



**Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação
Departamento de Sistemas de Energia Elétrica**

**Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição
Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de
Ressonância**

Autor: Cresencio Silvio Segura Salas

Orientador: Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Co-orientador: Prof. Dr. Rubén Romero Lázaro

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP como parte dos requisitos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Comissão Examinadora:

Luiz Carlos Pereira da Silva

FEEC/UNICAMP

Alexandre Rasi Aoki

LACTEC/UFPR

Oswaldo Ronald Saavedra

DEE/UFMA

José Antenor Pomilio

FEEC/UNICAMP

Walmir de Freitas Filho

FEEC/UNICAMP

FICHA CATALOGRÁFICA ELABORADA PELA
BIBLIOTECA DA ÁREA DE ENGENHARIA E ARQUITETURA - BAE - UNICAMP

Se39a Segura Salas, Cresencio Silvio
Alocação de capacitores em redes de distribuição primárias e secundárias incluindo restrições de ressonância / Cresencio Silvio Segura Salas. --Campinas, SP: [s.n.], 2010.

Orientadores: Luiz Carlos Pereira da Silva, Rubén Augusto Romero Lázaro.

Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Controle de qualidade. 3. Redes trifásicas. 4. Capacitores. 5. Algoritmos genéticos. I. Silva, Luiz Carlos Pereira da. II. Romero Lázaro, Rubén Romero. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Título em Inglês: Capacitor placement in primary and secondary distribution networks including resonance constraints

Palavras-chave em Inglês: Electricity - Distribution, Electricity - Quality control, Three-phase networks, Capacitors, Genetic algorithm

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora: Alexandre Rasi Aoki, Osvaldo Ronald Saavedra, Walmir de Freitas Filho, Jose Antenor Pomilio

Data da defesa: 10/06/2010

Programa de Pós Graduação: Engenharia Elétrica

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: Cresencio Silvio Segura Salas

Data da Defesa: 10 de junho de 2010

Título da Tese: "Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primária e Secundária Incluindo Restrições de Ressonância"

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva (Presidente):

Luiz Carlos Pereira da Silva

Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki:

Alexandre Rasi Aoki

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez:

Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho:

Walmir de Freitas Filho

Prof. Dr. José Antenor Pomílio:

José Antenor Pomílio

Resumo

Redes de distribuição de energia elétrica são continuamente expandidas de forma a atender novos consumidores mantendo padrões de qualidade adequados. Pelo lado do consumo, observa-se no decorrer dos últimos anos que as cargas residenciais, comerciais e industriais vêm sofrendo mudanças na forma de onda da corrente drenada da rede, com aumento evidente do conteúdo não-linear. A alocação de capacitores é uma prática largamente utilizada por empresas de distribuição para reduzir as perdas e melhorar o perfil de tensão da rede. No entanto, no atual contexto de operação, os benefícios da instalação de capacitores podem ser perdidos, sendo que a vida útil dos capacitores pode ser reduzida drasticamente devido à amplificação de correntes harmônicas em uma eventual ressonância com a rede. Esta tese apresenta a modelagem e implementação de uma metodologia simples e prática para lidar com a alocação ótima de bancos de capacitores no cenário atual. Esta metodologia calcula índices de ressonância harmônica e os inclui como restrições adicionais no problema de alocação de capacitores. Os índices são formulados de acordo com as recomendações das normas técnicas mais reconhecidas dentro da área de energia elétrica. Outro aspecto investigado nesta tese envolve a alocação simultânea de capacitores nas redes primárias e secundárias, o que se torna possível e viável com a evolução construtiva dos capacitores de baixa tensão, associada à contínua e expressiva queda nos custos de produção desses equipamentos comparados aos capacitores de média tensão.

Palavras-chave: redes de distribuição, alocação de capacitores, qualidade de energia, harmônicos, fluxo de carga trifásico, algoritmos genéticos, *particle swarm optimization*.

Abstract

Distribution networks are continually expanded in order to supply new customers still keeping restrict power quality requirements. On the other hand, from the customer's side, it has been observed that over the years the current waveforms drawn by residential, commercial and industrial loads are changing their shape, with a clear increase of non-linear components. Capacitor placement is a common practice among utilities for reducing active power losses and improving the voltage profile of the grid. However, on the present operation context, the benefits of installing capacitors can be partially or totally lost, since the lifetime of capacitors can be drastically reduced due to the amplification of harmonic currents during an eventual resonance with the network. This thesis presents models and implementation of a simple and practical methodology for capacitor placement considering the present scenario. This methodology computes resonance indices, which are included as additional constraints on the capacitor placement problem. The formulated indices are consistent with the recommendations of the most important standards on the area of distribution systems. Another aspect investigated in this thesis is the simultaneous placement of capacitors on primary and secondary networks, which becomes possible and viable with the evolution of low voltage capacitors in terms of manufacturing techniques and materials, associated with a continuous and significant decline of the production costs of these equipments compared to medium voltage capacitors.

Key-words: distribution networks, capacitor placement, power quality, harmonics, three-phase load flow, genetic algorithm, particle swarm optimization.

Aos meus pais.

Agradecimentos

À Deus pela vida, por sempre estar a meu lado nas dificuldades e alegrias que se apresentam.

Ao Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva pela confiança depositada, pela eficiente orientação, motivação, e principalmente pela amizade.

Ao Prof. Dr. Rubén Romero Lázaro pela co-orientação e amizade.

Ao Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho pela amizade e pelas sugestões sempre oportunas durante meu doutoramento.

Aos meus pais, Bertha e Cresencio, por serem sempre meus exemplos a seguir.

À minha noiva Elisângela pela compreensão e apoio.

Aos meus amigos do DSEE em especial Beatriz, David, Diogo, Esloany, Eline, Fernanda, Floriano, Hugo, Marcos, Maiana (COSE), Patrícia, Paulo, e Tiago.

Aos funcionários do DSEE.

Aos meus amigos Helio, Sonia, Cássio, Henry Lanfranco, Miriam Elizabeth, pelos inolvidáveis momentos de vida que foram compartilhados.

À equipe do projeto de P&D "Desenvolvimento de metodologia para avaliação da melhor topologia de compensação reativa do sistema elétrico de distribuição, envolvendo as redes primárias, secundárias e consumidores finais" e à ELEKTRO pelo apoio financeiro.

Este trabalho foi desenvolvido com o apoio financeiro da FAPESP.

Sumário

CAPÍTULO 1	1
Introdução.....	1
1.1. Objetivos	4
1.2. Estrutura da tese	4
CAPÍTULO 2	7
Revisão Bibliográfica	7
2.1. Fluxo de Carga	7
2.2. Modelagem da rede de distribuição de energia elétrica	11
2.3. Modelagem de componentes não lineares	14
2.4. Metaheurísticas	18
CAPÍTULO 3	21
Modelagem dos Sistemas Elétricos de Distribuição.....	21
3.1. Linhas de distribuição	21
3.1.1. Linhas de distribuição aéreas	21
3.2. Transformadores de distribuição.....	29
3.3. Cargas	34
3.3.1. Cargas conectadas em estrela aterrada	35
3.3.2. Cargas conectadas em delta	37
3.3.3. Cargas conectadas em estrela isolada	39
3.3.4. Cargas bifásicas e monofásicas	41
3.4. Capacitores.....	41
3.4.1. Bancos de capacitores em conexão estrela-aterrada	41
3.4.2. Bancos de capacitores em conexão estrela-isolada	42
3.4.3. Bancos de capacitores em conexão delta	42
3.5. Geradores distribuídos	43
3.6. Modelagem não linear dos sistemas de distribuição	45
3.6.1. Modelagem de linhas de distribuição e cabos	49
3.6.2. Modelagem do transformador de distribuição	50
3.6.3. Modelagem das cargas	51
3.7. Modelagem da matriz impedância de barra do sistema	53

3.7.1.	Adição de uma linha radial que liga uma barra existente a uma nova barra	54
3.7.2.	Adição de uma linha de fechamento de laço	54
3.8.	Modelos aproximados de linhas de distribuição	56
3.8.1.	Modelo da matriz impedância de seqüências	57
3.8.2.	Modelo da matriz impedância de seqüência modificada	58
3.8.3.	Modelo da matriz impedância de seqüência positiva	59
CAPÍTULO 4	63
Método de Fluxo de Carga Especializado para Sistemas de Distribuição.....		63
4.1.	Fluxo de Carga Trifásico Uniequacional	63
4.1.1.	Inclusão dos Reguladores de Tensão	66
4.1.2.	Resumo	69
4.2.	Obtenção do modelo equivalente monofásico de um sistema de distribuição	69
4.3.	Fluxo de Carga Monofásico Uniequacional.....	74
4.4.	Testes de fluxo de carga e discussões	78
4.4.1.	Testes da modelagem dos transformadores de distribuição	78
4.4.2.	Testes de desempenho do algoritmo de fluxo de carga uniequacional	79
4.4.3.	Teste de velocidade de convergência	81
4.4.4.	Testes em redes de médio e grande porte.....	82
CAPÍTULO 5	87
Formulação do Problema de Alocação de Capacitores Incluindo Restrições de Ressonância		87
5.1.	Introdução	87
5.2.	Problema de alocação de capacitores em redes desbalanceadas	89
5.3.	Solução através das metaheurísticas propostas	93
5.3.1.	Solução aplicando o algoritmo genético especializado.....	93
5.3.2.	Solução aplicando o algoritmo Particle Swarm Especializado	100
5.3.3.	Testes em redes desbalanceadas de pequeno porte	104
5.3.4.	Validação das metaheurísticas propostas	110
5.4.	Desenvolvimento e inclusão das restrições de ressonância	112
5.4.1.	Índices de ressonância.....	113
5.4.2.	Inclusão da restrição de ressonância na “etapa de melhoria local”	125
5.4.3.	Teste em uma rede balanceada de pequeno porte	127
5.4.4.	Testes em redes desbalanceadas - Rede IEEE 4 barras.....	133
5.4.5.	Testes em redes desbalanceadas - Rede IEEE 34 barras.....	141
CAPÍTULO 6	155

Aplicação da Metodologia para uma Rede Real de Grande Porte.....	155
6.1. Introdução	155
6.2. Caso 1: Alocação tradicional na baixa tensão.....	157
6.3. Caso 2: Alocação tradicional na média e baixa tensão.	159
6.4. Caso 3: Alocação na baixa tensão incluindo restrições de ressonância	161
6.5. Caso 4: Alocação na média e baixa tensão incluindo restrições de ressonância.....	166
CAPÍTULO 7	172
Conclusões e Futuros Trabalhos.....	172
7.1. Introdução	172
7.2. Modelagem e fluxo de carga especializado para sistemas de distribuição	173
7.3. Técnicas metaheurísticas propostas	174
7.4. Formulação do PABC incluindo restrições de ressonância	175
7.5. Aplicação da metodologia para uma rede real de grande porte	177
7.6. Considerações finais	178
Referências Bibliográficas.....	180
APÊNDICE A	190
Dados do Sistema Elétrico de Pequeno Porte Utilizado	190
APÊNDICE B.....	194
Fluxogramas	194
APÊNDICE C.....	202
Divulgação da Pesquisa	202

Lista de Figuras

Figura 3-1 – Configuração aérea para rede a 4 fios (em metros).	22
Figura 3-2 – Segmento de linha de distribuição trifásica de 4 fios com neutro multi-aterrado.....	24
Figura 3-3 – Modelo geral da linha de distribuição trifásica com neutro reduzido.....	27
Figura 3-4 – Circuito do transformador em conexão delta – estrela aterrado.	30
Figura 3-5 – Conexão estrela aterrada das cargas.	35
Figura 3-6 – Conexão delta das cargas.....	37
Figura 3-7 – Conexão estrela isolada das cargas.....	40
Figura 3-8 – Conexão estrela aterrada de um banco de capacitores.....	42
Figura 3-9 – Conexão estrela isolada de um banco de capacitores.	42
Figura 3-10 – Conexão delta de um banco de capacitores.	43
Figura 3-11 – Circuito Thevenin equivalente de um gerador.....	44
Figura 3-12 – Circuito Norton equivalente de um gerador.	44
Figura 3-13 – Rede de distribuição simples com carga não linear.....	46
Figura 3-14 – Fluxo de potência em uma rede não linear.	46
Figura 3-15 – Circuito parcial.	53
Figura 3-16 – Adição da linha $p - q$	54
Figura 3-17 – Adição de uma linha de fechamento de laço $p-q$	55
Figura 3-18 – Representação da linha como modelo de impedâncias de seqüência.	58
Figura 3-19 – Representação da linha como modelo de impedâncias de seqüência modificada.	58
Figura 3-20 – Representação da linha como modelo de impedâncias de seqüência positiva.....	59
Figura 3-21 – Rede teste de duas barras para modelos de linhas.	59
Figura 3-22 – Configuração das linhas de distribuição trifásicas (distâncias em metros).....	60
Figura 4-1 – Rede de distribuição radial de 4 barras.....	64
Figura 4-2 – Modelo do regulador de tensão trifásico em conexão estrela aterrado.....	66
Figura 4-3 – Modelo equivalente do regulador de tensão trifásico em conexão estrela aterrado.....	68
Figura 4-4 – Rede exemplo de 4 barras com modelo modificado de regulador de tensão.....	68
Figura 4-5 – Rede de distribuição radial IEEE 34 barras.	70
Figura 4-6– Exemplo de rede de distribuição levemente malhada de 7 barras.	74
Figura 4-7– Modificação radial da rede de distribuição exemplo de 7 barras.	74
Figura 4-8– Perfil de tensão da rede IEEE34.	81
Figura 4-9– Comparação dos tempos de execução dos métodos de varredura e uniequacional trifásicos para a rede IEEE 34.	82

Figura 4-10– Perfil de tensão da rede CPFL76.	83
Figura 4-11– Perfil de tensão da rede ARD 18.	84
Figura 5-1– Evolução da tecnologia dos capacitores de baixa tensão.....	88
Figura 5-2– Capacitores de média tensão (Fonte: ABB).....	89
Figura 5-3– Fluxo de caixa não convencional do projeto de compensação reativa	90
Figura 5-4– Vetor de codificação do algoritmo genético.	95
Figura 5-5– Processo de recombinação de um ponto.	98
Figura 5-6– Processo de mutação de um ponto.....	98
Figura 5-7– Topologias de vizinhança. (a) Global, (b) Local, (c) Von Neumann (VN)	103
Figura 5-8– Rede IEEE-34 representado as cargas distribuídas.....	105
Figura 5-9– Tempos de processamento das metaheurísticas em minutos.	107
Figura 5-10– Números de fluxos de carga utilizados pelas metaheurísticas.	108
Figura 5-11– Evolução da incumbente do AGE no caso da alocação de bancos chaveados na rede 135- barras.	112
Figura 5-12– Circuito Thevenin equivalente visto desde a barra com novo capacitor instalado.	113
Figura 5-13– Circuito Thevenin parcial visto desde a barra com novo capacitor instalado.....	117
Figura 5-14– Varrido em frequência de A^h e B^h	120
Figura 5-15– Espaço de soluções da distorção total no PAC.	121
Figura 5-16– Comparação dos índices de ressonância na média tensão.	122
Figura 5-17– Comparação dos índices de ressonância na baixa tensão.	123
Figura 5-18– Resposta em frequência da rede IEEE-34 para o Caso 1.....	129
Figura 5-19– Resposta em frequência da rede IEEE-34 para o Caso 2.....	130
Figura 5-20– Distorção de tensão na IEEE-34 balanceada.	132
Figura 5-21–Diagrama trifilar da rede IEEE- 4 barras sem capacitores.....	133
Figura 5-22– Diagrama de impedâncias da rede IEEE- 4 barras sem capacitores.	134
Figura 5-23–Impedâncias harmônicas próprias em pu. da rede IEEE- 4 barras - caso 1	135
Figura 5-24–Distorções de tensão de 5 ^a e 7 ^a ordem na rede IEEE- 4 barras desbalanceado.....	137
Figura 5-25–Distorções de tensão de 5 ^a e 7 ^a ordem na rede IEEE 4 barras - balanceado.	139
Figura 5-26– Impedâncias harmônicas próprias da rede IEEE- 4 barras - caso 2.	140
Figura 5-27– Perfil de tensão pico da rede trifásica IEEE-34 sem capacitores.....	142
Figura 5-28– Localização dos capacitores, distâncias e distribuição de carga da rede trifásica IEEE-34 sem restrições de ressonância.....	144
Figura 5-29– Perfil de tensão da rede trifásica IEEE-34 - caso 1.....	145
Figura 5-30– Impedâncias harmônicas próprias na rede trifásica IEEE34 - caso 1.	146

Figura 5-31– Impedâncias harmônicas mútuas na rede trifásica IEEE34 - caso 1.....	147
Figura 5-32– Localização dos capacitores na rede trifásica IEEE-34 - caso 2.....	148
Figura 5-33– Perfil de tensão da rede trifásica IEEE-34 - caso 2.....	149
Figura 5-34– Varredura em frequência da otimização com restrições de ressonância - Impedâncias próprias	150
Figura 5-35– Distorções individuais de quinta e sétima harmônica na rede IEEE 34 - carga pico.....	151
Figura 5-36– Distorções individuais de quinta e sétima harmônica na rede IEEE 34 - carga média.....	152
Figura 5-37– Distorções individuais de quinta e sétima harmônica na rede IEEE 34 - carga baixa.....	153
Figura 6-1– Perfil de tensão da rede ARD-18 em caso base (sem capacitores).....	156
Figura 6-2– Perfil de tensão da rede ARD em caso 1 (apenas baixa tensão).....	158
Figura 6-3– Perfil de tensão da rede ARD-18 em caso 2 (média e baixa tensão).....	160
Figura 6-4– Perfil de tensão da rede ARD-18, em caso 3.....	162
Figura 6-5– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 1 e 3 - Carga pico.....	164
Figura 6-6– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 1 e 3 - Carga média.....	164
Figura 6-7– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 1 e 3 - Carga baixa.....	165
Figura 6-8– Perfil de tensão da rede ARD-18, caso 4.....	167
Figura 6-9– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 2 e 4 - Carga pico.....	169
Figura 6-10– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 2 e 4 - Carga média.....	169
Figura 6-11– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 2 e 4 - Carga baixa.....	170
Figura 6-12– Circuito Thevenin parcial visto desde o PAC com novo capacitor instalado na rede ARD-18	171
Figura B-1– Algoritmo genético especializado para resolver o PABC com restrições de ressonância.	195
Figura B-2– Fluxo de carga trifásico uniequacional.	196
Figura B-3– Formação da matriz impedância harmônica.	197
Figura B-4– Etapa de geração inicial da população do AGE.....	198
Figura B-5– Etapa de melhoria local das metaheurísticas propostas.	200

Lista de Tabelas

Tabela 3-1: Nomenclatura dos parâmetros das impedâncias dos cabos.....	23
Tabela 3-2: Matriz $[B_{Nl}]$ para os grupos de conexão mais comuns na industria.....	33
Tabela 3-3: Modelos de carga utilizados para estudos de fluxo de carga harmônico, [79].....	52
Tabela 3-4: Dados de carga para a rede teste de duas barras.....	61
Tabela 3-5: Resultados da rede teste de duas barras para diferentes tipos de carregamento.....	61
Tabela 4-1: Resumo das equações de corrente e tensão do fluxo de carga uniequacional.....	69
Tabela 4-2: Dados das bitolas dos cabos da rede IEEE 34 barras.....	70
Tabela 4-3: Dados das linhas de distribuição da rede IEEE 34 barras.....	71
Tabela 4-4: Dados de carga da rede IEEE-34 monofásica equivalente.....	72
Tabela 4-5: Dados de linha da rede IEEE-34 monofásica equivalente.....	73
Tabela 4-6: Tensão na barra 4 da rede IEEE 4 em Volts.....	79
Tabela 4-7: Número de iterações para diferentes níveis de carregamento, rede IEEE34.....	79
Tabela 4-8: Número de iterações para diferentes valores de R/X, rede IEEE34.....	80
Tabela 5-1: Potências padrões e custos dos capacitores fixos de média (13,8 kV) e baixa (220 kV) tensão trifásicos.....	95
Tabela 5-2: Passos do algoritmo genético especializado.....	100
Tabela 5-3: Passos do algoritmo <i>Particle Swarm</i> Especializado.....	104
Tabela 5-4: Potências e custos dos capacitores trifásicos fixos de média tensão - 4,16 kV.....	105
Tabela 5-5: Parâmetros de ajuste das metaheurísticas.....	106
Tabela 5-6: Fatores de carga aplicados à rede IEEE-34 no teste de metaheurísticas.....	106
Tabela 5-7: Melhores VPLs encontrados no teste de metaheurísticas propostas (em US\$).....	108
Tabela 5-8: Configuração das melhores soluções encontradas pelas metaheurísticas propostas.....	109
Tabela 5-9: Configuração quase-ótima de alocação de bancos fixos na rede 135-barras.....	111
Tabela 5-10: Configuração quase-ótima de alocação de bancos chaveados na rede 135-barras.....	111
Tabela 5-11: Limites operacionais dos capacitores, [26].....	114
Tabela 5-12: Melhores soluções encontradas na rede balanceada de pequeno porte.....	128
Tabela 5-13: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede balanceada IEEE-34, $LI = 16.03$ e $L = 4$	131
Tabela 5-14: Resultados econômicos na rede balanceada IEEE-34 sem e com restrições de ressonância.....	131
Tabela 5-15: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede IEEE-4, caso 1, $LI = 16,03$ e $L = 4$	136
Tabela 5-16: Configuração de capacitores da rede IEEE-4 barras frente aos índices de ressonância - caso desbalanceado.....	136

Tabela 5-17: Configuração de capacitores da rede IEEE-4 barras frente aos índices de ressonância - caso balanceado.	138
Tabela 5-18: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede IEEE-4, caso 2, $LI = 16,03$ e $L = 4$	140
Tabela 5-19: Dados elétricos da subestação da rede trifásica IEEE-34	141
Tabela 5-20: Demanda total das cargas na rede trifásica IEEE-34 (sem capacitores).	143
Tabela 5-21: Demanda total das cargas na rede trifásica IEEE-34 - caso 1.	144
Tabela 5-22: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede trifásica IEEE-34, $LI = 16.03$ e $L = 4$ - caso 1.	148
Tabela 5-23: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede trifásica IEEE-34, $LI = 16.03$ e $L = 4$ - caso 2.	150
Tabela 5-24: Análise econômica da otimização da rede trifásica IEEE 34.	153
Tabela 6-1: Estado atual do sistema ARD-18.	155
Tabela 6-2: Parâmetros de ajuste do AGE aplicado na rede ARD-18.	157
Tabela 6-3: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 1.	157
Tabela 6-4: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 2.	159
Tabela 6-5: Parâmetros de ajuste do AGE para testes em rede de grande porte incluindo restrições de ressonância.	161
Tabela 6-6: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 3.	162
Tabela 6-7: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 3 - Carga pico.	163
Tabela 6-8: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 3 - Carga baixa.	163
Tabela 6-9: Análise econômica dos casos 1 e 3 na rede ARD-18.	166
Tabela 6-10: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 4.	167
Tabela 6-11: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 4 - Carga pico.	168
Tabela 6-12: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 4 - Carga baixa.	168
Tabela 6-13: Análise econômica dos casos 2 e 4 na rede ARD-18.	171
Tabela A-1 – Dados da rede IEEE 34 balanceada.	190
Tabela A-2 – Configuração de linhas aéreas e dados das bitolas - Rede IEEE 34.	191
Tabela A-3 – Dados dos trechos de linhas - Rede IEEE 34	191
Tabela A-4 – Dados de cargas - Rede IEEE 34.	192
Tabela A-5 – Dados dos transformadores - Rede IEEE 34	193
Tabela A-6 – Dados dos reguladores de tensão - Rede IEEE 34	193

CAPÍTULO 1

Introdução

Até os anos 60, entre os principais problemas de operação das redes de distribuição destacavam-se os afundamentos sustentados de tensão, baixos fatores de potência e os relacionados com a melhoria da confiabilidade. Desde então a alocação de bancos de capacitores tem sido uma solução largamente aceita para corrigir os afundamentos de tensão e melhorar o fator de potência entre outros benefícios técnico-econômicos adicionais, [1].

Os benefícios da compensação capacitiva são mais significativos quando os capacitores são instalados próximos às cargas. Em ambientes industriais este conceito é muito comum. Entretanto, em redes de distribuição, nas quais as cargas se encontram distribuídas ao longo dos alimentadores e com grandes variações ao longo do dia, é necessário formular um algoritmo de otimização para identificar os melhores locais de instalação dos bancos de capacitores, bem como suas capacidades e tipos. O problema resultante é do tipo não linear inteiro misto e, portanto, de difícil resolução. Adicionalmente, está presente o fenômeno de explosão combinatória à medida que a dimensão do sistema aumenta.

Inúmeras técnicas de solução para o problema de alocação de capacitores foram reportadas na literatura. Técnicas analíticas que resolvem o problema simplificado mediante uma série de suposições foram as primeiras a serem publicadas, [2]. Em seguida, técnicas de otimização clássica e heurísticas foram propostas, [3], [4]. Com a revolução tecnológica dos computadores, modernas técnicas metaheurísticas foram aplicadas na solução do problema, tais como: Tabu Search, Algoritmos Genéticos, *Simulated Annealing*, GRASP, Colônia de Formigas, *Particle Swarm* e Híbridas [5] - [12], [13]. Estas metaheurísticas permitem resolver o problema de forma mais geral, uma vez que o modelo matemático deixa de ser relevante. Outra vantagem destes algoritmos é sua maior capacidade de aproximar-se à solução ótima global mediante mecanismos de busca inteligentes. Adicionalmente, a busca populacional permite encontrar um conjunto de soluções sub-ótimas que também podem ser consideradas.

As empresas de distribuição de energia já utilizam algumas das técnicas descritas acima para alocar bancos de capacitores nas suas redes primárias, na etapa de planejamento da expansão. A pesquisa desenvolvida nesta tese de doutorado atinge também as redes de distribuição secundárias para a compensação capacitiva. Motivadores desta hipótese são: avanço das técnicas construtivas e dos materiais usados na fabricação dos capacitores de baixa tensão, redução de custos dos capacitores de baixa tensão

relativamente aos custos dos capacitores de média tensão, além das vantagens técnico-econômicas devido à compensação mais próxima das cargas.

A inclusão das redes de baixa tensão aumenta fortemente o universo de possíveis soluções ao problema. Assim, é necessário utilizar não apenas metaheurísticas avançadas, mas também algoritmos de fluxo de carga rápidos e especializados em redes de distribuição.

No presente trabalho foram estudadas duas metaheurísticas de grande sucesso em diferentes aplicações da área de sistemas de potência: o algoritmo genético de Chu-Beasley [14] e o algoritmo *Particle Swarm*, [15]. Para resolver o problema de alocação de capacitores (PABC), ambas as metaheurísticas foram modificadas de forma a aproveitar as características específicas deste problema, como por exemplo, a aplicação de um mecanismo de busca local, que facilita a procura de soluções em regiões promissoras. Adicionalmente, foi implementado um algoritmo de fluxo de carga uniequacional de grande potencial para determinar a qualidade das propostas de solução. Testes comparativos com o método de varredura *backward/forward* mostram sua eficiência e robustez.

Outro aspecto no estudo do PABC considera às não linearidades das cargas. Nos últimos anos o conteúdo não linear presente nas correntes drenadas pelas cargas tem aumentado fortemente, fruto do uso de componentes eletrônicos nos diferentes setores do consumo de energia elétrica, [16], [17]. Outro fator, com menor probabilidade de ocorrência, que contribui para este aumento está relacionado à operação na zona de saturação dos transformadores de distribuição, [18].

A representação mais comum das cargas não lineares é realizada através do espectro de injeções de correntes características de cada carga não linear (conseguida após o uso da transformada de Fourier). Estas correntes procuram caminhos de baixa impedância para fluir através das linhas de distribuição e, portanto distorcem a tensão nos terminais das cargas. A distorção de tensão depende da corrente harmônica injetada e da impedância harmônica no ponto de conexão da carga.

Por sua vez a instalação de bancos de capacitores produz pontos de ressonância com a rede, devido à troca de energia com as indutâncias das linhas de distribuição e dos transformadores. Estas ressonâncias se traduzem em pontos de mínima e máxima impedância no domínio da frequência, que podem se tornar perigosas quando a tensão ou corrente harmônica injetada pela carga coincide com a frequência de ressonância.

Dentro deste contexto as concessionárias de energia precisam aplicar metodologias adequadas para a correta alocação de bancos de capacitores, para que pontos de ressonância próximos das harmônicas mais comuns injetadas pelas cargas sejam evitados. Este aspecto do problema de alocação de capacitores vem sendo tratado em publicações recentes, [5], [19] - [23]. Em todos estes trabalhos a distorção harmônica total de tensão foi acrescentada como uma restrição adicional ao problema. A função objetivo também foi modificada, passando a incluir a avaliação da redução das perdas pela diminuição das

correntes harmônicas. Assim, passou a ser necessário a implementação e uso do fluxo de carga harmônico a partir do conhecimento aproximado das características das cargas não lineares e, em alguns casos, do conhecimento detalhado da resposta V-I destas cargas.

No entanto, a aplicação destas propostas em redes de distribuição de grande porte é praticamente inviável, uma vez que passa a ser necessário que se tenha o conhecimento detalhado dos modelos para as cargas não lineares presentes nos consumidores mais importantes. Este conhecimento abrange magnitudes e ângulos de fases harmônicas para cada nó a ser representado.

Por outro lado, mesmo quando os modelos das cargas não lineares são conhecidos, por exemplo, em redes de pequeno porte, o esforço computacional requerido para resolver o fluxo de carga harmônico completo (que inclui a iteração harmônica tensão – corrente) repetidas vezes, torna muito lenta a metodologia de otimização para estudos de planejamento da operação e expansão das redes de distribuição. Assim, por simplicidade, a maioria das publicações citadas acima apenas consideram um nível de carregamento no estudo de otimização. Isto é, não consideram que as mudanças nas impedâncias das cargas podem deslocar os pontos de ressonâncias.

A presente tese de doutoramento propõe uma metodologia de alocação de bancos de capacitores integral, isto é, além da redução de perdas, aumento do perfil de tensão e do faturamento pelas vendas de energia e redução dos custos de investimento, são incluídas restrições de ressonância nas harmônicas mais comuns presentes nas redes de distribuição.

Esta metodologia pode ser aplicada na etapa de planejamento ou na operação dos sistemas de distribuição de grande porte. Para isso, somente as ordens harmônicas com maior presença nos sistemas de distribuição são consideradas.

A metodologia proposta consiste na inclusão de índices de ressonância harmônica como restrições adicionais ao problema de alocação de capacitores. Estes índices são baseados nas recomendações das normas técnicas mais reconhecidas dentro da área de energia elétrica, [24], [25] e [26], e ajudam a determinar até que ponto uma ressonância pode ser crítica ou não para a operação dos bancos de capacitores. Para a aplicação desta metodologia é necessário apenas o conhecimento da participação da carga dos consumidores mais importantes em relação à capacidade do sistema no ponto de acoplamento comum (PAC). Mediante este dado é possível determinar os limites máximos de distorção harmônica de corrente e tensão e, conseqüentemente, limitar as ressonâncias harmônicas a valores seguros para a operação das redes de distribuição e equipamentos associados.

1.1. Objetivos

O presente trabalho de doutoramento tem o seguinte objetivo geral:

- Formular uma metodologia de alocação de bancos de capacitores incluindo restrições de ressonâncias considerando que não se conhecem as composições harmônicas das cargas não lineares. A modelagem de redes primárias e secundárias simultaneamente é desejada.

Acompanham adicionalmente os seguintes objetivos específicos:

- Estudar a modelagem das redes de distribuição visando obter modelos simples que possam ser implementados em técnicas de fluxo de carga. O fluxo de carga a utilizar deve ser adequado para resolver o estado de redes de grande porte, com centos de malhas no lado secundário, assim como também incluir a modelagem de reguladores de tensão e, se existirem, geradores distribuídos.
- Desenvolver índices de ressonância harmônica que possam qualificar a severidade das ressonâncias excitadas pela entrada de novos bancos de capacitores.
- Estudar e avaliar técnicas metaheurísticas para a solução do problema de alocação de bancos de capacitores incluindo as restrições de ressonância. Estas técnicas devem ser eficientes para serem aplicadas na solução de redes de grande porte.
- Finalmente, os resultados devem clarificar as vantagens e desvantagens de alocação de bancos de capacitores em redes de baixa, média e simultânea.

1.2. Estrutura da tese

No Capítulo 2 é feita uma revisão da literatura especializada discutindo os principais tópicos associados ao problema de alocação de capacitores em redes de distribuição. A modelagem das redes de distribuição e as técnicas de fluxo de carga na frequência fundamental são tratadas neste capítulo. Em seguida são discutidos detalhes da modelagem da rede em frequências harmônicas. Métodos de fluxos de carga harmônicos e outras técnicas utilizadas para este fim são comentadas. Finalmente, relata-se uma revisão das técnicas de otimização.

O Capítulo 3 apresenta detalhes da modelagem de transformadores, reguladores de tensão e cargas para serem implementadas no fluxo de carga uniequacional proposto. A partir dos modelos dos componentes lineares da rede de distribuição é descrita a forma de montar a matriz impedância do sistema, a qual será utilizada mais à frente no desenvolvimento dos índices de ressonância.

O Capítulo 4 trata de forma extensiva a implementação do fluxo de carga uniequacional nas versões trifásica e monofásica. São feitos testes comparativos com o método *backward – forward*, validação dos modelos de transformadores e estudos em redes de pequeno, médio e grande porte. Os resultados confirmam que este método é eficiente e robusto para o uso em algoritmos de otimização, desde que a topologia da rede não mude durante o horizonte de estudo.

A formulação do problema de alocação de capacitores, incluindo as restrições de ressonância é proposta no Capítulo 5. Inicialmente é formulado o problema de alocação de capacitores em redes trifásicas sem incluir os índices de ressonância. Em seguida são implementados o algoritmo genético especializado de Chu-Beasley (AGE) e o algoritmo *Particle Swarm* Especializado (PSOE) para resolver este problema. Testes de eficiência são executados para observar suas vantagens e desvantagens.

Neste mesmo capítulo é tratado o desenvolvimento de dois índices de ressonância harmônica que são inseridos nas restrições do problema, em ambas as versões, monofásica e trifásica. Testes em redes de pequeno e médio porte são feitos e os resultados discutidos.

No Capítulo 6 são mostrados testes comparativos da alocação de capacitores da forma tradicional e com restrições de ressonância em uma rede real de grande porte. São simulados casos que incluem a alocação de capacitores apenas no lado primário, apenas no lado secundário e em ambos os lados. Os resultados trazem contribuições importantes para a área de pesquisa, sendo comentados e discutidos neste capítulo.

Finalmente, no Capítulo 7 são apresentadas as conclusões gerais da pesquisa e alguns tópicos para desenvolvimento futuros.

CAPÍTULO 2

Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta uma revisão bibliográfica dos principais tópicos envolvidos no problema de alocação ótima de bancos de capacitores. Para uma melhor leitura dos tópicos, estes são separados como segue:

- Fluxo de carga em frequência fundamental ou simplesmente “Fluxo de Carga”;
- Modelagem de redes de distribuição de energia elétrica;
- Fluxo de carga não linear, modelagem de componentes não lineares;
- Metaheurísticas.

2.1. Fluxo de Carga

Os algoritmos de fluxo de carga estão entre as ferramentas mais importantes para o estudo da operação e planejamento dos sistemas elétricos de potência, seja em nível de transmissão ou de distribuição. Como consequência, ainda existe um grande interesse em desenvolver métodos que sejam cada vez mais eficientes e robustos em função de cada aplicação específica. Um dos métodos mais conhecidos e estudados é o método de Newton, [27], e suas versões modificadas. Este método é atualmente muito utilizado pelas empresas de energia elétrica, e de modo geral, apresenta bom desempenho. Entretanto, as particularidades das redes de distribuição motivam propostas de métodos especializados que aproveitem melhor suas características específicas como: estrutura radial, relação R/X elevada, etc., para se tornarem mais eficientes que os métodos chamados de Newton em determinadas aplicações. Estes fatos justificaram pesquisas em métodos alternativos que destaquem robustez, precisão e simplicidade na solução de sistemas de distribuição de energia elétrica.

Esta tendência se intensificou no início dos anos 80. Um dos trabalhos mais importantes foi apresentado em [28] por Shirmohammadi et al. Este método considera a solução de redes monofásicas radiais e fracamente malhadas utilizando a técnica de compensação multi-portas e as leis de Kirchhoff. O método foi testado e comparado com o método de Newton utilizado pelo Western Systems Coordinating Council (WSCC) demonstrando sua superioridade em termos de convergência, tempo de solução e ainda mantendo a mesma precisão.

Em [29] Cespedes considera a solução de redes de distribuição radiais baseada no equivalente elétrico da rede. O autor elimina o ângulo de tensão das barras para obter fórmulas de solução em função da magnitude de tensão das barras. Dessa forma o método é eficiente, exato e tem boas características de convergência. A formulação também permite a modelagem de cargas dependentes da tensão. É importante destacar que no estudo de sistemas de distribuição não é importante conhecer o valor dos ângulos das tensões uma vez que a diferença entre ângulos de barras é de poucos graus. O autor também apresenta testes realizados em um sistema de 29 barras. Uma limitação deste método é que não permite a modelagem de transformadores trifásicos por não incluir números complexos no seu cálculo.

Em [30] Luo et al. apresentam um algoritmo de fluxo de carga eficiente para redes fracamente malhadas mas, diferente do trabalho apresentado em [28], este usa os fluxos de potência ativa e reativa como variáveis em lugar das correntes complexas, simplificando assim o tratamento das barras PV e reduzindo o esforço computacional à metade para redes fortemente carregadas. Outra estratégia adicional é a numeração em árvore, aumentando a eficiência do algoritmo. Os testes foram realizados em vários sistemas de distribuição, sendo o maior deles de 4130 barras. No artigo, os autores também testaram sistemas balanceados com a inclusão de barras PV.

Em [31] Das et al. apresentam um novo método de solução de redes balanceadas explorando a característica radial para desenvolver um esquema de numeração de barras e ramos. Os cálculos envolvem operações algébricas em função das tensões, assim os autores indicam que o método é computacionalmente eficiente e precisa de pouco espaço em memória, pois todos os dados são armazenados em forma vetorial. O método pode também incluir diferentes modelos de cargas. Os cálculos estão baseados na soma de potência e basicamente utilizam as mesmas fórmulas propostas em [30]. Este método não teve uma aplicação para redes desbalanceadas, principalmente pelo fato de que a modelagem de componentes trifásicos é complexa e diminui sua eficiência.

Técnicas que usam a matriz Jacobiana do método de Newton continuaram surgindo com sucesso. Em [32] Zimmerman et al. apresentam uma nova formulação de fluxo de carga para a solução de redes radiais desbalanceadas. São mostrados modelos detalhados dos componentes, tais como: linhas, transformadores, capacitores, co-geradores e vários tipos de cargas. Uma característica especial deste modelo, quando comparado com formulações anteriores, é seu reduzido número de equações. As propriedades numéricas assim como a estrutura da rede radial são exploradas para conseguir um algoritmo desacoplado rápido. Uma limitação do método é que não resolve redes fracamente malhadas, como são algumas redes reais de distribuição.

Um dos trabalhos com maior acolhida na área de fluxo de carga para sistemas de distribuição desequilibrados foi proposto por Cheng et al. em [33]. Este trabalho é a extensão direta do método apresentado em [28] e compreende a solução de sistemas de distribuição fracamente malhados

desbalanceados. Inclui também a modelagem de linhas, capacitores, cargas e barras PV trifásicas, apenas faltando a implementação de transformadores dentro do algoritmo. O método considera a solução do fluxo de carga radial dentro de dois laços que iterativamente encontram a corrente injetada devido à diferença de tensões nas barras de corte ou breakpoint. Os testes demonstram que o método é robusto e os resultados mantêm a mesma precisão que os métodos de Newton.

Garcia et al. em [34] apresentam uma formulação esparsa para redes desbalanceadas usando o método Newton-Rapshon. As injeções de correntes trifásicas nas barras são dadas em coordenadas cartesianas resultando em um sistema de equações de ordem $6n$, em que n é o número de barras do sistema. A matriz Jacobiana está composta por blocos de matrizes de ordem 6×6 e mantém a mesma estrutura que a matriz de admitância nodal. Foram testados vários sistemas e os resultados comparados com os fornecidos pelo método de varredura *backward/forward*. Os autores também incorporam dentro da formulação barras PV e cargas polinomiais. Para esses casos, a matriz Jacobiana não é constante, o que resulta em um maior esforço computacional. Os autores mostram que o método converge em menos iterações que os métodos de varredura, mas não fazem referência ao tempo de processamento de ambos os métodos. A modelagem utilizada neste trabalho não inclui transformadores, capacitores e reguladores de tensão.

Mais recentemente foi reportado na literatura um método para a solução iterativa por equação direta do fluxo de carga para redes trifásicas desbalanceadas, [35]. Para que isto seja possível foram utilizadas características topológicas especiais das redes de distribuição, sendo desenvolvidas duas matrizes. A primeira matriz relaciona a injeção de correntes das barras com os fluxos de corrente nos ramos e a segunda matriz relaciona as correntes nos ramos com as tensões nas barras. Estas duas matrizes permitem obter as soluções do fluxo de carga. O tempo consumido na decomposição LU e a substituição *forward/backward* da matriz Jacobiana ou da matriz admitância Y , necessária nos métodos tradicionais de fluxo de carga, não é mais requerido. Entretanto, a proposta da forma como apresentada em [35], não implementa a modelagem dos transformadores, reguladores de tensão, assim como está limitada para redes radiais. Também apresenta maior número de iterações quando comparado com métodos anteriores, especialmente quando os sistemas estão operando sobrecarregados.

Em [36] é apresentada uma metodologia de fluxo de carga baseada na programação orientada a objetos para resolver redes radiais e fracamente malhadas. Dentro do algoritmo utilizado são feitas aproximações à matriz Jacobiana do método de Newton-Rapshon. Os autores fazem uma análise entre os parâmetros elétricos característicos das redes de distribuição e os parâmetros matemáticos do algoritmo que têm influência nas características de convergência.

Outro algoritmo que propõe usar a programação orientada a objeto é encontrado em [37]. Os autores propõem modelos de componentes das redes de tal forma que podem ser reutilizadas em

programas de análise de redes de distribuição. Este trabalho desenvolve objetos com os componentes das redes radiais, segundo o algoritmo proposto por Shirmohammadi et al. em [28]. O seu objetivo é ser reutilizável em um algoritmo orientado a objeto para resolver redes fracamente malhadas. Neste artigo mostram-se resultados para redes fracamente malhadas de 33 e 69 barras. As propostas descritas anteriormente e apresentadas em [36] e [37], são as técnicas mais utilizadas em redes radiais na versão orientada a objetos.

A proposta do algoritmo de fluxo de carga apresentado por Ramos et al. em [38] leva em conta o acoplamento mútuo das redes trifásicas mediante fontes de tensão série ou injeções de corrente em barras. Esta simples idéia leva a soluções bastante precisas, mantendo a economia computacional das técnicas desacopladas. A forma exata do algoritmo consiste em utilizar o processo *backward* de correntes para conhecer os fluxos de correntes nos ramos das redes e o processo *forward* é feito pelo cálculo das tensões como variáveis do sistema desacoplado proposto. Existem três tipos de desacoplamentos definidos pelos autores. Esta técnica precisa da experiência do operador, uma vez que nas iterações iniciais, que ignora o acoplamento das redes, não está definido o número de iterações nesta condição. Também não está definido o momento em que deve ser mudado o método de desacoplamento para atingir a convergência final. São apresentadas comparações em termos do número de iterações em relação ao método de varredura *backward/forward* proposto em [33] sem demonstrar maior desempenho. O trabalho somente mostra a modelagem das linhas de distribuição.

Uma versão simplificada do método de varredura *backward/forward* para a análise de redes radiais de distribuição é encontrada em [39]. Este método inclui duas etapas. Na etapa I – varredura *forward* – as leis de corrente e tensão de Kirchoff são usadas para encontrar as tensões calculadas para cada barra localizada à montante de um segmento de linha ou transformador. Na etapa II – varredura *backward* – o conceito de proporção linear para a decomposição real e imaginária é adotada para encontrar as taxas da parte real e imaginária da tensão especificada em relação à tensão calculada de cada barra localizada à montante. Assim, a tensão em cada barra à jusante é atualizada como a parte real e imaginária da tensão inicial. O critério de convergência é dado quando a diferença da tensão calculada e a tensão especificada da subestação é menor que uma tolerância. Este método foi testado em três sistemas IEEE e os resultados mostraram sua robustez computacional, sendo ainda mais rápido que versões tradicionais do método de varredura.

Em [40] Khodr et al. apresentam um método de fluxo de carga para resolver redes de distribuição radiais balanceadas e desbalanceadas. Trata-se de um método seqüencial baseado no algoritmo de fluxo de carga S-E proposto para redes de transmissão por Zaborszky em 1981. Este método foi adaptado para sistemas de distribuição, orientando as iterações de potência – tensão (S-E das siglas iniciais em inglês) para explorar as vantagens da estrutura radial da rede. O método também lida com redes desbalanceadas.

O processo iterativo consiste em concentrar a carga mais as perdas em cada barra ou nó, iniciando desde as barras mais distantes e se movendo em direção à subestação. Depois, as tensões nodais complexas são calculadas iniciando-se na subestação até as barras de demanda. Este processo simples é repetido até conseguir a convergência. Os autores indicam ter comparado o método proposto com os encontrados em [28], [29] e [33]. Ressalta-se que este método tem grande semelhança ao proposto por Céspedes, [29], onde a etapa *backward* inicia calculando as “cargas equivalentes” (carga mais perdas) em cada barra. Na etapa *forward* calcula-se as tensões complexas em cada barra.

Pesquisas recentes mostram que, para uma rede radial em estado estável, as equações de fluxo de carga podem ser formuladas como um problema de programação cônica de segunda ordem a serem resolvidas usando o método de pontos interiores. Este último apresenta convergência em tempo polinomial. Em [41] Jabr estende esta formulação cônica para redes malhadas incluindo uma restrição trigonométrica funcional para o ângulo de tensão estendida em cada linha da rede. Para redes malhadas, foi observado que a solução do fluxo de carga pode ser obtida pela solução sequencial de problemas de programação cônica. A formulação proposta e o procedimento iterativo foram validados pela comparação com a solução tradicional do método de Newton. Foram reportados testes para sete redes. Com esta proposta prova-se que ainda é possível utilizar técnicas de otimização clássica para resolver problemas complexos de otimização, que normalmente são resolvidos mediante modernas metaheurísticas.

Não há dúvida que explorar a estrutura particular dos sistemas elétricos de distribuição, tais como a característica radial, a taxa R/X elevada, a baixa presença de barras PV, etc., para desenvolver métodos mais eficientes e especializados foi a tendência com maior sucesso. As técnicas de varredura possuem um menor custo computacional, em contrapartida apresentam maior número de iterações quando comparados com versões que usam a matriz Jacobiana de Newton. A análise destas técnicas indica que o problema está focalizado na etapa *forward* - tradicionalmente de cálculo lento e dependente da impedância da rede - que consiste na atualização de tensões. Assim, futuras pesquisas podem acelerar o processo de cálculo de tensões, [28].

2.2. Modelagem da rede de distribuição de energia elétrica

O objetivo principal dos sistemas de distribuição é levar a energia elétrica das subestações aos consumidores finais. Esta potência flui através das linhas de distribuição, transformadores, assim como nos equipamentos de controle e proteção associados. Um sistema de distribuição típico consiste de uma ou mais subestações de distribuição com um ou mais alimentadores. Os componentes de cada alimentador podem consistir dos seguintes elementos:

- Alimentador trifásico primário;
- Ramais laterais trifásicos, bifásicos e monofásicos;
- Reguladores de tensão ou transformadores com comutador de tap (LTC);
- Transformadores em linha;
- Bancos de capacitores;
- Cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas;
- Geradores distribuídos, recentemente.

Em geral, um sistema de distribuição é considerado desbalanceado pelo fato de alimentar uma grande quantidade de cargas monofásicas, em geral, com distribuição não uniforme de cargas por fase. Mesmo que a distribuição de cargas seja balanceada, as mudanças nas condições de carregamento durante o dia ou faltas assimétricas dão como resultado um desequilíbrio de cargas, [44]. Desbalanço adicional é introduzido pela distribuição não equilateral dos condutores da rede trifásica aérea e segmentos de linhas subterrâneas.

Programas computacionais projetados para resolver problemas de sistemas de transmissão não levam em conta estas características e, portanto, podem não ser adequados para alguns estudos específicos de redes de distribuição. No caso de serem utilizados, poderá ser observada dificuldade na convergência em alguns casos, além de erros significativos nos casos convergentes, devido à hipótese de que a rede radial é totalmente balanceada. Portanto, se os engenheiros de distribuição precisam executar estudos de fluxos de carga e curto circuito exatos, é necessário que os alimentadores de distribuição sejam modelados da forma mais exata possível, isto é, para a maioria de seus componentes devem ser desenvolvidos modelos trifásicos, [42].

Existe bastante literatura sobre a modelagem de linhas de distribuição aéreas e subterrâneas. As linhas de distribuição aéreas estão ao longo das estradas, avenidas e ruas em contato com árvores e alguns tipos de animais. Portanto, a partir do ponto de vista econômico, sua instalação é mais barata que a subterrânea, mas na operação apresentam menor confiabilidade. Entretanto, em [43] há indicações mostrando que nos últimos 25 anos, nos Estados Unidos, o avanço da tecnologia de fabricação de cabos, conectores e equipamentos de instalação, fez com que as instalações de redes subterrâneas se tornassem mais rápidas e mais baratas, com o ganho adicional sobre o meio ambiente visual e uma maior confiabilidade.

Reconhecendo que de fato as redes de distribuição são desbalanceadas, os modelos convencionais de transformadores, baseados na suposição trifásica balanceada podem não ser mais apropriados. Por exemplo, no modelo de transformador trifásico de conexão delta/estrela aterrado (abaixador) amplamente utilizado, os componentes de tensão de sequência positiva e negativa estão trocados em direções opostas,

assim esta mudança de fase deve ser incluída no modelo para simular apropriadamente os efeitos do desbalanço.

Em [44] Chen et al. apresentam modelos detalhados de transformadores e co-geradores para serem implementados em algoritmos de fluxo de carga. O modelo do transformador considera as perdas do núcleo, a conexão dos enrolamentos, o defasamento entre os enrolamentos primários e secundários e os *taps*. Foi utilizada a representação por fase, em contraste, à representação trifásica balanceada, em que a matriz admitância é obtida para cada tipo de conexão. Assim, esta proposta está dirigida à análise de operação ao invés do planejamento das redes de distribuição. O modelo desenvolvido neste trabalho inclui as perdas do núcleo do transformador (colocada em paralelo com a carga), que estão em função da tensão terminal multiplicada por coeficientes encontrados mediante testes. Esse mesmo modelo também pode ser usado em estudos de curto circuito.

A implementação dos modelos de transformadores propostos em [44] dentro do fluxo de carga de varredura *backward/forward* é encontrado em [45]. Neste último trabalho são discutidas as dificuldades de implementação de algumas conexões dentro do método de varredura, especialmente nas conexões com delta no secundário, isto pelo fato da perda de referência de terra. Este método aproveita os modelos da matriz admitância dos transformadores para sua implementação, entretanto, algumas sub-matrizes da matriz admitância são singulares. Fisicamente a explicação vem da perda de referência de tensão das conexões delta e estrela sem aterramento no secundário. As perdas próprias dos transformadores não foram consideradas no fluxo de carga. Os autores mostram resultados para o sistema IEEE trifásico desbalanceado de 4 barras.

Dugan em [46] mostra uma discussão interessante sobre a modelagem dos transformadores para estudos de sistemas de distribuição. Argumenta que nos tempos atuais, com computadores processando até em 64 bits, a perda de precisão devido ao uso dos valores reais ao invés de valores em p.u. já não tem mais validade. Por outro lado, indica que dificilmente o sistema apresenta mal condicionamento quando os valores reais são utilizados. A facilidade da implementação computacional de ambas alternativas também é tratada, sendo que para todas fica claro que trabalhar em valores reais é mais fácil. A perda de referência nas conexões delta e estrela isolada no secundário que se liga a sub-redes sem impedância aterrada também é discutida. São recomendadas duas estratégias que contornam esse problema, mas é necessário que o algoritmo consiga identificar as sub-redes isoladas. O autor indica que a modelagem proposta por Kersting em [42] é livre de “artimanhas” para contornar este problema. Adicionalmente, Dugan et. al em [49] mostram mais um exemplo simples que torna mais clara a modelagem dos transformadores utilizando a matriz admitância.

Em [47] Kersting reapresenta o sistema IEEE de 4 barras ligeiramente modificado nos dados do transformador. O objetivo é utilizar a conexão estrela isolada – delta para resolvê-lo de três formas

diferentes. Primeiro, pela metodologia proposta em [42], segundo pela “força bruta” encontrando 17 incógnitas pela solução do mesmo número de equações de circuitos elétricos, e a terceira mediante um software comercial. Os resultados indicam que os três métodos convergem para a mesma solução, sendo, portanto, a solução correta ao problema. A modelagem de Kersting é a que aparenta ser a mais simples e exata ainda não incluindo as perdas no núcleo dos transformadores, o que é fácil de ser incluído como uma carga no secundário.

Redes elétricas, especialmente aéreas, de quatro fios com aterramento múltiplo são formuladas, tipicamente, com base em seus componentes de fase. Isto pelo fato que as tensões fase terra destes sistemas estão bem definidas. Entretanto, em redes elétricas subterrâneas com seções de três fios em delta não se tem a referência da terra, fazendo com que as correspondentes tensões fase – neutro sejam indefinidas. Em algoritmos de fluxo de carga, usando formulações tradicionais, pode ocorrer a divisão por zero dos erros iterativos, comprometendo a precisão dos resultados. O artigo apresentado em [48] orienta quanto ao uso das tensões fase – terra para seções de 4 fios com aterramento e tensões linha – linha para seções em delta. Os autores apresentam em uma tabela os diferentes modelos propostos e a forma de incorporar estas tensões no fluxo de carga implícito Zbus-Gauss. Na modelagem normal para transformadores a matriz admitância é 6x6, mas quando a conexão é, por exemplo, delta, a matriz se redimensiona em 5x5, eliminando sua singularidade. Este procedimento é equivalente ao utilizado pela análise de circuitos elétricos por Kersting e Xiao et al. em [52].

Em [50] Santoso et al. relatam suas experiências ao estudar a conexão estrela aberta – delta aberto. Adicionalmente, formatos para a padronização de estudos de fluxo de carga trifásico e outros casos de estudos recomendados pela IEEE são encontrados em [51]. Estratégias de controle da tensão e redução de perdas são importantes no atual cenário para as empresas de distribuição, assim equipamentos de controle e compensação devem ser utilizados. Os conceitos para a adequada modelagem de cargas, capacitores e reguladores de tensão podem ser encontrados em [42], [53] e [55].

2.3. Modelagem de componentes não lineares

Nos anos 60 as principais fontes de harmônicos vinham da saturação dos transformadores, fornos à arco e os processos de solda elétrica. Nos anos 70 com o surgimento dos tiristores e fontes estáticas de potência, maior atenção foi dada aos efeitos que os harmônicos poderiam ter sobre as máquinas elétricas, interferências telefônicas e o risco de ocorrência de sobre-tensões/sobre-correntes nos capacitores. Entretanto, pelo costume de projetar as instalações elétricas de forma superdimensionada e, devido ao uso

freqüente da conexão delta - estrela com aterramento em alguns países, os harmônicos ainda não representavam um grande problema.

Atualmente, o aumento das cargas não lineares está elevando o conteúdo harmônico das redes. O dispositivo mais comum é o conversor estático de potência amplamente utilizados nas fábricas de aço, papel e na indústria têxtil. Outros dispositivos são os controladores de velocidade para motores utilizados na indústria de alimentos e minérios, entre outras. Nos Estados Unidos foi estimado que no ano 2000 a carga eletrônica se aproximou à metade da demanda total do País. A maior parte envolve cargas residenciais, que se comportam na maior parte como fontes harmônicas de tensão.

Nas redes de distribuição, um elemento que pode aumentar ainda mais o nível de distorção harmônica são os bancos de capacitores, utilizado nas indústrias para melhorar o fator de potência e pelas empresas elétricas para manter perfis de tensão adequados. A impedância resultante entre capacitores e alimentadores subterrâneos forma um circuito oscilatório com a reatância indutiva, podendo em certa freqüência, coincidir com uma das características harmônicas da carga. Esta condição pode desencadear em grandes correntes e tensões oscilatórias que podem deteriorar o isolamento dos componentes da rede, [56]. Assim, os principais problemas causados pelos harmônicos são: em curto prazo podem produzir erros no funcionamento dos instrumentos de medição e proteção, aumento das perdas da rede e sobretensões, e em médio prazo podem levar a aquecimentos excessivos, sobrecargas e envelhecimento dos equipamentos.

Esta situação supõe um sério desafio para o setor elétrico e seus engenheiros, sendo necessário identificar e corrigir excessivos níveis de distorções nas formas de onda, justamente em um momento em que há um aumento importante no uso de aparelhos eletrônicos.

Nesse sentido é importante ressaltar o esforço realizado pelos dois órgãos internacionais de maior competência: o IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), [24] (tendência americana) e o IEC (*International Electrotechnical Commission*), [25] (tendência européia). As duas entidades fazem suas próprias recomendações para limitar as injeções de distorções harmônicas de tensão e corrente pelos consumidores. O IEEE dirige seus esforços em limitar a injeção de harmônicos a certos níveis desde o ponto de acoplamento comum entre cliente e consumidor. Entretanto, o IEC impõe limites de distorções harmônicas por equipamento. Desta forma, aparelhos industriais, domésticos, e outros devem cumprir requisitos mínimos de fator de potência, THD (*total harmonic distortion*) e TDD (*total demand distortion*).

Formulações tradicionais para resolver o problema de alocação de capacitores precisam determinar e incluir os custos pelo aumento das distorções harmônicas, para o qual se deve encontrar a formulação apropriada. Assim, as distorções harmônicas representam custos financeiros para as empresas elétricas. Os custos mais óbvios são devidos ao funcionamento inadequado, envelhecimento e aumento da

manutenção dos equipamentos, [60]. Adicionalmente, estas empresas precisam tomar medidas adequadas para manter as distorções harmônicas definidas pelas normas. Há também um recente interesse na alocação de custos pelos harmônicos e pela determinação do custo marginal na injeção de harmônicos, [16] e [63]. O objetivo destes estudos é determinar os custos de mitigação dos harmônicos.

Em [57] Xu et al. mostram uma técnica de solução para o fluxo harmônico de múltipla fase. O fluxo de carga harmônico é obtido de iterações entre o circuito equivalente Norton dos componentes não lineares e as soluções lineares da rede em frequências harmônicas. Para mostrar em detalhe o método, foram usados harmônicos gerados por compensadores estáticos com reatores controlados por tiristores em condições de desequilíbrio. Também foram descritas as características de controle do compensador estático e comparações com resultados de testes de campo. Adicionalmente, são mostrados três tipos de modelos de barras de geração e quatro modelos de barras de carga. Cada um desses modelos forma um sistema de equações de fluxo de carga que o autor resolve utilizando o método convencional de Newton, mas sem incluir a modelagem dos transformadores.

Em [58] Ribeiro apresenta uma análise completa e detalhada dos sistemas de distribuição, cargas e outros componentes que envolvem os estudos de harmônicos em sistemas de transmissão. Os modelos são discutidos de forma simples, mas realista. Basicamente se propõe a representação da característica dominante, utilizando para isto, configurações alternativas. Algumas das suposições realizadas nesse trabalho são as seguintes: não se considera a impedância mútua de acoplamento entre linhas, mas se permite o desbalanço dos parâmetros, as linhas de transmissão são representadas pelo modelo π adicionado de uma resistência associada ao efeito pelicular em função da frequência de interesse, sendo que em linhas curtas deve-se incluir o efeito capacitivo nas suas respectivas barras. A representação deve ser mais detalhada no ponto de interesse, mas em pontos remotos equivalentes simples devem ser usados, tanto para linhas de transmissão como distribuição. Também são propostos modelos para cargas, transformadores, capacitores, máquinas rotativas e linhas de transmissão.

Em [61] trata-se da compensação de reativos e harmônicos baseada na teoria generalizada de potência reativa instantânea para sistemas trifásicos desbalanceados, com ou sem componentes de seqüência zero.

Alguns dos trabalhos estudados consideram as redes como balanceadas para suas pesquisas, entretanto deve ser levado em conta o efeito que o desequilíbrio tem sobre as não linearidades dos sistemas. Assim, Manjure et al. em [65] estudam o efeito combinado das não linearidades e do desbalanço sobre as correntes e tensões do sistema. Para isto, os autores utilizam uma rede com vários graus de desbalanço, realizando simulações mediante a injeção de harmônicos de um conversor de 6 pulsos e de um forno à arco. Os resultados indicam que com o aumento do grau de desbalanço aumenta a presença de

harmônicos não-característicos (de ordem 3), entretanto os característicos (5° , 7° , 11° ,... etc.) mostram um ligeiro decréscimo. A justificativa é feita mediante os componentes simétricos.

Bachry et al. apresentam em [17] a análise de uma quantidade considerável de problemas relacionados à qualidade de energia nas redes de distribuição. Os problemas de desequilíbrio da carga e sua consequência (sobrecarga do neutro) são ilustrados por medição em campo. A teoria da estrutura inerente das redes de distribuição é aplicada para mostrar possíveis riscos para a operação confiável do sistema, mediante a análise dos autovalores da matriz admitância do sistema na frequência de interesse, [62], [64]. Este método permite a realização de uma análise da sensibilidade das barras do sistema em relação aos distúrbios de baixas frequências. Assim, os maiores valores dos autovetores indicam os nós mais sensíveis para a ordem harmônica analisada. O método é capaz de identificar as barras potencialmente mais perigosas, onde é recomendável fazer medições permanentemente dos indicadores de qualidade.

Em [66] Pedra et al. apresentam novos modelos de transformadores monofásicos e trifásicos para sua implementação em algoritmos de fluxos de carga. A característica de magnetização não linear do transformador é representada, para ambos os modelos, em função da relutância saturada. Também é mostrado o procedimento de cálculo das correntes de magnetização não lineares para ambos os modelos. Uma vez que estas correntes são obtidas, se procede a fazer a transformação de Fourier para obter suas componentes harmônicas, que são incorporadas no modelo de fluxo de carga como fontes harmônicas de corrente. As simulações foram desenvolvidas com o objetivo de mostrar o desempenho dos modelos propostos e foram comparados com medições reais. Foi modelada a conexão estrela – estrela com aterramento duplo.

Em [67] Xu apresenta uma revisão dos estudos mais relevantes na área da análise de harmônicos em sistemas de potência. Os métodos mais bem aceitos dentro da área foram resumidos. Além disso, o autor recomenda os modelos mais aceitos para alguns componentes dos sistemas de potência, faz análises e comentários dos métodos de fluxo harmônico mais utilizados, tais como: o não iterativo, de exploração ou varredura em frequência (*frequency scan analysis*) [18], e também do método de predição de pontos de ressonância utilizando a análise modal. É certo que existe uma grande quantidade de pontos de pesquisa dentro da área de qualidade de energia, e pelo descrito neste artigo ainda há muito a ser realizado, sendo esta área ainda um terreno muito fértil.

Em [69] Lin et. al. desenvolvem o modelo de fluxo de carga de múltipla frequência trifásico baseado em dois sub-modelos, o primeiro é o fluxo de carga fundamental (FCF) e o segundo o fluxo de carga harmônico (FCH). O FCF inclui a modelagem das barras PV e mediante uma aproximação sua matriz Jacobiana é mantida constante durante todo o processo. As cargas e barras PV são modeladas como fontes de injeção de correntes. A análise padrão de Fourier foi usada para tratar as cargas não lineares e

conseguir as injeções de correntes harmônicas. O FCH foi desenvolvido utilizando estas fontes harmônicas de correntes. Para ambos os métodos, os autores apresentam suas versões desacopladas. Os resultados mostram que estes métodos são mais eficientes e robustos que fluxos de carga convencionais. Um fator importante para ajudar na aplicação destes métodos para redes de distribuição, é que as versões desacopladas e convencionais apresentadas aqui, praticamente são insensíveis à variação da taxa R/X .

Adicionalmente existem propostas de fluxo de carga harmônico que resolvem primeiro o fluxo de carga na frequência fundamental, depois as cargas convencionais são transformadas em impedâncias para encontrar o circuito equivalente de Thevenin, em que as cargas não lineares são tratadas como fontes de corrente, [59], [61] e [56].

Deve-se ressaltar, no entanto, que apesar do método de solução ser mais preciso, ele se torna mais complexo e precisa de muito mais dados. Isto traz como consequência que métodos muito complexos sejam difíceis de utilizar pelos engenheiros. Um dos grandes problemas que contribui diretamente com isto é a dificuldade de encontrar informações confiáveis sobre as demandas e seus modelos, mesmo em frequência fundamental. Nesse sentido, devem-se propor algoritmos de solução simples, pouco dependentes das incertezas dos dados, mas que forneçam resultados confiáveis.

2.4. Metaheurísticas

Atualmente, modernas técnicas de otimização heurísticas que foram inspiradas a partir de uma lógica natural, do comportamento animal, da evolução ou da física dos materiais ou sofisticações das “velhas” técnicas heurísticas têm apresentado melhores desempenhos para resolver problemas complexos em diferentes áreas de pesquisa.

Técnicas matemáticas ou determinísticas de busca apresentam dificuldades quando o problema a resolver é não convexo no seu modelo matemático, e pior ainda são inviáveis quando o modelo matemático não existe. As principais metaheurísticas encontradas na literatura especializada são; *Simulated Annealing*, Busca Tabu, GRASP, Algoritmo Genéticos, *Particle Swarm*, Colônia de Formigas, etc.

Na área de energia elétrica, os algoritmos genéticos (AG), foram empregados para resolver alguns problemas complexos, os quais são muito mais difíceis de resolver usando técnicas matemáticas de otimização. O AG utilizado neste projeto é chamado AG de Chu-Beasley e é uma modificação do trabalho apresentado em [14] para o problema generalizado de atribuição. O algoritmo genético de Chu-Beasley (AGCB) pode ser considerado como um tipo especial de algoritmo genético, mas é significativamente

diferente do algoritmo genético tradicional e de versões modificadas que existem na literatura especializada. A teoria fundamental sobre algoritmos genéticos pode ser encontrada em [71] e [72].

