



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

Rafael Viviani Galdino

**Investigação do Potencial de Utilização de Equipamentos Modernos
em Sistemas de Distribuição com Alta Penetração de Microgeração
Distribuída Baseada em Energia Fotovoltaica**

CAMPINAS

2021

Rafael Viviani Galdino

**Investigação do Potencial de Utilização de Equipamentos Modernos em Sistemas de
Distribuição com Alta Penetração de Microgeração Distribuída Baseada em Energia
Fotovoltaica**

*Dissertação apresentada à Faculdade de
Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade
Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos
para a obtenção do título de Mestre em Engenharia
Elétrica, na área de Energia Elétrica.*

Supervisor/Orientador: Prof^a. Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli.

Este trabalho corresponde à versão final da
dissertação defendida pelo aluno Rafael Viviani
Galdino, orientada pela Prof^a. Dr^a. Fernanda
Caseño Trindade Arioli.

Assinatura da Orientadora

CAMPINAS

2021

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

G131i Galdino, Rafael Viviani, 1995-
Investigação do potencial de utilização de equipamentos modernos em sistemas de distribuição com alta penetração de microgeração distribuída baseada em energia fotovoltaica / Rafael Viviani Galdino. – Campinas, SP : [s.n.], 2021.

Orientador: Fernanda Caseño Trindade Arioli.
Dissertação (mestrado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Potência reativa (Engenharia elétrica). 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Geração de energia fotovoltaica. 4. Energia elétrica - Distribuição. I. Arioli, Fernanda Caseño Trindade, 1984-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Investigation of the potential use of modern technologies in electric power distribution systems with high penetration of rooftop photovoltaic generators

Palavras-chave em inglês:

Reactive power (Electrical engineering)
Distributed generation of electric power
Photovoltaic power generation
Electric power distribution

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Mestre em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Fernanda Caseño Trindade Arioli [Orientador]
Cresencio Silvio Segura Salas
Juan Carlos Cebrian Amasifen

Data de defesa: 12-03-2021

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-4631-4641>

- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/6021466267194800>

COMISSÃO JULGADORA – DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

Candidato: Rafael Viviani Galdino RA: 229963

Data da defesa: 12 de março de 2021

Título da Tese: “Investigação do potencial de utilização de equipamentos modernos em sistemas de distribuição com alta penetração de microgeração distribuída baseada em energia fotovoltaica”

Prof^ª. Dr^ª. Fernanda Caseño Trindade Arioli (Presidente)

Dr. Cresencio Silvio Segura Salas

Prof. Dr. Juan Carlos Cebrian Amasifen

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todos os profissionais da saúde que estão na linha de frente no combate a Covid-19 e às indústrias farmacêuticas e pesquisadores que unem forças no desenvolvimento de vacinas. Dedicatória que estendo também à educação e à pesquisa científica no Brasil. Que neste trabalho permaneça meu eterno muito obrigado.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço aos meus pais, Airton e Ivonete, às oportunidades que me ofereceram para que eu pudesse alcançar meus sonhos, à minha irmã Drielly e todo carinho e amor oferecido por eles.

À professora Dr^a. Fernanda Caseño Trindade Arioli pela orientação, conselhos, ideias e os bons momentos que foram essenciais na elaboração deste trabalho, assim como no meu desenvolvimento técnico e pessoal.

Ao professor Dr. Walmir de Freitas Filho pelos conselhos e a oportunidade de integrar seu grupo de pesquisa.

Aos colegas e amigos do laboratório de pesquisa LE-41 do Departamento de Sistemas e Energia da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da UNICAMP, especialmente ao José Carlos e Pedro Augusto, o auxílio com esta dissertação e ao Tales e Pedro Almeida, os momentos de descontração.

Aos meus amigos de graduação da UNESP de Ilha Solteira.

A todos os professores que contribuíram com meu aprendizado.

À Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL Energia), a colaboração e fornecimento de dados através do Projeto de P&D ANEEL: “Controle de Tensão e Compensação de Potência Reativa em Redes com Elevada Penetração de Microgeração” (PD-00063-3047/2018).

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

RESUMO

O aumento de instalações de microgeradores solares fotovoltaicos em sistemas de distribuição de energia elétrica tem resultado em desafios técnico-econômicos associados ao controle de tensão e de compensação de potência reativa, tais como: transgressão dos limites de tensão em regime permanente, elevação das perdas técnicas percentuais, violação dos limites de fator de potência, aumento da frequência de atuação de reguladores de tensão e bancos de capacitores controlados por tensão devido à falta de coordenação e a variações de tensão causadas pela intermitência da potência gerada pelos geradores fotovoltaicos. Em outra vertente, para as redes tradicionais, sem a inserção de tecnologias emergentes como geradores distribuídos, veículos elétricos e armazenadores de energia, novos equipamentos, ou adaptações de equipamentos já existentes, foram desenvolvidos na tentativa de complementar a atuação dos equipamentos de controle de tensão e de potência reativa tradicionais, são eles o Regulador de Tensão da Baixa Tensão (RTBT), o Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) e o *Static Var Generator* (SVG). Considerando estes dois cenários, a presente dissertação propõe investigar o potencial de utilização destas novas tecnologias e de reatores de baixa tensão para a mitigação dos desafios técnicos enfrentados em redes com nível de penetração de microgeração solar fotovoltaica que resulte na violação dos limites operativos do sistema elétrico e de seus componentes.

Com tal finalidade, esta dissertação investiga o desempenho de tais equipamentos através de uma análise comparativa, prévia e após a inserção dos mesmos, baseada nos resultados de simulações de fluxos de potência série-temporal empregando o software OpenDSS e um algoritmo de controle escrito em Python. O foco destas análises é a avaliação da contribuição de cada equipamento na regulação da magnitude de tensão em regime permanente, no fator de potência, no percentual de perdas técnicas e na redução da variabilidade da magnitude de tensão provocada pelos transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens. Os equipamentos investigados são modelados com base nos princípios reais de funcionamento e são sugeridas modificações técnicas de forma a melhorar o desempenho de alguns destes equipamentos no contexto de inserção de microgeração solar fotovoltaica. Embora os equipamentos modernos possuam módulos de comunicação, essa tecnologia não é empregada nas simulações, os equipamentos usam medição local para tomada de decisão. Os resultados mostram que se devidamente alocados, dimensionados e ajustados, os equipamentos avaliados podem ser empregados para mitigar problemas devidos ao

aumento da penetração de microgeração fotovoltaica. Quanto às variações de tensão causadas pela passagem de nuvens, apenas o SVG reduz a amplitude das variações bruscas de tensão.

Palavras-chave: controle de tensão e de potência reativa, microgeração solar fotovoltaica, sistemas de distribuição de energia elétrica, tecnologias modernas.

ABSTRACT

The increase in installations of solar photovoltaic microgenerators in electric power distribution systems has resulted in technical challenges associated with voltage and reactive power (Volt-var) control, such as: steady state voltage limits violation, percentage technical loss increase, power factor limits violation, increased frequency of actuation of voltage regulators and capacitor banks due to miscoordination and cloud transients. On the other hand, for traditional networks, without the inclusion of emerging technologies such as distributed generators, electric vehicles and energy storage, modern technologies have been developed, or adaptations of existing technologies for the use with a lower voltage magnitude, in an attempt to complement the performance of traditional voltage and reactive power control equipment, they are the low voltage regulator, dynamic reactive power compensator, and Static Var Generator (SVG). Considering these two scenarios, the present work proposes to investigate the potential use of those modern technologies and the low voltage reactors aiming to mitigate the technical challenges in networks with level of penetration of photovoltaic microgeneration that results in power system regulatory limits violation and its components.

This work investigates the performance of such technologies through a comparative analysis, before and after their installation, based on the results of time-series power flow simulations employing OpenDSS software and a control algorithm written in Python. The focus of these analyses is the contribution of each equipment in the control of the steady-state voltage magnitude, in the power factor, in the percentage of technical losses, and in the reduction of the voltage magnitude variability due to voltage transients caused by cloud transients. The investigated technologies are modeled based on real operating principles. Technical modifications and the reverse power flow treatment are suggested for low voltage technologies (low voltage regulator and low voltage reactor). Although those modern technologies have communication modules, during the simulations, they use only local measurement for decision making.

The results show that if properly allocated, dimensioned and adjusted, the evaluated equipment can be used to mitigate problems due to the increased penetration of photovoltaic microgeneration. For solving the problems associated with cloud transients, only the SVG is able to reduce sudden voltage variations.

