

**UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

MARCELO SEMENSATO

**ALOCÇÃO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DESEQUILIBRADAS PARA MINIMIZAR AS PERDAS DE ENERGIA
ELÉTRICA E O DESEQUILÍBRIO**

Ilha Solteira

2018

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

MARCELO SEMENSATO

**ALOCAÇÃO DE CAPACITORES EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO
DESEQUILIBRADAS PARA MINIMIZAR AS PERDAS DE ENERGIA
ELÉTRICA E O DESEQUILÍBRIO**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do
Campus de Ilha Solteira – UNESP como parte dos
requisitos para a obtenção do título de Doutor em
Engenharia Elétrica. Área de Conhecimento:
Automação.

Orientador:

Prof. Dr. Antonio Padilha Feltrin

Ilha Solteira

2018

FICHA CATALOGRÁFICA

Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

S471a Semensato, Marcelo.
Alocação de capacitores em redes de distribuição desequilibradas para minimizar as perdas de energia elétrica e o desequilíbrio / Marcelo Semensato.
-- Ilha Solteira: [s.n.], 26/11/2018
137 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2018

Orientador: Antonio Padilha Feltrin
Inclui bibliografia

1. Alocação de capacitores em redes de distribuição. 2. Compensação do desequilíbrio em redes de distribuição. 3. Teoria da potência efetiva. 4. Redução das perdas elétricas em redes de distribuição. 5. Compensação das correntes do condutor neutro. 6. Componentes harmônicas em redes de distribuição.



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Alocação de capacitores em redes de distribuição desequilibradas para minimizar as perdas de energia elétrica e o desequilíbrio

AUTOR: MARCELO SEMENSATO

ORIENTADOR: ANTONIO PADILHA FELTRIN

Aprovado como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: Automação pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. ANTONIO PADILHA FELTRIN
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. PERCIVAL BUENO DE ARAÚJO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. JOSE ROBERTO SANCHES MANTOVANI
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Consultor DALGERTI LELIS MILANESE
EXPERTEC / Serviços e Desenvolvimento Tecnológico Ltda.

Prof. Dr. JOSE CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP

Ilha Solteira, 26 de novembro de 2018

DEDICO

*Ao meu pai **João** e minha mãe **Sueli** pelo amor, carinho, compreensão e por sempre ter me apoiado nos estudos. Esta conquista também é deles.*

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais minha eterna gratidão.

A minha namorada Daniela pela paciência e amor.

A meus irmãos, Mateus e Maurício, e meus sobrinhos Rafael e Pedro pelas alegrias diárias.

Ao meu orientador Antonio Padilha Feltrin pela oportunidade, orientação precisa e confiança em mim.

Ao IFG - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – pela licença concedida, sem esse afastamento seria impraticável a conclusão do doutorado. Obrigado por contribuir na minha formação.

Agradeço a UNESP por toda a base dada para a elaboração deste trabalho.

Aos amigos do LaPSEE – Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – pelas muitas horas de trabalho, amizade e descontração.

A comunidade peruana do LaPSEE pela troca de cultura e amizade.

Aos meus amigos docentes do IFG campus Jataí pelo companheirismo.

Ao meu amigo do LaPSEE Joel Villavicencio pelas dicas para aprimorar o trabalho.

RESUMO

As redes elétricas de distribuição em sua maioria apresentam cargas elétricas desequilibradas. Por isso é necessário estudar as potências envolvidas em sistemas trifásicos desequilibrados e a compensação das mesmas. O desequilíbrio aumenta as perdas elétricas e diminui o fator de potência da rede elétrica. Esse trabalho propõe a compensação da potência reativa e do desequilíbrio na rede com a finalidade da diminuição das perdas elétricas e a compensação das componentes de sequência desequilibradas da corrente. A utilização da teoria da potência efetiva em sistemas desequilibrados permite calcular as potências reativas e de desequilíbrio, sendo estas as potências compensadas no método proposto. A teoria da potência efetiva mede a eficiência dos métodos testados. Os objetivos da compensação do desequilíbrio são reduzir as perdas elétricas no neutro e o fator de desequilíbrio da tensão, além da potência de desequilíbrio na rede, potência exclusiva do desequilíbrio e que não realiza trabalho. O método proposto para compensação do desequilíbrio e dos reativos na rede de distribuição a quatro fios consiste na alocação de capacitores em delta ou estrela nas barras trifásicas. O método proposto é comparado com dois métodos existentes na literatura. A comparação entre os métodos permite constatar que o método proposto é mais eficiente na redução do desequilíbrio conjuntamente com a compensação das perdas elétricas. Quanto maior é o desequilíbrio da rede elétrica maior é a vantagem da compensação pelo método proposto, tornando a rede mais equilibrada e reduzindo as perdas elétricas. O algoritmo genético Chu-Beasley é utilizado para a otimização da alocação dos capacitores nas barras da rede de acordo com o método proposto. O algoritmo é uma meta-heurística elitista em que um único indivíduo é substituído na geração e a população é preservada para a próxima geração. O algoritmo genético Chu-Beasley é aplicado em duas redes de distribuição de média tensão, a IEEE-13 barras e a IEEE-34 barras.

Palavras-chave: Alocação de capacitores. Compensação dos reativos. Compensação do desequilíbrio. Fator de potência efetivo. Potência de desequilíbrio. Componentes harmônicas.

ABSTRACT

Distribution electrical networks mostly have unbalanced electrical loads. Therefore it is necessary to study the powers involved in unbalanced three-phase systems and their compensation. The unbalance increases the power losses and decreases the power factor of the electrical network. This work proposes the compensation of the reactive power and the unbalance in the network with the purpose of reducing the power losses and the compensation of the unbalanced sequence components of the current. The use of the effective power theory in unbalanced systems allows to calculate the reactive and unbalanced power, these being the powers compensated in the proposed method. Effective power theory measures the efficiency of the methods tested. The objectives of the unbalance compensation are to reduce the power losses in the neutral and the unbalance factor of the voltage, besides the unbalanced power in the network, exclusive power of the unbalance and that do not realize work. The proposed method for unbalance and reactive compensation in the four-wire distribution network consists of the allocation of delta or wye-connected capacitors to the three-phase bus. The proposed method is compared with two methods in the literature. The comparison between the methods allows to verify that the proposed method is more efficient in reducing the unbalance together with the compensation of the power losses. The greater the unbalance in power network, the greater the advantage of the compensation by the proposed method, making the network more balanced and reducing the power losses. The Chu-Beasley genetic algorithm is used to optimize the capacitors allocation in the bus according to the proposed method. The algorithm is an elitist meta-heuristic in which a single individual is replaced in generation and the population is preserved for the next generation. The Chu-Beasley genetic algorithm is applied to two medium-voltage distribution networks, the IEEE-13 bus and the IEEE-34 bus.

Keywords: Capacitors allocation. Reactive compensation. Unbalance compensation. Effective power factor. Unbalance power. Harmonic components.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo da rede elétrica para dois nós.....	25
Figura 2 - Componentes da rede vistos pela fonte de corrente.....	30
Figura 3 - Circuito trifásico desbalanceado.....	33
Figura 4 - Circuito equilibrado	34
Figura 5 - Carga trifásica ligada em estrela.....	35
Figura 6 - Circuito trifásico simétrico e desequilibrado	40
Figura 7 - Circuito trifásico resistivo	41
Figura 8 - Compensador estático	44
Figura 9 - Condutância G entre duas fases.....	45
Figura 10 - Circuito compensado	45
Figura 11 - Carga trifásica desequilibrada	46
Figura 12 - Compensação em estrela com neutro.....	48
Figura 13 - Compensação em delta.....	50
Figura 14 - Carga desequilibrada ligada em delta	53
Figura 15 - Compensador em delta.....	54
Figura 16 - Carga desequilibrada ligada em estrela com neutro	55
Figura 17 - Compensador ligado em estrela com neutro	55
Figura 18 - Compensador em delta.....	56
Figura 19 - Correção do fator de potência por fase	57
Figura 20 - Sobretensão na carga.....	58
Figura 21 – Compensador conectado em estrela com neutro.....	59
Figura 22 - Etapas do AGCB.....	69
Figura 23 - Codificação da solução	70
Figura 24 – Recombinação de um único ponto	72
Figura 25 - Mutação.....	73
Figura 26 - Melhoria Local	73
Figura 27 - Valores nominais dos capacitores.....	74
Figura 28 - Sistema de distribuição radial IEEE 13 barras	76
Figura 29 - Sistema de distribuição radial IEEE 34 barras	77
Figura 30 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	81
Figura 31 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto).....	81
Figura 32 - Tensão na fase pelo método por fase (Fase).....	82

Figura 33 - Tensão nas fases pelo método de banco (Banco)	82
Figura 34 - Tensão no neutro.....	83
Figura 35 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	84
Figura 36 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto).....	85
Figura 37 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase).....	85
Figura 38 - Tensão nas fases pelo método de banco (Banco)	86
Figura 39 - Tensão no neutro.....	86
Figura 40 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	88
Figura 41 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto).....	88
Figura 42 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase).....	89
Figura 43 - Tensão nas fases pelo método de banco (Banco)	89
Figura 44 - Tensão no condutor neutro	90
Figura 45 - Tensão de fases antes da alocação (Antes).....	91
Figura 46 - Tensão de fases pelo método proposto (Proposto)	92
Figura 47 - Tensão de fases pelo método por fase (Fase)	92
Figura 48 - Tensão de fases pelo método de banco (Banco).....	93
Figura 49 - Tensão no condutor neutro	93
Figura 50 - Tensão de fases antes da alocação (Antes).....	95
Figura 51 - Tensão de fases pelo método proposto (Proposto)	95
Figura 52 - Tensão de fases pelo método por fase (Fase)	96
Figura 53 - Tensão de fases pelo método de banco (Banco).....	96
Figura 54 - Tensão no neutro.....	97
Figura 55 - Tensão de fases antes da alocação (Antes).....	98
Figura 56 - Tensão de fases pelo método proposto (Proposto)	99
Figura 57 - Tensão de fases pelo método por fase (Fase)	99
Figura 58 - Tensão de fases pelo método de banco (Banco).....	100
Figura 59 - Tensão no neutro.....	100
Figura 60 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	102
Figura 61 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto).....	103
Figura 62 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase).....	103
Figura 63 - Tensão no condutor neutro	104
Figura 64 - Corrente no neutro	104
Figura 65 – Fator de desequilíbrio	105
Figura 66 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	107

Figura 67 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto).....	107
Figura 68 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase).....	108
Figura 69 - Tensão no neutro.....	108
Figura 70 - Corrente no neutro	109
Figura 71 – Fator de desequilíbrio	110
Figura 72 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	112
Figura 73 - Tensão nas fases pelo método proposto (<i>c/DHTV</i>).....	112
Figura 74 - Tensão nas fases pelo método proposto (<i>s/DHTV</i>).....	113
Figura 75 - Tensão no neutro antes da alocação (Antes)	113
Figura 76 - Tensão no neutro pelo método proposto (<i>c/DHTV</i>)	114
Figura 77 - Tensão no neutro pelo método proposto (<i>s/DHTV</i>)	114
Figura 78 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)	116
Figura 79 - Tensão nas fases pelo método proposto (<i>c/DHTV</i>).....	116
Figura 80 - Tensão nas fases pelo método proposto (<i>s/DHTV</i>).....	117
Figura 81 - Tensão no neutro antes da alocação (Antes)	117
Figura 82 - Tensão no neutro pelo método proposto (<i>c/DHTV</i>)	118
Figura 83 - Tensão no neutro pelo método proposto (<i>s/DHTV</i>)	118

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores das potências aparentes e fatores de potência	40
Tabela 2 - Níveis de tensões	62
Tabela 3 - Valores nominais dos capacitores	67
Tabela 4 - Harmônicas do parque solar.....	79
Tabela 5 - Comparação entre os métodos (Caso 1)	83
Tabela 6 – Comparação entre os métodos (Caso 2).....	87
Tabela 7 - Comparação entre os métodos (Caso 1)	90
Tabela 8 - Comparação entre os métodos (Caso 2)	94
Tabela 9 - Comparação entre os métodos (Caso 3)	97
Tabela 10 - Comparação entre os métodos (Caso 4)	101
Tabela 11 - Comparação entre os métodos factíveis (Caso 5)	105
Tabela 12 - Comparação entre os dois métodos factíveis (Caso 6).....	110
Tabela 13 - Comparação entre o método proposto e o caso base (Caso 1).....	115
Tabela 14 - Comparação entre o método proposto e o caso base (Caso 2).....	119
Tabela 15 - Cargas elétricas da rede IEEE 13 barras.....	128
Tabela 16 - Impedâncias da rede IEEE 13 barras (parte I)	129
Tabela 17 - Impedâncias da rede IEEE 13 barras (parte II)	129
Tabela 18 - Cargas elétricas da rede IEEE 34 barras.....	130
Tabela 19 - Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte I)	131
Tabela 20 - Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte II)	132
Tabela 21 - Solução para o cenário 1 (rede IEEE 13 barras)	134
Tabela 22 - Solução para o cenário 1 (rede IEEE 34 barras)	135
Tabela 23 - Solução para o cenário 2 (rede IEEE 34 barras)	136

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVO	17
1.2	CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO	17
1.3	ESTRUTURA DA TESE	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	19
2.1	DESEQUILÍBRIO EM SISTEMAS ELÉTRICOS	19
2.2	COMPENSAÇÃO DE CARGAS DESBALANCEADAS ISOLADAS	21
2.3	COMPENSADORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA.....	22
3	FLUXO DE POTÊNCIA MODELADO A QUATRO FIOS E O TERRA	25
3.1	CÁLCULO DAS CORRENTES NOS NÓS.....	26
3.2	BACKWARD	26
3.3	FORWARD	27
3.4	FLUXO DE POTÊNCIA COM COMPONENTES HARMÔNICAS	27
3.4.1	Ressonância Harmônica.....	29
4	TEORIA DA POTÊNCIA EFETIVA PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS DESEQUILIBRADOS E/OU NÃO SENOIDAIS	31
4.1	POTÊNCIA APARENTE ARITMÉTICA (VA).....	33
4.2	POTÊNCIA APARENTE VETORIAL (VA)	33
4.3	POTÊNCIA APARENTE EFETIVA (VA).....	34
4.4	ESTUDO DAS POTÊNCIAS EM SISTEMA TRIFÁSICO SIMÉTRICO E DESEQUILIBRADO	36
4.5	RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA TEORIA DA POTÊNCIA EFETIVA	40
4.6	POTÊNCIAS EM SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO E NÃO SENOIDAL	41
5	COMPENSAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO E DOS REATIVOS.....	43
5.1	MÉTODO DA COMPENSAÇÃO IDEAL	44

5.2	CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO DA CARGA DESEQUILIBRADA LIGADA EM ESTRELA COM NEUTRO (COMPONENTE DE SEQUÊNCIA ZERO)	47
5.3	CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO DA CARGA DESEQUILIBRADA LIGADA EM ESTRELA COM NEUTRO (COMPONENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA)	50
5.4	RESULTADOS DA COMPENSAÇÃO EM CARGAS ELÉTRICAS DESEQUILIBRADAS	52
5.4.1	Compensação da carga desequilibrada ligada em delta	53
5.4.2	Compensação da componente de sequência zero e dos reativos da carga desequilibrada ligada em estrela com neutro	54
5.4.3	Compensação da componente de sequência negativa e dos reativos da carga desequilibrada ligada em estrela com neutro	56
5.4.4	Correção do fator de potência por fase	57
5.4.5	Sobretensão na carga desequilibrada	57
6	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA	60
6.1	FUNÇÃO OBJETIVO.....	60
6.2	RESTRIÇÃO DA TENSÃO ELÉTRICA	62
6.3	RESTRIÇÃO DO FATOR DE DESEQUILÍBRIO	62
6.4	RESTRIÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA	63
6.5	RESTRIÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL.....	63
6.6	RESTRIÇÃO DA CORRENTE NO CAPACITOR	64
6.7	RESTRIÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO	64
6.8	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	65
6.9	FATOR DE CARGA E FATOR DE PERDAS	65
6.10	CAPACITORES FIXOS	66
6.11	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	67
6.12	APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO CHU-BEASLEY	67
6.12.1	Codificação	70
6.12.2	População inicial.....	70

6.12.3	Seleção.....	71
6.12.4	Recombinação.....	71
6.12.5	Mutação	72
6.12.6	Melhoria local.....	73
7	RESULTADOS.....	75
7.1	CENÁRIO 1.....	80
7.1.1	Rede IEEE 13 barras.....	80
7.1.2	Rede IEEE 34 barras.....	87
7.2	CENÁRIO 2.....	111
8	CONCLUSÕES	120
9	TRABALHOS FUTUROS	122
	REFERÊNCIAS	123
	ANEXO A	128
	ANEXO B	130
	ANEXO C	134

1 INTRODUÇÃO

No sistema de energia elétrica simétrico e equilibrado as correntes são iguais nas três fases, em módulo. Nesse caso ideal, a corrente elétrica no neutro é nula e a tensão elétrica é a mesma ao longo do condutor neutro, considerada zero Volts, igual à tensão de referência da fonte. Mas em sistemas reais, prevalece o desequilíbrio de cargas elétricas. Este desequilíbrio nas fases é causado predominantemente pelas cargas monofásicas existentes no circuito que são de potências diferentes entre si (GARCIA, 2007).

O desequilíbrio também acontece quando as linhas não são transpostas, ocasionando linhas com diferentes impedâncias mútuas. Considerando a pouca influência das mútuas no desequilíbrio, o desequilíbrio da rede elétrica é causado pelas componentes de sequência negativa e zero da corrente da carga elétrica desbalanceada. As componentes de sequência negativa da corrente na rede elétrica causam perdas elétricas nas linhas e tensão inversa nas barras trifásicas. As componentes de sequência zero da corrente causam perdas elétricas nos condutores da rede elétrica, principalmente, no condutor neutro, onde se somam.

O desequilíbrio de corrente nas fases do sistema trifásico pode provocar perdas elétricas excessivas e tensões elétricas no condutor do neutro. Nestes sistemas, as tensões entre fase e neutro são menores em relação ao sistema equilibrado.

O desequilíbrio de tensão nos barramentos pode provocar aquecimento excessivo em cargas trifásicas como os motores elétricos trifásicos que geram campos girante de sentido contrário devido a componente de sequência negativa.

A norma IEEE 1459-2010 (IEEE STD 1459-2010, 2010) quantifica as potências elétricas nos sistemas elétricos equilibrados, desequilibrados e com componentes harmônicas. A norma apresenta três métodos para o cálculo da potência aparente: o cálculo da potência aritmética, da potência vetorial e da potência efetiva. Em sistemas trifásicos equilibrados os três métodos apresentam o mesmo resultado, mas em sistemas trifásicos desequilibrados e/ou com componentes harmônicas os resultados se diferem. Em sistemas equilibrados é empregado o cálculo da potência vetorial ou o cálculo aritmético, os quais não são corretos na aplicação em sistemas desequilibrados e/ou com componentes harmônicas.

As potências elétricas em sistemas trifásicos desequilibrados e/ou com componentes harmônicas são calculadas pela teoria da potência efetiva (EMANUEL, 2010), incorporada na norma IEEE 1459-2010, apresentando valores reais das grandezas elétricas.

A potência aparente efetiva pode ser desmembrada em três potências: a potência ativa, a potência reativa e a potência de desequilíbrio. A potência de desequilíbrio, originada pelo desequilíbrio do sistema, não realiza trabalho assim como a potência reativa. Embora a potência de desequilíbrio tenha valor médio não nulo por fase, esta potência é trocada entre as fases do sistema (EMANUEL, 1993).

O objetivo deste trabalho é a compensação da potência reativa e da potência de desequilíbrio, ou seja, a compensação dos reativos e do desequilíbrio na rede elétrica de distribuição. A compensação do desequilíbrio, além da redução das perdas, consiste na compensação da corrente no neutro e das tensões de sequência negativa nas barras trifásicas da rede elétrica. As compensações das tensões e correntes desequilibradas devem ser analisadas separadamente, pois em redes elétricas, como as simuladas no trabalho, as tensões desequilibradas são pequenas, mas as correntes desequilibradas não são.

Para uma efetiva compensação dos reativos e do desequilíbrio em redes de distribuição desequilibradas de média tensão (MV) a proposta do trabalho é a alocação de capacitores em barras trifásicas, ligados em delta ou estrela. As redes são desequilibradas devido as cargas elétricas desequilibradas e as linhas sem transposição. As correntes de sequência zero existirão nos sistemas desequilibrados devido à presença do condutor neutro. O tipo de conexão e o valor nominal dos capacitores alocados nas barras trifásicas das redes de distribuição de MV seguem o mesmo princípio do método de compensação ideal definido para cargas isoladas (GYUGYI; OTTO; PUTMAN, 1978; LEE; WU, 1993).

A compensação ideal de uma carga elétrica trifásica desequilibrada alimentada por uma fonte simétrica pode ser feita através da conexão de capacitores e/ou indutores em paralelo à carga para compensar os reativos e o desequilíbrio. A compensação da carga resulta em um sistema equilibrado com fator de potência unitário, vista pela fonte.

A análise do neutro é essencial para redes desequilibradas. Uma alocação de capacitores sem essa análise pode não reduzir as perdas elétricas excessivas no neutro.

No trabalho (OCHOA et al., 2005) foi simulada a rede IEEE 34 barras expandida a quatro fios, representando as fases, o condutor neutro e o terra. A rede IEEE 34 barras obtida pela redução de Kron, incorporando os efeitos do condutor neutro e do terra nas fases do sistema, apresenta perdas elétricas diferentes do sistema original não reduzido. Por isso é importante a representação do condutor neutro e do terra em redes desequilibradas.

O condutor neutro em média tensão está presente em vários países como EUA, Itália, Suíça, Inglaterra, França, Espanha, Portugal e Holanda (CIRIC; PADILHA; OCHOA, 2003). Embora a topologia das redes desequilibradas testadas apresente o condutor neutro, o método

de compensação ideal pode ser aplicado em redes desequilibradas sem o condutor neutro como a rede elétrica brasileira. A alocação de capacitores pelo método da compensação ideal compensa as perdas elétricas e os desequilíbrios devido as correntes de sequência negativa nestas redes com cargas em delta.

São simulados dois cenários neste trabalho para redes de distribuição de MV a quatro fios. Um cenário sem a presença de componentes harmônicas e outro com baixa penetração de componentes harmônicas. Os resultados dos casos testados para cada cenário são otimizados por meta-heurística.

1.1 OBJETIVO

O objetivo é a compensação dos reativos e do desequilíbrio das redes elétricas de distribuição de MV para a redução das perdas elétricas nos condutores, incluindo o neutro, a melhoria do perfil de tensão nas fases, a compensação do fator de potência da rede e a redução da energia de desequilíbrio do sistema elétrico, calculada pela teoria da potência efetiva.

O fator de potência efetivo é calculado pela teoria da potência efetiva em sistemas desequilibrados, evitando erros na compensação da potência não ativa em redes elétricas.

A proposta do trabalho para a compensação dos reativos e do desequilíbrio na rede de MV é a alocação de capacitores em barras trifásicas, ligados em delta ou estrela, de acordo com o método da compensação ideal.

1.2 CONTRIBUIÇÃO DO TRABALHO

As principais contribuições são:

- Alocar capacitores para a compensação efetiva do desequilíbrio da rede de distribuição trifásica com condutor neutro. A compensação do desequilíbrio é a compensação das componentes de sequência negativa e zero da rede elétrica. A principal vantagem desta compensação é a redução das perdas elétricas na rede causadas por essas correntes.
- Reduzir as perdas elétricas no condutor neutro. Em sistemas trifásicos desequilibrados, a corrente do condutor neutro pode ser excessiva, aumentando as perdas e queda de tensão no condutor. Trabalhos existentes não consideram a análise e a compensação da corrente no condutor neutro pela alocação de capacitores. As redes elétricas podem

apresentar baixo desequilíbrio de tensão, mas não necessariamente baixo desequilíbrio de corrente.

- Compensar o fator de potência e a potência de desequilíbrio em sistemas de energia elétrica desequilibrados, sendo esses valores calculados pela teoria da potência efetiva (IEEE STD 1459-2010, 2010). Trabalhos que abordam a compensação do fator de potência em redes de distribuição desequilibradas não efetuam os cálculos das grandezas elétricas pela teoria da potência efetiva, definida em norma, podendo levar a erro na compensação. Nos trabalhos existentes não é compensada a potência de desequilíbrio pela alocação de capacitores.
- O fluxo de potência trifásico a quatro fios, com o condutor neutro e o terra, foi adaptado de (CIRIC; PADILHA; OCHOA, 2003) para obter uma melhor precisão nas correntes do neutro e do terra.
- A alocação de capacitores para a compensação dos reativos e desequilíbrio em redes elétricas com baixa penetração de componentes harmônicas. As componentes harmônicas impedem uma efetiva alocação de capacitores devido à sobretensão nas barras ou ressonâncias com a rede elétrica.

1.3 ESTRUTURA DA TESE

A tese é dividida em dez capítulos. O primeiro capítulo é uma introdução ao problema da compensação dos reativos e do desequilíbrio em redes de distribuição radial com cargas desequilibradas. O segundo capítulo é uma revisão bibliográfica dos trabalhos afins. O terceiro capítulo apresenta o fluxo de potência modelado a quatro fios que é utilizado para obter as grandezas elétricas da rede. O quarto capítulo faz uma explanação sobre os conceitos e cálculos da teoria da potência efetiva aplicada a sistemas trifásicos desequilibrados. O quinto capítulo discorre sobre o método de compensação ideal para cargas elétricas trifásicas desequilibradas conectadas em delta e estrela. O sexto capítulo é a formulação do problema, ou seja, a formulação matemática para a compensação dos reativos e do desequilíbrio em redes de distribuição de MV. São apresentadas duas redes de MV desequilibradas para os cenários e casos testados. O sétimo capítulo apresenta os resultados para os casos testados. São apresentadas duas redes de MV desequilibradas para os cenários testados. O oitavo é a conclusão do trabalho. O nono capítulo são trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos a partir desta tese.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada uma revisão da bibliografia que fornece a base para a construção da tese. São artigos que abordam a compensação dos reativos e/ou do desequilíbrio em redes de distribuição desequilibradas ou em carga desbalanceada isolada.

O método da compensação ideal é citado na literatura apenas para compensação de cargas desbalanceadas isoladas (subseção 2.2), não sendo aplicado este método, em trabalhos da literatura, para a compensação ideal em redes de distribuição desequilibradas de MV com a presença do condutor neutro (subseção 2.3). Portanto, os trabalhos apresentam uma compensação efetiva dos reativos, mas não do desequilíbrio nas redes elétricas de MV pela alocação de capacitores.

Trabalhos da literatura não utilizam a teoria da potência efetiva (subseção 2.3), definida na norma IEEE 1459-2010, para os cálculos das grandezas elétricas em redes de distribuição desequilibradas.

Os trabalhos (subseção 2.3) se utilizam-se o método de compensação ideal para a compensação dos reativos e do desequilíbrio em redes de distribuição de MV e aplicam-se a teoria da potência efetiva para validar os resultados teriam resultados melhores e mais precisos na compensação das perdas elétricas, incluindo o condutor neutro, e na compensação do desequilíbrio de tensão nas barras trifásicas e corrente do neutro.

A revisão bibliográfica será dividida em três subseções, uma sobre o desequilíbrio em sistemas elétricos trifásicos, a segunda sobre a compensação de cargas isoladas e a terceira sobre a alocação de capacitores e outros dispositivos compensadores em redes elétricas de distribuição.

2.1 DESEQUILÍBRIO EM SISTEMAS ELÉTRICOS

Na definição da IEEE 1459-2010 (IEEE STD 1459-2010, 2010) são formuladas as potências elétricas e o fator de potência para sistemas trifásicos equilibrados, desequilibrados e sobre condições não-senoidais (componentes harmônicas). A norma IEEE define três potências aparentes para sistemas trifásicos: a aritmética, a vetorial e a efetiva. Ressalta-se que no caso de desequilíbrio, a potência efetiva é a teoria que deve ser utilizada para os cálculos das potências.

Em (EMANUEL, 1993) é analisado o desequilíbrio em sistemas trifásicos pelas potências instantâneas. Com base nos valores instantâneos são definidos os cálculos da tensão e corrente eficaz. O trabalho faz uma distinção física entre a potência ativa e reativa. Mostra que a potência reativa tem valor médio diferente de zero para sistemas desequilibrados, sendo este valor trocado entre as fases do sistema trifásico. Esta potência reativa trocada entre as fases é denominada de potência de desequilíbrio.

Em (CZARNECKI, 1989) a corrente de desequilíbrio por fase é calculada para uma carga trifásica. A corrente elétrica de desequilíbrio para cada fase é calculada subtraindo da corrente total a parcela da corrente referente à potência ativa e reativa. É obtida a carga de desequilíbrio do circuito trifásico para a compensação do desequilíbrio.

Em (CZARNECKI; HALEY, 2014) o autor conceitua a potência de desequilíbrio e o fator de potência em sistemas desequilibrados. Calcula-se a potência ativa, reativa e aparente e por fim obtém-se a potência de desequilíbrio. A potência de desequilíbrio é desmembrada em duas parcelas, a potência de sequência negativa e a de sequência zero.

Em (FRAISSAT, 2011) são apresentados diferentes cálculos para a potência elétrica em sistemas desequilibrados e com harmônicas. Apresenta algumas propostas para o cálculo das potências no domínio da frequência como as propostas de Budeanu, de Kimbark e de Shepherd e Zakikhani. Apresenta propostas também para o cálculo das potências elétricas no domínio do tempo como as propostas de Fryze, de Depenbrock e de Willems. O estudo utiliza-se das propostas do cálculo das potências no domínio do tempo para a compensação ativa do fator de potência e da distorção harmônica.

Em (SALMERÓN et al., 2007) as potências referidas pela norma IEEE 1459-2010 são abordadas e discutidas com exemplos práticos. Os exemplos mostram as diferenças de resultados nos cálculos para a potência aritmética, vetorial e efetiva.

Em (ARSENEAU et al., 1996) são definidas as potências elétricas em sistemas elétricos desequilibrados e não senoidais. São definidas a corrente eficaz, tensão eficaz, potência ativa eficaz, potência reativa eficaz, potência aparente eficaz e fator de potência eficaz. A potência aparente eficaz provoca as mesmas perdas elétricas nas linhas do que as calculadas diretamente pelas correntes desequilibradas.

Em (BALDA *et al.*, 1997) é analisada a corrente do neutro em sistemas de distribuição. Com as cargas desbalanceadas e o aumento de dispositivos eletrônicos que geram harmônicas a corrente do neutro pode chegar até 1,73 vezes a corrente de fase, causando ruídos, sobrecargas, altas distorções harmônicas no neutro e falhas no transformador. O trabalho analisa as

componentes harmônicas de corrente e tensão do neutro de um sistema de distribuição desbalanceado. O neutro é multi-aterrado.

Em (CHEN; YANG, 2001) cita-se que o efeito do neutro e do terra em muitas análises é incorporado às fases do sistema elétrico pela redução de Kron ou simplesmente negligenciado. Este procedimento pode levar a resultados incorretos, ou seja, não trazer segurança das instalações e seres humanos, assim como a análise das perdas e sobrecarga. O trabalho analisa um sistema de distribuição de energia elétrica a quatro fios com neutro multi-aterrado com o uso do *software* PSpice para simulação no domínio do tempo. Foi obtida no trabalho a tensão fase-neutro, a tensão neutro-terra e as correntes ao longo do condutor neutro.

Em (OCHOA et al., 2005) foi simulado um sistema de distribuição de média tensão a quatro fios, incluindo o condutor neutro, e o mesmo sistema foi reduzido (redução de Kron) a três fios. Os resultados obtidos mostram que as perdas elétricas no sistema reduzido foram muito maiores que no sistema original para simulação em cenários de desequilíbrios.

2.2 COMPENSAÇÃO DE CARGAS DESBALANCEADAS ISOLADAS

Em (KAZEMI; KOOCHI, 2007) é proposto um algoritmo para o controle do Static Var Compensator (SVC) por fase, que contém reator controlado a tiristores e banco de capacitores fixo, para a compensação de reativo e o balanceamento das fases. O algoritmo de balanceamento é proposto para a eliminação da corrente de sequência negativa já que a corrente de sequência zero é eliminada pela utilização de um transformador em delta junto à carga. São utilizados dois transdutores de potência para o cálculo das susceptâncias de compensação dos SVC's.

Em (ALSULAMI et al., 2014) são avaliadas diferentes compensações do desequilíbrio para uma carga elétrica utilizando o SVC, como a regulação de tensão somente para a sequência positiva, regulação de tensão somente para a sequência negativa e para ambas. A regulação mais dinâmica é a praticada para ambas, com melhores resultados, tendo o controle associados. A regulação somente para sequência positiva aumentou o grau de desequilíbrio, ou seja, uma elevação na tensão de sequência negativa.

Em (TORSENG, 1981) são avaliados dois compensadores controlados por tiristores, TCR e TSC. A utilização do TCR gera harmônicas indesejadas no sistema como a 3^a, 5^a e 7^a harmônicas. A melhor prática considerada é a utilização conjunta do TCR e TSC no barramento da carga. Esta prática gera baixa distorção harmônica e baixas perdas elétricas na rede elétrica.

Em (GARCIA, 2007) são analisados os métodos para o cálculo do grau de desequilíbrio das tensões elétricas e proposta uma análise sensitiva para avaliar a influência das tensões elétricas (módulo e ângulo das fases) no desequilíbrio. São propostas soluções analíticas para o desequilíbrio de tensão. Desenvolveu-se uma ferramenta computacional para o cálculo das correções.

Em (TEODORO, 2005) é comparada a compensação do desequilíbrio e reativos de cargas elétricas pela teoria da potência instantânea (Teoria PQ) e pelo método da compensação ideal. Os circuitos compensados foram simulados pelo software DASyLab 4.

Em (LEE; WU, 1993) são propostos compensadores passivos (capacitores e/ou indutores), ligados em delta ou estrela, para a compensação de reativos e do desequilíbrio para cargas de impedância constante (método da compensação ideal). O circuito delta compensa a sequência negativa da corrente e o circuito em estrela compensa a sequência zero da corrente, além de compensar a potência reativa. Simulações são realizadas demonstrando a compensação das cargas desequilibradas, obtendo um fator de potência unitário, visto da fonte.

Em (SAIED, 2013) o método de compensação ideal é estendido para compensar o desequilíbrio de cargas não lineares, sendo compensado o desequilíbrio na frequência fundamental e em duas componentes harmônicas (5^a e 7^a harmônicas). São apresentados casos testes comprovando a eficácia do método proposto comparado com o método de compensação ideal aplicado apenas para a frequência fundamental.

Em (JADHAV; KANETKAR; SAHOO, 2015) o método da compensação ideal é discutido para compensação de reativos e do desequilíbrio em cargas fixas e estendido para a aplicação em cargas variáveis pelo uso do STATCOM. Casos testes aplicando o STATCOM para a compensação de cargas variáveis são realizados, resultando em um fator de potência unitário.

2.3 COMPENSADORES EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE POTÊNCIA

Em (SUBRAHMANYAM, 2009) são utilizados dois algoritmos, um para a seleção das melhores barras para alocação dos capacitores e outro para obter os valores nominais dos capacitores instalados, com o objetivo de reduzir as perdas ativas de energia elétrica na rede e os custos dos capacitores (instalação e preço). Os algoritmos são testados em dois sistemas elétricos trifásicos desbalanceados a três fios. Os resultados das tensões nas barras e das perdas elétricas são apresentados.

Em (KIM; YOU, 1999) é utilizado um algoritmo genético para a melhor localização e dimensionamento dos capacitores instalados em sistemas de distribuição desequilibrados a três fios. O objetivo é atender as restrições do problema minimizando os custos das perdas de energia elétrica e os custos dos capacitores. A carga atendida pela rede é variável dentro de um dia, sendo avaliados todos os cenários. As tensões e perdas elétricas antes e depois da correção são apresentadas.

Em (CARPINELLI et al., 2005) são alocados capacitores monofásicos no sistema elétrico desequilibrado com a presença de cargas não lineares. O objetivo do trabalho é minimizar as perdas elétricas, os custos dos capacitores e os custos (perdas elétricas e equipamentos) causados pelas componentes harmônicas, atendendo às restrições como a faixas de valores especificadas das tensões nas barras e a máxima distorção harmônica. A técnica usada é uma estratégia simples de incremento dos capacitores instalados na rede. Os resultados e os valores dos capacitores por fase são apresentados.

Em (EAJAL; EL-HAWARY, 2010) é otimizada a localização e o tamanho de capacitores na rede elétrica trifásica de distribuição de 13 barras, desequilibrada e com componentes harmônicas. O objetivo do trabalho é minimizar o custo total das perdas elétricas na rede e dos capacitores instalados, atendendo às restrições operacionais como a distorção harmônica total de tensão. São simulados três cenários, dois cenários considerando a restrição da distorção harmônica e outro sem esta restrição.

Em (ABOU-GHAZALA, 2003) capacitores são alocados em uma rede distribuição de média tensão com presença de componentes harmônicos. A solução é otimizada por algoritmo genético para reduzir as perdas elétricas totais, atendendo vários níveis de carga em períodos especificados. A ressonância no sistema é evitada, obtendo uma distorção harmônica dentro dos limites especificados.

Em (SAMBAQUI, 2005) utilizam-se algoritmos de múltiplos critérios para estabelecer o melhor balanceamento da rede secundária de distribuição, baseado na troca de cargas entre as fases dos alimentadores. As incertezas das cargas são consideradas. Foi utilizado o *software* Equilibra para obter as soluções de balanceamento da rede de baixa tensão.

Em (TALEBI et al., 2005) são aplicados três métodos de alocação do SVC em sistema de distribuição desequilibrado. O objetivo é reduzir as perdas, os custos dos SVC's e aumentar a capacidade liberada de potência nas linhas de distribuição. No primeiro método são alocados os SVC's nas barras sem a necessidade de balanceamento das cargas. No segundo método são alocados os SVC's nas barras com desequilíbrio para o perfeito balanceamento das cargas elétricas. No terceiro método são alocados SVC's usando o algoritmo genético para o

balanceamento da rede. Neste último método utilizou-se apenas três SVC's, enquanto no segundo método utilizaram-se 15. O fator de desequilíbrio do terceiro método foi de 0,4 %, enquanto o segundo foi zero.

Em (MURTY; KUMAR, 2013) a alocação de capacitores por fase em sistema trifásico desequilibrado a três fios é realizada por meio do método "Index Vector". A finalidade é o aumento da tensão nas barras do sistema elétrico de potência. Foram simulados três carregamentos de carga, ou seja, para a carga leve, carga média e carga elevada. As tensões após a compensação atendem os valores desejados. As simulações mostram que quanto maior o desbalanceamento das cargas maiores são as perdas elétricas.

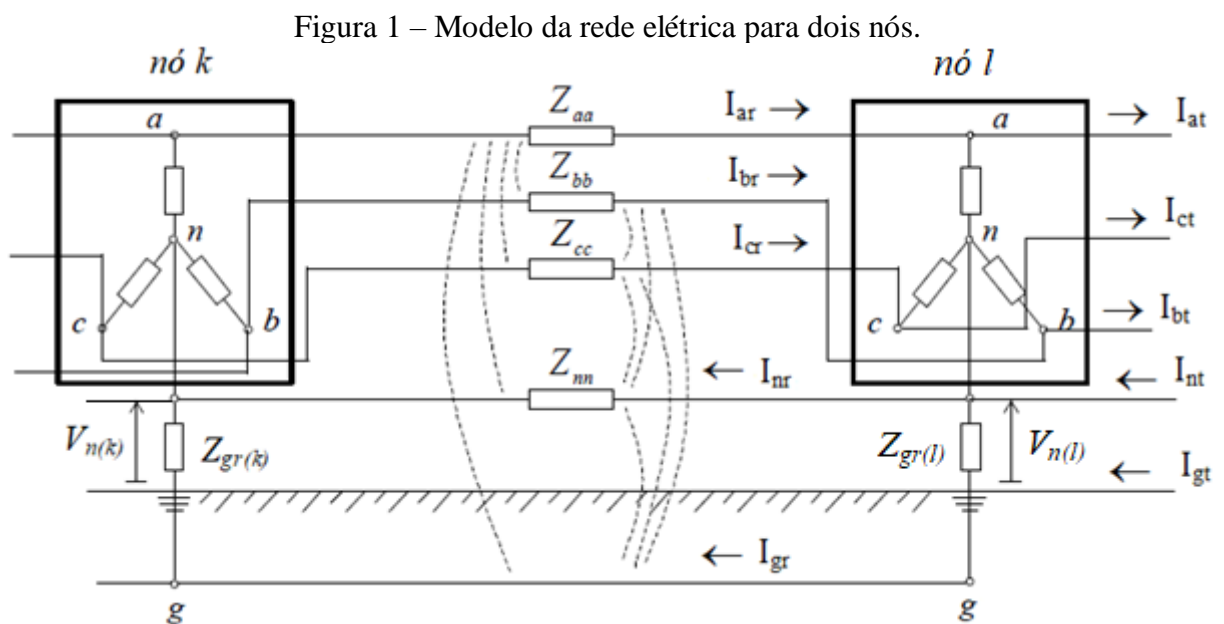
Em (SANTOS, 2015) são alocados capacitores monofásicos e bancos trifásicos para minimizar o desequilíbrio de tensão do sistema elétrico de potência desbalanceado a três fios. Utiliza-se um algoritmo genético para minimizar o grau de desequilíbrio, os custos dos capacitores e os valores de transgressão da tensão. O algoritmo satisfaz as restrições do problema que são os limites de tensão, o grau de desequilíbrio, os limites de corrente nos cabos e o tamanho dos capacitores alocados. São simulados casos com algumas disponibilidades de capacitores pela concessionária e com total disponibilidade de capacitores pela concessionária de energia elétrica. Os resultados obtidos reduzem o grau de desequilíbrio da tensão nas barras do sistema elétrico, ficando abaixo dos 2 % exigidos por norma (ANEEL, 2017).

