

Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição com a Presença de Soft Open Points

Victor R. Lúcio* Ricardo de Oliveira* Leonardo W.de Oliveira*
Edimar J. de Oliveira*

* Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, Brasil (Tel: 55-32-2102-3440; e-mail: victor.ribeiro@engenharia.ufjf.br, roliveira@eletrobras.com, leonardo.willer@engenharia.ufjf.br, edimar.oliveira@ufjf.br).

Abstract: In this paper, a methodology is presented for the optimal allocation of capacitor banks in distribution systems with the objective of minimizing the total cost of investment and operation. The operation cost refers to the system energy loss in a six-month horizon. In addition, scenarios were considered with and without the presence of soft open points, devices that can control the reactive power in the electrical grid, in order to evaluate the impact of these equipment in the operation. The methodology is based on a meta-heuristic called the integer whale optimization algorithm, which consists of an adaptation of the whale optimization algorithm, combined with a non-linear power flow used exclusively to calculate the power loss, considering daily load curves. The tests were performed on a widely known system in literature of 33 buses. The results demonstrate the effectiveness of the use of soft open points for the system operation and the applicability of the proposed methodology in the distribution system planning.

Resumo: Nesse trabalho, é apresentada uma metodologia para a alocação ótima de bancos de capacitores em sistemas de distribuição com o objetivo de minimizar o custo total de investimento e operação. O custo de operação refere-se à perda de energia do sistema em um horizonte de seis meses. Além disso, foram considerados cenários com e sem a presença dos *soft open points*, dispositivos que podem controlar potência reativa na rede elétrica, de modo a avaliar o impacto desses equipamentos na operação. A metodologia é baseada em uma meta-heurística denominada otimizador da baleia inteiro, que consiste em uma adaptação do otimizador da baleia, combinada um fluxo de potência não linear utilizado para calcular a perda de energia, considerando curvas diárias de carga. Os testes foram realizados em um sistema amplamente conhecido na literatura de 33 barras. Os resultados demonstram a efetividade do uso das *soft open points* para a operação do sistema e a aplicabilidade da metodologia proposta no planejamento de sistemas de distribuição.

Keywords: capacitor banks; soft open points; technical loss reduction; optimization; whale optimization algorithm; distribution network

Palavras-chaves: banco de capacitores; soft open points; redução de perdas técnicas; otimização; whale optimization algorithm; sistemas de distribuição

1. INTRODUÇÃO

A operação dos sistemas de distribuição de energia (SDEs) deve atender aos requisitos técnicos, operacionais e de qualidade, atualmente, fortemente regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, respeitando-se os limites físicos de diversos equipamentos, como também critérios econômicos estabelecidos. A partir da constante expansão dos SDEs e o conseqüente aumento do requisito de carga dos sistemas, a alocação ótima de bancos de capacitores (BCs) tem se tornado uma boa prática e uma das principais alternativas para melhorar o desempenho do sistema, uma vez que esse equipamento contribui para a redução de perdas técnicas na rede, melhorias dos perfis de tensão, correção do fator de potência, dentre outros

benefícios. O planejamento dos SDEs é desafiador devido à operação cada vez mais próxima dos limites, superação de equipamentos, agregação de novas tecnologias e a conexão dos geradores distribuídos. Desta forma, o planejamento do suporte de reativos é relevante e o problema de alocação ótima de BCs ainda é objeto de investigação.

Diversas abordagens têm tratado da alocação ótima de BCs através de programação não-linear inteira mista (MINLP, do inglês *mixed-integer non-linear programming*), de característica não convexa e com variáveis contínuas e discretas. Recentemente, em Aldik & Venkatesh (2013), é proposta a transformação do problema de MINLP para a formulação cônica inteira mista, cujo desempenho é comparável ao do MINLP.

