

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Ferramentas de Apoio à Tomada de Decisão ao Problema de
Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de
Distribuição de Energia Considerando Cargas Não Lineares

JOSE HENRIQUE DIAS ONAKA

TD 15/2017

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Dezembro/2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Ferramentas de Apoio à Tomada de Decisão ao Problema de
Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de
Distribuição de Energia Considerando Cargas Não Lineares

JOSE HENRIQUE DIAS ONAKA

TD 15/2017

UFPA/ITEC/PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
Dezembro/2017

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JOSE HENRIQUE DIAS ONAKA

Ferramentas de Apoio à Tomada de Decisão ao Problema de
Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de
Distribuição de Energia Considerando Cargas Não Lineares

Tese de doutorado submetida à
Banca Examinadora do Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica da
UFPA para a obtenção do Grau de Doutor
em Engenharia Elétrica na área de
Sistema de Energia Elétrica.

UFPA / ITEC / PPGEE
Campus Universitário do Guamá
Belém-Pará-Brasil
2017

Dados Internacionais de Catalogação - na – Publicação (CIP) Sistema de Bibliotecas da UFPA

Onaka, José Henrique Dias, 1983-

Ferramentas de apoio à tomada de decisão ao problema de alocação ótima de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia considerando cargas não lineares / José Henrique Dias Onaka.-2017.

Orientadora: Maria Emília de Lima Tostes

Coorientador : Ubiratan Holanda Bezerra

Tese (doutorado) - Universidade Federal do Pará, Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica , Belém, 2017.

1. Energia elétrica – distribuição – modelos matemáticos. 2. Capacitores. 3. Otimização combinatória. 4. Harmônicos (ondas elétricas). I. Título.

CDD 23. ed. 621.319

UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
**Ferramentas de Apoio à Tomada de Decisão ao Problema de
Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de
Distribuição de Energia Considerando Cargas Não Lineares**

AUTOR: JOSE HENRIQUE DIAS ONAKA

TESE DE DOUTORADO SUBMETIDA À AVALIAÇÃO DA BANCA EXAMINADORA E PELO
COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM ENGENHARIA
ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

AVALIADA EM
BANCA EXAMINADORA

Prof. Dra. Maria Emilia de Lima Tostes
(Orientadora – UFPA)

Prof. Dr. Ubiratan Holanda Bezerra
(Co-orientador – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Membro – PPGEE/ITEC/UFPA)

Prof. Dra. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho
(Membro Externo– ITEC/UFPA)

Prof. Dr. Rogério Gaspar de Almeida
(Membro Externo - UFPA)

Prof. Dr. Anderson Meneses
(Membro Externo - UFPA)

VISTO:

Prof. Dr. Evaldo Pelaes
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me trazido de pé até aqui.

Agradeço à minha esposa, Jessica, por estar ao meu lado em todos os momentos.

Agradeço aos meus pais e irmãs, pois foram meu alicerce no começo de tudo.

Agradeço à minha orientadora, professora Maria Emília, pois sempre acreditou e apostou em mim desde quando a conheci.

Agradeço ao meu Co-orientador, professor Ubiratan Bezerra, pois sempre esclareceu minhas dúvidas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço ao professor João Paulo Vieira pelas conversas acadêmicas que sempre instigaram novos rumos na pesquisa.

Agradeço à minha equipe: Áthila e Vitor Kataoka, pois, além de sua extrema competência, são excelentes companheiros.

Agradeço à equipe do CEAMAZON por fazer deste centro um local maravilhoso para o trabalho.

Agradeço aos pais do Áthila por muitas vezes me acolherem como filho.

Agradeço ao Colegiado de Engenharia Elétrica da UNIFAP por ter acreditado neste projeto.

Agradeço à Companhia de Eletricidade do Amapá, CEA, pelo apoio a esta pesquisa.

Enfim, agradeço a todos que de forma direta ou indireta contribuíram e contribuem para meu sucesso.

“Todas as coisas cooperam para o bem daqueles que amam a Deus” (Rm 8:28)

Resumo

O uso de Bancos de Capacitores (BCs) devidamente alocados vem constituindo, por muito tempo, uma das principais estratégias utilizadas para manter variáveis elétricas tais como módulo da tensão, fator de potência e carregamento de alimentadores dentro de um nível aceitável. A constante presença de harmônicos na rede acrescenta limitações no uso dessa estratégia, no entanto. Nesse contexto, este trabalho propõe a avaliação *a posteriori* do Índice de Ressonância (RI) no apoio à tomada de decisão juntamente com o emprego do algoritmo evolutivo multiobjetivo, SPEA2, na solução do Problema de Alocação Ótima de Bancos de Capacitores (PAOBC) em redes de distribuição radiais trifásicas considerando os fenômenos da ressonância e amplificação harmônicas devido a presença de cargas não-lineares. O PAOBC é abordado neste estudo considerando as mudanças da impedância equivalente da rede (*driving point impedance*) vista a partir do ponto de alocação do respectivo banco de capacitores, seja pela variação de carga durante o dia seja pelas inúmeras manobras a que o sistema é submetido. Os resultados aqui apresentados foram obtidos a partir da rede de distribuição radial trifásica IEEE 34 barras e a rede IEEE 123 barras, nas quais foram inseridos os modelos de três fontes harmônicas comumente encontradas em casos reais. Por fim, destaca-se a praticidade do uso de rotinas multiobjetivo na resolução do PAOBC e importância da avaliação de cenários de ressonância a fim de garantir o funcionamento adequado e seguro do sistema.

Palavras-chave: algoritmos evolutivos; alocação ótima; bancos de capacitores; decisão *a posteriori*; Índice de Ressonância; ressonância harmônica; SPEA2.

Abstract

The use of properly allocated capacitor banks has long been one of the main strategies used to maintain electrical variables such as voltage, power factor and feeder loading within acceptable levels. However, the constant presence of harmonics in the grid limits the applicability of this strategy. In this context, this work proposes an *a posteriori* evaluation of the Resonance Index to support the decision making process, in conjunction with the multiobjective evolutionary algorithm, SPEA2, to solve the Optimal Capacitor Allocation Problem (OCAP) in three-phase radial distribution networks considering the harmonic resonance and amplification phenomena due to the presence of non-linear loads. A study of the variation of the equivalent impedance of the network (driving point impedance) seen from the allocation point of the respective capacitor bank, either by the variation of load during the day or by the numerous maneuvers to which the system is subjected. The results presented here were obtained from the IEEE 34-bus three-phase radial distribution network and the IEEE 123-bus network, in which the models from three different harmonic sources commonly found in real case scenarios were inserted. Finally, the convenience of the use of multiobjective routines in solving the OCAP and the importance of the evaluation of resonance scenarios in order to guarantee an adequate and safe operation of the system are highlighted.

Keywords: evolutive algorithms; optimal allocation; capacitor bank; *a posteriori* decision; Resonance Index; harmonic resonance; SPEA2.

Lista de Ilustrações

Figura 1-Condutores i e j e suas respectivas imagens.....	31
Figura 2-Modelo de um alimentador polifásico.....	32
Figura 3- Modelo de um alimentador trifásico	34
Figura 4-Modelo do transformador trifásico delta – estrela aterrado	37
Figura 5-Modelo de carga trifásica conectada em estrela.....	38
Figura 6-Modelos de cargas passivas para frequências harmônicas.....	41
Figura 7- Sistema de n barras para dedução do Método do Somatório de Correntes.....	46
Figura 8-Sistema de n barras para dedução do Método do Somatório de Correntes.....	46
Figura 9-Rotação da impedância no eixo imaginário	48
Figura 10-Sistema simples de 6 barras para estudo do fluxo de carga harmônico	54
Figura 11-Sistema simples de 3 barras para o estudo da Varredura de Frequências.....	57
Figura 12-Resposta em frequência do sistema de 3 barras.....	58
Figura 13-Curva do RI considerando o 5º e 7º harmônicos.....	60
Figura 14-Representação inteira para o cromossomo de um AG aplicado ao PAOBC.....	63
Figura 15-Representação binária para o cromossomo de um AG aplicado ao PAOBC.....	64
Figura 16-Exemplo de mutação em um cromossomo de representação binária.....	65
Figura 17-Exemplo de cruzamento para cromossomos de representação binária	65
Figura 18-Fronteira de Pareto para o paradoxo velocidade X energia	67
Figura 19-Mapeamento das variáveis de decisão no espaço de objetivos	70
Figura 20-Classificação das técnicas de tomada de decisão	71
Figura 21-Gerações de AEMOs elaborados nas últimas décadas.....	72
Figura 22-Formação das Fronteiras durante o NSGA II.....	73
Figura 23-Representação gráfica da distância de multidão	74
Figura 24-Constituição da nova população para o NSGA-II.....	75
Figura 25-Avaliação dos parâmetros do SPEA2	77

Figura 26-Diagrama de blocos da metodologia proposta	82
Figura 27-Modelo de cromossomo usado.....	85
Figura 28- Sistema de testes de 34 barras.....	92
Figura 29-Resultados para a aplicação do AEMO NSGA-II no PAOBC	94
Figura 30-composição harmônica da solução A na Fronteira de Pareto	95
Figura 31-Análise da Carta de Ressonância para a 11ª ordem harmônica	97
Figura 32-Análise da Carta de Ressonância para a 13ª ordem harmônica	97
Figura 33-Sistema IEEE 34 barras.....	100
Figura 34-Resultados obtidos aplicando o SPEA2 para o PAOBC na rede IEEE 34 barras..	102
Figura 35- Solução mais barata X Solução que violou THD.....	105
Figura 36-Rede IEEE 123 barras	107
Figura 37-Configuração 1: rede original; SE na barra 150.....	108
Figura 38-Resultado obtido aplicando o SPEA2 para o PAOBC na rede IEEE 123 barras...	110
Figura 39- Amostragem dos indivíduos quanto ao número de BCs instalados	111
Figura 40-Perfil de tensão antes e após da implementação da solução mais barata	112
Figura 41-Configuração 2: mudança da SE para a barra 251	113
Figura 42-Configuração 3: remanejamento de carga.....	114

Lista de Tabelas

Tabela 1- Configurações e preços dos bancos de capacitores considerados	84
Tabela 2- Valores dos parâmetros necessários para execução do AEMO	87
Tabela 3- Características das cargas não lineares presentes no sistema de 34 barras utilizado	93
Tabela 4- Soluções que operariam na região insegura para o IHD de 3%	96
Tabela 5- Características da solução que violou os limites de operação segura para o BC	98
Tabela 6- Comparação entre os resultados da metodologia propostas com outros trabalhos....	98
Tabela 7- Tempo de simulação para 3 diferentes estratégias de tomada de decisão	99
Tabela 8- Localização das fontes harmônicas na rede IEEE 34 barras	100
Tabela 9- Comparação do perfil de tensão entre as soluções A e B	103
Tabela 10- Comparação de THD nas barras entre as soluções A e B.....	104
Tabela 11- Bancos fixos e chaveados das soluções A e B.....	105
Tabela 12- Configurações e preços dos bancos de capacitores considerados	107
Tabela 13- Estados das chaves para a configuração 1	108
Tabela 14- Localização das fontes harmônicas na rede IEEE 123 barras	109
Tabela 15- Configurações de BCs que estariam inseguros para um IHD de 3%	111
Tabela 16- Número de violações das soluções da Fronteira de Pareto para a Configuração 2	113
Tabela 17- Soluções da Fronteira de Pareto não violadas para a Configuração 3	114

Lista de Abreviaturas

AEMO:	Algoritmos Evolutivos Multiobjetivo
AG:	Algoritmo Genético
ANEEL:	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC:	Bancos de Capacitores
BFOA:	<i>Bacterial Foraging Optimization Algorithm</i>
BPSO:	Otimização por Enxame de Partículas Binário
CBC:	Custo dos Bancos de Capacitores
CSA:	Algoritmo <i>Cuckoo Search</i>
DPI:	<i>Driving Point Impedance</i>
IEEE:	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHD:	Distorção Harmônica Individual
NSGA:	<i>Non-dominated Sorting Genetic Algorithm</i>
OLTC:	Comutadores de Derivação em Carga
PAC:	Ponto de Acoplamento Comum
PAOBC:	Problema de Alocação Ótima de Bancos de Capacitores
PRODIST:	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSO:	Otimização por Enxame de Partículas.
p.u.:	Por Unidade
RI:	Índice de Ressonância
SAMCSA:	CSA Auto Adaptativo Modificado
SPEA:	<i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm</i>
SE:	Subestação de distribuição

TCR:	Reator Controlado a Tiristor
TDD:	Distorção de Demanda Total
THD:	Distorção Harmônica Total
TIF:	Fator de Influência de Telefone
VEGA:	<i>Vector Evaluated Genetic Algorithm</i>
VPL:	Valor Presente Líquido

Sumário

Capítulo 1: Introdução	18
1.1. Caracterização do problema	18
1.2. Levantamento do estado da arte	19
1.2.1. PAOBC sem considerar cargas não lineares	19
1.2.2. PAOBC considerando os efeitos da ressonância harmônica	20
1.2.3. PAOBC com abordagem multiobjetivo.....	25
1.3. Motivações	26
1.4. Objetivo geral.....	27
1.5. Contribuições da tese	27
1.6. Trabalhos publicados	28
1.7. Estrutura da tese	29
Capítulo 2: Modelagem dos Principais Elementos dos Sistemas de Distribuição.....	30
2.1. Modelos na frequência fundamental	30
2.1.1. Linhas de distribuição.....	30
2.1.2. Transformadores trifásicos	36
2.1.3. Cargas	37
2.1.4. Bancos de capacitores.....	40
2.2. Modelagem nas frequências harmônicas	40
2.2.1 Linhas e cabos	40
2.2.2. Transformadores.....	41
2.2.3. Cargas passivas.....	41
2.3. Conclusões do capítulo	43
Capítulo 3: Ferramentas de Fluxo de Carga e Ressonância Harmônica	44
3.1. Fluxo de carga na frequência fundamental	44
3.1.1. Método do Somatório de Correntes.....	45
3.1.2. Método do Somatório de Potências.....	46

3.1.3. Método desacoplado rápido com rotação de eixo	47
3.1.4. Método <i>Ladder</i>	49
3.2. Análise Harmônica.....	49
3.2.1. Método de Análise Harmônica Rápida.....	50
3.3. Ressonância Harmônica	55
3.4. Conclusões do capítulo	60
Capítulo 4: Métodos de Otimização Multiobjetivo	61
4.1. Algoritmos de otimização mono-objetivo e multiobjetivo	62
4.2. Algoritmo Genético.....	62
4.2.1. Cromossomo.....	63
4.2.2. Aptidão	64
4.2.3. Seleção dos indivíduos	64
4.2.4. Operadores Genéticos.....	64
4.2.5. Elitismo	66
4.3. Otimização Multiobjetivo	66
4.3.1. Otimalidade de Pareto	67
4.3.2. Dominância.....	68
4.3.3. Tomada de Decisão	70
4.4. Algoritmos de otimização multiobjetivo baseados no AG	71
4.5. <i>Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II)</i>	73
4.4.1. Distância de Multidão.....	74
4.4.2. Determinação da nova população.....	75
4.6. <i>Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2)</i>	76
4.7. Conclusões do capítulo	78
Capítulo 5: Metodologia Proposta e Resultados.....	79
5.1. Metodologia Proposta	79
5.1.1. Formulação do Problema.....	79

5.1.2. Análise do <i>RI</i> no apoio à tomada de decisão.....	81
5.1.3. Factibilidade das soluções candidatas	83
5.1.4. AEMO proposto	83
5.1.4.1. Codificação.....	84
5.1.4.2. Seleção.....	85
5.1.4.3. Cruzamento.....	86
5.1.4.4. Mutação	86
5.1.4.5. SPEA2	87
5.1.5. Avaliação do <i>RI</i> no auxílio à tomada de decisão.....	90
5.2. Resultados e análises.....	92
5.2.1. Rede trifásica IEEE 34 barras.....	99
5.2.1.1. Resultados obtidos.....	101
5.2.1.2. Análise do <i>RI</i> das soluções do Pareto.....	106
5.2.2. Rede IEEE 123 barras	106
5.2.2.1. Configuração 1: configuração original.....	108
5.2.2.2. Análise do <i>RI</i> das soluções do Pareto.....	110
5.2.2.3. Configuração 2: mudança de referência do sistema	112
5.2.2.4. Configuração 3: remanejamento de carga.....	113
5.3. Conclusões do capítulo	114
Capítulo 6: Considerações Finais.....	116
Referências.....	120
Apêndice	129
A.1. Dados da rede radial de 34 barras	129

Capítulo 1: Introdução

1.1. Caracterização do problema

O setor elétrico tem sido submetido a inúmeras mudanças ao longo das últimas décadas, as quais vêm impondo às concessionárias e permissionárias de energia elétrica novos desafios. Tais desafios têm impulsionado pesquisas na busca de melhorias ao sistema elétrico sem, contudo, abrir mão do emprego ótimo de recursos. Sobretudo nos sistemas de distribuição, as concessionárias precisam manter a qualidade do serviço e, ao mesmo tempo, evitar perdas excessivas ao longo da rede.

Às redes de distribuição está associada a maior parcela de perdas energéticas dentre todas as etapas de beneficiamento da energia elétrica. Indubitavelmente esse é o motivo da ênfase dada ao setor tanto por operadores quanto por pesquisadores, os quais buscam alternativas ao problema, observando concomitantemente os limites das variáveis elétricas que garantem o bom funcionamento do sistema. Tradicionalmente, o uso de bancos de capacitores em sistemas de distribuição tem sido uma boa estratégia de fornecer energia reativa, de melhorar os níveis de tensão nas barras, reduzir as perdas energéticas, melhorar o fator de potência e aumentar a capacidade de alimentadores. A instalação de bancos de capacitores auxilia também na adequação das redes de distribuição aos aspectos normativos¹ que regulam o setor. Da mesma forma, contribui para atender à necessidade dos consumidores na medida em que aumenta a confiabilidade do sistema.

Uma característica importante dos sistemas de distribuição é que neles acontecem inúmeras mudanças ligadas a fatores dinâmicos, tal como a crescente demanda, os quais agregam novos desafios. Para exemplificar, cita-se o uso da geração distribuída, que muda significativamente as variáveis de planejamento de que dispõem as concessionárias de distribuição. Diante de cenários como esse, torna-se necessário avaliar quais os impactos desses novos paradigmas nas ferramentas de uso consolidado (que é o caso dos bancos de capacitores) buscando seu constante aperfeiçoamento.

Outra análise mostra que na mesma proporção em que cresce a demanda de energia elétrica, crescem as cargas não lineares presentes no sistema. Os bancos de capacitores e os harmônicos produzidos pelas cargas não lineares podem causar o fenômeno da ressonância

¹ No Brasil seguem-se as recomendações do PRODIST, mais precisamente de seu Módulo 8.

harmônica, cujas consequências à rede e a seus elementos são consideráveis. Dessa forma, a instalação de bancos de capacitores deve ser feita de tal maneira que possíveis condições de ressonância sejam evitadas.

A avaliação do Problema de Alocação Ótima de Bancos de Capacitores (PAOBC) torna-se uma ferramenta útil ao setor de planejamento das companhias de distribuição de energia. Caso seja implementada corretamente, oferece tanto vantagens econômicas quanto técnicas de uma forma eficiente. Além disso, a configuração que oferece a operação ótima do sistema deve garantir confiabilidade e robustez à rede de tal forma que cenários resultantes de uma mudança do perfil da carga sejam previstos pela solução do PAOBC.

1.2. Levantamento do estado da arte

1.2.1. PAOBC sem considerar cargas não lineares

Exemplificando aquilo que foi mencionado no subitem anterior, torna-se oportuna a citação e descrição de trabalhos feitos nos últimos anos sobre a alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição. Alguns desses trabalhos utilizam os tradicionais métodos matemáticos de otimização, buscando uma concepção mais simplória do problema, como é o caso de Gasperin (2008) e Steilein (2012), sendo que este último usa um modelo linearizado do problema. Outros trabalhos utilizam heurísticas baseadas em concepções evolucionárias, tais como Pentinelli (2002), Sandrini (2005) e Direito (2010). Outros, ainda, trazem como foco a utilização de heurísticas baseadas na inteligência de enxames. Sob essa ótica estão Bouri *et al* (2005), Margaki e Khajezadeh (2015). Há também aqueles trabalhos que considerem o PAOBC como sendo multiobjetivo. Integram essa lista Almeida (2009), Pereira Jr. (2009) e Fonseca *et al* (2010). Com o foco diferente, trabalhos como o de Godoi (2009) preferem explorar outras variações do problema a desenvolver métodos com diferentes heurísticas: o autor faz uma abordagem mais abrangente do emprego de bancos de capacitores, considerando tanto o seu uso em redes primárias quanto secundárias.

Nenhum dos trabalhos supracitados faz referência aos potenciais quadros de ressonância harmônica paralela (Arrilaga, 1997) que podem existir quando bancos de capacitores são alocados em ambientes em que haja a presença de cargas não lineares, restringindo-se somente ao estudo do problema na frequência fundamental da rede. Sabendo da importância desses efeitos indesejados, pesquisadores têm se esmerado na adequação do PAOBC considerando as restrições de ressonância harmônica, com diferentes propostas que se distinguem ora pela modelagem dos elementos e concepção do modelo, ora pelos métodos de otimização utilizados,

os quais abrangem tanto o uso de métodos matemáticos quanto o uso de heurísticas e inteligência computacional. Nesse contexto, faz-se, a seguir, um apanhado dos principais trabalhos publicados nos últimos anos, numa busca de exaurir o estado da arte da temática escolhida para esta tese.

1.2.2. PAOBC considerando os efeitos da ressonância harmônica

Um dos primeiros trabalhos a considerar o problema de amplificação do conteúdo harmônico causado pela ressonância em redes de distribuição de energia elétrica foi proposto por Baghzouz e Ertem (1990) que abordam a inserção das perdas associadas aos harmônicos presentes na rede, bem como alertam para o problema de ressonância harmônica ocasionada pela instalação de bancos de capacitores sem a precaução devida. Tratando-se de um trabalho pioneiro, é salutar o uso de considerações ideais. Dentre elas estão a consideração apenas de instalação de bancos fixos e o fato dos harmônicos presentes serem provenientes somente da subestação. Além disso, outras condições adotadas são o balanceamento do sistema e o valor desprezível das capacitâncias das linhas. As restrições do problema de otimização levam em consideração o nível de tensão com uma variação máxima aceitável (0,5 pu) em torno do valor de referência de 1 p.u., o nível de distorção harmônica total (THD, do inglês *Total Harmonic Distortion*) dentro do disposto na norma IEEE 519 e a quantidade máxima de reativos demandados pela rede. O valor nominal dos bancos de capacitores é obtido a partir de arranjos com a célula capacitiva de menor valor. O método proposto consiste em variar a quantidade de reativos em uma determinada barra, mantendo constante o nível de reativos nas demais barras do sistema. Por fim, os autores traçam a figura de mérito da tensão com a variação da frequência através do método *frequency scan*, comparando, em seguida, as configurações que levam a situação de amplificação de tensão às frequências correspondentes aos pontos de máxima tensão.

Apostando no uso de uma abordagem simplificada, Masoum *et al* (2004) fazem uso de diversos métodos matemáticos de busca de soluções ótimas na resolução do PAOBC para fins de comparação. Os resultados levam os autores a propor um método misto baseado no Método das Variações Locais juntamente com a Análise da Máxima Sensibilidade, sob a expectativa desse método resultante aliar, de forma conveniente, as melhores características dos dois métodos. Outra peculiaridade do trabalho consiste em abordar o acoplamento harmônico entre as cargas não lineares. O problema de otimização é decomposto em dois subproblemas distintos, onde em um deles são consideradas somente as condições de carga que impõem a alocação de bancos fixos e o outro se encarrega somente da simulação de carga máxima no

problema de alocação de bancos chaveados. Embora o método de variações locais seja bastante exigente em se tratando do tempo computacional gasto, a análise de sensibilidade reduz consideravelmente a região factível do problema, uma vez que são verificadas apenas as barras cuja instalação de bancos causariam melhorias mais significativas nos objetivos avaliados. Os três casos analisados são propostos com base na distorção harmônica do sistema original, distinguindo as hipóteses: baixa distorção, média distorção e alta distorção. Os testes são realizados em um sistema de 18 barras, não sendo explorados os resultados em sistemas maiores.

Carpinelli *et al* (2004) apresentam um dos primeiros trabalhos a considerar a instalação ótima de bancos de capacitores em sistemas trifásicos desbalanceados evitando o fenômeno da ressonância harmônica em redes com cargas não lineares presentes. É considerado também o fato dos componentes harmônicos integrarem o cálculo das perdas. Outra característica do método que merece ênfase consiste em modelar as perdas associadas à frequência fundamental e suas harmônicas não somente para o estado atual da rede como também para cenários futuros, baseando-se no tempo de vida útil do sistema. Dessa forma, através de estimativas, seria possível determinar o retorno do investimento inicial dos bancos de capacitores, bem como do aparato necessário para realizar o chaveamento de bancos de capacitores. Os autores trabalharam com uma carga fixa, orientando que para cada período (carga leve, média e pesada) deveria ser realizada uma análise, de tal forma a compor uma solução viável ao fim de todos os testes. O método de otimização proposto é baseado em tentativas consecutivas: alocam-se aleatoriamente um número definido de bancos, verificando o estado da rede, e incrementando a posição em barras contíguas caso o resultado não seja satisfatório. Faz-se uso da rede radial desbalanceada IEEE 34 barras, confrontando-se os resultados obtidos com aqueles obtidos considerando a rede balanceada, onde se nota uma grande diferença entre as duas simulações.

Trabalhos como o de Taher e Hosseini (2008) passam a considerar a identificação das fontes harmônicas, separando as correntes demandadas pelas cargas lineares e não lineares através de suas características V-I, modelo que contrasta aos utilizados na maioria dos trabalhos de alocação de bancos de capacitores, em que as cargas não lineares, em regra, são modeladas como fontes de corrente ideais nas frequências harmônicas. Além das recorrentes parcelas relacionadas às perdas e níveis de tensão, a função objetivo traz uma parcela referente à ressonância através do índice VI , definido pelos autores como sendo o somatório das diferenças das tensões e das correntes harmônicas nas barras do sistema antes e depois da implantação dos bancos de capacitores. Sabendo da natureza dinâmica da carga e que tal dinamismo afeta

diretamente a impedância equivalente do sistema, os autores consideraram 7 períodos ao longo de um ano, discernindo os finais de semana e feriados, nas horas de ponta e fora de ponta durante o dia. Para resolver o problema de otimização foi usado um Algoritmo Genético (AG; Holland, 1975) binário e um sistema radial de 33 barras. Os resultados são comparados com outro trabalho em que o autor utiliza o modelo de fontes de correntes ideais para as cargas não lineares, mostrando que o método proposto diminui consideravelmente as perdas sem, contudo, levar o sistema a um estado de ressonância harmônica. A ausência de testes com outros sistemas, bem como a concepção trifásica do problema, abre o leque de possibilidades para pesquisas posteriores.

Wang *et al* (2010) elaboraram uma proposta de otimização baseada nas características probabilísticas da tensão, corrente e impedância do sistema na frequência fundamental e nas componentes harmônicas. Objetivando a diminuição das perdas no sistema, o problema de alocação de bancos é modelado como sendo não linear e irrestrito. Sob o argumento que uma sobretensão causada por uma configuração de bancos que levaria a um estado de ressonância do sistema pode ser momentânea, em razão da dinamicidade da carga e possível alteração do ponto de ressonância paralela, todas as grandezas são modeladas de acordo com sua média e variância, de tal modo a computar índices de alocação para as barras. Tais índices levam em consideração a sensibilidade das barras em face da diminuição das perdas no sistema, ou seja, barras com maior sensibilidade² serão escolhidas como barras candidatas servindo para avaliação posterior. Os resultados são extraídos de um sistema de 18 barras, não havendo testes para sistemas maiores muito possivelmente pelo esforço computacional exigido pelo algoritmo proposto.

A utilização de inteligência computacional como forma de obtenção de algoritmos híbridos que minimizem o tempo computacional necessário para simular o problema, pode ser vista no trabalho de Chang *et al* (2011), em que é proposta uma nova metodologia tendo como base a teoria ligada aos sistemas *Fuzzy* (Zadeh, 1965) e os sistemas imunológicos artificiais (de Castro e Timmis, 2002). São avaliados dois sistemas radiais, sendo um deles de 18 barras com dois níveis de tensão e o outro com 69 barras. Capacitores fixos e chaveados são utilizados para manter os níveis de tensão nas barras próximos a 1 *p.u.* em diversos níveis de carregamento durante o dia. É considerado tanto o nível de distorção harmônica total quanto o individual como restrições do problema. A modelagem discreta das Redes Imunológicas Artificiais

² Referem-se às barras cuja instalação de 1 kVAR traria maiores benefícios se comparadas às demais barras do sistema.

aproxima-se bastante da representação binária do cromossomo no AG, fato que é bastante interessante em se tratando do problema de alocação de bancos de capacitores, uma vez que tanto a posição quanto o valor nominal do banco são representados por quantidades discretas no problema. Para efeitos de comparação, os autores também realizaram testes somente utilizando o AG ou somente os sistemas *Fuzzy* cujos resultados foram confrontados com os obtidos com a metodologia proposta pelos autores. Embora com um maior número de iterações, a nova metodologia alcançou um ponto de ótimo melhor que os outros dois algoritmos em ambos os sistemas, apontando que algoritmos híbridos, quando possível, conseguem aliar as características desejadas dos algoritmos que os compõem quase sempre culminando em uma ferramenta de melhor potencial.

Semelhante ao trabalho anterior, Esmailian e Fadainedjad (2013), utilizam uma metodologia de otimização baseada em sistemas *Fuzzy* e AG que atua não só na instalação dos bancos de capacitores como também na reconfiguração de sistemas de distribuição trifásicos desbalanceados, objetivando a diminuição das perdas técnicas, manutenção dos níveis de tensão nas barras, manutenção de níveis aceitáveis de desbalanceamento e de níveis aceitáveis de THD. Os autores inovam a abordagem do problema quando trazem no lugar das expressões matemáticas, comumente usadas na literatura, as funções de pertinência *Fuzzy* para compor a função objetivo a ser otimizada. Os três casos propostos no trabalho levam em consideração: somente o uso da reconfiguração do sistema; o uso da reconfiguração juntamente com alocação de bancos de capacitores negligenciando, entretanto, a presença de harmônicos na rede, e; uma abordagem semelhante a esta última só que dessa vez, considerando a presença dos harmônicos bem como seus efeitos. Embora haja a consideração das cargas não lineares, o trabalho utiliza somente a THD máxima por fase em cada barra sem, contudo, fazer uma análise mais aprofundada da ressonância harmônica.

As metaheurísticas³ baseadas na inteligência de enxames também são encontradas, como é o caso de Afaghzadeh *et al* (2011) que trabalham com o algoritmo Enxame de Partículas (Kennedy & Eberhart, 1995) Binário na expectativa de corrigir erros relacionados a abordagem dos algoritmos contínuos utilizados pela maioria dos autores, haja vista as possíveis posições bem como os valores nominais dos bancos de capacitores utilizados serem valores discretos. De fato, ao serem utilizadas técnicas de otimização nas suas formas contínuas, os valores ótimos

³ Métodos heurísticos genéricos (Taillard et al, 2001) com baixo acoplamento a especificidades dos problemas, com características tais como diversificação, intensificação, memória e ajuste de parâmetros (Siarry & Michalewicz, 2008).

retornados como solução do problema podem ser impraticáveis, o que levaria a uma aproximação a fim de adequar-se aquilo que se tem disponível no mercado. Para validar o método, faz-se uso das condições de carga leve, média e pesada em um sistema radial de 28 barras. Os primeiros testes são realizados sem a alocação de bancos, somente para demonstrar o estado inicial da rede. Outros testes revelam a aplicabilidade do método, evidenciando alguns bons resultados, como é o caso do nível aceitável de tensão em todas as barras do sistema e da redução das perdas em sua operação.

Muthukumar e Jayalalitha (2012) propõem o uso do método de otimização Busca Harmônica (BH; GEEM et al, 2001), na expectativa de busca da melhor solução para a instalação de bancos de capacitores em redes de distribuição trifásicas desbalanceadas. Para isso, além do algoritmo BH, o qual faz analogia aos músicos de uma orquestra que se reúnem em busca da harmonia perfeita, também são utilizados outros dois algoritmos, os quais retornarão o estado do sistema frente as inúmeras configurações de posição e dimensão de bancos proposta durante o processo de busca da solução ótima: o fluxo de carga convencional para sistemas radiais e o fluxo de carga harmônico. Com o objetivo de validar a metodologia proposta, são realizados testes com o sistema IEEE 13 barras sob 3 perspectivas: considerando a presença de harmônicos no sistema original, ou seja, sem alocação de bancos de capacitores; com a alocação de bancos, porém desconsiderando a presença dos harmônicos, e; alocando os bancos de capacitores considerando os harmônicos e seus efeitos. Os resultados mostram que embora tenha alcançado um custo menor em relação ao terceiro caso, o segundo caso (alocação de bancos sem a consideração de harmônicos) apresentou um nível de THD de 16,1% muito maior do que o limite estabelecido pela norma IEEE 519 que é de 5%. Quando considerada a presença de harmônicos, o THD máximo obtido não ultrapassou 3,8%. Observou-se, que apesar da ênfase dada aos efeitos de amplificação do conteúdo harmônico inferido pelo aumento do THD, o trabalho não apresenta nenhum índice de ressonância harmônica como também não aponta qual ou quais componentes vieram a ser amplificadas.

O trabalho de Ting *et al* (2012) expande a utilização dos índices que apontam a ocorrência de harmônicos no sistema, a saber, o THD, o TDD (*Total Demand Distortion*) e o TIF (*Telephone Influence Factor*), na expectativa de determinar qual o impacto causado pela ressonância harmônica proveniente da instalação de bancos de capacitores em uma rede industrial com um conteúdo harmônico considerável. Para isso, utilizam um sistema de 5 barras contendo duas fontes harmônicas, sendo observados dois cenários, quais sejam, todos os bancos disponíveis instalados somente em uma barra do alimentador principal e a instalação dos bancos

em três barras distintas das derivações. Os resultados dos índices de distorção harmônica revelaram um maior potencial de ocorrência de ressonância quando se tem bancos distribuídos na rede. Em uma segunda abordagem feita, propuseram observar o impacto causado pela perda de vida útil dos bancos de capacitores, modelados pela diminuição de suas capacidades em termos de potência reativa, e de que forma isso mudaria o ponto de ressonância, outrora calculado para os dois cenários propostos. Os resultados apontaram que diminuindo a vida útil dos bancos de capacitores maiores serão as chances de ocorrer a amplificação do conteúdo harmônico para uma provável condição de ressonância no sistema estudado. Os autores não utilizaram a metodologia por eles proposta em outros sistemas nem tampouco o fizeram para um sistema maior, o qual justificasse o uso de um algoritmo de otimização.

Apostando no bom desempenho de novas metaheurísticas, Injeti *et al* (2015) apresentam duas propostas para lidar com o PAOBC. Na primeira delas, é estipulado um valor nominal único para os bancos de capacitores, transformando o PAOBC em um problema somente de alocação de bancos de capacitores. Já na segunda proposta, tanto a alocação quanto o dimensionamento são levados em consideração. Para essas duas abordagens são realizadas simulações com os algoritmos de otimização BAT e o Algoritmo *Cuckoo search* (CSA). Os resultados obtidos para os sistemas radiais de 34 e 85 barras são comparados com os de outras técnicas mais consolidadas na literatura (como por exemplo AG e PSO), mostrando-se bastante competitivos.

1.2.3. PAOBC com abordagem multiobjetivo

Abordagens multiobjetivo para o problema também são proeminentes, é o que mostra, por exemplo, Salas *et al* (2012) que trabalham com a estratégia multiobjetivo *Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II* (NSGA-II; Deb et al, 2002) como algoritmo de otimização para alocação de bancos de capacitores em uma rede radial balanceada considerando a presença de cargas não lineares em diversos níveis de penetração harmônicas. Os autores valem-se da norma IEEE 1036/1992 a qual apresenta as recomendações para instalação de capacitores shunt. Com base nos limites propostos pela norma, um índice de ressonância harmônica (RI) é avaliado em cada nova configuração de bancos de capacitores proposta pelo algoritmo de otimização. As duas funções objetivos são formadas pelas perdas no sistema, a qual se busca a minimização, e a manutenção dos níveis de tensão nas barras, a qual se busca a maximização. Além das funções objetivo, as restrições de desigualdade permanecem no algoritmo inviabilizando alguns arranjos de bancos de capacitores por violarem uma ou outra restrição. Os testes são realizados variando-

se o nível de penetração harmônica em três cenários de carga para um sistema de 69 barras. Não são realizados testes em outros sistemas, nem em condições desbalanceadas.