Em (ARAUJO et al., 2018) são alocados capacitores para minimizar as perdas elétricas e controle da tensão em redes elétricas de distribuição desequilibradas. Os capacitores monofásicos podem ser ligados em fase e neutro ou em fase e fase; e os bancos em estrela ou delta. Todos os capacitores possuem valores iguais, assim sendo os bancos estrela e delta equilibrados. Os resultados são obtidos para redes trifásicas com cargas representadas pela curva de carga diária.

Em (PEREIRA; FERNANDES; AOKI, 2018) são alocados reguladores de tensão (RV) e banco de capacitores (BCs) em redes desequilibradas de MV (IEEE 34 barras e IEEE 123 barras) com o objetivo de minimizar as perdas elétricas nos condutores, o desvio em relação ao valor ideal do fator de potência na subestação, o desvio em relação ao valor ideal da tensão nas fases, minimizar o desequilíbrio de tensão entre as fases para as que ultrapassem o valor de desequilíbrio máximo adotado, minimizar o custo dos reguladores de tensão e dos bancos de capacitores. A otimização do problema é realizada com o algoritmo BPSO (*binary particle swarm optimization*).

3 FLUXO DE POTÊNCIA MODELADO A QUATRO FIOS E O TERRA

O fluxo de potência utilizado para o cálculo das grandezas elétricas nas redes de distribuição de MV a quatro fios é descrito em (PIZZALI, 2003). O fluxo de potência é calculado para redes elétricas trifásicas com a presença explícita dos condutores de retorno: neutro e terra. O fluxo de potência em (PIZZALI, 2003) foi modificado para o trabalho presente, o cálculo das correntes do neutro e do terra são refeitas de forma mais precisa para o modelo apresentado na Figura 1.



Fonte: Adaptada (PIZZALI, 2003)

O sistema elétrico apresentado é multi aterrado, ou seja, o neutro é aterrado em alguns pontos da rede. A impedância do condutor terra é incorporado na impedância de aterramento, sendo o terra considerado de potencial nulo.

O método iterativo *backward-forward* para resolver o fluxo de potência na rede de distribuição radial é descrito em três etapas:

- 1) Cálculo das correntes nos nós (barras)
- 2) *Backward*: Soma das correntes em todos ramos
- 3) *Forward*: Cálculo da tensão em todos os nós.

3.1 CÁLCULO DAS CORRENTES NOS NÓS

As correntes nas fases são a soma das correntes na carga do tipo potência constante, conectada em estrela, e das correntes nos capacitores, conectados em estrela. As correntes no neutro e no terra são calculadas pelo circuito divisor das correntes das fases. Os cálculos das correntes no nó l são:

$$\begin{bmatrix} I_{al} \\ I_{bl} \\ I_{cl} \\ I_{nl} \\ I_{gl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{al}/(V_{al} - V_{nl}) + jY_a(V_{al} - V_{nl}) \\ S_{bl}/(V_{bl} - V_{nl}) + jY_b(V_{bl} - V_{nl}) \\ S_{cl}/(V_{cl} - V_{nl}) + jY_c(V_{cl} - V_{nl}) \\ -(Z_{gr(l)}/(Z_{gr(l)} + Z_{eqn} + Z_{nn}))(I_{al} + I_{bl} + I_{cl}) \\ -((Z_{eqn} + Z_{nn})/(Z_{gr(l)} + Z_{eqn} + Z_{nn}))(I_{al} + I_{bl} + I_{cl}) \end{bmatrix} \quad (1)$$

$I_{al}, I_{bl}, I_{cl}, I_{nl}, I_{gl}$: Corrente da fase **a**, **b**, **c**, do neutro e do terra no nó l , respectivamente.

S_{al}, S_{bl}, S_{cl} : Potências da fase **a**, **b** e **c** da carga elétrica conectada em estrela no nó l , respectivamente.

$V_{al}, V_{bl}, V_{cl}, V_{nl}$: Tensão na fase **a**, **b**, **c** e do neutro no nó l , respectivamente.

Y_a, Y_b, Y_c : Admitância do capacitor monofásico na fase **a**, **b** e **c** no nó l , respectivamente.

$Z_{gr(l)}$: Impedância de aterramento no nó l .

Z_{nn} : Impedância no ramo entre o nó k e o nó l .

Z_{eqn} : Impedância equivalente vista do neutro no nó k .

3.2 BACKWARD

A etapa *backward* consiste na soma das correntes em todos os nós, começando dos nós finais em direção à subestação. A soma das correntes no nó l é:

$$\begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \\ I_{nr} \\ I_{gr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_{al} \\ I_{bl} \\ I_{cl} \\ I_{nl} \\ I_{gl} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{at} \\ I_{bt} \\ I_{ct} \\ (Z_{gr(l)}/(Z_{gr(l)} + Z_{eqn} + Z_{nn}))I_{nt} \\ I_{gt} + ((Z_{eqn} + Z_{nn})/(Z_{gr(l)} + Z_{eqn} + Z_{nn}))I_{nt} \end{bmatrix} \quad (2)$$

$I_{ar}, I_{br}, I_{cr}, I_{nr}, I_{gr}$: Correntes elétricas nos ramos entre o nó k e o nó l .

$I_{at}, I_{bt}, I_{ct}, I_{nt}, I_{gt}$: Soma das correntes dos nós anteriores (à montante) ao nó l , nas fases **a**, **b**, **c**, no neutro e terra, respectivamente.

3.3 FORWARD

A etapa *forward* consiste no cálculo das tensões elétricas nos nós da rede elétrica, começando da subestação em direção aos nós finais. O cálculo das tensões no nó l é:

$$\begin{bmatrix} V_{al} \\ V_{bl} \\ V_{cl} \\ V_{nl} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{ak} \\ V_{bk} \\ V_{ck} \\ V_{nk} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} & Z_{ag} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} & Z_{bg} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} & Z_{cn} & Z_{cg} \\ Z_{an} & Z_{bn} & Z_{cn} & Z_{nn} & Z_{ng} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \\ I_{nr} \\ I_{gr} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$V_{ak}, V_{bk}, V_{ck}, V_{nk}$: Tensão na fase **a**, **b**, **c** e do neutro no nó k , respectivamente.

$Z_{aa}, Z_{bb}, Z_{cc}, Z_{nn}$: Impedâncias próprias nos ramos ligados entre o nó k e o nó l .

$Z_{ab}, Z_{bc}, Z_{ac}, Z_{an}, Z_{ag}, Z_{bn}, Z_{bg}, Z_{cn}, Z_{cg}, Z_{ng}$: Impedâncias mútuas nos ramos ligados entre o nó k e o nó l .

O condutor neutro na subestação é solidamente aterrado e considerado potencial nulo. Se o condutor neutro não é aterrado em nenhum ponto da rede, o condutor neutro é chamado isolado e a corrente no condutor terra é nula ($I_{gr} = 0$).

O critério de convergência do fluxo de potência é a comparação entre as perdas elétricas na iteração atual com a iteração anterior. Caso essa diferença seja menor que a tolerância adotada, o fluxo convergiu.

3.4 FLUXO DE POTÊNCIA COM COMPONENTES HARMÔNICAS

Em redes de distribuição de energia elétrica podem existir cargas não lineares que são cargas que apresentam distorções na sua forma de onda senoidal da corrente. São chamadas não lineares pois a relação entre tensão de alimentação e corrente não é linear. São exemplos de cargas não lineares os inversores, os retificadores e os fornos a arco. Estas cargas injetam correntes harmônicas na rede elétrica podendo causar distorções de tensão nas barras e perdas elétricas excessivas na rede (PAMPLONA; SOUZA, 2004). A forma de onda distorcida da

corrente elétrica injetada pela carga não linear pode ser decomposta pela série de Fourier em componentes múltiplas da frequência da fundamental (ALVAREZ, 2016). A rede elétrica é modelada e o fluxo de potência calculado para cada componente harmônica e a fundamental. A tensão eficaz e a corrente eficaz são calculadas por (4) e (5), respectivamente.

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \quad (4)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (5)$$

A tensão V_h e a corrente elétrica I_h são os valores eficazes correspondentes à tensão e corrente naquela harmônica específica (h), respectivamente. Quando $h=1$ é caracterizada a componente fundamental.

A distorção harmônica total da tensão na barra é calculada por (6).

$$DHT_V = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} 100 \quad (6)$$

Sendo V_1 a tensão eficaz da componente fundamental.

As reatâncias das linhas elétricas são dependentes da frequência. Para uma determinada frequência, o cálculo da impedância de cada ramo da rede elétrica é dado por (7), desprezando-se o efeito pelicular.

$$Z_h = R + jhX_1 \quad (7)$$

Sendo R a resistência elétrica e X_1 a reatância indutiva para a frequência fundamental do ramo.

A admitância do capacitor shunt para cada componente harmônica é calculada por (8).

$$Y_h = hY_1 \quad (8)$$

Sendo Y_1 a admitância do capacitor na frequência fundamental.

No fluxo de potência com componentes harmônicas, a carga elétrica linear na componente fundamental é do tipo potência constante. Nas demais componentes harmônicas é modelada como impedância constante: resistência e reatância indutiva em paralelo. A admitância da carga é calculada por (9).

$$Y_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{hV_L^2} \quad (9)$$

Sendo P_L e Q_L a potência ativa e reativa especificada da carga elétrica na frequência fundamental, respectivamente, V_L a tensão da rede elétrica.

A carga elétrica não linear é modelada como fontes de correntes harmônicas. Cada componente harmônica da corrente elétrica representa uma fonte de corrente injetada na rede elétrica.

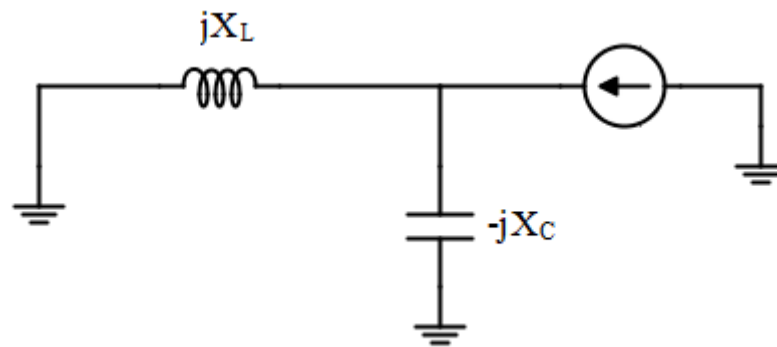
As componentes harmônicas de tensão na subestação são nulas, sendo a subestação uma fonte simétrica e senoidal apenas de componente fundamental. A subestação é o ponto de referência para todas as componentes harmônicas.

O fluxo de potência com componentes harmônicas é calculado pelo método de varredura (*backward-forward*) descrito neste capítulo, seguindo as especificações desta seção.

3.4.1 Ressonância harmônica

Um problema em redes de energia elétrica com componentes harmônicas é a ressonância harmônica entre os elementos indutivos da rede e os capacitores. Na ressonância, a impedância equivalente entre o elemento indutivo e o capacitor apresenta alta impedância quando vista pela fonte harmônica, como apresentado na Figura 2. A alta impedância para a fonte harmônica resulta em tensão elevada podendo queimar o capacitor shunt. Na Figura 2 é apresentada a reatância indutiva (X_L) igual a 1Ω e a reatância capacitiva (X_C) igual a 25Ω na frequência fundamental, sendo a impedância equivalente paralela igual a $1,04 \Omega$. Para a fonte de corrente de terceira harmônica a impedância equivalente entre as reatâncias em paralelo é $4,69 \Omega$. Para a fonte de corrente de quinta harmônica a impedância equivalente é infinita. Por isso há necessidade de prever ressonâncias na rede quando alocados capacitores.

Figura 2 - Componentes da rede vistos pela fonte de corrente



Fonte: Próprio Autor

4 TEORIA DA POTÊNCIA EFETIVA PARA SISTEMAS TRIFÁSICOS DESEQUILIBRADOS E/OU NÃO SENOIDAIS

Para sistemas trifásicos simétricos e equilibrados os cálculos e o conceito físico das potências elétricas são conhecidos (A potência reativa instantânea possui valor médio nulo, enquanto a potência ativa é calculada pelo valor médio da potência instantânea). Para sistemas trifásicos desequilibrados e/ou não senoidais existem opiniões divergentes sobre suas definições. Em (EMANUEL, 1998), a potência de desequilíbrio, calculada pelas componentes desequilibradas da corrente, para sistemas trifásicos simétricos e desequilibrados, apresenta valor médio diferente de zero, sendo esta potência média trocada entre as fases do sistema. Em (CZARNECKI, 1995) a potência de desequilíbrio é, em sistemas trifásicos simétricos e desequilibrados, a potência trocada entre as fases, sendo calculada pela subtração da potência total pela potência consumida pela carga. Em (MILANEZ, 1996) é utilizada a Teoria da Potência Complexa Instantânea, baseada nos vetores espaciais instantâneos, para o cálculo da potência complexa ativa instantânea, reativa instantânea, aparente instantânea e do fator de potência instantâneo. A fim de sanar essas dúvidas sobre o cálculo das potências em sistemas trifásicos, o IEEE elaborou uma norma das definições das potências para sistemas equilibrados, desequilibrados e/ou com componentes harmônicas, a IEEE Standard 1459-2010 (IEEE STD 1459-2010, 2010). Na norma, a seção que define a potência efetiva e o fator de potência efetivo para sistemas trifásicos desequilibrados e/ou não senoidais é obtida do trabalho de (EMANUEL, 2010). Esses conceitos apresentam uma ferramenta para medir a eficiência na utilização do sistema de energia elétrica.

Em sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, a tensão e a corrente elétrica, para uma fase, são apresentadas para o cálculo da potência elétrica:

$$v(t) = \sqrt{2}V\text{sen}(\omega t) \quad i(t) = \sqrt{2}I\text{sen}(\omega t - \theta) \quad (10)$$

Os valores V e I representam, respectivamente, a tensão eficaz em Volt e a corrente eficaz em Ampère.

A potência instantânea é calculada:

$$p(t) = v(t)i(t) = p_a(t) + p_r(t) \quad (11)$$

Sendo, $p_a(t)$ e $p_r(t)$, as potências ativa e reativa instantâneas, obtidas por:

$$\begin{aligned} p_a(t) &= VI \cos(\theta) [1 - \cos(2\omega t)] = P[1 - \cos(2\omega t)] \\ p_r(t) &= -VI \sin(\theta) \sin(2\omega t) = -Q \sin(2\omega t) \end{aligned} \quad (12)$$

A potência ativa (P) e reativa (Q) para uma fase, sendo a potência ativa e reativa trifásica multiplicadas por três, são:

$$P = VI \cos(\theta) \quad Q = VI \sin(\theta) \quad (13)$$

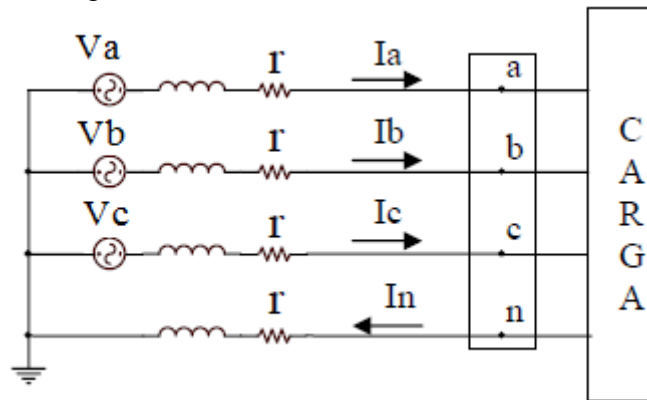
A potência ativa, P , é a potência que produz trabalho, em W , sendo o valor médio de $p(t)$. A potência reativa, Q , é a potência que não realiza trabalho, em VAR , trocada entre os armazenadores de energia, sendo seu valor médio nulo.

Embora o conceito físico da potência ativa e reativa esteja bem definido (a potência ativa realiza trabalho e a reativa não), o cálculo das potências para sistemas trifásicos desequilibrados e/ou não senoidais utilizando (13) não apresenta este conceito físico.

A norma IEEE 1459-2010 define três potências aparentes para sistemas trifásicos desequilibrados. A potência aparente aritmética, a potência aparente vetorial e a potência aparente efetiva. As três potências aparentes têm valores iguais para a aplicação em sistemas trifásicos simétricos e equilibrados, mas em sistemas desequilibrados apresentam valores diferentes. Em trabalhos como (CZARNECKI; HALEY, 2014) elucida-se que o fator de potência em sistemas trifásicos desequilibrados só apresenta valor verdadeiro se for calculado pela potência aparente efetiva. A própria norma recomenda que se utilize a potência aparente efetiva.

As três potências aparentes são apresentadas nas próximas seções. A Figura 3 serve de ilustração para a especificação das potências aparentes.

Figura 3 - Circuito trifásico desbalanceado



Fonte: (SALMERÓN et al., 2007)

4.1 POTÊNCIA APARENTE ARITMÉTICA (VA)

A potência aparente aritmética, S_A , é a soma das potências aparentes calculadas por fase:

$$S_A = V_a I_a + V_b I_b + V_c I_c = \sqrt{P_a^2 + Q_a^2} + \sqrt{P_b^2 + Q_b^2} + \sqrt{P_c^2 + Q_c^2} \quad (14)$$

O fator de potência aritmética (fp_A) é definido por:

$$fp_A = \frac{P_a + P_b + P_c}{S_A} \quad (15)$$

Sendo as potências ativas calculadas de acordo com (13).

4.2 POTÊNCIA APARENTE VETORIAL (VA)

A potência aparente vetorial, S_V , é a soma das potências complexas calculadas por fase:

$$S_V = \sqrt{(P_a + P_b + P_c)^2 + (Q_a + Q_b + Q_c)^2} \quad (16)$$

O fator de potência vetorial (fp_V) é definido por:

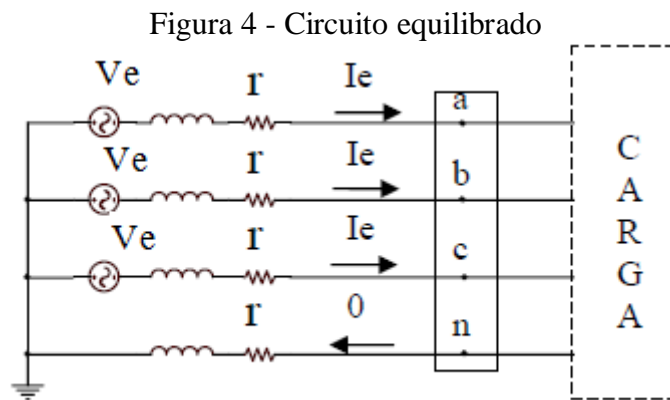
$$fp_V = \frac{P_a + P_b + P_c}{S_V} \quad (17)$$

Sendo as potências ativas calculadas de acordo com (13).

4.3 POTÊNCIA APARENTE EFETIVA (VA)

A potência aparente efetiva, S_e , é definida como a potência que é transmitida em condições ideais (sistema trifásico simétrico e equilibrado) com uma tensão equivalente V_e e corrente equivalente I_e obtendo o mesmo efeito na rede elétrica que as provocadas pela tensão e corrente originais da rede desequilibrada e/ou não senoidal.

A corrente equivalente do circuito equilibrado da Figura 4 deve provocar as mesmas perdas elétricas nas linhas do circuito da Figura 3.



Fonte: (SALMERÓN et al., 2007)

Considerando as perdas nas linhas, ΔP , iguais nos circuitos, tem-se:

$$\Delta P = r(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2) = 3rI_e^2 \quad (18)$$

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}} \quad (19)$$

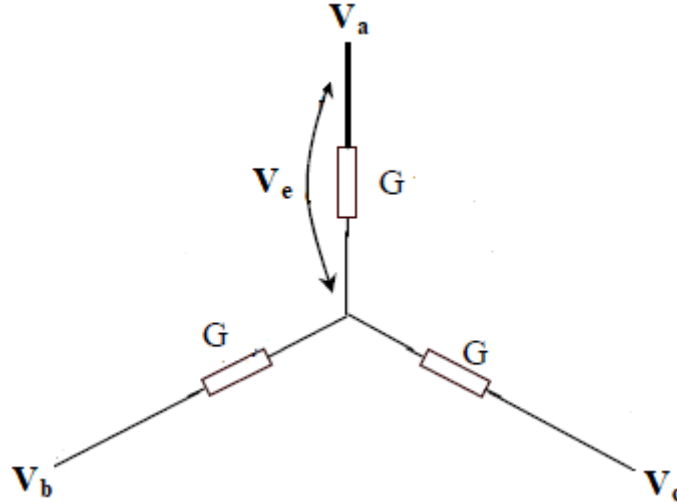
Se forem consideradas as tensões simétricas, de módulo V , a corrente equivalente é:

$$I_e = \frac{S_e}{3V} \quad (20)$$

Sendo S_e a potência aparente efetiva que está relacionada às perdas elétricas nas linhas.

A Figura 5 apresenta uma carga elétrica trifásica equilibrada ligada em estrela alimentada por tensões desequilibradas. A tensão equivalente, V_e , provoca o mesmo efeito na rede elétrica que as tensões desequilibradas V_a, V_b e V_c . A potência elétrica, P_c , na carga calculada pelas tensões desequilibradas deve ser igual ao cálculo da potência pela tensão equivalente, como segue:

Figura 5 - Carga trifásica ligada em estrela



Fonte: Adaptada (SALMERÓN et al., 2007)

$$P_c = GV_a^2 + GV_b^2 + GV_c^2 = 3GV_e^2 \quad (21)$$

$$V_e = \sqrt{\frac{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2}{3}} \quad (22)$$

A potência aparente efetiva para sistemas trifásicos desequilibrados e/ou não senoidais é dada por:

$$S_e = 3V_e I_e \quad (23)$$

O fator de potência efetivo é dado como a relação entre a potência ativa e a potência aparente efetiva.

$$fp_e = \frac{P}{S_e} \quad (24)$$

A potência ativa, P , é obtida pela soma das potências instantâneas em cada fase.

4.4 ESTUDO DAS POTÊNCIAS EM SISTEMA TRIFÁSICO SIMÉTRICO E DESEQUILIBRADO

Nesta seção são estudadas as potências instantâneas calculadas no circuito simétrico e desequilibrado da Figura 3, a fim de elucidar a teoria da potência efetiva (EMANUEL, 1993).

Sabendo-se que a frequência angular da rede é $\omega \text{ rad/s}$ e o período T segundos, as tensões são dadas em módulo e ângulo de fase:

$$V_a = V \angle 0^\circ \quad V_b = V \angle -120^\circ \quad V_c = V \angle 120^\circ \quad (25)$$

As correntes instantâneas por fase são apresentadas em forma das suas componentes simétricas de sequência positiva, negativa e zero:

$$\begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_a^+ & i_a^- & i_a^0 \\ i_b^+ & i_b^- & i_b^0 \\ i_c^+ & i_c^- & i_c^0 \end{bmatrix} \quad (26)$$

A potência instantânea fornecida pela fonte é:

$$p = [v_a \quad v_b \quad v_c] \begin{bmatrix} i_a^+ & i_a^- & i_a^0 \\ i_b^+ & i_b^- & i_b^0 \\ i_c^+ & i_c^- & i_c^0 \end{bmatrix} \quad (27)$$

As componentes de sequência das correntes na forma fasorial são dadas:

$$I^+ = I^+ \angle \theta^+ \quad I^- = I^- \angle \theta^- \quad I^0 = I^0 \angle \theta^0 \quad (28)$$

A potência instantânea produzida pela corrente de sequência positiva é obtida:

$$p^+ = v_a i_a^+ + v_b i_b^+ + v_c i_c^+ = p_a^+ + p_b^+ + p_c^+ \quad (29)$$

Sendo:

$$\begin{aligned}
 p_a^+ &= 2VI^+ \text{sen}(\omega t) \text{sen}(\omega t + \theta^+) = VI^+ \cos\theta^+ (1 - \cos 2\omega t) + VI^+ \text{sen}\theta^+ \text{sen} 2\omega t \\
 p_b^+ &= 2VI^+ (\text{sen}\omega t - 120^\circ) \text{sen}(\omega t + \theta^+ - 120^\circ) = \\
 &= VI^+ \cos\theta^+ [1 - \cos(2\omega t + 120^\circ)] + VI^+ \text{sen}\theta^+ \text{sen}(2\omega t + 120^\circ) \\
 p_c^+ &= 2VI^+ (\text{sen}\omega t + 120^\circ) \text{sen}(\omega t + \theta^+ + 120^\circ) = \\
 &= VI^+ \cos\theta^+ [1 - \cos(2\omega t - 120^\circ)] + VI^+ \text{sen}\theta^+ \text{sen}(2\omega t - 120^\circ)
 \end{aligned} \tag{30}$$

A potência ativa de sequência positiva (P^+) realiza trabalho, sendo igual à soma das potências instantâneas nas fases **a**, **b** e **c**:

$$P^+ = 3 VI^+ \cos\theta^+ \tag{31}$$

Em (30) a somatória das potências reativas instantâneas é igual à zero (segunda parcela), isto é, não realiza trabalho, mas a potência reativa provoca perdas nas linhas devido ao fluxo de reativos nas fases. O valor da potência reativa de sequência positiva é igual a:

$$Q^+ = 3 VI^+ \text{sen}\theta^+ \tag{32}$$

A potência instantânea produzida pela corrente de sequência negativa é calculada:

$$p^- = v_a i_a^- + v_b i_b^- + v_c i_c^- = p_a^- + p_b^- + p_c^- \tag{33}$$

Sendo:

$$\begin{aligned}
 p_a^- &= 2VI^- \text{sen}(\omega t) \text{sen}(\omega t + \theta^-) = VI^- [\cos\theta^- - \cos(2\omega t + \theta^-)] \\
 p_b^- &= 2VI^- \text{sen}(\omega t - 120^\circ) \text{sen}(\omega t + \theta^- + 120^\circ) = \\
 &= VI^- [\cos(\theta^- - 120^\circ) - \cos(2\omega t + \theta^-)] \\
 p_c^- &= 2VI^- \text{sen}(\omega t + 120^\circ) \text{sen}(\omega t + \theta^- - 120^\circ) = \\
 &= VI^- [\cos(\theta^- + 120^\circ) - \cos(2\omega t + \theta^-)]
 \end{aligned} \tag{34}$$

A soma das potências instantâneas em (34) é nula, sendo a soma sempre relacionada a um período ou múltiplos. A potência reativa instantânea de sequência negativa não realiza trabalho e é originada pelo desequilíbrio do sistema.

Verifica-se em (34) que as potências instantâneas reativas por fase têm valor médio diferente de zero, mas a somatória desses valores médios é nula:

$$VI^- \cos\theta^- + VI^- \cos(\theta^- - 120^\circ) + VI^- \cos(\theta^- + 120^\circ) = 0 \quad (35)$$

A potência reativa de sequência negativa é:

$$Q^- = 3VI^- \quad (36)$$

A potência instantânea provocada pela corrente de sequência zero é calculada:

$$p^0 = v_a i_a^0 + v_b i_b^0 + v_c i_c^0 = p_a^0 + p_b^0 + p_c^0 \quad (37)$$

Sendo:

$$\begin{aligned} p_a^0 &= 2VI^0 \text{sen}(\omega t) \text{sen}(\omega t + \theta^0) = VI^0 [\cos\theta^0 - \cos(2\omega t + \theta^0)] \\ p_b^0 &= 2VI^0 \text{sen}(\omega t - 120^\circ) \text{sen}(\omega t + \theta^0) = \\ &= VI^0 [\cos(\theta^0 + 120^\circ) - \cos(2\omega t + \theta^0 - 120^\circ)] \\ p_c^0 &= 2VI^0 \text{sen}(\omega t + 120^\circ) \text{sen}(\omega t + \theta^0) = \\ &= VI^0 [\cos(\theta^0 - 120^\circ) - \cos(2\omega t + \theta^0 + 120^\circ)] \end{aligned} \quad (38)$$

O somatório das potências instantâneas em (38) é nulo. A potência reativa instantânea de sequência zero não realiza trabalho e é originada pelo desequilíbrio do sistema.

As potências instantâneas por fase têm valor médio diferente de zero (primeira parcela), mas os somatórios dos valores médios são zero:

$$VI^0 \cos\theta^0 + VI^0 \cos(\theta^0 + 120^\circ) + VI^0 \cos(\theta^0 - 120^\circ) = 0 \quad (39)$$

A potência reativa de sequência zero é:

$$Q^0 = 3VI^0 \quad (40)$$

O total de perdas elétricas nas resistências (r) da linha é:

$$\Delta P = \frac{r}{3V^2} (P^{+2} + Q^{+2} + Q^{-2} + Q^{02}) \quad (41)$$

Tem-se que as perdas são provenientes da potência aparente efetiva, sendo esta dada por:

$$S_e^2 = P^{+2} + Q^{+2} + Q^{-2} + Q^{02} = P^2 + Q^2 + D^2 \quad (42)$$

Sendo a potência ativa $P = P^+$, a potência reativa $Q = Q^+$ e a potência de desequilíbrio (D) calculada por:

$$D = \sqrt{Q^{-2} + Q^{02}} \quad (43)$$

A potência de desequilíbrio é uma medida que está relacionada às perdas elétricas no sistema de energia, pois é puramente reativa, por isso compensá-la aumenta a eficiência do sistema elétrico, juntamente com a compensação do desequilíbrio.

Substituindo (31), (32), (36) e (40) em (42) tem-se a potência aparente efetiva:

$$S_e = 3VI_e \quad (44)$$

Sendo I_e igual a (19).

O fator de potência efetivo é calculado por:

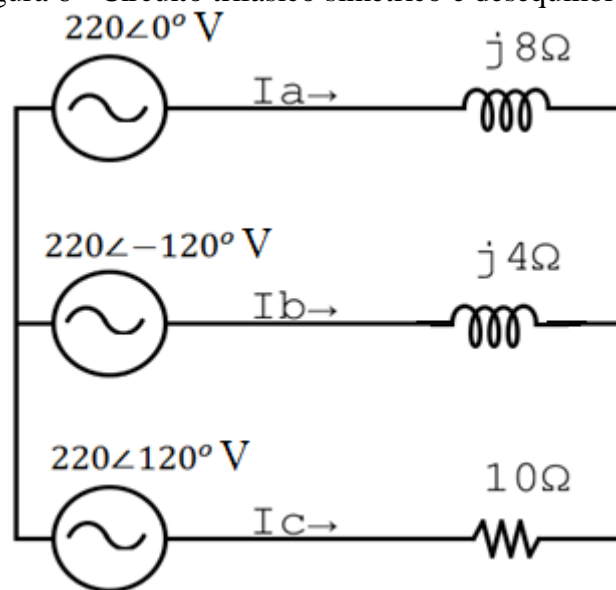
$$fp_e = \frac{P^+}{S_e} \quad (45)$$

4.5 RESULTADOS DA APLICAÇÃO DA TEORIA DA POTÊNCIA EFETIVA

Na Figura 6 é ilustrado um circuito trifásico simétrico e desequilibrado. São calculadas a potência aparente aritmética (14), a potência aparente vetorial (16), a potência aparente efetiva (44), o fator de potência aritmético (15), o fator de potência vetorial (17) e o fator de potência efetivo (45).

Na Tabela 1 são apresentados os resultados obtidos.

Figura 6 - Circuito trifásico simétrico e desequilibrado



Fonte: Próprio Autor

Tabela 1 - Valores das potências aparentes e fatores de potência

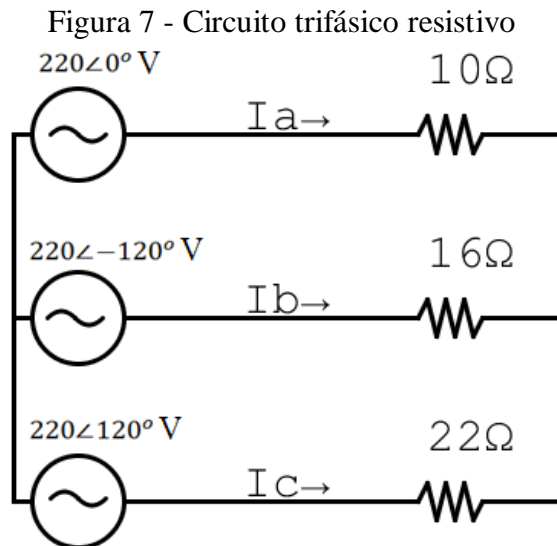
	Potência Aparente (VA)	Fator de potência
Aritmética	19736	0,53
Vetorial	18263	0,58
Efetiva	21003	0,50

Fonte: Próprio Autor

É possível observar na Tabela 1 a diferença dos resultados para cada método. A potência aparente efetiva tem o maior valor calculado e o menor fator de potência, $S_e > S_A > S_V$ e $fp_e < fp_A < fp_V$.

Verifica-se que a teoria da potência aritmética e vetorial produzem resultados incorretos quando aplicadas em sistemas trifásicos desequilibrados.

Na Figura 7 é apresentado um circuito trifásico desequilibrado puramente resistivo. A potência ativa fornecida pela fonte, calculada de acordo com a teoria da potência efetiva, em (31), é 9521,3 W e a potência de desequilíbrio, em (43), é 2061,5 VA. Verifica-se uma elevada presença da potência de desequilíbrio no circuito, e como esta não realiza trabalho, reduz o fator de potência do sistema para 0,977.



Fonte: Próprio Autor

4.6 POTÊNCIAS EM SISTEMA TRIFÁSICO DESEQUILIBRADO E NÃO SENOIDAL

A potência aparente efetiva para sistemas trifásicos desequilibrados e não senoidais é calculado por (23). A potência ativa do sistema trifásico é calculada por (ARSENEAU et al., 1996):

$$P = P_1 + P_H \quad (46)$$

A potência ativa fundamental P_1 e a potência ativa harmônica P_H são calculadas, respectivamente, por (47) e (48):

$$P_1 = V_1 I_1 \cos \phi_1 \quad (47)$$

$$P_H = \sum_{h=2}^{\infty} V_h I_h \cos \phi_h \quad (48)$$

Sendo ϕ_1 a diferença angular entre a tensão fundamental V_1 e a corrente fundamental I_1 ; e ϕ_h a diferença angular entre a tensão harmônica, V_h , e a corrente harmônica, I_h , naquela harmônica específica (h).

A potência não ativa (N) é definida como:

$$N = \sqrt{S_e^2 - P^2} \quad (49)$$

O fator de potência efetivo para sistemas trifásicos desequilibrados e não senoidais é definido como:

$$fp_e = \frac{P_1 + P_H}{S_e} \quad (50)$$

5 COMPENSAÇÃO DO DESEQUILÍBRIO E DOS REATIVOS

A falta de transposição da linha de distribuição pode causar quedas desiguais de tensão na barra da carga elétrica, mas a principal causa do desequilíbrio, causando tanto desequilíbrio de tensão como de corrente, são as cargas monofásicas presentes no sistema elétrico que possuem potências diferentes entre si.

Existe desequilíbrio em um sistema elétrico trifásico quando a componente de sequência zero e/ou a componente de sequência negativa da tensão ou corrente são diferentes de zero. O método para a decomposição das correntes desequilibradas das fases **a**, **b** e **c** em componentes simétricas de sequência zero, positiva e negativa é dado por (51).

$$\begin{bmatrix} I^0 \\ I^+ \\ I^- \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (51)$$

O desequilíbrio provoca maiores perdas nas linhas de distribuição, provoca tensão e corrente no neutro, redução do fator de potência e menor eficiência dos motores elétricos trifásicos em comparação ao sistema trifásico equilibrado.

O fator de desequilíbrio de tensão (FD) é dado pela equação (52) (ANEEL, 2017). O fator de desequilíbrio mede a relação entre a componente de sequência negativa e a componente de sequência positiva da tensão.

$$FD(\%) = \frac{V^-}{V^+} 100 \quad (52)$$

A IEC recomenda um limite máximo do fator de desequilíbrio igual a 2 % (GARCIA, 2007) para os sistemas elétricos trifásicos.

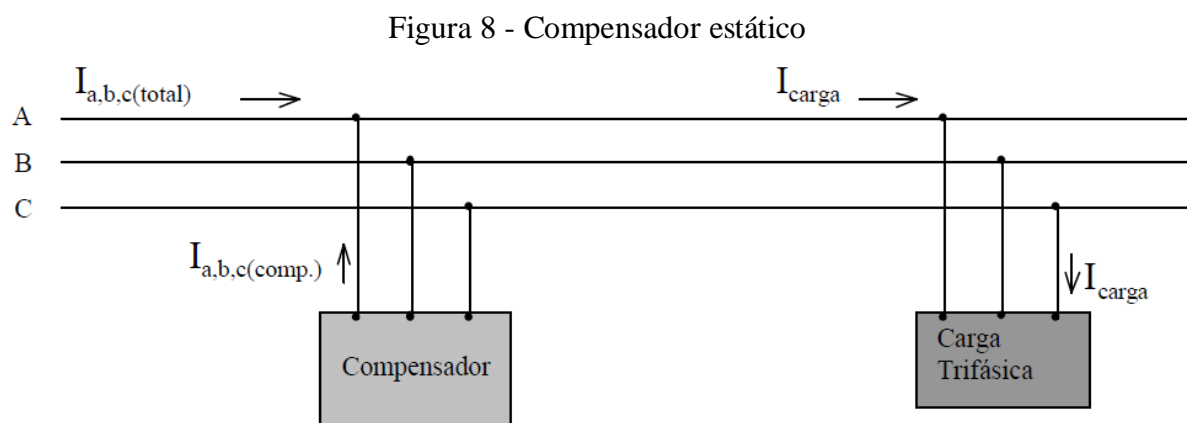
Existem diversas maneiras de atenuar esses desequilíbrios no sistema elétrico. A correção pode ser ativa para atender cargas dinâmicas ou uma correção passiva para atender cargas estáticas.

A correção do desequilíbrio pode ser feita trocando as cargas entre alimentadores, considerando critérios de escolhas adequados (SAMBAQUI, 2005). A correção pode ser feita utilizando compensadores estáticos controlados a tiristores (SVC). O mais comumente utilizado é o tipo TCR, onde o reator é controlado a tiristor, sendo o capacitor não controlado (ALSULAMI et al., 2014). A compensação dinâmica pode ser feita utilizando filtro ativo de

potência junto à carga desbalanceada. O filtro ativo pode ser um inversor por fonte de corrente (CSI) ou um inversor por fonte de tensão (VSI). As correntes de compensação do desequilíbrio são obtidas pela teoria da potência instantânea (SANTOS, 2015). A compensação de uma carga constante pode ser feita pelo método da compensação ideal. O método consiste na alocação de compensadores passivos (capacitores e/ou indutores) junto à carga elétrica desequilibrada para obter um fator de potência unitário (LEE; WU, 1993). Em cargas trifásicas desequilibradas fortemente indutivas, a compensação resulta na ligação de capacitores de valores nominais diferentes junto à carga. Este último método será visto nas próximas seções, pois é o método utilizado para compensação do desequilíbrio (e dos reativos) neste trabalho, tanto para a sequência negativa quanto para a sequência zero das correntes elétricas derivadas das cargas desbalanceadas.

5.1 MÉTODO DA COMPENSAÇÃO IDEAL

O método da compensação ideal propõe um compensador estático para compensar o desequilíbrio e também o fator de potência da carga desequilibrada. O compensador estático é composto de capacitores e/ou indutores não chaveados que operam em paralelo com a carga conforme a Figura 8. O compensador estático injeta correntes de valores eficazes constantes nas fases para compensar as componentes de desequilíbrio e reativas da corrente elétrica da carga constante.

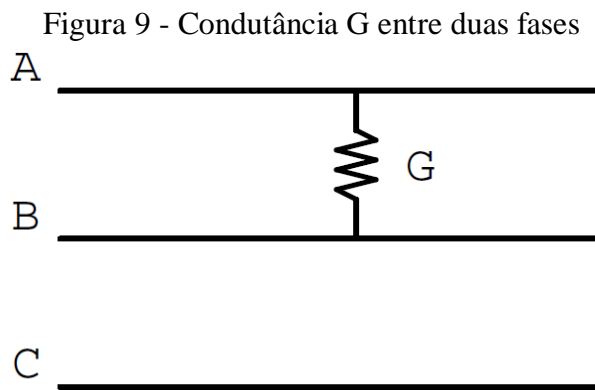


Fonte: (TEODORO, 2005)

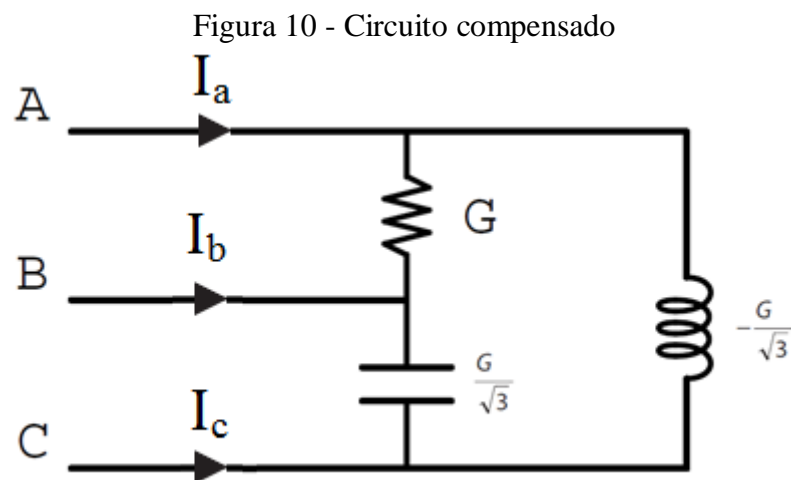
A compensação da carga é feita conectando susceptâncias, ($B_{acomp}, B_{bcomp}, B_{ccomp}$), em paralelo com a admitância da carga, (Y_a, Y_b, Y_c), para que a carga resultante seja equilibrada

e puramente resistiva. Os parâmetros do compensador são expressos em função das admitâncias da carga trifásica.