A direção das pesquisas também foi orientada para um método relativamente recente dentro do campo da inteligência artificial, a técnica de otimização *Particle Swarm Optimization* (PSO), traduzida para o português como Otimização por Enxame de Partículas. Este método se caracteriza por ser uma técnica de otimização estocástica baseada em populações. Desenvolvida por Kennedy e Eberhart em 1995, [15], é motivada pela simulação do comportamento social da interação entre indivíduos (partículas) de um grupo (enxame). Este algoritmo, que inicialmente não estava dentro dos planos do projeto, demonstrou em várias pesquisas de sistemas de energia suas vantagens e, portanto mereceu especial atenção, [74].

No espaço de busca do problema, o PSO está representado por um conjunto de partículas. Cada uma representa uma determinada proposta de solução e têm associado um valor, que é avaliado individualmente para cada partícula e que indica a adequação da partícula como solução para o problema. Outra propriedade da partícula é sua velocidade que define a direção do movimento da partícula de acordo com a influência social da vizinhança da partícula e seu auto-aprendizado.

Algumas das características atrativas do PSO incluem a sua fácil implementação e o fato de não requerer informação referente ao gradiente da função. Desta forma, o algoritmo *Particle Swarm* permite tratar variáveis de estado contínuas com facilidade, podendo ser expandida para tratar conjuntamente variáveis contínuas e discretas [15], [73] e [74]. Esta característica faz com que o PSO possa ser aplicado para resolução do PABC, permitindo a ele encontrar soluções quase ótimas.

O artigo em [74] trata várias propostas de PSO e suas variantes com aplicação em sistemas de energia elétrica. Neste artigo são reportados os conceitos básicos do algoritmo, tipos de PSO e alguns ajustes dos seus parâmetros mais relevantes. A forma em que o PSO evolui iterativamente está ligada ao tipo de vizinhança escolhida, assim as vizinhanças de Von Neumann e as aleatórias são reportadas como as mais eficientes. Versões híbridas do PSO, que combinam as funções dos AGs, também são relatadas.

CAPÍTULO 3

Modelagem dos Sistemas Elétricos de Distribuição

A modelagem dos sistemas de distribuição é um assunto fundamental, com impacto relevante na qualidade e confiabilidade da solução. Este Capítulo apresenta os modelos de fases em frequência fundamental para os principais componentes dos sistemas de distribuição: linhas, transformadores, reguladores de tensão, co-geradores, capacitores e cargas. Deve-se ressaltar que na literatura especializada várias representações para estes modelos podem ser encontradas. No entanto, os modelos utilizados nesta tese, são principalmente os propostos por Kersting, [42], já que se consideram estes modelos como os mais específicos e apropriados para a análise de sistemas de distribuição, como por exemplo, através dos métodos de fluxo de carga por varredura.

3.1. Linhas de distribuição

3.1.1. *Linhas de distribuição aéreas*

Os parâmetros das linhas de transmissão e distribuição são utilizados em cálculos de quedas de tensão, fluxo de carga, análise de estabilidade, estudos de curto circuito, cálculo de carregamento, análise de transitórios e na avaliação do desempenho das linhas em várias condições de carregamento. A avaliação destes parâmetros está baseada na linha instalada e nos dados da configuração de sua torre de suporte. Por fins práticos somente serão mostrados em detalhe os cálculos dos parâmetros para redes aéreas. A teoria do cálculo dos parâmetros de linhas subterrâneas pode ser encontrada em [42], [43], [53], [54] e [75]. Nestes trabalhos se ressalta principalmente a modelagem das admitâncias dos cabos subterrâneos, uma vez que o efeito capacitivo destas linhas já não é desprezível.

Cálculo da impedância própria e mútua para linhas aéreas: tradicionalmente as linhas de transmissão têm um detalhamento mais preciso que as linhas de distribuição, porém podemos usar os mesmo conceitos e princípios para desenvolver uma teoria e análise em ambos os tipos de redes. O procedimento é explicado usando o sistema trifásico de 4 fios da Figura 3-1. Assim, as impedâncias das linhas podem ser separadas em impedâncias próprias e mútuas. A impedância própria é a taxa da queda de tensão por unidade de comprimento em relação à corrente fluindo pelo condutor e retornando pela terra. A

impedância mútua z_{ij} entre dois condutores i e j é a taxa da tensão induzida por unidade de comprimento no condutor i em relação à corrente no condutor j . Devido à simetria da rede $z_{ij} = z_{ji}$.

A impedância mútua e própria são influenciadas pela corrente de retorno por terra. A terra pode ser considerada como um condutor não ideal semi-infinito. As correntes que fluem pela linha de transmissão causam correntes magneticamente induzidas de retorno pela terra que se dispersam sob as linhas, procurando o caminho de retorno de mais baixa impedância. Pela influência do efeito pelicular e efeitos de proximidade, a distribuição das correntes induzidas de retorno pela terra é muito difícil de determinar. Entretanto, no passado, muitos pesquisadores estudaram este problema, sendo os mais bem aceitos o método de Carson, o método do plano complexo de retorno e o método de elementos finitos.

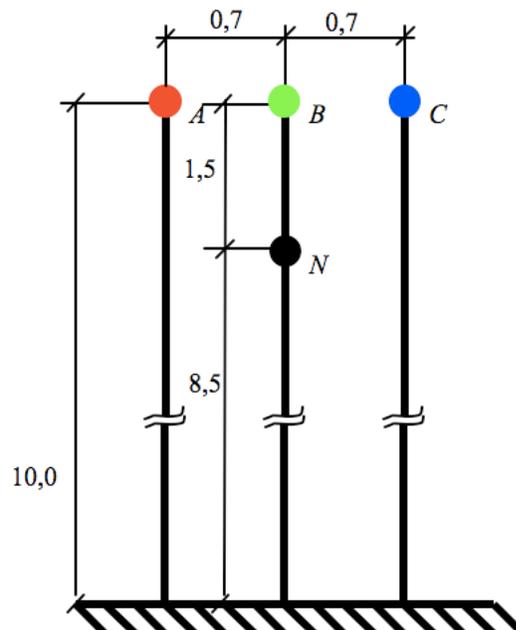


Figura 3-1 – Configuração aérea para rede a 4 fios (em metros).

O método de Carson é ainda o método padrão para o cálculo das impedâncias dependentes da frequência de linhas de transmissão aéreas. Para estudo em frequências altas este método pode causar consideráveis erros, [76]. Entretanto, para se encontrar a representação de cada parâmetro da linha devem-se usar as equações de Carson, baseado no teorema das imagens, [42] e [75]. A formulação para as impedâncias primitivas próprias em Ohms/milha é como segue:

$$\hat{z}_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left(X_i + 2\omega G \cdot \ln \left(\frac{S_{ii}}{R_i} \right) + 4\omega Q_{ii}G \right) \quad (3-1)$$

Para as impedâncias primitivas mútuas em Ohms/milha:

$$\hat{z}_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j \left(2\omega G \cdot \text{Ln} \left(\frac{S_{ij}}{D_{ij}} \right) + 4\omega Q_{ij}G \right) \quad (3-2)$$

sendo a nomenclatura dada na Tabela 3-1 no Sistema Inglês de Unidades (SIU) por simplicidade na representação das fórmulas, [42]:

Tabela 3-1: Nomenclatura dos parâmetros das impedâncias dos cabos.

Parâmetro	Descrição	Unidade
r_i	Resistência do condutor i	Ohms/milha
ω	Frequência angular do sistema	rad/seg
G	$0,1609347 \times 10^{-3}$	Ohm/milha
R_i	Raio do condutor i	Pés
GMR_i	Raio médio geométrico do condutor i	Pés
f	Frequência do sistema	Hz
ρ	Resistividade da terra	Ohm-pés
D_{ij}	Distância entre condutor i e j	Pés
S_{ij}	Distância entre condutor i e a imagem j	Pés
θ_{ij}	Ângulo entre duas linhas descendo do condutor i na sua própria imagem e na imagem do condutor j	

Em que:

$$X_i = 2\pi G \cdot \text{Ln} \left(\frac{R_i}{GMR_i} \right) \quad (3-3)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} \cdot k_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} + \frac{k_{ij}^2}{16} \cdot \cos(2\theta_{ij}) \cdot \left(0,6728 + \text{Ln} \left(\frac{2}{k_{ij}} \right) \right) \quad (3-4)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \cdot \text{Ln} \left(\frac{2}{k_{ij}} \right) + \frac{1}{3\sqrt{2}} \cdot k_{ij} \cdot \cos\theta_{ij} \quad (3-5)$$

$$k_{ij} = 4,7286 \times 10^{-4} \cdot S_{ij} \cdot \sqrt{\frac{f}{\rho}} \quad (3-6)$$

Desde que as redes de distribuição são inerentemente desbalanceadas, a avaliação mais precisa não deve fazer suposições em relação ao espaçamento entre condutores, tamanho dos condutores, etc.

Matriz impedância primitiva para linhas aéreas: os elementos das equações (3-1) e (3-2) são utilizadas para calcular a matriz de impedância primitiva de dimensão $n \times n$, por exemplo, um segmento de linha de quatro fios, três fases mais o neutro aterrado resulta em uma matriz 4x4. Para segmentos de linha subterrâneas consistentes em três cabos com neutros concêntricos nas fases, a matriz resultante será 6x6. Em geral, a matriz impedância primitiva para um sistema trifásico com 3 neutros tem a seguinte forma:

$$[\hat{z}_{primitivo}] = \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an1} & \hat{z}_{an2} & \hat{z}_{an3} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn1} & \hat{z}_{bn2} & \hat{z}_{bn3} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn1} & \hat{z}_{cn2} & \hat{z}_{cn3} \\ \hat{z}_{n1a} & \hat{z}_{n1b} & \hat{z}_{n1c} & \hat{z}_{n1n1} & \hat{z}_{n1n2} & \hat{z}_{n1n3} \\ \hat{z}_{n2a} & \hat{z}_{n2b} & \hat{z}_{n2c} & \hat{z}_{n2n1} & \hat{z}_{n2n2} & \hat{z}_{n2n3} \\ \hat{z}_{n3a} & \hat{z}_{n3b} & \hat{z}_{n3c} & \hat{z}_{n3n1} & \hat{z}_{n3n2} & \hat{z}_{n3n3} \end{bmatrix} \quad (3-7)$$

Na sua forma condensada:

$$[\hat{z}_{primitivo}] = \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (3-8)$$

Matriz de impedância de fases para linhas aéreas: para a maioria das aplicações a matriz impedância primitiva precisa ser reduzida a uma matriz que consiste na matriz equivalente própria e mútua para as três fases. Para o caso do segmento de linha trifásica de 4 fios com neutro multi-aterrado mostrado na Figura 3-2 a equação (3-9) relaciona as tensões em ambos os extremos do segmento em função do fluxo de corrente e sua impedância.

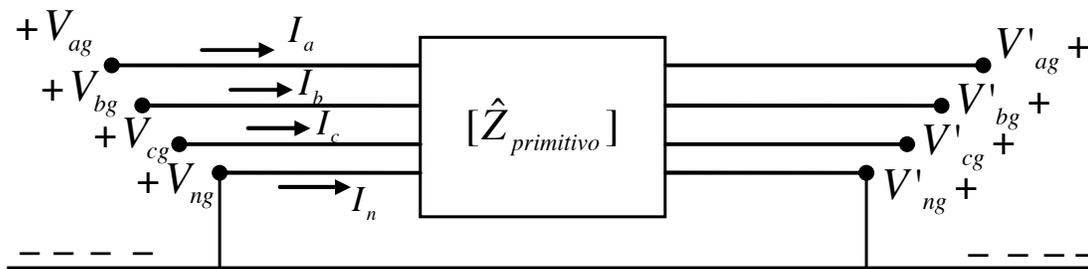


Figura 3-2 – Segmento de linha de distribuição trifásica de 4 fios com neutro multi-aterrado.

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{z}_{aa} & \hat{z}_{ab} & \hat{z}_{ac} & \hat{z}_{an} \\ \hat{z}_{ba} & \hat{z}_{bb} & \hat{z}_{bc} & \hat{z}_{bn} \\ \hat{z}_{ca} & \hat{z}_{cb} & \hat{z}_{cc} & \hat{z}_{cn} \\ \hat{z}_{na} & \hat{z}_{nb} & \hat{z}_{nc} & \hat{z}_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (3-9)$$

Na sua forma condensada a equação (3-9) é representada por:

$$\begin{bmatrix} [V_{abc}] \\ [V_{ng}] \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [V'_{abc}] \\ [V'_{ng}] \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [\hat{z}_{ij}] & [\hat{z}_{in}] \\ [\hat{z}_{nj}] & [\hat{z}_{nn}] \end{bmatrix} \begin{bmatrix} [I_{abc}] \\ [I_n] \end{bmatrix}$$

Em que V_{abc} representa o vetor de tensões trifásicas fase-terra. V_{ng} representa a tensão de neutro-terra.

Na maioria das instalações de redes de distribuição o neutro está aterrado a cada comprimento de trecho. Portanto, V_{ng} e V'_{ng} são iguais a zero. Substituindo estes valores na equação (3-9) se tem o seguinte:

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [\hat{z}_{ij}] \cdot [I_{abc}] + [\hat{z}_{in}] \cdot [I_n] \quad (3-10)$$

$$[0] = [0] + [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}] + [\hat{z}_{nn}] \cdot [I_n] \quad (3-11)$$

Da equação (3-11):

$$[I_n] = -[\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \cdot [I_{abc}] \quad (3-12)$$

Substituindo a equação (3-12) em (3-10):

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + ([\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}]) [I_{abc}] \quad (3-13)$$

$$[V_{abc}] = [V'_{abc}] + [Z_{abc}] [I_{abc}]$$

em que:

$$[Z_{abc}] = [\hat{z}_{ij}] - [\hat{z}_{in}] \cdot [\hat{z}_{nn}]^{-1} \cdot [\hat{z}_{nj}] \quad (3-14)$$

A equação (3-14) apresenta a forma final da técnica de redução de Kron, assim a forma final da matriz de impedância de fases é como segue:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3-15)$$

Para sistemas de distribuição com linhas não transpostas, os elementos da diagonal principal não são iguais, da mesma forma os elementos fora da diagonal, mas a matriz ainda é simétrica.

Em sistemas bifásicos e monofásicos, aterrados, a redução de Kron leva as matrizes de impedância primitiva de 3x3 e 2x2 para matrizes de impedância de fases de 2x2 e escalar, respectivamente. Em muitos casos práticos se faz a expansão destas matrizes aumentando zeros nas linhas e colunas das fases que estão faltando, por exemplo, para um sistema com as fases *a* e *c* presentes:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & 0 & z_{ac} \\ 0 & 0 & 0 \\ z_{ca} & 0 & z_{cc} \end{bmatrix} \quad (3-16)$$

A matriz de impedância de fases para um sistema monofásico apenas com a fase *a* será:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} z_{aa} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3-17)$$

A Figura 3-3 mostra o modelo π dos sistemas de distribuição em geral com o neutro reduzido. Em todos os casos (trifásico, bifásico ou monofásico) a impedância de fase e a matriz condutância de fase tem dimensão de 3 x 3, segundo as equações (3-15) - (3-17). Aplicando a Lei de Correntes de Kirchhoff (LCK) na barra *m*:

$$\begin{bmatrix} J_a^{linha} \\ J_b^{linha} \\ J_c^{linha} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_a \\ J_b \\ J_c \end{bmatrix}_m + \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m \quad (3-18)$$

Na sua forma resumida:

$$[J_{abc}^{linha}] = [J_{abc}^m] + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [V_{abc}^{m-LG}] \quad (3-19)$$

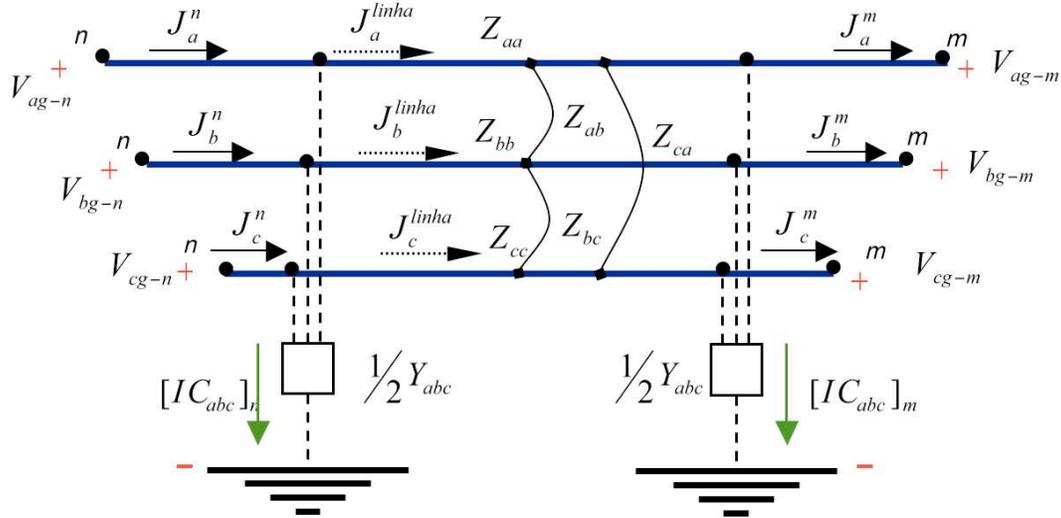


Figura 3-3 – Modelo geral da linha de distribuição trifásica com neutro reduzido.

Aplicando a Lei de Tensões de Kirchhoff nas barras m-n:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{aa} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_a^{linha} \\ J_b^{linha} \\ J_c^{linha} \end{bmatrix} \quad (3-20)$$

Por simplificação na notação utilizada, se entende que as tensões trifásicas são de fase, isto é, na rede com neutro aterrado a referência é a terra, entretanto nas redes com neutro isolado a referência será o neutro. Portanto a equação (3-20) na sua forma resumida é como segue:

$$[V_{abc}^n] = [V_{abc}^m] + [Z_{abc}] \cdot [J_{abc}^{linha}] \quad (3-21)$$

Substituindo (3-19) em (3-21):

$$\begin{aligned} [V_{abc}^n] &= [V_{abc}^m] + [Z_{abc}] \cdot \left\{ [J_{abc}^m] + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [V_{abc}^m] \right\} \\ [V_{abc}^n] &= \{ [u] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}] \} \cdot [V_{abc}^m] + [Z_{abc}] \cdot [J_{abc}^m] \end{aligned}$$

Em forma mais compacta:

$$[V_{abc}^n] = [a] \cdot [V_{abc}^m] + [b] \cdot [J_{abc}^m] \quad (3-22)$$

Para as correntes:

$$[J_{abc}^n] = \{[Y_{abc}] + \frac{1}{4} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]\} \cdot [V_{abc}^m] + \{[u] + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}]\} \cdot [J_{abc}^m]$$

$$[J_{abc}^n] = [c] \cdot [V_{abc}^m] + [d] \cdot [J_{abc}^m] \quad (3-23)$$

em que:

$$[u] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[a] = [u] + \frac{1}{2} \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]$$

$$[b] = [Z_{abc}]$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}] \cdot [Y_{abc}]$$

$$[d] = [u] + \frac{1}{2} \cdot [Y_{abc}] \cdot [Z_{abc}]$$

Finalmente, a equação (3-22) pode ser rearranjada da seguinte forma:

$$[V_{abc}^m] = [A] \cdot [V_{abc}^n] - [B] \cdot [J_{abc}^m] \quad (3-24)$$

em que:

$$[A] = [a]^{-1}$$

$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b]$$

Deve-se considerar que no caso de redes aéreas a matriz $[a] \approx [d] \approx [u]$ e $[c] = [0]$. Já no caso de redes subterrâneas os efeitos capacitivos dessas linhas não podem ser desprezados e devem ser considerados nos algoritmos de fluxo de carga. A equação (3-24) será utilizada na implementação do algoritmo de fluxo de carga no Capítulo IV, mas com algumas modificações. Dado que nas redes aéreas curtas pode-se considerar que $[J_{abc}^n] \approx [J_{abc}^m]$, então a equação (3-24) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$[V_{abc}^m] = [A] \cdot [V_{abc}^n] - [B_M] \cdot [J_{abc}^n] \quad (3-25)$$

em que: $[B_M] = [B]$

Finalmente as equações que descrevem o comportamento das linhas de distribuição aérea estão dadas pelas equações (3-23) e (3-25).

3.2. Transformadores de distribuição

A modelagem dos transformadores baseia-se nas leis dos circuitos elétricos. Para cada tipo de transformador são desenvolvidas matrizes generalizadas que permitem uma modelagem prática, precisa e que pode ser integrada facilmente com os modelos das linhas de distribuição desenvolvidos na seção anterior.

Como exemplo se mostra a seguir a modelagem do transformador delta-estrela aterrado, sendo este o transformador mais comum nos sistemas de distribuição do Brasil.

Transformador delta-estrela aterrado tipo abaixador, a Figura 3-4 mostra o transformador delta – estrela, do tipo abaixador. Este esquema de conexão é o tipo mais comum para as redes de distribuição, uma vez que permite conectar tanto cargas monofásicas como trifásicas, além de oferecer menores quedas de tensão, motivo pelo qual é usado para alimentar cargas em áreas rurais e urbanas.

As equações a seguir foram desenvolvidas em [42] tentando obter uma analogia com as equações (3-22) e (3-24), respectivamente. Maiores detalhes da obtenção destas equações podem ser encontrados em [16]:

$$J_{ABC}^n = [c_t] \cdot [V_{abc}^m] + [d_t] \cdot [J_{abc}^m] \quad (3-26)$$

$$V_{abc}^m = [A_t] \cdot [V_{ABC}^n] - [B_t] \cdot [J_{abc}^m] \quad (3-27)$$

em que as matrizes $[A]$, $[B]$, $[c]$ e $[d]$ são:

$$[A_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad [B_t] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix}$$

$$[d_t] = \frac{1}{n_t} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad [c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

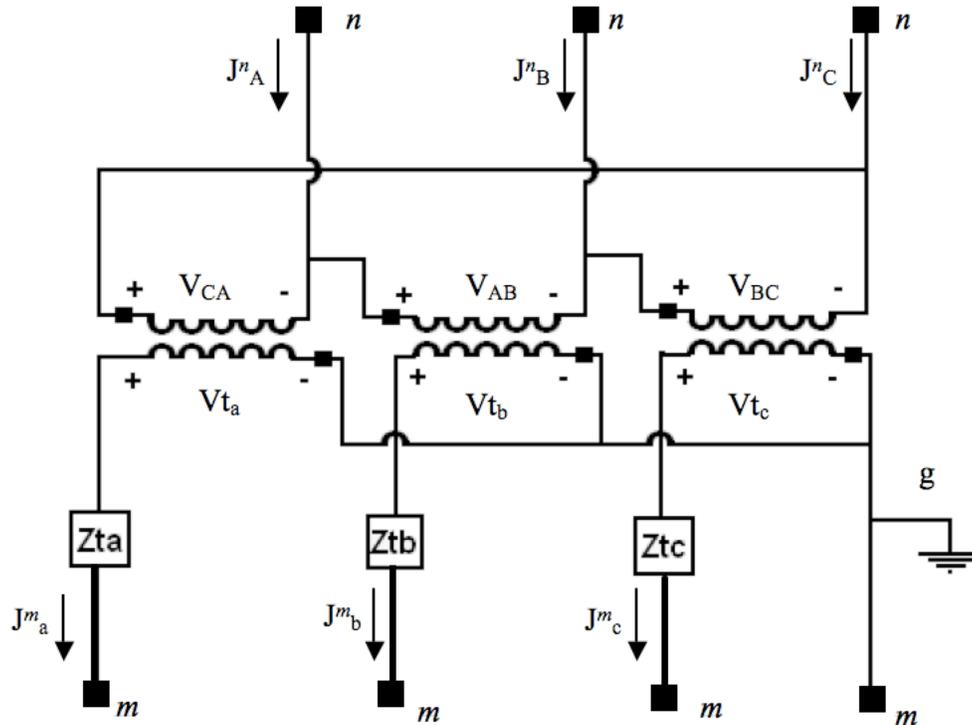


Figura 3-4 – Circuito do transformador em conexão delta – estrela aterrado.

Observa-se que a equação (3-27) modela a tensão no secundário do transformador em função da tensão no primário e da corrente no secundário. Dado que nossa metodologia consiste em relacionar a tensão no secundário em função da tensão e corrente no primário similar à equação (3-25), então é necessário modificar a matriz $[B]$ para todos os modelos dos transformadores de distribuição. A forma de exemplo apresenta-se a seguir o procedimento da modificação parcial da matriz $[B]$ para a conexão delta – estrela aterrada.

Modificação do modelo do transformador delta - estrela aterrado tipo abaixador: A proposta apresentada considera as equações (3-28) e (3-29) para modelar os transformadores de distribuição e que fazem analogia com as equações (3-23) e (3-25) para as linhas de distribuição:

$$J_{ABC}^n = [c_t] \cdot V_{abc}^m + [d_t] \cdot J_{abc}^m \quad (3-28)$$

$$V_{abc}^m = [A_t] \cdot V_{ABC}^n - [B_{Nt}] \cdot J_{ABC}^n - V_0 \quad (3-29)$$

Observa-se que, nesta proposta, as matrizes constantes $[c_t]$, $[d_t]$ e $[A_t]$ são as mesmas que as encontradas em [42], entretanto a matriz $[B_t]$ será reformulada para incluir o efeito da corrente do primário

sobre a tensão no secundário. O vetor V_0 denota as tensões de seqüência zero, necessárias para fechar o balanço de tensões. Aproveitando o fato que para todos os modelos de transformadores a matriz $[c_i]$ na equação (3-28) é nula, a nova matriz $[B_{Nt}]$ é calculada como segue:

$$[B_{Nt}] = [B_t] \cdot [d_t]^{-1} \quad (3-30)$$

No caso geral a matriz $[d_t]$ pode ser singular (como por exemplo, na conexão delta-estrela aterrada e estrela aterrada - delta) e, portanto a equação (3-30) não pode ser calculada diretamente. Isto é devido à defasagem entre os enrolamentos do primário e secundário. A seguir é mostrada a forma de contornar este problema no transformador com conexão delta-estrela aterrado.

A relação entre as correntes de linha e as de fase no enrolamento em delta (primário) é dada por:

$$\begin{bmatrix} J_A^n \\ J_B^n \\ J_C^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{AC} \\ I_{BA} \\ I_{CB} \end{bmatrix} \quad (3-31)$$

Para encontrar as correntes de fase em função das correntes de linha torna-se necessária uma quarta equação. É conhecido que dentro do enrolamento primário em delta a soma das correntes de fase, no caso geral, é igual a três vezes a corrente de seqüência zero circulante:

$$3I_0 = J_{AC}^n + J_{BA}^n + J_{CB}^n \quad (3-32)$$

Esta última equação substitui a terceira linha do sistema de equações mostrado em (3-31):

$$\begin{bmatrix} J_A^n \\ J_B^n \\ 3I_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{AC}^n \\ J_{BA}^n \\ J_{CB}^n \end{bmatrix} \quad (3-33)$$

A matriz na equação (3-33) pode ser invertida para se encontrar as correntes de fase do primário. Dado que as correntes de linha do enrolamento secundário estão em fase com as correntes de fase do primário e em proporção a nt , então:

$$\begin{bmatrix} J_a^m \\ J_b^m \\ J_c^m \end{bmatrix} = \frac{nt}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 1 \\ -1 & 1 & 1 \\ -1 & -2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_A^n \\ J_B^n \\ 3I_0 \end{bmatrix} \quad (3-34)$$

A equação (3-34) pode ser re-escrita para incluir a corrente de linha J_C^n como segue:

$$\begin{bmatrix} J_a^m \\ J_b^m \\ J_c^m \end{bmatrix} = \frac{nt}{3} \underbrace{\begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & -2 & 0 \end{bmatrix}}_{[d_t]^{-1}} \cdot \begin{bmatrix} J_A^n \\ J_B^n \\ J_C^n \end{bmatrix} + nt \underbrace{\begin{bmatrix} I_0 \\ I_0 \\ I_0 \end{bmatrix}}_{I_0} \quad (3-35)$$

sendo que o vetor I_0 é o vetor de correntes de seqüência zero no secundário do transformador. Na sua forma condensada:

$$J_{abc}^m = [d_t]^{-1} \cdot J_{abc}^n + I_0 \quad (3-36)$$

Substituindo em (3-27):

$$V_{abc}^m = [A_t] \cdot V_{ABC}^n - [B_t] \cdot \{ [d_t]^{-1} \cdot J_{ABC}^n + I_0 \} \quad (3-37)$$

Simplificando e re-agrupando obtêm-se a equação (3-29) para o caso da conexão delta – estrela aterrada.

$$V_{abc}^m = [A_t] \cdot V_{ABC}^n - [B_{Nt}] \cdot J_{ABC}^n - V_0 \quad (3-38)$$

em que:

$$[B_{Nt}] = \frac{nt}{3} \begin{bmatrix} 2Z_a & Z_a & 0 \\ -Z_b & Z_b & 0 \\ -Z_c & -2Z_c & 0 \end{bmatrix} \quad V_0 = I_0 nt \begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix}$$

A Tabela 3-2 mostra os valores de $[B_{Nt}]$ e V_0 para os grupos de conexão de transformadores mais comuns encontrados na indústria.

Tabela 3-2: Matriz $[B_{Nt}]$ para os grupos de conexão mais comuns na indústria

Conexão	$[B_{Nt}]$	$V0$
Yg - Yg	$nt \cdot \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix}$	$\underline{0}$
Y - Y	$\frac{nt}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2Z_a & -Z_b & -Z_c \\ -Z_a & 2Z_b & -Z_c \\ -Z_a & -Z_b & 2Z_c \end{bmatrix}$	$\underline{0}$
Δ - Yg	$\frac{nt}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2Z_a & Z_a & 0 \\ -Z_b & Z_b & 0 \\ -Z_c & -2Z_c & 0 \end{bmatrix}$	$I_0 nt \begin{bmatrix} Z_a \\ Z_b \\ Z_c \end{bmatrix}$
Y - Δ	$\frac{nt}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2Z_{ab} & Z_{ab} & 0 \\ 0 & 2Z_{bc} & Z_{ca} \\ Z_{ab} & 0 & 2Z_{bc} \end{bmatrix}$	$\underline{0}$
Δ - Δ	$\frac{nt}{3Z_{abc}} \cdot \begin{bmatrix} Z_{ca}(2Z_{ab} + Z_{bc}) & Z_{bc}(Z_{ca} - Z_{ab}) & 0 \\ Z_{ca}(Z_{bc} - Z_{ab}) & Z_{bc}(2Z_{ab} - Z_{ca}) & 0 \\ Z_{ca}(-Z_{ab} - 2Z_{bc}) & Z_{bc}(-Z_{ab} - 2Z_{ca}) & 0 \end{bmatrix}$	$\underline{0}$
OpenYg -	$\frac{nt}{3} \cdot \begin{bmatrix} 2Z_{ab} & Z_{bc} & 0 \\ -Z_{ab} & Z_{bc} & 0 \\ -Z_{ab} & -2Z_{bc} & 0 \end{bmatrix}$	$\underline{0}$
Open Δ		

Em que: $Z_{abc} = Z_{ab} + Z_{bc} + Z_{ca}$

Comentários:

- As impedâncias dos transformadores estão referidas ao lado de baixa tensão;
- A corrente de seqüência zero I_0 , no lado secundário é facilmente encontrada aplicando a soma das correntes de fases saindo do transformador;
- Na equação (3-38), a terceira parcela $V0$, apresenta valores diferentes de zero apenas para os grupos de conexão em que existe defasagem entre as correntes do primário e secundário;
- A conexão Y - Δ não precisa da parcela de seqüência zero pelo fato que nesta conexão as correntes de seqüência zero praticamente não existem, [45], [52].
- O procedimento para obter o modelo do transformador Yg - Δ é similar à conexão Δ - Yg, mas não é modelada no presente trabalho pelo fato que esta conexão não é recomendada para o fornecimento de cargas em redes de distribuição, [42], [77].
- A perda no núcleo dos transformadores, causada por histerese e correntes parasitas de Foucault, é calculada em função da magnitude de tensão do lado secundário, é considerada como uma carga adicional na barra do lado secundário respectivo.

3.3. Cargas

A análise das redes de energia elétrica tem grande dependência da modelagem das cargas. A carga tem um comportamento diferente quando se analisa um sistema interligado de transmissão e quando se analisa uma rede de distribuição primária ou secundária. O grande problema é que a carga em um sistema de potência está em continua mudança. Assim, quanto mais próximo se esteja dos consumidores mais pronunciada será a variação da carga.

Classificação das cargas: As cargas na rede de distribuição são tipicamente especificadas pela potência complexa consumida. A carga especificada pode ser a “máxima demanda diversificada” e pode ser dada em kVA e o fator de potência, kW e o fator de potência, ou kW e kVAr.

As cargas na rede de distribuição podem ser modeladas como conectadas em estrela ou em delta. Elas podem ser trifásicas, bifásicas ou monofásicas com qualquer grau de desequilíbrio e são modeladas como segue:

- Potência ativa e reativa constante;
- Corrente constante;
- Impedância constante;
- Qualquer combinação dos modelos acima.

A modelagem mais usada em algoritmos de fluxo de carga que usam processos iterativos, em que as tensões de barra são inicialmente desconhecidas é como segue: todos os modelos de carga são inicialmente definidos por potências complexas por fase e tensões assumidas fase – neutro (cargas em estrela) ou tensões linha – linha (cargas em delta). A nomenclatura utilizada nesta seção é como segue:

- S : Potência complexa;
- P : Potência ativa;
- Q : Potência reativa;
- V : Magnitude de tensão aplicada à carga;
- δ : Ângulo da tensão;
- θ : Ângulo do fator de potência;
- Z : Impedância complexa da carga;
- IL : Magnitude da corrente de carga;
- α : Ângulo da corrente.

3.3.1. Cargas conectadas em estrela aterrada

A Figura 3-5 mostra o modelo de cargas conectadas em estrela. Os sub-índices a, b e c representam as fases, o sub-índice g indica que a referência é a terra. A potência e a tensão de fases especificadas são definidas como segue:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase a:} \quad & |S_a| \angle \theta_a = P_a + jQ_a \text{ e } |V_{ag}| \angle \delta_a \\
 \text{Fase b:} \quad & |S_b| \angle \theta_b = P_b + jQ_b \text{ e } |V_{bg}| \angle \delta_b \\
 \text{Fase c:} \quad & |S_c| \angle \theta_c = P_c + jQ_c \text{ e } |V_{cg}| \angle \delta_c
 \end{aligned} \tag{3-39}$$

- **Cargas de potência ativa e reativa constante:** as correntes de linha (iguais as correntes de fase) para as cargas de potência ativa e reativa constante (cargas PQ) são dadas como segue:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase a:} \quad & IL_a = \left(\frac{S_a}{V_{ag}} \right)^* = \frac{|S_a|}{|V_{ag}|} \angle \delta_a - \theta_a = |IL_a| \angle \alpha_a \\
 \text{Fase b:} \quad & IL_b = \left(\frac{S_b}{V_{bg}} \right)^* = \frac{|S_b|}{|V_{bg}|} \angle \delta_b - \theta_b = |IL_b| \angle \alpha_b \\
 \text{Fase c:} \quad & IL_c = \left(\frac{S_c}{V_{cg}} \right)^* = \frac{|S_c|}{|V_{cg}|} \angle \delta_c - \theta_c = |IL_c| \angle \alpha_c
 \end{aligned} \tag{3-40}$$

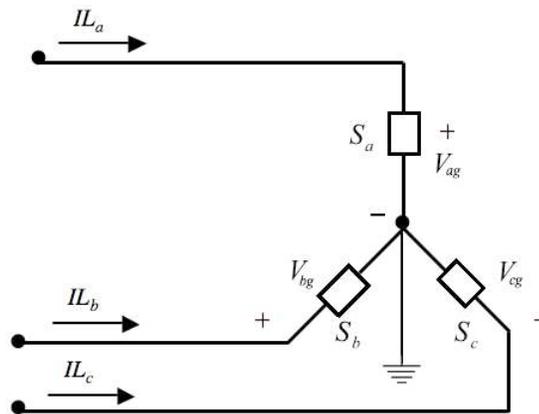


Figura 3-5 – Conexão estrela aterrada das cargas.

Neste modelo as tensões de fase devem mudar durante cada iteração até que a convergência seja atingida.

- **Cargas de impedância constante:** para este tipo de carga primeiro são determinadas as impedâncias utilizando as tensões de fase. Normalmente estas tensões são as nominais, ou as tensões iniciais de operação do sistema.

$$\begin{aligned}
 \text{Fase a:} \quad Z_a &= \frac{|V_{ag}|^2}{S_a^*} = \frac{|V_{ag}|^2}{|S_a|} / \underline{\theta}_a = |Z_a| / \underline{\theta}_a \\
 \text{Fase b:} \quad Z_b &= \frac{|V_{bg}|^2}{S_b^*} = \frac{|V_{bg}|^2}{|S_b|} / \underline{\theta}_b = |Z_b| / \underline{\theta}_b \\
 \text{Fase c:} \quad Z_c &= \frac{|V_{cg}|^2}{S_c^*} = \frac{|V_{cg}|^2}{|S_c|} / \underline{\theta}_c = |Z_c| / \underline{\theta}_c
 \end{aligned} \tag{3-41}$$

As correntes de linha em função das impedâncias constantes das cargas são dadas por:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase a:} \quad IL_a &= \frac{V_{ag}}{Z_a} = \frac{|V_{ag}|}{|Z_a|} / \underline{\delta}_a - \underline{\theta}_a = |IL_a| / \underline{\alpha}_a \\
 \text{Fase b:} \quad IL_b &= \frac{V_{bg}}{Z_b} = \frac{|V_{bg}|}{|Z_b|} / \underline{\delta}_b - \underline{\theta}_b = |IL_b| / \underline{\alpha}_b \\
 \text{Fase c:} \quad IL_c &= \frac{V_{cg}}{Z_c} = \frac{|V_{cg}|}{|Z_c|} / \underline{\delta}_c - \underline{\theta}_c = |IL_c| / \underline{\alpha}_c
 \end{aligned} \tag{3-42}$$

Neste modelo a tensão de fase muda em cada iteração, mas as impedâncias calculadas nas equações (3-41) permanecem constantes.

- **Cargas de corrente constante:** para este modelo as magnitudes das correntes são calculadas segundo as equações (3-40) e permanecem constantes, entretanto os ângulos das tensões (δ) mudam. Assim, os ângulos das correntes mudam deixando constante os fatores de potência das cargas:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase a:} \quad IL_a &= |IL_a| / \underline{\delta}_a - \underline{\theta}_a \\
 \text{Fase b:} \quad IL_b &= |IL_b| / \underline{\delta}_b - \underline{\theta}_b
 \end{aligned} \tag{3-43}$$

Fase c: $IL_c = |IL_c| \angle \delta_c - \theta_c$

- **Cargas combinadas:** este tipo de carga pode ser modelado assumindo uma porcentagem de carga dos tipos mostrados acima. A corrente consumida pela carga será a soma das correntes calculadas dos três tipos considerados.

3.3.2. Cargas conectadas em delta

A Figura 3-6 mostra o modelo para cargas conectadas em delta. A nomenclatura para a potência e tensão especificadas é dada como segue:

Fase ab: $|S_{ab}| \angle \theta_{ab} = P_{ab} + jQ_{ab}$ e $|V_{ab}| \angle \delta_{ab}$

Fase bc: $|S_{bc}| \angle \theta_{bc} = P_{bc} + jQ_{bc}$ e $|V_{bc}| \angle \delta_{bc}$ (3-44)

Fase ca: $|S_{ca}| \angle \theta_{ca} = P_{ca} + jQ_{ca}$ e $|V_{ca}| \angle \delta_{ca}$

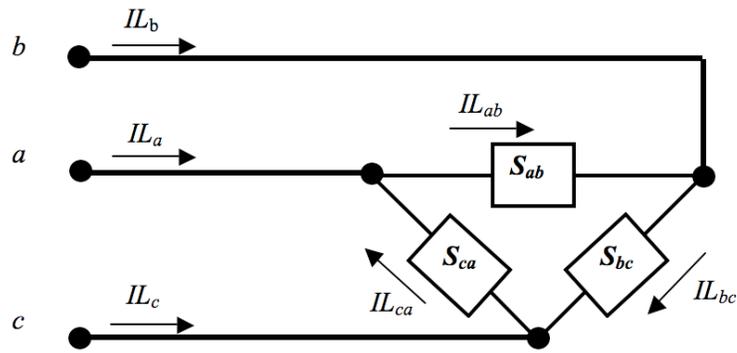


Figura 3-6 – Conexão delta das cargas.

- **Cargas de potência ativa e reativa constante:** as correntes de fases para as cargas de potência ativa e reativa constante (cargas PQ) são dadas como segue:

Fase ab: $IL_{ab} = \left(\frac{S_{ab}}{V_{ab}} \right)^* = \frac{|S_{ab}|}{|V_{ab}|} \angle \delta_{ab} - \theta_{ab} = |IL_{ab}| \angle \alpha_{ab}$

Fase bc: $IL_{bc} = \left(\frac{S_{bc}}{V_{bc}} \right)^* = \frac{|S_{bc}|}{|V_{bc}|} \angle \delta_{bc} - \theta_{bc} = |IL_{bc}| \angle \alpha_{bc}$ (3-45)

Fase ca: $IL_{ca} = \left(\frac{S_{ca}}{V_{ca}} \right)^* = \frac{|S_{ca}|}{|V_{ca}|} \angle \delta_{ca} - \theta_{ca} = |IL_{ca}| \angle \alpha_{ca}$

- **Cargas de impedância constante:** primeiro são determinadas as impedâncias constantes utilizando as tensões linha – linha.

$$\begin{aligned}
 \text{Fase ab:} \quad Z_{ab} &= \frac{|V_{ab}|^2}{S_{ab}^*} = \frac{|V_{ab}|^2}{|S_{ab}|} / \underline{\theta_{ab}} = |Z_{ab}| / \underline{\theta_{ab}} \\
 \text{Fase bc:} \quad Z_{bc} &= \frac{|V_{bc}|^2}{S_{bc}^*} = \frac{|V_{bc}|^2}{|S_{bc}|} / \underline{\theta_{bc}} = |Z_{bc}| / \underline{\theta_{bc}} \\
 \text{Fase ca:} \quad Z_{ca} &= \frac{|V_{ca}|^2}{S_{ca}^*} = \frac{|V_{ca}|^2}{|S_{ca}|} / \underline{\theta_{ca}} = |Z_{ca}| / \underline{\theta_{ca}}
 \end{aligned} \tag{3-46}$$

As correntes no laço delta em função das impedâncias constantes das cargas são dadas por:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase ab:} \quad IL_{ab} &= \frac{V_{ab}}{Z_{ab}} = \frac{|V_{ab}|}{|Z_{ab}|} / \underline{\delta_{ab} - \theta_{ab}} = |IL_{ab}| / \underline{\alpha_{ab}} \\
 \text{Fase bc:} \quad IL_{bc} &= \frac{V_{bc}}{Z_{bc}} = \frac{|V_{bc}|}{|Z_{bc}|} / \underline{\delta_{bc} - \theta_{bc}} = |IL_{bc}| / \underline{\alpha_{bc}} \\
 \text{Fase ca:} \quad IL_{ca} &= \frac{V_{ca}}{Z_{ca}} = \frac{|V_{ca}|}{|Z_{ca}|} / \underline{\delta_{ca} - \theta_{ca}} = |IL_{ca}| / \underline{\alpha_{ca}}
 \end{aligned} \tag{3-47}$$

Neste modelo a tensão linha – linha muda em cada iteração, mas as impedâncias calculadas nas equações (3-46) permanecem constantes.

- **Cargas de corrente constante:** para este modelo as magnitudes das correntes são calculadas segundo as equações (3-45) e permanecem constantes. No entanto, os ângulos das tensões (δ) mudam. Assim, os ângulos das correntes mudam deixando constante os fatores de potência das cargas:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase ab:} \quad IL_{ab} &= |IL_{ab}| / \underline{\delta_{ab} - \theta_{ab}} \\
 \text{Fase bc:} \quad IL_{bc} &= |IL_{bc}| / \underline{\delta_{bc} - \theta_{bc}} \\
 \text{Fase ca:} \quad IL_{ca} &= |IL_{ca}| / \underline{\delta_{ca} - \theta_{ca}}
 \end{aligned} \tag{3-48}$$

As correntes de linha alimentando uma carga conectada em delta, tal como o mostrado na Figura 3-6, são calculadas aplicando a lei das correntes de Kirchhoff. Na sua forma matricial as equações são como segue:

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IL_{ab} \\ IL_{bc} \\ IL_{ca} \end{bmatrix} \quad (3-49)$$

3.3.3. Cargas conectadas em estrela isolada

Este tipo de conexão não é muito comum nas redes de distribuição devido ao sério problema que pode representar a sobre-tensão do neutro da carga. Mesmo quando a potência nominal for balanceada, a operação das cargas, num período do tempo, pode ocorrer de forma desbalanceada (exemplo, saída de cargas por curto-circuito fase-terra). Este tipo de modelo de carga pode ser utilizado para estudar a perda do neutro em redes de distribuição de 4 fios.

A Figura 3-7 mostra a forma de conexão deste modelo de carga. Os sub-índices a, b e c representam as fases, o sub-índice n indica que a referência é o neutro da conexão. As potências por fase são as mesmas que na conexão estrela com neutro aterrada dada na equação (3-39).

- **Cargas de potência ativa e reativa constante:** as correntes de linha para as cargas de potência ativa e reativa constante (cargas PQ) são dadas pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \text{Fase a:} \quad IL_a &= \frac{1}{A} \left[\frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} (V_{an} - V_{bn}) + \frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} (V_{an} - V_{cn}) \right] \\ \text{Fase b:} \quad IL_b &= \frac{1}{A} \left[\frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} (V_{bn} - V_{cn}) + \frac{|V_{cn}|^2}{S_c^*} (V_{bn} - V_{an}) \right] \\ \text{Fase c:} \quad IL_c &= \frac{1}{A} \left[\frac{|V_{bn}|^2}{S_b^*} (V_{cn} - V_{an}) + \frac{|V_{an}|^2}{S_a^*} (V_{cn} - V_{bn}) \right] \end{aligned} \quad (3-50)$$

$$\text{em que : } A = \frac{S_a^* |V_{cn}|^2 |V_{bn}|^2 + S_b^* |V_{cn}|^2 |V_{an}|^2 + S_c^* |V_{an}|^2 |V_{bn}|^2}{S_a^* S_b^* S_c^*}$$

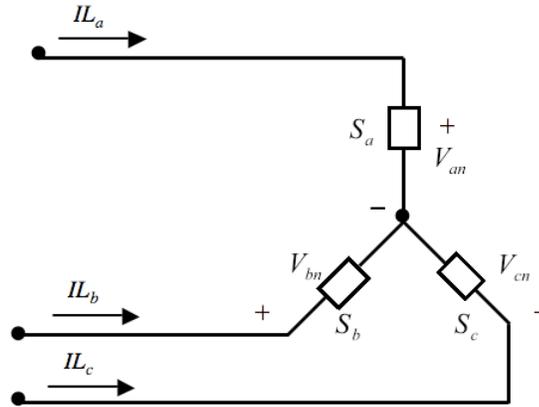


Figura 3-7 – Conexão estrela isolada das cargas.

- **Cargas de impedância constante:** de maneira similar à conexão estrela aterrada, devem-se determinar as impedâncias utilizando a equação (3-41). Considerar que em condições nominais ou de projeto as tensões de fase –neutro e de fase – terra são as mesmas. Estas impedâncias permanecem constantes durante o processo de convergência de um fluxo de carga. Uma vez conhecidas as impedâncias de fases, a seguinte equação matricial determina as correntes de linha consumidas pelas cargas trifásicas:

$$\begin{bmatrix} IL_a \\ IL_b \\ IL_c \end{bmatrix} = \frac{1}{Z_c Z_a + Z_a Z_b + Z_c Z_b} \begin{bmatrix} Z_c + Z_b & -Z_c & -Z_b \\ -Z_c & Z_a + Z_c & -Z_a \\ -Z_b & -Z_a & Z_a + Z_b \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{an} \\ V_{bn} \\ V_{cn} \end{bmatrix} \quad (3-51)$$

- **Cargas de corrente constante:** para este modelo as magnitudes das correntes são calculadas segundo a equação (3-51) e permanecem constantes, no entanto os ângulos das tensões (δ) mudam. Assim, os ângulos das correntes mudam deixando constante os fatores de potência das cargas:

$$\text{Fase a:} \quad IL_a = |IL_a| / \underline{\delta_a - \theta_a}$$

$$\text{Fase b:} \quad IL_b = |IL_b| / \underline{\delta_b - \theta_b} \quad (3-52)$$

$$\text{Fase c:} \quad IL_c = |IL_c| / \underline{\delta_c - \theta_c}$$

3.3.4. Cargas bifásicas e monofásicas

Em ambos os casos, bifásicos e monofásicos, as cargas são modeladas ajustando-se as correntes das fases faltantes a zero. As correntes nas fases presentes são calculadas usando as mesmas equações que as utilizadas pelas cargas trifásicas.

3.4. Capacitores

São modelados como susceptâncias constantes (Siemens) em conexão trifásica delta, estrela isolada ou estrela aterrada. No caso de conexão bifásica ou monofásica as correntes para as fases faltantes são ajustadas para zero.

$$B_x = \frac{Q_x}{|V_x|^2} \quad (3-53)$$

em que, o sub-índice x representa a referência da grandeza, isto é $x \in \{ag, bg, cg, an, bn, cn, ab, bc, ca\}$.

3.4.1. Bancos de capacitores em conexão estrela-aterrada

Normalmente as potências por fase são especificadas em kVAr e também são conhecidas suas tensões de fase em kV. Uma vez conhecidas as susceptâncias, pode-se calcular as correntes injetadas pelos capacitores usando a seguinte equação:

$$\begin{aligned} \text{Fase a:} \quad & IC_a = jB_a \cdot V_{ag} \\ \text{Fase b:} \quad & IC_b = jB_b \cdot V_{bg} \\ \text{Fase c:} \quad & IC_c = jB_c \cdot V_{cg} \end{aligned} \quad (3-54)$$

A Figura 3-8 mostra o esquema de conexão estrela aterrada.

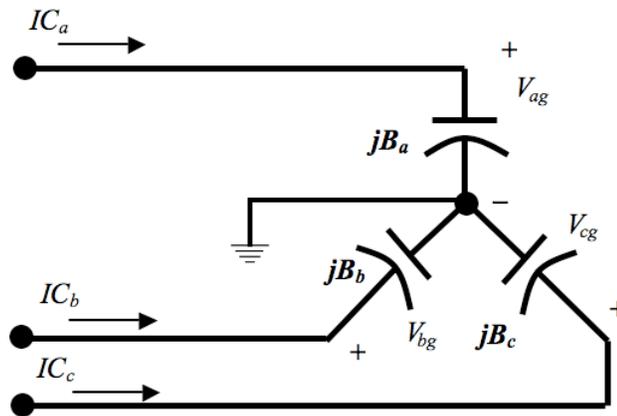


Figura 3-8 – Conexão estrela aterrada de um banco de capacitores.

3.4.2. Bancos de capacitores em conexão estrela-isolada

Para esta conexão devem-se calcular as reatâncias dos capacitores aplicando a inversa da equação (3-53), depois aplicar a equação (3-51) e encontrar as correntes de linha nos terminais do banco de capacitores. A Figura 3-9 mostra o esquema de conexão estrela isolada.

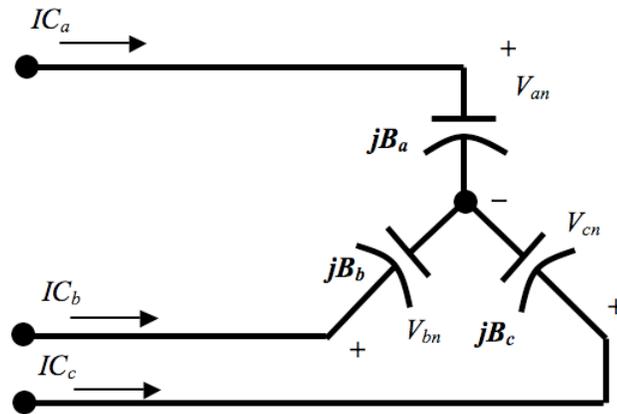


Figura 3-9 – Conexão estrela isolada de um banco de capacitores.

3.4.3. Bancos de capacitores em conexão delta

As potências por fase são especificadas em kVar e também são conhecidas suas tensões de linha em kV. Uma vez conhecidas as susceptâncias, podem-se calcular as correntes injetadas no laço delta usando a seguinte equação:

$$\begin{aligned}
 \text{Fase ab:} \quad & IC_{ab} = jB_{ab} \cdot V_{ab} \\
 \text{Fase bc:} \quad & IC_{bc} = jB_{bc} \cdot V_{bc} \\
 \text{Fase ca:} \quad & IC_{ca} = jB_{ca} \cdot V_{ca}
 \end{aligned}
 \tag{3-55}$$

A Figura 3-10 mostra o esquema de conexão delta.

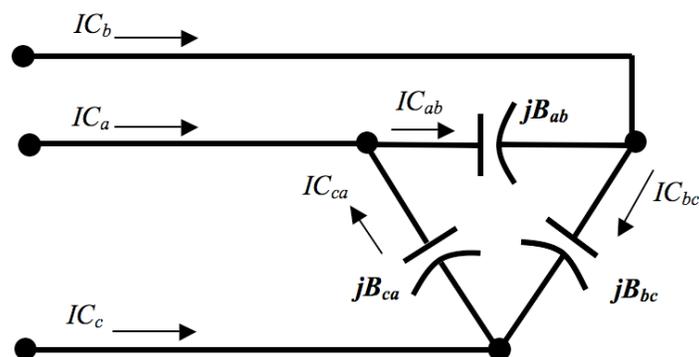


Figura 3-10 – Conexão delta de um banco de capacitores.

Para calcular as correntes de linha utilizar a equação (3-49).

3.5. Geradores distribuídos

A penetração dos geradores nas redes de distribuição está em forte crescimento devido às vantagens que podem apresentar em termos de regulação de tensão, redução de perdas, aumento da margem de carregamento, redução de investimentos na transmissão. Sob a perspectiva do auto-produtor a geração distribuída pode resultar em uma maior disponibilidade, confiabilidade e redução de custos de operação, [78].

Entre os geradores mais utilizados podem-se destacar os tipos síncronos, que podem operar controlando o fator de potência ou a tensão na barra de conexão, e os de indução. Tecnicamente, a operação dos síncronos através do controle de fator de potência é preferida e, portanto, geradores síncronos podem ser representados como cargas PQ negativas dentro dos algoritmos de fluxo de carga.

Por outro lado, geradores de indução apresentam variação no consumo de potência reativa frente à variação da tensão. Este efeito pode ser mais pronunciado quando a tensão nos terminais está distante de 1pu. Entretanto, em operação estável, pesquisas mostraram que a tensão terminal está próxima de 1pu e assim, o gerador de indução pode ser também modelado por uma carga PQ negativa, [44].

Na representação trifásica destes geradores deve-se considerar o efeito do desequilíbrio de tensões que pode existir nos seus terminais. As Figura 3-11 e Figura 3-12 representam os circuitos equivalentes Thevenin e Norton do gerador, respectivamente.

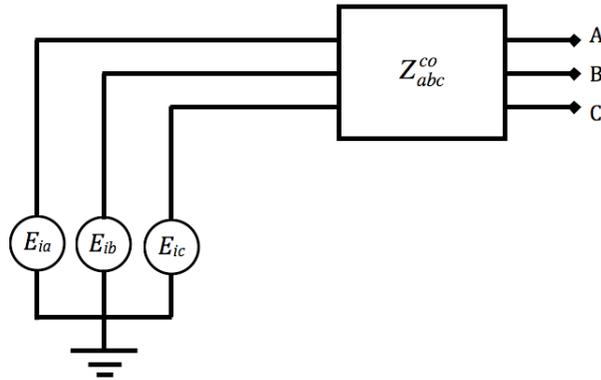


Figura 3-11 – Circuito Thevenin equivalente de um gerador.

Em que E_{ia} , E_{ib} e E_{ic} são as tensões internas por fase atrás da matriz de reatância sub-transitória Z_{abc}^{co} do gerador. O vetor de injeções internas de corrente I_{iabc} se soma as injeções shunt I_{Yabc} para se obter as correntes no terminal do gerador. A admitância sub-transitória considera os efeitos do rotor ainda em regime permanente sob condições de desequilíbrio de tensões nos terminais da máquina.

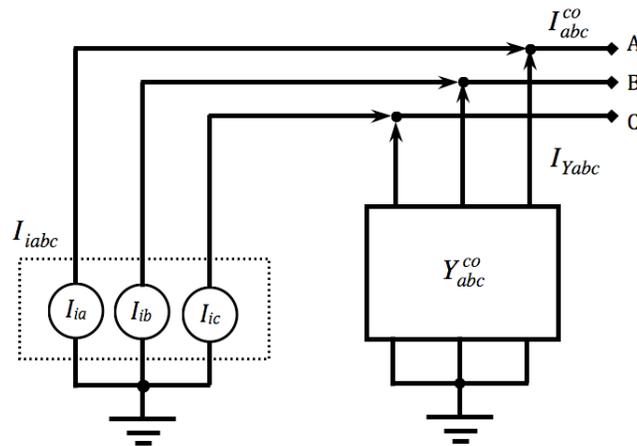


Figura 3-12 – Circuito Norton equivalente de um gerador.

Em [44] se usa o modelo de componentes de seqüência para desenvolver os modelos por fase do gerador. A impedância de seqüência zero é dada por Z_0 , a resistência de aterramento por Z_n , de seqüência positiva e negativa por Z_1 e Z_2 , respectivamente.

Assumindo que a potência total ativa e reativa fornecida pelo gerador P_T e Q_T , respectivamente são balanceadas, uma vez que as tensões internas na máquina são equilibradas, então pode-se considerar que:

$$P_T = P_a + P_b + P_c \quad Q_T = Q_a + Q_b + Q_c$$

Em que: $\{P_a, P_b, P_c\}$ e $\{Q_a, Q_b, Q_c\}$ são as potências ativas e reativas da fase a, b, e c respectivamente.

$$T_s = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad Y_{abc}^{co} = [T_s] \cdot \begin{bmatrix} 1/(Z_0 + 3Z_n) & 0 & 0 \\ 0 & 1/Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & 1/Z_2 \end{bmatrix} \cdot [T_s^{-1}]$$

Considerando que a tensão nos terminais da máquina é dada pelo vetor V_{abc}^{co} , então a corrente interna da máquina pode ser encontrada pela seguinte expressão:

$$I_i = \frac{P_T - jQ_T + V_{abc}^{co*} Y_{abc}^{co} V_{abc}^{co}}{\frac{1}{\sqrt{3}} (V_a^{co*} + a^2 V_b^{co*} + a V_c^{co*})} \quad (3-56)$$

Que em fases é dada por:

$$I_{iabc} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 \\ a^2 \\ a \end{bmatrix} I_i \quad (3-57)$$

Finalmente a corrente nos terminais da máquina é calculada incluindo o efeito do desequilíbrio das tensões:

$$I_{abc}^{co} = I_{iabc} - Y_{abc}^{co} V_{abc}^{co} \quad (3-58)$$

3.6. Modelagem não linear dos sistemas de distribuição

Antes de tratar da modelagem dos componentes da rede sob o ponto de vista não linear, faz-se uma introdução aos diferentes métodos de análise de harmônicos. Estes servem para determinar como as cargas não lineares interagem e afetam os valores das grandezas das redes elétricas. Na Figura 3-13 tem-se uma rede simples composta pela geração, linha de transmissão e uma carga do tipo não linear, que servirá de ilustração para a discussão dos métodos de análise.



Figura 3-13 – Rede de distribuição simples com carga não linear.

Na frequência fundamental, imposta pelo gerador, a rede se comporta como mostrado na Figura 3-14 à esquerda. Entretanto, em frequências harmônicas a rede pode ser representada como mostrado no circuito à direita, em que a carga não linear passa a ser uma fonte de corrente, [18].

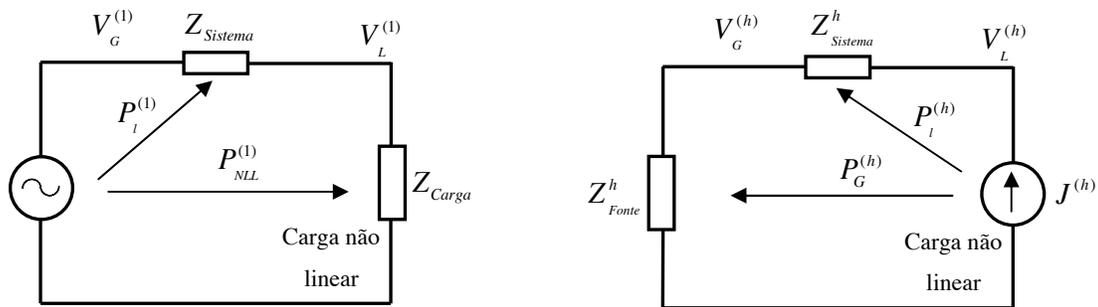


Figura 3-14 – Fluxo de potência em uma rede não linear.

Na frequência fundamental, a potência ativa gerada é consumida principalmente na carga não linear, $P_{NLL}^{(1)}$, e uma pequena parte na linha, $P_L^{(1)}$. Uma parte da potência consumida pela carga não linear $P_{NLL}^{(1)}$ é convertida em potência útil, $P_u^{(1)}$, e em perdas de potência ativa na mesma carga, $P_p^{(1)}$. O restante da potência, $P_H^{(1)}$, é convertida em correntes de frequências harmônicas que são injetadas pela carga não linear de volta na rede, [18].

$$P_{NLL}^{(1)} = P_u^{(1)} + P_p^{(1)} + P_H^{(1)} \quad (3-59)$$

Para cada uma das frequências harmônicas, pode-se considerar que a carga não linear se comporta como uma fonte de corrente, cujo valor $J^{(h)}$, depende da tensão nos seus próprios terminais, enquanto que o gerador aparece somente com sua impedância interna. A intensidade harmônica injetada pela carga não linear provoca quedas de tensão na linha e no gerador. Conseqüentemente, a tensão em cada barra será composta pela tensão fundamental e as tensões correspondentes a cada uma das frequências harmônicas presentes. Portanto, ambas as tensões no gerador e na carga aparecem distorcidas.

Deve ter-se em conta, que as correntes harmônicas injetadas pela carga não linear dependem do valor e da forma de onda da tensão nos terminais da citada carga. Esta dependência é conhecida como interação harmônica.

No estudo de redes elétricas com harmônicos podem ser distinguidas as seguintes áreas de pesquisa:

- **Métodos de análise:** tratam da formulação do problema, isto é, a forma em que se levam em conta os dados do problema. Por exemplo, o conhecimento do consumo de potências das cargas implicará no uso de métodos de fluxo de carga, enquanto que o conhecimento das impedâncias das cargas implicará no uso do método de penetração harmônica, [18].
- **Modelagem das cargas:** são pesquisadas formas de obter a relação $I_h = f(V_j)$ com $j = 1, \dots, h_{max}$, para cargas (lineares ou não), isto é a relação entre a intensidade harmônica absorvida pela carga e a tensão no seus terminais.
- **Métodos de solução:** são desenvolvidos algoritmos para a solução de sistemas de equações não lineares resultantes da modelagem do problema. Para redes de transmissão são, normalmente baseados no método de Newton. Para redes de distribuição são mais utilizados algoritmos especializados que usam as vantagens características específicas destas redes.

Os métodos de análise para estudos de harmônicos podem ser classificados em três tipos, dependendo se as impedâncias das cargas são conhecidas:

- Impedâncias conhecidas com antecedência: utiliza-se o método de penetração harmônica;
- As impedâncias das cargas são desconhecidas no início, mas são determinadas após a resolução de um fluxo de carga considerando somente as potências correspondentes à frequência fundamental;
- As impedâncias são desconhecidas durante todo o processo de cálculo, neste caso se utiliza um fluxo de carga harmônico.

Ressalta-se que, os métodos utilizados incluem interação harmônica quando são levados em conta os efeitos da distorção de tensão sobre a forma de onda da corrente das cargas não lineares.

- **O método de penetração de harmônicos:**

Consiste em considerar constantes as intensidades harmônicas injetadas pelas cargas não lineares $I^{(h)}$ e, conhecendo os modelos harmônicos dos elementos lineares da rede (linhas, transformadores, cargas, etc.), são determinadas as tensões em todas as barras mediante a resolução do sistema:

$$[I]_{barra}^h = [Y]_{barra}^h \cdot [V]_{barra}^h, \text{ em que } [I]_{barra}^h = \textit{constante} \quad (3-60)$$

para cada harmônico h (incluindo a fundamental). Este método pode ser bastante inexato, pois não leva em conta a interação harmônica.

- **O método de análise iterativo:**

As impedâncias harmônicas são conhecidas desde o início. Para obter as intensidades harmônicas injetadas pelas cargas não lineares, $I^{(h)}$, são assumidos valores iniciais para V_j , como mostrado a seguir:

$$I^h = f(V_j) \text{ em que } j = 1, \dots, h_{max} \quad (3-61)$$

Conhecido $I^{(h)}$ para todas as barras resolve-se a expressão:

$$[I]_{barra}^h = [Y]_{barra}^h \cdot [V]_{barra}^h$$

Uma vez calculadas as tensões nas barras da rede, são determinados os novos valores das intensidades harmônicas $I^{(h)}$. Com os valores encontrados são recalculadas as tensões das barras, e assim sucessivamente até cumprir a máxima margem de erro desejada.

- **O método de fluxo de carga harmônico:**

Apresenta-se como uma ampliação do fluxo de carga convencional em que, além das equações de balanço de potência na rede, aparecem as equações de balanço de correntes e as expressões das cargas não lineares (que são utilizadas para determinar as variáveis internas das mesmas). Os métodos de fluxo de carga harmônico podem apresentar grande complexidade se modelos exatos são considerados para cargas não lineares. Poucos destes métodos levam em conta a interação harmônica.

Comentários:

- A escolha de qual método de análise de harmônicos usar depende muito do grau de precisão requerido e ainda mais importante, da qualidade e confiabilidade dos dados.