Azevedo et al (2016) também aplicam o NSGA-II para o mesmo sistema proposto por Salas et al (2012). No entanto, a inclusão das condições impostas pelas cargas não lineares são parte da função objetivo a qual também leva em consideração o Valor Presente Líquido (VPL) e o desvio máximo de tensão nas barras do sistema. Os limites estabelecidos para preservar a saúde dos bancos de capacitores previstos na IEEE 1036-1992 são acrescentados ao problema como condições de desigualdade. Os próprios autores destacam que uma das melhorias que poderia ser feita em sua abordagem diz respeito ao tempo médio necessário durante cada geração do NSGA-II.

Os efeitos causados pelos chaveamentos dos BCs também mereceram ênfase no trabalho de Javadi et al (2017). Os autores resolvem o PAOBC considerando dois objetivos: a minimização das perdas e a minimização do THD máximo de todo o sistema. A estratégia multiobjetivo adotada reúne o NSGA-II e o Algoritmo de Busca Local. Após ser determinada a Fronteira de Pareto, um decisor *a posteriori* baseado no máximo valor transitório da tensão é aplicado às soluções para eliminar aquelas que podem ser nocivas ao sistema. A escolha da decisão *a posteriori* é oportuna uma vez que a análise do chaveamento dos BCs realizada para cada solução durante a execução do algoritmo de otimização iria aumentar os esforços computacionais e o tempo de execução de forma desnecessária.

1.3. Motivações

O levantamento do estado da arte sobre o assunto do qual trata esta tese mostrou que os trabalhos recentes têm apresentado contribuições importantes, garantindo, assim, maior confiabilidade de ferramentas capazes de solucionar o PAOBC diante de situações reais. Ainda assim, existem lacunas que precisam ser preenchidas, principalmente quando se consideram os novos paradigmas elencados no Subitem 1.1. Dessa maneira, as seguintes proposições motivam a presente tese:

- As concessionárias de energia elétrica precisam se adequar às variações de carga a curto e longo prazo. Para isso, é necessário investir em ferramentas de planejamento tanto para a expansão da rede quanto para sua manutenção;
- Diante das diversas alternativas para lidar com os problemas relativos às redes de distribuição de energia, a alocação de bancos de capacitores ainda é bastante utilizada;

- O crescimento das cargas não lineares cria novas restrições ao PAOBC, uma vez que podem ocorrer amplificações ou mesmo ressonâncias harmônicas advindas dos bancos de capacitores na presença de harmônicos;
- Apesar de existirem inúmeros trabalhos que se propõem a resolver o PAOBC, a maioria deles desconsidera fatores importantes, tais como a existência de harmônicos e o desbalanceamento da rede de distribuição;
- A abordagem multiobjetivo parece ser mais adequada ao problema uma vez que o setor de planejamento das concessionárias necessita averiguar diversas variáveis de natureza técnica e econômica para poder tomar a decisão que atenda suas necessidades;
- O uso de métodos de decisão *a priori* e *a posteriori* são pouco difundidos apesar de tratarem de variáveis cuja análise pode ser feita antes ou depois do método iterativo considerado (metaheurística).
- A análise dos limites que garantem a operação segura dos bancos de capacitores pode ser feita após a execução da rotina de otimização (*a posteriori*).

1.4. Objetivo geral

Elaborar uma metodologia de apoio à tomada de decisão aplicada ao PAOBC em redes de distribuição radiais trifásicas que contemple a presença de cargas não lineares bem como seus efeitos (em particular o fenômeno da ressonância harmônica) sob a ótica multiobjetivo. Dessa maneira, dispor-se-á de ferramentas de análise do impacto causado pela amplificação harmônica, mais especificamente da Carta de Ressonância e do Índice de Ressonância (RI), para compor uma análise *a posteriori*.

1.5. Contribuições da tese

Tomando por base tudo aquilo que foi descrito até aqui, a presente tese busca as seguintes contribuições ao atual estado da arte:

- Proposição de um método de decisão *a posteriori* utilizando os conceitos de RI e da Carta de Ressonância para apontar soluções que viriam resultar em amplificações do conteúdo harmônico nocivas aos bancos de capacitores e demais elementos da rede. Atualmente, o que se faz é usar grandezas como o RI, THDv ou mesmo a impedância vista a partir da barra ressonante como uma restrição para o problema. Tais estratégias acrescem o tempo de otimização do PAOBC, conforme será mostrado neste trabalho.
- Inserção de efeitos relacionados às mudanças topológicas a que a rede de distribuição é submetida devido aos inúmeros chaveamentos, cujas causas abrangem desde manobras

de remanejamento de carga, que certamente acarretam em mudança do *driving point impedance* (DPI), até a entrada de alimentadores que suprem cargas industriais, as quais muitas vezes já adotam algum tipo de compensação reativa.

Além dessas propostas, outras metas secundárias na concepção da metodologia a ser utilizada abordam temas ainda pouco explorados na literatura vigente. Podem ser citados como exemplo o uso de Algoritmos Evolutivos Multiobjetivo (AEMO) baseados nos princípios da Otimalidade de Pareto; uso de redes de distribuição trifásicas desbalanceadas no processo de otimização, e; a consideração da presença de cargas não-lineares bem como de seus efeitos ao sistema.

1.6. Trabalhos publicados

No decorrer desta pesquisa foram publicados alguns artigos científicos em congressos nacionais e internacionais. Os trabalhos são elencados como segue:

- LIMA, A. S., DE SOUZA, J. H. D., KATAOKA, V. S., MENDES, D. C., VIEIRA, J. P. A., BEZERRA, U. H. e TOSTES, M. E. L. Uso do NSGA II no Problema de Alocação e Dimensionamento Ótimo de Banco de Capacitores Considerando a Presença de Cargas Não Lineares. XI Latin-American Congress of Electricity, Generation and Transmission (CLAGTEE – 2015);
- KATAOKA, V. S., LIMA, A. S., DE SOUZA, J. H. D., MENDES, D. C., VIEIRA, J. P. A., BEZERRA, U. H. e TOSTES, M. E. L. Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição Baseada no Algoritmo SPEA2 Considerando Cargas Não Lineares. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE – 2016);
- ONAKA, J. H. D., LIMA, A. S., MANITO, A. R. A., BEZERRA, U. H., TOSTES, M. E. L., CARVALHO, C.M. e SOARES, T. M. Optimal Capacitor Banks Placement in Distribution Grids Using NSGA II and Harmonic Resonance Chart. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP – 2016).
- ONAKA, J. H. D., LIMA, A. S., KATAOKA, V. S., MENDES, D. C., VIEIRA, J. P. A., BEZERRA, U. H., TOSTES, M. E. L. e CARVALHO, C.M. Comparing NSGA-II and SPEA2 metaheuristics in solving the problem of optimal capacitor banks placement and sizing in distribution grids considering harmonic distortion restrictions. 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP – 2016).
- LOPES, A. C., PAIVA, E. G., ONAKA, J. M. D., MULINETTI, J. D. e ONAKA, J. H. D. Análise comparativa das principais técnicas de otimização por enxame de partículas no problema de despacho ótimo de reativos. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Natal, 2016.

Além disso, parte dos resultados da presente tese de doutorado rendeu uma publicação em periódico internacional Qualis Capes A1⁴:

- ONAKA, J. H. D., BEZERRA, U. H., TOSTES, E. L. e LIMA, A. S. A posteriori decision analysis based on resonance index and NSGA II applied to the capacitor banks placement problem. *Electrical Power Systems Research*, 151, 2017, p. 296-307. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.05.041>

1.7. Estrutura da tese

O presente capítulo tratou de estabelecer os parâmetros gerais do trabalho, sua relevância no contexto atual e também dos trabalhos científicos frutos desta pesquisa.

No Capítulo 2, dar-se-á início à descrição das ferramentas utilizadas na metodologia proposta, sendo oportuna a abordagem dos modelos utilizados.

No Capítulo 3, serão abordados os principais algoritmos de fluxo de carga usados em redes de distribuição radiais de energia elétrica tanto para a frequência fundamental quanto para as frequências harmônicas. Além disso, é abordada a ressonância harmônica assim como suas ferramentas de análise.

O Capítulo 4 é destinado à descrição das heurísticas multiobjetivos utilizadas bem como os paradigmas associados à tomada de decisão.

No Capítulo 5, as ferramentas descritas nos capítulos anteriores serão usadas para construir a metodologia proposta nesta tese e também serão apresentados discutidos os principais resultados da aplicação dessa metodologia em diversos sistemas, cada uma com uma peculiaridade a ser explorada.

Por fim, o Capítulo 6 trará as considerações finais e as propostas para trabalhos futuros

⁴ Qualis do Periódico no ano de publicação.

Capítulo 2: Modelagem dos Principais Elementos dos Sistemas de Distribuição

Este capítulo é destinado à descrição dos modelos dos principais elementos dos sistemas de distribuição práticos. Sabe-se que a fidelidade de um modelo aos fenômenos físicos existentes proporciona maior confiabilidade nos resultados e análises, quando de sua aplicação em casos reais. Nesse sentido, os modelos apresentados atenderão os casos mais gerais de redes de distribuição, levando em consideração a existência de cargas monofásicas, bifásicas e trifásicas e, conseqüentemente do desbalanceamento do sistema.

2.1. Modelos na frequência fundamental

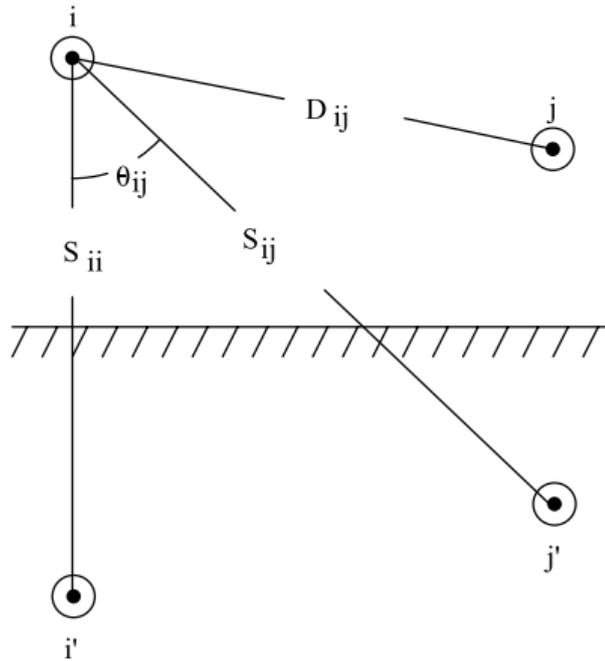
2.1.1. Linhas de distribuição

Nos sistemas de transmissão, as linhas são comumente modeladas através do modelo *pi* unifilar ou monofásico representativo. Os parâmetros necessários para descrever a linha são a impedância série e a admitância *shunt*. Nos casos das redes de distribuição, existem muitos fenômenos que não podem ser desconsiderados, tal como o desbalanceamento das cargas. Dessa maneira, os parâmetros das linhas de distribuição para uma determinada fase exercerão forte influência sobre os parâmetros das demais, fazendo com que seja necessário expressar essa influência mútua entre as fases no modelo matemático da linha. Assim sendo, tanto a impedância série quanto a admitância *shunt* são representados por matrizes de dimensão 3X3. As impedâncias próprias (z_{ii}) e mútuas (z_{ij}) são resultado da aplicação das equações de Carson (Carson, 1926), representadas pelas equações (2.1) e (2.2), respectivamente. A dedução das impedâncias próprias e mútuas é obtida a partir dos condutores envolvidos e de suas imagens, tendo como referência o solo (Figura 1)

$$z_{ii} = r_i + 4\omega P_{ii}G + j \left(X_i + 2\omega G \cdot \ln \left(\frac{S_{ii}}{R_i} \right) + 4\omega Q_{ii}G \right) \quad (2.1)$$

$$z_{ij} = 4\omega P_{ij}G + j \left(2\omega G \cdot \ln \left(\frac{S_{ii}}{D_{ij}} \right) + 4\omega Q_{ij}G \right) \quad (2.2)$$

Figura 1-Condutores i e j e suas respectivas imagens



Fonte: Kersting, 2002

Em que,

- r_i → Resistência do condutor i
- ω → Frequência angular do sistema
- G → Constante de valor $0,1609347 \times 10^{-3} \Omega/\text{milha}$
- R_i → Raio do condutor i
- D_{ij} → Distância entre os condutores i e j
- S_{ij} → Distância entre o condutor i e a imagem j

Sendo que,

$$X_i = 2\omega G \cdot \ln\left(\frac{R_i}{GMR_i}\right) \quad (2.3)$$

$$P_{ij} = \frac{\pi}{8} - \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos \theta_{ij} + \frac{k_{ij}}{16} \cos(2\theta_{ij}) \left[0,6728 + \ln\left(\frac{2}{k_{ij}}\right) \right] \quad (2.4)$$

$$Q_{ij} = -0,0386 + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2}{k_{ij}} \right) + \frac{1}{3\sqrt{2}} k_{ij} \cos \theta_{ij} \quad (2.5)$$

$$k_{ij} = 4,7286 \times 10^{-4} \cdot S_{ij} \frac{f}{\rho} \quad (2.6)$$

Em que,

GMR_i → Raio médio geométrico do condutor i

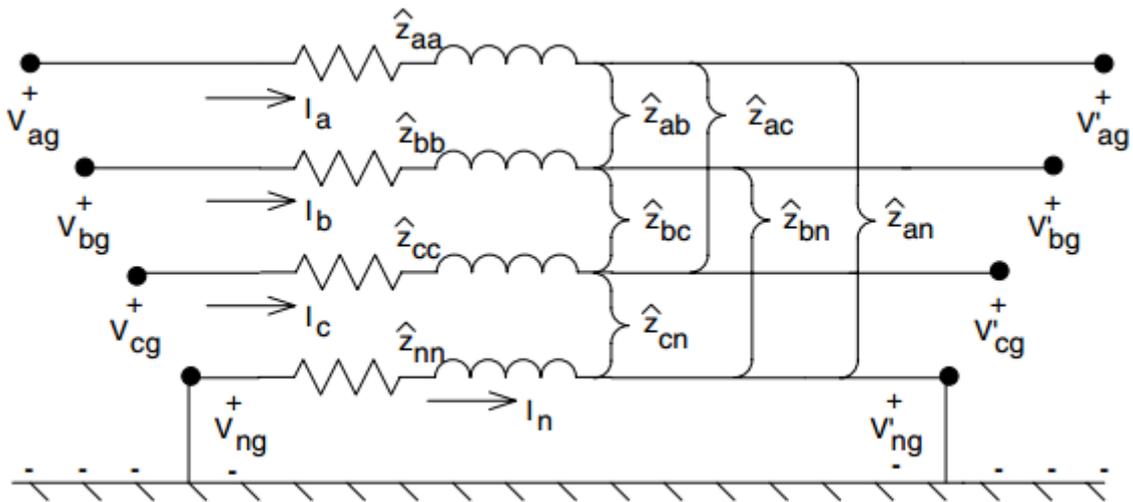
f → Frequência do sistema

ρ → Resistividade da terra

θ_{ij} → Ângulo formado entre as retas ii' e ij'

A Figura 2 mostra a influência entre os condutores de uma rede polifásica a 4 fios, sendo 3 condutores fase e 1 condutor neutro. Tal influência é representada pelas impedâncias próprias e mútuas, as quais podem ser organizadas na forma matricial, dando origem à chamada Matriz Impedância Primitiva, expressa na equação (2.7).

Figura 2-Modelo de um alimentador polifásico



Fonte: Kersting, 2002.

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \\ V_{ng} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V'_{ag} \\ V'_{bg} \\ V'_{cg} \\ V'_{ng} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{an} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{bn} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{cn} \\ Z_{na} & Z_{nb} & Z_{nc} & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \\ I_n \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Além de apresentar a Matriz Impedância Primitiva, a equação (2.7) nada mais é do que a Lei de Ohm aplicada aos dois terminais da Figura 2, em que:

$$\begin{aligned} V_{xg} &\rightarrow \text{Tensão de entrada, medida na fase } x \text{ em relação ao terra } g \\ V'_{xg} &\rightarrow \text{Tensão de saída, medida na fase } x \text{ em relação ao terra } g \\ I_x &\rightarrow \text{Corrente na fase } x \end{aligned}$$

A partir da Matriz Impedância Primitiva é possível determinar a matriz impedância série de uma linha de distribuição aplicando a redução de *Kron*, conforme mostra a equação (2.8).

$$[Z_{abc}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

Em que $[Z_{abc}]$ representa a matriz impedância série para as fases *a*, *b* e *c*.

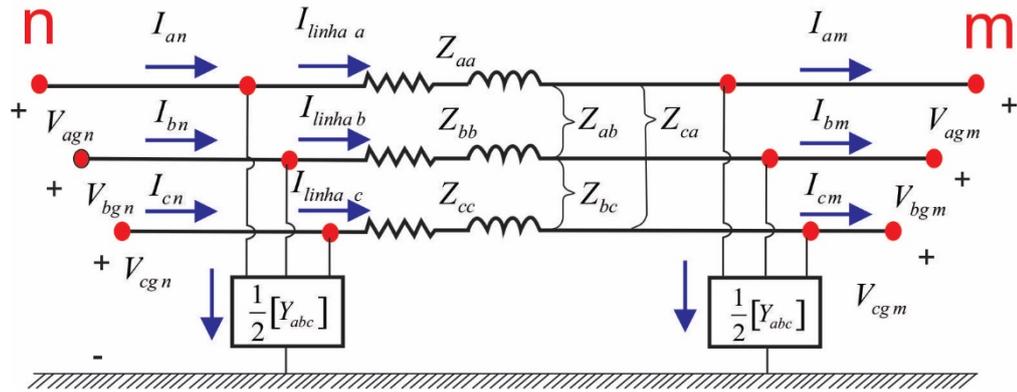
De forma análoga à matriz impedância série, a matriz admitância shunt é determinada a partir da aplicação das equações de Carson, resultando em uma matriz geral de dimensão 3X3 (equação 2.9).

$$[Y_{abc}] = j\omega.[C].10^{-6} \quad (2.9)$$

A matriz $[Y_{abc}]$ representa a admitância shunt da linha trifásica. $[C]$ é a matriz formada pelas capacitâncias das linhas (próprias e mútuas).

De posse desses conceitos, o modelo geral utilizado para linhas de distribuição monofásicas, bifásicas ou trifásicas é apresentado na Figura 3. Para os casos mono e bifásicos, as impedâncias para as fases inexistentes serão nulas.

Figura 3- Modelo de um alimentador trifásico



Fonte: adaptado de Kersting, (2002)

Aplicando as Leis de *Kirchhoff* das correntes ao nó 'm', obtém-se a equação (2.10).

$$\begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n \quad (2.10)$$

Por outro lado, a aplicação da Lei de *Kirchhoff* das tensões ao modelo resulta em:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} z_{aa} & z_{ab} & z_{ac} \\ z_{ba} & z_{bb} & z_{bc} \\ z_{ca} & z_{cb} & z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix}_m \quad (2.11)$$

Substituindo a equação (2.10) na equação (2.11) e rearranjando os termos resultantes, em termos das tensões entre a linha e o neutro no nó n ($[VLG_{abc}]_n$), chega-se às equações (2.12) e (2.13).

$$[VLG_{abc}]_n = [a][VLG_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m \quad (2.12)$$

$$[I_{abc}]_n = [c][VLG_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (2.13)$$

Em que:

$$[a] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (2.14)$$

$$[b] = [Z_{abc}] \quad (2.15)$$

$$[c] = [Y_{abc}] + \frac{1}{4}[Y_{abc}][Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (2.16)$$

$$[d] = [U] + \frac{1}{2}[Z_{abc}][Y_{abc}] \quad (2.17)$$

$[U]$ representa a matriz identidade de ordem 3.

Em análise análoga, a corrente resultante no nó n é dada por:

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_{line_a} \\ I_{line_b} \\ I_{line_c} \end{bmatrix}_m + \frac{1}{2} \begin{bmatrix} y_{aa} & y_{ab} & y_{ac} \\ y_{ba} & y_{bb} & y_{bc} \\ y_{ca} & y_{cb} & y_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n \quad (2.18)$$

Substituindo as equações (2.10) e (2.11) na equação supracitada e em seguida rearranjando os termos, chega-se a:

$$[VLG_{abc}]_m = [A][VLG_{abc}]_n + [B][I_{abc}]_m \quad (2.19)$$

Onde:

$$[A] = [a]^{-1} \quad (2.20)$$

$$[B] = [a]^{-1} \cdot [b] \quad (2.21)$$

De forma geral, as equações (2.12), (2.13) e (2.19) constituem o modelo das linhas trifásicas em sistemas de distribuição de energia elétrica para aplicação do algoritmo *Ladder* de Fluxo de Carga. Para redes aéreas de distribuição é comum desprezar os efeitos capacitivos nas linhas, o que significa dizer que os coeficientes matriciais a , d e A são equivalentes à matriz identidade; o coeficiente c equivale à matriz nula. Já os coeficientes b e B equivalem à matriz impedância série da linha. Nos casos de linhas subterrâneas os efeitos capacitivos são deveras relevantes, não havendo, portanto, quaisquer simplificações.

2.1.2. Transformadores trifásicos

Os transformadores são elementos necessários nos sistemas de distribuição quer seja na interface com os níveis de transmissão/subtransmissão quer seja na conversão de níveis de distribuição (rede primária para rede secundária). Além disso, são partes integrantes de reguladores de tensão e comutadores de derivação em carga (do inglês, *On Load Tap Changer* – OLTC).

Dependendo da aplicação, os transformadores trifásicos podem ser conectados de diferentes formas: delta-estrela aterrado, estrela-delta, estrela aterrado-delta, estrela aberto-delta aberto, estrela aterrado-estrela aterrado, delta-delta e delta aberto-delta aberto (Kersting, 2002). Dessas configurações, as mais comuns nos níveis de distribuição são a estrela – delta e a delta – estrela aterrado, conforme se descreve a seguir:

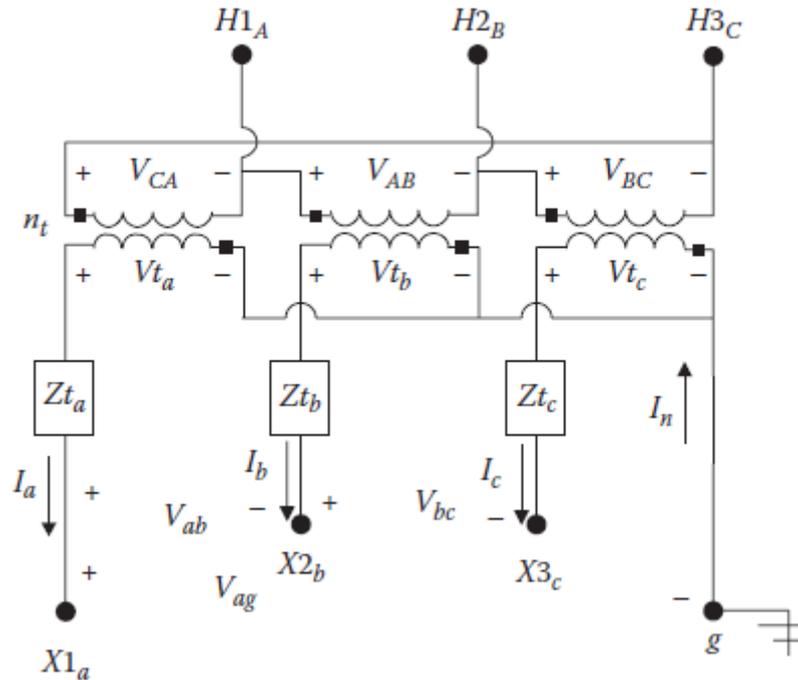
- **Transformador Delta – Estrela aterrado**

Para a demonstração do modelo matemático matricial do transformador, será utilizada a configuração delta – estrela aterrado, conforme a Figura 4. Pode-se notar que as tensões nos enrolamentos do primário estão defasadas de 180° das tensões nos enrolamentos do secundário. O principal parâmetro do transformador é sem dúvida a relação de transformação que é definida em (2.22).

$$n_t = \frac{V_{LL} \text{ (medida no lado de alta)}}{V_{LN} \text{ (medida no lado de baixa)}} \quad (2.22)$$

V_{LL} e V_{LN} são as tensões entre linhas, e entre a linha e o neutro, respectivamente.

Figura 4-Modelo do transformador trifásico delta – estrela aterrado



Fonte: Kersting, 2002

A análise de *Kirchhoff* do circuito equivalente para o transformador resulta nas equações matriciais (2.23), (2.24) e (2.25), que muito se assemelham à equação matricial obtida para a linha de distribuição.

$$[VLN_{ABC}] = [a_t][VLG_{abc}] + [b_t][I_{abc}] \quad (2.23)$$

$$[I_{ABC}] = [c_t][VLG_{abc}] + [d_t][I_{abc}] \quad (2.24)$$

$$[VLG_{abc}] = [A_t][VLN_{abc}] - [B_t][I_{abc}] \quad (2.25)$$

2.1.3. Cargas

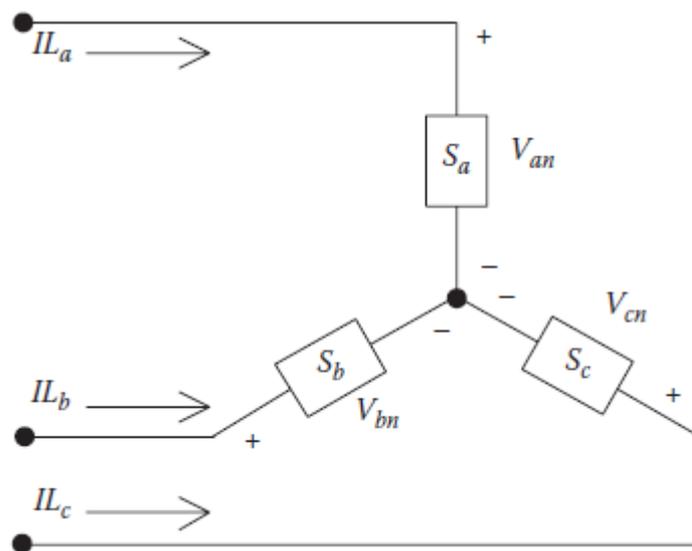
Normalmente as cargas são especificadas pela potência complexa por elas consumida. Assim como os transformadores, as cargas nos sistemas de distribuição possuem diversos tipos de representações. As primeiras representações dizem respeito à conexão, se em delta ou estrela. Podem ser ainda monofásicas, bifásicas ou trifásicas com qualquer grau de desbalanceamento. Além dessas representações, destacam-se os modelos:

- Impedância Constante (Z);
- Corrente Constante (I);

- Potência Constante (P);
- Quaisquer combinações dos modelos anteriores.

Da mesma forma como foi feito com os transformadores no subitem anterior, o modelo matemático será apresentado somente para o modelo de carga trifásico conectado em estrela (Figura 5).

Figura 5-Modelo de carga trifásica conectada em estrela



Fonte: Kersting, 2002

Para a fase x , a tensão e a potência são dadas conforme (2.26) e (2.27), respectivamente.

$$|V_{xn}| \angle \delta_x \quad (2.26)$$

$$|S_x| \angle \theta_x = P_x + jQ_x \quad (2.27)$$

$|V_{xn}|$ → Módulo da tensão medida na fase x em relação ao neutro

δ_x → Fase da tensão medida na fase x em relação ao neutro

I_{L_x} → Corrente de linha para a fase x

$|S_x|$ → Módulo da potência da carga na fase x

θ_x → Ângulo da potência da carga na fase x

P_x → Potência ativa da carga na fase x

Q_x → Potência reativa da carga na fase x

a) Modelo de carga de Potência Constante

Uma peculiaridade deste modelo é que as tensões e correntes mudam a cada iteração da aplicação do fluxo de carga, mantendo a potência constante. Assim, as correntes são obtidas através de (2.28).

$$IL_x = \left(\frac{S_x}{V_{xn}} \right)^* \quad (2.28)$$

b) Modelo de carga de Impedância Constante

Nos casos em que a carga é modelada em impedância constante, as informações iniciais de tensão na barra e potência da referida carga servirão para determinar o valor da impedância que será constante durante todas as iterações do fluxo de carga.

$$Z_x = \frac{|V_{xn}|^2}{S_x^*} = \frac{|V_{xn}|^2}{|S_x|} \angle \theta_x = |Z_x| \angle \theta_x \quad (2.29)$$

De posse da impedância, as correntes podem ser determinadas a partir de (2.30).

$$IL_x = \frac{V_{xn}}{Z_x} = \frac{|V_{xn}|}{|Z_x|} \angle (\delta_x - \theta_x) = |IL_x| \angle \alpha_x \quad (2.30)$$

Nesse caso, as tensões variam a cada iteração mantendo constantes as impedâncias previamente calculadas.

c) Modelo de carga de Corrente Constante

Para esse modelo, a corrente é calculada previamente utilizando a equação (2.31). A magnitude da corrente permanecerá constante, porém o ângulo da tensão variará a cada iteração mantendo o fator de potência constante.

$$IL_x = |IL_x| \angle (\delta_x - \theta_x) \quad (2.31)$$

A combinação entre esses modelos de carga é obtida observando os percentuais da carga total dedicada a cada um dos modelos anteriormente mencionados. A corrente total será a soma das correntes obtidas dos modelos envolvidos na combinação de cargas.

2.1.4. Bancos de capacitores

Os bancos de capacitores, em qualquer configuração possível, são modelados como as cargas no modelo de impedância constante. Nesse caso, a susceptância será dada através da equação (2.32).

$$B_x = \frac{Q}{|E_{xn}|^2} \quad (2.32)$$

Em que E_{xn} representa a tensão nominal do banco de capacitores na fase x . O parâmetro Q refere-se à potência reativa do banco de capacitores.

2.2. Modelagem nas frequências harmônicas

Tal como foi feito para a frequência fundamental, o modelo dos principais componentes das redes de distribuição para as frequências harmônicas é constituído de matrizes de ordem 3, cujos elementos são as impedâncias próprias e mútuas. Tostes (2003) assevera que as mudanças ficam por conta das impedâncias, haja vista as reatâncias indutivas, X_L , e capacitivas, X_C , variarem conforme a frequência, representadas pelas equações (2.33) e (2.34), respectivamente.

$$X_L = h\omega L \quad (2.33)$$

$$X_C = \frac{1}{h\omega C} \quad (2.34)$$

Nessas equações, h é a ordem harmônica. L e C , por sua vez, são a indutância e a capacitância do modelo em questão, respectivamente.

2.2.1 Linhas e cabos

Os modelos para linhas e cabos sofrem variações dependendo da faixa de frequência considerada. Para ordens harmônicas inferiores à 25ª ordem e linhas curtas, o modelo constituído por uma impedância série é suficiente. Acima dessa ordem harmônica, há necessidade de expressar os efeitos capacitivos sob pena de incorrer em erros consideráveis (Salas, 2010).

Tostes (2003) e Arrilaga (1997) chamam a atenção sobre o efeito pelicular cujo efeito imediato é a variação das resistências com a frequência, R_h , cujas expressões para linhas e cabos são apresentadas nas equações (2.35) e (2.36), respectivamente.

$$R_h = R \left(1 + \frac{0,646 h^2}{192 + 0,518 h^2} \right) \quad (2.35)$$

$$R_h = R (1,187 + 0,532 \sqrt{h}) \quad (2.36)$$

Sobretudo para as linhas, observa-se que as variações consideráveis somente se darão para altas frequências.

2.2.2. Transformadores

Os transformadores são elementos dos sistemas elétricos de potência que apresentam inúmeros modelos, cada um concebido especificamente para a aplicação a que se destina. Tostes (2003) e Salas (2010) afirmam que a adoção de modelos complexos não é recomendada, sobretudo nos estudos de ressonância harmônica.

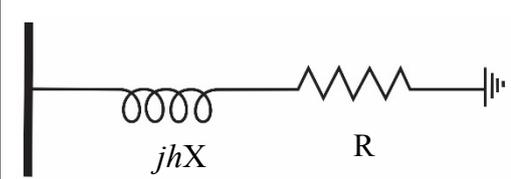
Na maioria dos casos os transformadores não são fontes harmônicas significativas, sendo desnecessária a consideração da impedância de magnetização, o que culmina no modelo simples da impedância de dispersão, Z_{th} , mostrado na equação (2.37).

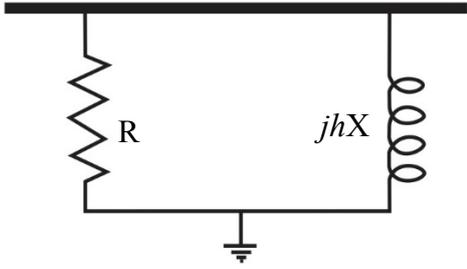
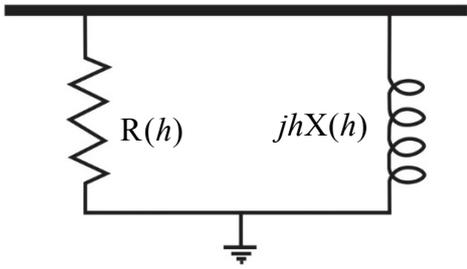
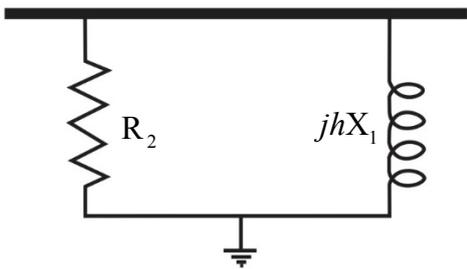
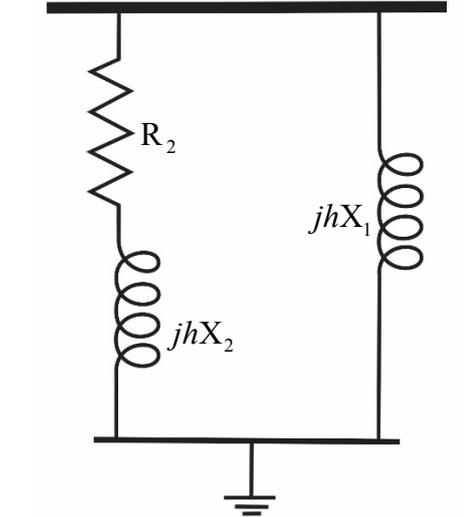
$$Z_{th} = R\sqrt{h} + jX_t h \quad (2.37)$$

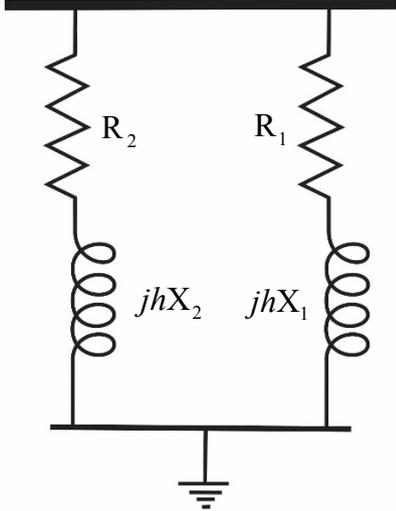
2.2.3. Cargas passivas

Os modelos harmônicos para as cargas estão resumidos na Figura 6. Os modelos são aproximações generalizadas de cargas, como por exemplo, motores de indução em que não seja considerada a produção de harmônicos de efeitos não-lineares dessa carga.

Figura 6-Modelos de cargas passivas para frequências harmônicas

Tipo	Representação	Modelo Matemático
Série		$R = P \frac{V^2}{P^2 + Q^2}$ $X = Q \frac{V^2}{P^2 + Q^2}$

Paralelo		$R = \frac{V^2}{P} \quad X = \frac{V^2}{Q}$
Efeito Pelicular		$R(h) = \frac{V^2}{m(h)P^2}$ $X(h) = \frac{V^2}{m(h)Q^2}$ $m(h) = 0,1h + 0,9$
Motor de Indução		$R_2 = \frac{V^2}{(1-K)P}$ $X_1 = X_M \frac{V^2}{K_m K Q^2}$ <p>$K_m \approx 1,2$; $X_M \approx 0,15 - 0,25$ $K \rightarrow$ Fração de carga indutiva</p>
Modelo CIGRE: transformador de carga e motor		$R_2 = \frac{V^2}{(1-K)P}$ $X_2 = 0,073 R_2$ $X_1 = \frac{V^2}{K P (6,7 \tan \phi - 0,74)}$ $\tan \phi = \frac{Q}{P}$

<p>Inclusão do transformador de carga e amortecimento do motor</p>		<p>X_1 e R_2 são os mesmos do motor de indução.</p> $X_2 = 0,1 R_2$ $R_2 = \frac{X_1}{K_3}$ $K_3 \approx 8$
--	---	---

Fonte: Chang et al, 2003

2.3. Conclusões do capítulo

Este capítulo teve como objetivo a descrição dos principais modelos dos elementos presentes nas redes de distribuição radiais. Foram apresentados modelos tanto para a frequência fundamental quanto para as frequências harmônicas. Foi possível perceber que elementos como transformadores, bancos de capacitores, linhas e cabos, etc. sofrem influência com variação da frequência, alguns em maior e outros em menor grau. Os modelos aqui apresentados serão utilizados nos capítulos subsequentes (com maior ênfase no Capítulo 5) para compor as redes de distribuição radiais, as quais são os sistemas de aplicação da metodologia proposta. O capítulo a seguir apresenta as ferramentas para o cálculo de fluxo de carga na frequência fundamental e nas frequências harmônicas além de abordar o fenômeno da ressonância harmônica bem como algumas ferramentas de sua análise.