O circuito de Steinmetz (PANã, 2011) mostra que a tensão desequilibrada provocada pela corrente desequilibrada de uma carga resistiva (condutância G), ligada entre duas fases de um sistema trifásico, Figura 9, pode ser compensada pela instalação de um indutor (susceptância igual a $B_L = -\frac{G}{\sqrt{3}}$) e de um capacitor, (susceptância igual a $B_C = \frac{G}{\sqrt{3}}$) resultando em uma carga em triângulo, Figura 10. A carga formada em triângulo tem valor equivalente por fase igual a G , sendo uma carga equilibrada e puramente resistiva, visto da fonte.



Fonte: Próprio Autor



Fonte: Próprio Autor

Na Figura 10 as correntes elétricas são calculadas como segue, considerando as tensões simétricas após a compensação:

$$I_a = GV_{AB} + j\frac{G}{\sqrt{3}}V_{CA} = GV_{AN} \quad (53)$$

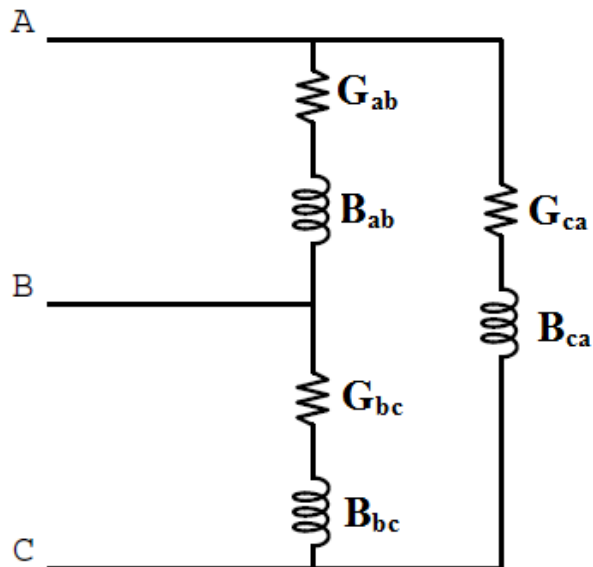
$$I_b = j\frac{G}{\sqrt{3}}V_{BC} - GV_{AB} = GV_{BN} \quad (54)$$

$$I_c = -j\frac{G}{\sqrt{3}}V_{CA} - j\frac{G}{\sqrt{3}}V_{BC} = GV_{CN} \quad (55)$$

As correntes após a compensação são simétricas, com módulo igual a GV , sendo o módulo da tensão de fase igual a $V = |V_{AN}| = |V_{BN}| = |V_{CN}|$.

A compensação do desequilíbrio de uma carga trifásica, Figura 11, é obtida por susceptâncias alocadas em paralelo, aplicando o circuito de Steinmetz em cada ramo da carga, ou seja, em cada admitância. A compensação reativa é realizada adicionando as susceptâncias $-B_{ab}$, $-B_{bc}$ e $-B_{ca}$ em paralelo aos ramos correspondentes. Os valores dessas susceptâncias para compensação do desequilíbrio e dos reativos da carga são apresentados nas equações (56) a (58).

Figura 11 - Carga trifásica desequilibrada



Fonte: Próprio Autor

$$B_{abcomp} = -B_{ab} + \frac{G_{bc}}{\sqrt{3}} - \frac{G_{ca}}{\sqrt{3}} \quad (56)$$

$$B_{bccomp} = -B_{bc} - \frac{G_{ab}}{\sqrt{3}} + \frac{G_{ca}}{\sqrt{3}} \quad (57)$$

$$B_{cacom} = -B_{ca} + \frac{G_{ab}}{\sqrt{3}} - \frac{G_{bc}}{\sqrt{3}} \quad (58)$$

O circuito de Steinmetz, para a compensação do desequilíbrio, foi proposto para cargas elétricas desequilibradas ligadas em delta. A ligação em delta dos elementos passivos compensa a componente de sequência negativa da corrente. A compensação das componentes de sequência zero da corrente, em cargas desequilibradas ligadas em estrela com neutro, é obtida ligando susceptâncias em estrela, paralelo à carga. Esta ligação compensa as correntes no neutro devido à carga desequilibrada.

A potência reativa da carga elétrica desequilibrada pode ser compensada em todas as ligações, bastando incrementar as susceptâncias correspondentes à parcela reativa da carga.

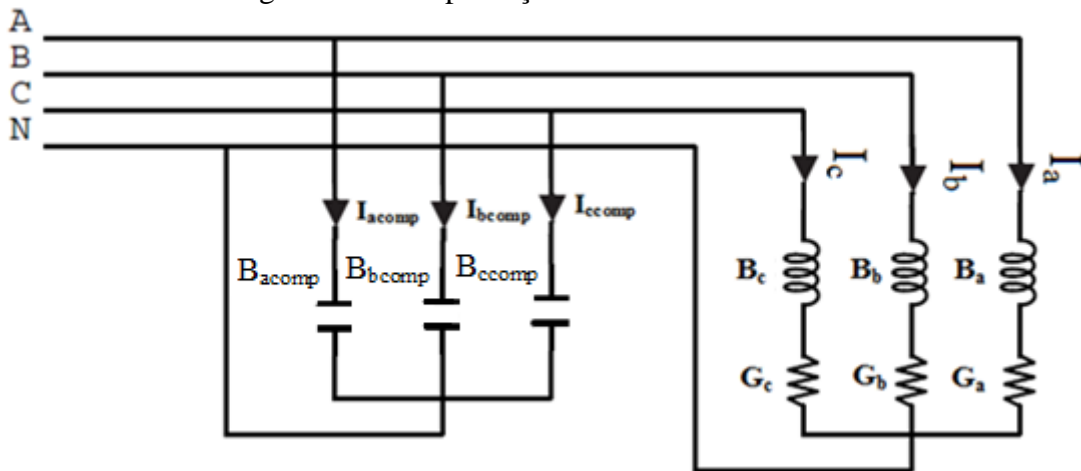
A compensação do desequilíbrio e dos reativos (potência reativa) de cargas elétricas desequilibradas é chamada de método da compensação ideal.

5.2 CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO DA CARGA DESEQUILIBRADA LIGADA EM ESTRELA COM NEUTRO (COMPONENTE DE SEQUÊNCIA ZERO)

Na Figura 12 são ilustrados compensadores ligados em estrela, paralelo à carga desequilibrada conectada em estrela com neutro. Os cálculos das susceptâncias (B_{acom} , B_{bcomp} e B_{ccomp}) de compensação do desequilíbrio de sequência zero e dos reativos da carga são realizados em função das admitâncias da carga.

Os compensadores injetam corrente na rede elétrica para compensar a corrente de sequência zero (desequilíbrio) e a parte imaginária da corrente de sequência positiva (potência reativa) da carga desequilibrada, em (59).

Figura 12 - Compensação em estrela com neutro



Fonte: Próprio Autor

$$\begin{aligned}
 \operatorname{Re}\{I^0\} + \operatorname{Re}\{I_{ycomp}^0\} &= 0 \\
 \operatorname{Im}\{I^0\} + \operatorname{Im}\{I_{ycomp}^0\} &= 0 \\
 \operatorname{Im}\{I^+\} + \operatorname{Im}\{I_{ycomp}^+\} &= 0
 \end{aligned} \tag{59}$$

Sendo I^0 e I_{ycomp}^0 as componentes de sequência zero da carga e do compensador, respectivamente, sendo I^+ e I_{ycomp}^+ componentes de sequência positiva da carga e do compensador, respectivamente, e sendo I^- e I_{ycomp}^- componentes de sequência negativa da carga e do compensador, respectivamente.

As correntes na carga são dadas por:

$$I_a = (G_a + jB_a)V_a, \quad I_b = (G_b + jB_b)V_b, \quad I_c = (G_c + jB_c)V_c \tag{60}$$

Sabendo-se que as tensões após a compensação são simétricas, tem-se:

$$V_{an} = V, \quad V_{bn} = \alpha^2 V, \quad V_{cn} = \alpha V \tag{61}$$

Aplicando o teorema de Fortescue apresentado em (51) nas equações (60), as componentes simétricas das correntes na carga são:

$$\begin{aligned}
I^0 &= \frac{1}{3}[G_a + \alpha^2 G_b + \alpha G_c + j(B_a + \alpha^2 B_b + \alpha B_c)]V \\
I^+ &= \frac{1}{3}[G_a + G_b + G_c + j(B_a + B_b + B_c)]V \\
I^- &= \frac{1}{3}[G_a + \alpha G_b + \alpha^2 G_c + j(B_a + \alpha B_b + \alpha^2 B_c)]V
\end{aligned} \tag{62}$$

Procedendo da mesma forma, aplica-se o teorema de Fortescue nas correntes do compensador para obter as componentes simétricas de compensação:

$$\begin{aligned}
I_{ycomp}^0 &= j\left(\frac{1}{3}\right)(B_{acomp} + \alpha^2 B_{bcomp} + \alpha B_{ccomp})V \\
I_{ycomp}^+ &= j\left(\frac{1}{3}\right)(B_{acomp} + B_{bcomp} + B_{ccomp})V \\
I_{ycomp}^- &= j\left(\frac{1}{3}\right)(B_{acomp} + \alpha B_{bcomp} + \alpha^2 B_{ccomp})V
\end{aligned} \tag{63}$$

Substituindo as equações (62) e (63) em (59) tem-se:

$$\begin{aligned}
\frac{1}{3}\left(G_a - \frac{1}{2}G_b - \frac{1}{2}G_c + \frac{\sqrt{3}}{2}B_b - \frac{\sqrt{3}}{2}B_c\right)V + \frac{1}{3}\left(\frac{\sqrt{3}}{2}B_{bcomp} - \frac{\sqrt{3}}{2}B_{ccomp}\right)V &= 0 \\
\frac{1}{3}\left(-\frac{\sqrt{3}}{2}G_b + \frac{\sqrt{3}}{2}G_c + B_a - \frac{1}{2}B_b - \frac{1}{2}B_c\right)V + \frac{1}{3}\left(B_{acomp} - \frac{1}{2}B_{bcomp} - \frac{1}{2}B_{ccomp}\right)V &= 0 \\
\frac{1}{3}(B_a + B_b + B_c)V + \frac{1}{3}(B_{acomp} + B_{bcomp} + B_{ccomp})V &= 0
\end{aligned} \tag{64}$$

Colocando (64) na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{acomp} \\ B_{bcomp} \\ B_{ccomp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -G_a + \frac{1}{2}G_b + \frac{1}{2}G_c - \frac{\sqrt{3}}{2}B_b + \frac{\sqrt{3}}{2}B_c \\ \frac{\sqrt{3}}{2}G_b - \frac{\sqrt{3}}{2}G_c - B_a + \frac{1}{2}B_b + \frac{1}{2}B_c \\ -B_a - B_b - B_c \end{bmatrix} \tag{65}$$

De (65) são obtidas as susceptâncias de compensação, em função dos parâmetros da carga, apresentadas em (66):

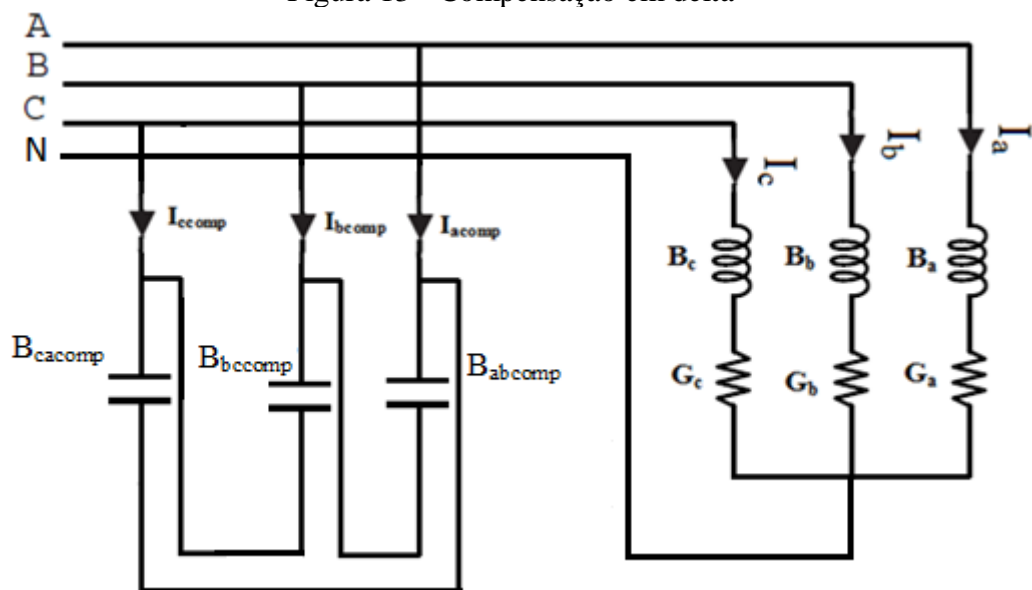
$$\begin{aligned}
 B_{acomp} &= \frac{G_b}{\sqrt{3}} - \frac{G_c}{\sqrt{3}} - B_a \\
 B_{bcomp} &= \frac{G_c}{\sqrt{3}} - \frac{G_a}{\sqrt{3}} - B_b \\
 B_{ccomp} &= \frac{G_a}{\sqrt{3}} - \frac{G_b}{\sqrt{3}} - B_c
 \end{aligned}
 \tag{66}$$

5.3 CÁLCULO DA COMPENSAÇÃO DA CARGA DESEQUILIBRADA LIGADA EM ESTRELA COM NEUTRO (COMPONENTE DE SEQUÊNCIA NEGATIVA)

Na Figura 13 é apresentada a compensação em delta para a carga desequilibrada conectada em estrela com neutro. Os cálculos das susceptâncias de compensação, (B_{abcomp} , B_{bcomp} e B_{cacomp}), são realizados em função da admitância da carga.

Os cálculos são para a compensação da corrente de sequência negativa (desequilíbrio) e da parte imaginária da corrente de sequência positiva (potência reativa) da carga.

Figura 13 - Compensação em delta



Fonte: Próprio Autor

Para a carga elétrica da Figura 13 as componentes simétricas das correntes elétricas são apresentadas em (62).

Para o compensador ligado em delta, as correntes elétricas são calculadas:

$$\begin{aligned}
I_{ab} &= jB_{abcomp}V_{ab} \\
I_{bc} &= jB_{bccomp}V_{bc} \\
I_{ca} &= jB_{cacomp}V_{ca}
\end{aligned} \tag{67}$$

As tensões de linhas são apresentadas na equação (68) em função da tensão de fase V , considerando as relações simétricas dadas em (61).

$$\begin{aligned}
V_{ab} &= V_{an} - V_{bn} = (1 - \alpha^2)V \\
V_{bc} &= V_{bn} - V_{cn} = (\alpha^2 - \alpha)V \\
V_{ca} &= V_{cn} - V_{an} = (\alpha - 1)V
\end{aligned} \tag{68}$$

As correntes elétricas de linha no compensador são:

$$\begin{aligned}
I_{acomp} &= [jB_{abcomp}(1 - \alpha^2) - jB_{cacomp}(\alpha - 1)]V \\
I_{bcomp} &= [jB_{bccomp}(\alpha^2 - \alpha) - jB_{abcomp}(1 - \alpha^2)]V \\
I_{ccomp} &= [jB_{cacomp}(\alpha - 1) - jB_{bccomp}(\alpha^2 - \alpha)]V
\end{aligned} \tag{69}$$

As componentes simétricas das correntes elétricas de (69) são obtidas:

$$\begin{aligned}
I_{\Delta comp}^0 &= 0 \\
I_{\Delta comp}^+ &= j(B_{abcomp} + B_{bccomp} + B_{cacomp})V \\
I_{\Delta comp}^- &= -j(\alpha^2 B_{abcomp} + B_{bccomp} + \alpha B_{cacomp})V
\end{aligned} \tag{70}$$

Para a compensação do desequilíbrio de sequência negativa e dos reativos da carga é necessário a compensação formulada por (71).

$$\begin{aligned}
Re\{I^-\} + Re\{I_{\Delta comp}^-\} &= 0 \\
Img\{I^-\} + Img\{I_{\Delta comp}^-\} &= 0 \\
Img\{I^+\} + Img\{I_{\Delta comp}^+\} &= 0
\end{aligned} \tag{71}$$

Substituindo as equações (62) e (70) em (71) tem-se:

$$\begin{aligned}
\frac{1}{3} \left(G_a - \frac{G_b}{2} - \frac{G_c}{2} - \frac{\sqrt{3}B_b}{2} + \frac{\sqrt{3}B_c}{2} \right) V + \left(-\frac{\sqrt{3}B_{abcomp}}{2} + \frac{\sqrt{3}B_{cacomp}}{2} \right) V &= 0 \\
\frac{1}{3} \left(\frac{\sqrt{3}G_b}{2} - \frac{\sqrt{3}G_c}{2} + B_a - \frac{B_b}{2} - \frac{B_c}{2} \right) V + \left(\frac{B_{abcomp}}{2} - B_{bccomp} + \frac{B_{cacomp}}{2} \right) V &= 0 \\
\frac{1}{3} (B_a + B_b + B_c) V + (B_{abcomp} + B_{bccomp} + B_{cacomp}) V &= 0
\end{aligned} \tag{72}$$

Colocando (72) na forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \frac{-\sqrt{3}}{2} & 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & -1 & \frac{1}{2} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} B_{abcomp} \\ B_{bccomp} \\ B_{cacomp} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{3} \left(G_a - \frac{G_b}{2} - \frac{G_c}{2} - \frac{\sqrt{3}B_b}{2} + \frac{\sqrt{3}B_c}{2} \right) \\ -\frac{1}{3} \left(\frac{\sqrt{3}G_b}{2} - \frac{\sqrt{3}G_c}{2} + B_a - \frac{B_b}{2} - \frac{B_c}{2} \right) \\ -\frac{1}{3} (B_a + B_b + B_c) \end{bmatrix} \tag{73}$$

De (73) são obtidas as susceptâncias de compensação, em função dos parâmetros da carga, apresentadas em (74).

$$\begin{aligned}
B_{abcomp} &= \frac{1}{9} (\sqrt{3}G_a - \sqrt{3}G_b - 2B_a - 2B_b + B_c) \\
B_{bccomp} &= \frac{1}{9} (\sqrt{3}G_b - \sqrt{3}G_c + B_a - 2B_b - 2B_c) \\
B_{cacomp} &= \frac{1}{9} (-\sqrt{3}G_a + \sqrt{3}G_c - 2B_a + B_b - 2B_c)
\end{aligned} \tag{74}$$

5.4 RESULTADOS DA COMPENSAÇÃO EM CARGAS ELÉTRICAS DESEQUILIBRADAS

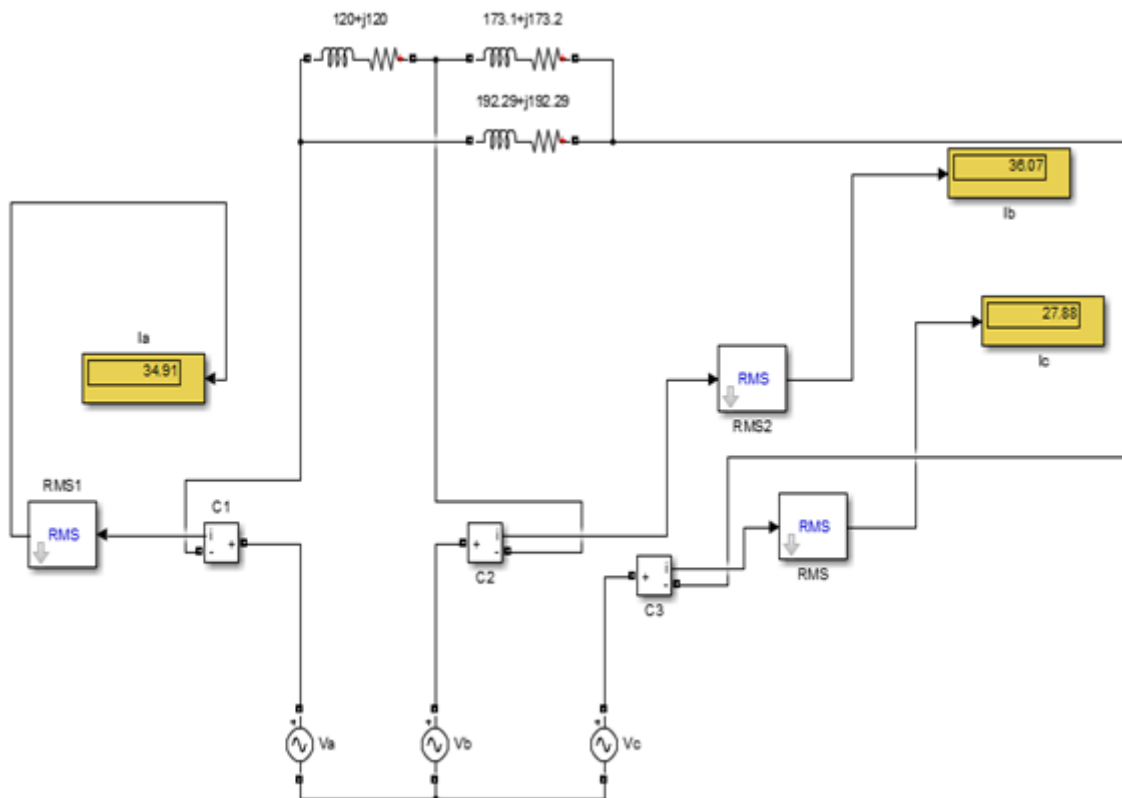
São aplicados os métodos de compensação apresentados nas seções anteriores para a compensação de cargas elétricas desequilibradas ligadas em estrela com neutro e em delta. A simulação realizada mostra a eficácia do método da compensação ideal para a compensação das componentes simétricas da corrente e correção do fator de potência da carga elétrica.

Os resultados das simulações são apresentados antes e após a compensação das cargas trifásicas indutivas desequilibradas. As tensões nas fases são simétricas e de valor eficaz 2400 V.

5.4.1 Compensação da carga desequilibrada ligada em delta

A carga desequilibrada e o compensador são ligados em delta. É apresentada na Figura 14 a carga elétrica e as correntes de linha antes da compensação. As correntes antes da compensação são $I_a = 34,91 A$, $I_b = 36,07 A$ e $I_c = 27,88 A$. O FD da corrente é igual a 15,08 %.

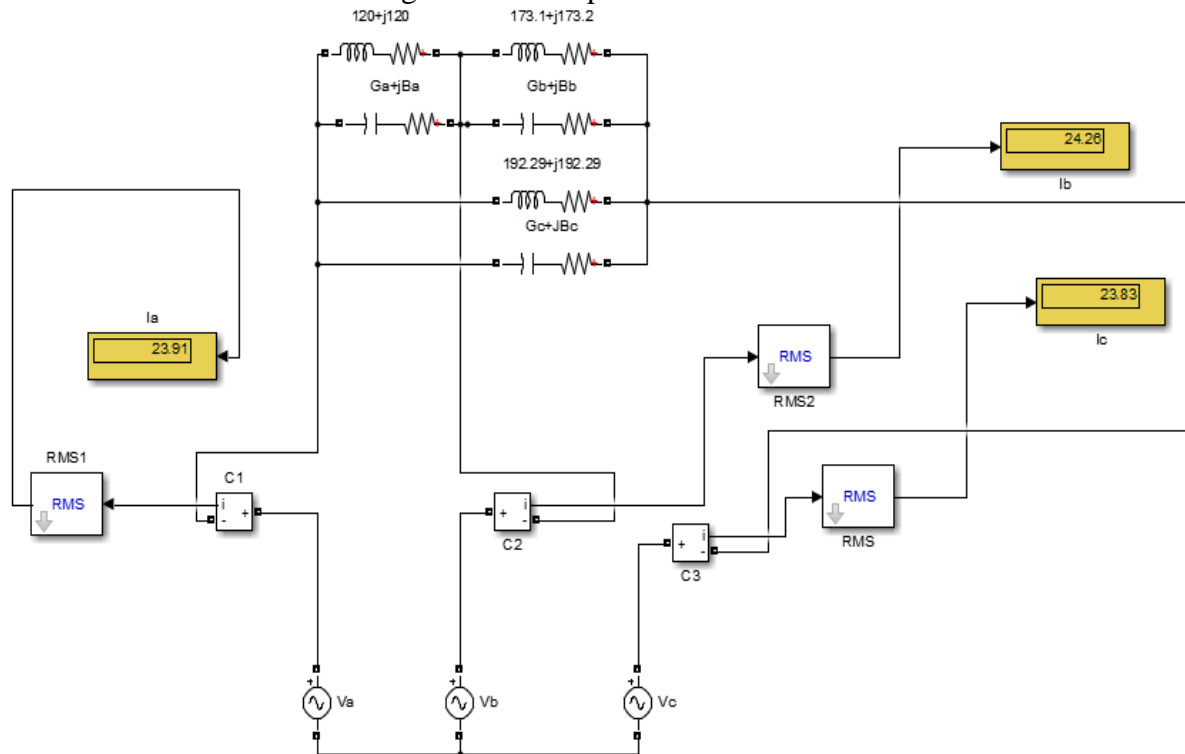
Figura 14 - Carga desequilibrada ligada em delta



Fonte: Próprio Autor

Na Figura 15 é apresentado o compensador ligado em delta, paralelo à carga. As susceptâncias de compensação são calculadas pelas equações (56) a (58). As correntes elétricas depois da compensação são $I_a = 23,91 A$, $I_b = 24,26 A$ e $I_c = 23,83 A$. Os resultados depois da compensação mostram que as correntes nas fases **a**, **b** e **c** reduziram 31,51 %, 30,51 % e 14,53 %, respectivamente. O FD da corrente reduziu para 1,19 % depois da compensação.

Figura 15 - Compensador em delta



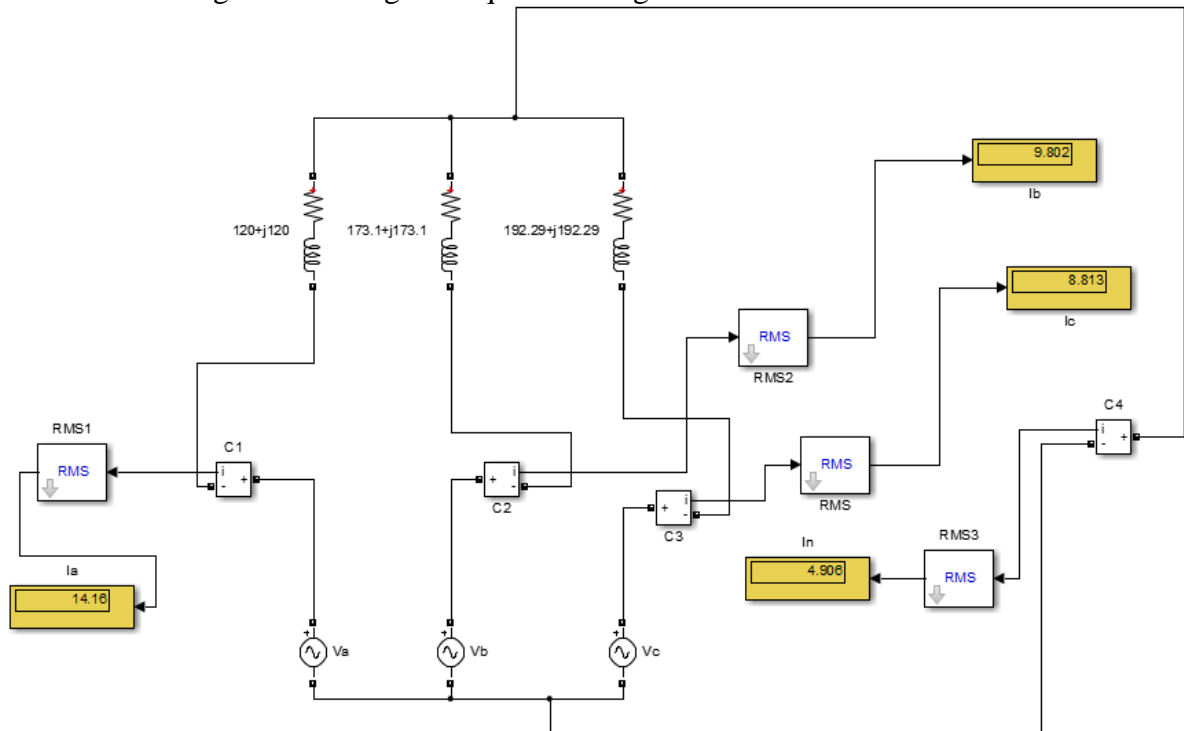
Fonte: Próprio Autor

5.4.2 Compensação da componente de sequência zero e dos reativos da carga desequilibrada ligada em estrela com neutro

Na Figura 16 é apresentada a carga ligada em estrela com neutro e as correntes de linha e do neutro antes da compensação. As correntes antes da compensação são $I_a = 14,16 A$, $I_b = 9,8 A$, $I_c = 8,81 A$ e $I_n = 4,91 A$.

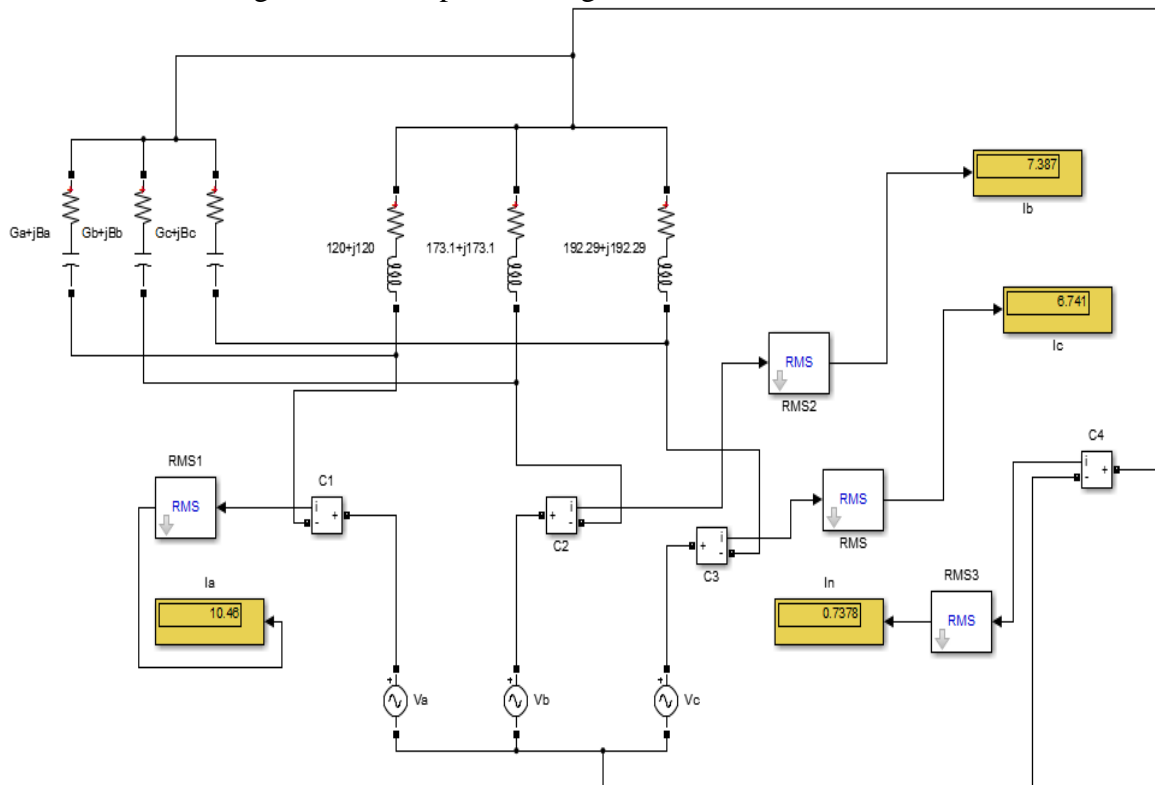
Na Figura 17 é apresentado o compensador ligado em estrela, paralelo à carga. As susceptâncias de compensação são calculadas por (66). As correntes elétricas depois da compensação são $I_a = 10,46 A$, $I_b = 7,39 A$, $I_c = 6,74 A$ e $I_n = 0,74 A$. Os resultados depois da compensação mostram que as correntes das fases **a**, **b** e **c** reduziram 26,13 %, 24,59 % e 23,5 %, respectivamente, sendo a corrente do neutro reduzida 84,93 %. A compensação em estrela com neutro compensou a corrente de sequência zero, mas não a sequência negativa, por isso as correntes das fases ainda permanecem com valores diferentes entre si.

Figura 16 - Carga desequilibrada ligada em estrela com neutro



Fonte: Próprio Autor

Figura 17 - Compensador ligado em estrela com neutro

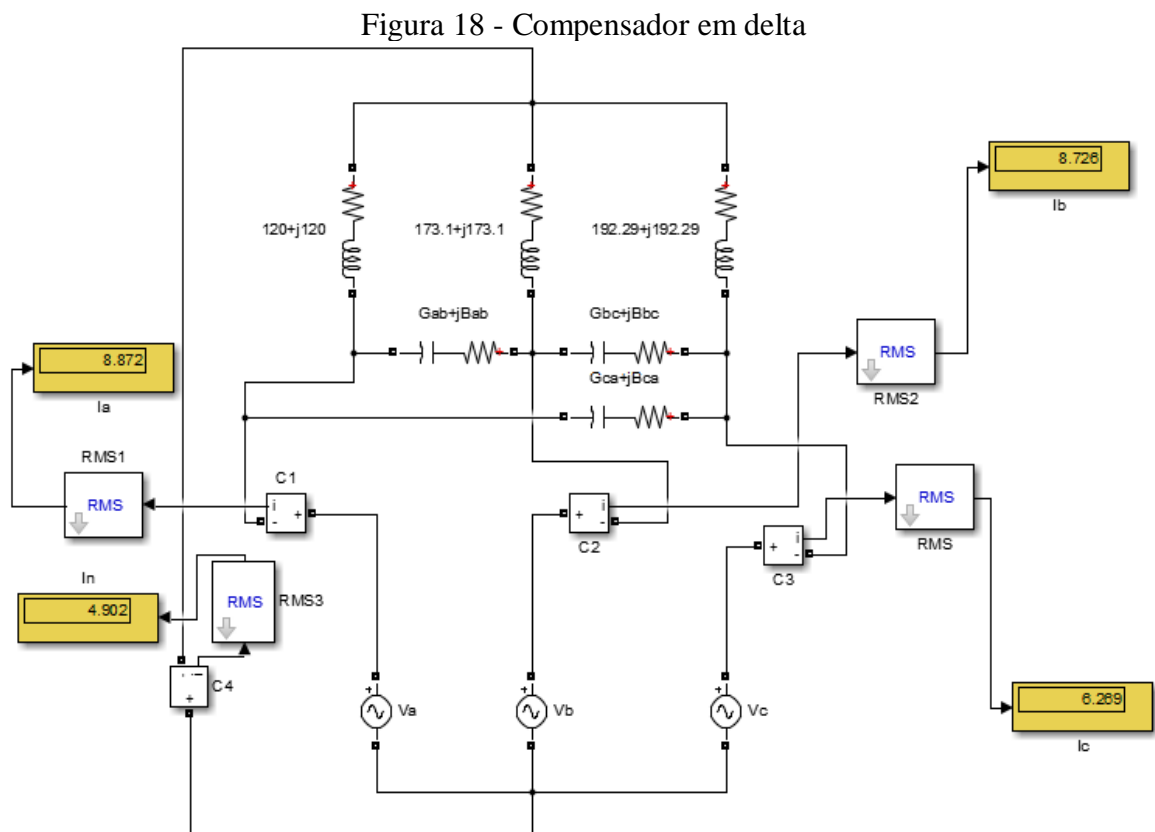


Fonte: Próprio Autor

5.4.3 Compensação da componente de sequência negativa e dos reativos da carga desequilibrada ligada em estrela com neutro

O circuito elétrico e as correntes elétricas antes da compensação estão representados na Figura 16. O FD da corrente antes da compensação é 15,5 %.

Na Figura 18 é apresentado o compensador ligado em delta. As susceptâncias de compensação são calculadas por (74). As correntes elétricas depois da compensação são $I_a = 8,87 A$, $I_b = 8,73 A$, $I_c = 6,27 A$ e $I_n = 4,9 A$. Os resultados depois da compensação mostram que as correntes elétricas das fases **a**, **b** e **c** reduziram 37,36 %, 10,92 % e 28,83 %, respectivamente, mas a corrente do neutro permaneceu constante, 4,9 A, indicando que não houve compensação da componente de sequência zero e por esse motivo as correntes das fases são diferentes entre si. O FD da corrente reduziu para 0,48 %.



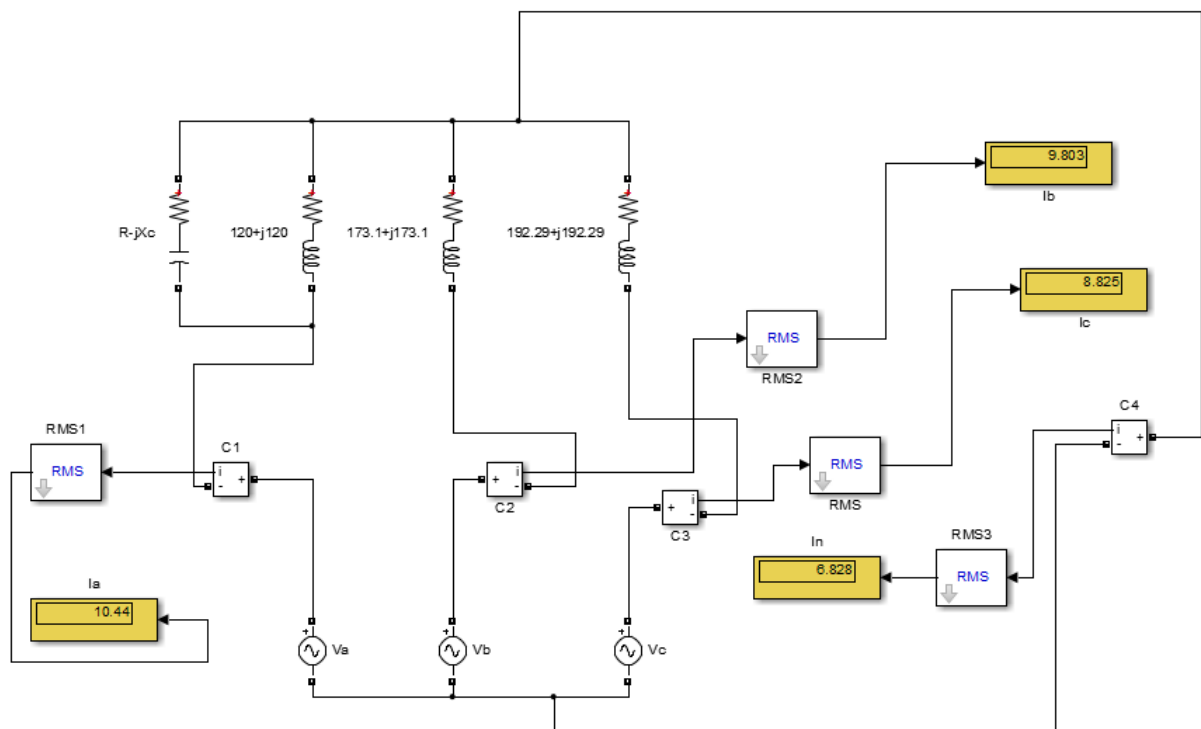
Fonte: Próprio Autor

5.4.4 Correção do fator de potência por fase

A correção do fator de potência por fase em sistemas desequilibrados pode levar a um maior desequilíbrio no sistema se não são adotadas restrições de desequilíbrio.

Na Figura 19 é apresentada a carga trifásica ligada em estrela com neutro. Um capacitor é ligado em paralelo à carga na fase **a** para compensação unitária do fator de potência da fase. A corrente elétrica da fase **a** e a corrente do neutro antes da compensação são calculadas na Figura 16, $I_a = 14,16 A$ e $I_n = 4,91 A$, respectivamente. Depois da compensação, as correntes na fase **a** e do neutro são $I_a = 10,44 A$ e $I_n = 6,83 A$. A corrente do neutro após a compensação elevou-se 39 %, ou seja, a componente de sequência zero aumentou. Esta componente pode causar perdas elétricas excessivas no neutro, além de quedas de tensão acentuadas.

