

APLICAÇÃO DA EVOLUÇÃO DIFERENCIAL BINÁRIA AO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO PARA MINIMIZAÇÃO DAS PERDAS E CUSTO DE OPERAÇÃO

THIAGO A. MOREIRA¹, MURILO DA SILVA¹, SILVIO A. SOUZA¹, MARCELO F. CASTOLDI¹, PAULO C. LAZARINI²,
CINTIA B. S. SILVA², REGINALDO LEOPOLDINO²

¹*Departamento Acadêmico de Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná
86300-000, Cornélio Procopio, Paraná, Brasil*

*E-mails: thiagomoreira@alunos.utfpr.edu.br, murilosilva@utfpr.edu.br,
silviosouza@utfpr.edu.br, marcastoldi@utfpr.edu.br*

²*Companhia Paulista de Força e Luz
13088-900, Campinas, São Paulo, Brasil*

*E-mails: lazarini@cpfl.com.br, cintiabeatriz@cpfl.com.br,
rleopoldino@cpfl.com.br*

Abstract— This paper presents a methodology for the allocation of capacitor banks in radial distribution systems with binary differential evolution algorithm. The allocation of capacitor bank aims to reduce the electric losses from reactive power present in the network, aiming at the optimization of system operation and cost reduction. In this paper eight types of capacitor banks were used, among them four fixed types and four automatic types, where the algorithm can select possible combinations of capacitor bank installation, in order to minimize electrical losses, and consequently improve voltage and power factor in the bus feeder, without transgressing the standards imposed by regulatory agencies, and minimize the cost of installing capacitor banks. The methodology is tested in a real system of a Brazilian electricity distribution utility, considering two levels of demand. The results obtained demonstrate that the proposed algorithm was able to minimize conflicting objectives such as reduction of losses and cost, respecting the operational restrictions as well as, guaranteeing solutions that do not cause harmonic resonance, pointing to the applicability of the proposal of this work.

Keywords— Capacitor allocation, Differential evolution algorithm, Distribution Systems, Genetic algorithms, Harmonic resonance.

Resumo— Este artigo apresenta uma metodologia para a alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radial com algoritmo de evolução diferencial binária. A alocação do banco de capacitores visa reduzir as perdas elétricas pela redução da potência reativa transportada na rede, visando a otimização da operação do sistema e redução de custos. Neste artigo, foram utilizados oito tipos de bancos de capacitores, entre eles quatro tipos fixos e quatro tipos automáticos, onde o algoritmo é capaz de selecionar possíveis combinações de instalação do banco de capacitores, para minimizar as perdas elétricas e, consequentemente, melhorar a tensão e o fator de potência no alimentador, sem transgredir os padrões impostos pelas agências reguladoras e minimizar o custo de instalação de bancos de capacitores. A metodologia é testada em um sistema real Companhia Paulista de Força e Luz, levando-se em conta dois níveis de demanda. Os resultados obtidos demonstram que o algoritmo proposto foi capaz de minimizar os objetivos conflitantes, como redução de perdas e custos, respeitando as restrições operacionais e garantindo soluções que não causam ressonância harmônica, apontando para a aplicabilidade da proposta deste trabalho.

Palavras-chave— Algoritmo diferencial evolutivo, Algoritmo genético, Alocação de Capacitores, Ressonância harmônica, Sistema de distribuição.

1. Introdução

O desenvolvimento constante de um país, naturalmente seguido pelo crescimento do seu sistema elétrico (SE), bem como, a forte regulação do setor de energia requer a busca contínua por técnicas de gerenciamento, controle, operação, proteção e compensação que possibilitem uma operação ótima, confiável e econômica do SE de forma a garantir os padrões cada vez maiores de qualidade do fornecimento de energia elétrica.

As etapas que compõem um SE compostas por geração, transmissão, distribuição e comercialização da energia envolvem perdas elétricas que crescem em conjunto com o crescimento do SE. Estas perdas são classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas. As perdas técnicas estão relacionadas ao trans-

porte da energia na rede (efeito joule), perdas nos núcleos dos transformadores e perdas dielétricas. As perdas não técnicas são caracterizadas como a diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, ou seja, todas as demais perdas no sistema, como furtos de energia, erros de medição e no faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição (Coelho, 2010).

