

Universidade Federal de Juiz de Fora
Faculdade de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Rodrigo Viana Batista

Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas Elétricos de Distribuição Desequilibrados
Através de Análise de Sensibilidade com Limitação do Espaço de Busca

Juiz de Fora

2023

Rodrigo Viana Batista

Alocação ótima de capacitores em sistemas elétricos de distribuição desequilibrados através de análise de sensibilidade com limitação do espaço de busca

Dissertação apresentada ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora, na área de Sistemas de Energia Elétrica, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo, D. Sc.

Coorientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo, D. Sc.

Juiz de Fora

2023

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Universitária da UFJF, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

Viana Batista, Rodrigo .

Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas Elétricos de Distribuição Desequilibrados Através de Análise de Sensibilidade com Limitação do Espaço de Busca / Rodrigo Viana Batista. -- 2023. 87 p.

Orientador: Leandro Ramos de Araujo

Coorientadora: Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo

Dissertação (mestrado acadêmico) - Universidade Federal de Juiz de Fora, Faculdade de Engenharia. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2023.

1. Sistemas desequilibrados. 2. Otimização. 3. Alocação de capacitores. 4. Algoritmo Genético. 5. Análise de sensibilidade. I. Ramos de Araujo, Leandro, orient. II. Rosana Ribeiro Penido Araujo, Débora, coorient. III. Título.

Rodrigo Viana Batista

Alocação Ótima de Capacitores em Sistemas Elétricos de Distribuição Desequilibrados através de Análise de Sensibilidade com Limitação do Espaço de Busca

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica

Aprovada em 01 de junho de 2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Leandro Ramos de Araujo - Orientador

Universidade Federal de Juiz de Fora

Profa. Dra. Débora Rosana Ribeiro Penido Araujo - Coorientadora

Universidade Federal de Juiz de Fora

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma

Universidade Federal da Integração Latino-Americana

Prof. Dr. Igor Delgado de Melo

Universidade Federal de Juiz de Fora

Juiz de Fora, 17/05/2023.



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Ramos de Araujo, Professor(a)**, em 01/06/2023, às 16:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Debora Rosana Ribeiro Penido Araujo, Professor(a)**, em 01/06/2023, às 16:42, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Igor Delgado de Melo, Professor(a)**, em 01/06/2023, às 16:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **JORGE JAVIER GIMENEZ LEDESMA, Usuário Externo**, em 04/06/2023, às 23:22, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no § 3º do art. 4º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no Portal do SEI-Ufjf (www2.ufjf.br/SEI) através do ícone Conferência de Documentos, informando o código verificador **1287612** e o código CRC **A067705E**.

Dedico este trabalho
aos meus pais, Sandra e Jairo;
aos meus irmãos, Tiago e Felipe (*in memoriam*).

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, pelo dom da vida, pela família que tenho e que amo tanto, e por me sustentar me dando saúde e forças para não desistir e conseguir concluir esta etapa.

À minha mãe, Sandra, meu maior amor, minha base, por seu amor imensurável, por todo apoio e por nunca ter medido esforços para que eu pudesse seguir meus sonhos. Ao meu irmão Tiago, por ser tão companheiro, cuidadoso e apoiador, me incentivando e inspirando desde sempre. Ao meu irmão Felipe (*in memoriam*). Ao meu pai, Jairo, por todo carinho e cuidado.

Agradeço aos meus orientadores, Leandro e Débora, pela orientação, pelos conhecimentos valiosos transmitidos, pela paciência, por terem me dado oportunidades fundamentais para chegar onde estou hoje e, principalmente, por terem acreditado em mim, permitindo assim que eu pudesse confiar mais na minha própria capacidade.

Agradeço também aos amigos queridos que tenho, que me apoiam e dão suporte nos momentos bons e, especialmente, nos mais difíceis.

Por fim, agradeço ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFJF pela qualidade do ensino e também à CAPES pelo apoio financeiro para desenvolvimento e conclusão deste trabalho.

RESUMO

O problema da alocação ótima de capacitores em sistemas elétricos de distribuição desequilibrados não é simples de se resolver, e isso se deve, em grande parte, à sua natureza altamente combinatória, não linear e não convexa, que ainda inclui restrições que devem representar aspectos técnicos e econômicos das redes de distribuição. Portanto, é de grande interesse a formulação de ferramentas de otimização mais elaboradas que contribuam em tal atividade.

Este trabalho propõe um algoritmo para otimização de sistemas elétricos de distribuição desequilibrados através da alocação ótima de bancos de capacitores ao longo dos alimentadores para um determinado horizonte de planejamento. O método é dividido em três etapas, sendo que a primeira etapa se destina ao cálculo da demanda da compensação reativa fixa necessária para a operação adequada dos sistemas, a segunda etapa destina-se a uma análise de sensibilidade para definir os nós mais sensíveis à função objetivo e então, finalmente, a terceira etapa destina-se à alocação ótima dos bancos de capacitores nos sistemas de distribuição.

O método proposto utiliza um fluxo de potência trifásico e um algoritmo genético para resolver o problema do fluxo de potência ótimo e considera como variáveis de otimização a capacidade dos bancos em cada possível local de alocação. O objetivo da metodologia proposta é maximizar a economia nos custos de operação, em relação a diminuição das perdas técnicas de energia, em um horizonte de planejamento, com um custo mínimo de investimento, mitigando o desequilíbrio de tensão e respeitando os limites de tensão nos nós dos sistemas. Uma contribuição deste trabalho é a redefinição do espaço de busca a fim de melhorar a eficiência do AG, aumentando assim a qualidade dos resultados e reduzindo potencialmente o esforço computacional em grandes sistemas.

Palavras-chave: Sistemas desequilibrados; Otimização; Algoritmo Genético; Alocação de capacitores; Limitação de espaço de busca; Análise de sensibilidade.

ABSTRACT

The problem of optimal allocation of capacitors in unbalanced electrical distribution systems is not so simple to solve, and this is due, in large part, to its highly combinatorial, non-linear and non-convex nature, which still includes restrictions that must represent technical and economic aspects from the distribution systems. Therefore, it is of great interest to formulate more elaborate optimization tools that contribute to such an activity.

This work proposes an algorithm for optimizing unbalanced electrical distribution systems through the optimal allocation of capacitor banks along the feeders for a given planning horizon. The method is divided into three steps, the first step is intended to calculate the fixed reactive compensation demand necessary for the proper operation of the systems, the second step is intended for a sensitivity analysis to define the most sensitive nodes to the function objective and then, finally, the third step is aimed at the optimal allocation of capacitor banks in the distribution systems.

The proposed method uses a three-phase power flow and a genetic algorithm to solve the optimal power flow problem and considers as optimization variables the capacity of the banks in each possible allocation location. The objective of the proposed methodology is to maximize the savings in operating costs, in relation to the reduction of technical energy losses, in a planning horizon, with a minimum investment cost, mitigating the voltage unbalance and respecting the voltage limits on the nodes of the systems. A contribution of this work is to deal with the redefinition of the search space in order to improve the efficiency of the GA, thus increasing the quality of the results and potentially reducing the computational effort in large systems.

Keywords: Unbalanced systems; Optimization; Genetic Algorithm; Capacitor allocation; Limited search space; Sensitivity analysis.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Estratificação das perdas técnicas anuais por distribuidora.....	28
Figura 2 - Estratificação das perdas técnicas da distribuição.....	29
Figura 3 - Faixa de variação da tensão de atendimento em relação à tensão de referência para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV (Adaptado da Figura 1, presente no módulo 8 do PRODIST, seção 8.1).....	30
Figura 4 - Fluxograma do AG.....	35
Figura 5 - Interface Matlab – OpenDSS.....	39
Figura 6 - Curva de carga típica para consumidores residenciais.....	40
Figura 7 - Exemplo de um sistema de distribuição com uma dada configuração ótima de capacitores instalados.....	41
Figura 8 - Exemplo de uma curva de carga típica de consumidores residenciais com destaque para patamar de carga pesada.....	49
Figura 9 - Fluxograma para determinação dos limites mínimo e máximo de reativo fixo no sistema..	51
Figura 10 – Fluxograma para determinação da alocação ótima dos capacitores (que também pode ser usado na análise de sensibilidade dos nós).....	54
Figura 11 – Estrutura do cromossomo (solução do problema) utilizado no AG final.....	55
Figura 12 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 13 Node Test Feeder.....	59
Figura 13 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 13).	60
Figura 14 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 13).	60
Figura 15 - Comparação das perdas elétricas para cada cenário de carregamento (IEEE 13).	61
Figura 16 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 13 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 13 barras).....	62
Figura 17 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 13 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 13 barras).....	63
Figura 18 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 13 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 13 barras).....	63
Figura 19 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 34 Nodes Test Feeder.	64
Figura 20 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 34).	64
Figura 21 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 34 barras).....	65
Figura 22 - Comparação das perdas elétricas em cada cenário de carregamento (IEEE 34).	66
Figura 23 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 34 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 34 barras).....	67
Figura 24 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 34 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 34 barras).....	67
Figura 25 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 34 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 34 barras).....	68
Figura 26 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 123 Node Test Feeder.....	69
Figura 27 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 123).	70
Figura 28 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 123 barras).....	71
Figura 29 - Comparação das perdas elétricas em cada cenário de carregamento (IEEE 123).	72
Figura 30 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 123 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 123 barras).....	72
Figura 31 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 123 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 123 barras).....	73

Figura 32 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 123 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 123 barras).	73
Figura 33 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 37 Node Test Feeder.....	74
Figura 34 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 37).	75
Figura 35 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 37 barras).....	76
Figura 36 - Comparação das perdas elétricas em cada cenário de carregamento (IEEE 37).	77
Figura 37 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 37 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 37 barras).....	78
Figura 38 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 37 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 37 barras).....	78
Figura 39 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 37 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 37 barras).....	79

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

AG	Algoritmo Genético
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BC	Bancos de Capacitores
BOA	<i>Bat Optimization Algorithm</i>
COM	<i>Component Object Model</i>
DLL	<i>Dynamic Link Library</i>
EGWA	<i>Enhanced Grey Wolf Algorithm</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FD	Fator de Desequilíbrio
FPA	<i>Flower Pollination Algorithm</i>
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
FPOM	Fluxo de Potência Ótimo Multifásico
GD	Geração Distribuída
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i>
HSA	<i>Harmony Search Algorithm</i>
IEEE	Instituto de Engenheiros Elétricos e Eletrônicos
Matlab	<i>Matrix Laboratory</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PABC	<i>Particle Artificial Bee Colony</i>
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PU	Por Unidade
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
SDEE	Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
THDV	<i>Total Harmonic Distortion Voltage</i>
WCA	<i>Water Cycle Algorithm</i>
WOA	<i>Whale Optimization Algorithm</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
1.1	CONSIDERAÇÕES GERAIS	13
1.2	MOTIVAÇÕES	16
1.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	16
1.4	OBJETIVOS DO TRABALHO	25
1.5	PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO	25
1.6	ESTRUTURA DO TRABALHO	26
2	FUNDAMENTAÇÕES TEÓRICAS	27
2.1	CONSIDERAÇÕES SOBRE PERDAS E QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	27
2.1.1	PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO	27
2.1.2	VARIAÇÕES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE	29
2.1.3	DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO.....	31
2.2	O ALGORITMO GENÉTICO.....	33
2.3	OpenDSS (<i>Open Distribution System Simulator</i>).....	37
3	FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA	40
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	40
3.2	MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	43
3.3	PROCEDIMENTOS PARA REDUÇÃO DO ESPAÇO AMOSTRAL DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO	46
3.3.1	DETERMINAÇÃO DOS LIMITES DA DEMANDA FIXA DE POTÊNCIA REATIVA.....	46
3.3.2	REDUÇÃO DO ESPAÇO AMOSTRAL ATRAVÉS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE USANDO ALGORITMO GENÉTICO.....	48
3.4	IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL.....	50
3.4.1	DETERMINAÇÃO DOS LIMITES MÍNIMO E MÁXIMO DE REATIVO	51
3.4.2	ANÁLISE DE SENSIBILIDADE USANDO ALGORÍTIMO GENÉTICO	53
3.4.3	ALOCAÇÃO ÓTIMA DOS CAPACITORES	53
4	SIMULAÇÕES E RESULTADOS.....	57
4.1	CONSIDERAÇÕES DE SIMULAÇÃO.....	57
4.2	Sistema IEEE 13 <i>Node Test Feeder</i> Modificado	58
4.3	Sistema IEEE 34 <i>Node Test Feeder</i> Modificado	63
4.4	Sistema IEEE 123 <i>Node Test Feeder</i> Modificado	68

4.5	Sistema IEEE 37 Node Test Feeder Modificado	74
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	81
5.1	CONCLUSÕES GERAIS.....	81
5.2	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	82
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	83

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem por objetivo apresentar as considerações gerais e a revisão bibliográfica que fundamentaram o presente trabalho, além de indicar as motivações e objetivos. Também será apresentada a estruturação do trabalho e o detalhamento de cada capítulo.

1.1 CONSIDERAÇÕES GERAIS

Os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE), nas últimas décadas, têm passado por rápidas e intensas transformações devido a avanços tecnológicos e, além disso, vêm sendo submetidos a um aumento contínuo da demanda. Tal conjuntura faz com que estes sistemas operem cada vez mais próximos de seus limites e com maior complexidade. A operação das redes de distribuição, nessas condições, pode ter seu desempenho comprometido, implicando em aumento das perdas, instabilidade de tensão e problemas relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica, como a inadequação dos níveis de tensão dentro dos limites normativos. Diante deste cenário, as empresas distribuidoras devem elaborar planos de investimento buscando as melhores alternativas para que a operação de suas redes atenda às condições impostas por agências reguladoras, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que exigem que o serviço prestado por estas empresas estejam dentro de um rigoroso padrão de qualidade e confiabilidade, além de normas de fabricantes de equipamentos, que indicam parâmetros de qualidade para o bom funcionamento dos equipamentos.

Os estudos de planejamento dos SDEE buscam identificar a necessidade de reforços nas redes, construção de novas redes e subestações, e também a definição da capacidade e localização de instalação de equipamentos (novos ou já existentes – realocação). De modo geral, o planejamento da expansão dos SDEE elaborado pelas concessionárias de energia para um determinado horizonte de planejamento deve propor, com mínimo custo de investimento, um plano de reforços necessários nas redes para assegurar o atendimento da demanda dentro dos padrões aceitáveis de qualidade e confiabilidade exigidos pela regulamentação (RESENER, 2016).

Dentre os critérios que são abordados pelas concessionárias de energia para o planejamento de suas redes, tem-se uma preocupação especial com a redução das perdas de energia e adequação dos níveis de tensão. As perdas de energia resultam em perda de faturamento, uma vez que a energia perdida não chega, de fato, a ser comercializada.

Portanto, é de grande interesse das concessionárias que essas perdas sejam devidamente estimadas e minimizadas.

Também é muito importante considerar para o planejamento dos SDEE a adequação dos níveis de tensão em regime permanente dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL (RESENER, 2016).

As tensões terminais dos alimentadores de distribuição tendem a ir para níveis que podem ser precários ou até mesmo críticos, mais especificamente em momentos que as redes são submetidas a uma demanda maior. Isso se traduz em perda de qualidade do fornecimento da energia elétrica e traz consequências como mau funcionamento de equipamentos, insatisfação dos consumidores e multas aplicadas pela ANEEL, em caso de descumprimento dos valores de tensão definidos pela regulamentação. Diante disto, as concessionárias devem considerar no planejamento de suas redes os aspectos relacionados às tensões para estabelecer medidas de controle e manutenção dos níveis de tensão nos SDEE.

Outro critério relacionado à qualidade do fornecimento da energia elétrica que também deve ser considerado no planejamento é a mitigação do desequilíbrio de tensão. O desequilíbrio de tensão é uma ocorrência comum e natural em sistemas de distribuição trifásicos. No entanto, um alto fator de desequilíbrio de tensão pode ser nocivo à segurança, confiabilidade e funcionamento adequado das redes. Assim, o fenômeno de desequilíbrio nos sistemas de distribuição tem sido fator importante a ser considerado nas pesquisas nas últimas décadas. Este problema em redes de distribuição existe tanto em sistemas a três condutores quanto em sistemas a quatro condutores devido ao fato de que as cargas são ligadas e desligadas pelos usuários finais, provocando o desbalanceamento das correntes e tensões de fase (Meliopoulos *et al.*, 1998; Ochoa *et al.*, 2005).

As principais consequências que se manifestam de um elevado desequilíbrio são: aumento das perdas técnicas no sistema como um todo; deslocamento de tensão do neutro; aquecimento excessivo e oscilação de torque em máquinas girantes, com vibrações e degradação da vida útil destes equipamentos (Araujo *et al.*, 2013).

Pesquisadores e engenheiros de sistemas de potência têm se dedicado a desenvolver ferramentas computacionais mais elaboradas para análise de sistemas de distribuição, onde sua necessidade para auxiliar na síntese e definição dos planos de investimentos das empresas distribuidoras é de fundamental importância, assim como a utilização de ferramentas para a otimização de sistemas elétricos desequilibrados na determinação das condições ótimas de

operação para uma dada função objetivo que deve respeitar as restrições e capacidades operacionais dos equipamentos, levando-se em consideração o desequilíbrio presente nessas redes. Em posse de tais ferramentas é possível obter um planejamento eficiente e com custos reduzidos.

Uma das alternativas adotadas por empresas de distribuição da energia elétrica para melhorar seus sistemas é a alocação de equipamentos nas redes de distribuição que pode, além de melhorar o rendimento e desempenho destes sistemas, promover ganhos técnicos e econômicos. Dentre estes possíveis equipamentos, os mais comumente utilizados são os bancos de capacitores (BCs). Os BCs são uma solução interessante para melhorar o desempenho dos SDEE devido a seu baixo custo de aquisição e facilidade na instalação quando comparado a outras alternativas ou equipamentos (AMAN *et al.*, 2014; SAFIGIANNI; SALIS, 2001; RESENER, 2016). Além disso, os capacitores podem ser instalados em diferentes pontos ao longo dos alimentadores de distribuição, de modo que, se a instalação for realizada de modo eficiente é possível maximizar os benefícios da instalação de BCs, caracterizando o que é comumente chamado de problema de alocação ótima de capacitores nos SDEE (RESENER, 2016).

O problema de alocação ótima de capacitores apresenta características do tipo de programação não-linear inteira mista, que conforme o tamanho (dimensão) do problema aumenta a dificuldade pois, as possíveis soluções aumentam exponencialmente. Adicionalmente a isto, existem três fatores que tornam ainda maior a complexidade do problema: (i) existência de diversas soluções factíveis, caracterizando uma região de solução não convexa que apresenta vários mínimos locais, que levam a soluções indesejáveis e dificultam a obtenção de uma solução mínima global; (ii) variáveis discretas, que não só dificultam a possibilidade de obtenção de solução como também a utilização de várias ferramentas clássicas de otimização; (iii) esforço computacional muito elevado, devido à explosão combinatória referente às alternativas (Silva Junior *et al.*, 2008).

Devido a essas características do problema de alocação ótima de capacitores em SDEE, os algoritmos propostos para resolução devem conciliar a obtenção de boas soluções com tempos aceitáveis de processamento para obtenção dessas soluções. Assim, métodos que aplicam inteligência computacional, técnicas heurísticas e metaheurísticas como as que se baseiam em evoluções populacionais ganharam destaque na literatura justamente devido à sua capacidade de apresentar soluções de boa qualidade, próximas da otimalidade, com um esforço computacional reduzido, em comparação aos métodos clássicos de otimização.

1.2 MOTIVAÇÕES

Conforme já discutido, tanto a manutenção dos níveis de tensão, como a limitação do desequilíbrio nos SDEE, tem impactos significativos na operação destes sistemas e sua adequação a níveis aceitáveis pode refletir em ganhos técnicos e econômicos. Portanto, estes são alguns dos critérios essenciais que o engenheiro de planejamento de SDEE deve levar em consideração para alcançar uma operação segura e confiável destes sistemas.

A alocação de bancos de capacitores (BCs) nas redes de distribuição tem sido uma das ações mais recorrente aplicada pelas concessionárias de energia elétrica para otimização da operação dessas redes, especialmente no sentido de melhorar a qualidade do serviço prestado, cumprindo os requisitos impostos pelas agências reguladoras e promovendo ganhos econômicos através da redução das perdas técnicas de energia.

Em resumo, o problema da alocação ótima dos BCs está relacionado principalmente com a quantidade de bancos a serem alocados, os locais de instalação desses bancos, a potência nominal de cada banco, e ainda, o tipo de banco a ser instalado (fixo e/ou automático). Além disso, é de interesse das concessionárias que os benefícios da instalação destes equipamentos sejam maximizados com o menor custo de investimento, tornando a minimização dos custos um dos objetivos da alocação ótima dos capacitores.

A partir dessas constatações, houve a motivação para este trabalho, buscando melhorias na solução do problema de alocação ótima de bancos de capacitores. Inicialmente desenvolveu-se uma revisão bibliográfica de temas relacionados ao problema, que será apresentada a seguir, que foi a base de aprendizado deste trabalho. E posteriormente o objetivo específico deste trabalho será apresentado.

1.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção apresenta-se uma revisão bibliográfica acerca de trabalhos que tratam de metodologias para redução de custos da operação (considerando redução das perdas técnicas de energia), redução de custos de investimentos, manutenção dos níveis de tensão e ainda da limitação do desequilíbrio de tensão. São apresentados também os aspectos relacionados à modelagem das redes de distribuição e às técnicas abordadas para alocação otimizada de equipamentos de modo a se obter tal objetivo, desde técnicas clássicas a técnicas metaheurísticas.

Diversos trabalhos na literatura, especialmente os mais antigos, devido às limitações dos recursos computacionais à época, utilizavam uma representação monofásica equivalente equilibrada ou então uma representação através de componentes de sequência dos SDEE para diversos estudos elétricos, inclusive de otimização. Entretanto, tais representações podem acometer erros graves na síntese e análise de redes de distribuição, devido à sua natureza desequilibrada. Portanto, uma representação dos SDEE através de uma formulação trifásica é capaz de expressar o comportamento dessas redes de forma mais confiável, precisa, detalhada e fidedigna tornando os resultados mais próximos da realidade.

Em relação às técnicas de otimização abordadas na literatura para resolução do problema de alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição, estas se dividem principalmente em três categorias: técnicas de otimização clássica; técnicas heurísticas; técnicas metaheurísticas, muitas vezes chamada também de computação evolutiva (ou algoritmos evolutivos).

As técnicas de otimização clássica são aquelas que consistem em meios exatos de obtenção da melhor solução do problema de otimização atendendo a todas as restrições impostas. A principal vantagem da utilização dessas técnicas é a obtenção de uma solução ótima global. Entretanto, para a utilização desta técnica, é comumente necessário um tempo computacional excessivo, que para várias aplicações em SDEE, especialmente aqueles de grande porte, pode se tornar proibitivo.

As técnicas heurísticas referem-se a métodos de busca de soluções em que não existe qualquer garantia de que a solução obtida seja a ótima. Desta forma, pode-se definir uma heurística como sendo uma técnica de solução com baixo esforço computacional que possui capacidade de resolução de problemas de otimização de natureza altamente combinatória e possui fácil implementação quando comparadas às técnicas de otimização clássica. A motivação do emprego de heurísticas sempre foi na direção de apresentar, no menor tempo possível, soluções mais próximas possíveis da solução ótima do problema em análise. Entretanto, grande parte delas são desenvolvidas de forma muito particular. Ou seja, não são tão eficientes e até mesmo aplicáveis na resolução de uma classe mais ampla de problemas (MENDONÇA, 2016).

Já as técnicas metaheurísticas são mais robustas e eficientes em relação às técnicas heurísticas, isso porque as metaheurísticas são capazes de lidar com maior generalidade em relação aos problemas de otimização, enquanto as técnicas heurísticas são implementadas

para problemas mais específicos, sem muita generalização para resolução do problema, o que restringe sua aplicação. De acordo com Blum e Roli (2003) as metaheurísticas são um conjunto de algoritmos aproximados, geralmente não determinísticos que têm por objetivo obter soluções próximas ao ótimo global, explorando o espaço de busca de soluções através de uma busca parcialmente guiada e parcialmente aleatória. Embora sua maior desvantagem seja justamente a não garantia de obtenção de soluções ótimas, suas características permitem uma maior flexibilidade de aplicações. Algumas das técnicas metaheurísticas aplicadas em problemas de otimização relacionados aos SDEE são: Algoritmo Genético (AG), Bat Algorithm, Busca Tabu, Colônia de Formigas, Particle Swarm Optimization (PSO), Simulated Annealing, Monkey Search entre outros (DUQUE, 2013). Assim como as técnicas heurísticas, as metaheurísticas são capazes de obter boas soluções em períodos de tempo mais aceitáveis.

A seguir são apresentados alguns trabalhos que utilizam algumas das técnicas citadas anteriormente para resolução do problema de alocação ótima de capacitores em SDEE com diferentes objetivos e restrições impostas.

