

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ANDRÉ BERNARDES MICHEL

**ALOCÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO
USANDO OTIMIZAÇÃO POR METAS CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Porto Alegre

2015

ANDRÉ BERNARDES MICHEL

**ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO
USANDO OTIMIZAÇÃO POR METAS CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre

2015

ANDRÉ BERNARDES MICHEL

**ALOCAÇÃO DE BANCO DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO
USANDO OTIMIZAÇÃO POR METAS CONSIDERANDO GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS
Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University –
Blacksburg, Estados Unidos.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS – PPGEE
Doutor pela Chalmers University of Technology – Göterborg, Suécia.

Prof. Dr. Gustavo Dorneles Ferreira, UFRGS – PPGEE
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS
Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Alexandre Sanfelice Bazanella

Porto Alegre, fevereiro de 2015.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, pelo suporte e apoio que me proporcionaram ao longo da minha vida e, principalmente, durante o mestrado.

Ao professor Dr. Arturo Suman Bretas, pela orientação e apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas Aquiles Rossoni, Bibiana Petry, César Arias, César Orozco, Martín Cruz Paz, Renato Ferraz e Rodrigo Trevizan pela amizade fora da universidade e pelas valiosas contribuições no desenvolvimento deste trabalho.

A todos os colegas do LASEP, por serem mais que colegas de trabalho e sim um grupo de amigos.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica UFRGS.

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, pelo suporte financeiro concedido durante boa parte do desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica (SDEE) estão, pelas próprias condições de funcionamento, sujeitos a perdas de energia e quedas nos níveis de tensão. Uma das formas de reduzir as perdas e ao mesmo tempo melhorar o perfil de tensão do SDEE consiste na utilização de bancos de capacitores e reguladores de tensão ao longo dos alimentadores. Para isto a alocação ótima destes equipamentos torna-se de fundamental importância, logo este trabalho tem por objetivo a utilização de um método quadrático de programação por metas multiobjetivo para a ótima alocação desses equipamentos visando a redução de perdas (meta 1) com o menor custo de investimento (meta 2) sujeito a restrições do fluxo de potência, limites técnicos de operação, mudança no controle dos capacitores chaveados e dos taps dos reguladores de tensão. O constante aumento na penetração da geração distribuída traz novos desafios para o controle e a operação dos SDEE. A metodologia proposta considera os efeitos destas fontes de geração e os seus impactos na alocações ótima dos bancos de capacitores e reguladores de tensão. Com o intuito de resolver o problema de otimização em programas comerciais como Gurobi e Cplex uma metodologia linear de cálculo de fluxo de potência é utilizada. Os algoritmos foram desenvolvidos no software Matlab, e posteriormente foi realizada a conversão para linguagem GAMS (Generic Algebraic Modeling System) para utilização dos solvers na plataforma NEOS (Network Enabled Optimization System).

Palavras-chave: Geração distribuída; Sistemas de distribuição; Perdas de energia; Programação por metas; Fluxo de potência linear; Alocação ótima.

ABSTRACT

Power distribution systems (DS) are susceptible to energy loss and voltage drops, mainly because of the way that they are operated and built. One way to minimize system loss and improve the voltage profile of DS is with the use of capacitor banks and voltage regulators (VRs) along the distribution feeders. In this scenario, the optimal placement of these devices becomes crucial. In this paper, a quadratic multi objective goal programming method is proposed to obtain the optimal placement of these devices, where the goals are energy loss (goal 1) and the total investment cost (goal 2). The model is subject to system operation constraints, such as power flow demands, limits of voltages and currents, number of stages of switched capacitors and the tap control of VRs. The increase of distributed generation penetration brings new challenges for control and operation of DS. The proposed methodology considers the effects of these power sources and their impact on optimal allocations of capacitors and VRs. With the aim of solving the optimization problem in commercial programs, a linear power flow is used. The algorithms were developed with Matlab software and the conversion was made to a General Algebraic Modeling System (GAMS) language and solved in the NEOS (Network Enabled Optimization System) platform.

Keywords: Distributed generation; Distribution systems; Energy losses; Goal programming; Linear power flow; Optimal placement.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1. Perfil de tensão com o uso de banco de capacitores: a) alimentador com carga uniformemente distribuída. b) Em carga pesada. C) Em carga leve.	15
Figura 2.2. Instalação de bancos de capacitores fixos e chaveados para suprir a demanda de potência reativa.	16
Figura 2.3. Efeito da instalação de um regulador de tensão no perfil de tensão. a) Alimentador com carga uniformemente distribuída b) Perfil de tensão com o regulador instalado entre as seções 4 e 6.	17
Figura 4.1. Representação da carga para o fluxo de potência.	39
Figura 4.2. Modelo do transformador em fase.	44
Figura 4.3. Modelo π do transformador em fase.	45
Figura 4.4. Curva de carga diária.	47
Figura 5.1 Sistema IEEE 33 barras selecionado para estudo de caso.	55
Figura 5.2 Perfil de tensão para o caso base e nível de carga leve.	58
Figura 5.3. Perfil de tensão para o caso base e nível de carga média.	59
Figura 5.4. Perfil de tensão para o caso base e nível de carga pesada.	59
Figura 5.5. Perfil de tensão para solução com alocação dos bancos de capacitores.	61
Figura 5.6. Perfil de tensão para alocação com reguladores de tensão localizados na barra 6,17 e 30.	63
Figura 5.7. GD localizada na barra 10 com 10% de penetração.	64
Figura 5.8. GD localizada na barra 10 com 20% de penetração.	64
Figura 5.9. GD localizada na barra 10 com 30% de penetração.	65
Figura 5.10. GD localizada na barra 16 com 10% de penetração.	66
Figura 5.11. GD localizada na barra 16 com 20% de penetração.	66
Figura 5.12. GD localizada na barra 16 com 30% de penetração.	67
Figura 5.13. GD localizada na barra 28 com 10% de penetração.	68
Figura 5.14. GD localizada na barra 28 com 20% de penetração.	68
Figura 5.15. GD localizada na barra 28 com 30% de penetração.	69
Figura 5.16. Perfil de tensão para alocação de BCs com GD alocada na barra 16.	72
Figura 5.17. Perfil de tensão para alocação de BCs com GD alocada na barra 28.	73
Figura 5.18. Perfil de tensão para alocação do RT com GD alocada na barra 16.	75
Figura 5.19. Perfil de tensão para alocação do RT com GD alocada na barra 28.	76
Figura 5.20. Perfil de tensão para alocação dos BCs e RTs.	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Comparação entre os métodos de alocação.	29
Tabela 2. Estágios de potência dos bancos de capacitores chaveados.	43
Tabela 3. Custo dos equipamentos.	50
Tabela 4. Estudos de caso considerados.	54
Tabela 5. Dados das linhas.	55
Tabela 6. Dados das cargas.	56
Tabela 7. Detalhamento dos níveis de carga	57
Tabela 8. Solução da alocação dos BCs no sistema.	60
Tabela 9. Custos Caso 1 e Caso 2.	60
Tabela 10. Resultado da alocação dos reguladores de tensão.	62
Tabela 11. Custos do Caso 1 e Caso 3.	62
Tabela 12. Perdas de energia para GD alocada na barra 10.	65
Tabela 13. Perdas de energia para GD alocada na barra 16.	67
Tabela 14. Perdas de energia para GD alocada na barra 28.	69
Tabela 15. Resultados obtidos para o caso 4.	70
Tabela 16. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 16.	71
Tabela 17. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,2 e 5 (1).	71
Tabela 18. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 28.	72
Tabela 19. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,2, 5 (1) e 5(2)	73
Tabela 20. Resultado para alocação do RT com GD alocada na barra 16.	74
Tabela 21. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,3 e 6 (1).	74
Tabela 22. Resultado para alocação dos RT com GD alocada na barra 28.	75
Tabela 23. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,3, 6 (1) e 6(2).	76
Tabela 24. Resultado para alocação dos BCs e RTs.	77
Tabela 25. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1 e 7 (1).	77
Tabela 26. Alocação dos bancos de capacitores.	78
Tabela 27. Alocação dos RTs.	78
Tabela 28. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1, 7 (1) e 7(2).	78
Tabela 29. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 16.	80
Tabela 30. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1 e 8 (1).	80
Tabela 31. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 28.	80
Tabela 33. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1 e 8 (1)	81
Tabela 33. Alocação dos bancos de capacitores.	81

Tabela 34. Alocação do RT.....	81
Tabela 35. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1, 8 (1) e 8 (2) para GD na barra 16.....	82
Tabela 36. Alocação dos bancos de capacitores.....	82
Tabela 37. Alocação do RT.....	82
Tabela 38. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1, 8 (1) e 8 (2) para GD na barra 28.....	82
Tabela 39. Comparativo entre as perdas de energia para todos os casos.	83

LISTA DE ABREVIATURAS

AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCs	Bancos de Capacitores
DISTFLOW	Distribution Power Flow
FO	Função Objetivo
GAMS	General Algebraic Modeling System
GD	Geração Distribuída
GP	Goal Programming
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LGP	Lexicographic Goal Programming
NEOS	Network Enabled Optimization System
NP-hard	Non-deterministic Polynomial-time Hard
NSGA	Non-dominated Sorting Genetic Algorithm
PM	Programação por Metas
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PSO	Particle Swarm Optimization
RTs	Reguladores de Tensão
SA	Simulated Annealing
SDDE	Sistema de Distribuição de Energia
TS	Têmpera Simulada
TUSD	Taxa de Uso do Sistema de Distribuição
WGP	Weighted Goal Programming

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	MOTIVAÇÃO.....	10
1.2	OBJETIVOS.....	11
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	12
2	PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E USO DE EQUIPAMENTOS PARA MITIGAÇÃO	13
2.1	PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO	13
2.2	BANCOS DE CAPACITORES	14
2.2.1	Justificativa para utilização de bancos de capacitores.....	14
2.2.2	Tipos de bancos de capacitores	14
2.2.3	Tipos de controle dos bancos de capacitores chaveados.....	16
2.3	REGULADORES DE TENSÃO.....	17
2.4	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	18
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	18
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DAS METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE BCS E RTS.....	20
3.1	ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES.....	20
3.1.1	Métodos Analíticos.....	20
3.1.2	Método Numéricos	22
3.1.3	Métodos Heurísticos.....	23
3.1.4	Métodos baseados em inteligência artificial	24
3.2	ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.....	26
3.3	ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E CONTROLE DO TAP DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO	27
3.4	ALOCAÇÃO DE REGULADORES DE TENSÃO.....	28
3.5	CONSIDERAÇÕES ACERCA DA REVISÃO DA LITERATURA.....	29
3.5.1	Escolha do método	29
3.6	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	31
4	METODOLOGIA.....	32

4.1	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA.....	32
4.2	PROGRAMAÇÃO POR METAS.....	33
4.2.1	Weighted Goal Programming (WGP).....	34
4.2.2	Aspectos Críticos na programação por metas	35
4.3	FLUXO DE POTÊNCIA.....	35
4.3.1	Modelos de carga.....	36
4.3.2	Fluxo de potência linear	37
4.4	MODELAGEM DOS BCS E RTS.....	41
4.4.1	Bancos de Capacitores.....	41
4.4.2	Reguladores de Tensão.....	43
4.4.3	Geração Distribuída.....	46
4.5	NÍVEIS DE CARGAS	46
4.6	FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DE PROGRAMAÇÃO POR METAS POR PESOS E FLUXO DE CARGA LINEAR.	48
4.6.1	Função custo das perdas de energia (f_1).....	49
4.6.2	Função custo dos equipamentos (f_2).....	50
4.6.3	Normalização das funções e metas.....	50
4.7	CONJUNTO DE RESTRIÇÕES F	51
4.7.1	Restrições de fluxo de potência.....	51
4.7.2	Restrições dos bancos de capacitores.....	52
4.7.3	Restrições dos reguladores de tensão	52
4.7.4	Restrições Operacionais	52
4.8	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	53
5	RESULTADOS	54
5.1	ESTUDO DE CASO	54
5.2	NÍVEIS DE CARGA.....	57
5.3	CASO 1: BASE.....	57
5.3.1	Carga leve.....	58
5.3.2	Carga média.....	58
5.3.3	Carga pesada.....	59
5.3.4	Avaliação dos resultados do caso base.....	59
5.4	CASO 2 : ALOCAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES	60

5.4.1	Análise dos resultados	61
5.5	CASO 3: ALOCAÇÃO DOS REGULADORES DE TENSÃO.....	61
5.5.1	Análise dos resultados	63
5.6	CASO 4: SISTEMA SOMENTE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	63
5.6.1	Alocação da GD na barra 10	63
5.6.2	Alocação da GD na barra 16	65
5.6.3	Alocação da GD na barra 28	67
5.6.4	Avaliação dos resultados	69
5.7	CASO 5: ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	70
5.7.1	Solução via Programação por metas	70
5.7.2	Análise dos resultados	73
5.8	CASO 6: ALOCAÇÃO DE REGULADORES DE TENSÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	74
5.8.1	Solução via Programação por metas	74
5.8.2	Análise dos resultados	76
5.9	CASO 7: ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO.....	77
5.9.1	Solução via Programação por metas	77
5.9.2	Resultados com modificação do preço do RT.....	77
5.10	CASO 8: ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	79
5.10.1	GD alocada na barra 16.....	79
5.10.2	GD alocada na barra 28.....	80
5.10.3	Resultados com modificação do preço do RT.....	81
5.11	RESUMO DOS RESULTADOS	83
6	CONCLUSÕES.....	85
6.1	SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS.....	86
	REFERÊNCIAS	87

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

Devido a política de redução de custos, constante exigência dos órgãos reguladores e dos consumidores por um serviço adequado, confiável e seguro, as concessionárias de energia vem investindo continuamente em equipamentos e técnicas visando a melhora dos seus índices e serviços. Um parâmetro que mensura a qualidade do serviço entregue pelas concessionárias de distribuição é o nível de tensão em regime permanente fornecido aos seus consumidores.

Um outro fator importante, para as empresas de distribuição, é com relação às perdas de energia, uma vez que a transferência de energia elétrica, nos seus níveis de transmissão, subtransmissão e distribuição, é acompanhada por perdas de potência em suas respectivas linhas, sendo que o maior volume destas perdas ocorrem nos sistemas de distribuição, representando cerca de 15% da energia total gerada, significando um desperdício de milhões de reais.

Uma das formas de reduzir as perdas e também aumentar o nível de tensão do sistema é a utilização de equipamentos tais como os banco de capacitores (BCs) e reguladores de tensão (RTs) ao longo dos alimentadores de distribuição. Os bancos de capacitores (fixos ou chaveados) podem suprir parte da potência reativa demandada pelas cargas localmente, diminuindo parte da corrente reativa, enquanto os reguladores de tensão alteram o nível de tensão nas barras através da mudança nos taps (GONEN, 2008).

O problema da alocação de bancos de capacitores consiste em determinar a posição, quantidade, tamanho, tipo e controle de chaveamentos (para o uso de bancos de capacitores chaveados). Já para os reguladores de tensão deve ser determinado a quantidade, posição e o ajuste de tap. Devido a quantidade alta de parâmetros a serem determinados, o problema de alocação desses equipamentos recai na classe de problemas conhecida como *Non-deterministic Polynomial-time hard (NP-hard)*, devido ao número elevado de combinações possíveis.

Para a minimização das perdas do sistema, a alocação ótima destes equipamentos torna-se fundamental e por isso vários métodos de solução para este problema foram propostos ao longo dos anos, destacando-se os métodos analíticos, determinísticos, heurísticos e mais recentemente a utilização de meta-heurísticas (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000).

Esses métodos se diferenciam pela utilização ou não de fluxos de potência para o cálculo das tensões e correntes do sistema, por diferentes formulações da função objetivo e das restrições, diferentes equipamentos considerados e distintos métodos de otimização na busca pela solução. Destaca-se ainda que alguns destes métodos não conseguem garantir a solução ótima do problema devido a existência de não-linearidades ou não-convexidade da função objetivo e/ou das restrições (HAFFNER *et al.*, 2009).

1.2 OBJETIVOS

Afim de garantir a ótima alocação desses equipamentos, este trabalho tem por objetivo geral a utilização de um método de programação por metas multi-objetivo, em um sistema de distribuição, visando a redução de perdas (meta 1) com o menor custo de investimento (meta 2). O problema está sujeito a restrições do fluxo de potência, limites de operação (tensões nas barras e correntes nas linhas), mudança no controle dos capacitores chaveados e dos reguladores de tensão.

Será utilizado um fluxo de potência linear e as equações da corrente nas linhas e perdas resultantes são quadráticas, o que torna possível a solução através de solvers comerciais. O modelo foi desenvolvido no software Matlab, e posteriormente foi realizada a conversão para linguagem *Generic Algebraic Modeling System* (GAMS) para utilização de um solver de otimização na plataforma NEOS.

Com o recente incentivo da geração distribuída conectada diretamente ao sistema de distribuição, o impacto em termos das perdas técnicas devido a sua conexão será avaliado neste trabalho. A geração distribuída pode alterar os fluxos de potência nas redes e, portanto, pode alterar as perdas da rede. Se um pequeno gerador é alocado perto de uma grande carga, então, as perdas da rede serão reduzidas já que as potências ativas e reativas podem ser fornecidas para a carga pelo gerador adjacente. No entanto, se um grande gerador distribuído é alocado longe das cargas da rede é provável que aumentem as perdas no sistema de distribuição. Em geral, existe uma correlação entre elevadas cargas na rede de distribuição e o uso de usinas geradoras. Logo, qualquer gerador que opere nesse período e que reduza as perdas na rede de distribuição fará um impacto significativo nos custos de operação da rede (PIZZALI, 2006).

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho está organizado da seguinte forma: no capítulo 2 apresenta-se uma revisão sobre perdas técnicas no sistema de distribuição, enfatizando seu impacto na tarifação. Também é apresentado, sob o ponto de vista de minimização das perdas, equipamentos empregados ao longo dos alimentadores como os bancos de capacitores e reguladores de tensão. Por fim é apresentada uma breve descrição da geração distribuída e seu possível impacto no sistema. Já no capítulo 3 consta a revisão bibliográfica dos principais métodos utilizados na literatura, ao longo do tempo, para a solução do problema de alocação de bancos de capacitores e reguladores de tensão, procurando enfatizar aspectos relevantes para a modelagem e solução do problema. No capítulo 4 é apresentada a formulação do problema e as respectivas metodologias empregadas no trabalho, como o método de programação por metas, fluxo de potência, função objetivo e restrições. O capítulo 5 contém o estudo de caso e os resultados da aplicação da metodologia. Finalmente, são apresentadas as conclusões e possibilidades de trabalhos futuros.

2 PERDAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E USO DE EQUIPAMENTOS PARA MITIGAÇÃO

Este capítulo contém uma revisão acerca das perdas técnicas em sistemas de distribuição. Como os principais equipamentos utilizados para mitigação deste problema são os BCs e RTs largamente utilizados nos sistemas de distribuição, este capítulo abordará também o princípio de funcionamento destes dispositivos. Por fim, uma descrição sobre o cenário atual da geração distribuída e seus impactos no sistema será apresentada.

2.1 PERDAS TÉCNICAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

As perdas de energia elétrica nas concessionárias de distribuição podem ser divididas em dois tipos: perdas técnicas e perdas comerciais. O primeiro tipo está relacionado ao processo de transporte e de transformação da energia elétrica, ou seja, são perdas que ocorrem no sistema por características físicas dos equipamentos, como perdas por efeito Joule em cabos e condutores, ao estado de conservação de medidores de energia, as perdas no ferro e no cobre de transformadores de tensão e outros equipamentos, que compõem o complexo sistema que é a rede elétrica. Já o segundo tipo está diretamente ligado ao furto de energia elétrica, à falta de manutenção dos medidores e a erros de cadastro.

No Brasil, a metodologia para o cálculo das perdas técnicas de potência está descrita no item 7.2 do módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição (Prodist) (ANEEL, 2014), enquanto as perdas técnicas de energia são calculadas conforme o item 7.3 do mesmo documento.

As perdas técnicas influenciam a composição da parcela referente a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD - Perdas), parcela que recupera os custos regulatórios com as perdas técnicas do sistema da distribuidora (ANEEL, 2014). Desta forma, a busca pela sua redução tem grande importância para as concessionárias de distribuição, pois apenas uma parcela que é definida pela ANEEL pode ser repassada para as tarifas dos consumidores. Desta forma, todo valor que exceder este limite implicará em custos que deverão ser assumidos pela concessionária (RESENER, HAFFNER E PEREIRA, 2013).

2.2 BANCOS DE CAPACITORES

A função fundamental dos capacitores, sejam eles conectados em série ou em paralelo, instalados como uma única unidade ou como uma banco, é regular a tensão e será analisada apenas a utilização de bancos de capacitores em paralelo.

2.2.1 Justificativa para utilização de bancos de capacitores

As cargas no sistema elétrico incluem duas componentes: potência ativa (kW) e potência reativa (kVAR). A potência ativa é gerada exclusivamente pelas centrais geradoras, enquanto que a potência reativa pode ser provida tanto pelos geradores quanto pelos capacitores. Quando a potência reativa é provida somente pelas centrais geradoras todos os demais equipamentos como geradores, transformadores, linhas e equipamento de proteção devem ser dimensionados para atender esta demanda. O uso de capacitores pode mitigar essas condições suprindo parte da potência reativa localmente. Como resultado, as perdas e a demanda das cargas também são reduzidas, aliviando as linhas de distribuição e os transformadores. Ainda, dependendo do fator de potência do sistema, a instalação de capacitores pode aumentar significativamente a capacidade dos geradores e das subestações para atender cargas adicionais, melhorando também o perfil de tensão. Finalmente, a redução na corrente nos transformadores e demais equipamentos de distribuição pode postergar a necessidade de investimentos em novas instalações (GÖNEN, 2008).

De maneira geral os benefícios da instalação dos BCs podem ser resumidos como:

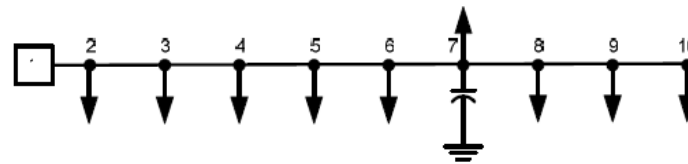
- Liberação da capacidade de geração;
- Liberação da capacidade de transmissão;
- Liberação da capacidade das subestações;
- Redução das perdas de energia;
- Redução da queda de tensão no alimentador;
- Postergação de investimentos;
- Acréscimo no faturamento devido a melhoria no perfil de tensão e da diminuição das perdas.

2.2.2 Tipos de bancos de capacitores

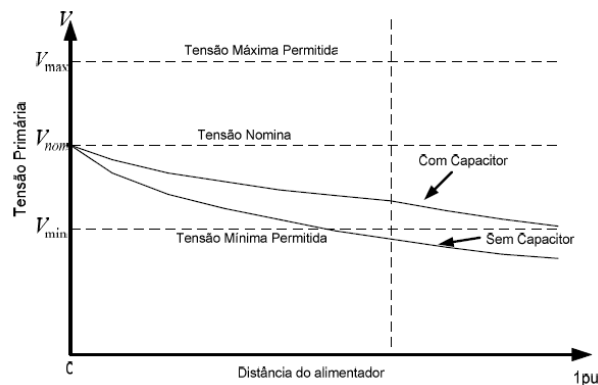
Os bancos de capacitores instalados nos alimentadores de distribuição podem ser de dois tipos: fixos ou chaveados. No primeiro, o capacitor possui somente um estágio, isto é, opera durante todo o tempo com potência plena independente do carregamento da rede. Já no

segundo, o capacitor possui mais de um estágio de operação, ou seja, as unidades podem ser ligadas ou desligadas de acordo com a variação da carga.