Capítulo 3: Ferramentas de Fluxo de Carga e Ressonância Harmônica

A escolha das ferramentas utilizadas para o cálculo do fluxo de carga convencional e fluxo de carga harmônico constituem parte essencial no algoritmo de otimização para resolução do PAOBC, haja vista retornarem o estado da rede, cujas variáveis são parte integrante das funções objetivo a serem otimizadas (Godoi, 2009). Dessa forma, torna-se imprescindível que tais métodos reúnam características como:

- **Robustez:** interessa que os métodos de fluxo de carga possam ser utilizados para uma gama relativamente extensa de configurações, pois, em se tratando de sistemas de distribuição, há constantes modificações na topologia da rede a fim de atender à crescente demanda e aos prováveis problemas a que a rede está sujeita.
- **Confiabilidade:** uma vez que as variáveis elétricas que constituem as funções objetivo serem provenientes dos fluxos de carga, quaisquer eventuais erros e incertezas associadas aos seus resultados acarretarão erro ao resultado final, levando a soluções duvidosas e pouco confiáveis.
- **Velocidade de processamento:** embora seja uma ferramenta de planejamento em que não há necessidade de resultados imediatos, não é interessante do ponto de vista prático que o algoritmo de otimização demore um tempo demasiadamente grande se existem meios de contornar tal situação. Além disso, os fluxos de carga são utilizados recursivamente pelo algoritmo principal de otimização, sendo, portanto, os maiores responsáveis pelo tempo e esforço computacionais demandados pelo algoritmo.

3.1. Fluxo de carga na frequência fundamental

Os diversos métodos de fluxo de carga já consolidados pelo amplo uso em aplicações de sistemas de potência⁵, mais especificamente, nas redes de transmissão de energia elétrica (para as quais tais métodos foram desenvolvidos originalmente), não apresentam a mesma confiabilidade para as redes de distribuição radiais por conta de algumas peculiaridades desses sistemas (Barbosa, 1995; e Gasperin, 2008): topologias predominantemente radiais; alta relação entre resistência e reatância da linha (R/X), e; desbalanceamento do sistema.

⁵ Como exemplo estão o método Gauss-Seidel, método de Newton e método Desacoplado Rápido (Monticelli, 1983).

Pelos motivos apresentados, outros métodos foram desenvolvidos para serem empregados no cálculo de fluxo de carga em redes de distribuição radiais. Merecem destaque o Método do Somatório de Correntes, Método do Somatório de Potências, Método Desacoplado Rápido com Rotação de Eixos e Método *Ladder*.

3.1.1. Método do Somatório de Correntes

Os esforços de Shirmohammadi *et al* (1988), resultaram no método conhecido como Somatório de Correntes o qual é utilizado tanto para redes de distribuição puramente radiais como também para redes fracamente malhadas.

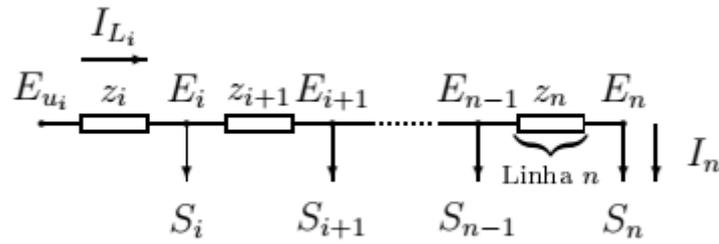
O desenvolvimento desse método se baseia em 3 etapas. A primeira etapa consiste na determinação das correntes (I_i) demandadas pelas cargas a partir da potência nominal da referida carga (S_i), e da tensão na barra em que tal carga se encontra (E_i), como mostrado na equação (3.1). Ressalta-se que os valores iniciais das tensões nas barras são iguais ao da subestação, tanto em módulo quanto em ângulo. Na segunda etapa, equação (3.2), são calculadas as correntes em todas as linhas (I_{Li}), somando-as no sentido das barras terminais até a subestação (*backward*). A terceira e última etapa, descrita pela equação (3.3), consiste na determinação das tensões nas barras do sistema, calculadas a partir das quedas de tensões no sentido da subestação até as barras terminais (*forward*). Essas etapas são repetidas até que o critério de convergência definido previamente seja satisfeito (Issibaca, 2008; e Parasher, 2013). A Figura 7 ilustra um alimentador genérico com cargas S_i, S_{i+1}, \dots, S_n o qual serve de base para dedução das equações (3.1) a (3.3). As correntes representadas por I_m são todas as correntes demandadas pelas cargas à jusante da barra sob análise. As impedâncias da linha, por sua vez, são representadas por z_i, z_{i+1}, \dots, z_n .

$$I_i = \left(\frac{S_i}{E_i} \right)^* \quad (3.1)$$

$$I_{Li} = I_i + \sum_{m \in \Delta} I_m \quad (3.2)$$

$$E_{ui} - E_i = z_i I_{Li} \quad (3.3)$$

Figura 7- Sistema de n barras para dedução do Método do Somatório de Correntes

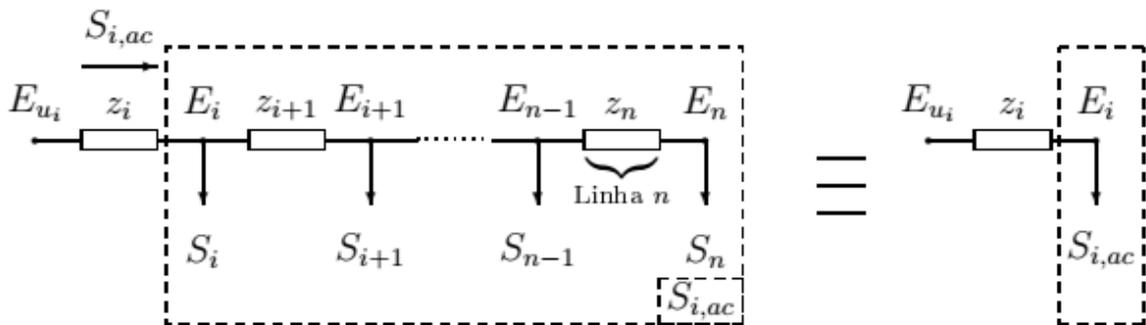


Fonte: Issibaca, 2008; Parasher, 2013

3.1.2. Método do Somatório de Potências

Por conta de seu princípio de funcionamento, o método do Somatório de Potências (juntamente com o método do Somatório de Correntes) faz parte do conjunto de algoritmos de fluxo de carga para sistemas de distribuição radiais conhecidos como métodos de varredura. Duas etapas são necessárias para o adequado procedimento do método: a primeira delas consiste na determinação dos fluxos de potências injetados pela rede em cada um de seus nós, com a varredura partindo dos nós terminais até a subestação; na segunda etapa as tensões nas barras são atualizadas a partir dos fluxos calculados na primeira etapa em um processo que vai da subestação até as barras terminais. A Figura 8 apresenta um alimentador genérico em que $S_{i,ac}$, $S_{d,ac}$ e S_i são a potência total, a potência à jusante e a potência da carga na barra i .

Figura 8-Sistema de n barras para dedução do Método do Somatório de Correntes



Fonte: Issicaba, 2008; e Parasher, 2013

$$S_{i,ac} = S_i + \sum_{d \in D} S_{d,ac} + \sum_{d \in D} z_d \left(\frac{S_{d,ac}}{V_d} \right)^2 \quad (3.4)$$

$$E_{ui} - E_i = z_i \left(\frac{S_{i,ac}}{E_i} \right)^* \quad (3.5)$$

Em que:

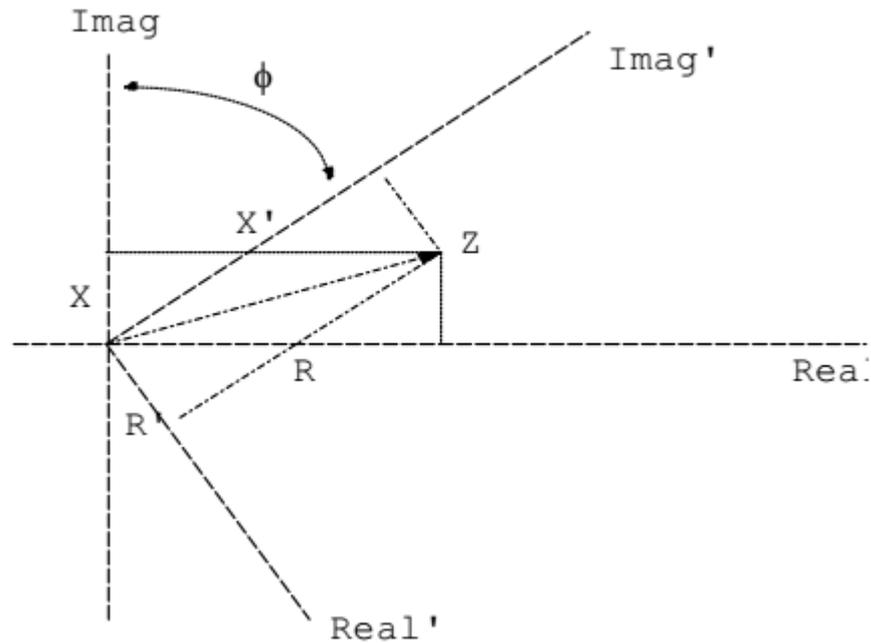
- V_D → Tensão na barra D à jusante da barra sob observação
- z_D → Impedância do ramo imediatamente anterior à barra D
- E_{ui} → Tensão de referência
- E_i → Tensão na barra sob observação
- z_i → Impedância do ramo imediatamente anterior à barra sob observação

3.1.3. Método desacoplado rápido com rotação de eixo

Este método consiste em uma variação no Método Desacoplado Rápido clássico, em que é aplicada a rotação no eixo imaginário da impedância de tal forma a modificar a relação R/X , objetivando minimizar quaisquer problemas relacionados à convergência do algoritmo. Este artifício matemático pode ser visualizado graficamente através da Figura 9 (Barbosa, 1995).

As equações (3.6) a (3.9) descrevem como são obtidas a resistência (R') e reatância (X'), que caracterizam a rotação do eixo original em um ângulo ϕ .

Figura 9-Rotação da impedância no eixo imaginário



Fonte: Barbosa, 1995

$$Z' = Ze^{j\phi} \quad (3.6)$$

$$R' = R \cos \phi - X \sin \phi \quad (3.7)$$

$$X' = R \sin \phi + X \cos \phi \quad (3.8)$$

$$\frac{R'}{X'} = \frac{R \cos \phi - X \sin \phi}{R \sin \phi + X \cos \phi} \quad (3.9)$$

Uma vez determinado o ângulo de rotação do eixo imaginário, todas as variáveis envolvidas no método desacoplado rápido precisarão ser modificadas de forma a se adequarem à nova condição. Nesse sentido, as injeções de potências podem ser deduzidas conforme as equações (3.10) e (3.11).

$$I = \frac{E}{Z' e^{-j\phi}} \quad (3.10)$$

$$S' = E(I')^* \text{ ou } S' = S e^{j\phi} \quad (3.11)$$

Em que S' é a potência aparente, Z' é a impedância após a rotação de eixos. E e I , por sua vez, são a tensão e a corrente em uma determinada barra do sistema, respectivamente.

Ou ainda, em termos da potência ativa (P') e reativa (Q'), respectivamente:

$$P' = P \cos \phi - Q \sin \phi \quad (3.12)$$

$$Q' = P \sin \phi + Q \cos \phi \quad (3.13)$$

Após aplicados os ajustes de que necessita a rotação de eixo, o método desacoplado rápido convencional pode ser utilizado. Os resultados finais somente serão obtidos com o procedimento de rotação no sentido inverso.

3.1.4. Método *Ladder*

O método *Ladder* é similar aos métodos de somatório vistos nas seções 3.1.1 e 3.1.2. Na primeira etapa do método são determinadas as tensões partindo dos nós terminais aos nós próximos da subestação. Ao chegar à barra que corresponde a subestação, é verificado o critério de parada comparando a tensão acumulada com a tensão previamente estimada para esta barra. Na segunda etapa, as tensões das barras são calculadas novamente a partir das quedas de tensão tendo como referência a tensão estimada. As equações trifásicas relacionadas à varredura inversa e à varredura direta são mostradas a seguir (Kersting, 2002).

$$[V_{abc}]_n = [a][V_{abc}]_m + [b][I_{abc}]_m \quad (3.14)$$

$$[I_{abc}]_n = [c][V_{abc}]_m + [d][I_{abc}]_m \quad (3.15)$$

$$[V_{abc}]_m = [A][V_{abc}]_n - [B][I_{abc}]_m \quad (3.16)$$

Todos os modelos desenvolvidos no capítulo 2 seguem a disposição das equações (3.14), (3.15) e (3.16) e serão usadas no desenvolvimento dessa tese.

3.2. Análise Harmônica

Um dos meios de análise harmônica para o estudo de propagação de harmônicos em sistemas elétricos de potência perpassa pela resolução do conjunto de equações (Variz, 2006), cuja forma genérica é dada pela equação matricial (3.17).

$$[I_h] = [Y_h][V_h] \quad (3.17)$$

Nessa equação, $[V_h]$ representa a vetor de tensão harmônica nas barras, $[I_h]$ é o vetor de correntes e $[Y_h]$ é a matriz aditância determinada para a ordem harmônica h .

A matriz $[Y_h]$ para um sistema com ‘m’ barras, tem a seguinte forma:

$$[Y_h] = \begin{bmatrix} y_{11h} & y_{12h} & y_{13h} & \cdots & y_{1mh} \\ y_{21h} & y_{22h} & y_{23h} & \cdots & y_{2mh} \\ y_{31h} & y_{32h} & y_{33h} & \cdots & y_{3mh} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{m1h} & y_{m2h} & y_{m3h} & \cdots & y_{mmh} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Presume-se, então, que para cada harmônico presente na rede haverá um vetor injeção de correntes e um vetor de tensões nodais correspondentes.

Nota-se que a acurácia dos modelos dos elementos presentes na rede é determinante nos resultados da análise harmônica.

De acordo com Variz (2006), as formas de resolver a equação (3.17) dividem os métodos em três grupos principais:

- Inversão Explícita, cuja solução é resultado da inversão direta de $[Y_h]$.
- Métodos Diretos, em que artifícios matemáticos buscam a simplificação do sistema e, portanto, desoneram o esforço computacional para a resolução de (3.17);
- Métodos Indiretos os quais buscam aproximações sucessivas a partir de uma solução inicial arbitrária.

Fazem parte dos métodos diretos o *frequency scan* (Arrilaga, 1997) e o método de injeção de correntes (Halpin *et al*, 1998). Por outro lado, pertencem aos métodos indiretos o Método Iterativo de Ponto Fixo (Arrilaga, 1997), o Fluxo de Potência Harmônico e o Fluxo de Potência Híbrido (Variz, 2006).

3.2.1. Método de Análise Harmônica Rápida

Os métodos de varredura abordados nas seções 3.1.1 e 3.1.2 para determinação do fluxo de carga na frequência fundamental serviram de inspiração para alguns trabalhos que propõem métodos de análises harmônicas das redes de distribuição. Tostes (2003), por exemplo, baseia-se em Shirmohammadi *et al* (1988), propondo a versão harmônica do Método do Somatório de Correntes. Não obstante, Teng e Chang (2007) argumentam que há possibilidade de não

convergência desse algoritmo se o cálculo da corrente absorvida pelas capacitâncias shunt presentes na rede não for levado em consideração. Dessa forma, os referidos autores propõem o Método de Análise Harmônica Rápida, o qual será considerado no desenvolvimento da presente tese.

Seja o vetor de injeção de correntes definido como:

$$[\mathbf{I}^{(h),k}] = \begin{bmatrix} \mathbf{Ih}^{(h),k} \\ \dots \\ \mathbf{Is}_s^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

As correntes nas linhas podem ser expressas em termos de $[I^{(h),k}]$ da seguinte forma:

$$B_{ij}^{(h),k} = [A_{ij}^{(h),k}] [I^{(h),k}] \quad (3.20)$$

Onde $[A_{ij}^{(h),k}]$ é a matriz de incidência⁶, cujos elementos são dicotômicos: 1 ou 0.

$$[A_{ij}^{(h),k}] = \begin{bmatrix} Ah_{ij}^{(h),k} \\ \dots \\ As_{ij}^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

O Algoritmo 1 elaborado durante esta tese de doutoramento mostra como obter a matriz de incidência $[A_{ij}^{(h),k}]$ para um sistema trifásico desequilibrado.

Algoritmo 1: Determinação da matriz incidência trifásica

inicialização

I é a matriz identidade.

N é o número de barras do sistema

A matriz de incidência A é inicializada com a matriz nula de ordem $(N-1)$

$A \leftarrow 0$

$A[1..3, 1..3] \leftarrow I$

para $i = 2$ **até** $(N-1)$ **faça**

$coluna(A, i..i+2) = coluna(A, (i-1)..(i-1)+2)$

$A[i..i+2, i..i+2] = I$

fim

Caso haja trechos bifásicos e monofásicos além dos trechos trifásicos, opera-se de forma semelhante atentando para as ordens das matrizes manipuladas.

⁶ Também conhecida como BIBC – designação do inglês para *Bus Injection to Branch Current*.

De posse do vetor de correntes nos ramos, $[B_{ij}^{(h),k}]$, é possível determinar as quedas de tensão a partir da barra que representa a subestação, como mostra a equação a seguir:

$$\Delta V_{ij}^{(h),k} = Z_{ij}^{(h)} [A_{ij}^{(h),k}] [I^{(h),k}] \quad (3.22)$$

A obtenção da matriz de impedâncias⁷ $Z_{ij}^{(h)}$ é apresentada no Algoritmo 2, sendo sua concepção análoga à matriz de incidência.

Algoritmo 2: Determinação da matriz de impedâncias trifásica

inicialização

Leia a(s) impedância(s) da(s) linha(s), Z_{12}, Z_{23}, \dots

I é a matriz identidade.

N é o número de barras do sistema

A matriz de impedâncias Z é inicializada com a matriz nula de ordem $(N-1)$

$Z \leftarrow 0$

$Z[1..3, 1..3] \leftarrow Z_{12}$

para $i = 2$ **até** $(N-1)$ **faça**

$linha(Z, i..i+2) = linha(Z, (i-1)..(i-1)+2)$

$Z[i..i+2, i..i+2] = Z_{i(i+1)}$

fim

A relação entre o vetor de tensões nas barras e o vetor injeção de correntes pode ser representado conforme a equação (3.23) em que $[HA^{(h),k}]$ é a matriz resultante do produto entre $Z_{ij}^{(h)}$ e $[A_{ij}^{(h),k}]$ na ordem harmônica h .

$$[V^{(h),k}] = [HA^{(h),k}] [I^{(h),k}] \quad (3.23)$$

Dessa forma, o vetor que compreende somente as tensões relacionadas aos elementos *shunt* $[V_S^{(h),k}]$ da rede resulta na equação 3.24 sendo $[HA_s^{(h),k}]$ à parte da matriz $[HA]$ referente somente aos elementos *shunt* considerados.

$$[V_S^{(h),k}] = [HA_s^{(h),k}] [I^{(h),k}] \quad (3.24)$$

⁷ Também conhecida como BCBV – designação do inglês para *Branch Current to Bus Voltage*.

Representando analiticamente o primeiro membro dessa equação e expandindo a matriz $[HA]$ e o vetor de correntes $[I^{(h),k}]$ em termos das fontes harmônicas (designadas pelo índice sh) e demais elementos *shunt* considerados (designados pelo índice ss), tem-se:

$$-\begin{bmatrix} ZS_1^{(h)} I_{S_1}^{(h),k} \\ \vdots \\ ZS_{n-1}^{(h)} I_{S_{n-1}}^{(h),k} \\ ZS_n^{(h)} I_{S_n}^{(h),k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} HA_{sh}^{(h),k} & \vdots & HA_{ss}^{(h),k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ih^{(h),k} \\ \dots \\ Is^{(h),k} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Segue-se efetuando as operações matriciais no segundo membro da equação (3.25), em que usando a propriedade distributiva de matrizes e em seguida arranjando os termos resultantes, chega-se nas equações (3.26) e (3.27). Dessa forma é possível obter os valores das correntes harmônicas dos elementos *shunt* do sistema, bastando, para isso, a inversão da matriz $[HLF^{(h),k}]$, cuja dimensão é geralmente menor que a dimensão do sistema.

$$\left(HA_{ss}^{(h),k} + \begin{bmatrix} ZS_1^{(h)} & & \\ & \ddots & \\ & & ZS_{n-1}^{(h)} \\ & & & ZS_n^{(h)} \end{bmatrix} \right) [Is^{(h),k}] = -[HA_{sh}^{(h),k}] [Ih^{(h),k}] \quad (3.26)$$

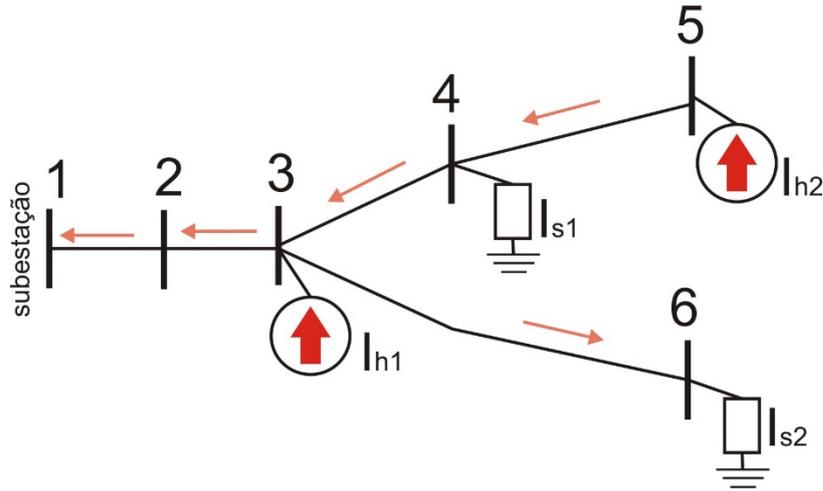
$$[HLF^{(h),k}] [Is^{(h),k}] = -[HA_{sh}^{(h),k}] [Ih^{(h),k}] \quad (3.27)$$

Finalmente, o vetor de tensões nas barras é atualizado a partir de seu valor inicial como:

$$[V^{(h),k+1}] = [V^{(h),0}] + [V^{(h),k}] \quad (3.28)$$

Na busca de exemplificar as etapas do método, as principais matrizes utilizadas em seu desenvolvimento serão obtidas para a rede de 6 barras mostrada na Figura 10.

Figura 10-Sistema simples de 6 barras para estudo do fluxo de carga harmônico



Fonte: adaptado de Teng e Chang, 2007

Percebe-se que esse sistema, apesar de possuir 6 barras, apresenta somente 4 barras com elementos *shunt* considerados na análise harmônica: duas fontes harmônicas e duas outras cargas com impedâncias que variam com a respectiva ordem harmônica. Dessa forma, têm-se:

$$[I^{(h)}] = \begin{bmatrix} Ih_1^{(h)} \\ Ih_2^{(h)} \\ \dots \\ Is_1^{(h)} \\ Is_2^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

Realizando a varredura das barras terminais até a barra de referência, tem-se que a matriz incidência em relação aos elementos *shunt* é dada conforme (3.30). O ramo entre a barra 4 e a barra 5, por exemplo, é influenciado apenas pela fonte harmônica $Ih_2^{(h)}$.

$$[A^{(h)}] = \begin{bmatrix} A_{45}^{(h)} \\ A_{36}^{(h)} \\ A_{34}^{(h)} \\ A_{23}^{(h)} \\ A_{12}^{(h)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & \vdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \vdots & 0 & 1 \\ 0 & 1 & \vdots & 1 & 0 \\ 1 & 1 & \vdots & 1 & 1 \\ 1 & 1 & \vdots & 1 & 1 \end{bmatrix}^T \quad (3.30)$$

A matriz HA é obtida observando o caminho percorrido por cada uma das correntes dos elementos *shunt*. A tensão na barra 2 (primeira linha da matriz HA), por exemplo, é resultado da soma das correntes demandadas por esses elementos multiplicadas pela impedância no ramo

entre as barras 1 e 2, $Z_{12}^{(h)}$. Já a tensão na barra 6 (quinta linha da matriz HA) seria obtida considerando que todas as correntes passam pelos ramos 1-2 e 2-3 e que apenas a corrente $I_{S_2}^{(h)}$ flui pelo ramo 3-6.

$$[HA] = \begin{bmatrix} Z_{12}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} + Z_{45}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{36}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.31)$$

$$[HA_{ss}] = \begin{bmatrix} Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{36}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

$$[HA_{sh}] = \begin{bmatrix} Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$[Z_s^h] = \begin{bmatrix} Z_{S_1}^h & 0 \\ 0 & Z_{S_2}^h \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$[HLF] = \begin{bmatrix} Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{34}^{(h)} + Z_{S_1}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} \\ Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} & Z_{12}^{(h)} + Z_{23}^{(h)} + Z_{36}^{(h)} + Z_{S_2}^{(h)} \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

A partir da Matriz HA é possível obter as submatrizes $[HA_{ss}]$ e $[HA_{sh}]$ observando quais as barras dos respectivos elementos shunt que não são as fontes de corrente harmônica. No exemplo dado, seriam a barra 4 e 6 representadas pelas linhas 3 e 5, respectivamente. A partir dessas matrizes, é possível determinar as tensões nas barras do sistema para cada ordem harmônica.

Foram realizados testes com o Método de Análise Harmônica Rápida e comparados com o método de injeção de correntes em algumas redes de pequeno porte, havendo consonância entre seus resultados.

3.3. Ressonância Harmônica

A norma IEEE 519-1992 aponta o fenômeno de ressonância harmônica como principal causador do aumento do nível de harmônicos nos sistemas de potência. Ocorre quando algum harmônico produzido pelas cargas não lineares presentes na rede coincide com uma das frequências naturais do sistema, provocando o aumento da distorção harmônica e, em alguns casos, o aumento das tensões de barras e correntes nas linhas da referida rede.

Sabe-se da teoria de circuitos elétricos que as frequências naturais do sistema estão fortemente ligadas ao número de capacitores nele inseridos, haja vista tais frequências ocorrerem quando a reatância capacitiva em uma determinada barra seja equivalente à reatância indutiva da impedância resultante do resto da rede visto a partir daquela barra.

Conforme assevera Silva (2004), não se deve confundir a ressonância harmônica com a ressonância resultante da ocorrência de transitórios na rede. Enquanto a primeira está associada às componentes harmônicas que são eventos em regime permanente, múltiplos da frequência fundamental; essa última está ligada aos eventos de curtíssima duração em que as frequências observadas não apresentam nenhuma relação com a frequência fundamental.

3.3.1. Ressonância Série e Ressonância Paralela

Em sistemas de potência, a ressonância série é geralmente observada na associação em série entre bancos de capacitores e as indutâncias das linhas ou indutâncias de transformadores. Resultam em um caminho de baixa impedância para a frequência harmônica em questão, facilitando a passagem da componente de corrente na frequência sintonizada.

A ressonância paralela, por sua vez, ocorre quando a capacitância e a indutância total instalada em uma barra excitam a frequência de algum dos harmônicos presentes na rede. Como exemplo, cita-se uma indústria que, na busca de melhorias no fator de potência, instala um Banco de Capacitores próximo ao ponto de acoplamento comum (PAC) que juntamente com a impedância equivalente total vista daquele ponto apresentam uma frequência de ressonância equivalente a algum harmônico geralmente produzido por uma carga não-linear da própria indústria (MANITO, 2009).

3.3.2. Ferramentas de Análise de Ressonância Harmônica

Conforme visto no Capítulo 1, a maioria dos trabalhos que consideram o fenômeno de ressonância harmônica no PAOBC adotam como parâmetros balizadores o THD e o IHD⁸. De acordo com a IEEE 519, esses parâmetros, cujos métodos de cálculo são devidamente descritos na referida norma, recebem limites máximos a partir dos quais a distorção harmônica no sistema passa ser altamente prejudicial aos elementos que a compõem. Nessas condições, esses limites são inseridos ao conjunto de restrições em grande parte dos trabalhos. Lima (2017) mostra que somente a observação desses parâmetros dentro dos patamares estabelecidos não garante a

⁸ Do inglês, *Individual Harmonic Distortion*

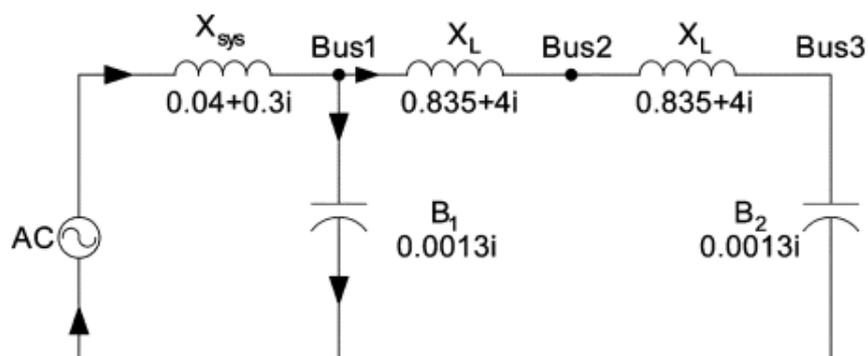
segurança de todos os elementos da rede, os quais requerem cuidados específicos frente aos diferentes comportamentos diante dos harmônicos. Nesse contexto, apresentam-se a seguir alguns métodos de análise de ressonância harmônica:

a) Varredura de Frequências (*Frequency Scan*)

Geralmente utilizada na obtenção rápida e simples da resposta da rede às diferentes componentes harmônicas, o Método de Varredura de Frequências, como o próprio nome sugere, realiza a verificação sistemática da resposta do sistema para uma determinada faixa de frequências. A partir da figura de mérito gerada, é possível identificar as frequências com grandes chances de apresentar ressonância harmônica, tanto a série (representada pelos vales) quanto a paralela (representada pelos picos).

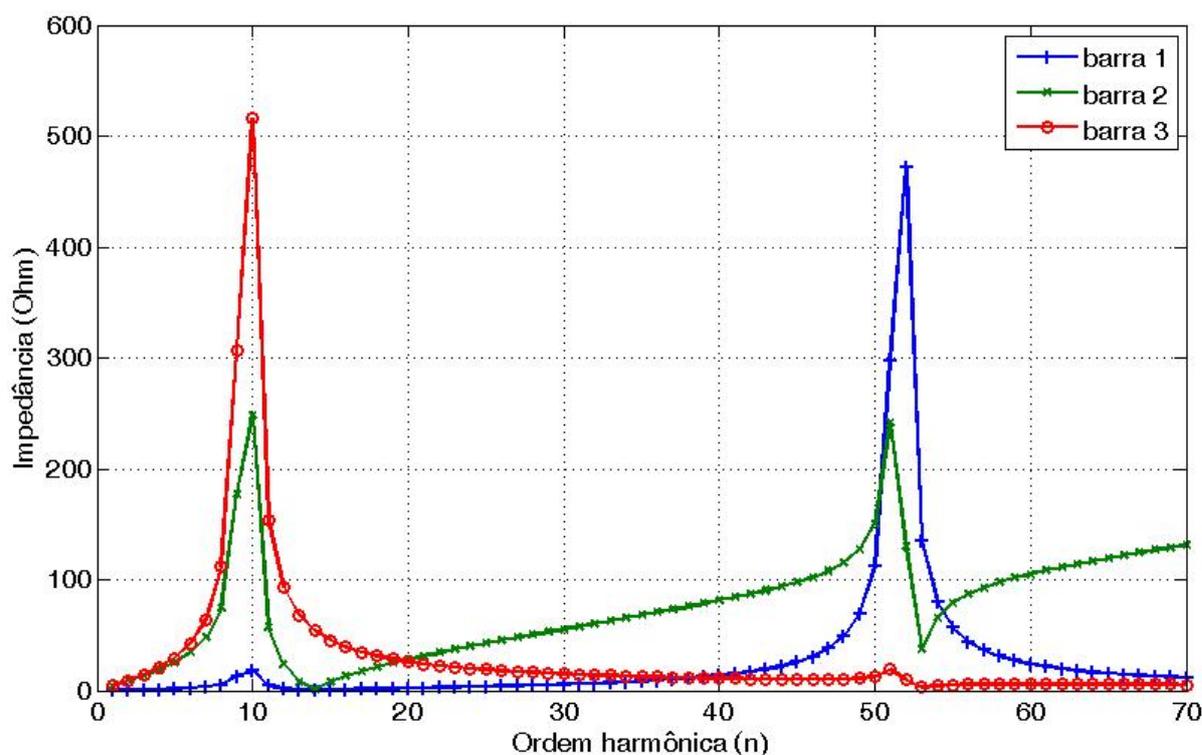
O sistema apresentado na Figura 11 mostra uma rede simples de 3 barras na qual foi aplicada a Varredura de Frequências com a fonte de corrente harmônica localizada na barra 2. Os resultados podem ser vistos na Figura 12 em que se percebe dois picos evidentes na 10ª e 50ª ordens harmônicas aproximadamente. Essas frequências são referentes aos dois capacitores envolvidos e caracterizam possíveis ocorrências de ressonância paralela.

Figura 11-Sistema simples de 3 barras para o estudo da Varredura de Frequências



Fonte: Xu *et al*, 2005

Figura 12-Resposta em frequência do sistema de 3 barras



Fonte: adaptado de Xu *et al*, 2005

b) Índice de Ressonância (RI)

Embora o estudo da Varredura de Frequências já consiga orientar quais as frequências naturais do sistema que podem vir ocasionar a ressonância harmônica, seu estudo não é suficiente para determinação de ocorrência desse fenômeno, uma vez que se faz necessário o conhecimento dos níveis dos harmônicos presentes na rede. Além disso, é preciso identificar qual a severidade do alto nível de distorção causado pela ressonância harmônica.

Nesse sentido, Huang *et al* (2003) propõem o Índice de Ressonância, RI, baseado nos limites propostos pela norma IEEE Std 1036 que, em linhas gerais, dispõe acerca das diretrizes referentes à instalação de bancos de capacitores. Assim, o conjunto de inequações (3.36), (3.37), (3.38) e (3.39) precisam ser satisfeitas para que não haja problemas com o banco de capacitor a ser instalado.

$$\sqrt{1 + \sum_n \left(\frac{\alpha_n}{n} RI_n \right)^2} \cdot \sqrt{1 + \sum_n (\alpha_n RI_n)^2} \leq 135\% \quad (3.36)$$

$$\sqrt{1 + \sum_n \left(\frac{\alpha_n RI_n}{n} \right)^2} \leq 110\% \quad (3.37)$$

$$1 + \sum_n \left(\frac{\alpha_n RI_n}{n} \right) \leq 120\% \quad (3.38)$$

$$\sqrt{1 + \sum_n (\alpha_n RI_n)^2} \leq 180\% \quad (3.39)$$

Onde, RI_n é o índice de ressonância definido conforme a equação (3.40) e α_n representa o IHD para o harmônico de ordem 'n'.

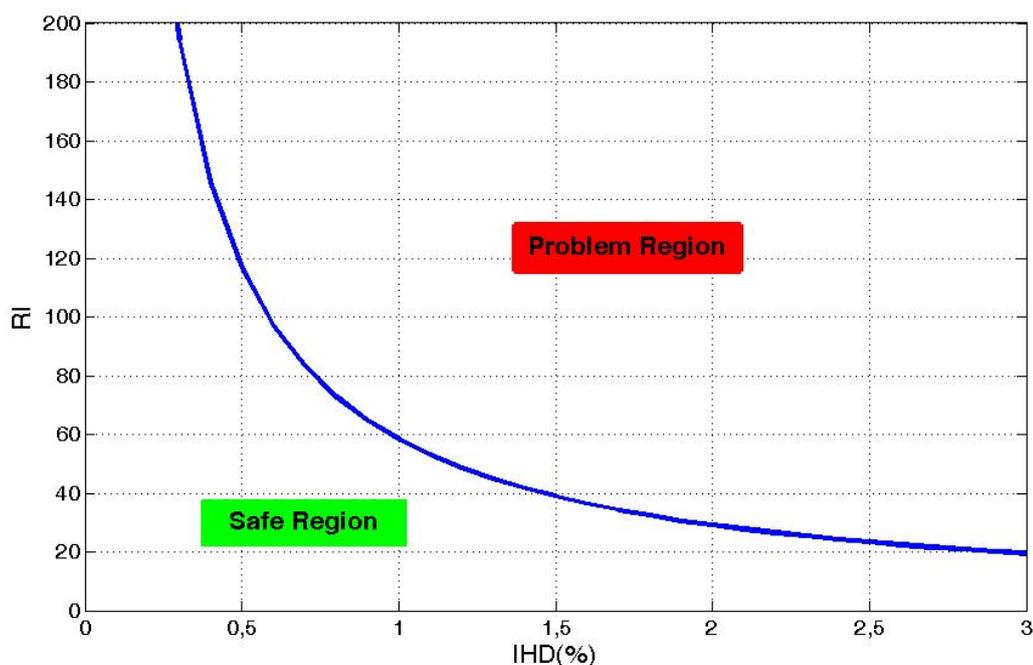
$$RI_n = \frac{Y_n}{Y_1} \quad (3.40)$$

Em que Y_n e Y_1 representam a admitância total calculada na frequência de ordem 'n' e na frequência fundamental, respectivamente.

