vahedi, S., Banejada, M. & Assili, M., 2015. Optimal location, sizing and allocation of subtransmission substations using K-means algorithm. In *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286220>.

Wang, F. et al., 2021. Research on Optimal Sizing and Location of Substation According to Point Load Forecast Based on BIM. In *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/EI252483.2021.9712985>.

Ye, Y. et al., 2023. Substation Location Planning Based on Multi-strategy Improved Marine Predators Algorithm. In *2023 18th International Conference on Intelligent Systems and Knowledge Engineering (ISKE)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISKE60036.2023.10481305>.

Zheng, N. et al., 2021. The Multi-Stage Substation Coordinated Planning Method Considering the Overall Economy. In *2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/EI252483.2021.9713264>.

Zhou Quan et al., 2002. GIS based distribution system spatial load forecasting and the optimal planning of substation location and capacity. In *Proceedings. International Conference on Power System Technology*. IEEE. <https://doi.org/10.1109/ICPST.2002.1047527>.

Anexo A – Subestações da rede de distribuição de testes

Tabela 26. Informações das subestações existentes na rede de testes. Fonte: adaptado Jalilzade e Bagheri (2010, p.8).

Subestação	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Capacidade instalada (MVA)	Capacidade de expansão (MVA)*
#1	20	30	7,5	4x7,5
#2	50	30	2x15	4x15
#3	80	40	2x15	3x15
#4	90	80	2x15	3x15
#5	50	60	2x15	4x15
#6	30	70	2x7,5	4x7,5

*A capacidade de expansão não determina o total da capacidade que a subestação pode alcançar; para se obter a capacidade total deve-se somar a capacidade instalada e a de expansão.

Anexo B – Cargas da rede de distribuição de testes

Tabela 27. Informações das cargas existentes na rede de testes. Fonte: adaptado Jalilzade e Bagheri (2010, p.7).

Carga	Coordenada x (km)	Coordenada y (km)	Demanda (MVA)	Subestação alocada*
#1	20	35	5	1
#2	25	32	5	0
#3	18	28	4	0
#4	48	38	5	0
#5	50	25	7	2
#6	45	40	4	0
#7	55	30	5	0
#8	43	24	3	0
#9	52	28	3	2
#10	80	35	5	3
#11	85	38	5	3
#12	75	40	3	3
#13	77,5	44	10	0
#14	80	46	3	0
#15	103	40	3	0
#16	103	43	7	0
#17	100	43	3	0
#18	106	43	5	0
#19	103	46	3	0
#20	85	75	5	4
#21	95	78	5	4
#22	95	85	4	0
#23	87	85	4	0
#24	85	80	5	0
#25	27	73	5	6
#26	30	78	4	0
#27	33	70	4	0
#28	28	65	4	0
#29	15,5	67,5	7	0
#30	13	67	4	6
#31	22	68	3	0
#32	35	32	8	0
#33	45	58	7	5
#34	50	50	7	5
#35	43	55	4	0
#36	45	40	8	0
#37	45	28	5	0
#38	45	33	7	0

*Os centros de cargas associados à subestação “0” são aqueles que não estão ligados a nenhuma subestação elétrica na situação inicial.