O custo das perdas é dividido entre os órgãos de geração, transmissão e distribuição. Portanto, uma operação técnica e econômica do sistema de distribuição requer a diminuição das perdas durante a distribuição da energia pelas redes para redução dos custos e aumento da capacidade de fornecimento de energia.

Nos sistemas de distribuição a redução do fluxo de carga associado ao transporte de energia reativa utilizando-se de bancos de capacitores (BCs) possibilita a redução das perdas técnicas no sistema. Contudo,

uma compensação reativa adequada depende do ponto de instalação, do tipo (fixo ou automático), da capacidade e do número de BCs a serem instalados para a maximização dos benefícios em diferentes níveis de carregamento respeitando as restrições operativas impostas (Elisa; Costa; Braz, 2015).

Além dos fatores acima, visto a crescente utilização de cargas não lineares e a injeção de componentes harmônicas no SE existe também a necessidade de avaliar se a instalação do BC pode acarretar ressonância harmônicas. A ressonância causada pela instalação de BCs pode aumentar as correntes e tensões harmônicas e causar danos ao sistema ou nos próprios (Eajal and El-hawary, 2010) e (Masoum et al., 2004), assim como, deteriorar a qualidade da energia elétrica.

Dado o exposto, a alocação de BCs apresenta-se como um problema de otimização não linear, multiobjetivo sujeito a diversas restrições operativas e padrões de qualidade. Na literatura, diversas metodologias têm sido propostas para solução do problema de alocação de BCs, cada uma com suas vantagens e desvantagens (Salama and Chikhani, 2000). Dentre estas podemos destacar a utilização de: programação não linear (Grainger and Lee, 1981), programação inteira mista (Baran and Wu, 1989), simulated annealing (Chiang et al., 1990a) e (Chiang et al., 1990b), busca tabu (Huang and Huang; Yang, 1996), redes neurais artificiais (Santoso and Tan, 1989), lógica fuzzy (Su and Tsi, 1996)- (Masoum et al., 2004), otimização por colônia de formigas, enxame de partículas e cuckoo search (Eajal and El-hawary, 2010), (Chang, 2008) e (Arcanjo et al., 2012) e, algoritmos genéticos (Masoum et al., 2004), (Sundhararajan and Pahwa, 1994) e (Fonseca et al, 2010), bem como, técnicas híbridas (Gallego, Monticelli e Romero, 2004).

Este trabalho propõe a melhoria da aplicação do algoritmo diferencial evolutivo binário ao problema de alocação de BCs visto em (Moreira et al., 2017), visando a minimização das perdas e custos operacionais em sistemas de distribuição de energia elétrica observando dentro das restrições a possibilidade de ocorrência de ressonância no sistema e degradação da qualidade da energia elétrica.

2 Alocação de Banco de Capacitores

A alocação de BC consiste em determinar sua localização, tipo (fixo ou automático), valor nominal e a quantidade de BCs que devem ser instalados na rede de distribuição, com o objetivo de reduzir o carregamento do sistema devido a diminuição do fluxo de carga. Reduzindo o carregamento do sistema haverá consequentemente redução das perdas, melhora do nível de tensão e correção do fator de potência. Contudo, a instalação de BC requer também o atendimento a restrições operativas tais como: nível de tensão (mínimo e máximo), fator de potência, distorção harmônica e possibilidade de ressonância. Além da redu-

ção das perdas, em um ambiente regulado como o das concessionárias de energia, a busca pela minimização dos custos de operação, manutenção e gerenciamento são altamente almejados.

De maneira geral podemos descrever o problema de alocação de BCs como (1):

$$\begin{aligned} & \min. (FO) \\ & \text{s.a.} \begin{cases} I = \text{restrições de igualdade} \\ D = \text{restrições de desigualdade} \end{cases} \end{aligned} \quad (1)$$

FO é a função objetivo ou multiobjetivo, I são restrições de igualdade relativas as equações de fluxo de carga e D as restrições de desigualdade relativas as restrições operativas e de qualidade da energia do sistema.