- Os métodos de fluxo de carga harmônicos precisam de modelos de cargas não lineares e lineares. Dados não confiáveis levam a erros severos nos resultados e, conseqüentemente, a decisões equivocadas na mitigação de harmônicos.
- Para a análise de instalações industriais são conhecidos os modelos detalhados das principais cargas, lineares ou não lineares. Assim, podem ser efetuadas de forma hierárquica: medições no ponto comum de acoplamento e dentro das instalações, modelagem linear e não-linear, análises de ressonâncias e fluxos de carga harmônicos, de tal forma que, as simulações e medições possam se contrastadas. Isto permite escolher a melhor solução de redução das distorções harmônicas.
- No caso dos sistemas de distribuição, a obtenção de dados se torna mais difícil, mesmo em frequência fundamental. Portanto, as tarefas mínimas a executar são; efetuar medições nos pontos comuns de acoplamento com instalações industriais e comerciais, de tal forma a verificar as harmônicas existentes. Depois, efetuar análises de ressonâncias nas frequências harmônicas de interesse. Se forem verificadas ressonâncias coincidentes com as frequências harmônicas injetadas pelas cargas, deve-se escolher entre realocar e/ou redimensionar bancos de capacitores ou a alocação de filtros.

Neste trabalho de doutoramento o foco está nas redes de distribuição. Devido à escassez de dados e às características não lineares das cargas, o desenvolvimento da metodologia de alocação de capacitores evitou o uso de algoritmos de fluxo de carga harmônicos. Portanto, mesmo depois de ter estudado ferramentas de fluxo de carga harmônico, se optou por aprofundar em técnicas de análise mais apropriadas para estes casos, quais sejam: o método de penetração harmônica e a análise de ressonâncias, que compartilham o mesmo princípio.

3.6.1. Modelagem de linhas de distribuição e cabos

Para baixas frequências e linhas curtas, uma simples impedância em série é uma representação suficiente. Entretanto, torna-se importante incluir as capacitâncias em paralelo na representação das linhas e condutores quando os estudos forem realizados para frequências superiores a ordem harmônica 25, [24].

Aplicando simplificações nas equações de Carson, detalhadas nas equações (3-1) e (3-2), pode-se chegar à seguinte expressão, que ajuda a encontrar as impedâncias próprias e mútuas dependentes da frequência, f em Hz.

$$Z_{ii}^f = r_i + 0,00158836 \cdot f + j \cdot 0,00202237 \cdot f \cdot \left(L_n \frac{1}{GMR_i} + 7,6786 + \frac{1}{2} L_n \frac{\rho}{f} \right) \quad (3-62)$$

$$Z_{ij}^f = 0,00158836 \cdot f + j \cdot 0,00202237 \cdot f \cdot \left(\text{Ln} \frac{1}{D_{ij}} + 7,6786 + \frac{1}{2} \text{Ln} \frac{\rho}{f} \right) \quad (3-63)$$

Pode-se observar, que quando for necessário, o fator de correção pelo efeito pelicular (*skin effect*) é aplicado na impedância incrementando a resistência de linha em função da ordem harmônica, h :

$$r_i = r_i \cdot \left(1 + \frac{0,646 \cdot h^2}{192 + 0,518 \cdot h^2} \right) \quad (3-64)$$

3.6.2. Modelagem do transformador de distribuição

O modelo do transformador tem dois componentes principais com impacto na sua resposta em frequência, que são: a impedância de dispersão e a impedância de magnetização. Um modelo de impedância completa é geralmente adequado para a impedância de dispersão. Entretanto, é importante lembrar que a componente resistiva desta impedância não tem variação importante com a frequência. Uma suposição conservadora usada para estudos de harmônicos em sistemas de distribuição industriais é que a relação X/R é constante com a frequência e é igual a dez. Para transformadores de potência das redes de transmissão a relação X/R tipicamente está na faixa de 20 a 30. Para transformadores de distribuição a faixa de 5 a 10 é mais típica, [43], [56].

Normalmente, se o transformador não é uma fonte significativa de harmônicos, a impedância de magnetização pode ser ignorada. Caso contrário, o circuito de magnetização pode ser modelado como uma fonte de corrente harmônica em paralelo.

Representações completas dos transformadores, incluindo capacitâncias, não são práticas e não se justificam para estudos de ressonâncias. Resultados experimentais mostram que as capacitâncias começam a ter algum efeito a partir de 10 kHz [58], muito acima de qualquer frequência harmônica comum presente em sistemas de potência. A impedância dos transformadores mostra ser proporcional à reatância de dispersão e linear com a frequência. Para transformadores de distribuição se justifica o uso de modelos mais simples que consistem da resistência em série com a indutância de dispersão, [79].

$$Z_T^h = R_T + jhX_T \quad (3-65)$$

A equação (3-65) representa a impedância harmônica por fase, que deve substituir os valores das impedâncias nos modelos desenvolvidos na seção 3.2.

3.6.3. *Modelagem das cargas*

As componentes importantes da carga para estudos de harmônicos são representadas principalmente por:

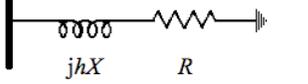
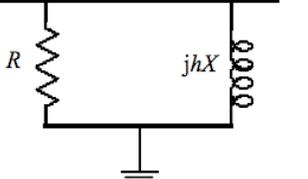
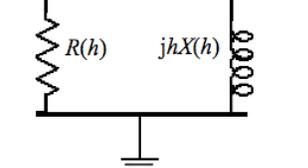
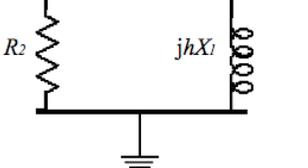
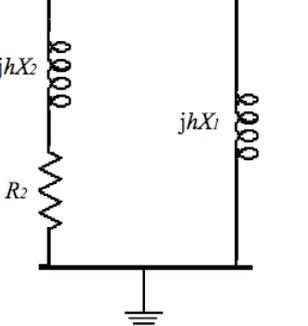
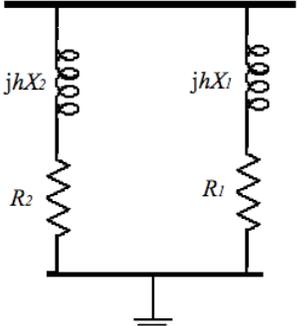
- O transformador abaixador;
- As componentes resistivas da carga;
- As componentes relacionadas com motores (indutivos).

O transformador abaixador passa a ser importante a altas frequências por ser uma reatância em série com a carga. A componente resistiva proporciona amortecimento quando a resposta de todo o sistema está próxima da ressonância em paralelo (alta impedância). As componentes dos motores são importantes porque elas podem mudar ligeiramente a ressonância do sistema por serem fontes cujas reatâncias estão em paralelo com a reatância do sistema.

Em geral, as cargas da rede têm um efeito mínimo nas características de resposta de todo o sistema, a não ser que o sistema esteja próximo da frequência de ressonância. Quando isto acontece, o efeito da carga é a redução do pico da impedância ressonante (amortecimento) ou, no caso das componentes dos motores de indução, ocorre leve mudança da frequência de ressonância, [24].

A seguir, a Tabela 3-3 resume os principais modelos de cargas utilizados em estudos de harmônicos, [79].

Tabela 3-3: Modelos de carga utilizados para estudos de fluxo de carga harmônico, [79].

(1) Série		$R = P \frac{V^2}{P^2 + Q^2} \quad X = Q \frac{V^2}{P^2 + Q^2}$
(2) Paralelo		$R = \frac{V^2}{P}$ $X = \frac{V^2}{Q}$
(3) Efeito pelicular (<i>skin effect</i>)		$R(h) = \frac{V^2}{m(h) \cdot P}$ $X(h) = \frac{V^2}{m(h) \cdot Q}$
(4) Motor de indução.		$R_2 = \frac{V^2}{(1 - K) \cdot P} \quad X_1 = X_M \cdot \frac{V^2}{K_m \cdot K \cdot P}$ <p>K_m é o fator de instalação ($\approx 1,2$); X_M é a reatância de rotor bloqueado do motor ($\approx 0,15 - 0,25$); K é a fração de carga indutiva</p>
(5) Modelo CIGRE: transformador de carga e motor.		$R_2 = V^2 / (1 - K) \cdot P$ $X_2 = 0,073 \cdot R_2$ $X_1 = \frac{V^2}{K \cdot P \cdot (6,7 \cdot \tan \phi - 0,74)}$ $\tan \phi = Q / P$
(6) Inclusão do transformador de carga e amortecimento do motor		$X_2 = 0,1 \cdot R_2$ $R_1 = X_1 / K_3$

3.7. Modelagem da matriz impedância de barra do sistema

A matriz de impedâncias de barra pode ser construída partindo de um simples elemento. O processo continua até que todos os trechos sejam incluídos. Por exemplo, considerando-se a rede parcial mostrada na Figura 3-15.

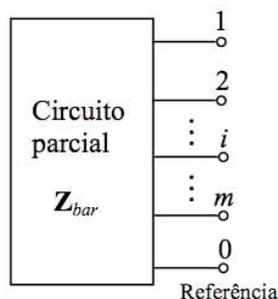


Figura 3-15 – Circuito parcial.

Assumindo que esta rede tem m barras e uma barra de referência, 0, então sua correspondente equação matricial será dada por:

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_p \\ \vdots \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1p} & \cdots & Z_{1m} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2p} & \cdots & Z_{2m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{p1} & Z_{p2} & \cdots & Z_{pp} & \cdots & Z_{pm} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{m1} & Z_{m2} & \cdots & Z_{mp} & \cdots & Z_{mm} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_p \\ \vdots \\ I_m \end{bmatrix} \quad (3-66)$$

Em que a ordem da matriz Z_{bar} é $m \times m$.

Quando mais elementos precisam ser conectados à rede, então se adiciona um elemento de cada vez para a porção restante do circuito, até que todos estes elementos sejam incluídos. Os elementos básicos adicionados podem ser:

- Uma linha radial que liga uma barra existente a uma nova barra.
- Uma linha que liga duas barras existentes (linha de fechamento de laço).

3.7.1. Adição de uma linha radial que liga uma barra existente a uma nova barra

Seja a adição de uma linha, com impedância z_{pq} , de uma barra p existente para uma nova barra q , segundo se mostra na Figura 3-16.

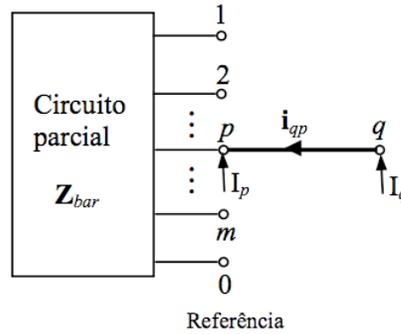


Figura 3-16 – Adição da linha $p - q$.

Então, para se encontrar a nova matriz impedância se aplicam as seguintes relações:

$$\begin{aligned} Z_{qi} &= Z_{pi} \text{ e } Z_{iq} = Z_{ip} \quad i = 1, \dots, m \quad i \neq q \\ Z_{qq} &= Z_{pp} + z_{pq} \end{aligned} \quad (3-67)$$

No caso em que a linha esteja ligada à barra de referência, então $p = 0$ e, portanto:

$$\begin{aligned} Z_{pi} &= 0 \text{ e } Z_{qi} = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad i \neq q \\ Z_{qq} &= z_{0q} \end{aligned} \quad (3-68)$$

3.7.2. Adição de uma linha de fechamento de laço

Quando o elemento adicionado é uma linha entre as barras p e q , uma nova barra não é introduzida. Porém, surge uma pseudobarra, cuja tensão é nula, que aumenta a ordem da matriz quadrada Z_{bar} para $(m+1)$, chamada também de $Z_{bar}^{aumentada}$. Considerando o fato da tensão ser nula, a pseudobarra será eliminada. Considerando-se a adição de uma linha com impedância z_{pq} entre duas barras existentes p e q , tal como mostrada na Figura 3-17.

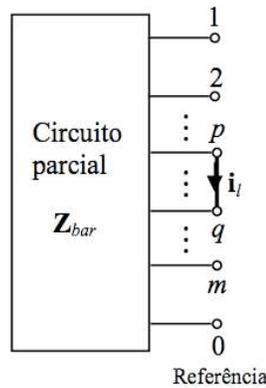


Figura 3-17 – Adição de uma linha de fechamento de laço p-q.

As impedâncias a serem adicionadas na matriz Z_{bar} produto do fechamento do laço são encontradas como segue:

$$\begin{aligned} Z_{ii} &= Z_{il} = Z_{iq} - Z_{ip} \quad i = 1, \dots, m \\ Z_{ll} &= z_{pq} + Z_{pp} + Z_{qq} - 2Z_{pq} \end{aligned} \quad (3-69)$$

No caso em que o fechamento aconteça com a barra de referência, por exemplo $q = 0$, então:

$$\begin{aligned} Z_{ii} &= Z_{il} = -Z_{ip} \quad i = 1, \dots, m \\ Z_{ll} &= z_{pq} + Z_{pp} \end{aligned} \quad (3-70)$$

Tal como se mostrou acima, a adição de uma linha de fechamento de laço não introduz uma nova barra. Portanto, a equação matricial obtida em (3-71) deve ser reduzida para a dimensão da matriz original. Isto é feito através do método de redução de Kron.

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ \vdots \\ V_p \\ V_q \\ \vdots \\ V_m \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & \cdots & Z_{1p} & Z_{1q} & Z_{1m} \vdots & Z_{1l} \\ & & & & & \\ & & & Z_{pp} & Z_{pq} & Z_{pm} \vdots & Z_{pl} \\ Z_{q1} & & Z_{qp} & Z_{qq} & Z_{qm} \vdots & Z_{ql} \\ & & & & & \\ & & Z_{m1} & Z_{mp} & Z_{mq} & Z_{mm} \vdots & Z_{ml} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Z_{l1} & & Z_{lp} & Z_{lq} & Z_{lm} \vdots & Z_{ll} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} I_1 \\ \vdots \\ I_p \\ I_q \\ \vdots \\ I_m \\ I_l \end{bmatrix} \quad (3-71)$$

A linha pontilhada indica a partição da matriz impedância aumentada para realizar a redução de Kron e voltar a matriz na dimensão correta.

Das muitas informações que se pode obter da matriz de impedância, salientamos as seguintes:

- Z_{ii} Impedância local vista pela barra i (*driving point impedance* em barra i);
- Z_{mi} Impedância de transferência entre as barras m e i ;

I_m	Magnitude da corrente harmônica entrando na barra m ;
V_m	Tensão harmônica na barra m .

O mesmo algoritmo é utilizado no caso de linhas trifásicas, sem acoplamento mútuo com outras linhas, entretanto a formulação completa pode ser encontrada em [104].

A Figura B-3 mostra o fluxograma da formação da matriz impedância harmônica denominada de Z_{bus} .

3.8. Modelos aproximados de linhas de distribuição

Em [80] são propostos modelos de linhas de distribuição trifásicas, bifásicas e monofásicas para estudar as redes de distribuição desbalanceadas. Inicia-se a modelagem pela determinação das impedâncias próprias e mútuas que dependem dos tipos de condutores empregados, da disposição física, do espaçamento entre eles e, se a instalação será aérea ou subterrânea. A impedância de fases, Z_{abc} , é determinada a partir da aplicação da redução de Kron sobre a impedância primitiva determinada segundo o tratado na seção 3.1.

A matriz impedância de seqüências pode ser encontrada mediante a aplicação da transformação de seqüências sobre a matriz de impedâncias de fases trifásica:

$$[Z_{012}] = [A]^{-1} [Z_{abc}] [A] \quad (3-72)$$

Em que, $[A]$ é a matriz de transformação de seqüências.

Os termos da diagonal são normalmente conhecidos como as impedâncias de seqüência zero, positiva e negativa da linha trifásica. Os termos fora da diagonal representam os acoplamentos mútuos entre as seqüências, e em geral, estes termos são diferentes de zero. Com o objetivo de tornar zeros os termos fora da diagonal e, dessa forma desacoplar as seqüências da rede, a matriz de impedância primitiva deve cumprir as seguintes condições:

- Todas as impedâncias próprias da rede devem ser iguais.
- Todas as impedâncias de acoplamento entre fases devem ser iguais.
- Todas as impedâncias de acoplamento entre fases e neutro devem ser iguais.

Fisicamente a única maneira de garantir as condições acima citadas, seria pela disposição equilateral entre os condutores da rede trifásica. Por vários motivos não é possível construir linhas com essa disposição, mesmo nas redes de transmissão. Entretanto, nas redes de transmissão este objetivo é

razoavelmente atingido pela transposição das fases a cada 1/3 de comprimento das linhas. A consequência direta da transposição é a substituição do termo D_{ij} pela distância média geométrica entre as fases (DMG_p) e entre fase e neutro (DMG_n) nas equações de Carson, especificamente na equação (3-2).

Com esta modificação a matriz de impedância primitiva incorpora as restrições indicadas acima. Finalmente, a aplicação da redução de Kron define a matriz impedância de fase como:

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix}$$

A matriz impedância de seqüências é obtida aplicando-se a equação (3-72):

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_s + 2 \times Z_m & 0 & 0 \\ 0 & Z_s - Z_m & 0 \\ 0 & 0 & Z_s - Z_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \quad (3-73)$$

Em que:

$$Z_0 = Z_s + 2 \times Z_m \qquad Z_1 = Z_2 = Z_s - Z_m$$

Desta forma são determinadas as impedâncias equivalentes de fase das linhas de transmissão com transposição de fases, isto é, representadas apenas pela componente de seqüência positiva.

3.8.1. Modelo da matriz impedância de seqüências

Muitas vezes as impedâncias de seqüência positiva e seqüência zero são os únicos dados disponíveis das linhas, por exemplo, no caso de linhas de transmissão. Neste caso é possível aplicar a equação (3-72) em ordem reversa para obter a matriz impedância de seqüência.

$$[Z_{SEQ}] = [A][Z_{012}][A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Z_1 + Z_0 & Z_0 - Z_1 & Z_0 - Z_1 \\ Z_0 - Z_1 & 2Z_1 + Z_0 & Z_0 - Z_1 \\ Z_0 - Z_1 & Z_0 - Z_1 & 2Z_1 + Z_0 \end{bmatrix} \quad (3-74)$$

A representação trifásica da linha modelada com a equação (3-74) é mostrada na Figura 3-18. Este modelo pode ser utilizado para analisar redes trifásicas balanceadas e desbalanceadas usando correntes e tensões de fase em lugar de componentes de seqüência.

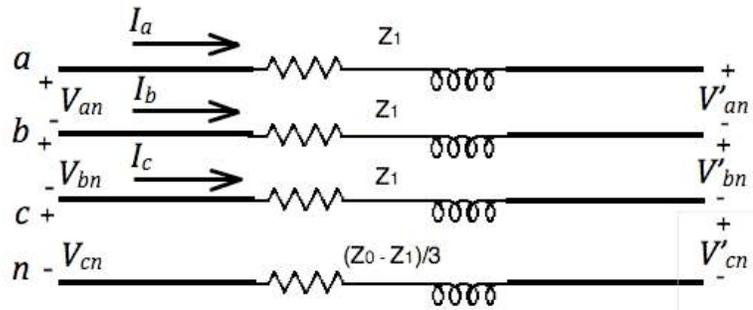


Figura 3-18 – Representação da linha como modelo de impedâncias de seqüência.

3.8.2. Modelo da matriz impedância de seqüência modificada

A aplicação dos modelos de impedância de fase e de seqüência faz com que todas as três fases sejam analisadas simultaneamente. Algoritmos de fluxo de carga tradicionais assumem que o sistema é balanceado e, portanto, apenas analisam uma fase entendendo que as outras duas fases são exatamente iguais com a única diferença da defasagem angular em 120 graus. Com o objetivo de assumir a operação balanceada da rede, os elementos fora da diagonal da matriz $[Z_{seq}]$ serão desconsiderados, isto elimina o acoplamento mútuo entre as três fases, de tal forma que o fluxo de carga monofásico pode ser executado três vezes, uma para cada fase. Como será visto mais a frente, isto pode introduzir erros significativos na análise do fluxo de carga.

$$[Z_{MD}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Z_1 + Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & 2Z_1 + Z_0 & 0 \\ 0 & 0 & 2Z_1 + Z_0 \end{bmatrix} \quad (3-75)$$

A Figura 3-19 mostra a representação do modelo de linha de impedância de fases de seqüência modificada.

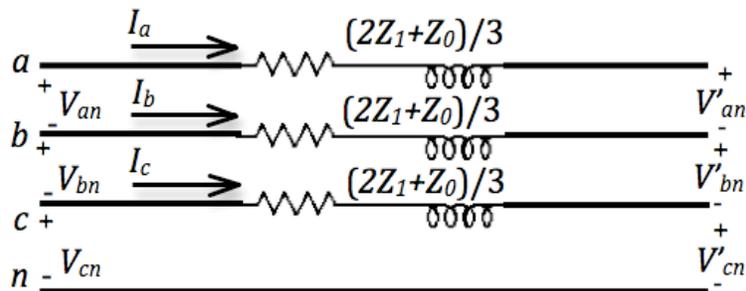


Figura 3-19 – Representação da linha como modelo de impedâncias de seqüência modificada.

3.8.3. Modelo da matriz impedância de seqüência positiva

Uma terceira abordagem pode ser tomada no desacoplamento do modelo de linhas. Nesta proposta cada fase é representada apenas pela componente de seqüência positiva.

$$[Z_{POS}] = \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 \end{bmatrix} \quad (3-76)$$

A representação do modelo de linha desta proposta é mostrada na Figura 3-20.

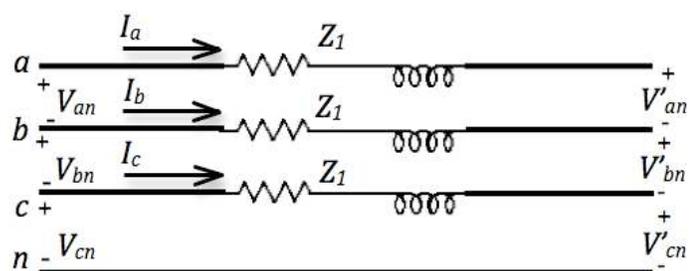


Figura 3-20 – Representação da linha como modelo de impedâncias de seqüência positiva.

Aplicação dos modelos de linha: com o objetivo de testar os quatro modelos de linhas de distribuição e as diferenças nos resultados foi utilizado um fluxo de carga trifásico para a rede trifásica de duas barras mostrada na Figura 3-21. A configuração e disposição dos condutores são mostradas na Figura 3-22.

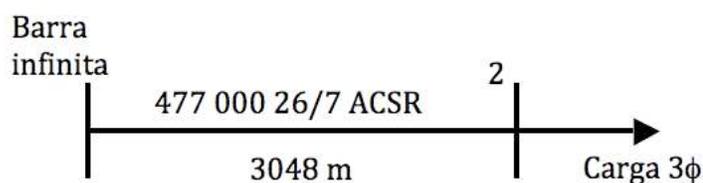


Figura 3-21 – Rede teste de duas barras para modelos de linhas.

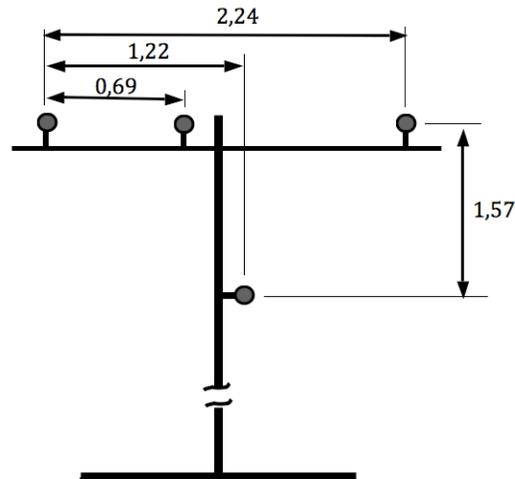


Figura 3-22 – Configuração das linhas de distribuição trifásicas (distâncias em metros).

Os condutores de fases e neutro usados têm as seguintes características: GMR = 8,84 mm, Diâmetro = 21,79 mm e resistência (a 50°C) = 0,1342 Ω/km. O comprimento da linha é de 3048 m e opera na tensão nominal de 12,47 kV.

A seqüência de fases da esquerda para a direita é *a*, *b* e *c* com o neutro da parte inferior central da cruzeta. Para as linhas bifásicas se assume que as fases *a* e *b* estão nos extremos sendo que a parte central da cruzeta está vazia.

Teste de linha de distribuição trifásica: Depois de aplicar as equações de Carson e a redução de Kron, a matriz de impedâncias exata da linha de distribuição trifásica em Ohms/km fica como segue:

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} 0,1844 + j0,6262 & 0,0508 + j0,2910 & 0,0503 + j0,2066 \\ 0,0508 + j0,2910 & 0,1857 + j0,6119 & 0,0510 + j0,2272 \\ 0,0503 + j0,2066 & 0,0510 + j0,2272 & 0,1848 + j0,6214 \end{bmatrix}$$

As impedâncias de seqüências positiva e zero calculadas usando a equação (3-73) são:

$$Z_1 = 0,1342 + j0,3782 \text{ } \Omega/\text{km}$$

$$Z_0 = 0,2864 + j1,1030 \text{ } \Omega/\text{km}$$

As matrizes de impedância para os outros três modelos usando as impedâncias de seqüências são dadas por:

$$[Z_{SEQ}] = \begin{bmatrix} 0,1844 + j0,6198 & 0,0507 + j0,2416 & 0,0507 + j0,2416 \\ 0,0507 + j0,2416 & 0,1844 + j0,6198 & 0,0507 + j0,2416 \\ 0,0507 + j0,2416 & 0,0507 + j0,2416 & 0,1844 + j0,6198 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{MD}] = \begin{bmatrix} 0,1844 + j0,6198 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1844 + j0,6198 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1844 + j0,6198 \end{bmatrix}$$

$$[Z_{pos}] = \begin{bmatrix} 0,1342 + j0,3782 & 0 & 0 \\ 0 & 0,1342 + j0,3782 & 0 \\ 0 & 0 & 0,1342 + j0,3782 \end{bmatrix}$$

Os testes foram executados para três condições de carregamento segundo se mostra na Tabela 3-4. Estas cargas são de potência constante com fator de potência indutivo de 0,9.

Tabela 3-4: Dados de carga para a rede tese de duas barras

Condição de carga	Fase a	Fase b	Fase c
Balanceda	3000	3000	3000
Levemente desbalanceada	4000	3000	2000
Desbalanceada	4000	300	2000

As perdas de potência são determinadas mediante a diferença das potências de entrada e saída para cada fase. Para o propósito de conhecer as perdas globais do sistema em estudo esta alternativa é preferida sobre a fórmula I^2R (na forma matricial $I^* \times R \times I$). Os resultados de tensões em p.u. e perdas em kW são mostrados na Tabela 3-5.

Tabela 3-5: Resultados da rede teste de duas barras para diferentes tipos de carregamento

Balanceado							
Modelo	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	Perda a	Perda b	Perda c	Total
[Zabc]	0,9325	0,9592	0,9450	123,1	42,3	73,2	238,6
[ZSeq]	0,9450	0,9450	0,9450	79,5	79,5	79,5	238,5
[ZMD]	0,9108	0,9108	0,9108	117,9	117,9	117,9	353,6
[Zpos]	0,9450	0,9450	0,9450	79,5	79,5	79,5	238,5
Levemente desbalanceado							
Modelo	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	Perda a	Perda b	Perda c	Total
[Z _{abc}]	0,8825	0,9867	0,9717	299,4	-58,9	41,3	281,8
[Z _{Seq}]	0,8933	0,9692	0,9717	246,7	-15,2	48,6	280,1
[Z _{MD}]	0,8742	0,9108	0,9142	227,7	117,8	48,8	394,3
[Z _{pos}]	0,9250	0,9450	0,9642	147,7	79,5	33,9	261,1
Desbalanceado							
Modelo	V_{an}	V_{bn}	V_{cn}	Perda a	Perda b	Perda c	Total
[Zabc]	0,9025	1,0575	0,9358	122,4	-14,4	117,3	225,3
[ZSeq]	0,9092	1,0425	0,9325	101,7	-10,5	131,8	223,0
[ZMD]	0,8742	0,9925	0,9442	227,5	1,0	48,8	277,3
[Zpos]	0,9250	0,9950	0,9642	147,7	1,0	33,9	182,6

Conclusão do caso: se o interesse principal do estudo está no cálculo das tensões, então assumir a transposição de linhas de distribuição é uma suposição aceitável e válida. Entretanto, deve-se estar ciente da diferença do valor das perdas por fase.

Os outros dois modelos, $[Z_{MD}]$ e $[Z_{pos}]$, fornecem resultados com erros crescentes em função do desbalanço. Por exemplo, utilizando-se estes dois modelos, observa-se na Tabela 3-5 a falta da elevação de tensão na fase com menos carga, neste caso a fase *b*.

As perdas com valores negativos, para a fase com carregamento leve, estão associadas à modelagem dos acoplamentos entre as fases. Funciona da mesma forma como a potência é transferida através do transformador pelo acoplamento magnético entre os enrolamentos do primário e secundário.

CAPÍTULO 4

Método de Fluxo de Carga Especializado para Sistemas de Distribuição

Após a realização de uma revisão bibliográfica completa dos algoritmos de fluxo de carga existentes e a comparação em termos de tempo de processamento, facilidade de implementação e uso de memória, foi possível concluir que, para a aplicação em sistemas de distribuição, os algoritmos de varredura são mais eficientes. A única desvantagem é a perda de informações associadas, por exemplo, com sensibilidades das grandezas contidas na matriz Jacobiana dos métodos de Newton. A escolha da técnica de fluxo de carga a ser utilizada está sujeita a quesitos como este.

Neste trabalho a pesquisa foi dirigida visando à inserção da modelagem de transformadores, cargas com diferentes conexões e reguladores de tensão no algoritmo de fluxo de carga trifásico proposto em [35]. Este algoritmo é baseado na construção da matriz impedância de barra completa e permite a obtenção somente das magnitudes de tensão, perdas totais, fatores de potência na subestação e as potências injetadas nas barras que são de interesse para resolver o PABC. Por outro lado, sua implementação permite acelerar o processamento de cálculo das tensões, no caso em que a rede não muda de topologia no horizonte de estudo.

A seguir é tratada a implementação do fluxo de carga trifásico para redes de distribuição e depois sua simplificação monofásica. Na parte final do Capítulo é apresentada uma comparação dos tempos de processamento entre o algoritmo de varredura proposto por Chen et al. em [33] e o proposto neste trabalho. Vários testes em redes trifásicas de diferente porte também são apresentados.

4.1. Fluxo de Carga Trifásico Uniequacional

Para o desenvolvimento passo a passo da metodologia proposta nesta tese considera-se uma rede radial simples, segundo mostra a Figura 4-1. A mesma contém 4 barras e 3 seções e será usada como exemplo para demonstração das expressões gerais do algoritmo.

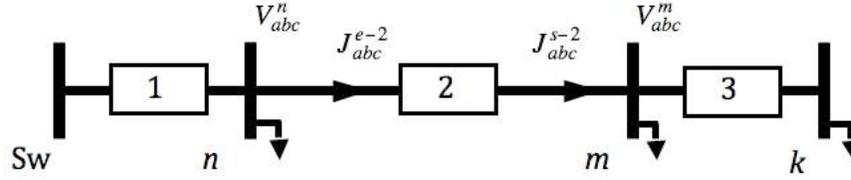


Figura 4-1 – Rede de distribuição radial de 4 barras.

Para tornar possível a implementação do fluxo de carga uniequacional é necessário encontrar expressões gerais para calcular a corrente entrando nos componentes e também as tensões das barras de recepção, da forma mostrada a seguir:

$$J_{abc}^{e-i} = f(V_{abc}^m, J_{abc}^{s-i}) \quad V_{abc}^m = f(V_{abc}^n, J_{abc}^{e-i}) \quad (4-1)$$

Onde a corrente de linha trifásica entrando na linha i é dada por: $J_{abc}^{e-i} = [J_a^{e-i} \ J_b^{e-i} \ J_c^{e-i}]^T$. O super-índice $s-i$ representa as mesmas grandezas, mas saindo da linha i . De igual forma, a tensão trifásica de fase na barra m é dada por: $V_{abc}^m = [V_a^m \ V_b^m \ V_c^m]^T$.

Assume-se que a seção entre as barras n e m da Figura 4-1 possui um transformador de distribuição, enquanto que as outras seções são alimentadores de distribuição. Portanto, admite-se que os vetores de injeções trifásicas de corrente I e tensões nodais V , em todas as barras do sistema, em qualquer iteração, são conhecidas e dadas por (ver seção 3.3 para determinar o cálculo de I):

$$I = \begin{bmatrix} I_{abc}^k \\ I_{abc}^m \\ I_{abc}^n \end{bmatrix} \quad V = \begin{bmatrix} V_{abc}^k \\ V_{abc}^m \\ V_{abc}^n \end{bmatrix} \quad (4-2)$$

As equações (3-23) e (3-28) são usadas para calcular os fluxos de corrente entrando nos componentes série da rede trecho por trecho, no caso de linhas e transformadores, respectivamente. O conjunto resultante de equações lineares pode ser reescrito de forma matricial como segue:

$$\begin{bmatrix} J_{abc}^{e-1} \\ J_{abc}^{e-2} \\ J_{abc}^{e-3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [d_1 d_2 c_3] & [d_1 c_2] & [c_1] \\ [d_2 c_3] & [c_2] & [0] \\ [c_3] & [0] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{abc}^k \\ V_{abc}^m \\ V_{abc}^n \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [d_1 d_2 d_3] & [d_1 d_2] & [d_1] \\ [d_2 d_3] & [d_2] & [0] \\ [d_3] & [0] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{abc}^k \\ I_{abc}^m \\ I_{abc}^n \end{bmatrix} \quad (4-3)$$

Observa-se que o vetor de correntes entrando nas seções da rede, J^e , está em função das tensões e das injeções de corrente das barras de recepção. A forma condensada desta expressão pode ser escrita como segue:

$$J^e = [dc] \cdot V + [dd] \cdot I \quad (4-4)$$

Ressalta-se que a matriz $[dc]$, geralmente nula para redes aéreas, permite que a matriz $[dd]$ seja a matriz de incidência entre as injeções de corrente nodais e as correntes entrando nos componentes série. Desta forma, pode-se obter de forma direta, por exemplo, a corrente no secundário do transformador da rede da Figura 4-1 como:

$$J_{abc}^{s-2} = \begin{bmatrix} [d_3] & [0] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{abc}^k \\ I_{abc}^m \\ I_{abc}^n \end{bmatrix} + I_{abc}^m \quad (4-5)$$

A soma das correntes das três fases é igual a três vezes a corrente de seqüência zero, I_0 , o que é útil para a modelagem dos transformadores detalhada na equação (3-35) da seção 3.2.

As tensões trifásicas nodais são calculadas utilizando as equações (3-25) e (3-29) trecho por trecho, no caso de linhas e transformadores, respectivamente. O conjunto resultante de equações lineares pode ser reescrito como segue:

$$\begin{bmatrix} V_{abc}^k \\ V_{abc}^m \\ V_{abc}^n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} [A_3 A_2 A_1] & [0] & [0] \\ [0] & [A_2 A_1] & [0] \\ [0] & [0] & [A_1] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_{abc}^{Sw} \\ V_{abc}^{Sw} \\ V_{abc}^{Sw} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} [A_3 A_2 B_1] & [A_3 B_2] & [B_3] \\ [A_2 B_1] & [B_2] & [0] \\ [B_1] & [0] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_{abc}^{e-1} \\ J_{abc}^{e-2} \\ J_{abc}^{e-3} \end{bmatrix} - \dots \quad (4-6)$$

$$\begin{bmatrix} [0] & [A_3] & [0] \\ [0] & [I] & [0] \\ [0] & [0] & [0] \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} [0] \\ V_0 \\ [0] \end{bmatrix}$$

Observa-se que as tensões nodais estão em função das correntes de entrada dos trechos, da tensão na subestação e das tensões de seqüência zero no primário dos transformadores. A forma condensada da expressão é representada como:

$$V = [AA] \cdot V^{Sw} - [AB] \cdot J^e - [0A] \cdot V^{zero} \quad (4-7)$$

Finalmente, o vetor de tensões V em função das injeções de corrente em barras é obtido substituindo (4-4) em (4-7):

$$V = [MA] \cdot V^{Sw} - [MB] \cdot I - [M0A] \cdot V^{zero} \quad (4-8)$$

Em que:

$$\begin{aligned} [MA] &= [I + [AB] \cdot [dc]]^{-1} [AA] \\ [MB] &= [I + [AB] \cdot [dc]]^{-1} [AB][dd] \\ [MOA] &= [I + [AB] \cdot [dc]]^{-1} [OA] \end{aligned}$$

4.1.1. Inclusão dos Reguladores de Tensão

A inclusão de reguladores de tensão nos algoritmos de fluxo de carga de varredura é direta e fácil de implementar. No entanto, no caso do fluxo de carga uniequacional há um problema, uma vez que as matrizes $[MA]$, $[MB]$ e $[MOA]$ da equação (4-8) devem permanecer inalteradas durante o processo. A atualização das matrizes em função da variação dos taps anularia toda a vantagem e eficiência do método em relação aos tradicionais. Esta é a principal desvantagem deste método, impondo limitações em aplicações em que a rede precisa ser reconfigurada mediante o uso de chaves seccionadoras.

A Figura 4-2 mostra o modelo do regulador de tensão trifásico em conexão estrela aterrada. As correntes e tensões do lado da fonte e da carga são J_{abc}^{e-1} e J_{abc}^{s-1} e V_{abc}^n e V_{abc}^m , respectivamente. Normalmente a impedância do regulador de tensão é desprezível, mas será representada aqui por Z_{reg} .

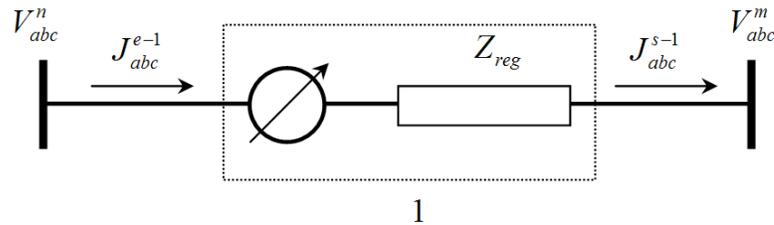


Figura 4-2 – Modelo do regulador de tensão trifásico em conexão estrela aterrada.

Da mesma forma que no caso de linhas e transformadores, em [42] foram propostas matrizes constantes que modelam os efeitos da atuação dos taps sobre a tensão e corrente. Estas constantes, para o caso da conexão estrela aterrada, são mostradas a seguir:

$$[A_t] = \begin{bmatrix} a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & a_{Rc} \end{bmatrix} \quad [d_t] = \begin{bmatrix} 1/a_{Ra} & 0 & 0 \\ 0 & 1/a_{Rb} & 0 \\ 0 & 0 & 1/a_{Rc} \end{bmatrix}$$

As constantes $[B_t]$ e $[c_t]$ são matrizes nulas. Em que, a_{Ra} , a_{Rb} e a_{Rc} variam na faixa de 0.9 a 1.1 pu. de acordo com a variação da posição do tap em 32 passos de 0.625% por passo:

$$\begin{bmatrix} a_{Ra} \\ a_{Rb} \\ a_{Rc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \pm 0.00625 \begin{bmatrix} Tap_a \\ Tap_b \\ Tap_c \end{bmatrix} \quad (4-9)$$

O sinal "+" ou "-" na equação acima depende se o regulador é do tipo A ou B, respectivamente, [42]. Desta forma, as equações generalizadas (3-23) e (3-25) podem ser reescritas utilizando as constantes para os reguladores de tensão.

$$\begin{aligned} [J_{abc}^{e-1}] &= [C_t] \cdot [V_{abc}^m] + [d_t] \cdot [J_{abc}^{s-1}] \\ [V_{abc}^m] &= [A_t] \cdot [V_{abc}^n] - [B_t] \cdot [J_{abc}^{e-1}] \end{aligned}$$

Observa-se que em cada iteração do algoritmo de fluxo de carga os valores dos *taps* vão se ajustando e, portanto, os valores das matrizes $[d_t]$ e $[A_t]$, impossibilitando o princípio do método uniequacional de manter constantes as matrizes da equação (4-8).

Para contornar este problema é proposto neste trabalho um procedimento de compensação de tensão e corrente para o regulador de tensão. A Figura 4-3 representa o modelo equivalente do regulador de tensão, sendo que, a barra fictícia r , interna ao regulador mostrado na Figura 4-2, ajuda a representar o efeito ideal do equipamento sobre a tensão e corrente. V_{abc}^{reg} e I_{abc}^{reg} representam as compensações de tensão e corrente e podem ser encontradas mediante as seguintes equações:

$$V_{abc}^{reg} = \begin{bmatrix} a_{Ra} - 1 \\ a_{Rb} - 1 \\ a_{Rc} - 1 \end{bmatrix} \cdot V_{abc}^n \quad (4-10)$$

$$I_{abc}^{reg} = \begin{bmatrix} a_{Ra} - 1 \\ a_{Rb} - 1 \\ a_{Rc} - 1 \end{bmatrix} J_{abc}^{s-1} \quad (4-11)$$

A corrente de compensação é representada como a corrente injetada por uma carga, e não demanda nenhum tratamento especial. A fonte de tensão recebe um tratamento parecido às fontes de tensão de seqüência zero na modelagem dos transformadores. Assim, a equação de balanço de tensões entre as barras n e r é modificada para levar em conta a compensação da tensão, como segue:

$$V_{abc}^r = [A_t] \cdot V_{abc}^n - [B_t] \cdot J_{abc}^{e-1} + V_{abc}^{reg} \quad (4-12)$$

A equação de balanço de correntes mostrada a seguir não sofre nenhuma modificação:

$$J_{abc}^{e-1} = [c_t] \cdot V_{abc}^m + [d_t] \cdot J_{abc}^{s-1} \quad (4-13)$$

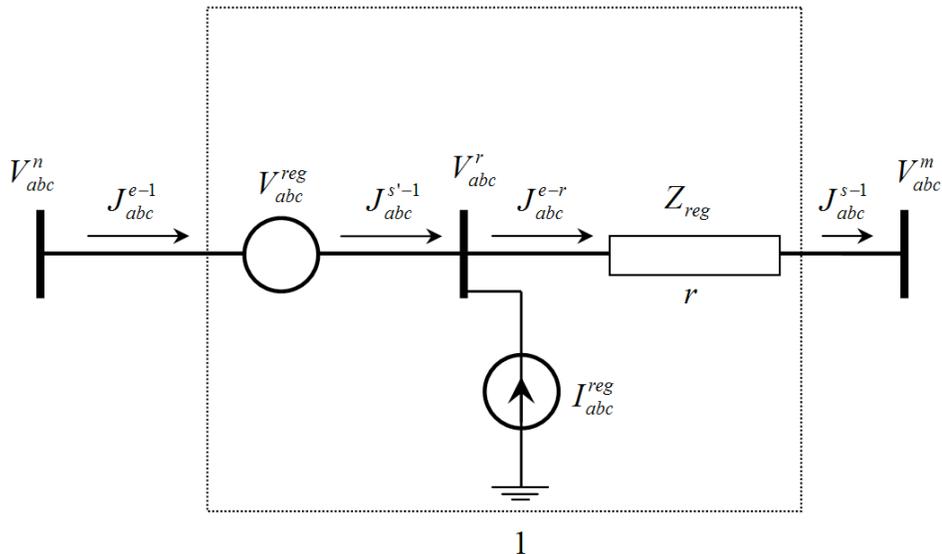


Figura 4-3 – Modelo equivalente do regulador de tensão trifásico em conexão estrela aterrado.

No novo modelo as matrizes constantes $[A_t]$ e $[d_t]$ que dependiam da posição do tap passam a ser matrizes identidades, enquanto que as matrizes $[c_t]$ e $[B_t]$ são nulas. Desta forma, esta modelagem fornece viabilidade ao método uniequacional e pode ser reformulada como segue:

$$V = [MA] \cdot V^{Sw} - [MB] \cdot I + [MR] \cdot VR \quad (4-14)$$

A Figura 4-4 mostra a rede radial exemplo da Figura 4-1 incluindo o modelo de regulador de tensão proposto.

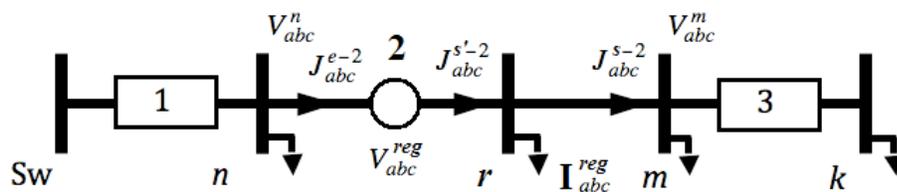


Figura 4-4 – Rede exemplo de 4 barras com modelo modificado de regulador de tensão.

As formas da matriz $[MR]$ e dos vetores VR e I para esta rede teste com um regulador de tensão instalado na linha 2 são como segue:

$$MR = \begin{bmatrix} [0] & [A_3 A_r] & [0] & [0] \\ [0] & [A_r] & [0] & [0] \\ [0] & [I] & [0] & [0] \\ [0] & [0] & [0] & [0] \end{bmatrix} \quad VR = \begin{bmatrix} [0] \\ V_{abc}^{reg} \\ [0] \\ [0] \end{bmatrix} \quad I = \begin{bmatrix} I_{abc}^k \\ I_{abc}^m \\ I_{abc}^{reg} \\ I_{abc}^n \\ [0] \end{bmatrix}$$

Mediante esta nova proposta, caso haja algum regulador de tensão instalado na rede, as equações de fluxo de carga podem ser desenvolvidas utilizando a equação (4-12) ao invés da equação (3-25).

Esta proposta pode ser utilizada para representar diferentes conexões de reguladores de tensão, tais como estrela, delta ou delta aberto.

4.1.2. Resumo

A Tabela 4-1 mostra o resumo das equações que devem ser utilizadas para formar as matrizes do método de fluxo de carga uniequacional. A componente 2 da rede teste de 4 barras da Figura 4-1 e Figura 4-4 é utilizada como modelo geral.

Tabela 4-1: Resumo das equações de corrente e tensão do fluxo de carga uniequacional.

Componente 2	Equação de corrente	Eq	Equação de tensão	Eq.
Linha	$J_{abc}^{e-2} = [c] \cdot V_{abc}^m + [d] \cdot J_{abc}^{s-2}$	(3-23)	$V_{abc}^m = [A] \cdot V_{abc}^n - [B_M] \cdot J_{abc}^{e-2}$	(3-25)
Transformador	$J_{abc}^{e-2} = [c_t] \cdot V_{abc}^m + [d_t] \cdot J_{abc}^{s-2}$	(3-28)	$V_{abc}^m = [A_t] \cdot V_{abc}^n - [B_{Nt}] \cdot J_{abc}^{e-2} - V_0$	(3-38)
Reg. de tensão	$J_{abc}^{e-2} = [c_r] \cdot V_{abc}^r + [d_r] \cdot J_{abc}^{s-2}$	(3-23)	$V_{abc}^r = [A_r] \cdot V_{abc}^n - [B_r] \cdot J_{abc}^{e-2} + V_{abc}^{reg}$	(4-12)

Em geral, o fluxo de carga uniequacional tem a forma da equação (4-15) e inclui linhas, transformadores e reguladores de tensão em posição manual e automática.

$$V = [MA] \cdot V^{Sw} - [MB] \cdot I - [MOA] \cdot V^{zero} + [MR] \cdot VR \quad (4-15)$$

Nesta proposta a obtenção das perdas está dada pela diferença das potências de entrada na subestação e a somatória das cargas (convergidas) por fase. Em redes de distribuição trifásicas esta forma de cálculo tem mais confiabilidade que a aplicação da formula \hat{I}^2R , [80].

Finalmente, o fluxograma do fluxo de carga uniequacional proposto é mostrado na Figura B-2.

4.2. Obtenção do modelo equivalente monofásico de um sistema de distribuição

Em alguns casos pode-se justificar apenas analisar a rede de distribuição no seu modelo monofásico. O procedimento a seguir descreve a metodologia empregada para obter a rede monofásica equivalente de uma rede trifásica em geral.

Deve-se observar que devido ao erro significativo na obtenção das tensões e perdas nos modelos aproximados de seqüência, não é esperado que o sistema monofásico forneça os mesmos resultados obtidos através da representação trifásica. Em outras palavras, a rede monofásica equivalente pode ser utilizada com precisão razoável somente nos casos em que as cargas apresentem um comportamento levemente desbalanceado. Mesmo assim, a interpretação final dos resultados deve ser feita com cautela, tendo em vista as simplificações assumidas no modelo monofásico.

A Tabela 4-2 e Tabela 4-3, e a Figura 4-5 mostram as configurações e diagrama unifilar da rede teste IEEE-34 barras composta por trechos trifásicos e monofásicos.

Tabela 4-2: Dados das bitolas dos cabos da rede IEEE 34 barras

Config.	Seqüência de fases	Fases ACSR	Neutro ACSR	Espaçamento
300	BACN	1/0	1/0	500
301	BACN	# 2 6/1	# 2 6/1	500
302	AN	# 4 6/1	# 4 6/1	510
303	BN	# 4 6/1	# 4 6/1	510
304	BN	# 2 6/1	# 2 6/1	510

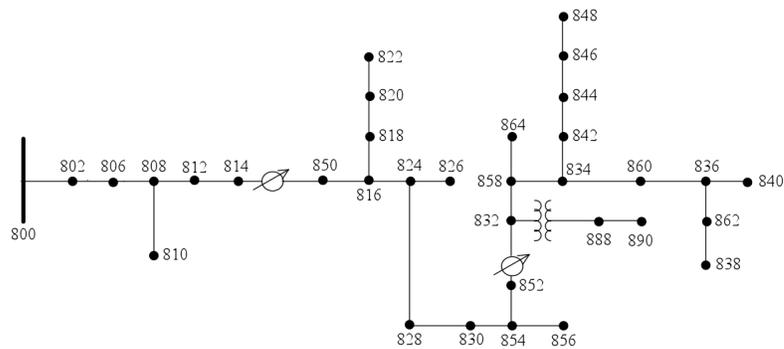


Figura 4-5 – Rede de distribuição radial IEEE 34 barras.

Os dados de carga e capacitores são apresentados de forma detalhada em [51]. Os valores da potência de base trifásica e tensão de base são 10 MVA e 12,47 kV, respectivamente.

O procedimento a seguir mostra os passos para determinar a rede monofásica equivalente.

Em relação a linhas e transformadores:

- Encontrar as impedâncias exatas das linhas de distribuição em Ohm/m, para cada configuração da Tabela 4-2, empregando as equações de Carson e a redução de Kron.
- Encontrar os valores das impedâncias em PU. Utilizar: Potência Base = S_{Base} , Tensão Base = V_{LL} (tensão de linha). Atualizar a tensão de base para linhas no lado secundário dos transformadores.

- Aplicar nas linhas trifásicas a matriz de transformação de seqüências [A] para transformar as impedâncias de fases em impedâncias de seqüência, equação (3-72).
- Tomar as impedâncias de seqüência positiva calculadas para cada configuração da Tabela 4-2 como as impedâncias equivalentes monofásicas para cada configuração trifásica.
- No caso de linhas bifásicas e monofásicas, utilizar a impedância de fase exata como a impedância monofásica destas configurações.
- No caso de transformadores seguir os mesmos critérios acima indicados.

Tabela 4-3: Dados das linhas de distribuição da rede IEEE 34 barras

De	Para	Comp. (m)	Config.	De	Para	Comp. (m)	Config.
800	802	786	300	834	860	616	301
802	806	527	300	834	842	85	301
806	808	9824	300	836	840	262	301
808	810	1769	303	836	862	85	301
808	812	11430	300	842	844	411	301
812	814	9062	300	844	846	1109	301
814	850	3	301	846	848	162	301
816	818	521	302	850	816	94	301
816	824	3112	301	852	832	3	301
818	820	14676	302	854	856	7111	303
820	822	4188	302	854	852	11226	301
824	826	924	303	858	864	494	303
824	828	256	301	858	834	1777	301
828	830	6230	301	860	836	817	301
830	854	158	301	862	838	1481	304
832	858	1494	301	888	890	3219	300
832	888	0	XFM-1				

Em relação às cargas:

- Para cada barra somar as cargas das fases existentes e encontrar a potência de carga monofásica equivalente em valores reais.
- Dividir pela potência de base, S_{Base} e encontrar os valores das cargas equivalentes monofásicas em p.u.

Observação: Para encontrar os valores em pu. das cargas no modelo trifásico aplica-se a potência base por fase, isto é, $S_{Base}/3$ para cada fase.

Em relação aos resultados:

- As tensões e correntes resultantes estão em pu.

- Para se obter os valores reais das perdas, multiplicar as perdas obtidas em valores por unidade pela potência de base S_{Base} . O resultado indicará o valor das perdas trifásicas (a soma das três fases).

A Tabela 4-4 e Tabela 4-5 mostram os dados de carga e linha monofásicas equivalentes da rede IEEE-34 barras, respectivamente. O tipo de barra 3 é utilizado para designar à subestação, 2 e 1 para barras PV e PQ, respectivamente.

Tabela 4-4: Dados de carga da rede IEEE-34 monofásica equivalente.

Barra	Índice	Tipo	PA-PC (pu.)	PR-PC (pu.)	PA-ZC (pu.)	PR-ZC (pu.)	PG (pu.)	QG (pu.)	Qsh (pu.)	Vbase (kV)	Fases
800	1	3	0	0	0	0	0	0	0	24,9	3
802	2	1	0,00275	0,00145	0	0	0	0	0	24,9	3
806	3	1	0,00275	0,00145	0	0	0	0	0	24,9	3
808	4	1	0	0	0,0008	0,0004	0	0	0	24,9	3
810	5	1	0	0	0,0008	0,0004	0	0	0	24,9	1
812	6	1	0	0	0	0	0	0	0	24,9	3
814	7	1	0	0	0	0	0	0	0	24,9	3
816	8	1	0	0	0,00025	0,00010	0	0	0	24,9	3
818	9	1	0	0	0,0017	0,00085	0	0	0	24,9	1
820	10	1	0,00845	0,00435	0	0	0	0	0	24,9	1
822	11	1	0,00675	0,0035	0	0	0	0	0	24,9	1
824	12	1	0	0	0,00245	0,00120	0	0	0	24,9	3
826	13	1	0,002	0,001	0	0	0	0	0	24,9	1
828	14	1	0,00055	0,00025	0	0	0	0	0	24,9	3
830	15	1	0	0	0,00485	0,00215	0	0	0	24,9	3
832	16	1	0,00075	0,00035	0	0	0	0	0	24,9	3
834	17	1	0,0089	0,0045	0	0	0	0	0	24,9	3
836	18	1	0,0061	0,00315	0	0	0	0	0	24,9	3
838	19	1	0	0	0,00140	0,00070	0	0	0	24,9	1
840	20	1	0,0047	0,0031	0	0	0	0	0	24,9	3
842	21	1	0,00045	0,00025	0	0	0	0	0	24,9	3
844	22	1	0,0432	0,0329	0	0	0	0	0,030	24,9	3
846	23	1	0	0	0,0034	0,0017	0	0	0	24,9	3
848	24	1	0,00715	0,00535	0	0	0	0	0,045	24,9	3
850	25	1	0	0	0	0	0	0	0	24,9	3
852	26	1	0	0	0	0	0	0	0	24,9	3
854	27	1	0,0002	0,0001	0	0	0	0	0	24,9	3
856	28	1	0,0002	0,0001	0	0	0	0	0	24,9	1
858	29	1	0,00245	0,00125	0	0	0	0	0	24,9	3
860	30	1	0,0174	0,0106	0	0	0	0	0	24,9	3
862	31	1	0,0014	0,0007	0	0	0	0	0	24,9	3
864	32	1	0,0001	0,00005	0	0	0	0	0	24,9	1
888	33	1	0	0	0	0	0	0	0	4,16	3
890	34	1	0,045	0,0225	0	0	0	0	0	4,16	3

Tabela 4-5: Dados de linha da rede IEEE-34 monofásica equivalente.

# linha	De	Para	Tipo	Resistência (pu.)	Reatância (pu.)	Imped. Base (Ω)
1	800	802	0	0,008828	0,006567	62,00
2	802	806	0	0,005919	0,004403	62,00
3	806	808	0	0,110276	0,082036	62,00
4	808	810	0	0,049633	0,026337	62,00
5	808	812	0	0,128307	0,095450	62,00
6	812	814	0	0,101722	0,075673	62,00
7	814	850	0	0,000052	0,000026	62,00
8	816	818	0	0,014623	0,007759	62,00
9	816	824	0	0,052711	0,026234	62,00
10	818	820	0	0,411754	0,218489	62,00
11	820	822	0	0,117497	0,062348	62,00
12	824	826	0	0,025911	0,013749	62,00
13	824	828	0	0,004337	0,002158	62,00
14	828	830	0	0,105526	0,052520	62,00
15	830	854	0	0,002685	0,001336	62,00
16	832	858	0	0,025297	0,012590	62,00
17	832	888	1	0,380000	0,816000	1,73
18	834	860	0	0,010429	0,005190	62,00
19	834	842	0	0,001446	0,000719	62,00
20	836	840	0	0,004440	0,002210	62,00
21	836	862	0	0,001446	0,000719	62,00
22	842	844	0	0,006970	0,003469	62,00
23	844	846	0	0,018792	0,009353	62,00
24	846	848	0	0,002736	0,001362	62,00
25	850	816	0	0,001600	0,000797	62,00
26	852	832	0	0,000052	0,000026	62,00
27	854	856	0	0,199506	0,105864	62,00
28	854	852	0	0,190142	0,094633	62,00
29	858	864	0	0,013853	0,007351	62,00
30	858	834	0	0,030099	0,014980	62,00
31	860	836	0	0,013836	0,006886	62,00
32	862	838	0	0,028529	0,021099	62,00
33	888	890	0	1,294479	0,962985	1,73

Observação: Uma vez que os dados monofásicos obtidos de uma rede de distribuição são aproximados, é necessário verificar sempre os resultados com os fornecidos pelo fluxo de carga trifásico.

A seguir é apresentado um método de fluxo de carga monofásico uniequacional, como uma simplificação da formulação geral trifásica.

4.3. Fluxo de Carga Monofásico Uniequacional

Esta seção mostra a simplificação do método de fluxo de carga uniequacional para redes de distribuição monofásicas. Entretanto, a versão básica deste algoritmo foi desenvolvida em [35]. Para desenvolver as expressões analíticas do método será utilizado uma rede fracamente malhada de 7 barras, como mostra a Figura 4-6.

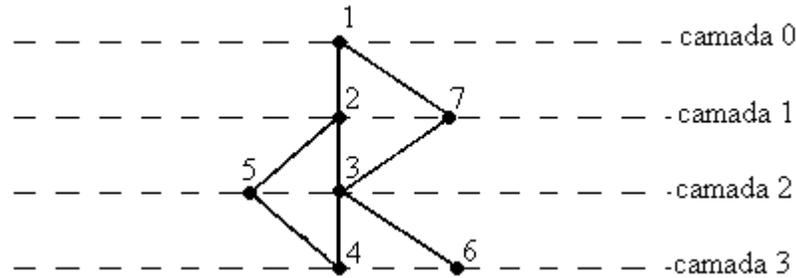


Figura 4-6– Exemplo de rede de distribuição levemente malhada de 7 barras.

Inicialmente, deve-se encontrar as barras que fecham os laços (sempre das camadas inferiores). Depois estes são abertos com o objetivo de formar uma rede radial. Portanto, são criadas barras fictícias para cada malha encontrada. A Figura 4-7 mostra a nova estrutura da rede exemplo.

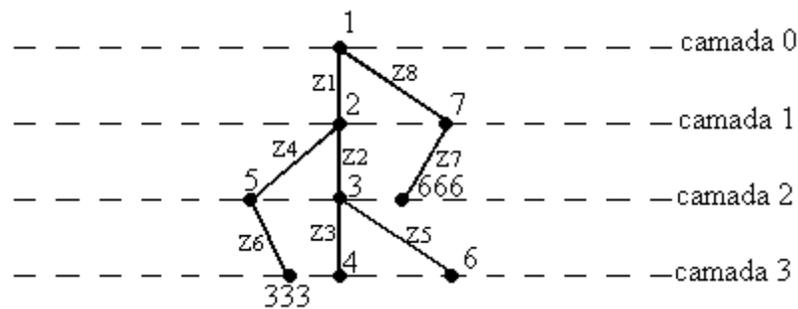


Figura 4-7– Modificação radial da rede de distribuição exemplo de 7 barras.

No exemplo acima foram criadas as barras 333 e 666 como fictícias na camada 3 e 2, respectivamente. As impedâncias de linha correspondem à numeração das linhas.

Balço de tensões: iniciando da barra de referência aplica-se a Lei das tensões de Kirchhoff para cada linha da rede exemplo. A representação matricial do conjunto de equações lineares é mostrada a seguir:

$$\begin{bmatrix} V_2 \\ V_7 \\ V_3 \\ V_5 \\ V_{666} \\ V_4 \\ V_6 \\ V_{333} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & 0 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_8 & 0 & 0 & Z_7 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & Z_2 & 0 & 0 & Z_3 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & Z_5 & 0 \\ Z_1 & 0 & 0 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & Z_6 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_1 \\ J_8 \\ J_2 \\ J_4 \\ J_7 \\ J_3 \\ J_5 \\ J_6 \end{bmatrix} \quad (4-16)$$

A queda de tensão entre cada barra fictícia e sua correspondente original deve ser zero. Isto permite simplificar o sistema de equações (4-16) zerando as linhas correspondentes as barras fictícias:

$$\begin{bmatrix} V_2 \\ V_7 \\ V_3 \\ V_5 \\ V_4 \\ V_6 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ V_1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_8 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & Z_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & 0 & Z_4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & Z_2 & 0 & Z_3 & 0 & 0 & 0 \\ Z_1 & 0 & Z_2 & 0 & 0 & Z_5 & 0 & 0 \\ -Z_1 & Z_8 & -Z_2 & 0 & 0 & 0 & Z_7 & 0 \\ 0 & 0 & -Z_2 & Z_4 & -Z_3 & 0 & 0 & Z_6 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} J_1 \\ J_8 \\ J_2 \\ J_4 \\ J_3 \\ J_5 \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} \quad (4-17)$$

De forma condensada a equação (4-17) é resumida a:

$$\begin{bmatrix} VecV \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - [MIR] \cdot \begin{bmatrix} VecJ \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} \quad (4-18)$$

em que, $VecV$ é o vetor das tensões nodais, $VecJ$ é o vetor das correntes nos ramos, sem incluir os ramos que fecham as malhas, e $[MIR]$ a matriz de impedâncias de ramos.

Balço de correntes: iniciando das últimas camadas aplica-se a Lei das correntes de Kirchhoff em cada barra da rede de distribuição. A representação matricial do conjunto de equações lineares resultante é mostrada a seguir:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{b2} \\ I_{b7} \\ I_{b3} \\ I_{b5} \\ I_{b4} \\ I_{b6} \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 \\ J_8 \\ J_2 \\ J_4 \\ J_3 \\ J_5 \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} \quad (4-19)$$

em que, I_{bj} é a injeção de corrente dada pela carga da barra j . De forma simplificada a equação (4-19) é reescrita como:

$$[MIN] \cdot \begin{bmatrix} ICB \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} VecJ \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} \quad (4-20)$$

Substituindo a equação (4-20) em (4-18):

$$\begin{bmatrix} VecV \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - [MIR] \cdot [MIN] \cdot \begin{bmatrix} ICB \\ J_7 \\ J_6 \end{bmatrix} \quad (4-21)$$

A aplicação da redução de Kron na equação (4-21) permite modificar e eliminar os zeros do primeiro e segundo vetor do sistema anterior. Para este objetivo, considera-se que:

$$[MIR] \cdot [MIN] = \begin{bmatrix} A & M^T \\ M & N \end{bmatrix}$$

A redução de Kron permite obter a matriz de impedância da rede:

$$[MatZ] = [A - M^T \cdot N^{-1} \cdot M]$$

Finalmente, o fluxo de carga monofásico uniequacional é definido pela seguinte equação:

$$[VecV] = [V1] - [MatZ] \cdot [ICB] \quad (4-22)$$

Uma vez conhecidas as injeções de corrente nas barras, as quedas de tensão em relação à subestação em todas as linhas são encontradas diretamente e, portanto, as tensões em todas as barras da rede. A construção da matriz $[MatZ]$ é efetuada apenas uma vez, no início do processo, e permanece constante durante o resto do processo iterativo.

Inclusão das barras PV, primeiro se executa o cálculo do fluxo de carga considerando as barras PV existentes como se fossem PQ. Depois da obtenção do estado do sistema, executa-se o procedimento abaixo descrito para todas as barras PV, [81]:

Primeiro calcula-se a diferença entre a tensão especificada e a tensão calculada, $\Delta \dot{V}_k$, conforme indicado na seguinte equação:

$$\Delta \dot{V}_k = \Delta E_k + j \cdot \Delta F_k = (V_k^{sp} - V_k^{(i)}) \cdot e^{j\theta_k^{(i)}} \quad (4-23)$$

em que, ΔE_k e ΔF_k são as partes real e imaginária dessa diferença, k é a barra PV analisada, V_k^{sp} é a magnitude de tensão especificada, $V_k^{(i)}$ e $\theta_k^{(i)}$ é a magnitude e ângulo da tensão calculada na iteração i , respectivamente. Assume-se que o ângulo do gerador é próximo a $\theta_k^{(i)}$. Assim, para cada barra k podemos aplicar (4-24) para encontrar os elementos dos vetores ΔE e ΔF .

$$\begin{cases} \Delta E_k = \left(\frac{V_k^{sp}}{V_k^{(i)}} - 1 \right) \cdot \text{Re} \left\{ V_k^{(i)} \cdot e^{j\theta_k^{(i)}} \right\} \\ \Delta F_k = \left(\frac{V_k^{sp}}{V_k^{(i)}} - 1 \right) \cdot \text{Im} \left\{ V_k^{(i)} \cdot e^{j\theta_k^{(i)}} \right\} \end{cases} \quad (4-24)$$

Finalmente, obtém-se a relação entre os vetores dos mismatches de tensão das barras PV, ΔV , e de corrente injetada nas barras PV, ΔI .

Os elementos da matriz impedância de barras PV, $[Z_{pv}]$, são conseguidos injetando uma corrente de $-1,0$ j pu. através de cada barra PV com todas as outras barras PVs abertas e sem carga alguma conectada na rede.

$$[Z_{pv}] \cdot [\Delta I] = [\Delta V] \quad (4-25)$$

Operando a equação (4-25) e separando a parte real da imaginária:

$$\begin{aligned} (-R + j \cdot X) \cdot (\Delta C + j \cdot \Delta D) &= \Delta E + j \cdot \Delta F \\ -R \cdot \Delta C - X \cdot \Delta D &= \Delta E \\ -R \cdot \Delta D + X \cdot \Delta C &= \Delta F \end{aligned}$$

$$\begin{bmatrix} -R & -X \\ X & -R \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta C \\ \Delta D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta F \end{bmatrix}$$

em que, R e X são a parte real e imaginária da matriz $[Z_{pv}]$, da mesma forma que ΔC e ΔD são os componentes do vetor ΔI .

