

Controle Volt-VAr em Rede de Distribuição Desequilibrada Utilizando o Método de Compensação Ideal

Marcelo Semensato ¹, Jaqueline Oliveira Rezende ², José Antonio Lambert ³

¹²³ Instituto Federal de Goiás, Jataí, GO; e-mail: marcelo.semensato@ifg.edu.br

Abstract: In this paper, Volt-VAr control in unbalanced four-wire medium voltage distribution network is performed. The objective is to minimize power losses in the distribution network by allocating capacitors and adjusting TAPs of the voltage regulators installed. Reactive power and unbalance cause power losses in unbalanced networks. The technique used in this paper is capacitor allocation by ideal compensation method that compensates for reactive and unbalance in the network. Voltage regulators are adjusted to regulate the voltage within the allowed range. Tests are performed for IEEE 34 bus unbalanced network. Cases with rated load and increased unbalance of loads are tested. The power losses minimization is obtained by dispersed search metaheuristic. The results of the method used present a greater reduction in power losses and compensation for losses in the neutral conductor in relation to the base case and in relation to the balanced capacitor bank allocation.

Resumo: Neste artigo é realizado o controle Volt-VAr em uma rede de distribuição de média tensão desequilibrada a quatro fios. O objetivo é minimizar as perdas elétricas na rede de distribuição pela alocação de capacitores e pelo ajuste dos TAPs dos reguladores de tensão pré-instalados. A potência reativa e o desequilíbrio causam perdas elétricas em redes desequilibradas. A técnica utilizada neste trabalho é a alocação de capacitores pelo método de compensação ideal que compensa os reativos e o desequilíbrio na rede. Os reguladores de tensão são ajustados para regular a tensão dentro da faixa permitida. Os testes são feitos para a rede desequilibrada IEEE 34 barras. São testados casos com carga nominal e aumento do desequilíbrio das cargas. A minimização das perdas elétricas é obtida pela meta-heurística busca dispersa. Os resultados do método utilizado apresentam uma maior redução das perdas elétricas e a compensação das perdas no condutor neutro em relação ao caso base e em relação à alocação de banco de capacitores equilibrados.

Keywords: Capacitor allocation; dispersed search metaheuristic; ideal compensation method; neutral current compensation; unbalanced distribution network; voltage regulator.

Palavras-chaves: Alocação de capacitores; meta-heurística busca dispersa; método de compensação ideal; compensação da corrente do neutro; rede de distribuição desequilibrada; regulador de tensão.

1. INTRODUÇÃO

As cargas elétricas trifásicas equilibradas nas barras da rede elétrica de distribuição consomem correntes com parcela ativa e reativa. A parcela ativa da corrente realiza trabalho, mas a parcela reativa pode ser compensada pela alocação de capacitores. A compensação da potência reativa minimiza as perdas elétricas e regula a tensão na rede.

Algumas estratégias priorizam a alocação de capacitores como técnica para a regulação de tensão na rede elétrica (Singh, Rao, 2012, Mondal, De, 2021, Murty, Kumar, 2014), mas dependendo da demanda de potência ativa das cargas elétricas, apenas a compensação da potência reativa não é suficiente para a regulação da tensão.

Uma eficaz estratégia para o controle de tensão na rede elétrica é chamada controle Volt-VAr. O controle Volt-VAr é o controle conjunto do nível de tensão e dos reativos na rede para garantir uma tensão adequada por norma e minimizar as perdas elétricas na linha de distribuição. Os equipamentos utilizados para este meio são os bancos de capacitores (BC) e os reguladores de tensão (RT) (Dominguez, 2015).

Uma carga elétrica trifásica desequilibrada na barra da rede elétrica de distribuição alimentada por fonte simétrica consome correntes elétricas com parcela ativa, reativa e de desequilíbrio (Emanuel, 1993). Todas as parcelas provocam perdas ativas na linha de distribuição devido ao efeito Joule. A parcela ativa da corrente realiza trabalho, mas as outras duas parcelas podem ser compensadas pela alocação de capacitores aplicando o método de compensação ideal (Lee, Wu, 1993, Semensato, 2018).

O método de compensação ideal consiste na alocação de capacitores, podendo ser de valores distintos, conectados em delta ou estrela (centro estrela ligada ao neutro) nas barras trifásicas da rede. A vantagem deste método é a compensação do desequilíbrio, ou seja, a compensação da parcela de desequilíbrio da corrente nas fases (componente de sequência negativa e zero da corrente de fase), da corrente de neutro das cargas trifásicas (componente de sequência zero da corrente de fase) e do fator de desequilíbrio (componente de sequência negativa da corrente de fase). A compensação na rede elétrica das correntes desequilibradas juntamente com a compensação da potência reativa é chamada de compensação ideal, minimizando as perdas elétrica na rede. Outro aspecto

importante é a presença do condutor neutro nas simulações, pois assim é possível uma compensação eficaz da corrente do neutro.

Na literatura não é utilizado o método de compensação ideal para o controle Volt-VAr em redes de distribuição desequilibradas. Contudo essas técnicas abordadas na literatura compensam a potência reativa e não o desequilíbrio.