Neste trabalho o objetivo será reduzir as perdas no sistema e o custo de instalação dos BCs. As restrições operativas serão: nível de tensão nas barras, fator de potência na saída da subestação e ressonância harmônica em determinadas frequências.

2.1 Função Objetivo

O problema multiobjetivo abordado neste trabalho será modelado como uma única FO, de forma a tratar o problema de otimização como mono-objetivo, conforme (2):

$$\begin{aligned} FO = & \left[\frac{\left(\sum_{b=1}^{nb} C_b x_b \right) - C_{id}}{C_{\max} - C_{id}} \right] \cdot pc + \dots \\ & \left(\sum_{d=1}^{nd} \frac{P_d - P \min_d}{P \max_d - P \min_d} \cdot Pe_d \right) \cdot pp + \sum_{r=1}^{nr} \sum_{d=1}^{nd} R_{rd} w_{rd} \end{aligned} \quad (2)$$

No qual:

- C_b - Custo de instalação do BC na barra b;
- x_b - Indicação de alocação de BC: 1 se um BC for alocado e 0 se não for alocado BC na barra b;
- C_{id} - Custo de instalação ideal (Custo mínimo);
- C_{\max} - Custo de instalação máximo;
- pc - Peso do custo de instalação.
- P_d - Perdas ativa do sistema na demanda d;
- $P \min_d$ - Perdas ativa mínima do sistema na demanda d;
- $P \max_d$ - Perdas ativa máxima do sistema na demanda d;
- Pe_d - Intervalo de tempo para cada nível de demanda d;
- pp - Peso das perdas do sistema;
- R_{rd} - Restrição operativa r na demanda d;

w_{rd} - Peso associado a restrição r na demanda d , caso as restrições não sejam atendidas.

nb - Número de barras do sistema;

nd - Número de níveis de demanda;

nr - Número de restrições.

Na função objetivo proposta neste trabalho, os objetivos (custo e perdas) possuem grandezas diferentes, portanto são normalizados conforme proposto em (Deb, 2001) o que proporciona uma generalização da equação não sendo necessário adequá-la a cada sistema utilizado, bem como são utilizados pesos (pp e pc) associados a cada objetivo possibilitando ao operador privilegiar um ou outro objetivo conforme sua necessidade. Tais mudanças diferem do proposto em (Moreira et al., 2017) que utiliza coeficientes fixos para igualar as grandezas o que leva a necessidade de adequação dos valores cada sistema diferente, bem como, a possíveis imprecisões que podem privilegiar um dos objetivos.

2.2 Restrições operativas

O PRODIST (Prodint, 2018), módulo oito é a norma brasileira que regula as concessionárias de distribuição de energia e estabelece os limites relativos a operação do sistema. Dentre as restrições operativas reguladas destacam-se: o nível de tensão, o fator de potência e a distorção harmônica, sendo estas as restrições abordadas neste trabalho.

O nível de tensão para consumidores atendidos entre 1 kV a 69 kV, segue os limites estabelecido pelo o PRODIST conforme (3):

$$0,93V_n \leq V_b \leq 1,05V_n \quad (3)$$

Sendo: V_n - Tensão nominal do sistema; V_b - Tensão na barra b .

Quanto ao fator de potência, unidades consumidoras com tensão inferior a 230 kV devem se manter em um intervalo entre 0,92 e 1, indutivo ou capacitivo (PRODIST, 2016). Neste trabalho a referência adotada para medir o fator de potência de deslocamento (fp) é a barra da subestação, bem como, os seguintes limites definidos em (4):

$$0,92 \leq fp_1 \leq 0,99(\text{indutivo}) \quad (4)$$

Sendo: fp_1 - Fator de potência na subestação.

É importante destacar que capacitores são extremamente sensíveis a presença de harmônicos, visto que a impedância do capacitor diminui com o aumento da frequência sendo naturalmente um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas. Dependendo do ponto de instalação e da capacidade do

BC pode ocorrer uma interação entre a reatância do BC e do SE em uma ou mais frequências. Esta interação é conhecida como ressonância harmônica paralela (Dugan et al., 2012).