Keywords: modern Volt-var technologies, power electric distribution systems, photovoltaic microgeneration, voltage and reactive power control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Esquema simplificado do sistema de distribuição com geração distribuída.	25
Figura 3.1 – Regulador de tensão de baixa tensão da RTA. Extraído de [25].	36
Figura 3.2 – Diagrama elétrico para uma fase do RTBT. Adaptado de [10].	38
Figura 3.3 – Compensador Dinâmico de Potência Reativa. Extraído de [14].	42
Figura 3.4 – Diagrama elétrico do CDR. Extraído de [26].	43
Figura 3.5 – Circuito equivalente do CDR capacitivo.	44
Figura 3.6 – Potência reativa injetada em função da posição do tape para um CDR capacitivo de 100 kvar.	46
Figura 3.7 – Banco trifásico de SVGs. Extraído de [13].	47
Figura 3.8 – Esquema de conexão de um banco trifásico de SVG. Adaptado de [47].	48
Figura 4.1 – Diagrama georreferenciado da rede de distribuição teste com indicação dos alimentadores e alocação dos bancos de capacitores.	51
Figura 4.2 - Diagrama georreferenciado da rede de distribuição teste com indicação dos alimentadores e das redes de baixa tensão estudadas.	56
Figura 4.3 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	59
Figura 4.4 - Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	60
Figura 4.5 – Diagrama georreferenciado dos alimentadores do circuito teste com indicação da alocação dos bancos de capacitores e dos equipamentos de MT a serem estudados.	61
Figura 4.6 – Elementos da composição do <i>boxplot</i>	62
Figura 5.1 – Diagrama georreferenciado da rede com maior custo de sobretensão e localização do RTBT.	67
Figura 5.2 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	68
Figura 5.3 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	68
Figura 5.4 – Porcentagem de tempo com violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão. ...	69

Figura 5.5 – Distribuição das comutações do RTBT por hora para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.....	70
Figura 5.6 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de subtensão e localização do RTBT.	71
Figura 5.7 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	72
Figura 5.8 – Perdas técnicas percentuais na rede BT sob estudo para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	73
Figura 5.9 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	73
Figura 5.10 – Distribuição das comutações do RTBT por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.....	74
Figura 5.11 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.....	76
Figura 5.12 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	76
Figura 5.13 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.....	76
Figura 5.14 – Distribuição das comutações do RTBT adaptado por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	77
Figura 5.15 - Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de subtensão e localização do RTBT adaptado.....	79
Figura 5.16 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.....	80
Figura 5.17 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	80
Figura 5.18 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	81
Figura 5.19 – Distribuição das comutações do RTBT adaptado por hora para simulações Monte	

Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	81
Figura 5.20 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de subtensão e localização do RTBT adaptado (instalado na barra bus_34099965_2473).	82
Figura 5.21 – Distribuição das comutações do RTBT adaptado (instalado na barra bus_34099965_2473) por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	83
Figura 5.22 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de sobretensão e localização do reator BT.	87
Figura 5.23 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo	88
Figura 5.24 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com reator BT na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.	88
Figura 5.25 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com reator BT na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.	89
Figura 5.26 – Distribuição das comutações do reator BT por hora para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.	89
Figura 5.27 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo com os casos de tratamento de fluxo reverso na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	91
Figura 5.28 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem, com CDR e com BC fixo.	93
Figura 5.29 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem, com CDR e com BC fixo.	94
Figura 5.30 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência indutivo e capacitivo para simulações Monte Carlo sem, com CDR e com BC fixo.	94
Figura 5.31 – Distribuição das comutações do CDR por hora para simulações Monte Carlo.	95
Figura 5.32 – Curva Volt-var para o SVG ($Q > 0$ = capacitivo; $Q < 0$ = indutivo).	96
Figura 5.33 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem, com SVG e com BC fixo.	97
Figura 5.34 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem, com SVG e com BC fixo.	97
Figura 5.35 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência indutivo e capacitivo para simulações Monte Carlo sem, com SVG e com BC fixo.	98

Figura 5.36 – Comparação da amplitude das variações de tensão sem e com SVG..... 99

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Valores dos ajustes existentes para o RTBT da RTA.	39
Tabela 3.2 – Derivações dos reguladores de tensão monofásicos modelados para o RTBT.....	39
Tabela 3.3 – Derivações dos reguladores de tensão monofásicos adaptados.	40
Tabela 4.1 – Descrição das redes de BT em que se simula a instalação dos equipamentos BT...	57
Tabela 4.2 – Limites normativos de tensão em regime permanente segundo o PRODIST para unidades consumidoras de baixa tensão – inferior a 1 kV. Extraído e adaptado de [9].	63
Tabela 5.1 – Valores dos ajustes para o RTBT da rede com maior custo de sobretensão.....	67
Tabela 5.2 – Número de comutações do RTBT por fase para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.....	70
Tabela 5.3 – Valores dos ajustes para o RTBT da rede com maior custo de subtensão.....	72
Tabela 5.4 – Número de comutações do RTBT por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.....	74
Tabela 5.5 – Valores dos ajustes para o RTBT adaptado na rede com maior custo de sobretensão.	75
Tabela 5.6 – Número de comutações do RTBT adaptado por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.....	78
Tabela 5.7 – Valores dos ajustes para o RTBT adaptado na rede BT com maior custo de subtensão.	79
Tabela 5.8 – Número de comutações do RTBT adaptado por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.....	82
Tabela 5.9 – Número de comutações do RTBT adaptado (instalado na barra bus_34099965_2473) por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.	84
Tabela 5.10 – Avaliação qualitativa dos resultados obtidos com diferentes tratamentos de fluxo reverso no RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.....	85
Tabela 5.11 – Avaliação qualitativa dos resultados obtidos com diferentes tratamentos de fluxo reverso no RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.....	86
Tabela 5.12 – Valores dos ajustes para o reator BT na rede com maior custo de sobretensão. ...	87
Tabela 5.13 – Número de comutações do reator BT para simulações Monte Carlo na rede com	

maior custo de transgressão de sobretensão.....	90
Tabela 5.14 – Avaliação qualitativa dos resultados obtidos com tratamento de fluxo reverso no reator BT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.	91
Tabela 5.15 – Valores dos ajustes para o CDR.....	92
Tabela 5.16 – Resultados de simulação para avaliação do uso do CDR.	93
Tabela 5.17 – Número da média diária de comutações do CDR por fase para simulações Monte Carlo.....	95
Tabela 5.18 – Resultados de simulação para avaliação do uso do SVG no controle de tensão e de potência reativa.	96

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	20
1.1	JUSTIFICATIVA	21
1.2	OBJETIVOS	22
1.3	ORGANIZAÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO	23
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	24
2.1	IMPACTOS TÉCNICOS ASSOCIADOS À OPERAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA BASEADA EM ENERGIA FOTOVOLTAICA	24
2.1.1	Elevação da magnitude de tensão	24
2.1.2	Transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens sobre os geradores fotovoltaicos	26
2.1.3	Variação de fator de potência.....	28
2.1.4	Elevação das perdas elétricas	29
2.2	TRABALHOS CORRELATOS.....	29
2.2.1	Soluções baseadas nos equipamentos convencionais	29
2.2.2	Soluções que necessitam da inserção de novos equipamentos	30
3	CARACTERÍSTICAS E MODELOS DOS EQUIPAMENTOS MODERNOS INVESTIGADOS.....	36
3.1	REGULADOR DE TENSÃO DA BAIXA TENSÃO (RTBT).....	36
3.1.1	Adaptações para melhor desempenho mediante penetração de MSFV ...	39
3.2	REATOR DE BAIXA TENSÃO.....	40
3.3	COMPENSADOR DINÂMICO DE POTÊNCIA REATIVA (CDR).....	41
3.4	STATIC VAR GENERATOR (SVG)	46
4	DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO.....	50
4.1	DESCRIÇÃO DO CIRCUITO TESTE	50

4.1.1	Modelagem das unidades consumidoras	52
4.1.2	Modelagem dos microgeradores solares fotovoltaicos	53
4.2	CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO	54
4.2.1	Local de instalação dos microgeradores fotovoltaicos.....	54
4.2.2	Perfil de geração solar fotovoltaica.....	55
4.3	REDES DE BAIXA TENSÃO EMPREGADAS NOS ESTUDOS DE CASO	56
4.3.1	Rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.....	59
4.3.2	Rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.....	60
4.4	ESTUDO DE ALOCAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MÉDIA TENSÃO	60
4.5	MÉTRICAS AVALIADAS	61
4.5.1	Custo de compensação por transgressão tensão	62
4.5.2	Tempo de violação de fator de potência.....	64
4.5.3	Perdas técnicas percentuais	64
4.5.4	Variabilidade de tensão causada pela passagem de nuvens sobre os microgeradores fotovoltaicos.....	65
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	66
5.1	AVALIAÇÃO DO USO DE EQUIPAMENTOS DE BAIXA TENSÃO	66
5.1.1	RTBT	66
5.1.2	RTBT adaptado	74
5.1.3	Resultados obtidos mediante diferentes tratamentos de fluxo reverso no RTBT 84	
5.1.4	Reator BT	86
5.1.5	Resultados obtidos mediante tratamento de fluxo reverso no reator de baixa tensão 90	
5.2	AVALIAÇÃO DO USO DE EQUIPAMENTOS DE MÉDIA TENSÃO	91
5.2.1	Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR)	92
5.2.2	<i>Static Var Generator</i> (SVG)	95

5.3	DISCUSSÕES SOBRE OS ESTUDOS DE CASOS	99
6	CONCLUSÕES.....	102
6.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	102
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	104
	APÊNDICE – CÓDIGOS DE MODELAGEM NO OPENDSS	108

1 INTRODUÇÃO

Na última década, o número de instalações de geração distribuída, principalmente as baseadas em energia solar fotovoltaica (GD-FV), teve um crescimento exponencial em diversos países. China, EUA, Japão e Alemanha lideram a lista dos países com maior potência instalada de GD-FV. No final de 2018, a China, por exemplo, detinha 34% da capacidade global de geração FV [1]. O Brasil também tem passado por essa experiência graças à combinação de fatores como a redução dos preços dos equipamentos e aos diversos incentivos fiscais proporcionados pelo poder público federal [2] e estaduais [3], [4]. Um importante marco foi a Resolução Normativa nº482, de 2012 [5], posteriormente atualizada com a Resolução Normativa nº 687 de 2015 [6], que regulamenta as condições de conexão de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição e o sistema de compensação de energia elétrica para os consumidores proprietários de micro e minigeração distribuída. A partir de então, houve o aumento exponencial da quantidade de conexões à rede elétrica. Em dezembro de 2020, o país contabilizou 374.108 conexões de GD-FV e a potência instalada ultrapassa 4,47 GW [7].