Depreende-se que a definição de RI perpassa pelo conhecimento da Varredura de Frequências, haja vista ser necessária a determinação da impedância equivalente vista a partir do ponto em que se deseja instalar o banco de capacitores.

A observância dos limites da norma IEEE 1036 gera um conjunto de curvas características no plano formado pelo IHD e pelo RI denominado de Carta de Ressonância. A escolha da curva para análise de ressonância depende do número de harmônicos com IHD significativo. A Figura 13 exemplifica o uso da carta considerando a 5ª e 7ª componentes harmônicas.

Figura 13-Curva do RI considerando o 5° e 7° harmônicos



Fonte: Lima, 2017.

Percebe-se que a curva apresentada na Figura 13 divide o plano em 2 regiões. Qualquer barra candidata a receber um banco de capacitores que apresentar um IHD e um RI que juntos resultem em um ponto acima da curva, certamente apresentará problemas a esses elementos acarretando em sua inutilização a longo prazo. Por outro lado, a região abaixo da curva representa todas as combinações de IHD e RI que não causariam grandes problemas ao banco de capacitores a ser instalado.

Caso não haja informações suficientes sobre o espectro harmônico, considera-se o pior caso que seria um IHD de 3% para todos os harmônicos considerados no problema.

3.4. Conclusões do capítulo

Este capítulo elencou algumas ferramentas de fluxo de cargas empregados em redes radiais de distribuição após descrever os motivos de serem mais adequadas em relação aos métodos tradicionais utilizados em sistemas de potência. Também foram descritas algumas formas de se obter o fluxo harmônico no sistema. No término do capítulo é abordado o conceito de ressonância harmônica e explicado as formas como ela ocorre nas redes elétricas. Também são descritas algumas ferramentas usadas para sua análise. No capítulo seguinte será abordado o segundo nicho de pesquisa necessário para o desenvolvimento desta tese, qual seja, os AEMOs e suas partes construtivas. Também será dado ênfase às técnicas de tomada de decisão aplicada aos AEMOs.

Capítulo 4: Métodos de Otimização Multiobjetivo

Os sistemas elétricos de potência trazem uma seara rica para aplicações dos algoritmos de otimização. Especificamente, as redes de distribuição de energia elétrica apresentam inúmeros desafios, quer seja pelo controle das variáveis elétricas, motivado pelos parâmetros normativos vigentes, quer seja pelo fator econômico, com a diminuição de perdas e dos custos de manutenção dos elementos que constituem o referido sistema.

Cada vez mais o uso de metaheurísticas como estratégias de otimização vem ganhando força nos diversos problemas do setor elétrico. Algumas das características que fazem do uso das metaheurísticas uma alternativa cada vez mais comum frente aos problemas de otimização são (Mirjalili et al, 2014):

- Relativa simplicidade em sua concepção. Sua inspiração é baseada em conceitos comuns como o comportamento animal, fenômenos físicos e teorias evolutivas. Tal simplicidade justifica o surgimento de métodos híbridos, de melhorias nos métodos já existentes ou mesmo de novas metaheurísticas;
- A flexibilidade que as metaheurísticas apresentam quando lidam com problemas diversificados. Em outras palavras, o mesmo algoritmo pode ser aplicado para vários tipos de problemas sem a necessidade de grandes mudanças;
- A maioria das metaheurísticas não necessitam do cálculo da derivada, pois tais técnicas são baseadas em mecanismos estocásticos. Essa característica as tornam adequadas aos problemas reais, cujos modelos matemáticos são de difícil obtenção;
- Possuem bons resultados frente aos problemas multimodais, pois sua natureza estocástica faz com que tais técnicas sejam robustas o suficiente ao ponto de evitar os ótimos locais e conseqüentemente a convergência prematura.

Quanto ao princípio em que se baseiam, as metaheurísticas podem ser divididas em três grupos principais: algoritmos evolutivos, em que se destacam as Estratégias Evolutivas, Programação Evolutiva, Algoritmos Genéticos e Programação Genética; algoritmos baseados em processos físicos, destacando-se o Algoritmo de Busca Gravitacional, Algoritmo de Reação Química Artificial e Algoritmo de Recozimento Simulado; e técnicas baseadas na inteligência de enxames, do qual fazem parte algoritmos como Enxame de Partículas, Colônia de Formigas, Colônia de abelhas, CSA e *Grey Wolf*, estes dois últimos relativamente recentes (2009 e 2014, respectivamente).

4.1. Algoritmos de otimização mono-objetivo e multiobjetivo

Pelo que se tem observado, a concepção de um novo algoritmo de otimização é naturalmente construída para um único objetivo. Caso haja outras condições de controle envolvidas no problema, estas serão modeladas como restrições, as quais podem ser de igualdade ou desigualdade. Busca-se, portanto, um ponto da região factível, ou seja, daquela que satisfaz todas as condições impostas ao problema, que seja ótima para o objetivo proposto. Por outro lado, os algoritmos de otimização multiobjetivo⁹ buscam sempre um conjunto de soluções que venha satisfazer os objetivos designados dentro do problema de tal modo a encontrar o melhor compromisso entre eles. Percebe-se, a partir do abordado, que o que dita a escolha do algoritmo quanto ao número de objetivos envolvidos é o modelo do problema que se deseja otimizar. Desta feita, um problema real pode ter ambas versões, mono ou multiobjetivo, dependendo do grau de importância que se queira dar às variáveis a serem controladas. Segundo Coello et al (2007) resolver um problema de otimização multiobjetivo significa encontrar um vetor de variáveis de decisão que satisfazem todos os critérios impostos e otimiza o vetor de funções cujos elementos representam as funções objetivos.

A inserção dos algoritmos multiobjetivos à gama de ferramentas de otimização disponíveis requer a introdução de novos paradigmas os quais serão objeto de estudo nas próximas seções.

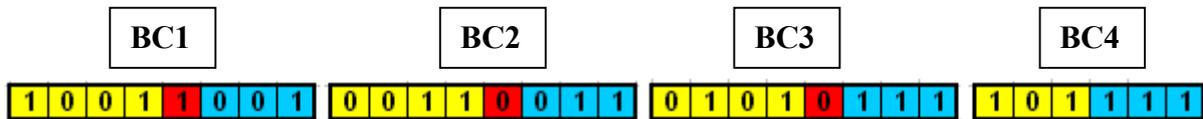
4.2. Algoritmo Genético

Embora os princípios sobre AGs sejam bastante consolidados na literatura vigente, torna-se oportuno sua abordagem uma vez que o algoritmo multiobjetivo utilizado no desenvolvimento deste trabalho tem como base o AG. Os algoritmos genéticos fazem parte do grande grupo “Computação Evolutiva”, os quais tem como base os conceitos da Teoria da Evolução do pesquisador britânico Charles Darwin. Por exemplo, tem-se a existência de populações de indivíduos que competem entre si em um ambiente de recursos limitados. Nesse ambiente, apenas os indivíduos que possuírem habilidade para vencerem as adversidades sobreviverão (aptidão). A partir daí os indivíduos mais bem adaptados gerarão descendentes que carregarão seu material genético às próximas gerações. Todos esses conceitos recebem significados matemáticos dentro do AG (De Jong, 2006).

⁹ Também conhecidos como multicritério, multiperformance ou problemas de otimização vetorial. (Coello et al, 2007).

Na Figura 15 é mostrado o exemplo de representação binária de um cromossomo para o PAOBC (Godoi, 2009).

Figura 15-Representação binária para o cromossomo de um AG aplicado ao PAOBC



Fonte: Godoi, 2009

4.2.2. Aptidão

Apesar de muitas vezes ser confundida com a função objetivo, a aptidão é um conceito mais abrangente. Enquanto a função objetivo apenas realiza uma avaliação dos indivíduos de uma determinada população, a aptidão realiza uma comparação entre todos os indivíduos da população a fim de estabelecer quais irão ser selecionados para gerar descendentes. Essa diferença será melhor observada quando forem abordados os algoritmos multiobjetivos. A determinação de quais indivíduos serão comparados é feita através de um método aleatório.

4.2.3. Seleção dos indivíduos

Conforme mencionado, as heurísticas garantem a convergência do processo de otimização através de algum método estocástico. Mais do que a mutação e o cruzamento, a seleção é responsável pela determinação da convergência dos AGs. Dessa forma, a seleção busca favorecer os indivíduos com melhores resultados frente a função objetivo. Assim, quanto maior a pressão seletiva maior será a taxa de convergência.

Dentre os métodos conhecidos, destacam-se:

- Seleção pelo método da roleta;
- Seleção por torneio.

4.2.4. Operadores Genéticos

Os operadores genéticos constituem o meio pelo qual o AG realiza duas importantes funções de um algoritmo de otimização: exploração e convergência. Lee e El-Sharkawi (2008) consideram os operadores genéticos como mecanismos de perturbação dentro do algoritmo.

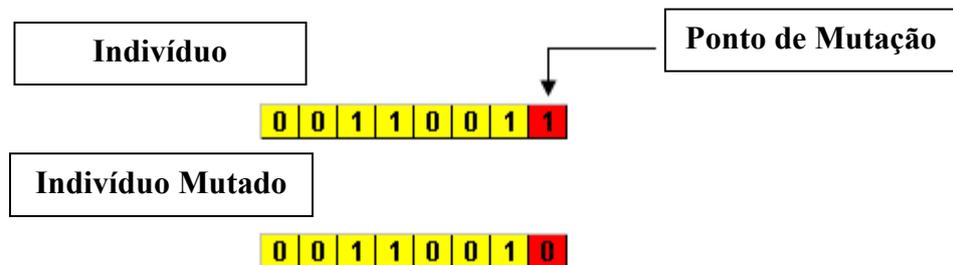
a) Mutação

Um dos grandes problemas dos algoritmos de otimização em geral é a convergência prematura do algoritmo. Isso acontece com relativa frequência quando o problema é multimodal (vários valores de ótimos locais). A mutação é a parte do AG que busca minimizar as chances

de acontecer tal situação. Na medida em que o AG avança às próximas gerações, o processo de mutação vai ganhando importância e garantindo a manutenção da diversidade do algoritmo.

O processo de mutação requer que indivíduos sejam escolhidos aleatoriamente, segundo a taxa de mutação previamente determinada, para que haja mudança de um bit dentro da estrutura cromossômica. Na Figura 16 é apresentado um exemplo de mutação aplicada a um cromossomo de representação binária.

Figura 16-Exemplo de mutação em um cromossomo de representação binária

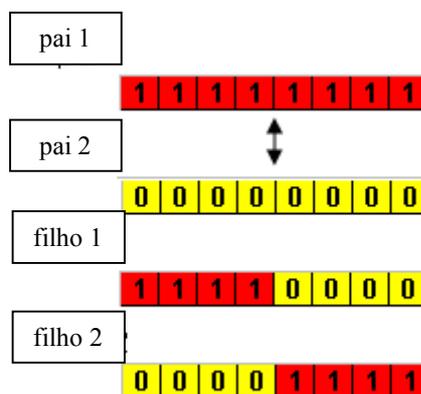


Fonte: Godoi, 2009

b) Cruzamento

Outro problema muito frequente é a baixa taxa de convergência, o que dificulta na determinação de um ótimo para o problema. Para contornar esse problema no AG, o cruzamento é responsável por fazer com que o material genético dos indivíduos mais aptos passe às próximas gerações. Em termos práticos, isso significa que, gradativamente, os novos indivíduos serão gerados próximos aos pontos ótimos. Na Figura 17 é apresentado o cruzamento com um ponto de corte (Godoi, 2009).

Figura 17-Exemplo de cruzamento para cromossomos de representação binária



Fonte: Godoi, 2009

Para efetuar o cruzamento, dois indivíduos são selecionados aleatoriamente e cortados em uma ou mais posições dos cromossomos que os representam. A partir daí, procede-se com a recombinação entre as secções obtidas. As formas mais comuns de cruzamento são o de um ponto de corte, dois pontos de corte, uniforme e semi-uniforme.

4.2.5. Elitismo

O elitismo é a forma com que o algoritmo recompensa os indivíduos mais aptos, uma vez que seus materiais genéticos são copiados integralmente para as próximas gerações. Nota-se, portanto, que se trata de outro mecanismo implementado para levar o algoritmo à convergência. O uso indiscriminado desse recurso, entretanto, pode incorrer em convergência prematura.

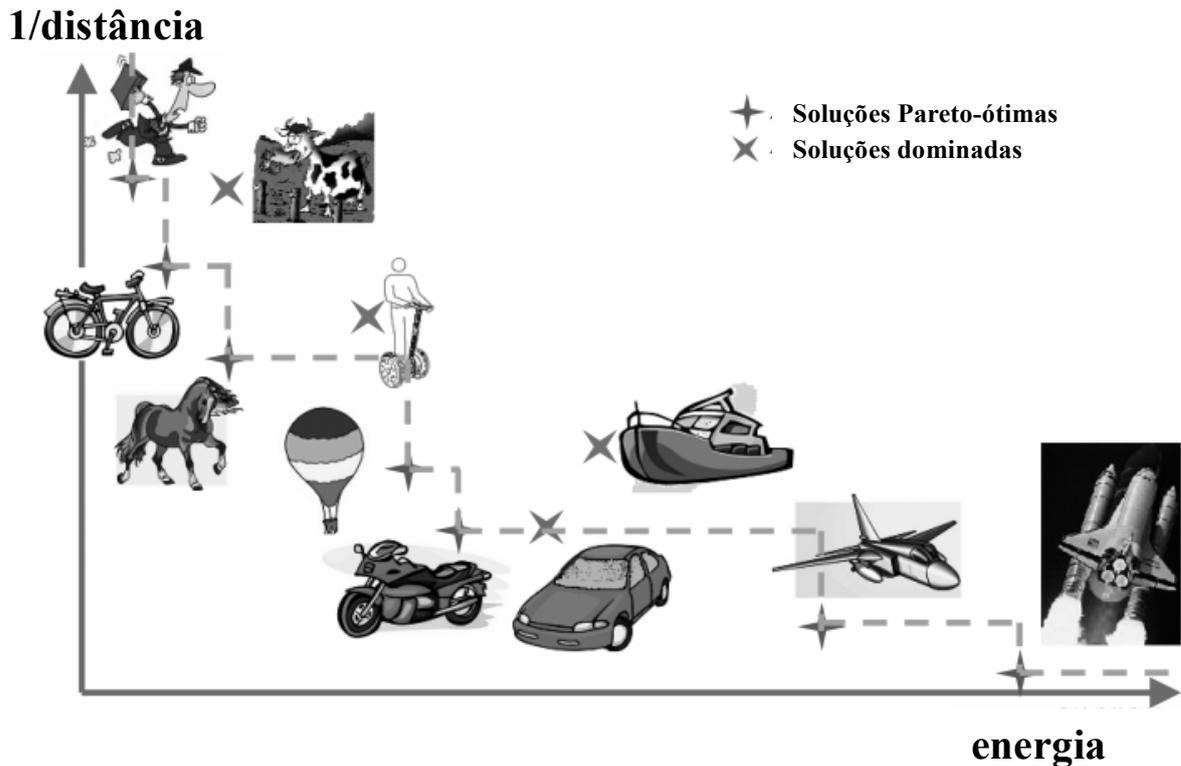
4.3. Otimização Multiobjetivo

Os problemas reais de engenharia, tal como o que é abordado nesta tese, são naturalmente multiobjetivos. A estratégia bastante utilizada para trabalhar com as heurísticas convencionais era sintetizar os objetivos envolvidos em uma única função objetivo. Assim, a solução única era obtida através da maximização ou minimização da função objetivo composta, segundo as restrições previamente estabelecidas. Esta abordagem já não é mais aceita, haja vista os objetivos envolvidos muitas vezes serem conflitantes, sendo necessário otimizá-los simultaneamente (Lee e El-Sharkawi, 2008).

Para vencer esse obstáculo, buscou-se alguns conceitos dentro das ciências econômicas, as quais lidam diretamente com objetivos conflitantes. Como exemplo de objetivos conflitantes, tem-se a busca da diminuição de custos operacionais enquanto se mantém o crescimento da produção. Um segundo exemplo bastante didático busca a máxima distância¹⁰ com o gasto mínimo de energia, conforme mostrado na Figura 18.

¹⁰ A quantidade envolvida, $1/\text{distância}$, é utilizada para mudar o caráter do problema: de maximização para minimização.

Figura 18-Fronteira de Pareto para o paradoxo distância X energia



Fonte: Lee e El-Sharkawi, 2008.

Pode-se observar que, considerando um período de tempo constante, os elementos da Figura 18 estão dispostos segundo a distância por eles percorrida e a energia consumida para tal. Desse modo, alguns meios de transporte percorrem pequenas distâncias e em contrapartida consomem pouca energia. Outros meios de transporte percorrem maiores distâncias em detrimento de um maior consumo de energia. Além da comparação entre os dois objetivos (consumo de energia e distância percorrida) para um mesmo elemento (meio de transporte), também é possível tecer comparação entre elementos. A moto, por exemplo, embora percorra praticamente a mesma distância que o carro no tempo estipulado, seu consumo de energia é menor. Essa comparação entre elementos no espaço dos objetivos introduz, ainda que intuitivamente, o conceito de dominância. Tal conceito receberá a ênfase merecida nas seções a seguir.

4.3.1. Otimalidade de Pareto

Um problema de otimização multiobjetivo é definido conforme (4.1). Percebe-se que existem múltiplos objetivos constituindo vários problemas que podem ser de minimização ou maximização.

$$\left. \begin{array}{ll} \text{maximizar/minimizar } f_m(\bar{x}), & m = 1, 2, \dots, N_{obj} \\ \text{restrita a } & g_j(\bar{x}) \geq 0, \quad j = 1, 2, \dots, NR_{des} \\ & h_k(\bar{x}) = 0, \quad k = 1, 2, \dots, NR_{igu} \\ & \bar{x}_i^{(inf)} \leq \bar{x}_i \leq \bar{x}_i^{(sup)} \quad i = 1, 2, \dots, N_{var} \end{array} \right\} \quad (4.1)$$

- $f_m(\bar{x})$ → m-ésima função objetivo a ser otimizada
- $g_j(\bar{x})$ → Restrições de desigualdade
- $h_k(\bar{x})$ → Restrições de igualdade
- $\bar{x}_i, \bar{x}_i^{(inf)}$ e $\bar{x}_i^{(sup)}$ → Variável de controle, seu limite inferior e superior, respectivamente.

Para analisar os resultados da otimização de problemas multiobjetivo, recorre-se à contribuição dada pelo engenheiro e economista franco-italiano Vilfredo Frederico Damaso Pareto à Economia Neoclássica, quando em seu livro intitulado *Cours d'Économie Politique*, propõe em linhas gerais que “o bem estar de uma sociedade é máximo se não existe outro estado tal qual seja possível aumentar o bem-estar de um indivíduo sem diminuir o bem-estar dos demais; isto é, não há forma de melhorar a situação de um, sem prejudicar a situação dos outros¹¹”.

Esse enunciado, reflete o conceito de Ótimo de Pareto, também conhecido como Princípio da Eficiência de Pareto, o qual teve sua área de aplicação estendida a diversos campos de pesquisa, sobretudo nos trabalhos de otimização multiobjetivo em que a quantidade de problemas envolvendo *trade-offs* (situações de escolha entre soluções de objetivos conflitantes) é deveras considerável.

4.3.2. Dominância

Para construir uma análise simultânea dos objetivos envolvidos no problema multiobjetivo, é necessário usar o conceito de dominância. Assim, diz-se que uma solução

¹¹ Texto introdutório do livro: PARETO, Vilfredo. Manual de economia política. Trad. de João Guilherme Vargas Netto. São Paulo: Nova Cultural, 1996, p. 13.

factível x domina uma outra solução também factível y se as seguintes condições são satisfeitas (Coello et al, 2007):

- A solução x é pelo menos igual a y em todas as funções objetivo;
- A solução x é superior a y em pelo menos uma das funções objetivo.

Isso significa que a solução x precisa ser estritamente superior que a solução y no campo dos objetivos.

Como exemplo, voltando à Figura 18, observa-se que para uma mesma distância percorrida o carro necessita de mais energia se comparado à moto, o que significa que a moto domina o carro no espaço dos objetivos. Por outro lado, não há relação de dominância entre a moto e o avião pois enquanto a primeira é superior no objetivo 1 (energia) o segundo a supera no objetivo 2 (1/distância). Em compensação, os dois veículos são estritamente superiores aos seus pares.

O Algoritmo 3 apresenta uma alternativa para a determinação da relação de dominância entre dois vetores \vec{x}_1 e \vec{x}_2 quaisquer em um problema de minimização.

Algoritmo 3: Dominância entre dois vetores de decisão \vec{x}_1 e \vec{x}_2

inicialização

$N_{obj} \leftarrow$ número de objetivos do problema

$\vec{x}_1 \leftarrow$ vetor com os valores de objetivos a serem minimizados do indivíduo X

$\vec{x}_2 \leftarrow$ vetor com os valores de objetivos a serem minimizados do indivíduo Y

$PodeDominar \leftarrow 0$

$NãoPodeDominar \leftarrow 0$

para $i = 1$ **até** N_{obj} **faça**

se $f_m(\vec{x}_1) < f_m(\vec{x}_2)$ **faça**

$PodeDominar \leftarrow 1$

senão se $f_m(\vec{x}_1) > f_m(\vec{x}_2)$ **faça**

$NãoPodeDominar \leftarrow 1$

$i = N_{obj}$ /* Encerrar loop, pois não há dominância */

fim

fim

se $PodeDominar = 1$ & $NãoPodeDominar = 0$ **faça**

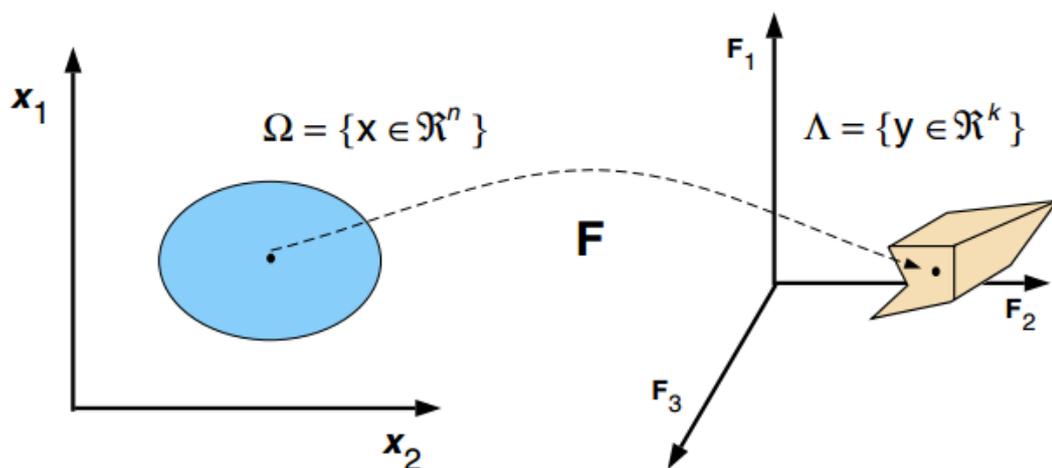
 escreve “A solução \vec{x}_1 domina a Solução \vec{x}_2 ”

fim

Além do conceito de dominância, Pedrycz et al (2011) ainda explora o conceito de dominância fraca que ocorre quando somente a primeira premissa, ou seja, a solução x precisa ser pelo menos igual a y em todas as funções objetivo.

O conjunto de todas as soluções não-dominadas recebe o nome de Fronteira de Pareto e, ao final do processo de otimização, em termos gerais representam a resposta do problema multiobjetivo. A Figura 19 mostra que a execução de um AEMO é o resultado do mapeamento dos indivíduos do domínio das variáveis, Ω , (em que os indivíduos são chamados vetores de decisão) para o domínio dos objetivos, Λ .

Figura 19-Mapeamento das variáveis de decisão no espaço de objetivos



Fonte: Coello, 2007.

4.3.3. Tomada de Decisão

Além da determinação das soluções ótimas, outra etapa essencial é a decisão da solução final dentre todas aquelas que compõem a Fronteira de Pareto. Nota-se que essa característica interessa ao projetista pois pode adequar a solução às suas conveniências.

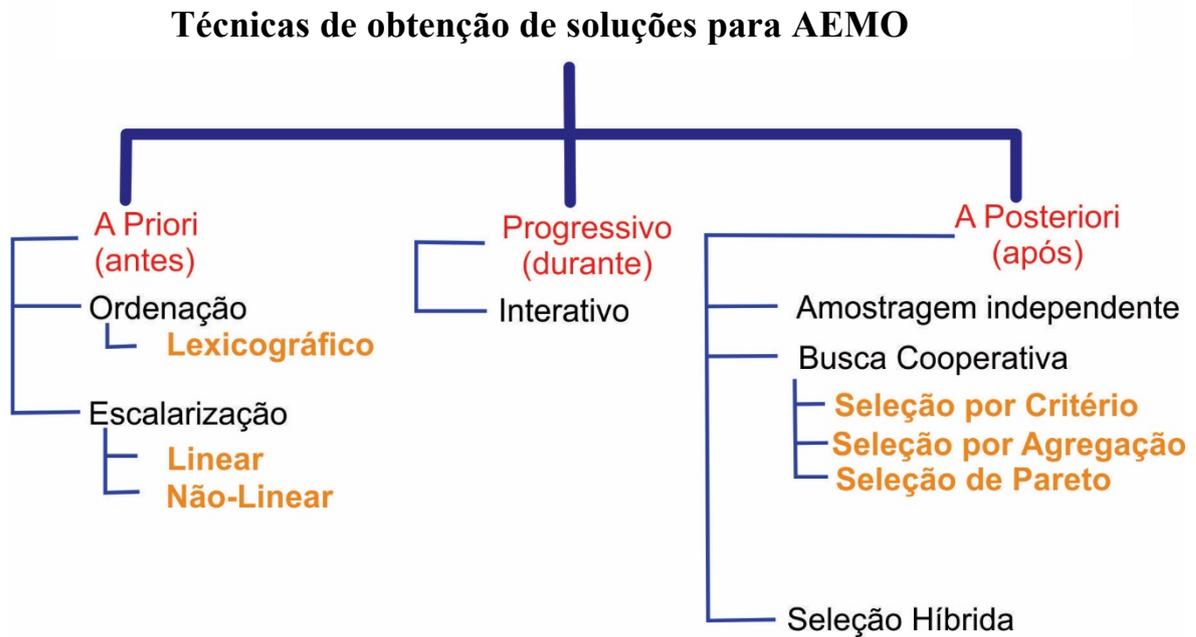
De acordo com a etapa do processo em que é empregada, a decisão pode ser:

- Decisão *a priori*: consistem nas estratégias elaboradas pelo projetista para delimitar o espaço de busca fazendo com que o processo de otimização seja mais célere. Necessita, no entanto, da aplicação dos conhecimentos do projetista para direcionar o decisor sob pena de não conseguir o efeito desejado.
- Decisão progressiva: é a intervenção tomada durante o processo de otimização. Também para esse tipo de decisão, torna-se necessário o conhecimento do projetista.

- Decisão *a posteriori*: é a opção mais comum dentre as apresentadas. A decisão é tomada depois de determinada a Fronteira de Pareto, dando flexibilidade ao projetista/operador.

Uma boa prática consiste em usar mais de uma das estratégias de decisão, aplicando as condições desejadas antes, durante ou depois do processo. Na Figura 20 são elencadas as principais técnicas de tomadas de decisão para problemas multiobjetivo.

Figura 20-Classificação das técnicas de tomada de decisão



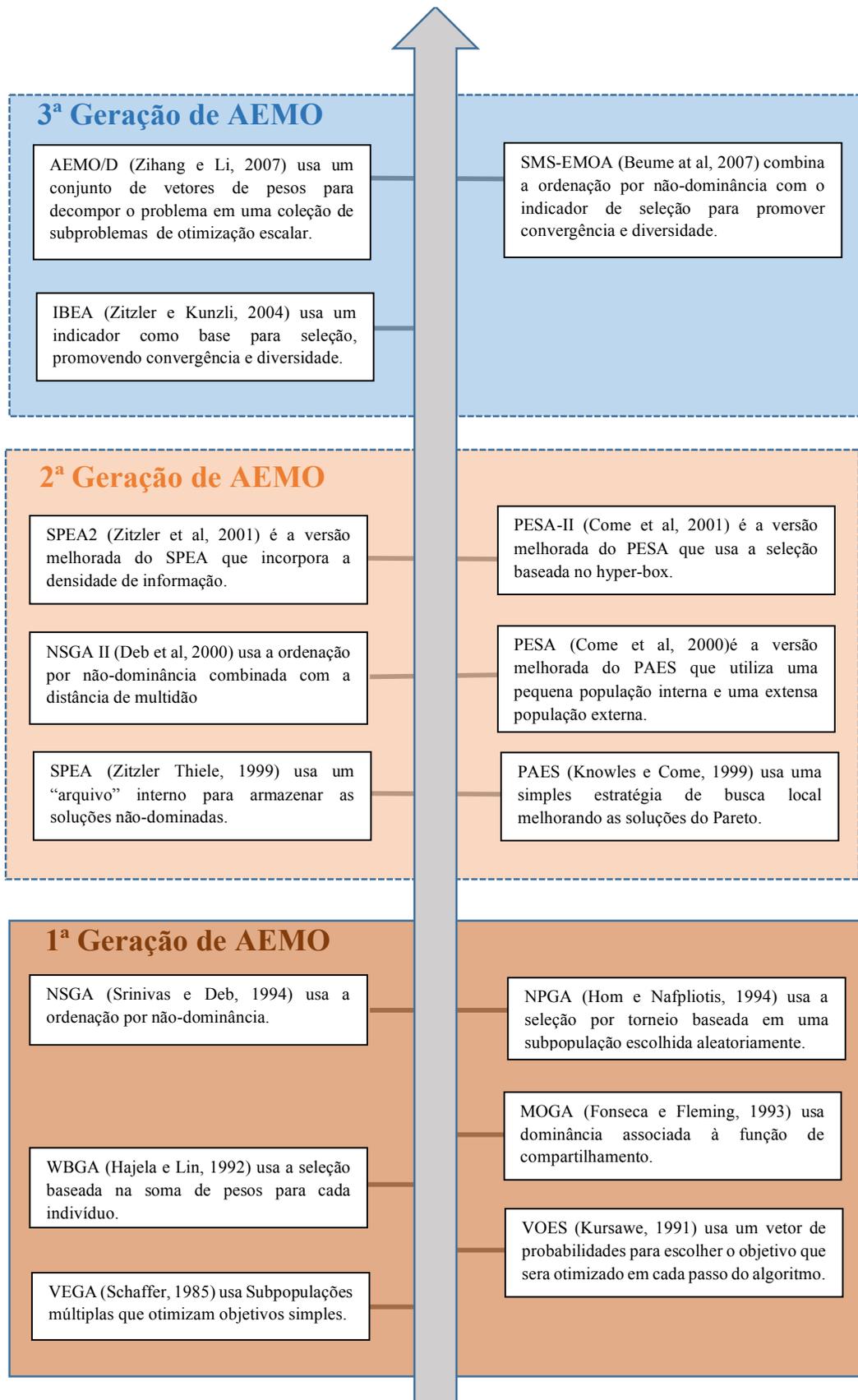
Fonte: Adaptado de Coello, 2007.

4.4. Algoritmos de otimização multiobjetivo baseados no AG

Grande parte dos algoritmos multiobjetivos conhecidos são provenientes do AG. Coello (1993) e Ticona (2008) apresentam algumas razões para esse fato: os AGs lidam simultaneamente com um conjunto de possíveis soluções (população) e a capacidade de evitar a convergência para ótimos locais. Almeida (2009) ainda acrescenta que os AGs têm a capacidade de explorar diferentes áreas, oferecendo informações de diversas regiões do espaço de busca e, conseqüentemente, aumentando as chances de encontrar o conjunto Pareto-ótimo ou uma aproximação dele. Na Figura 21 é apresentada a evolução dos AEMOs com o passar do tempo. Os AEMO de 2ª geração SPEA2 e NSGA II¹² serão detalhados nos próximos tópicos.

¹² Embora não seja o AEMO proposto na metodologia principal desta tese, alguns dos resultados preliminares foram obtidos usando o NSGA II o que justifica seu detalhamento no presente trabalho.

Figura 21-Gerações de AEMOs elaborados nas últimas décadas



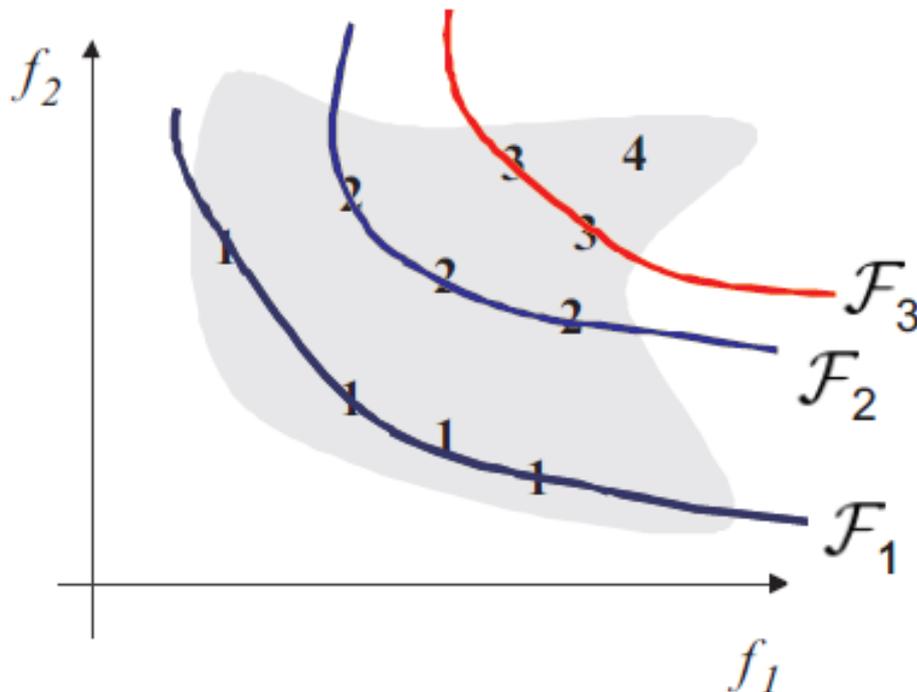
Fonte: Adaptado de Bechikh et al, 2017

4.5. Non-Dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II)

Desde que surgiram, em 1985, os métodos de otimização multiobjetivo baseados no AG têm sido utilizados na resolução dos mais variados tipos de problema, os quais perpassam por áreas diversas como economia, meteorologia, saúde, arquitetura e engenharias, por exemplo. O primeiro deles, proposto por *Schaffer*, denominado VEGA (*Vector Evaluated Genetic Algorithm*) é apenas uma extensão do AG convencional para problemas multiobjetivo. Depois disso, muitas outras abordagens para o tratamento de problemas multiobjetivo foram propostas. O NSGA-II é uma dessas abordagens, cuja característica principal é a ordenação dos indivíduos por não-dominância.

O ordenamento por não-dominância consiste em utilizar o conceito de dominância (subitem 4.3.2) para ranquear os indivíduos, formando as fronteiras. Assim, a fronteira 1 é composta por todos os indivíduos não-dominados dentro da população. À fronteira 2, por sua vez, integram os indivíduos que são dominados apenas pelos indivíduos da fronteira 1 e que dominam todos os indivíduos das demais fronteiras. Os indivíduos pertencentes às demais fronteiras são organizados seguindo a lógica tomada anteriormente. Essa dinâmica pode ser constatada através da Figura 22.