Por outro lado, em função do desafio de se encontrar soluções ótimas globais e da complexidade das metodologias baseadas em técnicas de otimização clássicas, diversas pesquisas são direcionadas para o uso de técnicas meta-heurísticas para a resolução do problema de alocação ótima de BCs. Em Abul'Wafa (2013), uma metodologia baseada em dois estágios é adotada para minimizar as perdas elétricas e melhorar o perfil de tensão, utilizando índice de sensibilidade e algoritmos genéticos. Procedimento de dois estágios também é proposto em El-Ela et al. (2016), onde dois índices de sensibilidade são adotados e o algoritmo de colônia de formigas é investigado para a localização e o dimensionamento de BCs, visando minimização de perdas e de custos de capacitores. Em Lee et al. (2015), é proposta a alocação de BCs por meio de otimização por enxame de partículas, utilizando operadores baseados em funções de densidade de probabilidade Gaussiana e de Cauchy. A função objetivo refere-se à minimização do custo de investimento e de operação do sistema. Semelhante função objetivo é adotada em Shuaib et al. (2015), porém, com a alocação ótima de BCs via algoritmo de busca gravitacional aliado a índices de sensibilidade. Em Díaz et al. (2018), também é proposta a alocação ótima de BCs para a minimização dos custos de investimento e perdas técnicas. A técnica de otimização adotada foi o algoritmo *Locust Search*, inspirado no comportamento de forrageamento observado em enxames de gafanhotos. A mesma função objetivo foi adotada em Abdelaziz & Abd Elazim (2016), associada a um fator de sensibilidade para reduzir o espaço de busca do algoritmo de otimização via polinização de flores.

Abordagens com objetivos que buscam melhoria de desempenho operacional e metodologias híbridas também são adotadas na literatura especializada. Em Ceylan & Paudyal (2017), alocação ótima de BC é realizada usando o *moth-flame optimization algorithm*, baseado no comportamento de mariposas. A função objetivo é a minimização dos desvios de tensão, considerando uma curva de carga com resolução de 15 minutos. Uma abordagem combinada de algoritmo genético e lógica fuzzy é apresentada em Gampa & Das (2016). O problema de alocação de BCs é resolvido com o objetivo de reduzir perdas, melhorar perfil de tensão e fator de potência.

Conforme exposto, a literatura apresenta várias técnicas que endereçam o aperfeiçoamento da formulação do problema de alocação de BCs, visando contribuir e auxiliar estudos de planejamento da operação e expansão de suporte de reativos dos SDEs. No entanto, recentemente, estudos com *Soft Open Points* (SOPs) têm se tornado de amplo interesse, uma vez que esse equipamento pode melhorar o desempenho da rede elétrica, fornecer flexibilidade operacional com controle do fluxo de potência e de tensão nodal, bem como suporte de reativos Cao et al. (2016). Tendo em vista essa potencialidade dos SOPs, o presente trabalho investiga o seu potencial e impacto no planejamento do suporte de reativos através de alocação ótima de BCs.

O artigo está estruturado da seguinte forma: seção 2 apresenta a modelagem matemática do problema de otimização, apresentando em detalhes a função objetivo e as restrições do problema. A seção 3 descreve a metodologia proposta de resolução. A seção 4 apresenta as características do sistema teste, os estudos de caso e os resultados

obtidos e, por fim, as principais conclusões são destacadas na seção 5.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Essa seção apresenta a formulação do problema de alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição com a presença de SOPs. A função objetivo do problema é apresentada na Equação (1), cujas parcelas são formuladas em (2)-(5). Na Equação (1), C_{cap} e C_{per} representam os custos (\$) de investimento em BCs e de perdas técnicas durante um período de planejamento, respectivamente.

$$\min (C_{cap} + C_{per}) \quad (1)$$

$$C_{cap} = \sum_{k \in B} c_{kVAr} \cdot Q_{capk} \quad (2)$$

$$Q_{capk} = NB_k \cdot Q_{bc} \quad (3)$$

$$C_{per} = \sum_{u \in NU} c_{kWh} \cdot Perda_u \cdot T_u \quad (4)$$

$$Perda_u = g_{km} \cdot [V_{k,u}^2 + V_{m,u}^2 - 2 \cdot V_{k,u} \cdot V_{m,u} \cdot \cos \theta_{km,u}] \cdot Sb \quad (5)$$

Em que:

c_{kVAr} - Custo unitário de potência reativa do banco de capacitores (\$/kVAr);

Q_{capk} - Potência reativa alocada na barra k através de bancos de capacitores;

B - Conjunto de barras do SDE;

NB_k - Número de bancos de capacitores alocados na barra k;

Q_{bc} - Potência reativa de um banco de capacitores (kVAr);

c_{kWh} - Custo unitário de perdas técnicas (\$/kWh);

NU - Número de níveis de carga, obtidos de discretização de curva diária;

$Perda_u$ - Perda técnica de potência ativa no nível de carga u (kW);

T_u - Período de operação do SDE no nível de carga u (h);

g_{km} - Condutância do trecho km (pu);

$V_{k,u}$ - Módulo de tensão nodal da barra k no nível de carga u (pu);

$\theta_{km,u}$ - Abertura angular entre as barras k e m no nível de carga u (rad);

Sb - Potência base do sistema (kVA).