Condições de ressonância, devido a instalação de BC podem amplificar as correntes e tensões harmônicas acarretando falhas ou danos aos BCs, perda da vida útil, assim como elevação da distorção harmônica total no sistema de distribuição. Conforme (Dugan et al., 2012) a ordem harmônica de ressonância pode ser estimada por (5):

$$h_{rp} = \sqrt{\frac{x_c}{x_l}} \quad (5)$$

No qual:

h_{rp} - Ordem harmônica de ressonância paralela;

x_c - Reatância do BC em ohms;

x_l - Reatância equivalente do sistema no ponto do BC em ohms.

A ressonância pode ocorrer para qualquer frequência, porém, em sistemas distribuição de energia trifásicos a 60 Hz, há maior preocupação com as harmônicas de 3ª, 5ª, 7ª, 11ª e 13ª ordem por serem mais presentes no SE devido as características das cargas não lineares comumente utilizadas pelos consumidores. Portanto, neste trabalho são utilizados os seguintes critérios para restrição de ressonância, conforme (6):

$$h_{rp} \neq 3; h_{rp} < 3; h_{rp} > 7 \quad (6)$$

Para as restrições previamente definidas na subseção anterior, w_{rd} recebe o valor de transgressão conforme (7) para cada demanda d .

- Fator de potência mínimo na SE (fp_{min})

$$R_{1d} = \frac{0,92}{f_{1d}}$$

$$fp_{min} \begin{cases} se & f_{1d} < 0,92(\text{ind}) & w_{1d} = 10 \\ & senão & w_{1d} = 0 \end{cases}$$

- Fator de potência máximo na SE (fp_{max})

$$R_{2d} = \frac{0,99}{f_{1d}}$$

$$fp_{max} \begin{cases} se & f_{1d} > 0,99(\text{ind}) & w_{2d} = 10 \\ ou & f_{1d} \leq 1(\text{cap}) & w_{2d} = 10 \\ & senão & w_{2d} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

- Tensão mínima na barra (V_{min})

$$R_{3d} = \frac{0,93}{V_{min,d}}$$

$$V_{min} \begin{cases} se & V_{min,d} < 0,93 & w_{3d} = 10 \\ & senão & w_{3d} = 0 \end{cases}$$

- Tensão máxima na barra (V_{max})

$$R_{Ad} = \frac{V_{max}}{1,05}$$

$$V_{max} \begin{cases} \text{se } V_{max,d} > 1,05 & w_{Ad} = 10 \\ \text{senão} & w_{Ad} = 0 \end{cases}$$

- Ressonância harmônica no ponto do BC (h_{rp})

$$R_{Sd} = n, \quad n = 3, 5, 7$$

$$h_{rp} \begin{cases} \text{se } h_{rp} = 3 & w_{Sd} = 10 \\ \text{ou } h_{rp} \geq 5 & w_{Sd} = 10 \\ \text{ou } h_{rp} \leq 7 & w_{Sd} = 10 \\ \text{senão} & w_{Sd} = 0 \end{cases}$$

Conforme apresentado, a alocação de BCs constitui um problema de otimização multiobjetivo, não linear, sujeito a diversas restrições. Para resolver este problema é proposto neste trabalho a utilização do algoritmo diferencial evolutivo.

3 Metodologia

3.1 Evolução diferencial

Proposto por Storm and Price (Storm and Price, 1997) a evolução diferencial (DE - *Differential Evolution*) é um método de otimização em espaço contínuo que funciona em uma grande variedade de problemas de otimização. O DE utiliza a diferença entre indivíduos distintos e um fator de escala para geração de novos indivíduos, e, posteriormente, aplica-se um critério ganancioso para decidir qual dos indivíduos permanecerá na próxima geração. O método é composto por três passos: mutação, crossover e seleção, que é repetido até que o DE convirja.

3.1.1 Mutação

A mutação é a etapa responsável por manter a diversidade da população, com a criação de novos indivíduos chamados doadores. Na primeira variante do DE, para cada vetor alvo um indivíduo doador é produzido por:

$$h_i(t+1) = x_{r1} + F(x_{r2} - x_{r3}) \quad (8)$$

No qual:

h_i - Vetor doador;

x_{r1}, x_{r2}, x_{r3} - Vetores escolhidos aleatoriamente da população e diferentes entre si;

F - Fator de escala que varia entre 0 e 2.