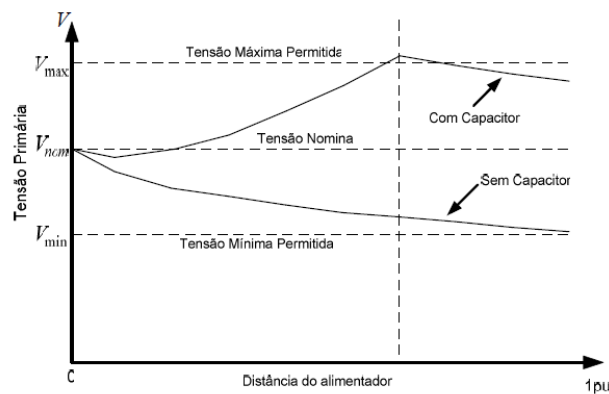
As Figuras 2.1 (b) e (c) ilustram o efeito de um banco de capacitor fixo no perfil de tensão do alimentador, considerando por simplificação uma carga uniformemente distribuída, como mostrado na Figura 2.1 (a), nos períodos de carga pesada e leve respectivamente.



(a)



(b)



(c)

Figura 2.1. Perfil de tensão com o uso de banco de capacitores: a) alimentador com carga uniformemente distribuída. b) Em carga pesada. c) Em carga leve.

Fonte: (GÖNEN, 2008) adaptada.

Analisando a Figura 2.1 (c), percebe-se que se os capacitores fixos forem instalados baseados na carga pesada, haverá uma violação da tensão (limite superior) no período de carga leve. Logo, o capacitor fixo deve ser dimensionado para o período de carga leve (GÖNEN, 2008).

Já se alguns dos bancos de capacitores instalados forem do tipo chaveado, eles podem ser desligados no período de carga leve, e ligados a medida que a carga reativa aumenta como mostrado na Figura 2.2. As desvantagens dos capacitores chaveados em relação aos bancos fixos são os altos custos de instalação e de manutenção, devido aos componentes de chaveamento e de controle (GÖNEN, 2008).

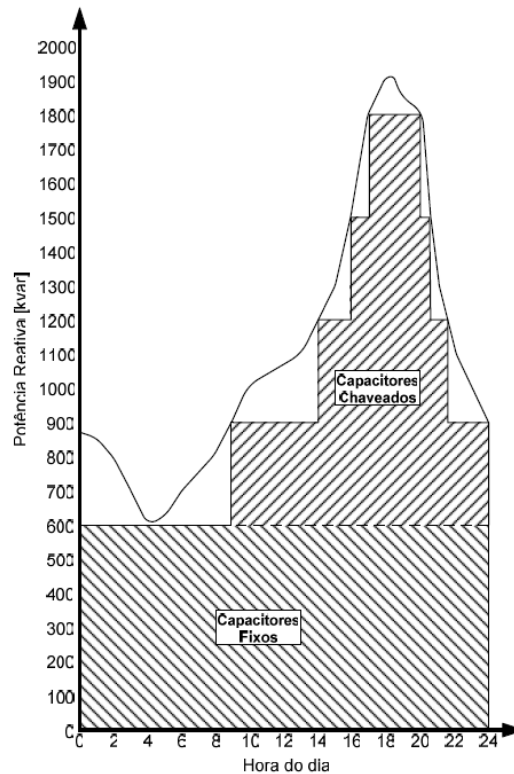


Figura 2.2. Instalação de bancos de capacitores fixos e chaveados para suprir a demanda de potência reativa.

Fonte: (GÖNEN et al, 2008) adaptada.

2.2.3 Tipos de controle dos bancos de capacitores chaveados

O processo de chaveamento dos bancos de capacitores podem ser do tipo manual ou automático, este último utilizando alguma estratégia inteligente de controle. O controle manual (remoto ou local) pode ser empregado nas subestações de distribuição ou nos centros de controle. As formas que podem ser usadas para o controle automático dos bancos incluem os seguintes parâmetros de controle: tempo, tensão, temperatura, entre outras. O controle por tempo é o mais barato. Algumas destas estratégias também podem ser utilizadas em conjunto visando o melhor seguimento da curva de potência reativa das cargas.

2.3 REGULADORES DE TENSÃO

Os RTs são equipamentos extensivamente utilizados ao longo dos alimentadores de distribuição (GÖNEN, 2008). Este dispositivo tem a capacidade de manter uma tensão predeterminada no ponto de regulação. Um regulador de tensão é basicamente um auto transformador com vários taps (ou *steps*) no enrolamento série. A maioria dos reguladores são projetados para corrigir a tensão da linha em $\pm 10\%$, divididos em 32 passos, com 0,625% de variação de tensão por passo. Cada regulador de tensão comumente é equipado com os controles e acessórios necessários para que o tap seja modificado automaticamente sob carga, respondendo a algum mecanismo de controle que visa manter o valor pré-determinado de tensão em sua saída. Esse processo ocorre a partir de valores de tensão e corrente medidos nos seus transformadores de corrente e de potencial, acionando o mecanismo de controle que fornece o nível de tensão e de largura de banda desejados (GÖNEN, 2008). Por possuir peças móveis este equipamento necessita de manutenção regular. Tentando minimizar este problema, se busca o menor número de comutações diárias possíveis.

Na Figura 2.3 é mostrado o efeito no perfil da tensão com o funcionamento do regulador de tensão instalado em um alimentador.

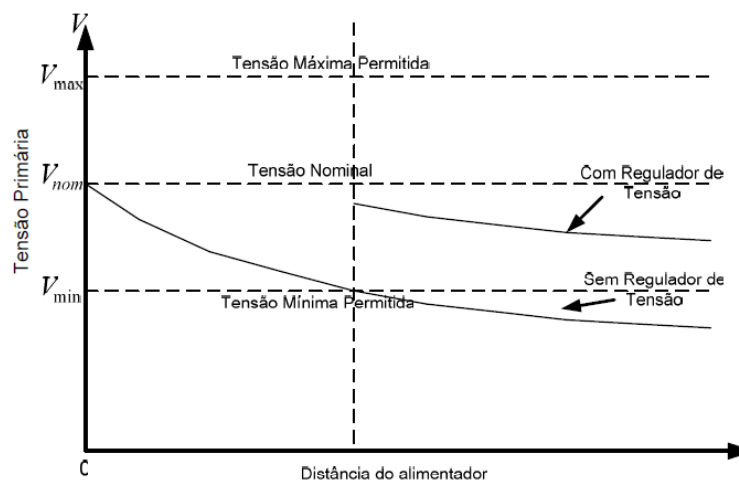


Figura 2.3. Efeito da instalação de um regulador de tensão no perfil de tensão. a) Alimentador com carga uniformemente distribuída b) Perfil de tensão com o regulador instalado entre as seções 4 e 6.

Como mostrado na Figura 2.3, uma das estratégias para alocação dos reguladores, é instalá-lo na primeira seção da rede onde a tensão do alimentador está abaixo do limite permitido.

2.4 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Como comentado na seção 2.1 as concessionárias de distribuição de energia recebem um incentivo econômico das agências reguladoras para reduzir as perdas nas suas redes de distribuição de energia. A maioria dos sistemas de distribuição atuais opera de maneira centralizada, porém projeta-se em um futuro próximo, ter-se um sistema com operação mais descentralizada, com unidades de geração menores conectadas diretamente ao sistema de distribuição, isto é, próxima aos consumidores. Este tipo de geração é conhecida como geração distribuída (GD) (PIZZALI, 2006).

Vários são os fatores para o aumento desse tipo de geração, como uma maior consciência ambiental e busca por um desenvolvimento sustentável baseado na diversificação das matrizes energéticas. Isto tem contribuído fortemente para o crescimento de novas fontes de energia como eólica, solar, biomassa, entre outras. Do ponto de vista de operação do sistema, a conexão de GD pode afetar significativamente alguns parâmetros como a direção do fluxo de potência, o perfil de tensão, as perdas de energia e o sistema de proteção (QUEZADA, ABBAD E RÓMAN, 2006).

Uma vez que a conexão de uma geração distribuída poderá impactar nas perdas do sistema, seu efeito poderá refletir diretamente no lucro das concessionárias. Se a conexão da GD diminuir as perdas atuais do sistema, o lucro da concessionária aumentará, enquanto que se o oposto ocorrer, ela será penalizada financeiramente.

Em (QUEZADA, ABBAD E RÓMAN, 2006) esses efeitos são melhores quantificados utilizando o sistema IEEE 34 barras, a partir de vários cenários como: diversos tipos de geração distribuída instaladas e aumento gradativo do seu nível de penetração.

Conseqüentemente, na operação e no planejamento dos sistemas de distribuição é importante avaliar os efeitos que a capacidade de geração e a localização dos geradores distribuídos têm nas perdas elétricas da rede.

2.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram descritos os principais aspectos das perdas técnicas nos sistemas de distribuição, como seu impacto na tarifa de energia. Uma vez que as concessionárias de energia dependem da análise deste índice pelo órgão regulatório (no Brasil a ANEEL), é desejável que este valor seja o mais baixo possível evitando assim prejuízos à empresa. Uma das formas de contornar este problema, minimizando as perdas de energia, é com a instalação de equipamentos tais como os bancos de capacitores e reguladores de tensão ao longo do

sistema de distribuição. Por isso, foi realizada uma descrição destes dispositivos, com ênfase nos seus respectivos impactos na mitigação das perdas de energia e nível de tensão. Finalmente, com o crescimento da geração distribuída no sistema ao longo dos últimos anos, seu impacto nas perdas de energia também foi explorado. Detalhes do modelo matemático e hipóteses adotadas de cada equipamento serão descritos no capítulo 4.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA DAS METODOLOGIAS PARA ALOCAÇÃO DE BCS E RTS

Neste capítulo são descritos os principais métodos de solução para o problema de alocação de bancos de capacitores, e/ou reguladores de tensão em sistemas de distribuição, desenvolvidos ao longo das últimas décadas. Além disso, o problema é analisado sobre o ponto de vista da sua complexidade, praticidade e precisão dos resultados.

3.1 ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES

Segundo (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000) e (MANGLANI E SHISHODIA, 2012) o problema de alocação de bancos de capacitores pode ser classificado em quatro técnicas: analítica, programação numérica, heurística e baseadas em inteligência artificial.

3.1.1 Métodos Analíticos

Os primeiros trabalhos analíticos, com início na década de 50, foram desenvolvidos quando os recursos computacionais eram inexistentes ou caros demais. Métodos analíticos envolvem o uso de cálculo para determinação da minimização da função de custos associado ao uso de banco de capacitores, sendo esta função usualmente determinada por (1):

$$S = K_E \Delta E + K_p \Delta P - K_c C \quad (1)$$

Onde S representa o custo; $K_E \Delta E$ e $K_p \Delta P$ representam a redução das perdas de energia e na potência de pico respectivamente; e $K_c C$ é o custo de instalação dos equipamentos.

Os pioneiros na área de alocação ótima dos BCs foram (NEAGLE E SAMSON, 1956). Neste trabalho, inicialmente, é enfatizada uma tendência de utilização dos BCs ao longo dos alimentadores primários ao invés de somente nas subestações de distribuição. Para a resolução do problema é considerado apenas a economia devido a diminuição das perdas na potência de pico, sendo que a contribuição dos BCs ocorre somente devido à diminuição da componente reativa da corrente. Também considera que a carga está uniformemente distribuída ao longo do alimentador, e há somente um tipo de condutor em toda a sua extensão. Curvas são traçadas em função do tamanho do banco versus a distância do alimentador para definição do melhor local de instalação. Como resultado concluem que a melhor localização para um banco único é a 75% da distância da subestação. Também discutem a ótima localização com o objetivo de melhorar o perfil de tensão, comparando os resultados com os obtidos para a minimização das perdas. Os autores concluem que os dois

objetivos são conflitantes, ou seja, o ótimo de um objetivo acarreta em um sensível decréscimo do outro.

Em (COOK, 1959) a economia monetária foi baseada na redução de perdas de energia considerando uma carga variável no tempo ao invés de considerar a redução de perdas na potência de pico (carga máxima), porém somente é considerado o uso de capacitores fixos. Conclui-se que o melhor local para instalação dos bancos depende da carga reativa média do sistema. Também foi abordado o fato que se um banco de capacitor fixo for alocado imprópriamente, poderá ocorrer um aumento nas perdas.

(COOK 1961) inclui na formulação do problema anterior o uso de banco de capacitores chaveados, onde a economia é obtida tanto pela redução de perdas de potência de pico quanto pelas perdas de energia, subtraindo o custo dos bancos instalados. O tempo de chaveamento depende do perfil de carga, e neste caso é dividido em dois: primeiramente é considerado somente a atuação de bancos fixos na carga leve e posteriormente os bancos chaveados também são conectados ao alimentador quando há aumento de carga. Neste artigo foi estabelecida a regra dos 2/3, muito utilizada até os dias de hoje nas concessionárias de energia, a qual estabelece que se deve colocar um capacitor com dois terços do total de potência reativa do alimentador a dois terços de distância da fonte. Devido as limitações assumidas no modelo como a utilização de variáveis contínuas, o método pode apresentar um pequeno erro na localização e na capacidade dos bancos de capacitores. (SCHMILL, 1965) e (CHANG, 1969) estenderam o trabalho de Cook para uma carga randomicamente distribuída ao longo do alimentador, e uma representação combinada de carga concentrada e uniformemente distribuída respectivamente. O primeiro ainda apresenta as condições necessárias para a solução do problema e enfatiza a regra dos 2/3. Já o segundo utiliza um programa computacional para estabelecer os locais de alocação dos bancos em razão do nível de tensão e da minimização das perdas.

No início da década de 80, (GRAINGER E LEE, 1981A) propuseram um modelo não linear para contornar algumas das hipóteses não realísticas dos modelos anteriores, como o uso da carga uniformemente distribuída, uso de somente um tipo de condutor e falta de generalização dos modelos para um grande número de bancos. O modelo proposto utiliza uma normalização do alimentador em termos dos diferentes condutores, suas resistências e tamanho de cada seção. Além disso, uma função de densidade de probabilidade de corrente reativa normalizada é desenvolvida. O processo de solução generalizado inclui uma série de procedimentos para obtenção da ótima localização e tamanho dos bancos de capacitores. No

mesmo ano os autores estenderam a metodologia para o uso de banco de capacitores chaveados em (GRAINGER E LEE, 1981B).

O trabalho de (GRAINGER E CIVANLAR, 1985) dividido em três partes, estende a metodologia considerando o alimentador com várias laterais, e também o uso de reguladores de tensão, visando o correto controle da tensão em conjunto com a minimização das perdas. O problema, na forma que é apresentado, está acoplado pela tensão, por isso a formulação proposta o desacopla em dois subproblemas, chamados de problema do capacitor e problema do regulador. A alocação ótima e demais variáveis são encontradas de forma isolada para cada equipamento, em torno de um ponto de operação com tensão conhecida.

Analisando estes trabalhos, percebe-se que com o passar dos anos, os métodos analíticos propostos para a solução de alocação ótima dos bancos de capacitores foram aprimorados continuamente, a partir de hipóteses mais realista de operação do sistema. Entretanto, destaca-se, que este métodos podem demandar um tempo bastante longo para obtenção da solução (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000).

3.1.2 Método Numéricos

A medida que os recursos computacionais se tornaram mais disponíveis e mais baratos, métodos de programação numérica foram desenvolvidos para solucionar problemas de otimização. Métodos de programação numérica são técnicas iterativas usadas para maximizar ou minimizar uma função objetivo contendo variáveis de decisão, satisfazendo uma série de restrições. Para alocação ótima de bancos de capacitores, a função objetivo busca a minimização dos custos, reduzindo-se as perdas. A posição, tamanho, quantidade são as variáveis de decisão que devem satisfazer as restrições. Estes métodos permitiram o uso de funções objetivo mais elaboradas quando comparadas aos métodos analíticos, como o uso de variáveis discretas, restrições de tensão nas barras, corrente nas linhas e localização física dos nós. Utilizando programação numérica a função objetivo pode ser formulada como:

$$MAXS = K_L \Delta L - K_c C, \text{ sujeito a } \Delta V \leq \Delta V_{MAX} \quad (2)$$

Onde $MAXS$ é o custo, $K_L \Delta L$ é a função de redução de custos podendo incluir as perdas de energia, na potência de pico e capacidade de reserva; $K_c C$ é o custo de instalação dos equipamentos; e ΔV representa a mudança na tensão devido a instalação dos BCs, não podendo exceder o valor ΔV_{MAX} .

Em (DURÁN, 1968) utilizou programação dinâmica para a solução do problema de alocação dos bancos de capacitores. Este método possui a vantagem de o custo dos bancos estar em função da sua capacidade em kVAR. O número ótimo de bancos também é

otimizado sendo dependente dos seus custos. O modelo considera somente a redução das perdas de energia e utiliza uma técnica de otimização multi-estágio, considerando o processo de decisão de Markov (Durret, 2010) para definir a viabilidade da instalação em função dos custos dos bancos.

Em (PONNAVAIKKO E RAO, 1983) utilizam um método numérico de busca direta chamado “Método das variações locais” e compara com o uso de programação dinâmica. A formulação considera bancos fixos e chaveados, o efeito do crescimento da carga, do aumento do custo da energia e adiciona uma restrição para o limite de compensação devido a possíveis sobretensões em períodos de carga leve.

O trabalho de (BARAN E WU, 1989) decompõe o problema em dois, chamados de problema mestre e escravo. O primeiro é usado para determinar a alocação ótima dos BCs, e o segundo utiliza a solução encontrada no primeiro para determinar o tipo e o tamanho dos BCs. O modelo é similar ao apresentado em (GRAINGER E CIVANLAR, 1985), porém neste caso é incorporado um método de fluxo de potência para os cálculos das tensões, correntes e perdas, conhecido como *Distribution System Power Flow* (Distflow). Segundo os autores este método foi escolhido pela sua maior eficiência computacional e robustez, frente aos algoritmos de fluxos de potência usualmente utilizados na época. Como a formulação considera as perdas de energia, uma curva de carga com níveis discretos é utilizada. Além disso, a representação dos custos dos capacitores foi aproximada por uma função linear com um custo fixo, o que não reflete integralmente a realidade.

Uma desvantagem dos métodos numéricos em relação aos métodos analíticos é a necessidade de uma preparação maior dos dados e o desenvolvimento de uma interface mais demorada (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000).

3.1.3 Métodos Heurísticos

Métodos heurísticos são regras desenvolvidas com base na intuição e experiência. São métodos rápidos e que podem reduzir o espaço de busca exaustiva da solução, levando à soluções ótimas ou próximas à ótima com alguma confiança, através da análise de sensibilidade de parâmetros. Muitas características e propriedades destes algoritmos podem ser usadas no desenvolvimento de algoritmos mais complexos, como por exemplo, atuando nas fases iniciais de outras metodologias como as metaheurísticas.

Em (SALAMA, CHIKHANI, E HACKAN, 1994) um método heurístico é proposto consistindo em uma análise de sensibilidade das barras do sistema, selecionando as mais críticas em termos da componente reativa da corrente. Após a seleção do nó mais sensível, um

BC é instalado e analisa-se a variação da corrente reativa e a máxima redução das perdas devido a esta mudança, a partir do fluxo de potência. Obtêm-se finalmente o valor da corrente do capacitor e sua potência em MVAR naquele ponto. O processo é repetido para os demais nós selecionados, até o valor das perdas na potência de pico não variar mais significadamente (ponto de convergência). Em (CHIS, SALAMA, JAYARAM, 1997) o mesmo procedimento para a seleção dos nós sensíveis é utilizado, porém a escolha do tamanho do BC instalado depende da redução monetária das perdas na potência de pico e de energia.

Em (HOGAN, RETTKOWSKI E BALA, 2005), o método *branch-and-bound* (B&B) é utilizado para redução do espaço de busca da solução. A vantagem do método B&B é sua eficiência, decorrente da estrutura do espaço de busca em árvore, permitindo que ramos geradores de soluções piores do que a melhor encontrada (solução incumbente), não sejam analisados, diminuindo o tempo e o espaço de busca. Mais detalhes do método B-and-B podem ser encontrados em (GOH, SAHA E DONG, 2006), (HUPING *et.al*, 2009) e (TAHA, 1975).

Em (SILVA *et. al*, 2008) os autores propõem três diferentes tipos de índices para avaliação das barras candidatas a receberem os BCs. O primeiro é chamado de índice de sensibilidade de barras, o qual calcula a relação entre a potência reativa demandada e a tensão na barra. O segundo avalia a reconfiguração do sistema através de abertura ou fechamento de chaves, e sua influência no índice de sensibilidade das barras. O terceiro altera os valores das chaves obtidos no índice anterior e executa novamente o fluxo de potência ótimo nesta condição.

As vantagens dos métodos heurísticos em relação aos métodos analíticos e numéricos são a facilidade de entendimento e implementação. A desvantagem é que não se pode garantir a otimalidade das soluções produzidas, pois pode ser escolhida uma heurística que retire a solução ótima do espaço de solução (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000).

3.1.4 Métodos baseados em inteligência artificial

O desenvolvimento de algoritmos combinatoriais e a crescente popularidade dos métodos de inteligência artificial, tem levado muitos pesquisadores a investigar seu uso em aplicações de engenharia, especificamente na área de sistemas de potência. Ferramentas como Têmpera Simulada, Algoritmos Genéticos, Enxame de Partículas, entre outras, vem sendo largamente utilizadas na solução do problema de alocação de equipamentos.

a) Têmpera Simulada

O trabalho proposto em (CHIANG ET AL., 1990A) é uma extensão do trabalho de (BARAN E WU, 1989). Neste trabalho os autores utilizaram um algoritmo de têmpera simulada (TS) ou *simulated annealing* (SA), visando incorporar na formulação uma função de custo em degraus (mais realista, mas não-diferenciável) na solução do problema. Esta técnica baseia-se no processo de recozimento utilizado na metalurgia para cristalização de sólidos, proposta em (KIRKPATRICK, GELLAT, VECCHI, 1983). O método de fluxo de potência por Newton-Raphson modificado é utilizado. Além disso, somente é considerado o uso de bancos de capacitores fixos. Esta metodologia foi estendida em (CHIANG ET AL., 1990B) para o uso de bancos de capacitores chaveados, com a desvantagem de aumentar severamente o tempo computacional para obtenção da solução.

b) Algoritmo Genético

Em (SUNDHARARAJAN E PAHWA, 1994) é utilizado um Algoritmo Genético (AG). Este método é baseado no princípio de seleção natural Darwiniana e consequente modificação genética da população (mutação e recombinação). Conceitos biológicos de adaptabilidade e sobrevivência dos melhores indivíduos são utilizados. Neste trabalho uma análise de sensibilidade da matriz Jacobiana é utilizada para seleção das barras candidatas. Um grupo de duas ou três barras em cada lateral é selecionado como candidato a receber os bancos de capacitores. Já em (MIU, CHIANG E DARLING, 1997) um AG de dois estágios é proposto. No primeiro estágio, o AG é executado retornando possíveis soluções que serão utilizadas como entradas no segundo estágio; este por sua vez executa um método heurístico de análise de sensibilidade baseado na redução das perdas ativas para buscar melhores soluções do que aquelas providas pelo AG.

O trabalho de (LEVITIN ET AL., 2000) inclui na formulação do problema os benefícios do aumento da capacidade de carga devido a instalação dos bancos de capacitores. Em (FARAHANI, VAHIDI E ABYANEH, 2012) os autores aliam a instalação dos BCs e reconfiguração do sistema visando a redução das perdas.

c) Enxame de partículas

Em (YU, XIANG E WU, 2004) os autores utilizam o algoritmo de enxame de partículas ou *Particle Swarm Optimization* (PSO), formulando o problema através de um modelo não linear inteiro misto. O método PSO está baseado em uma metáfora sócio-

psicológica, onde cada indivíduo atua como uma partícula do enxame, movendo-se para uma posição melhor, com uma certa velocidade, dentro do espaço de solução. Neste artigo são citadas algumas vantagens desta técnica em comparação com o AG:

- Menor número de parâmetros de ajuste.
- O processo iterativo requer somente operadores matemáticos simples, sem a necessidade de operadores como reprodução, crossover e mutação do AG.
- Maior velocidade de convergência na maioria dos casos.

Os custos neste trabalho são representados por uma função degrau não linear. O problema ainda considera a presença de cargas não lineares e seus efeitos na distorção harmônica, necessitando além de um fluxo de potência na frequência fundamental, um fluxo de potência harmônico.