A penetração de GD-FV em redes de distribuição em nível baixo ou moderado, dependendo das características construtivas da rede, além de contribuir para a diversificação da matriz energética, alivia o carregamento da rede, ajuda a manter a magnitude de tensão dentro dos limites desejáveis e reduz as perdas técnicas [8]. Em contrapartida, o alto nível de penetração de GD-FV resulta na reversão do fluxo de potência, acarretando impactos técnicos que dificultam a operação e o planejamento das redes de distribuição, sendo estes, por exemplo, a sobretensão, desequilíbrio de tensão, aumento das perdas técnicas e aumento da quantidade de operação de equipamentos como bancos de capacitores (BCs) controlados por tensão e reguladores de tensão (RTs) [8].

Segundo a norma vigente no Brasil, as distribuidoras ou permissionárias de distribuição de energia elétrica são responsáveis por manter a qualidade de energia e do serviço prestado às unidades consumidoras (UCs). Portanto, cabe a estas mitigarem os impactos técnicos provocados pela alta penetração de GD e arcarem com custos de melhorias e reforços necessários para assegurar que o padrão do serviço prestado esteja em conformidade com os indicadores definidos no Módulo 8 do PRODIST [9]. A violação dos limites destes indicadores de qualidade de energia é passível de multas e punições por parte da ANEEL [9]. Ressalta-se também que a alta penetração

de GD-FV na rede implica em impactos que além de violar os limites de indicadores de qualidade de energia, podem comprometer a vida útil de equipamentos presentes na rede.

1.1 Justificativa

Historicamente, as redes de distribuição foram feitas para operar com fluxo de energia unidirecional: da subestação para os consumidores. Neste cenário, considerando a operação em regime permanente, grande parte dos desafios técnicos encontrados pelas distribuidoras para assegurar a qualidade da energia fornecida aos consumidores ou nas conexões com a Rede Básica têm como solução os equipamentos convencionais de controle de tensão e de potência reativa, tais como, transformadores de subestação com comutador de derivação sob carga, do inglês *on-load tap changers* (OLTC), bancos de reguladores de tensão e bancos de capacitores. Estes equipamentos possuem módulos que permitem comunicação, porém, as muitas distribuidoras optam por não usar tal tecnologia pelo alto custo da implementação de canais de comunicação. Sob outra perspectiva, os desafios técnicos encontrados pelas distribuidoras são causados pela variação da demanda de potência ativa e reativa na rede, e a mitigação desses impactos, seja nos consumidores ou na subestação, dá-se através da inserção de equipamentos de controle exclusivamente na média tensão (MT) ou na alta tensão (AT). O termo “equipamentos convencionais” é usado nesta dissertação para referenciar tais dispositivos, que são equipamentos já consolidados nas redes de distribuição e possuem uma vasta literatura.

Na tentativa de complementar a atuação dos equipamentos de controle de tensão e de potência reativa convencionais, novos equipamentos foram desenvolvidos. Em alguns casos, estes não foram projetados para resolver especificamente impactos relacionados à GD, e sim problemas de redes convencionais como subtensão, perdas elevadas e baixo fator de potência (FP) devido a valores elevados de potência reativa. Alguns destes são adaptações de equipamentos já consolidados no mercado de alta ou média tensão, com modificações para operar em menores magnitudes de tensão, como o regulador de tensão de baixa tensão (RTBT) [10], o reator de baixa tensão (BT) [11], [12] e o *Static Var Generator* (SVG) [13] ou são tecnologias novas, como o Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) [14], [15], determinados tipos de baterias eletroquímicas [16] e inversores inteligentes.

Nesta dissertação, essas novas tecnologias (ou tecnologias adaptadas) serão chamadas de equipamentos modernos. Este termo é usado no intuito de diferenciá-los dos equipamentos convencionais, uma vez que possuem canais de comunicação, literatura escassa (exceto as baterias eletroquímicas e os inversores inteligentes), além de não serem difundidos em larga escala, porém, vêm ganhando espaço e atraindo o interesse das distribuidoras de energia [16].

1.2 Objetivos

Com base no mencionado anteriormente, este trabalho possui os seguintes tópicos como objetivo:

- Investigar o potencial da utilização dos equipamentos modernos, em regime permanente e condições normais de operação, para redução dos custos operacionais em redes de distribuição com alta penetração de microgeração solar fotovoltaica (MSFV). Segundo a norma vigente no Brasil [6], denomina-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 kW. Nesta proposta são investigados quatro equipamentos, são eles: RTBT (controle de tensão), reator BT (controle de potência reativa), CDR (controle de FP) e o SVG (controle Volt-var). A escolha deles é feita de modo a contemplar os diferentes tipos de controle, uma vez que possuem diferentes princípios de funcionamento e características construtivas;
- Se necessário, sugerir modificações construtivas a fim de explorar o melhor desempenho nos cenários estudados, sem alterar o princípio de funcionamento;
- Investigar diferentes tratamentos de fluxo reverso para os equipamentos de baixa tensão (RTBT e reator BT), mesmo que tal tecnologia não esteja disponível na versão comercial dos equipamentos;
- Guiar possíveis aprimoramentos para uso em redes com alta penetração de MSFV.

Embora seja um tema importante para as distribuidoras de energia elétrica, esta dissertação não aborda o tempo de vida útil dos equipamentos, nem os custos de aquisição e manutenção.

1.3 Organização desta dissertação

Esta dissertação segue organizada da seguinte forma. No capítulo 2, realiza-se a revisão bibliográfica apresentando os impactos técnicos, em regime permanente, associados a operação de geração distribuída baseada em energia FV e as soluções encontradas na literatura com equipamentos convencionais e modernos. No capítulo 3, descrevem-se as principais características, o princípio de funcionamento, a modelagem e outras informações relevantes dos equipamentos modernos investigados. No capítulo 4, descrevem-se os estudos de caso, o circuito teste, os cenários simulados obtidos através do método de Monte Carlo e as métricas avaliadas na investigação. No capítulo 5, são apresentados os resultados e discussões para os equipamentos de baixa e média tensão e no capítulo 6, as principais conclusões obtidas no estudo.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo revisa os impactos técnicos em regime permanente provocados pela penetração massiva de GD-FV em redes de distribuição, bem como os desafios técnicos acarretados por eles. São expostas as principais soluções usando equipamentos convencionais e as soluções que contemplam a instalação de equipamentos modernos. Embora esta dissertação aborde uma investigação em redes com microgeração FV, a literatura apresentada neste capítulo abrange micro e minigeração FV, uma vez que os impactos podem ser da mesma natureza.

2.1 Impactos técnicos associados à operação de geração distribuída baseada em energia fotovoltaica

O crescimento da geração distribuída baseada em energia fotovoltaica tem proporcionado benefícios à sociedade e ao meio ambiente, tais como: maior diversidade da matriz energética, produção de energia sem emissão de gases de efeito estufa e atratividade econômica para os consumidores proprietários de GDs, devido às políticas de compensação adotadas em diversos países. Por outro lado, a inserção massiva desta tecnologia tem afetado a forma de planejar e operar as redes de distribuição devido aos impactos provocados no sistema. Entre os impactos em regime permanente mais comumente registrados em redes de distribuição estão os apresentados nas subseções seguintes.

2.1.1 Elevação da magnitude de tensão

Devido à natureza estocástica da radiação solar, a energia FV é considerada não despachável, isto é, não é possível ser gerada de acordo com a demanda. A potência gerada está relacionada com a disponibilidade e o ângulo de incidência da radiação solar e o pico de geração tende a ocorrer das 10 às 14 horas. Tipicamente, em alimentadores residenciais cujos consumidores adotam o sistema *net metering* para compensação de energia elétrica, durante o pico de geração FV a energia produzida é maior que a energia consumida pelas cargas [8]. Logo, existe a possibilidade de ocorrer reversão do fluxo de potência ativa em algum trecho do alimentador e, conseqüentemente, provocar sobretensão. A ocorrência destes eventos pode ser explicada a partir da Figura 2.1.

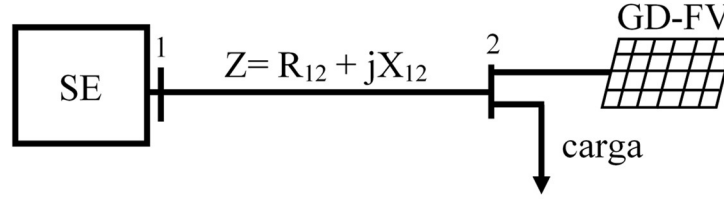


Figura 2.1 – Esquema simplificado do sistema de distribuição com geração distribuída.

A magnitude da tensão no ponto de conexão comum (PCC) pode ser obtida conhecendo a variação de tensão entre as barras 1 e 2 (Figura 2.1), calculada através da equação (2.1). Para este exemplo, assume-se que a geração FV possui FP unitário. Caso a potência ativa gerada pela GD-FV for maior que a potência ativa demandada pela carga, o primeiro termo de (2.1) torna-se negativo. Normalmente o segundo termo é menor que o primeiro, em módulo, uma vez que as redes de distribuição são caracterizadas pela baixa relação X/R. Logo, a variação de tensão negativa implica em elevação da magnitude da tensão no PCC. A elevação se torna mais evidente, podendo até gerar sobretensão, quanto maior a potência dos geradores e menor a relação X/R no PCC, comum de ser encontrada no final dos alimentadores.

$$\Delta V_{12} \approx \frac{(P_{carga} - P_{GD}) \cdot R_{12} + (Q_{carga} - Q_{GD}) \cdot X_{12}}{V_2} \quad (2.1)$$

sendo:

- ΔV_{12} = variação da magnitude de tensão entre as barras 1 e 2 (V);
- P_{carga} = potência ativa demandada pelas cargas (W);
- Q_{carga} = potência reativa demandada pelas cargas (var);
- P_{GD} = potência ativa produzida pelo gerador fotovoltaico (W);
- Q_{GD} = potência reativa produzida pelo gerador fotovoltaico (var);
- R_{12} = resistência dos elementos da rede de distribuição (Ω);
- X_{12} = reatância dos elementos da rede de distribuição (Ω).