Em Silva Junior *et al.* (2008) foi apresentada uma metodologia heurística para alocação de bancos em sistemas de distribuição utilizando uma função sigmoïdal para modelar a inserção ou não desses bancos, uma vez que essa função possui um comportamento similar à função degrau unitária que modela os bancos fixos automáticos (assumindo valores unitários e nulos para banco conectado ou não, respectivamente). A função sigmoïdal é incorporada na equação de balanço de potência reativa do fluxo de potência ótimo que é solucionado pela técnica primal-dual de pontos interiores. A formulação do problema consiste em minimizar custo de perdas ativas e custo de alocação dos bancos, com redução do espaço de busca através de um fator de sensibilidade constituído de três parcelas: (i) barras que afetam em maior escala a redução de perdas; (ii) barras com maior carregamento; (iii) barras com menor tensão que necessitam de suporte reativo. O índice de sensibilidade é calculado através de uma expressão em função dos valores dos multiplicadores de Lagrange associados às equações de balanço de potência reativa, dos valores de carga reativa e do nível de tensão em cada barra. Assim, seleciona-se um conjunto de barras com maior sensibilidade e suas vizinhas. A metodologia foi aplicada em sistemas equilibrados de 14 e 70 barras, com carga média e comparada a um algoritmo genético, apresentando resultados satisfatórios de baixo esforço computacional.

Em Haffner *et al* (2009) é proposto um modelo de otimização linear inteiro misto em que o objetivo é minimizar as violações dos limites de tensão, através da alocação e

realocação de BCs fixos e automáticos e pela determinação do tape ótimo de operação dos transformadores de distribuição. O modelo é constituído de uma função objetivo linear, restrições lineares e variáveis contínuas cuja solução é dada por técnicas de otimização clássica. A formulação matemática do problema leva em consideração os custos totais de investimento (custos de aquisição dos capacitores, custos de remoção dos existentes e custos de instalação) e custos de operação, mas não busca atuar na redução das perdas em energia. O trabalho considerou cenários de carga fixa e com variação horária.

O trabalho de Carpinelli *et al* (2012) apresenta um modelo de otimização probabilística para resolução do problema de alocação de capacitores em sistemas elétricos de distribuição desequilibrados em que se leva em consideração as incertezas da demanda. Para reduzir o esforço computacional, este artigo propõe uma nova abordagem probabilística de objetivo único baseada no uso de um algoritmo microgenético associado a um fluxo de potência trifásico probabilístico com formulação em coordenadas polares. Duas funções objetivo foram implementadas, sendo a primeira para minimização do desvio de tensão e a segunda para minimização dos custos totais (perdas e investimento). Duas técnicas diferentes, uma baseada na forma linearizada das restrições de igualdade do modelo de otimização probabilística e outra baseada no método de estimativa pontual, foram testadas e comparadas. As abordagens propostas foram testadas no sistema de distribuição desbalanceado IEEE 34 para demonstrar a eficácia dos procedimentos na geração de esforços computacionais reduzidos e aumento da acurácia dos resultados.

Em Araujo *et al* (2013) os capacitores são utilizados para mitigação do desequilíbrio de tensão em redes de distribuição considerando valores contínuos de potência reativa. A metodologia abordada no trabalho utiliza uma formulação de fluxo de potência ótimo trifásico, baseada no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares em conjunto com método primal-dual de pontos interiores, de modo que é possível considerar e mitigar o desequilíbrio das redes. A metodologia é capaz de determinar não somente a quantidade de injeção de potência reativa, como também de injeção de potência ativa com objetivo de mitigar o desequilíbrio de tensão nos SDEE.

O trabalho de Naik, Kathod, Sharma (2013) considera a alocação ótima de geração distribuída (GD) e de capacitores, considerando a condição de que as GDs também podem fornecer potência reativa além de potência ativa. O objetivo é a minimização das perdas de potência ativa além de satisfazer as restrições operacionais dos sistemas. Uma técnica de análise de sensibilidade foi utilizada para identificar as localizações ótimas candidatas para

instalação de GD e capacitores. O método de varredura Backward-Forward é utilizado para obtenção das magnitudes de tensão e ângulos de fase, bem como o fluxo nas linhas e as perdas. Para validar a adequação do método proposto, este foi aplicado a sistemas testes de distribuição de 12 barras e o sistema IEEE de 33 barras. Os resultados de simulações obtidos e a comparação dos diferentes casos testados revelam que a alocação da combinação de GD e capacitores resulta em uma redução significativa de perdas com bom perfil de tensão e também liberação no carregamento de linha nos SDEE.

Taher e Bagherpour (2013) realizaram uma tentativa de obter a alocação ótima de bancos de capacitores usando um algoritmo de otimização híbrido de colônia de abelhas (HHBC) com o objetivo de minimizar as perdas e desequilíbrios dos sistemas de energia e maximizar a economia líquida resultante, mantendo a tensão e a distorção harmônica total (THD) dos barramentos em uma faixa aceitável de acordo com os padrões IEEE. Para incluir a presença de harmônicos, o método foi integrado a um algoritmo de fluxo de potência harmônico trifásico. Tendo definido uma função de aptidão especial, os efeitos dos desequilíbrios e harmônicos dos sistemas de potência foram levados em consideração. O método proposto foi testado em dois sistemas de teste de distribuição radial distorcidos e não balanceados (IEEE 25 e IEEE 37 modificado) com e sem a presença de geração distribuída (GD). Os resultados da simulação foram comparados com aqueles do algoritmo padrão de colônia de abelhas artificiais (ABC) e outras técnicas de inteligência artificial como algoritmo genético (GA), otimização de enxame de partículas (PSO) e algoritmo competitivo imperialista (ICA). Esses resultados sugerem que a metodologia proposta oferece precisão numérica, robustez e eficiência aceitáveis e indicam que a abordagem proposta pode superar outras técnicas de inteligência artificial.

Esmaeilian e Fadaeinedjad (2013) propõem um algoritmo para reduzir as perdas de potência e melhorar o desempenho do sistema aplicando simultaneamente a reconfiguração da rede e a colocação de capacitores usando um Algoritmo Genético Fuzzy (FGA). A função multi-objetivo difusa compreende o custo anual global da perda da rede e dos capacitores shunt, distorção harmônica total de tensão (THDV), perfil de tensão e fator de desequilíbrio de tensão nas barras da rede. O fluxo de potência harmônico trifásico Backward/Forward é utilizado neste artigo para obter os termos da função objetivo. Os cálculos são divididos em frequência fundamental e depois em outras ordens harmônicas. Um sistema de distribuição radial de 33 barras desbalanceado é estudado em vários casos para demonstrar a eficácia do

algoritmo proposto. Os resultados obtidos mostram a melhoria das condições operacionais do sistema em comparação com a situação do sistema antes do estudo.

No trabalho de Murty e Kumar (2014) é apresentada uma metodologia para alocação otimizada de bancos de capacitores usando o método Index Vector em sistemas de distribuição desequilibrados com uma abordagem sob diferentes condições de carga e de desequilíbrios, de modo a avaliar seus impactos na determinação do dimensionamento e posicionamento ótimos dos capacitores. Para a resolução do fluxo de potência trifásico foi utilizado o método Backward-Forward e um modelo de carga ZIP foi adotado para as simulações. O objetivo principal do trabalho é manter as tensões e desequilíbrios de tensão em níveis aceitáveis de acordo com as normas do IEEE.

Duque *et al* (2015) apresentaram uma metodologia para alocação ótima de capacitores fixos em SDEE através do algoritmo Monkey Search, o qual é baseado no comportamento de macacos em busca por comida em uma floresta. A função objetivo considera os custos com perdas e custos de investimento em capacitores. Para resolução do fluxo de potência é utilizada uma implementação do fluxo de carga baseado no processo iterativo de Newton-Raphson, não sendo adotada uma modelagem trifásica para os SDEE. Para testar o método proposto, os autores utilizaram dados de sistemas com 15 barras, 33 barras, 69 barras e 85 barras. Os autores concluem que o algoritmo é robusto e eficiente para os sistemas testados, apresentando bom desempenho computacional.

Em Beneteli *et al* (2016) é proposto um método para redução do índice de desequilíbrio de correntes na conexão terminal de máquinas elétricas em SDEE. O método é baseado no fluxo de potência trifásico por injeção de correntes acoplado ao software lingo® para execução da otimização. A limitação do desequilíbrio é feita através da compensação reativa realizada pela inserção de bancos de capacitores nas barras terminais das máquinas em que o método proposto é capaz de indicar em quais fases os capacitores devem ser instalados e suas respectivas potências.

Em Muthukumar e Jayalalitha (2016) é apresentada uma metodologia de alocação ótima de GDs e BCs visando minimização de perdas e melhoria dos perfis de tensão. Um algoritmo híbrido foi proposto, utilizando os algoritmos HSA (*Harmony Search Algorithm*) e PABC (*Particle Artificial Bee Colony*). Um fator de sensibilidade de perdas é utilizado na determinação das barras candidatas à alocação dos equipamentos e, então, o algoritmo híbrido é utilizado para efetuar a instalação e dimensionamento de GDs e BCs. O fluxo de carga

utilizado é o método de varredura Backward-Foward. Os sistemas de 33 barras e 119 barras foram utilizados para testes e os resultados então comparados com outras técnicas existentes na literatura. Os resultados demonstraram que a metodologia proposta encontra soluções mais atrativas.

O trabalho de Abou El-Ela *et al* (2016) apresenta uma metodologia para alocação ótima de BCs em duas etapas. A primeira etapa se destina a realizar uma análise de sensibilidade de perdas buscando definir barras candidatas para instalação dos equipamentos. A segunda etapa se destina à alocação e dimensionamento ótimos dos capacitores através do algoritmo de otimização de colônia de formigas visando minimização das perdas em energia e dos custos de investimento em capacitores, respeitando as restrições do problema. A metodologia do trabalho considera o uso de capacitores fixos e chaveados e utiliza o fluxo de carga baseado no método iterativo de varredura Backward-Foward. As simulações foram realizadas usando sistemas testes de 34 barras e 85 barras, além de um sistema real localizado no Egito. Os resultados numéricos mostram a capacidade do procedimento proposto em encontrar a solução ótima para economia significativa no custo total, segundo os autores com mais precisão e eficiência, competitiva em comparação com outros métodos da literatura.

Em Abdelaziz, Ali, Elazim (2016) é apresentado um método para alocação ótima de capacitores utilizando fatores de sensibilidade de perdas buscando selecionar barras candidatas à instalação dos equipamentos. O algoritmo de otimização utilizado neste trabalho é o FPA (*Flower Pollination Algorithm*) que visa determinar a alocação e dimensionamento dos capacitores. O FPA apresenta como principal vantagem sua implementação mais simples que necessita do ajuste de apenas um parâmetro principal. O algoritmo para solução do problema do fluxo de carga nos sistemas de distribuição testados foi o algoritmo de varredura. A função objetivo do problema visa redução dos custos totais e maximização da economia líquida. O algoritmo proposto foi testado em três sistemas de distribuição radiais: 10 barras, 33 barras e 69 barras. Os resultados apresentados atestaram a eficácia do método, sendo comparados com a solução de outros métodos, mostrando-se melhores para minimização dos custos.

Em Bagher, Noroozian, Gholinezhad (2017) uma abordagem com base em uma análise de sensibilidade de perdas é proposta para definir o dimensionamento e alocação ótimos de capacitores em redes de distribuição. Um método baseado no índice de perda de potência sequencial é utilizado para identificar inicialmente barras potenciais para alocação de capacitores. Desta forma é possível reduzir o espaço de busca durante o processo de

otimização na busca de uma boa solução. O algoritmo de otimização de enxame de partículas (PSO) toma a decisão final para o tamanho e localização ideais dos capacitores. O fluxo de potência é solucionado por uma metodologia que não utiliza a modelagem trifásica dos sistemas de distribuição, apenas por um modelo equivalente. Para avaliar a eficiência da abordagem realizada, ela é testada em diversas redes de distribuição conhecidas (15-barras, 33- barras, 34- barras, 69- barras, 85- barras, 94- barras e 118-barras).

Em Araujo, *et al* (2018) é apresentada uma metodologia que une uma técnica clássica e uma meta-heurística para resolução do problema de alocação de capacitores. Num primeiro momento onde se busca determinar a demanda de compensação reativa para que os SDEE operem adequadamente respeitando as restrições operacionais é utilizado o fluxo de potência ótimo multifásico (FPOM) através do método primal-dual de pontos interiores. Num segundo momento, busca-se a alocação dos bancos de capacitores e seu dimensionamento, sendo esta etapa do problema resolvido através de um AG. A formulação é baseada no fluxo de potência a N condutores, uma formulação multifásica baseada no método de injeção de correntes em coordenadas retangulares.

Ivanov, Grigoras, Gavrilas (2019) apresentam um estudo comparativo de algoritmos metaheurísticos para resolução do problema de alocação ótima de capacitores com objetivo de atingir mínimas perdas em redes de distribuição de média tensão. No estudo os algoritmos AG e PSO são comparados com metaheurísticas mais recentes, os denominados Algoritmo de Otimização de Morcegos (BOA, do inglês *Bat Optimization Algorithm*), Algoritmo de Otimização de Baleias (WOA, do inglês *Whale Optimization Algorithm*) e Algoritmo de Cachalote (SWA, do inglês *Sperm-Whale Algorithm*). O fluxo de potência é resolvido pelo método de Newton-Raphson, permitindo a obtenção dos valores de perdas. Todos os algoritmos foram testados nos sistemas IEEE 33 barras e em um sistema de distribuição real da Romênia de 125 Barras. Durante o estudo de caso, os algoritmos usam a mesma população inicial e função de aptidão. Os resultados são apresentados em relação às perdas em energia ativa e níveis de tensão dos barramentos, para os quais os melhores resultados são obtidos com o SWA em relação a todos os outros métodos de otimização testados.

Kola,Sampangi, Thangavelu (2020) apresentam duas novas e robustas técnicas de otimização implementadas para resolver o problema de alocação ótima de capacitores. São estas técnicas o Algoritmo do Ciclo da Água (WCA, do inglês *Water Cycle Algorithm*) e o Otimizador do Lobo Cinzento (GWO, do inglês *Grey Wolf Optimizer*). Duas funções objetivo são consideradas para o estudo de simulação de GWO e WCA, sendo a primeira função

objetivo a minimização das perdas, enquanto a segunda função objetivo é maximizar a economia anual líquida dos sistemas ou minimizar o custo anual dos sistemas, sujeito a certas restrições operacionais, onde o custo do capacitor é considerado juntamente com a função objetivo. As técnicas GWO e WCA são testadas em redes de distribuição radiais indianas de 28 barras, 47 barras e 52 barras e padrão de 33 barras, 69 barras e 85 barras com níveis de carga uniformemente variados. O método de solução do fluxo de carga utilizado não aborda uma modelagem trifásica para os SDEE. Os resultados de simulação obtidos por WCA e GWO são comparados com outras técnicas de otimização e são considerados melhores pelos autores.

Shaheen e El-Sehiemy (2021) propõem um Algoritmo do Lobo Cinzento Aprimorado (EGWA) para alocação das unidades de geração distribuída (GDs) que é coordenado com os bancos de capacitores (BCs) e os reguladores de tensão (RTs) para atingir o objetivo que busca minimizar custos de investimento e maximizar os benefícios resultantes da redução de perdas de energia. As variações de carga são incorporadas. O EGWA proposto é empregado para resolver o problema de alocação ótima para dois sistemas de distribuição egípcios. O fluxo de carga é empregado usando o algoritmo Backward/Forward Sweep. Os resultados da simulação declaram a capacidade EGWA proposta para resolver a alocação coordenada de BCs, GDs e RTs. Com o método proposto foi possível alcançar grande redução de perdas, alta melhoria no nível de tensão mínima e aumento da capacidade de carga. Além disso, uma análise comparativa é executada para a aplicação do EGWA proposto com diferentes técnicas de otimização, com o método proposto mostrando melhor desempenho sobre os demais na literatura.

Através da revisão bibliográfica percebe-se que a grande maioria dos trabalhos presentes na literatura são trabalhos em que a função objetivo não considera também a mitigação do desequilíbrio de tensão em sua formulação matemática, além do que já é comumente considerado, como minimização de perdas, minimização dos custos de investimento e melhoria nos níveis de tensão. Além disso, é essencial o uso de ferramentas robustas e eficientes que permitam a representação trifásica desequilibrada dos SDEE para resolução do fluxo de potência, garantindo que a qualidade e precisão dos resultados obtidos não sejam comprometidos e fiquem fora da realidade dos sistemas de distribuição. Assim, entende-se que há espaço para desenvolvimento de outras metodologias que possam ser úteis para a solução do problema, pois não há definição de uma técnica ótima para todos os casos. Considerando estes aspectos é que surge a proposta desta dissertação.

1.4 OBJETIVOS DO TRABALHO

Um dos objetivos principais deste trabalho é o desenvolvimento de uma ferramenta de otimização baseada em um algoritmo genético (AG), para realizar a alocação otimizada de bancos de capacitores fixos monofásicos em que se pretende alcançar minimização das perdas de energia (o que maximiza a economia na operação em relação a perdas), com mínimo custo de investimento, respeitando restrições operacionais e mitigação do desequilíbrio de tensão, indicando uma solução que contemple a quantidade de bancos a serem instalados, a capacidade em potência reativa desses bancos e os locais de instalação.

O segundo objetivo principal é o desenvolvimento de um método que limite o espaço de busca e que ainda permita a obtenção de boas soluções. Isso é importante pois quando técnicas heurísticas são aplicadas em sistemas de grande porte, geralmente elas não apresentam resultados semelhantes em todas as execuções e demanda um excessivo tempo computacional, testando soluções que pouca sensibilidade na função objetivo.

O método será capaz de lidar com as particularidades dos SDEE (natureza trifásica e desequilibrada) e também considera a discretização das potências nominais para dimensionamento dos bancos de capacitores como variáveis inteiras no processo de otimização. A utilização de variáveis inteiras para representar a discretização das potências dos capacitores é essencial devido aos valores comercialmente usuais para dimensionamento destes equipamentos. A questão da variação diária do carregamento também é considerada no método proposto.

Para alcançar os objetivos serão realizados dois procedimentos para melhorar o desempenho do AG, sendo estes: (i) um procedimento para limitação do espaço de busca através da determinação de uma faixa permissível para injeção de reativo nos SDEE; e (ii) um procedimento realizado para verificar a sensibilidade dos nós em relação à função objetivo para com isso criar uma população inicial de melhor qualidade. Adianta-se que isso levou a uma considerável redução no tempo computacional para obtenção de soluções ainda melhores que aquelas obtidas pelo mesmo método sem a análise de sensibilidade.

1.5 PUBLICAÇÕES DECORRENTES DO TRABALHO

O presente trabalho resultou nas seguintes publicações:

- “Alocação ótima de geradores distribuídos para redução de perdas em sistemas elétricos de distribuição considerando incertezas da demanda.”. XXIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA), 2020.

- “Metodologia para alocação ótima de capacitores em sistemas de distribuição considerando restrições de tensão, mitigação do desequilíbrio e minimização de perdas”. XV Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente - SBAI, 2021.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho é composto por cinco capítulos sendo estes descritos a seguir.

No Capítulo 1 foi realizada uma breve introdução ao tema, bem como uma revisão bibliográfica e apresentou-se os objetivos do trabalho.

No Capítulo 2 estão apresentados os conceitos básicos relacionados ao problema de otimização proposto, bem como uma explanação sobre as ferramentas utilizadas neste trabalho.

No Capítulo 3 é mostrada a formulação matemática do problema a ser resolvido e também é explorada a implementação computacional do método, com a estrutura do AG utilizado para a resolução do problema.

No capítulo 5 são apresentados os resultados para as simulações realizadas considerando alguns sistemas teste. Também são apresentadas discussões relativas aos casos mostrados.

Por fim, no Capítulo 6 são apresentadas as conclusões e sugestões para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÕES TEÓRICAS

Esse capítulo tem como objetivo apresentar considerações sobre as ferramentas computacionais e teorias utilizadas no desenvolvimento deste trabalho. Serão abordados aspectos relacionados às perdas de energia elétrica e aspectos de qualidade de energia elétrica (QEE) em redes de distribuição e seus impactos técnicos e econômicos. Além disso serão apresentadas também informações acerca das ferramentas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho, sendo estas o OpenDSS e o AG, e como essas ferramentas foram acopladas no método desenvolvido.

2.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE PERDAS E QUALIDADE DE ENERGIA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1.1 PERDAS DE ENERGIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

A energia elétrica produzida nas centrais de geração é transferida aos diversos consumidores finais através de meios físicos formados por transformadores de potência, linhas de transmissão e alimentadores de distribuição, onde uma parcela dessa energia é perdida ao longo de todo o caminho percorrido.

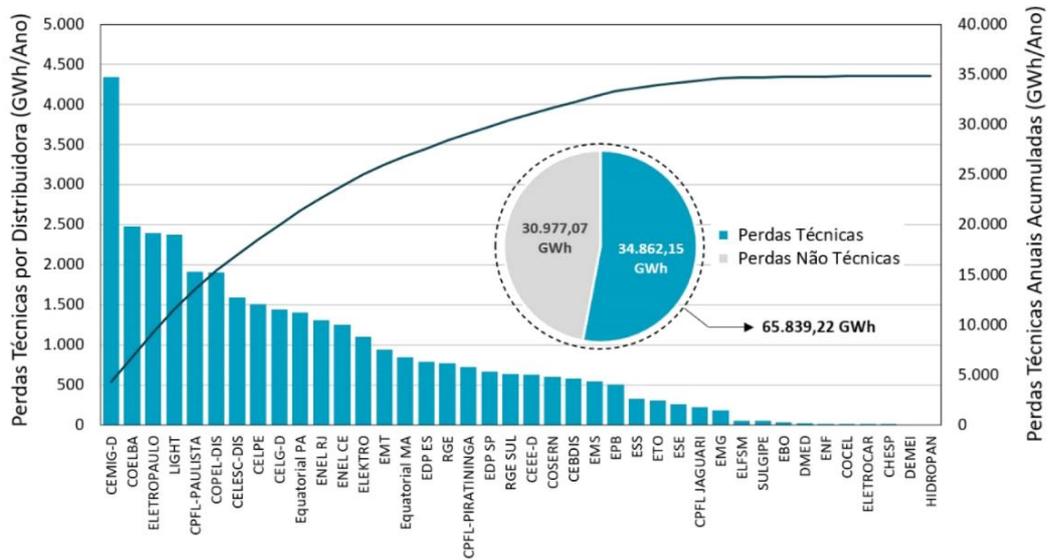
De acordo com ANEEL, as perdas na distribuição podem ser definidas como a diferença entre a energia elétrica adquirida pela distribuidora e a faturada aos seus consumidores. Essas perdas podem acontecer por motivos técnicos e/ou não-técnicos. As perdas técnicas são aquelas inerentes à atividade de distribuição da energia elétrica, pois parte da energia é dissipada no processo de transporte, transformação e medição em decorrência das leis da física (efeito joule). Essas perdas, portanto, estão associadas às características de carregamento das redes de distribuição. Já as perdas não-técnicas são apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, tendo origem principalmente nos furtos (ligações clandestinas), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), erros de leitura, medição e faturamento.

Perdas de energia nos SDEE representam um custo considerável para as concessionárias de energia elétrica, sendo sua quantificação e redução de notório interesse para engenheiros e pesquisadores. A ANEEL indica que a estimação de perdas de energia através de uma metodologia regulatória, aplicável a todas as concessionárias, possibilita a criação de um mecanismo de incentivo às empresas para o gerenciamento dos sistemas de distribuição visando controle do nível das perdas.

Haja vista que as perdas técnicas representam uma quantia de energia atrelada aos ativos das concessionárias, o que corresponde a seus equipamentos que formam os sistemas de transmissão e distribuição, tem-se que o custo da energia perdida deve ser repassado aos diversos consumidores através dos processos de revisão e ajustes tarifários, uma vez que, os ativos compõem a base para o cálculo da tarifa. Para esse propósito, faz-se necessária a definição de critérios e parâmetros específicos que possibilitem o cálculo ou a medição adequada das perdas nas redes elétricas. Dessa forma, em termos de regulamentação no caso brasileiro, as disposições normativas relativas ao cálculo de perdas na distribuição, especificamente, encontram-se descritas no Módulo 7 do PRODIST (LADEE/UFU/EPRI, 2022).

De modo a ilustrar a importância dos processos de cálculo das perdas técnicas na distribuição, a Figura 1 ilustra a estratificação das perdas técnicas por distribuidora de energia elétrica, em termos dos montantes anuais de energia perdida (LADEE/UFU/EPRI, 2022).

Figura 1 – Estratificação das perdas técnicas anuais por distribuidora.

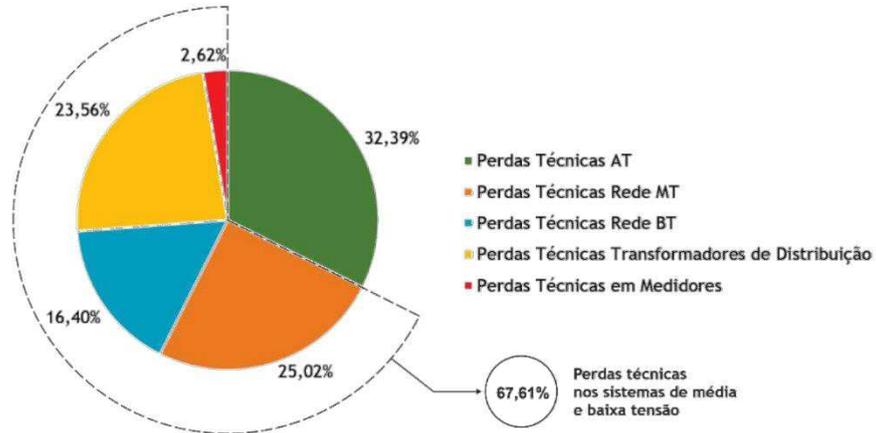


Fonte: Contribuições técnicas para a tomada de subsídios 013/2022 (LADEE/UFU/EPRI); Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL.