A função objetivo de (1) está sujeita às seguintes restrições:

$$P_{g_{k,u}} - \sum_{m \in \Omega_k} P_{km,u} - Pl_{k,u} + P_{k,u}^{SOP} = 0 \quad (6)$$

$$Q_{g_{k,u}} - \sum_{m \in \Omega_k} Q_{km,u} - Ql_{k,u} + Q_{k,u}^{SOP} + Q_{capk} = 0 \quad (7)$$

$$P_{k,u}^{SOP} + P_{m,u}^{SOP} = 0 \quad (8)$$

$$\left[(P_{k,u}^{SOP})^2 + (Q_{k,u}^{SOP})^2 \right]^{1/2} \leq S_{SOP} \quad (9)$$

$$V_{min} \leq V_{k,u} \leq V_{max} \quad (10)$$

Em que:

Ω_k - Conjunto de barras diretamente conectadas à barra k;

$Pg_{k,u}, Qg_{k,u}$ - Potências ativa (kW) e reativa (kVAr) geradas na barra k, no nível de carga u, respectivamente;

$Pl_{k,u}, Ql_{k,u}$ - Potências ativa (kW) e reativa (kVAr) da carga conectada na barra k, no nível de carga u, respectivamente;

$P_{km,u}, Q_{km,u}$ - Fluxos de potência ativa (kW) e reativa (kVAr) no alimentador k-m, no nível de carga u, respectivamente;

$P_{k,u}^{SOP}, Q_{k,u}^{SOP}$ - Potências ativa (kW) e reativa (kVAr) do SOP conectado na barra k, no nível de carga u, respectivamente;

S_{SOP} - Capacidade do SOP (kVA);

V_{min}, V_{max} - Limites inferior e superior de tensão (pu), respectivamente.

As restrições (6) e (7) correspondem aos balanços de potência ativa e reativa, respectivamente, por barra k. A Equação (8) representa o balanço de potência do SOP, ou seja, a restrição interna de operação do equipamento, cujos terminais são as barras k e m. A Equação (9) representa a restrição de capacidade do SOP. No presente trabalho, as perdas internas do SOP foram desprezadas pois o coeficiente de perda é da ordem de 0,02 (Wang et al. (2017)), o que é relativamente baixo comparado com a condição de carregamento do sistema. A Equação (10) representa a faixa de variação admissível para o módulo de tensão nodal no SDE.

Destaca-se que o SOP é um dispositivo de eletrônica de potência que pode substituir chaves normalmente abertas (*Tie-switches*) presentes nos sistemas de distribuição e permite a transferência o fluxo de potência ativa entre alimentadores adjacentes bem como podem realizar a compensação de reativos nos nós onde seus terminais estão conectados. Uma topologia típica do SOP é a *back-to-back voltage source converter* (VCS), a qual foi adotado nesse trabalho. Maiores detalhes sobre esse dispositivo podem ser encontrados em Oliveira et al. (2023).

3. METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 iWOA

Para a resolução de problemas de otimização cujo o número de soluções candidatas inviabiliza a utilização de métodos de otimização numéricos, podem ser utilizadas as meta-heurísticas, técnicas baseadas em fenômenos presentes na natureza que tentam emulá-los, de forma a realizar uma busca mais eficiente pelas melhores soluções. Uma

das diversas meta-heurísticas existentes é o otimizador da baleia (WOA, do inglês *Whale Optimization Algorithm*), proposta em (Mirjalili & Lewis, 2016), baseada no comportamento de caça das baleias jubarte. O conjunto de baleias que está perseguindo a presa representa o conjunto de soluções candidatas, ao passo que a presa representa a melhor solução encontrada até então. Além disso, à cada iteração a posição das baleias é atualizada em função tanto da sua posição atual quanto da baleia que se encontra mais próximo da presa, ou seja, da melhor solução encontrada pelo algoritmo até o momento. As equações que descrevem esse comportamento estão listadas abaixo:

$$D = |\mathbf{C} \cdot \mathbf{X}^*(t) - \mathbf{X}(t)| \quad (11)$$

$$\mathbf{X}(t+1) = \mathbf{X}^*(t) - \mathbf{A} \cdot \mathbf{D} \quad (12)$$

$$\mathbf{A} = 2\mathbf{a} \cdot \mathbf{r} - \mathbf{a} \quad (13)$$

$$\mathbf{C} = 2\mathbf{r} \quad (14)$$

Nas equações acima, \mathbf{C} e \mathbf{A} são vetores de coeficientes, determinados de acordo com (13) e (14), \mathbf{X}^* corresponde à posição do indivíduo com a melhor solução encontrada e t representa a iteração na qual o algoritmo se encontra. Vale ressaltar também que \mathbf{a} é um vetor cujos valores decrescem de 2 à 0 linearmente, à medida que as iterações passam, e \mathbf{r} é um vetor que contém valores aleatórios contidos no intervalo [0,1].

Para realizar a busca local, há duas possibilidades: pode-se simplesmente calcular a nova posição do indivíduo de acordo com (12) ou de acordo com (15), disposta abaixo.

$$\mathbf{X}(t+1) = \mathbf{D}^l e^{bl} \cdot \cos(2\pi l) + \mathbf{X}^*(t) \quad (15)$$

Em (15), b é um valor fixo, definido empiricamente, e l é um valor aleatório contido em [-1,1].

A cada atualização das posições, é gerado um número aleatório p contido em [0,1]. Se p for menor que 0,5, (12) é utilizada, caso contrário, utiliza-se (15). Já na etapa de busca global, as posições são atualizadas em função de seus valores atuais e de um indivíduo aleatório escolhido dentro da própria população, comportamento equacionado em (16) e (17):

$$D = |\mathbf{C} \cdot \mathbf{X}_{rand} - \mathbf{X}(t)| \quad (16)$$

$$\mathbf{X}(t+1) = \mathbf{X}_{rand} - \mathbf{A} \cdot \mathbf{D} \quad (17)$$

No presente trabalho, como é necessário lidar com soluções compostas por valores inteiros, foi empregada a estratégia de arredondamento dos vetores \mathbf{X} . Em suma, os valores contidos em \mathbf{X} , que podem assumir qualquer valor contínuo contido em [0,3], são arredondados para o menor inteiro mais próximo, de modo a gerar-se o vetor \mathbf{X}_{int} .

Após os processos de atualização das soluções contínuas e arredondamento das mesmas, para a geração das soluções inteiras, é gerado o vetor $\mathbf{X}_{int}(t+1)$ da forma mostrada

em (18), onde cada bit x corresponde a um valor inteiro contido em $[0,3]$. Em suma, o processo de atualização das posições é realizado com os vetores contínuos, ao passo que a avaliação das soluções é realizada com as soluções discretas.

$$\mathbf{X}_{int}(t+1) = [x_1, x_2, x_2, \dots, x_{nind}] \quad (18)$$

3.2 Alocação Ótima de Bancos de Capacitores

Buscando-se realizar a alocação de bancos de capacitores no sistema, cada indivíduo \mathbf{X}_{int} corresponde à uma possibilidade de alocação de bancos de capacitores em uma barra. Por exemplo, em um sistema hipotético cujas barras candidatas a receberem bancos de capacitores são b_1, b_2, b_3, b_4 e b_5 , o vetor em (19) representa uma possível solução onde serão alocados 2 bancos em b_1 , 3 bancos em b_2 e b_3 , nenhum banco em b_4 e 1 banco em b_5 . Ou seja, cada posição do vetor corresponde a uma barra candidata a receber capacitor, e o valor de cada posição indica o número de bancos que a barra receberá. Destaca-se que nesse trabalho, o número máximo de bancos por barra é igual à 3.

$$\mathbf{X}_{int} = [2 \ 3 \ 3 \ 0 \ 1] \quad (19)$$

3.3 Etapas

A metodologia elaborada pode ser dividida em 4 partes, denominadas etapas a, b, c, e d.