Figura 22-Formação das Fronteiras durante o NSGA II



Fonte: Deb et al, 2002

4.4.1. Distância de Multidão

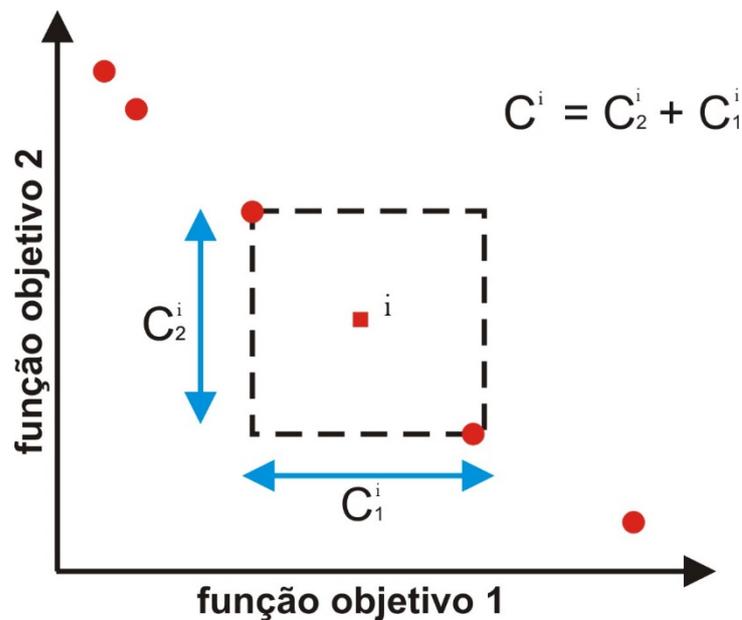
De forma a garantir a diversidade dos indivíduos não-dominados, o NSGA-II emprega o cálculo da distância de multidão descrito pelas equações (4.2) e (4.3). Para um dado objetivo f_k é calculada a distância c_k a partir dos indivíduos adjacentes à solução i . A distância de multidão de um indivíduo i , denotada por c_i , é a soma de todas as distâncias c_k para todos os objetivos f_k considerados (Yu e Gen, 2010).

$$c_k^{[i]} = \frac{f_k^{[i+1]} - f_k^{[i-1]}}{f_k^{\max} - f_k^{\min}} \quad (4.2)$$

$$c^i = \sum_{k=1}^m c_k^i \quad (4.3)$$

A Figura 23 revela graficamente como essas distâncias são medidas no caso de duas funções objetivo. A vantagem do cálculo da distância de multidão diante de outros métodos que o antecederam reside no fato de não ser necessário a determinação de outros parâmetros além dos valores dos objetivos para cada indivíduo.

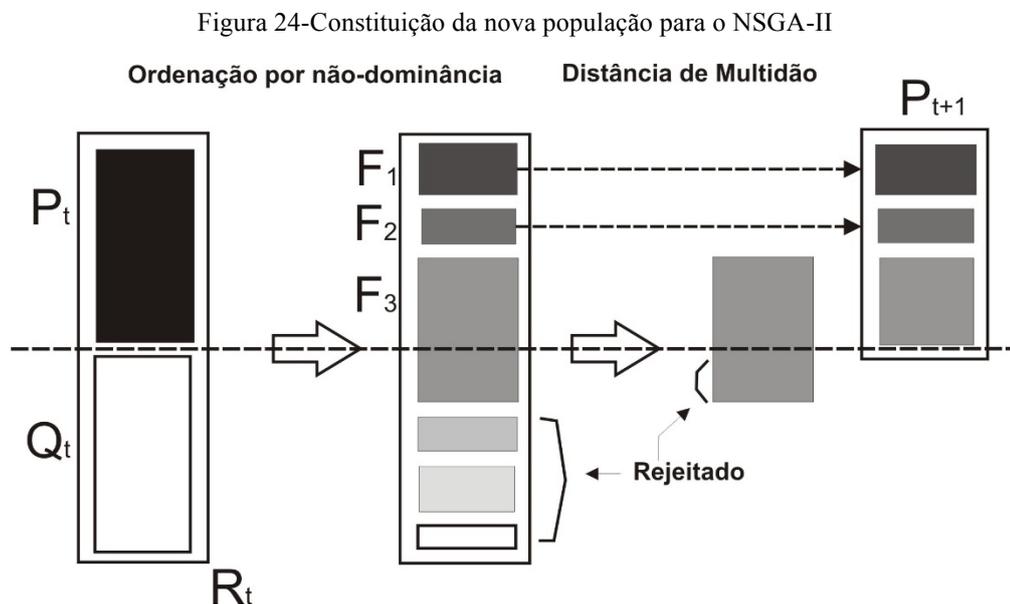
Figura 23-Representação gráfica da distância de multidão



Fonte: adaptado de Yu e Gen, 2010

4.4.2. Determinação da nova população

O NSGA-II aplica a ordenação por não-dominância junto com a distância de multidão para gerar os descendentes que vão formar a nova população. Na Figura 24 é mostrado o procedimento completo em uma geração (iteração) (Deb et al, 2002)



Fonte: adaptado de Deb et al, 2002

A partir da população P_t de tamanho N , os indivíduos são ordenados por não-dominância e em seguida submetidos aos operadores genéticos clássicos: seleção (torneio), cruzamento e mutação. Esse procedimento dá origem à prole Q_t , também de tamanho N . Uma nova população R_t é criada a partir da união entre P_t e Q_t . Essa população, de dimensão $2N$, é ordenada novamente por não-dominância e classificada em fronteiras. A constituição da nova população P_{t+1} , que será levada à próxima geração perpassa pela avaliação da aptidão dos indivíduos da população R_t . O primeiro critério leva em consideração os melhores indivíduos, aqueles que pertencem à fronteira 1. Avalia-se se a quantidade desses indivíduos é maior que N . Sendo maior, procede-se o cálculo da distância de multidão para selecionar aqueles que passarão à próxima geração. Caso contrário, todos os indivíduos da fronteira 1 comporão a nova população. Procede-se da mesma maneira com as próximas fronteiras até que para uma dada fronteira F_x , cujos indivíduos, se tomados em sua totalidade, excederão o total de P_{t+1} . A partir daí, realiza-se o cálculo da distância de multidão, escolhendo os indivíduos com os maiores

resultados nesse parâmetro para completar P_{t+1} . Esse mecanismo favorece as primeiras fronteiras, estabelecendo um caráter elitista ao NSGA II.

4.6. *Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 (SPEA2)*

O algoritmo SPEA2 também é baseado na existência de duas populações P_t e A_t . Todavia, o significado dessas duas populações é bastante diferente: enquanto P_t (de tamanho N) é a população principal durante o processo de otimização, o papel de A_t , também conhecida como *archive*, é armazenar todas as soluções não-dominadas durante a execução do algoritmo.

O cálculo da aptidão é feito para os indivíduos da população $R_t = P_t + A_t$. P_t é inicializada com valores aleatórios enquanto A_t não possui nenhum elemento. O primeiro passo é calcular o valor de aptidão denominado *strength fitness* (4.4):

$$\text{strength}_i = |\{j, j \in R_t \mid i \succ j\}| \quad (4.4)$$

Nota-se que esse valor corresponde ao número de soluções que são dominadas pela solução i .

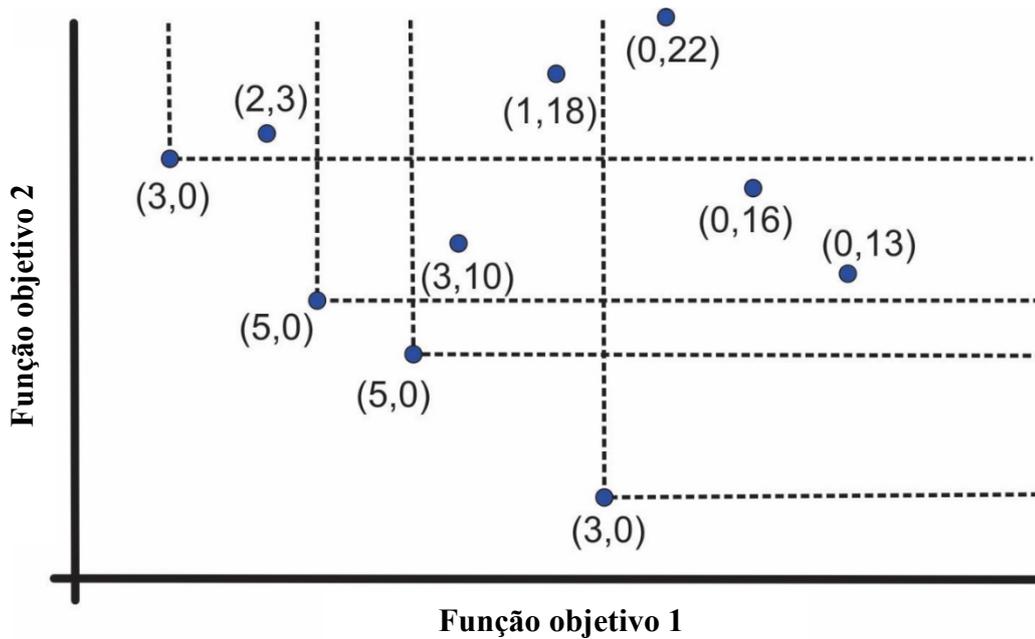
O segundo passo consiste em calcular o *raw fitness* para a solução i . Esse parâmetro representa o somatório dos *strength fitness* de todas as soluções j que dominaram a solução i (4.5).

$$\text{raw}_i = \sum_{j \in R_t, j \succ i} \text{strength}_j \quad (4.5)$$

Da definição se aduz que soluções não-dominadas possuem *raw fitness* igual a zero.

Na Figura 25 (Ticona e Delbém, 2008) são mostradas as soluções dispostas no espaço dos objetivos, onde se pode verificar os valores do *strength* e do *raw fitness* para cada solução, facilitando, assim, a compreensão de suas definições.

Figura 25-Avaliação dos parâmetros do SPEA2



Fonte: adaptado de Ticona e Delbém, 2008

Somente a aptidão não é suficiente para garantir a qualidade das soluções que compõem a fronteira de Pareto. É necessário agir no sentido de buscar a diversidade dessas soluções. Assim sendo, uma função densidade baseada no método de k -vizinhos é definida conforme:

$$d(i) = \frac{1}{\sigma_i^k + 2} \quad (4.6)$$

Percebe-se que a densidade de um indivíduo i é inversamente proporcional à distância para seu k -ésimo vizinho mais próximo. Zitzler (1998) orienta que uma boa estimativa seria tomar $k = \sqrt{2N}$.

Por fim, a aptidão final de um indivíduo i é dada como:

$$F(i) = \text{raw}_i + d(i) \quad (4.7)$$

Os indivíduos não-dominados apresentarão $\text{raw}_i = 0$ e $d(i) < 1$ como perfil.

Ao fim dessa etapa, reúnem-se os indivíduos não-dominados no *arquivo*.

Almeida (2009) assevera que para A_t , inicialmente definido com tamanho \bar{N} , três situações são possíveis:

- O número de indivíduos não-dominados é igual ao tamanho do arquivo, não sendo necessária quaisquer alterações sobre A_t ;

- Caso o número de indivíduos não-dominados seja menor do que o tamanho do arquivo, então a população R_t é ordenada por $F(i)$ e A_t é completado até \bar{N} com as primeiras soluções dominadas;
- Para este terceiro caso, em que o número de indivíduos não-dominados seja superior ao tamanho do arquivo, torna-se necessário o corte dos indivíduos excedentes.

Para efetuar o corte de indivíduos de A_t , recorre-se novamente à distância euclidiana. O indivíduo que tiver a menor distância para seu vizinho mais próximo é imediatamente cortado. Caso haja empate entre dois ou mais indivíduos, avança-se ao segundo vizinho mais próximo e assim sucessivamente. O corte de indivíduos é processado até que a população A_t seja reduzida ao seu tamanho original.

Os descendentes são obtidos a partir de A_t , após aplicados os operadores genéticos seleção, mutação e cruzamento. A solução final é a população A_t , fato que explica o nome do SPEA2, cujo caráter é extremamente elitista.

4.7. Conclusões do capítulo

O presente capítulo abordou as nuances relativas aos problemas de otimização multiobjetivos bem como os algoritmos utilizados para resolvê-los, mais especificamente os AEMOs. Também foram apresentados os paradigmas relacionados aos AEMOs, muitos dos quais são baseados no AG, cuja eficiência diante de inúmeros problemas práticos de engenharia é consolidada na literatura. As estratégias de tomada de decisão aplicadas aos AEMOs também receberam ênfase neste capítulo. Em seguida, foram detalhadas as peculiaridades de dois AEMOs de 2ª geração: NSGA II e SPEA2. Este último foi escolhido para integrar a metodologia desta tese. O próximo capítulo trará mais detalhes dessa metodologia e apresentará resultados de sua aplicação ao PAOBC para redes de distribuição radiais.

Capítulo 5: Metodologia Proposta e Resultados

5.1. Metodologia Proposta

Nos tópicos a seguir será detalhada a metodologia adotada neste trabalho para resolução do PAOBC considerando o fenômeno de ressonância harmônica, a qual se baseia em um AEMO com tomada de decisão *a posteriori* baseada no cálculo e avaliação do RI. Na ocasião, serão apresentadas algumas ferramentas computacionais desenvolvidas ou mesmo aperfeiçoadas, durante o desenvolvimento desta tese. Serão apresentados, também, os testes realizados para os sistemas IEEE 34 barras e IEEE 123 barras sob duas abordagens distintas. Para o primeiro serão exploradas as peculiaridades das redes trifásicas desequilibradas nos cenários de carga leve e carga pesada. Já para o segundo sistema, a ênfase é dada aos chaveamentos que as redes de distribuição são submetidas durante sua operação ao longo do dia.

5.1.1. Formulação do Problema

Antes mesmo de pensar nas formas mais eficientes de resolução do PAOBC, é necessário que se defina e se delimite o problema. Dessa maneira, a formulação das funções objetivo que compõem o problema é fundamental para o sucesso da otimização no que tange o fim desejado.

Assim como os demais pontos dessa metodologia, a função objetivo foi determinada após uma minuciosa investigação nos trabalhos contemporâneos. Constatou-se que os objetivos mais frequentes na literatura são a diminuição dos custos totais (compreendem as perdas, manutenção e investimentos no sistema) e a manutenção dos níveis de tensão.

A função objetivo que representa os custos totais do sistema é formada pela parcela inerente ao investimento necessário para aquisição, instalação e manutenção dos bancos de capacitores; e pela parcela referente às perdas do sistema, a qual deve ser reduzida na medida em que a inserção de bancos naturalmente suprem a demanda reativa local, aumentam a tensão nas barras e desoneram o carregamento dos alimentadores.

De forma geral, o investimento necessário para a instalação de bancos de capacitores (*CBC*), pode ser dado através da equação 5.1.

$$CBC = k_f \sum_{n=1}^{N_f} C_f + k_{ch} \sum_{n=1}^{N_{ch}} C_{ch} + c_i \cdot N_{ch} \quad (5.1)$$

As variáveis C_f e C_{ch} representam o valor nominal dos bancos fixos e chaveados, respectivamente. Já as constantes k_f e k_{ch} são seus respectivos custos por unidade de reativo instalado. Em todas as simulações consideradas neste trabalho, adotou-se o mesmo valor para k_f e k_{ch} . Por fim, N_f , N_{ch} e c_i são o número máximo de bancos fixos, número máximo de bancos chaveados e custo adicional referente aos equipamentos necessários para o acionamento dos bancos chaveados, respectivamente.

Quanto as perdas nos alimentadores da rede, estas são divididas entre as perdas resultantes da frequência fundamental (P_f) e as perdas associadas às componentes harmônicas presentes no sistema (P_h). Sendo N_b o número de ramos do sistema, as perdas totais, P_{total} , podem ser expressas pela equação 5.2.

$$P_{total} = \sum_{n=1}^{N_b-1} (P_f + P_h) \quad (5.2)$$

A segunda função objetivo busca a manutenção dos níveis de tensão dentro dos níveis aceitáveis de acordo com a normatização vigente. Diferentemente da maioria dos trabalhos que se dedicam a estudar o PAOBC segundo a abordagem multiobjetivo, em que se deseja minimizar a soma das quedas de tensões nas barras do sistema, percebeu-se que isso é equivalente a minimizar o maior desvio de tensão dentre todas as barras do sistema.

Nesse sentido, as duas funções objetivos compõem o problema de otimização como descrito a seguir (Onaka et al, 2016):

$$\begin{aligned} \min F_1 &= CBC + P_{total} \\ \min F_2 &= \max \|\vec{V}_{REF} - \vec{V}_j\| \\ \text{s. a} & \\ \|\vec{V}_{REF} - \vec{V}_j\| &\leq 0.05 \text{ p.u.} \\ THD_v &\leq 5\% \\ IHD_v &\leq 3\% \end{aligned} \quad (5.3)$$

Em que,

- F_1, F_2 → Funções-objetivo;
- \vec{V}_{REF} → Vetor de tensões de referência;
- \vec{V}_j → Vetor de tensões da rede considerada;
- THD_v → Distorção Harmônica Total.

IHD_v → Distorção Harmônica Individual

Como pode ser notado, além das duas funções objetivo, o problema também é composto pelas restrições, as quais servem para adequar o problema às requisições legais ou às conveniências requeridas pelos projetistas. Portanto, buscou-se atender à normatização existente, sobretudo ao PRODIST e à IEEE 519, as quais dispõem, dentre outros, dos níveis aceitáveis de tensão e distorção harmônica, respectivamente.

Ainda apoiado nos diversos pesquisadores do mesmo nicho científico a que este trabalho está associado, outras restrições que poderiam ser adicionadas ao PAOBC são:

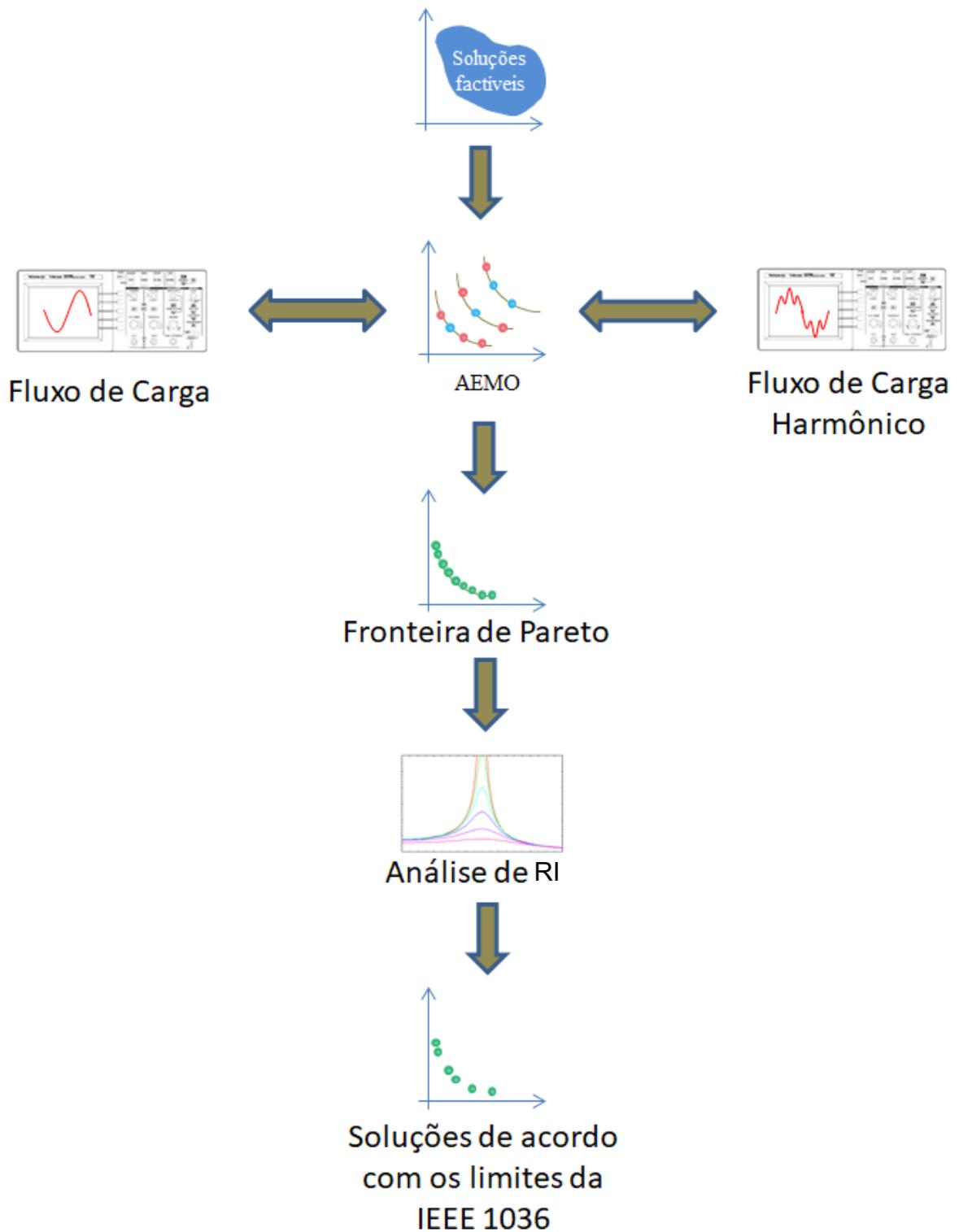
- a) Número máximo de bancos de capacitores que podem ser alocados no sistema;
- b) Valor máximo de investimento adotado pela concessionária que mantém o sistema;
- c) Valor máximo de perdas nos alimentadores da rede;
- d) Exclusão de configurações que proponham a alocação de bancos de capacitores chaveados nas proximidades de transformadores, uma vez que a entrada dos bancos pode causar as correntes de *inrush*.

5.1.2. Análise do *RI* no apoio à tomada de decisão.

Após o acesso minucioso às referências acerca do assunto aqui tratado, buscou-se elaborar a metodologia com as ferramentas que tiveram mais destaque em dois quesitos: consolidação de uso e resultados. Assim, chegou-se à conclusão que o emprego de Algoritmos multiobjetivos seria mais adequado em detrimento aos de objetivo único.

Além de determinar o algoritmo de otimização a ser utilizado, foi necessário definir ainda quais seriam os métodos de determinação de fluxo de carga na frequência convencional e na frequência harmônica, de tal maneira a agregar celeridade e confiabilidade nos resultados obtidos. Novamente embasado pela ampla pesquisa, optou-se pelo uso do método *Ladder* para a frequência fundamental e para o método de injeção de correntes na determinação das grandezas elétricas nas frequências harmônicas. A Figura 26 apresenta um diagrama com os todas as macro-etapas presentes nesta tese.

Figura 26-Diagrama de blocos da metodologia proposta



Fonte: do autor

Cada uma das etapas apresentadas na Figura 26 são igualmente relevantes para a construção da metodologia aqui proposta e, portanto, serão detalhadas nos tópicos a seguir.

5.1.3. Factibilidade das soluções candidatas

A região factível do PAOBC compreende todas as possíveis configurações de BC que estejam em consonância com as restrições estabelecidas na concepção do problema. Além disso, por se tratar de um problema real de engenharia, integram às soluções infactíveis todas as configurações inviáveis do ponto de vista prático.

As condições impostas pelas restrições do problema (equação 5.3) apresentam dois intuitos:

- a) deter a violação dos limites de tensão;
- b) deter a violação dos limites que envolvem a injeção de harmônicos e/ou violação dos limites estabelecidos em norma.

Para a restrição de desvio de tensão, é necessário verificar se as tensões em todas as barras estão dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL, a qual julga como adequada a tensão com o seguinte perfil:

$$0,95 \leq V_j \leq 1,05 pu \quad (5.4)$$

Caso uma ou mais barras estejam fora dos limites de tensão indicados pela inequação 5.4, a solução é considerada infactível.

Também são consideradas infactíveis todas as configurações de BC que aumentem o nível dos harmônicos presentes na rede, de tal forma que tal conteúdo harmônico venha ultrapassar os limites estabelecidos pelas normas que abordam o assunto, sobretudo a IEEE 519. Dessa maneira, basta surgir um THD acima de 5% em alguma barra do sistema ou mesmo um harmônico com IHD maior que 3% para que a referida configuração de BC seja dada como infactível.

5.1.4. AEMO proposto

Conforme abordado no Capítulo 4, os AEMOs são baseados nos AGs, necessitando, portanto, de todas as etapas desse algoritmo. As principais etapas do AG são: codificação, seleção, cruzamento e mutação. A codificação é a representação da solução ao problema. Neste trabalho as soluções são as configurações com os locais e valor nominal dos BCs que serão alocados no sistema. Como os valores nominais dos BCs comerciais são quantidades pré-fixadas, a codificação binária é mais coerente para o problema. Os locais de instalação são referentes à posição (alelo) em que aparecem no vetor de codificação.

O método escolhido para seleção dos indivíduos foi o torneio. Para o cruzamento foi adotado o cruzamento com 1 ponto de corte. Já para a mutação, foi adotada a taxa fixa por motivos que serão detalhados nos subtópicos a seguir.

5.1.4.1. Codificação

Inicialmente foram escolhidos apenas 3 valores de bancos de capacitores: 300, 600 e 1200 kVAR, conforme a Tabela 1. Para representação binária desses valores seriam necessários, portanto, um equivalente de 2 *bits*. Como 2 bits resultam em quatro possibilidades distintas, a configuração “00” foi tomada como a ocasião em que nenhum banco é instalado na barra em questão.

Tabela 1- Configurações e preços dos bancos de capacitores considerados

Configuração	Tamanho (kvar)	Custo (US\$)
00	Sem banco	0
01	300	1200
10	600	2400
11	1200	4800

Fonte: Lima, 2017

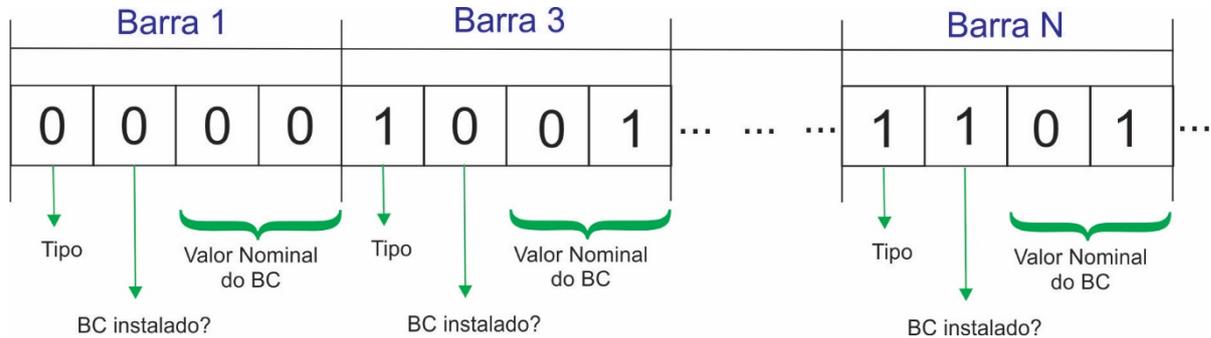
Percebeu-se, no entanto, que essa representação acabava privilegiando a instalação de bancos de capacitores em uma determinada barra haja vista dispor-se de uma probabilidade de apenas 25% para não instalação de BCs, fazendo com que as configurações geradas aleatoriamente fossem tendenciosas a uma grande quantidade de bancos instalados. Isso poderia acarretar em uma destas duas consequências: ou a maioria das soluções seriam caras e, portanto, impraticáveis ou o algoritmo necessitaria de um maior tempo (em média) para explorar as soluções com poucos bancos. A solução adotada para resolver esse problema foi a inserção de mais um *bit* que na decodificação funciona como multiplicador para habilitar (valor do *bit* igual a 1) ou não (valor do *bit* igual a 0) o banco na barra.

Outra adequação feita foi a inserção dos cenários de carga leve e carga pesada. Esses dois cenários são responsáveis pela determinação do tipo de BC que deve ser instalado pois para o cenário de carga leve, o aspecto corretivo demanda a alocação de um banco fixo enquanto que o banco chaveado é acionado somente no estágio de carga pesada. O cenário de carga média não foi avaliado neste trabalho apenas por simplificação do problema, uma vez que sua falta não invalida a metodologia abordada nesta tese. Sua implementação, no entanto, é análoga aos demais cenários. Todos os cenários considerados são determinados a partir de *bits* adicionais aos alelos que compõem o cromossomo. Apenas um bit foi necessário para configurar o cenário de carga leve (valor do *bit* igual a 0) e o cenário de carga pesada (valor do *bit* igual a 1).

Após todas essas considerações, foi possível definir o cromossomo, o qual pode ser visto na Figura 27. O primeiro *bit* de cada alelo designa o tipo de banco a ser instalado: fixo (para o cenário de carga leve) ou chaveado (referente ao cenário de carga pesada). O segundo *bit* é

referente à possibilidade de instalação do banco. Os últimos *bits* designam o valor nominal do banco.

Figura 27-Modelo de cromossomo usado



Fonte: do autor

O comprimento da palavra binária utilizada no problema dependerá, portanto, do número de barras da rede sob planejamento, dos possíveis valores nominais de BCs adotados e da quantidade de cenários adotados. Cada palavra codifica uma única solução dentre todas as combinações possíveis. É importante ressaltar que a complexidade do sistema aumenta exponencialmente à medida em que o número de barras do sistema aumenta, podendo gerar um enorme espaço de busca. Um sistema com 34 barras, por exemplo, resultaria num total de $8,7 \times 10^{40}$ diferentes configurações, enquanto que para um sistema de 123 barras esse número aumentaria para $1,3 \times 10^{148}$ possibilidades. Dada a inviabilidade da averiguação de todas essas possibilidades, o uso de metaheurísticas na resolução do PAOBC fica devidamente justificado.

5.1.4.2. Seleção

Antes de adentrar na forma como os indivíduos foram selecionados, é preciso descrever como foi obtida a população inicial. Todos os indivíduos que compõem a população inicial foram gerados aleatoriamente respeitando todas as restrições elencadas no Subitem 5.1.1. Além delas, também foi inserida uma restrição às tentativas de instalação de BCs em barras que já possuam esse elemento. A barra referente à subestação, por se tratar da barra *slack* do sistema, foi preservada durante as simulações, sendo vedadas as tentativas de instalação de BCs nessa barra. Considerou-se o tamanho da população inicial como sendo de 100 indivíduos.

O método de seleção dos indivíduos é o torneio binário, no qual dois indivíduos da população são escolhidos aleatoriamente e comparados para escolher qual deles poderá gerar descendentes na próxima geração. Essa comparação é realizada através da aptidão dos indivíduos.

5.1.4.3. Cruzamento

De acordo com Kataoka (2017), o cruzamento uniforme não é adequado para resolver o PAOBC na forma como é proposta neste trabalho, uma vez que se trata de um problema de combinação de bancos, e recombinação uniforme gera filhos que apresentam material genético recombinado aleatoriamente, resultando em pouca semelhança com as características dos pais. O autor também compara o desempenho dos cruzamentos com 1 e 2 pontos de corte obtendo desempenhos semelhantes quando usados no PAOBC.

Seguindo os estudos de ÁVILA (2006), a utilização da codificação binária pode ser computacionalmente onerosa, mas a utilização de operações binárias consegue reduzir o esforço exigido. Em decorrência da codificação binária, o cruzamento foi executado conforme a equação 5.5, montada utilizando a lógica booleana. A formulação é a mesma para qualquer tipo de cruzamento, mudando apenas o conteúdo do vetor de corte.

$$\begin{aligned} D_1 &= P_1 \cdot \bar{C} + P_2 \cdot C \\ D_2 &= P_1 \cdot C + P_2 \cdot \bar{C} \end{aligned} \quad (5.5)$$

Onde:

$D_1, D_2 \rightarrow$ descendente 1 e 2

$P_1, P_2 \rightarrow$ progenitor 1 e 2

$C \rightarrow$ vetor de corte

$\bar{C} \rightarrow$ negação do vetor de corte

$\cdot \rightarrow$ produto lógico (operador E)

$+ \rightarrow$ soma lógica (operador OU)

5.1.4.4. Mutação

A mutação utilizada é a bit a bit, na qual cada alelo tem a mesma probabilidade de ter seu valor invertido. Kataoka (2017) mostrou que não há diferenças significativas entre o do uso da taxa de mutação fixa em relação à taxa de relação variável na aplicação do PAOBC. Adotou-se, então, a taxa de mutação (t_m) fixa cujo valor usado foi sugerido em Zitzler et al (2001) e equivale a 1/Alelos. Uma vez que cada barra é representada no cromossomo por dois bits, a taxa de mutação pode ser representada pela equação 5.6. É possível observar que quanto maior o sistema e, conseqüentemente, maior o número de barras N_b , menor será a probabilidade de cada *bit* sofrer mutação.

$$t_m = \frac{1}{4N_b} \quad (5.6)$$

Assim como no caso do cruzamento, a álgebra booleana foi utilizada na programação da mutação, usando um vetor. Foi utilizado um vetor mutação auxiliar, com as mesmas dimensões dos cromossomos. Desta forma foi obtida a seguinte expressão booleana para a mutação *bit a bit*, que nada mais é do que a soma binária sem resto, conforme a equação 5.7.

$$S = E \cdot \bar{M} + \bar{E} \cdot M \quad (5.7)$$

Onde:

- S → cromossomo de saída após mutação
- E → cromossomo de entrada antes da mutação
- M → vetor mutação
- \bar{E}, \bar{M} → operador booleano negação
- \cdot → produto lógico (operador E)
- $+$ → soma lógica (operador OU)

Os valores de todos os parâmetros necessários para a execução do AEMO escolhido estão sumarizados na Tabela 2.

Tabela 2- Valores dos parâmetros necessários para execução do AEMO

Parâmetros gerais do AEMO	
Geração	300
Tamanho da População	100
Tamanho do arquivo	100
Taxa de mutação	1,47%
Taxa de Cruzamento	90%
Pontos de corte	1

5.1.4.5. SPEA2

A forma como o AEMO SPEA2 trabalha em busca da fronteira de Pareto já foi detalhado no capítulo 4. Interessa nesta etapa, descrever as rotinas desenvolvidas (coprodutos dessa tese) através dos pseudo-códigos. Como visto, as principais etapas do SPEA2 que o diferencia dos demais AEMO são o cálculo do *Fitness* baseado nos parâmetros *strength* e *raw* e o armazenamento das soluções não-dominadas durante a execução do algoritmo no arquivo. O Algoritmo 4 mostra uma forma de se obter tanto o *strength* quanto o *raw* para um vetor de soluções.

Algoritmo 4: Cálculo de *strength* e *raw*

inicialização

R = Vetor de indivíduos

$TamPop$ = Comprimento de R

$Strength$ = Vetor de zeros com o comprimento de $TamPop$

Raw = Vetor de zeros com o comprimento de $TamPop$

para $i \leftarrow 1$ **até** $TamPop$ **faça**

para $j \leftarrow 1$ **até** $TamPop$ **faça**

se $R(i)$ domina $R(j)$

$Strength(i) \leftarrow Strength(i) + 1;$

fim

fim

fim

para $i \leftarrow 1$ **até** $TamPop$ **faça**

para $j \leftarrow 1$ **até** $TamPop$ **faça**

se $R(j)$ domina $R(i)$ **faça**

$Raw(i) \leftarrow Raw(i) + Strength(j);$

fim

fim

fim

Quando os indivíduos não-dominados ultrapassam o tamanho do arquivo previamente estabelecido, torna-se necessário a execução da rotina de corte. O Algoritmo 5 mostra a forma como foi concebido o procedimento de corte, baseado em Zitzler et al (2001).

Algoritmo 5: Procedimento de *corte*

inicialização

R = Vetor de indivíduos a serem cortados

Aux = Cópia de R

$TamPop$ = Comprimento de Aux

$TamArq$ = Número máximo de soluções do arquivo

$Distâncias$ = Matriz que armazenará as distâncias (tamanho $TamPop \times TamPop$)

enquanto $TamPop > TamArq$

para $i \leftarrow 1$ **até** $TamPop$ **faça**

$j \leftarrow i + 1$

enquanto $(i+1) \leq TamPop$ **faça**

$Distâncias(i, j) \leftarrow$ distância euclidiana entre os pontos $R(i)$ e $R(j)$

$Distâncias(j, i) \leftarrow Distâncias(i, j)$ /* simetria */

$j \leftarrow j+1$

fim

fim

para $i \leftarrow 1$ **até** $TamPop$ **faça**

$Distâncias(i, i) \leftarrow \infty$. Ignorando distância de um ponto para ele mesmo

fim

Ordenar matriz Distâncias em ordem crescente, linha a linha
Ind1 e *Ind2* recebem os índices dos indivíduos com as menores distâncias
Aux1 \leftarrow Distâncias (*Ind1*, 1);
Aux2 \leftarrow Distâncias (*Ind2*, 1)
j \leftarrow 1
enquanto Distâncias (*Ind1*, *j*) \neq Distâncias (*Ind2*, *j*) **faça**
 j \leftarrow *j* + 1
fim
se Distâncias (*Ind1*, *j*) < Distâncias (*Ind2*, *j*) **então**
 Elimina a linha *Ind1* de *TamPop* e de *Distâncias*
senão
 Elimina a linha *Ind2* de *TamPop* e de *Distâncias*
fim
TamPop \leftarrow *TamPop* - 1
fim

Por fim, é apresentado no Algoritmo 6 a rotina principal do SPEA2 em que os algoritmos anteriormente descritos são utilizados. Percebe-se que pelo fato de preservar as melhores soluções obtidas durante a execução do algoritmo em um *arquivo* de tamanho constante, o SPEA2 tem caráter fortemente elitista. Vale ressaltar que a programação foi inteiramente desenvolvida no software MATLAB[®], e todas as rotinas e sub-rotinas foram implementadas, sem a utilização de blocos prontos.