A Figura 1 mostra que as perdas totais no processo de distribuição de energia elétrica são da ordem de 65.839,22 GWh/Ano. Esse montante tem a mesma magnitude de toda a energia gerada pela Usina Hidrelétrica de Itaipu no ano de 2021. Desse montante de perdas totais, as perdas técnicas na distribuição totalizam 34.862,15 GWh/Ano (53% do total) (LADEE/UFU; EPRI, 2022).

A Figura 2, por sua vez, mostra a estratificação das perdas técnicas da distribuição, das quais 67,61% refletem as perdas técnicas nos sistemas de média e baixa tensão das distribuidoras.

Figura 2 - Estratificação das perdas técnicas da distribuição.



Fonte: Contribuições técnicas para a tomada de subsídios 013/2022 (LADEE/UFU/EPRI);
Nota Técnica nº 0047/2022-SRD/ANEEL.

Tendo em vista a importância do cálculo das perdas nos sistemas de distribuição, e sabendo que estas são vistas como uma perda significativa de faturamento das empresas de distribuição, e sua influência na tarifação da energia elétrica, vem aumentando cada vez mais a necessidade de ferramentas computacionais acuradas que contribuam para a obtenção de perdas mínimas nos SDEE. Em 2014 a ANEEL passou a recomendar o uso do software OpenDSS para realização do cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição.

2.1.2 VARIAÇÕES DE TENSÃO EM REGIME PERMANENTE

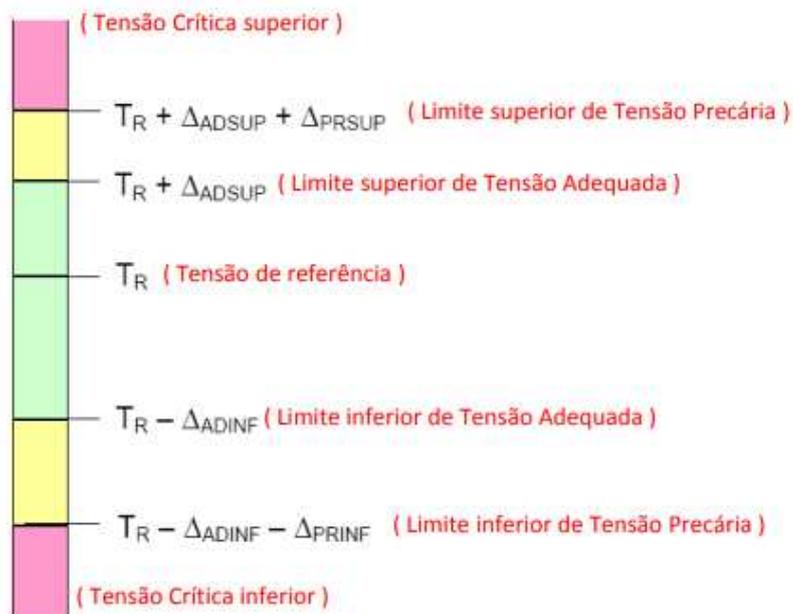
Com relação aos aspectos de qualidade da energia elétrica (QEE), nesse trabalho são avaliados principalmente o perfil das tensões nodais e o grau de desequilíbrio de tensão nas redes de distribuição.

A ANEEL estabelece que a conformidade de tensão em regime permanente refere-se à comparação do valor de tensão obtido por medição apropriada, no ponto de conexão, em relação aos níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos. E ainda, a tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição, devendo a empresa distribuidora dotar-se de recursos e técnicas atuais para tal acompanhamento, atuando de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se

mantenha dentro dos padrões adequados estabelecidos. Os valores de tensão obtidos por medições devem ser comparados à tensão de referência, que deve ser a nominal ou a contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão (o valor usual de tensão normalmente adotado como referência é de 1 p.u.). Para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão medida em relação à de referência. Os valores nominais de tensão devem ser fixados em função do planejamento do sistema de distribuição, de modo que haja compatibilidade com os níveis de tensão do projeto dos equipamentos elétricos de uso final (PRODIST, ANEEL, 2021).

Um perfil de tensão adequado se traduz em benefícios para as empresas distribuidoras e também para os consumidores, já que dessa forma é possível obter redução nas perdas técnicas e ainda melhorar a satisfação dos consumidores com relação à qualidade do serviço prestado. Além disso, a adequação dos perfis de tensão evita que as empresas de distribuição paguem multas por violações dos limites e compensações financeiras aos consumidores no caso de serviço inadequado (danificação de equipamentos) (RESENER, 2016; HAFFNER, 2009).

Figura 3 - Faixa de variação da tensão de atendimento em relação à tensão de referência para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV (Módulo 8 do PRODIST, seção 8.1)



Fonte: PRODIST, ANEEL (2021).

Sendo:

TR: Tensão de Referência;

Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre $(TR - \Delta ADINF)$ e $(TR + \Delta ADSUP)$;

Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre $(TR + \Delta ADSUP)$ e $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$ ou intervalo entre $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$ e $(TR - \Delta ADINF)$; e

Faixas Críticas de Tensão: valores acima de $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$ ou abaixo de $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$.

Classificação da Tensão de Atendimento	Faixa de variação da Tensão de Leitura (T_L) em relação à Tensão Contratada (T_{Co})
Adequada	$0,93 \times T_{Co} \leq T_L \leq 1,05 \times T_{Co}$
Precária	$0,90 \times T_{Co} \leq T_L \leq 0,93 \times T_{Co}$
Crítica	$T_L < 0,90$ ou $T_L > 1,05$

Tabela 1 - Pontos de entrega em Tensão superior a 1 kV e inferior a 69 kV.

Fonte: PRODIST, ANEEL (2021).

2.1.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO NOS SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

Dentre os problemas relacionados à qualidade do fornecimento da energia elétrica, tem-se também o desequilíbrio de tensão, que impacta diretamente na confiabilidade e na vida útil dos equipamentos (IEEE Red Book, 1987). A limitação deste tipo de desequilíbrio é de grande interesse, principalmente em estudos voltados para os SDEE, que são intrinsecamente sistemas elétricos desequilibrados.

O desequilíbrio de tensão é o fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase (a, b e c) de um determinado sistema trifásico, ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema (PRODIST, ANEEL, 2021).

A origem do desequilíbrio de tensão nos SDEE normalmente está associada à configuração das cargas (cargas assimétricas: monofásicas e bifásicas), topologia das redes (alimentadores monofásicos, bifásicos e trifásicos), indutâncias mútuas desequilibradas, carregamento da rede (comportamento aleatório da demanda), comportamento não-linear de equipamentos que integram os sistemas de energia elétrica.

Esse desequilíbrio é altamente danoso para os sistemas elétricos, tendo impacto direto em seu desempenho e eficiência (aumento das perdas). As complicações nos sistemas elétricos decorrentes de uma alimentação trifásica desequilibrada impactam diretamente nos custos operacionais, podendo gerar elevados prejuízos financeiros que podem estar relacionados com: o aumento de perdas; parada de processos de produção; redução na margem de estabilidade dos sistemas; impactos nos sistemas de proteção e controle como problemas de coordenação e atuação indevida dos dispositivos; custos excessivos em manutenção e até mesmo perda de equipamentos, devido à degradação da vida útil.

Cabe ressaltar que é esperado para os próximos anos um aumento expressivo na quantidade de GDs instaladas ao longo dos alimentadores de distribuição, especialmente devido às novas condições de acesso das GDs nestes sistemas. A conexão destes equipamentos às redes pode trazer diversos impactos positivos e negativos ao funcionamento dos sistemas e à qualidade da energia elétrica fornecida. A principal tecnologia de GD inserida nos SDEE são os geradores fotovoltaicos. Com a tendência cada vez maior da penetração desse tipo de geração nas redes de distribuição, especialmente por módulos fotovoltaicos monofásicos, as condições de desequilíbrio nestes sistemas tendem a ser também cada vez maiores, contribuindo para maiores desafios operacionais a serem superados pelos profissionais de sistemas de potência.

A presença de sequência negativa é um indicativo de que há desequilíbrio na rede. Desta forma é possível quantificar o quão o sistema está desequilibrado em relação à sua operação equilibrada (que seria a operação ideal - onde não haveria as condições indesejáveis causadas pelo desequilíbrio de tensão).

O Módulo 8 do PRODIST estabelece um indicador de desequilíbrio de tensão para os SDEE, chamado de fator de desequilíbrio (FD), que deve ser limitado em 2% em redes de média tensão (ANEEL, 2021). O fator de desequilíbrio é um índice que relaciona a componente de sequência negativa da tensão em um nó da rede com sua componente de sequência positiva e é expresso matematicamente pela equação (2.1):

$$FD (\%) = \left(\frac{V_-}{V_+} \right) \times 100 \quad (2.1)$$

Sendo:

FD (%): fator de desequilíbrio de tensão;

V_- : magnitude da tensão eficaz de sequência negativa na frequência fundamental; e

V_+ : magnitude da tensão eficaz de sequência positiva na frequência fundamental.

Tendo em vista os impactos do desequilíbrio de tensão em um sistema elétrico, como sua influência no aumento das perdas, redução da capacidade do sistema e degradação da vida útil de equipamentos, entre outros, este é um importante critério a ser considerado no planejamento dos SD, permitindo a possibilidade de avaliar e definir medidas de mitigação do desequilíbrio de tensão. A eliminação completa do desequilíbrio de tensão em um SD é praticamente impossível e despenderia custos altíssimos para minimizar o FD abaixo do que a legislação permite. Portanto, uma redução do desequilíbrio, já é suficiente para melhorar o desempenho e operação das redes de distribuição.

2.2 O ALGORITMO GENÉTICO

O Algoritmo Genético é um algoritmo metaheurístico baseado na teoria de Charles Darwin da evolução das espécies. Segundo a teoria, na evolução das espécies, somente os indivíduos mais aptos ao meio ambiente sobrevivem e, a estes são dadas a maior probabilidade de se reproduzir e deixar suas características em seus descendentes. Portanto, o AG simula computacionalmente os processos naturais da evolução de modo a conceber uma ferramenta para resolução dos mais diversos problemas de otimização. No AG, cada indivíduo de uma população representa uma possível solução do problema a ser resolvido. Esses indivíduos vão sendo submetidos aos processos que representam a evolução até que, por um determinado critério de parada, não se obtenha indivíduo com características melhores, sendo definido o indivíduo que melhor se adapta à situação do problema estabelecido.

Desde sua criação por John H. Holland, na década de 1970, o interesse na utilização do AG para resolução de problemas mais complexos de otimização vem aumentando cada vez mais (PINHO, 2013). Embora o AG seja uma ferramenta mais generalizada e abstrata que outros métodos de otimização e, não garanta que a solução ótima seja obtida, este é considerado um algoritmo bastante flexível e aplicável a uma ampla variedade de problemas (Asllani e Lari, 2007).

Linden (2006) destaca algumas vantagens dos AG em relação a outras técnicas de otimização, como:

- Os AG não utilizam métodos de buscas totalmente aleatórios;
- Os AG não são afetados por descontinuidades na função ou em suas derivadas. Isto torna os AG adequados para funções com descontinuidades ou para funções em que não se pode calcular suas derivadas;
- Os AG são capazes de lidar com funções discretas e contínuas, podendo inclusive trabalhar com funções mistas;
- Os AG são apropriados para resolver problemas de busca com espaços de busca grandes demais para serem resolvidos por técnicas de otimização tradicionais.

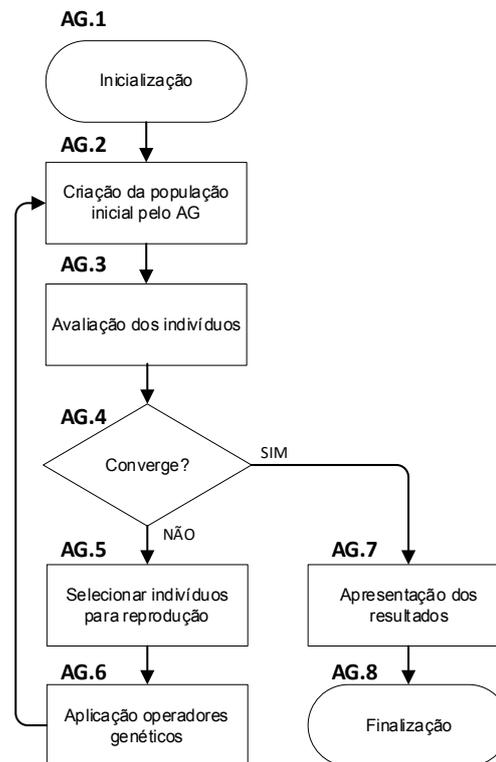
Isto torna o AG uma ferramenta computacional que é capaz de apresentar um desempenho eficaz em diversos problemas de otimização complexos, de natureza altamente combinatória e não-linear. Vale ainda ressaltar o fato de que, pelo AG não ser um método baseado no cálculo de derivadas, isso permite que o processo de busca da solução ideal não se prenda a um ótimo local. Assim, é possível que o espaço de busca de soluções ideais apresente uma maior diversidade e o algoritmo seja capaz de alcançar soluções melhores do que as fornecidas por outros métodos de otimização, como os métodos exatos, por exemplo. Entretanto, como já foi mencionado, o AG é capaz de apresentar uma solução otimizada para os problemas em que é aplicado, não sendo necessariamente essa a solução ótima global do problema, pois devido às próprias características do AG não é possível ter essa garantia.

A principal motivação para o AG ser a ferramenta computacional de otimização a ser utilizada neste trabalho é que o problema abordado apresenta como características: não-linearidades, é não convexo, tem natureza altamente combinatória e apresenta variáveis discretas.

O AG foi implementado em ambiente Matlab® através da *toolbox* própria do software, descrita com detalhes em “Global Optimization Toolbox User’s Guide”, 2015, para solucionar problemas de minimização.

O processo de convergência do AG é apresentado na Figura 4 com as devidas explicações em sequência.

Figura 4 - Fluxograma do AG.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

O passo inicial do AG, representado no fluxograma por **AG.1**, é onde se realiza a leitura dos dados iniciais com as informações necessárias para o processo de otimização. É nesta etapa que se define a estrutura dos cromossomos (ou indivíduos) que representam as possíveis soluções do problema. Os cromossomos são representados, geralmente, por um vetor com várias posições onde cada posição é ocupada por um gene. Cada gene é uma característica desse cromossomo que é uma possível solução, representando as variáveis de otimização. Outro parâmetro do AG definido nesta etapa é o critério de convergência, que pode ser por estagnação da população ou por uma quantidade especificada de gerações.

Em **AG.2** é onde se cria a população inicial de indivíduos, sendo estes os primeiros candidatos para solucionar o problema. Conforme Torabi *et al* (2006), uma boa definição da população inicial, com uma quantidade razoável de indivíduos, pode ajudar a aumentar a eficiência do AG na obtenção de boas soluções. Uma população pequena reduz o espaço de busca por soluções, limitando a criação de uma diversidade maior de indivíduos. Desta forma pode-se ocorrer uma convergência prematura, reduzindo as possibilidades de atingir uma solução otimizada. Já populações muito grandes acarretam em um elevado esforço computacional, demandando muito tempo para se chegar a uma solução, sendo que em alguns

casos esse tempo pode ser proibitivo (Falcone, 2004; Lobo & Goldberg, 2004; Michalewicz, 1996).

Na etapa seguinte, em **AG.3** é realizada a avaliação dos indivíduos que compõe a população inicial. Cada indivíduo ou cromossomo da população é avaliado através de uma função, a função de avaliação, que é obtida através da função objetivo do problema. Esta função atribui um valor ao indivíduo testado, que por sua vez representa a qualidade da solução obtida, estabelecendo uma aptidão dessa solução ao problema proposto. Koza *et al* (2003) define que a função de avaliação da população deve refletir os objetivos a serem alcançados na resolução de um problema e é derivada diretamente das condições impostas por este. Para Barboza (2005), caso o objetivo do problema for a maximização da FOB, a avaliação deve ser diretamente proporcional ao valor da função. Já quando o objetivo do problema for a minimização da FOB a avaliação deve ser inversamente proporcional ao valor da função. Penalizações na função de aptidão são comumente empregadas de modo a indicar ao algoritmo que a solução testada não atende a todas as restrições que são impostas ao problema, devendo essa solução ser descartada do processo.

Em **AG.4** verifica-se se o critério de convergência que foi adotado para o AG. Pela toolbox do Matlab é possível escolher entre quatro possíveis critérios de convergência, sendo estes: número máximo de gerações, definindo a quantidade máxima de iterações do problema a serem realizadas; tempo máximo de execução; definição de um valor limite para função de avaliação; e a estagnação das modificações da população. Mais detalhes são encontrados no manual do usuário “Global Optimization Toolbox User’s Guide” (2015).

Os indivíduos que apresentam as melhores aptidões são aqueles que portam consigo as melhores características. Na etapa **AG.5**, esses indivíduos, chamados de cromossomos pais, são então selecionados para reproduzirem novos indivíduos que recebam suas características, chamados de cromossomos filhos, garantindo assim a evolução dos indivíduos com características melhores a cada nova população gerada. Para Back *et al* (2000), os métodos de seleção são usados para direcionar o processo de seleção para melhores regiões no espaço de busca. Para Hicks (2006), esses métodos são utilizados para selecionar os indivíduos que serão submetidos aos operadores genéticos. Os métodos de seleção que a literatura destaca são: roleta simples ou seleção proporcional, seleção por torneio ou seleção elitista.

Em **AG.6** é realizada a aplicação dos operadores genéticos. De acordo com Goldberg (1989) existem diversos operadores genéticos, porém, dois operadores são comumente

utilizados: cruzamento e mutação. Esses operadores são responsáveis por diversificar a população e por permitir a evolução dos indivíduos, ou seja, gerar novos indivíduos que mantenham as boas características das gerações anteriores e sejam mais aptos ao problema. Em uma operação de cruzamento, uma posição no indivíduo é escolhida aleatoriamente e este é quebrado nesta posição, os fragmentos resultantes são recombinados e dois novos indivíduos são criados. Em outras formas de cruzamento, o indivíduo pode ser quebrado de forma aleatória em mais de uma posição e ser recombinado com outro indivíduo quebrado de forma semelhante (Azadivar e Tompkins, 1999). Já o operador de mutação tem por objetivo introduzir mudanças aleatórias em determinadas características do indivíduo. Esta aplicação é realizada no nível do gene de modo que os novos indivíduos com aplicação do operador de mutação não sejam muito diferentes dos indivíduos pais. Entretanto, com a mutação é possível reintroduzir a diversidade genética à população e auxilia o algoritmo a fugir de pontos de máximos ou mínimos locais (Konak *et al*, 2006).

Caso o critério de convergência do AG seja satisfeito, em **AG.7** são exibidos os resultados e se obtém o indivíduo otimizado com finalização do processo em **AG.8**; em caso contrário, uma nova população é gerada, e o processo se repete até que os critérios de convergência estabelecidos do problema sejam alcançados.

2.3 OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*)

O OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*) é um software bastante difundido na academia e na indústria, sendo utilizado por pesquisadores e engenheiros na realização de simulações para sistemas elétricos de distribuição. O OpenDSS é implementado em duas versões. Sendo a primeira correspondente a um programa executável autônomo e a segunda a um servidor COM (*Component Object Model*) implementado a partir de uma DLL (*Dynamic-link library*). Na versão autônoma existe uma interface do usuário que permite a descrição de circuitos, sua solução e a visualização de resultados. No segundo caso, o OpenDSS pode ser controlado por uma variedade de plataformas de softwares existentes (DUGAN, 2016).

O programa suporta a maioria das análises em regime permanente senoidal (RMS) comumente realizadas para análise e planejamento de sistemas elétricos de distribuição, possuindo uma ampla biblioteca de modelos de equipamentos elétricos dos sistemas de distribuição e excelente capacidade computacional para realização de simulações em redes de média e baixa tensão com seus milhares de nós. Além disso, o OpenDSS é capaz de realizar novos tipos de análises que são necessárias para atender as necessidades futuras relacionadas

as Redes Elétricas Inteligentes (*Smart Grids*). Muitos dos recursos encontrados no programa foram originalmente destinados a dar suporte às necessidades das análises em que há geração distribuída (GD). Outros recursos dão suporte à análise de eficiência energética do transporte de energia e análise harmônica. Por fim, o OpenDSS foi projetado para ser indefinidamente expansível de tal modo que possa ser facilmente modificado para atender as necessidades futuras ou para atender as necessidades específicas dos usuários (DUGAN, 2016).

Os principais modos de solução que o OpenDSS apresenta são:

- Fluxo de potência instantâneo (*SnapShot*)
- Fluxo de potência diário
- Fluxo de potência anual
- Análise harmônica
- Análise dinâmica
- Estudo de curto circuito

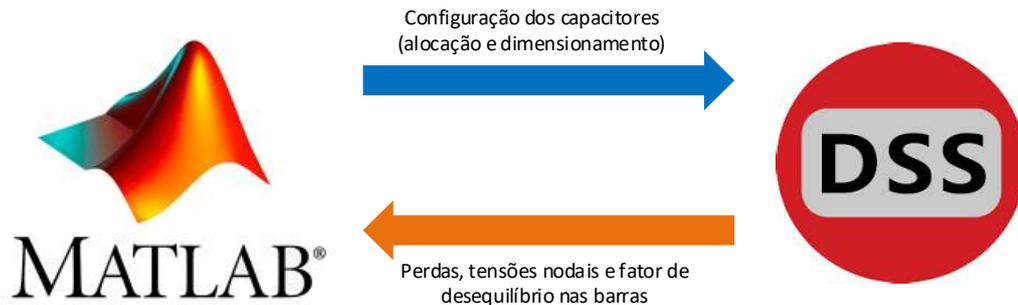
O OpenDSS é uma ferramenta computacional livre e de código aberto com alta capacidade para realização de estudos elétricos em regime permanente senoidal e, no caso deste trabalho, foi especialmente utilizado para a execução do cálculo do fluxo de potência trifásico, permitindo a obtenção de valores de tensões nodais e fator de desequilíbrio nas barras e as perdas técnicas totais nos sistemas.

Esses modos de solução do programa foram adicionados de modo a atender às necessidades de análise dos projetos específicos em que os autores estavam envolvidos. Entretanto, o OpenDSS foi concebido sabendo que os desenvolvedores do programa jamais seriam capazes de prever a gama de necessidades dos usuários. Pensando nisso, a interface COM foi implementada de modo que seja possível aos usuários utilizar os recursos do software para realizar novos tipos de estudos nos SDEE. Através da interface COM o OpenDSS pode ser controlado por programas como *Python*, *MATrix LABORatory* (MATLAB), por ferramentas da MS Office, com destaque para o *Visual Basic for Applications* (VBA), dentre outros programas (DUGAN, 2016).

A utilização da interface COM permite ao usuário desenvolver algoritmos em ambientes externos (neste trabalho é utilizado o Matlab®), como por exemplo, um algoritmo de otimização, que não poderiam ser implementados diretamente no OpenDSS para controlar o programa. É possível utilizar o OpenDSS para obter o comportamento dos sistemas de

distribuição, enquanto os algoritmos de otimização ajustam quaisquer que sejam suas variáveis que se deseja otimizar para cumprir um objetivo definido. Com essa ferramenta então é possível acoplar o AG desenvolvido em Matlab® com o fluxo de potência do OpenDSS, necessários à resolução do problema da alocação ótima de capacitores. A Figura 5 apresenta a troca de informações possibilitada através do acoplamento entre os dois softwares.

Figura 5 - Interface Matlab – OpenDSS.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Portanto, devido à versatilidade e aceitação de mercado do OpenDSS, além da própria ANEEL recomendar seu uso, especialmente no cálculo das perdas técnicas, o programa será utilizado neste trabalho para realização das simulações dos sistemas elétricos de distribuição desequilibrados.

3 FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DO PROBLEMA

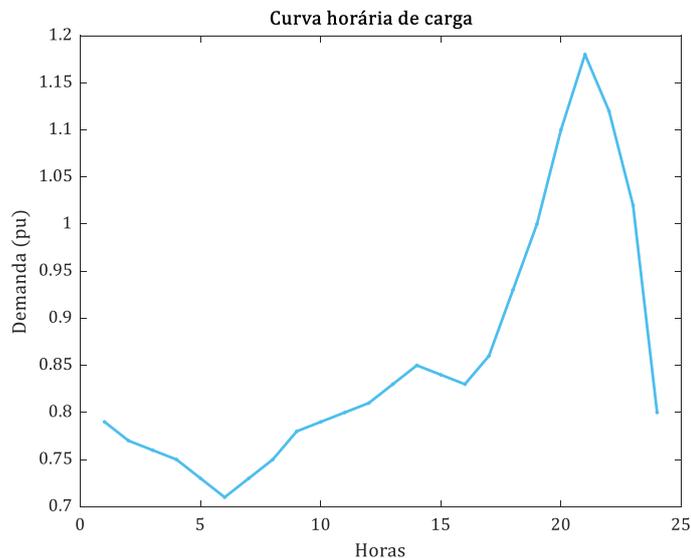
Neste capítulo é apresentado o método proposto juntamente com sua implementação computacional para alocação dos capacitores fixos em SDEE desequilibrados. Apresenta-se o problema e sua formulação matemática para determinar as configurações ideais de alocação e dimensionamento de capacitores.

Também são desenvolvidos dois procedimentos, propostos para melhorar a eficiência do método, sendo uma abordagem para diminuição do espaço de busca de solução e uma estratégia de análise de sensibilidade para diminuir o processamento computacional necessário para a solução.

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A avaliação da operação ótima dos SDEE, tanto para as perdas de energia, níveis de tensão e grau de desequilíbrio, deve considerar os cenários que descrevem o carregamento diário das redes de distribuição a partir de curvas típicas de consumidores residenciais, industriais e comerciais. A Figura 6 ilustra um exemplo de uma curva de carga típica de consumidores residenciais.