Em (ETEMADI E FATUHI-FIRUZABAD, 2007) a função objetivo além de ser composta das partes relacionadas as perdas de energia, potência de pico e custo dos equipamentos, um quarto parâmetro relacionado ao custo da confiabilidade também é contabilizado.

Em (SINGH E RAO, 2012), um índice de sensibilidade semelhante ao encontrado em (MIU, CHIANG E DARLING, 1997), é utilizado para selecionar as barras candidatas a instalação dos BCs. Este índice relaciona o efeito da adição de potência reativa pelos bancos nas perdas ativas do sistema.

Analisando estes trabalhos na área de inteligência artificial, conclui-se que são métodos bastante adequados para o problema de alocação, principalmente quando se trabalha com funções não-lineares, não-convexas e com uma quantidade significativa de parâmetros a serem determinados. Entretanto, algumas dessas metodologias começam a apresentar desvantagens a medida que se aumenta a complexidade do sistema, por isso utiliza-se em conjunto alguma heurística, visando a redução do espaço de busca e aumento da velocidade de convergência. Além disso, outras desvantagens podem ser citadas: não há garantia da solução ótima do problema, necessidade de ajustar um grande número de parâmetros para a correta convergência e falta de rigor matemático que proporcione a reprodução dos resultados (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000).

3.2 ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO

(CARPINELLI, NOCE E VARILONE, 2011) propuseram um método de programação inteira mista não linear para alocação ótima de BCs e RTs. Um algoritmo microgenético é utilizado. A carga não é considerada constante, e sim possui uma variação

probabilística, considerando uma distribuição normal. Para garantir a eficiência do método são realizadas duas abordagens: linearização das restrições de fluxo de potência e método de estimação por pontos descrito em (CARAMIA, CARPINELLI E VARILONE, 2010).

(SZUVOVIVSKI, FERNANDES E AOKI, 2012) utilizam um método híbrido: um algoritmo genético atua conjuntamente com um algoritmo de fluxo de potência ótimo para alocação simultânea dos bancos de capacitores e reguladores de tensão. A função objetivo é constituída por cinco parâmetros: custo das perdas de energia, custo das violações de tensão, custo da violação pela queda de tensão (custo adicional devido a uma queda de tensão maior que 4% entre o início e o fim do alimentador), custo dos bancos de capacitores e custo dos reguladores.

Em (FRANCO, RIDER, LAVORATO E ROMERO, 2013) um método de programação linear inteira mista é proposto para alocação de banco de capacitores e reguladores de tensão. Tendo em vista que o modelo proposto é linear, algumas linearizações tornaram-se necessárias nas equações de fluxo de potência e no modelo de controle dos taps dos reguladores de tensão. O método ainda considera a conexão de uma GD no sistema.

3.3 ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES E CONTROLE DO TAP DO TRANSFORMADOR DA SUBESTAÇÃO

(PARK, SOHN E PARK, 2009) utilizam um algoritmo genético para a ótima alocação dos bancos de capacitores e controle do tap do transformador da subestação. O diferencial deste trabalho é considerar o impacto do número de operações (chaveamentos) dos BCs e do transformador na formulação da função objetivo. Um método heurístico similar ao encontrado no trabalho de (MIU, CHIANG E DARLING, 1997) é utilizado para seleção das barras candidatas a instalação dos bancos de capacitores.

(ZIARI, LEDWICH E GHOSH, 2013) propuseram um algoritmo de enxame de partículas modificado para solução de alocação dos bancos de capacitores e controle do tap do transformador da subestação. Neste trabalho, uma nova estratégia iterativa de alocação é proposta consistindo em alocar os bancos e definir o tap para o maior nível de carga, modificando a localização e o tamanho para os níveis inferiores a partir desta primeira informação.

(AHMADI E J. MARTÍ, 2014) utilizam um modelo de programação inteira mista quadrática para redução das perdas, através da reconfiguração do sistema, uso de bancos de capacitores e controle do tap do transformador localizado na subestação. A formulação da função objetivo leva em consideração somente a redução de potência ativa. Um fluxo de

potência linear é utilizado, e todas as restrições são lineares. As limitações deste trabalho são: não consideração dos custos dos equipamentos, do custo da redução das perdas na função objetivo e considerar somente um nível de carga nos sistemas testes o que não identifica corretamente o uso dos bancos de capacitores chaveados, apesar da formulação do problema incluir a sua utilização.

3.4 ALOCAÇÃO DE REGULADORES DE TENSÃO

Na literatura a grande maioria dos trabalhos considera somente a alocação dos BCs para redução de perdas. Poucos trabalhos aliam a alocação dos BCs juntamente com os RTs ao longo do alimentador como mostrado anteriormente. Em menor número ainda são os trabalhos que consideram somente a alocação dos RTs. Em (SAFIGIANNI E SALIS, 2000) é abordado a ótima alocação dos RTs visando a redução de perdas contabilizando o custo de manutenção e de investimentos destes equipamentos. O método de fluxo de potência por varredura é utilizado, alocando inicialmente um RT na barra mais próxima da subestação, cuja tensão esteja fora dos limites pré-determinados. Ao mesmo tempo é selecionado um tap que estabeleça uma tensão mais próxima do limite superior, sem ultrapassá-lo. Um algoritmo recursivo é utilizado para mover e testar os RTs em todas as barras, determinando assim o número ideal de RTs, seu local e seu respectivo tap em função do nível de tensão, perdas e custos. Este processo recursivo torna o algoritmo bastante demorado, uma vez que a cada mudança da posição do regulador de tensão um novo fluxo de potência é executado, sendo esta uma clara desvantagem deste método. Já em (MENDOZA ET. ALL, 2007), um algoritmo microgenético multiobjetivo é utilizado para ótima alocação dos RTs e determinação dos taps, obtendo soluções que representam um balanço ótimo entre dois objetivos conflitantes representados pela redução de perdas e o menor desvio de tensão. Uma desvantagem deste método é que a posição dos taps é tratado como uma variável contínua. Em (SANDHYA, LAXMI E SONI, 2013) é utilizado um processo semelhante à (SAFIGIANNI E SALIS, 2000). Inicialmente, um fluxo de potência é executado para determinar as barras cujos limites de tensão estão fora dos pré-determinados. Estas barras são utilizadas como barras iniciais para alocação dos reguladores. Posteriormente, um algoritmo chamado *back tracking* vai alterando a posição dos reguladores partindo-se destes nós iniciais até o nó da fonte executando o fluxo de potência a cada mudança e calculando o valor da função objetivo (perdas e desvio de tensão) simultaneamente. Esse algoritmo tem a mesma desvantagem do que seu predecessor que é a necessidade de várias execuções do fluxo de potência.

3.5 CONSIDERAÇÕES ACERCA DA REVISÃO DA LITERATURA

A Tabela 1 sumariza os trabalhos mais relevantes nesta área, considerando os aspectos julgados mais significativos por este autor, a serem considerados na formulação do problema.

Tabela 1. Comparação entre os métodos de alocação.

Trabalho	Método	Perdas na F.O.	Alocação Capacitores chaveados	Fluxo de Carga	Restrição de limite corrente	Carga variável	Alocação R.T.
1*	Analítico	Somente pico	Não	Não	Não	Não	Não
2*	Analítico	Pico e Energia	Sim	Não	Não	Não	Não
3*	Analítico	Pico e Energia	Sim	Não	Não	Sim	Sim
4*	Numérico	Pico e Energia	Sim	Sim	Não	Sim	Não
5*	Heurístico	Somente pico	Não	Sim	Não	Não	Não
6*	I.A. - TS	Energia	Sim	Sim	Não	Sim	Não
7*	I.A - AG	Pico e Energia	Não	Sim	Não	Não	Não
8*	I.A – PS0	Pico e Energia	Sim	Sim	Não	Sim	Não
9*	I.A. - AG	Pico e Energia	Sim	Sim	Não	Sim	Sim
10*	Numérico	Energia	Sim	Sim	Sim	Sim	Sim
11*	Numérico	Somente pico	Sim	Sim	Sim	Não	Não

Fonte: O autor (2015).

1* – (NEAGLE E SAMSON, 1956); 2*- (GRAINGER E LEE, 1981 A) ; 3* – (GRAINGER E CIVANLAR, 1985); 4* - (BARAN E WU, 1989) ; 5* - (SALAMA, CHIKHANI, HACKAN, 1994) ; 6* - (CHIANG ET ALL, 1990); 7*- (SUNDHARARAJAN E PAHWA, 1994); 8*- (YU, XIANG E WU, 2004); 9*- (SZUVOVIVSKI, FERNANDES E AOKI, 2012) 10*- (FRANCO, RIDER, LAVORATO E ROMERO, 2013) 11*- (AHMADI E MARTÍ, 2014).

Partindo-se da Tabela 1, algumas considerações podem ser feitas para a correta seleção do método escolhido, como será mostrado a seguir.

3.5.1 Escolha do método

Segundo (NG, SALAMA E CHICKANI, 2000) a escolha do método para a alocação dos BCs depende dos seguintes fatores:

- O problema a ser resolvido,
- A complexidade do problema,
- A precisão desejada dos resultados,

- A praticidade da implementação.

- a) Problema a ser resolvido

O problema da alocação dos BCs pode ser separada em três subproblemas: planejamento, expansão e controle. A maioria das técnicas da literatura estão endereçadas ao subproblema de planejamento. O problema de expansão depende da predição de crescimento da carga e do conhecimento das especificações do sistema de distribuição analisado. O subproblema de controle envolve a operação de capacitores chaveados visando a máxima economia evitando sobretensões. Como o foco deste trabalho é no primeiro item, somente trabalhos que abrangem o mesmo foram explorados na revisão da literatura.

- b) Complexidade do Problema

A complexidade do problema depende dos parâmetros inclusos no modelo. A função objetivo pode incluir a redução das perdas devido a redução na potência de pico, perdas de energia, capacidade de potência liberada e melhora no perfil de tensão. Além disso, deve ser decidido a variação ou não da carga no tempo, qual modelo de carga a ser utilizado, e se a inclusão dos reguladores de tensão é desejada. A complexidade do problema também inclui o tipo de sistema considerado. Algumas das técnicas apresentadas podem ser aplicadas somente a alimentadores sem laterais, outras podem ser aplicadas para alimentadores radiais com várias laterais, enquanto poucas podem ser aplicadas a qualquer topologia do sistema de distribuição. Ainda, algoritmos que precisam estimar muitos parâmetros, requerem dados mais detalhados do sistema, e a sua implementação tende a ser mais difícil.

- c) Precisão dos resultados

A precisão dos resultados depende da modelagem do problema e do método de otimização escolhido. Os modelos analíticos mais recentes que utilizam um equivalente do alimentador e consideram a variação da carga podem fornecer melhores resultados que as técnicas de alocação primitivas. Além disso, algumas técnicas de programação numérica, heurísticas e de inteligência artificial consideram os tamanhos discretizados dos BCs e a não linearidade dos custos, o que também contribui para uma melhor precisão dos resultados. A precisão dos resultados também depende fortemente dos dados de entrada, principalmente aqueles relacionados as cargas.

d) Praticidade

A praticidade dos algoritmos de alocação dos BC incluem o fácil entendimento e implementação do método. Apesar de ser um critério subjetivo, talvez seja um dos mais importantes a ser considerado. Algumas técnicas vão exigir um grande número de dados, alguns talvez não estejam disponíveis, enquanto outras serão muito simplificadas para a precisão dos dados desejada.

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi apresentada uma revisão da literatura dos principais métodos de solução para alocação dos bancos de capacitores e reguladores de tensão visando a minimização das perdas. Procurou-se investigar diferentes aspectos julgados importantes na formulação do problema além do método de otimização, como a composição da função objetivo, fluxo de potência e representação da carga. A partir desta análise foram escolhidos as diversas metodologias empregadas neste trabalho, cujo detalhamento será apresentado no próximo capítulo, com as devidas justificativas.

4 METODOLOGIA

Neste capítulo serão descritas as metodologias utilizadas neste trabalho como o método de otimização, algoritmo de fluxo de potência, modelos matemáticos dos equipamentos descritos no capítulo 2 e as demais funções e restrições que compõem o problema de alocação dos bancos de capacitores e reguladores de tensão considerando a presença de geração distribuída.

4.1 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

Como observado na revisão da literatura apresentada, o problema de alocação ótima de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição radial consiste em:

- Alocar os bancos de capacitores e reguladores de tensão, definindo a quantidade e os locais onde devem ser instalados;
- Determinar os tipos e tamanhos dos bancos de capacitores a serem alocados;
- Definir o esquema de controle exigido, quando for possível operar de forma diferente para os diversos níveis de carga, considerando o número de bancos que devem operar em cada nível e o os taps dos reguladores de tensão.

Os critérios de otimização comumente utilizados para o problema de alocação de BCs e RTs são a minimização das perdas de energia durante um período de planejamento considerado, o qual pode variar entre 1 e 10 anos, bem como a minimização dos investimentos com aquisição, instalação e manutenção dos bancos de capacitores e reguladores de tensão. As restrições são relacionadas às condições de operação do sistema dentro de uma faixa adequada. Além destes, um critério que determine a penalização por violação dos limites de tensão, pode ser incluído. Logo, a alocação destes equipamentos geralmente é tratada como um problema de otimização multiobjetivo.

Um problema de otimização multiobjetivo consiste em determinar um vetor de variáveis de decisão, que otimiza uma função vetorial, cujos elementos representam os índices de desempenho a serem otimizados. A solução que minimiza um índice provavelmente não minimiza os outros índices, sendo assim, é necessário introduzir o conceito de Otimalidade de Pareto. Segundo esse conceito, uma solução viável para um problema de programação multiobjetivo é uma solução de Pareto, se não existir outra solução que irá produzir uma melhora em um objetivo sem causar uma degradação em pelo menos um dos outros objetivos (LIN, 1976).

Se a alocação ótima de BCs e RTs é tratada como um problema de otimização multiobjetivo, cabe colocar que não existe somente uma solução ótima para o problema abordado e sim um conjunto de possíveis soluções denominadas eficientes ou Pareto-ótimas. E, como a priori não se conhece a importância de cada um dos objetivos todas as soluções Pareto-ótimo são igualmente importantes (PEREIRA e MANTOVANI, 2006).

Existem diversos métodos para obtenção do conjunto de soluções Pareto (LIN, 1976): método dos pesos, das restrições, método de otimização hierárquica, o método do critério global, programação por metas e mais recentemente as metaheurísticas como o algoritmo genético NSGA (*Non-dominated Sorting Genetic Algorithm*) e enxame de partículas. O método de otimização multiobjetivo utilizado neste trabalho foi o método de programação por metas, o qual será descrito na próxima seção. Este método foi escolhido por ser um método flexível, podendo acomodar um grande número de objetivos, sem tornar o problema intratável computacionalmente. Além disso, há uma quantidade menor de parâmetros de entrada comparado as metaheurísticas. Ainda, é um método explorado extensivamente em vários campos da ciência, porém pouco explorado na área de sistemas de potência.

4.2 PROGRAMAÇÃO POR METAS

A Programação por metas (PM) ou *Goal Programming* (GP) talvez seja a técnica mais antiga e a mais utilizada no campo de análise de decisão multi-critérios, permitindo a incorporação de inúmeras restrições e objetivos na tomada de decisões (ROMERO, 1991). Assim como em todos os métodos multiobjetivos, o aspecto mais importante na tomada de decisão utilizando GP é que o decisor (*decision maker*), não otimiza um único objetivo, mas busca um compromisso ótimo entre vários objetivos conflitantes ou busca pelo menos atingir níveis satisfatórios para as metas estabelecidas. Segundo as pesquisas mostradas em (ROMERO, 1986) e (TAMIZ, JONES E ROMERO,1998), ao longo da história, a programação por metas foi utilizada extensivamente em diversas áreas como: agricultura, economia, engenharia, militar entre outras.

Matematicamente um objetivo i pode ser descrito conforme a equação (3):

$$f_i(x) + n_i - p_i = b_i \quad (3)$$

Onde as variáveis n_i e p_i representam os desvios negativos e positivos respectivamente. O desvio negativo n_i representa a distância (em unidades do problema) entre o objetivo $f_i(x)$ e sua respectiva meta b_i . Por outro lado, o desvio positivo representa o quanto o objetivo

$f_i(x)$ ultrapassou a meta estabelecida b_i . Se o objetivo desejado é maior ou igual a meta estabelecida, ou seja, $(f_i(x) \geq b_i)$, então faz-se necessário que a variável n_i tenha o menor valor possível (minimização de n_i). Caso o objetivo desejado seja menor ou igual a meta estabelecida $(f_i(x) \leq b_i)$, então faz-se necessário que a variável p_i tenha o menor valor possível (minimização de p_i). Além disso, deve notar-se que, para cada um dos objetivos pelo menos uma das duas variáveis tem que ser zero.

O objetivo geral do método de PM é minimizar os desvios (distância entre a função que mensura o nível atual do objetivo e seu nível de aspiração). O processo de minimização ou maximização pode ser alcançado a partir de diferentes metodologias de GP, cada uma com a sua particularidade. Os métodos mais utilizados são: Lexicográfico (Lexicographical Goal Programming), e o método baseado em Pesos (Weighted Goal Programming). A seguir é descrito matematicamente o método baseado em Pesos utilizado neste trabalho.

4.2.1 Weighted Goal Programming (WGP)

WGP considera todos os objetivos simultaneamente na composição da função objetivo. Essa composição tenta minimizar a soma de todos os desvios entre a função de avaliação dos objetivos e as metas. Pesos podem ser atribuídos aos desvios de acordo com a sua relevância, a critério do decisor. A estrutura algébrica deste método é descrita em (4):

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize } \sum_{i=1}^k (\alpha_i n_i + \beta_i p_i) \\
 & \text{Sujeito a:} \\
 & f_i(x) + n_i - p_i = b_i \\
 & x \in F \\
 & x \geq 0, n \geq 0, p \geq 0
 \end{aligned} \tag{4}$$

Onde x é o vetor das variáveis de decisão; α_i e β_i representam os pesos dos desvios negativos n_i e positivos p_i respectivamente; e F é o conjunto de restrições do problema.

Os pesos β serão zero quando os objetivos desejados forem maiores que a meta estabelecida, e os pesos α serão zero quando os objetivos desejados forem menores que a meta estabelecida. Esta segunda abordagem será utilizada neste trabalho.

4.2.2 Aspectos Críticos na programação por metas

Para uma correta modelagem via PM, alguns aspectos devem ser observados, evitando assim a ocorrência de soluções indesejáveis.

a) Eficiência de Pareto

Um dos pontos críticos em PM está relacionado a sua eficiência de Pareto. O método de programação por metas não é capaz de detectar a fronteira de Pareto. Como dito anteriormente, a fronteira de Pareto contém o conjunto de soluções que quando comparado à outras soluções, são ao menos tão boas para todos os objetivos, e melhores para pelo menos um objetivo. Na programação por metas, este fator torna-se problemático quando as metas são escolhidas de uma forma pessimista, ou seja, com valores muito baixos, possibilitando a obtenção de soluções piores do que a possível (ISHIZAKA E NEMERY, 2013). Desta forma, os parâmetros das metas devem ser corretamente escolhidos (devem ser escolhidos valores de metas que não sejam possíveis de serem alcançados).

b) Normalização dos desvios

Outro problema que pode ocorrer na modelagem via programação por metas é quando os objetivos e conseqüentemente os desvios são tratados em diferentes unidades, como por exemplo um objetivo de custo em (\$) e outro em unidade de potência (W). Esta simples soma pode forçar a solução para o desvio com a maior magnitude produzindo soluções indesejáveis para o decisor. Outro problema pode ser gerado quando apesar dos objetivos estarem na mesma unidade, seus desvios variarem muito em termos de grandeza, por exemplo um desvio que represente milhares e outro que varia em termos de centavos. Neste último caso, assim como ocorre no primeiro, há uma tendência do resultado levar em conta somente o desvio com maior magnitude, praticamente desprezando o efeito do segundo objetivo. Para contornar este problema, na literatura são propostos alguns métodos de normalização como a normalização Euclidiana, por percentagem, zero-um, entre outras (TAMIZ, JONES E ROMERO, 1998) e (ROMERO, 1991).

4.3 FLUXO DE POTÊNCIA

Uma parte essencial para automação e controle em tempo real do sistema de distribuição é fornecer cálculos computacionalmente eficientes. O Cálculo do fluxo de potência é uma parte fundamental deste processo, tendo havido um grande esforço nos últimos anos para o aprimoramento das técnicas em termos do tempo computacional e

características de convergência. Um grande número de métodos de solução para o fluxo de potência, que levam em conta a natureza específica dos sistemas de distribuição, foram desenvolvidos ao longo das décadas, destacando-se o método de varredura backward-forward sweep (KERSTING, 2002). O método de varredura é um algoritmo iterativo, demandando um certo tempo para a sua convergência em grandes sistemas de potência. Devido as características não lineares do fluxo e a dificuldade de expressar o fluxo de potência na forma de equações analíticas, sua incorporação em *solvers* comerciais de otimização é dificultada. Em (MARTÍ E AHMADI, 2013) um fluxo de potência linear foi proposto, visando sua utilização em modelos de otimização e conseqüentemente em *solvers* comerciais. Este foi o método utilizado neste trabalho, e será detalhado nas seções seguintes.

4.3.1 Modelos de carga

Diferentes tipos de cargas no sistema de potência apresentam comportamento distintos para variações da tensão da rede. Por exemplo, o consumo de potência ativa e reativa de lâmpadas fluorescentes é altamente afetado pela magnitude de tensão do sistema, enquanto os computadores pessoais são menos sensíveis a estas variações de tensão.

Um modelo típico que descreve a influência entre o consumo de potência ativa e reativa na magnitude de tensão é o modelo exponencial, mostrado nas equações (5) e (6):

$$\frac{P(V)}{P_0} = \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (5)$$

$$\frac{Q(V)}{Q_0} = \left(\frac{V}{V_0} \right)^\beta \quad (6)$$

Onde P e Q representam a parte ativa e reativa da carga; V é a magnitude de tensão; o índice zero indica o valor nominal; e α e β são os expoentes de potência ativa e reativa respectivamente, valores geralmente extraídos de medições.

Além do modelo exponencial, o modelo ZIP também é largamente utilizado nos estudos de sistema de potência. O modelo consiste de três partes principais: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Matematicamente este modelo pode ser descrito por (7) e (8):

$$\frac{P(V)}{P_0} = F_Z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + F_I \left(\frac{V}{V_0} \right) + F_P \quad (7)$$

$$\frac{Q(V)}{Q_0} = F'_Z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + F'_I \left(\frac{V}{V_0} \right) + F'_P \quad (8)$$

Onde as constantes F and F' são frações; e os índices Z, I e P são as contribuições de impedancia constante, corrente constante e potência constante respectivamente.

Os modelos exponencial e ZIP introduzem não-linearidades na solução das equações de fluxo de potência. Uma alternativa foi proposta em (MARTÍ E AHMADI, 2013), permitindo a formulação linear das equações de fluxo de potência, chamado de modelo ZI conforme mostram as equações (9) e (10):

$$\frac{P(V)}{P_0} = C_Z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + C_I \left(\frac{V}{V_0} \right) \quad (9)$$

$$\frac{Q(V)}{Q_0} = C'_Z \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + C'_I \left(\frac{V}{V_0} \right) \quad (10)$$

Onde C e C' são calculados por um processo de ajuste de curva.

O modelo proposto por (MARTÍ E AHMADI, 2013) é semelhante ao modelo ZIP, porém sem o termo de ordem zero relacionado a potência constante. Como será mostrado a seguir este modelo elimina a não-linearidade das equações de fluxo de potência.

4.3.2 Fluxo de potência linear

O mecanismo de atualização das injeções de corrente, geralmente utilizado pelos métodos de fluxo de potência iterativos como o método de varredura, em um nó qualquer na iteração k pode ser representado por (11):

$$\bar{I}^{(k)} = \left(\frac{\bar{S}^{(k)}}{\bar{V}^{(k)}} \right)^* \quad (11)$$

Onde \bar{X} representa uma variável complexa.