O autor em (Dominguez, 2015) utiliza um modelo matemático para otimização do controle Volt-VAr em redes trifásicas desequilibradas. O controle é realizado com a inserção de geração distribuída (GD) e sem a inserção de GD. Em (Roberta, et al, 2020) o controle Volt-VAr ótimo é aplicado em redes desequilibradas com o controle do fator de potência dos inversores de frequência da GD. Nos casos propostos pelo autor são utilizados métodos heurísticos. Em (Pereira, 2015) os equipamentos de controle de tensão e compensação reativa são alocados em redes desequilibradas para minimizar as perdas elétricas e melhorar a qualidade de energia elétrica. Os autores em (Szuovivivski, Fernandes, Aoki, 2012) apresentam uma metodologia para alocação conjunta de banco de capacitores e reguladores de tensão utilizando algoritmo genético. O objetivo é minimizar os custos das perdas elétricas, da violação do limite de tensão e dos custos dos capacitores e reguladores alocados.

O objetivo deste artigo é a alocação de capacitores pelo método de compensação ideal e o ajuste de TAPs dos dois reguladores de tensão presentes na rede de distribuição IEEE 34 barras a quatro fios (três fase e neutro) para minimizar as perdas elétricas na rede desequilibrada e regular a tensão dentro da faixa adequada. A otimização da alocação dos capacitores (localização e valores nominais dos capacitores) e do ajuste dos TAPs é realizada pela meta-heurística busca dispersa (Sousa, 2015). A meta-heurística pode encontrar boas soluções, mas não garante o ótimo global. Os resultados obtidos pelo método de compensação ideal são comparados com o caso base (sem capacitores alocados) e com a alocação de banco de capacitores equilibrados. O método de alocação de capacitores equilibrados é usualmente adotado nas redes de distribuição desequilibradas, vide os autores citados anteriormente (Dominguez, 2005; Roberta, et al, 2020; Pereira, 2015; Szuovivivski, Fernandes, Aoki, 2012). Contribuições do artigo no controle Volt-VAr:

- Minimização das perdas elétricas em redes desequilibradas pela compensação da potência reativa e o desequilíbrio (Método de compensação ideal).
- Compensação da corrente no condutor neutro.
- Compensação do fator de potência efetivo na subestação.
- Aplicação da meta-heurística busca dispersa em problemas de controle Volt-VAr em redes desequilibradas.

O artigo é organizado nas seguintes seções: a seção 2 discorre sobre os equipamentos de regulação de tensão, a seção 3 visa esclarecer a potência de desequilíbrio, a seção 4 relata a meta-heurística aplicada ao problema, a seção 5 é a

formulação do problema, a seção 6 apresenta os casos simulados, a seção 7 mostra os resultados obtidos e a seção 8 é a conclusão.

2. REGULAÇÃO DE TENSÃO

Os equipamentos usuais no controle Volt-VAr são descritos.

2.1 Regulador de tensão

Os RT são utilizados em áreas rurais e em áreas urbanas onde a queda de tensão elétrica é excessiva ao longo do alimentador, sendo que o nível de tensão não atende a restrição operacional. O RT automático é um autotransformador cuja saída de tensão é controlada ajustando os TAPs do autotransformador. A comutação de TAPs, realizada por um relé de controle, é ajustada para que a tensão de saída iguale a referência pré-determinada, sendo possível elevar ou abaixar a tensão de entrada em até 10 % através de 32 posições de ajustes (Roberta, et al, 2020). Reguladores monofásicos são comumente usados para regular a tensão das fases em redes desequilibradas. Neste artigo são especificadas seis tensões de referências para o RT, descritas na Tabela 1, sendo que a maior tensão de saída não ultrapasse a tensão da subestação (1,03 pu). A potência, tensão e reatância dos RTs monofásicos são 1 MVA, 15 kV e 5 ohms, respectivamente. A largura de faixa da tensão é desprezada, por ser ajustada próxima da tensão de referência.

Tabela 1. Referência de tensão dos RTs (pu)

0,98	0,99	1	1,01	1,02	1,03
------	------	---	------	------	------

2.2 Capacitores

Os capacitores são utilizados na rede de distribuição para compensar a potência reativa e de desequilíbrio, minimizando as perdas por efeito Joule devido à compensação da parcela reativa e desequilibrada da corrente elétrica e elevando o nível da tensão nas barras. A alocação de capacitores eleva o fator de potência do sistema que está inserido, caso o sistema seja indutivo (fator de potência indutivo). No método de compensação ideal são utilizados capacitores fixos, monofásicos, podendo ser ligados entre fase e neutro (capacitor com tensão nominal de fase) e fase e fase (capacitor com tensão nominal de linha). Os valores nominais dos capacitores monofásicos tanto para tensão de fase quanto para a tensão de linha da rede são: 50, 75, 100, 133 e 150 kVAr. Os capacitores em barras trifásicas podem ser conectados em estrela ou delta e nas barras que não são trifásicas são conectados entre fase e neutro. No método de alocação de bancos de capacitores trifásicos equilibrados, os valores nominais dos bancos trifásicos são: 150, 300 e 450 kVAr. Esses valores são considerados tanto para conexão em delta quanto para conexão em estrela. Os capacitores são modelados como admitância constante na simulação e podem ter valores nulos (não alocados). Na rede de distribuição desequilibrada os capacitores são alocados de acordo com o método de compensação ideal para compensar não apenas a potência reativa, mas também a potência de desequilíbrio, detalhada na seção 3, diferentemente da alocação de banco de capacitores equilibrados que não compensa o desequilíbrio.

3. POTÊNCIA DE DESEQUILÍBRIO

Cargas trifásicas desequilibradas consomem potência ativa, reativa e de desequilíbrio. A potência de desequilíbrio é devido à parcela de desequilíbrio da corrente elétrica (componente de sequência negativa e zero da corrente). A potência de desequilíbrio não realiza trabalho e pode ser compensada, juntamente com a potência reativa, pela alocação de capacitores de acordo com o método de compensação ideal.