Algoritmo 6: SPEA2

Entrar com os parâmetros gerais para o SPEA2

inicialização

Criar o vetor inicial de soluções aleatórias de *P* de tamanho *N*

para cada geração *g* \leftarrow 1 **até** (número máximo de gerações) **faça**

para cada solução $i \in R_t = P_t \cup Q_t$ **faça**

 calcular o *strength*, conforme o algoritmo 4

 calcular o *raw*, conforme o algoritmo 4

 calcular a densidade conforme a Equação 4.6

 calcular o *Fitness* F_i conforme a Equação 4.7

fim

 copiar as soluções $i \in R_t$ para Q_{t+1} tal que $F_i < 1$

se $|Q_{t+1}| < N_{arquivo}$ **então**

 ordenar as soluções $i \in R_t$ com $F_i > 1$

 copiar as *i* primeiras soluções com $F_i > 1$ até completar o arquivo

fim

se $|Q_{t+1}| > N_{arquivo}$ **então**

 Reduzir Q_{t+1} aplicando o algoritmo 5

fim

 gerar a nova população P_{t+1} aplicando os operadores genéticos em Q_{t+1}

fim

Para executar os programas foi utilizado um computador MacBook Pro, com processador Intel® Core i7 “Skylake” de sexta geração, de 2.7 GHz; 16 GB de memória SDRAM LPDDR3 operada a 2133 MHz; e Sistema operacional macOS Sierra versão 10.12.5, rodando o ambiente de programação MATLAB® versão R2017a.

Durante a execução dos experimentos todos os valores foram registrados, tanto na frequência fundamental quanto nas suas frequências harmônicas através de matrizes multidimensionais em todas as iterações do algoritmo, com o intuito de poder observar o sistema em qualquer momento da execução do programa.

5.1.5. Avaliação do *RI* no auxílio à tomada de decisão

Conforme mencionado no Subitem 3.3., sabe-se que somente a utilização do THD e IHD não é suficiente para assegurar a condição de ressonância harmônica. Por conta disso, além da verificação desses índices feita ao longo das rotinas de otimização usadas, decidiu-se utilizar a análise do *RI* como um decisor *a posteriori*.

Apesar de sua simplicidade e praticidade, poucos trabalhos usam o *RI* para medir o nível de severidade de ressonância harmônica na busca de segurança dos elementos da rede, especificamente, dos bancos de capacitores. Salas (2012) utiliza o *RI* durante a execução do algoritmo de otimização como restrições ao problema. Lima (2017), por sua vez, percebe que algumas configurações de BCs que violaram o *RI* poderiam facilmente dominar as soluções da Fronteira de Pareto obtida a partir do NSGA-II considerando apenas o uso de THD e IHD como métodos iterativos caso tais soluções não tivessem sido descartadas¹³ na medida em que eram processadas pelo AEMO, constatando a presença de soluções que violariam os limites impostos pela norma IEEE 1036/1992 que assegura a normalidade na operação dos BCs.

A ferramenta de decisão *a posteriori* baseada no *RI* é construída considerando os seguintes passos (Onaka et al, 2017):

- I – Para cada solução advinda da Fronteira de Pareto, realizou-se o cálculo da admitância total do sistema para cada um dos bancos de capacitores da respectiva solução;
- II – O segundo passo consistiu em calcular o *RI* para todas as configurações encontradas na etapa I. Dessa forma foi possível avaliar cada situação especificamente;
- III – Avaliou-se o *RI* para o caso de pior IHD permitido pela IEEE 519, qual seja, 3%. Além disso, foi utilizada a curva para 4 harmônicos significativos: 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens harmônicas, presentes nas cargas não lineares consideradas neste trabalho.

¹³ Embora descartadas durante a execução do AEMO, tais configurações foram armazenadas para análises posteriores.

Algoritmo 7: Análise *a posteriori* baseada no RI

Inicialização

Ler as configurações de bancos advindos da Fronteira de Pareto

$N_{\text{indivíduos}}$ é o número de configurações.

N_{barras} é o número de barras da rede

$\text{ConfiguraçãoBancos}$ é uma matriz de ordem $N_{\text{indivíduos}} \times N_{\text{barras}}$

para cada $i \leftarrow 1, \dots, N_{\text{indivíduos}}$ **faça**

$C \leftarrow \text{ConfiguraçãoBancos}[i]$

$k \leftarrow 0$

para $j \leftarrow 1, \dots, N_{\text{barras}}$ **faça**

se $C[j] \neq 0$ **então**

$k \leftarrow k+1$

$\text{Posição} \leftarrow [j \ C(j)]$

$X[k, :] \leftarrow C$

$X[k, j] \leftarrow 0$

 */retira o banco na posição j

fim

para $t \leftarrow 1, \dots, \text{Tamanho}(X)$ **faça**

 Calcular o *frequency scan* do sistema

$V_h[h, N_{\text{barras}}]$ é o resultado do *frequency scan*

para $h \leftarrow 1, \dots, \text{Quantidade de harmônicos envolvidos}$ **faça**

$Y[h] \leftarrow 1/(V_h[\text{Posição}[t, 1], h] - 1/\text{Posição}[t, 2])$

$RI[h] \leftarrow ||Y[h]/Y[1]||$

S é calculado conforme equação (3.36)

V_{rms} é calculado conforme equação (3.37)

V_p é calculado conforme equação (3.38)

I_{rms} é calculado conforme equação (3.39)

se $S > 1.35$ **então**

$\text{Violação}S \leftarrow [i, t, h, S]$

fim

se $V_{rms} > 1.10$ **então**

$\text{Violação}V_{rms} \leftarrow [i, t, h, V_{rms}]$

fim

se $V_p > 1.20$ **então**

$\text{Violação}V_p \leftarrow [i, t, h, V_p]$

fim

se $I_{rms} > 1.80$ **então**

$\text{Violação}I_{rms} \leftarrow [i, t, h, I_{rms}]$

fim

fim

fim

 Imprime $\text{Violação}S$

 Imprime $\text{Violação}V_{rms}$

 Imprime $\text{Violação}V_p$

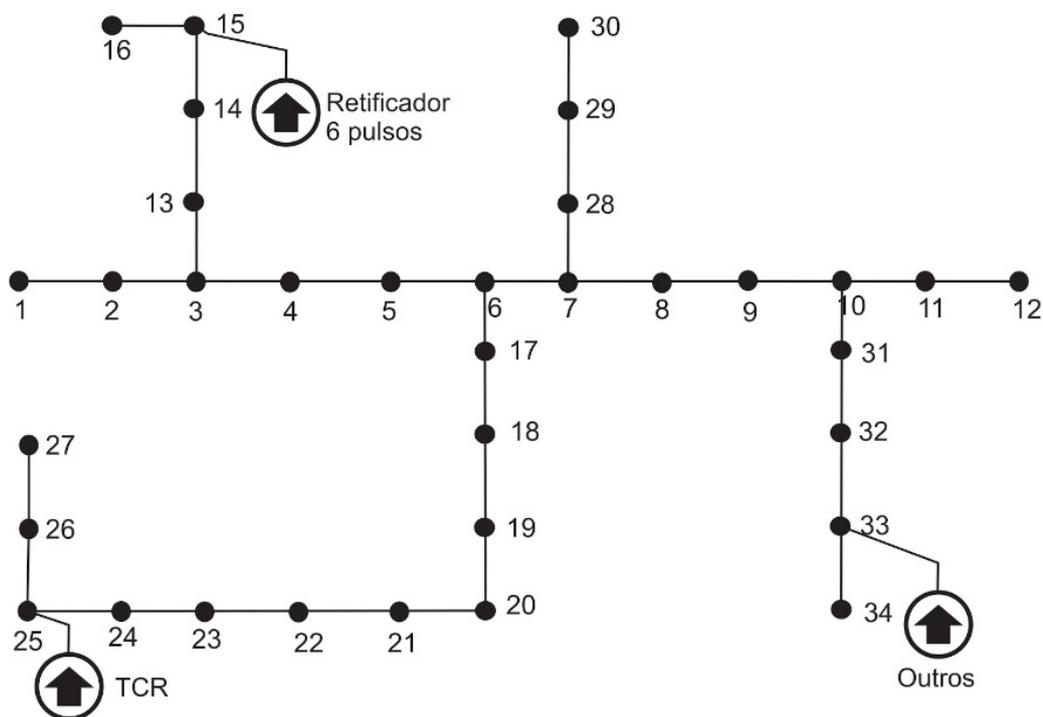
 Imprime $\text{Violação}I_{rms}$

fim

5.2. Resultados e análises

A primeira série de experimentos foi realizada para a rede de distribuição radial monofásica representativa de 34 barras cujos parâmetros das linhas bem como os dados de cargas nas barras podem ser encontrados em Masoum (2015) e no Apêndice A.1. O sistema pode ser visualizado na Figura 28. Esse sistema possui 4 derivações, sendo que a maior de todas parte da barra 6 do alimentador principal. O resultado do fluxo de carga para o sistema original apresenta tensões abaixo da tolerância de 0.5 p.u., convencionado como desvio máximo permitido. A necessidade de melhorias no perfil de tensão torna a rede adequada para o estudo em questão.

Figura 28- Sistema de testes de 34 barras



Fonte: do autor

As cargas não-lineares utilizadas são bastante frequentes nas redes de distribuição reais. Seus modelos de fontes de correntes ideais também são bastante consolidados na literatura. A carga não-linear designada pela nomenclatura “outros” se refere às fontes de harmônicos genéricas, tais como reatores eletrônicos de lâmpadas, adaptadores AC/DC de aparelhos eletrônicos, dentre outros. A Tabela 3 mostra o perfil dessas cargas, descrevendo-as em módulo e fase de suas componentes harmônicas.

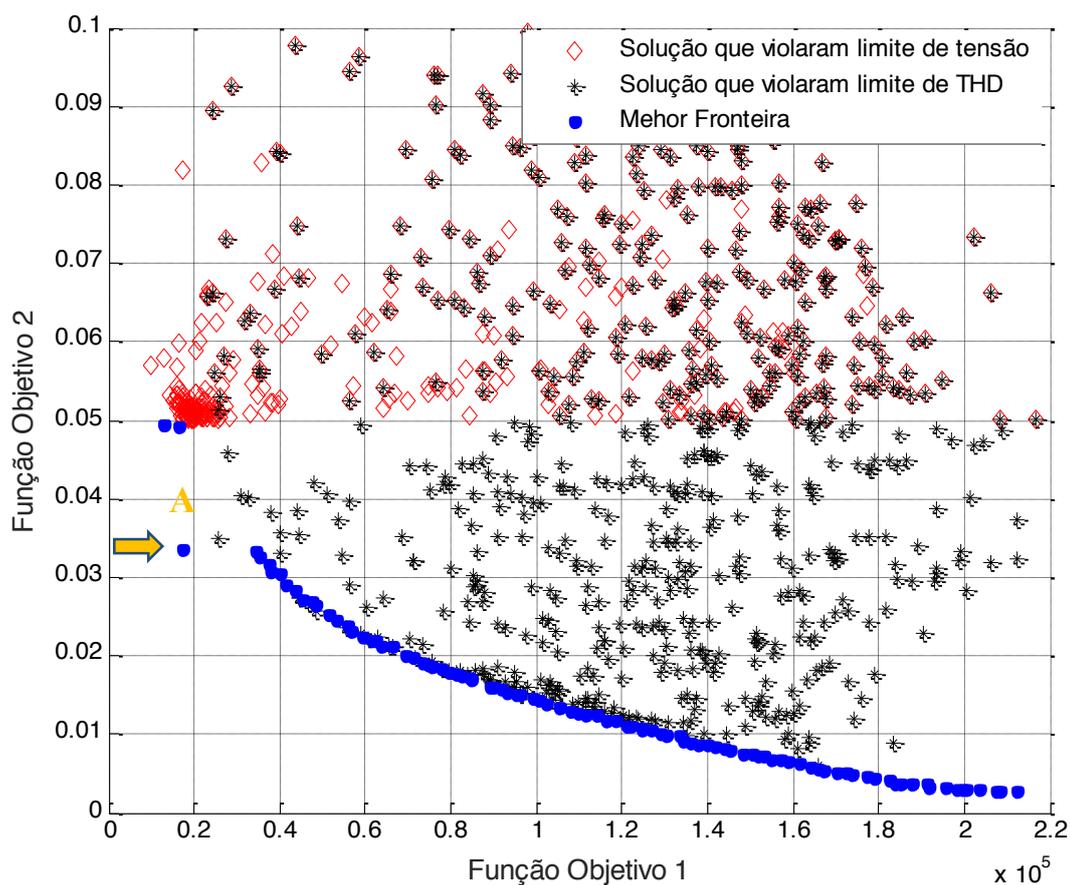
Tabela 3- Características das cargas não lineares presentes no sistema de 34 barras utilizado

Ordem	Retificador		TCR		Outros	
	Mod.(%)	Ang.(°)	Mod.(%)	Ang. (°)	Mod.(%)	Ang. (°)
1	100	-49,56	100	46,92	100	0
5	19,41	-67,77	7,02	-124,4	18,24	-55,6
7	13,09	11,90	2,50	-29,87	11,90	-84,1
11	7,58	-7,13	1,36	-23,75	5,73	-143,56
13	5,86	68,57	0,75	71,50	4,01	-175,68
17	3,79	46,53	0,62	77,12	1,93	111,39

Fonte: Abu-Hashim, 1999.

Os primeiros experimentos foram realizados usando o AEMO NSGA-II. Entretanto, os resultados obtidos por Kataoka et al (2016), Onaka et al (2016) e Kataoka (2017), que confrontaram os AEMOs NSGA-II e o SPEA2, revelaram que há superioridade deste último em relação ao primeiro na resolução do PAOBC na forma como concebido neste trabalho. Ainda assim, os resultados apresentados para o sistema de 34 barras da Figura 28 usando o NSGA-II tem o seu valor na medida em que o AEMO é apenas uma das ferramentas que compõem a metodologia aqui apresentada. Isto posto, a Figura 29 mostra a Fronteira de Pareto do referido experimento.

Figura 29-Resultados para a aplicação do AEMO NSGA-II no PAOBC



Fonte: do autor

Antes de ser aplicada a avaliação do *RI* ao conjunto de soluções que formam a Fronteira de Pareto, algumas observações importantes acerca dos resultados apresentados podem ser feitas:

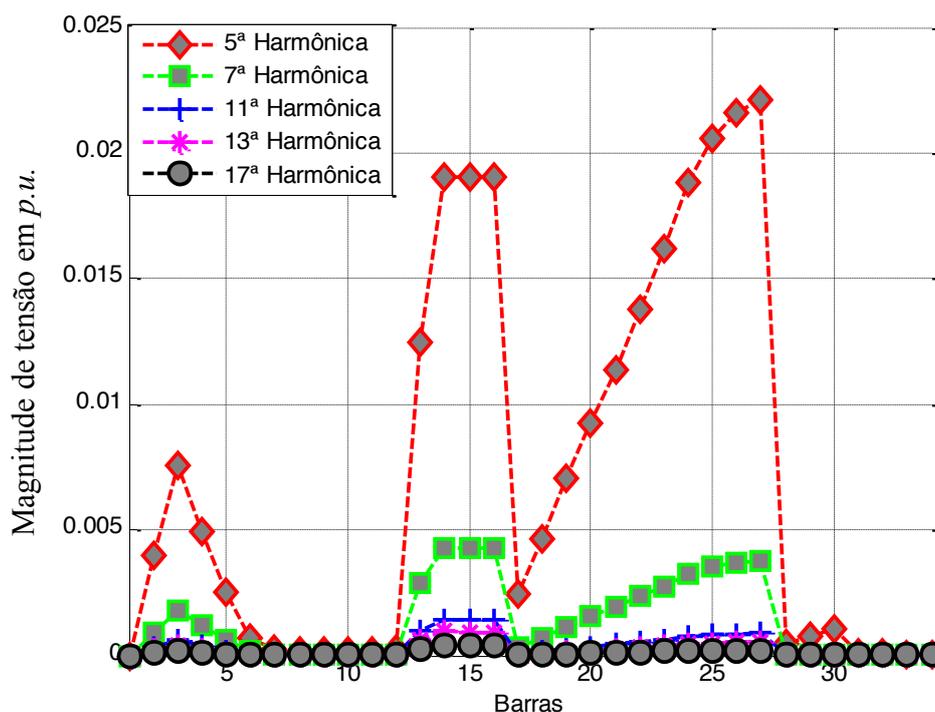
- a) Nota-se claramente que a partir do limite pré-estabelecido pela inequação de desvio máximo de tensão muitas das tensões que violaram tal limite (em vermelho), concentraram-se no lado esquerdo do gráfico, próximo à Fronteira de Pareto, o que revela que o algoritmo realizou uma busca densa nessa região;
- b) Em preto estão representadas as configurações que obtiveram um THDv acima do limite preestabelecido. É possível perceber que algumas delas coincidiram com as de violação dos limites de tensão, o que é salutar, haja vista que a amplificação dos harmônicos pode levar ao crescimento da tensão;

c) É possível observar que uma das soluções que compõem a Fronteira de Pareto se destacou em relação às demais (Solução *A*). Isso causou dois efeitos claramente constatados na Figura 29: ao redor da solução destacada, formou-se um *gap*, ratificando o domínio sobre seus vizinhos; o segundo efeito, já mencionado, é a concentração das soluções violadas justamente naquela região. O aparecimento da solução destacada foi suficiente para que seu material genético fosse passado aos seus descendentes. Como se trata de uma região que concentra soluções de baixo custo (com um número baixo de bancos de capacitores instalados), esse comportamento já era esperado.

d) Pode-se notar também que inúmeras configurações que violaram o THDv obtiveram êxito suficiente nos dois objetivos para equipará-las às melhores soluções obtidas pelo NSGA-II, conforme fora relatado por Lima et al (2016) e Lima (2017).

O perfil harmônico da solução *A* é mostrado na Figura 30. Embora tenha sido monitorada apenas a condição de THDv máxima, existe ainda a previsão de distorção harmônica individual máxima de 3%. Percebe-se que os resultados dos níveis individuais de distorção harmônica para a solução investigada ficaram abaixo desse limite. Mesmo o THD não ultrapassou 3%.

Figura 30-Composição harmônica da solução *A* na Fronteira de Pareto



Fonte: do autor

Considerando o pior caso do IHD (3%) para todos os harmônicos presentes na rede, ocorreram 11 situações de violação do limite máximo de RI=13,05 (valor determinado para as ordens harmônicas das cargas não lineares descritas na Tabela 3). As violações ocorreram basicamente nas 11ª e 13ª ordens harmônicas. Além disso, observou-se que as ocorrências se deram nas tentativas de alocar BCs próximos ao Retificador (81,8 % dos casos) ou próximos ao TCR (18,2% dos casos). Ressalta-se que todas as soluções apresentadas possuem diferentes configurações de bancos de capacitores. Entretanto, a Tabela 4 mostra apenas a barra e o valor do banco que colocaram o sistema na região de insegurança. Dessa forma, as soluções 2, 3, 4, 17, 18 e 64 apresentaram indícios de ressonância para o mesmo valor nominal de banco instalado na mesma barra. Tais soluções se diferenciam nos demais bancos instalados em outras barras da rede.

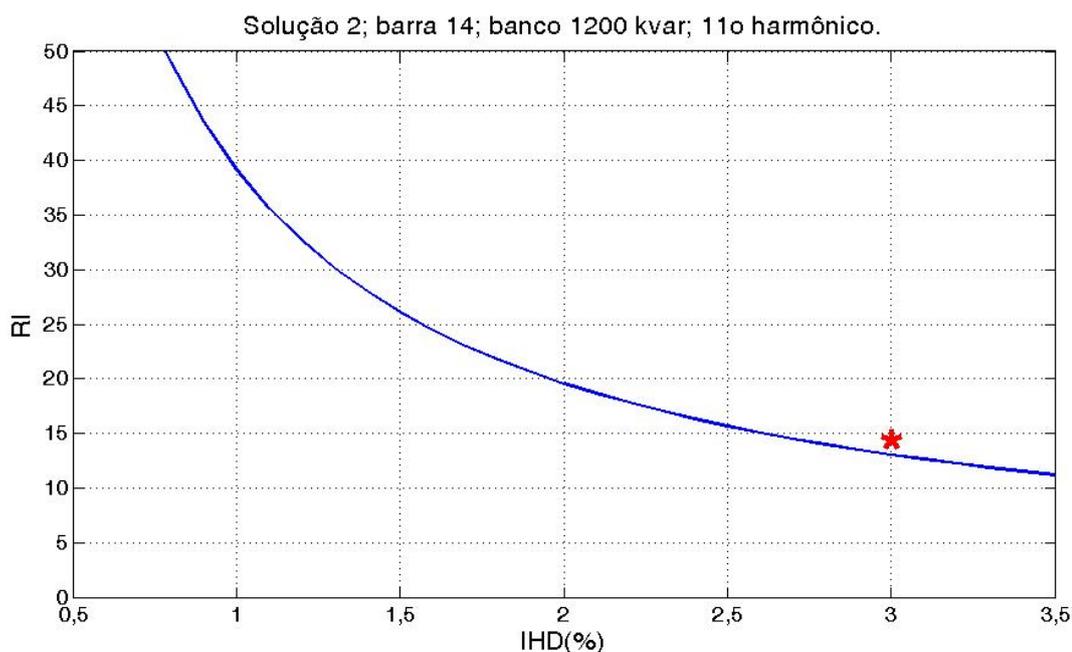
Tabela 4- Soluções que operariam na região insegura para o IHD de 3%

Solução	Barra	BC (kvar)
2	14	1200
3	14	1200
4	14	1200
13	12	600
13	27	1200
17	14	1200
18	14	1200
61	15	600
64	14	1200
70	15	1200
82	27	1200

Fonte: do autor

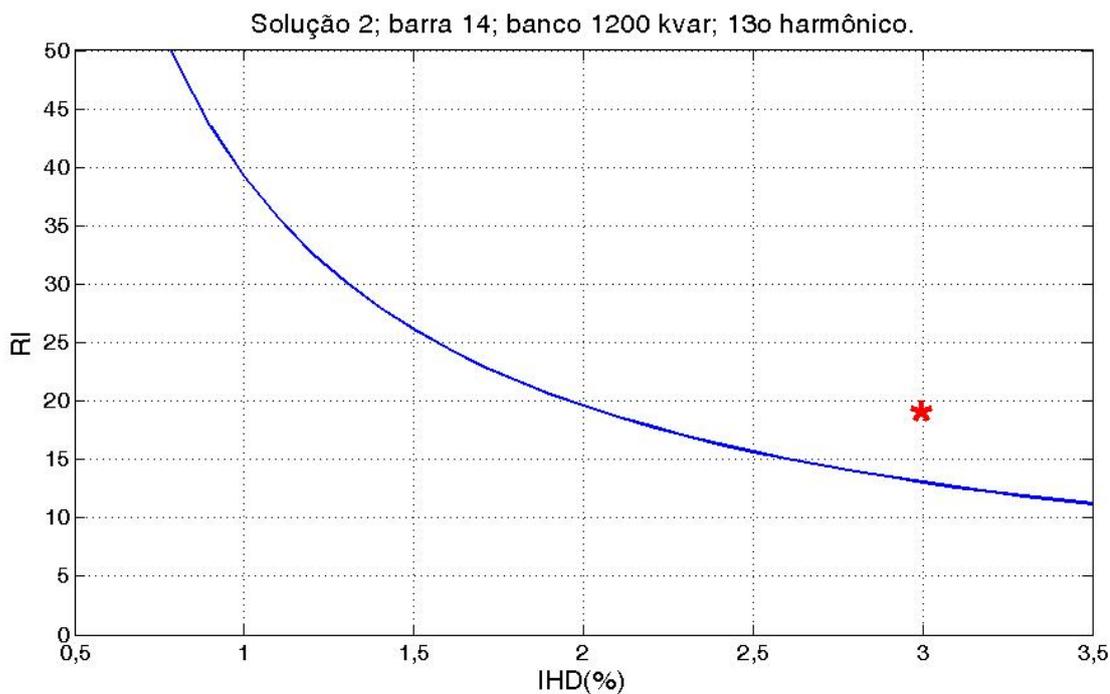
A Figura 31 mostra a Carta de Ressonância para 11ª harmônica de uma das soluções que apresentaram o comportamento indesejado. Percebe-se que o ponto plotado ficou situado acima da curva formada pelos limites estipulados para operação segura de BC. De modo semelhante, a Figura 32 apresenta a situação da mesma configuração de BCs para a 13ª harmônica. Nota-se que novamente a configuração apresentada coloca os elementos da rede na região de operação insegura.

Figura 31-Análise da Carta de Ressonância para a 11ª ordem harmônica



Fonte: do autor

Figura 32-Análise da Carta de Ressonância para a 13ª ordem harmônica



Fonte: do autor

Por fim, com o auxílio dos resultados do Fluxo de Carga Harmônico, a análise minuciosa dos valores de RI e IHD para todas as situações supostamente problemáticas revelou uma solução que, de fato, violou o limite de tensão de pico que o capacitor pode ser submetido com

123,63% do valor nominal, conforme descreve a Tabela 5. Esse último resultado é deveras significativo pois valida a hipótese inicial de que mesmo seguindo os ditames da IEEE 519, alguns elementos podem sofrer o impacto da ressonância harmônica no sistema.

Tabela 5-Características da solução que violou os limites de operação segura para o BC

Barrra	Número de BCs	Potência (kvar)	Custo (US)	Vpico (%)	RI _{max}
14	6	1200	12000	123,63	18,29

Fonte: do autor

Para fins de análise, foi separada uma solução intermediária da Fronteira de Pareto (solução 43). A Tabela 6 compara alguns dos resultados da metodologia proposta com a Otimização por Enxame de Partículas Binária (BPSO) (Khalil et al, 2007), *Fuzzy-based Approach* (FBA) (Ramadam et al, 2014), CSA (Fard et al, 2015), CSA Auto-adaptativo Modificado (SAMCSA) (Injeti et al, 2015) e *Bacterial Foraging Optimization Algorithm* (BFOA) (Devalabaji et al, 2015), advindos da literatura recente e considerando o mesmo sistema. São comparados parâmetros como tensão mínima, perdas ativas, total de kVAr instalado e THD máximo (quando aplicado). Pode ser observado que a metodologia proposta é bastante competitiva às demais metodologias em todos os aspectos. Embora apresentem excelentes resultados, a maioria dessas metodologias não considera os efeitos dos harmônicos no PAOBC. Verifica-se que a metodologia proposta supera o BPSO, por exemplo, em praticamente todos os aspectos analisados, inclusive no nível de THD.

Tabela 6-Comparação entre os resultados da metodologia propostas com outros trabalhos.

	Caso base	FBA	BPSO	SAMCSA	CSA	BFOA	Método Proposto
Tensão máx (p.u.)	1	1	1	1	1	1	1
Tensão mín. (p.u.)	0,944	0,951	0,955	0,959	0,950	0,950	0,951
Perdas(kVAr)	221,70	162	171,58	159,20	160,61	160,6	164,39
Total (kVAr)	-	3450	8700	2400	2250	2150	2400
Harmônicos ?	Não	Não	Sim	Não	Não	Não	Sim
THD máx (%)	22,57	-	4,98	-	-	-	0,32
Tipo	-	MO*	SO**	MO	SO	SO	MO

* Multiobjeivo

**Objetivo único

Com a finalidade de confrontar o tempo de simulação do método de decisão a posteriori baseado na análise do RI proposto neste trabalho com a avaliação progressiva, foram elaboradas 3 estratégias de tomada de decisão conforme a Tabela 7. A primeira delas é a metodologia

proposta nesta tese, em que o THD e IHD são avaliados durante a execução do AEMO enquanto o RI é avaliado após a obtenção do Pareto. A segunda estratégia avalia o RI durante o AEMO e deixa a avaliação do THD e IHD para o final. Já a terceira faz a avaliação dessas 3 grandezas durante o AEMO. Como a análise do RI é composta por 4 inequações, tanto a estratégia 2 quanto a estratégia 3 demandaram um tempo maior de simulação. Já a estratégia 1 levou apenas um terço do tempo das outras duas estratégias e totalizou menos violações dentre todas as estratégias.

Salienta-se que mesmo realizando a avaliação do RI é imprescindível que se monitore também o THD e IHD, pois tais critérios não são excludentes (Lima, 2017).

Tabela 7- Tempo de simulação para 3 diferentes estratégias de tomada de decisão

Estratégia	Progressivo	<i>a posteriori</i>	Tempo de Simulação	Total de violações
1	THD e IHD	RI	11min00s	2251
2	RI	THD e IHD	31min56s	3691
3	THD, IHD e RI	-	33min34s	4695

Fonte: do autor

5.2.1. Rede trifásica IEEE 34 barras

O segundo sistema escolhido foi a rede trifásica IEEE 34 barras, cuja descrição se encontra em “www.ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders”¹⁴. Como essa rede apresentava alimentadores com trechos longos entre uma barra e outra contendo um pequeno número de cargas, o sistema original precisou passar por algumas modificações para que pudesse ser utilizada para o PAOBC:

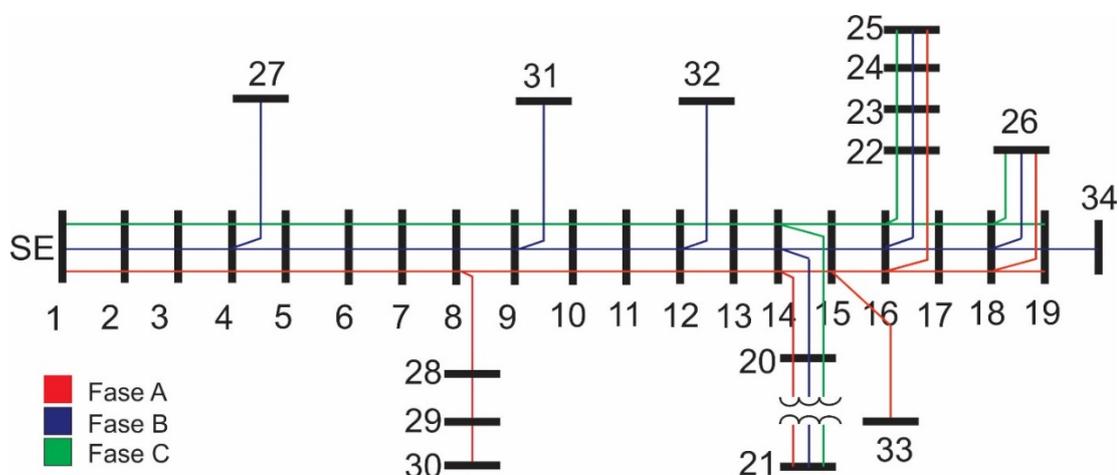
- a) Os números das barras foram substituídos para facilitar a leitura dos dados do sistema nas ferramentas de fluxo de carga.
- b) Os longos trechos dos alimentadores do sistema original (alguns com 14 km) sem cargas distribuída ao longo de sua extensão foram reduzidos a 70% de seu tamanho;
- d) Em contrapartida as cargas do sistema tiveram seu valor nominal elevado para justificar a compensação reativa;
- c) Os reguladores de tensão nos trechos 6-7 e 13-14 foram removidos;

A rede trifásica IEEE 34 barras é mostrada na Figura 33. A importância desse sistema diante do estudo proposto é evidente, haja vista as redes reais de distribuição serem trifásicas e

¹⁴ Será designado a partir deste ponto somente por “IEEE test feeders”

desbalanceadas. Salienta-se que a instalação de BCs por parte da concessionária é feita somente de forma trifásica e equilibrada de tal modo que não se admitiu a instalação de BCs monofásicos ou bifásicos nem tampouco BCs de diferentes valores nominais em uma mesma barra trifásica.

Figura 33-Sistema IEEE 34 barras



Fonte: adaptado de *IEEE test feeders*

As fontes harmônicas foram dispostas no sistema conforme mostrado na Tabela 8. Buscou-se posicionar as fontes harmônicas nas barras trifásicas do sistema, principalmente ao longo do alimentador principal que compreende as barras 1-19. O motivo dessa escolha partiu da análise feita para o sistema anterior em que as situações indesejadas, as quais se deseja analisar, ocorriam justamente na tentativa de instalação dos BCs perto das cargas não lineares. Este trabalho se limita à análise de cargas não lineares trifásicas equilibradas. Entretanto, sabe-se que o que ocorre na realidade é a presença de cargas não lineares desequilibradas, cujo perfil harmônico é uma composição das diversas fontes harmônicas apresentadas.

Tabela 8-Localização das fontes harmônicas na rede IEEE 34 barras

Barra	Tipo de Carga	Natureza
7	Retificador	Trifásica equilibrada
13	TCR	Trifásica equilibrada
15	Retificador	Trifásica equilibrada
19	Outras cargas não lineares	Trifásica equilibrada
21	Outras cargas não lineares	Trifásica equilibrada
25	TCR	Trifásica equilibrada

Fonte: do autor

Sabe-se que a demanda de energia varia ao longo do dia. Nesse sentido, torna-se oportuno estudar como seria a adequação da metodologia proposta diante dessa variação. Por conta disso, o sistema IEEE 34 barras foi analisado nos cenários de carga leve e carga pesada.

- a) Cenário de carga leve: o cenário de carga leve considerou o carregamento normal do sistema. Além disso, também foi adotado o valor nominal das fontes harmônicas e posições conforme mostrados na Tabela 8.
- b) Cenário de carga pesada: já para o cenário de carga pesada, a carga foi alterada uniformemente em 30%. Da mesma maneira procedeu-se com a carga harmônica presente na rede.

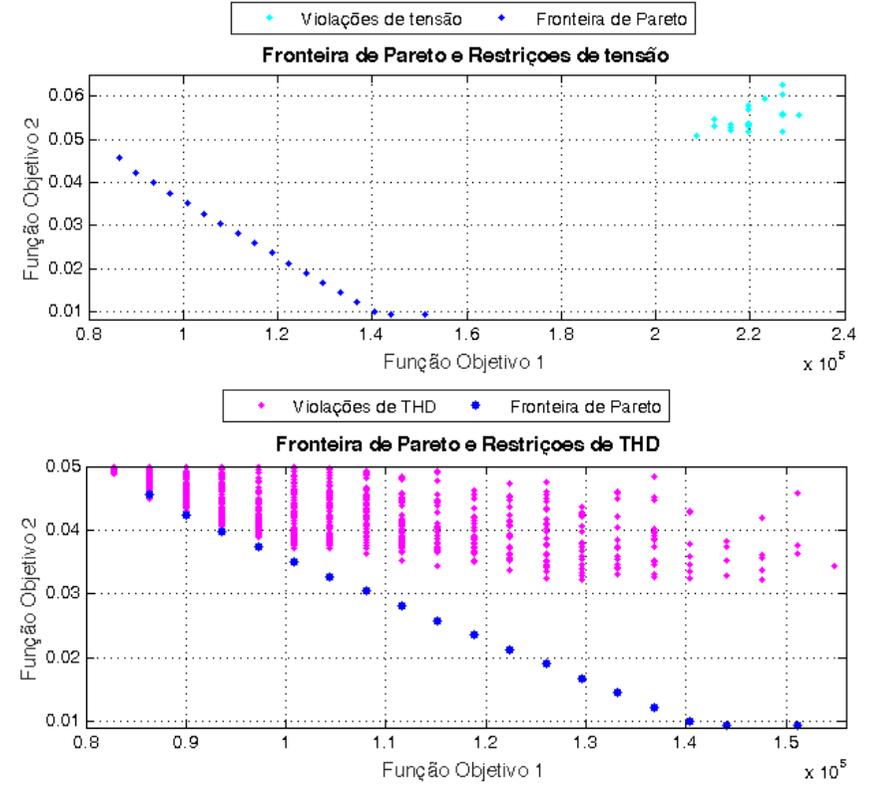
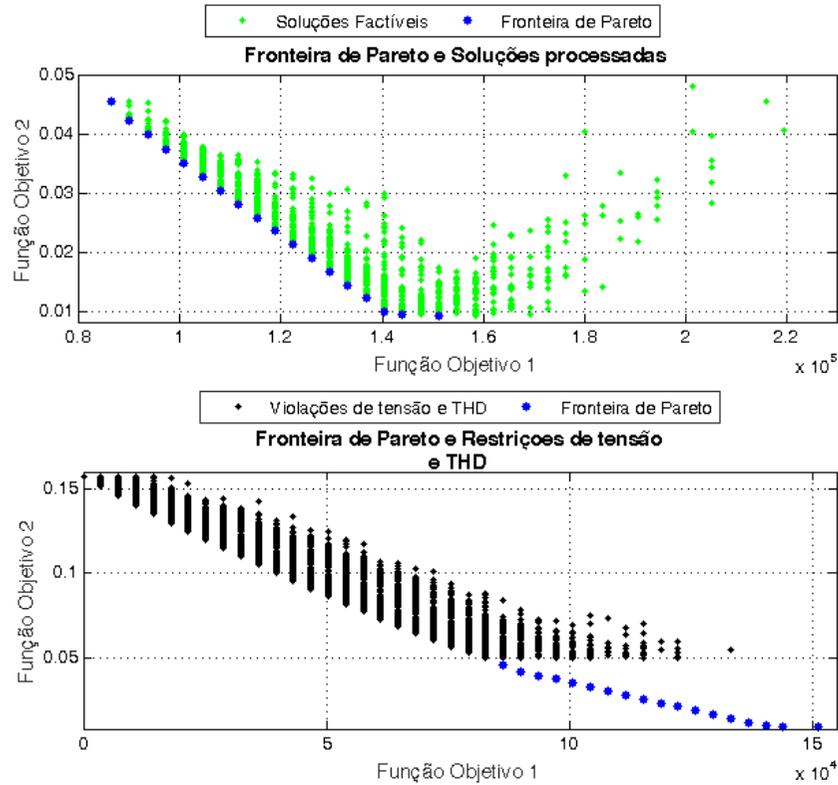
5.2.1.1. Resultados obtidos

Os resultados são apresentados na Figura 34 e foram obtidos após observados os dois cenários determinados. É possível perceber claramente como se comportou o algoritmo diante de cada restrição do PAOBC. Nota-se também que a região que compreende as soluções mais baratas foi onde se concentrou o maior número de violações de THD e de tensão/THD. Entretanto, não se constatou nessa região nenhuma solução que tenha violado somente a restrição de tensão. Outra observação importante é que não ocorreram outras violações de THD senão na região de soluções mais baratas embora o algoritmo tenha encontrado diversas configurações factíveis na região em que se formou a Fronteira de Pareto.