Além da sobretensão, a mudança do perfil de tensão nos alimentadores também pode acarretar impactos como desequilíbrio de tensão e aumento da frequência de chaveamento em equipamentos como BCs controlados por tensão, RTs e transformadores com OLTC [8] e [17].

2.1.2 Transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens sobre os geradores fotovoltaicos

Na mesma vertente da elevação da magnitude da tensão, nos dias parcialmente nublados em que há passagem de nuvens sobre os geradores FVs, a variação instantânea da potência gerada pode provocar o aumento ou redução da magnitude de tensão. Nesta dissertação, estes eventos são chamados de “transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens”. A variação instantânea de potência ocorre devido à falta de inércia mecânica [18]. Ressalta-se que embora se use o termo “transitórios”, não se tratam de fenômenos transitórios como tradicionalmente entendidos (da ordem de microssegundos, por exemplo), necessitando de ferramentas de transitório eletromagnético para realizar as análises.

Durante a passagem de nuvens sobre os geradores FVs, a redução instantânea da potência gerada faz com que a subestação supra a demanda de potência que até então era fornecida pelas GD-FVs. Da mesma forma, após a passagem das nuvens, a energia gerada se eleva instantaneamente, reduzindo a demanda de potência da subestação. Estas situações podem resultar em variações de tensão que extrapolam os limites da largura de banda (ou banda) dos equipamentos de controle, como RTs e transformadores com OLTC, nos quais podem ser observadas até 400 atuações por dia, afetando a vida útil destes equipamentos [19]. Conforme o estudo desenvolvido em [20] para caracterizar o transitório de tensão causado pela passagem de nuvens, as variações na potência ativa gerada por um sistema FV podem corresponder a 80% de sua potência nominal e terem duração que variam desde algumas dezenas de segundos podendo chegar até alguns minutos.

Com o aumento de conexões de micro e minigeração fotovoltaica, uma das práticas que podem ser usadas para evitar sobretensão nos consumidores é ajustar o regulador tensão da subestação para reduzir a tensão na rede, porém, esta não é uma prática aderida pelas distribuidoras pois, ao passar uma nuvem sobre os painéis FVs, a redução da potência gerada pode provocar subtensão em algumas UCs. Isso mostra que o fenômeno é uma preocupação para as distribuidoras, e no futuro é necessário que a agência reguladora brasileira crie um índice para registrar e avaliar tais eventos.

No Brasil, o Módulo 8 do PRODIST [9], elaborado pela ANEEL, define e estipula os valores limites e de referência para os fenômenos da qualidade de energia. Porém, os transitórios

de tensão causados pela passagem de nuvens ainda não são caracterizados e nem definidos seus limites de duração e amplitude.

No Módulo 8 do PRODIST [9], os fenômenos da qualidade de energia são definidos em regime permanente e de curta duração. Os fenômenos de regime permanente são: tensão em regime permanente, fator de potência, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. O único fenômeno de curta duração é a variação tensão de curta duração (VTCD). Na tentativa de caracterizar o transitório de tensão causado pela passagem de nuvens por algum dos fenômenos de qualidade de energia definidos pelo PRODIST, são propostos dois: flutuação de tensão e VTCD, porém, os indicadores e valores limites de ambos não correspondem ao fenômeno investigado. A flutuação de tensão é caracterizada pela variação de tensão e seus indicadores têm como objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa em consumidores de baixa tensão [9] e [21]. Já as VTCDs são variações na amplitude do valor eficaz da tensão e são classificados como Variação Momentânea de Tensão (com duração igual ou inferior a 3 segundos) e Variação Temporária de Tensão (com duração superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos), ambas classificações podem ser contabilizadas por: interrupção (inferior a 0,1 pu), afundamento (superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu) ou elevação de tensão (superior a 1,1 pu) [9]. Nesta dissertação, o interesse em mitigar os transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens está relacionado a problemas como sobretensão e aumento na frequência de operação de equipamentos de controle. Os indicadores do efeito de cintilação luminosa não são capazes de expressar tais ocorrências, tampouco de contabilizá-los. De modo semelhante, os limites definidos para os indicadores de VTCD são maiores que os limites de violação de tensão em regime permanente, portanto, não é possível contabilizá-los com fidelidade. O tempo de duração de um VTCD é compatível com o de alguns transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens, porém, não é capaz de registrá-los em sua totalidade uma vez que VTCDs são caracterizados por durarem até 3 minutos enquanto os transitórios de nuvem podem durar mais [20]. Logo, conclui-se que não é possível caracterizar nem contabilizar o fenômeno em questão usando os índices definidos pelo PRODIST.

Em [18], são propostas duas metodologias de compensação de potência reativa, através de inversores inteligentes, para mitigar transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens. Caracteriza-se como transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens variações na magnitude de tensão acima de 0,5% da tensão nominal. Para avaliar o desempenho dos dois

métodos, calcula-se a amplitude das variações das magnitudes de tensão em barras específicas do circuito teste. A partir de então, são analisadas a amplitude das maiores variações e contabilizadas a quantidade de variações a cada intervalo de 15 minutos.

2.1.3 Variação de fator de potência

Ainda em relação ao esquema da Figura 2.1, a equação (2.2) auxilia o entendimento do FP medido na subestação. Caso a geração FV forneça apenas a energia demandada pela carga, o dividendo e a primeira parcela do divisor de (2.2) assumem valores próximos de zero. A segunda parcela do divisor praticamente não sofre alteração considerando que os geradores possuem FP unitário. Logo, (2.2) resulta num valor próximo de zero. Caso ocorrer reversão do fluxo de potência, sendo que este, em módulo, é maior que o fluxo existente sem a presença de GD, o resultado de (2.2) tende a assumir valores próximos de 1. Portanto, o FP é uma grandeza sensível à variação da potência ativa em redes com GD.

$$FP = \frac{|P_{carga} - P_{GD}|}{\sqrt{(P_{carga} - P_{GD})^2 + (Q_{carga} - Q_{GD})^2}} \quad (2.2)$$

sendo:

- P_{carga} = potência ativa demandada pelas cargas (W);
- Q_{carga} = potência reativa demandada pelas cargas (var);
- P_{GD} = potência ativa produzida pelo gerador fotovoltaico (W);
- Q_{GD} = potência reativa produzida pelo gerador fotovoltaico (var).

A alta sensibilidade do FP pode levar ao aumento do número de operações de BCs controlados por FP. Na mesma vertente, a frequente operação dos BCs, sejam controlados por tensão ou FP, causa elevações desnecessárias na demanda de potência reativa da subestação, provocando aumento das perdas técnicas e até sobrecarga nos condutores e transformadores [8].

2.1.4 Elevação das perdas elétricas

Em redes com GD-FV em que a geração é suficiente para suprir as cargas localmente, as perdas técnicas podem ser reduzidas pois a demanda de potência ativa da subestação é menor. Em outra vertente, redes com alta penetração desta tecnologia podem contabilizar fluxo reverso de potência tão alto quanto ou superior ao fluxo direto caso não houvesse GDs na rede, implicando em elevação das perdas técnicas e sobrecarga em condutores e transformadores [8].

Segundo a norma vigente no Brasil, o indicador relevante é o percentual de perdas: razão entre perdas técnicas e energia fornecida pela subestação [22]. Tipicamente, o pico demanda de potência ocorre entre 17 e 21 horas, período em que as perdas se elevam uma vez que esta possui relação quadrática com o módulo da corrente. Por sua vez, o pico de geração FV ocorre entre as 10 e 14 horas, por esse motivo, a redução da energia fornecida pela subestação ocorre fora do período de maior demanda, logo, a redução da energia fornecida pela subestação pode ser maior que a redução das perdas, acarretando aumento do percentual de perdas técnicas.

2.2 Trabalhos correlatos

Diante dos impactos técnicos relacionados à penetração massiva de GD-FV em redes de distribuição, pesquisadores têm investigado formas de mitigar tais ocorrências. A sobretensão tem ganhado destaque na literatura, visto que é o problema mais comum de ser encontrado [8]. Os demais impactos também têm sua importância no processo operacional da rede, porém, na maioria dos trabalhos literários, estes são investigados junto com a sobretensão. Esta seção destina-se, portanto, a destacar as principais soluções para os impactos relacionados à alta penetração de GD-FV, expondo-as de acordo com a ferramenta usada no processo. Primeiro são listadas as soluções baseadas no uso de equipamentos convencionais e em seguida soluções que necessitam da inserção de equipamentos modernos.

2.2.1 Soluções baseadas nos equipamentos convencionais

Entre as soluções mais eficazes apontadas na literatura para mitigar os impactos provocados por GD-FVs está o reforço de rede, que compreende a substituição de equipamentos e

instalações a fim de aumentar a capacidade de distribuição e confiabilidade do sistema. No entanto, esta solução não é tão comum entre as distribuidoras, pois exige altos investimentos [23].

Em uma outra vertente de pesquisa, existem estudos focados em melhor explorar o potencial dos equipamentos convencionais como o regulador de tensão de linha. Com a possibilidade de fluxo de potência reverso, fabricantes desenvolveram modos avançados de operação para diferentes situações da rede de distribuição com GDs [17] e [24]. Sendo estas redes predominantemente radiais, quando na presença massiva de GD, é indicado o uso do modo de operação cogeração [23] possibilitando o equipamento operar com dois ajustes: um para fluxo direto e outro para fluxo reverso. Este modo de operação é caracterizado por manter fixos os lados de montante (subestação) e jusante (consumidores com GD), portanto, independente do sentido do fluxo de potência, o regulador sempre controla a tensão a sua jusante, e desta forma é possível definir dois ajustes: um para operação com fluxo de potência direto e outro para fluxo reverso [24].