Supondo que \bar{S} não seja constante, mas sim dependente da tensão, e ao mesmo tempo separando os termos da equação anterior nas suas partes real e imaginária temos (12):

$$\bar{I}^{(k)} = \frac{P^{(k)}(V^{(k)}) - jQ^{(k)}(V^{(k)})}{V_{re}^{(k)} - jV_{im}^{(k)}} \quad (12)$$

Onde $V_{re}(k)$ e $V_{im}(k)$ são as partes reais e imaginárias da tensão respectivamente na iteração k .

Substituindo os valores de P e Q de (11) e (12) em (15), e retirando temporariamente o índice de iteração obtemos (13):

$$\bar{I}^{(k)} = \frac{P_0 C_Z V_{re} + Q_0 C'_Z V_{im}}{V_0^2} + \frac{P_0 C_I V_{re} + Q_0 C'_I V_{im}}{V_0 V} + j \left[\frac{P_0 C_Z V_{im} - Q_0 C'_Z V_{re}}{V_0^2} + \frac{P_0 C_I V_{im} - Q_0 C'_I V_{re}}{V_0 V} \right] \quad (13)$$

Em sistemas de distribuição, tomando o ângulo de tensão da subestação como referência (valor zero), a magnitude da parte imaginária da tensão V_{im} é muito menor do que a parte real V_{re} , como assumido em (CESPEDES, 1990). Este aspecto permite a eliminação do termo V_{im} em (15) e dos termos não lineares aqui representados por (14) e (15):

$$\frac{V_{re}}{V} = \frac{V_{re}}{\sqrt{V_{re}^2 + V_{im}^2}} \quad (14)$$

$$\frac{V_{im}}{V} = \frac{V_{im}}{\sqrt{V_{re}^2 + V_{im}^2}} \quad (15)$$

Assumido que $V_{im} \approx 0$ em (16) e (17), podemos reescrever estas relações conforme (16) e (17):

$$\frac{V_{re}}{V} \approx 1 \quad (16)$$

$$\frac{V_{im}}{V} \approx 0 \quad (17)$$

Com estas aproximações, a equação (15) pode ser simplificada em sua parte imaginária, aqui representadas por (18) e (19):

$$I_{re} = \Re\{\bar{I}\} \approx \frac{Q_0 C'_Z}{V_0^2} V_{im} + \frac{P_0 C_Z}{V_0^2} V_{re} + \frac{P_0 C_I}{V_0} \quad (18)$$

$$I_{im} = \Im\{\bar{I}\} \approx \frac{P_0 C_Z}{V_0^2} V_{im} - \frac{Q_0 C'_Z}{V_0^2} V_{re} - \frac{Q_0 C'_I}{V_0} \quad (19)$$

Escrevendo a corrente drenada por uma carga com impedância constante como $\bar{I} = \bar{Y}\bar{V}$ e separando a tensão e admitância nas suas partes real e imaginária obtemos (20):

$$\begin{aligned}\bar{I} &= \bar{Y}\bar{V} = (G + jB)(V_{re} + jV_{im}) \\ \bar{I} &= (GV_{re} - BV_{im}) + j(BV_{re} + GV_{im})\end{aligned}\quad (20)$$

Comparando (18) e (19) com (20), os parâmetros da rede G e B podem ser representados por:

$$G = \frac{P_0 C_Z}{V_0^2} \quad (21)$$

$$B = -\frac{Q_0 C'_Z}{V_0^2} \quad (22)$$

Os parâmetros das fontes de corrente constantes I_p e I_q são dadas pelos termos constantes em (20) e (21) respectivamente, aqui representados por (23) e (24):

$$I_p = \frac{P_0 C_I}{V_0} \quad (23)$$

$$I_q = -\frac{Q_0 C'_I}{V_0} \quad (24)$$

Finalmente, na modelagem da carga para o fluxo de potência os parâmetros da rede G e B e as fontes de corrente constante podem ser representados por elementos de circuito, conforme mostrado na Figura 4.1:

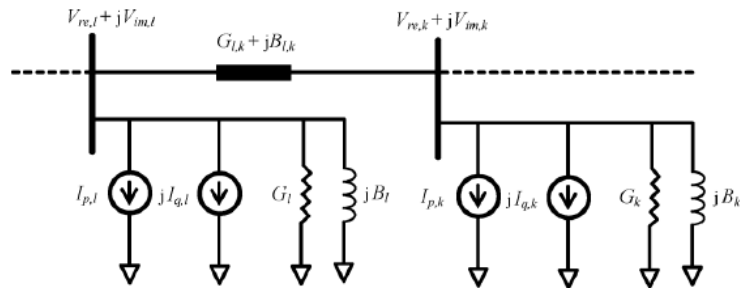


Figura 4.1. Representação da carga para o fluxo de potência.
Fonte: (MARTÍ E AHMADI, 2013)

Através da análise nodal, aplicação da Lei de Kirchoff das correntes no circuito da Figura 4.1, considerando a subestação como uma fonte de tensão e representando as cargas segundo o modelo apresentado nas equações (11) e (12), obtemos o sistema matricial representado por (25):

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{AA} & \bar{Y}_{AB} \\ \bar{Y}_{BA} & \bar{Y}_{BB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_A \\ \bar{V}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \end{bmatrix} \quad (25)$$

Onde \bar{Y} é a matriz admitância, sendo particionada em quatro submatrizes; \bar{V}_A é o vetor de tensões conhecidas; \bar{I}_A o vetor de injeção de correntes desconhecidas; \bar{I}_B é a componente constante da corrente de carga; e \bar{V}_B é o vetor de tensões desconhecidas.

O vetor \bar{V}_B pode ser computado por (26):

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{BB} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{I}_B \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{Y}_{BB} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \bar{Y}_{BA} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_A \end{bmatrix} \quad (26)$$

A matriz admitância é formada da seguinte forma:

$$Y_{m,k} = \begin{cases} -y_{m,k} & m \neq k \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^n y_{m,k} + jQ_{C,m} + Y_{L,m} & m = k \end{cases} \quad (27)$$

Onde $y_{m,k}$ é a admitância da linha que conecta os nós m e k ; $Q_{C,m}$ e $Y_{L,m}$ representam a capacitância shunt e a admitância da carga em cada nó respectivamente.

Substituindo os termos da matriz admitância na equação (25) e separando as partes reais e imaginárias, as equações do fluxo de potência em coordenadas retangulares podem ser representadas por (28):

$$\begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{G}_{1,1:n} & -\hat{B}_{1,1:n} \\ \hat{B}_{1,1:n} & \hat{G}_{1,1:n} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \hat{G}_{2,1:n} & -\hat{B}_{2,1:n} \\ \hat{B}_{2,1:n} & \hat{G}_{2,1:n} \end{bmatrix} \\ \vdots \\ \begin{bmatrix} \hat{G}_{n,1:n} & -\hat{B}_{n,1:n} \\ \hat{B}_{n,1:n} & \hat{G}_{n,1:n} \end{bmatrix} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_{re,1} \\ \hat{V}_{re,2} \\ \vdots \\ \hat{V}_{re,n} \end{bmatrix} \\ \begin{bmatrix} \hat{V}_{im,1} \\ \hat{V}_{im,2} \\ \vdots \\ \hat{V}_{im,n} \end{bmatrix} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{I}_{p,1} \\ \hat{I}_{q,1} \\ \hat{I}_{p,2} \\ \hat{I}_{q,2} \\ \vdots \\ \hat{I}_{p,n} \\ \hat{I}_{q,n} \end{bmatrix} \quad (28)$$

Utilizando uma redução matricial para eliminar as variáveis conhecidas e rearranjando os elementos obtemos (29):

$$\begin{bmatrix} \hat{G} & -\hat{B} \\ \hat{G} & \hat{B} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \hat{V}_{re} \\ \hat{V}_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{I}_p \\ \hat{I}_q \end{bmatrix} \quad (29)$$

A forma matricial anterior pode ser representada explicitamente por (30) e (31):

$$\sum_{k=1}^n (\bar{G}_{m,k} V_k^{re} - \bar{B}_{m,k} V_k^{im}) = I_{p,m} \quad (30)$$

$$\sum_{k=1}^n (\bar{G}_{m,k} V_k^{im} - \bar{B}_{m,k} V_k^{re}) = I_{q,m} \quad (31)$$

As equações (32) e (33) são as equações finais do fluxo de potência linear, as quais serão utilizadas neste trabalho.

Após o cálculo das tensões nas barras, a corrente que flui na linha $m-k$ é calculada conforme (32):

$$I_{m,k}^2 = [G_{m,k}^2 + B_{m,k}^2] \left[(V_m^{re} - V_k^{re})^2 + (V_m^{im} - V_k^{im})^2 \right] \quad (32)$$

As perdas ativas e reativas totais da rede são dadas pelas equações (33) e (34):

$$P_{perdas} = \sum_{\substack{m,k \\ m < k}} [G_{m,k}] \left[(V_m^{re} - V_k^{re})^2 + (V_m^{im} - V_k^{im})^2 \right] \quad (33)$$

$$Q_{perdas} = - \sum_{\substack{m,k \\ m < k}} [B_{m,k}] \left[(V_m^{re} - V_k^{re})^2 + (V_m^{im} - V_k^{im})^2 \right] \quad (34)$$

4.4 MODELAGEM DOS BCS E RTS

Cada um dos equipamentos descritos no capítulo 2 exerce uma influência distinta sobre o desempenho da rede de distribuição e nas perdas do sistema. Para avaliar esta influência foram desenvolvidos modelos matemáticos que representam estes equipamentos. Estes modelos serão descritos nas próximas seções.

4.4.1 Bancos de Capacitores

Como visto no capítulo 2, os BCs instalados ao longo dos alimentadores de distribuição podem ser fixos (estágio único) ou ter mais de um estágio (chaveados). Neste último, devido à variação da carga, o número de unidades ligadas pode ser modificado ao

longo do tempo para o correto ajuste da tensão e redução das perdas. Os diferentes estágios neste trabalho serão representados pela variável inteira h_m . A inclusão ou não de cada unidade, assim como o seu nível, afeta diretamente a matriz admitância do sistema, multiplicando o estágio atual pela quantidade de reativo injetada $Q_{C,m}$, conforme mostra a equação (35):

$$Y_{m,k} = \begin{cases} -y_{m,k} & m \neq k \\ \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^n y_{m,k} + jh_m Q_{C,m} + Y_{L,m} & m = k \end{cases} \quad (35)$$

Substituindo os termos da matriz admitância e expandindo as equações gerais do fluxo de potência (36) e (37) obtemos as seguintes expressões:

$$\sum_{\substack{k=1 \\ k \neq m}}^n (\bar{G}_{m,k} V_k^{re} - \bar{B}_{m,k} V_k^{im}) - V_m^{re} \left(\sum_{\substack{k=1 \\ k=m}}^n \bar{G}_{m,k} + G_{L,m} \right) + V_{im} \left(\sum_{\substack{k=1 \\ k=m}}^n \bar{B}_{m,k} + B_{L,m} + h_m Q_{C,m} \right) = I_{p,m} \quad (36)$$

$$\sum_{\substack{k=1 \\ m \neq k}}^n (\bar{G}_{m,k} V_k^{im} - \bar{B}_{m,k} V_k^{re}) - V_{im} \left(\sum_{\substack{k=1 \\ k=m}}^n \bar{G}_{m,k} + G_{L,m} \right) + V_m^{re} \left(\sum_{\substack{k=1 \\ k=m}}^n \bar{B}_{m,k} + B_{L,m} + h_m Q_{C,m} \right) = I_{q,m} \quad (37)$$

O primeiro termo de (36) representa o somatório das condutâncias e susceptâncias conectadas a barra (elementos fora da diagonal principal), enquanto que o segundo termo representa a condutância shunt da barra e a condutância da carga (elementos da diagonal principal). Já o terceiro termo representa a susceptância própria da barra, a susceptância da carga e a capacitância shunt. De maneira similar ocorre na equação (37).

A partir da multiplicação das variáveis de tensão V_{re} e V_{im} (variáveis contínuas) com a variável que representa o estágio atual dos bancos de capacitores h_m (variável inteira), aparecem termos não lineares nas expressões (38) e (39), dados por $V_{re} h_m$ e $V_{im} h_m$.

Devido a existência destes termos não lineares, é necessário uma linearização para manter as equações do fluxo de potência lineares.

Nas equações do fluxo linear faz-se a seguinte substituição:

$$\begin{aligned} \alpha_m &= V_{re}^m h_m \\ \beta_m &= V_{im}^m h_m \end{aligned} \quad (38)$$

As seguintes restrições são adicionadas ao problema:

$$\begin{aligned} \text{alfa}_m &= V_{re}^m Q_1 h_{1,m} + V_{re}^m Q_2 h_{2,m} + V_{re}^m Q_3 h_{3,m} \\ \text{beta}_m &= V_{im}^m Q_1 h_{1,m} + V_{im}^m Q_2 h_{2,m} + V_{im}^m Q_3 h_{3,m} \\ h_{1,m} + h_{2,m} + h_{3,m} &\leq 1 \end{aligned} \quad (39)$$

Onde Q_1 , Q_2 e Q_3 são os valores discretos da potência.

Desta forma, somente um valor de potência reativa poderá ser injetado nas barras do sistema. Escolheu-se estas potências para os bancos de capacitores, pois estes são os valores sugeridos na literatura para utilização em sistemas de potência com nível de tensão entre 12 e 23 kV.

Uma restrição de limite de estágios disponíveis para cada banco também deve ser adicionada e é representada por (41):

$$h_m \leq N_{C,m}^{\max} \quad (40)$$

Onde $N_{C,m}^{\max}$ é o número máximo de estágios considerados para um banco de capacitor conectado ao nó m .

Na Tabela 2 encontram-se os detalhes de operação de cada estágio dos BCs chaveados:

Tabela 2. Estágios de potência dos bancos de capacitores chaveados.

Estágio	Nível de Potência Reativa (kVAR)
0	0
1	300
2	600
3	900

4.4.2 Reguladores de Tensão

Os transformadores conectados aos alimentadores na subestação ou reguladores de tensão ao longo do alimentador, geralmente são equipados com dispositivos automáticos para mudança de taps sob carga (*Under-Load Tap Changer*), permitindo o ajuste de tensão de acordo com a mudança da carga como visto no capítulo 2. O ajuste da tensão nos alimentadores permite também a redução das perdas. Neste trabalho o modelo linear de

transformadores em fase, proposto em (MONTICELLI, 1983), representa os reguladores de tensão. A representação geral de transformadores em fase, ilustrado na Figura 4.2, consiste basicamente em uma admitância série y_{km} e um autotransformador ideal com relação de transformação $1:t$. Para o transformador em fase t é um número real ($t=a$).

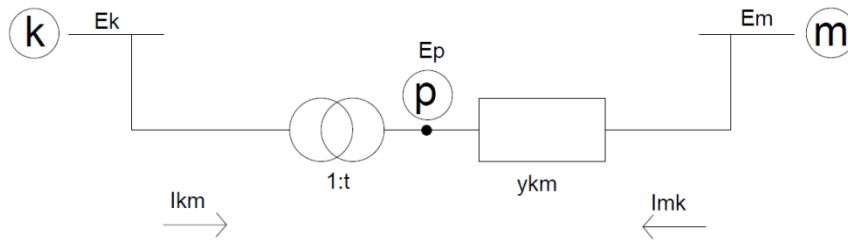


Figura 4.2. Modelo do transformador em fase.
Fonte: (MONTICELLI, 1983) adaptada.

A relação entre as magnitudes das tensões dos nós terminais k e p do transformador ideal é dada por:

$$\frac{V_p}{V_k} = a \quad (41)$$

O fato do transformador k - p ser ideal implica também que as potências complexas na entrada e na saída sejam iguais, ou seja, não há dissipação de potência ativa ou reativa entre os nós k e p :

$$E_k I_{mk}^* + E_p I_{km}^* = 0 \quad (42)$$

A partir das relações (41) e (42), obtém-se:

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -\frac{|I_{km}|}{|I_{mk}|} = -a \quad (43)$$

Ou seja, as correntes I_{km} e I_{mk} estão defasadas de 180° e suas magnitudes estão na razão $a:1$.

O transformador em fase pode ser representado por um circuito equivalente π , conforme ilustrado na Figura 4.3.

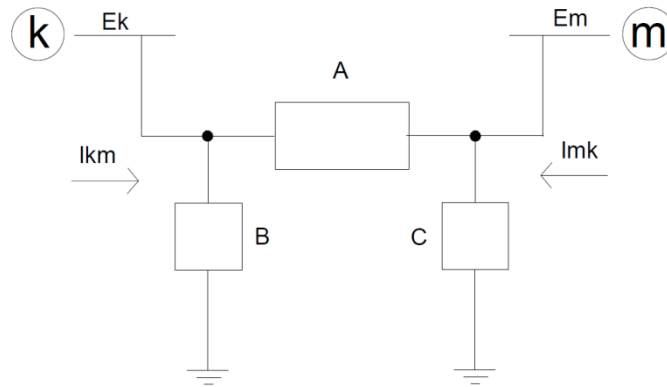


Figura 4.3. Modelo π do transformador em fase.
Fonte: (MONTICELLI, 1983) adaptada.

A determinação dos parâmetros A, B e C do circuito equivalente é feita comparando-se as correntes I_{km} e I_{mk} do modelo da Fig. 4.2 com as correntes correspondentes do circuito equivalente da Figura 4.3. Desta forma temos as seguintes expressões:

$$\begin{aligned} I_{km} &= -ay_{km}(E_m - E_p) = (a^2 y_{km})E_k + (-ay_{km})E_m \\ I_{mk} &= y_{km}(E_m - E_p) = (-ay_{km})E_k + (y_{km})E_m \end{aligned} \quad (44)$$

Para o modelo π :

$$\begin{aligned} I_{km} &= (A + B)E_k + (-A)E_m \\ I_{mk} &= (-A)E_k + (A + C)E_m \end{aligned} \quad (45)$$

Comparando-se as equações são obtidos os parâmetros A, B e C aqui representados por (46):

$$\begin{aligned} A &= ay_{km} \\ B &= a(a-1)y_{km} \\ C &= (1-a)y_{km} \end{aligned} \quad (46)$$

As expressões em (49) permitem a análise do efeito da relação de transformação 1:a sobre as magnitudes das tensões terminais V_k e V_m . Considerando inicialmente $a=1$, as admitâncias B e C são nulas, e o circuito equivalente π reduz-se à admitância série y_{km} . Alterando-se a relação de transformação para um valor $a < 1$, B terá sinal contrário a y_{km} e, portanto, será do tipo capacitivo, enquanto C será do tipo indutivo: isto implicará uma tendência de aumentar V_k e diminuir V_m . Ao contrário, fazendo-se $a > 1$, B será indutivo (mesmo

sinal de y_{km}) enquanto C será do tipo capacitivo: haverá uma tendência a diminuir V_k e aumentar V_m .

Baseado nesta última análise, neste trabalho as posições de tap são consideradas como variáveis discretas, representando as 32 posições possíveis do tap (variação de +- 10% em torno do ponto $a=1$), ou seja, a pode variar de 0.9 a 1.1 em passos fixos de 0.00625.

Os únicos parâmetros modificados pela inclusão do regulador são as admitâncias representadas por \bar{G} e \bar{B} nas equações gerais do fluxo de potência (30) e (31) e o valor do elemento shunt da barra.

A representação do tap é determinada por (47):

$$a_m = 1 + rt_m \times (\pm steps) \quad (47)$$

A variável binária rt_m representa a instalação ou não de um banco de capacitor na barra m . Dessa forma quando não há um regulador de tensão instalado no sistema rt_m é igual a zero, a_m é igual a 1 e não há o efeito do regulador nos parâmetros da rede. Caso contrário a variável a_m terá um valor dentre os 32 taps admissíveis do regulador de tensão.

4.4.3 Geração Distribuída

Atualmente, a geração distribuída não é considerada no controle da tensão das redes de distribuição. Assim, os geradores distribuídos são geralmente operados com fator de potência unitário para minimizar suas perdas elétricas e evitar qualquer taxa por consumo de reativos, independente das necessidades da rede de distribuição.

Neste trabalho a geração distribuída é considerada como uma carga –PQ constante, ou seja, as gerações de potência ativa, reativa e o fator de potência são conhecidos. Como a carga no fluxo linear é representada por uma parte de impedância constante e parte corrente constante, esta carga –PQ é transformada em termos destes modelos.

4.5 NÍVEIS DE CARGAS

A representação do sistema de distribuição em um nível de carga não reflete fielmente o seu comportamento, como ilustrado na Figura 4.4.

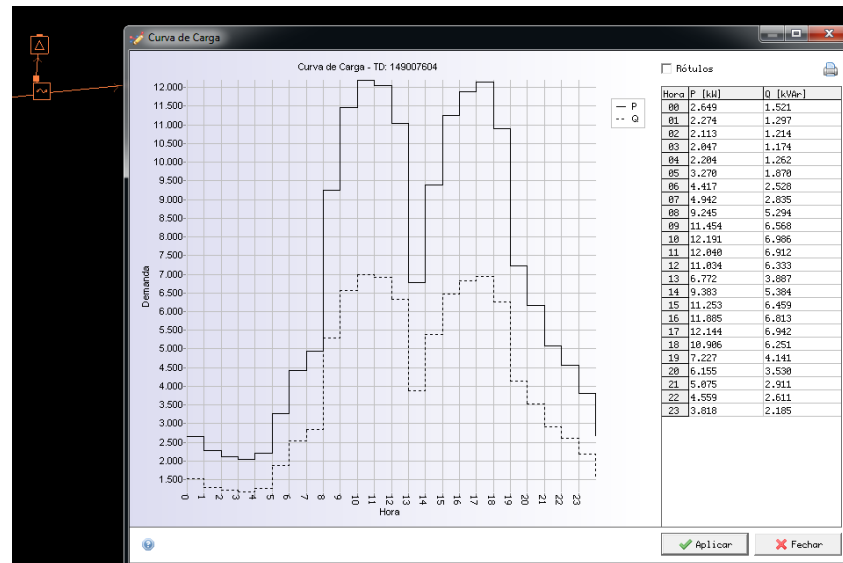


Figura 4.4. Curva de carga diária.

Fonte: Software PSL.

Além disso, quando são utilizados os bancos de capacitores chaveados há a necessidade de se conhecer a variação da carga para definir o correto controle destes dispositivos, como descrito na seção 2.2 e 2.3 do capítulo 2. Da mesma maneira, o controle dos taps dos reguladores de tensão pode ser influenciado pela mudança na carga. O número de níveis de carga considerados influencia diretamente a precisão dos resultados. Devido ao comportamento geral da carga nos sistemas de distribuição não variar significativamente em todas as horas, comumente na literatura se representa a variação da carga em três níveis como em (MIU, CHIANG E DARLING, 1997), (YU, XIANG E WU, 2004) e (SINGH E RAO, 2012). Usualmente estes níveis são definidos como: carga leve, média e pesada. Este caminho representa uma solução intermediária entre representar o sistema para todas as horas diárias ou somente para uma hora, logo este modelo será adotado neste trabalho. O nível de carga leve representa 70% da carga no nível de carga médio com seis horas de duração diária, enquanto que o nível de carga pesada representa um aumento de 20% na carga média representando também seis horas de duração diárias. O nível de carga média possui duração de doze horas diárias.

A partir da variação da carga do sistema existem três possíveis metodologias para identificação e controle dos bancos de capacitores chaveados como descrito em (ZIARI, LEDWICH E GHOSH, 2013). A primeira chamada de *building strategy*, inicialmente se aloca e se determina o tamanho dos bancos de capacitores para o período de carga leve. Estes capacitores então são considerados do tipo fixo. Posteriormente, resolve-se o problema para os demais níveis de cargas e estes capacitores adicionais são considerados como do tipo

chaveados. A desvantagem desta abordagem é que os capacitores utilizados para o nível de carga mais alto não são utilizados nos níveis de carga mais baixos, significando uma perda, uma vez que podiam atuar para minimização das perdas tendo seu custo apenas de operação e manutenção. A segunda abordagem chamada de *Separating Strategy* aloca os bancos para cada nível de carga. Se não ocorrer variação no tamanho destes bancos, na mesma barra e em todos os níveis de carga, eles são considerados como do tipo fixo. Caso contrário considera-se que são do tipo chaveado.