3.1.2 Crossover

Para aumentar a diversidade da população o DE aplica um crossover entre o indivíduo alvo e o doador. Para cada gene é gerado um número aleatório e se este for menor que a constante de reprodução (CR), o indivíduo teste recebe o gene do indivíduo

doador, caso contrário o gene é recebido do indivíduo alvo.

3.1.3 Seleção

A seleção determina se indivíduo teste ou alvo deve permanecer na geração seguinte. Após essa etapa verifica-se qual destes obteve a melhor resposta, quantificado pelas suas respectivas aptidões.

3.2 Evolução diferencial binária

O DE foi originalmente baseado em vetores reais, pouco utilizado para otimização em problemas discretos, já que as operações no DE não são aplicáveis diretamente a números discretos. Em (Deng et al., 2010) é proposto uma mutação para números binários sem a utilização do fator de escala F (BDE - *Binary Differential Evolution*), permitindo o uso de números binários no DE, ideal para aplicação no problema proposto. O algoritmo utilizado neste trabalho pode ser observado no fluxograma da Fig. 1, adaptado de (Moreira et al., 2017).

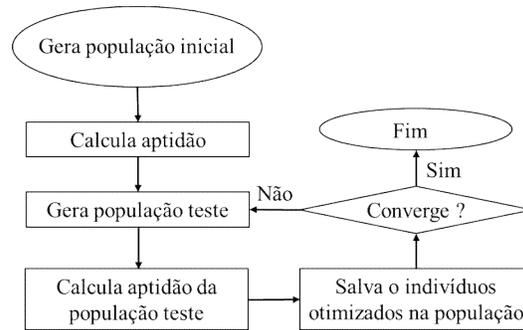


Figura. 1. Algoritmo BDE

Conforme apresentado anteriormente o DE cria um novo indivíduo teste, e após decidir qual obteve um melhor desempenho ele é selecionado para fazer parte da população. No BDE o processo de mutação é feito utilizando dois valores aleatórios (rand1 e rand2), se $rand1 < rand2$ o vetor doador é formado conforme (9), e o processo de crossover e seleção é mantido como no DE original.

$$h_{ij}(t+1) = 1 - x_{rij}(t) \quad (9)$$

No qual:

$rand2$ - Número aleatório entre zero e um para cada geração;

$rand1$ - Número aleatório entre zero e um para cada gene de cada indivíduo da população corrente.

3.3 Avaliação e fluxo de carga

A avaliação dos indivíduos gerados durante o processo iterativo do BDE e as restrições operativas serão avaliados por meio da solução do fluxo de carga em redes de distribuição (Srinivas, 2000). Neste trabalho é utilizado o método *backward/forward*

sweep (BFS) de soma de corrente (Shirmohammadi et al., 1998).

3.4 Representação dos bancos de capacitores

Na Tabela I são apresentados os tipos de BCs que foram utilizados neste trabalho, sua capacidade em kVAr (valores comerciais), a representação binária e o custo de instalação (banco, estrutura e controle).

Tabela 1. Custo, tipo e representação dos capacitores

Tipo	Banco (kVAr)	Representação	Custo (R\$)
Fixo	300	0001	8.500,00
Fixo	600	0011	9.500,00
Fixo	900	0101	10.000,00
Fixo	1200	0111	10.800,00
Automático	300	1001	11.000,00
Automático	600	1011	15.000,00
Automático	900	1101	20.000,00
Automático	1200	1111	25.000,00

Cada barra do sistema será representada por quatro números binários, o primeiro número define se o BC será fixo ou automático (0 para BC fixo, e 1 para BC automático), e as combinações subsequentes definem a potência do BC. Desta forma cada cromossomo possuirá quatro vezes o número de barras do sistema.

4 Resultados

A validação da metodologia proposta neste trabalho foi realizada utilizando dados reais de um sistema de distribuição da Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL). O sistema teste possui 479 barras e um BC fixo de 600kVAr.