2.2.2 Soluções que necessitam da inserção de novos equipamentos

Como mencionado na seção 1.1, novos equipamentos foram desenvolvidos na tentativa de complementar os sistemas de controle de tensão e potência reativa, tipicamente existentes. Na maioria dos casos, não foram projetados para resolver impactos relacionados à GD, e sim problemas de redes convencionais como subtensão, perdas elevadas e baixo FP devido a valores elevados de potência reativa. Alguns destes são adaptações de equipamentos já consolidados no mercado de alta e média tensão, apenas com modificações para usar em níveis de tensão menores, como o regulador de tensão de baixa tensão (RTBT) [25], o reator chaveado de baixa tensão (ou reator BT) [11] e o *Static Var Generator* (SVG) [13] ou são tecnologias novas, como o Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) [26] e armazenadores de energia [16].

2.2.2.1 Regulador de Tensão da Baixa Tensão (RTBT)

O RTBT é um equipamento que controla a magnitude da tensão de fase em redes secundárias e tem origem nos bancos de reguladores de tensão com conexão estrela [27], já consolidados como solução de média tensão. Em termos estruturais, alguns modelos de RTBT são transformadores trifásicos, dotados de um dispositivo de comutação para cada fase, geralmente conectados no enrolamento secundário [28]. Com o intuito de reduzir o custo e aproveitar o

transformador média/baixa tensão já existente na rede, existem modelos de baixa tensão com razão de transformação nominal 1:1 e controle independente por fase que podem ser alocados na saída do transformador média/baixa ou em qualquer ponto da rede secundária (assim como reguladores de tensão de linha de média tensão), dependendo da localização dos consumidores com problemas de tensão [25]. O dispositivo empregado para comutação não é necessariamente um comutador de derivação sob carga tradicional, como os presentes nos reguladores de média tensão [29], pode ser uma estrutura composta por contadores, que quando acionados provocam diferentes degraus de tensão na saída do equipamento [28] e [25]. Os modelos de RTBT que usam o comutador tradicional variam a tensão em até 32 degraus, cada um com variação de 0,625%; alternativamente, há modelos que variam a tensão com um número reduzido de degraus, por exemplo, 2 e 8, provocando variações de tensão de 2% [30] e 6,7% [28], respectivamente. A faixa de variação também não é necessariamente simétrica em torno de 1,0 pu, como é o caso do RTBT investigado neste trabalho.

Quanto ao desempenho na mitigação de impactos relacionados à MSFV, o RTBT pode ser capaz de manter o nível de tensão em regime permanente dos consumidores dentro da faixa desejada de acordo com a legislação vigente de cada país [31] e [32], e aumentar a capacidade da rede de comportar GD-FV (mais conhecido pelo termo em inglês: *hosting capacity*). Estudos apontam que o uso do RTBT pode reduzir o desequilíbrio de tensão, porém, por si só não é capaz de mitigar tal impacto [33]. Por ser um equipamento que possui ajuste de atraso e ter um tempo da ordem de segundos para excursionar de um tape a outro, não é capaz de mitigar grande parte dos transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens sobre os geradores FVs, uma vez que a variação de tensão provocada por este fenômeno ocorre num intervalo de tempo menor do que o tempo de resposta do equipamento [31].

Uma característica comum entre as novas tecnologias é a capacidade de comunicação, que garante maior confiabilidade e flexibilidade de operação, conferindo a possibilidade de serem operados remotamente e de reportarem grandezas de interesse. Esta tecnologia também permite ao controlador do RTBT atuar com base em medidas remotas de tensão e corrente, como de consumidores localizados no final da rede secundária, conferindo melhor desempenho para o equipamento [32] e [34], porém, tem o ônus de elevar o custo de implementação.

2.2.2.2 Reator de baixa tensão

O reator de baixa tensão ou reator BT é uma solução de baixo custo que pode ser eficaz na mitigação de sobretensão provocada pela alta penetração de GD-FV [12]. No Brasil, o reator BT não está comercialmente disponível nas principais empresas responsáveis pela produção de reatores, mas tal construção foi apontada como viável por um importante fabricante de reatores [11]. O conceito de utilização dos reatores BT para solucionar ou mitigar problema de sobretensão em redes com GD-FV consiste no consumo de potência reativa para aumentar a queda de tensão ao longo do sistema e diminuir a sobretensão ocasionada pela GD-FV. O reator pode estar acompanhado de um relé de tensão que permite conectar o reator quando a magnitude da tensão superar um determinado valor de ajuste máximo (V_{ON}) e desconectá-lo quando a magnitude de tensão se tornar menor que o valor de ajuste mínimo (V_{OFF}). Também é possível ajustar um tempo de atraso que corresponde ao período em que a magnitude da tensão deve permanecer fora dos limites para que o reator seja conectado ou desconectado, evitando assim atuações excessivas e desnecessárias.

2.2.2.3 Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR)

O Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) é uma nova tecnologia desenvolvida para corrigir fator de potência em consumidores industriais de média tensão que estão submetidos ao pagamento de multas por violação de fator de potência [26]. O equipamento mais utilizado para esta função é o banco de capacitor, que pode ser fixo ou controlado e pode possuir dois estágios (ON e OFF) ou múltiplos estágios de compensação de acordo com o número de unidades conectadas.

A inovação trazida pelo fabricante é um equipamento em duas versões (capacitivo ou indutivo) capaz de injetar ou absorver potência reativa gradativamente, em até 16 estágios sequenciais, através da variação de tensão aplicada sobre o elemento reativo empregado [26].

O CDR possui duas vantagens frente ao banco de capacitor convencional, a primeira é a maior capacidade de controle da potência reativa, visto que possui 16 estágios de operação, contra apenas dois estágios do banco de capacitor (ON e OFF). Uma característica inerente da conexão dos bancos de capacitores controlados na rede é a fadiga no dielétrico, provocada pela instantânea variação de tensão sobre os capacitores, sendo que a ruptura do dielétrico determina o tempo da

vida útil do dispositivo. Logo, a segunda vantagem é que a variação de tensão sobre o capacitor, no caso do CDR capacitivo, é feita gradativamente em até 16 estágios, assim, a fadiga sofrida pelo dielétrico é menor que nos bancos de capacitores controlados.

Mesmo com literatura escassa, um estudo comprova a eficácia do CDR na correção de fator de potência em redes de distribuição convencionais, isto é, sem a presença de tecnologias como geradores distribuídos, veículos elétricos, entre outras. Se comparado com os bancos de capacitores convencionais, possui melhor desempenho para aliviar o carregamento e reduzir as perdas técnicas ao diminuir a circulação de reativo em excesso pela rede. Uma vez que a tensão está diretamente atrelada à potência reativa circulante no sistema, o CDR também contribui para a manutenção do nível de tensão nos consumidores [35].

2.2.2.4 Static Var Generator (SVG)

No que está relacionado à compensação de potência reativa, o SVG abordado nesta dissertação possui o mesmo funcionamento do D-STATCOM, sigla de Compensador Estático Síncrono para redes de distribuição, em inglês. Pelo entendimento do autor desta dissertação, o equipamento recebeu um novo nome por possuir funções adicionais, como filtros harmônicos, que não serão exploradas neste trabalho por não serem foco deste estudo.

Assim como o RTBT, o SVG é baseado em um equipamento usado em redes com maior magnitude de tensão, o STATCOM, dispositivo FACTS (do inglês, *Flexible AC Transmission Systems*) usado para controle de potência reativa em sistemas de transmissão. O SVG é um equipamento que se conecta em derivação com a rede e é composto por três partes principais: circuito em corrente contínua, um conversor tipo fonte de tensão (VSC – *Voltage Source Converter*) ou tipo fonte de corrente (CSC – *Current Source Converter*) e os controladores [36].

Sabe-se que o SVG é um equipamento de resposta rápida (da ordem de milissegundos) e contínua; graças a isso, sua aplicabilidade não consiste apenas em mitigar problemas em regime permanente, mas também em regime transitório [37]. Seu uso também não se restringe às redes com fontes intermitentes de energia elétrica, em redes sem essa tecnologia são investigadas a capacidade de reduzir a taxa de distorção harmônica (TDH) provocada por cargas não lineares [38] e de controlar o fator de potência [39].

Em rede com geração solar fotovoltaica, os SVGs normalmente são investigados em cenários com passagem de nuvens sobre os painéis, desta forma é possível analisar a capacidade

do equipamento em reduzir a magnitude dos transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens [37] e a frequência de operação de equipamentos chaveados como reguladores de tensão [40]. Por sua capacidade de controlar potência reativa e resposta rápida, o SVG também pode ser usado de forma a complementar a atuação de outros equipamentos modernos como armazenadores de energia e RTBTs [33].

2.2.2.5 Baterias e inversores inteligentes

Outra solução que vem sendo amplamente investigada é o uso de armazenadores de energia – mais especificamente as baterias – para mitigar, entre outros fatores, os impactos da geração distribuída. O uso desta tecnologia permite, por exemplo, armazenar energia durante o dia, em que os consumidores com geração fotovoltaica injetam a energia excedente na rede, e descarregar durante o pico de consumo, visto que em redes predominantemente residenciais esses eventos ocorrem em momentos distintos. Sua aplicabilidade se estende para todos os níveis de tensão, na rede de distribuição, por exemplo, os armazenadores de energia podem ser alocados na subestação, ao longo da rede primária, junto aos transformadores de média/baixa tensão ou nos consumidores (MT ou BT) [16]. Além disso, o sistema de armazenamento (que inclui a bateria e o inversor) é o único que opera nos quatro quadrantes de potência (potência ativa e reativa positiva e negativa).