A desvantagem deste método é o uso de um grande número de bancos, uma vez que a posição ótima de um banco para um nível de carga, pode não ser idêntica para os demais níveis. Além disso, esta metodologia possui a mesma vantagem que o método anterior, uma vez que um banco pode ser utilizado somente para um nível de carga. Finalmente pode-se alocar e determinar o tamanho dos bancos de capacitores para todos os níveis de cargas simultaneamente. A desvantagem deste último método é o alto número de variáveis associadas (número de barras x número de níveis de carga). Ainda, neste último, pode ocorrer que o ótimo para um nível de carga não seja exatamente o ótimo para o outro, podendo resultar em uma perda na precisão dos resultados. Apesar destas desvantagens citadas, o último método será utilizado neste trabalho.

4.6 FORMULAÇÃO DO PROBLEMA DE ALOCAÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DE PROGRAMAÇÃO POR METAS POR PESOS E FLUXO DE CARGA LINEAR.

Para o problema de alocação dos bancos de capacitores e reguladores de tensão os dois objetivos estabelecidos neste trabalho são os seguintes: minimização das perdas e menor custo possível de investimento. Estes objetivos são conflitantes, uma vez que quanto maior o investimento menor será o valor das perdas no sistema até um certo limite de compensação. O problema pode ser formulado matematicamente por (48):

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimize } (p_1 + p_2) \\
 & \text{Sujeito a:} \\
 & f_1(x) - p_1 = b_1 \\
 & f_2(x) - p_2 = b_2 \\
 & x \in F
 \end{aligned}
 \tag{48}$$

$$x \geq 0, p \geq 0$$

Onde:

- f_1 representa a função que calcula o valor monetário das perdas de energia do sistema em (R\$);
- f_2 representa a função que calcula o custo de investimento dos bancos de capacitores e reguladores de tensão a serem instalados no sistema em (R\$);
- b_1 representa a função ou o valor estabelecido como meta para o objetivo 1.
- b_2 representa a função ou o valor estabelecido como meta para o objetivo 2.
- p_1 é a variável que mensura o desvio entre o valor de f_1 e b_1
- p_2 é a variável que mensura o desvio entre o valor de f_1 e b_2
- F representa o conjunto das restrições do problema.

4.6.1 Função custo das perdas de energia (f_1)

As perdas em (kW) são calculadas segundo a equação (35) no fluxo de potência. Esta equação representa o valor das perdas de potência para cada nível de carga individualmente. Para representar as perdas de energia em (kWh) é necessário multiplicar este valor pelo número de horas estabelecidas para cada nível de carga do sistema, como mostrado pela equação (49):

$$f_1 = \sum_{i=1}^3 T_i \times P_{i,perdas} \quad (49)$$

Onde: T_i representa o número de horas para o nível de carga i e $P_{i,perdas}$ representa as perdas de potência em kW, calculadas pelo fluxo de potência.

A fim de obter as perdas em termos financeiros é necessário multiplicar (49) pelo termo K_e , que representa o custo marginal da energia em (R\$/kWh), como mostrado em (50):

$$f_1 = k_e \sum_{i=1}^3 T_i \times P_{i,perdas} \quad (50)$$

Neste trabalho o valor de K_e é estipulado em 0,3 (R\$/kWh). Na literatura este valor varia de 0,17 a 1,13 (R\$/kWh).

4.6.2 Função custo dos equipamentos (f_2)

A função de custos dos equipamentos representa a soma do valor de instalação, operação e manutenção dos bancos de capacitores (fixos ou chaveados) e dos reguladores de tensão, segundo (51):

$$f_2 = \sum_{i=1}^m C_{rt} rt_m + \sum_{i=1}^m C_{bcf} h_{k,m} + \sum_{i=1}^m C_{bcc} h_{k,m} \quad k = 1, 2, 3; \quad (51)$$

Onde: C_{rt} representa o custo do regulador de tensão; rt_m variável binária de presença do regulador de tensão na barra m ; C_{bcc} o custo do banco de capacitor chaveado; C_{bcf} o custo do banco de capacitor fixo e h_m representa a variável do nível de potência injetada.

Os custos para os bancos de capacitores e reguladores de tensão constam na Tabela 3.

Tabela 3. Custo dos equipamentos.

Equipamento	Custo (R\$)
BC Fixo 300 kVA	10.000,00
BC Fixo 600 kVA	12.000,00
BC Fixo 900 kVA	15.000,00
BC Chaveado 300 kVA	17.000,00
BC Chaveado 600 kVA	20.000,00
BC Chaveado 900 kVA	23.000,00
Regulador de Tensão	25.000,00

4.6.3 Normalização das funções e metas

Como descrito na seção 4.2.3 um aspecto crítico na programação por metas é quando as funções possuem unidades diferentes, ou quando mesmo representando a mesma unidade, possuem ordem de grandezas diferentes, como ocorre neste trabalho. Desta forma é necessária uma normalização para que os desvios sejam representados na mesma ordem de grandeza.

A normalização escolhida é por porcentagem descrita em (ROMERO,1991).

Nesta normalização multiplica-se todos os termos das restrições por 100 e divide-se a equação pelo termo do lado direito relativo a meta, como mostrado por (52):

$$\frac{f_1(x)}{b_1} \times 100 - p_1 = \frac{b_1}{b_1} \times 100 \quad (52)$$

$$\frac{f_2(x)}{b_2} \times 100 - p_2 = \frac{b_2}{b_2} \times 100$$

Como visto esta normalização está associada diretamente as metas estabelecidas. O seu valor para cada caso será descrito a seguir.

d) Metas para função f_1

As metas para função das perdas de energia f_1 foram escolhidas com base no valor obtido das perdas para o sistema sem a restrição de custos dos equipamentos. Desta forma, foi escolhido um valor de 10 mil unidades monetárias abaixo deste valor mínimo de perdas do caso irrestrito, garantindo que este valor não será alcançado quando a restrição de custos for adicionada.

e) Metas para função f_2

As metas para a função dos custos dos equipamentos foram determinadas com base no número mínimo de equipamentos necessários para atender a restrição de tensão. No caso onde são considerados somente os BCs são necessários no mínimo dois BCs e no caso onde são considerados somente os RTs são necessários três reguladores de tensão. Nos casos do BCs juntamente com a GD e dos RTs juntamente com a GD, a meta foi reduzida para um banco de capacitor e um regulador de tensão respectivamente. Para o caso onde onde são considerados os bancos de capacitores e reguladores de tensão a meta estabelecida foi idêntica ao caso com somente os BCs. Para o caso que considera todos os equipamentos de forma simultânea, a meta foi idêntica à do caso dos BCs com GD.

4.7 CONJUNTO DE RESTRIÇÕES F

Além das restrições dos objetivos f_1 e f_2 , que são incorporadas na formulação do problema como restrições, outras devem ser adicionadas, representando o conjunto F das demais restrições do problema.

4.7.1 Restrições de fluxo de potência

A demanda das cargas deve ser atendida em cada barra do sistema, sendo representadas pelas equações gerais do fluxo de potência linear:

$$\sum_{k=1}^n (\bar{G}_{m,k} V_k^{re} - \bar{B}_{m,k} V_k^{im}) = I_{p,m}$$

$$\sum_{k=1}^n (\bar{G}_{m,k} V_k^{im} - \bar{B}_{m,k} V_k^{re}) = I_{q,m}$$
(53)

4.7.2 Restrições dos bancos de capacitores

A instalação dos bancos de capacitores modifica as equações do fluxo de potência, tornando-as não lineares, logo como mostrado na seção 4.4.1 buscou-se linearizar estas equações através de (54).

$$\begin{aligned} \text{alfa}_m &= V_{re}^m Q_1 h_{1,m} + V_{re}^m Q_2 h_{2,m} + V_{re}^m Q_3 h_{3,m} \\ \text{beta}_m &= V_{im}^m Q_1 h_{1,m} + V_{im}^m Q_2 h_{2,m} + V_{im}^m Q_3 h_{3,m} \\ h_{1,m} + h_{2,m} + h_{3,m} &\leq 1 \end{aligned}$$
(54)

A restrição que limita o número de estágios em operação dos bancos de capacitores chaveados também deve ser adicionada:

$$h_m \leq N_{C,m}^{\max}$$
(55)

4.7.3 Restrições dos reguladores de tensão

Para os reguladores de tensão uma restrição do controle do tap deve ser adicionada ao problema, representada por (56):

$$a_m = 1 + rt_m \times (\pm steps)$$
(56)

4.7.4 Restrições Operacionais

Os limites inferiores e superiores de tensão para cada barra do sistema, considerados neste trabalho, devem estar entre $V_{\min}^{re} = 0.93$ e $V_{\max}^{re} = 1.05$ p.u representando a parte real da tensão, e entre $V_{\min}^{im} = -0.1$ e $V_{\max}^{im} = 0.1$ representando a parte imaginária. Portanto:

$$\begin{aligned} V_{re,\min}^m &\leq V_{re}^m \leq V_{re,\max}^m \\ V_{im,\min}^m &\leq V_{im}^m \leq V_{im,\max}^m \end{aligned}$$
(57)

4.8 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram abordados aspectos da formulação do problema de alocação ótima de banco de capacitores e reguladores de tensão, como o método de otimização via programação por metas, fluxo de potência linear, modelos dos equipamentos e demais restrições que compõe o problema. No próximo capítulo será descrito o sistema teste e os resultados obtidos para este estudo de caso.

5 RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados os resultados para o estudo de caso escolhido. Primeiramente será descrito o sistema teste, juntamente com seus dados de entrada das linhas e cargas. Na sequência serão apresentados os resultados para o caso base, ou seja, sem a presença dos reguladores de tensão, bancos de capacitores e geração distribuída. Posteriormente, a influência de cada equipamento será testada individualmente, para um conjunto de dois dispositivos e finalmente para todos eles simultaneamente. A Tabela 4 resume os casos considerados:

Tabela 4. Estudos de caso considerados.

Caso	Equipamentos Considerados
1	Caso Base - Nenhum
2	Bancos de Capacitores
3	Reguladores de Tensão
4	Geração Distribuída
5	BCs e GD
6	RTs e GD
7	BCs e RTs
8	BCs, RTs e GD

5.1 ESTUDO DE CASO

O sistema utilizado é o IEEE 33 barras ilustrado na Figura 5.1. Trata-se de um alimentador de distribuição de energia elétrica com linhas e cargas equilibradas, utilizado como sistema base para alocação de bancos de capacitores (CHIOU, CHANG E SU, 2004) e (AHMADI E MARTÍ, 2014), reconfiguração de redes (HONG E HO, 2005) e alocação de GD (ACHARYA, MAHAT E MITHULANANTHAN, 2006) e (HUNG, MITHULANANTHAN E BANSAL, 2010). A subestação é representada pela barra 1 e possui tensão nominal de linha de 12,66 kV. Observa-se também que existe uma seção principal de 1 a 18, assim como três seções laterais, de 2 a 22, de 3 a 25 e de 6 a 33.

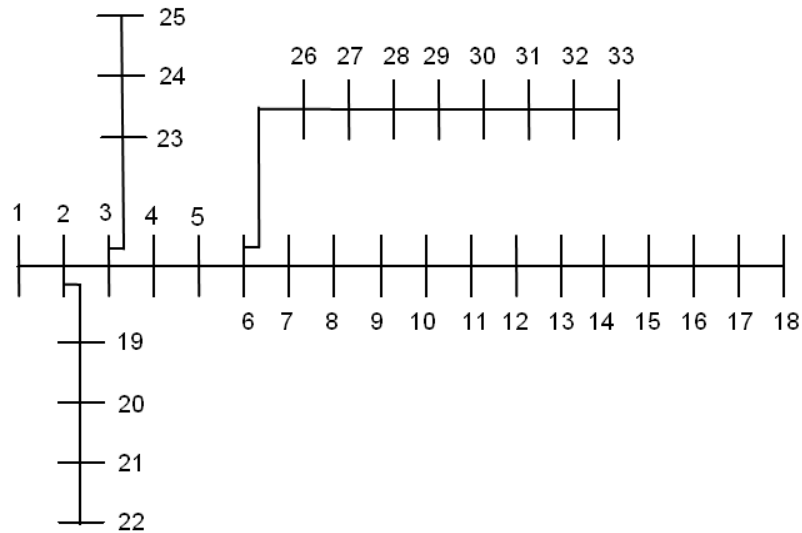


Figura 5.1 Sistema IEEE 33 barras selecionado para estudo de caso.
Fonte: O autor (2015).

Quanto as linhas e cargas, as características são apresentadas na Tabela 5 e 6 respectivamente. Em relação às cargas, a demanda neste sistema é de 3715 kW e 2300 kVAR.

Tabela 5. Dados das linhas.

Barra inicial	Barra Final	R (ohms)	X (ohms)
1	2	0,0922	0,0470
2	3	0,4930	0,2511
3	4	0,3660	0,1864
4	5	0,3811	0,1941
5	6	0,8190	0,7070
6	7	0,1872	0,6188
7	8	0,7114	0,2351
8	9	1,300	0,7400
9	10	10,440	0,7400
10	11	0,1966	0,0650
11	12	0,3744	0,1238
12	13	14,680	1,1550
13	14	0,5416	0,7129
14	15	0,5910	0,5260
15	16	0,7463	0,5450
16	17	1,2890	1,7210
17	18	0,7320	0,5740
2	19	0,1640	0,1565
19	20	1,5042	1,3554
20	21	0,4095	0,4784

Barra inicial	Barra Final	R (ohms)	X (ohms)
21	22	0,7089	0,9373
3	23	0,4512	0,3083
23	24	0,8980	0,7091
24	25	0,8960	0,7011
6	26	0,2030	0,1034
26	27	0,2842	0,1447
27	28	1,0590	0,9337
28	29	0,8042	0,7006
29	30	0,5075	0,2585
30	31	0,9744	0,9630
31	32	0,3105	0,3619
32	33	0,3410	0,5302

Tabela 6. Dados das cargas

Seção	P (kW)	Q (kVAR)
1	0	0
2	100,00	60,00
3	90,00	40,00
4	120,00	80,00
5	60,00	30,00
6	60,00	20,00
7	200,00	100,00
8	200,00	100,00
9	60,00	20,00
10	60,00	20,00
11	45,00	30,00
12	60,00	35,00
13	60,00	35,00
14	120,00	80,00
15	60,00	10,00
16	60,00	20,00
17	60,00	20,00
18	90,00	40,00
19	90,00	40,00
20	90,00	40,00
21	90,00	40,00
22	90,00	40,00
23	90,00	50,00
24	420,00	200,00
25	420,00	200,00
26	60,00	25,00

Seção	P (kW)	Q (kVAR)
27	60,00	25,00
28	60,00	20,00
29	120,00	10,00
30	200,00	600,00
31	150,00	70,00
32	210,00	100,00
33	60,00	40,00

O algoritmo foi implementando no programa Matlab (MATHWORKS, 2010), e a partir dos dados de entrada foi gerado o modelo final de otimização na linguagem GAMS, contendo a função objetivo e todas as restrições do problema.

O solver utilizado em todos os casos foi o Knitro (ZIENA, 2014), por ser o solver mais indicado para solução de problemas de programação quadrática inteira-mista.

5.2 NÍVEIS DE CARGA

A carga padrão do sistema apresentado acima foi considerada como a carga média para os testes. A carga leve representa 70% da carga média enquanto a carga pesada representa um aumento de 20% na carga média, conforme mostrado na Tabela 7. Como descrito na seção 4.5 do capítulo 4, a carga média representa um total de doze horas diárias, enquanto as cargas leve e pesada representam cada uma seis horas diárias.

Tabela 7. Detalhamento dos níveis de carga

Nível de Carga	P (kW)	Q (VAR)	Horas
Leve	2600.5	1610	6
Média	3715	2300	12
Pesada	4458	2760	6

5.3 CASO 1: BASE

Os parâmetros definidos para a carga são:

- $C_z = 0,75$
- $C_z' = 0,75$
- $C_i = 0,25$
- $C_i' = 0,25$

Como afirmado em (MARTÍ E AHMADI, 2013) estes parâmetros variam de sistema para a sistema. Caso a curva com as medições da carga não esteja disponível, a sugestão proposta é ajustar os parâmetros em 0,5, isto é, representando a carga metade como corrente constante e metade impedância constante. Os autores ainda ressaltam que esta parametrização não funciona para todos os sistemas, como ocorre para o sistema estudado neste trabalho.

5.3.1 Carga leve

O gráfico da Figura 5.2 mostra o perfil de tensão para o nível de carga leve. As perdas de potência do sistema são de 102.8 kW. As perdas de energia no período de um ano representam R\$ 66.624,67.

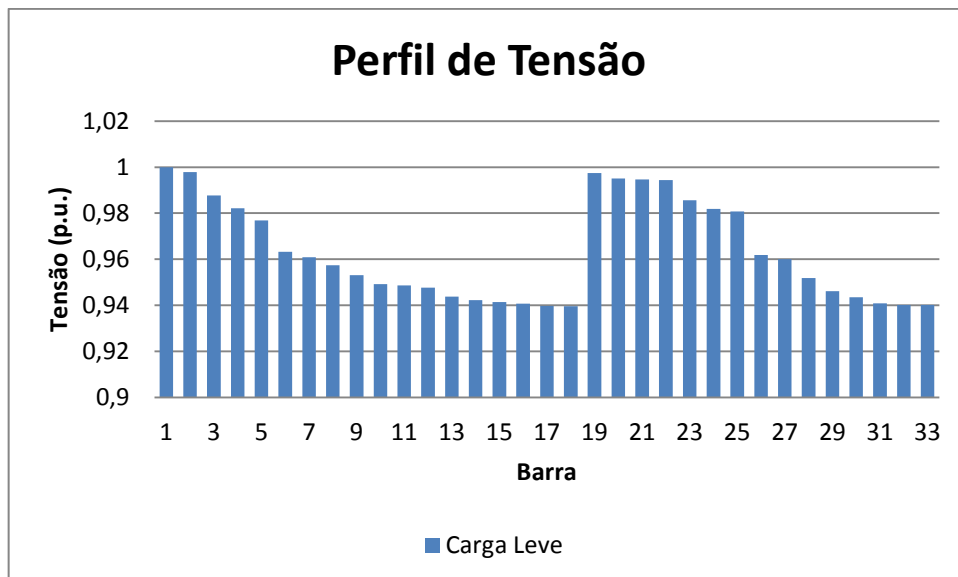


Figura 5.2 Perfil de tensão para o caso base e nível de carga leve.
Fonte: O autor (2015).

5.3.2 Carga média

O gráfico da Figura 5.3 mostra o perfil de tensão para o nível de carga média. As perdas do sistema são de 202.4 kW. As perdas de energia no período de um ano representam R\$ 263.330,57.

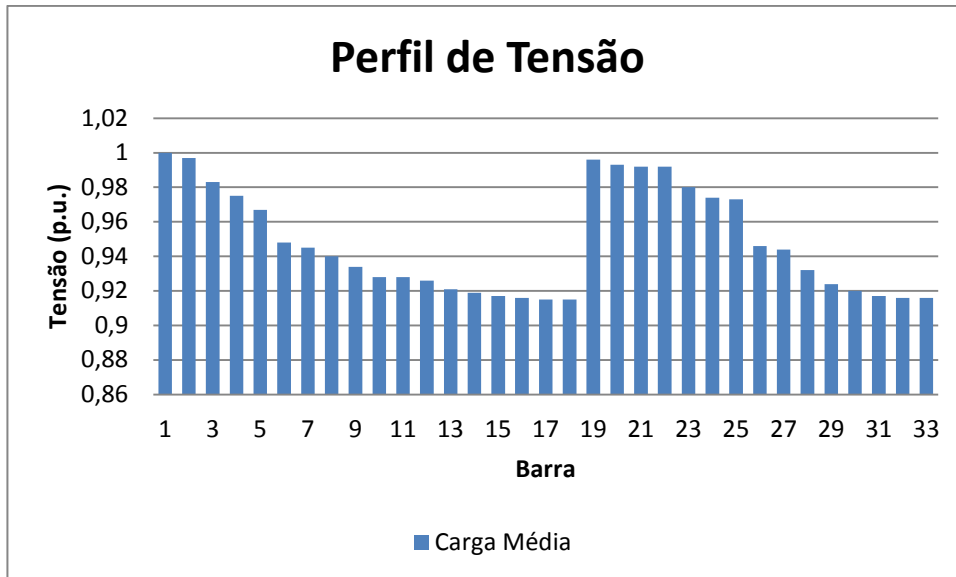


Figura 5.3. Perfil de tensão para o caso base e nível de carga média.
Fonte: O autor (2015).

5.3.3 Carga pesada

O gráfico da Figura 5.4 mostra o perfil de tensão para o nível de carga pesada. As perdas do sistema são de 278.82 kW. As perdas de energia no período de um ano representam R\$ 180.677,08.

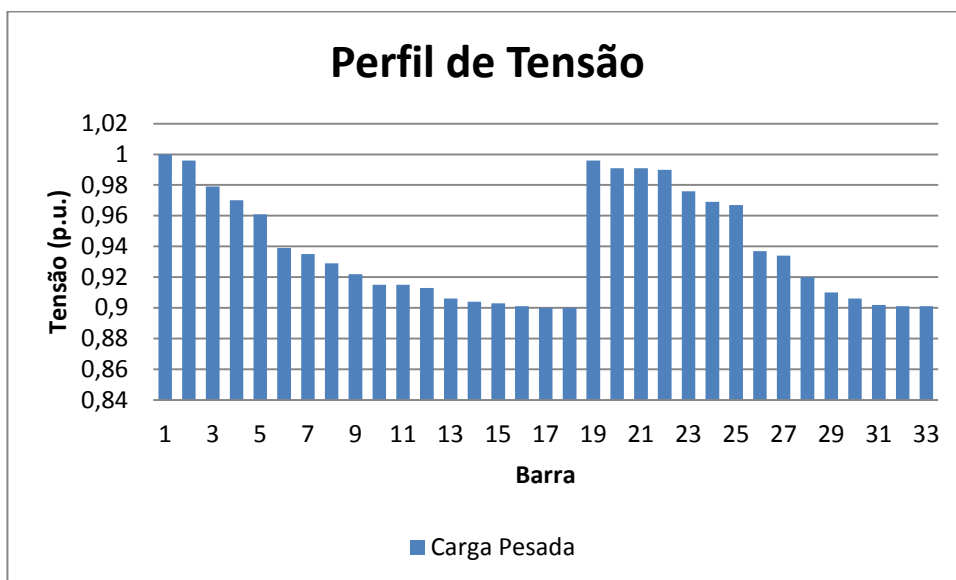


Figura 5.4. Perfil de tensão para o caso base e nível de carga pesada.
Fonte: O autor (2015).

5.3.4 Avaliação dos resultados do caso base

Em relação ao nível de tensão do alimentador, verifica-se que como o esperado, os menores módulos de tensão se dão no alimentador quando do nível de carga pesada, assim

como o maior valor das perdas elétricas. Os menores valores de tensão registrados são de 0.9 p.u. (carga pesada), 0.915 (carga média) e 0.9396 p.u. (carga leve), na seção 18 do alimentador. Nota-se também que o alto nível de tensão nas barras 19 e 23 se dá devido a topologia do sistema, pois estes pontos estão conectados próximos à subestação. O nível de carga leve é o único em que não há violação do limite de tensão mínimo nas barras, estipulado em 0.93 p.u. Observa-se que em cada nível de carga as perdas são multiplicadas pelo número de horas anual respectivo de cada nível.

5.4 CASO 2 : ALOCAÇÃO DOS BANCOS DE CAPACITORES

A Tabela 8 mostra a localização dos bancos de capacitores para o método de programação por metas, enquanto que na Tabela 9 são mostrados os custos das perdas de energia e dos equipamentos para este caso e para o caso base. Foram alocados três bancos de capacitores, dois fixos (barras 2 e 12) e um chaveado (barra 30).