Figura 6 - Curva de carga típica para consumidores residenciais.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

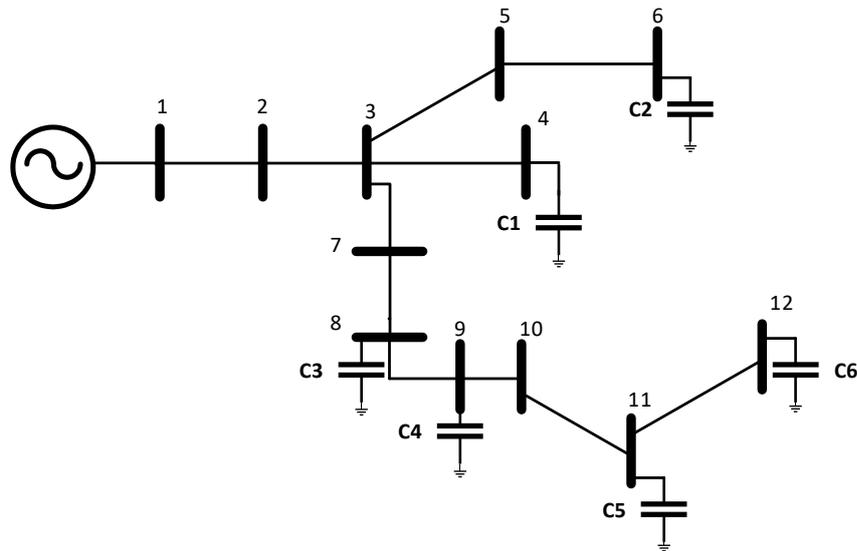
A formulação do problema de otimização neste trabalho, a ser usada para estudos de planejamento em sistemas elétricos de potência, deseja definir um método para permitir avaliar alternativas que cumpram o objetivo de minimizar perdas, além de respeitar limites de

tensão e de desequilíbrio, impactando diretamente na maximização dos benefícios dos investimentos realizados pelas empresas distribuidoras de energia elétrica em suas redes.

A ideia é usar como ferramenta de otimização um Fluxo de Potência Ótimo (FPO), que permite, através de uma Função Objetivo (FOB) sujeita a conjunto de equações e inequações que representam o conjunto de restrições do problema, obter um ponto de operação ótimo para a rede em estudo.

No caso o ponto de operação ótimo pode representar o estado operacional da rede em que é possível obter, através de uma dada configuração de bancos de capacitores instalados, uma estimativa das menores perdas de energia.

Figura 7 - Exemplo de um sistema de distribuição com uma dada configuração ótima de capacitores instalados.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Assim, neste trabalho, o problema de otimização a ser solucionado será a configuração ideal da alocação de capacitores fixos monofásicos, onde a localização e o dimensionamento (potência nominal em kvar) destes equipamentos são as variáveis de decisão da formulação proposta.

A formulação matemática para o problema foi desenvolvida visando a maximização da economia com a diminuição de custos provenientes de perdas de energia elétrica (que são alguns dos custos operacionais), respeitando os limites de tensão e desequilíbrio impostos pela ANEEL com mínimo custo de investimento nos sistemas de distribuição.

De modo generalizado, um problema de otimização pode ser modelado matematicamente através das equações (3.1) a (3.4):

$$\min FOB = f(z) \quad (3.1)$$

Sujeita a:

$$g(z) = 0 \quad (3.2)$$

$$h(z) \leq 0 \quad (3.3)$$

$$z_{\min} \leq z \leq z_{\max} \quad (3.4)$$

A equação (3.1) representa o objetivo de se minimizar uma determinada função, onde z é o conjunto das variáveis de decisão. Ou seja, z deve assumir um conjunto de valores para que o objetivo do problema seja atingido. Essas variáveis são manipuladas pelo método de otimização adotado para resolução do problema de modo a chegar na solução desejada ou em uma solução próxima da desejada. As variáveis de decisão em problemas de otimização podem assumir valores contínuos, inteiros ou binários, e esses valores podem ser negativos, positivos ou nulos.

As expressões correspondentes a (3.2) a (3.4) modelam as restrições do problema de otimização. As restrições são limites impostos por leis ou regras que regem o modelo matemático da função objetivo. Há três tipos de restrições impostas aos problemas de otimização, sendo elas: restrições de igualdade; restrições de desigualdade e restrições de canalização.

Em (3.2) é apresentada a equação que modela as restrições de igualdade de um problema de otimização. As restrições de igualdade impõem que a solução ótima seja o conjunto de valores que z assume em que este equacionamento seja obedecido.

As restrições expressas em (3.3) são inequações que representam as restrições de desigualdade. São essas as restrições que definem os limites impostos às funções do modelo matemático do problema.

Finalmente, em (3.4) tem-se as restrições de canalização. Essas restrições representam os limites impostos às variáveis de decisão do problema proposto.

Tanto as restrições do problema como a própria FOB podem ser expressões lineares ou não lineares. Essas expressões definem o espaço de possíveis soluções do problema de

otimização e dependendo da sua natureza, através de um estudo de convexidade desse espaço, é possível ter uma noção de qual técnica de otimização mais adequada para resolução do problema modelado de modo a se obter um desempenho satisfatório.

Neste trabalho será feita uma abordagem para redução do espaço amostral de soluções do problema de otimização a ser resolvido visando o aumento de desempenho computacional nas simulações a serem realizadas. A abordagem se dá em dois procedimentos distintos para conseguirmos essa redução do espaço de busca. O primeiro deles visa estimar a quantidade necessária de reativo a ser injetada nas redes de distribuição através da obtenção de limites máximo e mínimo da injeção de potência reativa nos sistemas para que estes operem adequadamente de acordo com o módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2021). Desta forma, as configurações indicadas (soluções) pelo método de otimização que não atenderem a essas restrições são descartadas do processo de obtenção da solução ótima. Já o segundo procedimento utiliza da análise de sensibilidade do método de otimização adotado para verificar os nós mais sensíveis de acordo com a função objetivo do problema. Esses nós serão selecionados e posteriormente formarão o novo espaço amostral para obtenção de uma solução ótima.

A seguir são apresentadas as formulações matemáticas da modelagem do problema a ser solucionado para cumprir o objetivo deste trabalho, como também dos procedimentos utilizados para redução do espaço amostral. O método de otimização utilizado em todas as etapas é o AG.

3.2 MODELAGEM DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

A função objetivo (FOB) da metodologia proposta para a alocação de capacitores é composta de duas parcelas, a primeira delas relacionada a custo de operação dos SDEE, onde o objetivo é diminuir o custo das perdas em relação ao caso base, e a outra relacionada ao custo de investimento com os capacitores. O custo de investimento corresponde aos custos de aquisição dos capacitores, sendo estes custos considerados uma única vez para todo o horizonte de planejamento (neste trabalho considerado de 20 anos). Por outro lado, o custo de operação é considerado em cada ano, neste trabalho correspondendo ao custo anual de perdas de energia, além das penalidades aplicadas às violações dos limites de tensão e de desequilíbrio a serem respeitados.

Assim, a FOB empregada visa a maximização da redução dos custos das perdas em relação ao custo de investimento em capacitores. Os custos das perdas otimizadas são

subtraídos dos custos das perdas estimadas em relação ao caso base que não utilizava os capacitores, considerando todos os três patamares de carga (carga leve, carga média e carga pesada).

Logo, o problema de otimização a ser resolvido neste trabalho é expresso através das equações a seguir:

$$FOB_A = \max (CE - C_{inv}) \quad (3.5)$$

$$CE = \sum_{i \in \Omega_{pc}} C_{perdas} (Perdas_{base,i} - Perdas_i) \Delta t_i \quad (3.6)$$

$$\begin{aligned} I_{Re}^i(V_{Re}, V_{Im}, kQ_{cap}) &= 0 \\ I_{Im}^i(V_{Re}, V_{Im}, kQ_{cap}) &= 0 \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$V_{min}^i \leq V^i \leq V_{max}^i \quad (3.8)$$

$$FD^i \leq 2\% \quad (3.9)$$

$$Q_{cap} \in \{0, 50, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500\} \text{ kvar} \quad (3.10)$$

Onde:

FOB_A é a função objetivo do problema, onde se deseja maximizar a diferença entre a economia de energia - que leva em consideração as variações de carregamento - e o custo de investimento em capacitores;

CE representa a economia em R\$, dentro do horizonte de planejamento adotado, com os custos das perdas nos SDEE, como consequência da instalação de bancos de capacitores;

Ω_{pc} corresponde ao conjunto de patamares de carga a serem considerados no estudo de otimização;

C_{inv} é o custo de investimento em R\$ para aquisição dos bancos de capacitores que será pago em apenas uma parcela no ano inicial;

C_{perdas} é o custo por unidade de energia perdida em R\$/kWh para cada período de tempo Δt (foi adotado um valor constante);

$Perdas_i$ é a perda em kW para um patamar de carga i ;

$Perdas_{base,i}$ é a perda em kW para o caso base em cada patamar de carga i ;

Δt_i é o intervalo de tempo em horas durante o qual o nível de carga i se aplica durante o horizonte de planejamento adotado;

As restrições de igualdade do problema de otimização são representadas através das equações em (3.7). Essas restrições representam as condições impostas para resolução do fluxo de carga otimizado;

i identifica o patamar de carga em análise;

I_{Re}^i é a componente real do vetor de injeção de correntes para um dado nível de carga i ;

I_{Im}^i é a componente imaginária do vetor de injeção de correntes para um dado nível de carga i ;

$Qcap$ é o conjunto de valores das potências nominais que os capacitores monofásicos podem assumir no processo de otimização;

k se refere à presença ou não do capacitor em uma possibilidade de alocação (barra e fase);

V^i é o valor da tensão nodal para uma dada condição de carga i ;

V_{min}^i e V_{max}^i correspondem aos limites máximo e mínimo das tensões nodais para uma dada condição de carga i ;

FD^i é o fator de desequilíbrio para cada condição de carga i de tensão em um nó que deve ser limitado de acordo com a regulamentação.

É importante lembrar que as equações e restrições descritas em (3.7) a (3.9) devem ser respeitadas para todos os nós do sistema.

O aspecto econômico com relação aos custos de aquisição dos capacitores é de extrema importância para as distribuidoras e deve ser considerado na busca de uma boa solução. Isso precisa ser considerado, pois, uma solução que apresente uma redução ideal das perdas de energia respeitando as restrições operacionais estabelecidas, pode não ser economicamente viável para a alocação destes equipamentos, uma vez que representam um

custo considerável para as empresas, em que a economia com as perdas não compense os custos de aquisição.

Os bancos de capacitores têm seus custos influenciados por parâmetros como seu tipo (monofásico, bifásico e trifásico), regime de operação (fixo e/ou chaveado), capacidade (potência em kvar) e tensão nominal. No presente trabalho considera-se capacitores fixos monofásicos com tensão nominal de acordo com os sistemas a serem analisados e seus custos em função da capacidade em kvar de cada banco.

O custo de aquisição de capacitores fixos monofásicos adotado neste trabalho, em R\$, é modelado pela equação (3.11), baseada no trabalho de Santos (2015), e se dá em função da capacidade em kvar dos equipamentos:

$$C_{inv} = 10.7 * Q_{cap} + 12290 \quad (3.11)$$

3.3 PROCEDIMENTOS PARA REDUÇÃO DO ESPAÇO AMOSTRAL DO PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO

Como já foi citado anteriormente, o problema da alocação ótima de capacitores em SDEE possui característica altamente combinatória, espaço de solução não-convexo, equações não-lineares e variáveis inteiras. Todas essas características levam, conseqüentemente, a um elevado esforço computacional para obtenção de boas soluções.

De modo a tentar superar os desafios computacionais, especialmente o tempo computacional para obtenção de uma boa solução, serão considerados dois procedimentos com objetivo de delimitar o espaço de busca de soluções contribuindo para que o tempo de obtenção de uma boa solução seja reduzido.

Ambos os procedimentos serão apresentados na sequência.

3.3.1 DETERMINAÇÃO DOS LIMITES DA DEMANDA FIXA DE POTÊNCIA REATIVA

Neste procedimento a ideia é encontrar os limites da demanda fixa de potência reativa que podem ser considerados dentre as alternativas de soluções que serão testadas, para que não sejam realizados processamentos de candidatos inviáveis neste quesito.

Primeiramente, é definida a carga no sistema considerado um fator de carregamento C_{min} nos sistemas que represente o sistema operando em condição de carga mínima. Nessa condição de carga, os valores de tensões nodais tendem a subir devido à baixa demanda dos sistemas, portanto busca-se maximizar o suporte de injeção de potência reativa nas redes de distribuição de modo que não ocorram sobretensões e que o limite de desequilíbrio de tensão não seja violado.

As equações seguintes mostram a formulação matemática para obtenção de Q_{max} , que será o resultado da FOB:

$$FOB_B = \max \sum_{n \in \Omega_{nós}} Q_{cap} \quad (3.12)$$

Sujeito a:

$$I_{Re}(V_{Re}, V_{Im}, \mathbf{k}Q_{cap}) = 0 \quad (3.13)$$

$$I_{Im}(V_{Re}, V_{Im}, \mathbf{k}Q_{cap}) = 0$$

$$V \leq V_{max} \quad (3.14)$$

$$FD \leq 2\% \quad (3.15)$$

$$Q_{cap} \in \{0, 50, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500\} \text{ kvar} \quad (3.16)$$

Onde:

FOB_B é a função objetivo em que se deseja maximizar o somatório de injeção de potência reativa através da potência nominal dos capacitores monofásicos, até o limite onde não haja sobretensão;

Q_{cap} é o conjunto de valores discretos das potências nominais que os capacitores monofásicos podem assumir;

$\Omega_{nós}$ é o conjunto de todos os nós, considerando fases a, b e c;

V e V_{max} correspondem, respectivamente, ao valor que a tensão nodal se encontra com a carga leve e o limite máximo que essa tensão pode assumir;

FD é o fator de desequilíbrio de tensão em um nó.

Determinado o valor de Q_{max} , realiza-se então o procedimento análogo para determinação de Q_{min} , que será o resultado da FOB utilizando a formulação a seguir.

É considerado na definição da carga um fator de carregamento nos sistemas C_{max} que represente o sistema operando em condição de carga máxima. Nessa condição de carregamento, as tensões nodais tendem a cair, portanto, busca-se definir a mínima quantidade de injeção de potência reativa nas redes de distribuição de modo que não ocorram subtensões e nem violação de desequilíbrio de tensão.

$$FOB_C = \min \sum_{n \in \Omega_{n\acute{o}s}} Q_{cap} \quad (3.17)$$

Sujeito a:

$$I_{Re}(V_{Re}, V_{Im}, kQ_{cap}) = 0 \quad (3.18)$$

$$I_{Im}(V_{Re}, V_{Im}, kQ_{cap}) = 0 \quad (3.19)$$

$$V \geq V_{min}$$

$$FD \leq 2\% \quad (3.20)$$

$$Q_{cap} \in \{0, 50, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500\} \text{ kvar} \quad (3.21)$$

Onde:

FOB_C é a função objetivo em que se deseja minimizar o somatório de injeção de potência reativa através da potência nominal dos capacitores monofásicos, até o limite onde não haja subtensão;

V e V_{min} correspondem, respectivamente, ao valor da tensão nodal e o valor limite mínimo que essa tensão pode assumir;

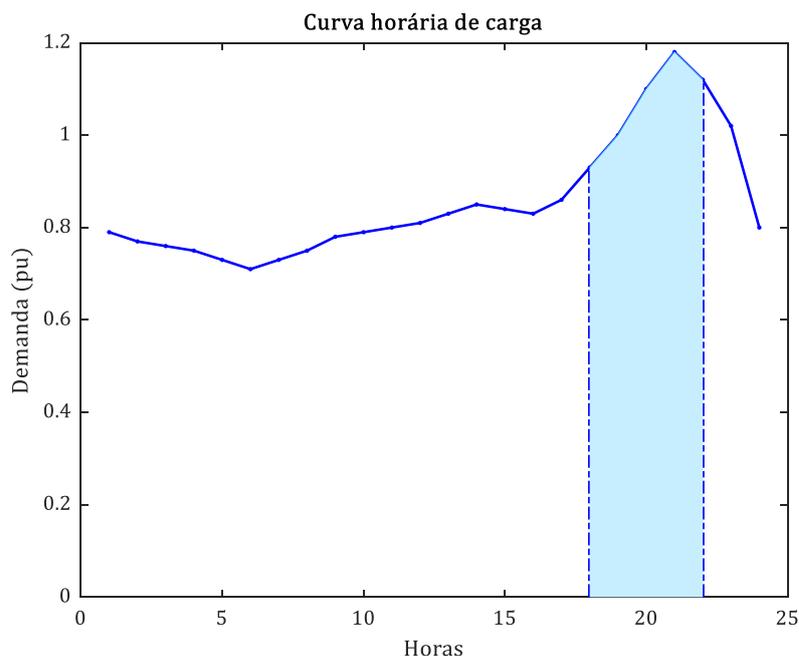
Esta formulação apresentada tem então como principal objetivo determinar a faixa de compensação de potência reativa que atende às restrições de desigualdade sob condições de carga C_{max} e C_{min} . Com isso é possível reduzir o espaço de busca de soluções em uma etapa seguinte, canalizando a quantidade de reativo a ser conectada nos SDEE. Este resultado será considerado no procedimento descrito a seguir.

3.3.2 REDUÇÃO DO ESPAÇO AMOSTRAL ATRAVÉS DA ANÁLISE DE SENSIBILIDADE USANDO ALGORITMO GENÉTICO

Com Q_{max} e Q_{min} definidos, já se tem uma limitação do espaço amostral relativa à injeção de reativos. Essa limitação passa a ser considerada, e ainda se define um procedimento adicional para redução do espaço amostral em relação aos nós candidatos para a instalação de capacitores. Neste procedimento, busca-se realizar uma análise de sensibilidade do AG para definir os nós mais sensíveis à injeção de reativo nos SDEE. Esses nós serão selecionados para formar um espaço de busca menor de soluções. Já os nós menos sensíveis (muitos deles nunca indicados para injeção de reativo) são descartados.

Para realização das simulações nesta etapa, apenas o patamar de carga pesada é considerado, pois este é, geralmente, o patamar que apresenta as piores condições de operação para os SDEE, como perdas elevadas, tensões críticas (subtensões) e elevado grau de desequilíbrio.

Figura 8 - Exemplo de uma curva de carga típica de consumidores residenciais com destaque para patamar de carga pesada.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Neste procedimento, as simulações são executadas considerando a FOB do problema básico, que tem por objetivo maximizar a economia de energia, relativa a diminuição de perdas, considerando os custos em investimento com a aquisição dos BCs em sua formulação.

A princípio, as possibilidades de locais para instalação de BCs nos SDEE são formadas pela totalidade de nós que existem nos sistemas a serem analisados. Para cada

sistema então são executadas simulações considerando apenas o cenário de carga pesada. A partir da obtenção das soluções fornecidas pelo AG é possível avaliar a sensibilidade dos nós em relação a alocação dos BCs. Os nós que nunca são indicados, e também aquelas com baixíssima incidência de indicação para instalação dos BCs são descartados, gerando então um conjunto de possibilidades reduzido em relação ao conjunto inicialmente considerado, onde permanecem apenas os nós com maior sensibilidade à alocação, otimizando a função objetivo.

Assim, o método total proposto se configura em inicialmente definir os limites possíveis de injeção de reativo por capacitores fixos, posteriormente realizar uma análise de sensibilidade apenas com carga pesada e já utilizando os limites das injeções de reativo, para que finalmente, com o espaço amostral reduzido, as simulações da formulação original sejam executadas, porém, agora considerando os três patamares de carga que descrevem o carregamento das redes ao longo do dia, mas em um tempo computacional consideravelmente menor devido à diminuição do espaço de solução.

3.4 IMPLEMENTAÇÃO COMPUTACIONAL

O objetivo desta seção é mostrar cada passo da implementação computacional do algoritmo proposto para solucionar o problema apresentado anteriormente. As otimizações serão realizadas utilizando a técnica de algoritmos genéticos.

O primeiro procedimento da modelagem proposta busca determinar a demanda máxima e mínima de compensação reativa fixa possível para que o SDEE opere dentro de padrões de qualidade de energia para tensão e desequilíbrio impostos pela regulamentação.

O segundo procedimento busca determinar os nós mais sensíveis à injeção de reativo no SDEE com relação ao objetivo de aumentar a economia de perdas com a alocação de capacitores, mas utilizando menos simulações, considerando apenas a carga pesada, e com esses nós redefinir o espaço amostral para obtenção de soluções através do AG.

Os procedimentos adicionais adotados têm por objetivo melhorar o desempenho do AG final na obtenção de boas soluções do problema de alocação de BCs e, com isso, reduzir o esforço computacional. Finalmente, com a utilização dos resultados dos procedimentos de redução do espaço de busca, o algoritmo aplicado a todos os patamares de carga define a quantidade de capacitores, os locais de instalação e as potências nominais dos mesmos.

Em todas as etapas optou-se pela utilização do AG, pois, como já foi citado, o AG se mostra uma ferramenta de otimização bastante útil devido às características do problema. Vale citar novamente, ressaltando que, o uso de uma técnica metaheurística de otimização como o AG não garante que solução encontrada seja a solução ótima global do problema.

O papel do AG final no método deste trabalho é determinar o dimensionamento e o posicionamento (local de instalação) ótimos dos capacitores. Assim, em termos de implementação, decidiu-se que quando um capacitor é dimensionado com potência igual a zero, isso significa que naquele nó não haverá de fato a instalação do equipamento.

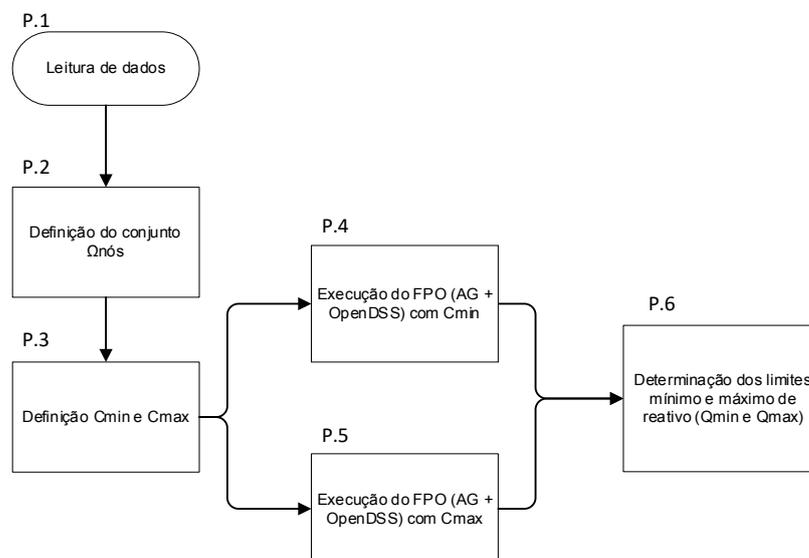
A partir do fluxo de carga executado pelo OpenDSS são obtidos os valores de perdas, tensões nodais e desequilíbrio de tensão, elementos que são necessários aos cálculos de fatores que integram a função objetivo e suas restrições.

Os fluxogramas do método proposto são apresentados nas Figura 9 e Figura 10 nas subseções a seguir, onde os passos serão descritos em mais detalhes.

3.4.1 DETERMINAÇÃO DOS LIMITES MÍNIMO E MÁXIMO DE REATIVO

O objetivo deste procedimento é resolver um problema de otimização para definir os limites mínimo e máximo do somatório das potências reativas de todos os bancos de capacitores monofásicos fixos que poderiam ser inseridos no sistema sem ultrapassar limites de tensão e desequilíbrio.

Figura 9 - Fluxograma para determinação dos limites mínimo e máximo de reativo fixo no sistema.



P.1 — Leitura de dados: leitura dos dados do sistema de distribuição. Objetivo ler e preparar os dados para as etapas posteriores. Nesta etapa também já se executa o caso base. Neste trabalho, para o procedimento de limitação do espaço de busca, foram adotados os valores de 0 e 50 kvar na determinação de Q_{min} e 0, 50 e 100 kvar na determinação de Q_{max} .

P.2 — Definição do conjunto $\Omega_{nós}$: definição do conjunto $\Omega_{nós}$ de nós do sistema nos quais é possível a instalação dos capacitores. Neste módulo do problema, a princípio, todos os nós são candidatos à instalação de capacitores. Optou-se na implementação que, caso um capacitor a ser instalado em um nó fosse dimensionado com capacidade zero, isso significa o mesmo que não instalar um capacitor no referente nó, uma vez que não haverá compensação reativa;

P.3 — Definição dos carregamentos limites: são definidos os fatores de carga C_{min} e C_{max} sendo estes os limites mínimo e máximo de carregamento dos sistemas. Estes valores serão utilizados para executar a rotina do FPO em **P.4** e **P.5** utilizados para realizar uma estimativa da faixa de compensação reativa fixa que os sistemas conseguem suportar de modo que não ocorra nem violações das tensões nodais, nem do fator de desequilíbrio de tensão.

P.4 — Determinação de Q_{max} : Quando a carga do sistema é C_{min} , o perfil de tensão da rede tende a aumentar, podendo não somente atingir como também superar os limites superiores. Sob essas condições, a injeção de potência reativa fixa que pode estar alocada deve ser tal que não gere sobretensões nos sistemas. Assim, o FPO é executado, sendo que o problema de otimização é modificado para que o objetivo seja encontrar a quantidade máxima de compensação de potência reativa fixa para o SD sob condição de carga leve sem ocorrência de sobretensões, bem como mantendo o fator de desequilíbrio dentro do limite permitido.