Etapa a: Na etapa a, é feita a leitura de todos dos parâmetros do sistema elétrico necessários à execução do fluxo de potência, como condutâncias, susceptâncias, grandezas base, entre outras. Além disso, o iWOA é inicializado, com a geração de um conjunto inicial de soluções possíveis.

Etapa b: Nessa etapa, é executado o fluxo de potência, de acordo com as Equações (1)-(10), para a obtenção dos valores das funções objetivos (FOB) de cada solução.

Etapa c: Já na etapa c, é verificada a convergência do algoritmo, nesse caso, determinada pelo número de iterações ou pelo número de estagnações da FOB, isso é, pela quantidade de iterações em que ela permaneceu a mesma. Se nenhum dos dois critérios for atendido, o algoritmo procede para a Etapa d; caso contrário, o algoritmo é finalizado.

Etapa d: Dada a não convergência do algoritmo em c, as soluções são atualizadas, de acordo com (11)-(17) e o algoritmo retorna à Etapa b. A metodologia descrita é apresentada através de um fluxograma, na Figura. 1. Os parâmetros utilizados na execução do iWOA são fornecidos na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros do iWOA

nind	nestag	nit	xmin	xmax	b
200	10	50	0	3	0,01

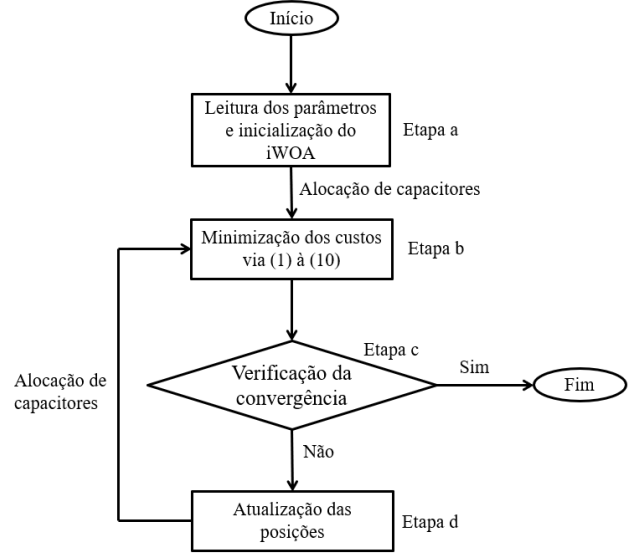


Figura 1. Fluxograma da metodologia proposta.

4. ESTUDO DE CASOS

4.1 Descrição Geral do Sistema Teste

O sistema teste de média tensão, 12,66 kV, utilizado para avaliar a metodologia proposta é conhecido na literatura (Baran and Wu, 1989), sendo constituído de 33 barras. A topologia desse sistema é mostrada na Figura. 2. As cargas ativa e reativa do sistema totalizam 3.715 kW e 2.300 kVAr, respectivamente.

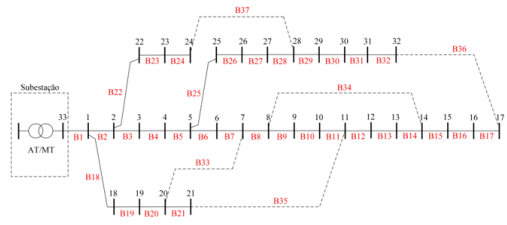


Figura 2. Sistema teste de 33 barras.

4.2 Escolha das Barras Candidatas

Para determinar as barras mais susceptíveis ao recebimento de bancos de capacitores, foi utilizada a Equação (20), de acordo com (Olamaie & Niknam, 2006) e (Dias et al., 2012), que permite saber de antemão em quais barras a alocação de potência reativa causa o maior impacto no sistema, em relação à (5). Os resultados estão dispostos na Tabela 2, sendo que as barras com os maiores índices são aquelas mais atrativas.