Figura 19 - Correção do fator de potência por fase



Fonte: Próprio Autor

5.4.5 Sobretensão na carga desequilibrada

Um problema que pode ocorrer em cargas desequilibradas é a sobretensão em uma fase. Na simulação, Figura 20, é considerado um sistema elétrico sem aterramento, ou seja, com neutro isolado, alimentando uma carga trifásica desequilibrada conectada em estrela com

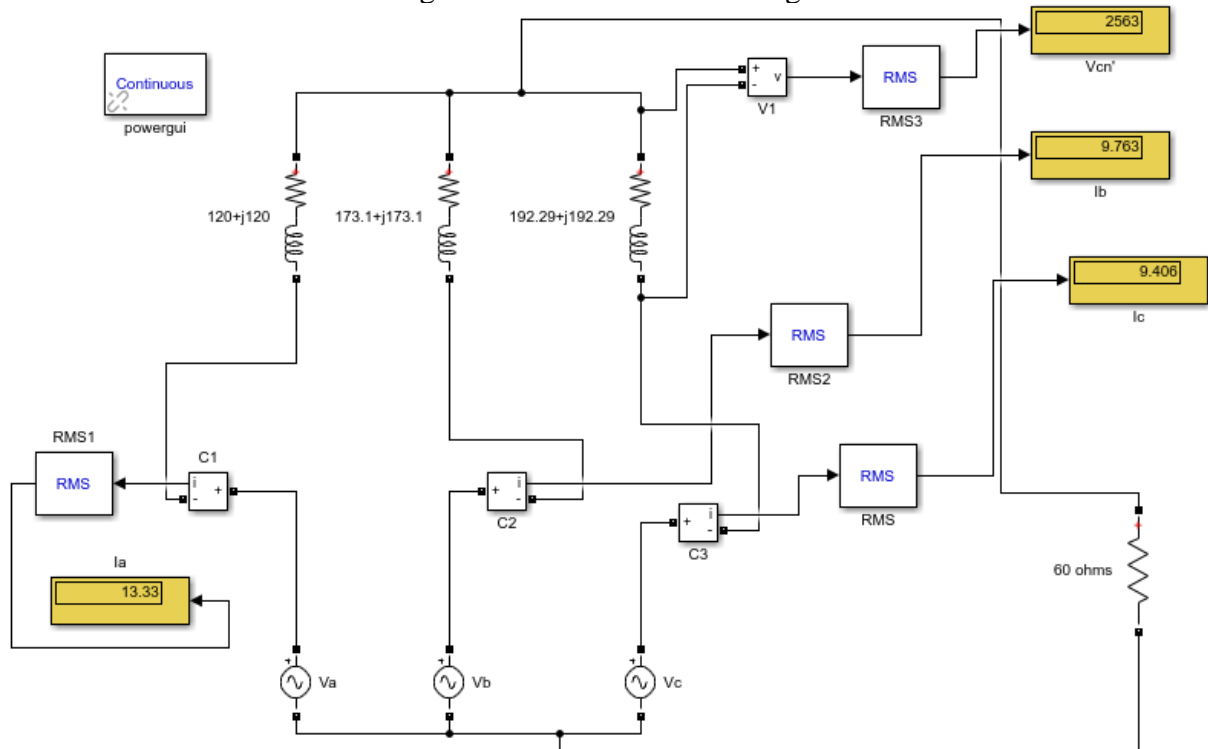
neutro. O neutro da fonte (subestação) à carga tem resistência total de 60 ohms. A tensão eficaz de fase na fonte é de 2400 V. A tensão eficaz obtida na simulação entre a fase **c** e o neutro da carga é 2563 V, sendo este valor 6,79 % acima da tensão nominal especificada.

Após a compensação da carga elétrica por um compensador shunt conectado em estrela com neutro, Figura 21, com susceptâncias calculadas por (66), a tensão eficaz entre a fase **c** e o neutro da carga reduziu para 2401 V, sendo este valor igual à tensão nominal especificada.

Por isso as medidas das tensões devem ser realizadas entre fase e neutro da carga desequilibrada para que a sobretensão possa ser identificada de acordo com os limites das restrições de tensão na barra. Desta forma o neutro não pode ser desprezado em sistemas trifásicos desequilibrados a quatro fios.

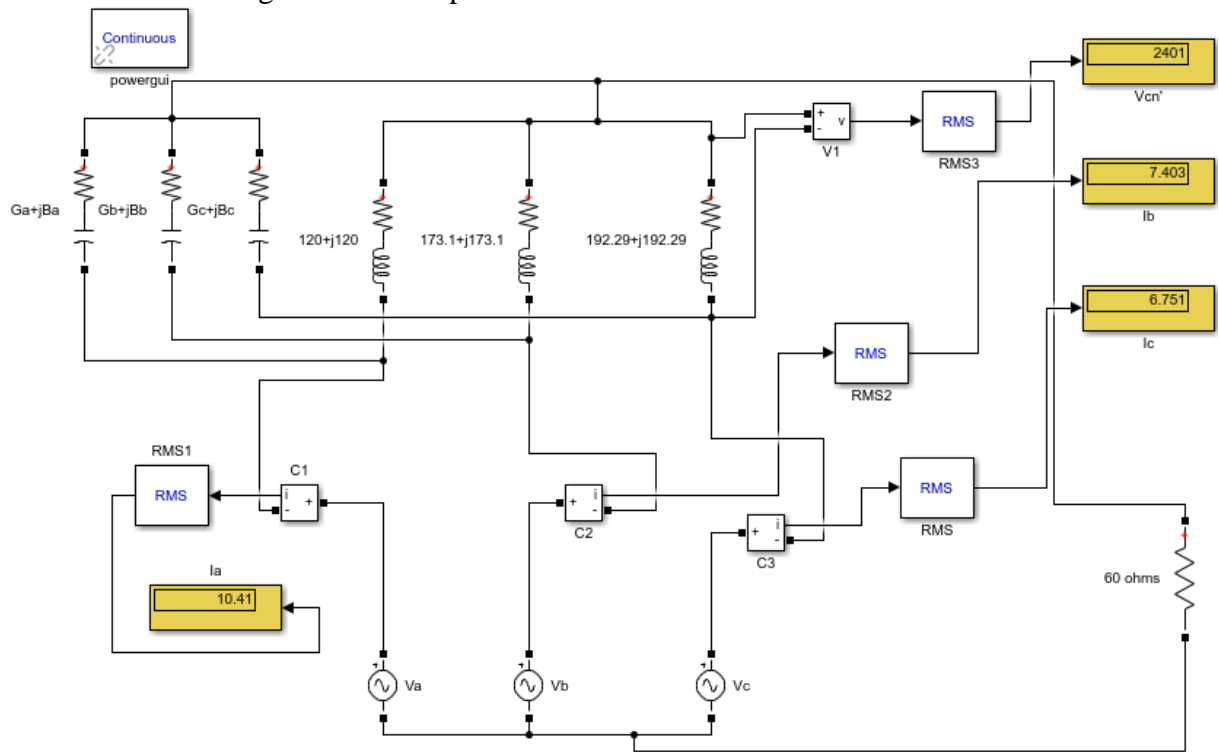
A tensão na fase **c**, igual a nominal, é possível pela compensação da componente de sequência zero da corrente da carga trifásica.

Figura 20 - Sobretensão na carga



Fonte: Próprio Autor

Figura 21 – Compensador conectado em estrela com neutro



Fonte: Próprio Autor

6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A proposta do trabalho é a alocação de capacitores shunt fixos em barras trifásicas da rede de distribuição desequilibrada de MV com o objetivo de compensar o desequilíbrio de corrente e tensão e os reativos na rede.

A potência de desequilíbrio, D , e a reativa, Q , presentes na rede elétrica de distribuição podem ser compensadas pela alocação de capacitores seguindo o princípio do método da compensação ideal (Capítulo 5).

A função objetivo do problema consiste em minimizar a soma dos custos: das perdas elétricas nas linhas de distribuição, incluindo o neutro e o terra, da potência de desequilíbrio na subestação e dos capacitores alocados.

Os capacitores fixos alocados apresentam valores nominais comerciais. A otimização da alocação de capacitores é realizada pelo algoritmo genético Chu-Beasley (AGCB). A meta-heurística busca no espaço de soluções a melhor solução para o problema, ou seja, as melhores barras trifásicas para a alocação dos capacitores e os valores nominais mais adequados dos capacitores alocados nessas barras para minimizar os custos da função objetivo e atender as restrições do problema.

As restrições operacionais que devem ser atendidas são referentes ao fator de desequilíbrio, às tensões entre fase e neutro na carga, ao fator de potência efetivo na subestação, às correntes nos capacitores e à distorção harmônica total de tensão.

6.1 FUNÇÃO OBJETIVO

Para o cenário 1, o objetivo é encontrar a solução que minimize a função objetivo (f_{o_1}), ou seja, que minimize a soma das perdas elétricas nos condutores da rede elétrica, dos custos da energia de desequilíbrio na subestação e dos capacitores alocados.

$$f_{o_1} = \left(\sum_{n=0}^{ys-1} \frac{flC_E(Lossf + 40Lossn) + fcC_E E_D}{(1 + e)^n} \right) + C_f Capf + C_l Capl \quad (75)$$

Sendo que:

C_E = Custo da energia elétrica: 131,27 R\$/MWh (CCEE, 2017).

$Lossf$ = Perdas elétricas nas fases no período de um ano ou 8760 horas (MWh).

$Lossn$ = Perdas elétricas no condutor neutro e terra no período de um ano ou 8760 horas (MWh).

E_D = Energia de desequilíbrio em MVAh, igual ao valor da potência de desequilíbrio multiplicado por um ano ($D8760$ MVAh).

fl = Fator de perdas.

fc = Fator de carga.

e = Taxa de juros anual (5,38 %).

n = Índice exponencial.

ys = Período de análise (vida útil do capacitor: 20 anos).

C_f = Custo do capacitor ligado entre fase e neutro (16,52 R\$/kVAr).

C_l = Custo do capacitor ligado entre fase e fase (10 R\$/kVAr).

$Capf$ = Soma das potências nominais dos capacitores ligados entre fase e neutro, em kVAr.

$Capl$ = Soma das potências nominais dos capacitores ligados entre fase e fase, em kVAr.

$Losst$ = Perdas totais na rede elétrica ($Lossf + Lossn$), em MWh, no período de um ano ou 8760 horas.

Para as perdas elétricas do condutor neutro e do terra (resistência de aterramento) é aplicada uma penalidade aumentando os custos em 40 vezes. Esta penalidade considera uma maior importância na redução das perdas elétricas do neutro e do terra.

Na subestação a energia de desequilíbrio devido às componentes de sequência zero e negativa da corrente é indesejável e deve ser compensada.

O horizonte de análise são vinte anos, correspondente à vida útil dos capacitores (GARCIA, 2001). A curva de carga elétrica e o preço da energia elétrica são considerados constantes no período de tempo analisado.

A taxa de juros é igual ao índice de preços IGP-M que é 5,38 %. Os custos das perdas elétricas e da energia de desequilíbrio no segundo ano em diante são referidas ao presente pela taxa de juros $1/(1 + e)^n$.

Na função objetivo do segundo cenário é retirada a parcela correspondente à energia de desequilíbrio (E_D), o fc e o fl em (75), sendo a função objetivo dada por (76). O cenário 2 é simulado para o período de dois anos, caso mais crítico, $ys = 2$, devido à redução da vida útil do capacitor na presença de componentes harmônicas (GARCIA, 2001). A energia de desequilíbrio é retirada para igualar à formulação mais clássica de alocação de capacitores. Os

cálculos realizados são para a demanda máxima, caso mais crítico, pois como existe a presença de geração distribuída neste cenário a curva de carga original é alterada, não sendo possível o cálculo do fc e fl .

$$fo_2 = \left(\sum_{n=0}^{ys-1} \frac{C_E(Lossf + 40Lossn)}{(1 + e)^n} \right) + C_fCapf + C_lCapl \quad (76)$$

6.2 RESTRIÇÃO DA TENSÃO ELÉTRICA

Os níveis das tensões elétricas nas barras do sistema elétrico devem permanecer numa faixa de tensão adequada. A (ANEEL, 2017) define os níveis de tensões de acordo com a Tabela 2 para tensões de distribuição superiores a 1 KV e inferiores a 69 KV. A restrição da tensão eficaz entre fase e neutro, $V_{k(f)}$, nas simulações é de 0,93 pu a 1,05 pu, sendo k o número da barra e f a fase.

Tabela 2 - Níveis de tensões

Tensão de atendimento	Nível de tensão (em relação à nominal)
Adequada	$0,93 \leq V \leq 1,05$
Precária	$0,90 \leq V < 0,93$
Crítica	$V < 0,90$ ou $V > 1,05$

Fonte: (ANEEL, 2017)

6.3 RESTRIÇÃO DO FATOR DE DESEQUILÍBRIO

O fator de desequilíbrio é calculado nas barras trifásicas por (52), e leva em conta a relação entre a componente de sequência negativa da tensão e a de sequência positiva. A recomendação IEC 10000-2-2 sugere um limite máximo de 2 % para o fator de desequilíbrio. A (ANEEL, 2017) também estabelece um limite de 2 % para o FD. No trabalho utiliza-se a recomendação do limite de 2 %. O FD para o cenário 2 é calculado para a componente fundamental. O FD para os dois cenários é calculado para a frequência fundamental.

6.4 RESTRIÇÃO DO FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência efetivo do sistema elétrico é calculado de acordo com (45) na subestação do sistema elétrico. O fator de potência efetivo mínimo permitido na subestação é 0,92. A resolução normativa nº 569 (ANEEL, 2013) estabelece um fator de potência mínimo para os consumidores do grupo A de 0,92.

O fator de potência é um parâmetro de economia de energia nas linhas elétricas. Quanto menor o fator de potência na subestação maior a quantidade de potência não ativa nas linhas de transmissão.

O baixo fator de potência em sistemas desequilibrados não está apenas relacionado à quantidade de potência reativa no sistema, mas também na quantidade de potência de desequilíbrio. Verifica-se que no circuito da Figura 7, o fator de potência pode ser corrigido unicamente pela compensação do desequilíbrio. Portanto, somente aplicando o método da compensação ideal é possível corrigir o fator de potência de maneira eficaz nas redes desequilibradas.

O fator de potência efetivo apresenta o valor correto para sistemas trifásicos desequilibrados. Os fatores de potência aritmética e vetorial apresentam valores incorretos.

6.5 RESTRIÇÃO DA DISTORÇÃO HARMÔNICA TOTAL

O DHT_V , calculado em (6), é um índice que quantifica o percentual das componentes harmônicas de tensão presente nas barras da rede elétrica em relação à componente fundamental. De acordo com a norma IEEE Standard 519-2014 (IEEE STD 519-2014, 2014) o valor máximo permitido para a DHT_V no ponto de acoplamento comum (PAC) é 5 % em redes elétricas com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV. Neste trabalho o limite máximo da DHT_V é 5 %. Esta restrição só fica ativa no cenário 2.

A inserção de capacitores na rede de distribuição com cargas não lineares pode ocasionar ressonância harmônica entre os capacitores e a rede elétrica. Dependendo da intensidade desta ressonância, altas correntes circulam nos capacitores, muito acima da nominal, ocasionando a queima desses equipamentos.

Além do índice indicar possíveis ressonâncias na rede, também é útil no funcionamento adequado de cargas elétricas que são sensíveis à intensidade de distorção harmônica no PAC.

6.6 RESTRIÇÃO DA CORRENTE NO CAPACITOR

A corrente no capacitor shunt (I_{cap}) de acordo com a norma IEEE Standard 18-2012 (IEEE STD 18-2012, 2013) não deve ultrapassar 135 % do valor nominal (I_N). Quando existe ressonância harmônica na rede a corrente eficaz nos capacitores pode ultrapassar este valor, por isso a necessidade dessa restrição. A restrição do limite da corrente no capacitor fica ativa apenas no cenário 2.

6.7 RESTRIÇÕES DO FLUXO DE POTÊNCIA TRIFÁSICO

As grandezas elétricas das redes IEEE 13 barras e IEEE 34 barras são obtidas pelo cálculo do fluxo de potência trifásico utilizando o método Backward-Forward descrito no capítulo 3. O erro como critério de parada do cálculo do fluxo de potência trifásico é a diferença entre as perdas elétricas de duas iterações consecutivas. O erro adotado é de 0,00001 pu.

O fluxo de potência é processado nas rotinas do algoritmo genético AGCB para obtenção das grandezas elétricas da rede que são necessárias no cálculo da função objetivo e da factibilidade da solução.

As restrições de igualdade para o fluxo de potência trifásico, por fase, são dadas por (77) e (78).

$$P_G^k - P_L^k - P^k(V, \theta) = 0 \quad (77)$$

$$Q_G^k - Q_L^k + Q_C^k - Q^k(V, \theta) = 0 \quad (78)$$

Sendo que:

P_G^k : Potência ativa gerada na barra **k** pela geração distribuída.

P_L^k : Demanda de potência ativa na barra **k**.

$P^k(V, \theta)$: Fluxo de potência ativa na barra **k** demandada pelas barras vizinhas.

Q_G^k : Potência reativa gerada na barra **k** pela geração distribuída.

Q_L^k : Demanda de potência reativa na barra **k**.

Q_C^k : Potência reativa na barra **k** gerada pelos capacitores.

$Q^k(V, \theta)$: Fluxo de potência reativa na barra **k** demandada pelas barras vizinhas.

k, V, θ : Especificação da barra, tensão elétrica e ângulo de fase, respectivamente.

6.8 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

A melhor solução é obtida quando a função objetivo é minimizada e as restrições operacionais são atendidas.

$$(1) f_{o_1} = \left(\sum_{n=0}^{ys-1} \frac{flC_E(Lossf + 40Lossn) + fcC_E E_D}{(1+e)^n} \right) + C_f Capf + C_l Capl$$

$$(2) f_{o_2} = \left(\sum_{n=0}^{ys-1} \frac{C_E(Lossf + 40Lossn)}{(1+e)^n} \right) + C_f Capf + C_l Capl$$

Sujeito a:

$$(3) P_G^k - P_L^k - P^k(V, \theta) = 0$$

$$(4) Q_G^k - Q_L^k + Q_C^k - Q^k(V, \theta) = 0$$

$$(5) 0,93 \leq V_{k(f)} \leq 1,05, \text{ sendo } k \text{ o número da barra e } f \text{ a fase.}$$

$$(6) FD_{BT} \leq 2 \%, \text{ sendo } BT \text{ o número da barra trifásica.}$$

$$(7) fp_e \geq 0,92$$

$$(8) (DHT_V)_{k(f)} \leq 5 \%$$

$$(9) (I_{cap})_{k(f)} \leq 1,35I_N$$

6.9 FATOR DE CARGA E FATOR DE PERDAS

O fator de carga, calculado diretamente da curva de carga da subestação, é a relação entre a demanda média (D_{med}) e a demanda máxima (D_{max}) para um período ΔT (OLIVEIRA, 2009), sendo dada pela equação (79).

$$fc = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{\int D(t)dt}{D_{max}\Delta T} \quad (79)$$

Se a curva de cargas possui N períodos de tempo e a demanda (D) é o valor médio da energia elétrica em um período de tempo, o fator de carga pode ser expresso por (80).

$$fc = \frac{\sum_{n=1}^N D(n)}{D_{max}N} \quad (80)$$

Para obter a demanda média de um sistema elétrico basta multiplicar o fator de carga pela demanda máxima.

O fator de perdas, é a relação entre as perdas em demanda média (PE_{Dmed}) e as perdas em demanda máxima (PE_{Dmax}) para um período ΔT (OLIVEIRA, 2009), sendo dado pela equação (81).

$$fl = \frac{PE_{Dmed}}{PE_{Dmax}} = \frac{\int PE(t)dt}{PE_{Dmax}\Delta T} \quad (81)$$

O fator de perdas pode ser calculado diretamente da curva de carga na subestação pela equação (82)

$$fl = \frac{\sum_{n=1}^N [D(n)]^2}{[D_{max}]^2 N} \quad (82)$$

6.10 CAPACITORES FIXOS

Os capacitores são utilizados em sistemas elétricos de potência principalmente para compensar os reativos. Alguns efeitos da compensação de reativos são a elevação do nível da tensão elétrica nas barras, a diminuição das perdas elétricas pela redução do fluxo de potência reativa nas linhas elétricas e a elevação do fator de potência. A compensação reativa também pode evitar correntes de sobrecarga nos condutores da rede elétrica.

Os capacitores são modelados no cálculo do fluxo de potência como cargas do tipo impedância constante. Os capacitores são instalados entre fase e neutro e entre fase e fase. Os valores nominais dos capacitores shunt a serem alocados na rede elétrica são iguais para as duas conexões (fase-neutro e fase-fase), apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Valores nominais dos capacitores

Valores Nominais (kVAr)	25	50	67	75	83	100	125	133	150
-------------------------------	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----

Fonte: (DUCATI, 2011)

6.11 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A geração distribuída são geradores de energia elétrica alocados no sistema de distribuição de energia elétrica operando de forma isolada ou não, junto ou próximo dos consumidores, independente da potência e da fonte de energia.

As redes de energia elétrica de distribuição com a presença de geradores distribuídos deixaram de ter fluxos unidirecionais, ou seja, da subestação para a carga, e passaram a ter fluxos bidirecionais. Esta mudança trouxe alguns problemas operacionais como a alocação da proteção, a geração de componentes harmônicas por causa do inversor (geração fotovoltaica, geração eólica), aumento da corrente de falta e a sobretensão nas proximidades do gerador, mas também trouxe benefícios como a redução das perdas, a descentralização da energia elétrica, o alívio da sobrecarga nos condutores da linha, o aumento do nível de tensão nas barras e o impacto ambiental causado pela utilização de fontes renováveis.

6.12 APLICAÇÃO DO ALGORITMO GENÉTICO CHU-BEASLEY

As meta-heurísticas são técnicas de busca de soluções que permitem sair de ótimos locais em direção ao ótimo global por meio de alguns operadores. As meta-heurísticas não garantem a solução ótima do problema, mas uma solução de boa qualidade. A qualidade da meta-heurística está na sua capacidade de explorar com eficiência o espaço de soluções encontrando a solução mais apta com maior rapidez na busca.

O Algoritmo genético (AG) é uma meta-heurística de otimização inspirada no princípio de seleção natural e reprodução genética. No AG os indivíduos da população competem entre si, e aqueles que são mais aptos perpetuam seus genes para a próxima geração (ARAUJO, 2012). O AG é uma técnica de fácil implementação em comparação com as abordagens clássicas que necessitam muitas vezes de funções contínuas e diferenciáveis.

As iterações do algoritmo genético evoluíram para contornar algumas deficiências encontradas, assim pode-se destacar o algoritmo genético Chu-Beasley (GUIMARÃES;

CASTRO, 2011). O AGCB diferencia-se do AG tradicional pelo elitismo empregado, apenas um indivíduo é substituído na população a cada geração, sendo a população não alterada para a próxima geração, assegurando assim os indivíduos mais aptos para as próximas gerações, e certificando-se de indivíduos diferentes entre si tanto na população inicial quanto nas gerações seguintes.

A população do AGCB é gerada aleatoriamente ou por heurísticas, podendo conter soluções factíveis ou infactíveis. A seleção de dois indivíduos (pais) na população é obtida por torneio. Estes dois pais são recombinaados e geram dois novos indivíduos (filhos). Um filho é selecionado aleatoriamente ou por aptidão. O filho selecionado sofre mutação em um ou mais genes e passa pela fase de melhoria local, sendo posteriormente alocado na população se for o caso de substituição. O critério de parada do AGCB é quando se atinge um limite de gerações ou a diversidade da população não se altera por algumas gerações consecutivas. A solução final do AGCB é o indivíduo factível mais apto da população. As etapas do AGCB são apresentadas na Figura 22.

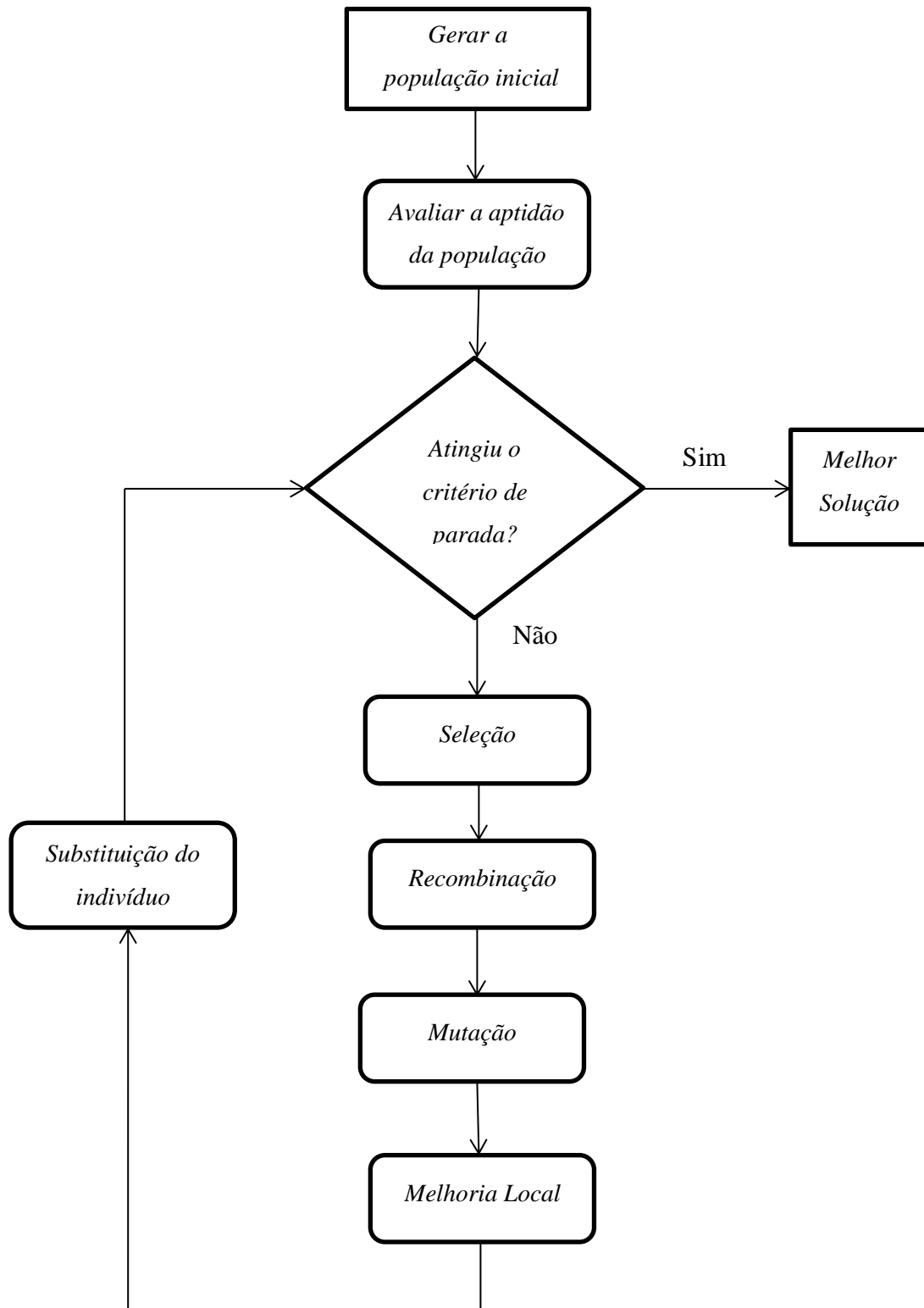
A aptidão de um indivíduo é avaliada pela função objetivo e a factibilidade pelas restrições. A proposta da separação das soluções em factíveis e infactíveis elimina a necessidade de penalização da função objetivo. O indivíduo menos apto da população infactível é substituído pelo indivíduo gerado (filho) se este for factível ou mais apto. O indivíduo menos apto da população factível é substituído pelo indivíduo gerado se este for factível, mais apto e se não existir população infactível.

O cromossomo ou indivíduo da população é uma solução para o problema representado por um vetor. Cada unidade do vetor é denominada de gene.

Os operadores genéticos recombinação, mutação e melhoria local são responsáveis pela busca de novas soluções para o problema, direcionando-se ao ótimo global.

Nas próximas subseções são apresentadas as etapas do AGCB para a busca da solução mais apta pelo método proposto de alocação de capacitores na rede de distribuição de energia elétrica desequilibrada. A meta-heurística para os três métodos testados (apresentados no próximo capítulo) são iguais, sendo alterada apenas a codificação da solução.

Figura 22 - Etapas do AGCB



Fonte: Próprio Autor

6.12.1 Codificação

A codificação é a forma com que a solução é apresentada. A solução ou indivíduo é representado por um vetor contendo os genes. Cada gene corresponde a um parâmetro da solução. Pela dimensão do vetor solução, adotou-se a codificação inteira neste trabalho.

A alocação do capacitor em uma barra trifásica é representada pelo número da barra trifásica, tipo de ligação do capacitor e os valores nominais dos capacitores alocados nas fases **a**, **b** e **c**, respectivamente.

O primeiro gene da solução apresenta o número da barra trifásica onde os capacitores serão alocados. O segundo gene apresenta o tipo de ligação do capacitor, podendo ser em estrela com centro estrela ligado ao neutro ou em delta. A ligação estrela é representada pelo número “1” e a delta pelo número “2”. O terceiro, quarto e quinto gene do indivíduo são os valores nominais dos capacitores das fases **a**, **b** e **c**, respectivamente. Importante notar que para a ligação delta os valores nominais dos capacitores representados nas fases **a**, **b** e **c** são ligados nas fases **a-b**, **b-c** e **c-a**, respectivamente. Os valores nominais dos capacitores fixos estão apresentados na Tabela 3, incluindo o valor nulo que também é selecionado. A solução pode conter mais de uma barra trifásica com alocação de capacitores, dependendo da geração da população inicial. Na Figura 23 é apresentada a codificação do indivíduo.

Figura 23 - Codificação da solução

1	2	3	4	5	6	7	8	...
15	1	75	25	0	7	2	100	• • •

Fonte: Próprio Autor

6.12.2 População inicial

A população representa um conjunto de soluções para o problema. A população é representada por uma matriz em que cada linha é um indivíduo. Cada indivíduo possui uma aptidão e pode ser factível ou infactível. Cada solução é processada no fluxo de potência que retorna o valor do estado da rede para cada indivíduo e permite avaliar a aptidão e a factibilidade deste indivíduo. No trabalho a população inicial é gerada aleatoriamente e contém 100 indivíduos. Uma população maior possibilita uma diversidade maior de soluções e, conseqüentemente, de descendentes. A cada geração é substituído um descendente na

população, se for o caso de substituição. O número de gerações acumuladas como critério de parada é 10000.

6.12.3 Seleção

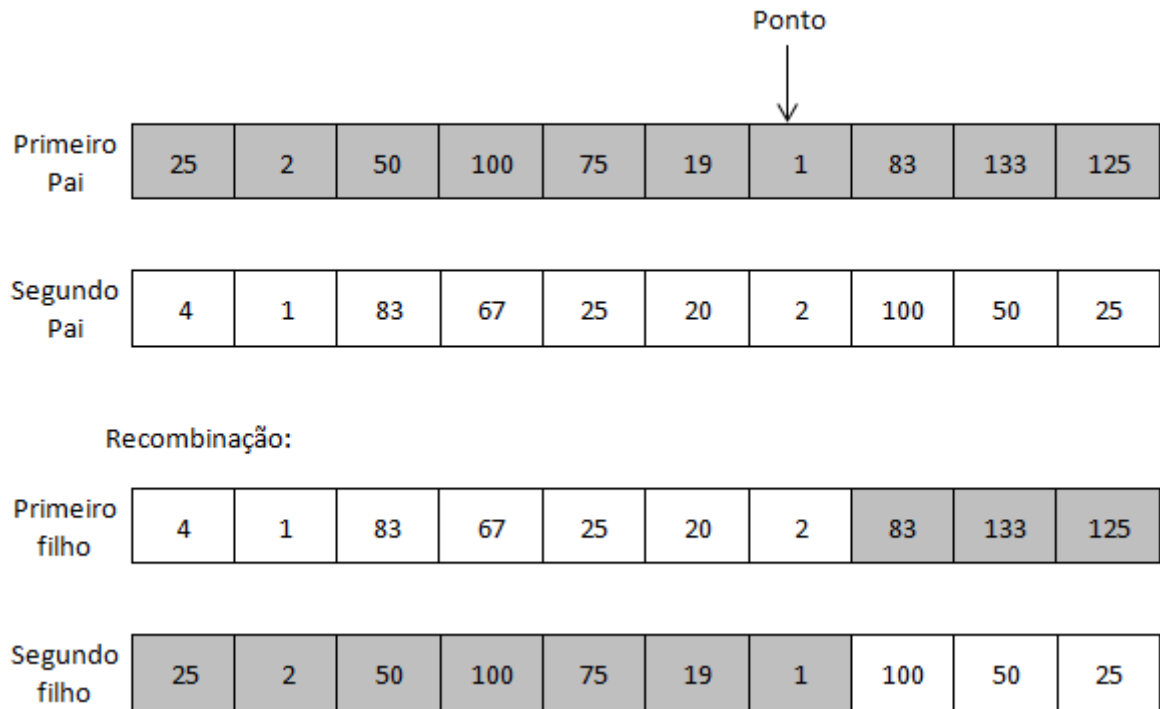
A seleção é a etapa do algoritmo que escolhe dois indivíduos da população, o primeiro e o segundo pai. A seleção é realizada por torneio. São selecionados dois indivíduos, aleatoriamente, prevalecendo o indivíduo de maior aptidão, sendo este o primeiro pai. Posteriormente são selecionados mais dois indivíduos, aleatoriamente, prevalecendo o de maior aptidão, sendo este o segundo pai. Os dois pais selecionados passarão para a etapa de recombinação.

6.12.4 Recombinação

O cruzamento ou recombinação é a troca de material genético entre os dois pais dando origem a dois descendentes. Os dois descendentes ou filhos adquirem genes comuns dos dois pais. A recombinação é realizada em um ponto selecionado aleatoriamente. O ponto representa a localização de um gene do indivíduo. O primeiro pai recebe parte dos genes do segundo pai que se encontra do primeiro gene ao ponto selecionado, originando o primeiro filho. O segundo pai recebe parte dos genes do primeiro pai que se encontra do primeiro gene ao ponto selecionado, originando o segundo filho. No AGCB apenas um filho é perpetuado, sendo o de pior aptidão descartado. O filho de melhor aptidão passará para a etapa de mutação.

A recombinação é uma forma de explorar a vizinhança do espaço de busca. Na Figura 24 é ilustrada a recombinação para a alocação de capacitores em duas barras trifásicas.

Figura 24 – Recombinação de um único ponto

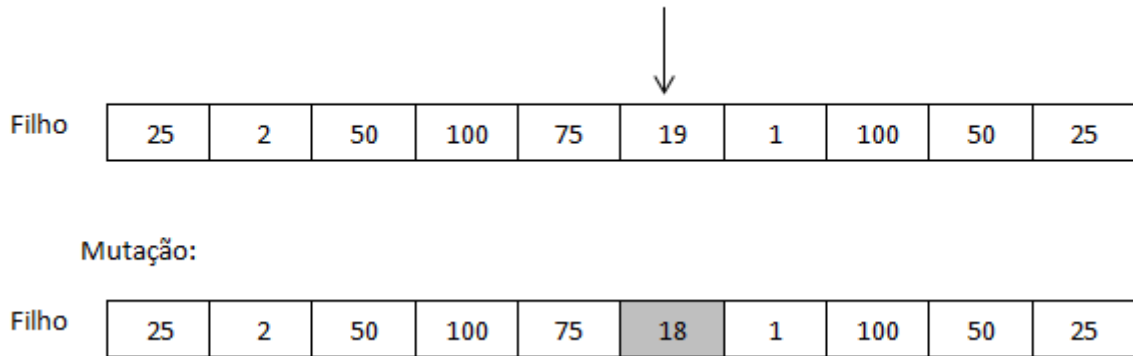


Fonte: Próprio Autor

6.12.5 Mutação

A mutação é a variação genética do indivíduo. A mutação é realizada para explorar novas regiões do espaço de busca, evitando que o algoritmo permaneça em ótimos locais. A mutação é feita em um gene. O gene selecionado aleatoriamente é modificado em uma unidade. O gene selecionado que se refere ao número da barra trifásica pode ser modificado para o número da próxima barra ou para o número da barra anterior. Se o gene selecionado for o tipo de ligação, este é alterado de estrela para delta ou de delta para estrela. Se o gene selecionado for o do valor nominal do capacitor, este pode ser alterado para um valor nominal capacitivo abaixo ou um valor nominal acima do valor atual, de acordo com a Tabela 3. Na Figura 25 é ilustrada a mutação no filho gerado.

Figura 25 - Mutação
Ponto (-1)



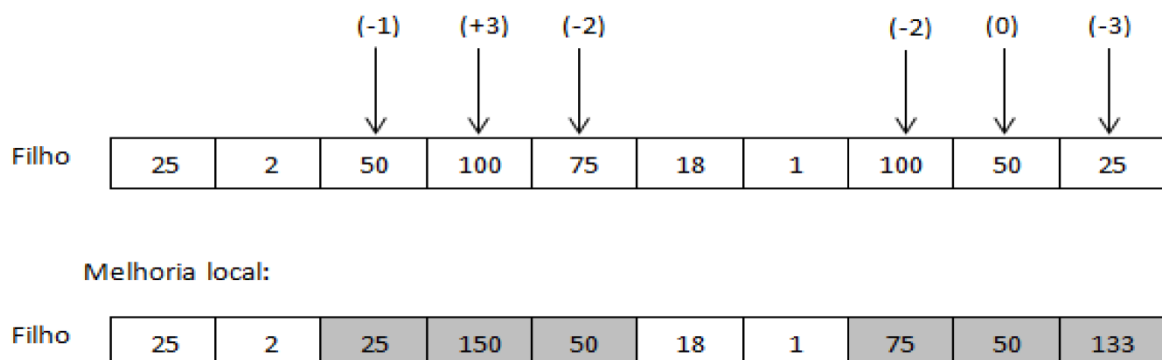
Fonte: Próprio Autor

6.12.6 Melhoria Local

Essa fase de melhoria local pode ser uma busca simples ou uma estratégia complexa para explorar de maneira mais eficiente o espaço de busca em direção ao ótimo global.

A melhoria local é realizada apenas nos valores nominais dos capacitores nas três fases. São realizadas modificações em todos os genes do cromossomo referentes aos valores dos capacitores. As intensidades das alterações dos genes são obtidas aleatoriamente e podem ser até três valores nominais abaixo ou até três valores nominais acima do valor atual. Essas melhorias são realizadas 20 vezes para um mesmo filho gerado a cada geração. Na fase de melhoria local o indivíduo de maior aptidão   perpetuado para a próxima fase, a da substituição na população. A Figura 26 exemplifica a melhoria local.

Figura 26 - Melhoria Local



Fonte: Próprio Autor

Os valores nominais dos capacitores, em kVAr, são modificados para cima ou para baixo do valor atual de acordo com a Figura 27.

Figura 27 - Valores nominais dos capacitores

125	133	150	0	25	50	67	75	83	100	125	133	150	0	25	50
-----	-----	-----	---	----	----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	---	----	----

Fonte: Próprio Autor

7 RESULTADOS

As simulações são realizadas para compensação do desequilíbrio e dos reativos em duas redes de distribuição de MV. A primeira rede testada é a IEEE 13 barras, modificada (Anexo A), mostrada na Figura 28. A tensão nominal desta rede de média tensão é 4,16 KV, tensão fase em relação ao neutro. As bases usadas são 4,16 KV e 1MVA. A tensão na barra 1, referente à subestação, é de 1 pu nas três fases e defasadas de 120° entre si. O regulador de tensão, os capacitores e o transformador de potência foram retirados do sistema original para o melhor diagnóstico dos resultados. As linhas elétricas não são transpostas.

A segunda rede de distribuição radial testada é a IEEE 34 barras, Figura 29. A rede utilizada foi expandida em (CIRIC; PADILHA; OCHOA, 2003) para operação a quatro fios. O autor utiliza a matriz 5x5 das linhas elétrica, na qual fica explícita a presença física do condutor neutro e o terra nas simulações. No trabalho (OCHOA et al., 2005) prova-se que a rede IEEE 34 barras expandida a quatro fios, ou seja, com a presença física das três fases, o neutro e mais o condutor terra como retorno, apresenta resultados diferentes, principalmente em relação às perdas elétricas nas linhas, em relação à rede elétrica reduzida pela transformação de Kron. Por isso a importância da simulação da rede original a quatro fios. Os dados da rede elétrica simulada neste trabalho são obtidos de (CIRIC; PADILHA; OCHOA, 2003), apresentados no Anexo B, sofrendo pequenas modificações para análise do problema sob estudo. A tensão nominal desta rede de média tensão é 25 KV, tensão fase em relação ao neutro. As bases usadas são 25 KV e 1MVA. A tensão na barra zero, referente à subestação, é de 1 pu nas três fases e defasadas de 120° entre si. Os reguladores de tensão, os capacitores e o transformador de potência foram retirados do sistema original para o melhor diagnóstico dos resultados. As linhas elétricas não são transpostas. As restrições são atendidas nas duas redes somente com a alocação dos capacitores sem a utilização de outros equipamentos.

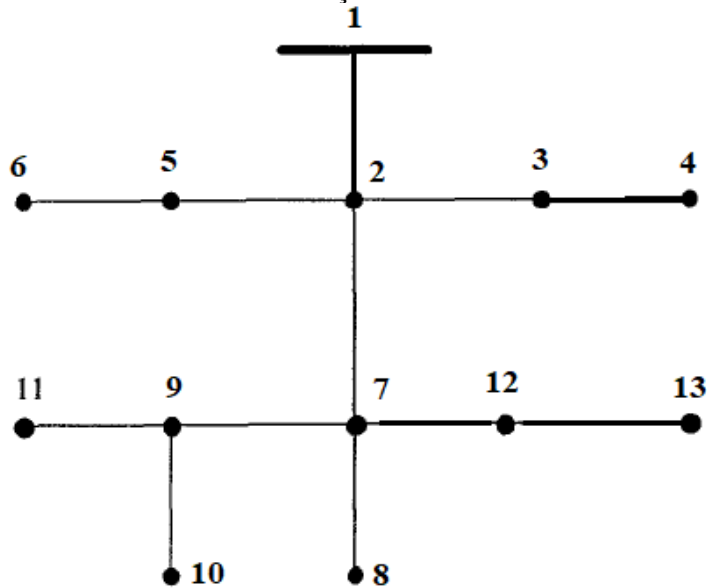
As impedâncias do condutor terra são incorporadas na impedância de aterramento, sendo o potencial do terra nulo. O neutro pode ser aterrado em alguns pontos. A resistência de aterramento do neutro é igual a cinco ohms. Apenas o condutor neutro da subestação é solidamente aterrado. Quando não existe aterramento do neutro em nenhum ponto ou o aterramento é não funcional, o neutro é considerado isolado.