P.5 — Determinação de Q_{min} : Quando a carga do sistema é C_{max} , o perfil de tensão tende a atingir e até mesmo violar os limites inferiores. Assim, o objetivo agora é determinar a quantidade mínima de compensação reativa fixa necessária para manter as tensões iguais ou acima dos limites inferiores especificados, bem como o FD dentro do limite permitido.

P.6 — Definição de faixa de reativos: Os resultados de **P.4** e **P.5** são analisados para determinar a faixa de compensação reativa possível de trabalhar, que ainda atenda às restrições de desigualdade sob condições de carregamento C_{min} e C_{max} , e entre esses dois patamares.

O objetivo principal deste primeiro módulo é reduzir o espaço de busca com relação as possibilidades de injeção de reativos que serão consideradas no AG na etapa seguinte.

3.4.2 ANÁLISE DE SENSIBILIDADE USANDO ALGORÍTIMO GENÉTICO

Esta etapa tem por objetivo selecionar aqueles nós mais sensíveis à função objetivo por meio de alocação de capacitores e, a partir destes nós, formar um novo espaço de busca, eliminando aqueles nós que têm baixa incidência de indicação ou que nunca foram indicados nas simulações que serão realizadas nesta etapa.

O fluxograma deste procedimento de análise de sensibilidade é semelhante ao que será apresentado para a solução final do problema na seção a seguir, ou seja, todos os passos são realizados, logo, para não ficar repetitivo não será apresentado aqui. Porém, a grande diferença é que para realização da análise de sensibilidade dos nós, no passo **P.7** todos os nós do sistema são informados (pois estes formam a totalidade dos possíveis locais de alocação de capacitores e são considerados na análise de sensibilidade) e no passo **P.11**, a avaliação dos indivíduos da população é realizada somente para o cenário de carga pesada.

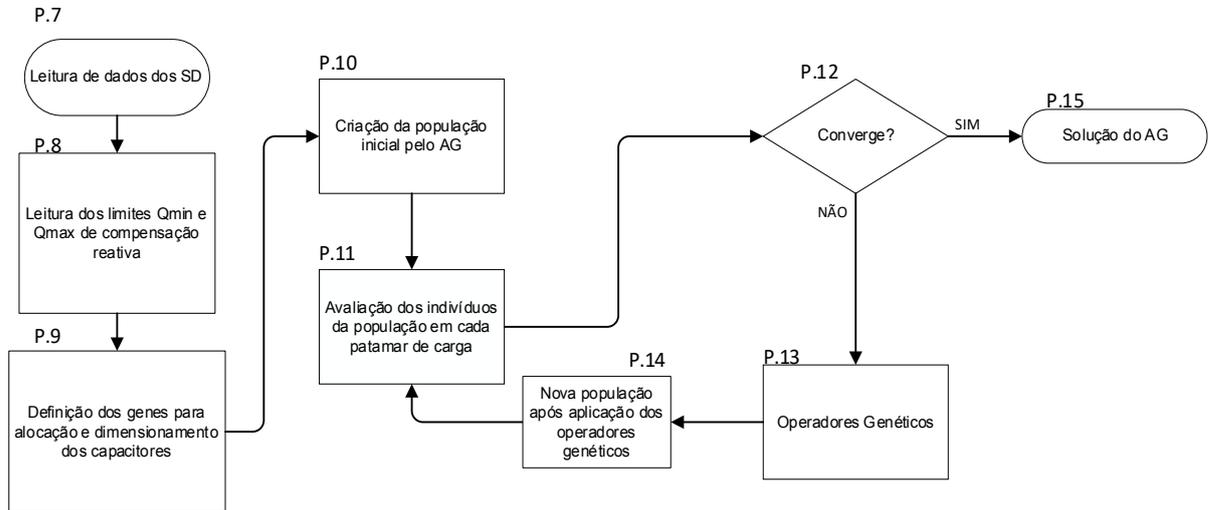
Para o procedimento de análise de sensibilidade são adotados os valores de 0, 50, 100, 150 e 200 kvar. São realizadas 10 simulações para melhor avaliar a sensibilidade dos nós, pois em cada simulação o AG pode apresentar uma solução diferente. Destas simulações, são selecionados para formar o espaço de busca reduzido os locais de alocação que em pelo menos 30% das simulações houve indicação para alocação de BC. Os demais possíveis locais de alocação são descartados. Esse processo precisa ser realizado apenas uma vez para cada sistema, inclusive para diferentes níveis de carga, desta forma as demais simulações já possuem um conjunto reduzido de nós candidatos a instalação de capacitores.

3.4.3 ALOCAÇÃO ÓTIMA DOS CAPACITORES

Por fim, busca-se definir dentro do conjunto de nós selecionados através da análise de sensibilidade, onde os capacitores devem ser instalados no SDEE e quais suas respectivas potências nominais. Nesta etapa, a implementação proposta considera que todos os nós selecionados podem possuir capacitor alocado e tem como variáveis de otimização as possíveis potências reativas nominais dos capacitores. É definido também que no resultado uma potência de dimensionamento indicada igual 0 significa que não haverá capacitor alocado naquele nó.

O fluxograma da Figura 10 descreve o passo a passo da implementação do método proposto na busca da solução final do problema de otimização através do AG.

Figura 10 – Fluxograma para determinação da alocação ótima dos capacitores (que também pode ser usado na análise de sensibilidade dos nós).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

P.7 — Leitura dos dados do SD: é realizada a leitura de dados do SD como sua demanda, leitura dos nós mais sensíveis que definirão o espaço amostral reduzido após ser realizada a análise de sensibilidade conforme indicado na seção anterior. Também é solucionado o caso base de fluxo de carga para cada patamar de carga a ser considerado no estudo de otimização.

P.8 — Leitura dos limites de compensação reativa: Os valores limites de compensação reativa Q_{min} e Q_{max} são lidos e entram como restrições no problema de otimização. Portanto, o valor da soma total das potências nominais dos capacitores alocados deve estar entre os valores mínimo e máximo estimados no procedimento da primeira etapa do método proposto.

P.9 — Definição dos genes para dimensionamento dos capacitores: Os cromossomos que serão trabalhados no processo de otimização usando AG são construídos, conforme a seguir. Todos os genes consistirão em números inteiros. A Figura 11 mostra a estrutura do cromossomo proposto.

Figura 11 – Estrutura do cromossomo (solução do problema) utilizado no AG final.

Alocação 01 (Potência em kvar)	Alocação 02 (Potência em kvar)	Alocação n (Potência em kvar)
--------------------------------------	--------------------------------------	-----	-----	-------------------------------------

Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Onde n indica o número de nós do sistema. Os locais que não terão capacitores alocados conforme resultado da análise de sensibilidade possuirão valores nulos, sendo ambos os limites inferior e superior também nulos. Nos demais nós, serão considerados capacitores monofásicos com potência nominal entre 0 e 500 discretizados em 0, 50, 100, 150, 200, 250, 300, 350, 400 e 500 kvar.

P.10 — Criação da população inicial pelo AG: A estrutura do cromossomo definida na etapa anterior é usada para gerar a população inicial do AG de maneira completamente aleatória.

P.11 — Avaliação dos indivíduos: Os fluxos de potência para todos os indivíduos da população e níveis de carregamento do estudo de planejamento são executados através do software OpenDSS. Para um mesmo indivíduo da população, a rotina de fluxo de carga deve ser executada para cada nível de carga i para determinar as perdas de energia, bem como os níveis de tensão em cada nó e o desequilíbrio em cada barra trifásica dos sistemas. Caso, para um mesmo indivíduo, seja identificada alguma violação de tensão, de desequilíbrio e/ou de algum dos limites de compensação reativa em algum dos patamares de carga simulados, é introduzida uma penalidade na função de aptidão (composta pela função objetivo somada às penalidades). O valor dessa penalidade é dado pelo módulo da diferença entre o valor limite que deve ser respeitado e o valor que viola este limite multiplicado por 10^9 , sendo este valor de penalidade suficientemente elevado de modo a atribuir uma aptidão ruim ao indivíduo correspondente para que este seja descartado da busca pela melhor solução.

P.12 — Critério de convergência: Os resultados do AG são avaliados para determinar se a convergência foi alcançada. O critério de convergência adotado foi a estagnação da população.

P.13 — Operadores genéticos: Enquanto o critério de convergência não for atendido, são aplicadas operações genéticas, cruzamentos, mutações e elitismo. Com isto é possível em **P.14** gerar novas populações com novos indivíduos modificados e melhorados em relação aos indivíduos das populações anteriores. Existe a restrição de que os genes que fornecem

informações sobre o dimensionamento dos capacitores para alocação só podem adotar as capacidades discretas disponíveis já mencionadas.

P.15 — Fim do processo de busca pela solução e exibição dos resultados obtidos.

4 SIMULAÇÕES E RESULTADOS

Neste capítulo são apresentadas as simulações realizadas para validação do algoritmo proposto neste trabalho, bem como os resultados obtidos. O algoritmo foi implementado através do software Matlab R2021a acoplado ao OpenDSS versão 8.1.6.1 (64 bits build). Todas as simulações foram executadas em um Intel Core i5, 2,3GHz, 4GB RAM, utilizando sistema operacional Windows 10 Pro.

O tempo de processamento das simulações varia de acordo com os patamares de carga, quanto maior o carregamento das redes, mais iterações são necessárias para o fluxo de carga convergir, e com os sistemas testados (quanto maior a dimensão dos sistemas, maior tempo computacional é demandado para finalização de cada simulação).

As simulações foram realizadas para os sistemas *IEEE 13*, *IEEE 34*, *IEEE 37* e *IEEE 123 Node Test Feeders* (IEEE PES, 2021). Todos estes sistemas possuem diversas características típicas aos SDEE como: topologias de redes trifásicas; carregamento desequilibrado; ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos; indutância mútua; transformadores de potência; reguladores de tensão; linhas de distribuição aéreas e subterrâneas.

4.1 CONSIDERAÇÕES DE SIMULAÇÃO

Para as simulações foi considerada a presença dos reguladores de tensão e sua atuação nos sistemas, porém, algumas particularidades foram consideradas. Particularmente, destaca-se que as simulações para o sistema *IEEE 13 Node Test Feeder* inicialmente consideram a atuação livre do tape do regulador de tensão para o patamar de carga leve, e para os patamares de carga média e carga pesada, o tape foi fixado em 1.05 pu. Já para o sistema *IEEE 123 Node Test Feeder* os reguladores não foram considerados de modo a se considerar a alocação de capacitores em uma condição mais complicada de operação no sistema.

Além disso, foram desconsiderados todos os capacitores instalados em todos os sistemas originais a fim de piorar as condições de operação da rede (perdas, níveis de tensão e grau de desequilíbrio) de modo a evidenciar a eficácia da alocação ótima dos capacitores fixos através da metodologia proposta neste trabalho.

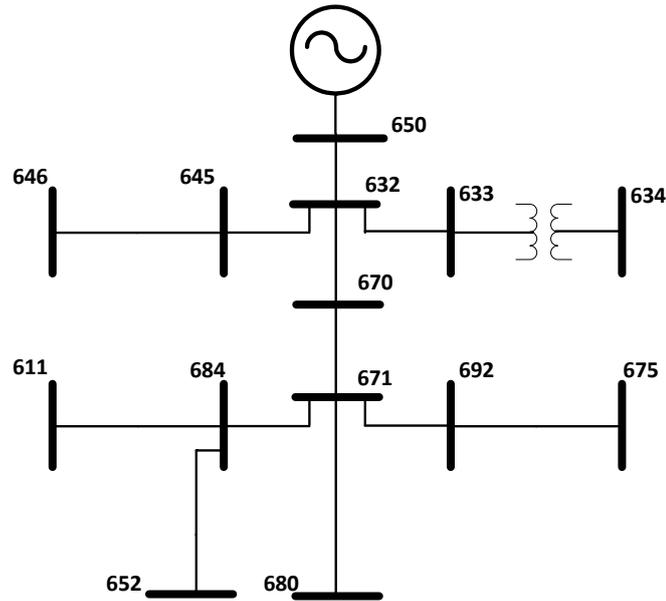
Devido à natureza probabilística do AG e este não garantir uma solução ótima global, o algoritmo foi executado em cada sistema pelo menos dez vezes. As soluções obtidas para cada estudo de caso serão analisadas pelos valores alcançados para a estimativa da economia com redução das perdas em energia e pelo custo de aquisição das unidades de BCs (R\$). Os perfis de tensão e o grau de desequilíbrio também serão comparados para os casos onde não há alocação de capacitores e para os casos em que se admite a configuração indicada pela melhor solução obtida com o AG, possibilitando uma melhor avaliação dos resultados e da aplicação da metodologia proposta.

Os cálculos das perdas de energia (kWh) são ponderados pelo tempo em horas considerado em cada cenário de carregamento, onde, para o patamar de carga leve são consideradas 12 horas, para o patamar de carga média são consideradas 8 horas e, para o patamar de carga pesada são consideradas 4 horas. O horizonte de planejamento adotado é de 20 anos. Não foram consideradas as taxas relativas ao retorno do investimento e correção com a inflação. Não foi considerado, dentro do horizonte de planejamento, o aumento da carga.

4.2 Sistema IEEE 13 *Node Test Feeder* Modificado

A Figura 12 apresenta o diagrama unifilar do alimentador do sistema IEEE 13. Este é um pequeno alimentador com tensão nominal de 4.16 kV. É caracterizado por possuir linhas aéreas e subterrâneas, um regulador de tensão na saída da subestação, um transformador e cargas desequilibradas. Este alimentador possui treze barras em sua topologia, onde oito dessas barras são trifásicas, três são bifásicas e duas são monofásicas. Contém um transformador entre as barras 633 e 634, onde é realizada o abaixamento da tensão de 4.16 kV para 480 V. O carregamento total de cada fase é de $1175 + j616$ kVA, $1039 + j665$ kVA e $1252 + j821$ kVA, para as fases A, B e C, respectivamente. O sistema dispõe de um total de 32 possíveis nós para instalação de capacitores monofásicos e todos estes serão considerados inicialmente. A barra da subestação não é considerada como possível local de instalação dos BCs.

Figura 12 - Diagrama unifilar do sistema *IEEE 13 Node Test Feeder*.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

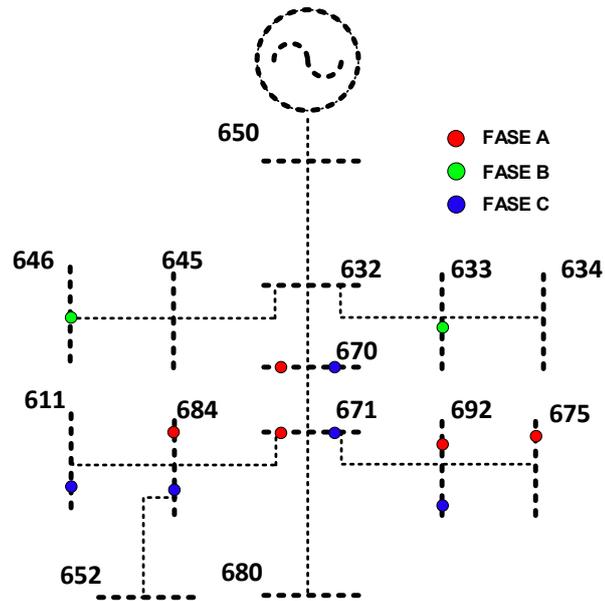
Conforme as simulações para o caso base, no patamar de carga leve não foi observado nenhuma violação dos limites operacionais. Para o patamar de carga média, entretanto, foram identificadas 10 violações, sendo 4 de desequilíbrio e 6 de subtensão. No patamar de carga pesada foram identificadas 17 violações, sendo 4 de desequilíbrio e 13 de subtensão.

Com o primeiro procedimento do método proposto, determinou-se $Q_{min} = 1450$ kvar e $Q_{max} = 3200$ kvar, que serão os limites mínimo e máximo da potência reativa total fixa que pode ser alocada no sistema e será considerada na formação dos candidatos a solução. Com estes valores tem-se a limitação do espaço amostral em relação à injeção de compensação reativa no sistema evitando o processamento de candidatos inviáveis à solução.

A análise de sensibilidade é realizada em seguida com a execução de 10 simulações para verificação dos nós mais sensíveis à função objetivo. Com a realização deste procedimento, do total de 32 possíveis locais de instalação de BCs considerados no sistema inicialmente, apenas 12 são selecionados. A Figura 13 apresenta o conjunto de nós selecionados pela análise de sensibilidade para formação do espaço amostral reduzido.

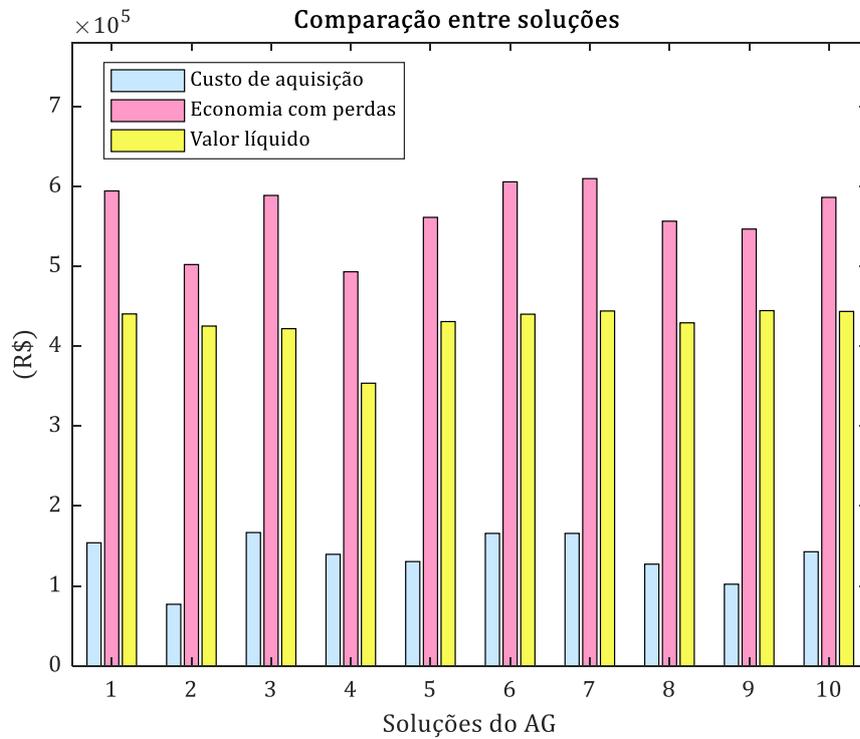
Finalmente, com o espaço de busca já reduzido pelo procedimento da limitação da potência reativa total fixa que poderia ser injetada, e também após a análise de sensibilidade, o método é executado para todos os patamares de carga nas demais simulações.

Figura 13 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 13).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 14 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 13).



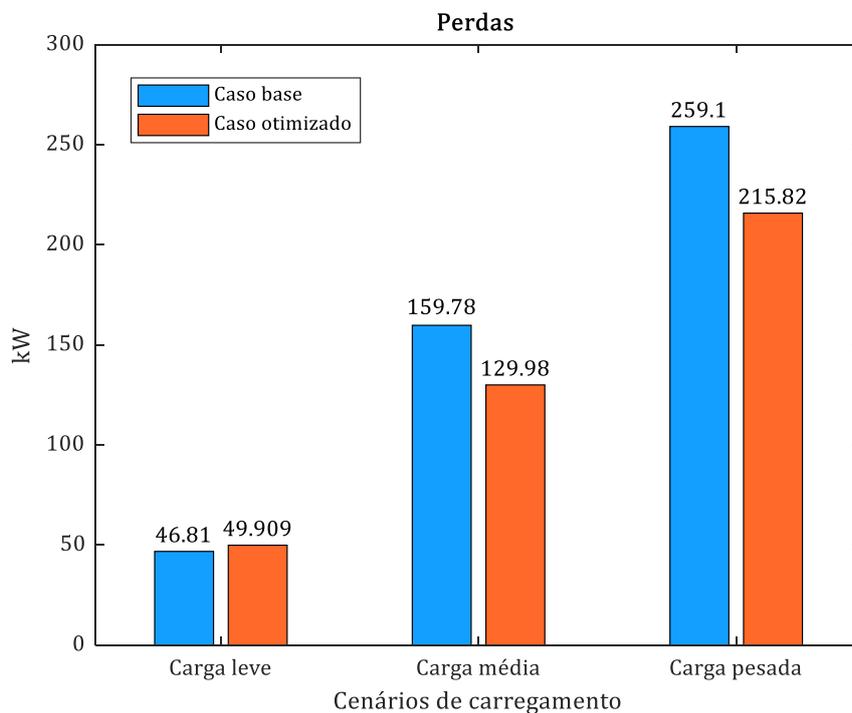
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A Figura 14 exibe a comparação entre as soluções obtidas nas dez execuções do método proposto para o sistema IEEE 13 *Node Test Feeder*, onde são apresentados os custos de aquisição de capacitores, a economia obtida com perdas elétricas estimadas através da alocação e o valor líquido, que representa a economia total descontando o custo de aquisição.

Dentre as soluções mostradas na Figura 14, a melhor é a solução número 9, em que é definida a alocação de 7 capacitores instalados nos nós 671.A, 671.C, 675.A, 692.A, 692.C, 670.A e 670.C com as respectivas potências nominais de 250 kvar, 300 kvar, 150 kvar, 250 kvar, 300 kvar, 50 kvar e 200 kvar, totalizando 1500 kvar de potência reativa a ser alocada no sistema.

A solução apresenta uma economia total com perdas de R\$ 546540,00; custo de aquisição dos capacitores igual a R\$ 102080,00 e um valor líquido de R\$ 444460,00. Ou seja, a redução das perdas elétricas gerou uma economia mais que suficiente para pagar o valor empregado na aquisição dos capacitores.

Figura 15 - Comparação das perdas elétricas para cada cenário de carregamento (IEEE 13).



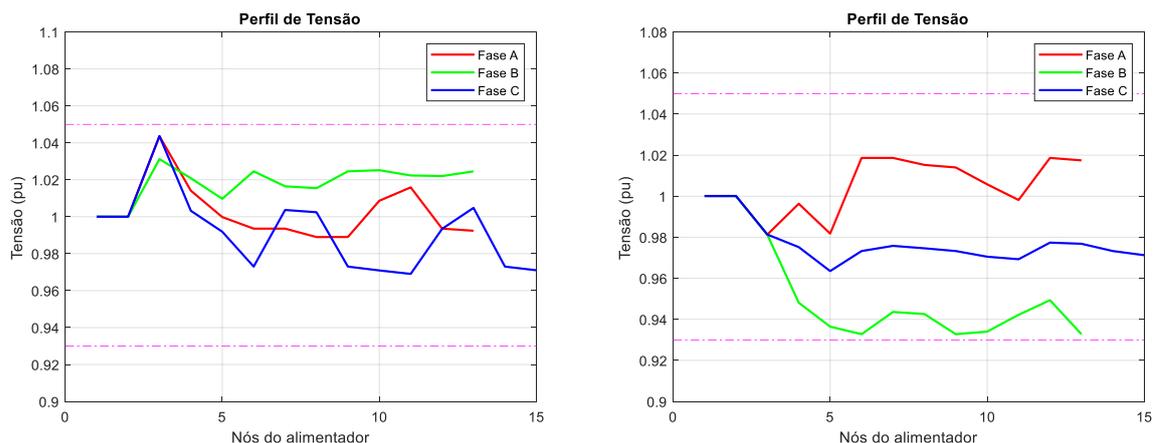
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 15 é apresentada a comparação das perdas estimadas para o caso base em relação ao caso otimizado. Embora, para o cenário de carga leve as perdas sejam

maiores no caso otimizado que no caso base, apresentando um aumento em torno de 6,62%, a redução das perdas obtida nos demais cenários de carregamento compensa este pequeno aumento. Analisando o horizonte de planejamento adotado, as perdas totais em energia para o caso base é igual a 20,99 MWh, enquanto para o caso otimizado o valor de perdas obtido é de 18,26 MWh, obtendo-se uma redução total de 13,01% das perdas elétricas.

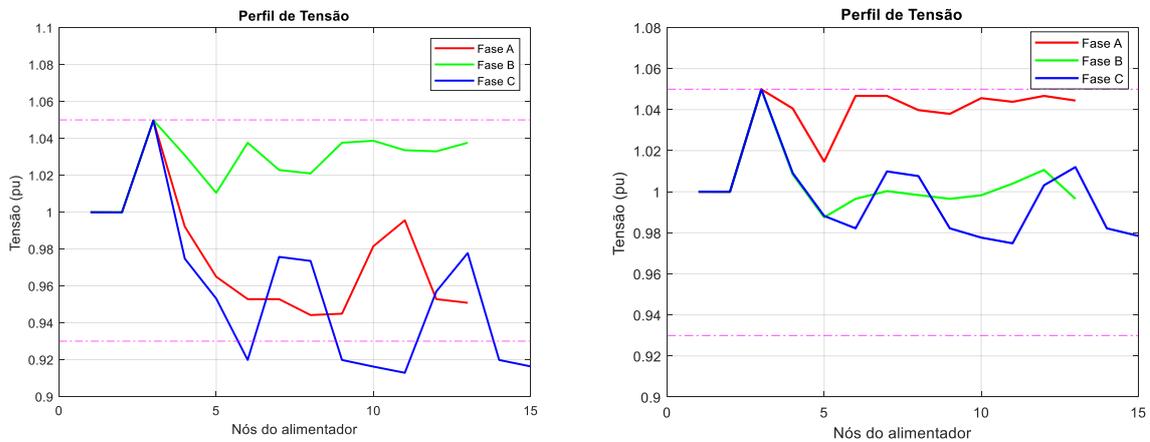
Nas Figuras 16, 17 e 18 são apresentados comparativos dos valores das tensões nodais para os casos base e otimizado nos patamares de carga que foram simulados no alimentador IEEE 13 barras. É possível observar pelas figuras que, para o caso base, principalmente nos cenários de carga média e carga pesada, ocorrem os maiores afundamentos de tensão, chegando a valores que violam os limites estabelecidos pelo PRODIST. São também nestes cenários que ocorrem as violações de desequilíbrio de tensão. Entretanto, após a adequada alocação dos capacitores, todas as tensões nodais assumem valores que estão dentro dos limites aceitáveis, delimitados pelas linhas tracejadas em cor magenta nos gráficos (0,93 pu e 1,05 pu). Assim como as violações de tensão, as violações de desequilíbrio também são anuladas após a alocação dos capacitores. Portanto, é possível concluir que a estratégia de alocação de reativos na rede atingiu com êxito seus objetivos, proporcionando adequação dos valores de tensão e de desequilíbrio, bem como a redução das perdas totais em energia.