Tabela 8. Solução da alocação dos BCs no sistema.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	2	Fixo	300
	12	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Média	2	Fixo	300
	12	Fixo	300
	30	Chaveado	600
Pesada	2	Fixo	300
	12	Fixo	300
	30	Chaveado	900

Tabela 9. Custos Caso 1 e Caso 2.

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,3	-	510.632,3
2 - BCs	366.210,3	43.000	409.210,3

A Figura 5.5 mostra o perfil de tensão para o três níveis de carga. Verifica-se que o perfil de tensão melhora em relação ao caso 1, e as restrições de tensão mínima são devidamente atendidas.

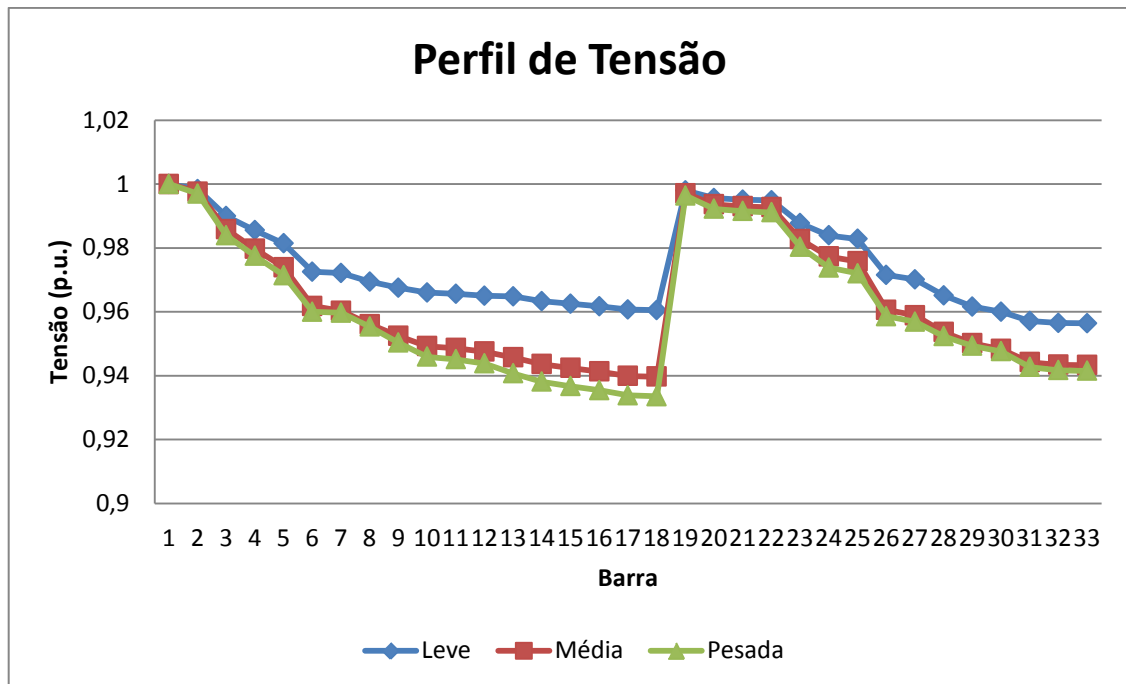


Figura 5.5. Perfil de tensão para solução com alocação dos bancos de capacitores.
Fonte: O autor (2015).

5.4.1 Análise dos resultados

A proposta do método de programação por metas é fornecer uma solução intermediária entre os objetivos. Logo, a solução obtida na alocação dos bancos de capacitores mostra-se uma solução intermediária entre o valor das perdas de energia e o valor de investimento. Em relação ao caso base houve uma redução de R\$ 144.422,04 nas perdas, sendo o custo dos equipamento de R\$ 43.000,00 resultando em uma redução anual de R\$ 101.422,04.

Enfatiza-se que os resultados são diretamente afetados pelas metas estabelecidas, pelo valor da variável K_e e o valor dos equipamentos.

5.5 CASO 3: ALOCAÇÃO DOS REGULADORES DE TENSÃO

Na Tabela 10 encontra-se a solução da alocação dos reguladores de tensão via programação por metas, enquanto que na Tabela 11 são apresentados os custos. São alocados três reguladores de tensão (barras 6,17 e 30).

Tabela 10. Resultado da alocação dos reguladores de tensão.

Nível de Carga	Localização	
	RTS	TAP
Leve	6	0,99375
	17	0,99375
	30	1,00625
Média	6	0,9875
	17	0,99375
	30	1,00625
Pesada	6	0,98125
	17	0,9875
	30	1,01875

Tabela 11. Custos do Caso 1 e Caso 3.

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1 - Base	510.632,3	-	510.632,3
3- RTs	425.378,3	75.000	500.378,33

Na Figura 5.6 é apresentado o perfil de tensão para os três níveis de carga. Da mesma forma que para o caso anterior, a instalação de reguladores de tensão melhora o perfil de tensão do sistema, atendendo a restrição de tensão mínima nas barras.

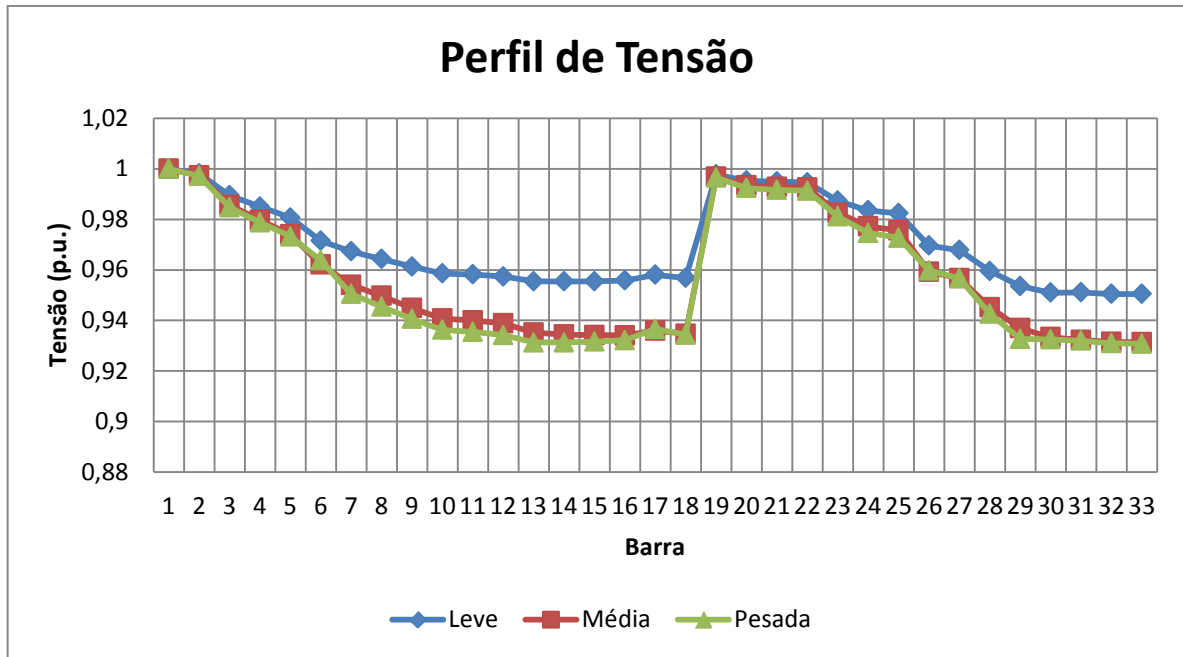


Figura 5.6. Perfil de tensão para alocação com reguladores de tensão localizados na barra 6,17 e 30.

5.5.1 Análise dos resultados

Pelo gráfico do perfil de tensão, nota-se que a alocação dos bancos de reguladores é restringida pelo valor mínimo de tensão no período de carga pesada, sendo necessário três reguladores para tornar a solução factível. Comparando-se com o caso de alocação dos bancos de capacitores esta solução além de ser mais cara, devido ao alto custo deste equipamentos, possui também maiores perdas de energia.

5.6 CASO 4: SISTEMA SOMENTE COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Para testar o modelo da geração distribuída foram escolhidos três seções para alocação: meio do alimentador (barra 10), fim da seção principal (barra 16) e fim da ramificação com nível de tensão mais crítico (barra 28). Três níveis de penetração foram escolhidos: 10, 20 e 30% da potência ativa da carga média, ou seja, potências de 370 kW, 740W e 1110 kW respectivamente, com fator de potência unitário.

5.6.1 Alocação da GD na barra 10

A seguir é mostrado o perfil de tensão para alocação da GD na barra 10 com os diferentes níveis de penetração, Figuras 5.7-5.9, e posteriormente as perdas de energia são mostradas na Tabela 12. À medida que o nível de penetração aumenta, há uma melhora no

perfil de tensão, porém a restrição de tensão mínima (0,93 p.u.) não é atendida em nenhum caso. Da mesma forma há uma diminuição nas perdas de energia.

f) 10 % de penetração

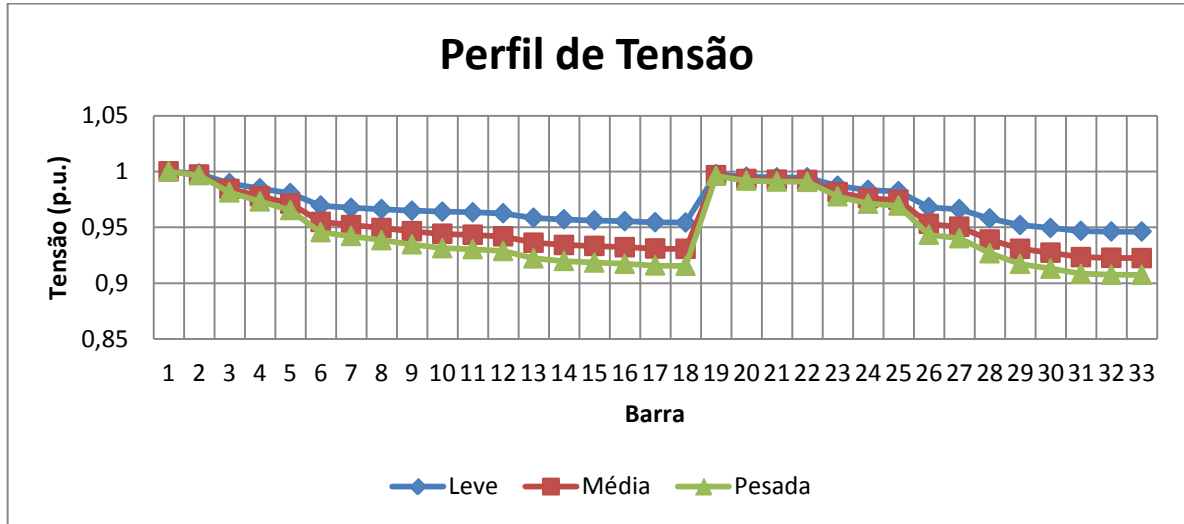


Figura 5.7. GD localizada na barra 10 com 10% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

g) 20 % de penetração

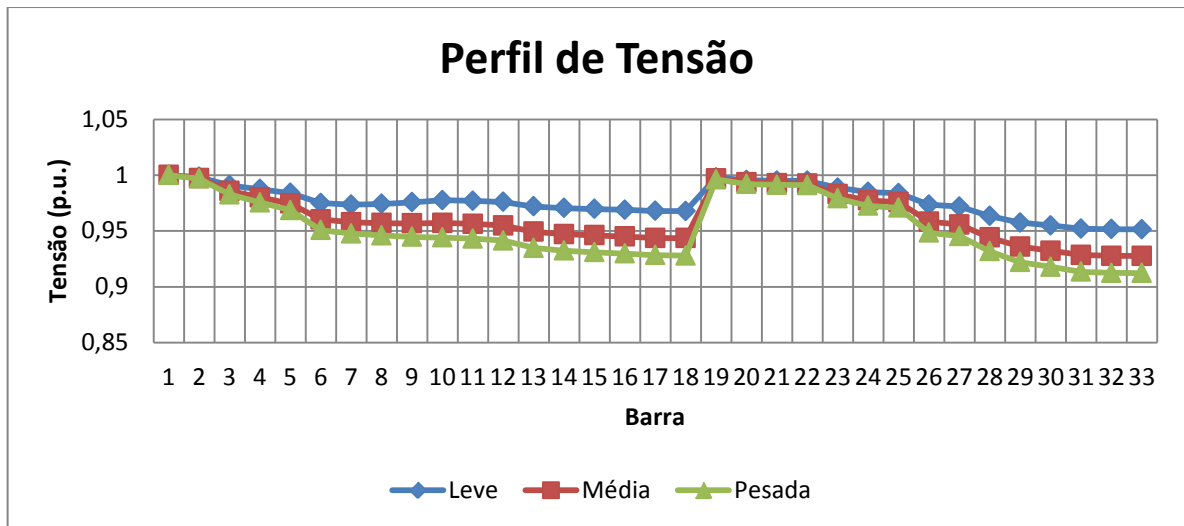


Figura 5.8. GD localizada na barra 10 com 20% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

h) 30 % de penetração

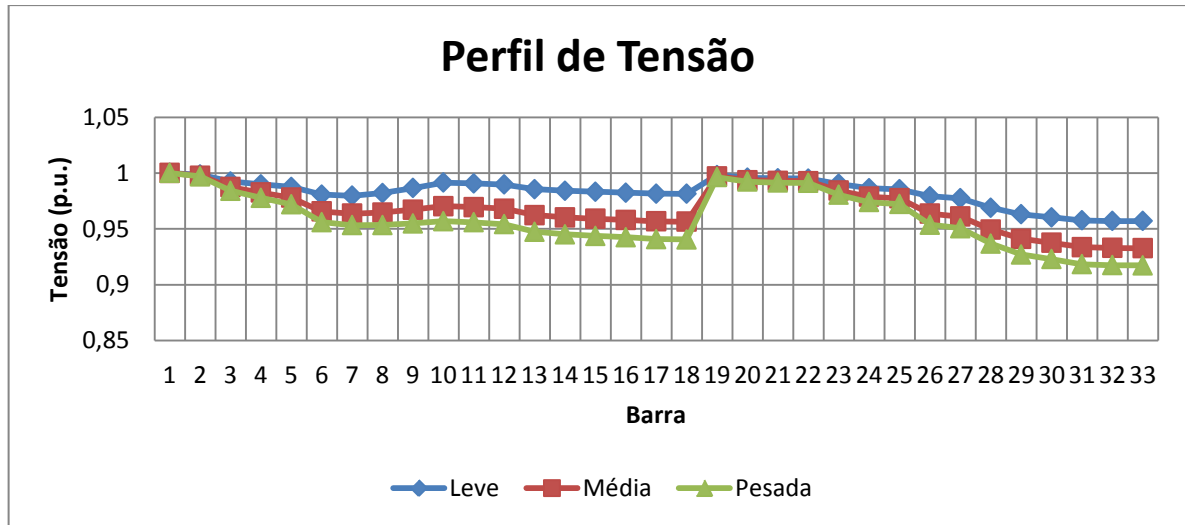


Figura 5.9. GD localizada na barra 10 com 30% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

i) Perdas de Energia

Tabela 12. Perdas de energia para GD alocada na barra 10.

Penetração (%)	Perdas de energia
	(R\$/ano)
0	510.632,33
10	414.239,85
20	361.064,01
30	338.581,32

5.6.2 Alocação da GD na barra 16

A seguir é mostrado o perfil de tensão para alocação na barra 16 com os diferentes níveis de penetração, Figuras 5.10-5.12, e posteriormente as perdas elétricas são mostradas na Tabela 13. Em relação ao perfil de tensão, há uma melhora à medida que aumenta-se a penetração, porém diferentemente do caso anterior, ao aumentarmos a penetração da GD de 20 para 30% houve um aumento das perdas de energia como mostrado na Tabela 13. Isto é um indicativo de que o nível de penetração ideal para este ramo é menor do que 30%.

j) 10 % de penetração

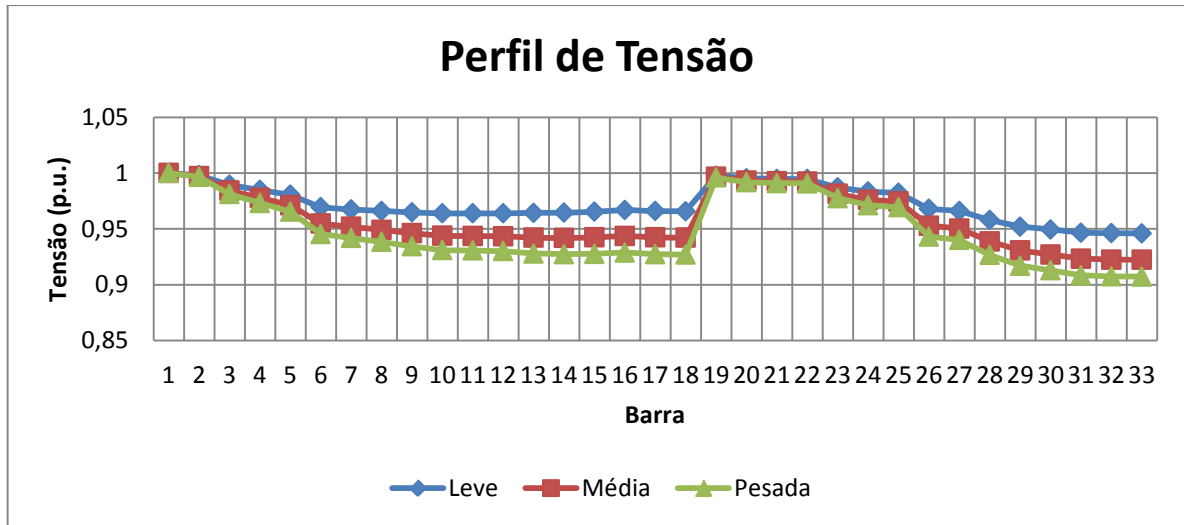


Figura 5.10. GD localizada na barra 16 com 10% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

k) 20 % de penetração

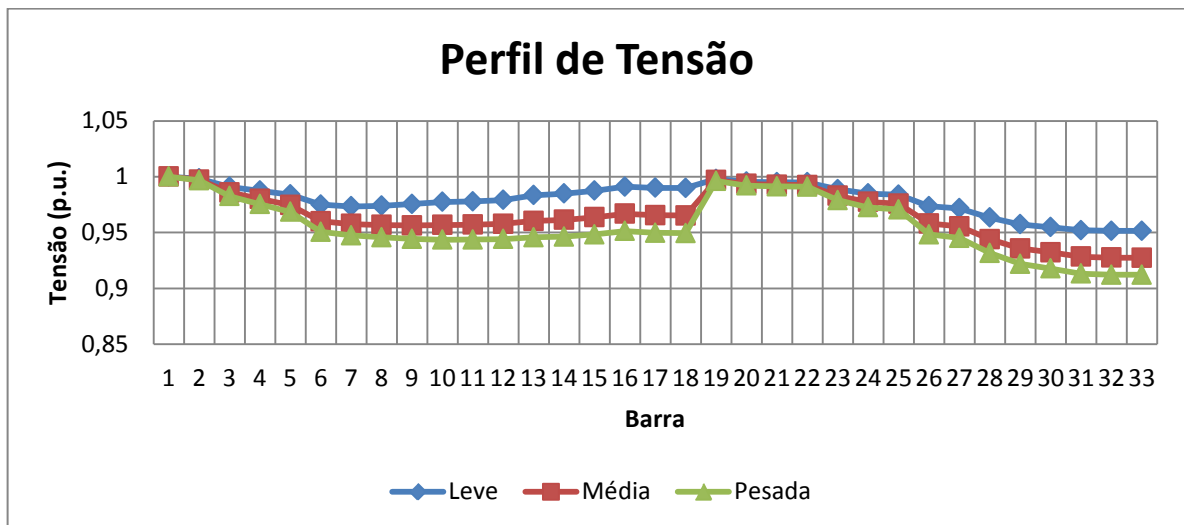


Figura 5.11. GD localizada na barra 16 com 20% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

l) 30 % de penetração

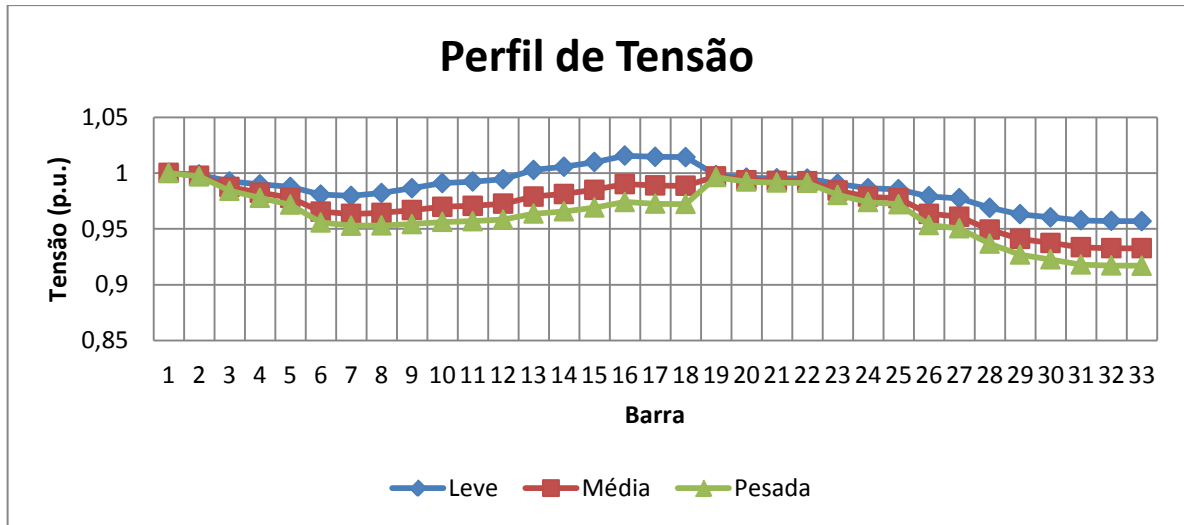


Figura 5.12. GD localizada na barra 16 com 30% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

m) Perdas de Energia

Tabela 13. Perdas de energia para GD alocada na barra 16.