Partindo para soluções economicamente viáveis, o próprio inversor das plantas FVs vem sendo investigado com diversas metodologias, seja com controle local ou centralizado. Uma delas é o corte de potência ativa [41] ou a redução da potência ativa gerada baseada em um coeficiente adotado para os consumidores, este pode ser igual para todos ou depender da sua localização na rede [42]. O corte ou a redução de potência ativa embora sejam medidas eficazes, acarretam desperdício de energia dos geradores FVs e, conseqüentemente, maior tempo de retorno do investimento; portanto, no contexto regulatório atual esta solução não é atraente aos consumidores que possuem GD-FV.

Priorizando a geração de potência ativa, alguns pesquisadores investigam o uso do inversor para absorver ou injetar potência reativa a fim de compensar a tensão, seja através do método de controle Volt-var [43] ou propondo novas estratégias de controle de tensão [44]. Estas soluções têm a vantagem de não desperdiçar potência ativa, porém, ficam limitadas à capacidade do inversor. Uma dificuldade de tal abordagem para a mitigação da sobretensão pode ser analisada através de (2.1). Sabe-se que a baixa relação X/R , típica das redes de distribuição, exige alta

compensação de potência reativa para controlar a tensão, e que a maior necessidade de potência reativa ocorre durante a máxima geração de potência ativa, em que a rede está próxima de sua capacidade máxima de transmitir energia. Logo, esta abordagem tende a elevar as perdas técnicas e sobrecarregar os equipamentos da rede.

Embora os sistemas de armazenamento de energia, bem como os inversores inteligentes que compõem os sistemas de MSFV, sejam considerados equipamentos modernos, não são investigados nesta dissertação por serem equipamentos já consolidados na literatura, com vasto número de trabalhos publicados e não se espera que o uso de armazenadores de energia (mais especificamente baterias) nem de inversores inteligentes sejam soluções viáveis (considerando todos os aspectos, principalmente o econômico) no curto prazo.

3 CARACTERÍSTICAS E MODELOS DOS EQUIPAMENTOS MODERNOS INVESTIGADOS

Este capítulo descreve a função, os aspectos construtivos e o princípio de funcionamento dos equipamentos modernos investigados, bem como discutir seu dimensionamento e os possíveis pontos de alocação. Também são apresentados os modelos utilizados para representá-los via simulações computacionais. Os estudos desta dissertação são baseados em simulações de fluxo de potência série-temporal e o software utilizado nas simulações computacionais é o OpenDSS. O OpenDSS é uma ferramenta *open source* desenvolvida pelo *Electric Power Research Institute* (EPRI) para simulação de fluxo de carga e cálculo de curto-circuito [45]. Além disso, o software é usado pela ANEEL para o cálculo de perdas técnicas nas distribuidoras brasileiras.

3.1 Regulador de Tensão da Baixa Tensão (RTBT)

O RTBT investigado neste trabalho é fabricado pela empresa brasileira RTA (Rede de Tecnologia Avançada), trata-se de um equipamento trifásico desenvolvido para controlar a magnitude das tensões de fase em redes secundárias. Sua arquitetura foi desenvolvida objetivando principalmente solucionar problemas de subtensão em regime permanente, cumprindo com os limites de transgressão de tensão apresentados no Módulo 8 do PRODIST [9], desde que a tensão de fase esteja compreendida entre +15% e -20% da tensão nominal. Não há informações sobre o comportamento do equipamento mediante fluxo reverso. A Figura 3.1 ilustra o RTBT da RTA.



Figura 3.1 – Regulador de tensão de baixa tensão da RTA. Extraído de [25].

O RTBT possui 7 terminais de conexão, 3 para conexão com a fonte, 3 para conexão com a carga e 1 terminal compartilhado entre a fonte e a carga (neutro) [25]. A versão disponível no mercado possui 5 posições de tapes, 3 responsáveis por elevar e apenas 2 por reduzir o nível de tensão. Cada variação de tape corresponde a um degrau de aproximadamente 5,5% da tensão na fase controlada. Se comparado com a atuação de um RT convencional, que possui degrau de tensão de 0,625% para cada variação de tape, o degrau de tensão provocado pelo RTBT é significativamente maior.

Dotado de interfaces de comunicação, tais como: Ethernet, TCP/IP, RS232, RS485, Modbus e DNP 3.0, é possível monitorar as medidas de tensão e corrente, a posição dos tapes e também informar a ocorrência de falhas internas no equipamento [25].

Uma opção disponível para o RTBT é a adição de capacitores no secundário para controlar a potência reativa na baixa tensão, o que implica na redução das perdas técnicas e ajuda a manter a magnitude de tensão em redes com problemas de subtensão [25].

As informações contidas nesta seção são extraídas da literatura disponível referente ao RTBT, tais como, manual de instalação e o site da empresa; os quais possuem pouca informação sobre a forma de atuação do equipamento. Faltam informações quanto à existência ou em qual terminal estão conectados os transformadores de potencial (TP) e corrente (TC), os ajustes da largura de banda permitidos, possibilidade de mudar a posição do tape remotamente, critério para o chaveamento dos capacitores e aspectos construtivos como a conexão de contadores nas derivações no autotransformador.

O controle de tensão para cada fase do sistema de distribuição é realizado de forma independente por um conjunto composto por um autotransformador monofásico, como ilustra o diagrama elétrico da Figura 3.2.

O RTBT é capaz de alterar a tensão de cada fase em até 5 níveis diferentes, porém o equipamento não possui um comutador de tape como os utilizados em RTs convencionais. As diferentes relações de tensão são provocadas pela atuação de contadores localizados após as derivações do enrolamento secundário do autotransformador. Com 6 contadores em cada conjunto autotransformador-transformador [25], 5 desses conectam duas derivações do autotransformador a fim de gerar uma tensão combinatória. A tensão resultante logo após os contadores é reduzida pelo transformador monofásico com relação de transformação de 10:1. Este transformador possui o enrolamento secundário em série com a linha BT, sendo assim, a tensão resultante é somada à

tensão da linha controlada. O sexto contator possui a função de *by-pass* e seu acionamento faz com que o RTBT fique inoperante, podendo ser útil para a instalação a quente (sem requerer a desenergização do sistema).

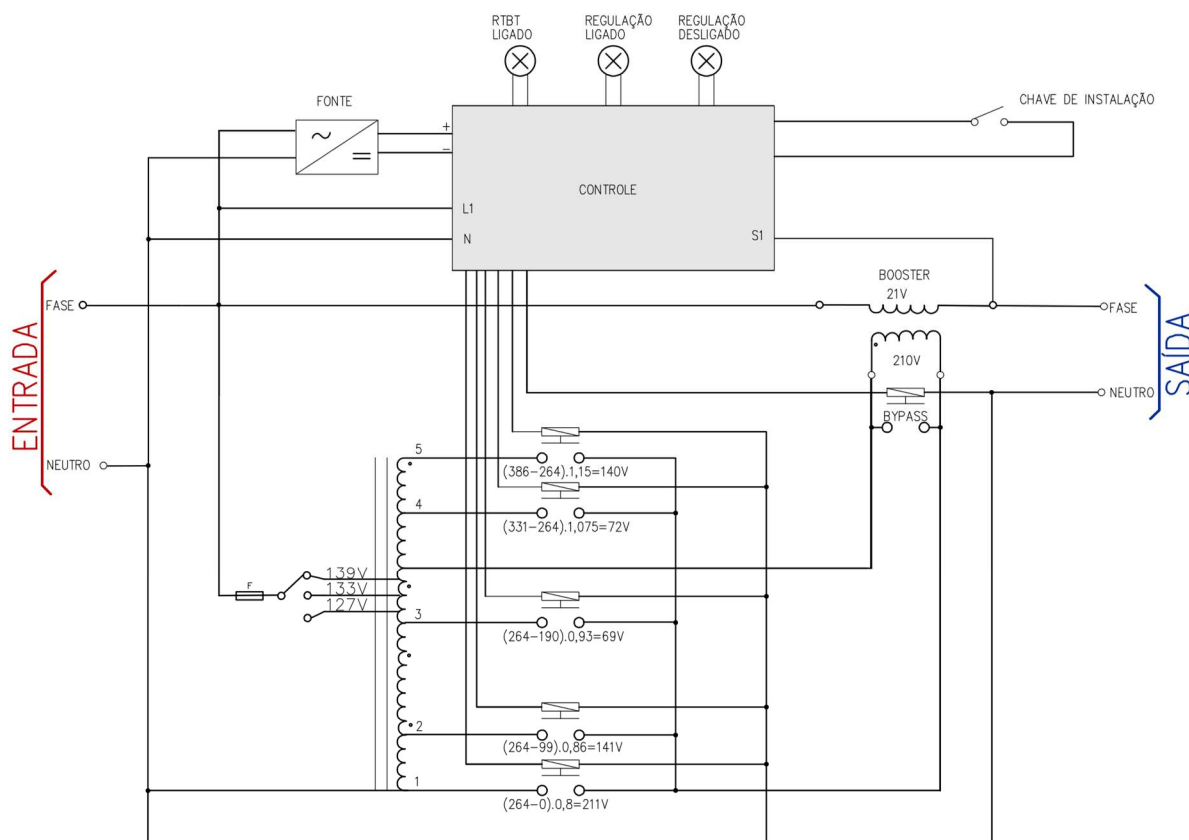


Figura 3.2 – Diagrama elétrico para uma fase do RTBT. Adaptado de [10].