Figura 16 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 13 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 13 barras).



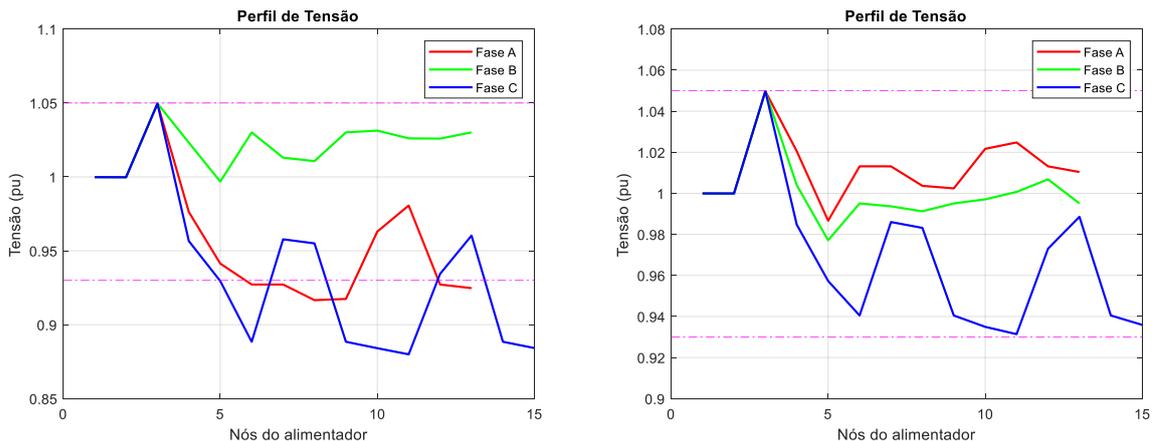
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 17 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 13 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 13 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 18 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 13 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 13 barras).



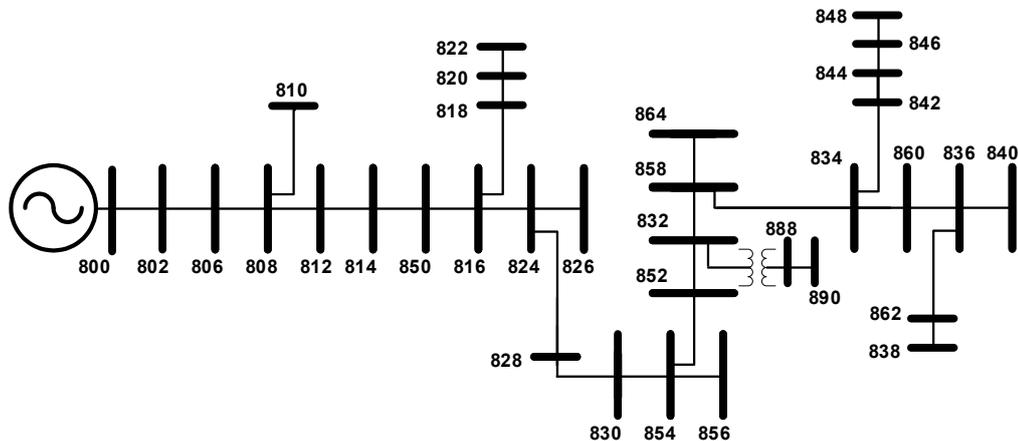
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

4.3 Sistema IEEE 34 Node Test Feeder Modificado

A Figura 19 apresenta o circuito unifilar do sistema IEEE 34. Este sistema é um alimentador real, com tensão nominal em 24.9 kV e caracterizado por ser longo, levemente carregado, sendo o carregamento total em cada fase de $606 + j359$ kVA, $583 + j346$ kVA e $581 + j346$ kVA, para as fases A, B e C, respectivamente; possuir dois reguladores de tensão, um transformador para suprir uma curta seção do alimentador em 4.16 kV, capacitores em derivação e cargas desequilibradas. Para as simulações neste trabalho os capacitores foram desconsiderados. Do total de barramentos este sistema possui vinte e cinco barramentos trifásicos e oito barramentos monofásicos, que fornecem um total de 83 nós possíveis para

instalação dos capacitores a serem considerados inicialmente para as simulações. A barra da subestação não é considerada para a alocação de BCs.

Figura 19 - Diagrama unifilar do sistema *IEEE 34 Nodes Test Feeder*.

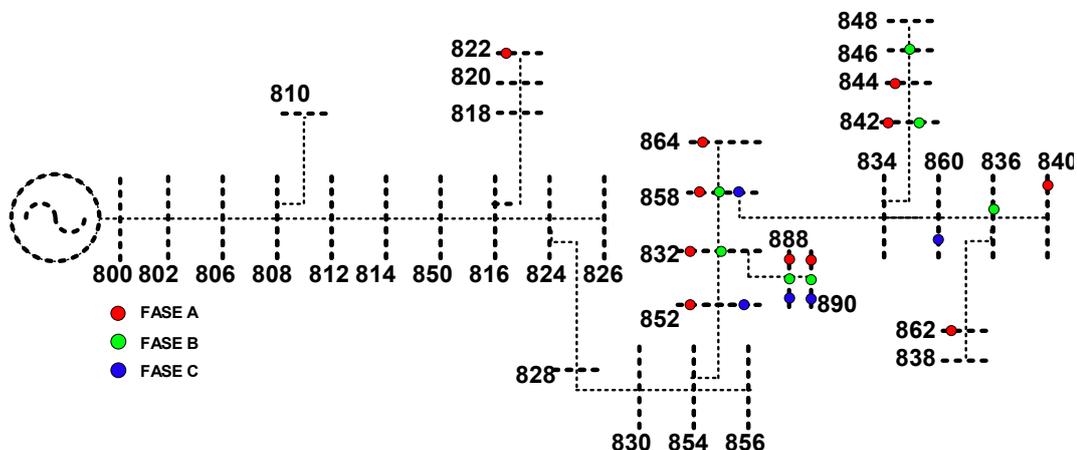


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

As simulações realizadas para o caso base não identificaram qualquer violação para o patamar de carga leve. Para o patamar de carga média, foram identificadas 5 violações de subtensões e para patamar de carga pesada foram identificadas 5 violações de subtensões.

Com a aplicação do procedimento para limitação da injeção de reativo no sistema obteve-se $Q_{min} = 700$ kvar e $Q_{max} = 1050$ kvar. Em seguida, com a realização do procedimento da análise de sensibilidade, obteve-se como resultado a seleção de 23 nós do total de 83 considerados inicialmente. A Figura 20 apresenta os locais de instalação selecionados pela análise de sensibilidade para formar o espaço amostral reduzido.

Figura 20 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 34).

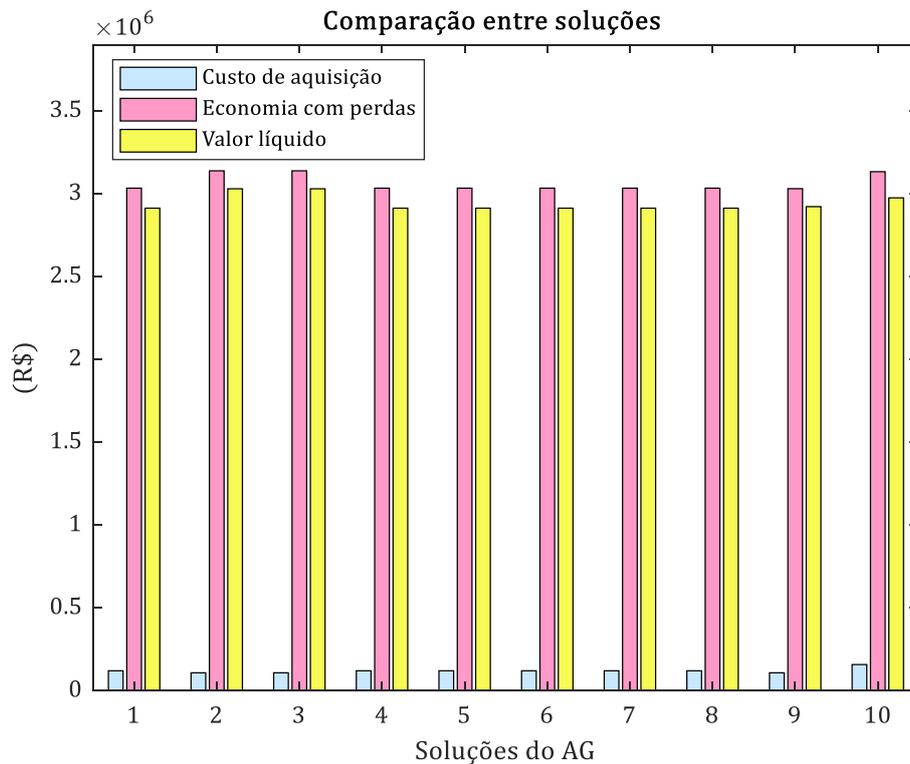


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

A aplicação do método, após a consideração dos procedimentos de limitação de injeção de reativos fixos a ser alocado e após a análise de sensibilidade, considerando então menos candidatos como solução, determinou a alocação de 8 capacitores instalados nos nós 822.A, 888.C, 890.A, 890.B, 890.C, 842.A, 842.B e 860.C com as respectivas potências nominais 50 kvar, 50 kvar, 50 kvar, 50 kvar, 50 kvar, 300 kvar, 250 kvar e 150 kvar totalizando 950 kvar de potência reativa fixa a mais no sistema. Como pode se observar, foi indicado a instalação de um capacitor de 50 kvar em cada fase da barra 890, podendo estes capacitores monofásicos serem substituídos por um banco trifásico de 150 kvar.

A Figura 21 mostra as soluções obtidas nas dez execuções realizadas para o sistema *IEEE 34 Node Test Feeder* apresentando para cada solução suas respectivas economias com perdas, custos de aquisição com capacitores e o valor líquido.

Figura 21 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 34 barras).



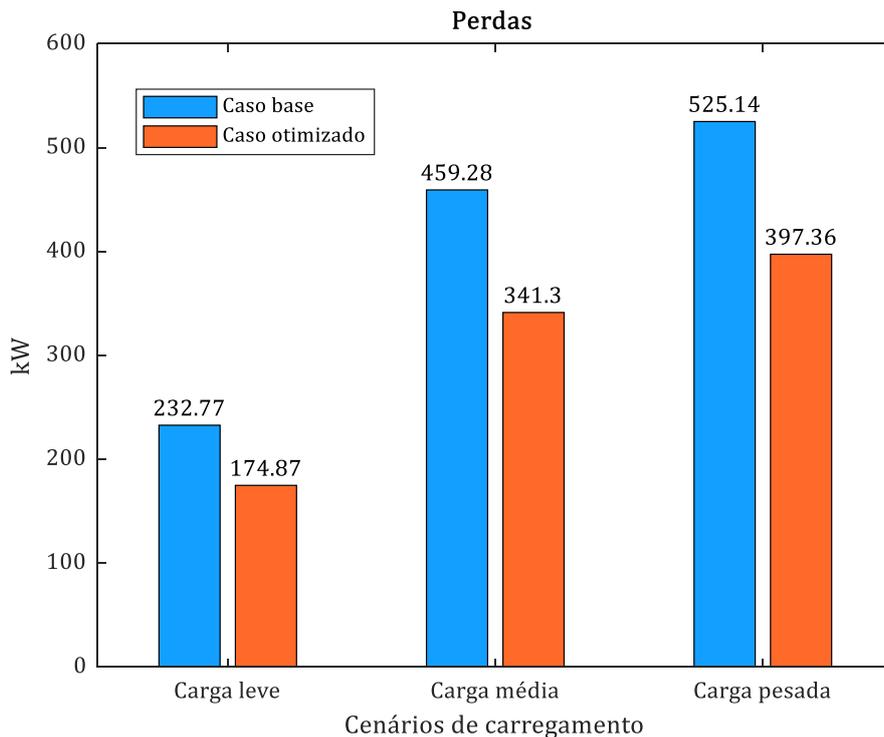
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Dentre as soluções que são exibidas na Figura 21, a melhor solução obtida pelo método é a número 3, apresentando uma economia total com perdas de R\$ 3138700,00; custo de aquisição dos capacitores igual a R\$ 108485,00 e um valor líquido de R\$ 3030200,00.

Mais uma vez o método foi capaz de proporcionar uma redução das perdas de modo a gerar uma economia mais que suficiente para pagar o valor demandado na aquisição dos capacitores.

A Figura 22 apresenta a comparação das perdas estimadas para o caso base e para caso otimizado. Em todos os cenários de carregamento com a alocação dos capacitores as perdas foram menores em relação ao caso base, especialmente no cenário de carga pesada, apresentando uma significativa redução de 24,33%. Para o horizonte de planejamento adotado, as perdas totais em energia para o caso base é igual a 62,54 MWh, enquanto para o caso com a adequada alocação dos capacitores o valor de perdas obtido é de aproximadamente 46,85 MWh, o que representa uma redução total de aproximadamente 25,1 % das perdas de energia.

Figura 22 - Comparação das perdas elétricas em cada cenário de carregamento (IEEE 34).

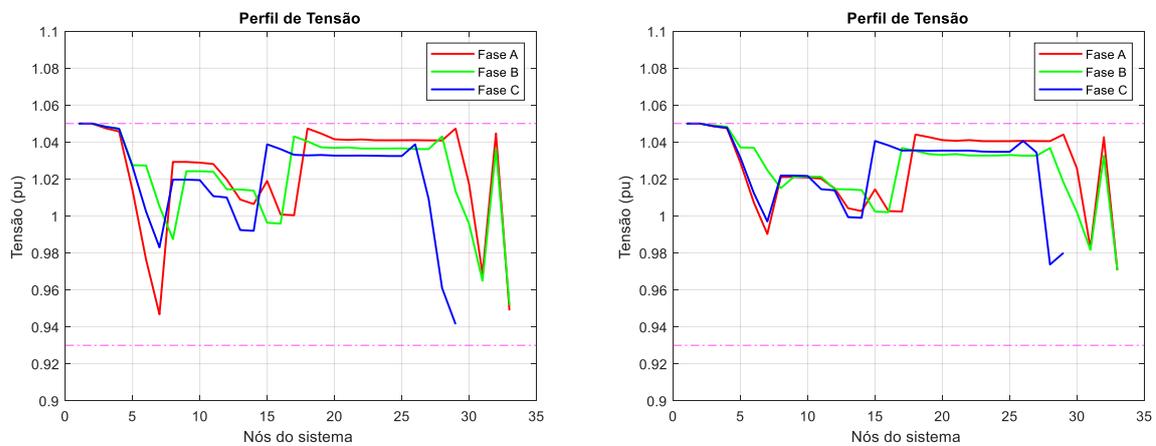


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

As figuras seguintes apresentam o comparativo dos valores das tensões nodais para os casos base e otimizado em todos os patamares de carga que simulados no alimentador IEEE 34 barras onde é possível observar que novamente, para o caso base, principalmente nos cenários de carga média e carga pesada, ocorrem os maiores afundamentos de tensão,

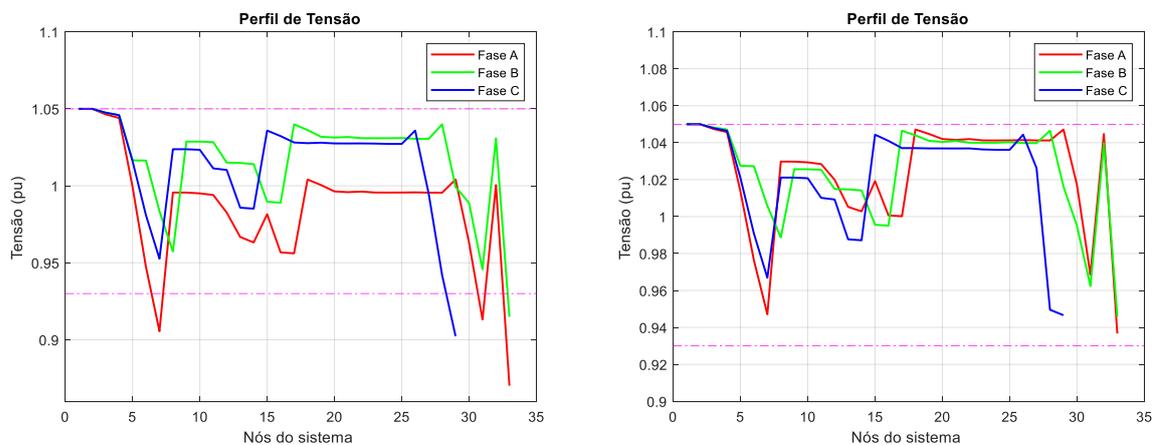
especialmente na fase A. Após a alocação dos capacitores, todas as tensões nodais assumem valores que estão dentro dos limites aceitáveis (0,93 pu e 1,05 pu). Assim como as subtensões, as violações de desequilíbrio também são eliminadas após a alocação dos capacitores. É possível observar também nos gráficos as atuações dos reguladores de tensão ao longo do alimentador, que mesmo sendo considerados no método proposto, não violam os limites de tensão e também não causam impacto no desequilíbrio.

Figura 23 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 34 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 34 barras).



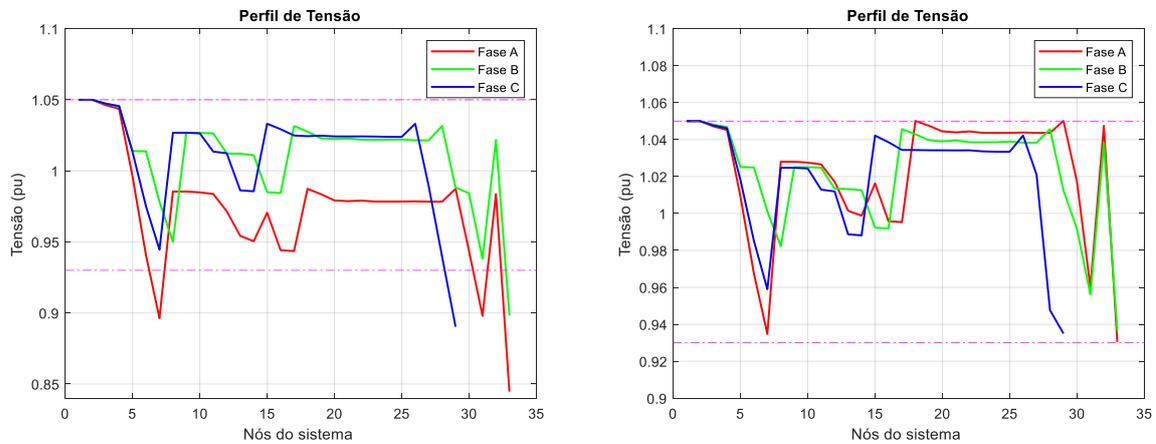
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 24 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 34 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 34 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 25 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 34 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 34 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

4.4 Sistema IEEE 123 Node Test Feeder Modificado

A Figura 26 mostra o unifilar do sistema IEEE 123 barras, que opera a uma tensão nominal de 4.16 kV, apresentando problemas relacionados a quedas de tensão que devem ser resolvidos através da instalação de equipamentos e atuação de dispositivos de controle. O sistema é caracterizado por possuir linhas aéreas e subterrâneas, reguladores de tensão, e contém um transformador que abaixa o nível de tensão da barra 61 para a 610. Cargas desequilibradas, sendo iguais a $1420 + j775$ kVA, $915 + j515$ kVA e $1155 + j635$ kVA, nas fases A, B e C, respectivamente, com natureza de potência, impedância e corrente constantes conforme especificado na base de dados original. Do total de barramentos considerados neste sistema, 67 são barramentos trifásicos e 52 são barramentos monofásicos, que fornecem um total de 253 nós possíveis para instalação dos capacitores. A barra da subestação não é considerada para alocação.

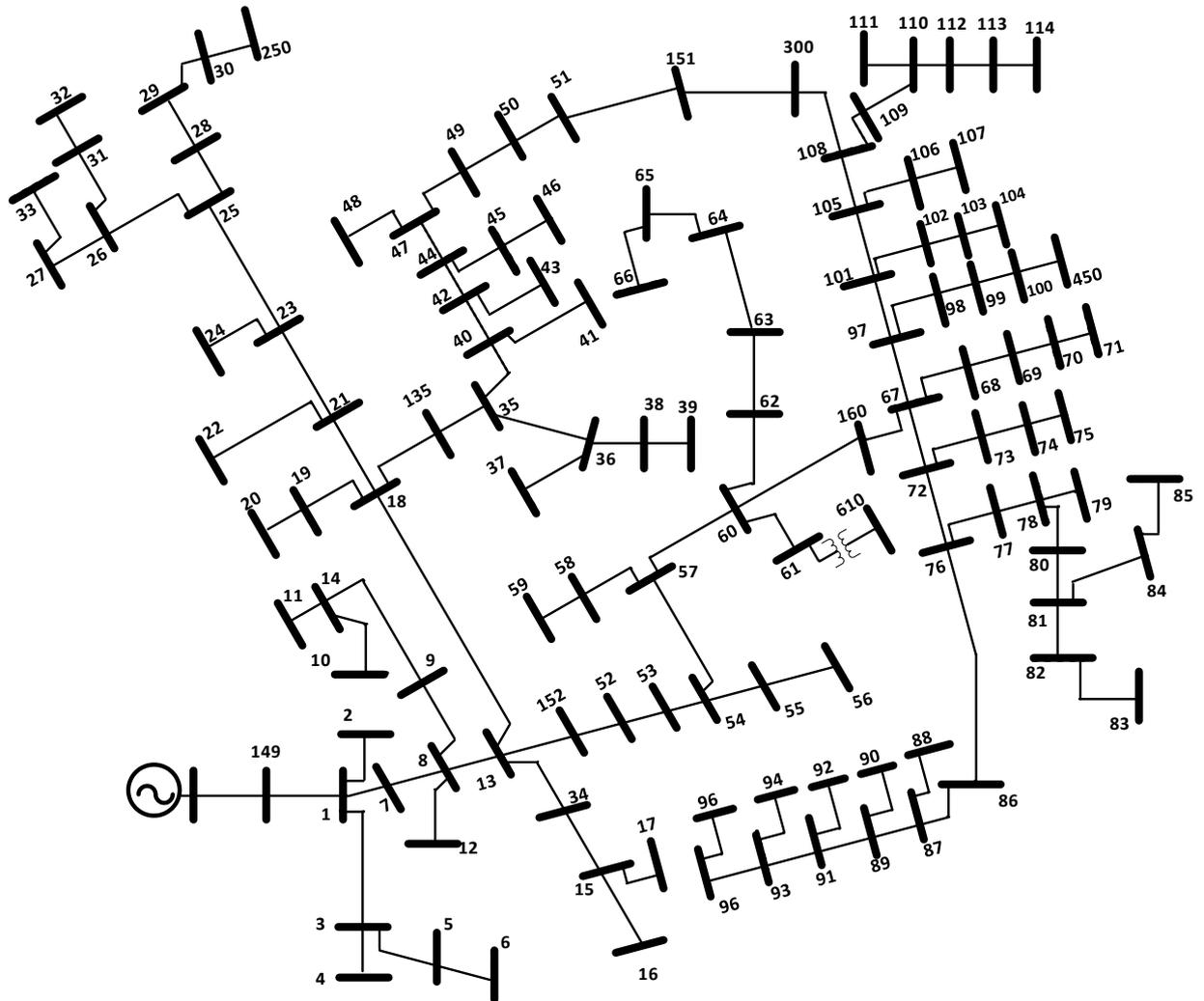
Neste caso os reguladores de tensão não foram considerados para as simulações de modo a se obter uma pior condição de operação e assim aumentar o desafio da otimização.

Para os três patamares de carga simulados não foram observadas violações de desequilíbrio, entretanto, mesmo que no caso base, em cada patamar, não indique desequilíbrio acima de 2%, uma configuração não otimizada da alocação dos capacitores pode afetar a operação do sistema ocasionando inclusive desequilíbrio em pontos da rede acima do limite permitido.

Com relação às violações de tensão, no caso base, para o patamar de carregamento médio são observadas 86 subtensões e, para o patamar de carregamento pesado, são

observadas 126 subtensões. Deseja-se que com a aplicação do método proposto todas essas violações sejam eliminadas.