A partir da equação do "mismatch" de potência, ΔS , pode-se obter o valor de ΔC em relação a ΔD , para depois se obter o valor de ΔQ , que é o vetor dos "mismatches" de potências reativas.

$$\begin{cases} \Delta S = V \cdot (\Delta I)^* \\ \Delta S = (E + j \cdot F) \cdot (\Delta C - j \cdot \Delta D) \\ \Delta P = E \cdot \Delta C + F \cdot \Delta D = 0 \Rightarrow \Delta C = -\frac{F}{E} \cdot \Delta D \\ \Delta Q = F \cdot \Delta C - E \cdot \Delta D \\ \Delta Q = -\frac{F^2}{E} \cdot \Delta D - E \cdot \Delta D \\ \Delta Q = -\frac{(E^2 + F^2)}{E} \cdot \Delta D \end{cases} \quad (4-26)$$

Vale salientar que o ΔP é o vetor dos "mismatches" de potências ativas, o V é o vetor das tensões calculadas das barras PV, E e F as suas partes real e imaginária, respectivamente. Depois da obtenção de ΔQ pode-se calcular o vetor das potências reativas, Q , da seguinte maneira:

$$\begin{cases} Q^{(i+1)} = \Delta Q^{(i)} + Q^{(i)} \\ Q^0 = 0 \end{cases} \quad (4-27)$$

em que, i é a iteração atual e o valor inicial de Q é zero.

4.4. Testes de fluxo de carga e discussões

Vários testes foram realizados para verificar a eficiência, robustez e rapidez do fluxo de carga uniequacional. Apresenta-se a seguir testes para o caso trifásico. Vários modelos de transformadores, diferentes condições de carregamento e relações de R/X foram as variáveis de teste.

4.4.1. Testes da modelagem dos transformadores de distribuição

Para este propósito foi utilizada a rede IEEE de 4 barras encontrado em [51]. Foram testadas todas as conexões dos transformadores mostrados na Tabela 3-2 em configuração abaixadora e elevadora.

Os resultados foram comparados com os que aparecem no site: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html> e mostraram os mesmos resultados. Como forma de ilustração, a Tabela 4-6 mostra apenas os resultados das conexões Yg aberto - Δ aberto e Δ -Yg com carga desbalanceada em configuração abaixadora, sendo a primeira delas a que apresentou o máximo erro em relação aos reportados em [51]. (A notação 1 se refere à fase A para conexões em estrela. Para conexões em delta a notação 1 corresponde à fase AB, segue a mesma lógica para as outras fases).

Tabela 4-6: Tensão na barra 4 da rede IEEE 4 em Volts

Conexão	V1	$\angle 1$	V2	$\angle 2$	V3	$\angle 3$	Erro máx. (%)
$\Delta - Y_g$	2157,8	-34,2	1936,1	-157,0	1849,6	73,4	0,032
Open Yg – Open Δ	3307,2	-1,5	3907,7	-131,9	3074,3	103,1	0,041

Os testes foram executados em cinco modelos diferentes, sendo estes de fácil obtenção e, devido a sua estrutura parecida com as das linhas de distribuição, a sua implementação no algoritmo de fluxo de carga uniequacional é direta. Diferente das propostas encontradas em [52] e [45], este método, na maioria das conexões, não precisa da atualização das tensões de seqüência zero (apenas na conexão Δ -Yg), portanto os resultados são obtidos com maior precisão que em [45], que reporta a máxima diferença de tensão é de 0.08%. Entretanto [52] que compartilha a mesma formulação de fluxo de carga não mostrou esta informação.

4.4.2. Testes de desempenho do algoritmo de fluxo de carga uniequacional

Para fins de comparação se implementou e testou o método *forward/backward*, [33], com a modelagem de transformadores e reguladores propostos em [42]. Este método será chamado de Método 1 e o método proposto será chamado de Método 2. A rede IEEE-34 mostrada na Figura 4-5 é usada para os testes. Esta rede é muito apropriada para este teste uma vez que apresenta as seguintes características: muito extensa, 2 reguladores em série, cargas em delta e estrela com diferentes modelos e desbalanceadas. O primeiro teste, mostrado na Tabela 4-7, avalia a sensibilidade do número de iterações frente a variações de carregamento.

Tabela 4-7: Número de iterações para diferentes níveis de carregamento, rede IEEE34

Caso	Carregamento	Método 1	Método 2	Erro médio de tensão (%)
1	(P+jQ)	6	7	0,028
2	1,25(P+jQ)	7	7	0,015
3	1,50(P+jQ)	9	8	0,101
4	1,75(P+jQ)	12	10	0,136
5	2,00(P+jQ)	17	13	0,167

O segundo teste avalia a eficiência dos algoritmos frente a variações de R/X. A Tabela 4-8 mostra os resultados encontrados.

Tabela 4-8: Número de iterações para diferentes valores de R/X, rede IEEE34

Caso	Carregamento	Método 1	Método 2
1	R+jX	6	7
2	1,5R+jX	7	7
3	2,0R+jX	10	9
4	2,5R+jX	16	13

Em todos os casos testados há forte aproximação dos resultados em termos de posição dos *taps* dos reguladores de tensão, tensões em barra e correntes injetadas (as correntes de linha não são calculadas explicitamente no método 2). O maior erro médio de tensão corresponde ao caso 5 da Tabela 4-7 com 0,167 %, que corresponde ao máximo carregamento.

O método proposto é menos sensível às variações de carregamento e R/X, uma vez que no método 1 o erro incorrido em calcular as tensões se propaga e acumula desde as barras iniciais até as finais. No método proposto, esta propagação e acumulação de erros são menores, pois apenas a propagação de erros acontece no cálculo das injeções de corrente. No método proposto as tensões nodais são calculadas independentemente das outras, usando o sistema de equações (4-15).

Mostra-se a seguir o resumo dos resultados convergidos para o caso 1 utilizando o método proposto. A Figura 4-8 ilustra o perfil de tensão.

Número de iterações:	7
Tensão da subestação:	1,05 pu.
Carga ativa e reativa (convergida) total:	1764 kW e 1048 kVAr
Capacidade nominal dos capacitores:	750 kVAr
Capacidade convergida dos capacitores:	790,9 kVAr
Perdas ativas em linhas de distribuição + perdas no cobre dos transformadores:	274,1 kW
Número de transformadores:	1 (Yg -Yg)
Posição dos taps dos reguladores de tensão	
Barra 814:	13 5 5
Barra 852:	12 11 12

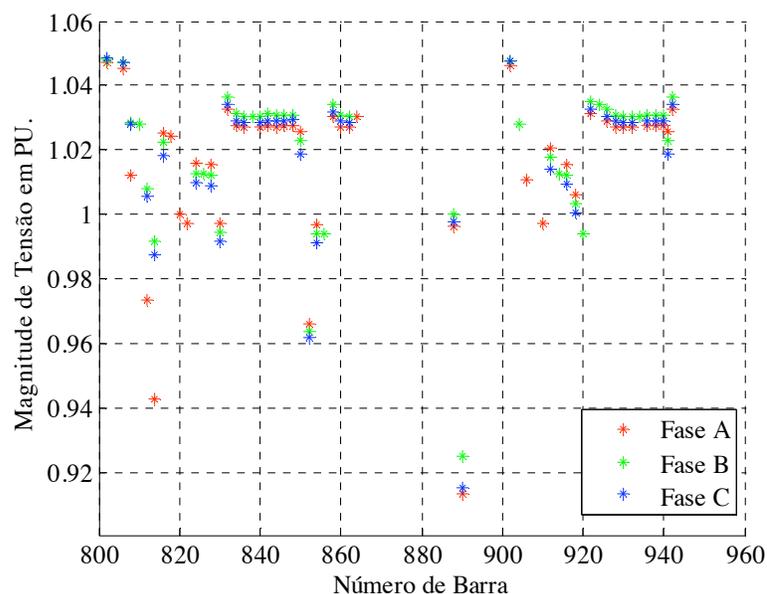


Figura 4-8– Perfil de tensão da rede IEEE34.

4.4.3. *Teste de velocidade de convergência*

Estudos de análise de redes em tempo real e estudos de otimização das redes de distribuição precisam de algoritmos de fluxos de carga rápidos. Estudos de planejamento resolvem milhares de vezes problemas de fluxo de carga e, portanto, a decisão de usar um método ou outro repercute diretamente no tempo de convergência do método de otimização escolhido.

A seguir, ambos os métodos são testados após a leitura de dados e formação das matrizes do método uniequacional. Para garantir igualdade de condições, os tempos foram medidos apenas dentro dos laços iterativos de cada método. A Figura 4-9 apresenta os tempos de convergência dos métodos 1 e 2, sem e com reguladores de tensão.

No caso testado sem incluir os reguladores de tensão, o método 2 é aproximadamente 4 vezes mais rápido que o método 1. Isto se deve ao uso de cálculo vetorial no método 2, além de lidar com apenas uma equação para o cálculo das tensões. Este teste compara ambos os métodos em relação ao tempo de convergência e são rodados até 10000 fluxos de carga consecutivamente.

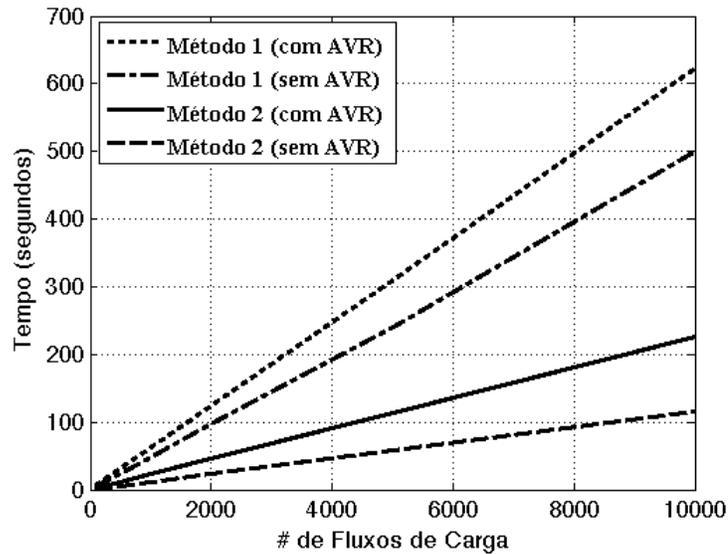


Figura 4-9– Comparação dos tempos de execução dos métodos de varredura e uniequacional trifásicos para a rede IEEE 34.

Linguagens de programação como Matlab, C++ e Fortran aproveitam melhor a capacidade de processamento em cálculo matemático quando as variáveis são vetorizadas, como é o caso do método uniequacional. Bibliotecas de cálculo para as três linguagens citadas acima podem ser encontradas em [82].

Nos testes incluindo os reguladores de tensão o método 2 é aproximadamente 3 vezes mais rápido em comparação ao método 1. A inclusão dos reguladores de tensão em ambos os métodos mostrou os mesmos resultados para diferentes redes IEEE testadas.

4.4.4. Testes em redes de médio e grande porte

a. Rede CPFL76:

Os dados da Rede CPFL76 podem ser encontrados em [83]. Esta rede possui 46 transformadores em conexão Δ -Yg e dois bancos de capacitores. O resumo do resultado do fluxo de carga é detalhado a seguir:

Número de iterações:	4
Tensão da subestação:	1,00 pu
Carga ativa e reativa (convergida) total:	2613 kW e 1113 kVAr
Capacidade nominal dos capacitores:	375 kVAr
Capacidade convergida dos capacitores:	373 kVAr
Perdas ativas em linhas de distribuição + perdas no cobre dos transformadores:	54,11 kW
Número de transformadores:	45 (Δ -Yg)
Número de reguladores de tensão:	0

Observe-se na Figura 4-10 a forte queda de tensão nos transformadores de distribuição. As redes secundárias iniciam a partir da barra 32 e são representadas apenas na barra de baixa tensão dos transformadores de distribuição.

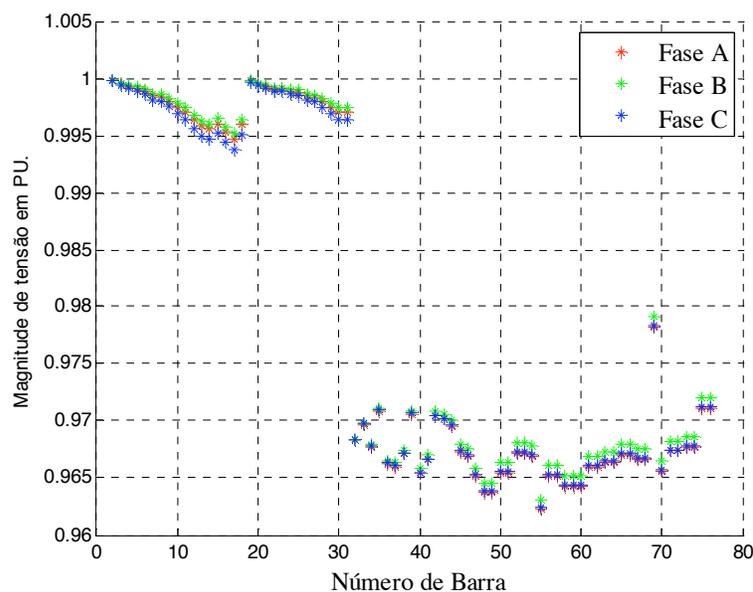


Figura 4-10– Perfil de tensão da rede CPFL76.

b. Rede ARD18

As principais características da rede ARD18 são mostradas a seguir:

- Há três grandes consumidores comerciais, conectados no lado da média tensão.
- A maior parte dos consumidores industriais estão na baixa tensão e são de pequeno porte.
- Há apenas um consumidor rural e quatorze clientes “Poderes Públicos”.
- Pela média de consumo dos clientes residenciais (170 kWh) trata-se de uma rede de classe média.
- A maior extensão do alimentador se encontra na área urbana.
- Em total esta rede contém 43 malhas na baixa tensão.
- Os transformadores instalados totalizam mais de 10 MVA.

As perdas representam 6% da potência da subestação (6.781,6 kW). O resumo do resultado do fluxo de carga é detalhado a seguir:

Número de iterações:

4

Tensão da subestação:	1,028 pu
Carga ativa e reativa (convergida) total:	6.373 kW e 1.913 kVAr
Capacidade nominal dos capacitores:	1.200 kVAr
Capacidade convergida dos capacitores:	1.261 kVAr
Perdas ativas em linhas de distribuição + perdas no cobre dos transformadores:	407,11 kW
Número de transformadores:	55 (Δ -Yg)
Número de reguladores de tensão:	0

Neste teste as instalações de baixa tensão foram representadas detalhadamente (estas iniciam a partir da barra 538). Observa-se na Figura 4-11 que a rede primária não apresenta problemas de tensão. Entretanto, como já é característico neste tipo de rede, os transformadores de distribuição são responsáveis pelas maiores quedas de tensão. Adicionalmente, os desequilíbrios de tensões são mais acentuados devido à existência de trechos monofásicos.

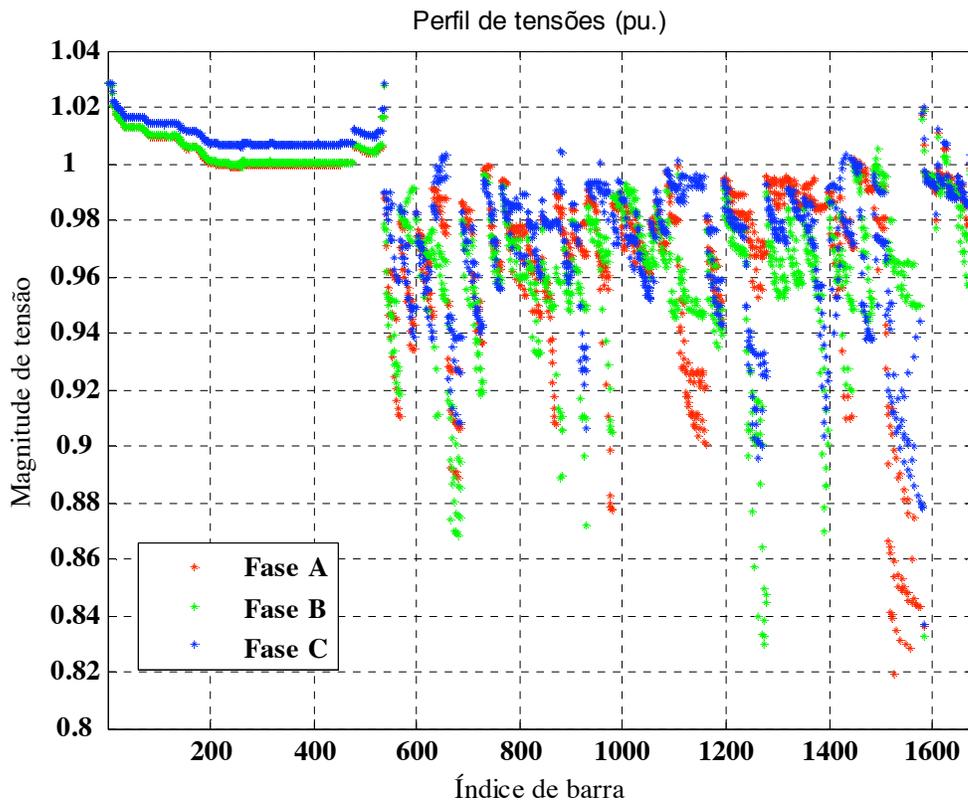


Figura 4-11– Perfil de tensão da rede ARD 18.

Comentários:

- Nas duas redes testadas se observou baixo carregamento e, portanto, isso se reflete no baixo número de iterações para a convergência.

- A modelagem da rede primária e secundária juntas permite observar as quedas de tensão nos transformadores de distribuição. Esta queda é muito acentuada e é uma característica das redes de distribuição.
- A rede CPFL76 apresenta dentro dos seus dados modelos de linhas trifásicas desequilibradas, entretanto os dados de carga são balanceados. Portanto, as magnitudes de tensão não apresentam muito desequilíbrio, apenas às correspondentes da distribuição não eqüilátera dos condutores.
- A rede ARD18, entretanto, apresenta desequilíbrios de tensão mais acentuados. As cargas desbalanceadas e os trechos monofásicos têm uma grande influência nestes resultados.

CAPÍTULO 5

Formulação do Problema de Alocação de Capacitores Incluindo Restrições de Ressonância

5.1. Introdução

Neste capítulo são tratados dois assuntos importantes no estudo do PABC: a mudança nas características das cargas, devido ao aumento de cargas não lineares, e a filosofia clássica de compensação capacitiva, feita apenas no lado primário das redes de distribuição, ignorando os possíveis benefícios da alocação nas redes secundárias.

Pesquisas anteriores tentaram resolver o PABC no ambiente de cargas não lineares utilizando técnicas de otimização combinatória [5], [19] - [23]. Nestes estudos a ferramenta de decisão clássica foi o fluxo de carga harmônico ou técnicas de penetração harmônica. No entanto, as redes de estudo foram limitadas a redes de pequeno porte com modelos de cargas bem conhecidos. Em situações práticas de otimização, considerando redes de distribuição de médio e grande porte, o uso destes tipos de metodologias é quase inviável, principalmente devido ao limitado conhecimento do modelo não linear de todas as cargas envolvidas na rede de distribuição.

Outro fator a ser revisitado é a tendência atual de alocação de capacitores apenas na rede de distribuição primária por parte das concessionárias de energia. Como se indicou no CAPÍTULO 1, os fundamentos para tais práticas eram os altos custos por kVAr dos capacitores de baixa tensão em relação aos de média tensão.

Em relação às técnicas de solução, o número de algoritmos propostos para resolver o PABC tem sido elevado, destacando as seguintes: analíticas, de otimização clássica, heurísticas, metaheurísticas e híbridas. Estas técnicas, de alguma maneira, concentram a idéia de reduzir os custos de operação da rede sujeito a um conjunto de restrições operacionais próprias do sistema elétrico. Uma revisão bibliográfica destes métodos pode ser encontrada em [84].

A modelagem do sistema de distribuição é um assunto fundamental, com impacto relevante na qualidade e confiabilidade da solução. As primeiras pesquisas neste campo consideravam muitas simplificações e empregavam técnicas analíticas e heurísticas para resolver o problema. Um exemplo disto é encontrado em [2], onde as cargas são representadas de forma concentrada ou uniformemente

distribuídas pelo alimentador. Desde esse estudo, a modelagem do sistema foi tornando-se mais completa, chegando a considerar sistemas desbalanceados, [7].

O comum dos estudos reportados acima é que eles alocam os capacitores somente na rede de distribuição primária. O principal motivo sustentado pelos autores é o maior custo de manutenção dos capacitores para as tensões da rede secundária, uma vez que estes seriam mais numerosos e distribuídos em mais pontos da rede secundária. Além disso a taxa US\$/kVAr é maior comparada com os capacitores de média tensão, [1]. Por outro lado, capacitores instalados mais próximo das cargas são mais efetivos para o fornecimento das necessidades de potência reativa enquanto são minimizadas as perdas do sistema, [26]. Nesse sentido, os resultados do projeto reportado em [85] demonstram que, fazendo a correção de reativos na rede secundária de baixa tensão, em muitos casos, são conseguidas vantagens econômicas e técnicas, como um bom aumento da capacidade do sistema e melhoria no perfil de tensão.

Nos últimos anos, a indústria de fabricação de capacitores elétricos tem reportado melhorias nos seus processos de produção. Tem ocorrido, por exemplo, a redução de volume e perdas por kVAr, como pode-se observar na Figura 5-1. Desta forma, capacitores de baixa tensão são notavelmente mais eficientes que há anos atrás.

Tradicionalmente, devido ao melhor aproveitamento dos materiais em altas tensões, os capacitores de média tensão já apresentavam bom rendimento e evoluíram pouco em relação aos de baixa tensão. A Figura 5-2 mostra dois capacitores de média tensão de potência similar, a mudança do projeto é notória.

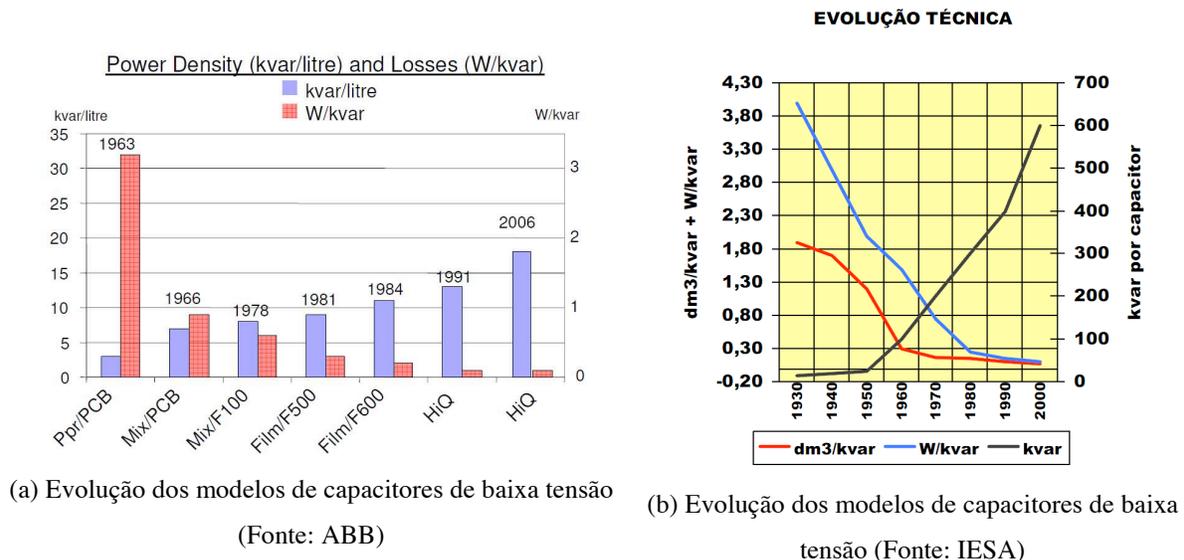
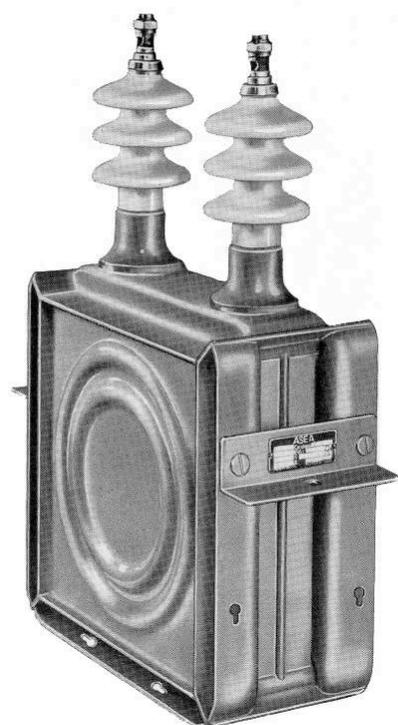


Figura 5-1– Evolução da tecnologia dos capacitores de baixa tensão



(a) Capacitor de média tensão - anos 70



(b) Capacitor de média tensão - atual

Figura 5-2– Capacitores de média tensão (Fonte: ABB)

Portanto, devido aos novos materiais utilizados, processos de produção mais eficientes e, adicionalmente, uma maior demanda de capacitores, os fabricantes têm experimentado uma diminuição razoável nos preços de venda finais.

Os argumentos descritos acima sugerem que é necessário realizar novos estudos da melhor alternativa da alocação de bancos de capacitores, considerando a rede primária e secundária juntas. Também será necessário incluir aspectos relacionados às não linearidades produto das cargas harmônicas que compõem as redes de distribuição.

5.2. Problema de alocação de capacitores em redes desbalanceadas

Em projetos de investimento, a melhor representação da função de aptidão pode ser traduzida pelo valor presente líquido (*VPL*) de custos e benefícios econômicos, [86], [87]. Os investimentos em capacitores, instalação e manutenção, devem justificar uma taxa de retorno do investimento para as concessionárias, de tal forma que o projeto seja atrativo. A compensação capacitiva resulta em vários

benefícios técnicos e econômicos. A redução das perdas e os ganhos pelo aumento das vendas de energia são alguns dos benefícios que podem ser observados pelas concessionárias.

O tempo de vida útil projetado pelos fabricantes de capacitores são de cinco anos ($T_{BT} = 5$) para bancos de baixa tensão e vinte anos ($T_{MT} = 20$) para bancos de média tensão (se entende que estes equipamentos estarão submetidos a valores máximos de sobrecarga, sobrecorrente e temperatura de operação recomendados pela norma IEEE 1036-1992).

Para um projeto de compensação capacitiva de vinte anos a Figura 5-3 mostra o fluxo de caixa não convencional do investimento e dos ganhos.

Deve-se ressaltar que o preço de energia (tarifa invariável) e a demanda dos consumidores são considerados constantes no período de estudo. Adicionalmente, desconsidera-se o efeito da inflação, sendo este fator muito difícil de prever. Entretanto, não considerar estes aspectos torna a formulação como sendo conservadora.

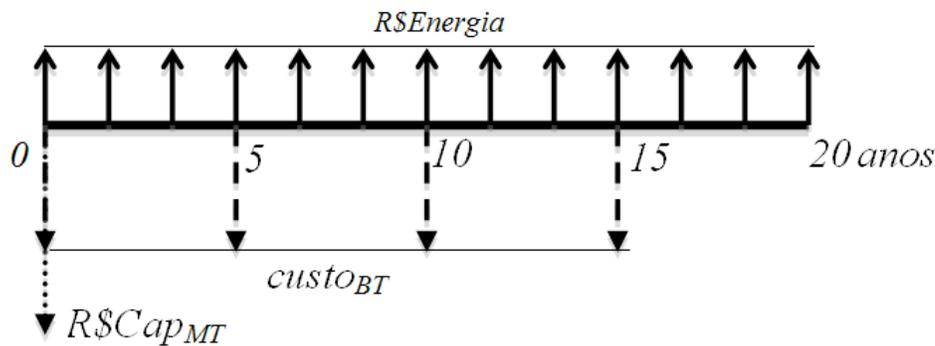


Figura 5-3– Fluxo de caixa não convencional do projeto de compensação reativa

O valor presente do custo dos capacitores na baixa tensão deve ser calculado no início do período de investimento, isto é, no ano zero:

$$R\$Cap_{BT} = \sum_{i=\{0,1,\dots,T_c\}} \frac{custo_{BT}}{(1+r)^{5i}}, \text{ em que: } T_c = \frac{T_{MT}}{T_{BT}} - 1 \quad (5-1)$$

r pode ser a taxa de juros da operação ou a taxa interna de retorno do projeto em estudo. Assumindo que a perda de energia no caso base é dada por $PerKWh^{inic}$ e a demanda inicial de energia por $DemaKWh^{inic}$, então o ganho anual a maximizar será dado por:

$$R\$Energia = PerKWh^{inic} - PerKWh^{final} + DemaKWh^{final} - DemaKWh^{inic} \quad (5-2)$$

Com base nestas informações a função objetivo é formulada como segue:

$$F.obj = \min(-VPL) \quad (5-3)$$

Em que o VPL é:

$$VPL = -R\$Cap_{BT} - R\$Cap_{MT} + \sum_{n=1 \dots T_{MT}} \frac{R\$Energ}{(1+r)^n} \quad (5-4)$$

Para o cálculo do valor presente das entradas e saídas de caixa é utilizada a taxa mínima de atratividade ($r = TMA$) como a taxa de desconto. Se a TMA for igual à taxa interna de retorno (TIR) esperada pela concessionária, e o VPL for maior a zero, significa que a sua expectativa de retorno foi superada e que a concessionária estará esperando um lucro adicional a qualquer investimento que tenha valor presente igual ao VPL .

O modelo matemático base do PABC, considerando cargas balanceadas, foi proposto por Baran e Wu em [3], e representa um problema de programação não linear inteiro misto (PNLIM), com função objetivo não diferenciável. Este problema se caracteriza por apresentar o fenômeno da explosão combinatória conforme o crescimento do sistema. Para o caso de sistemas desbalanceados a formulação do problema pode ser representada segundo a proposta dada em [7]. Como as cargas são consideradas constantes no período de estudo, os custos anuais das perdas de energia (iniciais) utilizados na equação (5-2) são calculados como segue:

$$PerdKwh^{inic} = k_e \sum_{l=A}^C \sum_{i=1:n} T^i P_{loss}^{li}(x^i, u^{Ai}, u^{Bi}, u^{Ci}) \quad (5-5)$$

Os custos anuais (iniciais) pelas vendas de energia utilizadas na equação (5-2) são calculados como segue:

$$DemaKwh^{inic} = k_g \sum_{l=A}^C \sum_{i \in N_T} T^i [P_0^{li} - P_{loss}^{li}(x^i, u^{Ai}, u^{Bi}, u^{Ci})] \quad (5-6)$$

O custo dos capacitores em baixa tensão é dado como:

$$custoBT = \sum_{k \in N_C} C_{F^k}(u_{A0}^k, u_{B0}^k, u_{C0}^k) + \sum_{k \in N_C} C_{C^k}(u_{A0}^k, u_{B0}^k, u_{C0}^k) \quad (5-7)$$

Este custo deve ainda ser inserido na equação (5-1) para se obter o VPL do investimento em capacitores em baixa tensão no projeto. O custo dos capacitores de média tensão envolvidos no projeto é dado como:

$$R\$Cap_{MT} = \sum_{k \in N_c} C_{F^k}(u_{A0}^k, u_{B0}^k, u_{C0}^k) + \sum_{k \in N_c} C_{C^k}(u_{A0}^k, u_{B0}^k, u_{C0}^k) \quad (5-8)$$

Na equação (5-5), P_{loss}^{li} representa as perdas totais de potência no sistema na fase l ($l = A, B, C$) e está em função do nível de carga i , k_e é o custo de compra de energia em US\$/kWh.

Na equação (5-6), P_0^{li} representa a potência ativa na subestação na fase l , no nível de carga i . O custo de venda de energia em US\$/kWh é dado por k_g .

Na equação (5-7), o primeiro e segundo termo representa o custo de aquisição, instalação e manutenção dos bancos de capacitores fixos e chaveados em função de suas potências nominais, respectivamente. Deve-se observar que estes termos são de natureza discreta não diferenciável, pois representam capacitores padrões industriais.

As equações que definem as restrições tradicionais do problema são dadas por:

$$\begin{aligned} F^i(x^i, u^{Ai}, u^{Bi}, u^{Ci}) &= 0 && \text{(restrição do fluxo de carga)} \\ V_{\min}^{li} \leq V_k^{li} \leq V_{\max}^{li} &&& \text{(restrições das magnitudes de tensão)} \\ u_k^{l0} = m \times u_s, \quad 0 \leq m \leq m_c &&& \text{(caráter discreto das potências dos bancos,} \\ u_k^{li} = \text{potência discreta do banco} &&& \text{m é um inteiro)} \\ u_k^{Ai} = u_k^{A0} \leq m_c u_s &&& \\ u_k^{Bi} = u_k^{B0} \leq m_c u_s &&& \text{(restrição de operação dos bancos fixos)} \\ u_k^{Ci} = u_k^{C0} \leq m_c u_s &&& \\ u_k^{Ai} \leq u_k^{A0} \leq m_c u_s &&& \\ u_k^{Bi} \leq u_k^{B0} \leq m_c u_s &&& \text{(restrição de operação dos bancos} \\ u_k^{Ci} \leq u_k^{C0} \leq m_c u_s &&& \text{chaveados)} \end{aligned} \quad (5-9)$$

Em que, i representa o nível de carga atual, x^i é o vetor de estado que contém as magnitudes de tensão e ângulos por cada fase em cada barra do sistema, u^{Ai} , u^{Bi} e u^{Ci} são os vetores de controle que representam os pontos de operação dos bancos de capacitores para as fases A, B e C, respectivamente. Os sub-índices $A0$, $B0$ e $C0$, representam a potência nominal desses bancos e são seus limites superiores de operação.

N_c é o conjunto de barras candidatas a alocar capacitores e é um subconjunto do número total de barras, N , da rede de distribuição. Ambos compreendem redes de distribuição primária e secundária. Finalmente, nt é o número de níveis de operação do sistema.

As restrições de fluxo de carga trifásico estão sendo representadas por F^i , esta envolve uma modelagem detalhada dos componentes do sistema de distribuição primário e secundário, tais como: linhas, capacitores shunt, cargas, transformadores e se existir geradores distribuídos segundo o tratado no CAPÍTULO 1 e CAPÍTULO 4.

As tensões V_k^{li} para todo $k \in N$, na fase l , nível de carga i , devem estar dentro dos limites estabelecidos pela resolução ANEEL 505, [88].

A seguir são propostas duas metaheurísticas para resolver o problema. Para isso, deve-se determinar uma adequada codificação das variáveis de controle.

Nesta proposta se considera que os reguladores de tensão já estão alocados. Isto é, estes são incluídos dentro da modelagem do fluxo de carga, sendo conhecidas antecipadamente as suas posições, opções de controle e valores de R e X nos seus circuitos compensadores.

5.3. Solução através das metaheurísticas propostas

As técnicas propostas para resolver o problema formulado acima são: um Algoritmo Genético Especializado (AGE), [14] e um Algoritmo *Particle Swarm* (PSO), [15].

O AGE foi utilizado com sucesso em estudos de planejamento ótimo da expansão de sistemas de transmissão com resultados superiores aos AG tradicionais que utilizam estratégias como elitismo, por exemplo, [90]-[92]. Conseqüentemente, surgiu a motivação para aplicar este método à solução do problema.

O PSO, por sua vez, é uma técnica recente aplicada também com sucesso em estudo de sistemas de potência, e que em poucos anos se tornou uma boa alternativa para resolver problemas de pesquisa operacional em diferentes áreas da ciência, [73], [74].

5.3.1. Solução aplicando o algoritmo genético especializado

As principais etapas do AGE são: codificação, seleção, recombinação, mutação, melhoria local e substituição do indivíduo gerado. A codificação é a representação das soluções ao problema. Portanto, deve ser feita com especial atenção e cuidado. No PABC as soluções, locais e capacidades dos bancos de capacitores, são representadas por números inteiros para as potências dos capacitores e as posições estão

dadas pelo lugar em que aparecem no vetor de codificação. Assim, um indivíduo é o vetor de barras candidatas a alocar capacitores. Para a seleção sugere-se usar a seleção por torneio, que é considerada como a mais eficiente, [92]. A recombinação e mutação dependem do tipo de codificação. Em nossos testes a recombinação e mutação que funcionaram melhor são de um ponto, uma vez que permitem manter a factibilidade dos indivíduos. Diferente dos AG tradicionais, no AGE a função objetivo é separada das infactibilidades, assim a função objetivo é armazenada no vetor *fitness* e as infactibilidades no vetor *unfitness*.

No AGE em cada passo é gerado um único descendente que pode entrar na população depois de um processo de melhoria local, este processo é feito em duas fases; a primeira que melhora a factibilidade do descendente mutado e logo depois, a segunda que melhora sua qualidade. A segunda etapa está definida pelas fases de adição, deslocamento e retirada de bancos. Esta heurística demonstrou acelerar o processo de busca [89] e, dependendo do sucesso alcançado, pode-se passar de uma configuração infactível para outra configuração factível, mas de melhor qualidade.

Outra característica especial do AGE é que em cada passo é substituído apenas um elemento da população, o mais infactível, ou se todas são factíveis, a de pior qualidade. Portanto, a incumbente e as melhores soluções permanecem na população atual, pois sempre é trocada apenas a pior configuração, desde que esta seja diferente de todas as configurações contidas na população atual. Este mecanismo dá um controle absoluto da diversidade, evitando que na população atual existam soluções repetidas.

As duas vantagens principais deste algoritmo em relação a um AG tradicional são: (1) o controle absoluto da diversidade, e (2) uma otimização local do descendente gerado, além de tratar de forma diferente o problema das infactibilidades.

A seguir são detalhados os principais passos do algoritmo genético proposto.

Codificação:

A forma de codificação mais utilizada no problema é a codificação decimal das variáveis que representam o número de bancos que operam em cada barra e em cada nível de operação. A Figura 5-4 mostra um exemplo de codificação com bancos mistos, três níveis de operação (pico, médio e baixo) e considerando ambas, as redes primárias e secundárias juntas. Neste exemplo a rede primária é curta, com apenas 8 barras, mas com n barras na rede secundária.

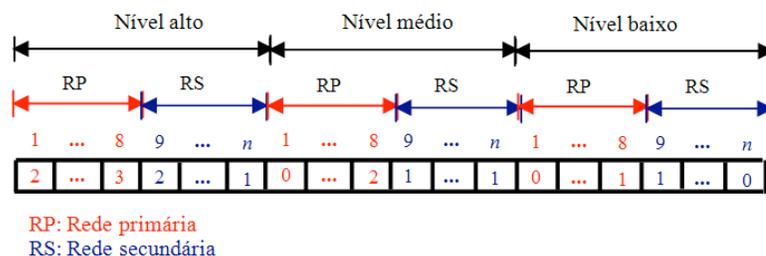


Figura 5-4– Vetor de codificação do algoritmo genético.

Observação:

- Por práticas atuais das empresas de distribuição, apenas se permite a alocação de bancos de capacitores trifásicos balanceados. A alocação de capacitores nos trechos monofásicos não é uma prática das concessionárias de energia por serem trechos curtos ou pouco carregados, podendo apresentar problemas de sobre-tensão.
- Caso apenas se deseje alocar bancos de capacitores fixos, a codificação apenas considera um nível de carga. Entende-se que suas potências permanecem constantes com a mudança do carregamento.

Nesta proposta de codificação, por exemplo, temos um banco de capacitores localizado na barra 8 (em média tensão) com códigos 3, 2 e 1 para o nível de carregamento alto, médio e baixo, respectivamente. Segundo a Tabela 5-1 estas potências correspondem a 900, 600 e 300 kVAr, isto é, um banco chaveado de potência nominal igual a 900 kVAr. O custo dos bancos chaveados de média tensão (MT) é estimado em três vezes o custo do banco fixo. Na baixa tensão (BT) essa relação é de duas vezes. Portanto, no exemplo acima, o custo do banco chaveado de 900 kVAr será de US\$ 33.180.

As potências padrões de capacitores fixos mais utilizados pelas concessionárias no Brasil, na baixa e média tensão são mostradas também na Tabela 5-1.

Tabela 5-1: Potências padrões e custos dos capacitores fixos de média (13,8 kV) e baixa (220 kV) tensão trifásicos.

	1	2	3	4	5	6	7
BT (kVAr)	5	7,5	10	15	20	30	55
BT (US\$)	150,0	161,5	171,0	246,0	317,5	425,0	663,0
MT (kVAr)	300	600	900	1200	-----	-----	-----
MT (US\$)	7985	8975	11060	12050	-----	-----	-----

Geração da população inicial:

A população inicial é gerada de forma aleatoriamente controlada, considerando todas as barras da rede como candidatas. Entretanto, existe a possibilidade de restringir certo tipo de barras para fora deste

conjunto. Deve-se evitar a geração de propostas ineficazes, isto é, capacitores em que a potência injetada no nível médio e baixo seja maior que a correspondente do nível pico. Outra condição é que todos os indivíduos gerados na população devem ser diferentes.

Função objetivo e ineficazidades:

No AGE a ferramenta necessária para o cálculo da função objetivo (*fitness*) e das ineficazidades, violações operacionais (*unfitness*), é o fluxo de carga. Estes valores são normalmente armazenados por separado e são usados com diferente objetivo. As ineficazidades são divididas em dois tipos: 1) por violações de tensão, *unfitness.volt*, e 2) por violação do fator de potência na subestação, *unfitness.fp*.

Verificação das ineficazidades e cálculo da função objetivo:

Para uma proposta de solução do problema identificada pelo vetor de codificação, o problema formulado na equação (5-9) se reduz a um problema de fluxo de carga com restrições de limites de tensão em cada barra da rede.

$$\begin{aligned}
 F_i(x_i, u_{A_i}, u_{B_i}, u_{C_i}) &= 0; \\
 V^{k,\min} &\leq \min([V_{A_i}^k, V_{B_i}^k, V_{C_i}^k]) = Vm_i^k \quad i = 1, \dots, nt; \\
 V^{k,\max} &\geq \max([V_{A_i}^k, V_{B_i}^k, V_{C_i}^k]) = Vm_i^k; \quad k = 1, \dots, nb
 \end{aligned}
 \tag{5-10}$$

Em princípio, deve-se resolver a equação (5-10). Normalmente, se resolve com *nt* fluxos de carga sem levar em conta as restrições de tensão e, posteriormente, se verifica se as tensões e os fatores de potência na subestação se encontram dentro dos limites. No caso que alguma barra do sistema apresente o valor de tensão fora dos limites, ou se tenha violações do fator de potência na subestação, para qualquer nível de carga, então a proposta de solução é ineficaz.

Na metaheurística que se apresenta para um indivíduo qualquer *j*, a função objetivo original do problema é armazenada separadamente no vetor *fitness* e calculada depois de conhecer as perdas em cada nível de operação mais os custos dos capacitores segundo a equação (5-11).

$$fitness(j) = F.Obj \tag{5-11}$$

Por outro lado, as ineficazidades, ou seja, as violações dos limites de tensão e fator de potência são armazenadas separadamente no vetor *unfitness.volt* e *unfitness.fp* segundo (5-12) e (5-13), respectivamente:

$$unfitness.volt(j) = \sum_{i=1}^{nt} \sum_{k=1}^n |\Delta v_i^k|$$

$$\Delta v_i^k = \begin{cases} 0 & se : V_i^{k,\min} \leq V_i^k \leq V_i^{k,\max} \\ V_i^k - V_i^{k,\min} & se : V_i^k < V_i^{k,\min} \\ V_i^{k,\max} - V_i^k & se : V_i^k > V_i^{k,\max} \end{cases} \quad (5-12)$$

$$unfitness.fp(j) = \sum_{i=1}^{nt} \sum_{k=1}^n |\Delta fp_i^k|$$

$$\Delta fp_i^k = \begin{cases} 0 & se : fp_i^{k,\min} \leq fp_i^k \leq fp_i^{k,\max} \\ fp_i^k - fp_i^{k,\min} & se : fp_i^k < fp_i^{k,\min} \\ fp_i^{k,\max} - fp_i^k & se : fp_i^k > fp_i^{k,\max} \end{cases} \quad (5-13)$$

Seleção:

Baseado nas pesquisas em [90] - [92], a seleção por torneio é a mais simples e que apresenta melhores resultados para este tipo de problema. Nesta seleção são realizadas duas competições, em cada competição são aleatoriamente escolhidos k indivíduos. Os indivíduos com melhor valor de *fitness* ganham as competições e terão direito a gerar um descendente na próxima etapa de recombinação. Os dois pais devem ser necessariamente diferentes. Valores usuais de k são 2, 3, 4, mas para redes de grande porte, é recomendável aumentar o tamanho da população e, porém o valor de k deve aumentar devido à maior diversidade presente na população.

Recombinação:

É utilizada a recombinação de um ponto, em que diferente dos AG tradicionais dos dois filhos gerados, somente um deles, com igual probabilidade, fará parte da população na seguinte geração. O outro filho será eliminado. A taxa de recombinação, tc , varia de 0,9 - 1.

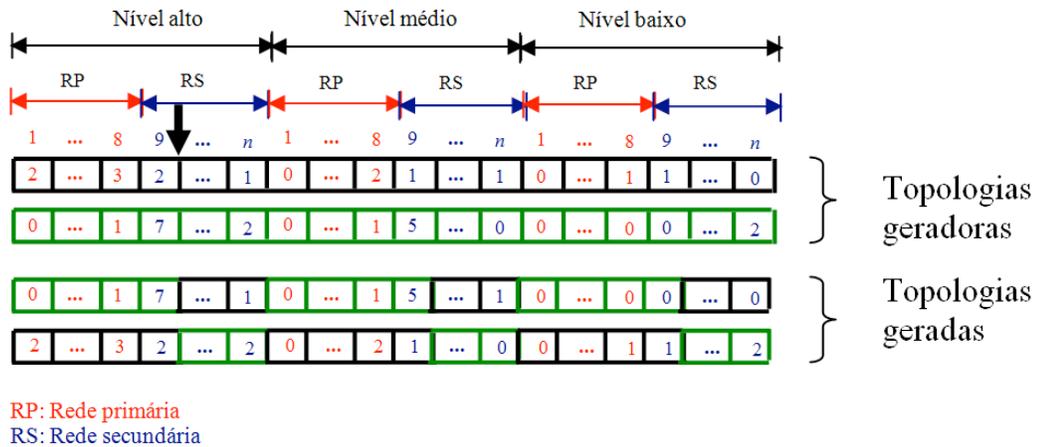


Figura 5-5– Processo de recombinação de um ponto.

Mutação:

É escolhido aleatoriamente um ponto de mutação dentre os membros do indivíduo recombinado. A decisão será de aumentar ou diminuir um passo no valor do membro, mantendo sempre a factibilidade do indivíduo, isto é, não se podem ter valores negativos e devem-se respeitar os limites máximos dados na geração inicial dos indivíduos.

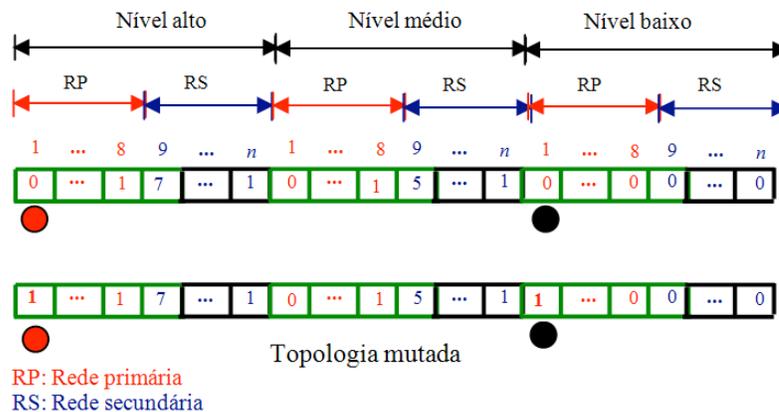


Figura 5-6– Processo de mutação de um ponto.

Etapa de melhoria local:

São propostos dois tipos de melhorias separadas como, *melhoria da factibilidade* e *melhoria da qualidade do indivíduo*, nessa ordem hierárquica.

1) *Melhoria da factibilidade*: mediante o fluxo de carga verifica-se a existência de violações de tensão. No caso em que exista uma barra com tensão máxima acima do limite superior, se procurará reduzir um passo do banco de capacitores nesta barra ou próximas dela. No caso de existir violações no

limite inferior se aumentará um passo do banco capacitores nesta barra. A variação em passos é realizada até alcançar o limite máximo de capacitores por barra ou não se tenha mais violações de tensão na rede. Deve-se verificar também que os fatores de potência na subestação estejam dentro dos limites estabelecidos.

2) *Melhoria da função fitness*: Se o passo anterior leva o indivíduo inactível a ser factível de tensão, $unfitness.volt = 0$, então se procede a três sub-etapas de melhoria da qualidade do *fitness* denominadas adição, deslocamento e retirada de capacitores. Antes será necessário definir um critério de aceitação dado um movimento em qualquer das sub-etapas:

Critério de aceitação: se há melhoria do fitness e se esta melhoria não torna inactível a proposta e se há diminuição da inactibilidade do fator de potência, então o critério de aceitação é satisfeito.

Adição de capacitores: ordenam-se as barras com bancos de potência maior a menor em uma lista. Começando do primeiro elemento da lista, se aumenta um capacitor na barra escolhida, a nova configuração é aceita se cumpre o "critério de aceitação". A adição de capacitores por barra termina quando, se atinge o limite máximo de capacitores por barra ou não se cumpre o "critério de aceitação". Este procedimento é repetido com todos os elementos da lista.

Deslocamento de capacitores: ordenam-se os índices das barras em uma lista de menor a maior potência de capacitores. Começando do primeiro elemento da lista, se procede a deslocar o banco de capacitores alocado para uma barra vizinha. Se a nova configuração cumpre com o "critério de aceitação" se admite está proposta e se continua deslocando o mesmo banco para a seguinte barra vizinha. O deslocamento deste banco termina somente quando não se cumpre com algum quesito do "critério de aceitação" ou no deslocamento se encontra uma barra vizinha com banco já existente. O processo de deslocamento é realizado com todas as barras seguintes da lista.

Retirada de capacitores: ordenam-se as barras em uma lista de menor a maior potência de capacitores. Iniciando da primeira barra da lista se procede a retirar um capacitor. A nova configuração é aceita se cumpre o "critério de aceitação". A retirada de capacitores desta barra termina quando, não se tem mais capacitores na barra ou não se cumpre com algum quesito do "critério de aceitação". Procede-se de forma similar com todas as barras seguintes da lista.

Substituição da população: para a substituição da população a proposta junta os dois tipos de infactibilidade, $unfitness = unfitness.volt + unfitness.fp$. O indivíduo melhorado somente substituirá um indivíduo da população se cumpre todos os quesitos da seguinte regra:

- Se o indivíduo melhorado é infactível ($unfitness \neq 0$), este somente poderá substituir o indivíduo mais infactível da população.
- Se o indivíduo melhorado é factível, este deverá substituir o elemento mais infactível da população. Se todos os indivíduos da população são factíveis, então este substituirá o elemento de pior qualidade, isto é, o indivíduo com maior valor de $fitness$.
- O indivíduo melhorado deverá ser diferente a todos os contidos na população atual, se for igual este será descartado.

Observa-se que este AG preserva sempre a diversidade da população, o que evita convergências prematuras. As configurações infactíveis participam da evolução do AG, sendo que elas são substituídas passo a passo por melhores propostas. Outra vantagem deste AG é a etapa de melhoria local que intensifica a busca em diversas regiões promissoras do problema, e finalmente, o processo de substituição geracional garante a preservação da melhor solução ou incumbente.

O processo termina quando a incumbente não tem mais melhoria em um número determinado de iterações, ou quando um número determinado de problemas de fluxo de carga for resolvido. A Tabela 5-2 mostra os passos básicos do AGE.

Tabela 5-2: Passos do algoritmo genético especializado

Passo 1	Especificar os parâmetros de controle (tamanho da população, taxa de recombinação, taxa de mutação, etc);
Passo 2	Gerar a população inicial usando uma estratégia aleatória controlada. Avaliar a função de aptidão de cada indivíduo no vetor $fitness$ e as infactibilidades no vetor $unfitness$;
Passo 3	Implementar a seleção por torneio para escolher apenas duas soluções geradoras;
Passo 4	Implementar a recombinação e preservar apenas um descendente;
Passo 5	Implementar a mutação do descendente preservado;
Passo 6	Implementar a fase de melhoria local do descendente preservado;
Passo 7	Decidir se o descendente melhorado pode entrar na população substituindo um elemento da população depois de verificar a prova de substituição;
Passo 8	Se o critério de parada não for cumprido voltar ao passo 3. Em caso contrário terminar o processo.

5.3.2. Solução aplicando o algoritmo Particle Swarm Especializado

A codificação do problema, detalhada na seção anterior, será utilizada para representar as partículas do algoritmo *particle swarm especializado* (PSOE). Esta codificação de tipo inteira, que

representa a posição da partícula no espaço de busca apresenta vantagens na hora de codificar o problema. A dimensão da partícula representa a quantidade total de barras da rede em que bancos podem ser instalados. Um valor diferente de zero em determinada posição da partícula representa um banco de capacitores com uma potência estabelecida. Portanto, uma proposta de solução é dada pelo vetor x , que é idêntica ao indivíduo do AGE mostrado na Figura 5-4.

Para cada partícula do enxame, representada pelo vetor x , se executa um fluxo de carga encontrando-se a função *fitness* segundo se mostra a seguir:

$$fitness = F.Obj + unfitnness.volt \times \alpha 1 + unfitnness.fp \times \alpha 2 \quad (5-14)$$

As constantes $\alpha 1$ e $\alpha 2$ definem o peso das inactibilidades no valor do *fitness*. Para o PABC ambos os pesos tem o mesmo valor, igual a 10^5 .

As velocidades inicialmente também são codificadas de forma inteira, considerando os limites máximos e mínimos dados pelos valores de suas respectivas posições. Isto evita que as partículas se afastem das fronteiras do espaço de busca do problema:

$$v_{max} = k_v \cdot x_{max} \quad (5-15)$$

Na equação (5-15) o fator k_v controla os limites da velocidade das partículas, normalmente varia de 0,1 até 1. O PSO básico utiliza as equações (5-16) e (5-17) propostas por [15] para a atualização das velocidades e posições das partículas dentro do espaço de busca.

$$\bar{v}_j^{i+1} = w_j \cdot \bar{v}_j^i + c_1 \cdot r_1 (\bar{p}i_j - \bar{x}_j^i) + c_2 \cdot r_2 (\bar{p}g_j - \bar{x}_j^i) \quad (5-16)$$

$$\bar{x}_j^{i+1} = \bar{x}_j^i + \bar{v}_j^i \quad (5-17)$$

Em que:

- \bar{v}_j^i e w_j^i São os vetores velocidade e inércia, respectivamente, da partícula j na iteração i ;
- \bar{x}_j^i Representa a posição da partícula j na iteração i ;
- c_1, c_2 São os coeficientes de ponderação, selecionados entre 0 e 2;
- $\bar{p}i_j$ É a melhor posição encontrada pela partícula j no processo de busca;
- $\bar{p}g_j$ É a melhor posição encontrada pela partícula j dentro de sua vizinhança durante todo o processo;
- r_1 e r_2 São números aleatórios entre 0 e 1.

O arredondamento das posições das partículas é realizado após suas respectivas atualizações. As velocidades não são arredondadas, mas sempre estão dentro dos seus limites, [93].

A função de ponderação inercial, w , introduz a preferência de uma partícula continuar se movendo na mesma direção que estava seguindo em uma iteração anterior. Valores elevados de w facilitam uma exploração global enquanto que, pequenos valores de w tendem a facilitar uma exploração local. Assim, resultados experimentais sugerem que ao início, a inércia deve ser grande e deve ser reduzida segundo aumentam as iterações. A equação (5-18) cristaliza esta idéia:

$$w = w_{\max} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{iter_{\max}} \times cont \quad (5-18)$$

Em que, $cont$ é contador de iterações, $iter_{\max}$ é o número total de iterações do PSO. Entretanto, a proposta de Cler et al. [94] considera um ‘fator de constrição χ ’ para atualizar a velocidade das partículas.

$$\bar{v}_j^{i+1} = \chi[\bar{v}_j^i + c_1 r_1 (\bar{p}i_j - \bar{x}_j^i) + c_2 r_2 (\bar{p}g_j - \bar{x}_j^i)] \quad (5-19)$$

As constantes c_1 e c_2 representam a ponderação das partes de “cognição” e “social” que influenciam cada partícula em direção ao pi_{best} e ao pg_{best} , respectivamente. O fator de constrição $\chi = 0,729$.

Outra proposta muito difundida na literatura especializada é chamada de “Fully Informed PSO (FIPS)”. Diferencia-se das outras duas propostas acima, uma vez que para atualizar as velocidades das partículas é necessário utilizar informação de todos os membros da vizinhança. A proposta de Cler et al. na sua forma determinística é como segue:

$$\bar{v}_j^{i+1} = \chi[\bar{v}_j^i + \phi(\bar{P}_j^m - \bar{x}_j^i)] \quad (5-20)$$

$$\bar{P}_j^m = \frac{c_1 \bar{P}i_j + c_2 \bar{P}g_j}{c_1 + c_2}, \quad \phi = c_1 + c_2 \quad (5-21)$$

Em [95] Mendes et al. propõe uma forma de calcular P^m .

$$\phi_j = U[0, \frac{\phi_{\max}}{|N|}], \text{ para todo } j \in N_j \quad (5-22)$$

$$P_j^m = \frac{\sum_{j \in N} W_j \phi_j \cdot \bar{P}_{j-best}}{\sum_{j \in N} W_j \phi_j} \quad (5-23)$$

Em que, \bar{P}_{j-best} e W_j são a melhor posição e seu respectivo valor *fitness* encontrado pela partícula j até o momento.

Ao contrário dos PSO anteriores, em que uma partícula j está influenciada pelo melhor indivíduo entre todos os vizinhos, no FIPS todas as partículas da vizinhança tem influencia sobre os outros vizinhos. Assim, dependendo do tamanho da vizinhança se define o grau de diversidade da busca.

Dado que no processo de busca, as velocidades tornam-se contínuas é necessário truncar os valores das posições para os inteiros mais próximos uma vez feitas as atualizações das novas posições [96].

Os controles das velocidades e das posições dos indivíduos devem ser feitos de tal forma que sejam mantidas as factibilidades das velocidades em relação a $\pm v_{max}$ e x_{max} , respectivamente.

Tipos de Vizinhança:

Dependendo de como é feita a ligação entre os indivíduos da população, ou seja, da forma em que os indivíduos se influenciam mutuamente, existem várias topologias de vizinhança. O tipo de vizinhança em que todas as partículas interagem com todas é chamado de g_{best} . Esta implementação conduz a uma convergência mais rápida, portanto o risco de uma convergência para um ótimo local é bem maior que em outras implementações.

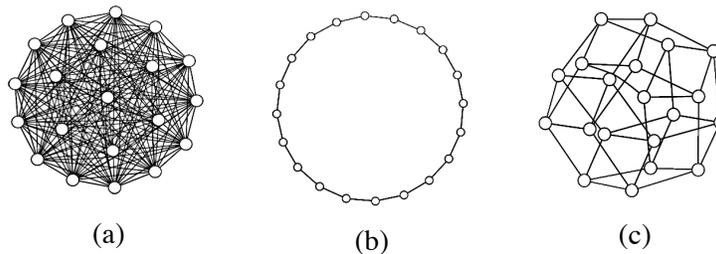


Figura 5-7– Topologias de vizinhança. (a) Global, (b) Local, (c) Von Neumann (VN)

A vizinhança l_{best} chamada também de vizinhança local relaciona uma partícula com outras duas, ela tem um comportamento mais lento no fluxo de informação de uma parte da população para a outra, toda vez que precisa passar por indivíduos intermediários, [97]. Esta topologia reduz um pouco a possibilidade de convergência para um ótimo local.

A topologia de Von Neumann (VN), usada para representar vizinhanças em Computação Evolutiva e Celular foi testada por Kennedy e Mendes, que descobriram que esta topologia se comporta muito melhor que as duas anteriores para determinado tipo de problemas. A população é arranjada numa matriz retangular, por exemplo, de ordem 5x4, com uma população de 20 indivíduos. Cada indivíduo é

conectado aos outros indivíduos por cima, por baixo, e pelos dois lados, fechando os lados. As três topologias discutidas são mostradas na Figura 5-7. Com base nestas pesquisas a interligação das partículas é feita utilizando a topologia de Von Neumann. A Tabela 5-3 mostra os principais passos que definem o algoritmo PSOE:

Tabela 5-3: Passos do algoritmo *Particle Swarm* Especializado.

Passo 1	Definir os parâmetros do PSOE a utilizar, tamanho da população, tipo de vizinhança, posições máximas e mínimas, etc.;
Passo 2	A partir da codificação inteira proposta para o AGE, inicializar as velocidades e posições das partículas de forma aleatória controlada, tal que todas as partículas sejam diferentes e estejam espalhadas no espaço de busca do problema;
Passo 3	Inicializar o contador de iterações k em zero;
Passo 4	Avaliar a função de aptidão de cada partícula para a iteração k , equação (5-14);
Passo 5	Para cada partícula encontrar a melhor posição alcançada por ele, p_i , e por ele dentro de sua vizinhança, p_g ;
Passo 6	Fazer $k = k+1$;
Passo 7	Atualizar as velocidades e posições das partículas de acordo com as equações (5-16) e (5-17), respectivamente;
Passo 8	Verificar a diversidade do enxame de tal forma que todos os indivíduos sejam diferentes;
Passo 9	Avaliar a função de aptidão de cada partícula para a iteração k , equação (5-14);
Passo 10	Executar a etapa de melhoria local da melhor partícula do enxame;
Passo 11	Atualizar o enxame com os melhores indivíduos atuais segundo sua função de aptidão;
Passo 12	Se o critério de convergência foi cumprido, então terminar o processo, caso contrário ir ao passo 5.

5.3.3. Testes em redes desbalanceadas de pequeno porte

Com o objetivo de testar os métodos propostos foi utilizado o sistema teste IEEE-34 barras reportado em [51]. Estes testes têm por objetivo a comparação dos tempos de processamento, custos das melhores soluções e suas recorrências no fluxo de carga.

A rede teste apresenta trechos com cargas distribuídas como, por exemplo, entre a barra 802 e 806 mostrados na Figura 5-8. A representação destas cargas é feita de forma concentrada no ponto médio da linha mediante barras fictícias com numeração iniciando em 9, como por exemplo a barra 902, [98].

A parcela referida ao custo dos bancos inclui o custo da infra-estrutura em cada barra mais o custo de aquisição dos capacitores fixos, segundo o mostrado na Tabela 5-1. Os custos dos capacitores chaveados de média e baixa tensão são considerados como 3 e 2 vezes os custos dos capacitores fixos de média e baixa tensão, respectivamente.

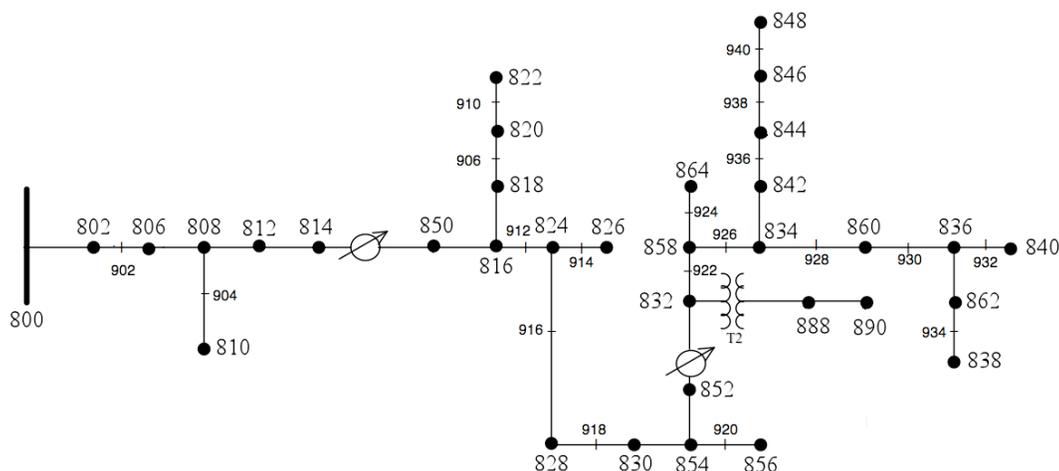


Figura 5-8– Rede IEEE-34 representado as cargas distribuídas.

Dada que a tensão no lado secundário do transformador T2 é de 4,16 kV foi necessário utilizar novas potências de capacitores e, portanto novos custos segundo se mostram na Tabela 5-4.

Tabela 5-4: Potências e custos dos capacitores trifásicos fixos de média tensão - 4,16 kV

	1	2	3	4	5	6	7
MT-1 (kVAr)	15	22,5	30	45	60	90	165
MT-1 (US\$)	450,0	484,5	513,0	738,0	952,5	1275,0	1989,0

A potência máxima do banco por barra foi limitada às máximas unidades mostradas na Tabela 5-1 e Tabela 5-4.

Os custos e alguns parâmetros elétricos utilizados no estudo são resumidos a seguir: custo de compra e venda de energia é 0,057 e 0,1184 dólares/kWh, respectivamente. Os limites de tensão foram estabelecidos em 0,93 – 1,05 pu, enquanto que os limites de fator de potência na subestação em 0,92 indutivo até 0,92 capacitivo. A duração da curva de carga é dividida em três partes, $T = [1000, 6760, 1000]$ horas.

Os tempos de vida útil dos capacitores de média e baixa tensão é de 5 e 20 anos, respectivamente. Assumindo que eles operam com tensões puramente senoidais o projeto de compensação capacitiva será de 20 anos. Isto representa 4 etapas de instalação de bancos de capacitores de baixa tensão.

Por simplicidade assume-se que as cargas se mantêm constantes durante o horizonte de estudo. A taxa mínima de atratividade do projeto é de 17,5%.