Para aplicação do algoritmo foram considerados dois níveis de demanda: máximo (100%) e mínimo (67,5%).

Em demanda máxima é considerado um cenário onde todas as cargas do sistema se encontram efetivamente ligadas. Por outro lado, para simular um carregamento leve do sistema utilizou-se apenas 67,5% do carregamento da rede, determinado conforme curva de demanda do sistema real.

O Pe_d , ou intervalo de tempo para cada nível de demanda d , foi ajustado de acordo com a curva de demanda do sistema fornecido pela concessionária conforme segue:

- $Pd_{d_{max}} = 0,75$
- $Pe_{d_{min}} = 0,25$

A população inicial foi gerada aleatoriamente. Contudo, a alocação de BCs, mesmo para um sistema muito grande, tende a ser pequena na prática. Neste caso para limitar o número de BCs instalados e o espaço de busca e, assim facilitar a convergência do algoritmo determina-se a probabilidade de alocação

inicial de BCs dado em (10), conforme proposto por (Moreira et al., 2017).

$$prob = \frac{[Q_{se} - P_{se} \cdot \tan(\cos^{-1} \cdot fp_{max})]}{BC_{min} \cdot b} \quad (10)$$

No qual:

Q_{se} - Potência reativa na subestação;

P_{se} - Potência ativa na subestação;

BC_{min} - Menor BC disponível;

b - Número de barras do sistema.

Com base nas observações realizadas nos testes com o BDE, o algoritmo proposto foi configurado com uma taxa de crossover (CR) igual a 0,3 e taxa de mutação fixa em 0,05, por melhor ser adequar ao problema proposto.

O número de cromossomos utilizado foi igual a 300 e o critério de parada igual a 200 gerações.

Na Tabela 2 têm-se as grandezas obtidas em demanda máxima e mínima comparando o sistema real sem compensação de reativos, com compensação (BC de 600kVAr instalado) e com a compensação sugerida pela metodologia proposta (900 kVAr) que atende a melhor FO do problema, minimizando perdas e custo. Apesar de ter sido proposto um BC de 900kVAr, observa-se que houve redução das perdas no sistema pelo melhor posicionamento do BC com uma pequena diferença de custo.

Tabela 2. Resposta do algoritmo BDE

Dmax	Sem BC	Em Operação	Alocação BDE
Demanda máxima			
fp (%)	90,04	93,87	95,55
Queda (%)	2,23	2,15	1,90
Perdas (kW)	21,59	20,70	19,30
Demanda mínima			
fp (%)	90,18	95,59	97,66
Queda (%)	1,50	1,41	1,16
Perdas (kW)	9,72	9,17	8,46
Custo (R\$)	-	9500	10000
Total (kVAr)	-	600	900

Ressalta-se que o algoritmo pode ser adaptado para apresentar soluções que privilegiem hora o custo ou hora as perdas, aumento a flexibilidade de utilização para o operador, conforme sua necessidade. Neste contexto, na Tabela 3 é apresentado os resultados privilegiando custo e as perdas, nas proporções 90% custo e 10% perdas e vice-versa, respectivamente. Nota-se que o algoritmo foi capaz de reduzir o custo instalando um BC menor (300 kVAr) em um local adequado de maneira que foi reduzida também as perdas em relação ao sistema original em operação. No outro extremo, o algoritmo também foi capaz de apresentar uma solução melhor privilegiando a redu-

ção das perdas, porém, como esperado, aumentando o custo de instalação dos BCs.

Tabela 3. Resposta do algoritmo BDE – Custo x Perdas

	Sem BC	Em Ope- ração	BDE Custo	BDE Perdas
Demanda máxima				
fp (%)	90,04	93,87	92,04	98,20
Queda (%)	2,23	2,15	1,97	1,66
Perdas (kW)	21,59	20,70	20,54	18,23
Demanda mínima				
fp (%)	90,18	95,59	93,08	97,66
Queda (%)	1,50	1,41	1,24	1,15
Perdas (kW)	9,72	9,17	9,12	8,44
Custo (R\$)	-	9500	8500	40500
Total (kVAr)	-	600	300	1500

Para verificar se as respostas convergem para um mesmo espaço de busca que represente as melhores soluções para o problema, o algoritmo foi executado vinte vezes consecutivas e calculado os valores médios e desvio padrão das respostas obtidas. Os resultados são apresentados na Tabela 4. Percebe-se pelos resultados que o algoritmo tende a convergir para um mesmo espaço de soluções visto a baixa variação dos valores médios e desvio padrão.