Considerando as tensões nas barras trifásicas da rede praticamente simétricas, mas correntes desequilibradas devido às cargas elétricas desbalanceadas, como é o comportamento da rede simulada neste trabalho, capacitores conectados em estrela nas barras trifásicas da rede, corretamente dimensionados, compensam a parcela reativa e a componente de sequência zero das correntes elétricas das cargas elétricas. Capacitores conectados em delta, corretamente dimensionados, compensam a parcela reativa e a componente de sequência negativa das correntes das cargas (Semensato, 2019). Portanto capacitores corretamente alocados nas barras trifásicas (dimensionando corretamente valores, local e conexão) compensam a potência reativa e de desequilíbrio na rede desbalanceada. Banco de capacitores equilibrados conectados em delta ou estrela não compensam o desequilíbrio, como será evidenciado nas simulações.

A potência de desequilíbrio (S_D) é definida em (1) de acordo com a norma IEEE STD 1459-2010 (IEEE STD 1459-2010, 2010) calculada para carga trifásica desequilibrada alimentada por tensão simétrica.

$$S_e^2 = P^2 + Q^2 + S_D^2 \quad (1)$$

Considerando a tensão de alimentação da fase a na referência de zero grau, a potência ativa (P) é a multiplicação da tensão eficaz de fase da alimentação (V) pela parte real da corrente de sequência positiva da carga, conforme (2). A potência reativa (Q) devido à parte imaginária da corrente de sequência positiva é calculada conforme (3). A potência de desequilíbrio devido à componente de sequência negativa e zero da corrente (parcela de desequilíbrio da corrente) é calculada em (4). A potência aparente efetiva (S_e) é calculada em (5) utilizando o conceito da corrente efetiva (I_e) em (6).

$$P = 3V\text{real}\{I^+\} \quad (2)$$

$$Q = 3V\text{img}\{I^+\} \quad (3)$$

$$S_D = 3V\sqrt{I^{-2} + I^0{}^2} \quad (4)$$

$$S_e = 3VI_e \quad (5)$$

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2}{3}} \quad (6)$$

Sendo I_a, I_b e I_c as correntes elétricas da carga desequilibrada nas fases de alimentação a, b e c , respectivamente.

O fator de potência efetivo é calculado de acordo com (7). O denominador de (7) é composto da potência ativa, reativa e de desequilíbrio, portanto para compensação efetiva do fator de potência é necessário à compensação de S_D e Q .

$$fp_e = \frac{P}{S_e} \quad (7)$$

Alguns exemplos do cálculo da potência de desequilíbrio são discutidos em (Semensato, 2020).

4. BUSCA DISPERSA

A busca dispersa (BD) é uma meta-heurística baseada em diversificação e intensificação na busca de soluções (Sousa, 2015). A população inicial constitui soluções para o problema do controle Volt-VAr. São gerados 100 indivíduos para compor a população inicial, sendo classificados como factíveis e infactíveis. A primeira etapa da BD consiste em um melhoramento desta população. Neste artigo, as etapas de melhoramento são adquiridas do Algoritmo Genético Chu-Beasley (Semensato, 2018), por meio da seleção por torneio, cruzamento e mutação. O indivíduo mais apto é substituído na população na posição do menos apto.

Na primeira etapa da BD o limite de 5000 gerações é adotado em busca do melhoramento da população inicial. Na segunda etapa são selecionados 20 indivíduos para o conjunto de soluções de qualidade (CSQ). Esses 20 indivíduos são selecionados dentre os indivíduos factíveis com base na qualidade e diversificação, sendo os dez primeiros os de maior qualidade e os dez últimos de pior qualidade. O CSQ recebe o mesmo melhoramento da primeira etapa e o limite estabelecido de gerações é igual a 500. Após a segunda etapa o melhor indivíduo é a solução do problema. A qualidade da solução (aptidão) é avaliada pela função objetivo. Os passos da BD são apresentados:

- a) Geração da população inicial aleatoriamente;
- b) Seleção, cruzamento e mutação. A mutação é realizada em três pontos;
- c) Substituição na população se o indivíduo em b) é mais apto;
- d) Se o número de gerações não é 5000, volte para b);
- e) Gerar a população CSQ (qualidade e diversificação);
- f) Seleção, cruzamento, mutação e substituição. A mutação é realizada em três pontos;
- g) Se o número de gerações não é 500, volte para f), senão fim. A solução é o melhor indivíduo de CSQ.

A codificação do indivíduo para o método de compensação ideal (MCI) é mostrada na Tabela 2. O indivíduo apresenta uma solução para o problema, cuja primeira coluna representa a barra de alocação dos capacitores, a segunda coluna o tipo de ligação dos capacitores, sendo “1” em estrela e “2” em delta. A terceira, quarta e quinta coluna são os valores dos capacitores alocados, em kVAr. Se a ligação for

estrela os capacitores da terceira, quarta e quinta coluna são ligados nas fases *a*, *b* e *c*, respectivamente, e neutro, mas se a ligação for delta os capacitores são conectados entre as fases *a-b*, *b-c* e *c-a*, respectivamente. Este indivíduo (Tabela 2) representa a alocação de capacitores em uma barra, mas na simulação são até oito barras possíveis de alocação, sendo um percentual de mais de 20 % das barras. As barras que não são trifásicas são consideradas apenas alocação em estrela (fase e neutro). A codificação do indivíduo para o método de alocação de bancos de capacitores equilibrados (BCE) é apresentada na Tabela 3. O indivíduo BCE possui codificação semelhante ao indivíduo MCI, sendo a terceira, quarta e quinta coluna do indivíduo MCI substituída por uma única coluna, correspondente a potência trifásica do banco de capacitores equilibrados.