A Tabela 5-5 resume os principais parâmetros de ajuste das metaheurísticas propostas:

Tabela 5-5: Parâmetros de ajuste das metaheurísticas

	AGE	PSOE
S1	Npop = 80; k = 4; nci = 2; tc = 1.	Npop = 20; c1=2; c2=2; $w_{ini}= 0,95$; $w_{fin}= 0,75$; $k_v = 0,15$
S2	Npop = 100; k = 5; nci = 3; tc = 1.	Npop = 20; c1=2; c2=2; $w_{ini}= 0,95$; $w_{fin}= 0,75$; $k_v = 0,15$
S3	Npop = 120; k = 6; nci = 3; tc = 1.	Npop = 30; c1=2; c2=2; $w_{ini}= 0,95$; $w_{fin}= 0,75$; $k_v = 0,20$
S4	Npop = 150; k = 8; nci = 3; tc = 1.	Npop = 30; c1=2; c2=2; $w_{ini}= 0,95$; $w_{fin}= 0,75$; $k_v = 0,20$

Em que, nci representa o número de barras candidatas escolhidos aleatoriamente na etapa de geração da população inicial.

Em todos os casos somente barras trifásicas são consideradas como candidatas a alocar capacitores, sendo estas 39. Portanto, o número de incógnitas é 117.

Para executar os programas foi utilizado um computador com processador Pentium Core2Duo, 2,4 Ghz, 2 MB de RAM e sistema operacional Leopard 10.3, o compilador foi o Matlab 2008.

Teste comparativo dos métodos propostos:

A Tabela 5-6 mostra quatro fatores de carga crescentes que foram aplicados na rede teste para três níveis de carregamento. Para o caso S4, nível pico, há uma sobrecarga de 110% acima da capacidade nominal do sistema e, portanto o ajuste de tensão desejado no centro de carga para o regulador instalado na barra 852 foi modificado de 124 a 126 V.

Tabela 5-6: Fatores de carga aplicados à rede IEEE-34 no teste de metaheurísticas.

Caso	Elevado	Médio	Baixo
S1	1,0	0,8	0,5
S2	1,1	0,85	0,5
S3	1,2	0,9	0,5
S4	1,3	0,9	0,5

Na Figura 5-9 são mostrados os tempos de processamento em minutos. No caso S1 há uma vantagem de 7 minutos a favor do AGE, sendo que esta vantagem diminui com o aumento do carregamento tornando-se negativa no caso S4.

Para o caso S4, de forte carregamento, os tempos de solução aumentaram notavelmente, principalmente pelo aumento do número de iterações do algoritmo de fluxo de carga.

A comparação dos tempos de solução do AGE e PSOE mostra que, em geral, este último é ligeiramente mais lento. Em [13] é mostrado que, embora o PSOE utiliza menos fluxos de carga

monofásicos que o AGE, este é ainda mais lento devido à geração de milhares de números aleatórios necessários dentro do processo de deslocamento das partículas do enxame.

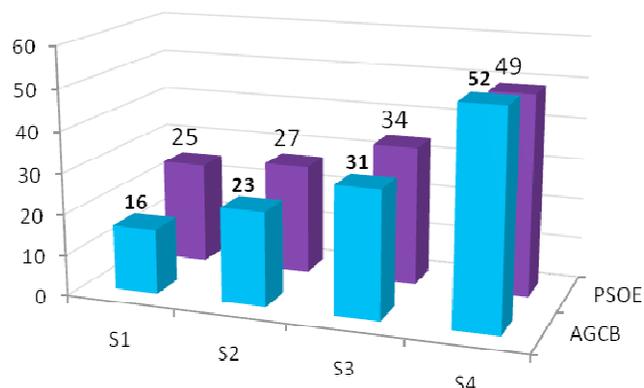


Figura 5-9– Tempos de processamento das metaheurísticas em minutos.

Os tempos de solução foram obtidos com o seguinte procedimento:

- Executam-se 10 tentativas do algoritmo em teste com um número de iterações relativamente grande, por exemplo: 5000.
- Toma-se a melhor solução encontrada pelos algoritmos em teste como os valores quase-ótimos do problema, um por cada metaheurística.

Executa-se novamente cada algoritmo em teste, sendo que o critério de parada é a obtenção do respectivo valor quase-ótimo encontrado no passo anterior. O tempo atingido neste último processo será o tempo de solução. Para cada um dos quatro casos é aplicado este procedimento.

A Figura 5-10 mostra os números de fluxo de carga resolvidos por cada algoritmo em teste. Observa-se que no caso S4 o AGE resolve aproximadamente 196 mil fluxos de carga contra 169 mil do PSOE resultando este último ser mais rápido.

A medida que se aumenta o carregamento aplicado no nível pico de carga, o AGE também aumenta sua recorrência a resolver mais fluxos de carga, (casos S3 e S4). Isto deve-se principalmente a que este método é fortemente dependente da etapa de melhoria local para conseguir indivíduos de boa qualidade (melhoria da factibilidade de tensão e qualidade). O PSOE é menos dependente desta etapa, pois apenas é aplicada a uma partícula, à melhor atual de cada iteração. Assim, o PSOE com estratégia populacional social consegue melhores regiões de busca utilizando menos fluxos de carga nos casos S3 e S4.

Pode-se concluir que o PSOE necessita de um número relativamente alto de fluxos de carga para o caso inicial, com aumentos suaves na medida em que o carregamento aplicado aumenta. Contrariamente, o AGE apresenta um número de fluxos de carga baixo quando o carregamento é leve (isto pode ser sinônimo de um problema "fácil" de ser resolvido), mas com aumentos consideráveis de fluxos de carga a maiores carregamentos.

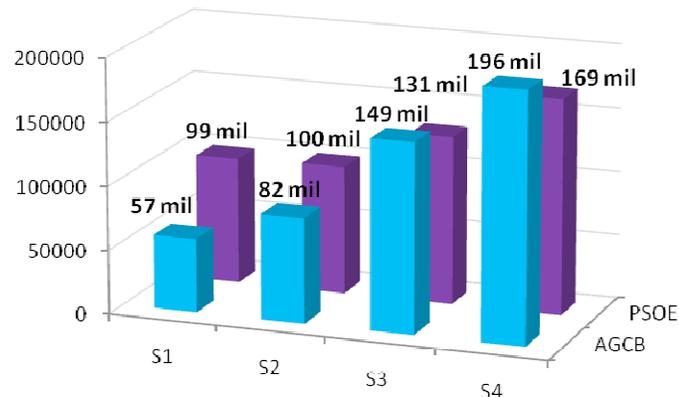


Figura 5-10– Números de fluxos de carga utilizados pelas metaheurísticas.

Na Tabela 5-7 observa-se que o AGE apresentou as melhores soluções para os casos S1 - S3, entanto que no caso S4 o PSOE foi mais eficiente. Deve-se lembrar que estes ganhos abrangem 20 anos do projeto.

Tabela 5-7: Melhores VPLs encontrados no teste de metaheurísticas propostas (em US\$).

Caso	AGE	PSOE
S1	239.612	234.911
S2	280.305	278.221
S3	303.443	301.273
S4	317.255	328.709

As configurações dos bancos de capacitores para cada caso e metaheurísticas são mostradas na Tabela 5-8. Observa-se em todos os casos que, além de alguns bancos em média tensão, foi necessária a alocação de capacitores nas duas únicas barras na saída do transformador de distribuição T2 de 500 kVA. Os fatores de potência na subestação para todos os casos estão entre -0,92 e +0,92, enquanto que as magnitudes de tensão estão dentro dos limites estabelecidos. Nos casos de carregamento S1 e S2 não há necessidade de bancos de capacitores chaveados de MT. Segundo o carregamento do nível pico aumenta

as restrições de fator de potência forçam a empregar alguns bancos de capacitores chaveados. Portanto, as empresas distribuidoras que não utilizam capacitores chaveados reduzem suas possibilidades de aumentos de ganhos pela redução de perdas e melhor regulação de tensão.

Tabela 5-8: Configuração das melhores soluções encontradas pelas metaheurísticas propostas.

Caso	AGE	PSOE
S1	844(2,2,2); 888(7,7,2); 890(7,7,7)	844(1,1,1); 888(7,7,7); 890(7,7,7)
S2	844(2,2,2); 888(7,7,2); 890(7,7,7)	844(2,2,2); 888(7,7,7); 890(7,7,4)
S3	852(2,2,2); 922(2,0,0); 888(7,7,5); 890(7,7,7)	844(1,1,1); 854(4,1,0); 888(7,7,7); 890(7,7,7)
S4	828(1,1,1); 832(1,0,0); 844(4,2,0); 888(7,7,7); 890(7,7,1)	832(3,0,0); 844(2,2,2); 942(3,3,3); 888(7,6,3); 890(7,7,3)

Verificação de custos do caso S4, resolvido pelo AGE:

A forma de exemplo do cálculo da função objetivo do problema apresenta-se a seguir a verificação dos resultados para o caso S4.

Passo 1: Lista de capacitores:

Capacitores em MT (24,9 kV):

- Barra 828, 100 kVAr por fase em conexão estrela (tipo fixo)
- Barra 832, 100 kVAr por fase em conexão estrela (tipo chaveado)
- Barra 844, 400 kVAr por fase em conexão estrela (tipo chaveado)

Capacitores em MT-1 (4,16 kV):

- Barra 888, 55 kVAr por fase em conexão delta (tipo fixo)
- Barra 890, 55 kVAr por fase em conexão delta (tipo chaveado)

Passo 2: Custo dos capacitores utilizando a Tabela 5-1 e Tabela 5-4:

- Custos em capacitores de MT: 68.090 US\$
- Custos em capacitores de MT-1: 5.967 US\$

Passo 3: Verificação das perdas e das demandas das cargas:

- Perdas em kW no caso base (Pico/Médio/Leve): 619,41/292,98/83,82
- Perdas em kW no caso S4 (Pico/Médio/Leve): 504,49/214,44/65,83
- Demanda em kW nas cargas no caso base (Pico/Médio/Leve): 2.178,30/1.612,96/911,08

- Demanda em kW nas cargas no caso S4 (Pico/Médio/Leve): 2.325,69/1.633,36/915,26

Passo 4: Verificação dos ganhos por energia:

- Ganho pelas perdas de energia: 37.838,90 US\$
- Ganho pelas vendas de energia: 34.273,72 US\$
- Ganho total em energia: 72.112,62 US\$

Passo 5: Aplicando o valor presente líquido (VPL):

$$VPL = -CustoCapacitoresMT - CustoCapacitoresBT \times Fator1 + GanhoTotalEnergia \times Fator2$$

- O *Fator1* se encontra mediante a equação (5-1), em que *Tc* é calculado como $20/5 - 1 = 3$:

$$Fator1 = \sum_{i=\{0,1,\dots,Tc\}} \frac{1}{(1+r)^{5i}} = \sum_{i=\{0,\dots,3\}} \frac{1}{(1+0,175)^{5i}} = 1,7348$$

- O *Fator2* se encontra utilizando a equação (5-4):

$$Fator2 = \sum_{n=\{1,\dots,MT\}} \frac{1}{(1+r)^n} = \sum_{n=\{1,\dots,20\}} \frac{1}{(1+0,175)^n} = 5,4872$$

Substituindo na expressão anterior:

$$VPL = -68.090 - 5.967 \times 1,7348 + 72.112,62 \times 5,4872 \text{ (US\$)}.$$

$$VPL = 317.254,8 \text{ US\$}.$$

5.3.4. Validação das metaheurísticas propostas

Nesta seção apresenta-se a validação das metaheurísticas propostas para uma rede de 9, [4] e outra de 135 barras, [8], ambas redes monofásicas. Os resultados foram comparados com o método Tabu Search proposto por Gallego et al. [8], sendo está uma das melhores heurísticas publicadas até a data para lidar com o problema na sua formulação clássica.

Para ambas as redes se utilizaram os mesmos critérios e dados, também a função objetivo foi modificada segundo se estabelece em [8].

Para o sistema de 9 barras foram encontrados os mesmos resultados, no caso de bancos de capacitores fixos e chaveados. Portanto, acredita-se que dada a dimensão pequena e estrutura simples desta rede, estas soluções sejam as globais.

No caso da rede de 135 barras foram encontradas soluções ligeiramente mais econômicas. No caso da alocação de bancos fixos houve apenas uma discordância com a barra 39 segundo se mostra na Tabela 5-9.

Tabela 5-9: Configuração quase-ótima de alocação de bancos fixos na rede 135-barras

	AGE			PSOE			TS, [8]		
	<i>f.obj</i> = 192.219 US\$			<i>f.obj</i> = 192.219 US\$			<i>f.obj</i> = 192.339 US\$		
Tempo (seg.)	20			90			Não reportado		
Barra	17	39	155	17	39	155	17	44	155
Q (kVAr - 3Ø)	600	600	1200	600	600	1200	600	600	1200

Na opção de alocação de bancos chaveados as posições das barras que formam a configuração de bancos diferem com as apresentadas em [8] com exceção da barra 155. Isto mostra que o PABC apresenta muitos ótimos locais que são próximos no valor da função objetivo.

Tabela 5-10: Configuração quase-ótima de alocação de bancos chaveados na rede 135-barras

	AGE			PSOE			TS, [8]		
	<i>f.obj</i> = 192.036 US\$			<i>f.obj</i> = 192.036 US\$			<i>f.obj</i> = 192.074 US\$		
	Q (kVAr 3Ø)			Q (kVAr 3Ø)			Q (kVAr 3Ø)		
Tempo (seg.)	25			110			Não reportado		
Barra	17	39	155	17	39	155	20	43	155
$S_0 = 1,8$	600	600	1200	600	600	1200	600	600	1200
$S_1 = 1,0$	600	600	1200	600	600	1200	600	600	1200
$S_2 = 0,5$	600	600	600	600	600	600	300	600	600

A Figura 5-11 mostra a característica da evolução da incumbente da população atual do AGE, observa-se que soluções de boa qualidade são obtidas em menos de 50 iterações. O tempo total aproximado do processo é de 20 segundos em um PC portátil com processador Core 2 Duo de 2.4Ghz, 2GB de RAM.

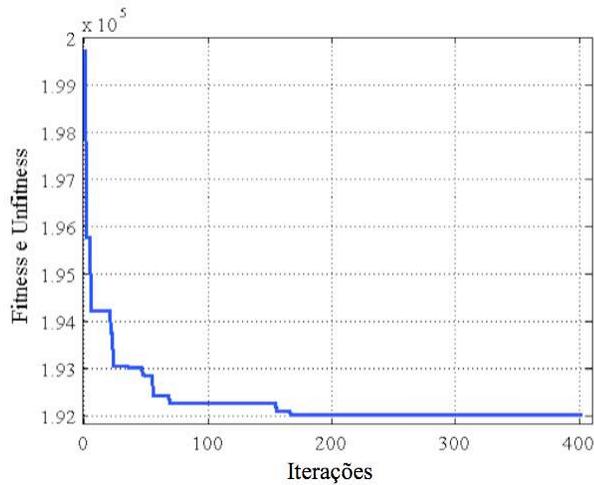


Figura 5-11– Evolução da incumbente do AGE no caso da alocação de bancos chaveados na rede 135-barras.

Deve-se ressaltar que os testes acima consideram a rede sem restrições de tensão. Com isso a otimização é mais simples e, portanto, o número de iterações é baixo. Entretanto, para testes em que seja necessário considerar restrições como fator de potência, tensão ou mesmo ressonâncias os algoritmos possuem técnicas especiais na etapa de melhoria local para cada tipo de restrição, que os ajudam a encontrar rapidamente topologias de boa qualidade.

Os principais parâmetros do AGE nestes testes foram: tamanho da população, $N_{pop} = 60$, fator de seleção, $k = 4$, taxa de recombinação, $tc = 1$ e o critério de parada em 400 iterações.

Os principais parâmetros do PSOE nestes testes foram: tamanho da população, $N_{pop} = 30$, $c_1=2$, $c_2=2$; $w_{ini}= 0,95$; $w_{fin}= 0,75$; $k_v = 0,45$; número de iterações = 1000.

Comentário:

Ambas as metaheurísticas mostraram ser eficientes em resolver o problema, entretanto observa-se uma ligeira vantagem para o AGE e devido a sua fácil implementação, ajuste de parâmetros e menores tempos de solução, apenas este algoritmo será utilizado nos estudos subsequentes.

5.4. Desenvolvimento e inclusão das restrições de ressonância

Mostra-se a seguir, de forma resumida, o desenvolvimento dos índices de ressonância harmônica e suas inclusões como restrições do problema de alocação de bancos de capacitores.

Para este objetivo são utilizadas as impedâncias harmônicas e em frequência fundamental encontradas mediante a matriz impedância descrita na seção 3.7.

5.4.1. Índices de ressonância

Os índices de ressonância propostos são baseados na norma IEEE 519 - 1992 que recomenda limites de distorções harmônicas de tensão e corrente para as concessionárias e consumidores, respectivamente. Assim, o limite de distorção harmônica total de tensão recomendável é de 5%, enquanto que o limite de distorção harmônica individual de tensão é de 3% para redes até 69 kV. As recomendações da norma IEEE 1036-1992, que estabelece limites de operação para os capacitores, também são consideradas.

Índice de ressonância referido aos capacitores (IRVC):

Os capacitores são caminhos de baixa impedância para as correntes harmônicas, especialmente em altas frequências, por isso é necessário examinar se as impedâncias harmônicas vistas das barras com capacitores podem estar em ressonâncias e, portanto, causar danos na operação destes capacitores.

É importante definir as frequências das distorções harmônicas mais importantes na rede de distribuição. Vários estudos consideram que nem todas as frequências harmônicas estão presentes nas redes de distribuição, as mais usuais são de ordem 5 e 7, [100], [101]. Desta forma devem-se evitar projetos de compensação capacitiva que criem ressonâncias nestas frequências.

Depois de uma profunda pesquisa bibliográfica foi considerada mais adequada a proposta encontrada em [102] para definir um índice de ressonância do ponto de vista dos capacitores (IRVC). Para explicar seu desenvolvimento a Figura 5-12 mostra o circuito equivalente Thevenin do sistema visto desde uma barra com novo capacitor.

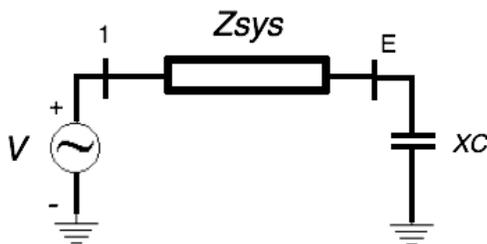


Figura 5-12- Circuito Thevenin equivalente visto desde a barra com novo capacitor instalado.

Em que, a impedância harmônica do sistema Z_{sys}^h é calculada utilizando o método de varredura de frequência e XC^h é a reatância harmônica do novo capacitor a ser instalado.

Assumindo que Z^1 é a impedância em frequência fundamental do sistema incluindo a reatância do novo capacitor, então os componentes fundamentais da corrente e tensão no banco de capacitores são dados por:

$$IC^1 = \frac{V^1}{Z^1} \quad VC^1 = \frac{V^1}{\omega C Z^1} \quad (5-24)$$

e para harmônicas ($h > 1$):

$$IC^h = \frac{V^h}{Z^h} \quad VC^h = \frac{V^h}{h\omega C Z^h} \quad (5-25)$$

Em que, $Z^h = |Z_{sys}^h + jXC^h|$ é a impedância harmônica com o novo capacitor incluído. Em condições de ressonância cumpre-se que: $Z^h = Real(Z_{sys}^h)$.

A norma IEEE 1036 - 1992, [26], recomenda limites de operação para os capacitores como mostrados na Tabela 5-11.

Tabela 5-11: Limites operacionais dos capacitores, [26].

	Descrição	Limite (%)
S	Potência aparente	135
V_{rms}	Tensão RMS	110
V_{pico}	Tensão pico	120
I_{rms}	Corrente RMS	180

Os limites mostrados na Tabela 5-11 são calculados mediante as equações (5-24) e (5-25). Para isto deve-se considerar que $V^h = m^h V$. Em que, m^h representa a máxima distorção individual de tensão em relação à tensão fundamental dada pela IEEE 519.

Quatro equações são obtidas igualando estas grandezas com seus respectivos valores limites, a razão da impedância em frequência fundamental para a impedância harmônica é definida como LI_n ($n = 1...4$).

$$\sqrt{1 + LI_1^2 \sum_h (m^h/h)^2} \sqrt{1 + LI_1^2 \sum_h (m^h)^2} \leq 1,35 \quad (5-26)$$

$$\sqrt{1 + LI_2^2 \sum_h (m^h/h)^2} \leq 1,10 \quad (5-27)$$

$$1 + LI_3 \sum_h (m^h/h)^2 \leq 1,20 \quad (5-28)$$

$$\sqrt{1 + LI_4^2 \sum_h (m^h)^2} \leq 1,80 \quad (5-29)$$

Os valores calculados em [102] consideram um, dois, três ou mais harmônicos presentes na rede. Assume-se, conservativamente, que LI_n tem o mesmo limite, i.e., LI . Em outras palavras o sistema ressona simultaneamente em todas as frequências consideradas e as razões entre as impedâncias fundamentais e harmônicas são as mesmas para todas as frequências.

$$IR_{VC}^h = \frac{Z^1}{Z^h} \leq LI = \min\{LI_1, LI_2, LI_3, LI_4\} \quad (5-30)$$

A equação (5-30) é calculada para cada novo capacitor a ser alocado na rede e para os harmônicos de interesse. Estes valores devem ser maiores ou iguais ao mínimo valor encontrado para LI usando as equações (5-26) - (5-29).

Como exemplo, desenvolve-se a equação (5-27), que corresponde à tensão eficaz V_{rms} aplicada nos terminais do capacitor:

A tensão *RMS* é calculada como:

$$V_{rms} = \sqrt{(VC^1)^2 + \sum_h (VC^h)^2}$$

Substituindo os valores de tensão fundamental e harmônica através do capacitor dadas pelas equações (5-24) e (5-25):

$$V_{rms} = \sqrt{\left(\frac{V^1}{\omega CZ^1}\right)^2 + \sum_h \left(\frac{m^h V^1}{h \omega CZ^h}\right)^2}$$

Colocando a tensão e reatância do capacitor para fora da raiz:

$$V_{rms} = \frac{V^1}{\omega C} \sqrt{\left(\frac{1}{Z^1}\right)^2 + \sum_h \left(\frac{m^h}{h Z^h}\right)^2}$$

Fatorizando a impedância fundamental da rede equivalente:

$$V_{rms} = \frac{V^1}{Z^1 \omega C} \sqrt{1 + \left(\frac{Z^1}{Z^h}\right)^2 \sum_h (m^h/h)^2}$$

Dividindo a expressão anterior pela tensão fundamental aplicada sobre o capacitor se tem que:

$$\frac{V_{rms}}{VC^1} = \sqrt{1 + \left(\frac{Z^1}{Z^h}\right)^2 \sum_h (m^h/h)^2}$$

Em que:

$$\frac{Z^1}{Z^h} = LI_n$$

Comentários:

- Deve-se ressaltar que o índice de ressonância analisado acima representa a fronteira de uma região que não é caracterizada por ressonâncias críticas e, portanto a alocação de capacitores nesta área é segura.
- O cálculo das impedâncias em frequência fundamental e harmônicas é realizado mediante a técnica da varredura em frequência.
- Dado que para uma rede de grande porte o processo de formar a matriz impedância é computacionalmente custoso, se propõe formar ao início as matrizes impedâncias que incluem linhas e cargas nas frequências harmônicas de interesse. Depois, para cada proposta de solução, tomam-se as matrizes e modificam-se segundo a posição e potência de cada novo capacitor alocado. Este processo economiza tempo computacional, uma vez que evita a construção da matriz impedância completa para cada nova proposta de solução das metaheurísticas. A justificativa está dada em que as impedâncias das cargas variam pouco com a mudança das tensões, produto da mudança de configuração capacitiva.
- No caso de redes trifásicas desbalanceadas, o cálculo das impedâncias harmônicas em cada fase é mais complexo. O acoplamento mútuo entre as fases deve ser considerado segundo se relata mais à frente.

Índice de ressonância de distorção harmônica de tensão (IRDT):

O circuito Thevenin equivalente no ponto de instalação de um novo capacitor é mostrado na Figura 5-13. Para este caso, assume-se que foi instalado um capacitor no ponto de acoplamento comum (PAC) entre a concessionária e os consumidores. Os dados elétricos do circuito em pu., visto desde o PAC, em uma rede de média tensão são: $Z_{sys} = 0,7081 + j0,6185$; $X_{cap} = -j11,1$ (900 kVAr - 24,9 kV); $Z_L = 15,1 + j11,7$, potência de base 10 MVA.

Por outro lado, dados típicos de uma instalação em baixa tensão são: $Z_{sys} = 9,5897 + j8,3864$; $X_{cap} = -j1333,3$ (20 kVar - 0,48 kV); $Z_L = 177,8 + j88,9$.

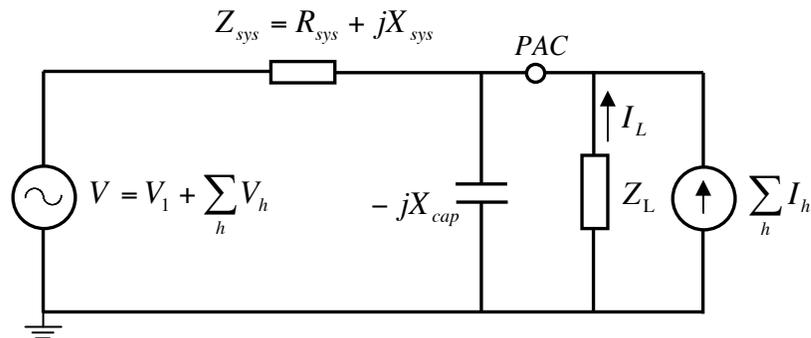


Figura 5-13– Circuito Thevenin parcial visto desde a barra com novo capacitor instalado.

Para o desenvolvimento do índice foram feitas as seguintes suposições:

- Assume-se que o capacitor é conectado à saída do transformador de distribuição, no PAC, que alimenta várias cargas em paralelo.
- A impedância do sistema, Z_{sys} , já contém as impedâncias da rede inteira com exceção de um consumidor com carga linear e não linear representados pela impedância Z_L e a fonte de corrente harmônica I_h , respectivamente.
- A fonte de tensão harmônica V_h representa um $m^h\%$ da tensão fundamental e está defasada em um ângulo α^h em relação a esta. Em pesquisas anteriores foi considerado, por simplicidade, que a carga linear e não linear possuem o mesmo fator de defasamento (fator de potência em frequência fundamental), [23]. Isto não é totalmente correto, a defasagem angular das injeções de corrente é altamente dependente do tipo de carga não linear. Neste trabalho a injeção de corrente harmônica em barra k é determinada segundo a seguinte expressão:

$$I_h = |w^h I_L| \angle \beta^h \quad (5-31)$$

em que, β^h é o ângulo da fonte de corrente para a harmônica h e w é a percentagem de distorção harmônica de corrente da carga não linear injetada pelo consumidor.

- A fonte de tensão em frequência fundamental é a tensão de referência do sistema.
- A impedância harmônica paralela equivalente entre a carga e o capacitor é $Z_C^{hL} = -jZ_L X_{cap}^h / (Z_L^h - jX_{cap}^h)$.
- A impedância equivalente no PAC é dada como: $Z_{pac}^{hP} = Z_C^{hL} Z_{sys}^h / (Z_C^{hL} + Z_{sys}^h)$. Esta pode ser obtida diretamente da matriz impedância da rede.

Do circuito mostrado na Figura 5-13, as expressões que permitem encontrar a tensão no PAC e corrente na carga em frequência fundamental (I_L) são dadas por:

$$V_1^{pac} = |V_1| \angle 0 \frac{Z_C^L}{Z_{sys} + Z_C^L} \quad (5-32)$$

$$I_L = |V_1| \angle 0 \frac{Z_C^L}{(Z_{sys} + Z_C^L) Z_L} \quad (5-33)$$

Em frequência harmônica, a distorção de tensão no PAC tem duas fontes. A primeira é devida à injeção harmônica da carga não linear e é calculada pela equação (5-34). A segunda é devida à distorção existente na fonte, V_h , e é dada pela equação (5-35).

$$V_{h-I}^{pac} = -|I_h| \angle \beta^h \frac{Z_C^{hL} Z_{sys}^h}{Z_{sys}^h + Z_C^L} = -Z_{pac}^{hp} |I_h| \angle \beta^h \quad (5-34)$$

$$V_{h-V}^{pac} = |V_h| \angle \alpha^h \frac{Z_C^{hL}}{Z_{sys}^h + Z_C^L} \quad (5-35)$$

Somando as contribuições das duas fontes de distorção harmônica e expressando I_h em função da corrente fundamental dada em (5-33) se obtém as componentes harmônicas de tensão no PAC:

$$V_h^{pac} = m^h \frac{V_1 Z_C^{hL}}{Z_{sys}^h + Z_C^L} \angle \alpha^h - w^h \frac{V_1 Z_C^L}{Z_{sys} + Z_C^L} \frac{Z_{pac}^{hp}}{Z_L} \angle \beta^h \quad (5-36)$$

Finalmente, a distorção total de tensão no PAC em relação à sua tensão fundamental é obtida pela divisão da equação (5-36) entre a equação (5-32):

$$\frac{V_h^{pac}}{V_1^{pac}} = m^h \frac{Z_C^{hL} (Z_{sys} + Z_C^L)}{Z_C^L (Z_{sys}^h + Z_C^L)} \angle \alpha^h - w^h \frac{Z_{pac}^{hp}}{Z_L} \angle \beta^h \quad (5-37)$$

Esta expressão quantifica a contribuição de ambas as fontes de distorção harmônica. A distorção contida, por exemplo, na rede de transmissão, (à qual está conectada a rede) deve estar abaixo de certos valores estabelecidos pelas normas. Portanto, entende-se que esta distorção de fundo (conhecida na literatura de *background distortion*) é menor de 3% para redes até 69 kV e de 1,5% para redes até 161 kV.

Caso não exista carga não linear na barra em estudo, a distorção harmônica total no PAC considera apenas a vinda da fonte de tensão. Portanto, nesta condição a máxima distorção de tensão harmônica deve ser a recomendada pela norma IEEE 519.

No caso geral, em que temos ainda a contribuição da fonte de corrente, este limite deve ser mais aberto. A norma IEEE 519 impõe limites para as distorções individuais de corrente nos clientes, de tal forma que se cumpram os 3% de distorção de tensão no PAC (apenas devida a estas injeções de corrente harmônicas no PAC). Observe-se que esta recomendação não leva em conta a existência de uma distorção de tensão vinda do lado da concessionária. Portanto, para fixar um limite máximo à distorção total de tensão no PAC, é necessário analisar mais a equação (5-37).

A participação das cargas lineares representada pelo parâmetro w^h é importante. A norma IEEE 519 impõe limites que variam desde 4 até 15% para as distorções harmônicas individuais de corrente inferiores à ordem 11. Estes limites dependem do tamanho do consumidor em relação à capacidade do PAC (que de forma simplificada é igual à relação da impedância da carga para a impedância do sistema no PAC). Assim, segundo a Tabela 10.3 da IEEE 519, para os dados do circuito de média e baixa tensão mostrados na Figura 5-13, a distorção harmônica individual de corrente, w^h , conservativamente pode ser menor a 4% para ordens harmônicas menores a 11.

Observa-se, portanto que para o ajuste dos parâmetros apenas é necessário o conhecimento da concessionária sobre a capacidade das cargas em relação à capacidade do seu sistema nos PACs. A equação (5-37) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$\frac{V_h^{pac}}{V_1^{pac}} = A^h \angle \alpha^h - B^h \angle \beta^h \quad (5-38)$$

em que:

$$A^h = m^h \frac{Z_C^{hL} (Z_{sys}^L + Z_C^L)}{Z_C^L (Z_{sys}^h + Z_C^{hL})}, \text{ e}$$

$$B^h = w^h \frac{Z_{pac}^{hP}}{Z_L}$$

Na equação (5-38) os ângulos α^h e β^h indicam que os efeitos de ambas as fontes A^h e B^h podem se compensar ou, no pior dos casos, se acrescentar.

A Figura 5-14 mostra a varredura de frequências da componente de distorção de tensão *background*, A^h , e da componente de distorção devida à corrente harmônica no PAC, B^h , na faixa de 180 a 1200 Hz para $m^h = 2\%$ e $w = 4\%$ ($h = 5$ e 7).

Observe-se que ambas as componentes ressonam na mesma frequência. O ângulo de A^h mostra um comportamento semelhante com a definida pela sua magnitude. Entretanto, o comportamento do ângulo de B^h não é coincidente com sua magnitude. Uma análise mais profunda determinou que o argumento de B^h segue o argumento da impedância vista pelo PAC.

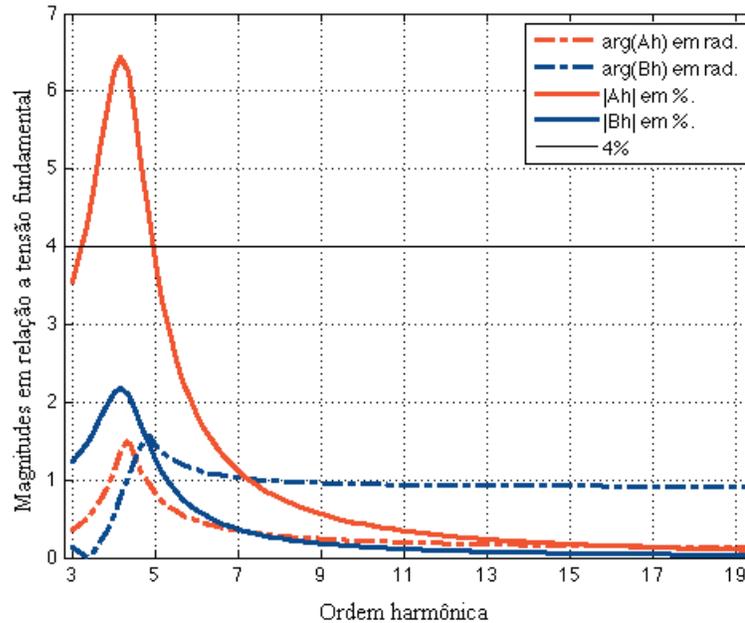


Figura 5-14– Varrido em frequência de A^h e B^h .

Observe-se, portanto, que o valor da distorção harmônica total no PAC será a mesma que a definida pelos valores harmônicos dos componentes A^h e B^h . Assim, este valor é dependente da defasagem de ambas as fontes de distorção no PAC, isto é, $\beta^h - \alpha^h$.

A Figura 5-15 mostra o conjunto de soluções para o caso exemplo do circuito mostrado na Figura 5-13 no ponto de ressonância identificado na Figura 5-14. Observe-se que, dependendo da relação de defasagem entre as fontes harmônicas, existem infinitos valores para a distorção total no PAC.

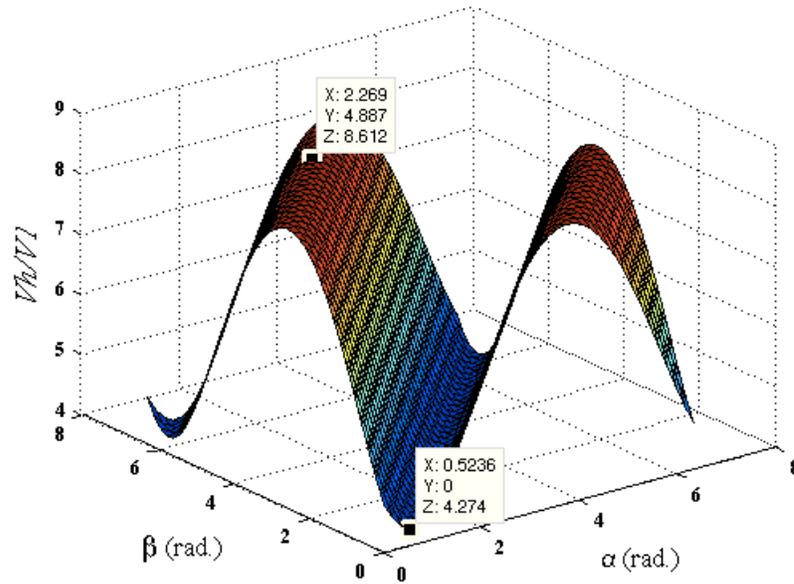


Figura 5-15– Espaço de soluções da distorção total no PAC.

Dado que o índice a se desenvolver deve ser o mais geral possível, foi considerado o caso mais conservativo, isto é, em que as distorções de ambas as fontes se acrescentam. Para tal condição, a defasagem angular para cada harmônica considerada deve ser igual a:

$$\beta^h - \alpha^h = \operatorname{atan} \left[\frac{A_i^h B_r^h - A_r^h B_i^h}{A_r^h B_r^h + A_i^h B_i^h} \right] + \pi \quad (5-39)$$

Em que:

$$A_r^h = \operatorname{Real}(A^h), \quad A_i^h = \operatorname{Imag}(A^h), \quad B_r^h = \operatorname{Real}(B^h) \quad \text{e} \quad B_i^h = \operatorname{Imag}(B^h)$$

Esta diferença angular define as cristas no espaço senoidal de soluções para V_h^{pac}/V_l^{pac} , segundo se mostra na Figura 5-15.

Desta forma, pode-se utilizar o conceito desenvolvido acima para estabelecer o índice de ressonância harmônica devido à distorção de tensão no PAC (IRDT) como:

$$\operatorname{IRDT} = \left| A^h \angle \alpha^h - B^h \angle \beta^h \right| \leq L \quad (5-40)$$

Em que a defasagem angular dada pela (5-39) representa a pior condição possível de ressonância harmônica. Portanto, seu limite superior L foi elevado apenas para 4%. Para fixar este valor considerou-se que a rede já possui 2% de distorção de tensão *background* (antes do PAC) e que, até o PAC, pode ser

amplificada no máximo a 3% (para desta forma cumprir o estabelecido pela norma IEEE 519). Adicionalmente, considera-se que o limite da distorção de tensão produto da fonte de corrente no PAC é de apenas 1%.

Este é um fator crítico no ajuste do índice IRDT. Como se observa na Figura 5-14 a contribuição da fonte de corrente é dependente do parâmetro w . Portanto, para um ajuste adequado é necessário utilizar as recomendações da IEEE 519, usando as máximas distorções individuais segundo a participação do cliente na carga total no PAC.

Comparação dos índices de ressonância:

A seguir foram aplicados ambos os índices IRVC e IRDT no circuito mostrado na Figura 5-13. O objetivo é determinar se estes índices são complementares e como eles se comportam aplicados em redes de média e baixa tensão. Para tal fim são utilizados os dados do circuito elétrico da Figura 5-13.

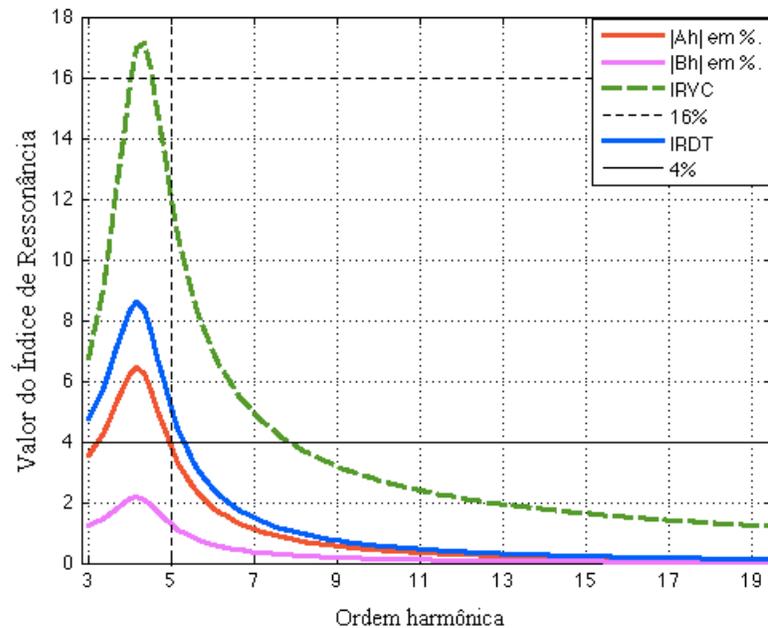


Figura 5-16– Comparação dos índices de ressonância na média tensão.

Na Figura 5-16 observa-se a resposta em frequência de ambos os índices para uma rede de média tensão com um capacitor de 900 kVAr no PAC. Neste caso, na parte capacitiva da curva, o IRDT é ligeiramente mais restritivo na quinta harmônica. Observa-se que se não for considerada a contribuição da carga não linear, B^h , a distorção total de tensão estaria dentro dos limites para a quinta e sétima harmônica (curva vermelha).

Para obter o limite do IRVC assume-se que $m^h = 4\%$ nas equações (5-26) - (5-29), das quatro soluções para LI a menor é 16,03. Assim, este índice aparenta ser menos restritivo, e sugere que apenas deve-se considerar o IRDT.

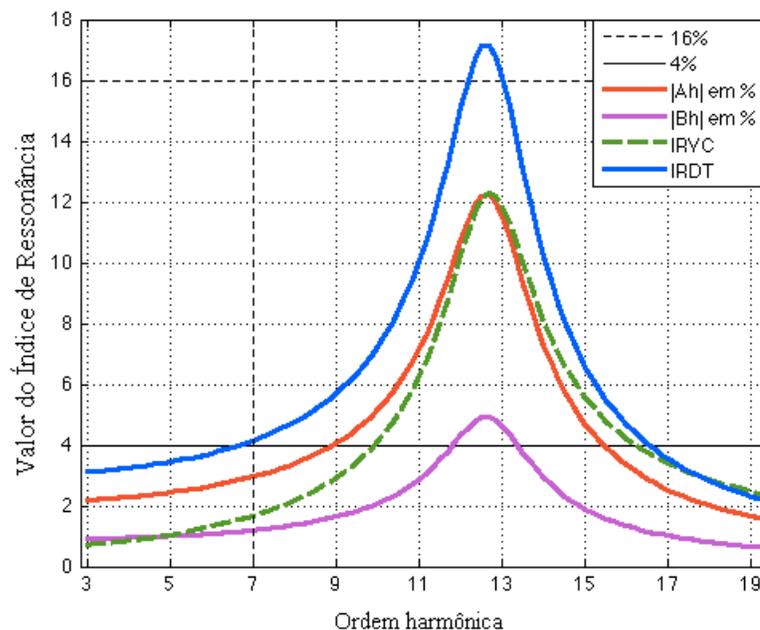


Figura 5-17– Comparação dos índices de ressonância na baixa tensão.

A Figura 5-17 mostra a resposta em frequência de uma instalação em baixa tensão com um capacitor de 20 kVar no PAC. O índice IRVC praticamente permite a instalação de qualquer potência de capacitor na seção teste de baixa tensão em que o limite de distorção individual de tensão não ultrapasse 4%. Este resultado reflete apenas o efeito amortecedor do transformador de distribuição e da grande resistência equivalente do sistema sobre a amplificação harmônica de tensão (não leva em conta a participação da carga). Por outro lado, o índice IRDT se apresenta como sendo mais restritivo, uma vez que considera a contribuição da fonte de corrente sobre a distorção de tensão no PAC.

Portanto, estes testes mostram que:

O IRVC é eficaz para garantir o tempo de vida útil do capacitor dada uma distorção harmônica na tensão nos terminais do capacitor. Entretanto, sua principal desvantagem, que ressalta na baixa tensão, é que não considera as distorções vindas dos consumidores com cargas não lineares que, no caso de redes de distribuição secundária, se encontram eletricamente próximas destes capacitores. No caso das instalações de média tensão ainda existe a impedância do transformador de distribuição entre eles e, portanto, estão eletricamente mais distantes.

O IRDT, com os parâmetros $m^h = 2\%$ e $w^h = 4\%$, melhora as restrições impostas pelo IRVC. No exemplo acima, observa-se que é necessário diminuir a potência do banco de capacitores para alcançar o limite de 4% na sétima harmônica. Adicionalmente, uma vez que na formulação do IRDT a impedância de carga ZL pode mudar, o valor deste índice representa melhor as mudanças horárias de carga na amplificação harmônica resultante. Finalmente, o IRDT é dominado pela amplificação harmônica de fundo (vinda da concessionária).

Comentários:

- Os índices de ressonância consideram que as instalações de distribuição primárias e secundárias cumprem no mínimo com as recomendações da IEEE 519, em relação às distorções de tensão e correntes. Assim, nos casos em que estes limites sejam ultrapassados e se opte por utilizar esta metodologia, a compensação global da rede resultará em uma compensação capacitiva fraca. Em consequência existirá a possibilidade de não conseguir cumprir as exigências de restrições de tensão e fator de potência mínimos, além do prejuízo nos resultados econômicos. Portanto, se recomenda que, nestes casos, a instalação de capacitores próximos às cargas sensíveis deve ser feita mediante o uso de filtros sintonizados compensadores de fator de potência. Esta metodologia pode ser facilmente estendida para a alocação destes dispositivos.
- É de conhecimento que as redes de distribuição de energia de grande porte abrangem áreas rurais, residenciais, comerciais e ou industriais em que podem ser definidas sub-áreas com níveis de concentração de cargas não lineares com espectros harmônicos característicos. Considera-se uma participação “importante” se as injeções de corrente harmônica sobre-passam as recomendações da IEEE 519 de acordo à relação de potência de curto circuito - potência da carga no PAC.

Cálculo das impedâncias harmônicas trifásicas próprias (*driving point impedance*):

Em [103] são apresentados estudos das cargas não lineares em paralelo no circuito de Steinmetz. Este circuito consiste de cargas monofásicas indutiva, capacitiva e resistiva em conexão delta. O estudo tenta analisar as características de ressonância devido ao circuito e as cargas não lineares. A adaptação do cálculo das impedâncias harmônicas trifásicas está baseada neste estudo.

As correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares monofásicas em condições balanceadas contêm todos seus harmônicos ímpares e não necessariamente estão na mesma seqüência de fases A, B e C ($h = 1, 3, 5, 7, \dots$). Portanto, os elementos dentro e fora da diagonal da matriz impedância

devem ser estudados para caracterizar apropriadamente a natureza harmônica da rede elétrica. O cálculo de ambos os conjuntos de impedâncias são necessários, uma vez que a ressonância em uma destas impedâncias pode causar um grande nível de distorção na suas correspondentes tensões.

As correntes harmônicas injetadas pelas cargas trifásicas não lineares em condições balanceadas apenas contêm harmônicas de seqüência positiva ($h = 1, 7, \dots$) e negativa ($h = 5, 11, \dots$). Portanto, a matriz impedância harmônica pode ser simplificada a três impedâncias harmônicas próprias: a equação (5-41) para as ordens harmônicas de seqüência positiva e a equação (5-42) para as de seqüência negativa.

$$Z_{Gpk} = Z_{GGk} + a^2 Z_{GHk} + a Z_{GFk} \quad (5-41)$$

$$Z_{Gnk} = Z_{GGk} + a Z_{GHk} + a^2 Z_{GFk} \quad (5-42)$$

Nas equações acima, GHF são as fases correspondentes à seqüência ABCABC... (por exemplo, G=B, HF=CA) e $a = 1 \angle 120^\circ$.

Uma vez calculadas as impedâncias próprias das fases, o procedimento a seguir aplica os índices de ressonância por fases.

5.4.2. *Inclusão da restrição de ressonância na “etapa de melhoria local”*

As restrições de ressonância e fator de potência são inseridas na formulação do problema de alocação de capacitores tratada na seção 5.2. Portanto, adicionalmente às restrições mostradas na equação (5-9), deve-se acrescentar as seguintes equações:

$$\begin{aligned} IRDT_{k-i}^{h-l} \leq L & \quad (\text{restrição de ressonância devido à distorção de} \\ & \quad \text{tensão;)} \quad (5-43) \\ IRVC_{k-i}^{h-l} \leq LI & \quad (\text{restrição de ressonância referida aos capacitores;)} \end{aligned}$$

Em que, h representa a ordem harmônica, k é a barra de instalação do capacitor, e i é o nível de carga em estudo. No caso de redes desbalanceadas l representa a fase A, B ou C.

Para resolver este problema, a etapa de melhoria local aplicada na solução tradicional do problema (sem restrições de ressonância) é modificada nos seguintes pontos:

1) *Melhoria da Factibilidade:*

Uma vez que foram executadas as verificações de factibilidade de tensão e fator de potência mediante as equações (5-12) e (5-13), respectivamente, e resultando que $unfitness.volt = 0$ e $unfitness.fp = 0$, então se procede a verificar a factibilidade de ressonância, $unfitness.ress$.

$Unfitness.ress$ será igual a zero apenas se as desigualdades em (5-43) forem cumpridas, caso contrário este será igual à soma do valor de ambos os índices de ressonância, isto é:

$$unfitness.ress = 0 \quad se : \begin{cases} IRDT_{k-i}^{h-l} \leq L \\ IRDT_{k-i}^{h-l} \leq LI \end{cases} \quad \text{caso contrário;} \quad (5-44)$$

$$unfitness.ress = \sum_{l=\{a,b,c\}} \sum_{k=1}^{nc} \sum_{i=1}^{m} \sum_{h=\{5,7,\dots\}} (IRVC_{k-i}^{h-l} + IRDT_{k-i}^{h-l})$$

2) *Estratégia para melhorar a factibilidade de ressonância:*

Se uma proposta de solução é infactível em ressonância, então se avalia a qual harmônica esta ressonância é próxima. Se ocorrer próxima da quinta ordem, então a potência do banco é aumentada na fase e nível de carga em que ocorre a ressonância. Caso a ressonância seja próxima da sétima harmônica, então a potência do banco é diminuída em um passo para a fase e nível de carga desejada. Todos estes movimentos devem verificar a factibilidade de tensão e de fator de potência.

3) *Critério de aceitação:*

Se há uma melhoria do fitness e se esta melhoria não viola os limites de tensão e se há diminuição da infactibilidade do fator de potência e da infactibilidade de ressonância, $unfitness.fp$ e $unfitness.ress$, respectivamente, então o critério de aceitação é satisfeito.

Comentários:

- No problema de alocação de bancos de capacitores a infactibilidade de tensão é muito importante e, portanto, deve ser o primeiro objetivo a ser contornado, mesmo antes que a redução de perdas. Uma vez conseguida, esta condição deve ser mantida ao longo do processo. Portanto, a factibilidade de fator de potência, de ressonância e a redução de perdas são condições secundárias, mas necessárias para o bom desempenho das metaheurísticas.

- Na etapa de substituição dos indivíduos a infatibilidade é totalizada. No AGE o critério de substituição faz com que configurações infactíveis sejam eliminadas rapidamente. Entretanto, no PSOE as infatibilidades penalizam a função objetivo e desta forma as partículas com infatibilidades são também gradualmente eliminadas.

O fluxograma que descreve a metodologia proposta é mostrado na Figura B-1. Os fluxogramas da geração da população inicial e da etapa de melhoria local descrita acima são mostrados na Figura B-4 e Figura B-5, respectivamente.

5.4.3. *Teste em uma rede balanceada de pequeno porte*

A metodologia proposta é testada em uma rede de pequeno porte, mas que propositalmente inclui uma seção em baixa tensão.

Para este objetivo a rede IEEE-34, [51], é modificada como segue: O transformador de 500 kVA foi substituído por um de 112,5 kVA, 24,9 – 0,48 kV com valores em R e X de 1,56 e 3,08%, respectivamente. A nova carga na barra 890 é de 15 kW e 10 kVAr por fase. Para compensar a redução de carga na rede inteira, uma carga de 135 kW e 63,5 kVAr por fase foi adicionada na barra 832 de MT. A distância entre as barras 888 e 890 é de 259 metros. As cargas distribuídas uniformemente ao longo das linhas foram concentradas nas barras de recepção. Os dados de linha e barras desta rede são mostrados no APÊNDICE A na Tabela A-1.

Três níveis típicos de carga são considerados, pico, médio e baixo com fatores de carregamento de 1, 0,8 e 0,5 e intervalos de tempo de 1000, 6760 e 1000 horas, respectivamente. Os preços de compra e venda de energia são de 0,057 US\$/kWh e 0,1184 US\$/kWh, respectivamente. A taxa mínima de atratividade do projeto é de 17,5%. Em concordância com as regulamentações brasileiras da ANNEL os limites de tensão para este tipo de redes estão entre 0,93 - 1,05 pu.

Dois casos são simulados, o Caso I trata da alocação tradicional de capacitores e o Caso II com a metodologia proposta. Em ambos os casos, a alocação de capacitores no lado de BT é permitida. Os preços dos bancos de capacitores são dados na Tabela 5-1. As ordens harmônicas consideradas predominantes são a quinta e sétima.

Os principais parâmetros de ajustes do AG são: tamanho da população, $N_{pop} = 100$, fator de seleção, $k = 4$, taxa de recombinação, $tc = 1$ e o critério de parada em 2000 iterações.

A potência de curto-circuito na subestação de 2500 kVA, 115-24,9 kV é de 1800 MVA, [98]. Com este dado, o valor de norma para a distorção individual de tensão, m^h , é de 3% e a impedância até o ponto de acoplamento comum (PAC) é de $0,04 + j0,3$ pu.

O parâmetro de ajuste do IRVC considera $m^h = 4\%$. As ordens harmônicas consideradas são 5 e 7. Isto dá como resultado um limite $LI = 16,03$. Para o IRDT considera-se uma distorção de tensão de fundo $m^h = 2\%$ e seu limite $L = 4\%$.

Análise técnica:

A Tabela 5-12 mostra as melhores soluções encontradas em cada caso testado. A verificação do fluxo de potência na subestação indica que ambos os casos apresentam fatores de potência acima de 0,92 indutivos, assim como também, as magnitudes de tensão factíveis.

Tabela 5-12: Melhores soluções encontradas na rede balanceada de pequeno porte.

Caso	Barra	Potência (kVAr)			Posição
		Pico	Médio	Baixo	
1	828	300	300	0	MT
	844	600	600	600	MT
	888	30	20	0	BT
	890	30	30	30	BT
	842	900	900	900	MT
2	888	20	20	20	BT
	890	7,5	7,5	7,5	BT

A análise das barras em que capacitores foram alocados indica que o ramo da barra 842 - 848 concentra 30% da carga total do sistema. A maior parte desta carga é modelada por impedância constante. No caso 1, os 300 kVAr instalados na barra 828, atrás do regulador de tensão da barra 852, ajuda a melhorar o efeito de regulação deste equipamento. As barras que representam a baixa tensão experimentam quedas de tensão apreciáveis principalmente devido à alta impedância do transformador de distribuição. Portanto, em termos de redução do custo das perdas, aumento das vendas de energia e melhorias do perfil de tensão estas barras são as mais apropriadas para alocar capacitores.

A Figura 5-18 mostra a varredura em frequência das impedâncias vistas pelas barras com capacitores do caso 1. Para melhor análise das figuras são mostrados apenas os casos de carga pico e baixa. Observa-se que os valores de impedâncias para diferentes horários de carga são próximos, com um pico mais marcado próxima da sétima harmônica, correspondente à carga baixa. Isto é o reflexo do maior efeito amortecedor do horário de carga pico em relação ao horário de carga baixa.

Por outro lado, deve-se destacar que a compensação tradicional gera pontos de ressonância próximos da quinta e sétima harmônica, e que justamente, são as ordens harmônicas mais comuns presentes nas cargas de um sistema de distribuição. Este detalhe pode ser observado na Figura 5-18 para as barras 890, 888 (sétima harmônica) e com menor grau para as barras de MT (quinta harmônica).

O deslocamento dos pontos de ressonância entre os níveis de carga pico e baixo se deve à variação da parte indutiva das cargas e ao chaveamento dos capacitores instalados nas barras 828 e 888. No caso eventual que apenas variasse a parte resistiva, as ressonâncias deveriam coincidir em frequência, [24].

Uma análise preliminar das impedâncias harmônicas presume que apenas a barra 890 (na sétima harmônica) e a 844 (na quinta harmônica) apresentariam problemas de ressonância severa, especialmente em carga baixa.

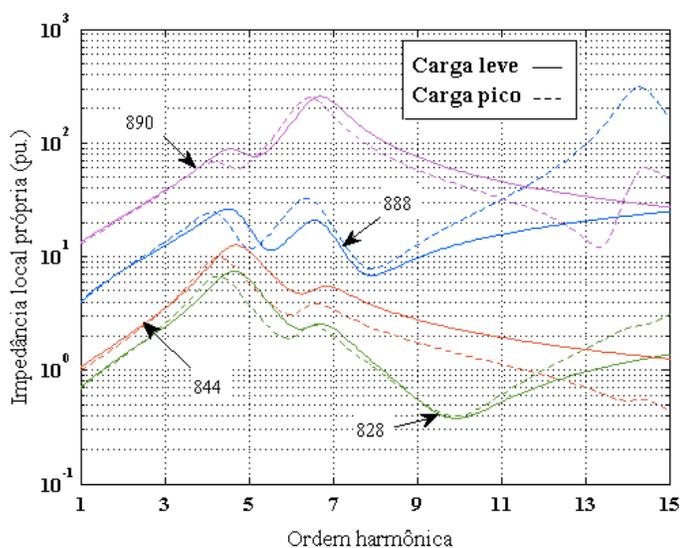


Figura 5-18– Resposta em frequência da rede IEEE-34 para o Caso 1.

A Figura 5-19 mostra a resposta em frequência da solução incluindo as restrições de ressonância do caso 2. A solução encontrada neste caso desloca as frequências de ressonância para cima das harmônicas de estudo, próximas da décima - primeira harmônica.

Embora a impedância harmônica no ponto de ressonância vista pela barra 890 quase foi quadruplicada em relação ao caso anterior, as impedâncias de quinta e sétima ordem diminuíram por volta de 40 e 60%, respectivamente, sendo que em frequência fundamental estas impedâncias variaram pouco.

Observa-se que neste caso a compensação na média tensão foi concentrada na barra 842 que não possui carga, mas é a primeira barra do trecho mais sobrecarregado da rede.

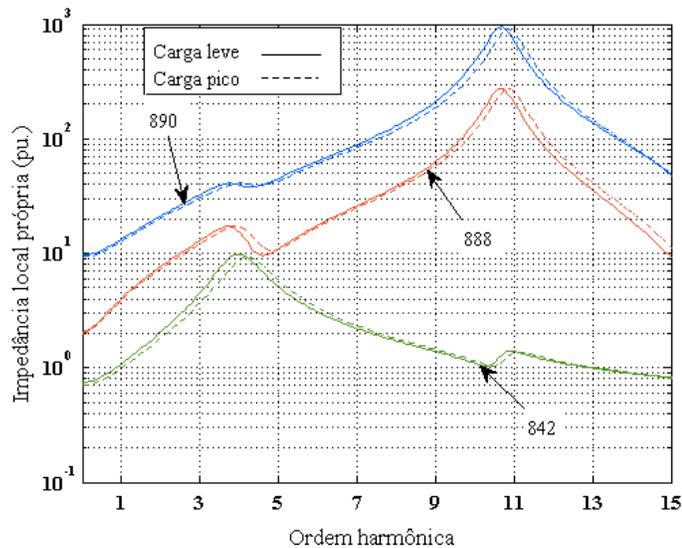


Figura 5-19– Resposta em frequência da rede IEEE-34 para o Caso 2.

Discussão:

- O método de varredura é muito importante na análise de harmônicos de um sistema de energia, sendo o primeiro estágio recomendado.
- Caso as ressonâncias encontradas coincidam com as frequências harmônicas contidas nas cargas não lineares importantes, então se recomenda aprofundar os estudos com modelos mais detalhados das componentes envolvidas mediante o fluxo de carga harmônico e posterior contraste com medições de campo.
- Portanto, conclui-se que o método de varredura por si só pode não mostrar a severidade das ressonâncias que aconteçam.

A seguir é feita uma análise comparativa do valor dos índices de ressonância para ambos os casos. A alocação de capacitores do caso 2 cumpre com todas as restrições de ressonância segundo se observa na Tabela 5-13 com uma margem de segurança de $\pm 3\%$ que considera as imprecisões nos modelos da rede. Entretanto, para o caso 1 a leitura destes valores mostra que:

- A ressonância de sétima harmônica vista pela barra 890 em todos os patamares de carga é considerada como severa para a operação do capacitor de 30 kVAr.
- Embora a impedância de quinta harmônica na carga baixa, vista pela barra de média tensão 844, aparente valor baixo em comparação das vistas pelas barras de baixa tensão, o seu respectivo valor de índice de ressonância é elevado. Observe-se que em carga baixa os capacitores da barra 828 e 888 saem de operação.

Tabela 5-13: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede balanceada IEEE-34, LI = 16.03 e L = 4.

CASO	Barra	Carga Pico		Carga Média		Carga Baixa	
		5 th	7 th	5 th	7 th	5 th	7 th
1	828	3,5/0,7	4,7/0,7	3,5/0,7	4,8/0,7	0,1/1,0	0,3/1,0
	844	5,2/2,3	3,9/1,1	5,1/2,0	3,4/0,9	14,0/3,9	9,4/1,8
	888	5,4/1,1	6,6/1,0	5,3/1,1	6,8/1,0	0,2/1,0	0,3/1,0
	890	8,9/3,1	19,9/5,3	9,2/2,9	22,6/5,4	8,9/2,5	28,7/5,7
2	842	8,6/3,4	3,2/0,9	7,7/3,1	2,9/0,8	6,5/2,6	2,6/0,7
	888	5,4/2,2	9,4/2,7	5,5/2,2	9,4/2,7	5,5/2,2	9,5/2,7
	890	5,7/3,1	9,9/3,9	5,7/3,0	10,0/3,8	5,8/2,7	10,1/3,5

A pergunta que aparece no caminho desta pesquisa é: qual é o impacto da alocação de capacitores na baixa tensão sobre os pontos de ressonância vistos pela(s) barra(s) com capacitores de média tensão e vice-versa.? O que se pode apreciar deste teste é que, aparentemente, a solução otimizada do caso 2 aumenta levemente os valores do índice de ressonância da barra de média tensão (especialmente na quinta harmônica) em contraparte de resolver os problemas na baixa tensão.

Para responder totalmente a esta pergunta é necessário realizar mais testes separando a alocação de capacitores em três casos:

1. Alocação de capacitores apenas na rede de média tensão considerando a rede primária e secundária juntas.
2. Alocação de capacitores apenas na rede de baixa tensão considerando a rede primária e secundária juntas.
3. Alocação de capacitores considerando a rede primária e secundária juntas.

Estes testes serão mostrados no CAPÍTULO 6.

Análise econômica:

A Tabela 5-14 mostra os resultados econômicos para os casos estudados. O caso 2, que aplica as restrições de ressonância, apresenta uma pequena redução no VPL de 9,6% em relação ao caso 1, principalmente pelos menores ingressos pela venda de energia ($US\$_{kWh}$). A formulação proposta do caso 2 assegura quase os mesmos ganhos que a formulação tradicional, menor investimento em capacitores e adicionalmente garante a vida útil destes equipamentos.

Tabela 5-14: Resultados econômicos na rede balanceada IEEE-34 sem e com restrições de ressonância.

CASO	VPL (US\$)	US\$ _{kWh} por ano	US\$ em capacitores	
			VPL em MT	VPL em BT
1	194.099	41.911	32.930	1.700,0
2	177.024	34.428	11.060	831,0

Observe-se que o VPL mostrado em ambos os casos é para os 20 anos do projeto e considerou que inicialmente a rede de distribuição não contava com capacitores.

Verificação dos resultados:

Com o objetivo de verificar os resultados encontrados acima se implementou uma versão simples do "método de penetração harmônica", [18]. Para tal objetivo foi considerado que a participação não linear é de 20% em todas as barras do sistema. As ordens harmônicas 5 e 7 foram estudadas em que as magnitudes das correntes harmônicas variam de forma inversamente proporcional a suas ordens harmônicas, [23].

Os resultados são mostrados na Figura 5-20 para a carga pico e baixa. Observe-se que a solução fornecida pela metodologia proposta entrega um máximo de 4% de distorção individual de quinta harmônica em carga pico sem presença de picos de ressonância. Em carga leve as distorções diminuem ainda mais em comparação da metodologia tradicional que apresenta distorções quase constantes em ambos os níveis de carregamento.

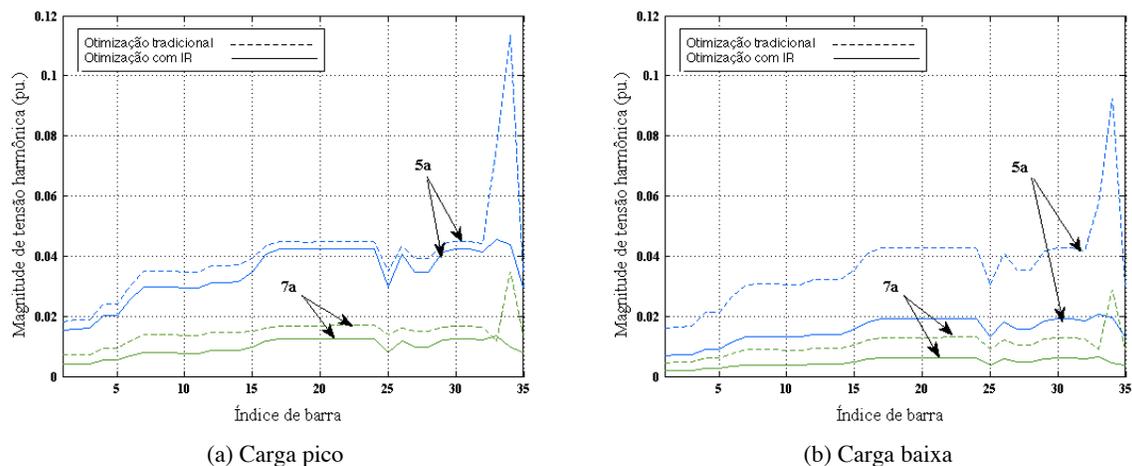


Figura 5-20– Distorção de tensão na IEEE-34 balanceada.

Comentários:

- Observe-se que o teste apresentado aqui considerou a rede equivalente IEEE34-barras modificada especialmente na baixa tensão.
- Deve-se destacar que há uma maior dificuldade em alocar capacitores de baixa tensão em comparação com os de média tensão. Ressonâncias em altas frequências são dominadas por capacitores de pequeno porte e, adicionalmente não são mais amortecidas.

- A quinta harmônica é mais sensível quando um único capacitor é a principal fonte de compensação (isto é, média tensão), tal como se pode observar na carga baixa do caso I em que um único capacitor de 600 kVAr opera na média tensão. Na Figura 5-20 (b) observa-se que, apesar do carregamento em carga baixa ter caído à metade, as magnitudes de distorção harmônica de tensão praticamente são as mesmas que em carga pico.
- Foram realizadas simulações de otimização aplicando cada índice de ressonância por separado. Neste caso, os resultados obtidos foram os mesmos. Portanto, até aqui ambos os índices funcionam da mesma maneira.