Tabela 4. Resultado vinte testes consecutivos

	BDE		BDE Custo		BDE Perdas	
	Média	σ	Média	σ	Média	σ
Demanda máxima						
fp (%)	95,55	0,002	92,04	0,00002	98,08	0,37
Queda (%)	1,86	0,089	1,99	0,015	1,62	0,07
Perdas (kW)	19,34	0,100	20,53	0,011	18,34	0,08
Demanda mínima						
fp (%)	97,66	0,001	93,08	0,00003	97,66	0,001
Queda (%)	1,13	0,077	1,26	0,02	1,10	0,069
Perdas (kW)	8,5	0,085	9,10	0,01	8,41	0,059
Custo (R\$)	10000	0	8500	0	40100	1231,17
Total (kVAr)	900	0	300	0	1470	92,34
Nº de BCs	1	0	1	0	4	0

No qual: σ – Desvio Padrão.

Nota-se também que o algoritmo proposto foi capaz de propor soluções factíveis de forma a atender

todas as restrições operativas ligadas a nível de tensão, fator de potência e ressonância harmônica.

Evidencia-se que o algoritmo proposto foi capaz de alcançar resultados que minimizem ora o custo, ora as perdas ou, os dois objetivos simultaneamente, dado a metodologia de normalização e utilização de pesos de ponderação dos objetivos aplicada. Diferentemente dos resultados alcançados por (Moreira et al., 2017), onde percebe-se uma tendência de minimização dos custos, muito possivelmente dado a normalização utilizada e dificuldade de ajuste da mesma.

5 Conclusões

Este trabalho apresenta uma metodologia para busca de soluções ao problema de alocação de BCs em redes de distribuição. Um algoritmo evolutivo diferencial binário foi implementado com o objetivo de realizar a compensação de cargas reativas visando reduções de perdas ativas e custo de instalação de BCs, bem como, atender as restrições operativas impostas para operação do sistema de distribuição.

Os resultados obtidos demonstram que o algoritmo proposto foi capaz de minimizar objetivos conflitantes relativos as perdas elétricas e custo de instalação de BCs respeitando as restrições operacionais de maneira a garantir a operação do sistema dentro dos padrões impostos pelo órgão regulamentador.

Evidencia-se também, que o algoritmo proposto possibilita ao engenheiro ou responsável pelo planejamento da expansão e operação do sistema de distribuição optar por uma solução que privilegie a redução do custo, ou a redução das perdas, ou ainda, pela melhor resposta otimizando custo e perdas simultaneamente, simplesmente pela manipulação da ponderação (pesos) dos objetivos avaliados (custo e perdas).

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) pelo incentivo e disponibilização dos dados utilizados neste trabalho. Agradecemos também ao Departamento Acadêmico de Elétrica e a Diretoria de Pesquisa e Pós-graduação da Universidade Tecnológica Federal do Paraná pelo apoio e infraestrutura disponibilizada.

Referências Bibliográficas

- Arcanjo, Diego N; Pereira, J. Luiz R; Oliveira J; Peres, Wesley; Oliveira, L. W; Silva, I. C. (2012). Cuckoo Search Optimization technique applied to capacitor placement on distribution system problem, 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (Induscon).
 Baran, M. E; Wu, F. F. (1989). Optimal sizing of Capacitors Placed on a Radial Distribution