As seis colunas restantes correspondem à tensão de referência dos dois reguladores de tensão trifásicos presentes na rede, sendo estes compostos por três reguladores monofásicos cada. As três primeiras colunas são da fase *a*, *b* e *c* do regulador da linha 6-7. E as outras três últimas colunas são do regulador da linha 17-19. Os dados dos capacitores e reguladores de tensão foram apresentados na seção 2.

Tabela 2. Codificação do indivíduo MCI.

20	1	100	75	50	1,03	1	1	0,99	1,02	1
----	---	-----	----	----	------	---	---	------	------	---

Tabela 3. Codificação do indivíduo BCE.

30	2	300	1,02	1,01	1	1	0,98	0,99
----	---	-----	------	------	---	---	------	------

5. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

O objetivo do problema é minimizar a função objetivo e atender as restrições operacionais.

5.1 Função objetivo

A função objetivo (*fo*) é composta por uma parcela que representa o custo das perdas elétricas na rede de distribuição e uma parcela correspondente ao custo dos capacitores alocados. As perdas elétricas são divididas em duas, as perdas nas fases e as perdas no neutro. As perdas no neutro são separadas para aplicação de uma penalidade de custo *F*, sendo possível assim priorizar a minimização das perdas no condutor neutro. Os reguladores de tensão não apresentam custos, pois são pré-instalados na rede. Na simulação é considerado um período de 20 anos, correspondente a vida útil dos equipamentos. O preço da energia elétrica e a potência das cargas são considerados fixos neste período. A função objetivo é dada em (8).

$$fo = C_E(Pf + FPn) + (C_f Capf + C_l Capl) \quad (8)$$

Sendo:

C_E = Custo da energia elétrica (282,00 R\$/MWh) (CCEE, 2022).

Pf = Perdas elétricas nas fases (*a*, *b* e *c*) durante o período de 20 anos (MWh).

Pn = Perdas elétricas no condutor neutro durante o período de 20 anos (MWh).

F = Penalidade aplicada para as perdas elétricas no neutro.

C_f, C_l = Custos dos capacitores conectados em tensão de fase e de linha, respectivamente (26,775 R\$/kVAr, 16,275 R\$/kVAr).

$Capf, Capl$ = Valores nominais dos capacitores conectados em tensão de fase e de linha, respectivamente (kVAr).

Os capacitores de mesma potência conectados entre fase e fase são mais baratos que os conectados entre fase e neutro, pois os capacitores entre fases devem ser dimensionados para correntes menores.

5.2 Restrição de tensão elétrica

A mais importante restrição no controle Volt-VAr é a tensão elétrica nas barras da rede de distribuição. Na rede desequilibrada IEEE 34 barras a quatro fios, as cargas elétricas monofásicas são ligadas entre fase e neutro, sendo as cargas trifásicas ligadas em estrela (centro estrela ligado ao neutro). Portanto devido à influência do neutro na tensão eficaz das cargas, a tensão calculada na simulação é entre fase e neutro (V_{fn}). A restrição da tensão é dada em (9) (ANEEL, 2021), em *pu*.

$$0,93 \leq V_{fn} \leq 1,05 \quad (9)$$

5.3 Restrição do fator de desequilíbrio

O fator de desequilíbrio (*FD*) é calculado nas barras trifásicas por (10) e mede a relação percentual entre a componente da tensão de sequência negativa (V^-) e a componente de sequência positiva (V^+). O *FD* deve ser menor ou igual a 2 % (ANEEL, 2021).

$$FD = \frac{V^-}{V^+} 100 \leq 2 \% \quad (10)$$

5.4 Restrição do fator de potência

O fator de potência efetivo (fp_e) é calculado em (7), indicando um valor real da potência ativa em relação à potência aparente efetiva em sistemas trifásicos desequilibrados. A restrição operacional é dada em (11) (ANEEL, 2021). O fator de potência efetivo é calculado na subestação de energia elétrica.

$$fp_e \geq 0,92 \quad (11)$$

6. CASOS SIMULADOS

A rede de distribuição de média tensão testada é a IEEE 34 barras expandida a quatro fios, sendo três fases e um neutro, especificada em (Pizzali, 2003). A configuração da rede elétrica é apresentada na Fig. 1. Neste artigo a rede apresenta neutro isolado e a subestação solidamente aterrada. As cargas elétricas são simuladas para a demanda máxima e são do tipo potência constante. A tensão nominal da rede é 24,9 kV (tensão de linha), sendo a tensão e a potência de base iguais a

14,376 kV e 1MVA, valores por fase, respectivamente. A tensão na subestação de energia elétrica, barra zero, é igual a 1,03 pu, apresentando tensões simétricas.

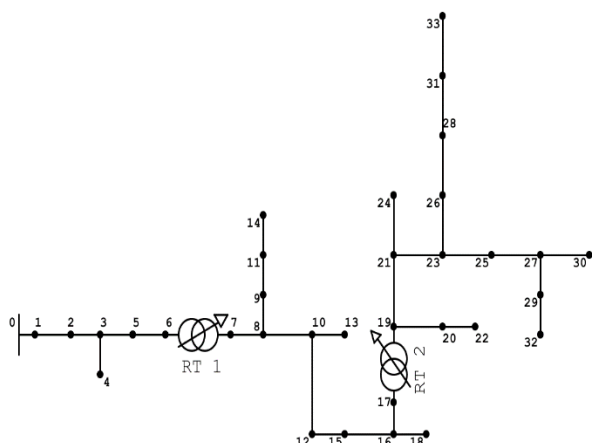


Fig. 1. Rede elétrica IEEE 34 barras.