O aspecto de linhas verticais apresentadas na solução é explicado pela baixa influência do custo de operação na Função Objetivo 1. Isso significa que o custo de implementação da solução foi determinado pelos custos dos BCs. Depreende-se dessa maneira que para uma determinada linha vertical, a quantidade de reativos instalada é a mesma, variando-se, contudo, na posição e na combinação de bancos, haja vista que os valores nominais dos BCs adotados são múltiplos do menor deles (300kVAr). Uma solução contendo 3 bancos de 600 kVAr, por exemplo, teria o mesmo custo que uma solução com apenas dois bancos nos valores respectivos de 600 e 1200 kVAr. Torna-se claro que para essas duas combinações de valores nominais que totalizam 1800 kVAr inúmeras outras combinações podem surgir da mudança de posição dos BCs.

De modo a confrontar as soluções factíveis e infactíveis obtidas, na Figura 35 são mostradas (em uma resolução mais favorável à análise) duas soluções designadas por *A* e *B*, respectivamente. A solução *A*, que violou o critério de THD, dominaria a solução *B* caso não fossem consideradas as influências harmônicas na rede. Ambas soluções apresentam o mesmo custo de implementação. As Tabelas 9 e 10 mostram o perfil de tensão e o THD nas barras da rede para as duas soluções nos dois cenários, respectivamente.

Figura 34-Resultados obtidos aplicando o SPEA2 para o PAOBC na rede IEEE 34 barras



Fonte: do autor

Tabela 9-Comparação do perfil de tensão entre as soluções A e B

Barra	Solução A						Solução B					
	Tensão (p.u.) - Carga leve			Tensão (p.u.) - Carga pesada			Tensão (p.u.) - Carga leve			Tensão (p.u.) - Carga pesada		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
2	1,0004	1,0004	1,0004	0,9983	0,9984	0,9985	1,0007	1,0007	1,0007	0,9983	0,9984	0,9985
3	1,0005	1,0006	1,0006	0,9978	0,9979	0,9980	1,0009	1,0010	1,0009	0,9978	0,9979	0,9980
4	1,0033	1,0037	1,0035	0,9884	0,9897	0,9898	1,0055	1,0059	1,0056	0,9884	0,9897	0,9898
5	1,0068	1,0077	1,0072	0,9783	0,9812	0,9811	1,0111	1,0120	1,0113	0,9782	0,9811	0,9810
6	1,0097	1,0111	1,0103	0,9707	0,9750	0,9746	1,0157	1,0171	1,0160	0,9706	0,9749	0,9745
7	1,0097	1,0111	1,0103	0,9707	0,9750	0,9746	1,0157	1,0171	1,0160	0,9706	0,9749	0,9745
8	1,0097	1,0111	1,0103	0,9706	0,9749	0,9745	1,0157	1,0171	1,0161	0,9705	0,9748	0,9743
9	1,0111	1,0121	1,0112	0,9686	0,9719	0,9714	1,0178	1,0187	1,0176	0,9684	0,9717	0,9713
10	1,0112	1,0121	1,0113	0,9684	0,9717	0,9712	1,0179	1,0188	1,0177	0,9682	0,9715	0,9710
11	1,0141	1,0145	1,0133	0,9648	0,9669	0,9656	1,0221	1,0224	1,0210	0,9646	0,9668	0,9654
12	1,0142	1,0145	1,0134	0,9647	0,9668	0,9655	1,0223	1,0225	1,0211	0,9645	0,9666	0,9653
13	1,0200	1,0192	1,0174	0,9598	0,9597	0,9566	1,0305	1,0295	1,0275	0,9595	0,9594	0,9564
14	1,0200	1,0192	1,0174	0,9598	0,9596	0,9566	1,0305	1,0295	1,0275	0,9595	0,9594	0,9564
15	1,0209	1,0201	1,0182	0,9597	0,9593	0,9560	1,0320	1,0309	1,0288	0,9599	0,9595	0,9562
16	1,0221	1,0210	1,0191	0,9596	0,9589	0,9554	1,0338	1,0325	1,0303	0,9604	0,9596	0,9561
17	1,0224	1,0213	1,0193	0,9597	0,9589	0,9553	1,0343	1,0330	1,0308	0,9608	0,9599	0,9563
18	1,0228	1,0217	1,0197	0,9601	0,9592	0,9556	1,0348	1,0334	1,0312	0,9612	0,9603	0,9567
19	1,0228	1,0217	1,0197	0,9601	0,9592	0,9556	1,0348	1,0335	1,0313	0,9612	0,9603	0,9567
20	1,0200	1,0192	1,0174	0,9598	0,9596	0,9566	1,0305	1,0295	1,0275	0,9595	0,9594	0,9564
21	1,0193	1,0185	1,0168	0,9583	0,9582	0,9552	1,0298	1,0288	1,0268	0,9575	0,9575	0,9544
22	1,0221	1,0211	1,0191	0,9596	0,9588	0,9553	1,0338	1,0325	1,0304	0,9604	0,9596	0,9561
23	1,0222	1,0211	1,0192	0,9595	0,9587	0,9552	1,0340	1,0326	1,0305	0,9603	0,9594	0,9560
24	1,0229	1,0217	1,0198	0,9601	0,9590	0,9557	1,0346	1,0331	1,0310	0,9608	0,9598	0,9564
25	1,0229	1,0217	1,0198	0,9601	0,9591	0,9557	1,0346	1,0332	1,0311	0,9608	0,9598	0,9564
26	1,0229	1,0218	1,0198	0,9601	0,9593	0,9557	1,0349	1,0335	1,0313	0,9612	0,9603	0,9568
27		1,0023			0,9896			1,0058			0,9895	
28	1,0057			0,9702			1,0156			0,9700		
29	1,0013			0,9581			1,0112			0,9580		
30	1,0003			0,9554			1,0102			0,9552		
31		1,0077			0,9717			1,0186			0,9716	
32		1,0089			0,9667			1,0224			0,9665	
33	1,0109			0,9597			1,0320			0,9599		
34		1,0104			0,9590			1,0334			0,9601	

Fonte: do autor

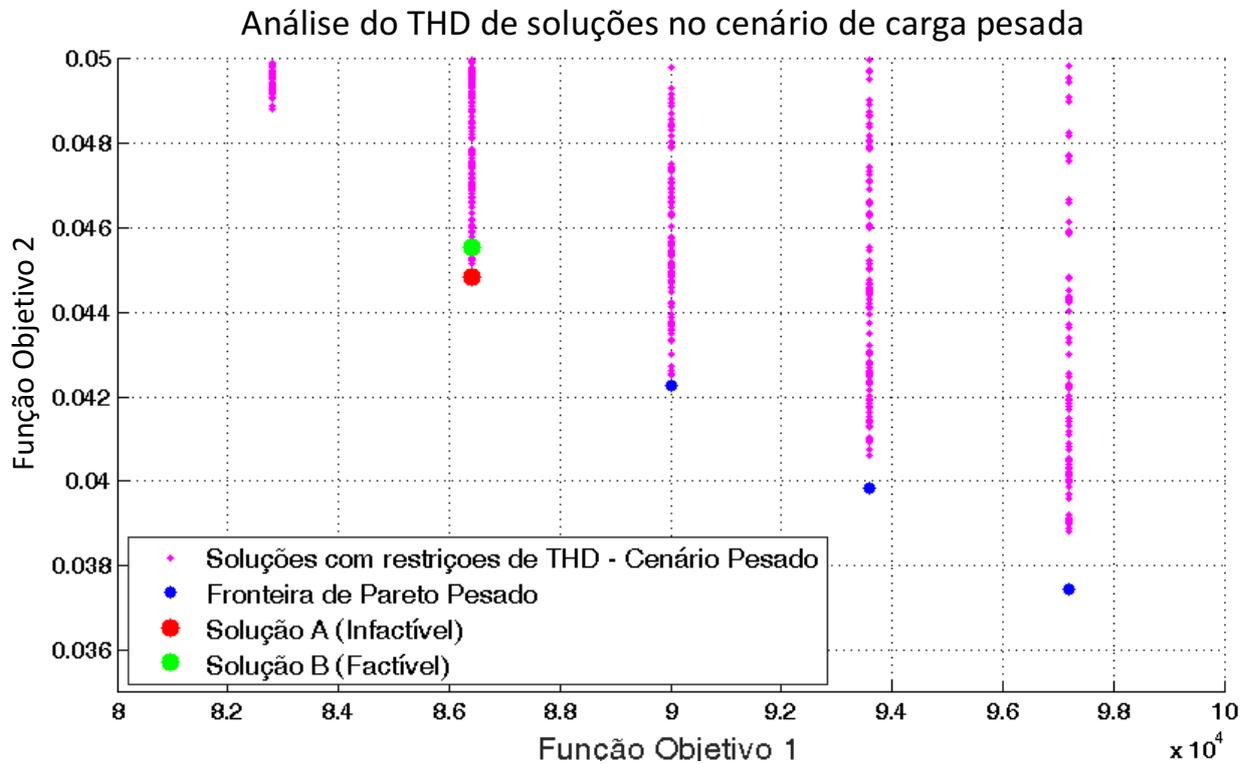
Tabela 10- Comparação de THD nas barras entre as soluções A e B

Barra	Solução A						Solução B					
	THD (p.u.) - Carga leve			THD (p.u.) - Carga pesada			THD (p.u.) - Carga leve			THD (p.u.) - Carga pesada		
	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C	Fase A	Fase B	Fase C
1	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
2	0,0010	0,0009	0,0009	0,0019	0,0019	0,0019	0,0007	0,0006	0,0006	0,0007	0,0006	0,0006
3	0,0013	0,0013	0,0012	0,0026	0,0026	0,0025	0,0009	0,0009	0,0008	0,0009	0,0008	0,0008
4	0,0073	0,0070	0,0066	0,0145	0,0144	0,0139	0,0050	0,0048	0,0045	0,0049	0,0047	0,0046
5	0,0142	0,0137	0,0128	0,0283	0,0281	0,0271	0,0098	0,0094	0,0088	0,0096	0,0092	0,0089
6	0,0197	0,0191	0,0178	0,0393	0,0389	0,0376	0,0136	0,0130	0,0122	0,0133	0,0128	0,0123
7	0,0197	0,0191	0,0178	0,0393	0,0389	0,0376	0,0136	0,0130	0,0122	0,0133	0,0128	0,0123
8	0,0198	0,0191	0,0179	0,0394	0,0391	0,0377	0,0136	0,0131	0,0123	0,0134	0,0129	0,0124
9	0,0223	0,0215	0,0202	0,0424	0,0420	0,0406	0,0155	0,0148	0,0140	0,0152	0,0146	0,0141
10	0,0225	0,0217	0,0204	0,0426	0,0422	0,0408	0,0156	0,0150	0,0141	0,0154	0,0148	0,0143
11	0,0277	0,0266	0,0252	0,0487	0,0480	0,0466	0,0194	0,0186	0,0177	0,0193	0,0185	0,0180
12	0,0278	0,0268	0,0253	0,0489	0,0482	0,0468	0,0195	0,0187	0,0177	0,0194	0,0186	0,0181
13	0,0374	0,0358	0,0341	0,0598	0,0587	0,0573	0,0267	0,0254	0,0244	0,0269	0,0257	0,0252
14	0,0374	0,0358	0,0341	0,0599	0,0587	0,0573	0,0267	0,0254	0,0244	0,0269	0,0257	0,0252
15	0,0387	0,0371	0,0354	0,0608	0,0597	0,0583	0,0280	0,0266	0,0256	0,0283	0,0270	0,0264
16	0,0404	0,0386	0,0369	0,0620	0,0608	0,0594	0,0295	0,0281	0,0270	0,0299	0,0285	0,0280
17	0,0407	0,0390	0,0372	0,0621	0,0608	0,0594	0,0300	0,0285	0,0274	0,0304	0,0290	0,0284
18	0,0413	0,0395	0,0377	0,0621	0,0609	0,0595	0,0304	0,0290	0,0278	0,0308	0,0294	0,0288
19	0,0413	0,0395	0,0378	0,0621	0,0609	0,0595	0,0304	0,0290	0,0279	0,0308	0,0294	0,0288
20	0,0374	0,0358	0,0341	0,0599	0,0587	0,0573	0,0267	0,0254	0,0244	0,0269	0,0257	0,0252
21	0,0374	0,0358	0,0341	0,0599	0,0587	0,0573	0,0267	0,0254	0,0244	0,0269	0,0257	0,0252
22	0,0404	0,0386	0,0369	0,0620	0,0608	0,0594	0,0295	0,0281	0,0270	0,0299	0,0285	0,0280
23	0,0407	0,0389	0,0372	0,0620	0,0608	0,0594	0,0297	0,0283	0,0272	0,0301	0,0287	0,0282
24	0,0414	0,0396	0,0379	0,0620	0,0608	0,0594	0,0303	0,0288	0,0277	0,0307	0,0293	0,0287
25	0,0415	0,0397	0,0379	0,0620	0,0608	0,0594	0,0303	0,0289	0,0277	0,0307	0,0293	0,0287
26	0,0414	0,0396	0,0378	0,0621	0,0609	0,0595	0,0305	0,0290	0,0279	0,0309	0,0294	0,0289
27		0,0070			0,0051			0,0048			0,0047	
28	0,0198			0,0144			0,0136			0,0134		
29	0,0198			0,0144			0,0136			0,0134		
30	0,0198			0,0144			0,0136			0,0134		
31		0,0215			0,0158			0,0148			0,0146	
32		0,0268			0,0200			0,0187			0,0186	
33	0,0387			0,0299			0,0280			0,0283		
34		0,0395			0,0304			0,0290			0,0294	

Fonte: do autor

Percebe-se que não há nenhuma violação nos limites de tensão, pelo contrário a variação máxima de tensão (Objetivo 2) da solução violada *A* foi ligeiramente melhor do que a solução da Fronteira de Pareto *B*. Por outro lado, os níveis de THD da solução *A*, sobretudo na região destacada da Tabela 10, ficaram muito mais altos que os da solução *B* no cenário de carga pesada.

Figura 35- Solução mais barata X Solução que violou THD



Fonte: do autor

A Tabela 11 mostra os BCs instalados para cada uma das soluções em cada um dos cenários determinados.

Tabela 11- Bancos fixos e chaveados das soluções A e B

Barras	Solução A		Solução B	
	BC fixo	BC chaveado	BC fixo	BC chaveado
14	600			
17			1200	
18			300	
19	1200		1200	
20		300		300
21		600		

22		300	600
23		600	
24	1200		1200
25	1200		1200
26	1200		1200

Fonte: do autor

Nota-se que a amplificação de tensão aconteceu exatamente quando os BCs chaveados foram acionados no cenário de carga pesada. Enquanto a solução *B* conta com apenas 2 BCs chaveados, a solução *A*, por sua vez, sugere que sejam instalados 4 BCs desse tipo.

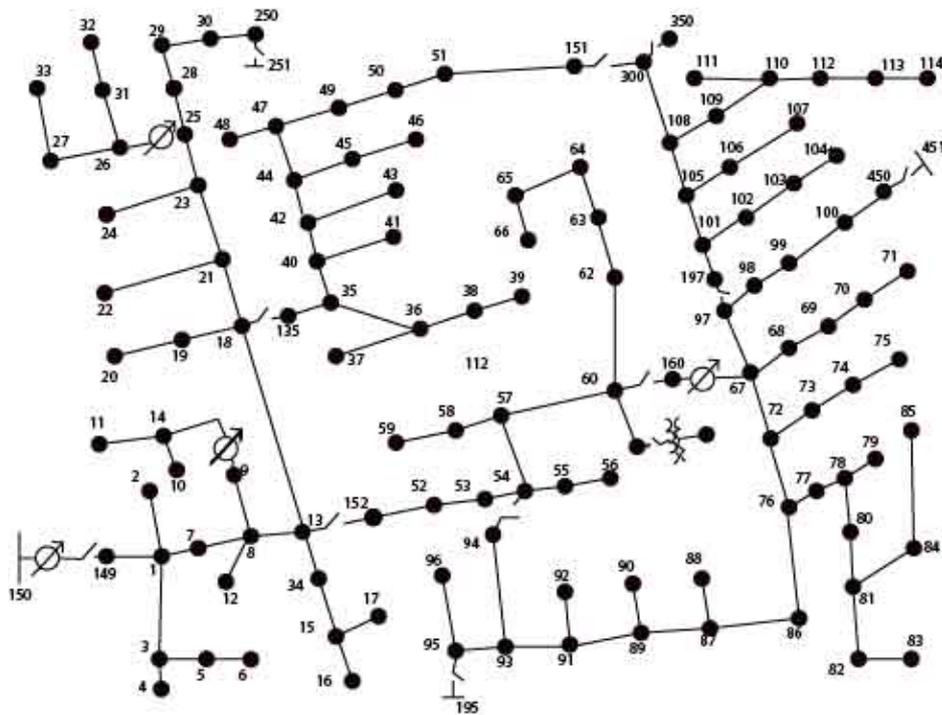
5.2.1.2. Análise do *RI* das soluções do Pareto

As 18 configurações que formaram a Fronteira de Pareto foram analisadas para o critério de *RI*. Nenhuma delas apresentou situações que colocassem os BCs operando na região insegura quando considerados o pior caso de IHD, que é de 3%. Assim, não foi necessário fazer a análise aprofundada com os valores de distorção reais advindos do fluxo de carga harmônico. Esse comportamento pode ser explicado pela ausência de soluções que violaram THD próximas à formação da Fronteira de Pareto.

5.2.2. Rede IEEE 123 barras

O segundo sistema analisado foi a rede IEEE 123 barras (Figura 36) cujos dados de carga, impedância das linhas, dados de reguladores e transformadores, também estão disponíveis em IEEE *test feeders*. Como descrito na fonte citada, esse sistema é apropriado para o estudo de alocação de bancos de capacitores. O que se percebe, no entanto, é que a resolução do fluxo de carga disponível para consulta na referida fonte, revela que os reguladores e capacitores da rede original já se encarregam de manter as grandezas elétricas dentro dos limites desejados. Dessa forma, também foi necessário realizar algumas mudanças no sistema.

Figura 36-Rede IEEE 123 barras



Fonte: IEEE test feeders

- a) A primeira modificação foi a adequação das barras para entradas de dados no fluxo de carga;
- b) Os bancos de capacitores já instalados na rede original, localizados nas barras 83, 88, 90 e 92, foram retirados;
- c) Também foram removidos os reguladores de tensão com exceção do regulador que está localizado no trecho 160-67.

Além das mudanças realizadas na rede, também foi necessário mudar o valor nominal dos bancos para adequar a demanda da rede que, em média, apresenta uma demanda de reativos relativamente baixa. A Tabela 12 mostra os novos valores adotados bem como a codificação adotada.

Tabela 12-Configurações e preços dos bancos de capacitores considerados

Configuração	Tamanho (kvar)	Custo (US)
00	Sem banco	0
01	30	120
10	60	240
11	120	480

Fonte: adaptado de Lima, 2017

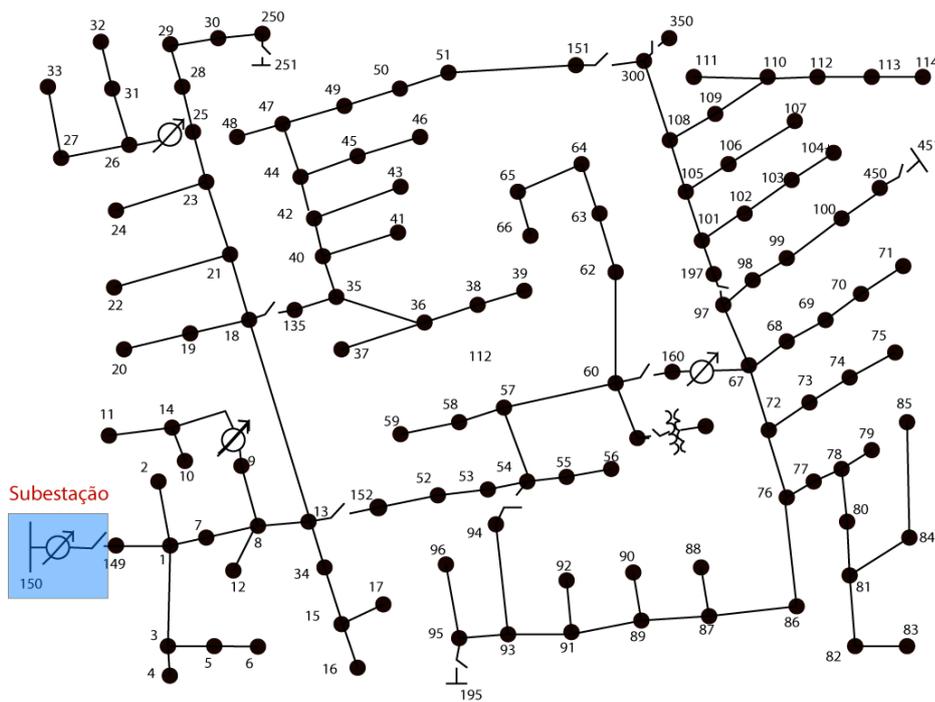
Tal como o sistema IEEE 34 barras, esse sistema também inclui algumas particularidades que justificam sua escolha para os testes realizados. Uma delas é o fato de ser um sistema de maior tamanho, o qual poderia ser um modelo simplificado de uma rede urbana. Outro fator é a quantidade de configurações que podem ser obtidas a partir do chaveamento de

chaves de manobra presentes no sistema original. Este último fator, inclusive, serve como base para os experimentos a seguir, uma vez que as diferentes configurações obtidas a partir de manobras ou mesmo entrada de cargas pesadas durante o dia podem alterar o *DPI* e, portanto, modificar os pontos de ressonância do sistema.

5.2.2.1. Configuração 1: configuração original

O primeiro cenário explorado foi justamente a configuração original do sistema. Nesse sentido, a barra 150 foi mantida como a referência do sistema, conforme pode ser visto na Figura 37. A configuração das chaves é mostrada na Tabela 13.

Figura 37-Configuração 1: Rede original; SE na barra 150



Fonte: do autor

Tabela 13-Estados das chaves para a configuração 1

Estado das chaves do sistema		
Barra de origem	Barra de destino	Normalmente
13	152	Fechada
18	135	Fechada
60	160	Fechada
61	610	Fechada
97	197	Fechada

150	149	Fechada
250	251	Aberta
450	451	Aberta
54	94	Aberta
151	300	Aberta
300	350	Aberta

Fonte: do autor

As posições das cargas não-lineares foram escolhidas segundo as mesmas diretrizes adotadas para os sistemas anteriores. Dessa maneira, as barras mais distantes da subestação, onde se presume ter maior probabilidade de apresentar bancos instalados na solução, foram selecionadas para receber as cargas não lineares, conforme a Tabela 14.

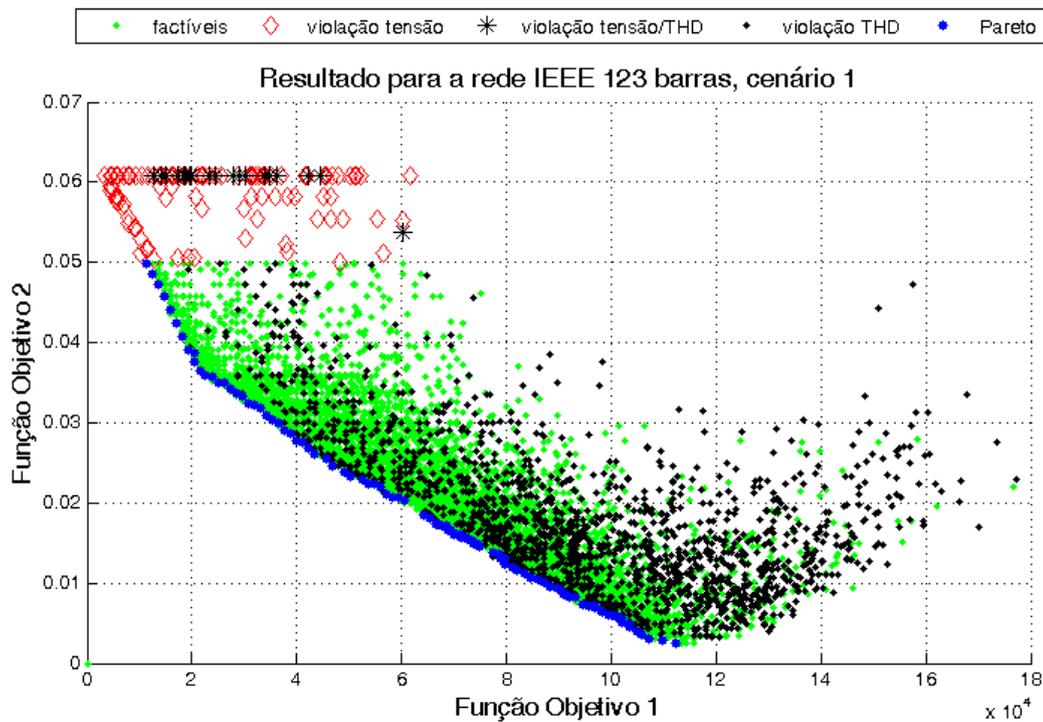
Tabela 14- Localização das fontes harmônicas na rede IEEE 123 barras

Barra	Tipo de Carga	Barra	Tipo de Carga
14	Retificador	70	Outras cargas não lineares
26	Outras cargas não lineares	84	TCR
38	TCR	91	Retificador
51	Retificador	99	Retificador
62	Outras cargas não lineares	105	TCR

Fonte: do autor

Os resultados do SPEA2 após 300 gerações podem ser visualizados na Figura 38. Foi mantido o padrão de registro de todas as soluções candidatas. Mesmo as violações de tensão, THD/IHD e de tensão/THD apresentadas na referida figura foram armazenadas para possíveis comparações. O comportamento foi semelhante aos testes realizados para os sistemas anteriores. Aqui também, muitas das violações de THD apareceram próximas à Fronteira de Pareto.

Figura 38-Resultado obtido aplicando o SPEA2 para o PAOBC na rede IEEE 123 barras



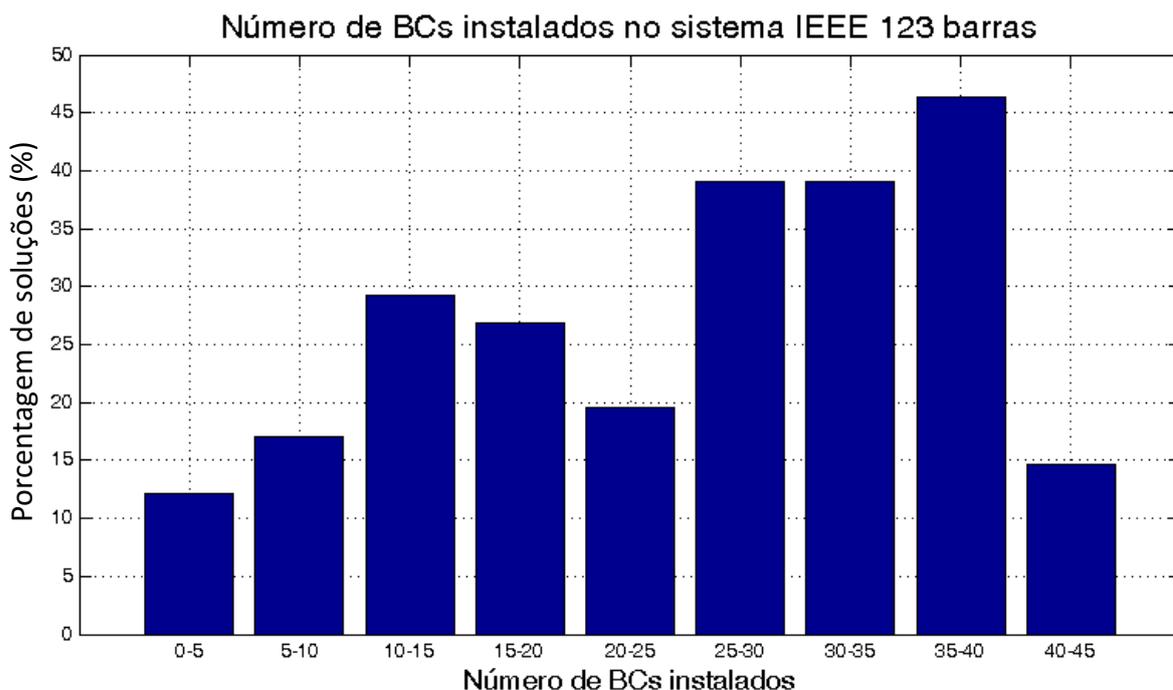
Fonte: do autor

A Fronteira de Pareto foi formada com 100 indivíduos, ou seja, a totalidade de indivíduos permitidos no *arquivo*, indicando que provavelmente foi necessário aplicar o corte na determinação da fronteira final. O conjunto de soluções foi bastante diversificado. O número de bancos instalados (que interfere diretamente no custo de implementação da solução), por exemplo, variou dentro da faixa de 3 (solução mais barata) a 41 (solução mais onerosa) BCs. Na Figura 39 são apresentadas as amostras estratificadas dos BCs para cada uma das 100 soluções do Pareto.

5.2.2.2. Análise do *RI* das soluções do Pareto

Procedeu-se o último passo da metodologia proposta avaliando-se todas as soluções da Fronteira de Pareto para a Configuração 1. Considerando os 100 indivíduos advindos do AEMO, a soma de todas as tentativas de alocação de BCS foi de 2601. Todas essas possibilidades foram avaliadas considerando primeiramente o nível de IHD de 3% (pior caso) resultando 2499 situações que colocariam o sistema em estado de alerta. Essas possibilidades envolveram todos os indivíduos da Fronteira de Pareto. A análise com os níveis de distorção verdadeiros provenientes do fluxo de carga mostrou que 9 dessas configurações apresentaram violações de *RI*, conforme mostrado na Tabela 15.

Figura 39- Amostragem dos indivíduos quanto ao número de BCs instalados



Fonte: do autor

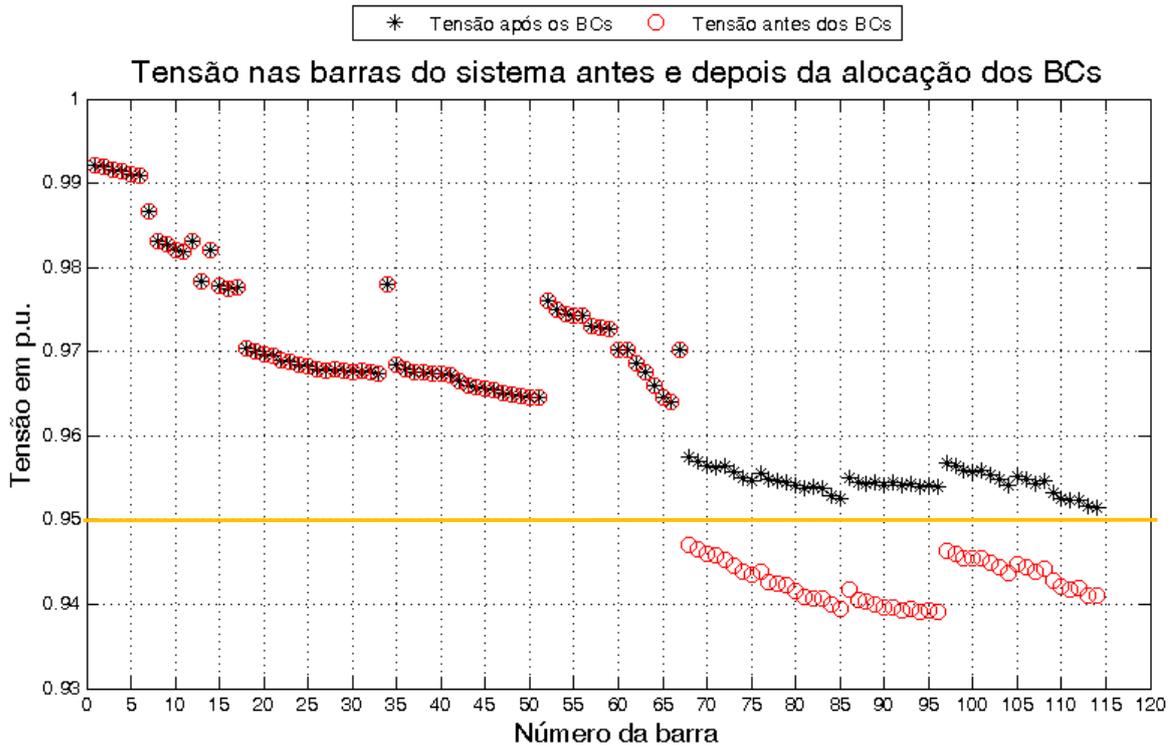
Tabela 15-Configurações de BCs que estariam inseguros para um IHD de 3%

Número do indivíduo	Quantidade de BCs em região insegura	Tipo
2	1	Tensão de pico
3	2	Tensão de pico
72	2	Tensão de pico
73	3	Tensão de pico
76	1	Tensão de pico

Fonte: do autor

Por outro lado, soluções muito baratas podem significar pouca margem para manobras durante o dia, haja vista estarem operando perto dos limites críticos estabelecidos por norma. Na Figura 40, por exemplo, é apresentado o perfil de tensão antes e depois da implementação da solução mais barata obtida (solução de 3 BCs). Os BCs cumpriram uma de suas funções elevando o perfil da tensão dentro dos limites desejados. Ainda assim, a entrada não prevista de uma carga considerável pode ser determinante para que a rede volte a operar fora de sua normalidade.

Figura 40-Perfil de tensão antes e após da implementação da solução mais barata



Fonte: do autor

5.2.2.3. Configuração 2: mudança de referência do sistema

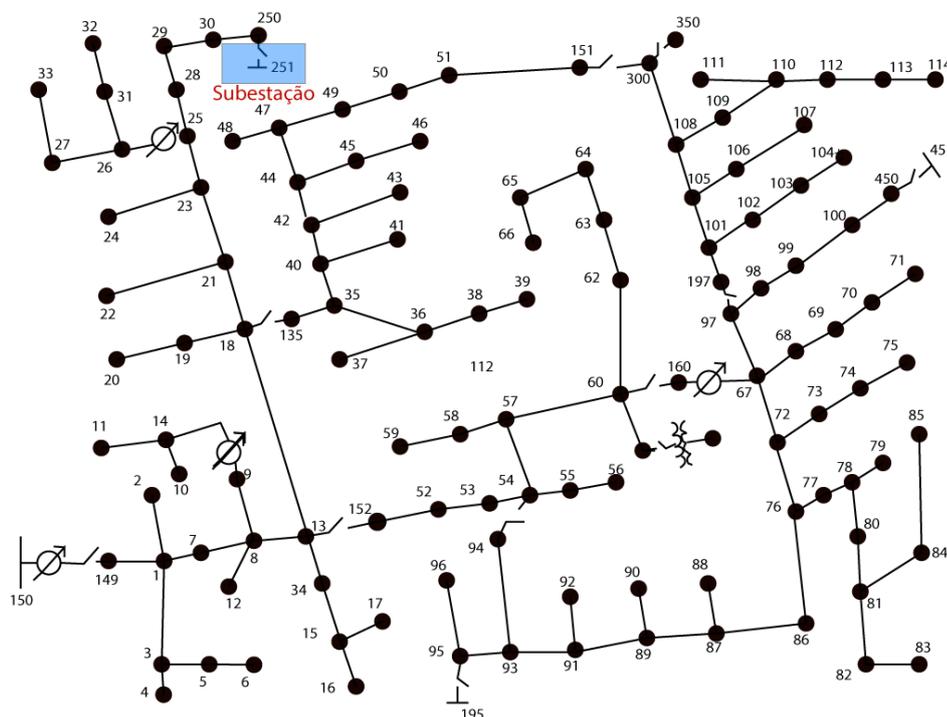
A segunda configuração proposta neste trabalho para o sistema IEEE 123 barras altera a subestação da barra 150 para a barra 251 executando o fechamento da chave 250-251 e abrindo a chave 150-149, conforme mostrado na Figura 41. Obviamente, os fluxos de potência convencional e harmônica sofrem alterações com esta mudança e possivelmente os pontos de ressonância também sofrem modificações. Vale ressaltar que o posicionamento das cargas não lineares, valores e posições das cargas passivas e demais atributos da rede foram mantidos inalteráveis.