Os capacitores fixos alocados pelo método proposto, baseado no método de compensação ideal, são conectados em estrela (com centro-estrela ligado ao neutro) ou delta nas barras trifásicas. Os capacitores ligados em estrela compensam a componente de sequência

zero da corrente e os reativos na rede. Os capacitores ligados em delta compensam a componente de sequência negativa da corrente e os reativos na rede. Não são alocados capacitores ligados em estrela na barra trifásica onde não existe o condutor neutro. Os capacitores são modelados como impedância constante.

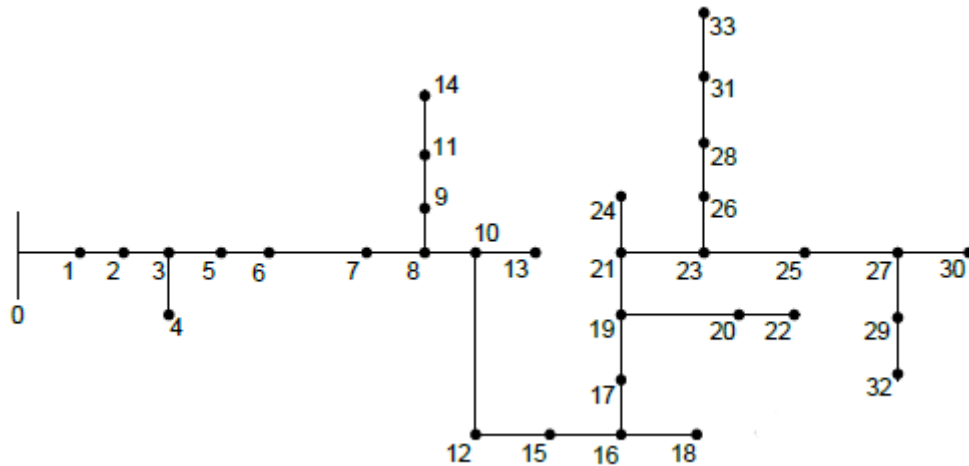
As cargas trifásicas (cargas das barras trifásicas) são ligadas em delta ou estrela com centro-estrela ligado ao neutro. As cargas trifásicas desequilibradas ligadas em delta contribuem para as correntes de sequência negativa na rede. Para redes de distribuição desequilibradas reais, o fator de desequilíbrio não ultrapassa 2 %, ou seja, a rede pode ser considerada simétrica. Embora a componente da corrente de sequência negativa possa afetar pouco o fator de desequilíbrio, esta componente pode interferir de maneira significativa nas perdas elétricas e no fator de potência do sistema elétrico. Por isso a necessidade da alocação de capacitores ligados em delta.

Figura 28 - Sistema de distribuição radial IEEE 13 barras



Fonte: (IEEE, 1991)

Figura 29 - Sistema de distribuição radial IEEE 34 barras



Fonte: (IEEE,1991)

As cargas elétricas modeladas nas simulações são do tipo potência constante. As cargas elétricas trifásicas apresentadas no Anexo A e Anexo B podem ser ligadas em delta ou estrela (Centro-estrela ligada ao neutro) modeladas com a mesma potência para as duas ligações.

As cargas elétricas na simulação são referentes à demanda máxima, aplicando assim o fator de carga e o fator de perdas na função objetivo. O objetivo do trabalho é comprovar a eficiência do método proposto, sendo que a maior complexidade do problema, no caso da análise por período da curva de carga, leva ao maior espaço de soluções e maior imprecisão nos resultados. Por essa razão utilizou-se o fator de carga e o fator de perdas. O fator de carga e o fator de perdas para a rede IEEE-13 barras são 0,7275 e 0,5921, respectivamente, calculados para a curva de carga desta rede em (FREITAS, 2015). O fator de carga e o fator de perdas para a rede IEEE-34 barras são 0,6095 e 0,4334, respectivamente, calculados para a curva de carga desta rede em (OCHOA; PADILHA-FELTRIN; HARRISON, 2008).

São simulados dois cenários no trabalho:

- Cenário 1: Redes de distribuição de MV (IEEE-13 barras e IEEE-34 barras) com desequilíbrio de cargas elétricas.
- Cenário 2: Rede de distribuição de MV (IEEE-34 barras) com desequilíbrio de cargas elétricas e com a presença de três parques solares (geração fotovoltaica). Esses parques solares injetam correntes harmônicas na rede elétrica devido os seus inversores de frequência.

São simulados casos do cenário 1 para a rede IEEE 13 barras:

- Caso 1: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é delta.
- Caso 2: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é estrela. As cargas elétricas da fase mais carregada, fase **c**, são acrescidas em 10 % e as cargas da fase menos carregada, fase **b**, são reduzidas em 10 %, aumentando assim o desequilíbrio da rede.

São simulados casos do cenário 1 para a rede IEEE 34 barras:

- Caso 1: O neutro é aterrado nas barras 3, 8, 10, 12, 16, 19, 21, 25, 27 e 30, e a conexão das cargas trifásicas é estrela.
- Caso 2: O neutro é aterrado nas barras 3, 8, 10, 12, 16, 19, 21, 25, 27 e 30, e a conexão das cargas trifásicas é estrela. As cargas elétricas da fase mais carregada, fase **a**, são acrescidas em 10 % e as cargas da fase menos carregada, fase **b**, são reduzidas em 10 %, aumentando assim o desequilíbrio.
- Caso 3: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é delta.
- Caso 4: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é estrela. Neste caso as fases **a**, **b** e **c** da rede elétrica operam com 70 % de suas cargas.
- Caso 5: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é estrela. As cargas elétricas da fase mais carregada, fase **a**, são acrescidas em 20 % e as cargas da fase menos carregada, fase **b**, são reduzidas em 20 %, aumentando assim o desequilíbrio.
- Caso 6: Igual ao caso 5, mas são retirados da função objetivo a parcela referente ao custo da energia de desequilíbrio e a penalidade das perdas elétricas no neutro. É o caso mais clássico dos custos para alocação de capacitores.

Nos casos do cenário 2, os parques solares são localizados nas barras trifásicas 18, 24 e 30. A fonte não linear (parque solar) é modelada como fonte de corrente constante para a frequência fundamental e para as componentes harmônicas. Cada parque solar injeta uma corrente na rede de 2 A, por fase, na frequência fundamental, caracterizando uma potência trifásica de 150 kW na tensão nominal. As correntes harmônicas injetadas por cada parque são especificadas na Tabela 4. Os casos estudados são para baixa penetração de harmônicos, com DHT_V inferior a 5 %. O trabalho (OLIVA; BALDA, 2003) apresenta as harmônicas causadas

por parques solares de 100 kW. Foram selecionadas deste trabalho apenas as harmônicas mais significativas (3ª e 5ª harmônicas). Os casos simulados do cenário 2 são:

- Caso 1: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é estrela. As cargas elétricas da fase mais carregada, fase **a**, são acrescidas em 10 % e as cargas da fase menos carregada, fase **b**, são reduzidas em 10 %, aumentando assim o desequilíbrio.
- Caso 2: O neutro é isolado e a conexão das cargas trifásicas é estrela. As cargas elétricas da fase mais carregada, fase **a**, são acrescidas em 20 % e as cargas da fase menos carregada, fase **b**, são reduzidas em 20 %, aumentando assim o desequilíbrio.

Tabela 4 - Harmônicas do parque solar

Harmônica	Magnitude (%)
1	100
3	50
5	60

Fonte: Próprio autor

O método *backward-forward* para resolver o fluxo de potência nos dois cenários é descrito no capítulo 3.

No primeiro cenário, o método proposto, baseado no método de compensação ideal, é comparado com dois métodos utilizados na literatura. Os três métodos são apresentados:

- Proposto: Alocação de capacitores em barras trifásicas, conectados em delta ou estrela. Proposta baseada no método de compensação ideal, descrito no capítulo 5.
- Fase: Alocação de capacitores monofásicos em qualquer barra da rede, conectado entre fase e neutro (MURTY; KUMAR, 2013; CARPINELLI et al., 2005; EAJAL; EL-HAWARY, 2010; SANTOS, 2015).
- Banco: Alocação de bancos de capacitores em barras trifásicas, conectados em delta ou estrela, sendo os bancos equilibrados (SUBRAHMANYAM, 2009; KIM; YOU, 1999; ARAUJO et al., 2018; PEREIRA; FERNANDES; AOKI, 2018).

Os resultados dos três métodos são comparados com o caso base, ou seja, com os resultados obtidos antes da alocação dos capacitores (Antes). No segundo cenário são comparados os resultados entre o método proposto e o caso base. Quando se adicionam as

componentes harmônicas não é necessária a comparação entre os métodos para compensação do desequilíbrio e dos reativos já realizada no cenário 1. Este segundo cenário visa compensar pelo método proposto o desequilíbrio, os reativos da rede e não ocasionar ressonância dos capacitores com a rede, para que o DHT permaneça dentro dos limites permitidos.

A simulação é realizada no *software* MatLab R2013a versão 8.1.0.604. O tempo de simulação não foi considerado como parâmetro de otimização, pois o problema não requer solução instantânea, considerado como um planejamento.

As simulações apresentadas neste capítulo seguem a formulação apresentada no capítulo 6. Os custos totais (*Custos*) são o valor da função objetivo. As grandezas elétricas E_D , $Lossn$ e $Losst$ são referidas ao período de vinte anos para o cenário 1 (multiplicadas por 20) e por dois anos para o cenário 2 (multiplicadas por 2). Os capacitores alocados são apresentados no Anexo C para os casos testados.

A redução do método testado (Proposto, Fase ou Banco) em relação ao caso base (Antes) é obtida pela expressão (83).

$$Redução (\%) = \left(1 - \frac{Método\ testado}{Caso\ base} \right) 100 \quad (83)$$

7.1 CENÁRIO 1

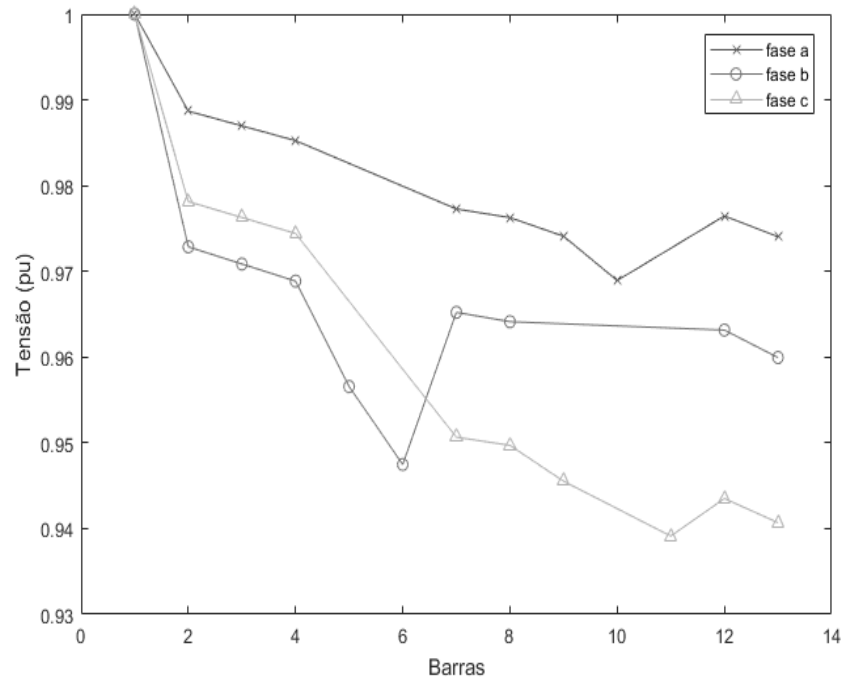
As redes elétricas de distribuição no cenário 1 apresentam cargas lineares e desequilibradas, conforme especificadas anteriormente.

7.1.1 Rede IEEE 13 barras

1) Caso 1

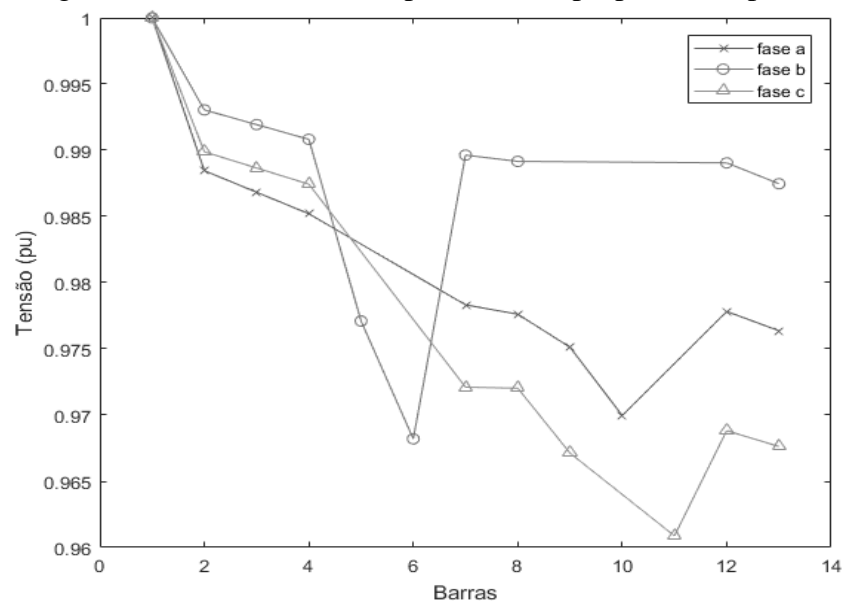
Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 30, Figura 31, Figura 32 e Figura 33 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 30 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)



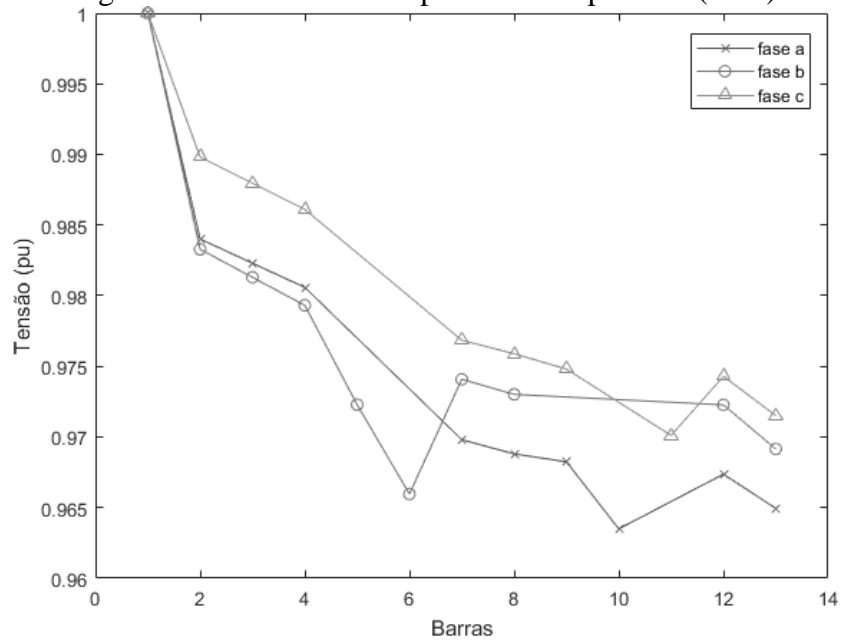
Fonte: Próprio Autor

Figura 31 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto)



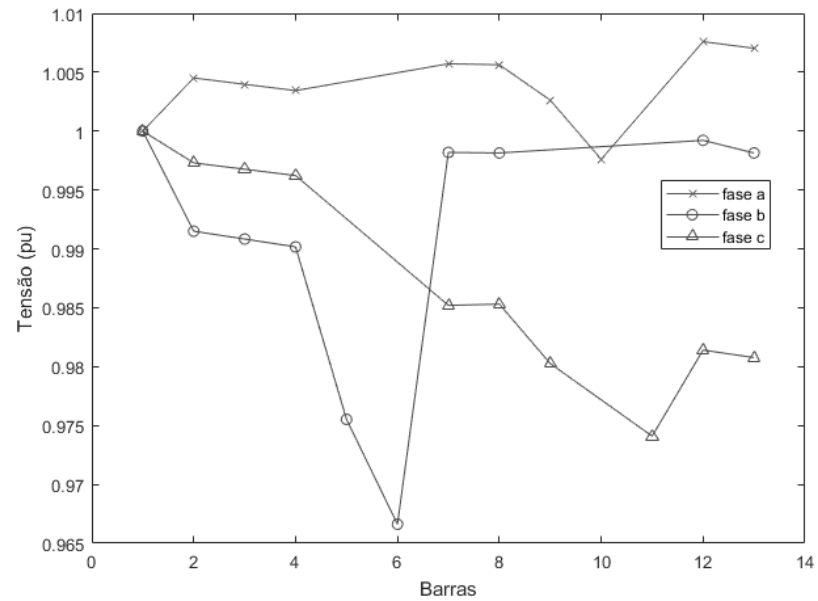
Fonte: Próprio Autor

Figura 32 - Tensão na fase pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

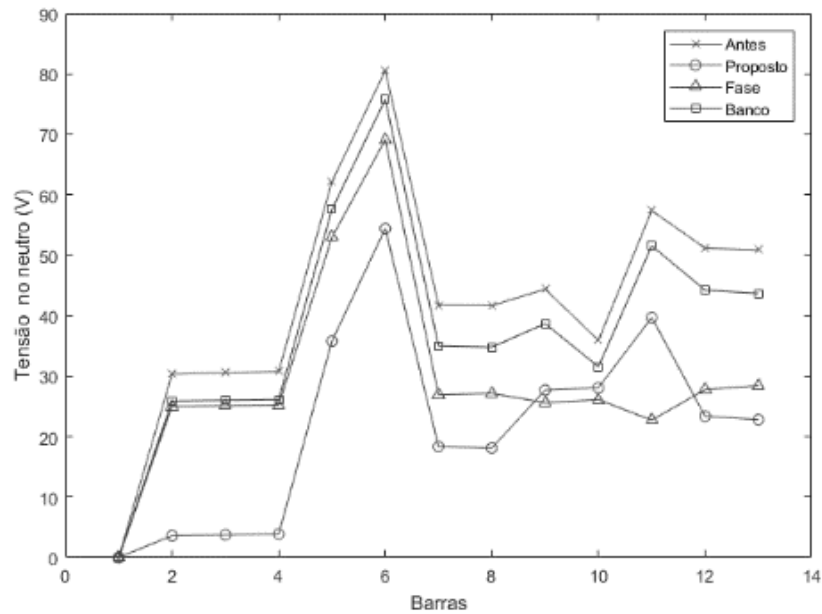
Figura 33 - Tensão nas fases pelo método de banco (Banco)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 34 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 34 - Tensão no neutro



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 5 são apresentados os resultados de comparação dos três métodos testados com o caso base.

Tabela 5 - Comparação entre os métodos (Caso 1)

	Antes	Proposto	Fase	Banco
<i>Custos (R\$)</i>	11024000,00	2860800,00	6588800,00	10554000,00
<i>Redução (%)</i>	-	74,05	40,23	4,26
<i>E_D (MVAh)</i>	83055	250,08	52533	81293
<i>Redução (%)</i>	-	99,7	36,75	2,12
<i>Lossn (MWh)</i>	990,14	672,84	469,36	933,93
<i>Redução (%)</i>	-	32,05	52,6	5,68
<i>Losst (MWh)</i>	10382	7425,5	7824,6	8219,2
<i>Redução (%)</i>	-	28,48	24,63	20,83
<i>f_{p_e}</i>	0,8230	0,9959	0,9389	0,9343

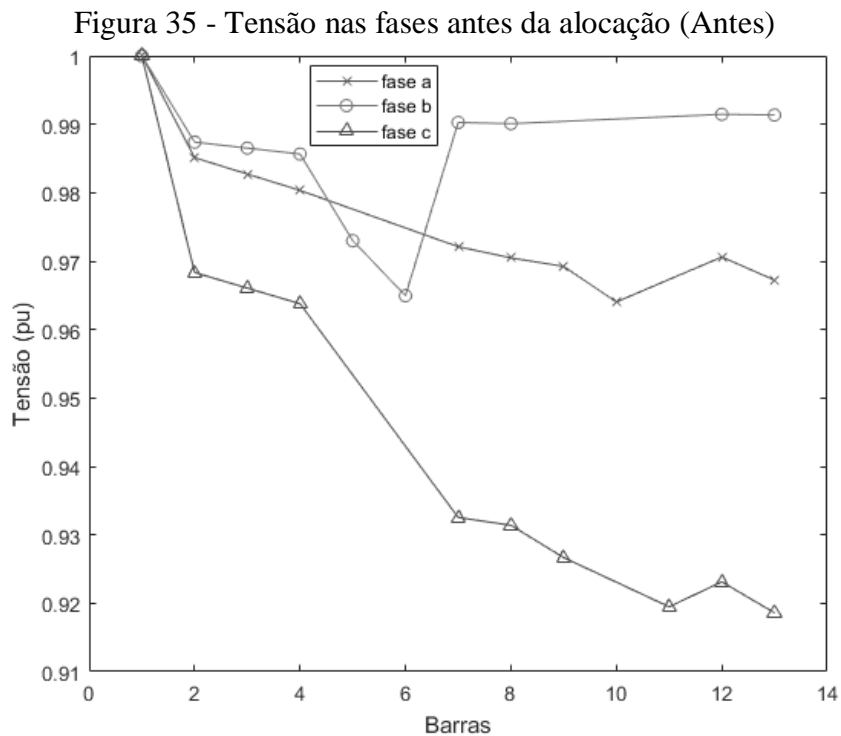
Fonte: Próprio Autor

Neste caso todas as restrições foram atendidas pelos métodos testados. A energia de desequilíbrio teve maior redução (99,7 %) pelo método proposto. As perdas no neutro tiveram

maior redução pelo método por fase (52,6 %), pois o método por fase compensa a componente de sequência zero devido o tipo de ligação. A maior redução das perdas totais na rede elétrica é obtida pelo método proposto (28,48 %). O método de alocação por banco de capacitores compensou um percentual reduzido do desequilíbrio, sendo 2,12 % a energia de desequilíbrio e 5,68 % as perdas no neutro. As cargas monofásicas na rede IEEE 13 barras apresentam quedas de tensões significativas no condutor neutro (barras 6 e 11), como pode ser verificado na Figura 34, após a compensação pelo método proposto. As correntes de neutro para as cargas monofásicas (barras 6 e 11) não são compensadas pelo método de compensação ideal, sendo este método de compensação realizado para desequilíbrio trifásico.

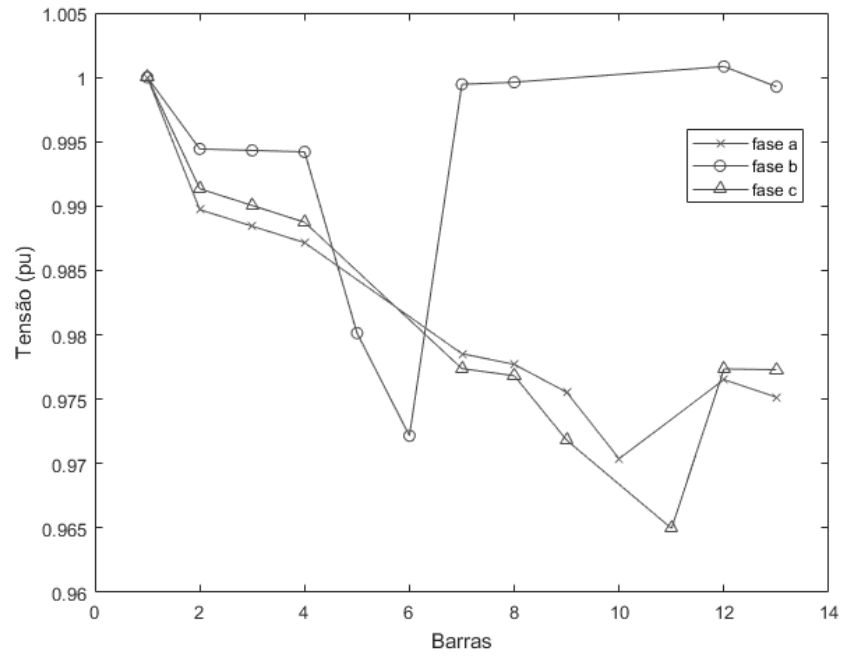
2) Caso 2

Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 35, Figura 36, Figura 37 e Figura 38 para os três métodos testados e o caso base.



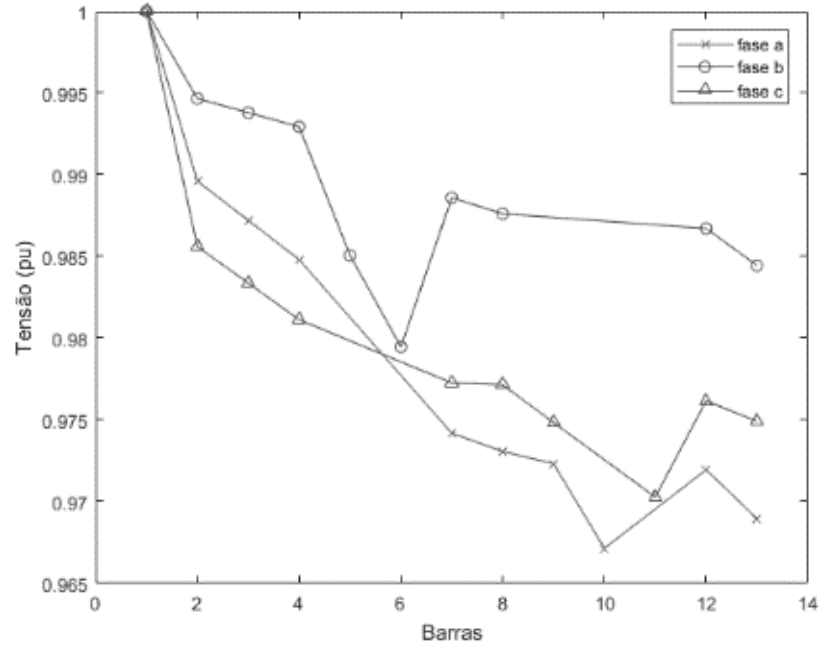
Fonte: Próprio Autor

Figura 36 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto)



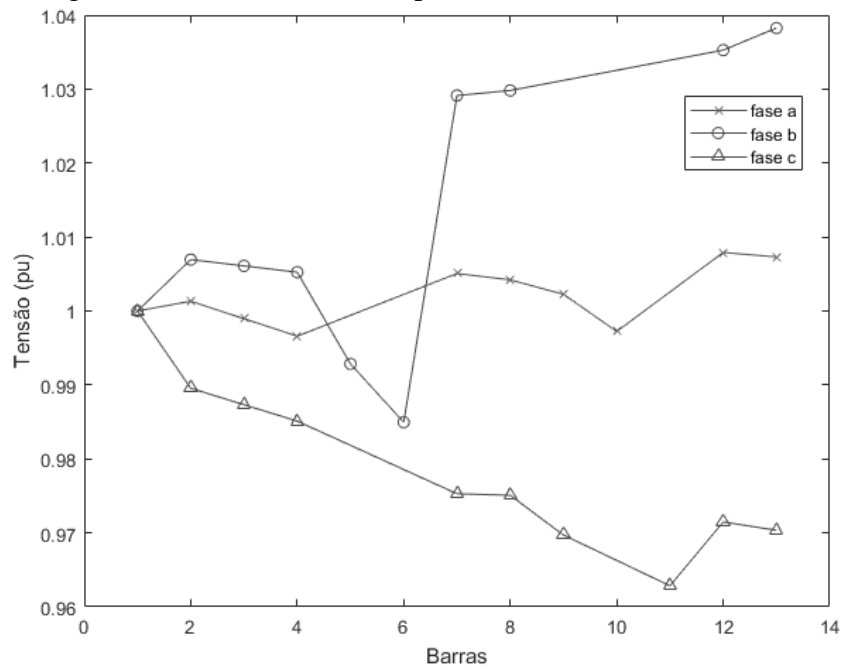
Fonte: Próprio Autor

Figura 37 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

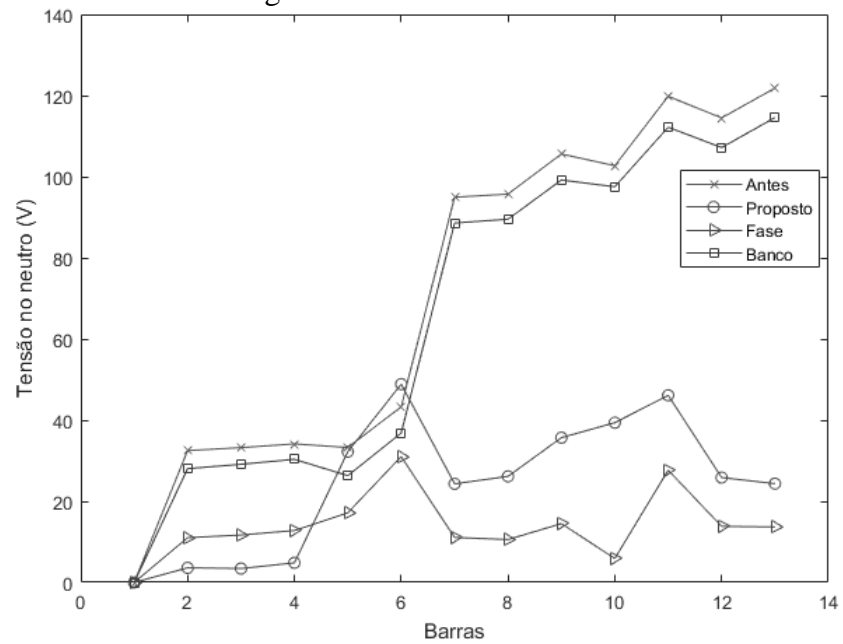
Figura 38 - Tensão nas fases pelo método de banco (Banco)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 39 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 39 - Tensão no neutro



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 6 são apresentados os resultados de comparação dos três métodos testados com o caso base.

Tabela 6 – Comparação entre os métodos (Caso 2)

	Antes	Proposto	Fase	Banco
<i>Custos (R\$)</i>	10699000,00	2786200,00	4706700,00	9688800,00
<i>Redução (%)</i>	-	73,96	56,00	9,44
E_D (MVAh)	50850	492,3	33584	46440
<i>Redução (%)</i>	-	99,03	33,95	8,67
<i>Lossn (MWh)</i>	1695,3	647,23	385,57	1513,2
<i>Redução (%)</i>	-	61,82	77,26	10,74
<i>Losst (MWh)</i>	11194	7212,5	7324,8	10086
<i>Redução (%)</i>	-	35,57	34,56	9,9
fp_e	0,8281	0,9999	0,9897	0,9218

Fonte: Próprio Autor

Neste caso todas as restrições foram atendidas pelos métodos testados. A energia de desequilíbrio teve maior redução, quase total (99,03 %), pelo método proposto, indicando um equilíbrio da rede elétrica visto da subestação. As perdas elétricas no neutro tiveram maior redução pelo método por fase (77,26 %). O método de alocação por banco de capacitores compensou um percentual pequeno do desequilíbrio, sendo a redução da energia de desequilíbrio e das perdas do neutro iguais a 8,67 % e 10,74 %, respectivamente. Isto indica que o método por banco é pouco eficiente na compensação do desequilíbrio em relação aos outros métodos testados. É possível verificar na Figura 39 as semelhanças entre o perfil de tensão no neutro para o caso base e o método Banco. O perfil de tensão no condutor neutro pelo método proposto e por fase, Figura 39, apresentou uma redução nos valores principalmente no final do condutor (barras 7 a 13), onde a tensão é mais crítica. O menor custo total foi obtido pelo método proposto, com uma redução de 73,96 %.

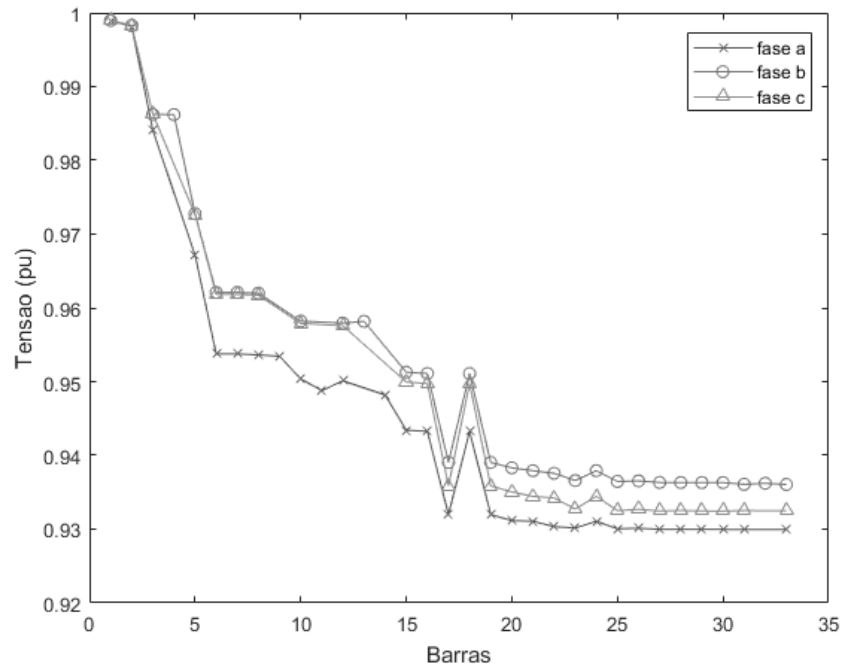
7.1.2 Rede IEEE 34 barras

Nos casos 5 e 6, os mais desequilibrados, são incluídos nos resultados gráficos a corrente no neutro e o FD.

1) Caso 1

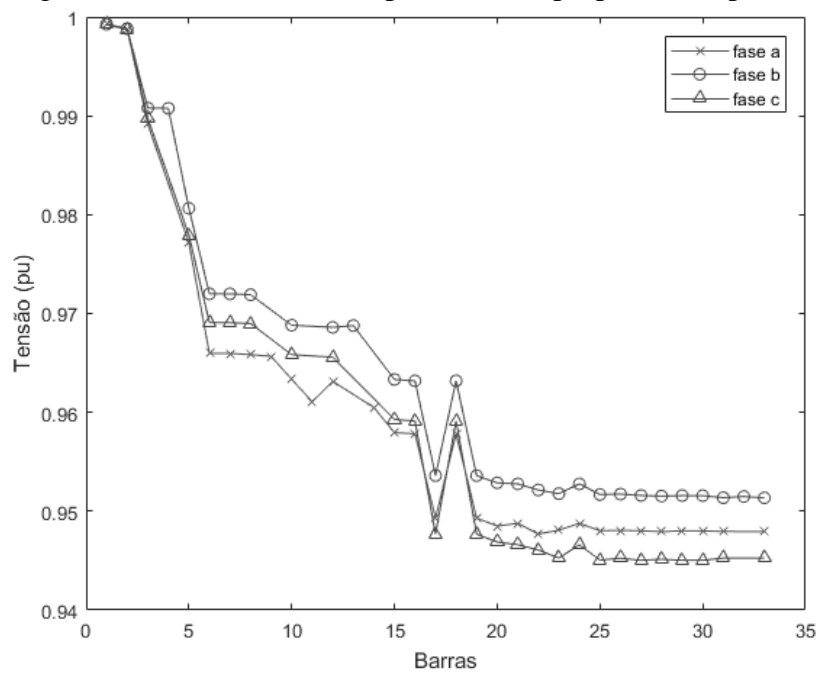
Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 40, Figura 41, Figura 42 e Figura 43 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 40 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)



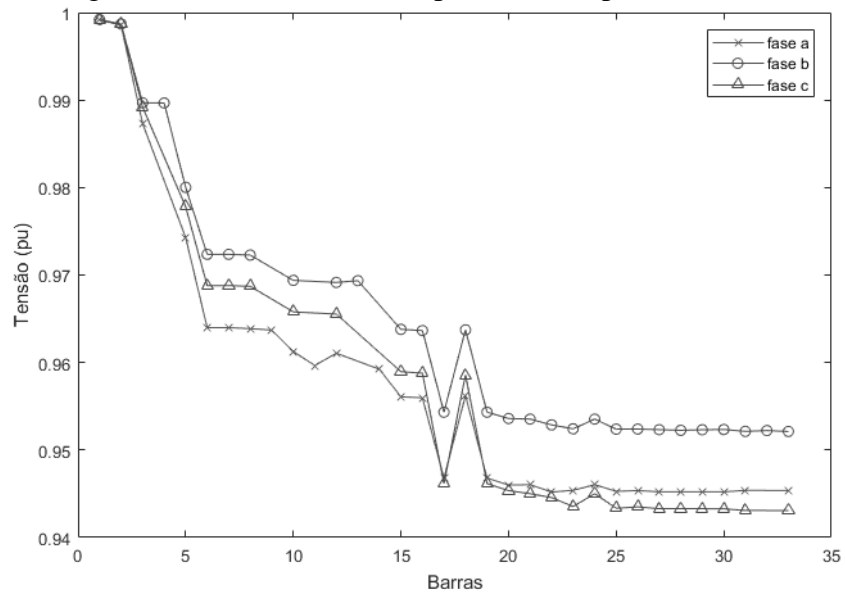
Fonte: Próprio Autor

Figura 41 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto)



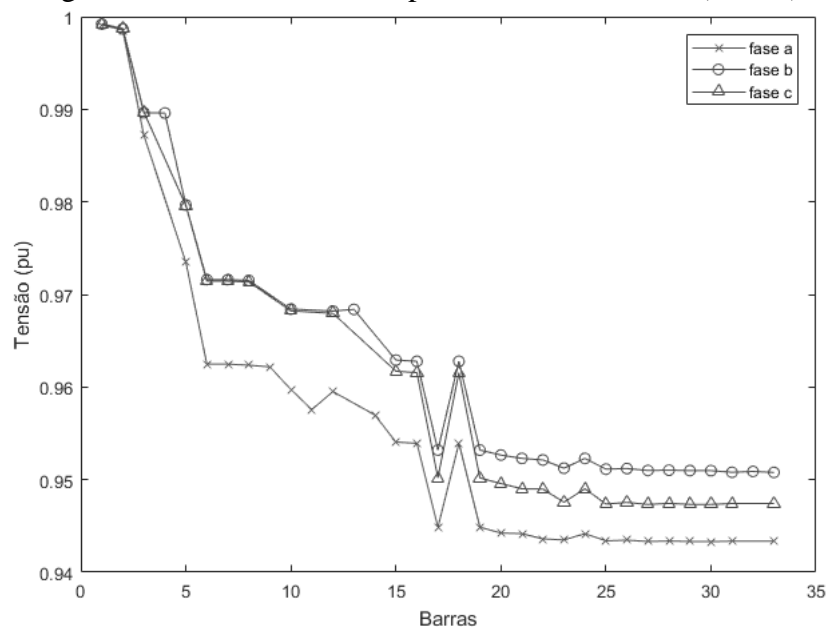
Fonte: Próprio Autor

Figura 42 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

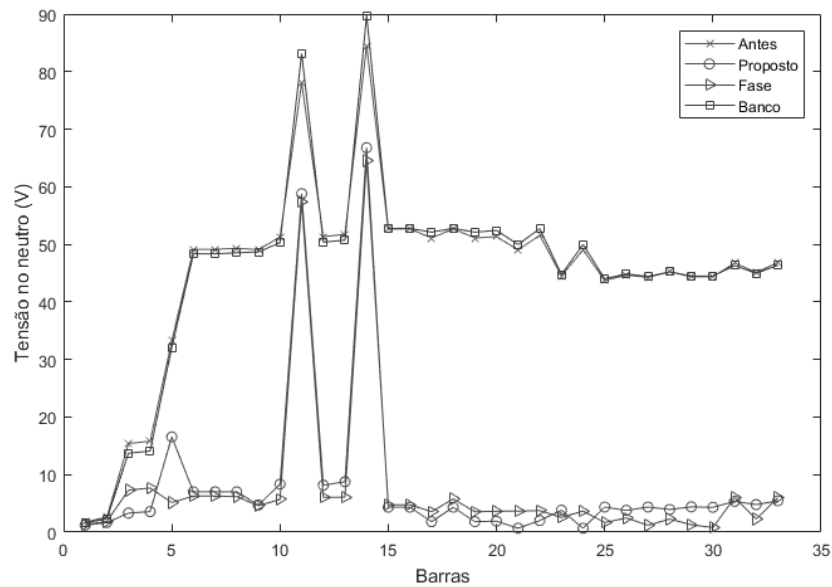
Figura 43 - Tensão nas fases pelo método de banco (Banco)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 44 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 44 - Tensão no condutor neutro



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 7 são apresentados os resultados de comparação dos três métodos testados com o caso base.