- System. IEEE Transaction of Power Delivery , vol. 4, No. 1, January.
- Chang, C. F. (2008). Reconfiguration and capacitor placement for loss reduction of distribution systems by ant colony search algorithm, *Power Systems*, IEEE Transactions on 23(4): 1747–1755.
- Chiang, H. D; Wang, J. C; Cockings, O; Shin, H. D. (1990a). Optimal capacitor placement in distribution systems—Part I: A new formulation and the overall problem. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 2, pp. 634–642, April.
- Chiang, H. D; Wang, J. C; Cockings, O; Shin, H. D. (1990b). Optimal capacitor placement in distribution systems—Part II: solution algorithms and numerical results. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, no. 2, pp. 643–649, April.
- Coelho, J. S (2010). Tratamento regulatório de perdas não técnicas. Iiiª Conferência da Associação de Reguladores de Energia dos Países de Reguladores de Energia dos Países de Língua Oficial Portuguesa – RELOP. Rio de Janeiro.
- Deb, K. (2001) *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*. John Willey and Sons, Inc.
- Deng, C; Zhao, B; Yang, Y; Deng, A (2010). Novel Binary Differential Evolution without Scale Factor F. *Third International Workshop on Advanced Computational Intelligence*. August pp. 25-27, Suzhou, Jiangsu, China. IEEE.
- Dugan, R; Mcgranaghan, M; Santoso, S; Beaty, H. (2012). *Electrical Power Systems Quality*, Third Edition, McGraw-Hill Education.
- Eajal, A; El-Hawary, M (2010). Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm optimization, *IEEE Transactions on Power Delivery* 25(3), pp. 1734–1741.
- Costa, E. M. P; Braz, H. D. M (2015). Alocação ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição primária usando algoritmos genéticos. XII Simpósio Brasileiro de Automac~ao Inteligente (SBAI) Natal - RN, 25 a 28 de outubro de 2015.
- Fonseca, W. A; Barros, F. G. N; Nunes, M. V. A; Bezerra, U. H; Oliveira, R. C. L (2010). Genetic algorithms and treatment of multiple objectives in the allocation of capacitor banks in an electric power distribution system, 9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications (INDUSCON).
- Gallego, R. A; Monticelli, A; Romero R. (2004). Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, No. 4.
- Grainger, J; Lee, S. H. (1981). Optimal size and location of shunt capacitors for reduction of losses in distribution feeders. *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-100, pp. 1105–1118, Mar.
- Huang, Y. C; Yang, H. T; Huang, C. L (1996) Solving the capacitor placement problem in a radial distribution system using tabu search approach. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 4, pp. 1868–1873, Nov.
- Masoum, M. A. S; Jafarian, A; Ladjevardi, M; Fuchs, E. F; Grady, W. M (2004). Fuzzy Approach for Optimal Placement and Sizing of Capacitor Banks in the Presence of Harmonics, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, n. 2, April.
- Masoum. M. A. S; Ladjevardi, M; Jafarian, A; Fuchs, E. F (2004). Optimal placement, replacement and sizing of capacitor Banks in distorted distribution networks by genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(4): 1794 – 1801, October.
- Moreira, T. A; Silvs, M; Castoldi, M. F; Souza, S. A; Lazarini. P. C; Silva, C. B. S (2017). Minimização das perdas e custos de operação em um sistema de distribuição utilizando alocação de banco de capacitores e evolução diferencial binária com restrições de qualidade de fornecimento. XII Latin-American Congress on Electricity, Generation and Transmission, Mar Del Plata, Argentina.
- Prodist, *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional*. Módulo 8, Revisão 8, Resolução Normativa nº 728/2016 da ANEEL. 2017.
- Salama, H; Chikhani, A (2000). Classification of capacitor allocation techniques, *IEEE Transactions on Power Delivery* 15(1), pp. 387–392.
- Santoso, N. I; Tan, O. T (1989). Neural-net based real-time control of capacitors installed on distribution systems. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 5, pp. 266–272, Jan.
- Shirmohammadi, H. W; Hong, A; Luo, G. X. A (1988). Acompensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 753–762, May.
- Srinivas, M. S (2000). Distribution load flows: A brief review. in *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Winter Meeting*.
- Storm, R; Price, K (1997). Differential Evolution-A Simple and Efficient Heuristic for Global Optimization over Continuous Spaces,” *Journal Global Optimization*, 11, pp. 241-354.
- Su, C.-T. And Tsi, C.-C. (1996). A new fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems. in *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol.*, pp. 237–241.
- Sundhararajan, S; Pahwa, A. (1994). Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 1499–1507, Aug.