As 100 soluções que formaram a Fronteira de Pareto na Configuração 1 foram testadas para a Configuração 2. Após realizar os cálculos de fluxo de carga na frequência fundamental e o fluxo de carga na frequência harmônica, observou-se diversas violações de tensão e de THD/IHD, conforme elenca a Tabela 16.

A análise da Tabela 16 revela que ocorreram 13 violações de tensão, 7 violações de THD e nenhum indivíduo violou ambas as restrições, totalizando 20 soluções aparentemente exequíveis, mas que poderiam trazer problemas caso houvesse uma mudança na configuração

do sistema na forma como foi proposta. Ressalta-se que o operador ainda disporia de 80 soluções para serem implementadas sem que houvesse as violações dos limites estabelecidos.

Figura 41-Configuração 2: mudança da SE para a barra 251



Fonte: do autor

Tabela 16-Número de violações das soluções da Fronteira de Pareto para a Configuração 2

Tipo de violação	Soluções	Total
Tensão	2, 3, 50, 51, 55, 56, 59, 60, 63, 65, 72, 73, 76	13
THD	1, 26, 29, 36, 98, 99, 100	7
Tensão e THD	-	0
Total		20

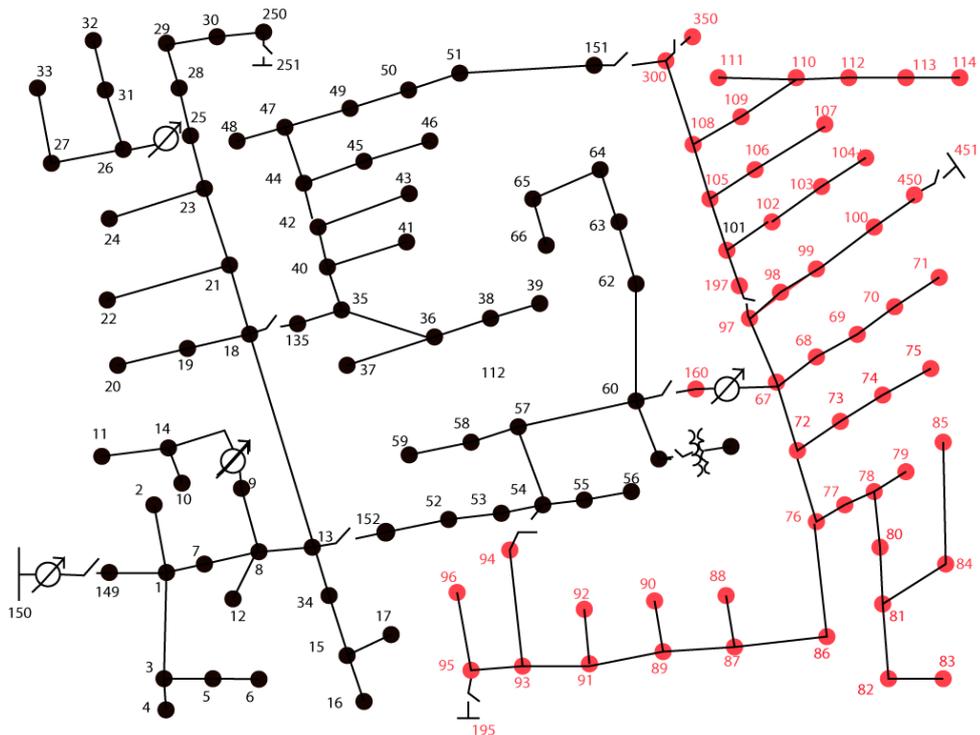
Fonte: do autor

5.2.2.4. Configuração 3: remanejamento de carga

A terceira configuração proposta simula um remanejamento de carga a partir da abertura da chave 60-160 e fechamento da chave 450-451, como pode ser visto na Figura 42. Da mesma forma que a Configuração 2 foram mantidas as posições dos capacitores bem como demais características da rede. Também era esperado que houvesse modificações nos pontos de

ressonância do sistema o que pode acarretar em uma ou mais violações na rede sob a nova configuração.

Figura 42-Configuração 3: remanejamento de carga



Fonte: do autor

Para a Configuração 3, houve bem mais violações que para a Configuração 2 ao ponto de ser bem mais prático avaliar as soluções que não violaram um ou outro limite. Nesse sentido a Tabela 17, apresenta as soluções que não violaram nenhum dos limites, obtidas após a simulação do fluxo de carga para a frequência fundamental e para as componentes harmônicas consideradas. Vale ressaltar que foram 77 soluções que violaram THD mostrando a importância de serem monitoradas as distorções harmônicas, sempre presentes nos casos reais em maior ou menor grau.

Tabela 17- Soluções da Fronteira de Pareto não violadas para a Configuração 3

Tipo de violação	Soluções NÃO violadas	Total
Tensão e THD	5, 34, 46, 47, 49, 52, 57, 67, 69, 81, 83	11

Fonte: do autor

5.3. Conclusões do capítulo

Este capítulo apresentou a metodologia completa, detalhando todas as ferramentas necessárias para sua implementação. Além disso, foram realizados testes com 3 sistemas distintos, salientando os objetivos e análise que cada um poderia disponibilizar a partir de suas

peculiaridades. Percebeu-se que a mudança nas características do sistema estudado, quer seja no aumento do carregamento durante o dia, quer seja nas manobras necessárias na operação do sistema podem alterar bastante o planejamento sendo necessário, portanto, leva-las em consideração. Além dessas modificações, ficou claro que a alocação de BCs deve observar a presença de cargas não-lineares uma vez que a negligência das mesmas pode levar o sistema a cenários de ressonância harmônica.

Capítulo 6: Considerações Finais

Este trabalho apresentou uma ferramenta de apoio à tomada de decisão baseada no RI para solucionar o PAOBC considerando a presença de cargas não lineares bem como de seus efeitos nas redes de distribuição de energia elétrica. Embora tal ferramenta utilize o AEMO de segunda geração SPEA2, outras metaheurísticas de otimização multiobjetivo podem ser utilizadas sem perda de generalidades. O presente trabalho tem sua importância assegurada na medida que os novos paradigmas que cercam o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica surgem com o crescimento da demanda.

Para que pudesse ter o sucesso esperado, cada etapa desta metodologia foi devidamente respaldada na pesquisa bibliográfica. Nesse sentido, o primeiro passo foi definir como seriam os modelos trifásicos dos principais elementos das redes de distribuição. Como as redes de distribuição apresentam algumas peculiaridades tais como o desequilíbrio das cargas, perdas relativamente altas e trechos relativamente curtos, modelos como o das linhas necessitam ser descritos a partir de matrizes de impedância trifásica. Além dos modelos para a frequência convencional, também foi necessário definir quais modelos deveriam ser utilizados para descrever os elementos do sistema diante de componentes harmônicos.

Definidos quais modelos deveriam ser adotados, o próximo passo foi a escolha das ferramentas de cálculo de fluxo de carga. Pelas características próprias das redes de distribuição anteriormente mencionadas, as ferramentas de fluxo de carga já consolidadas no uso em sistemas de potência não seriam adequadas pois poderiam agregar erros consideráveis ou mesmo problemas relacionados à convergência de seus algoritmos. Com base nisso, foram apresentadas as ferramentas de fluxo de carga mais comuns usadas em redes de distribuição, escolhendo-se o *Método Ladder*. A segunda ferramenta necessária para determinar as grandezas de interesse do sistema foi o algoritmo para fluxo de carga harmônico. Percebeu-se que muitas aplicações adotam o método direto, no qual é necessário a inversão da matriz admitância harmônica de ordem igual ao número de barras do sistema, o que pode agregar um esforço computacional demasiado. Pelo fato dos cálculos de fluxo de carga serem recorrentes durante o processo de otimização, adotou-se o Método de Análise Harmônica Rápida, em que é necessário obter a inversa de uma matriz de ordem igual ao número de elementos *shunt* na rede que geralmente é inferior ao número de barras do mesmo. Na ocasião, foi apresentado um pseudo-código destinado a construir a matriz de incidências e a matriz de impedâncias trifásicas, que são essenciais para o desenvolvimento desse método.

Como um dos diferenciais desta tese é a consideração de cenários de amplificação do conteúdo harmônico, foram estudadas as condições necessárias que conduzissem a estes cenários. Uma vez que a ressonância harmônica ocorre quando as reatâncias indutiva e capacitiva do sistema são equivalentes, cada banco instalado amplificaria alguma ordem harmônica, conforme foi mostrado para o sistema simples de 3 barras em que dois BCs presentes ocasionaram pontos de amplificação próximos à 11^a e 51^a ordens, aproximadamente. Conclui-se, então, que um projeto de compensação reativa em que se deseje alocar bancos em uma ou mais barras do sistema precisa atentar para que a frequência de ressonância, definida pela reatância do capacitor e a impedância resultante do sistema vista a partir do ponto de instalação, não seja igual a nenhuma das frequências presentes na rede, principalmente daquelas cujas amplitudes são mais significativas.

Foram mencionados também os efeitos negativos que as frequências harmônicas causam aos elementos da rede. As diretrizes da Norma IEEE 519 servem como orientação para normas regionais que visam propor limites para a distorção harmônica nos sistemas de potência. O THD e o IHD são os principais índices utilizados para quantificar o conteúdo harmônico em redes elétricas e por este motivo são os mais recorrentes nos trabalhos que se propõem a estudar o PAOBC considerando redes poluídas. Foi visto, no entanto, que existem outros índices mais específicos que buscam resguardar certos elementos e exprimem a severidade dos efeitos dos harmônicos em seu funcionamento. Um desses índices é o RI, proposto por Huang et al (2003), que mostra os limites de distorção para que um BC possa operar dentro da normalidade. Para isso, os limites presentes na Norma IEEE 1036, na qual se baseia o RI, precisam ser obedecidos. Existem outros índices para quantificar a distorção harmônica, conforme relata Salas (2010), relacionados a outras situações específicas.

No que se refere às estratégias de auxílio à tomada de decisão, foi visto que os AEMOs são divididos em gerações conforme a época e a concepção adotada para concebê-los. Mencionou-se também a importância do domínio de conceitos inerentes ao AG, haja vista os AEMOs tomarem como base esse algoritmo. Foram detalhados dois AEMOs de 2^a geração: o NSGA II e o SPEA2, sendo este último usado para obtenção dos resultados. Foi apresentada a classificação dos métodos de decisão e a importância em saber inseri-los de maneira adequada nos problemas multiobjetivo.

O Capítulo 5 mostrou o produto final de toda pesquisa realizada e descrita nos capítulos anteriores. Na ocasião, todas as etapas da metodologia foram detalhadas. Também foram mostrados alguns algoritmos em forma de pseudo-códigos que descrevem a forma como foram implementadas as ferramentas computacionais necessárias para obtenção dos resultados. Antes

de aplicar a metodologia proposta, foi preciso definir o problema. Apoiando-se novamente nas fontes bibliográficas, percebeu-se que os objetivos mais comuns eram o custo de implementação da solução e a manutenção das tensões nas barras. Estes dois objetivos foram adotados e balizados pelas restrições de tensão e de THD/IHD. Ficou claro, nesse ponto, que outras restrições podem ser adotadas e dependem muito das particularidades do sistema e das decisões do setor de planejamento das empresas de distribuição de energia.

Foram realizados testes para três sistemas distintos. Cada sistema foi escolhido de maneira a evidenciar as virtudes e limitações da metodologia proposta. Para o sistema de 34 barras, constatou-se que inúmeras soluções candidatas que foram rejeitadas pelo AEMO mas que continuaram sendo monitoradas durante a simulação obtiveram resultados para os dois objetivos considerados que as colocariam entre as soluções da Fronteira de Pareto e que, se não fossem considerados os harmônicos no PAOBC, tais soluções certamente seriam escolhidas pelo AEMO para gerar descendentes, modificando o material genético dos indivíduos que compuseram a Fronteira de Pareto, induzindo o setor de planejamento à escolha de soluções equivocadas, as quais podem comprometer a rede como um todo. Além disso, as soluções do Pareto ainda podem ser conflitantes com os limites da Norma IEEE 1036. Para solucionar esse problema, foi feita a análise a posteriori do RI, de tal modo que as soluções do AEMO também fossem capazes de garantir a operação segura dos próprios BCs instalados na rede. A análise mostrou que das 100 soluções, uma violou o limite máximo para tensão de pico que um BC pode ser submetido.

Com o segundo sistema, quis-se avaliar o comportamento da metodologia diante de redes trifásicas desequilibradas. Os resultados revelaram que sob a variação de carga, as condições de operação do sistema podem mudar e isso significa que uma solução que atende um dos cenários pode não atender o outro cenário e vice-versa. Desse modo é preciso que os dois cenários sejam isentos de violações para que uma dada solução possa ser considerada factível. Para fins de comparação duas soluções, uma delas sendo infactível e a outra sendo parte da Fronteira de Pareto, com custos de implementação equivalentes foram confrontadas. Percebeu-se que a solução infactível apresentou problemas de violação de THD após a instalação de BCs chaveados, ou seja, a violação aconteceu no cenário de carga pesada. Quanto ao RI, nenhuma das soluções da Fronteira de Pareto apresentou problemas para o pior caso considerado de IHD que é de 3% para um determinado harmônico.

O terceiro e último sistema foi escolhido com a intenção de testar casos em que a configuração da rede muda. Por isso foi escolhida a rede IEEE 123 barras que traz chaves em diversos trechos e, segundo o IEEE *test feeders*, é usada justamente para simulações do

PAOBC. Diferentes configurações podem simular manobras ou entradas e saídas de grandes grupos consumidores, o que mudaria as variáveis do sistema fazendo com que uma solução outrora segura possa ser considerada problemática na nova configuração da rede. Foram propostas 3 configurações. A metodologia foi executada para a configuração original, depois disso foram testadas as soluções da Fronteira de Pareto para as duas outras configurações. Constatou-se que uma das configurações chegou a comprometer mais de 80 % das soluções do AEMO. Além disso, a análise do RI para a configuração original mostrou que 9 BCs de 5 indivíduos apresentaram problemas relacionados à tensão de pico.

Diante do exposto, a presente metodologia acresce a literatura vigente com análises originais as quais não esgotam o assunto, pelo contrário abrem caminho para um leque de possibilidades em pesquisas futuras:

- Elaborar estratégias de decisão *a priori* para redução do espaço de busca baseados nas distorções harmônicas do sistema;
- Inserir a influência da geração distribuída no problema e avaliar como ela influenciaria no nível de distorção harmônica;
- Formulação do problema tendo as configurações mais frequentes adotadas pelo setor de planejamento como funções-objetivo;
- Realizar os testes usando estratégias multiobjetivo baseadas em outros paradigmas como, por exemplo, a inteligência de enxames;
- Realizar testes com redes urbanas reais;
- Emprego da metodologia adotada na proteção de sistemas elétricos;
- Realizar testes com redes fracamente malhadas;
- Quantificar monetariamente o uso da solução escolhida à longo prazo usando fatores de desempenho.

Referências

- ABU-HASHIM, R., BURCH, R., CHANG, G., GRADY, M., GUNTHER, E., HALPIN, M. et al. (1999) Test systems for harmonic modeling and simulations. IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 14, n. 2, pp. 579-587.
- ÁVILA, S. L. Otimização Multiobjetivo e Análise de Sensibilidade Para Concepção de Dispositivos: Síntese de Antenas Refletoras Para Comunicação Via Satélite. 159 f. Tese de Doutorado. UFSC. Florianópolis, 2006.
- ALMEIDA, A. M. F. Otimização Multiobjetivo e Lógica Fuzzy aplicados ao Planejamento Integrado de Bancos de Capacitores e Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição. Tese de doutorado. UFCG. Campina Grande, 2009.
- AL-SUJADA, J. S. R. K., AL-RAWI, O. Y. M. Novel Load Flow Algorithm for Multi-Phase Balanced/Unbalanced Radial Distribution Systems. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering. Vol 3, Issue 7. IJAREEIE, 2014.
- AFAGHZADEH, H., VALIPOOR, K., EBTEHAJ, M., GHADIMI, H. Optimal capacitor placement with consideration of voltage source harmonic distortion effect on radial distribution networks using binary particle swarm optimization (BPSO). Electrical Power Distribution Network Conference – EPDC/IEEE. Bandar Abbas, 2011.
- ARRILAGA, J. et al. Power System Harmonic Analysis. Wiley, 1997.
- AZEVEDO, M. S. S., ABRIL, I. P., LEITE, J. C. & MEDEIROS, A. B. (2016). Capacitors placement by NSGA-II in distribution systems with non-linear loads. Electrical Power and Energy Systems, 82, p 281-287.
- BAYAN, N. Harmonic Flow in Power Distribution Networks. University of Windsor. Ontario, 1999.
- BAGHZOUZ, Y., ERTEM, S. *Shunt capacitor sizing for radial distribution feeders with distorted substation voltages*. IEEE Transaction on Power Delivery, 1990.
- BARBOSA, A. S. Fluxo de Potência em Sistemas de Distribuição: Aplicações Práticas. 124 f. Dissertação de Mestrado. UFPB. Campina Grande, 1995.

- BARBOSA, T. M. Metodologia Generalizada Para Análise em Regime Permanente de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica. 128 f. Dissertação de Mestrado. Unicamp. Campinas, 2014.
- BECHIKH, S., DATTA, R. e GUPTA, A. Recent Advances in Evolutionary Multi-objective Optimization. Volume 20, Springer, 2017.
- BOURI, S. ZEBLAH, A., GOTAHF, A., HADJERI, S., HAMDAQUI, H. Ant Colony Optimization to Shunt Capacitor Allocation in Radial Distributin Systems. Acta Electrotechnica et Informatica. n 4, vol 5. 2005.
- BRANKE, J.; DEB, K.; MIETTINEN, R.; SLOWIŃSKI, K. Multiobjective Optimization: Interactive and Evolutionary Approaches. 1 edição. 470 f. Berlin. Springer, 2008.
- CARSON, J. R. Wave propagation in overhead wires with ground return, Bell System Technical Journal, Vol. 5, New York, 1926.
- CHANG, G. W., CHANG, W., CHUANG, C. e SHI, D. Fuzzy logic and immune-based algorithm for placement and sizing of shunt capacitor banks in a distorted power network. IEEE transactions power delivery, 2011.
- CARPINELLI, G., VARILONE, P. DI VITO, V. e ABUR, A. Capacitor placement in three-phase distribution systems with non-linear and unbalanced loads. IEE, 2004.
- COELLO, C. A. C., LAMONT, G. B. & VELDHUIZEN, D. A. V. Evolutionary Algorithms for solving multi-objective problems. 2^a edição. Springer, 2007.
- COELLO, C. A. C. A short tutorial on evolutionary multiobjective optimization. 1st International Conference on Evolutionary Multi-Criterion Optimization. Springer, 1993.
- de CASTRO, Leandro N.; TIMMIS, Jonathan (2002). Artificial Immune Systems: A New Computational Intelligence Approach. Springer. pp. 57–58.
- DE JONG, K. A. Evolutionary computation: A unified approach. Cambridge, MA: MIT Press, 2006.
- DEB, K., PRATAP, A., AGARWAL, S., MEYRIVAN, T. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm: NSGA-II, IEEE Trans. Evol. Comput., 2002, 6, (2), pp. 182– 197.

DEVABALAJI, K. R., RAVI, K. and KOTHARI, D. P. (2015). Optimal location and sizing of capacitor placement in radial distribution system using Bacterial Foraging Optimization Algorithm. *Electrical Power and Energy Systems*, 71, 383-390.

DIREITO, L.C.M. Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação de mestrado. UFF. Rio de Janeiro, 2010.

DUQUE, M. B. Fluxo de Carga Trifásico para Análise de Distorções Harmônicas em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. 119 f. Dissertação de Mestrado. UNICAMP. Campinas, 2013.

ESMAEILIAN, H. R. e FADAEINEDJAD, R. Optimal configuration and capacitor allocation in unbalanced distribution network considering power quality issues. 22^a International Conference on Electricity Distribution – CIRED. Stockholm, 2013

FARD, A. K., ABASI, A., REZAZADE, H. and ANSARI, J. (2015). An intelligent approach for optimal capacitor placement problem as a reliability reinforcement strategy. *Journal of Intelligent and Fuzzy Systems*, 29, 1857-1867

FONSECA, W. A. S., BARROS F. G. N., NUNES, M. V. A., BEZERRA, U. H., OLVEIRA, R. C. R. Genetic Algorithms and Treatment of Multiple Objectives in the Allocation of Capacitor Banks in an Electric Power Distribution System. *International Conference on Industry Applications, INDUSCON. IEEE*, 2010.

GEEM, Z. W., KIM, J. H. & LOGANATHAN, G. V. (2001). A new heuristic optimization algorithm: harmony search. *Simulation* 76.2: pp. 60-68.

GODOI, A. A. Alocação de bancos de capacitores em redes primária e secundária de energia elétrica. Dissertação de mestrado. UFPR. Curitiba, 2009.

GARCIA, Fernando. Texto introdutório do livro: PARETO, Vilfredo. *Manual de economia política*. Trad. de João Guilherme Vargas Netto. São Paulo: Nova Cultural, 1996, p. 13.

GASPERIN, L. V. Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Modelos Simplificados. Dissertação de mestrado. PUCRS. Porto Alegre, 2008.

HALPIN, S. M., Ribeiro P. F., DAI, I. J.. *Frequency-Domain Harmonic Analysis Methods*. IEEE Power Engineering Society: Tutorial Harmonics Modeling and Simulation. IEEE, 1998.

HOLLAND, J. H. (1975). *Adaptation in natural and artificial systems*. Ann Arbor: The University of Michigan press.

HORN, J. Multicriterion Decision making. In T. Back, D. Fogel, and Z. Michalewicz, editors, *Handbook of Evolutionary Computation*, volume 1, pages F1.9:1–F1.9:15. IOP Publishing Ltd. and Oxford University Press, 1997.

HUANG, Z., XU, W., Dinavahi, V. R.. “A Practical Harmonic Resonance Guideline for Shunt Capacitor Applications,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 18, pp 1382-1287, 2003.

INJETI, S. K., THUNUGUNTLA, V. K., SHAREEF, M. Optimal allocation of capacitor banks in radial distribution systems for minimization of real power loss and maximization of network savings using bio-inspired optimization algorithms. *Electrical Power and Energy Systems*, 2015.

ISSICABA, D.. Métodos de Varredura para Redes Primárias de Distribuição Radiais e Fracamente Malhadas: Uma Nova Abordagem e Análises de Convergência. 136 f. Dissertação de Mestrado. UFSC. Florianópolis, 2008.

IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems, IEEE Standard 519-1992, IEEE, New York, 1992.

IEEE Guide for Application of Shunt Power Capacitor. IEEE std. 1036-1992, 1992

JAVADI, M. S., NEZHAD, A. E., SIANO, P., KHAH, M. S. & CATALÃO, J. P. S. Shunt capacitor placement in radial distribution networks considering switching transients decision making approach. *Electrical Power and Energy Systems*, 2017.

KHALIL, T. M., YOUSSEF, H. K. M. and AZIZ, M. M. A. (2007). Optimal capacitor placement on radial distribution feeders in presence of nonlinear loads using binary particle swarm optimization. 19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), 21-24.

KATAOKA, V. S.; A. S. Lima; SOUZA, J. H. D.; MENDES, D. C.; VIEIRA, J. P. A.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L. T. (2016). Alocação Ótima de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição Baseada no Algoritmo SPEA2 Considerando Cargas Não Lineares. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE – 2016)*;

KATAOKA, V. S. Avaliação de algoritmos evolucionários multiobjetivo para o problema de alocação de bancos de capacitores na presença de harmônicos. Dissertação de Mestrado. 98 f. UFPA. 2017.

KENNEDY, J., & EBERHART, R. (1995). Particle swarm optimization. In IEEE International Conference on Neural Networks, pp. 1942–1948.

KERSTING, W. H. Distribution System Modeling and Analysis. 329 f. New Mexico State University. CRC press, 2002.

LEE, K. Y. e EL-SHARKAWI, M. A. Modern Heuristic Optimization Techniques Theory and Applications to Power Systems. 604 f. IEEE press, 2008.

LIMA, A. S.; SOUZA, J. H. D.; KATAOKA, V. S.; MENDES, D. C., VIEIRA, J. P. A.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L. (2015). Uso do NSGA II no Problema de Alocação e Dimensionamento Ótimo de Banco de Capacitores Considerando a Presença de Cargas Não Lineares. XI Latin-American Congress of Electricity, Generation and Transmission (CLAGTEE – 2015);

LIMA, A. S. Alocação e Dimensionamento Multiobjetivo de Bancos de Capacitores em Redes de Distribuição Considerando Restrições de Ressonância Harmônica. Dissertação de Mestrado. 126 f. UFPA. 2017.

LOPES, A. C., PAIVA, E. G., ONAKA, J. M. D., MULINETTI, J. D. e ONAKA, J. H. D. Análise comparativa das principais técnicas de otimização por enxame de partículas no problema de despacho ótimo de reativos. Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. Natal, 2016.

MANITO, A. R. A. Análise da Qualidade de Tensão no Ponto de Conexão de uma Fábrica de Alumínio com o Sistema Interligado Nacional. Dissertação de Mestrado. 161 f. UFPA, 2009.

MASOUM, M. A. S. Power Quality in Power Systems and Electrical Machines. 2ª edição. 1140 f. Academic Press, 2015.

MASOUM, M. A. S., LADJEVARDI, M., FUCHS, E. F., GRADY, W. M. Application of local variations and maximum sensitivities selection for optimal placement of shunt capacitor banks

under nonsinusoidal operating conditions. *Electrical Power and Energy Systems*. Elsevier, 2004.

MARGHAKI, R. S., KHAJEZADEH, A. Application of particle swarm optimization algorithm for optimal capacitor placement problem on radial networks. *Academie Royale des Sciences d'Outre Mer Bulletin des Seances*, 2015.

MENDONÇA, G. A. Avaliação das abordagens Empregadas em Estudos de Propagação Harmônica em Sistemas Elétricos. 125 f. UFMG. Belo Horizonte, 2012.

MIRJALILI, S.; MIRJALILI, S. M.; LEWIS, A. Grey Wolf Optimizer. *Advances in Engineering Software*. Elsevier, 2014.

MONTICELLI, A. Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica, Edgar Blücher Ltda., 1983.

MUTHUKUMAR, K. e JAYALALITHA, S. Harmony Search Approach for optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distribution systems with harmonics consideration. *International Conference on Advances in Engineering, Science and Management – ICAESM/IEEE*. India, 2012.

ONAKA, J. H. D.; LIMA, A. S.; MANITO, A. R. A.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; CARVALHO, C.M.; SOARES, T. M. (2016). Optimal Capacitor Banks Placement in Distribution Grids Using NSGA II and Harmonic Resonance Chart. *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP – 2016)*.

ONAKA, J. H. D.; LIMA, A. S.; KATAOKA, V. S.; MENDES, D. C., VIEIRA, J. P. A.; BEZERRA, U. H.; TOSTES, M. E. L.; CARVALHO, C.M. (2016). Comparing NSGA-II and SPEA2 metaheuristics in solving the problem of optimal capacitor banks placement and sizing in distribution grids considering harmonic distortion restrictions. *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP – 2016)*.

ONAKA, J. H. D., BEZERRA, U. H., TOSTES, E. L., LIMA, A. S. (2017). A posteriori decision analysis based on resonance index and NSGA II applied to the capacitor banks placement problem. *Electrical Power Systems Research*, 151, 2017, p. 296-307. <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.05.041>.

PARASHER, R. Load Flow Analysis of Radial Distribution Network Using Linear Data Structure. 47 f. Dissertação de Mestrado. Rajasthan Technical University. Kota, 2013.

PARETO, Vilfredo. *Cours d'Economie Politique*, v. 2, F. Rouge, Lausanne, 1896.

PALERMO, G. C. Redes imunológicas artificiais para otimização em espaços contínuos: uma proposta baseada em concentração de anticorpos. 260 f. Tese de Doutorado. UNICAMP. Campinas, 2011.

PEDRYCZ, W., EKEL, P. & PARREIRAS, R. Fuzzy Multicriteria Decision Making: models, methods and applications. Wiley, 2011.

PEREIRA JUNIOR, B. R. Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Através de Metaheurísticas Multiobjetivo. Dissertação de mestrado. UNESP. Ilha Solteira, 2009.

PEITINELLI, A. E., Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas de Distribuição Radial, Utilizando-se Estratégias Evolutivas. Dissertação de mestrado. UFMA. São Luís, 2002.

Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica. ANEEL, Revisão 8.

RAMADAM, H. A., WAHAB, M. A. A., EL-SAYED, A. H. M. and HAMADA, M. M. (2014). A fuzzy-based approach for optimal allocation and sizing of capacitor banks. *Electric Power Systems Research*, 106, 232-240.

RANADE, S. J. e XU, W. Chapter 1: An overview of harmonics modeling and simulation. IEEE PES Special Publication of Tutorial on Harmonics Modeling and Simulation. 1999.

SUBRAHMANIAM, J. B. V., RADHAKRISHNA, C. A Simple Approach of Three phase Distribution System Modeling for Power Flow Calculations. World Academy of Science, Engineering and Technology, 2010.

SANDRINI, F. T., Otimização de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica Usando Algoritmos Genéticos e Nuvem de Partículas. Dissertação de mestrado. PUCPR. Curitiba, 2005.

SALAS, S., SILVA, L. C. P. da, ROMERO, R., SALLES, D. Strategic capacitor placement in distribution systems by minimisation of harmonics amplification because of resonance. IETDL, 2012.

SALAS, C. S. S. Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de Ressonância. Tese de Doutorado. Unicamp, 2010.

SHIRMOHAMMADI, D. A., HONG, H.W., SEMLYEN, A e LUO, G.X. Compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks. IEEE Transactions on Power Systems, 3, n 2, pp 753-762.

SIARRY, P., MICHALEWICZ, Z. Advances in Metaheuristics for Hard Optimization. Springer, Berlin, 2008.

SILVA, R. D. S. Análise e Definição de Índices de Ressonância Harmônica em Sistemas de Energia Elétrica. Dissertação de Mestrado. 91 f. UFPA, 2004.

STEILEIN, G. Análise de Metodologias para Operação de Capacitores Automáticos Instalados em Redes de Distribuição de Energia Elétrica. Dissertação de mestrado. UFPR. Curitiba, 2012.

Task force on Harmonics Modeling and Simulation, The modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks Part I: Concepts, models and simulation techniques, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.11, No.1, January 1996, pp. 452-465.

TAHER, S. A., HOSSEINI, S. A. A novel technique for optimal capacitor placement and sizing in distribution systems with non-linear loads based on harmonic source identification. International Journal of Engineering Science – IUST. 2008.

TAILLARD, E. D., GAMBARDELLA, M., GENDREAU, M. & POTVIN, J. Y. Adaptive memory programming: A unified view of metaheuristics. European Journal of Operational Research. 135(1): 2001, 1-16.

TENG, J. e CHANG, C. Backward/Forward Sweep-Based Harmonic Analysis Method for Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery. Vol 22. No 3. IEEE, 2003. pp 1665-1672.

TICONA, W. G. C.; DELBÉM, A. C. B.. Algoritmos evolutivos para otimização multi-objetivo Algoritmos de Estimção de Distribuição e Aplicações. Cód. SCE5876. São Carlos, 2008.

TING, Y. H., TSAI, H.C. e VAN, T. T. Assessment of effects of capacitor banks on harmonic distortion by a direct Z-bus power flow method. International Power Electronic Conference - IPEC/IEEE. Taiwan, 2012.

TOSTES, M. E. L.. Avaliação dos Impactos Causados Pela Geração de Harmônicos na Rede de Distribuição em Consumidores em Baixa Tensão. 2003. 184 f. Tese de Doutorado. UFPA. Belém, 2003.

VARIZ, A. B. Cálculo do fluxo de harmônicas em sistemas trifásicos utilizando o método de injeção de correntes. Tese de Doutorado. UFRJ. Rio de Janeiro, 2006.

WANG, H., CHIN, Y. e CHEN, C. A probabilistic approach for shunt capacitor placement with controlling harmonics distortion. International Conference on Power System Technology. IEEE, 2010.

XU, W., JOSE, J. R. and DOMMEL, H. W. A Multiphase Harmonic Load Flow Solution Technique, IEEE Trans. on Power Systems, vol. PS-6, Feb. 1991, pp. 174-182.

YU, X.; GEN, M. Introduction to Evolutionary Algorithms. Springer, 2010.

YUNUS, S., NOR, K. M.. Analysis of Unbalance Harmonic Propagation in a Three-phase Power System. Indonesian Journal of Electrical Engineering. Vol 13. No 3. TELKOMNIKA, 2015.

ZADEH, L. A. (1965) "Fuzzy Sets and Systems", in System Theory, Ed. J. Fox, J. Polytechnic Press Brooklyn, New York, 29-37.

ZITZLER, E. e THIELE, L. An Evolutionary Algorithm for Multiobjective optimization: The Strength Pareto Approach. TIK-Report, 1998

ZITZLER, E., LAUMANN, M. and THIELE, L. SPEA2: Improving the Performance of the Strength Pareto Evolutionary Algorithm", Technical Report 103, Computer Engineering and Communication Networks Lab (TIK), Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich. 2001.

Apêndice

A.1. Dados da rede radial de 34 barras

Barra	Carga		Impedância da linha				Fluxo de Carga		
	P(kW)	Q(kVAR)	de	para	R(Ω /km)	X(Ω /km)	L(km)	Barra	V(p.u.)
1	0	0						1	1
2	230	142.5	1	2	0.195	0.080	0.60	2	0.9943
3	0	0	2	3	0.195	0.080	0.55	3	0.9894
4	230	142.5	3	4	0.299	0.083	0.55	4	0.9827
5	230	142.5	4	5	0.299	0.083	0.50	5	0.9769
6	0	0	5	6	0.299	0.083	0.50	6	0.9714
7	0	0	6	7	0.524	0.090	0.60	7	0.9677
8	230	142.5	7	8	0.524	0.090	0.40	8	0.9656
9	230	142.5	8	9	0.524	0.090	0.60	9	0.9632
10	0	0	9	10	0.524	0.090	0.40	10	0.9620
11	230	142.5	10	11	0.524	0.090	0.25	11	0.9616
12	137	84	11	12	0.524	0.090	0.20	12	0.9615
13	72	45	3	13	0.524	0.090	0.30	13	0.9891
14	72	45	13	14	0.524	0.090	0.40	14	0.9888
15	72	45	14	15	0.524	0.090	0.20	15	0.9888
16	13.5	142.5	15	16	0.524	0.090	0.10	16	0.9888
17	230	142.5	6	17	0.299	0.083	0.60	17	0.9672
18	230	142.5	17	18	0.299	0.083	0.55	18	0.9636
19	230	142.5	18	19	0.378	0.086	0.55	19	0.9597
20	230	142.5	19	20	0.378	0.086	0.50	20	0.9566
21	230	142.5	20	21	0.378	0.086	0.50	21	0.9538
22	230	142.5	21	22	0.524	0.090	0.50	22	0.9507
23	230	142.5	22	23	0.524	0.090	0.50	23	0.9481
24	230	142.5	23	24	0.524	0.090	0.60	24	0.9457
25	230	142.5	24	25	0.524	0.090	0.40	25	0.9445
26	230	142.5	25	26	0.524	0.090	0.25	26	0.9440
27	137	85	26	27	0.524	0.090	0.20	27	0.9439
28	75	48	7	28	0.524	0.090	0.30	28	0.9674
29	75	48	28	29	0.524	0.090	0.30	29	0.9672
30	75	48	29	30	0.524	0.090	0.30	30	0.9670
31	57	37.5	10	31	0.524	0.090	0.30	31	0.9617
32	57	37.5	31	32	0.524	0.090	0.40	32	0.9614
33	57	37.5	32	33	0.524	0.090	0.30	33	0.9612
34	57	37.5	33	34	0.524	0.090	0.20	34	0.9612