5.4.4. Testes em redes desbalanceadas - Rede IEEE 4 barras

A Figura 5-21 mostra o diagrama trifilar da rede IEEE 4 barras fornecendo energia a uma carga desbalanceada em conexão estrela na barra 4. Também são mostrados os dados da subestação de transmissão em que se assume que a tensão na barra 1 é controlada em 1,05pu com tensão nominal em 13,09kV.

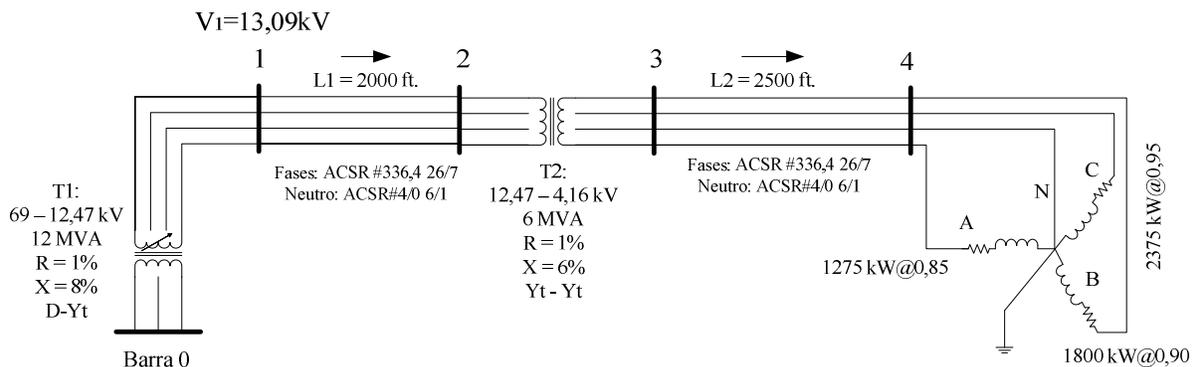


Figura 5-21—Diagrama trifilar da rede IEEE- 4 barras sem capacitores.

O diagrama de impedâncias é mostrado na Figura 5-22. Para a transformação dos valores em por unidade foi utilizada uma potência de base de 10 MVA.

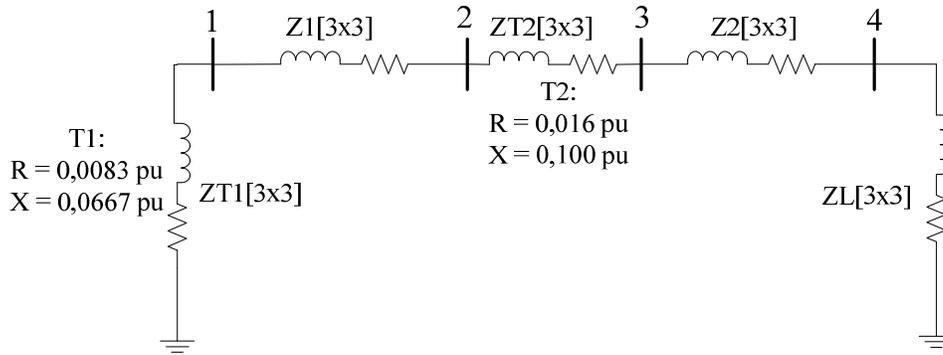


Figura 5-22– Diagrama de impedâncias da rede IEEE- 4 barras sem capacitores.

Os valores em pu. das impedâncias da rede na frequência fundamental são:

$$ZT1 = \begin{bmatrix} 0,008330 + j0,06660 & 0 & 0 \\ 0 & 0,008330 + j0,06660 & 0 \\ 0 & 0 & 0,008330 + j0,06660 \end{bmatrix} \quad Z1 = \begin{bmatrix} 0,011146 + j0,026260 & 0,003799 + j0,012220 & 0,003739 + j0,009377 \\ 0,003799 + j0,012220 & 0,011367 + j0,025532 & 0,003849 + j0,010320 \\ 0,003739 + j0,009377 & 0,003849 + j0,010320 & 0,011241 + j0,025944 \end{bmatrix}$$

$$ZT2 = \begin{bmatrix} 0,016667 + j0,10000 & 0 & 0 \\ 0 & 0,016667 + j0,10000 & 0 \\ 0 & 0 & 0,016667 + j0,10000 \end{bmatrix} \quad Z2 = \begin{bmatrix} 0,125187 + j0,294953 & 0,042668 + j0,137259 & 0,041994 + j0,105319 \\ 0,042668 + j0,137259 & 0,127670 + j0,286780 & 0,043231 + j0,115911 \\ 0,041994 + j0,105319 & 0,043231 + j0,115911 & 0,126260 + j0,291402 \end{bmatrix}$$

Uma vez conhecidas as magnitudes de tensão mediante um fluxo de carga em frequência fundamental, calcula-se o valor das impedâncias das cargas, que são resumidas como segue:

$ZL = \begin{bmatrix} 1,7353 + j1,0755 & 0 & 0 \\ 0 & 1,1250 + j0,5449 & 0 \\ 0 & 0 & 0,9038 + j0,2971 \end{bmatrix}$	Nível pico, fato de carga = 1,0
$ZL = \begin{bmatrix} 2,2490 + j1,3938 & 0 & 0 \\ 0 & 1,5486 + j0,7500 & 0 \\ 0 & 0 & 1,2993 + j0,4272 \end{bmatrix}$	Nível médio, fato de carga = 0,8
$ZL = \begin{bmatrix} 3,8076 + j2,3597 & 0 & 0 \\ 0 & 2,8034 + j1,3577 & 0 \\ 0 & 0 & 2,3937 + j0,7868 \end{bmatrix}$	Nível baixo, fato de carga = 0,5

Para modelar as cargas nos estudos de ressonância é adotado o modelo série, este modelo apresenta menor amortecimento que o modelo paralelo e, portanto, apresenta resultados mais conservativos, [79].

O objetivo de usar esta rede é estudar o comportamento ressonante do sistema frente ao desequilíbrio das cargas e à adição de capacitores. Portanto, nestes testes se relaxam as restrições de magnitude de tensão e fator de potência. Apenas as restrições de ressonância e os custos dos capacitores são considerados. Os casos em estudo são dois: Caso I - otimização com carga desbalanceada e caso II -

otimização com carga balanceada. Para fins práticos, a potência dos bancos foi limitada em 700 kVAr por fase.

1) Caso I: Otimização incluindo restrições de ressonância - rede desbalanceada

Neste caso as barras que alocaram capacitores foram a 3 e 4 cada uma com 1800 e 600 kVAr, respectivamente. Em carga pico e média ambos fornecem a potência nominal, enquanto que em carga baixa somente o banco da barra 3 injeta 300 kVAr.

A resposta em frequência e os valores do índice de ressonância são mostrados na Figura 5-23 e Tabela 5-15, respectivamente. Observa-se que as impedâncias próprias de pico (ressonâncias) das três fases estão fortemente deslocadas, ressonando em frequência mais alta a fase com maior carregamento, sendo esta a mesma que também apresenta maior amortecimento. Desta forma, os valores dos índices de ressonância, mostrados na Tabela 5-15, guardam estrita relação à resposta em frequência das impedâncias próprias das fases.

Devido ao forte desequilíbrio de cargas, observa-se que o sistema apresenta ressonâncias em grandes faixas de frequência, o que mostra que redes com estas características de carga são mais susceptíveis a amplificar harmônicos não característicos, [24], [70].

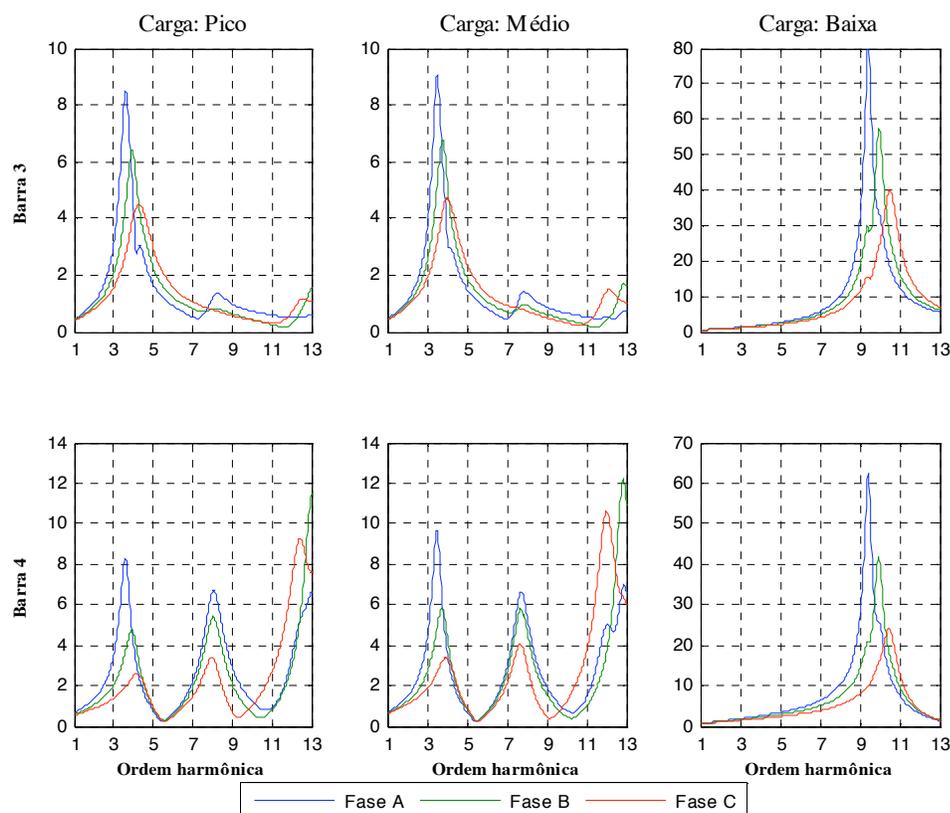


Figura 5-23—Impedâncias harmônicas próprias em pu. da rede IEEE- 4 barras - caso 1.

Tabela 5-15: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede IEEE-4, caso 1, $LI = 16,03$ e $L = 4$.

FASE	Barra	Carga Pico		Carga Média		Carga Baixa	
		5 th	7 th	5 th	7 th	5 th	7 th
A	3	2,7/0,6	2,2/0,4	2,1/0,5	1,8/0,4	6,9/1,5	15,6/2,4
	4	4,1/1,4	12,6/1,8	4,2/0,7	14,0/1,6	0,2/2,9	0,1/3,6
B	3	6,2/1,6	1,3/0,1	4,3/1,1	1,1/0,1	6,7/1,5	14,3/2,2
	4	4,4/1,9	12,4/1,7	4,3/1,1	13,7/1,6	0,2/3,2	0,1/3,8
C	3	12,2/3,6	3,5/0,7	7,5/2,0	2,5/0,4	6,5/1,5	13,0/2,0
	4	4,6/3,1	11,7/1,6	4,4/1,7	12,9/1,2	0,2/3,2	0,2/3,5

Observa-se que nos horários de carga pico e média, (com exceção da barra 3 em carga pico e quinta harmônica), os valores dos índices de ressonância não estão próximos dos seus respectivos limites. Para a sétima harmônica o IRVC se apresenta como sendo mais restritivo ao aumento de capacitores no banco instalado na barra 4.

Em carga baixa, o comportamento dos índices é conflitante, especialmente na sétima harmônica. Para a barra 3 o IRDT apresenta valores médios, pois esta barra não possui carga. Entretanto, o IRVC mostra valores elevados uma vez que para este índice apenas interessa a amplificação da fonte de tensão harmônica. Para a barra 4 os comportamentos são opostos, isto é, o IRDT apresenta valores muito altos (próximo do limite) e o IRVC apresenta valores muito baixos.

Para verificar estes resultados preliminares são feitas mais duas simulações, em que a rede foi otimizada considerando o IRDT e o IRVC separadamente. Os resultados, incluindo a otimização com ambos os índices, são mostrados na Tabela 5-16.

Tabela 5-16: Configuração de capacitores da rede IEEE-4 barras frente aos índices de ressonância - caso desbalanceado.

Índice	Barra	Carga Pico	Carga Média	Carga Baixa	VPL (US\$)
IRVC	2	300	300	300	142.815
	4	2100	2100	1200	
IRDT	3	1500	1500	300	49.730
	4	1500	900	0	
IRVC & IRDT	3	1800	1200	300	31.476
	4	600	600	0	

A verificação dos resultados foi feita mediante o método de penetração harmônica trifásica. A Figura 5-24 mostra as tensões harmônicas trifásicas para uma participação de carga não linear na barra 4 de 20%. Somente a carga pico foi considerada e as ordens harmônicas de estudo são 5^a e 7^a. No teste de penetração harmônica se considerou uma injeção de corrente de 5^a e 7^a harmônica igual a 4 e 2,9% da corrente fundamental, isto é $w = 20\%$.

Observa-se que as fases B e C, com maiores carregamentos, apresentam maiores distorções de quinta harmônica. Para todas as fases se observa que o IRDT fornece as soluções com menores amplitudes de distorção harmônica. Entretanto, o IRVC fornece uma solução "cega", isto é, este índice não enxerga a parte não linear contida nas cargas e, portanto, a amplificação na barra 4 é crescente.

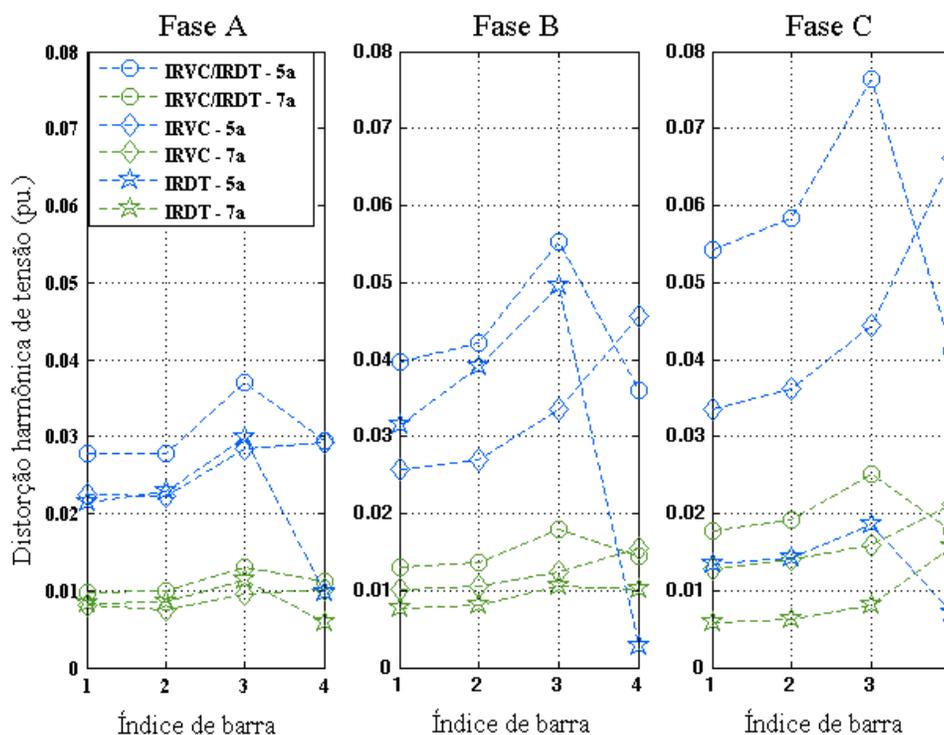


Figura 5-24—Distorções de tensão de 5ª e 7ª ordem na rede IEEE- 4 barras desbalanceado.

A explicação para este comportamento é a seguinte: do ponto de vista do IRVC, com a configuração encontrada, a amplificação de tensões (e correntes resultantes) harmônicas não resulta ser severa para o capacitor instalado, sempre e quando a máxima distorção individual da fonte de tensão seja menor a 4% como é o caso. Portanto, este índice não garante que a configuração de capacitores encontrada não amplifique as tensões para cima do limite de 4%. Entretanto, a configuração fornecida pelo IRDT oferece uma solução que leva em conta a contribuição da fonte de corrente e também as amplificações de tensão. Assim, observa-se que as distorções de tensão são mínimas aplicando-se apenas este índice, especialmente na barra de carga 4. A solução mista, usando ambos os índices, apresenta piores resultados técnico-econômicos, pois os índices se tornam conflitantes.

Deve-se ressaltar que a solução fornecida pelo IRDT também garante o tempo de vida dos bancos de capacitores, especialmente nas fases A e C em que a distorção da subestação está abaixo dos 3%. A fase B tem um comportamento diferente, e mostra que redes de distribuição operando nestas condições

são difíceis de otimizar visando a melhoria da qualidade de energia sem antes resolver os problemas de desequilíbrio de carga. Dado que este sistema se apresenta como sendo do tipo industrial, deve-se avaliar também a alternativa de alocar bancos de capacitores com filtro (sintonizados). No final, o aspecto que definirá qual é a melhor alternativa será o VPL de ambas as propostas.

2) Caso II: Otimização incluindo restrições de ressonância - rede balanceada

Neste caso a potência das cargas, tipo PQ, na fase A, B e C é de 1800 kW e 871 kVAr para cada uma das fases.

Os valores das impedâncias de carga são calculados uma vez conhecidas as tensões em frequência fundamental e são mostradas a seguir:

$ZL = \begin{bmatrix} 1,1257 + j0,5452 & 0 & 0 \\ 0 & 1,2609 + j0,6107 & 0 \\ 0 & 0 & 1,1864 + j0,5746 \end{bmatrix}$	Nível pico, fato de carga = 1,0
$ZL = \begin{bmatrix} 1,5625 + j0,7568 & 0 & 0 \\ 0 & 1,6810 + j0,8141 & 0 \\ 0 & 0 & 1,6200 + j0,7846 \end{bmatrix}$	Nível médio, fato de carga = 0,8
$ZL = \begin{bmatrix} 2,8287 + j1,3700 & 0 & 0 \\ 0 & 2,9320 + j1,4200 & 0 \\ 0 & 0 & 2,8845 + j1,3970 \end{bmatrix}$	Nível baixo, fato de carga = 0,5

Mesmo a carga sendo balanceada, a impedância de fases é ligeiramente desbalanceada. Isto é resultado do efeito da distribuição não equilátera dos condutores elétricos sobre as tensões.

Dado que os resultados do caso anterior mostraram que o índice de ressonância IRVC não previne amplificações harmônicas devido à presença de cargas não lineares importantes no sistema teste atual, foi repetido o mesmo procedimento anterior. Assim, a Tabela 5-17 mostra os resultados da aplicação dos índices por separado e juntos.

Tabela 5-17: Configuração de capacitores da rede IEEE-4 barras frente aos índices de ressonância - caso balanceado.

ÍNDICE	Barra	Carga Pico	Carga Média	Carga Baixa	VPL (US\$)
IRVC	4	1800	1800	1800	188.270
IRDT	3	900	900	900	136.933
	4	2100	2100	900	
IRVC & IRDT	2	600	300	600	79.295
	3	1200	1200	1200	
	4	600	600	600	

Novamente neste caso, os índices foram conflitantes sob algumas condições de carregamento. Dado que o IRVC não considera a fonte de corrente de carga na barra 4, este índice novamente aconselha alocar um banco de capacitores fixo, de grande capacidade, que segundo se observa na Figura 5-25, pode chegar a gerar distorções de tensão acima de 4%. No teste de penetração harmônica, as magnitudes das injeções de corrente harmônica na barra de carga têm as mesmas percentagens que no caso anterior.

A otimização mista apresenta suas menores distorções apenas na barra de carga, enquanto que o IRDT apresenta as menores distorções de tensão no sistema inteiro.

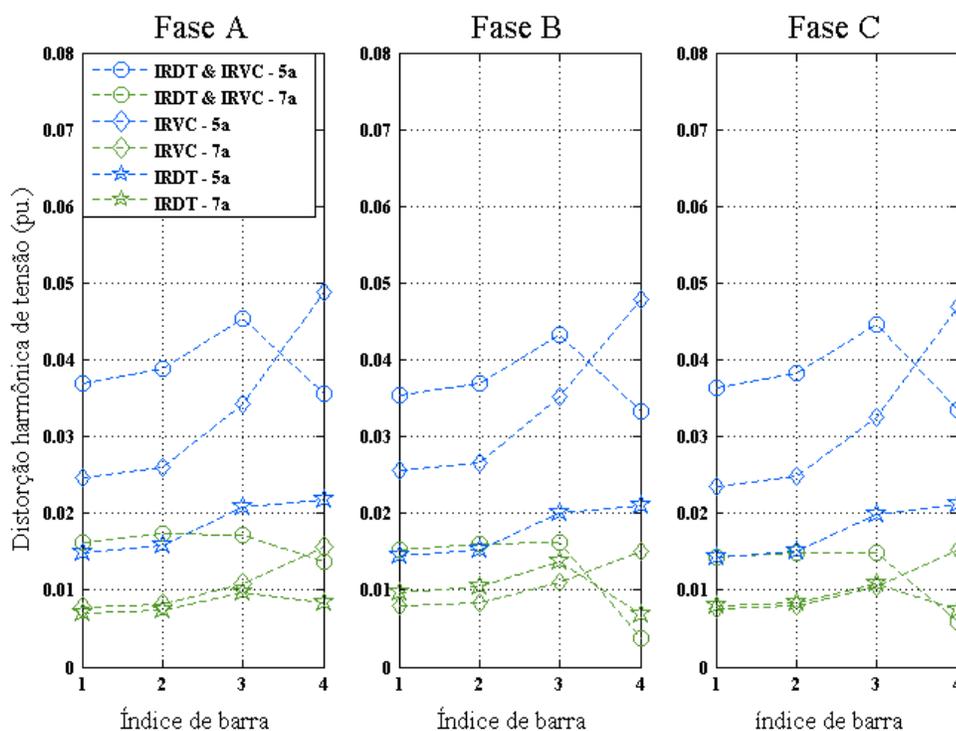


Figura 5-25–Distorções de tensão de 5ª e 7ª ordem na rede IEEE 4 barras - balanceado.

É interessante observar a varredura em frequência da solução fornecida pelo IRDT. Observa-se na Figura 5-26 que, ao contrário da barra 4, a barra 3 enxerga uma ressonância na sétima harmônica nas três fases, em carga pico e média, que não se refletem na distorção harmônica nessa ordem mostrada na Figura 5-25. A impedância vista desde a barra 4, fonte de injeção de correntes harmônicas, é muito baixa e, conseqüentemente, esta barra tem baixa distorção. Na barra 3, que não possui diretamente uma fonte de corrente harmônica, a corrente harmônica vinda da barra 4 é sintonizada pelo filtro formado pelo capacitor da barra 4 e sua respectiva carga. Adicionalmente, observou-se que a impedância de transferência entre a barra 3 e 4 não está em ressonância. Desta forma a magnitude da distorção harmônica na barra 3 é pequena.

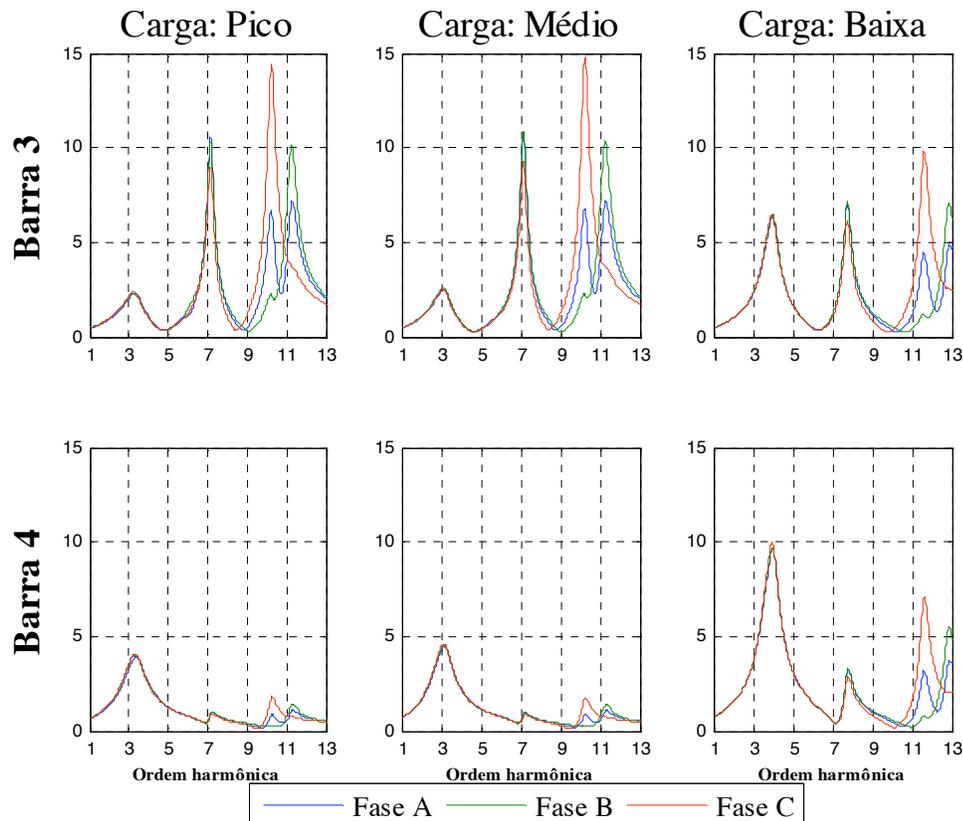


Figura 5-26– Impedâncias harmônicas próprias da rede IEEE- 4 barras - caso 2.

A Tabela 5-18 mostra os valores dos índices de ressonância para esta configuração de capacitores. Observa-se que o IRVC viola seu limite na barra 3, para a sétima harmônica, pelos motivos discutidos acima. Este limite, $LI = 16,03$, ocorre para uma distorção de tensão na fonte de 4%.

Tabela 5-18: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede IEEE-4, caso 2, $LI = 16,03$ e $L = 4$.

FASE	Barra	Carga Pico		Carga Média		Carga Baixa	
		5 th	7 th	5 th	7 th	5 th	7 th
A	3	5,9/1,1	22,5 /1,6	6,1/1,0	23,4 /1,5	4,2/0,4	9,6/0,8
	4	2,3/3,4	2,3/0,7	1,5/2,2	2,6/0,4	2,6/3,3	4,7/0,2
B	3	5,9/1,0	22,5 /1,9	6,1/0,9	23,2 /1,8	4,4/0,3	9,5/0,7
	4	2,0/2,9	2,2/0,5	1,4/2,0	2,5/0,3	2,5/3,1	4,6/0,2
C	3	5,9/1,0	22,1 /1,4	6,1/1,0	22,8 /1,4	3,2/0,3	9,6/0,7
	4	2,2/3,1	2,4/0,7	1,5/2,1	2,5/0,4	2,6/3,1	4,5/0,2

Para verificar se o tempo de vida útil do capacitor instalado na barra 3 está garantido foi recalculado o índice de ressonância IRVC para $m^h = 2,5\%$. Seu respectivo limite LI é de 25,63 e, portanto, a configuração de capacitores aplicando apenas o IRDT, que apresenta distorções individuais abaixo de

0,025pu, também garante o tempo de vida útil dos capacitores (a tensão em frequência fundamental na barra 3 é de quase 1pu.)

Conclusões do estudo:

- De ambos os casos foi possível verificar que é muito mais difícil compensar uma rede desbalanceada em termos de kVAr do que uma rede balanceada.
- Problemas de ressonância, portanto, são muito mais frequentes em redes desbalanceadas, assim também o grau de severidade pode chegar a ser maior (comparar as magnitudes das impedâncias de ressonância de carga baixa de ambos os casos na Figura 5-23 e Figura 5-26).
- As perdas são consideravelmente maiores em redes desbalanceadas produto do desequilíbrio de tensões. A alocação de capacitores não é aconselhável para resolver problemas de desequilíbrios de tensões neste tipo de rede, assim antes se deve resolver os problemas de desbalanço de carga.

5.4.5. Testes em redes desbalanceadas - Rede IEEE 34 barras

A Tabela 5-19 resume os dados elétricos da subestação da rede IEEE-34 barras. Estes dados são utilizados para calcular as impedâncias de curto-circuito equivalentes do sistema no ponto de acoplamento comum e o limite de distorção harmônica individual m^h . A potência de base para todos os testes é 10 MVA.

Tabela 5-19: Dados elétricos da subestação da rede trifásica IEEE-34

Potência de curto circuito na barra de 115 kV:	1800 MVA @ 85°
Tensão de saída do transformador T1:	1,05 pu. (balanceado)
Dados do transformador T1:	
Potência:	2500 kVA
R (%):	1
X(%):	8
Grupo de conexão:	D – Yt
Tensão primário/secundário:	115/24,9 kV
Impedância de acoplamento trifásica em PU: Z_{T1}	0,04 + j0,3pu.
Limite de distorção harmônica individual: m^h	$\leq 3\%$

Suposições:

- Considera-se que o secundário do transformador T1 é a barra de referência e, portanto, mantém uma tensão fixa e balanceada de 1,05 pu.
- Deve-se lembrar que empresas de distribuição compensam principalmente alimentadores de distribuição trifásicos. Na rede de distribuição primária trechos monofásicos dificilmente são compensados. Portanto, não é necessário analisar ressonâncias em barras que são conectadas por linhas monofásicas.
- Assim, por simplicidade, na implementação da metodologia nesta rede, os trechos monofásicos foram considerados como sendo trifásicos. As Tabela A-2 a Tabela A-6 mostram em detalhe os dados dos componentes desta rede modificada.

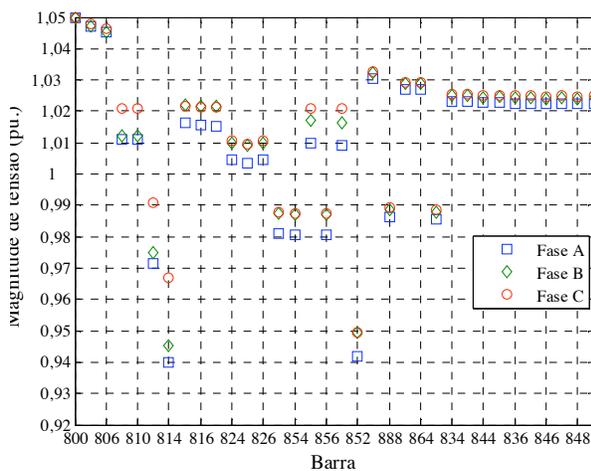
Situação inicial (Sem bancos de capacitores):

Os resultados do fluxo de carga no estado sem compensação são mostrados na Figura 5-27 e na Tabela 5-20.

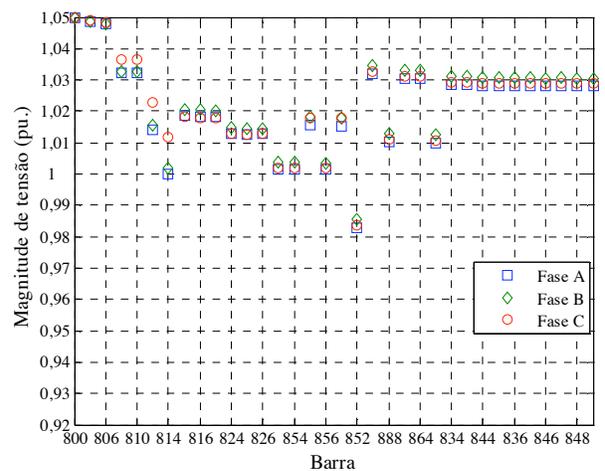
Nos perfis de tensão surgem duas barras em particular com as tensões mais baixas: 814 e 852. Estas duas barras são os primários dos reguladores de tensão.

Mesmo que algumas barras possuam cargas com distribuição não uniforme entre as fases e linhas com disposição não equilátera, as tensões em grande parte da rede estão bem balanceadas pelo uso de reguladores de tensão em conexão estrela com controle de fase independente.

No pico de carga, o regulador da barra 814 está com os taps nas posições 13, 13 e 9 para a fase A, B e C, respectivamente. O regulador da barra 852 apresenta as posições 15, 14 e 14, para a fase A, B e C, respectivamente. Este último regulador está ajustado em 2 V a mais que o regulador da barra 814.



(a) Perfil de tensão - carga pico



(b) Perfil de tensão - carga baixa

Figura 5-27– Perfil de tensão pico da rede trifásica IEEE-34 sem capacitores.

A soma total por fase das cargas mostra que, em termos globais, esta rede é vista desde a transmissão como sendo balanceada.

Tabela 5-20: Demanda total das cargas na rede trifásica IEEE-34 (sem capacitores).

	Pico (kW / kVAr)	Médio (kW / kVAr)	Baixo (kW / kVAr)
Fase A	1.848,6 / 1.087,1	1.482,5 / 872,3	928,3 / 546,3
Fase B	1.781,8 / 1.048,4	1.427,6 / 839,8	896,4 / 527,6
Fase C	1.768,5 / 1.046,7	1.419,3 / 839,6	891,4 / 527,3

Sem nenhuma compensação capacitiva, era de se esperar que as perdas de potência fossem apreciáveis: 305,59; 187,33 e 68,54 kW para o nível pico, médio e baixo, respectivamente. A venda de energia anual nesta condição é de US\$ 1.475.344,3, sendo que as perdas em energia representam 6,33% (US\$ 93.509,3).

Nestas condições são testados dois casos de otimização: tradicional e incluindo as restrições de ressonância.

1) Caso 1: Otimização sem incluir restrições de ressonância

A melhor solução encontrada para este caso é mostrada na Figura 5-28. Nesta figura também mostra-se a lista de barras segundo a sua distância da subestação e segundo seus carregamentos, sendo as de cor vermelha as mais afastadas ou carregadas. Na rede de média tensão, a barra com maior carga recebe dois bancos fixos de 300 kVAr, esta barra está aproximadamente a 50 km da subestação. O transformador T2 é compensado diretamente no lado de baixa tensão com 30 kVAr chaveados operando apenas em carga pesada. A barra 890, com carga na baixa tensão, é compensada com 20 kVAr fixos.

Nas condições de distribuição de carga atuais, isto é, poucas barras com carga importante e em pontos distantes, a localização dos capacitores incide sobre as barras com maior demanda e uma pequena parcela no secundário do transformador T2.

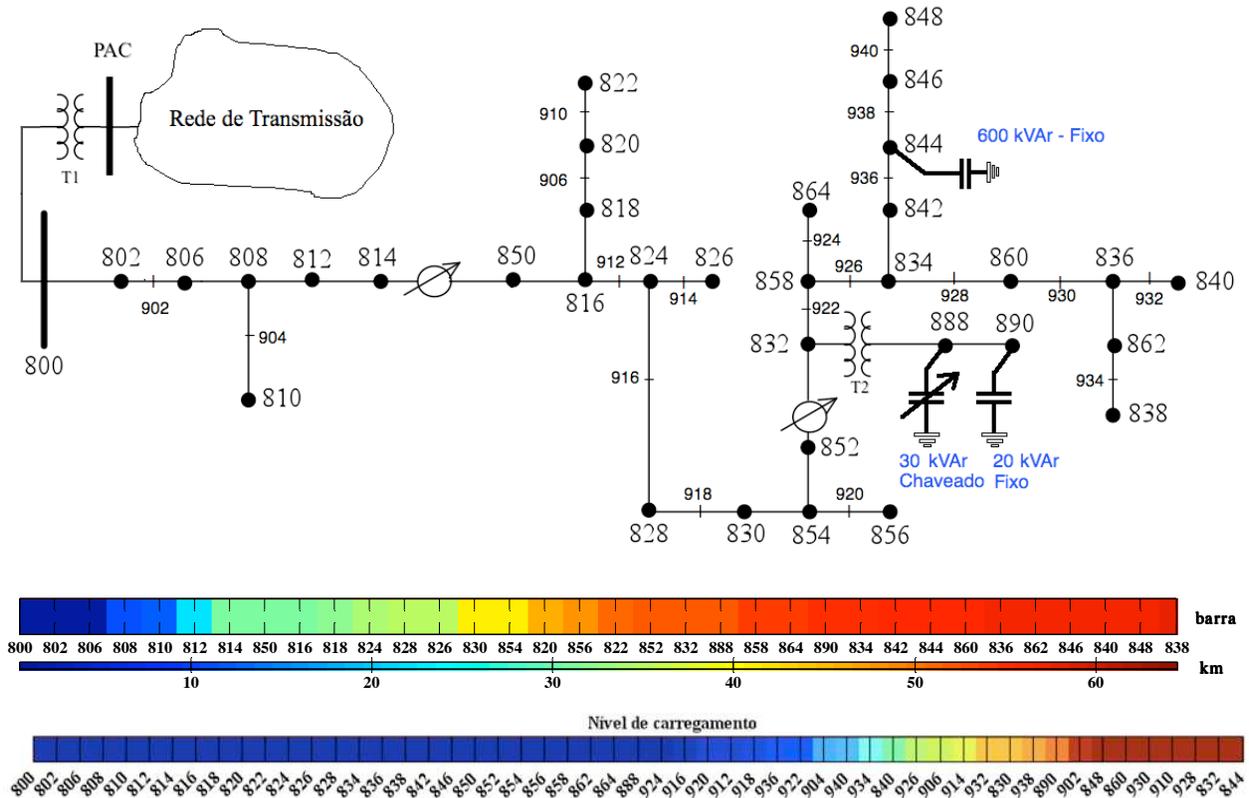


Figura 5-28– Localização dos capacitores, distâncias e distribuição de carga da rede trifásica IEEE-34 sem restrições de ressonância.

A soma total por fase das cargas mostra um ligeiro aumento da demanda das cargas como consequência do aumento do perfil de tensão da rede. Comparando a Tabela 5-20 e Tabela 5-21 observa-se que este efeito é uniforme em todas as fases.

Tabela 5-21: Demanda total das cargas na rede trifásica IEEE-34 - caso 1.

	Pico (kW / kVAr)	Médio (kW / kVAr)	Baixo (kW / kVAr)
Fase A	1.855,5 / 1.091,9	1.483,2 / 872,6	928,1 / 546,2
Fase B	1.787,7 / 1.052,6	1.437,7 / 843,9	898,2 / 528,7
Fase C	1.776,6 / 1.050,9	1.424,8 / 843,2	893,3 / 528,4

Os perfis de tensão do nível de carga pico e baixa são mostrados na Figura 5-29. O regulador de tensão da barra 852 assegura que o perfil de tensão deste ramo esteja dentro de uma faixa aceitável, sem a necessidade de capacitores (ver caso base na Figura 5-27). Nota-se claramente que os objetivos de reduzir as perdas são conseguidos pelos capacitores alocados.

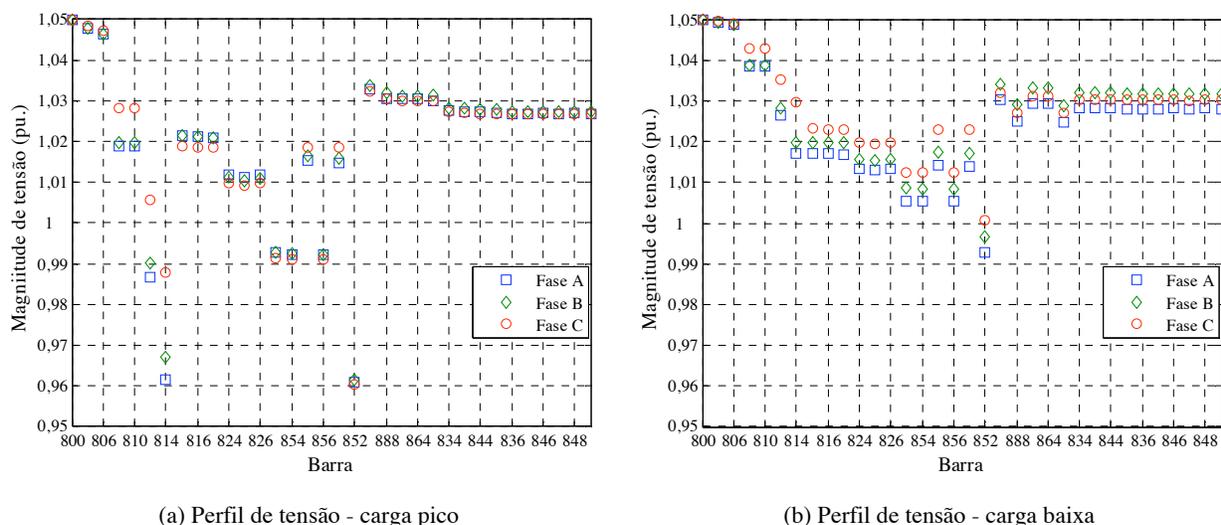


Figura 5-29– Perfil de tensão da rede trifásica IEEE-34 - caso 1.

A posição do tap do regulador da barra 814 em carga pico é de +10, +9 e +5 para a fase A, B e C, respectivamente. Assim, observa-se a ação de balanceamento dos reguladores de linha em redes de distribuição. O regulador da barra 852 possui as tensões de entrada praticamente equilibradas em magnitude (0,96 pu. aproximadamente) e, portanto, o ajuste do tap é de +12 para as três fases.

O efeito elevador de tensão do regulador de linha da barra 852 continua em carga baixa com o tap na posição +6, +6 e +5 para a fase A, B e C, respectivamente.

A redução de perdas em relação ao caso sem bancos de capacitores é de 27, 28 e 24% (perdas finais em 223,6; 134,6; 51,8 kW) para a carga pico, média e baixa, respectivamente. A venda de energia anual nesta condição é de US\$ 1.479.627,2 (apenas 1% a mais que sem bancos de capacitores), sendo que o custo das perdas de energia (US\$ 67.576,2) representa 4,57% do valor de venda de energia. Segundo as estatísticas as perdas nas redes de distribuição brasileiras estão próximas de 5%.

O custo dos bancos de capacitores de baixa tensão para os primeiros 5 anos do projeto é de US\$ 1.592,5, enquanto que na média tensão é de US\$ 8.975 para todo o projeto.

Análise de ressonância da solução:

A Figura 5-30 mostra a varredura em frequência das impedâncias próprias vistas pelas barras com capacitores. Em primeira instância observa-se que, devido à escolha de alocação de um banco chaveado operando apenas em carga pico, há mudanças na resposta em frequência na carga pico em relação às outras duas.

Na barra 844, carga média e baixa, observa-se as ressonâncias na quinta harmônica, que é o efeito combinado de todos os capacitores. Assim, o banco de média tensão força uma ressonância de quinta

harmônica. No entanto, com a carga operando no horário pico, o banco de capacitores de 30 kVAr da barra 888 entra e desloca a ressonância vista pela barra 844 da 5ª para a 6ª harmônica. Ressalta-se que as ressonâncias vistas pelas barras de baixa tensão estão mais próximas da sétima harmônica e, em magnitude, são muito maiores que as vistas pela barra de média tensão. Isto é esperado, pois a rede, vista do lado de baixa tensão, é muito indutiva e torna-se ainda mais indutiva com o aumento da frequência.

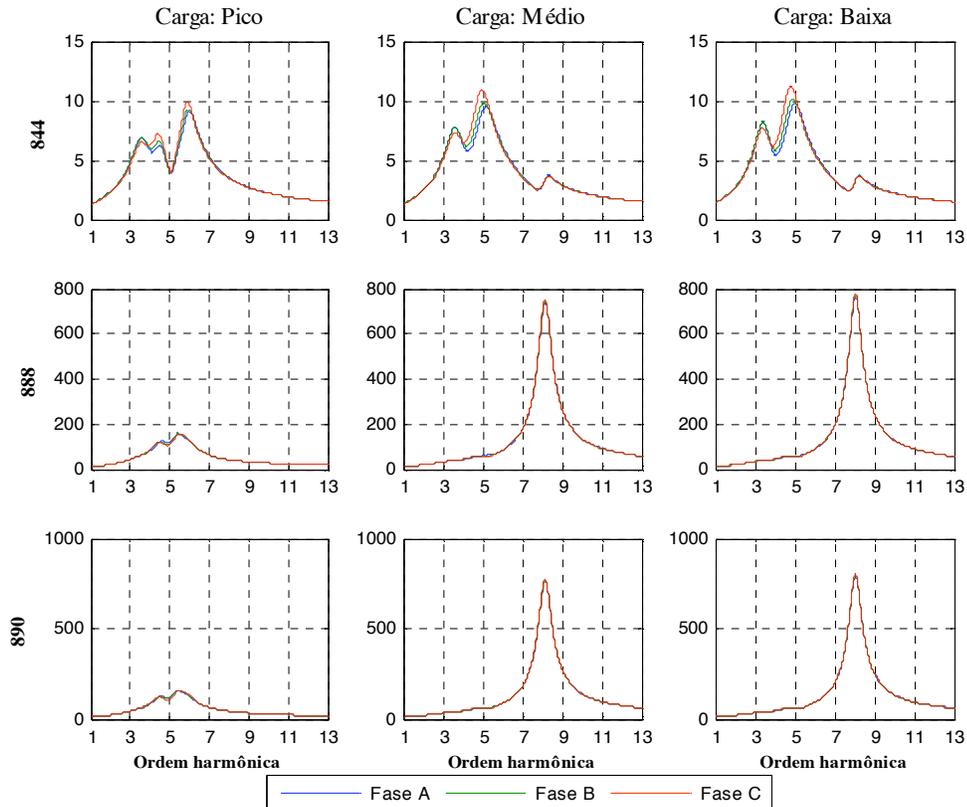


Figura 5-30– Impedâncias harmônicas próprias na rede trifásica IEEE34 - caso 1.

Em uma rede trifásica observa-se que, a intensidade da ressonância por fase está relacionada diretamente com a carga atribuída a cada fase e seus valores de magnitude de tensão. Neste caso, os valores de impedância própria de pico são maiores para a fase C, que segundo a Tabela 5-21 e Figura 5-29 indicam esta fase como a menos carregada e com maior perfil de tensão, favorecendo assim, maiores impedâncias de pico e, portanto, menor característica amortecedora.

É interessante analisar também o comportamento das impedâncias mútuas vistas pelas barras com capacitores. Segundo se observa na Figura 5-31, as ressonâncias mútuas seguem o mesmo comportamento das impedâncias próprias, isto é, o deslocamento e atenuação dos picos de ressonância correspondem aos experimentados pelas impedâncias próprias. Entretanto, o efeito da atribuição de cargas por fases sobre as

ressonâncias desaparece. Os picos de ressonância estão diretamente relacionados às impedâncias mútuas entre as fases.

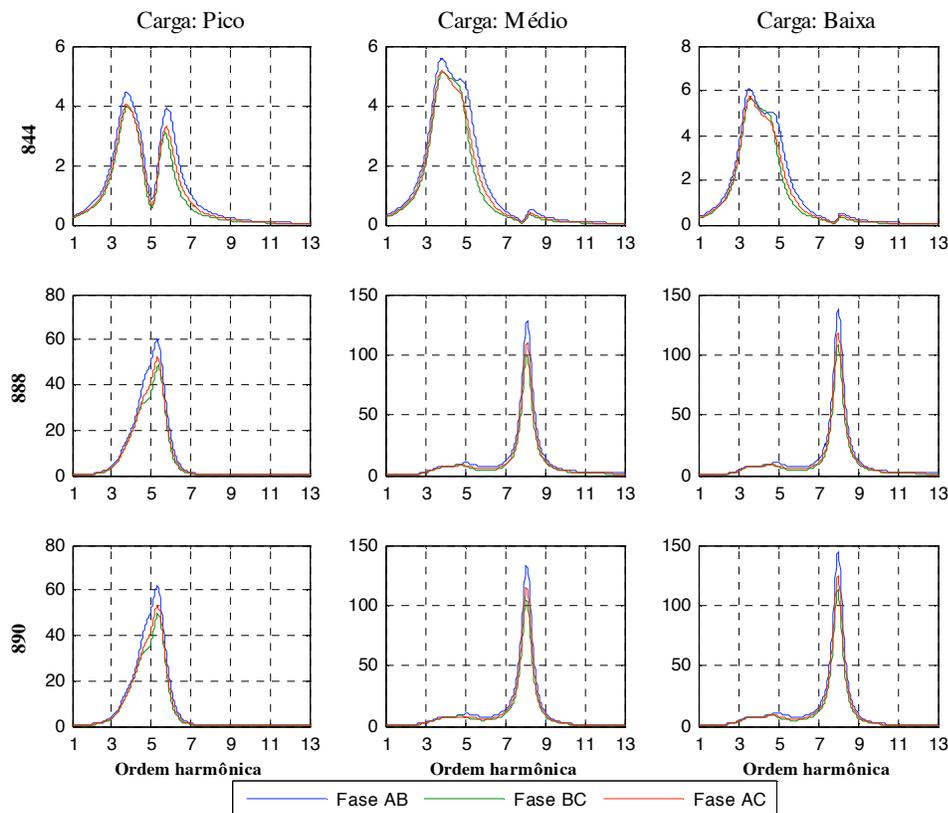


Figura 5-31– Impedâncias harmônicas mútuas na rede trifásica IEEE34 - caso 1.

Valores dos índices de ressonância: A Tabela 5-22 mostra os valores dos índices de ressonância aplicados nas três barras com capacitores e para os três patamares de carga. Na quinta harmônica as ressonâncias vistas pelas três barras não chegam a ser severas segundo o IRVC, entretanto para o IRDT a barra 890, na fase C, apresenta valores que a caracterizam com severa. Em carga média, a concordância dos índices é total, as ressonâncias de quinta e sétima harmônica experimentadas pelas barras 844 e 890 são severas. Deve-se ressaltar que no cálculo dos valores dos índices de ressonância são consideradas as impedâncias próprias e mútuas segundo as equações (5-41) e (5-42).

Desta forma, a adaptação do índice de ressonância para redes trifásicas pondera os efeitos do acoplamento mútuo entre as fases e das impedâncias próprias. Assim, não necessariamente a fase com mais carga é a fase com menor valor do índice de ressonância, pois este deve considerar o efeito, não desprezível, das impedâncias mútuas mostradas na Figura 5-31. Nestas condições, os capacitores das barras 890 e 844 estarão submetidos a ampliações harmônicas de corrente e tensão que prejudicarão

suas vidas úteis. É possível também que outras barras próximas a estes capacitores observem estas ressonâncias.

Tabela 5-22: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede trifásica IEEE-34, LI = 16.03 e L = 4 - caso 1.

FASE	Barra	Carga Pico		Carga Média		Carga Baixa	
		5 th	7 th	5 th	7 th	5 th	7 th
A	844	7,2/3,7	10,8/4,0	40,3/8,7	4,8/1,9	28,8/7,9	4,0/1,5
	888	15,1/4,0	2,8/0,9	0,2/2,0	0,1/2,0	0,2/2,0	0,1/2,0
	890	10,5/ 5,3	1,2/1,5	8,3/4,3	25,2/8,6	8,2/3,8	27,3/8,4
B	844	7,1/3,9	10,2/ 4,1	32,7/11,3	4,6/1,9	23,8/9,8	3,8/1,5
	888	14,0/3,1	2,8/0,9	0,2/2,0	0,1/2,0	0,2/2,0	0,1/2,0
	890	10,0/ 4,4	1,2/1,4	8,2/4,1	25,3/8,6	8,0/3,5	27,1/8,4
C	844	7,1/3,7	10,2/3,7	34,1/9,3	4,6/1,8	24,1/7,5	3,8/1,3
	888	12,3/3,5	2,8/0,8	0,2/2,0	0,1/2,0	0,2/2,0	0,1/2,0
	890	9,0/ 4,7	1,2/1,4	8,0/4,0	25,2/8,7	8,0/3,5	27,8,4

2) Caso II: Otimização incluindo restrições de ressonância

A Figura 5-32 mostra a melhor solução encontrada para este caso. O novo esquema de compensação reativa acrescentou um banco de capacitores fixo de 300 kVAr na barra 852 de média tensão. Adicionalmente, o banco de 600 kVAr fixo foi deslocado para a barra 846. Na baixa tensão apenas foi mantido um banco de capacitores na barra 890, sendo este do tipo chaveado.

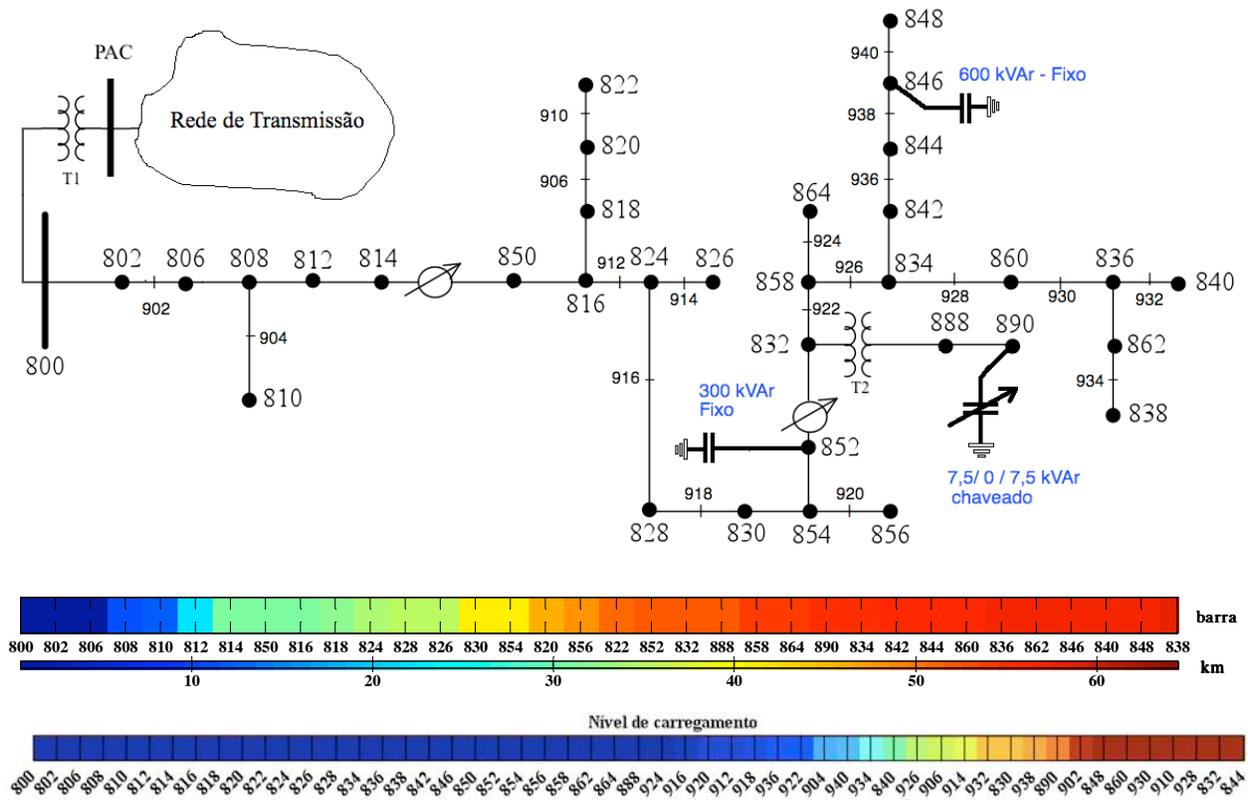


Figura 5-32– Localização dos capacitores na rede trifásica IEEE-34 - caso 2.

Esta mudança na configuração de capacitores trouxe uma ligeira variação para menos nas demandas das cargas em relação ao caso anterior (especialmente na baixa tensão), não sendo consideradas importantes. Estes estão relacionados aos novos perfis de tensão do sistema mostrados na Figura 5-33.

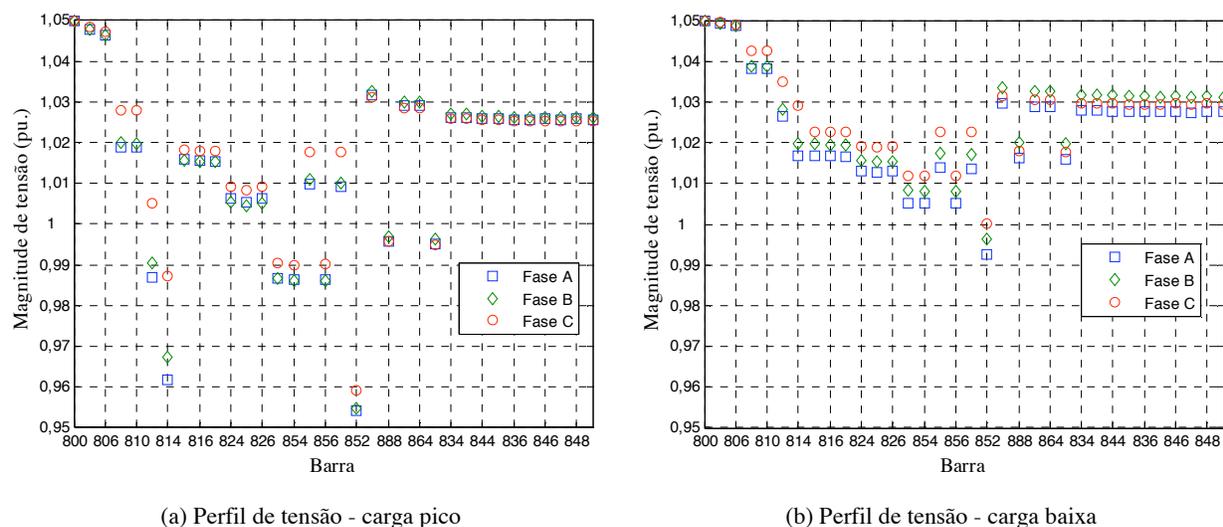


Figura 5-33– Perfil de tensão da rede trifásica IEEE-34 - caso 2

A posição do tap do regulador da barra 814 em carga pico é de +10, +9 e +5 para a fase A, B e C, respectivamente. Neste caso, o regulador da barra 852 ainda possui as tensões equilibradas na entrada e, portanto, o novo ajuste do tap é de +12, nas fases três fases.

A redução de perdas em relação ao caso sem bancos de capacitores é de 26,0, 27,4 e 23,8% (perdas finais em 225,9; 136,3; 52,2 kW) para carga pico, média e baixa, respectivamente. A venda de energia anual nesta condição é de US\$ 1.479.569,7 (0,003% a menos que o caso anterior), sendo que o custo das perdas em energia (US\$ 68.386,2) representa 4,6% do valor de venda de energia.

Neste caso é necessário o investimento em bancos de média tensão por uma quantia de US\$ 16.960. O investimento no banco chaveado de 7,5 kVAr de baixa tensão é de US\$ 484,5 por cada 5 anos.

Análise de ressonância harmônica da solução:

Em termos técnicos, esta nova solução fornece bom perfil de tensão, redução de perdas e fatores de potência aceitáveis. Adicionalmente, observa-se na Figura 5-34 que as ressonâncias de quinta e sétima harmônica foram deslocadas para próximas da quarta harmônica. A alocação de apenas um banco de capacitores de baixa tensão, relativamente pequeno, elimina as ressonâncias de sétima harmônica.

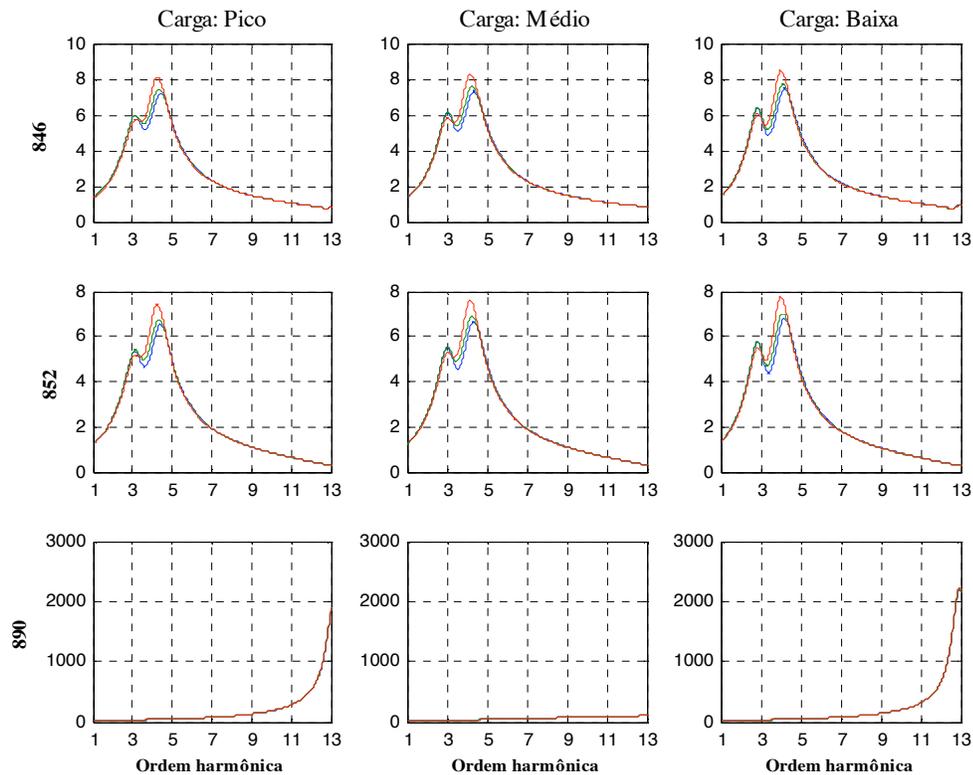


Figura 5-34– Varredura em frequência da otimização com restrições de ressonância - Impedâncias próprias

A Tabela 5-23 mostra a interpretação do índice de ressonância sobre a severidade das ressonâncias observadas acima. Observa-se que a quinta harmônica não representa mais um problema para a operação desta rede. Adicionalmente, para este sistema ambos os índices são concordantes com comportamentos similares nas fases e nos três níveis de carregamento estudados. Isto é o reflexo do adequado equilíbrio de tensões e cargas que apresenta esta rede.

Tabela 5-23: Índices de ressonância IRVC/IRDT na rede trifásica IEEE-34, $LI = 16.03$ e $L = 4$ - caso 2.

FASE	Barra	Carga Pico		Carga Média		Carga Baixa	
		5 th	7 th	5 th	7 th	5 th	7 th
A	846	5,5/2,5	9,2/0,3	4,8/2,2	4,7/0,3	4,6/1,8	2,3/0,2
	852	5,1/1,2	4,4/1,5	4,4/1,1	4,4/1,1	3,6/0,9	4,5/1,1
B	846	5,3/2,6	4,7/0,2	4,7/2,3	2,9/0,2	4,5/1,8	1,8/0,1
	852	4,5/0,9	3,4/1,0	4,0/0,8	4,4/1,1	3,3/0,7	4,5/1,1
C	846	6,0/2,2	2,4/0,2	5,5/1,9	1,7/0,2	6,2/1,5	1,1/0,2
	852	3,7/1,0	4,3/1,1	3,2/0,9	4,4/1,1	2,8/0,8	4,4/1,1

Verificação dos resultados: A Figura 5-35, Figura 5-36 e Figura 5-37 mostram as distorções harmônicas de tensão do estudo de penetração harmônica para os níveis de carga pico, médio e baixo,

respectivamente. Este estudo foi realizado injetando 4 e 2,86% de distorção harmônica de quinta e sétima harmônica de corrente em todas as barras com carga.

Nos três níveis de carregamento, sem índices de ressonância, a rede IEEE 34 apresenta ampliações harmônicas severas nas barras de baixa tensão 888 e 890 (os quais têm como índices de barra os números 33 e 34, respectivamente).

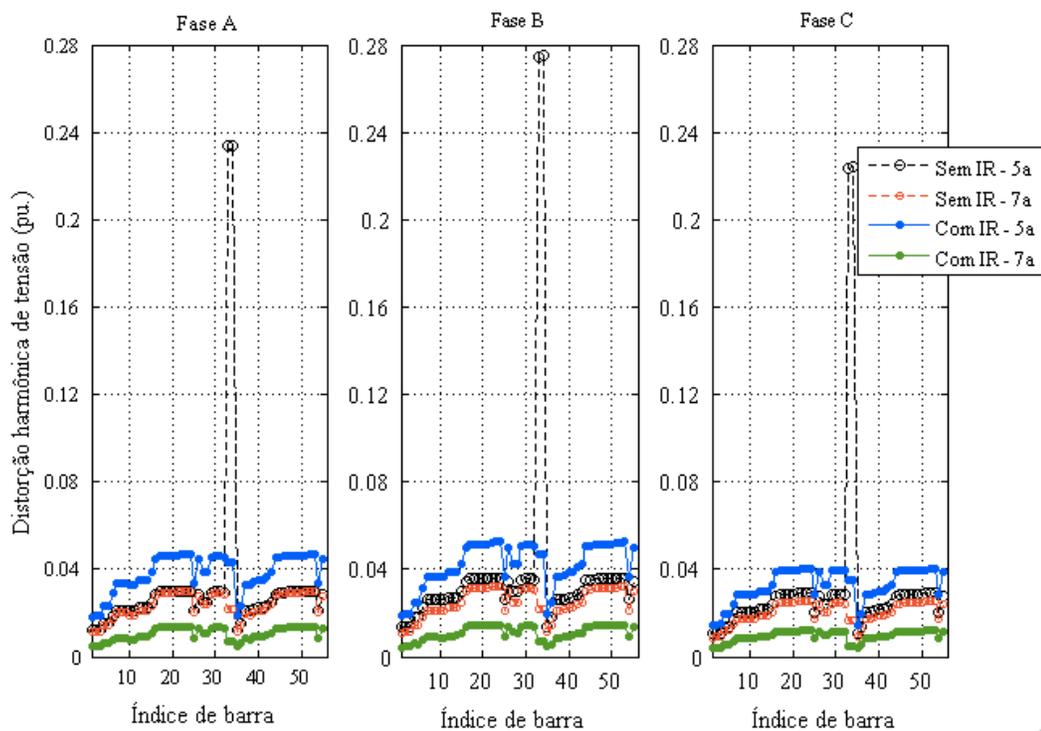


Figura 5-35– Distorções individuais de quinta e sétima harmônica na rede IEEE 34 - carga pico.

Na carga pico, as magnitudes destas distorções estão acima de 0,22 pu e representam quase 20% de distorção individual de tensão. Esta condição é perigosa para a operação de qualquer tipo de carga. Entretanto, observa-se que as barras de média tensão não mostram ressonâncias de quinta nem sétima ordem, indicando a característica local da ressonância nas barras de baixa tensão. No caso da aplicação dos índices de ressonância, se observa que a máxima distorção acontece na fase C, nas barras de média tensão, mas com valores abaixo de 0,05pu, o que representa menos de 5% de distorção individual de tensão, considerando que a maioria das barras em MT possuem tensões acima de 1pu.

Deve-se ressaltar que, uma vez que os índices de ressonância apenas consideram as impedâncias locais para limitar as ressonâncias harmônicas, a contribuição das impedâncias de transferência faz com que haja pequenos aumentos acima do limite esperado, mas não sendo considerados importantes.