Nesse trabalho foram consideradas como candidatas as 11 barras com os maiores índices, ou seja, 1/3 do total de barras do sistema.

$$IS_k = -\frac{1}{V_k} \sum_{m \in \Omega_k} \frac{r_{km}}{V_m} (\cos\theta_{km} Q_l + \sin\theta_{km} P_l) \quad (20)$$

Tabela 2. Índices de Sensibilidade

Barras	IS_k	Barras	IS_k	Barras	IS_k
33	0,0000	5	0,0003	29	0,0008
25	0,0001	32	0,0004	11	0,0010
10	0,0001	16	0,0004	8	0,0010
3	0,0002	18	0,0004	7	0,0012
13	0,0002	19	0,0005	1	0,0012
9	0,0002	6	0,0005	22	0,0013
26	0,0002	2	0,0005	24	0,0014
15	0,0002	27	0,0006	23	0,0015
17	0,0003	21	0,0007	20	0,0016
31	0,0003	12	0,0007	28	0,0030
4	0,0003	14	0,0007	30	0,0045

4.3 Descrição dos Casos Estudados

Os casos considerados são os seguintes:

Caso 1: cenário com ausência de SOPs no sistema, bancos de capacitores de 1100 kVAr com custo de 4,6 \$/kVAr (Yang & Guo, 2008).

Caso 2: cenário com ausência de SOPs no sistema, bancos de capacitores de 450 kVAr com custo de 9 \$/kVAr (Yang & Guo, 2008).

Caso 3: idem ao Caso 1, porém, com a presença de SOPs nos trechos B33 a B37.

Caso 4: idem ao Caso 2, porém, com a presença de SOPs nos trechos B33 a B37.

4.4 Resultados

A seguir, na Tabela 3, são apresentados os resultados obtidos para os 4 casos estudados, destacando a escolha das barras para a alocação dos bancos de capacitores, a quantidade de bancos alocadas em cada uma, além das perdas e dos custos totais resultantes, de acordo com (1). Ademais, as Tabelas 4 e 5 mostram as capacidades de cada SOP, para o nível de carga u mais crítico do sistema.

Tabela 3. Alocação de capacitores, perdas e custos

	Barras	Núm. Bancos	Perdas [kW]	Custo [U\$]
Caso 1	29	1	3716,21	8143561,75
Caso 2	8	1	3449,18	7569911,45
	3	1		
	29	2		
Caso 3	29	1	1975,57	4331552,75
Caso 4	29	1	1965,27	4307990,74

Tabela 4. Potências de saída dos SOPs para o caso 3

	Trecho b33	Trecho b34	Trecho b35	Trecho b36	Trecho b37
$P_{k,u}^{SOP}$ [kW]	810,83	-713,90	504,81	-154,90	-486,02
$Q_{k,u}^{SOP}$ [kVAr]	272,17	33,63	111,44	120,60	390,62
$Q_{m,u}^{SOP}$ [kVAr]	106,16	136,95	56,99	82,25	-117,72

Tabela 5. Potências de saída dos SOPs para o caso 4

	Trecho b33	Trecho b34	Trecho b35	Trecho b36	Trecho b37
$P_{k,u}^{SOP}$ [kW]	810,90	-714,41	505,01	-155,49	-485,70
$Q_{k,u}^{SOP}$ [kVAr]	273,28	31,67	111,66	120,86	391,69
$Q_{m,u}^{SOP}$ [kVAr]	105,06	136,46	57,92	235,55	379,97

Analisando a Tabela 3, percebe-se que tanto com e sem a presença de SOPs, o investimento em bancos de menor capacidade e maior custo é financeiramente mais viável. Além disso, pode-se observar na mesma Tabela que ao substituir as chaves de interconexão pelos *soft open points*, houve uma redução expressiva nas perdas elétricas, de 47% do caso 1 para o caso 3 e 43% do caso 2 para o 4, o que, por sua vez, reduziu a necessidade de alocação de bancos de capacitores e, conseqüentemente, os custos totais. Dessa forma, comprova-se a viabilidade técnica dos SOPs com o intuito de reduzir as perdas elétricas do sistema e o custo de perda de energia. Outro ponto importante é a atratividade da barra 29 à alocação de bancos de capacitores. A mesma barra, apesar de não possuir o índice de sensibilidade mais elevado, como mostrado na Tabela 2, é a barra com a maior carga reativa do sistema, sendo, portanto, aquela que melhor acomoda os bancos. Também pode-se notar, a partir das Tabelas 4 e 5, que todas os SOPs obedeceram ao limite de potência aparente de 2000 kVA, imposto em (9).