Na rede elétrica, retirada de (Pizzali, 2003), são instalados dois reguladores de tensão trifásicos, composto por unidades monofásicas com controle de tensão independente, nas linhas 6-7 (RT 1) e 17-19 (RT 2). Os RT monofásicos são conectados em estrela.

O fluxo de potência trifásico é calculado pelo método de soma das correntes conforme (Pizzali, 2003) e as simulações são realizadas no software MatLab. A duração média para que o algoritmo BD encontre a melhor solução para o problema de controle Volt-VAr são três minutos.

As simulações da rede IEEE 34 barras são realizadas para os casos a seguir:

Caso 1: Rede elétrica com carga nominal. $F=1$.

Caso 2: Rede elétrica com carga na fase *a* (mais carregada) acrescida de 10 % e carga elétrica na fase *b* (menos carregada) reduzida em 10%. $F=1$.

Caso 3: Similar ao caso 2, mas com $F = 50$.

O objetivo nas simulações é minimizar a função objetivo em (8) e atender as restrições operacionais na seção 5.

7. RESULTADOS

Os resultados do caso base (CB) são obtidos para a rede elétrica sem alocação de capacitores e com a tensão de referência dos reguladores de tensão em 1 pu para todas as fases. Os resultados dos métodos BCE e MCI são obtidos via algoritmo BD.

Custo é o valor da função objetivo. O valor ($P_f + P_n$) corresponde às perdas elétricas totais na rede, em MWh. O valor ($Cap_f + Cap_l$) corresponde à potência total dos capacitores alocados, em kVAr. O fator de potência efetivo é medido na subestação de energia. O fator de desequilíbrio corresponde ao maior valor calculado nas barras trifásicas.

Os melhores indivíduos do algoritmo BD para o método BCE são apresentados na Tabela 7. Os valores nominais dos

capacitores alocados (em kVAr), as barras e as fases de alocação juntamente com os valores de referência da tensão de saída (em pu) nos reguladores de tensão para cada fase são apresentados na Tabela 8 para o MCI em cada caso simulado. O índice *n* representa a ligação ao neutro, assim como os índices *a*, *b* e *c*, as ligações às fases. A conexão em estrela (centro estrela ligada ao neutro) é representada por *Y* e a conexão delta por *D*. Cada linha da Tabela 7 e Tabela 8 representa o melhor indivíduo (solução) para os casos testados. As simulações via algoritmo de otimização BD para os casos testados foram feitas exaustivamente. O ajuste da tensão de saída via TAPs pode elevar em até 10 % o valor da tensão de entrada do regulador de tensão, podendo em alguns casos não alcançar a referência de tensão pré-determinada.

7.1 Caso 1

Na Fig. 2 são apresentadas as tensões nas barras da rede para o CB. Na Fig. 3 são apresentadas as tensões nas barras da rede depois da alocação de capacitores e ajuste dos TAPs dos reguladores via MCI. As tensões nas barras da rede para o método BCE são apresentadas na Fig. 4. As tensões nas barras são calculadas entre fase e neutro. As tensões no condutor neutro são apresentadas na Fig. 5. Na Tabela 4 são mostrados os resultados da simulação para o caso 1.

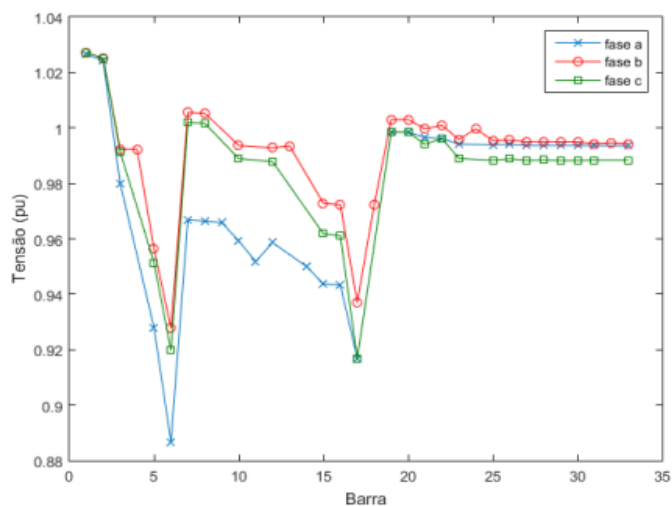


Fig. 2. Tensão nas barras da rede para o CB (caso 1).

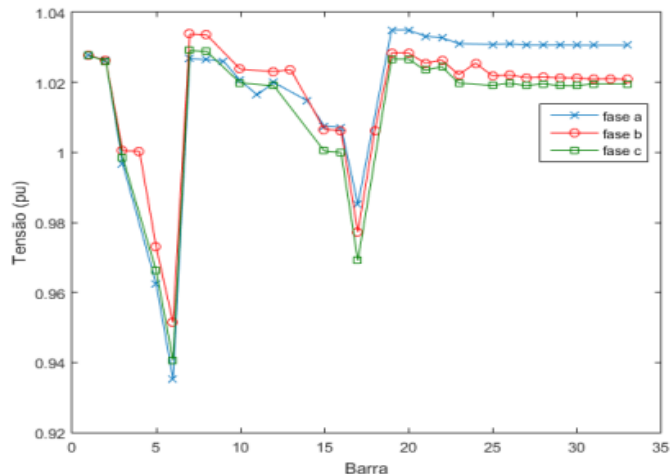


Fig. 3. Tensão nas barras da rede para o MCI (caso 1).