Penetração (%)	Perdas de energia
	(R\$/ano)
-	510.632,33
10	408.264,33
20	376.402,74
30	406.790,06

5.6.3 Alocação da GD na barra 28

A seguir é mostrado o perfil de tensão para alocação na barra 28 com os diferentes níveis de penetração Figuras 5.13-5.15 e posteriormente as perdas elétricas são mostradas na Tabela 14. Nota-se que à medida que o nível de penetração aumenta, há uma melhora no perfil de tensão, porém a restrição de tensão mínima (0,93 p.u.) não é atendida em nenhum caso. Da mesma forma há uma diminuição nas perdas de energia.

n) 10 % de penetração

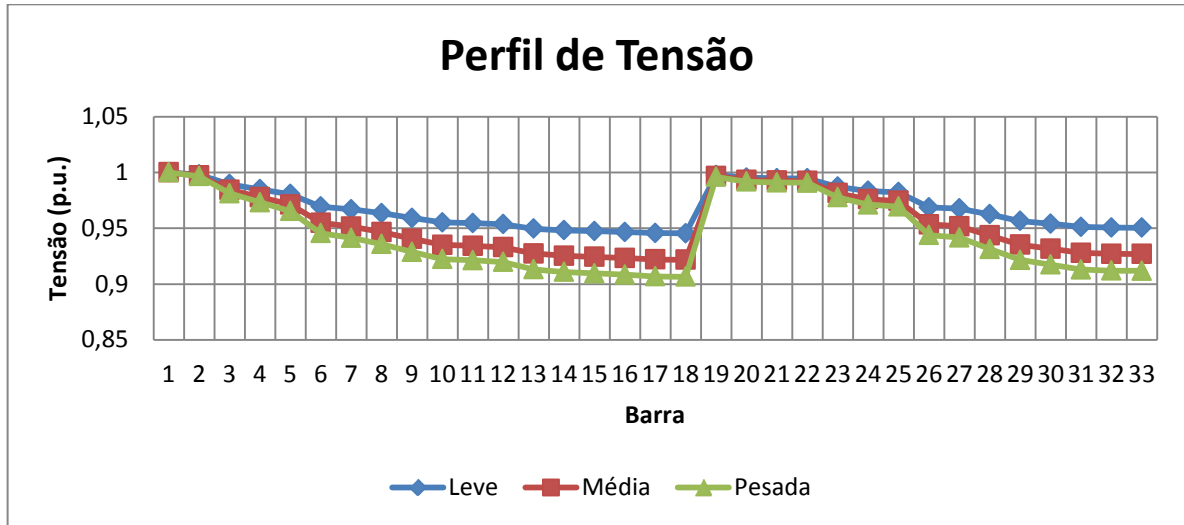


Figura 5.13. GD localizada na barra 28 com 10% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

o) 20 % de penetração

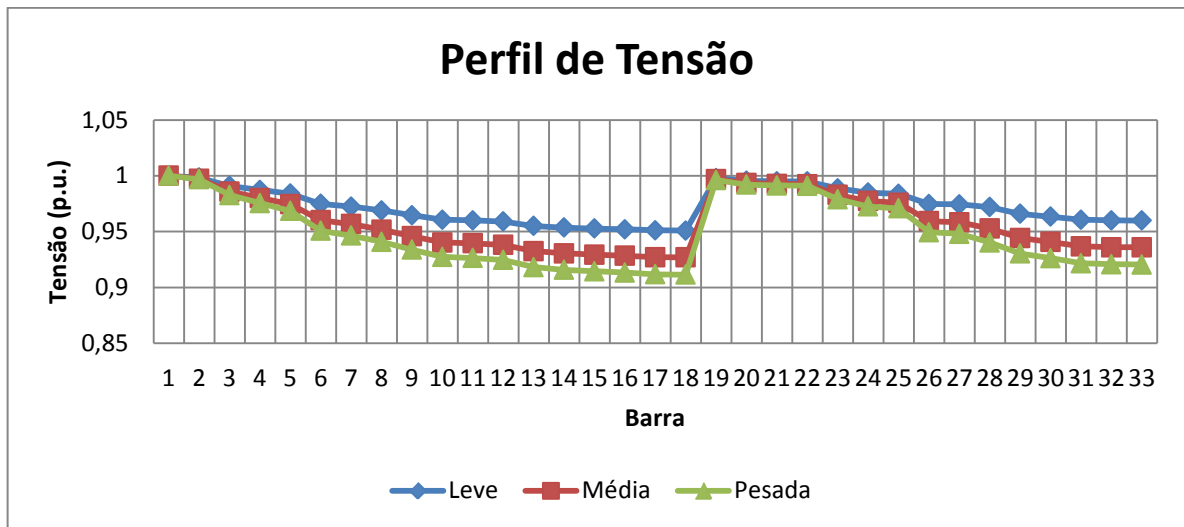


Figura 5.14. GD localizada na barra 28 com 20% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

p) 30 % de penetração

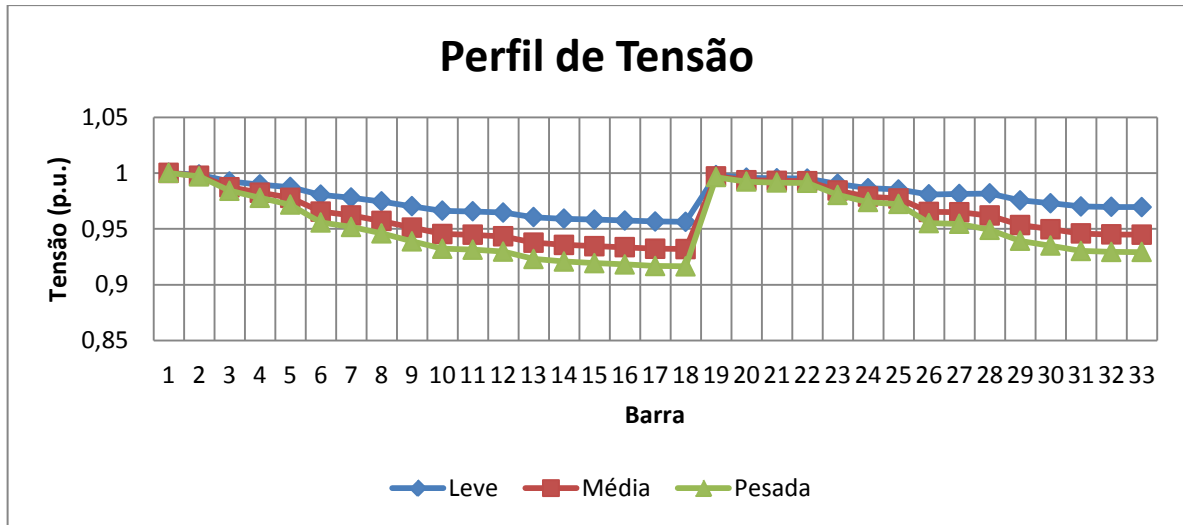


Figura 5.15. GD localizada na barra 28 com 30% de penetração.
Fonte: O autor (2015).

q) Perdas de Energia

Tabela 14. Perdas de energia para GD alocada na barra 28.

Penetração (%)	Perdas de energia (R\$/ano)
-	510.632,33
10	423.054,13
20	368.741,22
30	336.315,02

5.6.4 Avaliação dos resultados

A Tabela 15 resume os resultados obtidos para cada caso acima.

Tabela 15. Resultados obtidos para o caso 4.

Localização GD	Nível de Penetração	Menor valor de Tensão (carga pesada p.u.)	Maior valor de Tensão (carga leve p.u.)	Perdas de energia (R\$/ano)
Caso Base	-	0.9	1	510.632,33
10	10%	0.907	1	414.239,85
16	10%	0.9073	1	408.264,33
28	10%	0.9066	1	423.054,13
10	20%	0.9123	1	361.064,01
16	20%	0.9121	1	376.402,74
28	20%	0.9115	1	368.741,22
10	30%	0.9173	1	338.581,32
16	30%	0.917	1	406.790,06
28	30%	0.9164	1	336.315,02

Em todos os casos, a GD reduz as perdas do sistema e eleva o nível de tensão nas barras adjacentes, porém como mostrado nos gráficos dos perfis de tensão Figuras 5.7-5.15, mesmo com a GD no nível mais alto de penetração (30%) em nenhum caso a restrição de tensão mínima em cada barra (0.93 p.u) é atendida. Isto ocorre devido a existência de duas seções com baixo nível de tensão, sendo necessário para o atendimento da restrição o aumento da penetração, ou a alocação da GD em mais de um ponto. Como o foco deste trabalho é somente a influência da GD nas perdas do sistema e não a sua alocação ótima, este tema não foi aprofundado. Um ponto a ser observado é que na barra 16, quando se aumentou a penetração de 20 para 30% houve aumento das perdas. Isto evidencia o fato de que se a GD for alocada de forma incorreta, ou com uma potência não ótima podem ocorrer prejuízos no sistema.

5.7 CASO 5: ALOCAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

5.7.1 Solução via Programação por metas

Escolheu-se alocar a GD em duas barras das três escolhidas anteriormente (barra 16 e 28), e com a maior penetração (30%) por ter uma maior influência nas perdas de energia.

r) GD alocada na barra 16

Para a GD alocada na barra 16 a solução da alocação dos bancos de capacitores é mostrada na Tabela 16. As perdas de energia são mostradas na Tabela 17, enquanto que o perfil de tensão para os três níveis de carga é ilustrado na Figura 5.16. A solução indica a instalação de dois bancos de capacitores, um fixo (barra 8) e um chaveado (barra 30).

Tabela 16. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 16.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	8	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Média	8	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Pesada	8	Fixo	300
	30	Chaveado	600

Tabela 17. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,2 e 5 (1).

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632, 33
2 - BCs	366.210,3	43.000	409.210, 3
5 – BCs e GD	246.682,25	30.000	276.682, 25

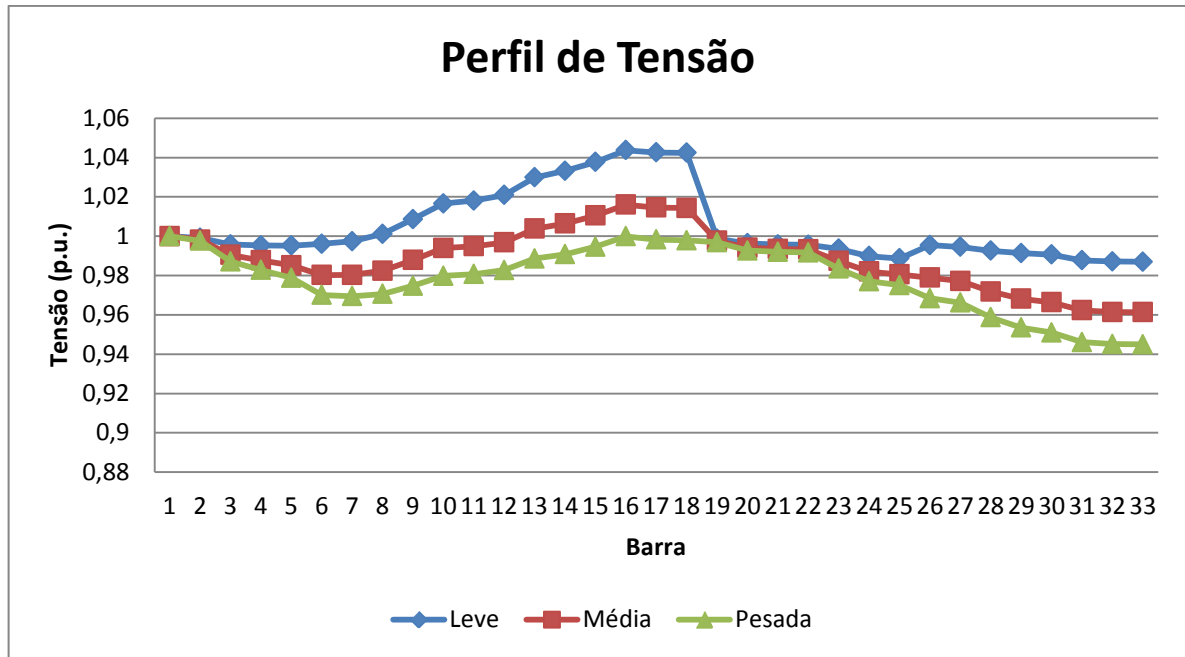


Figura 5.16. Perfil de tensão para alocação de BCs com GD alocada na barra 16.
Fonte: O autor (2015).

s) GD alocada na barra 28

Para a GD alocada na barra 28 a solução da alocação dos bancos de capacitores é mostrada na Tabela 18. As perdas de energia são mostradas na Tabela 19, enquanto que o perfil de tensão para os três níveis de carga é ilustrado na Figura 5.17. Neste caso a solução indica a instalação de dois bancos de capacitores fixos (barra 14 e 30).

Tabela 18. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 28.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	14	Fixo	300
	30	Fixo	300
Média	14	Fixo	300
	30	Fixo	300
Pesada	14	Fixo	300
	30	Fixo	300

Tabela 19. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,2, 5 (1) e 5(2) .

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632,33
2 - BCs	366.210,3	43.000	409.210,3
5 – BCs e GD (16)	246.682,25	30.000	276.682,25
5 – BCs e GD (28)	174.238,89	20.000	194.238,89

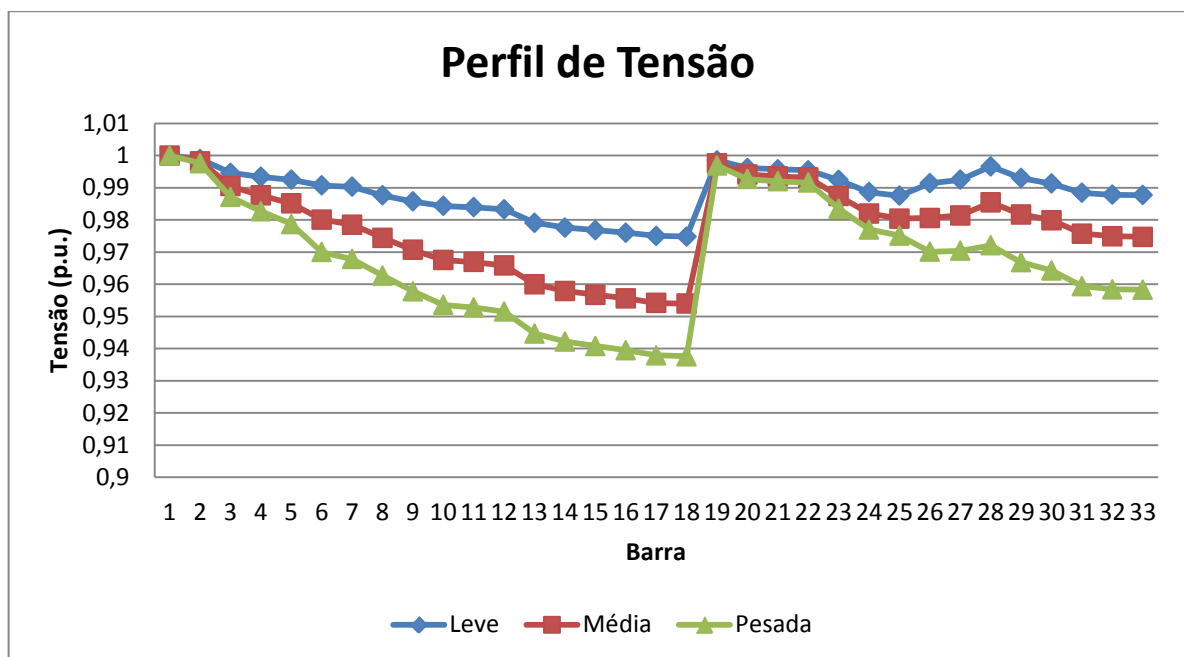


Figura 5.17. Perfil de tensão para alocação de BCs com GD alocada na barra 28.
Fonte: O autor (2015).

5.7.2 Análise dos resultados

Comparando-se os casos 2 e 5 a inclusão da GD diminui ainda mais as perdas de energia e também melhora o perfil de tensão. Ainda, havendo uma GD no sistema, existe a possibilidade de um menor investimento por parte da concessionária, uma vez que a solução para este caso indica um banco de capacitor a menos a ser instalado, quando comparado a solução do caso 2. Porém, deve-se ter cuidado com as sobretensões principalmente no período de carga leve, fator este que limita a penetração da GD no sistema.

5.8 CASO 6: ALOCAÇÃO DE REGULADORES DE TENSÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

5.8.1 Solução via Programação por metas

Da mesma forma que no caso anterior, escolheu-se alocar a GD em duas barras das três escolhidas anteriormente (barra 16 e 28), e com a maior penetração (30%).

a) GD alocada na barra 16

Para a GD alocada na barra 16, a solução da alocação do regulador de tensão é mostrada na Tabela 20. As perdas de energia são mostradas na Tabela 21, enquanto que o perfil de tensão para os três níveis de carga é ilustrado na Figura 5.18. A solução indica a instalação de um regulador de tensão (barra 6).

Tabela 20. Resultado para alocação do RT com GD alocada na barra 16.

Nível de Carga	Localização RTS	TAP a
Leve	6	0,99375
Média	6	0,9875
Pesada	6	0,98125

Tabela 21. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,3 e 6 (1).

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,3	-	510.632,3
3 - RTs	425.378,3	75.000	500.378,33
6 (1) – RTs e GD (16)	328.010,46	25.000,00	353.010,46

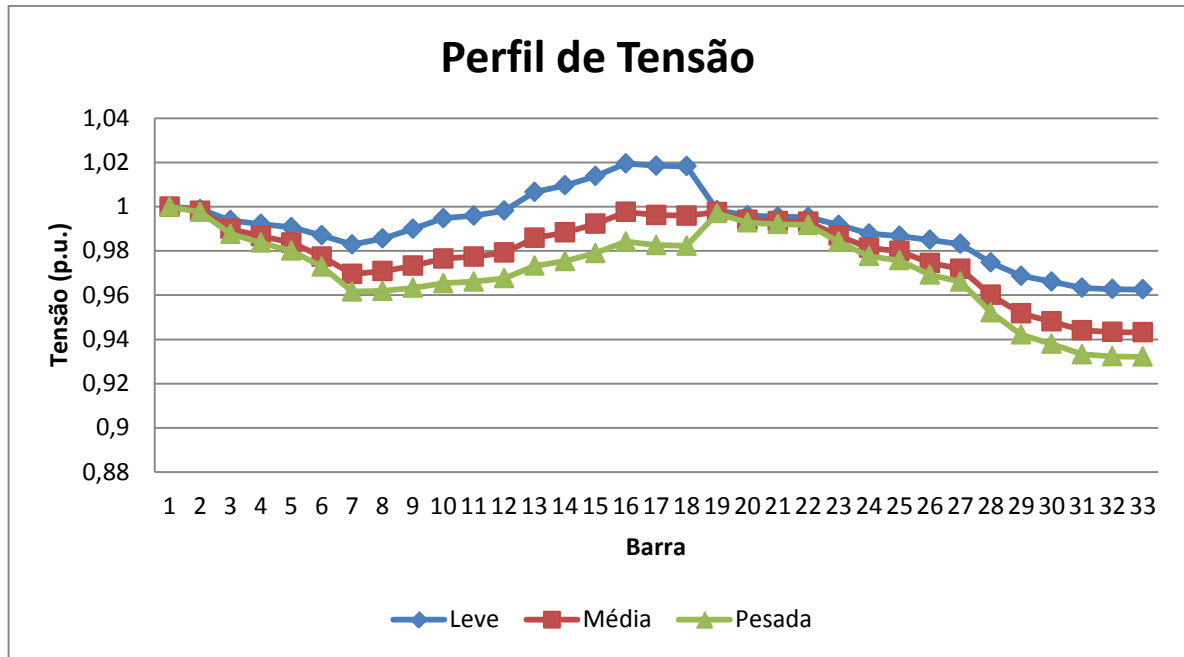


Figura 5.18. Perfil de tensão para alocação do RT com GD alocada na barra 16.
Fonte: O autor (2015).

b) GD alocada na barra 28

Para a GD alocada na barra 28 a solução da alocação do regulador de tensão é mostrada na Tabela 22. As perdas de energia são mostradas na Tabela 23, enquanto que o perfil de tensão para os três níveis de carga é ilustrado na Figura 5.19. Neste caso, a solução indicou a instalação de um regulador de tensão (barra 17).

Tabela 22. Resultado para alocação dos RT com GD alocada na barra 28.

Nível de Carga	Localização	
	RTS	TAP
Leve	17	0,99375
Média	17	0,99375
Pesada	17	0,9875

Tabela 23. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1,3, 6 (1) e 6(2).

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,3	-	510.632,3
3 - RTs	425.378,3	75.000,00	500.378,33
6 (1)– RTs e GD (16)	328.010,46	25.000,00	353.010,46
6 (2)– RTs e GD (28)	296.211,61	25.000,00	321.211,61

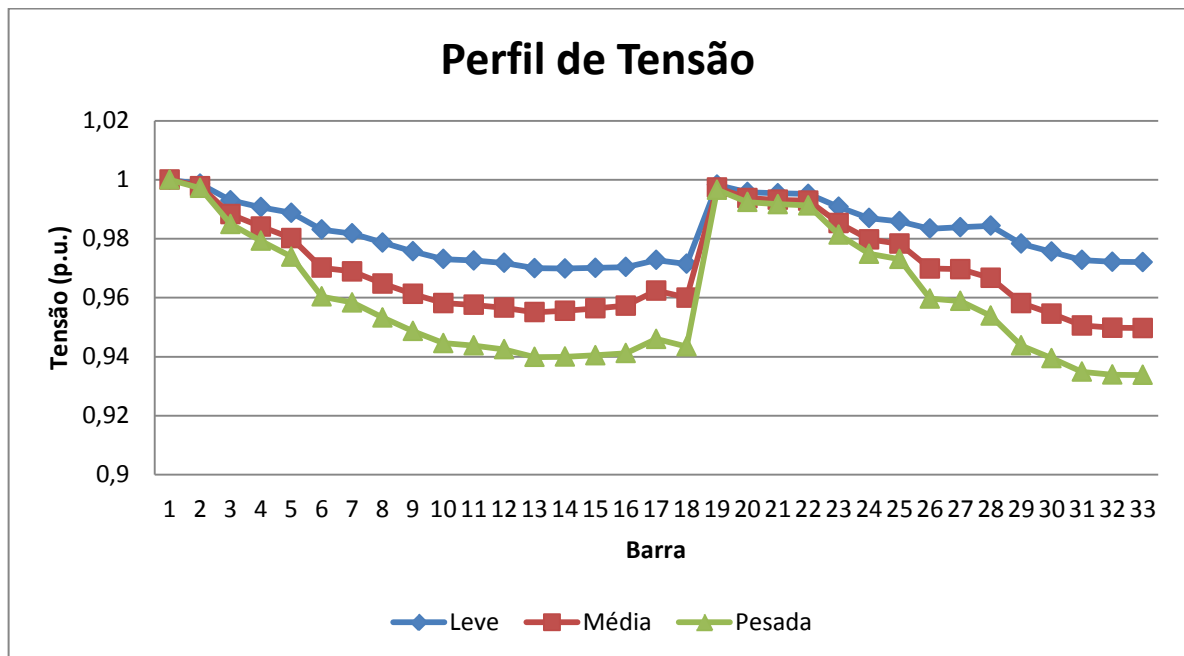


Figura 5.19. Perfil de tensão para alocação do RT com GD alocada na barra 28.
Fonte: O autor (2015).

5.8.2 Análise dos resultados

Comparando-se os casos 3 e 6 a inclusão da GD diminui ainda mais as perdas de energia e também melhora o perfil de tensão, assim como ocorreu no caso 5. Ainda, havendo uma GD no sistema, existe a possibilidade de um menor investimento por parte da concessionária, uma vez que a solução para este caso indica dois reguladores de tensão a menos a serem instalados quando comparado à solução do caso 3. Porém, da mesma forma que no caso 5, deve-se ter cuidado com as sobretensões principalmente no período de carga leve, fator este que limita a penetração da GD no sistema.

5.9 CASO 7: ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO

5.9.1 Solução via Programação por metas

Na Tabela 24 encontra-se a solução de alocação para este caso, enquanto que na Tabela 25 são mostrados os custos desta solução.

Tabela 24. Resultado para alocação dos BCs e RTs.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	2	Fixo	300
	12	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Média	2	Fixo	300
	12	Fixo	300
	30	Chaveado	600
Pesada	2	Fixo	300
	12	Fixo	300
	30	Chaveado	900

Tabela 25. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1 e 7 (1).

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632,33
7 (1) – BCs e RTs	366.210,3	43.000	409.210,3

Como mostrado, o método não selecionou nenhum regulador de tensão devido ao seu alto custo, preferindo alocar somente os bancos de capacitores, sendo então esta solução idêntica ao caso 2.

5.9.2 Resultados com modificação do preço do RT

Como teste foi reduzido o valor do regulador para R\$ 8000,00, e o resultado encontra-se nas Tabelas 26 e 27. Os custos encontram-se na Tabela 28, enquanto o perfil de tensão é mostrado na Figura 5.20.

Tabela 26. Alocação dos bancos de capacitores.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	12	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Média	12	Fixo	300
	30	Chaveado	600
Pesada	12	Fixo	300
	30	Chaveado	900

Tabela 27. Alocação dos RTs.

Nível de Carga	Localização RTS	TAP
Leve	6	0,99375
Média	6	0,99375
Pesada	6	0,98125

Tabela 28. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1, 7 (1) e 7(2).