5. CONCLUSÕES

No presente trabalho foi desenvolvida uma metodologia para a determinação dos custos mínimos de operação de SDEs, a partir da alocação de BCs, com o objetivo de minimizar as perdas em um determinado horizonte de tempo. Ademais, foram considerados cenários com e sem a presença de chaves *soft open points*, de modo a avaliar seu impacto. Os resultados obtidos destacam a viabilidade técnica da instalação de SOPs na rede, em substituição às chaves de interconexão, dada a redução nas perdas elétricas e, subsequentemente, nos custos totais. Apesar disso, deve-se ter em mente a necessidade de realizar também um estudo levando em consideração os custos dos SOPs, que não foram incluídos nesse trabalho.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), e o Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE) por todo o suporte fornecido ao longo da realização do trabalho.

REFERÊNCIAS

Abdelaziz, A.Y., A.E. and Abd Elazim, S. (2016). Flower pollination algorithm and loss sensitivity factors for op-

- timal sizing and placement of capacitors in radial distribution systems. *Electrical Power and Energy Systems*, 78, 207–214.
- Abul'Wafa, A. (2013). Optimal capacitor allocation in radial distribution systems for loss reduction: A two stage method. *Electric Power Systems Research*, 95, 168–174.
- Aldik, A. and Venkatesh, B. (2013). Reactive power planning using convex line-wise power balance equations for radial distribution systems. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 14, 2399–2406.
- Baran, M. and Wu, F. (1989). Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Trans Power Deliver*, 4 (2), 1401–1407.
- Cao, W., Wu, J., Jenkins, N., Wang, C. and Green, T. (2016). Benefits analysis of soft open points for electrical distribution network operation. *Applied Energy*, 165, 36–47.
- Ceylan, O. and Paudyal, S. (2017). Optimal capacitor placement and sizing considering load profile variations using moth-flame optimization algorithm. In *The 7th International Conference on Modern Power Systems (MPS 2017)*. Cluj-Napoca, Romania.
- Dias, B. H., Oliveira, L. W., Gomes, F. V., Silva Junior, I. C. and Oliveira, E. J. (2012). Hybrid heuristic optimization approach for optimal distributed generation placement and sizing. In *IEEE 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. San Diego, USA.
- Díaz, P., Pérez-Cisneros, M., Cuevas, E., Camarena, O., Martínez, F. A. F. and González, A. (2018). A swarm approach for improving voltage profiles and reduce power loss on electrical distribution networks. *IEEE Access*, 6, 49498–49512.
- El-Ela, A. A. A., El-Sehiemy, R. A., Kinawy, A. and Mouwafi, M. T. (2016). Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement. *IET Generation, Transmission and Distribution*, 10, 1209–1221.
- Gampa, S. and Das, D. (2016). Optimum placement of shunt capacitors in a radial distribution system for substation power factor improvement using fuzzy ga method. *Electrical Power and Energy Systems*, 77, 314–326.
- Lee, C., Ayala, H. V. H., and Coelho, L. dos S. (2015). Capacitor placement of distribution systems using particle swarm optimization approaches. *Electrical Power and Energy Systems*, 64, 839–851.
- Mirjalili, S. and Lewis, A. (2016). The whale optimization algorithm. *Advances in Engineering Software*, 95, 51–67.
- Olamaie, J., Niknam, T. (2006). Daily volt/var control in distribution networks with regard to dgs: a comparison of evolutionary methods. In *Proc. 2006 IEEE Power India Conference*, 6.
- Oliveira, R., Oliveira, L. W., and Oliveira, E. J. (2023). Optimization approach for planning soft open points in a mv-distribution system to maximize the hosting capacity. *Energies*, 16, 1–22.
- Shuaib, Y.M., Kalavathi, M.S., and Rajan, C.C.A.(2015). Optimal capacitor placement in radial distribution system using gravitational search algorithm. *Electrical Power and Energy Systems*, 64, 384–397.
- Wang, C., Song, G., Li, P., Ji, H., Zhao, J., and Wu, J. (2017). Optimal siting and sizing of soft open points in active electrical distribution networks. *Applied Energy*, 189, 301–309.
- Yang, L. and Guo, Z. (2008). Comprehensive optimization for energy loss reduction in distribution networks. In *Proceedings of the IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 1–8.