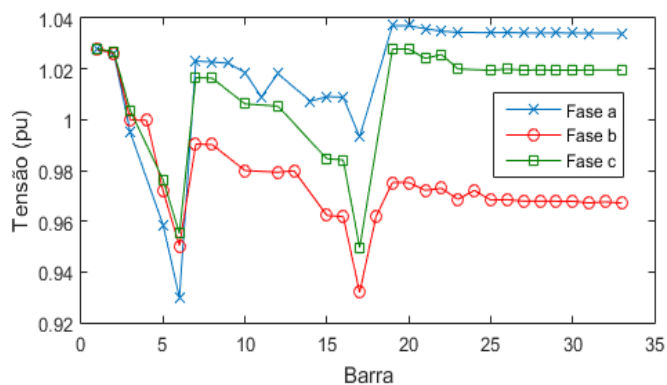


Fig. 4. Tensão nas barras da rede para o BCE (caso1).

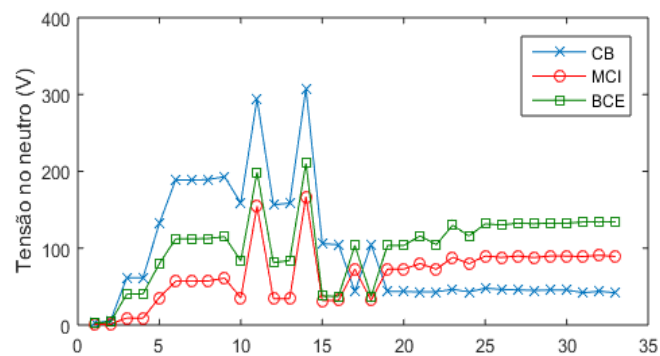


Fig. 5. Tensão no condutor neutro (caso 1).

Tabela 4. Resultados para o caso 1.

	CB	BCE	MCI
Custo (R\$)	16.360.978,41	11.915.424,83	11.157.938,51
$Pf + Pn$	58017,65	42125,10	39480,36
Pn	562,61	516,39	250,07
FD	0,76	1,61	0,28
fp_e	0,86	0,99	0,99
$Capf + Capl$	0	1350	1133

7.2 Caso 2

Na Fig. 6 e Fig. 7 são apresentadas as tensões nas barras da rede para o CB e o MCI, respectivamente. As tensões no condutor neutro para o CB e via MCI são apresentadas na Fig. 8. Na Tabela 5 são mostrados os resultados da simulação para o caso 2. O método BCE não é factível para este caso, ou seja, não há solução após as exaustivas simulações devido ao elevado desequilíbrio das cargas. A solução é infactível se não atende as restrições operacionais em (9), (10) e (11).

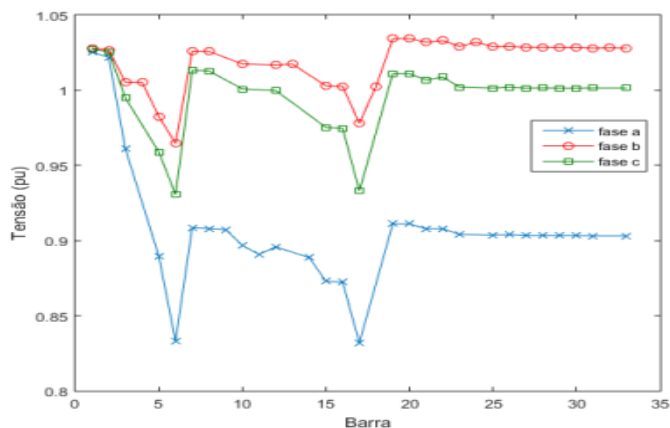


Fig. 6. Tensão nas barras da rede para o CB (caso 2).

Tabela 5. Resultados para o caso 2.

	CB	MCI
Custo (R\$)	17.841.437,43	11.256.182,05
$Pf + Pn$	63267,51	39826,77
Pn	1956,87	285,48
FD	2,51	0,47
fp_e	0,85	0,99
$Capf + Capl$	0	1033

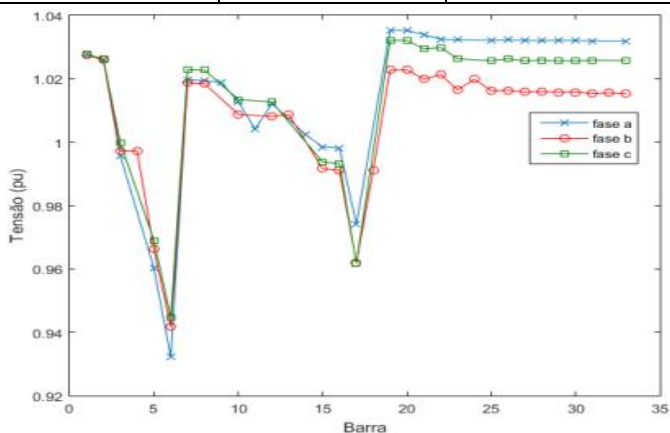


Fig. 7. Tensão nas barras da rede para o MCI (caso 2).

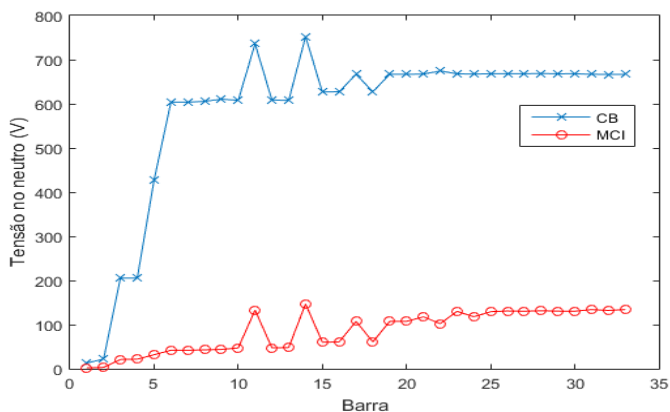


Fig. 8. Tensão no condutor neutro (caso 2).