Por outro lado, em carga média e baixa, observa-se que a solução obtida sem a aplicação dos índices de ressonância mostra que o sistema ressona na baixa tensão em ambas as frequências consideradas. Diferente da carga pico, na carga média e baixa, as barras de média tensão também observam ressonâncias que amplificam de forma severa as distorções das cargas não lineares. Entretanto, a solução proposta resolve estes problemas com distorção máxima de quinta e sétima ordem abaixo de 0,04 e 0,02 pu., respectivamente.

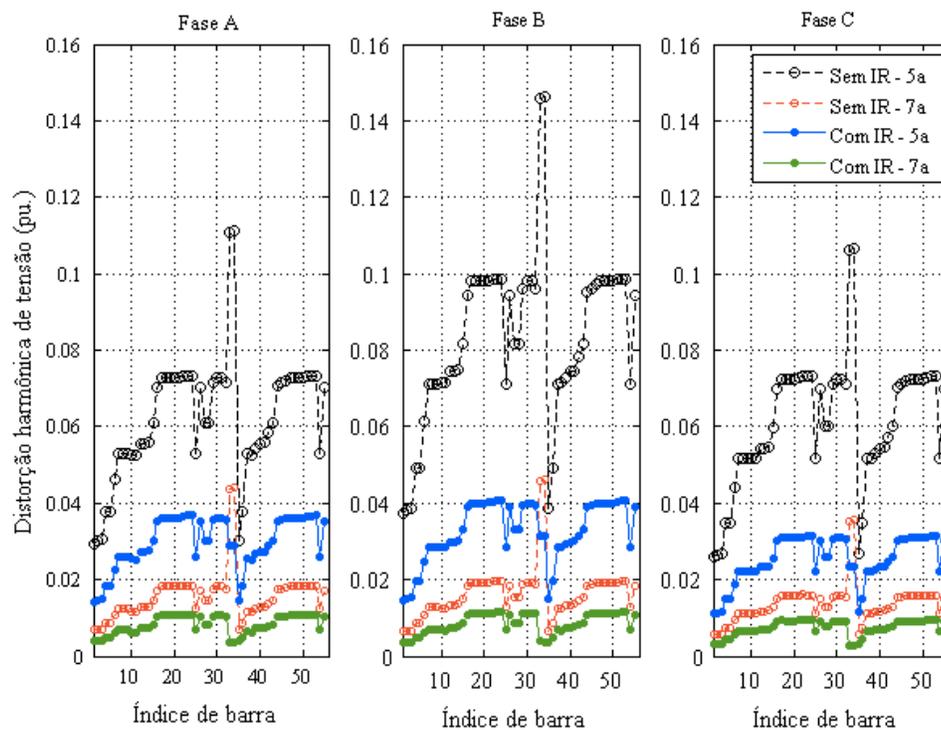


Figura 5-36– Distorções individuais de quinta e sétima harmônica na rede IEEE 34 - carga média

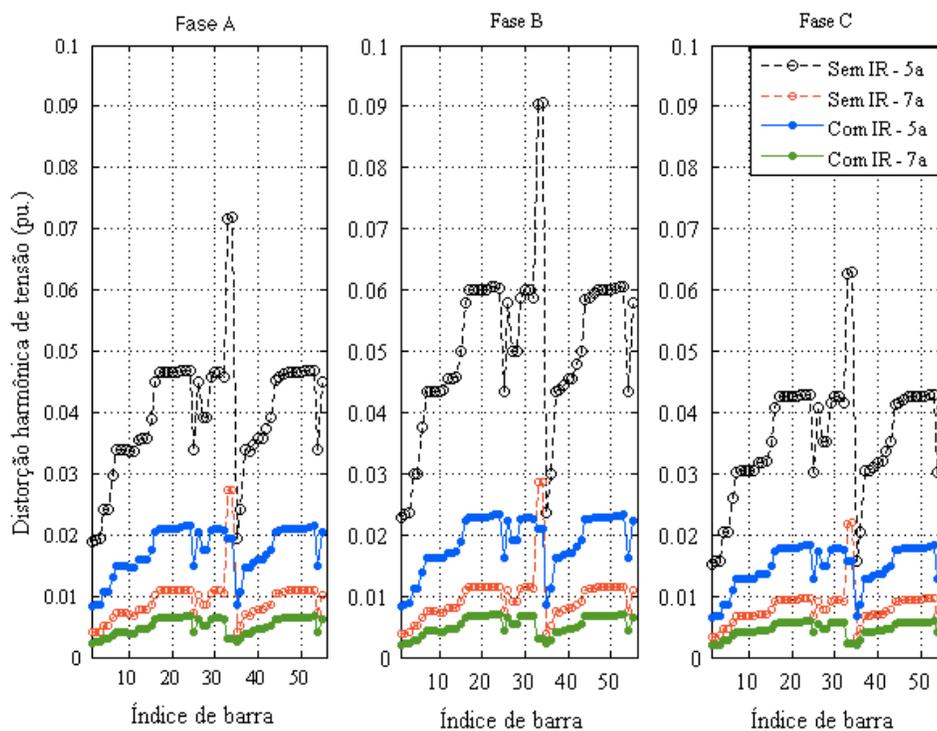


Figura 5-37– Distorções individuais de quinta e sétima harmônica na rede IEEE 34 - carga baixa

Análise econômica:

Tabela 5-24: Análise econômica da otimização da rede trifásica IEEE 34.

CASO	VPL (US\$)	US\$_{kWh}\$ / ano	US\$ em capacitores	
			VPL em MT	VPL em BT
I	154.063	30.216	8.975	2762,7
II	143.380	29.208	16.960	840,5

Ressalta-se que o VPL mostrado em ambos os casos é para os 20 anos do projeto e considerou que inicialmente a rede de distribuição não contava com capacitor algum. A metodologia de inclusão de ressonâncias fornece apenas uma redução do VPL de 7% e ainda garante o tempo de vida útil dos bancos de capacitores.

CAPÍTULO 6

Aplicação da Metodologia para uma Rede Real de Grande Porte

6.1. Introdução

Neste capítulo são apresentados testes da metodologia proposta para o equivalente monofásico da rede ARD-18 estudada na seção 4.4.4. O caso base é representado pela solução do fluxo de carga da rede sem compensação reativa. Nesta condição, a Tabela 6-1 mostra os valores das demandas das cargas, potência na saída da subestação, perdas de potência e valores máximos e mínimos de tensão, no horário de carga pico, estes últimos em média e baixa tensão. Como se observou anteriormente, as perdas representa apenas 3% da potência total do sistema. As cargas de impedância constante representam 6,4% do total da carga do sistema e serão responsáveis pelos aumentos dos ganhos de faturamento de energia devido ao aumento do perfil de tensão da rede (nos casos em que bancos de capacitores sejam alocados). **Deve-se salientar que, esta rede localizada na região de Campinas, foi sobrecarregada propositalmente para obter violações de tensões abaixo de 0,93pu, e desta forma, aplicar-se a metodologia proposta.**

Tabela 6-1: Estado atual do sistema ARD-18.

	Demanda (kW)	Vmax (pu.)	Vmin (pu.)	Subestação		Perdas (kW)
				Po (kW)	Qo (kVAr)	
MT	4.425	1,029	0,999	6.594	2.305	201
BT	2.563	1,018	0,895			

Na saída da subestação, a posição do tap é ajustada de tal forma que a tensão de referência seja mantida em 1,029 pu. A tensão nominal é de 13,8 kV e, para os cálculos, foi usada uma potência de base igual a 10 MVA. A representação das redes secundárias é completa, isto é, são representados de forma explícita transformadores de distribuição, circuitos secundários e cargas em baixa tensão.

Para simular a variação de carga são utilizados três níveis de carregamento: carga pico, média e baixa, com duração de 1000, 6760 e 1000 horas, respectivamente. A carga baixa e pico não se relacionam por um fator de carga único, isto é, cada barra tem um fator de carga próprio. O fator de carga médio é

0,51. Por outro lado, a carga média foi criada utilizando um fator de carga único igual a 0,8 em relação à carga pico.

Os perfis de tensão da rede primária e secundária, **para** cada nível de operação, são mostrados na Figura 6-1. Observa-se que algumas instalações de baixa tensão (que inicia na barra 538) estão abaixo dos limites estabelecidos pela ANEEL, isto é, abaixo de 0,93 pu.

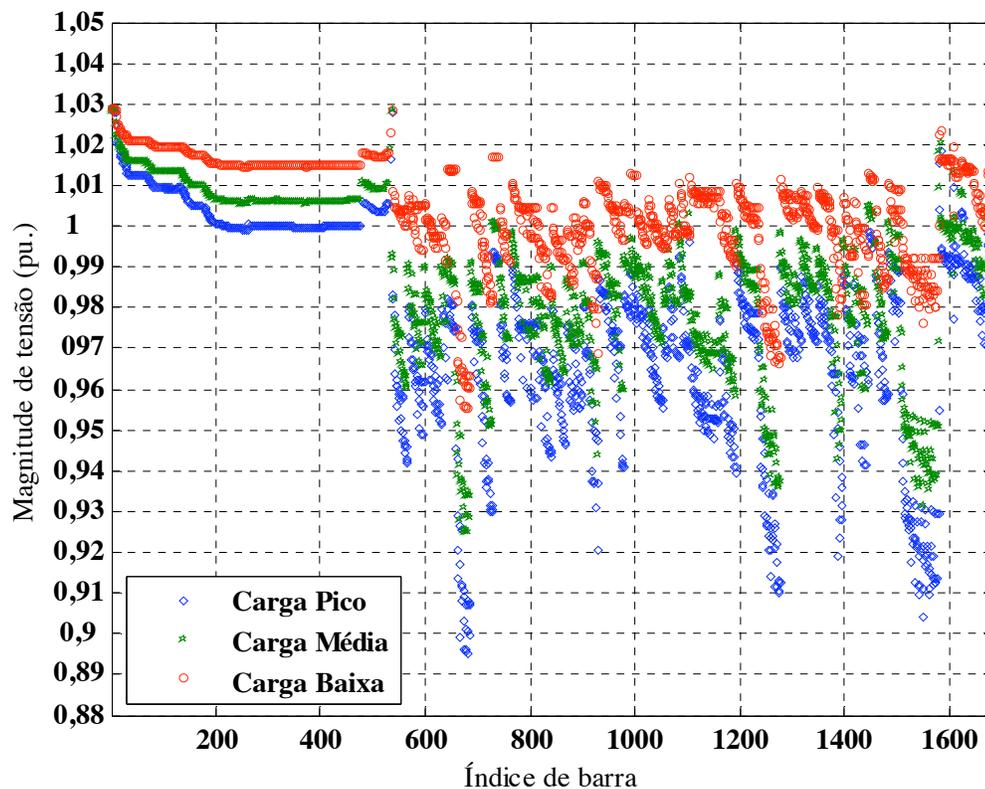


Figura 6-1– Perfil de tensão da rede ARD-18 em caso base (sem capacitores).

Com o objetivo de verificar a metodologia proposta, foram feitos quatro testes de alocação de capacitores:

- Caso 1: Alocação tradicional de capacitores apenas na baixa tensão;
- Caso 2: Alocação tradicional de capacitores na média e baixa tensão;
- Caso 3: Alocação de capacitores apenas na baixa tensão incluindo restrições de ressonância;
- Caso 4: Alocação de capacitores na média e baixa tensão incluindo restrições de ressonância.

A opção de alocação tradicional de capacitores apenas na rede primária, aplicada ao caso base, não mostrou viabilidade econômica. Apesar de resultarem melhorias no perfil de tensão, o VPL final foi negativo. Portanto, esta opção não será considerada nos estudos subsequentes.

Os parâmetros de ajuste do AGE para os casos 1 - 2 são mostrados na Tabela 6-2. A geração da população inicial é aleatória entre todas as barras da rede. Somente é escolhido o máximo número de barras em que bancos podem ser alocados. Em baixa tensão este número é representado por *nci_bt* e na média tensão por *nci_mt*.

Tabela 6-2: Parâmetros de ajuste do AGE aplicado na rede ARD-18.

AGE	
Caso 1	Npop = 800; k = 20; <i>nci_bt</i> = 40; <i>nci_mt</i> = 0; tc = 0,92; nger = 10.000
Caso 2	Npop = 800; k = 20; <i>nci_bt</i> = 20; <i>nci_mt</i> = 1; tc = 0,92; nger = 10.000

Para o cálculo do limite do índice IRVC considera-se $m^h = 4\%$ e duas ordens harmônicas (5^a e 7^a). Conseqüentemente, obtêm-se $LI = 16,03$. Para o IRDT é considerada uma distorção de tensão de fundo $m^h = 2\%$ e seu respectivo limite $L = 4\%$.

6.2. Caso 1: Alocação tradicional na baixa tensão.

A Tabela 6-3 mostra a solução encontrada pelo otimizador para o caso 1. A compensação capacitiva é feita apenas com bancos de capacitores do tipo fixos injetando 920 kVAr. Portanto, os fatores de potência na subestação são 0,98, 0,99 e 1,00 para a carga pico, média e baixa, respectivamente.

Tabela 6-3: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 1.

Índice de barra	Nível de carregamento			Índice de barra	Nível de carregamento		
	Pico	Médio	Baixa		Pico	Médio	Baixa
538	10	10	10	1055	30*	30*	30*
543	15*	15*	15*	1081	7,5	7,5	7,5
570	30*	30*	30*	1092	10	10	10
601	30*	30*	30*	1106	90	90	90
661	60*	60*	60*	1140	15*	15*	15*
665	7,5	7,5	7,5	1184	7,5	7,5	7,5
667	15*	15*	15*	1223	5	5	5
707	30	30	30	1238	30	30	30
716	30*	30*	30*	1258	5	5	5
723	5	5	5	1261	5	5	5
742	30*	30*	30*	1271	10	10	10
755	10*	10*	10*	1273	7,5	7,5	7,5
782	10	10	10	1301	10	10	10

836	15*	15*	15*	1344	5	5	5
846	20*	20*	20*	1358	5	5	5
874	20*	20*	20*	1388	10*	10*	10*
903	15*	15*	15*	1399	20*	20*	20*
924	15*	15*	15*	1421	30*	30*	30*
932	10	10	10	1465	15*	15*	15*
947	30*	30*	30*	1469	5	5	5
954	7,5	7,5	7,5	1489	15*	15*	15*
983	5	5	5	1510	30*	30*	30*
993	7,5	7,5	7,5	1551	20*	20*	20*
1006	30*	30*	30*	1582	45	45	45
1025	7,5	7,5	7,5*	1628	7,5	7,5	7,5
1044	10*	10*	10*	1663	5	5	5

A redução de perdas em carga pico, média e baixa é de 20,99 kW, 12,63 kW e 1,71 kW, respectivamente. Os fatores de potência na subestação (indutivos) assim como as magnitudes de tensão estão dentro das faixas definidas como factíveis, ver Figura 6-2. Adicionalmente, a opção de bancos fixos resulta em redução de custos de aquisição e manutenção em relação aos bancos chaveados.

Da Figura 6-2 observa-se que foi conseguida a melhoria do perfil de tensão apenas nas redes secundárias.

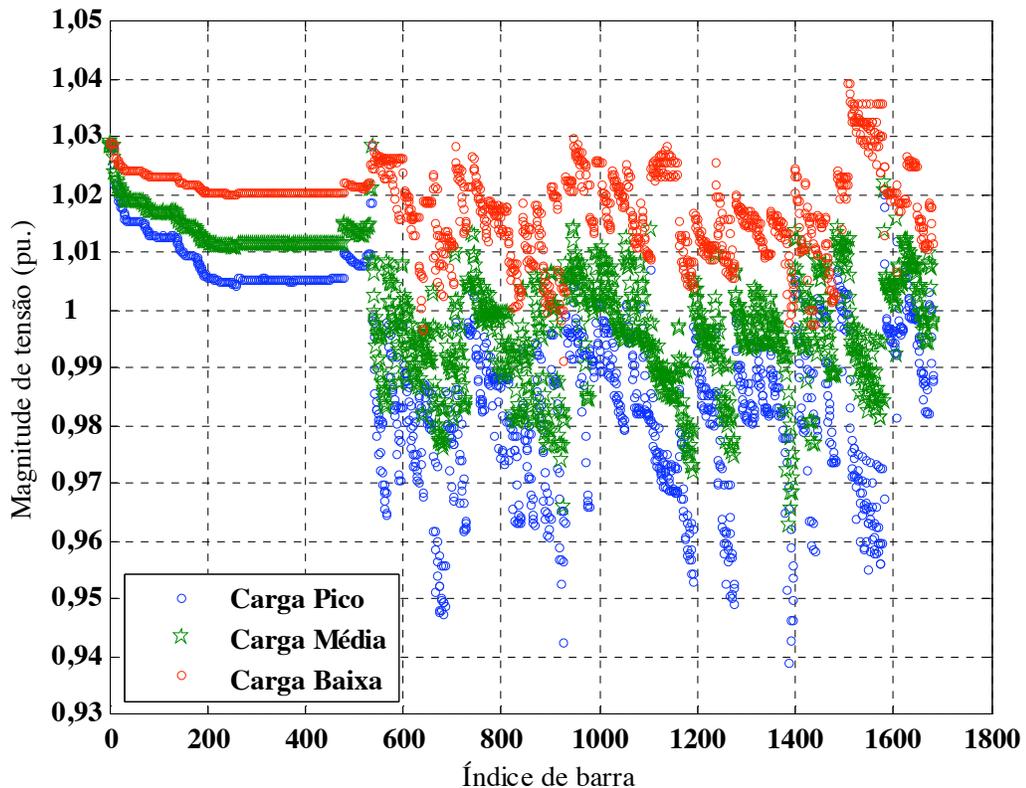


Figura 6-2– Perfil de tensão da rede ARD em caso 1 (apenas baixa tensão).

Os resultados econômicos serão discutidos junto com o caso 3 mais à frente.

Na Tabela 6-3 são destacadas com estrela (*) as barras que violaram os limites dos índices de ressonância para cada nível de carregamento, sendo que 95% das violações de ressonância são de sétima harmônica. Portanto, a instalação de capacitores nestas barras não é recomendável, uma vez que podem amplificar as distorções existentes, como será verificado mais à frente junto com o caso 3.

6.3. Caso 2: Alocação tradicional na média e baixa tensão.

Neste caso foram alocados dois bancos de capacitores fixos de média tensão totalizando 1800 kVAr. Os restantes são 34 bancos de baixa tensão do tipo fixo, distribuídos em toda a rede, e que totalizam 458 kVAr (25% da compensação total). A lista completa de bancos de capacitores é mostrada na Tabela 6-4.

Os fatores de potência na subestação são de 1,00, -0,99, -0,93 na carga pico, média e baixa, respectivamente.

Tabela 6-4: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 2.

Índice de barra	Nível de carregamento			Índice de barra	Nível de carregamento		
	Pico	Médio	Baixa		Pico	Médio	Baixa
191	1200	1200	1200	980	10	10	10
316	600	600	600	1006	10	10	10
538	15	15	15	1007	10	10	10
579	7,5	7,5	7,5	1044	10*	10*	10*
600	10	10	10	1085	10	10	10
615	10	10	10	1111	15*	15*	15*
661	60*	60*	60*	1165	15*	15*	15*
694	7,5*	7,5*	7,5	1241	30*	30*	30*
716	30*	30*	30*	1275	10	10	10
742	10	10	10	1322	7,5	7,5	7,5
759	7,5	7,5	7,5	1388	15*	15*	15*
823	10*	10	10	1434	10*	10*	10*
842	15	15	15	1465	10*	10	10
862	7,5	7,5	7,5	1533	10*	10*	10
877	15*	15*	15*	1551	10*	10*	10*
918	30*	30*	30*	1582	10*	10	10
931	10	10	10	1586	7,5	7,5	7,5
967	5	5	5	1627	7,5	7,5	7,5

Os perfis de tensão mostrados na Figura 6-3 permitem apreciar o efeito do banco de capacitores de 1200 kVAr sobre grande parte da rede de média tensão, especialmente no período de carga baixa. Como

conseqüência, o número de bancos de capacitores instalados em baixa tensão foi bem menor que o caso 1. O perfil de tensão das redes secundárias foi praticamente o mesmo comparado ao caso 1, entretanto a rede de primária eleva seu perfil de tensão razoavelmente para os três níveis de carregamento.

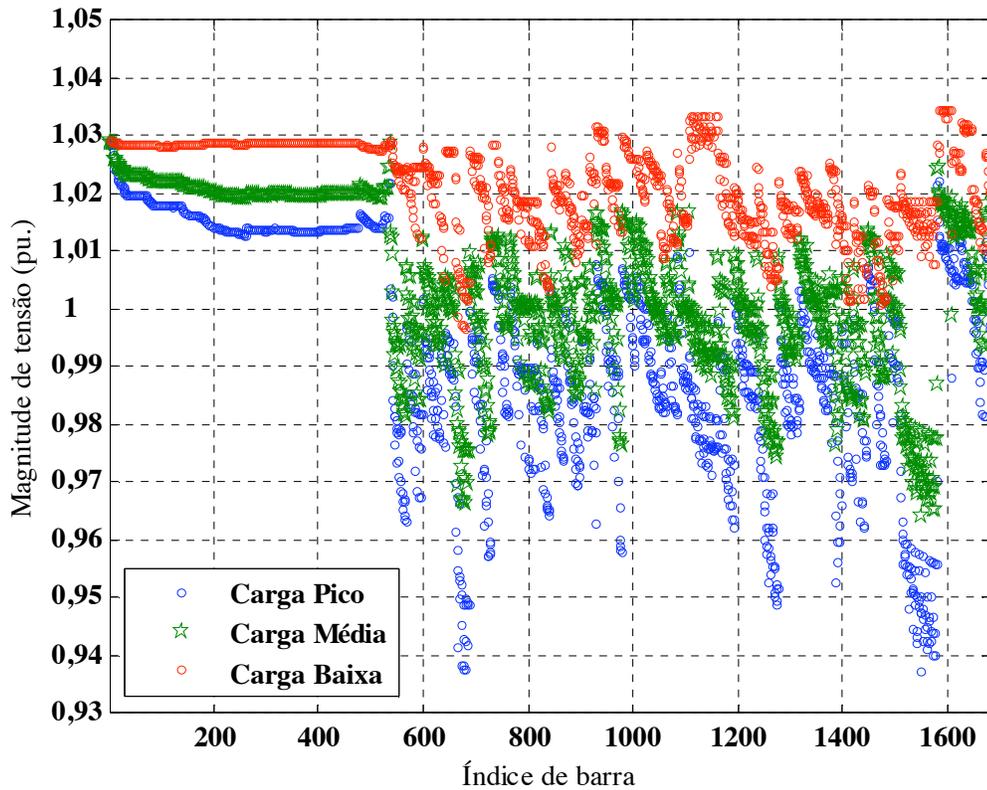


Figura 6-3– Perfil de tensão da rede ARD-18 em caso 2 (média e baixa tensão).

A redução de perdas em carga pico, média e baixa é de 23,12 kW, 12,67 kW e -2,03 kW, respectivamente. Em relação ao caso anterior observa-se um aumento da redução das perdas no pico de carga, mas ocorre aumento das perdas em carga baixa devido à sobrecompensação capacitiva. Em termos globais, isto representa menor redução de perdas, mais por outro lado, maior aumento dos ganhos por faturamento de energia que o caso 1. Portanto, sem considerar as cargas não lineares presentes no sistema, esta opção se mostrou mais conveniente do ponto de vista técnico-econômico, conforme será mostrado mais à frente.

Na Tabela 6-4 são mostradas com estrela (*) as barras que violaram os índices de ressonância. Em torno de 95% destas barras violam as restrições de ressonância de sétima harmônica. Este resultado presume que, em redes secundárias, as ressonâncias de alta ordem são as de ocorrência mais provável.

A seguir são repetidos os testes, mas aplicando a metodologia proposta. Os parâmetros de ajuste do AGE para o casos 3 (apenas baixa tensão) e 4 (média e baixa tensão simultaneamente) são mostrados na Tabela 6-5. A estratégia de geração da população inicial é a mesma que nos casos anteriores.

Tabela 6-5: Parâmetros de ajuste do AGE para testes em rede de grande porte incluindo restrições de ressonância

AGE	
Caso 3	$N_{pop} = 800; k = 20; nci_{bt} = 20; nci_{mt} = 0; tc = 0,92; nger = 20.000$
Caso 4	$N_{pop} = 800; k = 20; nci_{bt} = 15; nci_{mt} = 1; tc = 0,92; nger = 20.000$

A principal característica destes dois casos de otimização é que o 100% dos indivíduos presentes na população inicial são inactíveis, uma vez que é difícil gerar soluções que respeitem as restrições de ressonância, e ao mesmo tempo, as restrições de tensão e fator de potência. No processo geracional, uma vez conseguida a primeira configuração factível, (de tensão, fator de potência e ressonância) as gerações de novos indivíduos factíveis e suas substituições na população atual são feitas de forma rápida, sendo que a queda dos indivíduos inactíveis é quase linear com o aumento do número de iterações.

6.4. Caso 3: Alocação na baixa tensão incluindo restrições de ressonância

Neste caso são alocados 392,5, 280 e 245 kVAr, resultando em fatores de potência na subestação em 0,96, 0,96 e 0,98 (indutivos) na carga pico, média e baixa, respectivamente. A Tabela 6-6 mostra a lista completa de capacitores. Observa-se que na sua maioria estes bancos são de pequeno porte, isto é, 5, 7,5 e 10 kVAr. Dos 5 bancos chaveados, 2 são de 60 kVAr e 1 de 90 kVAr.

A redução de perdas em carga pico, média e baixa é de 5,55 kW, 5,92 kW e 2,44 kW, respectivamente. Em relação ao caso 1, observa-se uma diminuição considerável da redução de perdas e, devido ao perfil de tensão mais baixo nas redes secundárias, há também uma queda do ganho por faturamento de energia. Entretanto, a Figura 6-4 mostra que o sistema inteiro ainda apresenta os perfis de tensão dentro dos limites estabelecidos como aceitáveis.

Tabela 6-6: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 3.

Índice de barra	Nível de carregamento			Índice de barra	Nível de carregamento		
	Pico	Médio	Baixa		Pico	Médio	Baixa
543	10	10	10	1026	15	15	15
666	5	5	5	1118	10	10	10
675	5	5	5	1184	7,5	7,5	7,5
677	20	10	7,5	1256	60	10	10
678	5	5	5	1261	7,5	7,5	7,5
681	5	5	5	1321	10	10	10
723	10	10	10	1352	10	10	10
781	10	10	10	1385	7,5	7,5	5
877	7,5	7,5	7,5	1430	5	5	5
893	5	5	5	1551	60	7,5	7,5
924	7,5	7,5	7,5	1582	90	90	60
948	20	20	20				

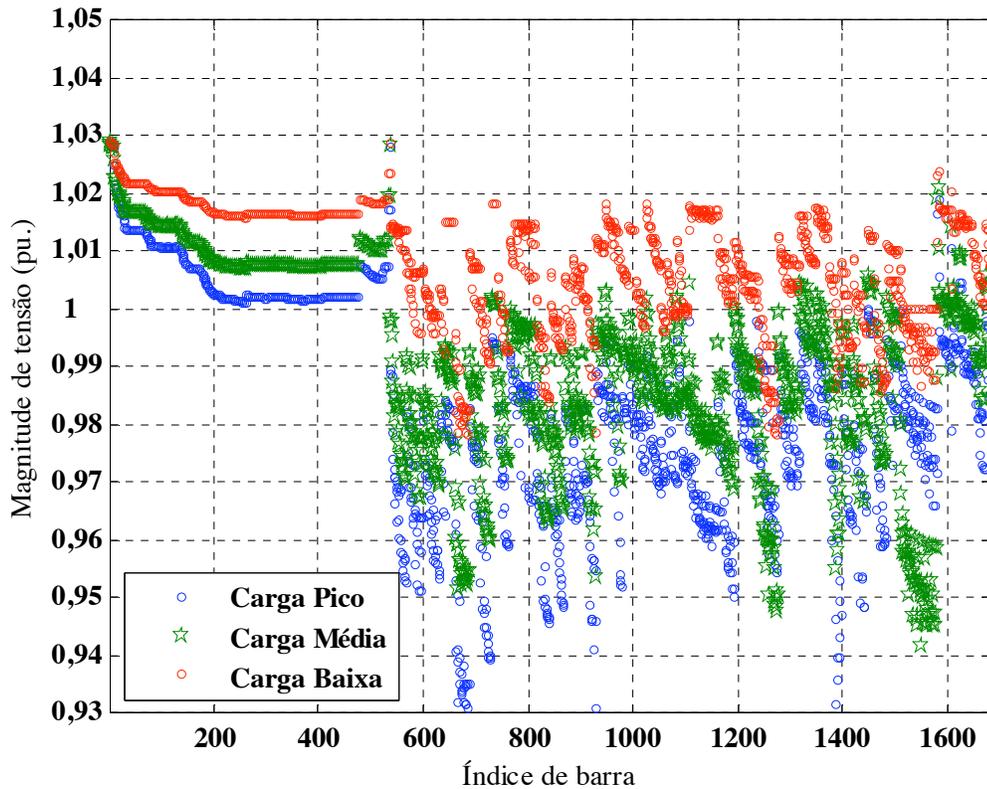


Figura 6-4– Perfil de tensão da rede ARD-18, em caso 3.

Este caso, do ponto de vista de ressonâncias, garante o tempo de vida útil dos capacitores e limita as distorções de tensão harmônica tal como se observa na Figura 6-5 (em carga pico).

As leituras dos índices de ressonância para a carga pico e baixa, mostradas na Tabela 6-7 e Tabela 6-8, respectivamente, indica que as ressonâncias vistas pelas barras com bancos de capacitores não são

severas, isto é, está solução garante que a operação dos bancos de capacitores, nos três patamares de carga, não criará ressonâncias que amplifiquem, perigosamente, as distorções de tensão e corrente harmônicas nas frequências planejadas.

Tabela 6-7: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 3 - Carga pico.

Índice de barra	Ordem harmônica		Índice de barra	Ordem harmônica	
	5 ^a	7 ^a		5 ^a	7 ^a
543	2,48	3,26	1026	2,65	3,89
666	2,27	2,36	1118	2,66	3,84
675	2,27	2,47	1184	2,52	3,40
677	3,94	1,28	1256	3,92	1,03
678	2,44	2,35	1261	2,33	2,35
681	2,25	1,68	1321	2,43	3,09
723	2,63	3,40	1352	2,46	3,19
781	2,50	3,34	1385	2,67	3,93
877	2,75	3,54	1430	2,29	2,68
893	2,55	3,15	1551	2,64	0,92
924	2,63	3,38	1582	3,86	3,66
948	2,52	3,37			

Tabela 6-8: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 3 - Carga baixa.

Índice de barra	Ordem harmônica		Índice de barra	Ordem harmônica	
	5 ^a	7 ^a		5 ^a	7 ^a
543	2,50	3,33	1026	2,66	3,97
666	2,31	2,35	1118	2,67	3,96
675	2,33	2,45	1184	2,55	3,48
677	2,80	3,21	1256	2,54	3,74
678	2,54	2,62	1261	2,66	3,65
681	2,58	2,59	1321	2,44	3,12
723	2,60	3,42	1352	2,47	3,24
781	2,52	3,39	1385	2,43	3,05
877	2,72	3,54	1430	2,30	2,71
893	2,48	3,10	1551	2,89	3,95
924	2,56	3,35	1582	2,91	3,79
948	2,53	3,42			

Para verificar estes resultados foi utilizado o método de penetração harmônica. Assume-se que a participação de carga não linear em cada barra com carga é 20% com espectros harmônicos de 5^a e 7^a ordem. As magnitudes das injeções harmônicas de corrente variam de forma inversa à sua ordem. Para fins de comparação, calculou-se o perfil de distorção harmônica de tensão do caso 1 e 3 e seus resultados para carga pico, média e baixa são mostrados juntos na Figura 6-5, Figura 6-6 e Figura 6-7, respectivamente.

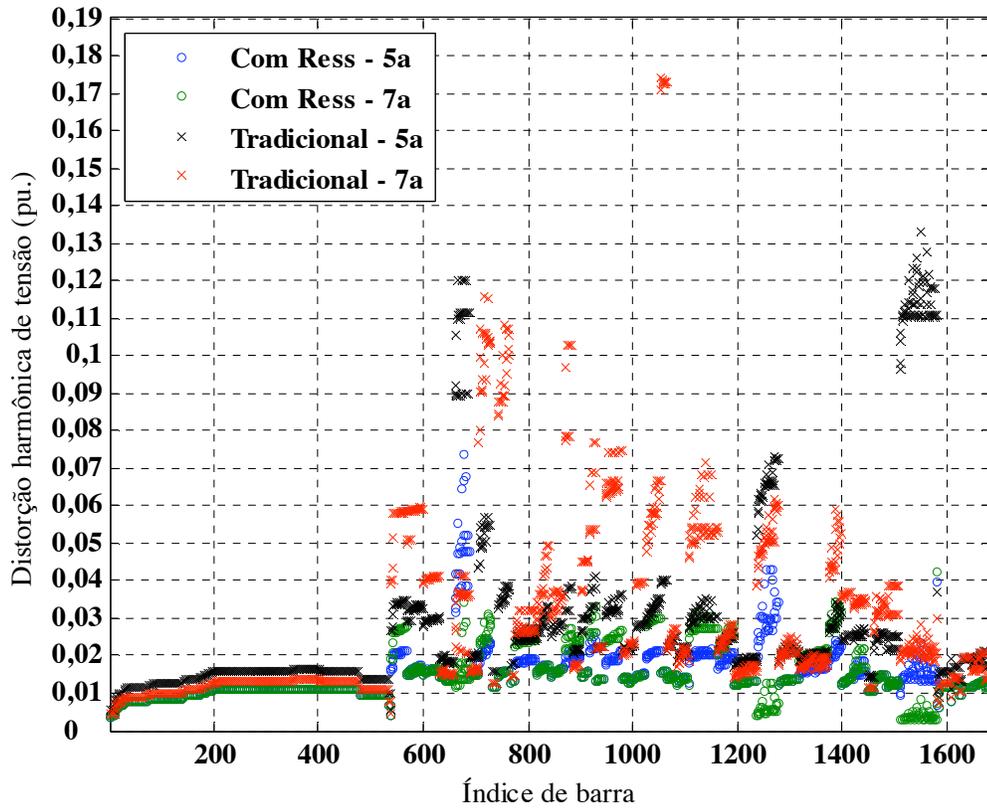


Figura 6-5– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 1 e 3 - Carga pico.

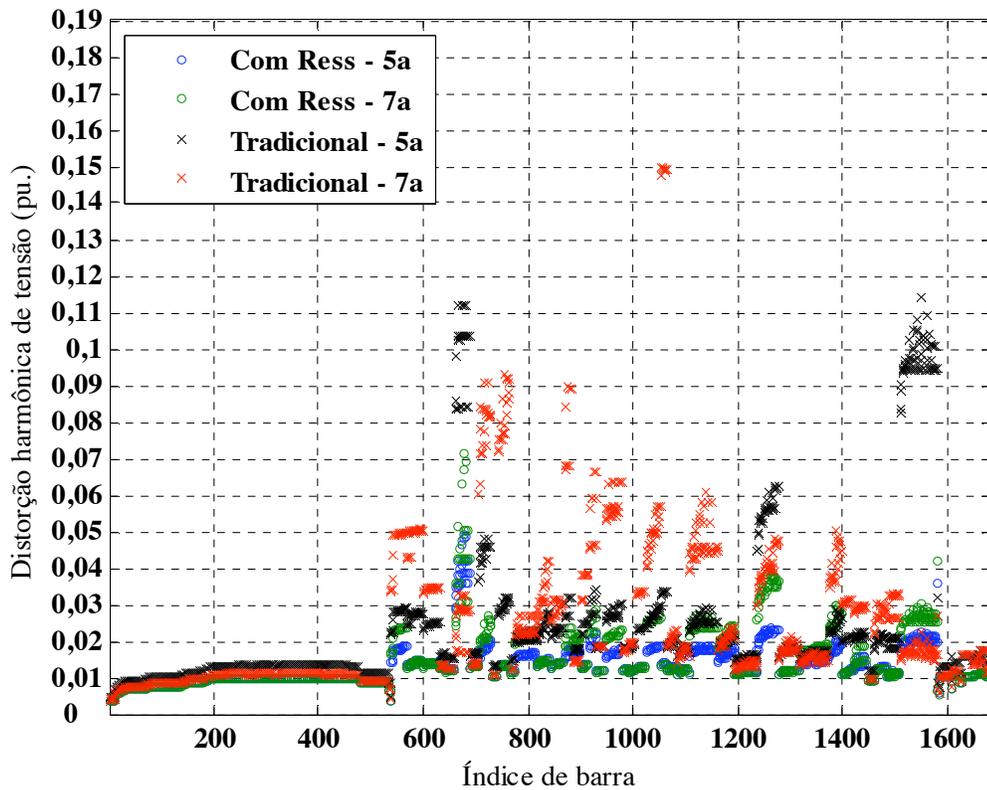


Figura 6-6– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 1 e 3 - Carga média.

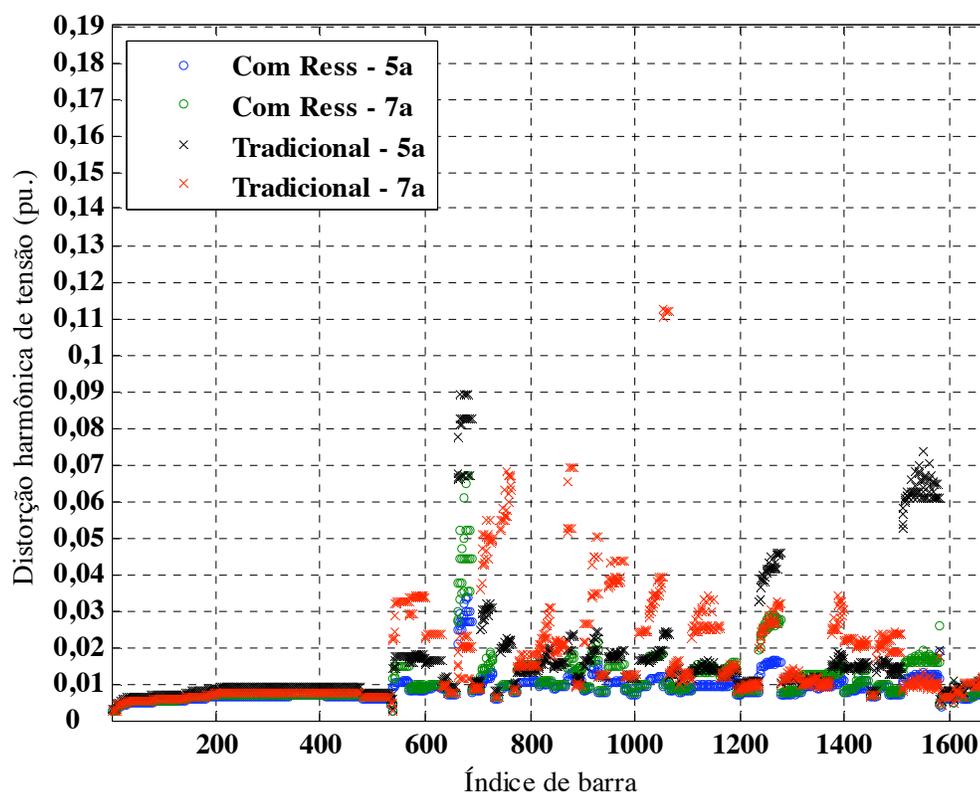


Figura 6-7– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 1 e 3 - Carga baixa.

Observa-se que, na maioria dos casos, a distorção de sétima harmônica é dominante, aprofundando-se nas instalações de baixa tensão. Isto se explica pelo fato que capacitores de pequena capacidade dominam as ressonâncias de alta ordem e, adicionalmente ao menor efeito amortecedor das cargas.

Comparando os dois casos de otimização, observa-se que, a metodologia proposta permite controlar as distorções de tensão em 99% das barras. Mesmo que há uma instalação de baixa tensão (com capacitores nas barras 675, 677 e 678) com algumas barras com distorções acima de 4%, estas estão abaixo das oferecidas pela solução tradicional. No perfil de tensão em carga pico, mostrado na Figura 6-4, pode-se verificar que esta instalação está próxima do seu limite inferior, portanto, foi necessário a instalação de alguns bancos de capacitores.

Análise econômica do caso 1 e 3: A Tabela 6-9 mostra os resultados econômicos dos casos de otimização alocando apenas capacitores no lado de baixa tensão. A metodologia proposta neste caso consegue um VPL de US\$ 20.292, que representa 42,2% do VPL do caso 1. Entretanto, 50% dos capacitores alocados no caso 1 operam em condições de ressonância consideradas como severas e, portanto, não pior dos casos, podem ter a vida útil reduzida para um ano, [105]. Nestas condições, deverá

ser necessária a troca e re-instalação de vários dos 50% de capacitores que aparecem com (*) na Tabela 6-3. Para fazer uma estimativa do plano de reposição e recálculo do VPL do caso 1 podem ser utilizadas as informações do índice IRDT. O custo dos bancos de capacitores a repor é US\$ 8.426, e seu valor presente é US\$ 46.235. Entretanto, o custo dos bancos com tempo de duração normal é US\$ 6.464,4, e seu valor presente é US\$ 11.214,4. Somando ambos os custos e acrescentando 5% como custos logísticos na troca de capacitores, então o novo VPL do caso 1 é US\$ 13.613,3.

Desta forma, a solução oferecida pela metodologia proposta é integral e, em longo prazo, considerando a presença de cargas não lineares, pode ser mais vantajosa que a oferecida pela solução tradicional.

Tabela 6-9: Análise econômica dos casos 1 e 3 na rede ARD-18.

CASO	VPL (US\$)	US\$ kWh por ano	US\$ em capacitores	
			VPL em MT	VPL em BT
1	48.105,9	13.474,6	0	25.831,9
3	20.291,8	6.873,4	0	17.424,0

Observação: Para calcular o valor presente dos ganhos de energia a partir dos ganhos anuais, US\$_kWh, deve-se usar o fator 5,487.

6.5. Caso 4: Alocação na média e baixa tensão incluindo restrições de ressonância.

Neste caso foram alocados 1.360 kVAr, dos quais 88,2% estão concentrados na rede de média tensão. Adicionalmente, foram necessários 4 bancos chaveados e 9 fixos na baixa tensão, que representam 160 kVAr (12% da compensação total), segundo se mostra na Tabela 6-10. O fator de potência na subestação, no nível de carga pico é de 0,99, indutivo, e na carga baixa é -0,99, capacitivo. Observa-se, que da mesma maneira que no caso 3, a maioria dos bancos de capacitores na baixa tensão são pequenos (5, 7,5 e 10 kVAr). Entende-se que isto deve estar relacionado às restrições de ressonância.

A redução de perdas em carga pico, média e baixa é de 13,60 kW, 9,89 kW e 2,74 kW, respectivamente. Observa-se que na carga pico e média estes valores dobram às reduções das perdas obtidas com a alocação de bancos apenas na rede de distribuição de baixa tensão do caso 3. Adicionalmente, observa-se que foi necessária a alocação de 4 bancos chaveados.

Tabela 6-10: Potência dos bancos de capacitores em kVAr na rede ARD-18, caso 4.

Índice de barra	Nível de carregamento			Índice de barra	Nível de carregamento		
	Pico	Médio	Baixa		Pico	Médio	Baixa
193	1200	1200	1200	1244	10	10	10
675	5	5	5	1255	7,5	7,5	7,5
676	30	7,5	7,5	1272	5	5	5
682	5	0	0	1382	7,5	7,5	7,5
720	10	10	10	1428	10	10	10
862	10	10	10	1554	45	7,5	7,5
920	10	10	10	1562	5	5	0

A Figura 6-8 mostra o perfil de tensão para este caso. Ressalta-se que devido à ótima localização do banco de capacitores fixo de média tensão, foi necessária uma menor quantidade de capacitores na baixa tensão, resultando em um perfil de tensão mais adequado em relação ao caso anterior, especialmente nas instalações secundárias.

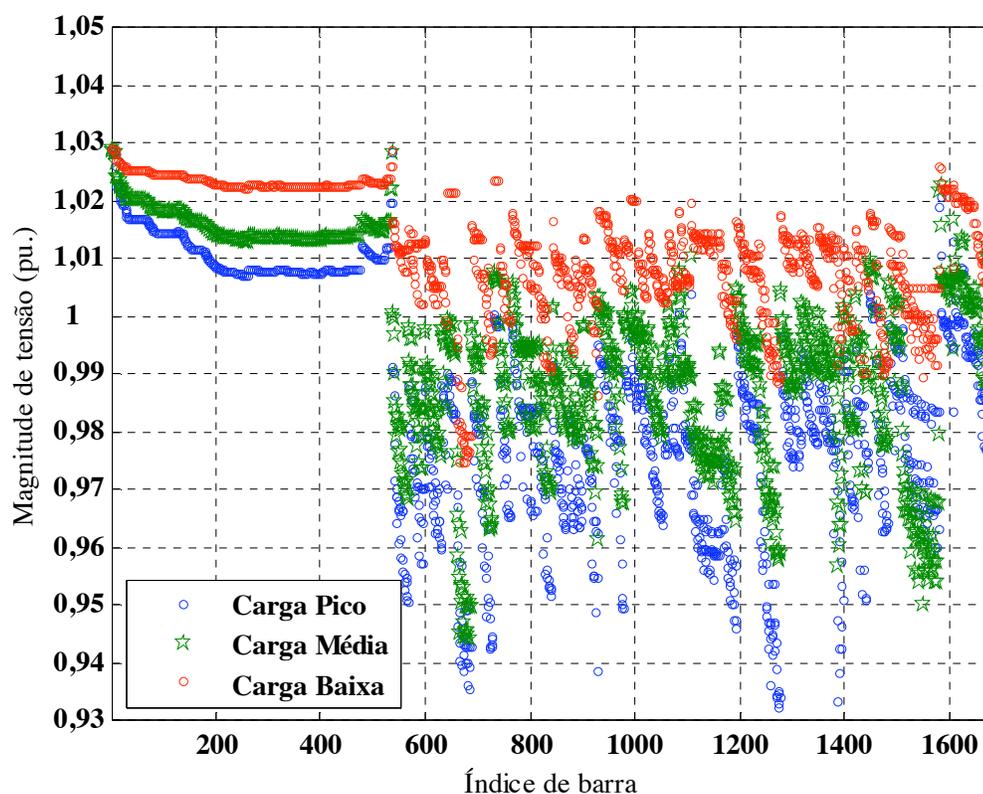


Figura 6-8– Perfil de tensão da rede ARD-18, caso 4.

Na Tabela 6-11 e Tabela 6-12 são mostrados os valores do índice de ressonância IRDT para cada barra com banco de capacitores em carga pico e baixa, respectivamente. A verificação do índice IRVC por barra (não mostrada no texto) também revela que estas ressonâncias não são severas. Entretanto, observa-

se que as barras 1244 – 1255, que pertencem a uma rede secundária com baixo perfil de tensão em carga pico (Figura 6-8), apresentam índices de ressonância próximos dos seus limites, na sétima harmônica.

Tabela 6-11: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 4 - Carga pico.

Índice de barra	Ordem harmônica		Índice de barra	Ordem harmônica	
	5 ^a	7 ^a		5 ^a	7 ^a
193	2,59	3,61	1244	2,55	3,85
675	2,30	2,57	1255	2,40	3,33
676	3,87	1,33	1272	2,38	3,19
682	2,21	2,43	1382	2,63	3,75
720	2,55	3,43	1428	2,56	3,33
862	2,64	3,58	1554	3,36	0,89
920	2,54	3,49	1562	2,01	2,23

Tabela 6-12: Valores do IRDT da proposta de solução do caso 4 - Carga baixa.

Índice de barra	Ordem harmônica		Índice de barra	Ordem harmônica	
	5 ^a	7 ^a		5 ^a	7 ^a
193	2,66	3,97	1244	2,53	3,98
675	2,33	2,73	1255	2,43	3,54
676	2,65	3,85	1272	2,33	3,18
682	2,00	2,00	1382	2,62	3,81
720	2,56	3,47	1428	2,51	3,27
862	2,57	3,48	1554	2,56	3,53
920	2,57	3,62	1562	2,00	2,00

O cálculo das distorções de tensão, utilizando o método de penetração harmônica, de forma similar ao caso anterior, considera uma participação de 20% das cargas não lineares de quinta e sétima ordem. Os resultados comparativos do caso 2 e 4 são mostrados na Figura 6-9, Figura 6-10 e Figura 6-11 para a carga pico, média e baixa, respectivamente.

Observa-se que a metodologia proposta mantém um perfil de distorção harmônica de tensão sempre abaixo da oferecida pela solução tradicional. Em relação ao caso 3, a alocação de capacitores na média e baixa tensão, de forma simultânea, pode amplificar as distorções vistas pelas barras de baixa tensão, uma vez que as impedâncias de transferência podem ter um efeito amplificador não desejado. Este efeito pode ser observado para a rede de baixa tensão entre as barras 1250 - 1270, em sétima harmônica, com a metodologia proposta. Adicionalmente, é observado maiores distorções na rede de média tensão em relação ao caso anterior. Entretanto, mesmo nestas condições, a amplificação é controlada nos três níveis de carregamento.

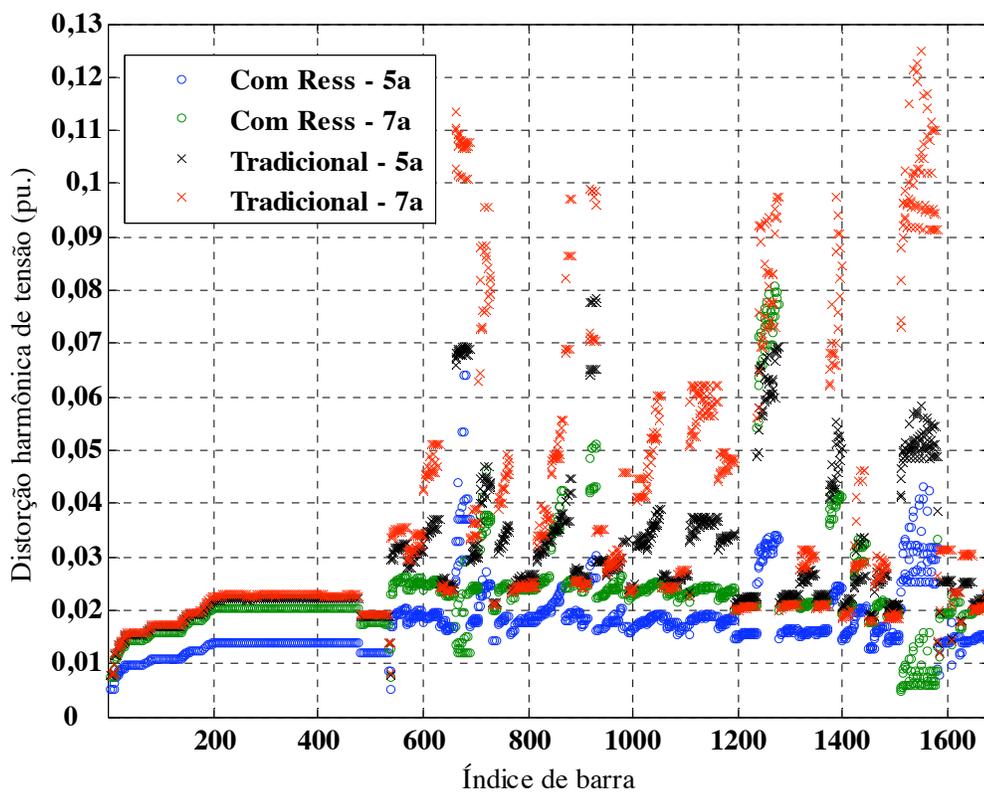


Figura 6-9– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 2 e 4 - Carga pico.

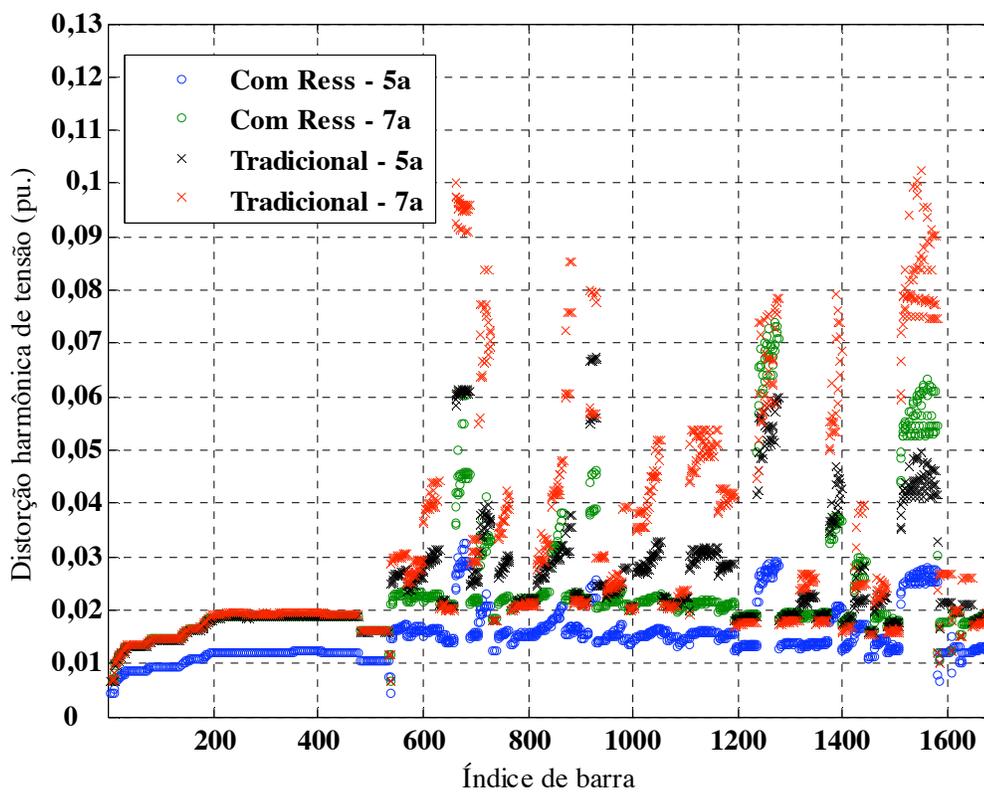


Figura 6-10– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 2 e 4 - Carga média.

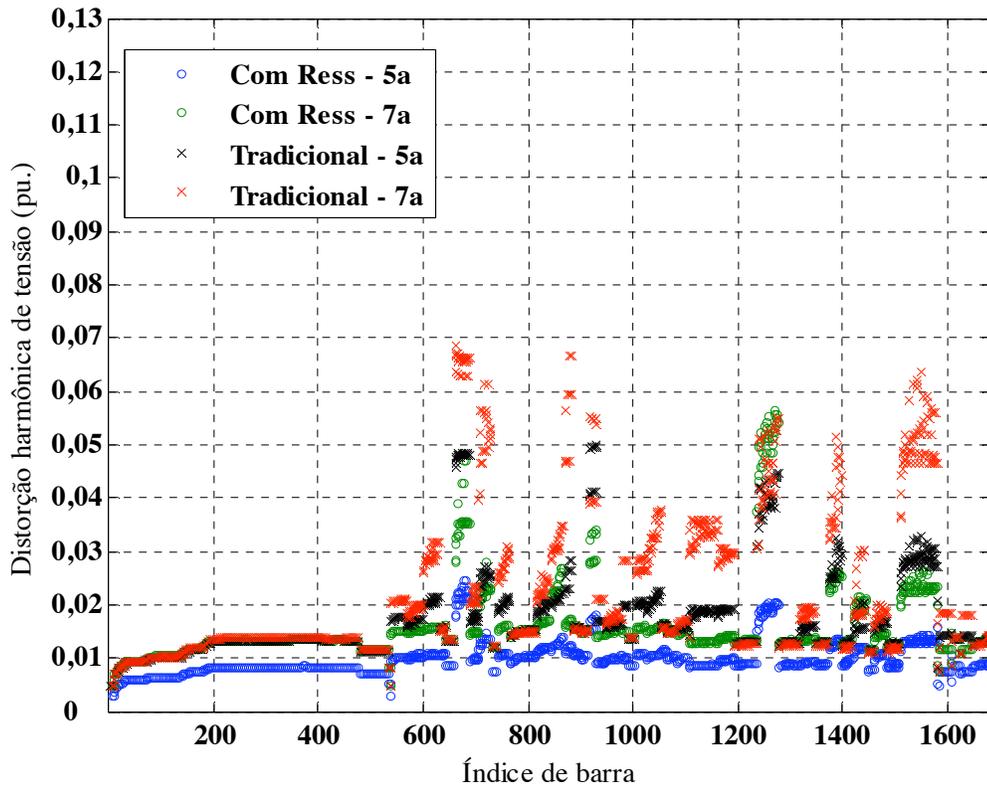


Figura 6-11– Distorções de tensão na rede ARD-18, casos 2 e 4 - Carga baixa.

Observação: A aplicação dos índices de ressonância harmônica, em redes de grande porte, deve levar em conta as seguintes recomendações:

- Montar a matriz impedância com todos os bancos de capacitores da solução proposta, analisar as restrições de ressonância para todas as barras com capacitores, mas para cada barra com capacitor verificar que:

$$|Z_{sys}^h|/|Z_{sys}^l| \leq h$$

esta nova restrição garante que, quando se analisa a entrada de um novo banco de capacitores, segundo mostrado na Figura 6-12, a impedância do sistema, produto da alocação dos demais capacitores, não esteja acima do seu valor considerado como normal. Esta restrição está baseada na variação normal da impedância de um circuito puramente indutivo com a frequência.

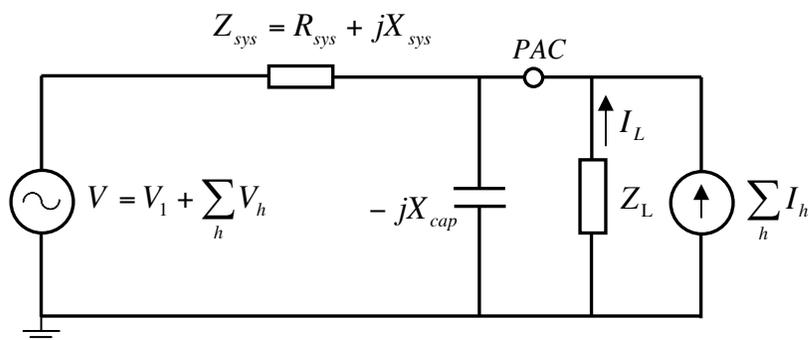


Figura 6-12– Circuito Thevenin parcial visto desde o PAC com novo capacitor instalado na rede ARD-18

Análise econômica do caso 2 e 4: A Tabela 6-13 mostra os resultados econômicos dos casos 2 e 4. A metodologia proposta neste caso consegue um VPL de US\$ 38.152, que representa 63,7% do VPL do caso 2. Entretanto, 44% dos capacitores alocados no caso 2 operam em condições de ressonância consideradas como severas e, portanto, não pior dos casos, podem ter a vida útil reduzida para um ano.

Tabela 6-13: Análise econômica dos casos 2 e 4 na rede ARD-18.

CASO	VPL (US\$)	US\$ kWh por ano	US\$ em capacitores VPL em MT	VPL em BT
2	59.917,7	17.159,4	21.025	13.215,2
4	38.151,6	10.498,9	12.050	7.407,8

Considerando que os capacitores com (*) na Tabela 6-4 devem ser substituídos a cada ano, se tem que, o custo anual destes bancos fixos será de US\$ 4.467,5. Assim, o valor presente deste custo é US\$ 24.513,2, considerando 5% o custo logístico da troca de capacitores, então este valor sobe a US\$ 25.738,9. O custo anual dos outros bancos de baixa tensão (sem problemas de ressonância) é US\$ 3.159,0 com valor presente igual a US\$ 5.473,9. Portanto, o novo valor presente dos custos dos bancos de baixa e média tensão é US\$ 52.237,8. Com estes valores o recálculo do VPL do caso 2 decresce para US\$ 41.915,8, sendo este valor muito próximo do VPL do caso 4. Deve-se ressaltar que no recálculo dos VPLs do caso 1 e 2 não se considerou outros custos associados às distorções de tensão críticas, como são: aumento das perdas nas linhas e transformadores, queima de aparelhos eletrônicos, multas pelos órgãos reguladores, etc.

Portanto, as soluções obtidas mediante a aplicação da metodologia proposta asseguram os maiores ganhos econômicas, enquanto são mantidas as exigências técnicas de operação das redes de distribuição de energia.

CAPÍTULO 7

Conclusões e Futuros Trabalhos

7.1. Introdução

O principal objetivo deste trabalho de doutorado foi a formulação e implementação de uma metodologia para a alocação de capacitores em redes de distribuição que considere a participação de cargas não lineares. A proposta é oportuna, visto que no atual cenário de operação há grande participação de cargas eletrônicas com conteúdo harmônico evidente.

Complementando o que já foi apresentado em trabalhos anteriores no mesmo tema, a proposta discutida nesta tese considera também as redes de distribuição secundárias como objeto de alocação de capacitores. Como se comentou nos capítulos iniciais da tese, estudos e práticas para a compensação capacitiva consideram apenas as redes primárias para a instalação dos capacitores.

Para realizar o objetivo principal da tese foi necessário explorar e detalhar outros aspectos mais básicos de sistemas de distribuição. Estes aspectos foram incluídos no corpo da tese para facilitar o estudo de futuros pesquisadores interessados no tema. Entre alguns tópicos pode-se citar a modelagem dos componentes de sistemas de distribuição, tais como: linhas, transformadores, reguladores de tensão e cargas em frequência fundamental e harmônica, e o desenvolvimento de um método de fluxo de carga especializado em frequência fundamental para o cálculo do estado do sistema. Este método de fluxo de carga foi projetado para ser utilizado dentro de algoritmos de otimização que requeiram o seu uso de maneira repetitiva. Para tal, a eficiência computacional passa a ser o critério mais crítico na escolha e desenvolvimento do método de fluxo de carga. Em relação às técnicas de otimização para resolver o problema de alocação de capacitores, neste trabalho foram estudadas e implementadas duas metaheurísticas: o algoritmo genético de Chu-Beasley e o algoritmo *Particle Swarm*.

As conclusões sobre os pontos mais relevantes desta tese de doutoramento são tratadas por separado para um melhor entendimento do leitor. Inicia-se com a modelagem e formulação do fluxo de carga junto com seus resultados. Em seguida conclui-se sobre os estudos e implementação das metaheurísticas em redes de pequeno porte. Na sequência faz-se uma análise sobre a formulação do problema de alocação de capacitores incluindo índices de ressonância harmônica. Finalmente, apresenta-se uma análise dos testes finais em redes de grande porte.

7.2. Modelagem e fluxo de carga especializado para sistemas de distribuição

Em estudos de alocação de capacitores há a necessidade de resolver de forma rápida e precisa o estado do sistema, junto com o cálculo das perdas e fatores de potência. Isto motivou a pesquisa de métodos de fluxo de carga especializados para redes de distribuição. Foi encontrado na literatura um método uniequacional de melhor desempenho que os métodos *backward/forward*, mas com limitações para representar transformadores de distribuição e reguladores de tensão.

Neste sentido a contribuição deste trabalho foi a implementação dos modelos de transformadores de distribuição mais comumente utilizados pelas concessionárias de energia. Adicionalmente, aplicou-se o princípio da compensação de corrente e tensão para incluir os reguladores de tensão dentro do método de fluxo de carga, sem perda na eficiência e robustez do algoritmo.

A precisão dos resultados para cada modelo de transformador foi verificada mediante testes comparativos com o método *backward/forward*. Testes em redes IEEE mostraram que, mesmo com a implementação dos transformadores e reguladores de tensão, o método proposto é 4 vezes mais rápido que o método *backward/forward*. Adicionalmente, o método proposto se mostrou com boas características de convergência frente a variações de carga e taxa R/X. Desta forma, o método proposto é muito efetivo para resolver redes de distribuição radiais ou fracamente malhadas.

O sucesso da metodologia proposta se baseia na formulação uniequacional matricial. As matrizes que formam parte da equação são formadas no início do processo e permanecem constantes. Assim, sua implementação em linguagens de programação como Matlab, Fortran ou C/C++ resulta em economia de tempo computacional, graças a poderosas rotinas de operações algébricas desenvolvidas para essas linguagens.

Deve-se destacar que a proposta é ideal para resolver redes de distribuição de grande porte incluindo redes de distribuição primária e secundária com presença de malhas. Redes de distribuição reais normalmente apresentam algumas centenas de malhas (anéis) nos circuitos secundários urbanos. O uso do método *backward/forward* nestes casos pode ser ineficiente, uma vez que passa a ser necessário aplicar o método dos *break-points* para resolver as correntes que fluem nos trechos que fecham estas malhas.

Finalmente, deve-se ressaltar que este método pode ser aplicado para redes de distribuição aérea e subterrânea. Entretanto, no estudo de redes subterrâneas, em que o efeito capacitivo das linhas não é desprezível, deve-se ter cuidado na sua aplicação. Felizmente, a grande maioria de instalações elétricas é do tipo aéreo.

Devido à sua fácil implementação, este método também foi estendido para versões *Fuzzy*, que permitem obter um conjunto de soluções prováveis considerando as incertezas no comportamento das cargas, [106].

7.3. Técnicas metaheurísticas propostas

Uma vez que, neste trabalho de doutoramento, foram consideradas as redes de distribuição primária e secundária para a alocação de capacitores, foi necessário o estudo de técnicas de otimização eficientes e especializadas para explorar o espaço de soluções possíveis ao problema.

A inserção de novas restrições ao problema de alocação de capacitores, tais como: fatores de potência na subestação e de ressonância harmônica, aumentam o grau de dificuldade do problema. Isto é, o conjunto de possíveis soluções factíveis ao problema diminui consideravelmente.

Como foi mencionado nos Capítulos anteriores, foram estudadas e desenvolvidas versões especializadas do algoritmo de Chu-Beasley e do algoritmo *Particle Swarm*. Estes foram testados na etapa inicial da pesquisa. Assim, foram rigorosamente testadas na alocação tradicional de bancos de capacitores em redes de distribuição de pequeno e médio porte.

Os resultados mostraram que o algoritmo genético de Chu-Beasley oferece vantagens em relação ao algoritmo *Particle Swarm*, principalmente devido ao menor esforço computacional requerido. Assim, tempos de solução para encontrar soluções ótimas ou quase-ótimas são menores com o algoritmo genético.