O fabricante recomenda fixá-lo em postes, menciona também a possibilidade de fixar no mesmo poste do transformador MT:BT, dependendo das características construtivas do poste e do peso dos equipamentos, porém, o RTBT pode ser instalado em qualquer ponto da rede secundária. Segundo a RTA, o equipamento pode ser fabricado com as potências nominais de 30, 45, 75, 112, 150 e 225 kVA e seu peso pode variar de 150 a 620 kg [25]. O RTBT possui limitações quanto aos ajustes. Existem apenas 3 ajustes de tensão de referência, 2 tempos de atraso e um ajuste de largura de banda. Outra desvantagem, relacionada ao caso de operação em redes com microgeração, é a ausência do modo de operação cogeração [23]. A Tabela 3.1 ilustra os valores de ajuste disponíveis no RTBT.

Tabela 3.1 – Valores dos ajustes existentes para o RTBT da RTA.

<i>Ajustes</i>	<i>Valores assumidos</i>
Tensão de referência (V)	127 (100%), 133 (105%) e 139 (109%)
Largura de banda (B/2) (V)	6
Tempo de atraso (s)	30 e 60
Número de derivações	5
Faixa de regulação	+16,5% e -11%

Por ser um equipamento trifásico com controle independente por fase, é modelado como um banco de reguladores de tensão conectados em estrela com neutro aterrado. A tensão nominal dos enrolamentos primário e secundário é de 127 V e a potência nominal é definida igual à potência do transformador da rede BT onde está inserido. Nestes RTs, o enrolamento secundário é provido de derivações, de modo a permitir 5 relações de tensões diferentes da nominal com o mesmo degrau porcentual de tensão ($127 \times (1 - 2 \times 5,5\%)$ V a $127 \times (1 + 3 \times 5,5\%)$ V), de tal forma que seja obtida a seguinte faixa de derivações (em V) apresentada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Derivações dos reguladores de tensão monofásicos modelados para o RTBT.

Posições superiores (ELEVAR a tensão secundária)	127 – 148 V
	127 – 141 V
	127 – 134 V
Posição neutro	127 – 127 V
Posições inferiores (ABAIXAR a tensão secundária)	127 – 120 V
	127 – 113 V

O modelo dos reguladores de tensão empregados no RTBT com configuração original encontra-se no Apêndice.

3.1.1 Adaptações para melhor desempenho mediante penetração de MSFV

Nesta dissertação, com base em vários estudos de simulação, propõe-se adaptar o RTBT comercialmente existente para se adequar a redes com problema de sobretensão. Entende-se que por ser uma tecnologia ainda pouco empregada no nível de tensão avaliado e no contexto de microgeração, é importante que os estudos guiem possíveis aprimoramentos.

A adaptação consiste em flexibilizar os ajustes e aprimorar a capacidade de regular a tensão de redes BT. Inicialmente, sugere-se reduzir pela metade o degrau de tensão provocado pela comutação (2,75% da tensão de fase) e, para não diminuir a faixa de regulação, elevar o número de tapes para 8 (4 para abaixar e 4 para elevar a tensão). Consiste também em disponibilizar mais tensões de referência e larguras de banda, para que o operador ajuste o equipamento conforme o perfil de tensão no ponto de alocação desejado. Quanto ao atraso, nenhuma alteração foi proposta. O RTBT adaptado permite a seguinte faixa de derivações (em V) apresentada na Tabela 3.3. Outra função desejável é que opere em modo cogeração ou tenha tratamento especial de fluxo reverso (uma discussão mais detalhada é apresentada na subseção 5.1.3).

Tabela 3.3 – Derivações dos reguladores de tensão monofásicos adaptados.

Posições superiores (ELEVAR a tensão secundária)	127 – 141 V
	127 – 137,5 V
	127 – 134 V
	127 – 130,5 V
Posição neutro	127 – 127 V
Posições inferiores (ABAIXAR a tensão secundária)	127 – 123,5 V
	127 – 120 V
	127 – 116,5 V
	127 – 113 V

3.2 Reator de baixa tensão

O reator de baixa tensão ou reator BT é um equipamento indutivo que neste projeto cogitou-se a fabricação pela empresa BREE [11], que atualmente comercializa reatores MT, mas demonstraram-se aptos a fabricar de baixa tensão. Este equipamento consiste em um reator integrado a um relé de tensão com ajustes de referência para conectá-lo e desconectá-lo. A princípio pode ser fixado em qualquer poste da rede secundária, inclusive junto ao transformador. A atuação do equipamento é trifásica e a potência pode ser especificada pelo comprador – ressalta-se que a potência do reator deve considerar os limites de sobrecarga dos equipamentos e condutores da rede uma vez que o consumo de potência reativa eleva o carregamento destes.

O reator BT é modelado no OpenDSS através do elemento *Reactor*, sendo este trifásico e conectado em estrela com neutro aterrado. O controle por tensão é feito em Python, pois não existe

um elemento de controle compatível no OpenDSS. A estratégia do controle por tensão implementada para o reator BT é detalhada a seguir:

1. Aquisição de uma das tensões de fase, no ponto de alocação do reator BT, que servirá como referência para o controlador (preferencialmente da fase que possui a magnitude de tensão mais elevada);
2. Caso o equipamento esteja desconectado da rede e o valor da tensão for superior ao valor de ajuste máximo (V_{ON}) por um intervalo de tempo igual ou superior ao tempo de atraso, o equipamento é conectado à rede;
3. Caso o equipamento esteja conectado à rede e o valor da tensão for inferior ao valor de ajuste mínimo (V_{OFF}) por um intervalo de tempo igual ou superior ao tempo de atraso, o equipamento é desconectado da rede.

O modelo do reator BT empregado nas simulações computacionais é apresentado no Apêndice.

3.3 Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR)

O Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) é um equipamento monofásico da classe de 15 kV fabricado pela empresa brasileira ITB Equipamentos Elétricos e tem como finalidade controlar o fator de potência em redes de distribuição através de injeção/absorção de potência reativa [26]. O equipamento foi desenvolvido visando aos consumidores industriais de média tensão que arcam com multas por violar o fator de potência. A Figura 3.3 apresenta um banco trifásico de CDRs. Nota-se que o elemento reativo é fixado na carcaça do equipamento.

Parte de sua arquitetura é baseada nos reguladores de tensão convencionais com conexão tipo B, em que o enrolamento de excitação é localizado do lado da carga [27]. As principais diferenças construtivas do CDR são a conexão interna dos terminais fonte e carga e a presença de um elemento reativo passivo conectado através de tapes no enrolamento série, sendo este

exclusivamente capacitivo ou indutivo¹. Desta forma, o comutador de derivação permite variar a tensão sobre o elemento reativo em 16 degraus, tornando possível aplicar sobre ele uma tensão de até 10% da tensão do enrolamento de excitação. Aplicando diferentes níveis de tensão sobre o elemento reativo, o CDR é capaz de controlar o fator de potência injetando (ou absorvendo) potência reativa de forma gradual e sequencial até atingir sua potência nominal. Segundo o fabricante, o equipamento pode operar nos modos remoto, manual ou automático [26]. O diagrama elétrico do CDR é ilustrado na Figura 3.4. Nele, o fabricante nomeia os enrolamentos de excitação e série como primário e secundário, respectivamente.



Figura 3.3 – Compensador Dinâmico de Potência Reativa. Extraído de [14].

A ITB possui outros equipamentos em seu portfólio como o regulador de tensão monofásico, que compõe o CDR. Isto permite ao equipamento herdar algumas características

¹ O fabricante aponta a possibilidade de ser indutivo e capacitivo, mas necessitaria de adaptações e nunca foi comercializado. Por conseguinte, tal possibilidade é descartada nesta dissertação.

construtivas e funções existentes no controlador do RT da marca. Como ilustra na Figura 3.4, o CDR possui os mesmos terminais de conexão dos RTs: fonte (F), carga (C) e comum (FC). Os terminais fonte e carga são solidamente conectados, através de um TP e um TC são obtidas as medidas de tensão e corrente, respectivamente, e o controlador calcula o fator de potência a ser usado como entrada no módulo de controle. Para ajustar o equipamento é necessário definir os limites mínimos desejados para o fator de potência capacitivo e indutivo (faixa de fator de potência) e o tempo de atraso. O CDR foi desenvolvido para redes convencionais com fluxo de potência unidirecional e, portanto, não possui modos de operação que identificam fluxo reverso, como modo cogeração, por exemplo.

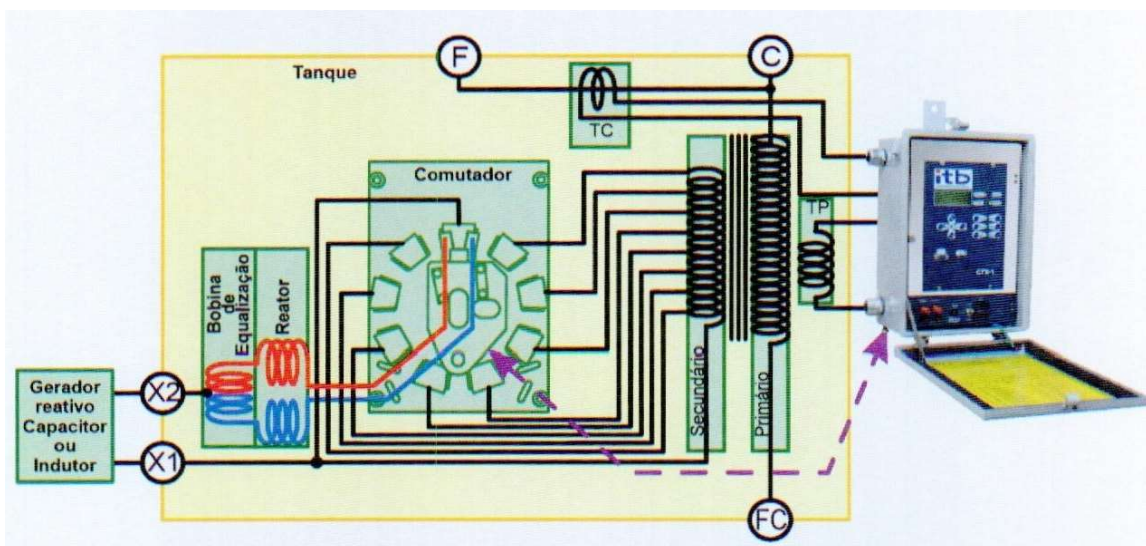


Figura 3.4 – Diagrama elétrico do CDR. Extraído de [26].