7.3 Caso 3

Na Fig. 9 e Fig. 10 são apresentadas as tensões nas barras da rede para o CB e via MCI, respectivamente. As tensões no condutor neutro para o CB e via MCI são apresentadas na Fig. 11. Na Tabela 6 são mostrados os resultados da simulação para o caso 3. O método BCE não é factível para este caso devido ao elevado desequilíbrio das cargas.

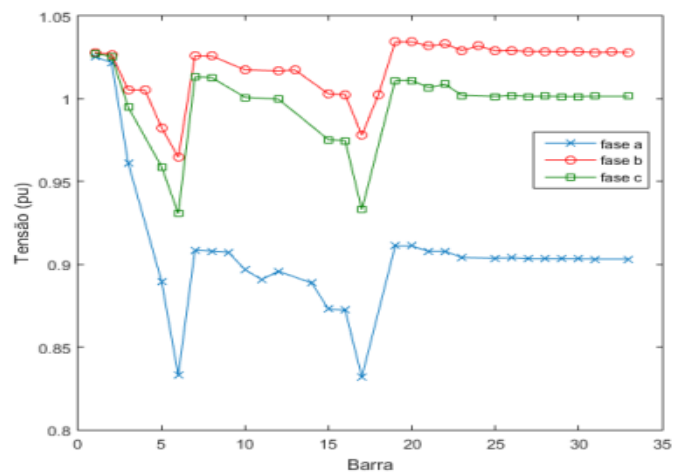


Fig. 9. Tensão nas barras da rede para o CB (caso 3).

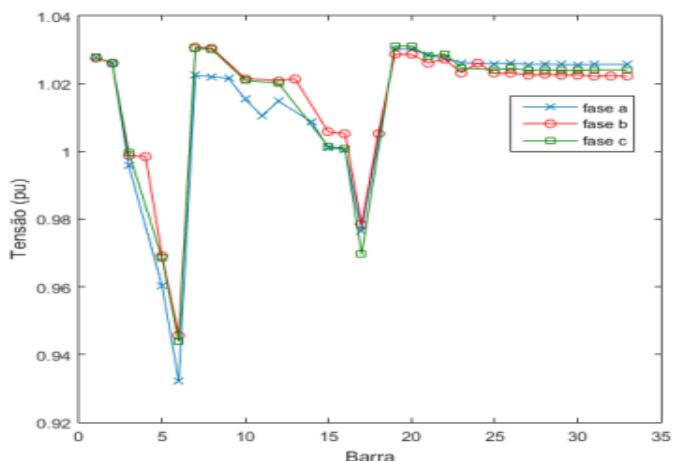


Fig. 10. Tensão nas barras da rede para o MCI (caso 3).

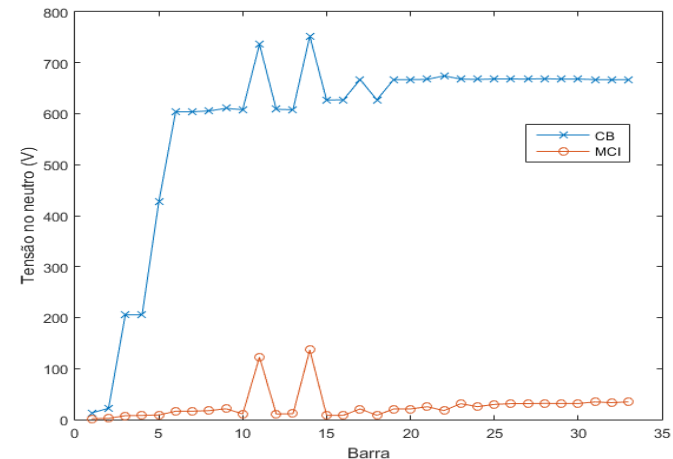


Fig. 11. Tensão no condutor neutro (caso 3).

Tabela 6. Resultados para o caso 3.

	CB	MCI
Custo (R\$)	44.881.522,63	13.592.773,77
$P_f + P_n$	63267,51	39850,54
P_n	1956,87	168,65
FD	2,51	0,67
f_{p_e}	0,85	0,99
$Capf + Capl$	0	1083

Os resultados na Tabela 4, 5 e 6 apresentam o menor custo via MCI. O caso 1, caso 2 e caso 3 apresenta redução de custo de 31,80 %, 36,91 % e 69,71 %, respectivamente, para o MCI. No caso 2 em que o desequilíbrio é maior que o caso 1, a redução de custo é maior em comparação com o caso 1, pois o método de compensação ideal compensa, além da potência reativa, a potência de desequilíbrio. O custo é reduzido em 27,17 % para o BCE no caso 1. O desequilíbrio da rede é quantificado por alguns índices, como as perdas elétricas no neutro e o fator de desequilíbrio. As perdas no condutor neutro são reduzidas em 55,55 %, 85,41 % e 91,38 % para o caso 1, caso 2 e caso 3, respectivamente, para o MCI. A redução das perdas no neutro para o caso 3 é maior devido à penalidade F aplicada para este propósito. A Fig. 11 mostra as tensões no neutro mais acentuadas via MCI. A redução nas perdas do neutro para o BCE é de 8,22 % para o caso 1. O fator de desequilíbrio é reduzido em 63,16 % (caso 1), 81,27 % (caso 2) e 73,31 % (caso 3) para o MCI. A redução do fator de desequilíbrio é maior no caso 2, pois o objetivo principal do caso 3 é a redução da componente da corrente de sequência zero e não da sequência negativa. O FD para o BCE não é reduzido no caso 1. O fator de potência efetivo na subestação é elevado a 0,99 em todos os casos. Após a aplicação do MCI as tensões nas fases são reguladas entre 0,93 pu e 1,05 pu para todos os casos de acordo com Fig. 3, 7 e 10. O método BCE não compensa o desequilíbrio, por isso não é factível para os casos 2 e 3, os quais possuem maior desequilíbrio das cargas elétricas.