Tabela 7 - Comparação entre os métodos (Caso 1)

	Antes	Proposto	Fase	Banco
<i>Custos (R\$)</i>	2756200,00	690830,00	1375200,00	2545700,00
<i>Redução (%)</i>	-	74,94	50,11	7,64
<i>E_D (MVAh)</i>	9789,1	232,40	8554,3	9729,7
<i>Redução (%)</i>	-	97,63	12,61	0,61
<i>Lossn (MWh)</i>	355,82	32,31	29,62	354,19
<i>Redução (%)</i>	-	90,92	91,68	0,46
<i>Losst (MWh)</i>	9347,5	6545,7	6556,6	6821,3
<i>Redução (%)</i>	-	29,97	29,86	27,03
<i>f_{p_e}</i>	0,8616	0,9906	0,9969	0,9975

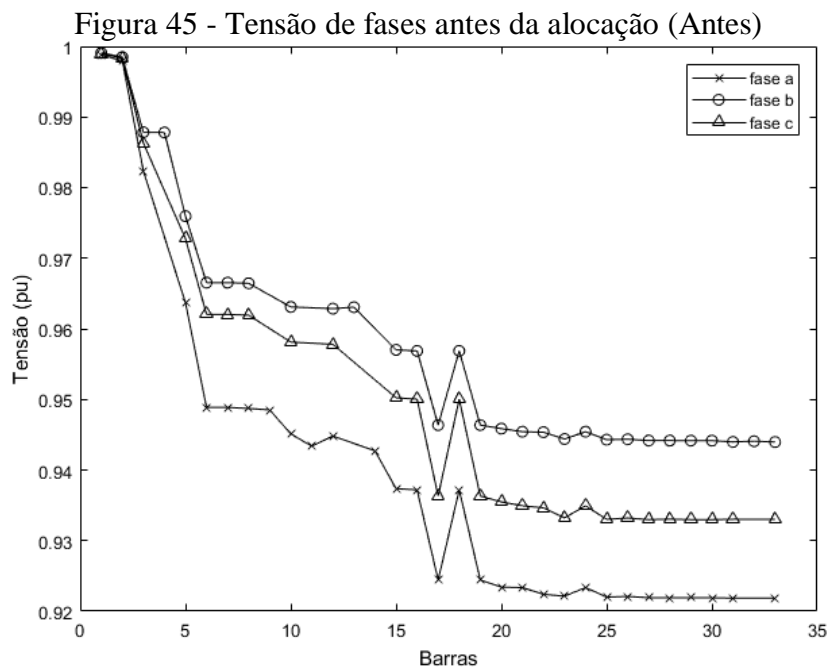
Fonte: Próprio Autor

Neste caso todas as restrições foram atendidas pelos métodos testados. A energia de desequilíbrio teve maior redução, quase total (97,63 %), pelo método proposto. As perdas elétricas no neutro tiveram maior redução pelo método por fase (91,68 %). O método de

alocação por banco de capacitores compensou um percentual pequeno das perdas no neutro (0,46 %), sendo ineficiente na compensação das perdas no neutro. As semelhanças na Figura 44 nos perfis de tensão no neutro entre o caso base e o método Banco indicam essa ineficiência na compensação das perdas no condutor neutro pelo método de alocação por banco de capacitores. Neste cenário o neutro é multi-aterrado, por isso o caso apresenta o menor perfil de tensão no neutro dentre os casos testados desta rede. Lembrando que as perdas elétricas (*Lossn*) registradas na Tabela 7 e Tabela 8 são referentes ao neutro e o terra. O menor custo total foi obtido pelo método proposto, com uma redução de 74,94 %.

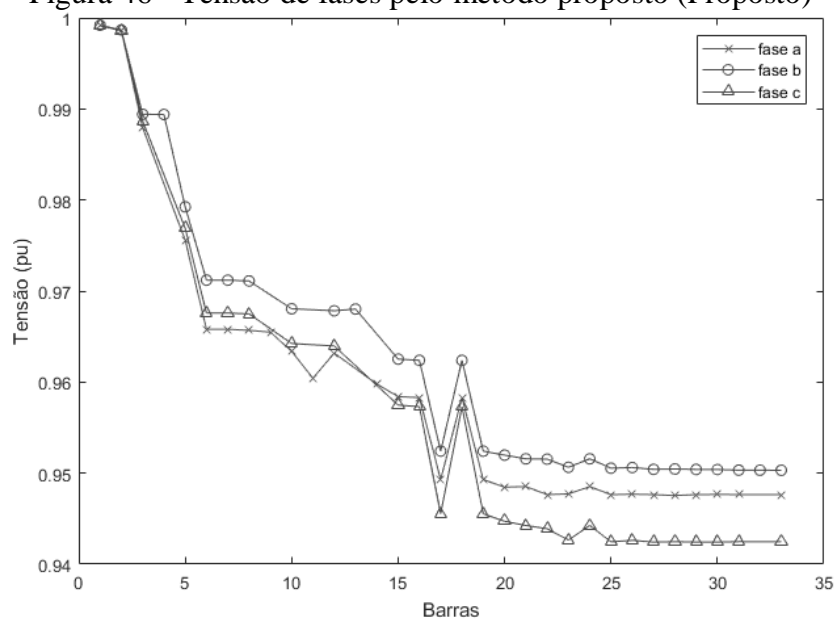
2) Caso 2

Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 45, Figura 46, Figura 47 e Figura 48 para os três métodos testados e o caso base.



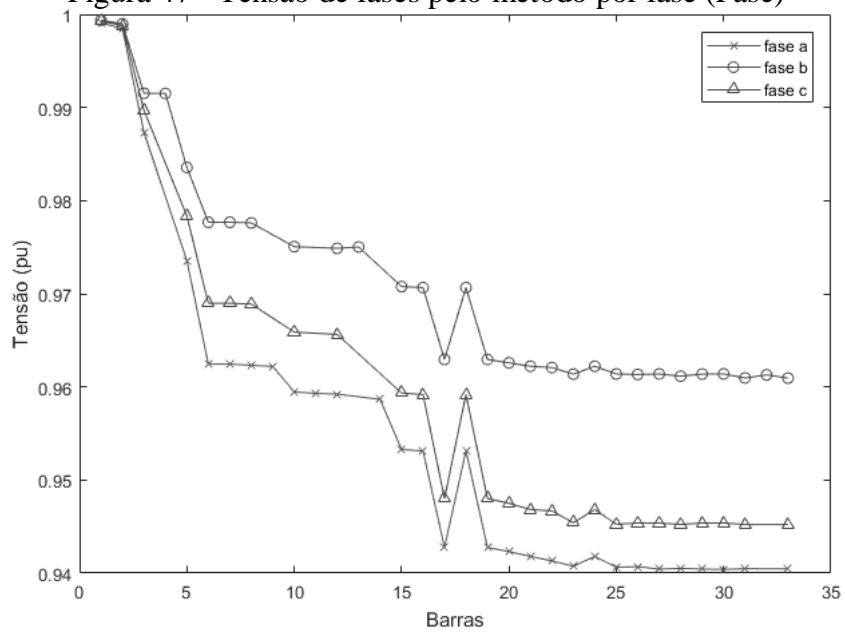
Fonte: Próprio Autor

Figura 46 - Tensão de fases pelo método proposto (Proposto)



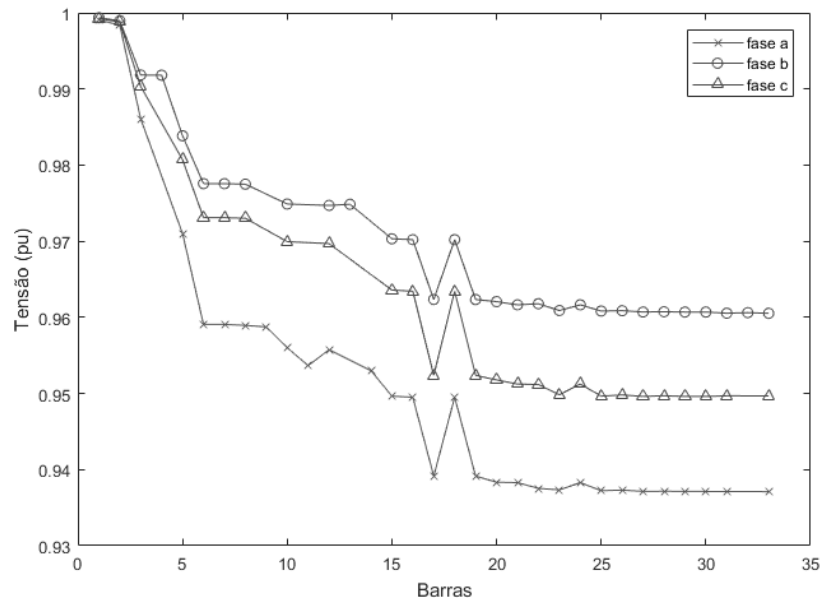
Fonte: Próprio Autor

Figura 47 - Tensão de fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

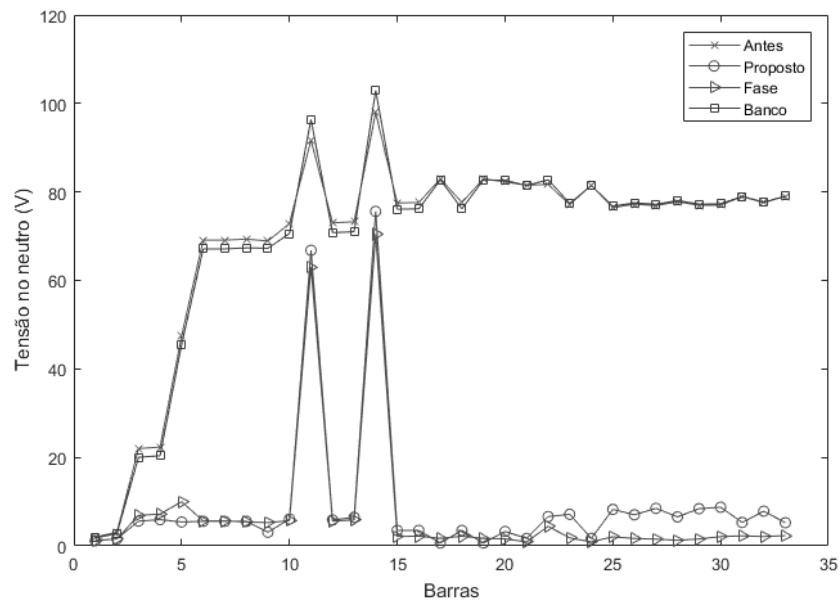
Figura 48 - Tensão de fases pelo método de banco (Banco)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 49 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 49 - Tensão no condutor neutro



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 8 são apresentados os resultados de comparação dos três métodos testados com o caso base.

Tabela 8 - Comparação entre os métodos (Caso 2)

	Antes	Proposto	Fase	Banco
<i>Custos (R\$)</i>	5898000,00	697760,00	2643700,00	5619100,00
<i>Redução (%)</i>	-	88,17	55,18	4,73
<i>E_D (MVAh)</i>	27847	200,29	23525	27628
<i>Redução (%)</i>	-	99,28	15,52	0,79
<i>Lossn (MWh)</i>	841,64	36,78	32,65	823,79
<i>Redução (%)</i>	-	95,63	96,12	2,12
<i>Losst (MWh)</i>	9976,6	6558,5	6596,9	7398
<i>Redução (%)</i>	-	34,26	33,88	25,85
<i>fp_e</i>	0,8562	0,9978	0,9868	0,9886

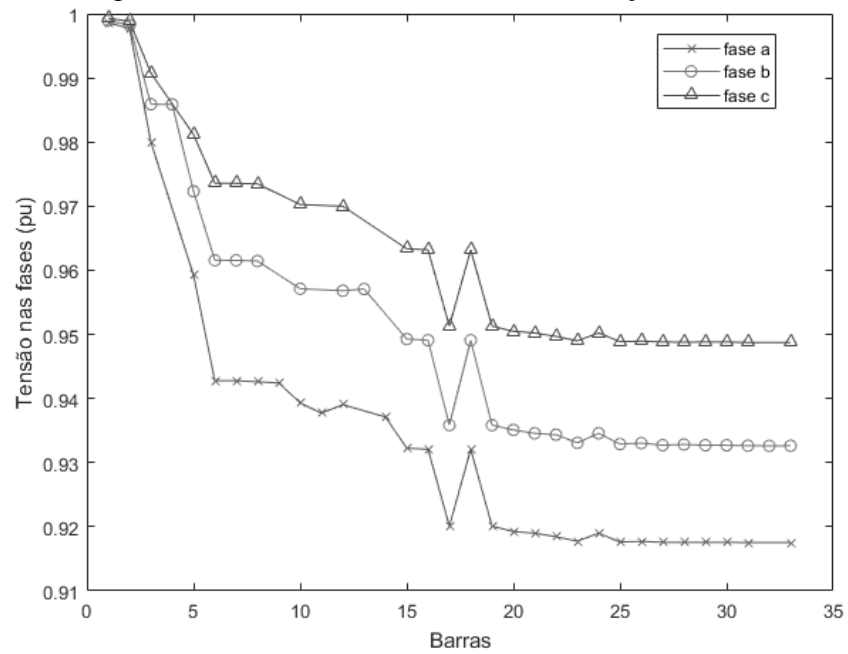
Fonte: Próprio Autor

Neste caso todas as restrições foram atendidas pelos métodos testados. A energia de desequilíbrio teve maior redução, quase total (99,28 %), pelo método proposto. As perdas elétricas no neutro tiveram maior redução pelo método de fase (96,12 %). Verifica-se neste cenário uma grande compensação do desequilíbrio pelo método proposto, sendo a redução da energia de desequilíbrio e das perdas do neutro acima de 95 %. A compensação das perdas totais na rede também foi maior pelo método proposto (34,26 %). O método de alocação por banco de capacitores mostrou-se pouco eficiente na compensação do desequilíbrio, sendo a compensação da energia de desequilíbrio e das perdas no neutro menores que 3 %. O menor custo total foi obtido pelo método proposto, com uma redução de 88,17 %.

3) Caso 3

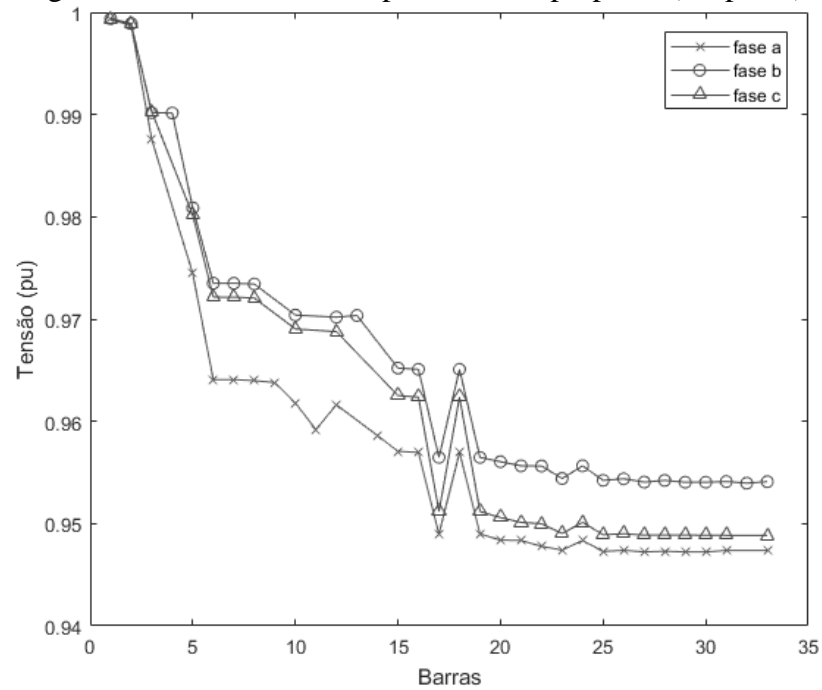
Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 50, Figura 51, Figura 52 e Figura 53 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 50 - Tensão de fases antes da alocação (Antes)



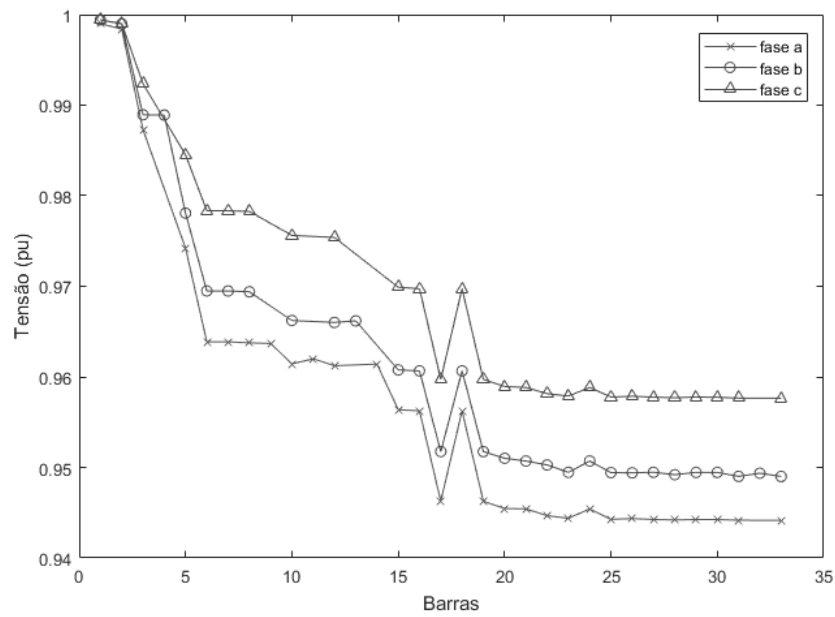
Fonte: Próprio Autor

Figura 51 - Tensão de fases pelo método proposto (Proposto)



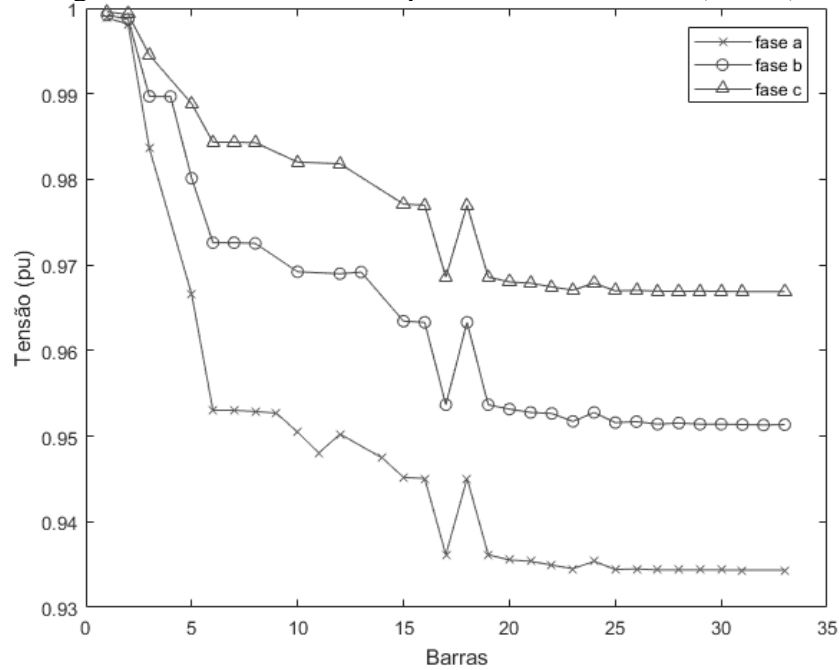
Fonte: Próprio Autor

Figura 52 - Tensão de fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

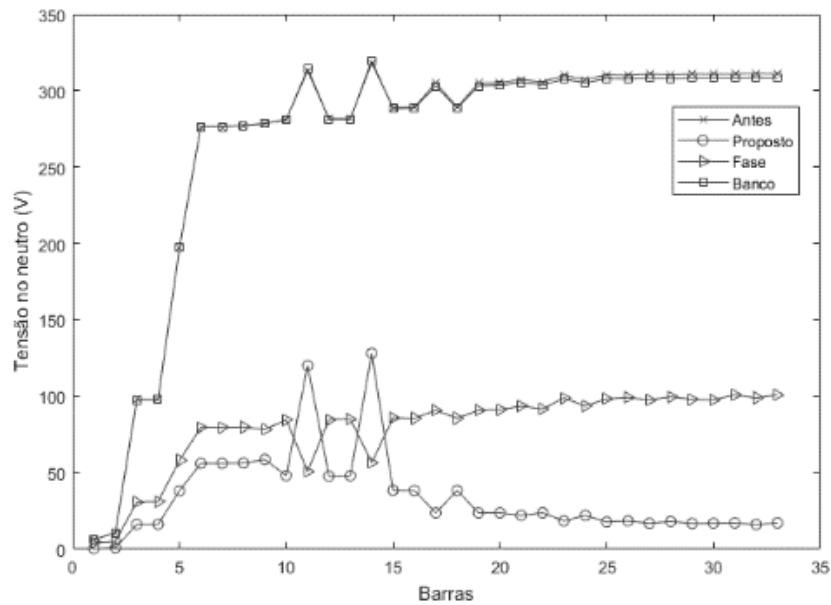
Figura 53 - Tensão de fases pelo método de banco (Banco)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 54 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 54 - Tensão no neutro



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 9 são apresentados os resultados de comparação dos três métodos testados com o caso base.

Tabela 9 - Comparação entre os métodos (Caso 3)

	Antes	Proposto	Fase	Banco
<i>Custos (R\$)</i>	3373700,00	695920,00	2034300,00	3117200,00
<i>Redução (%)</i>	-	79,37	39,70	7,6
<i>E_D (MVAh)</i>	24499	267,71	16174	24053
<i>Redução (%)</i>	-	98,91	33,98	1,82
<i>Lossn (MWh)</i>	170,98	34,85	34,23	166,3
<i>Redução (%)</i>	-	79,62	79,98	2,74
<i>Losst (MWh)</i>	9243,2	6455,6	6552,8	6653
<i>Redução (%)</i>	-	30,16	29,11	28,02
<i>f_{p_e}</i>	0,8575	0,9447	0,9772	0,9921

Fonte: Próprio Autor

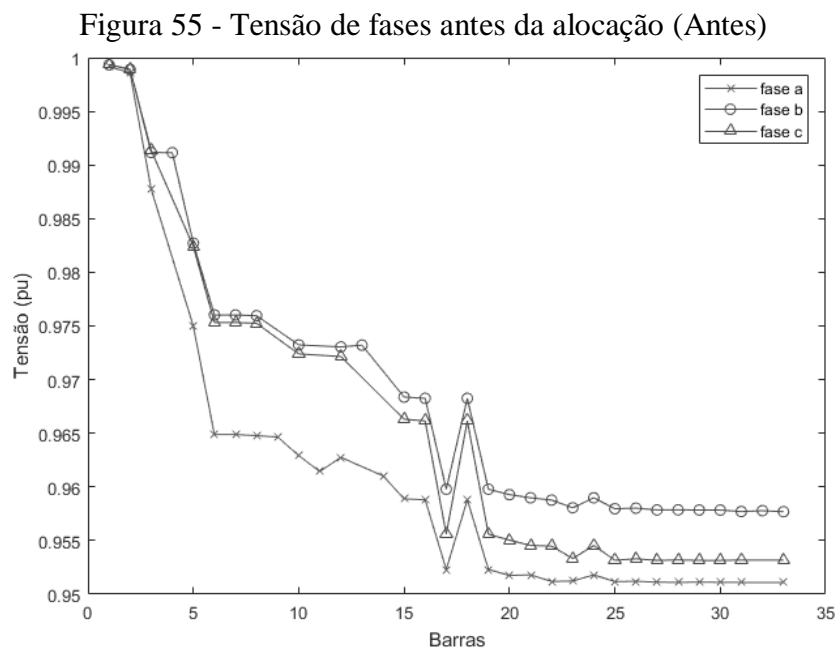
A rede IEEE 13 barras é mais desequilibrada que a rede IEEE 34 barras, sendo a energia de desequilíbrio e as perdas no neutro antes da alocação de capacitores para o caso 1 da rede

IEEE 13 barras iguais a 83055 MVAh e 990,14 MWh, respectivamente, comparada com 24499 MVAh e 170,98 MWh, respectivamente, para este caso.

Neste caso todas as restrições foram atendidas pelos métodos testados. A energia de desequilíbrio teve maior redução, quase total (98,91 %), pelo método proposto. As perdas elétricas no neutro tiveram maior redução pelo método de fase (79,98 %). Como as cargas trifásicas são ligadas em delta, a corrente no neutro é causada exclusivamente pelas cargas monofásicas, sendo este caso o de menores perdas no neutro antes da alocação de capacitores (170,98 MWh). O método por banco de capacitores é pouco eficiente na compensação do desequilíbrio, sendo a energia de desequilíbrio reduzida em 1,82 %. É possível visualizar a semelhança entre os perfis de tensão entre o caso base e o método Banco na Figura 54. Verifica-se uma grande compensação do desequilíbrio pelo método proposto, sendo a redução da energia de desequilíbrio e das perdas do neutro acima de 75 %. A compensação das perdas totais na rede também foi maior pelo método proposto (30,16 %). O menor custo total foi obtido pelo método proposto, com uma redução de 79,37 %.

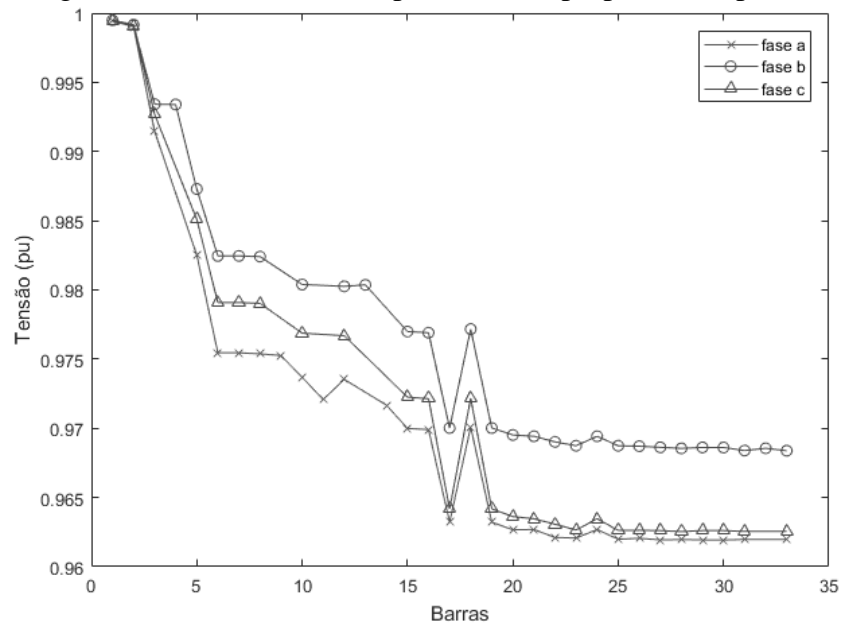
4) Caso 4

Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 55, Figura 56, Figura 57 e Figura 58 para os três métodos testados e o caso base.



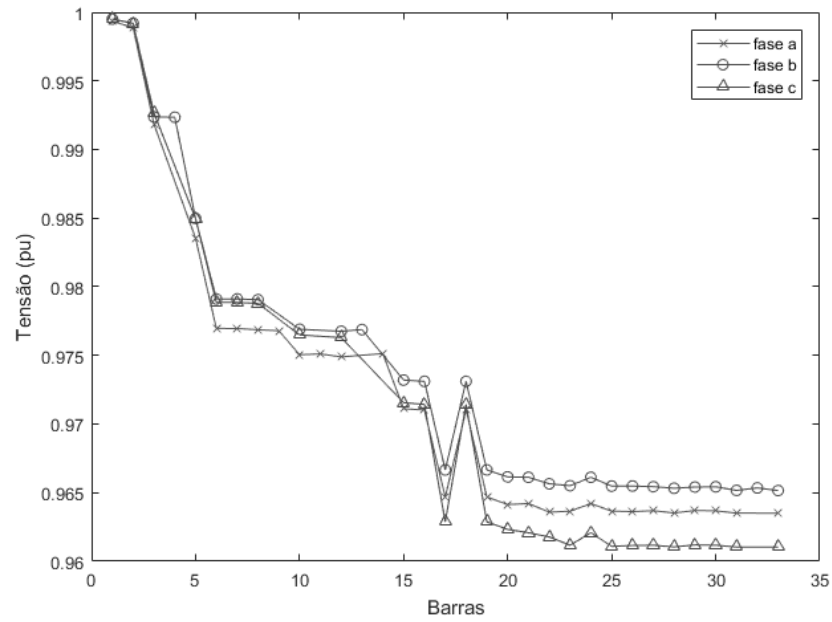
Fonte: Próprio Autor

Figura 56 - Tensão de fases pelo método proposto (Proposto)



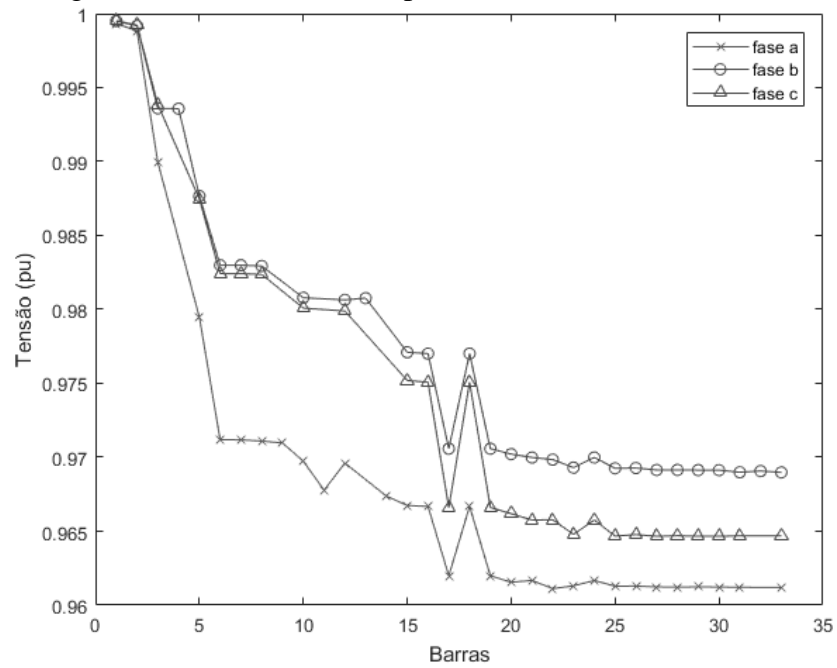
Fonte: Próprio Autor

Figura 57 - Tensão de fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

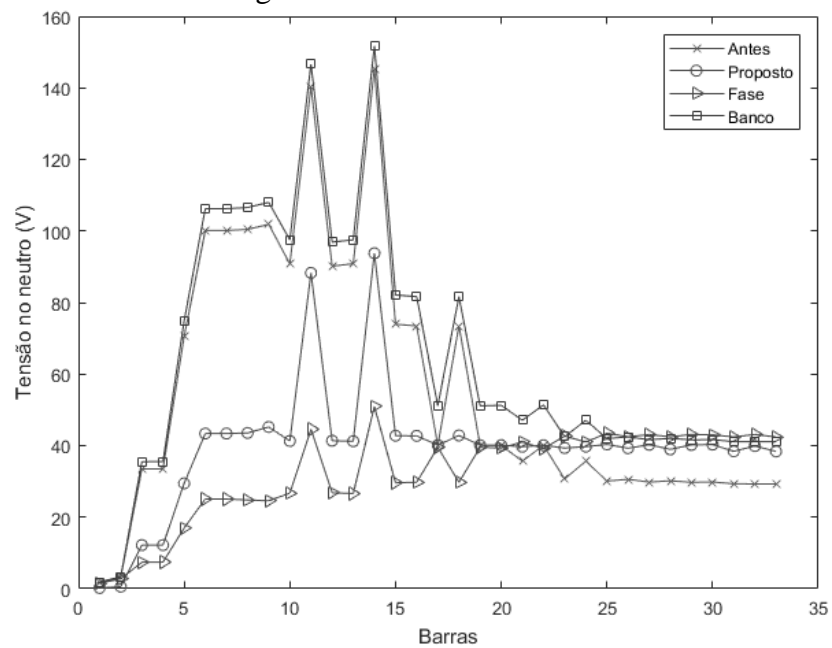
Figura 58 - Tensão de fases pelo método de banco (Banco)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 59 para os três métodos testados e o caso base.

Figura 59 - Tensão no neutro



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 10 são apresentados os resultados de comparação dos três métodos testados com o caso base.

Tabela 10 - Comparação entre os métodos (Caso 4)

	Antes	Proposto	Fase	Banco
<i>Custos (R\$)</i>	1061300,00	343200,00	806400,00	968440,00
<i>Redução (%)</i>	-	67,66	24,02	8,75
<i>E_D (MVAh)</i>	6756,8	275,58	5823,3	6744,9
<i>Redução (%)</i>	-	95,92	13,82	0,18
<i>Lossn (MWh)</i>	43,34	15,29	14,09	43,02
<i>Redução (%)</i>	-	64,72	67,49	0,74
<i>Losst (MWh)</i>	4265	3100,5	3130	3084,7
<i>Redução (%)</i>	-	27,30	26,61	27,67
<i>f_{p_e}</i>	0,8608	1,0000	0,9990	0,9987

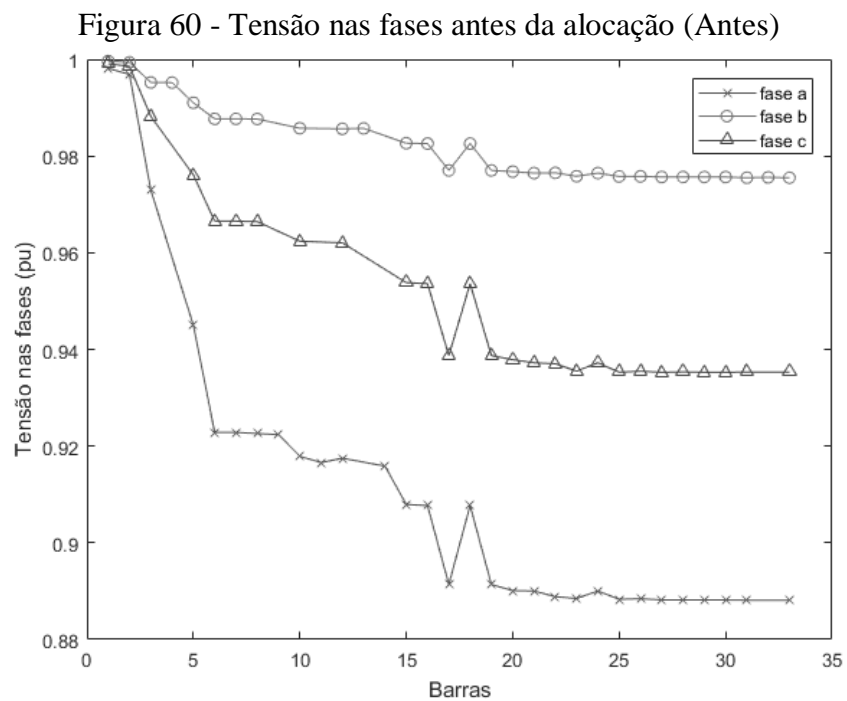
Fonte: Próprio Autor

Neste caso há uma redução de 30 % na demanda das cargas elétricas das três fases da rede elétrica. O número de capacitores instalados foi inferior aos outros casos para a compensação do desequilíbrio e dos reativos pelo fato da redução das cargas. Todas as restrições foram atendidas pelos métodos testados. A energia de desequilíbrio teve maior redução, 95,92 %, pelo método proposto, enquanto a redução pelo método de fase é menor que 14 %. As perdas elétricas no neutro tiveram maior redução pelo método de fase (67,49 %). Como a energia de desequilíbrio presente na rede é mais reduzida neste cenário (6756,8 MVAh) devido ao menor valor das correntes desequilibradas, as perdas por desequilíbrio não são elevadas, possibilitando que a compensação das perdas elétricas totais pelo banco de capacitores seja mais eficiente (27,67 %), embora este não compense o desequilíbrio (redução de 0,18 %). O mais vantajoso (redução de 67,66 %) é o método proposto. Neste caso o fator de potência pelo método proposto atinge o valor unitário indicando a compensação dos reativos e do desequilíbrio visto da subestação. Nos outros métodos o fator de potência fica próximo da unidade devido o reduzido valor da energia de desequilíbrio neste cenário.

5) Caso 5

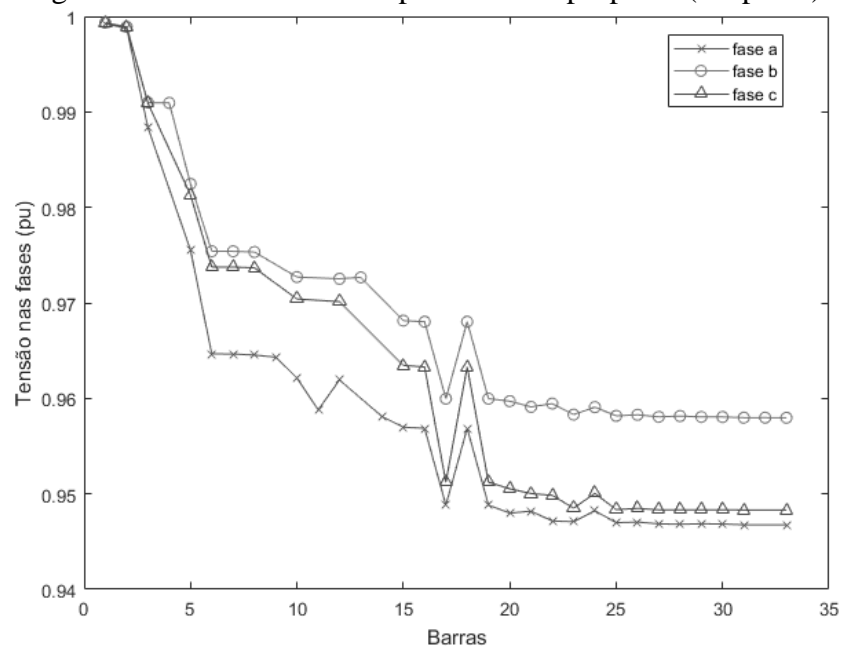
O método de alocação de banco de capacitores (Banco) não é factível para este caso testado, ou seja, não atende às restrições do problema. Este é o caso com maior desequilíbrio.

Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 60, Figura 61 e Figura 62 para os dois métodos factíveis e o caso base.



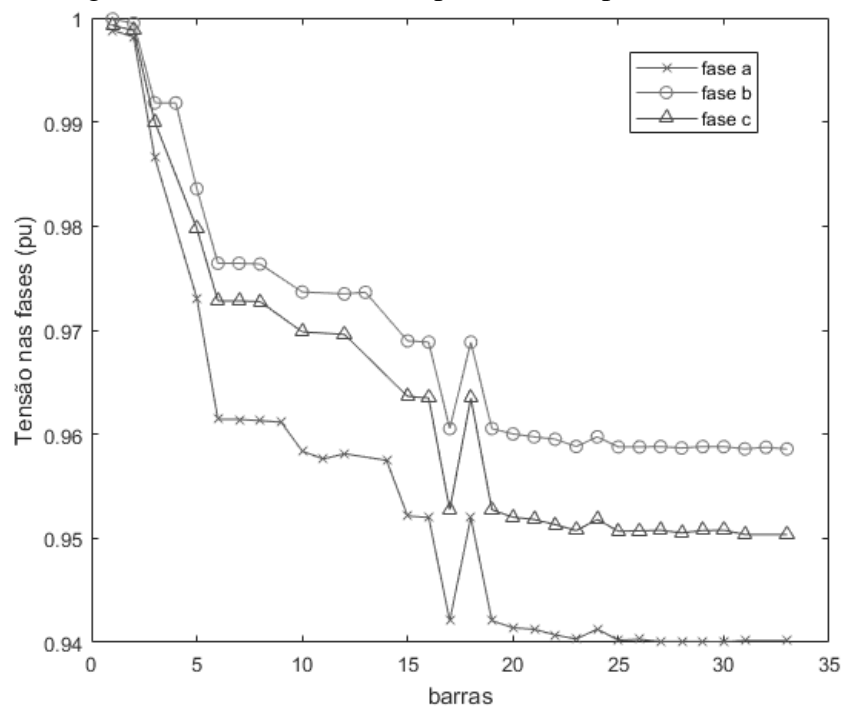
Fonte: Próprio Autor

Figura 61 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto)



Fonte: Próprio Autor

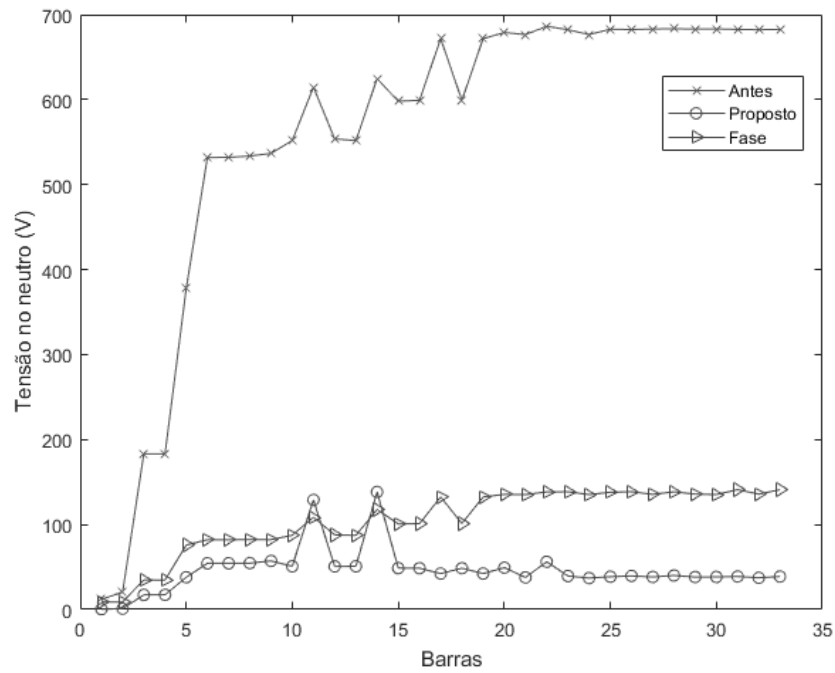
Figura 62 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 63 para os dois métodos factíveis e o caso base.