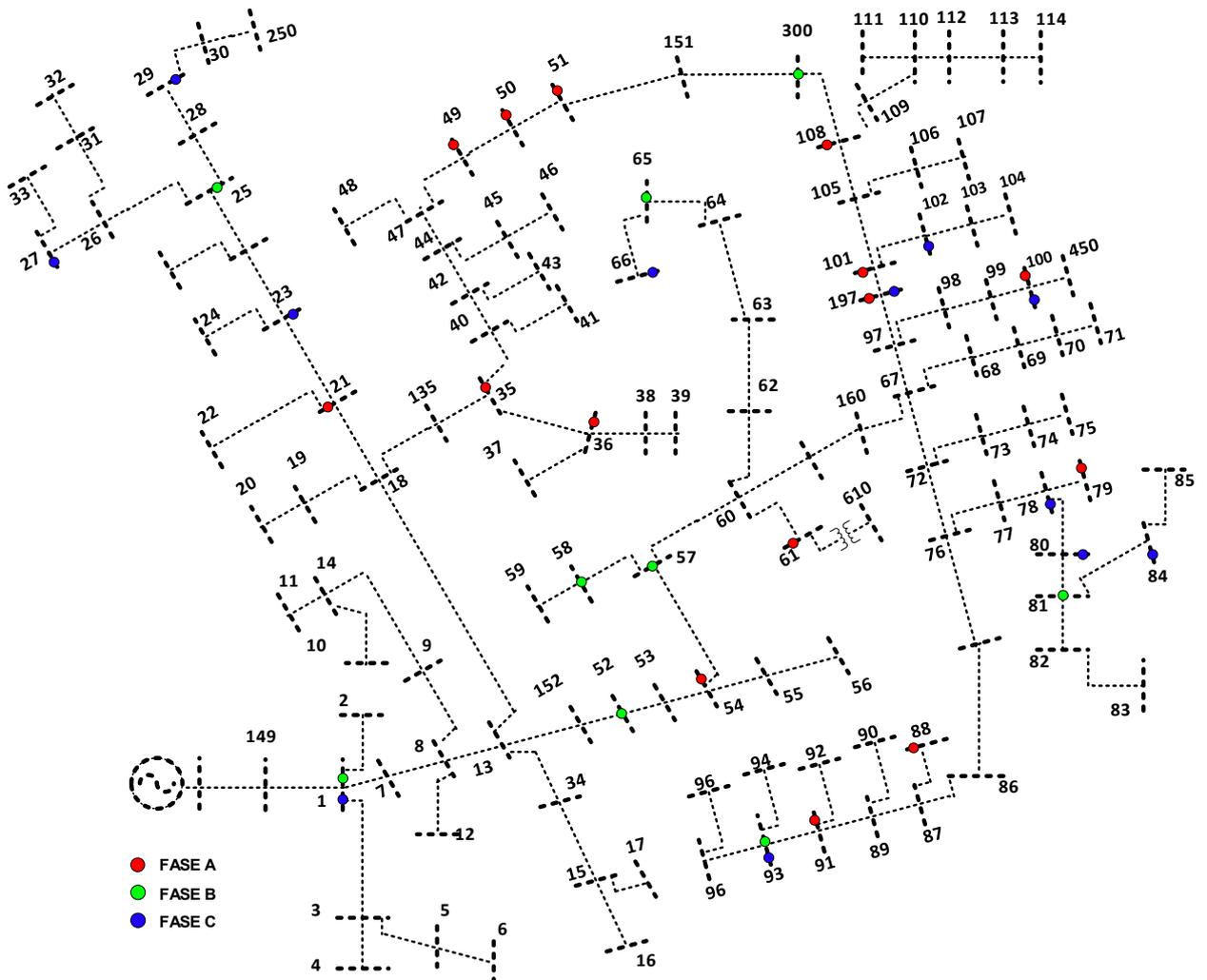
Figura 26 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 123 Node Test Feeder.



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Com a aplicação do procedimento inicial do método proposto, obteve-se $Q_{min} = 1500$ kvar e $Q_{max} = 3250$ kvar limitando a injeção de reativos na rede. A análise de sensibilidade foi realizada posteriormente e, dos 253 possíveis locais de instalação considerados inicialmente, apenas 36 foram selecionados, como pode ser observado na Figura 27. Ambos procedimentos reduziram consideravelmente o tempo de processamento para obtenção das soluções na etapa final do método para o alimentador IEEE 123. As soluções são apresentadas a seguir na Figura 28.

Figura 27 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 123).



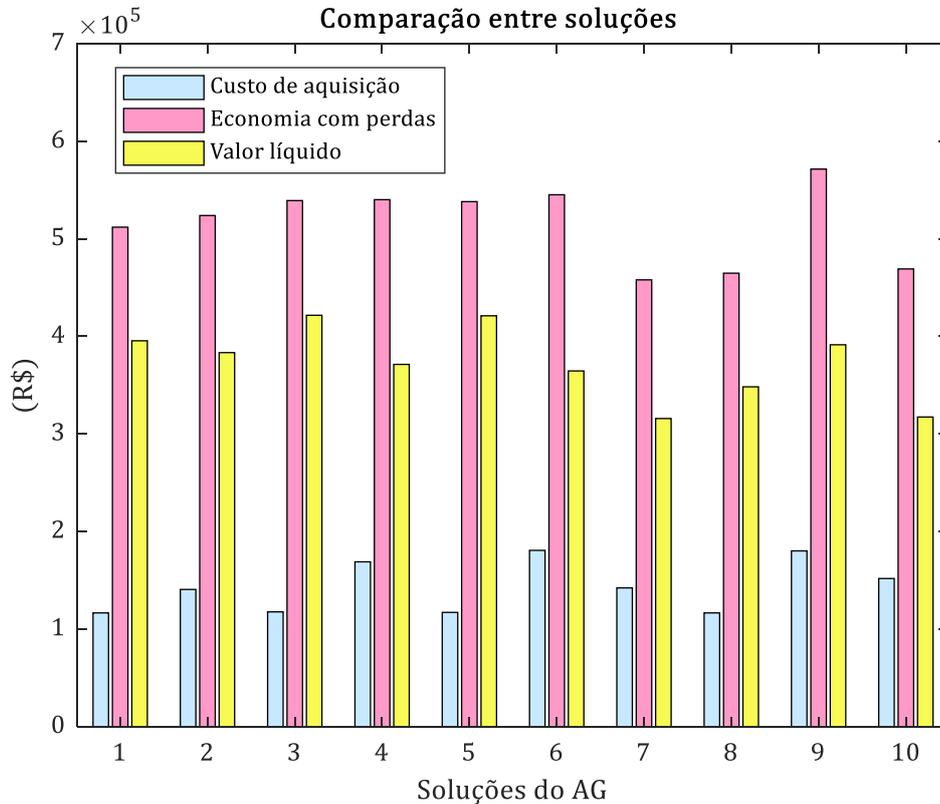
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Na Figura 28 é possível observar as soluções obtidas nas dez execuções realizadas para o sistema *IEEE 123 Node Test Feeder* exibindo para cada solução suas respectivas economias com perdas totais em energia, custos de aquisição com capacitores e o valor líquido.

Dentre as soluções que são exibidas na Figura 28, a melhor solução obtida pelo método proposto é a solução de número 3, apresentando uma economia total com a redução de perdas de energia de R\$ 539200,00; custo de aquisição dos capacitores igual a R\$ 117580,00 e um valor líquido de R\$ 421620,00. A solução determina a alocação de 8 capacitores instalados nos nós 21.A, 23.C, 58.B, 84.C, 88.A, 93.B, 108.A e 197.C com as

respectivas potências nominais de 300 kvar, 300 kvar, 200 kvar, 50 kvar, 150 kvar, 200 kvar, 300 kvar e 300 kvar totalizando 1800 kvar de potência reativa alocada no sistema.

Figura 28 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 123 barras).

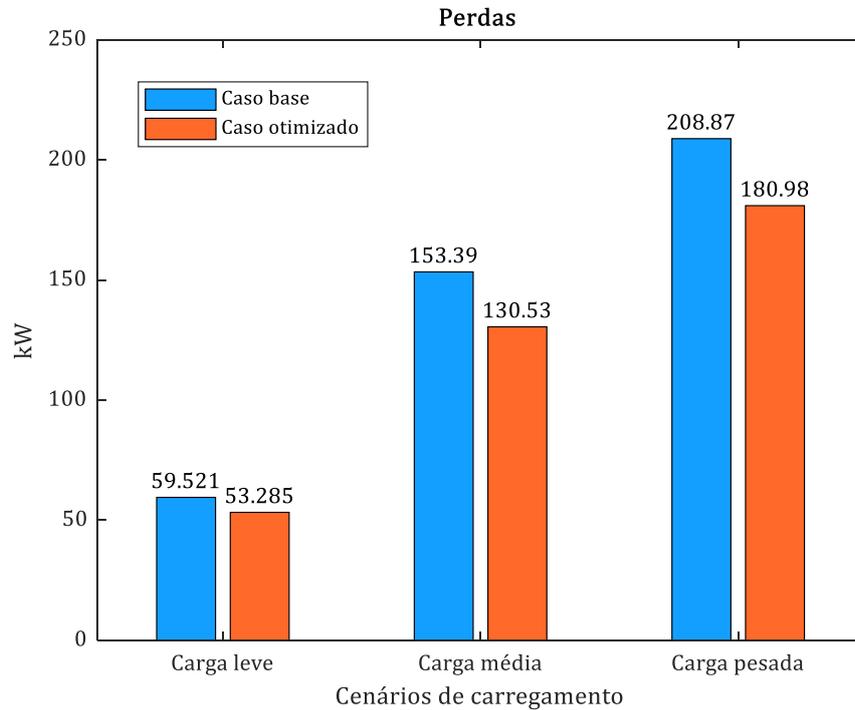


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Novamente, o método se mostrou capaz de proporcionar uma redução das perdas elétricas de modo a gerar uma economia mais que suficiente para abater o valor de aquisição dos capacitores.

O comparativo das perdas estimadas para o caso base e para caso otimizado é apresentado na Figura 26. Em todos os cenários de carregamento o caso otimizado apresentou perdas menores em relação ao caso base, chegando a uma redução de aproximadamente 13,35% no cenário de carga pesada. Conforme o horizonte de planejamento adotado, as perdas totais em energia para o caso base é igual a 20,27 MWh. Já para o caso otimizado o valor de perdas obtido é de aproximadamente 17,57 MWh, apresentando uma redução total de aproximadamente 13,3% das perdas de energia.

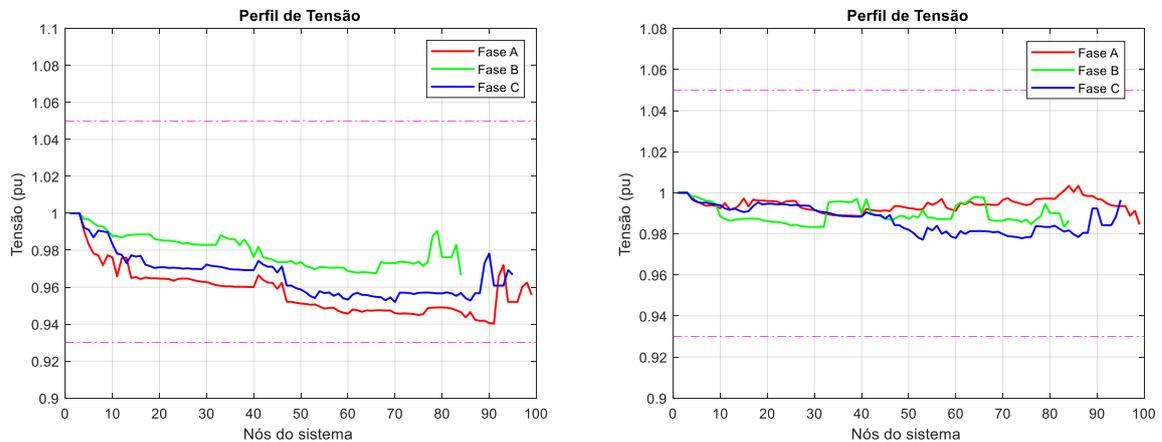
Figura 29 - Comparação das perdas elétricas em cada cenário de carregamento (IEEE 123).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

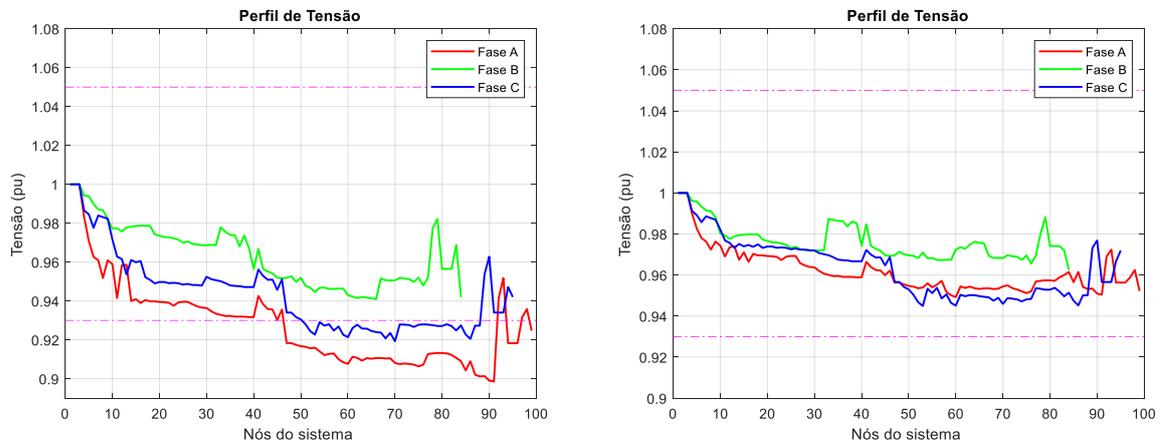
O comparativo dos valores das tensões nodais para os casos base e otimizado em todos os patamares de carga que simulados no alimentador IEEE 123 barras é apresentado nas figuras seguintes. Como esperado, os maiores afundamentos de tensão ocorrem nos momentos de carregamento médio e pesado.

Figura 30 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 123 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 123 barras).



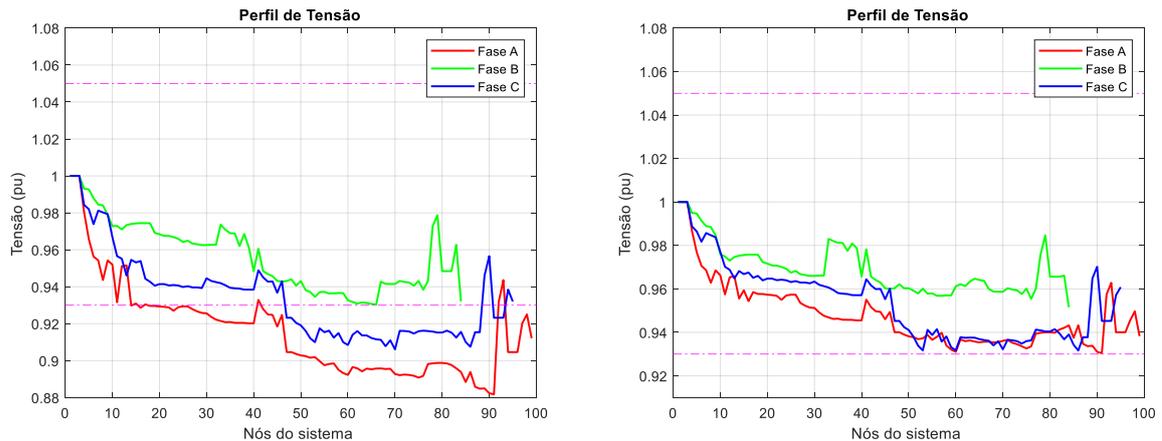
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 31 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 123 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 123 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 32 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 123 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 123 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Com a alocação otimizada dos capacitores, todas as subtensões são eliminadas e as tensões nodais assumem valores entre 0,93 pu e 1,05 pu que estão de acordo com os limites definidos no PRODIST. Com esta alocação definida através do método proposto não foi observada nenhuma violação de desequilíbrio de tensão nos cenários simulados.

É possível constatar mais uma vez a eficácia da otimização no aprimoramento dos perfis de tensão, na limitação do grau de desequilíbrio e na redução significativa das perdas.

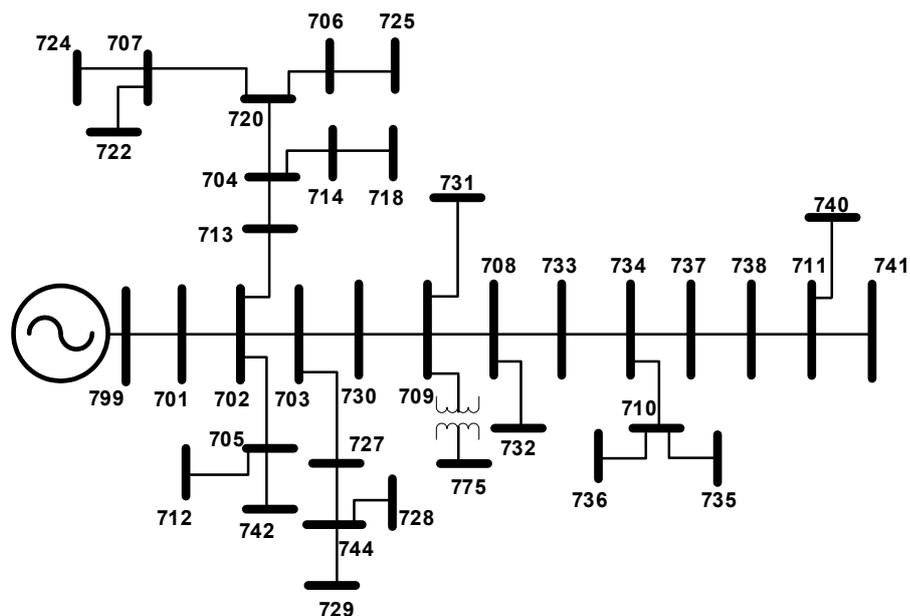
4.5 Sistema IEEE 37 Node Test Feeder Modificado

A Figura 33 apresenta o diagrama unifilar do alimentador *IEEE 37 Node Test Feeder*. Este alimentador possui apenas barras trifásicas em dois níveis de tensão, 4,8 kV e 0,48 kV. Contém um transformador, que abaixa o nível de tensão da barra 709 para a 775. As cargas são desequilibradas, cujos valores totais são iguais a $1017,8 + j499,8$ kVA, $894,6 + j439,6$ kVA e $1527,4 + j742$ kVA, nas fases A, B e C, respectivamente. Todos os barramentos deste alimentador são trifásicos e, assim como nos outros alimentadores, a barra da subestação não é considerada como possível local de instalação dos BCs, portanto, contabilizando os demais barramentos do sistema, tem-se um total de 108 nós disponíveis para a alocação de capacitores.

Dentre os alimentadores em que a metodologia foi testada, este foi o que apresentava maior quantidade de violações a serem superadas e, portanto, a princípio apresentaria maior dificuldade no processo de obtenção de uma solução factível.

Diante disso, duas medidas foram tomadas para mitigar os problemas encontrados nas simulações. A primeira medida tomada foi a discretização dos valores de potência reativa em mais possibilidades. Foram adotados 20 possíveis valores de compensação reativa entre 0 e 500 kvar discretizados em valores de 25 kvar.

Figura 33 - Diagrama unifilar do sistema IEEE 37 Node Test Feeder.

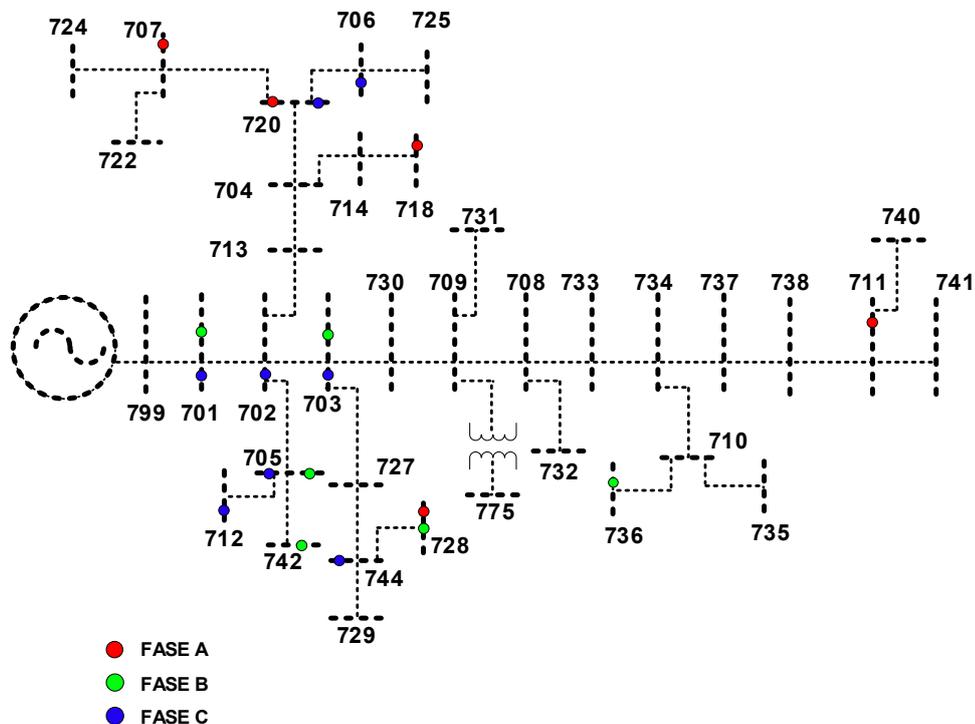


Isso possibilitou que o algoritmo superasse as dificuldades encontradas no processo de convergência tanto para a etapa de determinação dos limites máximo e mínimo de compensação reativa fixa como nas simulações da análise de sensibilidade, que estavam complicadas apenas com a discretização em 50 kvar. Por um lado, a maior discretização possibilita o processo de convergência, entretanto, o custo computacional é maior, uma vez que aumenta as possibilidades de solução do problema.

A segunda medida adotada para superar os problemas de convergência e obtenção de melhores soluções foi a utilização de soluções encontradas para inicializar a população do AG subsequente. Tal medida cooperou não somente para a obtenção de melhores soluções como também para que essas soluções fossem obtidas em um tempo computacional aceitável.

As simulações realizadas para o caso base identificaram 13 violações para o patamar de carga leve, sendo 11 violações de desequilíbrio e 2 subtensões. Para o patamar de carga média, foram identificadas 61 violações, sendo 38 violações de desequilíbrio e 23 violações de subtensão. Para o patamar de carga pesada foram identificadas 75 violações, sendo 38 violações de desequilíbrio e 37 subtensões.

Figura 34 - Nós selecionados através da análise de sensibilidade (IEEE 37).

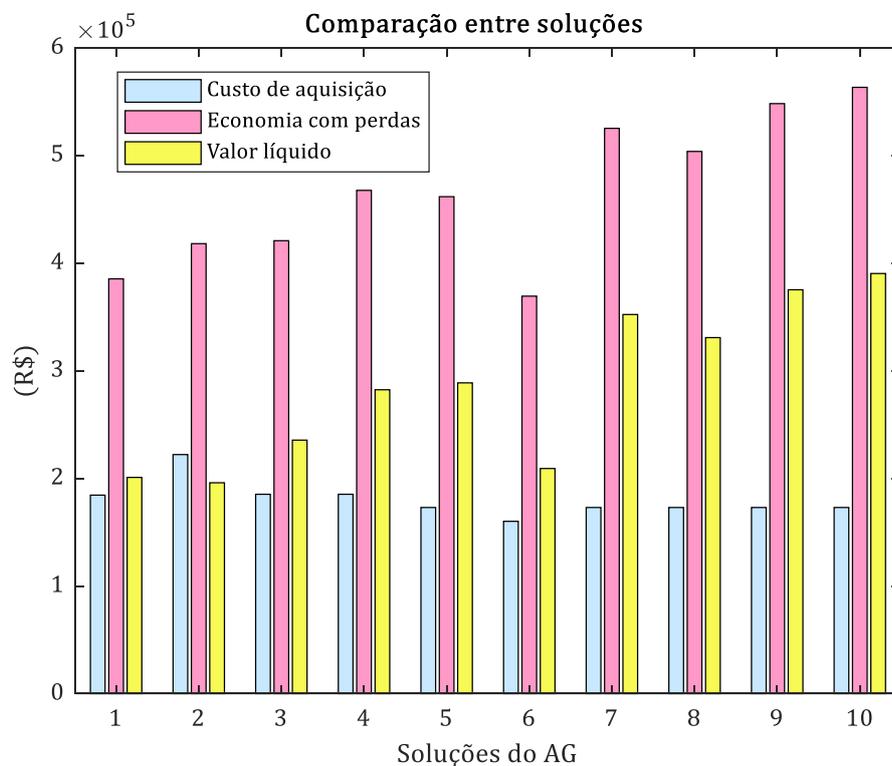


Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Através do procedimento inicial para limitação da compensação reativa, obteve-se $Q_{min} = 2250$ kvar e $Q_{max} = 3200$ kvar. A Figura 34 apresenta o resultado do procedimento da análise de sensibilidade onde, do total de 108 locais de instalação considerados inicialmente, somente 19 foram selecionados. Com o espaço amostral reduzido, segue-se então para a etapa final do método em que busca determinar a alocação ótima dos capacitores considerando todos os patamares de carregamento.

A Figura 35 mostra as soluções obtidas nas dez execuções realizadas para o sistema *IEEE 37 Node Test Feeder*. Das soluções que são exibidas na Figura 35, a melhor solução é a de número 10, apresentando uma economia total com a redução das perdas de energia de R\$ 563070,00; custo de aquisição dos capacitores igual a R\$ 172890,00 e um valor líquido de R\$ 390180,00. Novamente, o método se mostrou capaz de proporcionar uma redução das perdas elétricas que gerou uma economia mais que suficiente para abater o valor de aquisição dos capacitores.