Tabela 7. Melhor solução para cada caso via BCE.

	Barra Conexão (Banco de capacitores trifásicos)	RT 1 – RT 2
Caso 1	7Y(450); 17Y(450); 27Y(150); 28Y(300).	1,03; 0,99; 1,01 - 1,03; 0,98; 1,03.

Tabela 8. Melhor solução para cada caso via MCI.

	Barra Conexão (Capacitor monofásico)	RT 1 – RT 2
Caso 1	6a-n(75), 6c-n(50); 6a-b(133), 6b-c(75); 11a-n(50); 17a-b(100), 17b-c(100), 17c-a(150); 28a-n(100), 28b-n(150), 28c-n(150).	1,03; 1,03; 1,03 - 1,03; 1,03; 1,03.
Caso 2	6a-n(150), 6c-n(100); 6a-b(150); 26b-n(75), 26c-n(150); 28a-n(133), 28b-n(75), 28c-n(100); 29a-b(100).	1,03; 1,02; 1,02 - 1,03; 1,03; 1,03.
Caso 3	6a-n(150), 6c-n(150); 11a-n(50); 19a-b(133), 19c-a(75); 23a-n(50), 23b-n(100), 23c-n(150); 28a-b(150), 28b-c(75).	1,03; 1,03; 1,03 - 1,03; 1,03; 1,03.

8. CONCLUSÃO

Os resultados do artigo mostram a eficácia do controle Volt-Var utilizando o método de compensação ideal para a alocação de capacitores em rede de distribuição desequilibrada. O método de compensação ideal compensa a potência reativa e a potência de desequilíbrio. Após o MCI, as perdas elétricas na rede são minimizadas e as tensões reguladas dentro da faixa permitida. A corrente do neutro devido ao desequilíbrio das cargas é compensada. O estudo é útil para as concessionárias de energia elétrica no controle otimizado Volt-Var em redes de distribuição desequilibradas de média tensão.

REFERÊNCIAS

- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica – PRODIST, módulo 8. (2021). Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf, Acesso em: Mai. 2023.
- CCEE – Centro de Comercialização de Energia Elétrica. (2022). Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>, Acesso em: Set. 2022.
- Dominguez, O. D. M. (2015). Modelo matemático para o controle ótimo de volt/var em sistemas de distribuição de energia elétrica trifásicos. *Dissertação de mestrado*, Unesp, p. 91.
- Emanuel, A. E. (1993). On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits with sinusoidal voltage and currents. *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 8 (3), p. 841–852.
- IEEE STD 1459-2010. (2010). IEEE Stander Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions. *IEEE*, p. 1-40.
- Lee, S. e Wu, C. (1993). On-line Reactive Power Compensation Schemes for Unbalanced three Phase Four Wire Distribution Feeders. *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 8 (4), p. 1958–1965.
- Mondal, S. e De, M. (2021). Optimal Capacitor Placement for Unbalanced Distribution System using Graph Theory. *IETE Journal of Research*, p. 1-8.
- Murty, V. V. S. N. e Kumar, A. (2014). Reactive Power Compensation in UBRDS Based on Loss Sensitivity Approach. In *6th IEEE Power India International Conference (PIICON)*, p. 1-5. Delhi.
- Pereira, G. M. S. (2015). Alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão em redes elétricas inteligentes desbalanceadas. *Dissertação de mestrado*, UFPR, p. 164.
- Pizzali, L. F. O. (2003). Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios. *Dissertação de mestrado*, Unesp, p. 106.
- Roberta, R. B.; Daniel, P. B.; Eduarda, D.; Juliano, A. S. e Lucas, M.C. (2020). Estratégia de Controle Volt/Var para Redes de Distribuição Inteligentes. In *CBA 2020*, vol. 2 (1), p. 1-8.
- Semensato, M. (2018). Alocação de capacitores em redes de distribuição desequilibradas para minimizar as perdas de energia elétrica e o desequilíbrio. *Tese de doutorado*, Unesp, p. 136
- Semensato, M. (2019). Application of the Ideal Compensation Method in Unbalanced Distribution Network Considering Harmonics. In *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, p. 1-6. Gramado.
- Semensato, M. (2020). Análise das Potências Elétricas em Sistemas Trifásicos Desequilibrados e Compensação da Potência Não Ativa. In *CBA 2020*, vol. 2 (1), p. 1-8.
- Singh, S.P. e Rao, A.R. (2012). Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 43, p. 1267-1275.
- Sousa, M. C. (2015). Alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição radiais usando Busca Dispersa. *Dissertação de mestrado*, Unesp, p. 103.
- Szuovovivski, I.; Fernandes, T.S.P.; Aoki, A. R. (2012) Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using Genetic Algorithms and Optimal Power Flow. *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 40, p. 62-69.