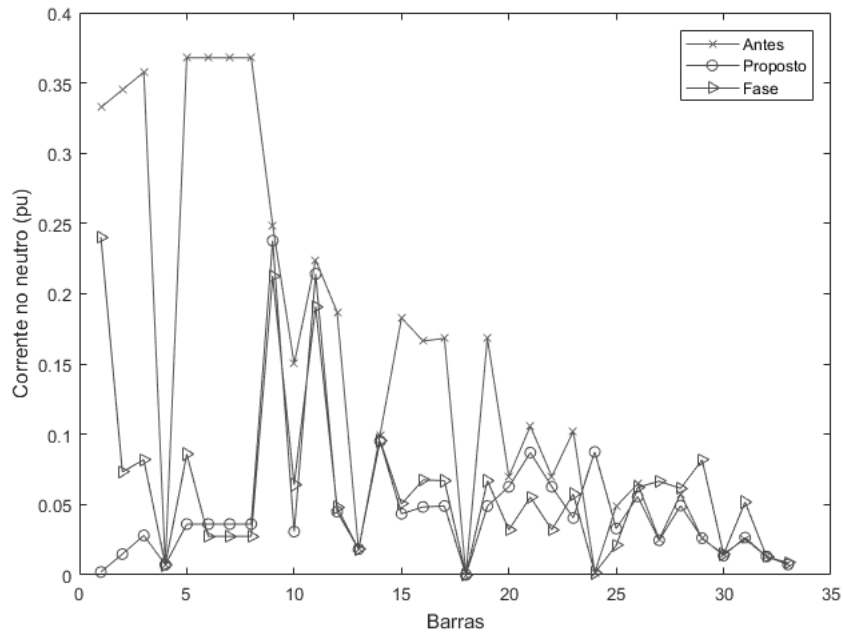
Figura 63 - Tensão no condutor neutro



Fonte: Próprio Autor

A corrente no condutor neutro é apresentada na Figura 64 para os dois métodos factíveis e o caso base.

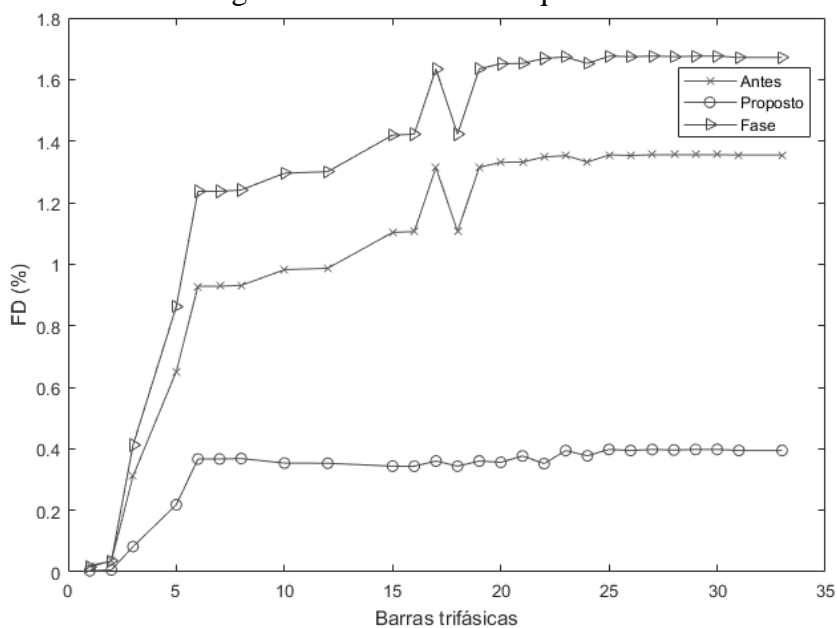
Figura 64 - Corrente no neutro



Fonte: Próprio Autor

O fator de desequilíbrio (FD) nas barras trifásicas da rede elétrica é apresentado na Figura 65 para os dois métodos factíveis e o caso base.

Figura 65 – Fator de desequilíbrio



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 11 são apresentados os resultados de comparação dos dois métodos factíveis com o caso base.

Tabela 11 - Comparação entre os métodos factíveis (Caso 5)

	Antes	Proposto	Fase
<i>Custos (R\$)</i>	7429500,00	754000,00	4123400,00
<i>Redução (%)</i>	-	89,85	44,50
<i>E_D (MVAh)</i>	53105	299,07	39357
<i>Redução (%)</i>	-	99,44	25,89
<i>Lossn (MWh)</i>	656,92	47,56	66,25
<i>Redução (%)</i>	-	92,76	89,92
<i>Losst (MWh)</i>	10267	6630,7	7102,1
<i>Redução (%)</i>	-	35,42	30,83
<i>f_{p_e}</i>	0,8410	0,9723	0,9371

Fonte: Próprio Autor

Neste caso as restrições são atendidas apenas pelo método proposto e por fase. O método de alocação por banco é inactível. Este é o caso mais desequilibrado. A energia de desequilíbrio

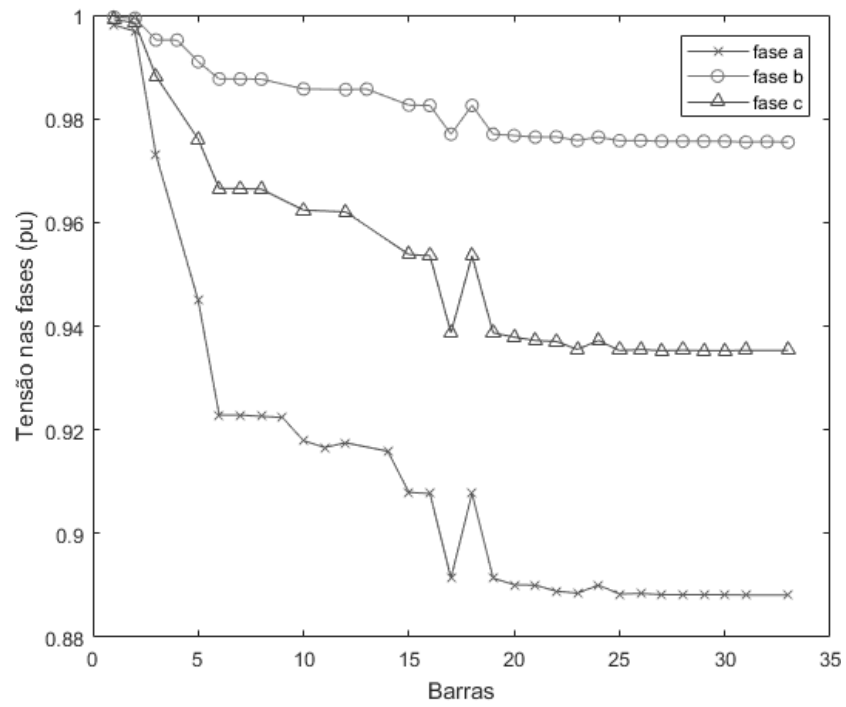
e as perdas elétricas no neutro antes da alocação de capacitores são maiores que os casos anteriores. Embora a energia de desequilíbrio seja maior dentre os casos, o fator de desequilíbrio não atinge 2 % (Figura 65), indicando que as correntes de desequilíbrio mesmo elevadas não provocam quedas de tensão significativas. Porém essas correntes de desequilíbrio provocam perdas elétricas na rede de distribuição, correntes no neutro e desequilíbrios nas linhas de transmissão que alimentam a subestação. Por isso a compensação do desequilíbrio é realizada, para reduzir esses efeitos na rede elétrica. O método proposto se diferencia dos demais por compensar efetivamente o desequilíbrio. O FD reduziu pelo método proposto, mas não reduziu pelo método por fase, Figura 65, pois este não compensa a componente de sequência negativa. Neste caso de maior desequilíbrio o método proposto obteve maior redução em todas as grandezas em relação ao método de fase: a energia de desequilíbrio, as perdas no neutro e as perdas totais reduziram em 99,44 %, 92,76 % e 35,42 %, respectivamente. A potência aparente em sistemas trifásicos desequilibrados é decomposta na potência ativa, reativa e de desequilíbrio. O fator de potência efetivo relaciona a potência ativa e a potência aparente, sendo utilizado como uma medida confiável na compensação do sistema desequilibrado. O método proposto elevou o fator de potência efetivo para 0,97 neste caso. Neste caso, como nos casos anteriores, o método proposto assim como o método por fase compensa a componente de sequência zero da corrente, ou seja, compensa a corrente de neutro, compensando as perdas elétricas no neutro. A compensação das correntes de neutro pode ser vista na Figura 64. As correntes de neutro, assim como as tensões, na barra 11 e 14 não são compensadas totalmente (apenas a parcela reativa pelo método de fase) por alimentarem cargas monofásicas. O menor custo total foi obtido pelo método proposto com redução de 89,85 %.

6) Caso 6

O método de alocação de banco de capacitores (Banco) não é factível para este caso testado, ou seja, não atende às restrições do problema.

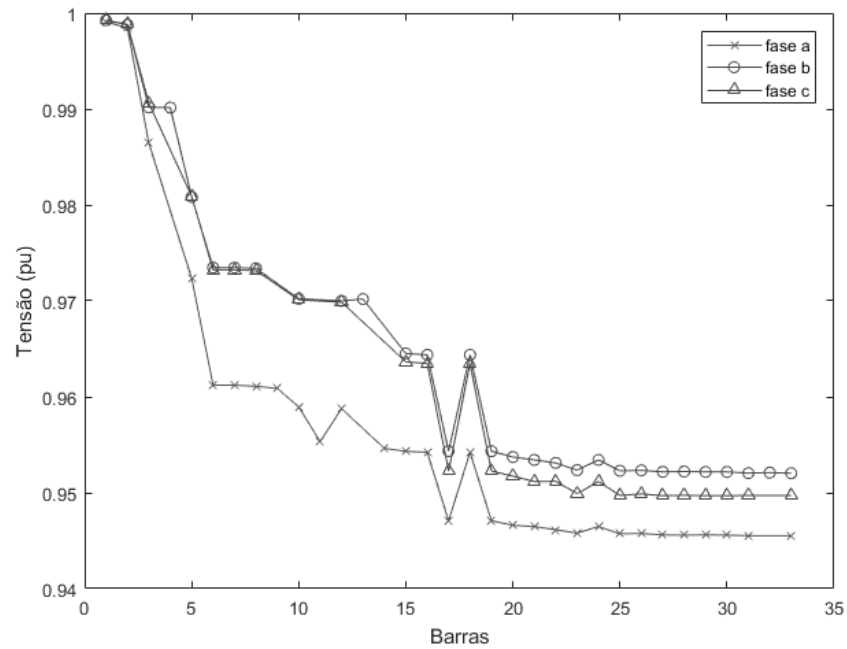
Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 66, Figura 67 e Figura 68 para os dois métodos factíveis e o caso base.

Figura 66 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)



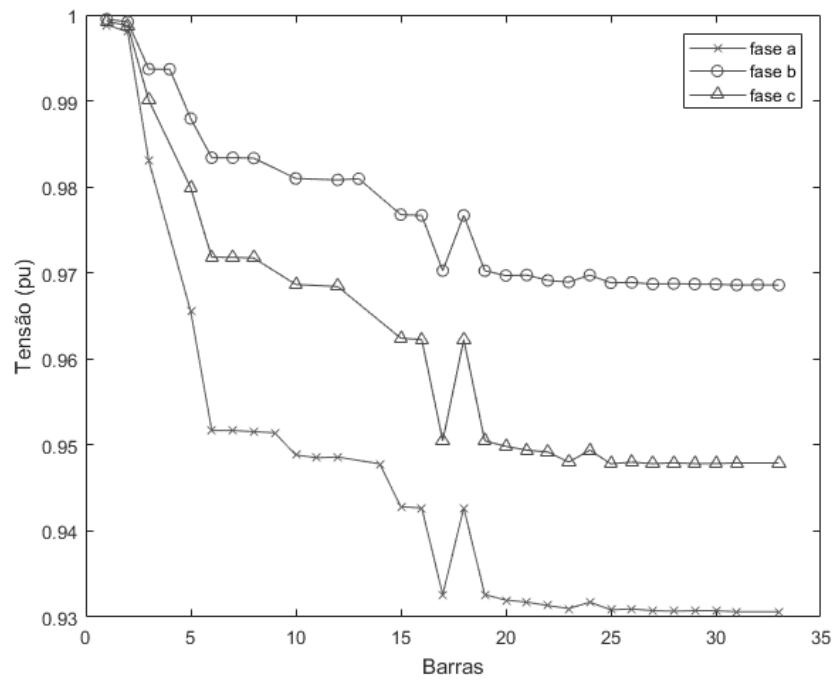
Fonte: Próprio Autor

Figura 67 - Tensão nas fases pelo método proposto (Proposto)



Fonte: Próprio Autor

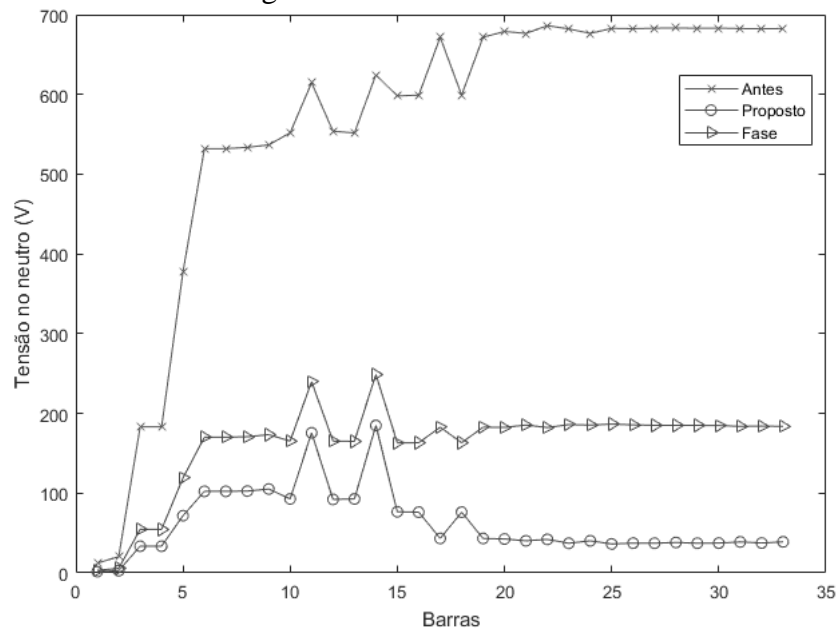
Figura 68 - Tensão nas fases pelo método por fase (Fase)



Fonte: Próprio Autor

A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 69 para os dois métodos factíveis e o caso base.

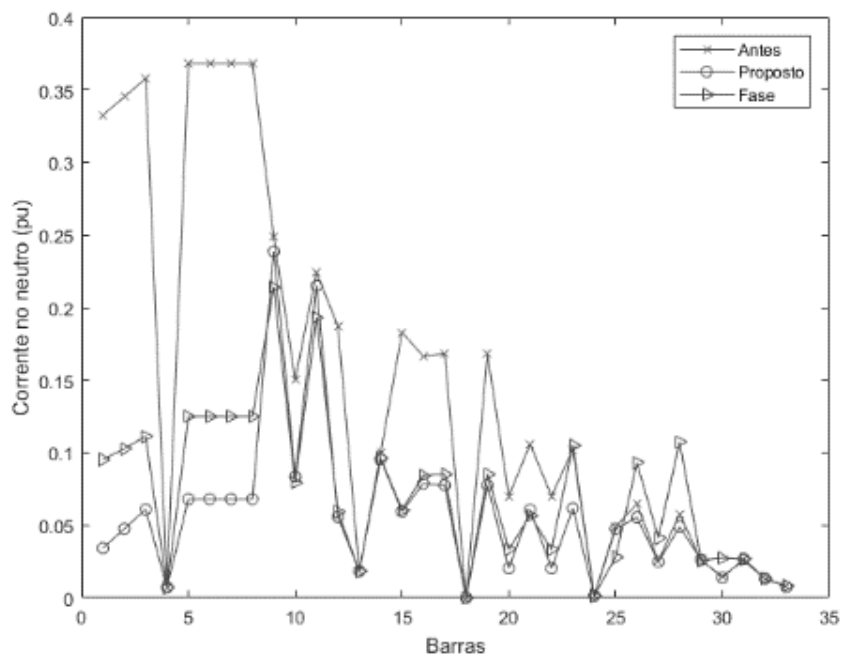
Figura 69 - Tensão no neutro



Fonte: Próprio Autor

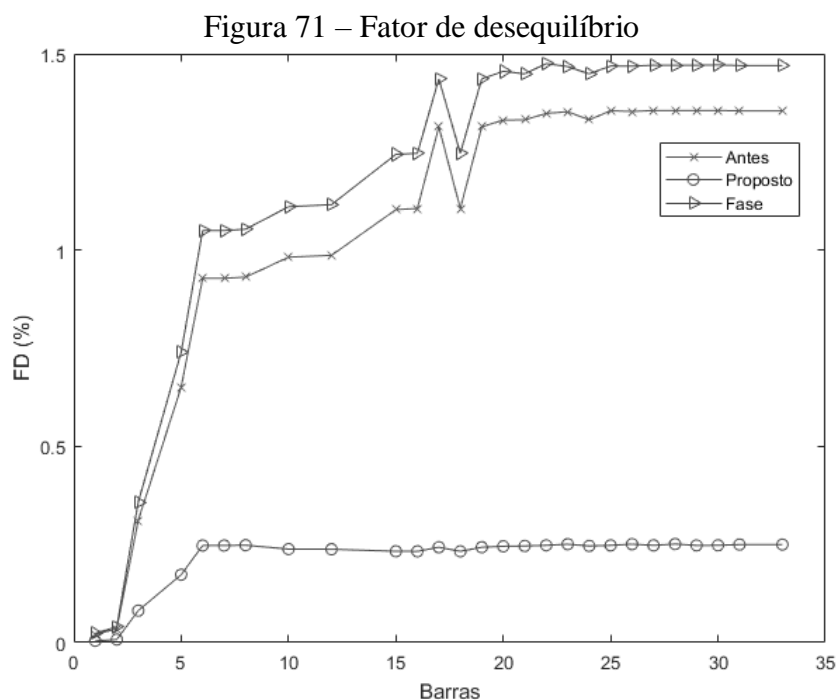
A corrente no condutor neutro é apresentada na Figura 70 para os dois métodos factíveis e o caso base.

Figura 70 - Corrente no neutro



Fonte: Próprio Autor

O fator de desequilíbrio (FD) nas barras trifásicas da rede elétrica é apresentado na Figura 71 para os dois métodos factíveis e o caso base.



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 12 são apresentados os resultados de comparação dos dois métodos factíveis com o caso base.

Tabela 12 - Comparação entre os dois métodos factíveis (Caso 6)

	Antes	Proposto	Fase
<i>Custos (R\$)</i>	857150,00	559640,0	598520,00
<i>Redução (%)</i>	-	34,71	30,17
<i>E_D (MVAh)</i>	53105	9707	48768
<i>Redução (%)</i>	-	81,72	8,17
<i>Lossn (MWh)</i>	656,92	67,22	106,45
<i>Redução (%)</i>	-	89,77	83,8
<i>Losst (MWh)</i>	10267	6519,6	6943,2
<i>Redução (%)</i>	-	36,5	32,37
<i>fp_e</i>	0,8410	0,9987	0,9698

Fonte: Próprio Autor

Este caso é o mais clássico da alocação de capacitores, apenas considerando a minimização do custo das perdas elétricas e dos capacitores alocados. A alocação de capacitores

pelo método Banco é ineficaz. Após a alocação de capacitores para os dois métodos factíveis, a tensão da fase **a** que se encontrava abaixo de 0,9 pu (Figura 66) nas barras finais foi elevada para dentro dos valores permitidos. O menor custo é obtido pelo método proposto com redução de 34,71 %, e com redução 4,54 % maior que o método por fase. A energia de desequilíbrio e as perdas no neutro reduziram 81,72 % e 89,77 %, respectivamente, pela aplicação do método proposto. Estes valores de redução do desequilíbrio da rede elétrica mostram que para compensar de maneira eficaz as perdas elétricas é preciso compensar o desequilíbrio, pois os sistemas desequilibrados consomem potência de desequilíbrio, que não realiza trabalho, por isso as menores perdas elétricas totais foram obtidas pelo método proposto (redução de 36,5 %). Quanto maior é a potência de desequilíbrio na subestação menor é o fator de potência efetivo, por isso os casos 1, 2 e 4 com a mesma topologia da rede (conexão das cargas elétricas) que este caso, apresentam um fator de potência maior antes da alocação de capacitores em relação a este caso teste. O método por fase reduziu a energia de desequilíbrio da rede em 8,17 %, pois quando não é adotada restrição de desequilíbrio, o método por fase pode optar por compensar os reativos (perdas elétricas) de uma fase de uma barra qualquer sem a necessidade de compensar o desequilíbrio na barra, diferentemente do método proposto. O FD pelo método por fase aumentou, enquanto o FD pelo método proposto diminuiu, como pode ser verificado na Figura 71.

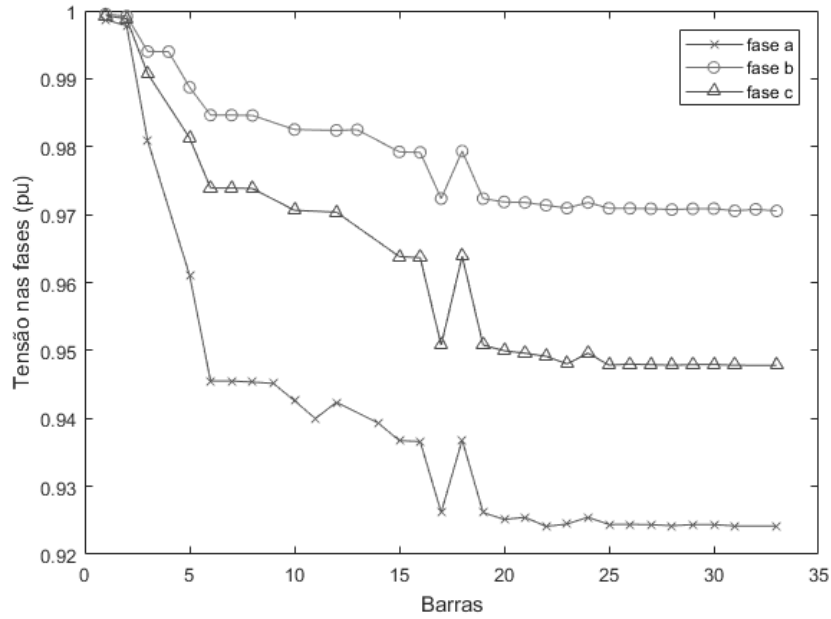
7.2 CENÁRIO 2

As redes elétricas de distribuição no cenário 2 apresentam cargas não lineares e desequilibradas, conforme descrito neste capítulo. A comparação é realizada entre o método proposto e o caso base. O método proposto é aplicado com a restrição da $DHT_V (c/DHT_V)$ e sem a restrição da $DHT_V (s/DHT_V)$ com a finalidade de comparar o efeito das distorções harmônicas na solução do problema. A restrição exige que a distorção harmônica total máxima de tensão ($DHT_{V(m)}$) na rede elétrica esteja abaixo do limite estabelecido pela norma IEEE Standard 519-2014. Nos dois métodos aplicados o limite da corrente no capacitor pela norma IEEE Standard 18-2012 deve ser atendido. A potência não ativa (N) é medida na subestação, assim como a potência de desequilíbrio (D).

1) Caso 1

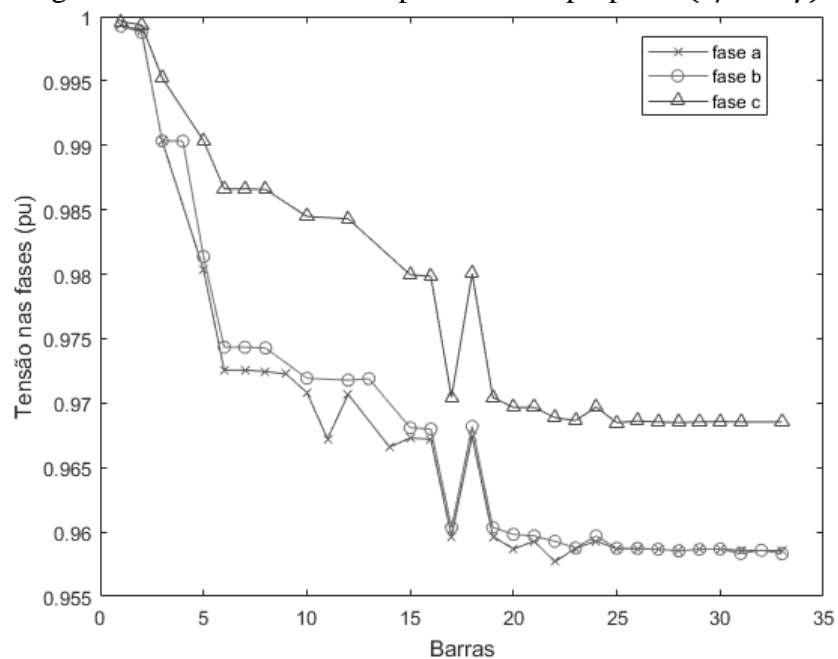
Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 72, Figura 73 e Figura 74 para o método proposto com a restrição da DHT_V , sem a restrição e para o caso base.

Figura 72 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)



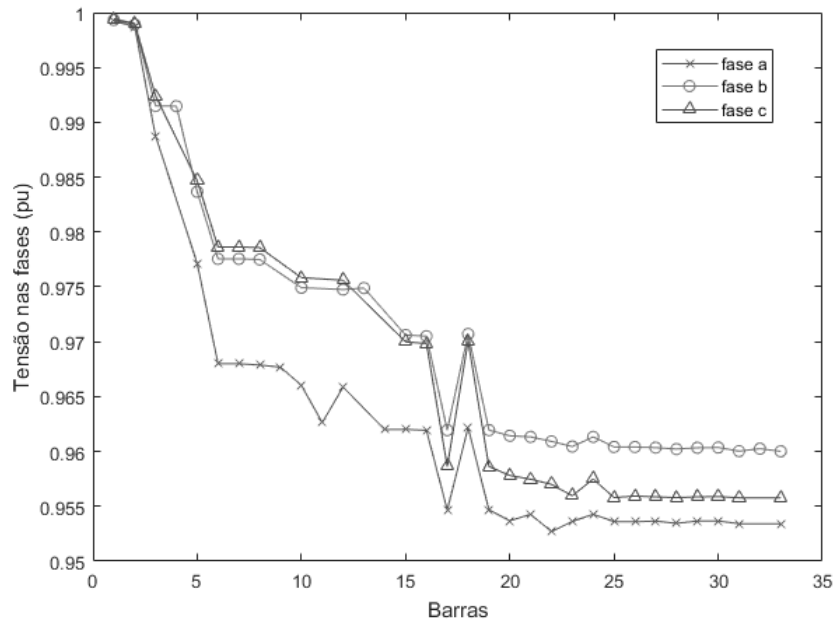
Fonte: Próprio Autor

Figura 73 - Tensão nas fases pelo método proposto (c/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

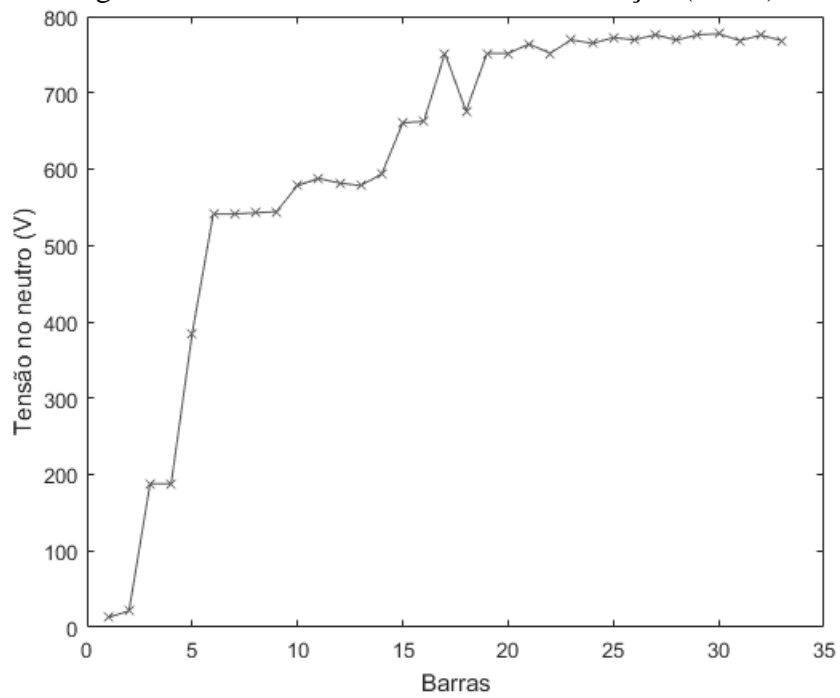
Figura 74 - Tensão nas fases pelo método proposto (s/DHT_V).



Fonte: Próprio Autor

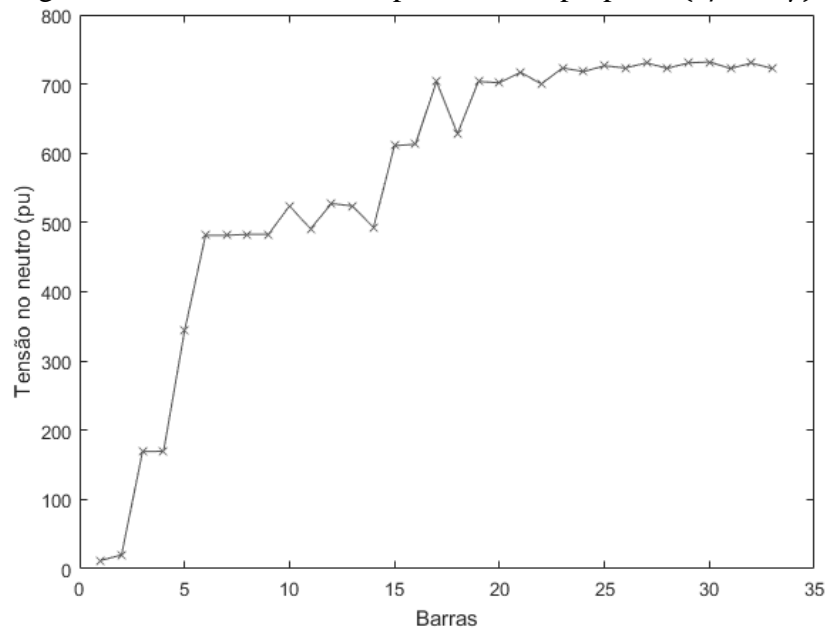
A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 75, Figura 76 e Figura 77 para o método proposto com restrição da DHT_V , sem restrição e para o caso base.

Figura 75 - Tensão no neutro antes da alocação (Antes)



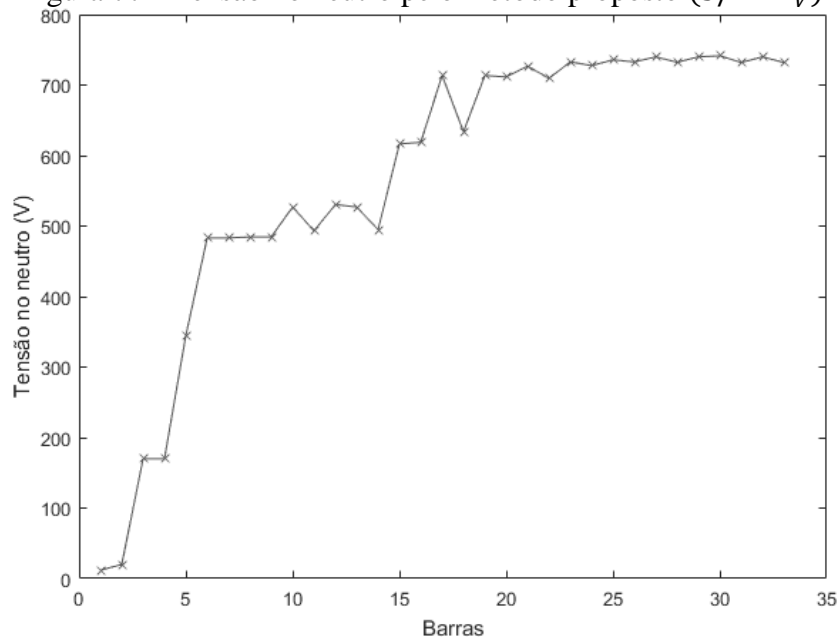
Fonte: Próprio Autor

Figura 76 - Tensão no neutro pelo método proposto (c/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

Figura 77 - Tensão no neutro pelo método proposto (s/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 13 são apresentados os resultados de comparação entre o método proposto e o caso base.

Tabela 13 - Comparação entre o método proposto e o caso base (Caso 1)

	Antes	c/DHT_V	s/DHT_V
<i>Custos (R\$)</i>	535800,00	327850,00	324750,00
<i>Redução (%)</i>	-	38,81	39,39
<i>D (MVA)</i>	0,3953	0,4210	0,2020
<i>Redução (%)</i>	-	-6,5	48,9
<i>N (MVA)</i>	1,1473	0,5727	0,5500
<i>Redução (%)</i>	-	50,08	52,06
<i>Lossn (MWh)</i>	104,16	61,07	61,16
<i>Redução (%)</i>	-	41,37	41,28
$DHT_{V(m)}(\%)$	4,5142	4,9834	5,0255
fp_e	0,7706	0,9204	0,9265

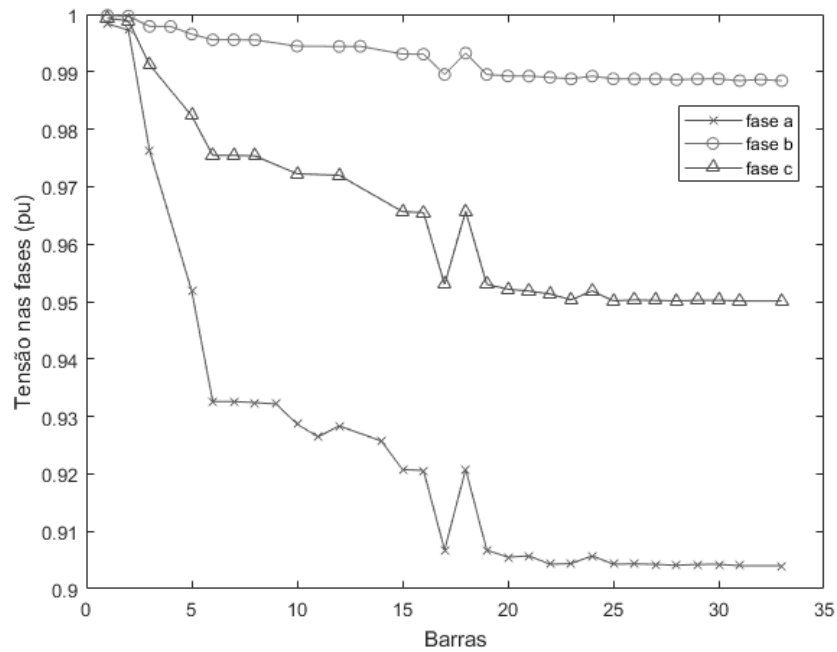
Fonte: Próprio Autor

Neste caso são atendidas todas as restrições pelo método proposto sem e com a restrição da DHT_V . A solução sem a restrição ultrapassa o limite da DHT_V estabelecido pela norma IEEE Standard 519-2014. Os resultados obtidos (Tabela 13) pelo método sem e com a restrição são semelhantes, indicando que a DHT_V não interferiu significativamente na solução. O menor custo total foi obtido pelo método sem esta restrição, com redução de 39,39 % em comparação com o caso base. Os custos apresentam uma redução significativa, aproximadamente 40 %, pois os custos atribuídos às perdas elétricas no neutro são 40 vezes maiores que as das fases. O método proposto sem e com a restrição obtiveram redução das perdas no neutro em aproximadamente 41 %. A maior redução da potência de desequilíbrio foi obtida pelo método proposto sem a restrição, igual a 48,9 % em relação ao caso base. A potência não ativa é maior que a potência de desequilíbrio, pois N engloba D. Quanto menor a potência não ativa, maior o fator de potência efetivo. O maior fator de potência efetivo é obtido pelo método proposto sem a restrição DHT_V .

2) Caso 2

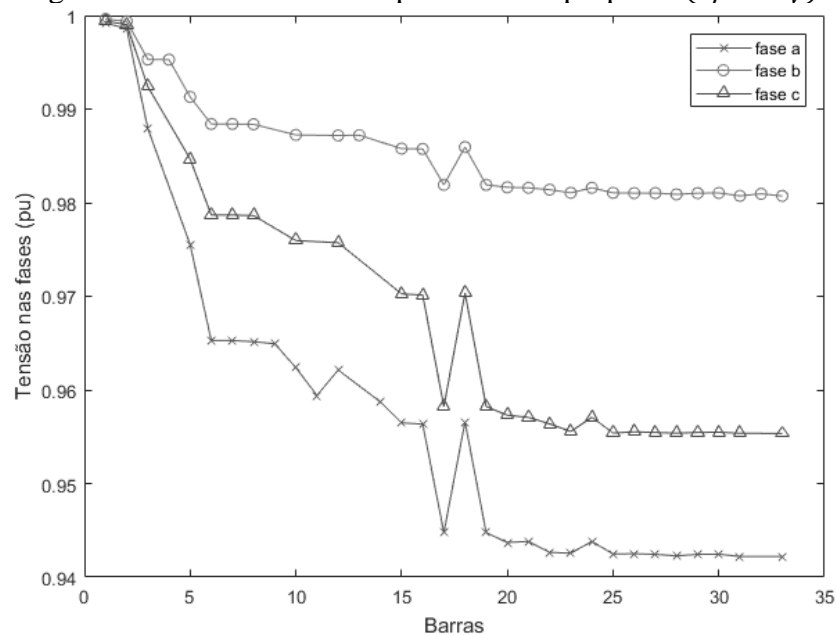
Os níveis de tensão nas fases da rede elétrica são apresentados na Figura 78, Figura 79 e Figura 80 para o método proposto com a restrição da DHT_V , sem esta restrição e para o caso base.

Figura 78 - Tensão nas fases antes da alocação (Antes)



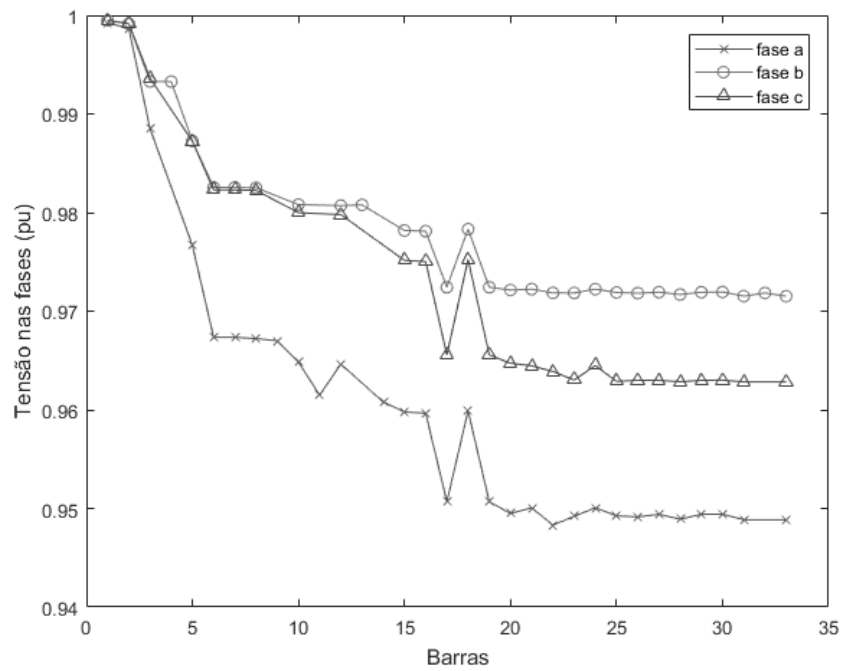
Fonte: Próprio Autor

Figura 79 - Tensão nas fases pelo método proposto (c/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

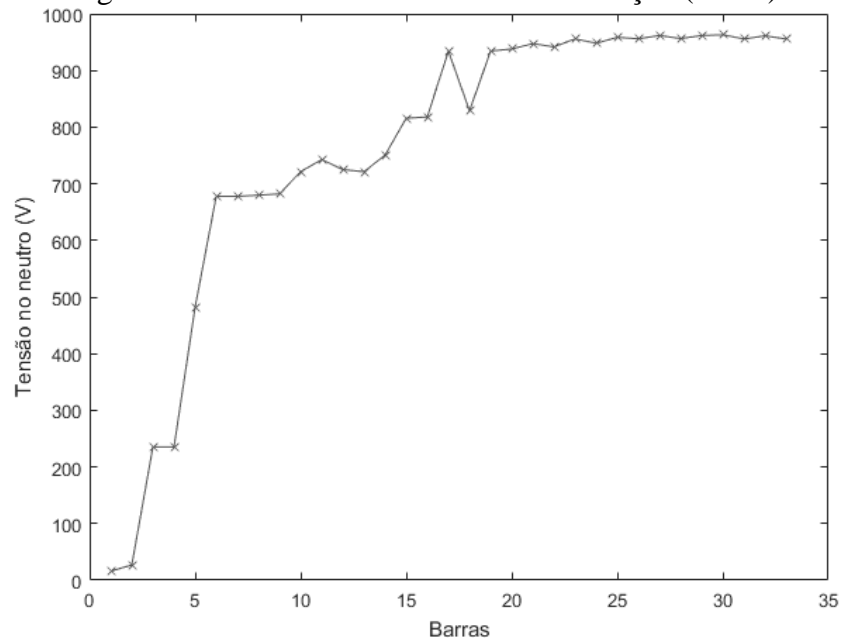
Figura 80 - Tensão nas fases pelo método proposto (s/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

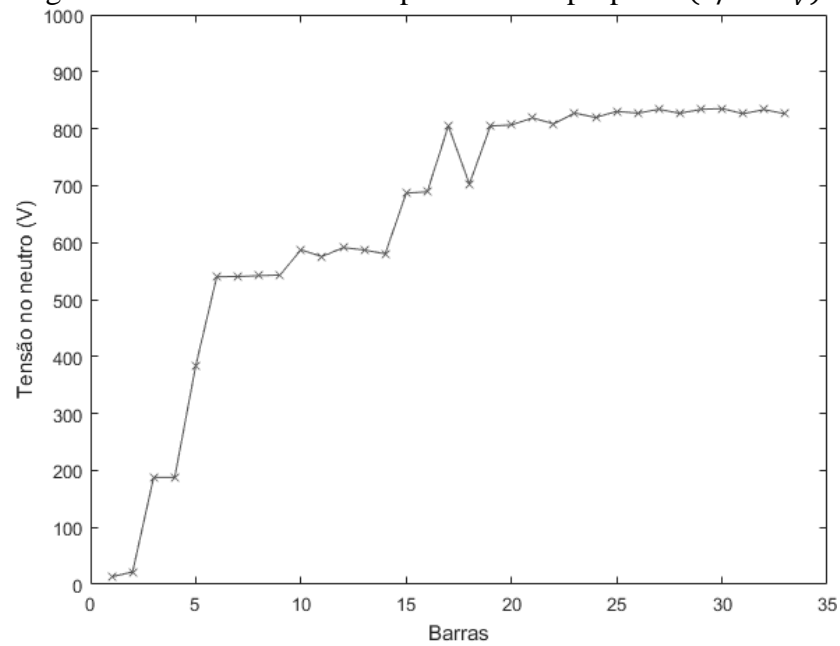
A tensão no condutor neutro é apresentada na Figura 81, Figura 82 e Figura 83 para o método proposto com restrição da DHT_V , sem restrição e para o caso base.