Adicionalmente, ambas as metaheurísticas foram testadas com outras metaheurísticas encontradas na literatura para resolver o problema de alocação de capacitores. Os resultados mostraram que ambas as metaheurísticas encontram soluções melhores ou iguais ao problema. O sucesso está na etapa de melhoria local implementada. Esta etapa está definida como um conjunto de regras heurísticas que permitem melhorar a factibilidade e qualidade dos indivíduos.

Testes adicionais incluindo uma técnica de otimização clássica e heurística foram realizadas e reportadas em [13]. Estes resultados também confirmam as vantagens do AGE.

Entretanto, deve-se destacar que o algoritmo *Particle Swarm* é uma técnica recente e ainda em evolução. A busca populacional baseada no conhecimento próprio e social das partículas é eficaz. Pesquisas recentes estão dirigidas à melhor forma de integrar as vizinhanças e atualizações das posições das partículas, [107] - [113], e mostram o grande potencial que este método tem para lidar com problemas na área de sistemas de potência.

7.4. Formulação do PABC incluindo restrições de ressonância

No Capítulo 5 investigou-se a forma de resolver o problema de alocação de capacitores em um ambiente de cargas não lineares. Para tal objetivo foram feitas as seguintes contribuições:

1. Desenvolvimento e implementação do índice de ressonância harmônica IRDT: A partir do conhecimento aproximado da participação de carga do consumidor em relação à capacidade do sistema no PAC, estimam-se limites de distorções individuais de tensão e corrente, baseadas nas recomendações das normas IEEE. Estes valores ajudam a fixar limites para o índice de ressonância harmônica proposto. Adicionalmente, deve-se ter conhecimento do esquema de compensação dos consumidores, isto é, dos filtros e capacitores.
2. Inserção das restrições de ressonância harmônica como restrições adicionais ao problema: Assim ressonâncias podem ser definidas como muito ou pouco severas.

Os resultados da aplicação da metodologia proposta em redes de pequeno porte mostram que esta é efetiva e robusta. Diferente de metodologias que utilizam o fluxo de carga harmônico, não é necessário o conhecimento exato dos modelos das cargas não lineares.

A partir dos testes foi possível observar que:

- As redes de distribuição no lado primário têm forte tendência a ressonar na quinta harmônica, enquanto que as instalações de baixa de tensão incidem na sétima harmônica, estes resultados verificam o relatado em [24].
- A melhor opção para evitar ressonâncias e, portanto, amplificação de tensão na rede primária, é a concentração de capacitores em poucas barras. Entretanto, na baixa tensão deve-se limitar aos capacitores de pequeno porte (ver resultados do teste em uma rede balanceada de pequeno porte da seção 5.4.3). Na otimização tradicional, os capacitores utilizados na rede de baixa tensão são de maior capacidade, uma vez que não se analisa o risco de ressonância.
- Desta forma, ressonâncias características foram deslocadas e os resultados de penetração harmônica, com 20% de participação de carga não linear e injeções de corrente de 5a e 7a harmônica, confirmam que a solução encontrada limita as distorções de tensões a valores aceitáveis. Ressalta-se que na verificação de penetração harmônicas apenas se

consideraram as distorções de corrente harmônicas das cargas e não as distorções de tensão da concessionária.

- Os resultados econômicos encontrados mostram que esta opção de alocação é a mais conveniente, uma vez que se garante o tempo de vida útil dos bancos de capacitores e, portanto, se assegura a continuidade dos benefícios do projeto.
- Nas simulações considerando a rede desbalanceada de 4 barras, do tipo industrial, o índice IRDT é de melhor aplicação que o IRVC, uma vez que este último não leva em conta a contribuição da fonte de corrente harmônica devida à carga não linear.
- Observou-se também que, antes da alocação de capacitores, é fundamental tentar equilibrar as cargas. A alocação de capacitores em redes desbalanceadas, mesmo aplicando a metodologia proposta, pode piorar as distorções de tensões em alguma das fases. Além disso, do ponto de vista econômico, a rentabilidade da alocação de capacitores em uma rede trifásica balanceada é notável.
- A verificação dos resultados na rede IEEE 34 barras mediante o método de penetração harmônica com 20% de participação de carga não linear permite concluir que a metodologia proposta é efetiva para evitar distorções de tensão e corrente em redes desbalanceadas.
- O PRODIST, Modulo 8, (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), [114], recomenda limites de distorção individual de tensão no PAC, que em relação ao IEEE-519 é menos conservador. Portanto, utilizando-se as recomendações do PRODIST pode-se implementar o índice IRVC. Neste cenário, espera-se que as restrições impostas sejam mais restritivas, pois a alocação de capacitores será projetada para diminuir ainda mais os valores das impedâncias harmônicas (ressonâncias paralelas), uma vez que há maior permissão a injetar harmônicos (pelo PRODIST). A aplicação do IRDT precisa ainda dos limites de distorção harmônica de corrente, que o PRODIST não possui. Entretanto, dado que em algumas redes, ambos os índices, funcionam no mesmo sentido, espera-se que, no futuro, quando o PRODIST contemple limites de distorção de corrente, também a alocação de capacitores será projetada para diminuir (ainda mais que usando o IEEE-519) os valores picos de ressonância paralela, isto é soluções mais conservativas e, portanto, menos lucrativas.

7.5. Aplicação da metodologia para uma rede real de grande porte

O estudo apresentado no Capítulo 6 teve dois objetivos: primeiro estudar a melhor opção de alocação de capacitores na rede distribuição primária e secundária juntas sem considerar cargas não lineares e, segundo, avaliar o efeito das restrições de ressonância sobre o primeiro objetivo. Portanto, das simulações realizadas, pode-se retirar as seguintes conclusões:

- No caso em que se ignora a presença das distorções de tensão e correntes drenadas pelas cargas não lineares, a melhor opção de alocação de capacitores deve considerar as redes de distribuição secundárias, além da rede primária. No teste realizado, o caso 2, com 20% da potência dos capacitores na baixa tensão, foi a melhor alternativa técnico-econômica.
- Em todos os casos, os capacitores instalados levaram a um perfil de tensão adequado, ou seja, magnitudes de tensão dentro da faixa estabelecida pela ANEEL. Mesmo no caso 1, quando foram alocados capacitores apenas na baixa tensão.
- A metodologia proposta permite ajustar os fatores de potência a valores previamente definidos pelos engenheiros das distribuidoras. Assim, quando forem requeridas, podem ser evitadas sobre-compensações em carga baixa. Isto pode justificar o uso de alguns capacitores chaveados ou até retirar alguns bancos fixos alocados na rede.
- O sistema de distribuição testado representa em total 1682 barras, das quais 1552 barras são trifásicas (538 das quais estão na rede primária) e são candidatas a alocar bancos de capacitores. Assim, considerando três níveis de carga, o número de incógnitas é 4656. Isto gera um espaço de 2^{4656} soluções possíveis ao problema, entre factíveis e infactíveis. No caso da otimização tradicional, o tempo necessário para encontrar soluções de qualidade foi de aproximadamente 24 horas. Para estes casos de otimização o AGE foi muito eficiente para encontrar soluções quase-ótimas ao problema.
- Quando foram consideradas as restrições de ressonância no problema, houve uma mudança forte na configuração de bancos de capacitores, tal como foi mostrado no caso 3 e 4. Bancos de capacitores foram deslocados e também suas potências mudaram. No caso de compensação na rede de baixa tensão (caso 3), os capacitores foram espalhados e foram escolhidos capacitores de pequeno porte, normalmente 5, 7,5, 10 kVAr. Isto teve como objetivo deslocar as ressonâncias de sétima harmônica (que se apresentam normalmente nestas redes de baixa tensão, ver Figura 6-5 - otimização tradicional) para frequências mais altas.

- No caso 4, alocando capacitores na rede primária e secundária juntas também se observou o mesmo padrão de alocação de capacitores na baixa tensão. Por sua vez, apenas foi alocado um banco na média tensão, diminuindo sua potência para 1200 kVAr. Este resultado se afirma com o encontrado no teste da rede de pequeno porte da seção 5.4.3.
- Uma vez que estes dois últimos casos são mais difíceis de resolver os tempos de solução normalmente se elevam para aproximadamente 300 horas. A maior parte do tempo é consumida na geração de populações factíveis e na modificação da matriz impedância do sistema. Uma vez que é conseguida a primeira configuração factível, o processo se torna mais rápido.
- A comparação do caso 1 e 3 (ambas opções de alocação apenas na baixa tensão) e do caso 2 e 4 (ambas opções de alocação simultânea na média e baixa tensão) permitiu observar que, em redes de distribuição operando em ambiente de poluição harmônica, a alocação de capacitores tradicional não calcula o verdadeiro valor presente do projeto. Entretanto, a metodologia proposta permite localizar e dimensionar os capacitores de tal forma a aproveitar todo o tempo de vida útil dos capacitores e, como consequência, assegurar a continuidade dos ganhos resultantes da compensação.
- Pode-se concluir que a compensação em ambos os lados da rede, primária e secundária, (caso 4) é a melhor opção de alocação de capacitores visando aumentar os ganhos econômicos e técnicos reais. Assim, foram destinados aproximadamente 12% de kVAr para a baixa tensão.

7.6. Considerações finais

O desenvolvimento deste projeto de doutoramento passou por várias etapas até atingir o estágio final. A dissertação de mestrado, bem como os primeiros anos do doutoramento ajudaram a criar as bases teóricas para o desenvolvimento das metodologias e aportes científicos relatados neste projeto. Técnicas de otimização clássica, heurística e metaheurísticas foram estudadas e entendidas. Tópicos como a modelagem de transformadores, reguladores de tensão, e o conhecimento da forma de operação mais usual destes equipamentos nas empresas de energia elétrica foi também adquirido. Adicionalmente, esta tese de doutorado atinge um passo à frente no estudo da alocação de capacitores em redes de distribuição atuais, nas quais a presença de cargas não lineares está claramente aumentando. Dos resultados obtidos, se desprendem conclusões valiosas para as empresas de distribuição, principalmente relacionadas à forma de alocar capacitores em suas redes primárias e secundárias.

Futuros trabalhos devem considerar:

- Aprofundar o estudo da técnica metaheurística *Particle Swarm* dado que esta técnica ainda tem um grande potencial para resolver problemas dentro da área da pesquisa operacional.
- Melhoria da característica de convergência linear do fluxo de carga uniequacional mediante uma reformulação no método. A idéia é acelerar a etapa de atualização de tensões que apenas dependem das impedâncias das linhas, equação (4-7). No método *backward/forward* esta corresponde à etapa *forward*.
- Aplicação da presente metodologia para a alocação combinada de capacitores e filtros passivos.
- Aplicação dos índices de ressonância harmônica propostos para o problema de reconfiguração de redes de distribuição, uma vez que a mudança de topologia pode ocasionar ressonância que podem amplificar perigosamente o conteúdo harmônico presente na rede de distribuição.
- Aplicação dos índices de ressonância no problema de gerenciamento da operação de geradores distribuídos. Neste caso deve-se verificar o desempenho dos índices propostos em identificar ressonâncias subsíncronas.
- Aplicação da compensação série das redes de distribuição.
- Na avaliação da formulação do problema, recomenda-se incluir estudos em diferentes cenários, como podem ser: considerando o crescimento de carga, inflação, revisão tarifária, plano dinâmico de alocação de capacitores.
- Para reduzir o tempo computacional, deve-se implementar versões paralelas do algoritmo em linguagens de programação comerciais, tais como C++. Versões paralelas aproveitam melhor a capacidade dos computadores com multiprocessadores.

Referências Bibliográficas

- [1] ABB Power T&D Company Inc., “Electrical transmission and distribution reference book,” Raleigh, North Carolina, USA. Oct. 1997.
- [2] Chang, N.E., “Generalized equations on loss reduction with shunt capacitors,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, (5), pp. 2189-2195, Sept./Oct. 1972.
- [3] Baran, M.E., Wu, F. F., “Optimal capacitor placement on radial distribution systems,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 4, No. 1, pp. 725-733, Jan. 1989.
- [4] Grainger, J.J., Lee, S.H., "Capacity release by shunt capacitor placement on distribution feeders: A new voltage-dependent model," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-101, no.5, pp.1236-1244, May 1982.
- [5] Yu, X.M., Xiong, X.Y., and Wu, Y.W., "A PSO-based approach to optimal capacitor placement with harmonic distortion consideration," Electrical Power Systems Research, vol. 71, Issue 1, pp. 27-33, Jan. 2004.
- [6] Chin, H.C., "Optimal shunt capacitor allocation by fuzzy dynamic programming," Electrical Power Systems Research, vol. 35, pp. 133-139, Jan.1995.
- [7] Chiang, H.D.; Wang, J.C.; Darling, G. “Optimal capacitor placement, replacement and control in large-scale unbalanced distribution systems: system modeling and a new formulation,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, No. 1, pp. 356-362, 1995.
- [8] Gallego, R.A., Monticelli, A.J., Romero, R., "Optimal capacitor placement in radial distribution networks," IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, no.4, pp.630-637, Nov 2001.
- [9] Huang,Y.C., Yang,H.T., Huang, C.L., “Solving the capacitor placement problem in a radial distribution system using Tabu Search approach,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 4, pp 1868-1873, Nov. 1996.
- [10] Chis, M., Salama, M. M. A., Jayaram, S., “Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies,” IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 144, no. 2, pp. 225–230, 1997.
- [11] Chiang, H.-D. , Wang, J.-C., Miu, K. N., “Explicit loss formula, voltage formula and current flow formula for large-scale unbalanced distribution systems,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, Aug. 1997.

-
- [12] Gou, B.; Abur, A., "Optimal capacitor placement for improving power quality," IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol.1, pp. 488-492 vol.1, 18-22, July 1999.
- [13] Segura, S. S.; Cavalcante, P. L.; Lopes, M.; L. C. P da Silva; Torres N, F.; Romero R., "Uma comparação dos algoritmos heurísticos aplicados na solução do problema de alocação ótima de bancos de capacitores". XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 2009, Porto Seguro - BA.
- [14] Chu, P. and Beasley, J.E., "A genetic algorithm for the generalized assignment problem," Computers and Operations Research, Vol. 24, No. 1, pp 17-23, 1997.
- [15] Kennedy, J.; Eberhart, R. C.; Shi, Y.; "Swarm Intelligence", Morgan Kaufman Publishers, 2001.
- [16] Talacek, P.J. Watson, N.R., "Marginal pricing of harmonic injections", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 1, pp. 50-56, Feb 2002.
- [17] Bachry, A. Styczynski, Z.A., "An analysis of distribution system power quality problems resulting from load unbalance and harmonics", Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, Vol. 2, pp. 763- 766, Sept. 2003.
- [18] Arrillaga, J., Watson, N. R., "Power System Harmonics", John Wiley & Sons, Ltd. 2da Edição, England 2003.
- [19] Abou-Ghazala, A., "Optimal capacitor placement in distribution systems feeding nonlinear loads," Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna , vol.4, vol.4, pp. 1-6, June 2003.
- [20] El-Samahy, I.; El-Saadany, E.F.; Salama, M.M.A., "The effect of harmonics on the optimal capacitor placement problem," 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power, pp. 221- 226, Sept. 2004.
- [21] Carpinelli, G.; Varilone, P.; Di Vito, V.; Abur, A., "Capacitor placement in three-phase distribution systems with nonlinear and unbalanced loads," IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol.152, no.1, pp.47-52, Jan. 2005.
- [22] Masoum, M.A.S.; Ladjevardi, M.; Fuchs, E.F.; Grady, E.M., "Optimal placement and sizing of fixed and switched capacitor banks under nonsinusoidal operating conditions," Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE , vol.2, pp.807-813, July 2002.
- [23] Baghzouz, Y. "Effects of nonlinear loads on optimal capacitor placement in radial feeders," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 1, pp. 245-251, Jan. 1991.
- [24] "IEEE recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power systems," IEEE Std 519-1992, April 1993.

- [25] “Electromagnetic Compatibility. Part 3: Limits. Section 2: Limits for harmonic current emissions (equipment input current < 16A per phase),” IEC Std. 61000-3-2 (1995), 2005-11-28, Geneve.
- [26] IEEE Standard 1036-1992, “IEEE guide for application of shunt power capacitors”, Transmission and distribution committee of the IEEE Power Engineering Society, USA, Feb. 1993.
- [27] Stagg, G.W., El-Abiad, A.H., “Computer methods in power system analysis”, Mc Graw Hill, 1968.
- [28] Shirmohammadi, D., Hong, H. W., Semlyen, A., and Luo, G. X., “A compensation - based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, no. 2, pp. 753–762, May 1988.
- [29] Cespedes, R.G. “New method for the analysis of distribution networks,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 1, pp. 391-396, Jan. 1990.
- [30] Luo, G. X., Semlyen, A., “Efficient load flow for large weakly meshed networks”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 5, No. 4, pp. 1309-1316, Nov. 1990.
- [31] Das, D. Nagi, H.S. Kothari, D.P. “Novel method for solving radial distribution network”, IEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution, Vol. 141, no. 4, pp. 291–298, Jul. 1994.
- [32] Zimmerman, R. D., Chiang H-D., “Fast Decoupled Power Flow for Unbalanced Radial Distribution” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 4, pp. 2045-2052, Nov. 1995.
- [33] Cheng, C.S., Shirmohammadi, D., “A three-phase power flow method for real-time distribution system analysis”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, pp. 671-679, May 1995.
- [34] Garcia, P.A.N. Pereira, J.L.R. Carneiro, S., Jr. da Costa, V.M. Martins, N., “Three-phase power flow calculations using the current injection method”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, pp. 508-514, May 2000.
- [35] Teng J-H., “A direct approach for distribution system load flow solutions”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No.3, pp. 882-887, Jul. 2003.
- [36] Losi, A. Russo, M., “Object-oriented load flow for radial and weakly meshed distribution networks”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 4, pp. 1265-1274, Nov.2003.
- [37] Selvan, M.P., Swarup, K.S., “Distribution system load flow using object-oriented methodology”, International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004 Singapore, Vol. 2, pp. 1168- 1173, 21-24 Nov. 2004.

-
- [38] Ramos, E.R. Exposito, A.G. Cordero, G.A., "Quasi-coupled three-phase radial load flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 776-781, May 2004.
- [39] Chang, G.W. Chu, S.Y. Wang, H.L., "A Simplified Forward and Backward Sweep Approach for Distribution System Load Flow Analysis", International Conference on Power System Technology - POWERCON 2006 Chine, pp. 1-5, Oct. 2006.
- [40] Khodr, H.M. Ocque, L. Yusta, J.M. Rosa, M.A. "New Load Flow Method S-E Oriented For Large Radial Distribution Networks", Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES, pp 1-5, Aug. 2006.
- [41] Jabr, R.A. "A Conic Quadratic Format for the Load Flow Equations of Meshed Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.22, No.4, pp. 2285-2286, Nov. 2007.
- [42] Kersting, W. H., "Distribution system modeling and analysis", CRC PRESS, 2002, USA.
- [43] Short, T.A., "Electric power distribution equipment and system", CRC Press Taylor & Francis Group, 2006, USA.
- [44] Chen, T.-H. Chen, M.-S. Inoue, T. Kotas, P. Chebli, E.A. "Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis," IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, pp. 1671-1681, Oct. 1991.
- [45] Wang, Z. Chen, F. Li J., "Implementing transformer nodal admittance matrices into backward/forward sweep-based power flow analysis for unbalanced radial distribution systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No.4, pp. 1831 - 1836, Nov. 2004.
- [46] Dugan, R.C., "A perspective on transformer modeling for distribution system analysis", Power Engineering Society General Meeting, 2003, IEEE, Vol. 1, pp. 114 – 119, Jul. 2003.
- [47] Kersting, W.H. "Transformer model test system", Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, Vol. 3, pp. 1022- 1026, Sept. 2003.
- [48] Zimmerman, R.D., Chiang H-D, Miu, K.N., "Transformer modeling using line-to-line voltages in ungrounded power distribution networks", Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, Vol. 3, pp. 1033- 1036, Sept. 2003.
- [49] Dugan, R.C. Santoso, S., "An example of 3-phase transformer modeling for distribution system analysis", Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES, Vol. 3, pp. 1028 – 1032, Sept. 2003.
- [50] Santoso, S., Sr. Dugan, R.C., "Experiences with the new open-wye/open-delta transformer test cases for distribution system analysis", Power Engineering Society General Meeting, 2005. IEEE, Vol. 1, pp. 884 – 889, Jun. 2005.
- [51] <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>. Acessado em 05 de Julho de 2007.

- [52] Xiao, P., Yu, D.C., Yan, W., “A unified three-phase transformer model for distribution load flow calculations”, , IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No.1, pp. 153 – 159, Nov. 2006.
- [53] Kagan N., Oliveira C. C. B, Robba E. J., “Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”, Edgard Blucher, 1ra Edição, 2005, Brasil.
- [54] Oliveira C. C. B, Schmidt H. P., Kagan N., Robba E. J., “Introdução a Sistemas Elétricos de Potência”, Edgard Blucher, 2da Edição, 2005, Brasil.
- [55] Natarajan R., “Power System Capacitors”, Taylor & Francis, 2005.USA.
- [56] De la Rosa, F. C., “Harmonic and power system”, Taylor & Francis, 2006.USA.
- [57] Xu, W. Marti, J.R. Dommel, H.W., “A multiphase harmonic load flow solution technique”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No. 1, pp. 174-182, Feb 1991.
- [58] Ribeiro, P. F., “Guidelines on distribution system and load representation for harmonic studies”, ICHPS V International Conference on Harmonics in Power Systems, pp. 272-280, Sep. 1992.
- [59] Valcarel, M., Mayordomo, J.G, “Harmonic power flow for unbalanced systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 8, No. 4, pp. 2052-2059, Oct. 1993.
- [60] Pileggi, D.J. Gulachenski, E.M. Breen, M. Gentile, T.J. Sorensen, D. Emanuel, A.E. Janczak, J., “Distribution feeders with nonlinear loads in the northeast USA. II. Economic evaluation of harmonic effects,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, pp. 348-356, Jan. 1995.
- [61] Peng, F. Z., Ott, G. W., Adams, D. J., “Harmonic and reactive power compensation based on the generalized instantaneous reactive power theory for 3-phase, 4-wire systems,” Power Electronics Specialists Conference, 28th Annual IEEE, Vol. 2, pp. 1089-1095, 1997.
- [62] Carpinelli, G. Russo, A. Russo, M. Verde, P., “Inherent structure theory of networks and power system harmonics”, IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, Vol. 145, No.2, pp. 123 – 132, Mar. 1998.
- [63] Talacek, P.J. Watson, N.R., “Marginal pricing of harmonic injections: An analysis of the resulting payments”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 3, pp. 640-645, Aug. 2002.
- [64] Bachry, A. Styczynski, Z.A., “A Method for a Sensitivity Analysis of the Distribution System to Harmonic Distortion”, 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, pp. 149- 154, Oct. 2002.

-
- [65] Manjure, D.P. Makram, E.B., "Impact of unbalance on power system harmonics", 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2002. Vol. 1, pp. 328- 333, Oct. 2002.
- [66] Pedra, J., Córcoles, F., Sainz L., López R., "Harmonic Nonlinear Transformer Modeling", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 19, No. 2, pp. 884-890, Abr. 2004.
- [67] Xu, W., "Status and future directions of power system harmonic analysis", Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE, Vol.1, pp 756- 761, Jun. 2004.
- [68] Hosseini, S.H. Sajadi, A. Teimouri, M., "Three phase harmonic load flow in an unbalanced AC system including HVDC link", Power Electronics and Motion Control Conference, 2004. IPEMC 2004. Vol. 3, pp. 1726- 1730, Aug. 2004.
- [69] Lin, W-M., Zhan, T-S., Tsay, M-T., "Multiple-frequency three-phase load flow for harmonic analysis", , IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp. 897- 904, May 2004.
- [70] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation "Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks. II. Sample systems and examples," IEEE Transactions on Power Delivery, vol.11, no.1, pp. 466-474, Jan 1996.
- [71] Michalewicz, Z., "Genetic algorithms + data structures = evolution programs," Springer, 1999.
- [72] Goldberg, D.E., "Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning," Addison Wesley, 1989.
- [73] Yoshida, H., Kawata, K., Fukuyama, Y., Takayama, S., Nakanishi, Y. "A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage control Considering Voltage Security Assessment", IEEE Transactions on Power System, 15(4) (2000) 1232-1239.
- [74] Del Valle, Y.; Venayagamoorthy, G.K.; Mohagheghi, S.; Hernandez, J.-C.; Harley, R.G., "Particle Swarm Optimization: Basic Concepts, Variants and Applications in Power Systems," IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol.12, no.2, pp.171-195, April 2008.
- [75] Natarajan, R., "Computer – Aided power system analysis", Marcel Dekker, Inc., 2002, USA.
- [76] Wang, Y.-J., Liu, S.-J., "A Review of Methods for Calculation of Frequency-dependent Impedance of Overhead Power Transmission Lines", Proc. Natl. Sci. Coun. ROC(A), Vol. 25, No. 6, pp. 329-338, 2001.
- [77] ABB, Distribution Transformer Guide, Missouri – USA, Oct. 1995.
- [78] Jenkins, N., Allan R., Crossley, P., Kischen, D. e Strbac, G., Embedded Generation. The Institute of Electrical Engineers, 2000.
- [79] Task Force on Harmonic Modeling and Simulation, IEEE Power Eng. Soc. T&D Committee, "Impact of Aggregate Linear Load Modeling on Harmonic Analysis: A Comparison of

- Common Practice and Analytical Models,” IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 18, No. 2, pp. 625-630, April. 2003.
- [80] Kersting, W. H, and Phillips, W. H., “Distribution feeder line models,” IEEE Transactions on Industry Applications, Vol 13, No. 4, July/Aug. 1995.
- [81] RajiCiC, D., Dimitrovski, A., “A New Method for Handling PV Nodes in Backward/Forward Power Flow for Radial and Weakly Meshed Networks,” IEEE Porto Power Tech Conference 10th –13th September, Porto, Portugal, 2001.
- [82] http://www.gnu.org/software/gsl/manual/html_node/GSL-CBLAS-Library.html. Acesado em 05 de agosto de 2009.
- [83] Vieira J. C., Método Zbus Gauss paralelo para cálculo de fluxo de carga trifásico em redes assimétricas de distribuição de energia elétrica. Dissertação de Mestrado, UNICAMP, Maio 1999.
- [84] Alcântara, M. V. P. da Silva, “Alocação de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica”, Dissertação de mestrado, DSCE-FEEC/UNICAMP – Brasil, 2005, Orientador: Prof. Dr. Luiz C. P. da Silva.
- [85] Projeto de P&D “Metodologia para otimização do desempenho da rede secundária” - CAPSEC- 0385-003/2003, DSCE-UNICAMP, referente ao ciclo 2002/2003.
- [86] Santos, J.R.; Exposito, A.G.; Ramos, J.L.M., "A reduced-size genetic algorithm for optimal capacitor placement on distribution feeders," Electrotechnical Conference, 2004. MELECON 2004. Proceedings of the 12th IEEE Mediterranean , vol.3, pp. 963- 966, vol.3, May 2004.
- [87] Anderson, A., "Alocação de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica", Dissertação apresentada na Universidade Federal de Paraná. Orientador: Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki, Curitiba, 2009.
- [88] Resolução no. 24. ANEEL - Agencia Nacional de Energia Elétrica, Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>.
- [89] Romero, R., Takehara, R., Segura, S. S., “Localización óptima de bancos de condensadores usando un algoritmo genético especializado,” En VIII Congreso Internacional de Ingeniería Electrónica, Eléctrica y de Sistemas, Vol. 1. pp. 001-012, 2006.
- [90] Silva I. J., Rider M. J., Romero R. and Murari C. A. F., “Transmission network expansion planning considering uncertainty in demand,” IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, pp. 1565-1573, 2006.
- [91] Silva I. J., Rider M. J., Romero R., Garcia A. V. and Murari C. A. F., “Transmission Network Expansion Planning with Security Constraints”, IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, vol. 152, no. 6, pp. 828-836, Nov. 2005.

-
- [92] Romero R., Rider M. J. and Silva I. J., "A metaheuristic to solve the transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 2289 -2291, Nov. 2007.
- [93] Laskari, E.C., Parsopoulos, K. E., Vrahatis, M. N. "Particle Swarm for Integer Programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, GR-26110 Patras, Greece.
- [94] Cler, M.; Kennedy, J. "The particle swarm – explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space", *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 58 – 73, (2002).
- [95] Mendes, R., Kennedy, J., Neves, J., "The fully informed particle swarm: Simple, maybe better. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation* 204-210, (2004).
- [96] Laskari, E.C., Parsopoulos, K. E., Vrahatis, M. N. "Particle Swarm for Integer Programming", *IEEE Transactions on Power Systems*, GR-26110 Patras, Greece.
- [97] Kennedy, J., Mendes, R., "Neighborhood Topologies in fully informed and Best-of-neighborhood particle swarms", *IEEE Transactions on System, Man, and Cybernetic – Part C. Applications and Reviews*, Vol, 36, N° 4, pp. 551 – 519, July 2006.
- [98] Kersting, W.H., Phillips, W. H., "Modeling and Analysis of Rural Electric Distribution Feeders", *IEEE Transactions on Industry Applications*, July/August 1992, Volume 28, Number 4, pp 767-773.
- [99] Segura S., Romero R., Rider M. J., "Efficient heuristic algorithm used for optimal capacitor placement in distribution systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 32, Issue 1, pp. 71-78, Jan. 2010.
- [100] Emanuel, A. E., Orr, J. A., Cyganski, D., Gulachenski, E. M., "A survey of harmonic voltages and currents at customer's bus", *IEEE Transactions on Power Delivery*, 1993, 8(1), pp. 411 – 421.
- [101] Tostes, M. E., Bezerra, U. H., Garcez, J. N., Tapiassu, A. A. and Sena, A. C. A., "Development of experimental models for harmonic representation of low voltage customers", *IEEE Power Tech Proceedings*, Portugal, vol. 1, pp. 1 – 5, 2001.
- [102] Huang, Z., Xu, W. and Dinavahi, V.R., "A Practical harmonic resonance guideline for shunt capacitor applications", *IEEE Trans. on Power Delivery*, 2003, 18 (4), pp. 1382 – 1387.
- [103] Caro, M., Sainz, L, Pedra, J., "Study of the power system harmonic response in the presence of the Steinmetz circuit", *Electric Power Systems Research*, vol. 76(12), pp. 1055-1063, Aug. 2006.
- [104] Grainger, J. J. and Stevenson, W. D., "Power system analysis", McGraw-Hill, Inc, 1994.

- [105] Garcia, F. R., Naves, A. C. "Cálculo da perda da vida útil de capacitores em função da distorção harmônica existente nas redes de distribuição de energia elétrica", IV SBQEE, vol. 1, pp. 1-6, 2001.
- [106] P. L. Cavalcante, C. A. F. Murari, S. S. Segura, "Fluxo de Carga Trifásico com Modelagem de Incertezas via Função de Pertinência Sinusoidal." In: Eighth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, Ubatuba - SP, 2009.
- [107] Kiranyaz, S., Ince, T., Yildirim, A., Gabbouj, M. "Fractional Particle Swarm Optimization in Multidimensional Search Space," IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part B: Cybernetics, vol.40, no.2, pp.298-319, April 2010.
- [108] Jong-Bae Park, Yun-Won Jeong, Joong-Rin Shin, Lee, K.Y. "An Improved Particle Swarm Optimization for Nonconvex Economic Dispatch Problems," IEEE Transactions on Power Systems, vol.25, no.1, pp.156-166, Feb. 2010.
- [109] Ray, R.N., Chatterjee, D., Goswami, S.K. "Reduction of voltage harmonics using optimisation-based combined approach," IET Power Electronics, vol.3, no.3, pp.334-344, May 2010.
- [110] Ke Meng, Hong Gang Wang, ZhaoYang Dong, Kit Po Wong. "Quantum-Inspired Particle Swarm Optimization for Valve-Point Economic Load Dispatch," IEEE Transactions on Power Systems, vol.25, no.1, pp.215-222, Feb. 2010.
- [111] Montes de Oca, Stutzle M.A., Birattari T., Dorigo M. M., "Frankenstein's PSO: A Composite Particle Swarm Optimization Algorithm," IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol.13, no.5, pp.1120-1132, Oct. 2009.
- [112] Wei-Chang Yeh, Yi-Cheng Lin, Yuk Ying Chung, Mingchang Chih. "A Particle Swarm Optimization Approach Based on Monte Carlo Simulation for Solving the Complex Network Reliability Problem," IEEE Transactions on Reliability, vol.59, no.1, pp.212-221, March 2010.
- [113] Wei-Neng Chen, Jun Zhang, Chung, H.S.H., Wen-Liang Zhong, Wei-Gang Wu, Yu-hui Shi. "A Novel Set-Based Particle Swarm Optimization Method for Discrete Optimization Problems," IEEE Transactions on Evolutionary Computation, vol.14, no.2, pp.278-300, April 2010.
- [114] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica; Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Prodist, Modulo 8, 2008. Acessado em 2009, disponível em: http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_1-Retificacao_1.pdf.

APÊNDICE A

Dados do Sistema Elétrico de Pequeno Porte Utilizado

As seguintes Tabelas mostram os dados dos sistemas elétricos de pequeno porte utilizados em alguns dos testes realizados nesta tese de doutoramento.

Tabela A-1 – Dados da rede IEEE 34 balanceada

Br. No	Sn. Nd.	Rc. Nd.	r (pu)	x (pu)	ZBase (Ω)	Bus Typ.	VM (pu)	PL (pu) cte.	P.QL (pu) cte.	P. PL (pu) Z cte.	QL (pu) Z cte.	VBase (kV)	Nº fases.
800	800	802	0,00883	0,00657	62	3	1,05	0	0	0	0	24,90	3
802	802	806	0,00592	0,00440	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
806	806	808	0,11028	0,08204	62	1	0	0,0055	0,0029	0	0	24,90	3
808	808	810	0,01654	0,00878	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
810	808	812	0,12831	0,09545	62	1	0	0	0	0,0016	0,0008	24,90	1
812	812	814	0,10172	0,07567	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
814	814	850	0,00005	0,00003	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
816	816	818	0,00487	0,00259	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
818	816	824	0,05271	0,02623	62	1	0	0	0	0	0	24,90	1
820	818	820	0,13725	0,07283	62	1	0	0	0	0,0034	0,0017	24,90	1
822	820	822	0,03917	0,02078	62	1	0	0,0135	0,007	0	0	24,90	1
824	824	826	0,00864	0,00458	62	1	0	0	0	0,0005	0,0002	24,90	3
826	824	828	0,00434	0,00216	62	1	0	0	0	0,004	0,002	24,90	1
828	828	830	0,10553	0,05252	62	1	0	0,0004	0,0002	0	0	24,90	3
830	830	854	0,00268	0,00134	62	1	0	0,0052	0,0023	0	0	24,90	3
832	832	858	0,02530	0,01259	62	1	0	0	0	0,0405	0,02025	24,90	3
834	832	888	1,38667	2,73778	0,023	1	0	0,0032	0,0017	0	0	24,90	3
836	834	860	0,01043	0,00519	62	1	0	0,0082	0,0043	0	0	24,90	3
838	834	842	0,00145	0,00072	62	1	0	0,0028	0,0014	0	0	24,90	1
840	836	840	0,00444	0,00221	62	1	0	0	0	0,0067	0,0041	24,90	3
842	836	862	0,00145	0,00072	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
844	842	844	0,00697	0,00347	62	1	0	0	0	0,0414	0,0320	24,90	3
846	844	846	0,01879	0,00935	62	1	0	0,0045	0,0023	0	0	24,90	3

848	846	848	0,00274	0,00136	62	1	0	0,0083	0,0059	0	0	24,90	3
850	850	816	0,00160	0,00080	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
852	852	832	0,00005	0,00003	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
854	852	856	0,06650	0,03529	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
856	854	852	0,19014	0,09463	62	1	0	0,0004	0,0002	0	0	24,90	1
858	858	864	0,00462	0,00245	62	1	0	0	0	0,0015	0,0007	24,90	3
860	858	834	0,03010	0,01498	62	1	0	0,0206	0,0121	0	0	24,90	3
862	860	836	0,01384	0,00689	62	1	0	0	0	0	0	24,90	3
864	862	838	0,00951	0,00703	62	1	0	0,0002	0,0001	0	0	24,90	1
888	888	890	7,77838	5,78647	0,023	1	0	0	0	0	0	4,16	3
890						1	0	0	0	0,0045	0,00225	4,16	3

Potência de base: 10 MVA

Carga ativa total: 1769 kW

Carga reativa total: 1044 kVAr

Ajuste do regulador de tensão:

Alocado entre barras 814 - 852: Tensão de ajuste 124 V, R = 2,7 e X = 1,6 V.

Alocado entre barras 850 - 832: Tensão de ajuste 122 V, R = 2,5 e X = 1,5 V.

Impedância da subestação até o PAC = 0,4 + j0,3 pu.

Tabela A-2 – Configuração de linhas aéreas e dados das bitolas - Rede IEEE 34

Configuração	Espaçamento	Seqüência	Cabo de fases	Cabo do neutro
300	500	'BACN'	'ACSR #1/0'	'ACSR #1/0'
301	500	'BACN'	'ACSR #2 6/1'	'ACSR #2 6/1'

Tabela A-3 – Dados dos trechos de linhas - Rede IEEE 34

De	Para	Comprimento (pés)	Configuração
800	802	2580	300
802	902	865	300
902	806	865	300
806	808	32230	300
808	904	2902	300
904	810	2902	300
808	812	37500	300
812	814	29730	300
814	850	10	301
816	818	1710	301
816	912	5105	301
912	824	5105	301
818	906	24075	300

906	820	24075	300
820	910	6870	300
910	822	6870	300
824	914	1515	301
914	826	1515	301
824	916	420	301
916	828	420	301
828	918	10220	301
918	830	10220	301
830	854	520	301
832	922	2450	301
922	858	2450	301
832	888	0	1
834	928	1010	301
928	860	1010	301
834	842	280	301
836	932	430	301
932	840	430	301
836	862	280	301
842	936	675	301
936	844	675	301
844	938	1820	301
938	846	1820	301
846	940	265	301
940	848	265	301
850	816	310	301
852	832	10	301
854	920	11665	300
920	856	11665	300
854	852	36830	301
858	924	810	300
924	864	810	300
858	926	2915	301
926	834	2915	301
860	930	1340	301
930	836	1340	301
862	934	2430	300
934	838	2430	300
888	890	845	300

Tabela A-4 – Dados de cargas - Rede IEEE 34

Barra	Fase 1		Fase 2		Fase 3		Conexão - modelo
	kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr	
860	20	16	20	16	20	16	Y-PQ
840	9	7	9	7	9	7	Y-I
844	135	105	135	105	135	105	Y-Z
848	20	16	20	16	20	16	D-PQ

890	15	10	15	10	15	10	D-I
830	10	5	10	5	25	10	D-Z
832	135	63.5	135	63.5	135	63.5	Y-PQ
902	0	0	30	15	25	14	Y-I
904	0	0	16	8	0	0	Y-Z
906	34	17	0	0	0	0	Y-PQ
910	135	70	0	0	0	0	D-I
912	0	0	5	2	0	0	Y-I
914	0	0	40	20	0	0	Y-PQ
916	0	0	0	0	4	2	Y-PQ
918	7	3	0	0	0	0	Y-PQ
920	0	0	4	2	0	0	Y-Z
922	7	3	2	1	6	3	D-Z
924	2	1	0	0	0	0	Y-PQ
926	4	2	15	8	13	7	D-PQ
928	16	8	20	10	110	55	D-Z
930	30	15	10	6	42	22	D-PQ
932	18	9	22	11	0	0	D-I
934	0	0	28	14	0	0	Y-PQ
936	9	5	0	0	0	0	Y-PQ
938	0	0	25	12	20	11	Y-PQ
940	0	0	23	11	0	0	Y-PQ

Tabela A-5 – Dados dos transformadores - Rede IEEE 34

	kV – primário	kV – secundário	Potência	R %	X %	Config.
'Subestação'	'69-D'	'24.9-Gr.W'	2500	1	8	0
'XFM -1'	'24.9-Gr.W'	'4.16-Gr.W'	112,5	1,56	3,08	1

Tabela A-6 – Dados dos reguladores de tensão - Rede IEEE 34

Linha	814 - 850			852 - 832		
Localização	814			852		
Fases	1 2 3			1 2 3		
Conexão	'3-Ph', 'LG'			'3-Ph', 'LG'		
Controle de fases	'A B C'			'A B C'		
Largura de banda	2 2 2			2 2 2		
NPT	120			120		
CPT	100			100		
Ajuste de compensação:	A	B	C	A	B	C
R	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5
X	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5
Ajuste de tensão	122	122	122	124	124	124

APÊNDICE B

Fluxogramas

Nesta seção são apresentados os fluxogramas do Algoritmo Genético Especializado, Fluxo de carga Uniequacional, da Formação da Matriz Impedância Harmônica, da Geração inicial dos indivíduos pelo AGE e a etapa de melhoria local utilizada pelas metaheurísticas propostas.

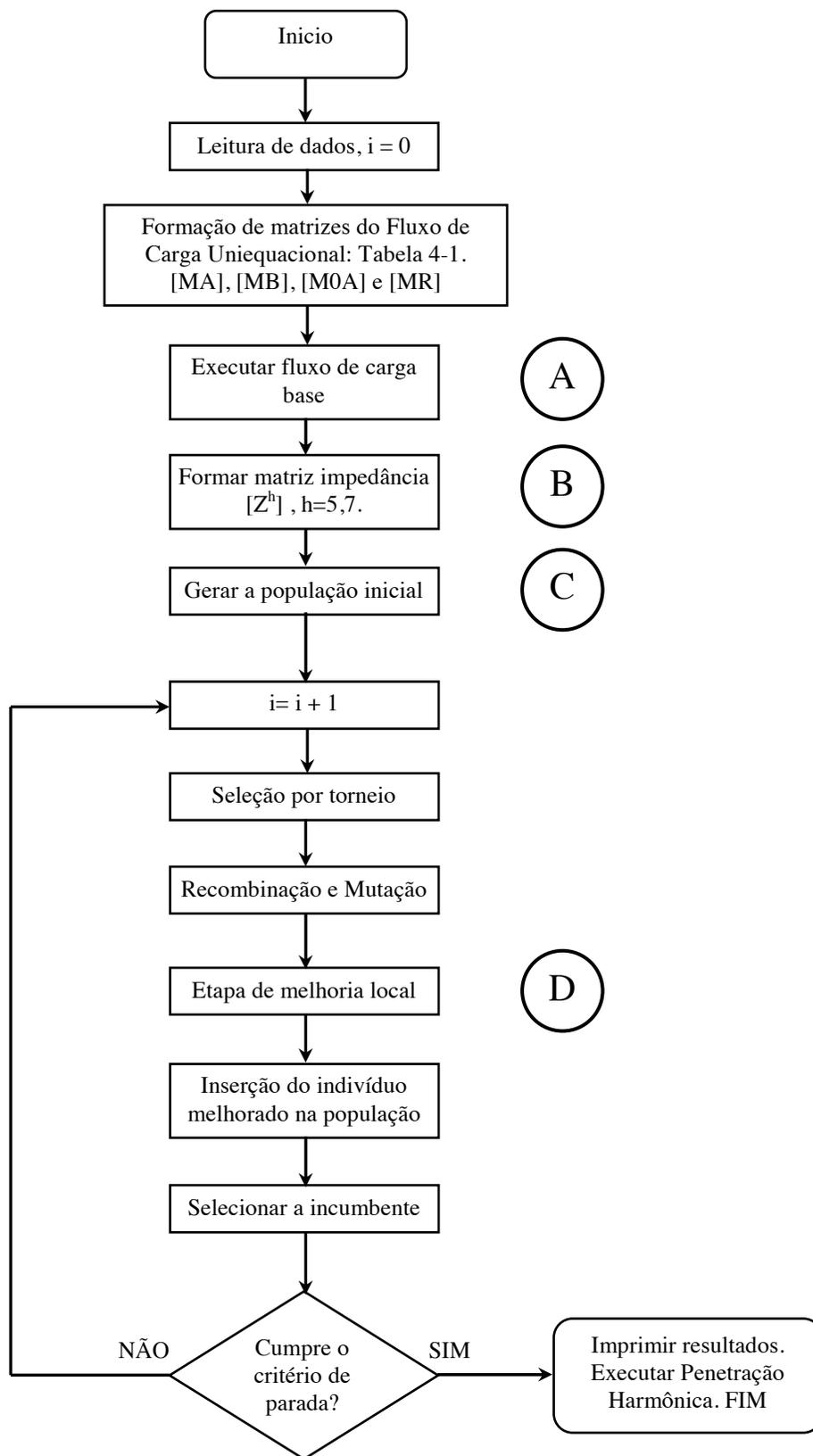


Figura B-1- Algoritmo genético especializado para resolver o PABC com restrições de ressonância.

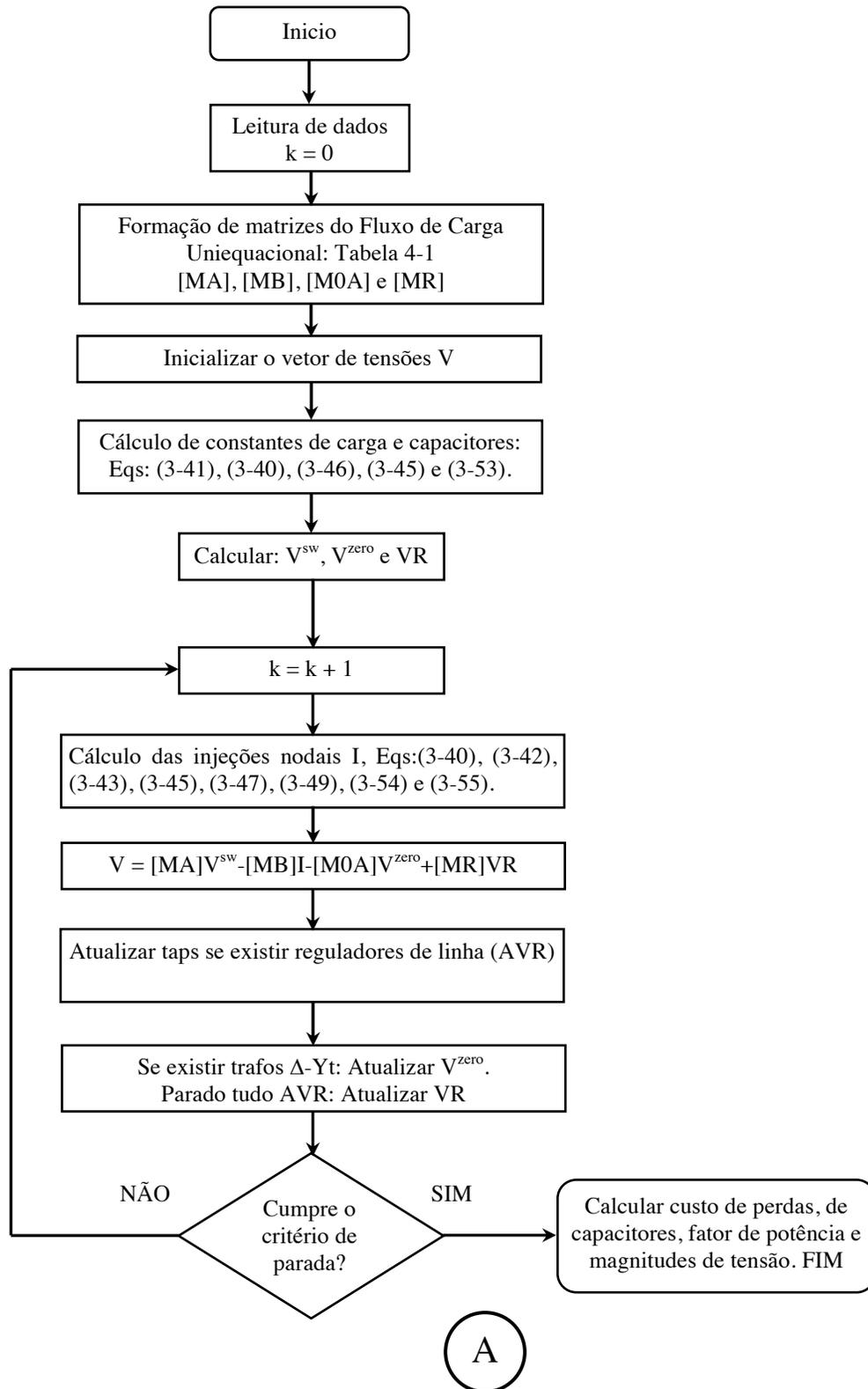


Figura B-2– Fluxo de carga trifásico uniequacional.

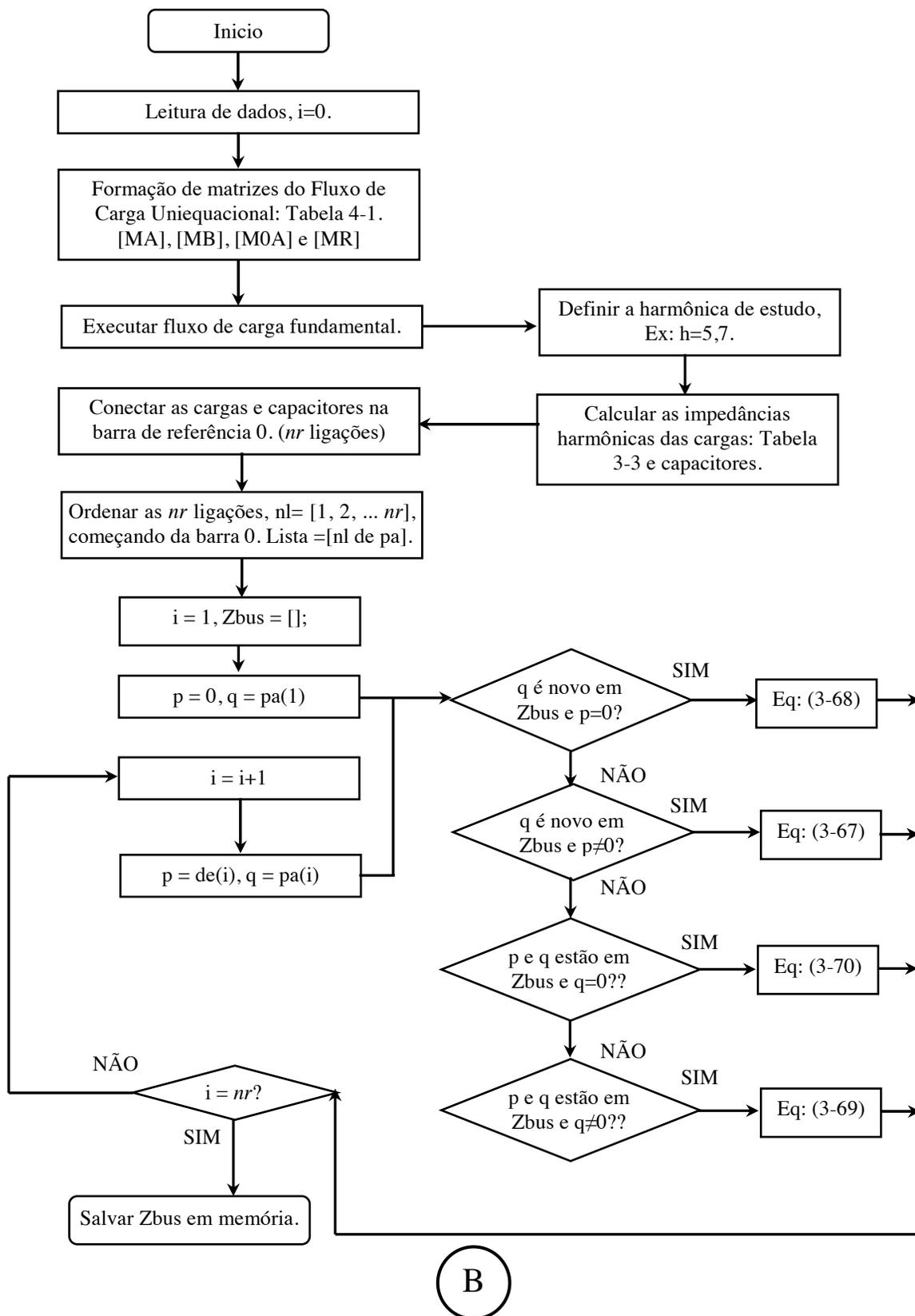


Figura B-3– Formação da matriz impedância harmônica.

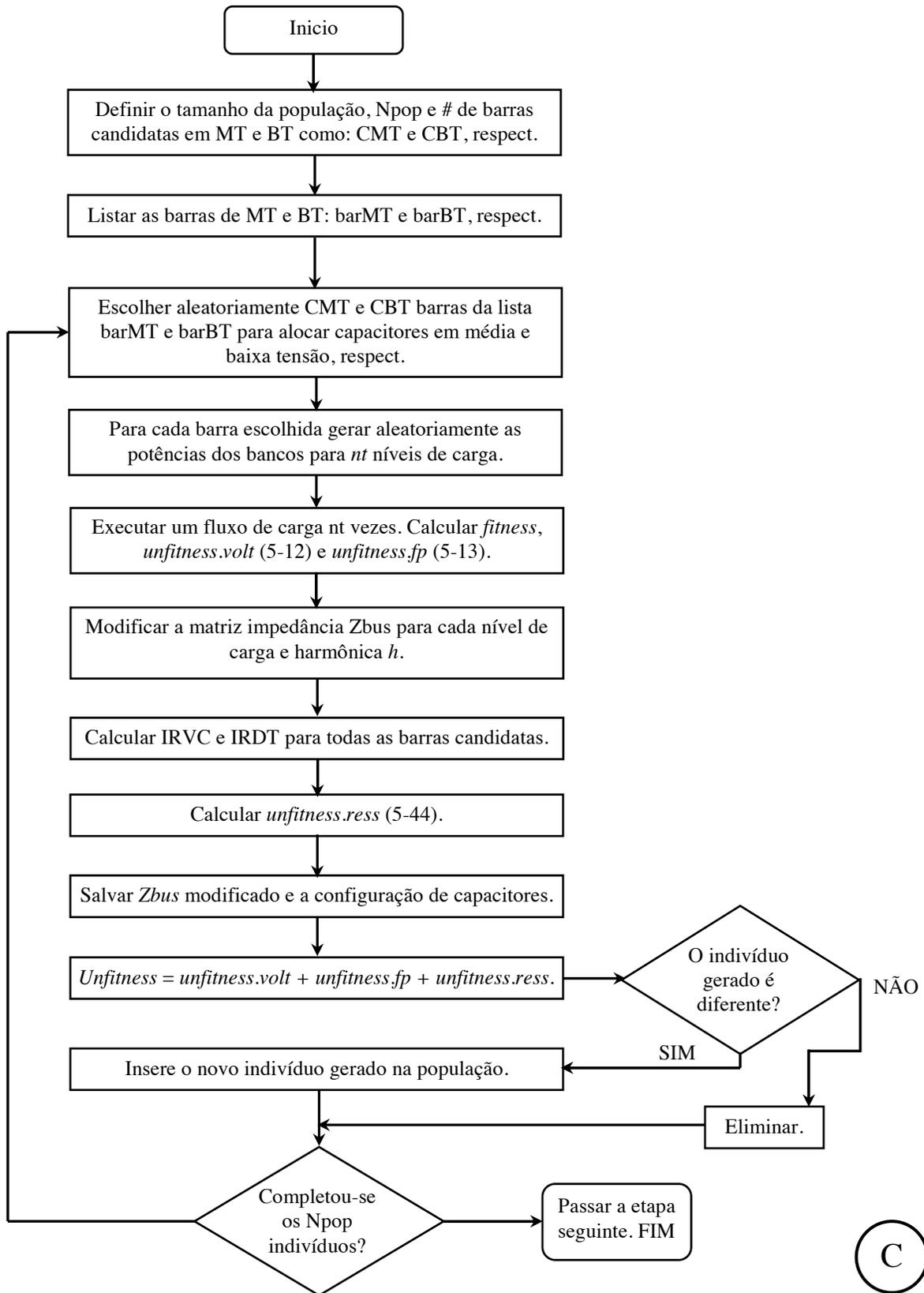
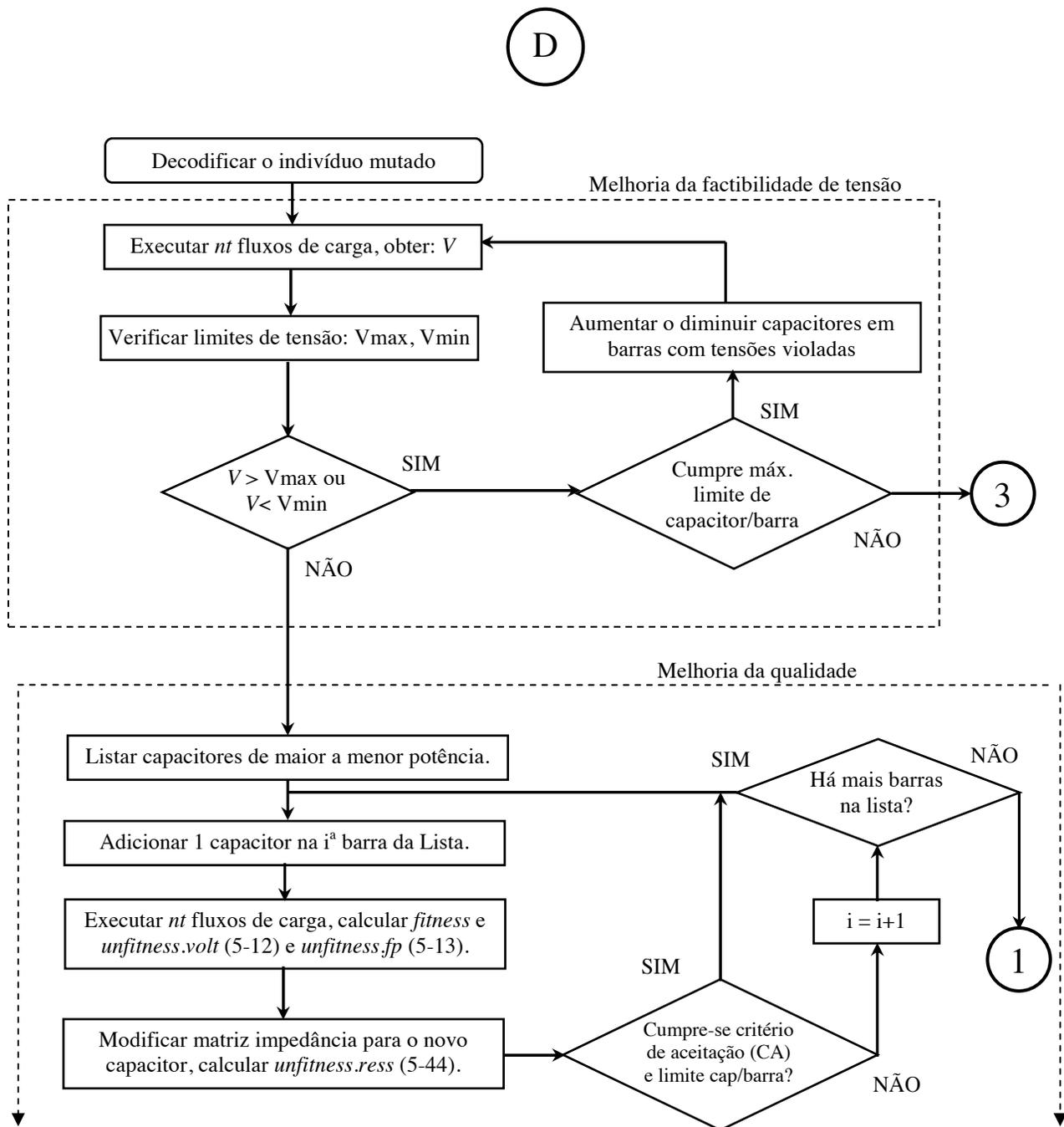


Figura B-4– Etapa de geração inicial da população do AGE.

C



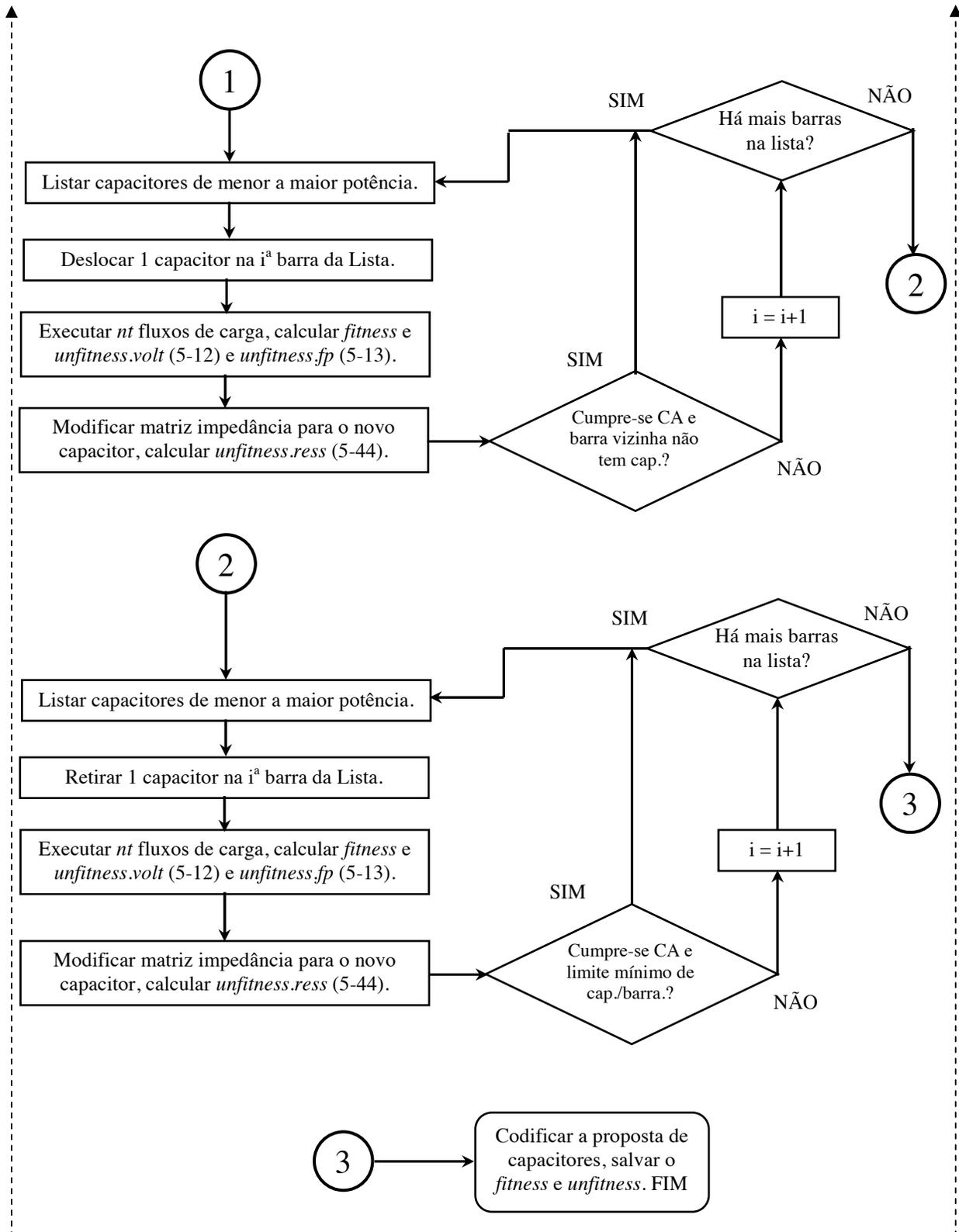


Figura B-5– Etapa de melhoria local das metaheurísticas propostas.

APÊNDICE C

Divulgação da Pesquisa

Durante a realização do doutoramento foram realizadas as seguintes publicações e submissões:

- [C1] Segura, S. S., da Silva, L. C. P., Romero, R., “Alocação Ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição primária e secundária incluindo restrições de ressonância.” Aceito em: Congresso Brasileiro de Automática, Bonito - MS, 2010.
- [C2] Cavalcante, P. L., Murari, C. A. F., Segura, S. S., “Análise de redes de distribuição trifásicas com incertezas representadas por conjuntos nebulosos.” Aceito em: Congresso Brasileiro de Automática, Bonito - MS, 2010.
- [C3] Segura, S. S., Cavalcante, P. L., Lopez, M., da Silva, L. C. P., Torres, F., Romero, R., “Uma Comparação dos Algoritmos Heurísticos Aplicados na Solução do Problema de Alocação Ótima de Bancos de Capacitores.” In: XLI Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, Porto Seguro - BA, 2009.
- [C4] Cavalcante, P. L., Murari, C. A. F., Segura, S. S., “Fluxo de Carga Trifásico com Modelagem de Incertezas via Função de Pertinência Sinusoidal.” In: Eighth Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE, Ubatuba - SP, 2009.
- [C5] Segura, S. S., Pomilio, J. A., da Silva, L. C. P., Deckmann, S. M., Aoki, A., Godoi, A., Garcia, F. R., Mertens, Jr. E. A., Dias, L. F. S.; Brisol, J. F., “Efeitos harmônicos do uso de compensação capacitiva em redes de distribuição primária e secundária: Uma análise comparativa.” In: VIII Congresso Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau - SC, 2009.
- [C6] Segura, S. S., Pomilio, J. A., da Silva, L. C. P., Deckmann, S. M., Aoki, A., Godoi, A., Garcia, F. R., Mertens, Jr. E. A., Dias, L. F. S.; Brisol, J. F., “Alocação de capacitores em redes de distribuição de energia elétrica incluindo análise de ressonância.” In: VIII Congresso Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, Blumenau – SC, 2009.

- [C7] Segura, S. S., de Almeida, M. C., Freitas, W., da Silva, L. C. P., “Impactos na Alocação Ótima de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Devido a Presença de Geração Distribuída”. In: Congresso Brasileiro de Automática, p. 1- 6, Juiz de Fora - MG, 2008.
- [C8] Segura, S. S., da Silva, L. C. P., Romero, R., “Generalized Single-Equation Load Flow Method for Unbalanced Distribution System.” submetido em: IET, 2010.
- [C9] Segura, S. S., da Silva, L. C. P., Romero, R., “Optimal Capacitor Placement in Primary and Secondary Distribution Networks.” submetido em: IET, 2010.
- [C10] Segura, S. S., da Silva, L. C. P., Romero, R., “Capacitor Placement in Primary and Secondary Distribution Networks Including Resonance Restrictions.” Atualmente está sendo elaborado para ser submetido em: IEEE Power Delivery.