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632,33
(1) – BCs e RTs	366.210,3	43.000	409.210,3
(2) – BCs e RTs	371.612,56	41.000	412.612,56

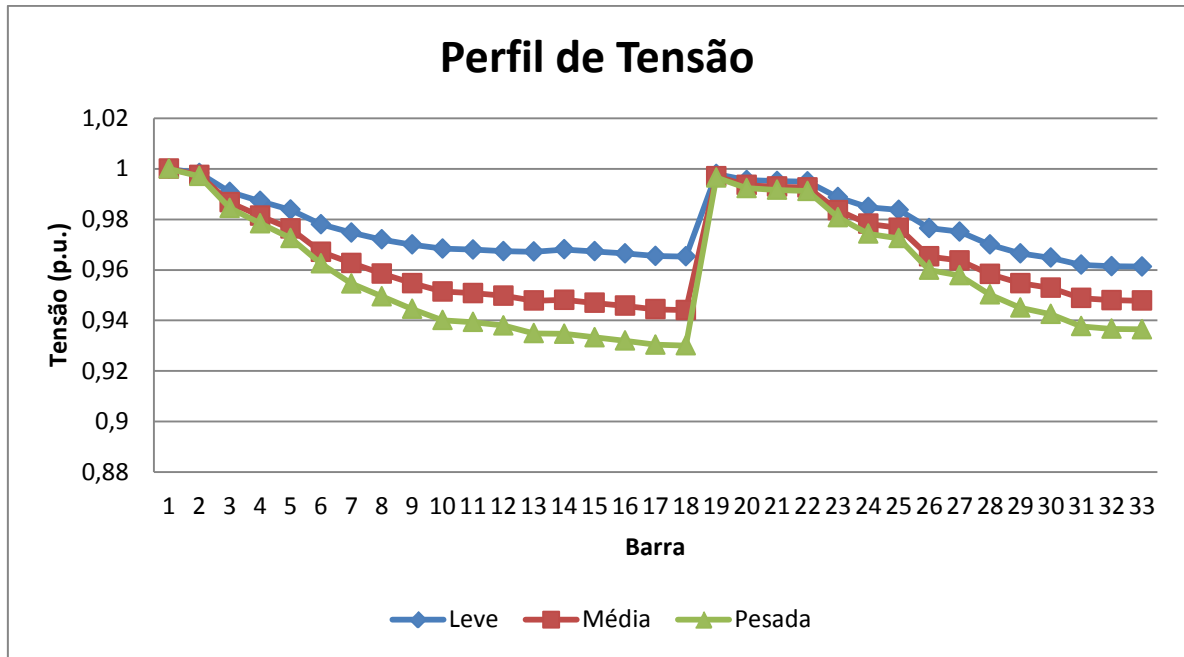


Figura 5.20. Perfil de tensão para alocação dos BCs e RTs.
Fonte: O autor (2015).

Com este novo valor para o regulador de tensão, o algoritmo substituiu um banco de capacitor pelo regulador de tensão, porém o valor das perdas é maior quando comparado ao caso anterior, enquanto que o custo dos equipamentos é menor. O perfil de tensão Figura 5.20 é um pouco melhor comparado ao caso anterior. Isto está de acordo com o estabelecido na literatura, ou seja, trata-se de dois critérios conflitantes, como visto no capítulo 3.

5.10 CASO 8: ALOCAÇÃO SIMULTÂNEA DE BANCOS DE CAPACITORES E REGULADORES DE TENSÃO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

5.10.1 GD alocada na barra 16

Na Tabela 29 encontra-se a solução de alocação para a GD alocada na barra 16, enquanto que na Tabela 30 são mostrados os resultados para a GD localizada na barra 28. A solução indica a instalação de dois bancos de capacitores, um fixo (barra 8) e um chaveado (barra 30).

Tabela 29. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 16.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	8	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Média	8	Fixo	300
	30	Chaveado	300
Pesada	8	Fixo	300
	30	Chaveado	600

Tabela 30. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1 e 8 (1).

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamento s (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632,33
8 (1)	246.682,25	30.000	276.682,25

5.10.2 GD alocada na barra 28

Para a GD alocada na barra 28 a solução da alocação dos bancos de capacitores é mostrada na Tabela 31. As perdas de energia são mostradas na Tabela 32. A solução indica a instalação de dois bancos de capacitores fixos (barras 14 e 30).

Tabela 31. Resultado para alocação de BCs com GD alocada na barra 28.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	14	Fixo	300
	30	Fixo	300
Média	14	Fixo	300
	30	Fixo	300
Pesada	14	Fixo	300
	30	Fixo	300

Tabela 32. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1 e 8 (1) .

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632,33
8 (1) – BCs e GD (16)	246.682,25	30.000	276.682,25
8 (1) – BCs e GD (28)	174.238,89	20.000	194.238,89

Da mesma forma que o caso anterior o algoritmo não selecionou nenhum regulador de tensão pelo mesmo motivo.

5.10.3 Resultados com modificação do preço do RT

Novamente foi o reduzido o valor do regulador de tensão para R\$ 8.000,00, obtendo-se os resultados mostrados na Tabela 33 e 34 para uma GD alocada na barra 16. A Tabela 35 mostra um comparativo entre os casos 1 e 8.

a) GD alocada na barra 16

Tabela 33. Alocação dos bancos de capacitores.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	30	Chaveado	300
Média	30	Chaveado	300
Pesada	30	Chaveado	600

Tabela 34. Alocação do RT.

Nível de Carga	Localização RTS	TAP
Leve	6	0,99375
Média	6	0,9875
Pesada	6	0,98125

Tabela 35. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1, 8 (1) e 8 (2) para GD na barra 16.

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
1- Base	510.632,33	-	510.632,33
8 (1) – BCs, RTs e GD (16)	246.682,25	30.000,00	276.682,25
8 (2) – BCs, RTs e GD (16)	251.198,22	28.000,00	279.198,22

b) GD alocada na barra 28

As Tabelas 36 e 37 mostram os resultados para uma GD alocada na barra 28. A Tabela 35 mostra um comparativo entre os casos 1 e 8.

Tabela 36. Alocação dos bancos de capacitores.

Nível de Carga	Localização BCs (Barra)	Tipo de Banco	Tamanho (kVAR)
Leve	30	Fixo	300
Média	30	Fixo	300
Pesada	30	Fixo	300

Tabela 37. Alocação do RT.

Nível de Carga	Localização RTS	TAP
Leve	17	0,99375
Média	17	0,99375
Pesada	17	0,98125

Tabela 38. Comparativo entre as perdas de energia para o caso 1, 8 (1) e 8 (2) para GD na barra 28.

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Custo dos equipamentos (R\$/ano)	Custo Final (R\$/ano)
Caso 1- Base	510.632,33	-	510.632,33
8 (1) – BCs, RTs e GD (28)	174.238,89	20.000,00	194.238,89
8 (2) – BCs, RTs e GD (28)	180.842,33	18.000,00	198.842,33

5.11 RESUMO DOS RESULTADOS

A Tabela 39 apresenta o resumo dos resultados para todos os casos considerados.

Tabela 39. Comparativo entre as perdas de energia para todos os casos.

Caso	Perdas de energia (R\$/ano)	Equipamentos (R\$)	Total Final	Redução Custo (%)
1	510.632,33	0,00	510.632,33	-
2	366.210,29	43.000,00	409.210,29	19,86
3	425.378,33	75.000,00	500.378,33	2,01
4 – GD barra 10 – 10%	414.239,85	0,00	414.239,85	18,88
4 – GD barra 10 – 20%	361.064,01	0,00	361.064,01	29,29
4 – GD barra 10 – 30%	338.581,32	0,00	338.581,32	33,69
4 – GD barra 16 – 10%	408.264,33	0,00	408.264,33	20,05
4 – GD barra 16 – 20%	376.402,74	0,00	376.402,74	26,29
4 – GD barra 16 – 30%	406.790,06	0,00	406.790,06	20,34
4 – GD barra 28 – 10%	423.054,13	0,00	423.054,13	17,15
4 – GD barra 28 – 20%	368.741,22	0,00	368.741,22	27,79
4 - GD barra 28 – 30%	336.315,02	0,00	336.315,02	34,14
5 – GD barra 16	246.682,25	30.000,00	276.682,25	45,82
5 – GD barra 28	174.238,89	20.000,00	194.238,89	61,96
6 – GD barra 16	328.010,46	25.000,00	353.010,46	30,87
6 – GD barra 28	296.211,61	25.000,00	321.211,61	37,10
7 (1)	366.208,29	43.000,00	409.208,29	19,86
7 (2)	371.612,56	41.000,00	412.612,56	19,19
8 (1) - GD barra 16	246.682,25	30.000,00	276.682,25	45,82
8 (1) – GD barra 28	174.238,89	20.000,00	194.238,89	61,96
8 (2) – GD barra 16	251.198,22	28.000,00	279.198,22	45,32
8 (2) – GD barra 28	180.842,33	18.000,00	198.842,33	61,06

Comparando-se o caso 2 e 3 nota-se que o sistema com os bancos de capacitores apresenta menores valores de perdas de energia e custos quando comparados aos reguladores

de tensão. Como visto a geração distribuída tem uma capacidade maior de influenciar as perdas do sistema, a medida que a sua penetração é aumentada. Quando se aliou a GD com os bancos de capacitores obteve-se o maior percentual de redução dos custos, representando uma redução de 45,82% com a GD instalada na barra 16 e 61,96% para a GD instalada na barra 28. A solução com GD e regulador de tensão (caso 6) resultou em reduções de 30,87% com a GD instalada na barra 16 e 37,1% para a GD instalada na barra 28.

Os casos 7 e 8 evidenciam que devido ao elevado custo dos reguladores de tensão e sua menor contribuição na minimização das perdas, este equipamento não é a melhor alternativa quando leva-se em conta somente as perdas de energia na função objetivo.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposto um modelo para ótima alocação dos bancos de capacitores e reguladores de tensão considerando a presença de geração distribuída no sistema. Os modelos desenvolvidos visaram quantificar a influência de cada equipamento nas perdas elétricas do sistema e o seu custo de investimento.

A formulação por programação por metas mostrou-se ser uma metodologia interessante na solução deste problema multiobjetivo. Por outro lado, o método exige alguns cuidados, principalmente na normalização dos objetivos, para não serem atribuídos pesos maiores em um único objetivo de forma indesejada. Ainda, o algoritmo foi bastante sensível ao ajuste das metas atribuídas, ao valor designado para a variável Ke e aos custos dos equipamentos.

A partir dos resultados no sistema IEEE 33 barras notou-se que por este sistema possuir duas seções com nível crítico de tensão, o algoritmo tende a alocar pelo menos um equipamento nesta seções (barras mais sensíveis), visando cumprir a restrição de tensão mínima, principalmente no período de carga pesada. Para os bancos de capacitores são necessários no mínimo dois equipamentos para cumprir esta restrição enquanto que para os reguladores de tensão são necessários três dispositivos quando não há geração distribuída no sistema.

No caso envolvendo a geração distribuída, por ser alocado somente um gerador por vez, a restrição mínima de tensão nas barras não foi atendida em nenhum caso. Logo, é necessário um alto valor de geração para poder cumprir este limite inferior de tensão (uma penetração maior que 30%), o que poderia resultar em um valor de tensão acima do limite superior estabelecido (1,05 p.u.) no período de carga leve.

O nível de carga média possui o dobro de horas comparado aos outros níveis. Logo, o algoritmo tende a buscar uma melhor solução de minimização de perdas e de custos para este nível (maior peso).

Como neste trabalho somente o critério das perdas de energia é levado em consideração, tem-se um prejuízo na escolha do regulador de tensão quando alia-se os bancos de capacitores ao problema. Caso critérios de violação de tensão fossem incorporados à formulação do problema, a solução poderia ser modificada.

O tempo avaliado para as perdas de energia foi somente um ano. Caso fosse considerado um tempo maior, o ganho monetário seria mais alto, uma vez que os equipamentos já foram adquiridos no primeiro ano, sendo necessário nos demais anos

considerar somente custos relativos a operação e manutenção. Ainda, neste trabalho procurou-se usar valores próximos da realidade, tanto para a variável K_e quanto para o custo dos equipamentos, para que não ocorresse uma supervalorização da minimização das perdas e nem um custo muito baixo para os equipamentos.

A partir da avaliação dos resultados obtidos e das limitações do trabalho, surgem possibilidades de melhoras em trabalhos futuros como será descrito na próxima seção.

6.1 SUGESTÃO DE TRABALHOS FUTUROS

- Linearização da função perdas;
- Incorporação do modelo de carga do tipo potência constante no fluxo linear;
- Adicionar um objetivo relativo ao desvio de tensão;
- Considerar o custo da geração distribuída;
- Variar o número de horas dos níveis de carga e as suas condições em termos de carregamento.
- Adicionar restrições de limites de chaveamento diários para os bancos de capacitores chaveados e para os reguladores de tensão;
- Comparar os resultados obtidos com metaheurísticas como algoritmo genético e enxame de partículas;
- Utilizar como estudo de caso um sistema real.

REFERÊNCIAS

- ABDEL-SALAM, T. S.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R. A new technique for loss reduction using compensating capacitors applied to distribution systems with varying load condition. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 9, n. 2, p. 819–827, Apr. 1994.
- ACHARYA, N.; MAHAT, P.; MITHULANANTHAN, N. An analytical approach for DG allocation in primary distribution network. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Guildford, v. 28, n. 10, p. 669–678, Dec. 2006.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Prodist Módulo 7**: cálculo de perdas na distribuição. Brasília, 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Proret Módulo 7**: estrutura tarifária das concessionárias de distribuição. Brasília, 2014.
- AHMADI, H.; MARTÍ, J. Distribution System Optimization Based on a Linear Power-Flow Formulation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 30, n. 1, p.25-33, Feb. 2015.
- AHMADI, H.; MARTÍ, J. Linear Power-Flow Formulation Based on a Voltage-Dependent Load Model. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 28, n. 3, p. 1682–1990, July 2013.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal capacitor placement on radial distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 1, p. 725–734, Jan. 1989.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 4, n. 1, p. 735–743, Jan. 1989.
- CARAMIA, P.; CARPINELLI, G.; VARILONE, P. A probabilistic approach for voltage regulators and capacitor placement in three-phase unbalanced distribution systems. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRICITY DISTRIBUTION, 21., 2011, Frankfurt. **Proceedings...**New York: IEEE, 2011. p. 6-9.
- CARAMIA, P.; CARPINELLI, G.; VARILONE, P. Point Estimate Schemes for Probabilistic Three-Phase Load Flow. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n. 2, p. 168-175, Jan. 2010.
- CESPEDES, R. G. New Method for the Analysis of Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 1, p. 391–396, Jan. 1990.

- CHANG, N. E. Locating shunt capacitors on primary feeder for voltage control and loss reduction. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 88, no. 10, p. 1574–1577, Oct. 1969.
- CHIANG, H. D. Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part 1: A New Formulation and the Overall Problem. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 2, p. 643-649, Apr. 1990.
- CHIANG, H. D. Optimal Capacitor Placements in Distribution Systems: Part 2: Solution Algorithms and Numerical Results. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 5, n. 2, p. 634-642, Apr. 1990.
- CHIOU, J. P.; CHANG, C. F.; SU, C. T. Ant direction hybrid differential evolution for solving large capacitor placement problems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 19, n. 4, p. 1794 - 1800, Nov. 2004.
- CHIS, M.; SALAMA, M. M. A.; JAYARAM, S. Capacitor placement in distribution systems using heuristic search strategies. **IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution**, New York, v. 144, n. 2, p. 225–230, May 1997.
- COOK, R. F. Optimizing the application of shunt capacitors for reactive-voltampere control and loss reduction. **AIEE Transactions**, [S. 1.], v. 80, p. 430–444, Aug. 1961.
- COOK, R.F. Analysis of capacitor application as affected by load cycle. **AIEE Transactions**, v. 78, p. 950–957, Oct. 1959.
- DURAN, H. Optimum number, location, and size of shunt capacitors in radial distribution feeders: A dynamic programming approach. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 87, n. 9, p. 1769–1774, Sept. 1968.
- DURRETT, R. **Probability: theory and examples**. 4nd ed. Cambridge: Cambridge University, 2010.
- ETEMADI A. H.; FATUHI-FIRUZABAD M. Distribution system reliability enhancement using optimal capacitor placement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, [S. 1.], v. 2, n. 5, p. 621–631, Jan. 2008.
- FARAHANI V.; BEHROOZ V.; ABYANEH, H. A. Reconfiguration and Capacitor Placement Simultaneously for Energy Loss Reduction Based on an Improved Reconfiguration Method. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 27, n. 2, p.587-595, May 2012.
- FRANCO, J. F.; A mixed-integer LP model for the optimal allocation of voltage regulators and capacitors in radial distribution systems. **Electrical Power and Energy Systems**, [S. 1.], v. 48, n. 1, p. 123–130, Jan. 2013.

GOH, S. H.; SAHA, T. K.; DONG, Z. Y. Optimal reactive power allocation for power system transfer capability assessment. In: IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY GENERAL MEETING, 6., 2006, Montreal. **Proceedings...** Montreal: IEEE, 2006. p. 1-7.

GÖNEN, T. **Electric Power Distribution System Engineering**. 2nd. ed. Sacramento: CRC, 2008.

GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S. Volt/var control on distribution systems with lateral branches using shunt capacitors and voltage regulators, Part I: The overall problem. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 104, n. 11, p. 3278–3283, Nov. 1985.

GRAINGER, J.; LEE, S. H. Optimum placement of fixed and switched capacitors on primary distribution feeders. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 100, n. 1, p. 345–352, Jan. 1981.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H. Optimum size and location of shunt capacitors for reduction of losses on distribution feeders. **IEEE Trans. Power Apparatus and Systems**, New York, v. 100, n. 3, p. 1105–1118, Mar. 1981.

HAFFNER, S. Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **Revista Controle & Automação**, São Paulo, v.20, n.4, p. 546-563, Out./Dez. 2009.

HOGAN, P. M.; RETTKOWSKI, J. D.; BALA, J. L. Optimal capacitor placement using branch and bound. In: ANNUAL NORTH AMERICAN POWER SYMPOSIUM, 37., 2005, Ames, Iowa. **Proceedings...** [S. l.]: IEEE, 2005. p. 84-89.

HONG, Y.; HO, S. Y. Determination of network configuration considering multiobjective in distribution systems using genetic algorithms. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 20, n. 2, p. 1062 - 1069, May 2005.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; BANSAL, R. Analytical Expressions for DG Allocation in Primary Distribution Networks. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, New York, v. 25, n. 3, p. 814 - 820, Sept. 2010.

HUPING, Y. Reactive power optimization of power system based on interior point method and branch-bound method. In: CONFERENCE ON POWER ELECTRONICS AND INTELLIGENT TRANSPORTATION SYSTEM (PEITS), 2., 2009, Shenzhen. **Proceedings...** [S. l.]. IEEE, 2009. p. 5-8.

ISHIZAKA, A.; NEMERY, P. **Multi-Criteria Decision Analysis: methods and software**. 1st. ed.. Chichester: John Wiley & Sons, 2013.

KERSTING, W. H. **Distribution System Modeling and Analysis**. 1st.ed. New York: CRC, 2002.

KIRKPATRICK, S.; GELATT, C. D.; VECCHI, M. P. Optimization by Simulated Annealing. **Science**, v. 220, p. 671-679, Jan. 1983.

LEVITIN, G. Optimal Capacitor Allocation in Distribution Systems Using a Genetic Algorithm and a Fast Energy Loss Computation Technique. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 2, p.623-628, Apr. 2000.

LIN, J. G.; Multi-Objective Problems: Pareto-Optimal Solutions by Method of Proper Equality Constraints. **IEEE Transactions on Automatic Control**, New York, v. 21, n.5, p. 641-649, Oct. 1976.

MANGLANI, T.; SHISHODIA Y. S. A Survey of Optimal Capacitor Placement Techniques on Distribution Lines to Reduce Losses. **International Journal of Recent Research and Review**, [S. l.], v. 1, p. 250-257, Mar. 2012.

MENDOZA J. E. Multiobjective Location of Automatic Voltage Regulators in a Radial Distribution Network Using a Micro Genetic Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 22, n. 1, p. 404–412, Feb. 2007.

MIU, K. N.; CHIANG, H. D.; DARLING, G. Capacitor placement, replacement and control in large-scale distribution systems by a GA-based two-stage algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 12, n. 3, p. 1160–1166, Aug. 1997.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. São Paulo: Edgard Blücher, 1983.

NEAGLE N. M.; SAMSON, D. R. Loss Reduction from Capacitors Installed on Primary Feeders. **AIEE Transactions**, [S. l.], v. 75, p.950-959, Oct.1956.

NG H. N.; SALAMA, M. M.; CHIKHANI A.Y. Classification of Capacitor Allocation Techniques. **IEEE Transactions on Power Delivery**, New York, v. 15, n. 1, p.387-392, Jan. 2000.

PARK, J.; SOHN, J.; PARK J. Optimal Capacitor Allocation in a Distribution System Considering Operation Costs. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 24, n. 1, p. 462–468, Feb. 2009.

PEREIRA JUNIOR, A. M.; MANTOVANI, J. Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmo Evolutivo Multi- Objetivo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA, 15., 2006, Salvador. **Anais...** São Paulo: SBA, 2006. p. 1-7.

PIZZALI, L. F. **Desempenho de redes de distribuição com geradores distribuídos**. 2006. 172 f. Tese (Doutorado) – Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho, Ilha Solteira, 2006.

PONNAVAIKKO, M.; RAO K. S. P. Optimal choice of fixed and switched shunt capacitors on radial distributors by the method of local variations. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 102, n. 6, p. 1607–1615, June 1983.

QUEZADA, V. M.; ABBAD, J. R.; SAN ROMÁN, T. G. Assessment of Energy Distribution Losses for Increasing Penetration of Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 21, n. 2, p.533-540, May 2006.

RESENER, M.; HAFFNER, S.; PEREIRA, L. A. Representação Aproximada de Sistemas de Distribuição em Problemas de Otimização. In: CONGRESS ON ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION (CLAGTEE), 10., 2013, Vinã del Mar. **Anais...** Guaratinguetá: Fundação Biblioteca Nacional, 2013. p. 1-8.

ROMERO, C. A survey of generalized goal programming (1970-1982). **European Journal of Operational Research**, v. 25, n.1, p. 183-191, Jan. 1986.

ROMERO, C. **Handbook of Critical Issues in Goal Programming**. 1st. ed., New York: Pergamon, 1991.

SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J. Optimum Voltage Regulator Placement in a Radial Power Distribution Network. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 15, n. 2, p. 879–886, May 2000.

SANDHYA, K.; LAXMI, A. J.; SONI, M. P. Optimal Voltage Regulators Placement in Radial Distribution System Using Fuzzy Logic. **International Journal of Application or Innovation in Engineering e Management**, [S. l.], v. 2, n. 4, p.331-338, Apr. 2013.

SCHMILL, J. V. Optimum size and location of shunt capacitors on distribution feeders. **IEEE Transactions Power Apparatus and Systems**, New York, v. 84, n. 9, p. 825–832, Sept. 1965.

SILVA I. C. A Heuristic Constructive Algorithm for Capacitor Placement on Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 23, n.4., p.1619-1626, Nov. 2008.

SINGH S. P.; RAO A.R. Optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swarm optimization. **Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 43, n.1, p. 1267–1275, Jan. 2012.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal selection of capacitors for radial distribution systems using a genetic algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 9, n. 3, p. 1499–1507, Aug. 1994.

SZUVOVIVSKI, I.; FERNANDES, T. S. P. ; AOKI, A. R. Simultaneous allocation of capacitors and voltage regulators at distribution networks using Genetic Algorithms and Optimal Power Flow. **Electrical Power and Energy Systems**, [S. l.], v. 40, p.62–69, Jan. 2012.

TAHA, H. A. **Integer Programming: theory, applications and computation**. New York: Academic, 1975.

TAMIZ, M.; JONES D.; ROMERO, C. Goal programming for decision making: An overview of the current state-of-the-art. **European Journal of Operational Research**. [S. l.], v. 111, n. 1, p; 569-581, Jan. 1998.

YU, X.; XIANG, X.; WU, Y. A PSO-based approach to optimal capacitor placement with harmonic distortion consideration. **Electric Power Systems Research**, [S. l.], v. 71, n. 1, p.27-33, Jan. 2004.

ZIARI, I.; LEDWICH, G.; GHOSH, A. A new technique for optimal allocation and sizing of capacitors and setting of LTC. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 46, n.1, p. 250–257, Jan. 2013.

ZIENA OPTIMIZATION. **KNITRO Documentation Release 9.0**. 2013. Disponível em: <http://www.ziena.com/docs/KNITRO90_UserManual.pdf>. Acesso em: 15 Set. 2014.