Figura 81 - Tensão no neutro antes da alocação (Antes)



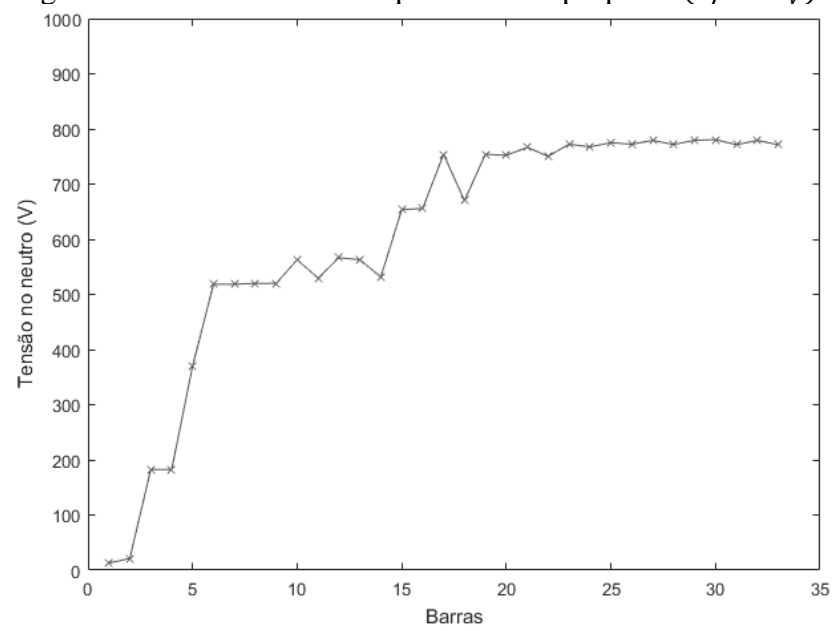
Fonte: Próprio Autor

Figura 82 - Tensão no neutro pelo método proposto (c/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

Figura 83 - Tensão no neutro pelo método proposto (s/DHT_V)



Fonte: Próprio Autor

Na Tabela 14 são apresentados os resultados de comparação entre o método proposto e o caso base.

Tabela 14 - Comparação entre o método proposto e o caso base (Caso 2)

	Antes	c/DHT_V	s/DHT_V
<i>Custos (R\$)</i>	983930,00	525360,00	363900,00
<i>Redução (%)</i>	-	46,61	63,01
<i>D (MVA)</i>	0,6894	0,3982	0,3314
<i>Redução (%)</i>	-	42,24	48,07
<i>N (MVA)</i>	1,2208	0,4968	0,5202
<i>Redução (%)</i>	-	59,31	57,39
<i>Lossn (MWh)</i>	191,71	99,55	67,95
<i>Redução (%)</i>	-	48,07	64,56
$DHT_{V(m)}(\%)$	4,6149	4,9959	5,5166
fp_e	0,7538	0,9391	0,9333

Fonte: Próprio Autor

Este caso é o de maior desequilíbrio. As restrições são atendidas pelo método proposto sem e com a restrição da DHT_V . O limite da DHT_V é ultrapassado pelo método proposto sem a restrição, sendo igual a 5,52 %. O menor custo total foi obtido pelo método proposto sem a restrição da DHT_V , com redução de 63 %. A diferença de custos é significativa entre o método sem e com a restrição, indicando que a DHT_V interferiu significativamente na solução do problema. O método proposto sem a restrição da DHT_V obteve a maior redução da potência de desequilíbrio e das perdas no neutro, com redução de 48,07 % e 64,56 %, respectivamente. O perfil de tensão no neutro nos dois casos, após a compensação, permanece elevado, pois a corrente de terceira harmônica não é compensada, sendo uma componente de sequência zero. As componentes de terceira harmônica nas fases são somadas no neutro e contribuem com a queda de tensão no neutro, sendo que a reatância do neutro na terceira harmônica é três vezes a da frequência fundamental.

8 CONCLUSÕES

As redes desequilibradas apresentam perdas elétricas adicionais causadas pelo desequilíbrio. Os reativos e o desequilíbrio aumentam as perdas elétricas na rede e provocam o aumento da corrente no neutro e do fator de desequilíbrio. O método proposto para a compensação dos reativos e do desequilíbrio, com validação pela teoria da potência efetiva, apresentou-se uma boa solução para este problema.

A redução dos custos pelo método proposto em comparação com os outros métodos é resultado principalmente da compensação do desequilíbrio na rede elétrica. Os artigos descritos na literatura não consideram a compensação do desequilíbrio da corrente na alocação de capacitores, como é visto na metodologia desses trabalhos.

O método proposto baseado no método de compensação ideal compensa as componentes de sequência negativa e zero da corrente, enquanto o método de alocação de capacitores por fase compensa apenas a sequência zero e o banco de capacitores equilibrados não compensa os desequilíbrios da corrente. Os métodos de alocação por fase e por banco não compensam efetivamente a energia de desequilíbrio, incluindo as perdas elétricas provocadas por essa energia, e o método de alocação por banco de capacitores causa pouca alteração no perfil das tensões do condutor neutro.

A rede IEEE 13 barras é mais fortemente desequilibrada que a IEEE 34 barras, como mostra a potência de desequilíbrio calculada antes da alocação de capacitores, aumentando assim o custo da função objetivo. A rede IEEE 13 barras possui cargas elétricas monofásicas de maior potência (barras 5, 6, 10 e 11), aumentando as perdas elétricas no neutro e nas fases, nestes trechos, que não são compensadas pelo método proposto.

Os capacitores pelo método proposto são alocados em menor quantidade de barras que o método de alocação por fase. O trabalho não leva em conta o custo da instalação por barras o que encareceria mais o custo do método por fase em relação ao método proposto.

As medidas do fator de potência efetivo e da potência de desequilíbrio são fundamentais para a análise de sistemas desequilibrados. Devem-se utilizar os cálculos da norma IEEE 1459-2010 para evitar erros na compensação do fator de potência e na compensação da potência de desequilíbrio.

A análise e compensação das perdas elétricas no neutro são essenciais para sistemas desequilibrados, evitando sobrecargas e perdas elétricas excessivas.

Na rede elétrica com componentes harmônicas levou-se em consideração a ressonância harmônica na inserção de capacitores nas barras para não sobrecarregar o componente. Essa restrição diminuiu o espaço de soluções.

A análise do trabalho pode ajudar as concessionárias na maneira mais eficiente para alocação dos capacitores em redes elétricas de MV com cargas desequilibradas.

9 TRABALHOS FUTUROS

- Injeção de componentes harmônicas de maior intensidade na rede elétrica. Utilização de filtros passivos para compensação do DHT juntamente com a compensação do desequilíbrio e dos reativos na frequência fundamental da rede.
- Serão ajustados os parâmetros da função objetivo como o custo da energia de desequilíbrio e das perdas elétricas no condutor neutro, atribuindo o grau de importância adequado de cada parcela, já que não há restrições de limite.
- Alocar capacitores de acordo com o método de compensação ideal em barras trifásicas e capacitores em barras monofásicas na rede elétrica desequilibrada para compensação dos reativos e do desequilíbrio. Considerar o custo da instalação dos capacitores por barras.
- Utilizar outra meta-heurística e constatar qual a mais eficiente na solução do problema.
- Análise dinâmica e compensação dinâmica das componentes harmônicas e desequilíbrio na rede elétrica utilizando a teoria da potência instantânea (WATANABE; STEPHAN; AREDES, 1993).
- Calcular as grandezas da rede elétrica desequilibrada através dos vetores espaciais instantâneos (EMANUEL; MILANEZ, 2006) para obter os valores instantâneos e eficazes das grandezas trifásicas.
- Inserir equipamentos na rede elétrica como baterias, gerador distribuído e veículos elétricos.
- Analisar a rede elétrica para curvas de cargas elétricas (carga leve, média e pesada).

REFERÊNCIAS

ABOU-GHAZALA, A. Optimal capacitor placement in distribution systems feeding nonlinear loads. In: POWER TECH CONFERENCE PROCEEDINGS, 2003, Bologna. **Proceedings of the [...]** Bologna: IEEE, 2003. 6 p.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**. 2017.

Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo8_Revisao_8. Acesso em: 20 jun. 2017.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução normativa N° 569**. Julho, 2013. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/065/resultado/ren2013569.pdf>
Acesso em: 25 jun. 2017.

ALSULAMI, A. et al. Balancing asymmetrical load using a static var compensator. In: IEEE PES INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES EUROPE, 5, 2014, Istanbul.

Proceedings of the [...] Istanbul: IEEE, 2014. 6 p. Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/267204088_Balancing_Asymmetrical_Load_Using_a_Static_Var_Compensator. Acesso em: 03 jan. 2019.

ARAÚJO, L. R. et al. Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization. **Electric Power Systems Research**, Amsterdam, v. 154, p. 110–121, 2018.

ARAÚJO, R. A. **Algoritmos para o planejamento da operação de sistemas modernos de distribuição de energia elétrica**. 2012. 93 f. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade de Estadual de Campinas, Campinas, 2012. Disponível em:

http://repositorio.unicamp.br/jspui/bitstream/REPOSIP/259529/1/Araujo_RicardoAugustode_M.pdf. Acesso em: 03 jan. 2019.

ARSENEAU, R. et al. Practical definitions for powers in systems with nonsinusoidal waveforms and unbalanced loads: A discussion. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 11, n. 1, p. 79–87, 1996.

BALDA, J. C. et al. Measurements of neutral currents and voltages on a distribution feeder. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 12, n. 4, p. 1799–1804, Oct. 1997.

CARPINELLI, G. et al. Capacitor placement in three-phase distribution systems with nonlinear and unbalanced loads. **IEE Proceedings**, Piscataway, v. 152, n. 1, Jan. 2005.

Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1393417>. Acesso em: 03 jan. 2019.

CCEE - **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. 2017. Disponível em:

http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/inicio. Acesso em: 20 jun. 2017.

CHEN, T.-H.; YANG, W.-C. Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding. **IEEE Transactions On Power Delivery**, Piscataway, v. 16, n. 4, p. 710-717, Oct. 2001.

CIRIC, R. M.; PADILHA, A.; OCHOA, L. F. Power flow in four-wire distribution networks – general approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, Piscataway, v. 18, n. 4, p. 1283-1290, 2003.

CZARNECKI, L. S. Power related phenomena in three-phase unbalanced systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 10, n. 3, p. 1168–1176, 1995.

CZARNECKI, L. S. Reactive and unbalanced currents compensation in three-phase asymmetrical circuits under nonsinusoidal conditions. **IEEE Transactions On Instrumentation And Measurement**, Piscataway, v. 38, n. 3, p. 754-759, 1989.

CZARNECKI, L. S.; HALEY, P. M. Unbalanced Power in four-wire systems and its reactive compensation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 2, n. 1, p. 9, 2014.

DUCATI ENERGIA. **Capacitors**. Bologna, 2011. Disponível em: <http://www.ducatienergia.it/media/products/170605-1143-pfc-mv-ita-eng.pdf>. Acesso em: 20 jun. 2017.

EAJAL, A. A.; EL-HAWARY, M. E. Optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration using particle swarm optimization. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 25, n. 3, p. 1734–1741, 2010.

EMANUEL, A. E.; MILANEZ, D. L. Clarke's alpha, beta, and zero components: a possible approach for the conceptual design of instrumentation compatible with IEEE Std. 1459–2000. **IEEE Transaction on Instrumentation and Measurement**, Piscataway, v. 55, n. 6, p. 2088-2095, 2006.

EMANUEL, A. E. On the definition of power factor and apparent power in unbalanced polyphase circuits with sinusoidal voltage and currents. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 8, n. 3, p. 841-852, 1993.

EMANUEL, A. E. **Power definitions and the physical mechanism of power flow**. New York: Wiley-IEEE Press, 2010. 264 p.

EMANUEL, A. E. The buchholz-goodhue apparent power definition: the practical approach for nonsinusoidal and unbalanced systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 13, n. 2, p. 344-350, 1998.

FRAISSAT, F. B. **Estudo da teoria de potência conservativa para análise de sistemas elétricos**. 2011. 97 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Bauru, 2011. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/87175/fraissat_fb_me_bauru.pdf?sequenc e=1&isAllowed=y. Acesso em: 03 jan. 2019.

FREITAS, P. R. R. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 189 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2015.

GARCIA, D. C. **Avaliação e minimização numérica do desequilíbrio de tensão: estimativa por análise de sensibilidade incremental e soluções analíticas**. 2007. 82 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2007. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/handle/10482/3068>. Acesso em: 03 jan. 2019.

GARCIA, F. R. **Cálculo da perda de vida útil de capacitores em função da distorção harmônica existente nas redes de distribuição de energia elétrica**. Porto Alegre: SBQEE, Alegre: 2001. p 1-6. Disponível em: <https://www.osetoelettrico.com.br/calculo-da-perda-de-vida-util-de-capacitores-em-funcao-da-distorcao-harmonica-existente-nas-redes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>. Acesso em: 03 jan. 2019.

GUIMARÃES, M.; CASTRO, C. A. An efficient method for distribution systems reconfiguration and capacitor placement using a Chu-Beasley based genetic algorithm. In: POWERTECH, 2011 IEEE TRONDHEIM, 2011. **Proceedings of the [...]**. Trondheim: IEEE, 2011. 7 p.

GYUGYI, L.; OTTO, R. A.; PUTMAN, T. H. Principles and applications of static, thyristor-controlled shunt compensators. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, Piscataway, v. PAS-97, n. 5, p. 1935–1945, 1978.

IEEE Distribution Planning Working Group Report, Radial distribution test Feeders. **IEEE Transaction on Power Systems**, Piscataway, v. 6, n. 3, p. 975-985, 1991.

IEEE STD 1459-2010. **IEEE stander definitions for the measurement of electric power quantities under sinusoidal, nonsinusoidal, balanced, or unbalanced conditions**. New York: IEEE, 2010. 40 p.

IEEE STD 18-2012. **IEEE standard for shunt power capacitors**. New York: IEEE, 2013. 39 p.

IEEE STD 519-2014. **IEEE recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems**. New York: IEEE, 2014. 29 p.

JADHAV, K.; KANETKAR, V. R.; SAHOO, S. K. Supply power quality improvement using steinmetz principle and network short circuit capacity. In: ANNUAL IEEE INDIA CONFERENCE (INDICON), 2015. **Conference [...]**. New Delhi: IEEE, 2015. 6 p.

KAZEMI, A.; KOOCHI, A. M. A SVC based control algorithm for load balancing. In: INTERNATATIONAL CONFERENCE ON POWER SYSTEMS, WSEAS, 7, 2007, Beijing. **Proceedings of the [...]**. Beijing: IEEE, 2007. P. 201-205. Disponível em: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2007beijing/papers/554-158.pdf>. Acesso em: 03 de jan. 2019.

KIM, K. H.; YOU, S. K. Voltage profile improvement by capacitor placement and control in unbalanced distribution systems using GA. In: CONFERENCE PROCEEDINGS POWER ENGINEERING SOCIETY SUMMER MEETING, 1999, Edmonton. **Proceedings of the [...]**. Edmonton: IEEE, 1999. p. 800-805.

LEE, S.; WU, C. On-line reactive power compensation schemes for unbalanced three phase four wire distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 8, n. 4, p. 1958–1965, 1993.

MILANEZ, D. L. New concepts of the power received by ideal energy storage elements: the instantaneous complex power approach. In: PROCEEDINGS OF THE MIDWEST SYMPOSIUM ON CIRCUITS AND SYSTEMS, 39, 1996, Ames. **Proceeding of the [...]**. Ames: IEEE, 1996. p. 1038-1041.

MURTY, V. V.; KUMAR, A. Capacitor allocation in unbalanced distribution system under unbalances and loading conditions. **Energy Procedia**, Amsterdam, v. 54, 2014. p 47-74.

OCHOA, L. F. et al. **Evaluation of distribution system losses due to load unbalance.**

Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/241310835_Evaluation_of_distribution_system_losses_due_to_load_unbalance. Acesso em: 04 jan. 2019.

OCHOA, L. F.; PADILHA-FELTRIN, A.; HARRISON, G. P. Evaluating Distributed Time-Varying Generation Through a Multiobjective Index. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 23, n. 2, p. 1132–1138, 2008.

OLIVA, A. R.; BALDA, J. C. A. PV dispersed generator: A power quality analysis within the IEEE 519. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 18, n. 2, p. 525–530, 2003.

OLIVEIRA, M. E. **Avaliação de metodologias de cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição de energia elétrica.** 2009. 135 f. Tese Doutorado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2009.

PAMPLONA, F. M. P.; SOUZA, B. Harmonic passive filter planning in radial distribution systems using genetic algorithms. IEEE/PES TRANSMISSION & DISTRIBUTION CONFERENCE & EXPOSITION: Latin America, 2004, São Paulo. **Conference [...]**. São Paulo: IEEE, 2004. p. 126-131.

PANã, A. **Active load balancing in a three-phase network by reactive power compensation.** Disponível em: <https://www.intechopen.com/books/power-quality-monitoring-analysis-and-enhancement/active-load-balancing-in-a-three-phase-network-by-reactive-power-compensation>. Acesso em: 04 jan. 2019. p. 219-254.

PEREIRA, G. M. S.; FERNANDES, T. S. P.; AOKI, A. R. Allocation of capacitors and voltage regulators in three-phase distribution networks. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, Heidelberg, v. 29, n. 2, p. 238-249, 2018.

PEREZ ALVAREZ, J. J. **Filtros harmônicos passivos: otimização e arranjos híbridos**. 2016. 121 f. Dissertação (Mestrado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2016. Disponível em: https://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/143862/alvarez_jjp_me_ilha.pdf?sequence=3&isAllowed=y. Acesso em: 03 jan. 2019.

PIZZALI, L. F. O. **Cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição com modelagem a quatro fios**. 2003. 106 f. Dissertação (Mestrado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2003.

SAIED, M. M. Circuit for balancing harmonic-polluted three-phase networks. **Electrical Power Quality and Utilization**, Lodz, v. 16, n. 1, p. 19–24, 2013.

SALMERÓN, P. et al. Los términos de potencia en el marco del standard IEEE 1459-2000. In: REUNIÓN DE GRUPOS DE INVESTIGACIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, 17, 2017, Sevilla. **Reunión** [...] Sella: IEEE, 2017. p 1-10.

SAMBAQUI, A. B. **Metodologias para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição**. 2005. 247 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2005. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/101865/229681.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 04 jan. 2019.

SANTOS, R. V. **Metodologia para alocação discreta e assimétrica de capacitores em sistemas elétricos de distribuição visando redução de desequilíbrio**. 2015. 116 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, 2015. Disponível em: <https://repositorio.ufjf.br/jspui/bitstream/ufjf/4178/1/ricardovioldossantos.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2019.

SUBRAHMANYAM, J. B. A novel approach for Optimal Capacitor location and sizing in unbalanced radial distribution network for loss minimization. **Journal of Electrical Systems**, Noisy le Grand, v. 6, n. 1, p. 1-16, 2009.

TALEBI, M. A. et al. Optimal placement of static var compensators in distribution feeders for load balancing by genetic algorithm. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 18, 2005, Turin. **Conference** [...]. Turin: IEEE, 2005. 5 p.

TEODORO, R. G. **Metodologia para compensação de desequilíbrio em redes elétricas**. 2005. 85 f. Dissertação (Mestrado em Automação) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista, Ilha Solteira, 2005.

TORSENG, S. Shunt-connected reactors and capacitors controlled by thyristors. **IEEE Proceedings**, New York, v. 128, n. 6, p. 366-373, 1981.

WATANABE, E. H.; STEPHAN, R. M.; AREDES, M. New concepts of instantaneous active and reactive powers in electrical systems with generic loads. **IEEE Transactions on Power Delivery**, Piscataway, v. 8, n. 2, p. 697–703, 1993.

ANEXO A

A Tabela 15 apresenta as cargas elétricas por fase para a rede IEEE 13 barras.

Tabela 15 - Cargas elétricas da rede IEEE 13 barras

Barra	Pa (kW)	Qa (kVAr)	Pb (kW)	Qb (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	160	110	120	90	120	90
5	0	0	170	125	0	0
6	0	0	230	132	0	0
7	385	220	385	220	385	220
8	170	100	120	90	117	68
9	0	0	0	0	0	0
10	128	86	0	0	0	0
11	0	0	0	0	170	80
12	0	0	0	0	170	151
13	485	200	300	300	290	212

Fonte: Próprio Autor

A rede elétrica IEEE 13 barras está ilustrada na Figura 28. As resistências, indutâncias próprias e indutâncias mútuas da rede, em Ohms, estão apresentadas na Tabela 16 e Tabela 17.

Tabela 16 - Impedâncias da rede IEEE 13 barras (parte I)

Bi	Bf	Ra	Xaa	Xab	Xac	Xan	Rb	Xbb	Xbc	Xbn
0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	2	0,1058	0,5246	0,3234	0,2964	0,2986	0,1058	0,5246	0,2760	0,2858
2	3	0,1298	0,2933	0,1482	0,1617	0,1493	0,1298	0,2933	0,1380	0,1457
3	4	0,1298	0,2933	0,1482	0,1617	0,1493	0,1298	0,2933	0,1380	0,1457
2	5	0	0	0	0	0	0,2298	0,3071	0	0,1429
5	6	0	0	0	0	0	0,2298	0,3071	0	0,1429
2	7	0,1058	0,5246	0,3234	0,2964	0,2986	0,1058	0,5246	0,2760	0,2858
7	8	0,0529	0,2623	0,1617	0,1482	0,1493	0,0529	0,2623	0,1380	0,1429
7	9	0,2298	0,3071	0	0,1380	0,1429	0	0	0	0
9	10	0,2298	0,3071	0	0,1380	0,1429	0	0	0	0
9	11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	12	0,0529	0,2623	0,1617	0,1482	0,1493	0,0529	0,2623	0,1380	0,1429
12	13	0,0529	0,2623	0,1617	0,1482	0,1493	0,0529	0,2623	0,1380	0,1429

Fonte: Próprio Autor

Tabela 17 - Impedâncias da rede IEEE 13 barras (parte II)

Bi	Bf	Rc	Xcc	Xcn	Rn	Xnn
0	1	0	0	0	0	0
1	2	0,1058	0,5246	0,2914	0,2597	0,5864
2	3	0,1298	0,2933	0,1429	0,1298	0,2932
3	4	0,1298	0,2933	0,1429	0,1298	0,2932
2	5	0	0	0	0,2299	0,3071
5	6	0	0	0	0,2299	0,3071
2	7	0,1058	0,5246	0,2914	0,2597	0,5864
7	8	0,0529	0,2623	0,1457	0,12984	0,2932
7	9	0,2298	0,3071	0,1457	0,2298	0,3071
9	10	0	0	0	0,2298	0,3071
9	11	0,2298	0,3071	0,1456	0,2298	0,3071
7	12	0,0529	0,2623	0,1457	0,12984	0,2932
12	13	0,0529	0,2623	0,1457	0,12984	0,2932

Fonte: Próprio Autor

ANEXO B

A Tabela 18 apresenta as cargas elétricas por fase para a rede IEEE 34 barras.

Tabela 18 - Cargas elétricas da rede IEEE 34 barras

Barra	Pa (kW)	Qa (kVAr)	Pb (kW)	Qb (kVAr)	Pc (kW)	Qc (kVAr)
1	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
2	0,0	0,0	15,0	7,5	12,5	7,0
3	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	8,0	4,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	2,5	1,0	0,0	0,0
9	17,0	8,5	0,0	0,0	0,0	0,0
10	0,0	0,0	22,5	11,0	2,0	1,0
11	84,5	43,5	0,0	0,0	0,0	0,0
12	3,5	1,5	0,0	0,0	2,0	1,0
13	0,0	0,0	20,0	10,0	0,0	0,0
14	67,5	35,0	0,0	0,0	0,0	0,0
15	16,85	6	2,7	1,5	3,6	2
16	0,0	0,0	2,0	1,0	0,0	0,0
17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
18	5,0	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
19	2,5	1	0,4	0,2	0,5	0,3
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
21	6,5	3,0	8,5	4,5	9,5	5,0
22	150,0	75,0	150,0	75,0	150,0	75,0
23	10,0	5,0	17,5	9,0	61,5	32,0
24	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0
25	43,0	27,5	35,0	24,0	96,0	54,5
26	4,5	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0
27	24,0	12,0	16,0	8,5	21,0	11,0
28	139,5	107,5	147,5	111,0	145,0	110,5
29	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
30	18,0	11,5	20,0	12,5	9,0	7,0
31	0,0	0,0	24,0	11,5	0,0	0,0
32	0,0	0,0	14,0	7,0	0,0	0,0
33	20,0	16,0	31,5	21,5	20,0	16,0

Fonte: Próprio Autor

A rede elétrica IEEE 34 barras está ilustrada na Figura 29. As resistências, indutâncias próprias e indutâncias mútuas da rede, em Ohms, estão apresentadas na Tabela 19 e Tabela 20.

Tabela 19 - Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte I)

Bi	Bf	Ra	Xaa	Xab	Xac	Xan	Xag	Rb	Xbb	Xbc	Xbn
0	1	0,8258	0,5634	0,1844	0,1496	0,1482	0,0560	0,8258	0,5634	0,1238	0,1317
1	2	0,5537	0,3778	0,1237	0,1003	0,0994	0,0375	0,5537	0,3778	0,0830	0,0883
2	3	10,3159	7,0387	2,3037	1,8695	1,8518	0,6994	10,3159	7,0387	1,5463	1,6455
3	4	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,6508	1,1833	0,0000	0,3142
3	5	12,0026	8,1896	2,6803	2,1751	2,1546	0,8138	12,0026	8,1896	1,7991	1,9145
5	6	9,5157	6,4927	2,1250	1,7244	1,7081	0,6452	9,5157	6,4927	1,4263	1,5178
6	7	0,0032	0,0022	0,0007	0,0006	0,0006	0,0002	0,0032	0,0022	0,0005	0,0005
7	8	0,0992	0,0677	0,0222	0,0180	0,0178	0,0067	0,0992	0,0677	0,0149	0,0158
8	9	0,1918	0,3486	0,0000	0,0000	0,0926	0,0378	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
8	10	3,2679	2,2298	0,7298	0,5922	0,5866	0,2216	3,2679	2,2298	0,4898	0,5213
9	11	5,3993	9,8169	0,0000	0,0000	2,6065	1,0640	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	12	0,2689	0,1834	0,0600	0,0487	0,0483	0,0182	0,2689	0,1834	0,0403	0,0429
10	13	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3398	0,6178	0,0000	0,1640
11	14	1,5407	2,8013	0,0000	0,0000	0,7438	0,3036	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12	15	6,5422	4,4639	1,4610	1,1856	1,1744	0,4436	6,5422	4,4639	0,9806	1,0435
15	16	0,1664	0,1136	0,0372	0,0302	0,0299	0,0113	0,1664	0,1136	0,0249	0,0265
16	17	11,7882	8,0433	2,6324	2,1363	2,1161	0,7993	11,7882	8,0433	1,7669	1,8803
16	18	2,2399	2,2904	0,7548	0,6125	0,6067	0,2292	2,2399	2,2904	0,5066	0,5391
17	19	0,0032	0,0022	0,0007	0,0006	0,0006	0,0002	0,0032	0,0022	0,0005	0,0005
19	20	2,2399	2,2904	0,7548	0,6125	0,6067	0,2292	2,2399	2,2904	0,5066	0,5391
19	21	1,5683	1,0701	0,3502	0,2842	0,2815	0,1063	1,5683	1,0701	0,2351	0,2502
20	22	2,2399	2,2904	0,7548	0,6125	0,6067	0,2292	2,2399	2,2904	0,5066	0,5391
21	23	1,8660	1,2732	0,4167	0,3382	0,3350	0,1265	1,8660	1,2732	0,2797	0,2976
21	24	0,1696	0,1157	0,0379	0,0307	0,0305	0,0115	0,1696	0,1157	0,0254	0,0271
23	25	0,6465	0,4411	0,1444	0,1172	0,1161	0,0438	0,6465	0,4411	0,0969	0,1031
23	26	0,0896	0,0611	0,0200	0,0162	0,0161	0,0061	0,0896	0,0611	0,0134	0,0143
25	27	0,8578	0,5853	0,1916	0,1554	0,1540	0,0582	0,8578	0,5853	0,1286	0,1368
26	28	0,4321	0,2948	0,0965	0,0783	0,0776	0,0293	0,4321	0,2948	0,0648	0,0689
27	29	0,0896	0,0611	0,0200	0,0162	0,0161	0,0061	0,0896	0,0611	0,0134	0,0143
27	30	0,2753	0,1878	0,0615	0,0499	0,0494	0,0187	0,2753	0,1878	0,0413	0,0439
28	31	1,1651	0,7949	0,2602	0,2111	0,2091	0,0790	1,1651	0,7949	0,1746	0,1858
29	32	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,5555	1,0652	0,0000	0,2631
31	33	0,1696	0,1157	0,0379	0,0307	0,0305	0,0115	0,1696	0,1157	0,0254	0,0271

Fonte: Próprio Autor

Tabela 20 - Impedâncias da rede IEEE 34 barras (parte II)

Bi	Bf	Xbg	Rc	Xcc	Xcn	Xcg	Rn	Xnn	Xng
0	1	0,0560	0,8258	0,5634	0,1390	0,0560	0,8258	0,5543	0,0514
1	2	0,0375	0,5537	0,3778	0,0932	0,0375	0,5537	0,3717	0,0345
2	3	0,6994	10,3159	7,0387	1,7358	0,6994	10,3159	6,9247	0,6425
3	4	0,1283	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,6508	1,1580	0,1157
3	5	0,8138	12,0026	8,1896	2,0197	0,8138	12,0026	8,0570	0,7475
5	6	0,6452	9,5157	6,4927	1,6012	0,6452	9,5157	6,3876	0,5926
6	7	0,0002	0,0032	0,0022	0,0005	0,0002	0,0032	0,0021	0,0002
7	8	0,0067	0,0992	0,0677	0,0167	0,0067	0,0992	0,0666	0,0062
8	9	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1918	0,3412	0,0341
8	10	0,2216	3,2679	2,2298	0,5499	0,2216	3,2679	2,1937	0,2035
9	11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	5,3993	9,6070	0,9598
10	12	0,0182	0,2689	0,1834	0,0452	0,0182	0,2689	0,1805	0,0167
10	13	0,0670	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,3398	0,6046	0,0604
11	14	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,5407	2,7414	0,2739
12	15	0,4436	6,5422	4,4639	1,1009	0,4436	6,5422	4,3916	0,4074
15	16	0,0113	0,1664	0,1136	0,0280	0,0113	0,1664	0,1117	0,0104
16	17	0,7993	11,7882	8,0433	1,9836	0,7993	11,7882	7,9131	0,7342
16	18	0,2292	2,2399	2,2904	0,5687	0,2292	2,2399	2,2531	0,2105
17	19	0,0002	0,0032	0,0022	0,0005	0,0002	0,0032	0,0021	0,0002
19	20	0,2292	2,2399	2,2904	0,5687	0,2292	2,2399	2,2531	0,2105
19	21	0,1063	1,5683	1,0701	0,2639	0,1063	1,5683	1,0528	0,0977
20	22	0,2292	2,2399	2,2904	0,5687	0,2292	2,2399	2,2531	0,2105
21	23	0,1265	1,8660	1,2732	0,3140	0,1265	1,8660	1,2526	0,1162
21	24	0,0115	0,1696	0,1157	0,0285	0,0115	0,1696	0,1139	0,0106
23	25	0,0438	0,6465	0,4411	0,1088	0,0438	0,6465	0,4340	0,0403
23	26	0,0061	0,0896	0,0611	0,0151	0,0061	0,0896	0,0602	0,0056
25	27	0,0582	0,8578	0,5853	0,1443	0,0582	0,8578	0,5758	0,0534
26	28	0,0293	0,4321	0,2948	0,0727	0,0293	0,4321	0,2901	0,0269
27	29	0,0061	0,0896	0,0611	0,0151	0,0061	0,0896	0,0602	0,0056
27	30	0,0187	0,2753	0,1878	0,0463	0,0187	0,2753	0,1848	0,0171
28	31	0,0790	1,1651	0,7949	0,1960	0,0790	1,1651	0,7821	0,0726
29	32	0,1074	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,5555	1,0442	0,0969
31	33	0,0115	0,1696	0,1157	0,0285	0,0115	0,1696	0,1139	0,0106

Fonte: Próprio Autor

As siglas B_i e B_f significam barra inicial e barra final, respectivamente.

Sendo a nomenclatura geral das impedâncias da rede elétrica:

R_y : Resistência da fase **y**

X_{yy} : Reatância própria da fase **y**

X_{xy} : Reatância mútua entre as fases **x** e **y**

ANEXO C

Nas Tabelas 21, 22 e 23 é apresentada a melhor solução obtida para cada caso testado de acordo com o cenário, a rede e método testado. A solução é representada pela localização do capacitor fixo na rede elétrica e pelo valor nominal do capacitor alocado (Tabela 3). Por exemplo, 22a(100), representa um capacitor fixo de 100 kVAr alocado entre a fase **a** e o neutro da barra 22, e 12a-b(50), representa um capacitor fixo de 50 kVAr alocado entre as fases **a** e **b** da barra 12.

Tabela 21 - Solução para o cenário 1 (rede IEEE 13 barras)

Caso 1	
Proposto	2b-c(150+83), 2c-a(150), 2a(150+75), 2b(133+150+125), 2c(50); 4b-c(133), 4c-a(50); 8b-c(133), 8c-a(125); 12b(83), 12c(133); 13a-b(133), 13b-c(150+133), 13c-a(133+67).
Fase	2a(75+133), 2b(100); 5b(133); 6b(67+75); 7b(50); 9c(100); 10a(25); 11c(83); 12b(67+133), 12c(67+125+75).
Banco	2a-b(150), 2b-c(150), 2c-a(150); 4a-b(150), 4b-c(150), 4c-a(150); 7a-b(150+150+150), 7b-c(150+150+150), 7c-a(150+150+150); 8a-b(150), 8b-c(150), 8c-a(150); 12a-b(150), 12b-c(150), 12c-a(150); 13a-b(150+150), 13b-c(150+150), 13c-a(150+150).
Caso 2	
Proposto	2a(133), 2b(150), 2c(67); 4a-b(150), 4b-c(67), 4c-a(125); 7a-b(133), 7b-c(67), 7c-a(100); 8a-b(150), 8c-a(125); 12a(25), 12b(150+150), 12c(133+150); 13a-b(150), 13b-c(25), 13c-a(125); 13a(25+67), 13b(67), 13c(150+150).
Fase	2a(133+133+150+150), 2b(133+75); 5b(125); 6b(125); 7b(133), 7c(83); 8a(25), 8c(83); 9c(50); 11c(125); 12b(150), 12c(150+150); 13c(125+83).
Banco	7a-b(150+133+150+133), 7b-c(150+133+150+133), 7c-a(150+133+150+133); 8a-b(125), 8b-c(125), 8c-a(125); 12a-b(150+133), 12b-c(150+133), 12c-a(150+133); 13a-b(150+150+150), 13b-c(150+150+150), 13c-a(150+150+150).

Fonte: Próprio autor

Tabela 22 - Solução para o cenário 1 (rede IEEE 34 barras)

Caso 1	
Proposto	3a-b(133), 3b-c(150), 3c-a(83); 5a(125), 5b(50), 5c(75); 21a(67), 21b(25), 21c(75); 23a(50), 23b(67), 23c(50); 27a-b(100), 27b-c(67), 27c-a(25); 31a(75), 31b(100), 31c(100).
Fase	7a(50); 8c(50); 10b(83); 12c(67); 14a(25); 16c(83); 18a(50); 19a(67); 21b(67); 23c(133); 25b(50); 28b(75); 30a(75), 30b(67); 31a(100).
Banco	5a-b(25), 5b-c(25), 5c-a(25); 8a-b(83), 8b-c(83), 8c-a(83); 22a-b(75), 22b-c(75), 22c-a(75); 25a-b(25), 25b-c(25), 25c-a(25); 28a-b(150), 28b-c(150), 28c-a(150).
Caso 2	
Proposto	7a(100), 7b(50), 7c(67); 16a-b(150), 16b-c(25); 19a(25), 19c(125); 22a-b(75), 22b-c(25); 30a(75), 30c(67); 31a-b(150), 31b-c(83), 31c-a(25).
Fase	1c(25); 2b(50); 3a(75), 3c(67); 5c(25); 7a(67); 8b(67), 8c(25); 11a(100); 12c(25); 16a(50); 20a(150), 20b(100), 20c(150); 23c(50); 25a(83); 27b(125), 27c(75); 30b(67).
Banco	3a-b(25), 3b-c(25), 3c-a(25); 8a-b(133), 8b-c(133), 8c-a(133); 22a-b(83), 22b-c(83), 22c-a(83); 25a-b(50), 25b-c(50), 25c-a(50); 28a-b(133), 28b-c(133), 28c-a(133).
Caso 3	
Proposto	1a-b(83+150), 1b-c(100+133), 1c-a(133); 8a(133), 8c(83); 21a(133), 21b(75), 21c(50); 22a-b(83), 22b-c(125), 22c-a(67); 28a-b(83), 28b-c(75), 28c-a(67); 31a-b(125), 31b-c(83), 31c-a(25).
Fase	1b(100); 2a(83), 2b(125); 8c(133); 11a(133); 15c(67); 16a(67), 16b(25); 17a(67); 19a(67), 19b(150), 19c(83+83); 21a(25); 26c(75); 27a(150), 27b(75); 29b(83), 29c(83).
Banco	8a-b(50), 8b-c(50), 8c-a(50); 22a-b(83), 22b-c(83), 22c-a(83); 25a-b(75), 25b-c(75), 25c-a(75); 26a-b(50), 26b-c(50), 26c-a(50); 28a-b(150), 28b-c(150), 28c-a(150).
Caso 4	
Proposto	8a(125), 8c(75); 18a-b(83), 18b-c(100); 25a(83), 25b(83+75), 25c(67+50); 33a-b(25), 33c-a(25).
Fase	2b(83); 6a(83); 7c(125); 14a(67); 26b(50); 27a(125), 27b(125); 29c(133).
Banco	8a-b(50), 8b-c(50), 8c-a(50); 22ab(50), 22b-c(50), 22c-a(50); 25ab(75), 25b-c(75), 25c-a(75); 28ab(83), 28b-c(83), 28c-a(83).
Caso 5	
Proposto	2a-b(67), 2b-c(50); 3a-b(67), 3c-a(25); 5a-b(100), 5b-c(50); 8a(100+75), 8c(83+100); 17a-b(133), 17b-c(25); 22a-b(150), 22c-a(67); 24a(83), 24b(25), 24c(133); 25c(67); 26a-b(150), 26b-c(75).
Fase	1a(150), 1b(150+150); 2b(25); 5a(67); 8a(125), 8c(50+150); 14a(25+67); 22a(75), 22c(83); 25c(83); 26c(133); 27b(150), 27c(100); 29a(100); 31a(75).
Caso 6	
Proposto	8a(100+133), 8c(125+83); 12a-b(50); 17a-b(125); 22a(67), 22b(25), 22c(125), 26a-b(150); 28a-b(150), 28b-c(25), 28b(25), 28c(100).
Fase	8a(125), 8c(133+83); 11a(25+83); 15a(25); 20a(25); 21a(100); 22c(75); 23c(133); 24b(83), 24c(100); 25c(67); 26a(83), 26b(100).

Fonte: Próprio autor

Tabela 23 - Solução para o cenário 2 (rede IEEE 34 barras)

Caso 1	
Proposto (c/ DHT_V)	6a(83), 6c(125); 8a(83), 8c(83); 15a-b(125), 15c-a(50); 23a-b(50+133), 23c-a(100+125); 31a-b(83), 31c-a(67).
Proposto (s/ DHT_V)	6a(83), 6c(83); 8a(75), 8c(67), 8b-c(75), 8c-a(50); 17c(67), 28a-b(133), 28c-a(25); 29a-b(83).
Caso 2	
Proposto (c/ DHT_V)	5a(25), 5c(25); 7a-b(150); 8a(83+125), 8c(50+150); 16a-b(133), 16b-c(25), 16c-a(100); 17a-b(100), 17c-a(100); 22a(25).
Proposto (s/ DHT_V)	6a(83), 6c(67); 7a(75), 7c(67); 8a(83), 8c(100); 17c(133); 27a-b(150+133), 27b-c(100), 27c-a(50).

Fonte: Próprio autor.