Figura 35 - Comparação entre as soluções obtidas pelo método proposto (IEEE 37 barras).



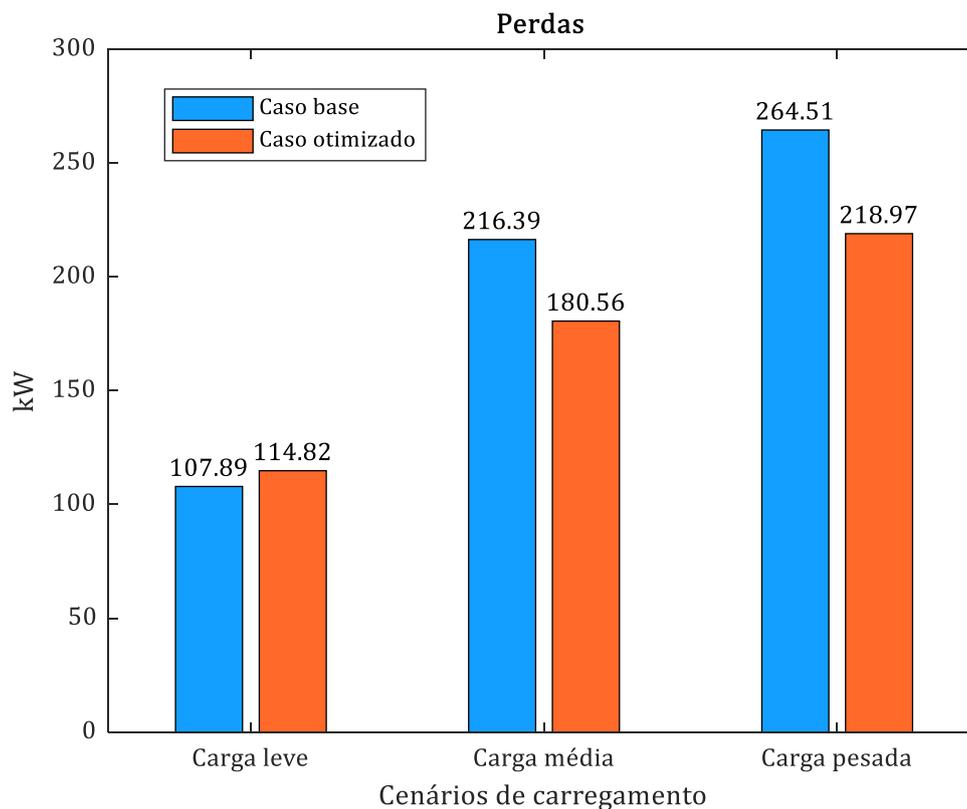
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

O método determina a alocação de 12 capacitores instalados nos nós 701.B, 701.C, 702.C, 703.B, 711.A, 718.A, 720.A, 720.C, 728.A, 728.B, 736.B e 744.C com as respectivas

potências nominais 275 kvar, 300 kvar, 150 kvar, 75 kvar, 275 kvar, 125 kvar, 300 kvar, 75 kvar, 50 kvar, 350 kvar, 325 kvar e 75 kvar totalizando 2375 kvar de compensação reativa alocada no sistema.

A Figura 36 apresenta a comparação das perdas estimadas para o caso base em relação ao caso otimizado.

Figura 36 - Comparação das perdas elétricas em cada cenário de carregamento (IEEE 37).



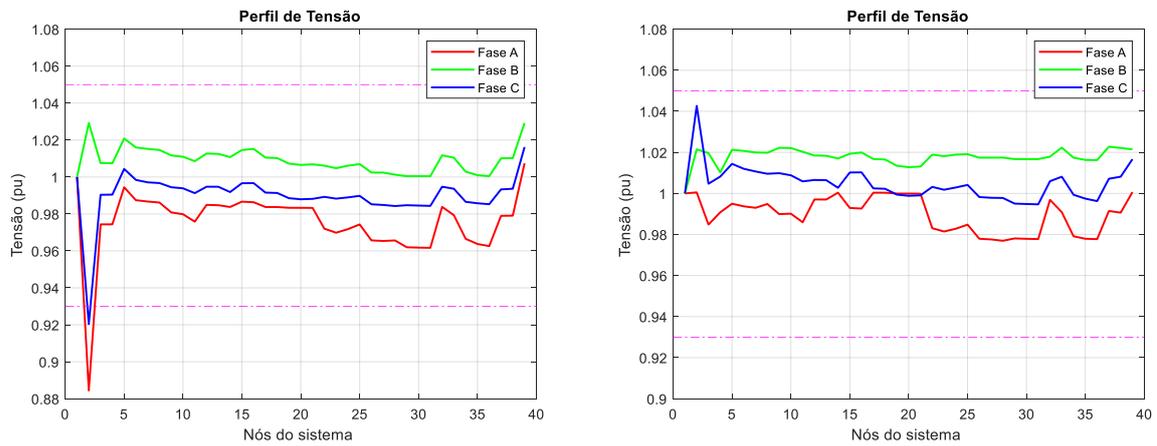
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

É possível observar para o cenário de carga leve que as perdas são maiores no caso otimizado que no caso base, apresentando um aumento de aproximadamente de 6,42%.

Entretanto, nos demais cenários, as reduções das perdas para o caso otimizado são significativas, especialmente para o cenário de carregamento pesado, onde a redução chega a 17,21%. Analisando o horizonte de planejamento adotado, as perdas totais de energia para o caso base é igual a 29,81 MWh, enquanto para o caso otimizado o valor estimado de perdas é de aproximadamente 27 MWh, totalizando uma redução de 9,45% das perdas elétricas, isso devido às elevadas perdas observadas no patamar de carga leve.

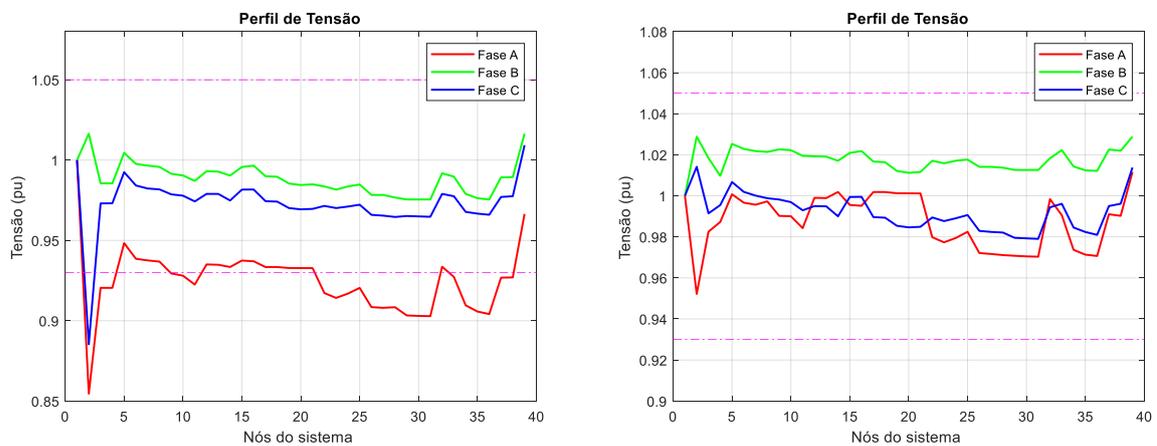
O comparativo dos valores das tensões nodais para os casos base e otimizado em todos os patamares de carga simulados no alimentador IEEE 37 barras é apresentado nas figuras seguintes.

Figura 37 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga leve (IEEE 37 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga leve (IEEE 37 barras).



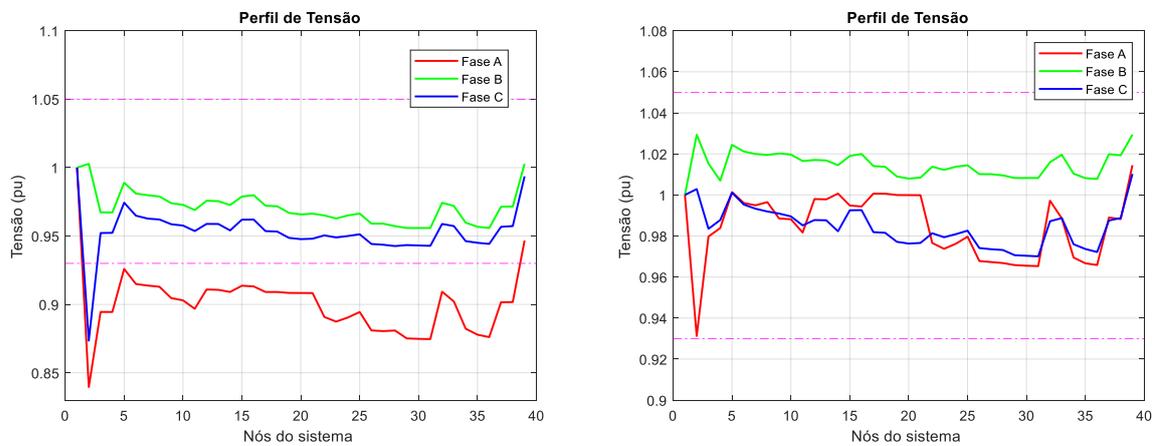
Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 38 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga média (IEEE 37 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga média (IEEE 37 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

Figura 39 - (a) Tensões nodais para o caso base em carga pesada (IEEE 37 barras); (b) Tensões nodais para o caso otimizado em carga pesada (IEEE 37 barras).



Fonte: elaborado pelo autor (2023).

É possível observar pelas figuras que, até mesmo para o cenário de carregamento leve base, ocorrem afundamentos de tensão que violam os limites estabelecidos pelo PRODIST, sendo que os maiores afundamentos ocorrem para os cenários de carga média e pesada. Além disso, em todos os cenários também ocorrem violações do limite de desequilíbrio de tensão. Com a alocação dos BCs definida pelo método proposto, é possível observar todas as tensões nodais com seus valores dentro dos limites aceitáveis (0,93 pu e 1,05 pu). Novamente, assim como as violações de tensão, as violações de desequilíbrio também são eliminadas após a alocação dos capacitores.

Para o sistema IEEE 37 barras, após a obtenção de uma solução factível e sua utilização para inicializar a população do AG, todas as dez execuções do algoritmo proposto convergiram para soluções factíveis e ainda melhores. Algumas das soluções obtidas (sem utilizar a solução factível para inicializar o AG) não reportadas aqui conseguiram chegar a uma configuração de alocação dos capacitores capaz de eliminar todas as violações identificadas no caso base e ainda obter uma economia positiva com a redução das perdas, entretanto, essa economia era superada pelos custos de aquisição dos equipamentos, o que levava a um valor líquido negativo.

Diante das diversas simulações realizadas e dos resultados obtidos pôde-se constatar que o algoritmo de otimização desenvolvido neste trabalho se mostrou eficiente para uma melhora do desempenho do AG na obtenção de soluções de boa qualidade em um tempo de processamento consideravelmente reduzido, inclusive para sistemas de grande porte como o IEEE 123 barras. Foi possível constatar também melhoras em relação ao desempenho

operacional de todos os sistemas, como redução das perdas estimadas totais de energia no horizonte de planejamento, além do aprimoramento dos perfis de tensões e limitação do fator de desequilíbrio em todos os cenários considerados. Sendo assim é possível concluir que o algoritmo proposto foi capaz de atingir com êxito os objetivos do trabalho.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo final tem por objetivo apresentar as considerações finais a respeito do trabalho desenvolvido que resultou na presente dissertação. Serão apresentadas as principais conclusões obtidas por meio da aplicação do algoritmo proposto. Também serão levantados os possíveis trabalhos futuros a serem desenvolvidos como uma forma de melhorar o método proposto e realizar novos estudos.

5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Neste trabalho foi desenvolvido um método baseado na técnica de Algoritmos Genéticos (AG) que busca maximizar a economia proveniente da redução das perdas elétricas de energia em sistemas de distribuição por meio da alocação de bancos de capacitores fixos em derivação, considerando suas capacidades de natureza discreta e possibilidade monofásica de alocação.

O AG é uma técnica conveniente para problemas de natureza combinatória, como é o caso da alocação ótima de capacitores, atuando sobre um conjunto de soluções candidatas, descartando aquelas que são inviáveis ou menos aptas ao problema e mantendo ao longo do processo de convergência aquelas que se adequam.

No método proposto foram definidos dois procedimentos adicionais para limitar a região de busca do AG e para melhorar a eficiência em termos de processamento computacional, diminuindo o número de simulações a partir de uma análise de sensibilidade que indicava as barras mais apropriadas para o trabalho de alocação. Com a adoção destes procedimentos é possível estabelecer uma boa condição inicial para o AG e definir uma configuração ótima dos capacitores evitando o processamento de uma grande quantidade de soluções inviáveis durante seu processo de busca.

A ferramenta desenvolvida neste trabalho foi capaz de definir uma condição ótima da rede em que as configurações de alocação dos capacitores (quantidade, locais de instalação e dimensionamento), além de reduzir a estimativa das perdas de energia nos SDEE, respeitam as restrições impostas ao problema, como a diminuição do custo de investimento e ainda assim para que a rede tenha melhor desempenho em relação às perdas, mantendo a conformidade dos níveis de tensão e dos desequilíbrios. Chama-se atenção ao fato de que a

ferramenta considera a variação do carregamento das redes de distribuição através dos cenários de carga e faz uso de capacitores fixos, ou seja, em seu regime de operação, devem estar conectados aos sistemas elétricos injetando potência reativa durante todas as horas do dia. Devido à essa natureza do capacitor fixo, deve-se ter cuidado especial em seu dimensionamento e posicionamento ótimos para que esses capacitores não causem violações de tensão, especialmente em cenários de carregamento leve.

Através das simulações realizadas e dos resultados obtidos, a ferramenta se mostrou eficaz na alocação dos capacitores trazendo configurações que possibilitaram maximizar os benefícios que estes equipamentos propiciam aos sistemas elétricos de distribuição de forma satisfatória e em um tempo computacional aceitável e compatível com estudos de planejamento.

5.2 PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS

Sugere-se como tópicos para investigações futuras a partir do desenvolvimento deste trabalho:

- i. Adoção de uma modelo probabilístico para uma representação mais adequada do carregamento das redes de distribuição de modo a incluir seu comportamento aleatório e incertezas;
- ii. Consideração da presença de geração distribuída e avaliação de seu impacto no problema de alocação ótima dos capacitores;
- iii. Consideração dos limites de carregamento dos alimentadores na função objetivo;
- iv. Incluir no objetivo do algoritmo de otimização a seleção ótima dos tapes dos reguladores de tensão para avaliação de seus impactos na alocação ótima dos capacitores;
- v. Alocação conjunta de bancos de capacitores e geração distribuída com as considerações do algoritmo proposto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ABDELAZIZ, Almoataz Y.; ALI, Ehab S.; ABD ELAZIM, S. M. Flower pollination algorithm and loss sensitivity factors for optimal sizing and placement of capacitors in radial distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 78, p. 207-214, 2016.
- ABOU EL-ELA, Adel Ali *et al.* Optimal capacitor placement in distribution systems for power loss reduction and voltage profile improvement. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 5, p. 1209-1221, 2016.
- ANEEL. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. Nota Técnica no 0057/2014-SRD/ANEEL. Brasília, Brasil. 11 jun. 2014.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST**. 2021.
- AMAN, M. M. *et al.* A new approach for optimum simultaneous multi-DG distributed generation Units placement and sizing based on maximization of system loadability using HPSO (hybrid particle swarm optimization) algorithm. **Energy**, v. 66, p. 202-215, 2014.
- ARAUJO, Leandro Ramos *et al.* A methodology for optimization of unbalanced distribution systems. **IEEE Latin America Transactions**, v. 11, n. 5, p. 1182-1189, 2013.
- ARAUJO, Leandro Ramos *et al.* A three-phase optimal power-flow algorithm to mitigate voltage unbalance. **IEEE transactions on power delivery**, v. 28, n. 4, p. 2394-2402, 2013.
- ASLLANI, Arben; LARI, Alireza. Using genetic algorithm for dynamic and multiple criteria web-site optimizations. **European journal of operational research**, v. 176, n. 3, p. 1767-1777, 2007.
- AUGUGLIARO, Antonino *et al.* A modified genetic algorithm for optimal allocation of capacitor banks in MV distribution networks. **Intelligent Industrial Systems**, v. 1, p. 201-212, 2015.
- AZADIVAR, Farhad; TOMPKINS, George. Simulation optimization with qualitative variables and structural model changes: A genetic algorithm approach. **European Journal of Operational Research**, v. 113, n. 1, p. 169-182, 1999.
- BAGHERI, A.; NOROOZIAN, R.; GHOLINEZHAD, J. Optimal capacitor allocation in radial distribution networks for annual costs minimization using hybrid PSO and sequential power loss index based method. **Journal of Operation and Automation in Power Engineering**, v. 5, n. 2, p. 117-130, 2017.
- BARBOZA, Angela Olandoski. **Simulação e técnicas da computação evolucionária aplicadas a problemas de programação linear inteira mista**. Tese de doutorado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), CPGEI, Curitiba, PR, 2005.

BENETELI, Tatianna Aparecida Pereira; PENIDO, Debora Rosana Ribeiro; ARAUJO, Leandro Ramos. A Method to Reduce the Negative Sequence Current in Electrical Equipments. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 12, p. 4699-4705, 2016.

BENETELI, Tatianna AP; COTA, Luciano P.; EUZÉBIO, Thiago AM. Limiting current and voltage unbalances in distribution systems: A metaheuristic-based decision support system. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 135, p. 107538, 2022.

BLUM, Christian; ROLI, Andrea. Metaheuristics in combinatorial optimization: Overview and conceptual comparison. **ACM computing surveys (CSUR)**, v. 35, n. 3, p. 268-308, 2003.

CARPINELLI, G. *et al.* Single-objective probabilistic optimal allocation of capacitors in unbalanced distribution systems. **Electric Power Systems Research**, v. 87, p. 47-57, 2012.

CHEN, Tsai-Hsiang; YANG, Wen-Chih. Analysis of multi-grounded four-wire distribution systems considering the neutral grounding. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 16, n. 4, p. 710-717, 2001.

CONTRIBUIÇÕES TÉCNICAS PARA A TOMADA DE SUBSÍDIOS 013/2022 DA ANEEL – Cálculo de Perdas na Distribuição da Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www.ladee.eng.br/ts013aneel/contribuicoesUFUeEPRI.pdf>>. Acesso em: 12 nov. 2022.

COOPER, C. B. IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants (IEEE Red Book). **Electronics and Power**, v. 33, n. 10, p. 658, 1987.

DE ARAUJO, Leandro Ramos *et al.* Optimal unbalanced capacitor placement in distribution systems for voltage control and energy losses minimization. **Electric Power Systems Research**, v. 154, p. 110-121, 2018.

DE ARAUJO, Leandro Ramos; PENIDO, Débora Rosana Ribeiro; DE ALCÂNTARA VIEIRA, Felipe. A multiphase optimal power flow algorithm for unbalanced distribution systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 53, p. 632-642, 2013.

DUGAN, Roger C.; MCDERMOTT, T. Reference guide. **The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. EPRI, 2016.

DUQUE, Felipe Gomes. **Alocação de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica utilizando técnica de otimização bio-inspirada**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, p. 122. 2013.

DUQUE, Felipe G. *et al.* Allocation of capacitor banks in distribution systems through a modified monkey search optimization technique. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 73, p. 420-432, 2015.

ESMAEILIAN, Hamid Reza; FADAEINEDJAD, Roohollah. Optimal reconfiguration and capacitor allocation in unbalanced distribution network considering power quality issues. In: **22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)**. IET, 2013. p. 1-4.

GOLBERG, David E. Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning. **Addion wesley**, v. 1989, n. 102, p. 36, 1989.

HA, Mahmoud Pesaran *et al.* A hybrid genetic particle swarm optimization for distributed generation allocation in power distribution networks. **Energy**, v. 209, p. 118218, 2020.

HAFFNER, Sérgio *et al.* Alocação de bancos de capacitores em redes de distribuição de energia visando eliminar violações de tensão. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 20, p. 546-563, 2009.

IVANOV, Ovidiu *et al.* Optimal capacitor bank allocation in electricity distribution networks using metaheuristic algorithms. **Energies**, v. 12, n. 22, p. 4239, 2019.

KONAK, Abdullah; COIT, David W.; SMITH, Alice E. Multi-objective optimization using genetic algorithms: A tutorial. **Reliability engineering & system safety**, v. 91, n. 9, p. 992-1007, 2006.

KOLA SAMPANGI, Sambaiah; THANGAVELU, Jayabarathi. Optimal capacitor allocation in distribution networks for minimization of power loss and overall cost using water cycle algorithm and grey wolf optimizer. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 30, n. 5, p. e12320, 2020.

KOZA, John R. Genetic Programming IV: Routine Human-Competitive Machine Intelligence. 2003.

LIN, W.-M.; CHENG, F.-S.; TSAY, M.-T. Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm. **IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution**, v. 147, n. 6, p. 349-354, 2000.

LINDEN, Ricardo. **Algoritmos genéticos: uma importante ferramenta da inteligência computacional**. Brasport, 2006.

MARTINS, Antônio Sobrinho Campolina *et al.* Capacitor allocation in unbalanced systems using a three-level optimization framework. **IEEE Latin America Transactions**, v. 19, n. 9, p. 1599-1607, 2021.

MATHWORKS, T. Global optimization toolbox user's guide. 2015.

MELIPOULOS, AP Sakis *et al.* Power distribution practices in USA and Europe: Impact on power quality. In: **8th International Conference on Harmonics and Quality of Power. Proceedings (Cat. No. 98EX227)**. IEEE, 1998. p. 24-29.

MENDONÇA, Isabela Miranda. **Identificação de rotas relevantes para o planejamento estático da expansão de sistemas de transmissão de energia elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, p. 170. 2016.

- MOHAMED, Mohamed Abd-El-Hakeem *et al.* Energy saving maximization of balanced and unbalanced distribution power systems via network reconfiguration and optimum capacitor allocation using a hybrid metaheuristic algorithm. **Energies**, v. 14, n. 11, p. 3205, 2021.
- MONTAZERI, Meysam; ASKARZADEH, Alireza. Capacitor placement in radial distribution networks based on identification of high potential busses. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 3, p. e2754, 2019.
- MURTY, V. V. S. N.; KUMAR, Ashwani. Capacitor allocation in unbalanced distribution system under unbalances and loading conditions. **Energy Procedia**, v. 54, p. 47-74, 2014.
- MUTHUKUMAR, K.; JAYALALITHA, S. Optimal placement and sizing of distributed generators and shunt capacitors for power loss minimization in radial distribution networks using hybrid heuristic search optimization technique. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 78, p. 299-319, 2016.
- NAIK, S. Gopiya; KHATOD, D. K.; SHARMA, M. P. Optimal allocation of combined DG and capacitor for real power loss minimization in distribution networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 53, p. 967-973, 2013.
- NIU, Ming; WAN, Can; XU, Zhao. A review on applications of heuristic optimization algorithms for optimal power flow in modern power systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 2, n. 4, p. 289-297, 2014.
- OCHOA, Luis F. *et al.* Evaluation of distribution system losses due to load unbalance. In: **15th PSCC**. 2005. p. 1-4.
- PINHO, AF de *et al.* Algoritmos genéticos: Fundamentos e aplicações. **Meta-Heurísticas em Pesquisa Operacional**, p. 21-32, 2013.
- RESENER, Mariana. **Modelo linearizado para problemas de planejamento da expansão de sistemas de distribuição**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, p. 199. 2016.
- RESENER, Mariana *et al.* Optimization techniques applied to planning of electric power distribution systems: a bibliographic survey. **Energy Systems**, v. 9, p. 473-509, 2018.
- SAFIGIANNI, A. S.; SALIS, G. J. Optimum VAR control of radial primary power distribution networks by shunt capacitor installation. **International journal of electrical power & energy systems**, v. 23, n. 5, p. 389-401, 2001.
- SANTOS-AZEVEDO, Manoel Socorro *et al.* Multiobjective optimization of the reactive power compensation in electric distribution systems. **Dyna**, v. 81, n. 187, p. 175-183, 2014.
- SANTOS, Ricardo Viol. **Metodologia para alocação discreta e assimétrica de capacitores em sistemas elétricos de distribuição visando redução de desequilíbrio**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Federal de Juiz de Fora. Juiz de Fora, p. 131. 2015.
- SHAHEEN, Abdullah M.; EL-SEHIEMY, Ragab A. Optimal coordinated allocation of distributed generation units/capacitor banks/voltage regulators by EGWA. **IEEE Systems Journal**, v. 15, n. 1, p. 257-264, 2020.

SILVA JUNIOR, Ivo Chaves da et al. Metodologia heurística construtiva para alocação de bancos de capacitores em sistemas de distribuição de energia elétrica. **Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica**, v. 19, p. 72-82, 2008.

TAHER, Seyed Abbas; BAGHERPOUR, Reza. A new approach for optimal capacitor placement and sizing in unbalanced distorted distribution systems using hybrid honey bee colony algorithm. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 49, p. 430-448, 2013.

TENG, Jen-Hao. A direct approach for distribution system load flow solutions. **IEEE Transactions on power delivery**, v. 18, n. 3, p. 882-887, 2003.

TORABI, S. Ali; GHOMI, SMT Fatemi; KARIMI, Behrooz. A hybrid genetic algorithm for the finite horizon economic lot and delivery scheduling in supply chains. **European Journal of Operational Research**, v. 173, n. 1, p. 173-189, 2006.