O CDR pode ser conectado ao sistema elétrico de forma monofásica ou em banco. Neste caso são válidas as mesmas conexões empregadas nos RTs monofásicos, tais como, estrela com neutro flutuante, estrela com neutro aterrado, delta fechado e delta aberto [26]. Segundo o fabricante, pode ser instalado em postes ou em plataformas, como apresentado na Figura 3.3. A Figura 3.5 ilustra o circuito equivalente do CDR capacitivo.

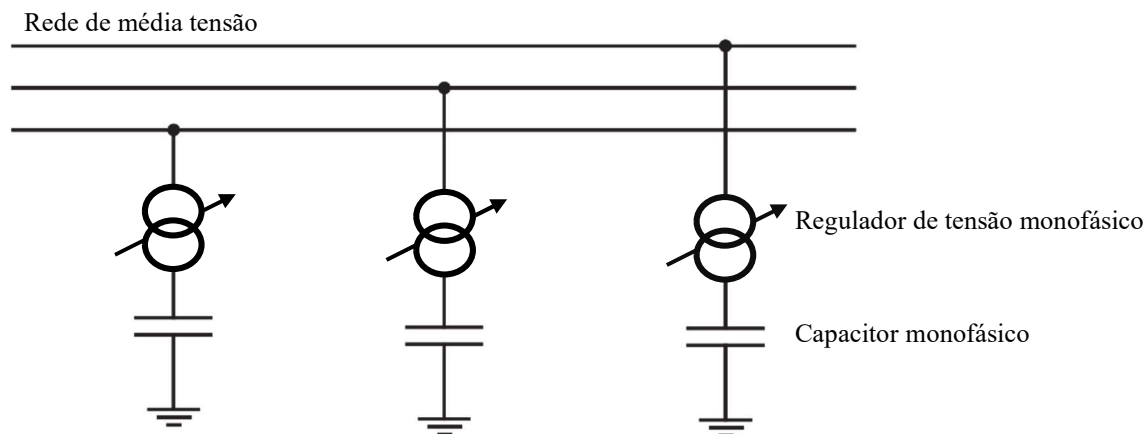


Figura 3.5 – Circuito equivalente do CDR capacitivo.

As potências disponíveis para o equipamento são de 100, 200 e 300 kvar, logo, a potência máxima de um banco trifásico de CDRs é de 900 kvar. Na fabricação do equipamento, a ITB usa elementos reativos modulares, isto é, capacitores ou reatores com potência nominal de 100 kvar. Na construção do CDR capacitivo de 300 kvar, por exemplo, são empregados três capacitores de 100 kvar em paralelo para que juntos formem um banco de tal potência. A tensão nominal dos elementos reativos é de apenas 10% da tensão da rede MT, uma vez que esta é a máxima tensão que pode ser aplicada sobre o enrolamento série do CDR.

Quanto à atuação do equipamento, no caso do CDR capacitivo, por exemplo, se o valor aferido para o fator de potência é indutivo e permanece abaixo do valor ajustado para o mínimo fator de potência indutivo durante o intervalo de tempo igual ao tempo de atraso, o controlador faz com que o comutador de derivação sob carga atue mudando o tape para a posição imediatamente superior e, conseqüentemente, elevando a tensão sobre o capacitor. Assim, parte da potência reativa indutiva na rede é absorvida pelo CDR. Se após a comutação o fator de potência não retornar à faixa desejada, o CDR atua sucessivamente com intervalos de comutação de 4 s até garantir que o fator de potência volte à faixa de desejada ou até seu máximo ponto de operação [26].

O CDR capacitivo possui duas vantagens frente aos BCs controlados, a primeira é a minimização de transitórios na rede devido à inserção da potência reativa em estágios e de forma mais discretizada, a segunda é o aumento da vida útil dos capacitores, uma vez que a mudança de tape implica numa variação de tensão de 6,25% da tensão nominal sobre os mesmos, portanto, a

fadiga sofrida pela comutação de tapes é menor que a provocada pelo chaveamento de um BC controlado na rede.

O CDR pode ser alocado em qualquer ponto da rede primária. É possível, por exemplo, instalar um CDR em substituição a um BC controlável de mesma potência nominal. A escolha do CDR a ser implementado em uma rede é baseada em dois fatores: a natureza do elemento reativo e sua potência nominal. Como as redes de distribuição são de natureza reativa indutiva e o equipamento controla fator de potência, a escolha é pelo CDR capacitivo. Quanto à potência nominal, esta deve ser suficiente para reduzir a potência reativa que flui no ponto de instalação, e assim, elevar o fator de potência.

O CDR é simulado computacionalmente na configuração estrela com neutro aterrado. A modelagem do CDR capacitivo pode ser feita no OpenDSS através dos elementos *Transformer*, *RegControl*, *Capacitor* e *Reactor*. Já o controle de fator de potência é desenvolvido inteiramente em Python. Para isso, são definidos dois equipamentos distintos:

- **Regulador de tensão (elementos *Transformer* + *RegControl*):** a relação de tensão do elemento *Transformer* é de 10:1. O enrolamento primário é conectado na rede de média tensão e o secundário é conectado ao nó 4 da barra “Bus_itb”, o qual é aterrado através de um elemento *Reactor*. Desta forma, a atuação do equipamento não é capaz de alterar a tensão na rede, sendo sua função contabilizar as mudanças de posição do tape;
- **Capacitor monofásico (elemento *Capacitor*):** conectado barra “Bus_itb”, (mesma barra em que está o enrolamento secundário do RT), o controle de fator de potência desenvolvido por um algoritmo escrito em Python atua de forma que sua potência reativa varie em 16 degraus, de acordo com a posição do tape do RT, conforme mostra a Figura 3.6. Nesta figura, nota-se que quando o CDR é capaz de injetar até 110% da potência nominal, isso ocorre devido ao módulo da reatância do CDR ser menor que a reatância do capacitor isolado.

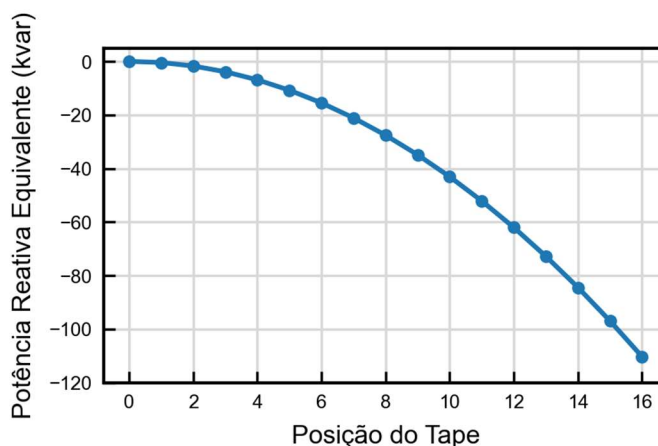


Figura 3.6 – Potência reativa injetada em função da posição do tape para um CDR capacitivo de 100 kvar.

A estratégia do controle por fator de potência implementada para o CDR capacitivo é detalhada a seguir:

1. Aquisição dos fluxos de potências ativa e reativa na barra em que está o equipamento e cálculo do fator de potência em cada fase;
2. Caso o fator de potência obtido viole o limite inferior por um intervalo de tempo igual ou superior ao tempo de atraso, eleva-se a posição do tape do RT e calcula-se a nova potência reativa assumida pelo capacitor;
3. Caso o fator de potência obtido viole o limite superior por um intervalo de tempo igual ou superior ao tempo de atraso, reduz-se a posição do tape do RT e calcula-se a nova potência reativa assumida pelo capacitor.

O modelo empregado para a simulação da configuração original do CDR é apresentado no Apêndice.

3.4 Static Var Generator (SVG)

A companhia norte americana AMSC apresenta em seu portfólio um SVG monofásico, da classe de 15 kV, conhecido comercialmente como D-VAR VVO, que tem como finalidade compensar reativos de forma dinâmica para solucionar problemas causados por alta penetração de

geração distribuída em redes de distribuição [46]. Por simplicidade, o D-VAR VVO será referido apenas como SVG nesta dissertação. A Figura 3.7 ilustra um banco trifásico de SVGs.



Figura 3.7 – Banco trifásico de SVGs. Extraído de [13].

Por se tratar de um equipamento monofásico, este SVG pode ser instalado em redes monofásicas com conexão fase-neutro ou trifásicas. Segundo o fabricante pode ser instalado em postes ou em plataformas, como apresentado na Figura 3.7. As potências nominais disponíveis são 167 e 333 kvar; portanto, um banco trifásico pode ter capacidade de até 1 Mvar [47].

O SVG atende as necessidades das redes injetando/absorvendo potência reativa de forma contínua e controlada. Seu controlador é capaz de operar com diferentes modos de controle, tais como controle de potência reativa, controle Volt-var, controle de fator de potência, ou uma combinação programada dos mesmos. Também é possível configurar um valor de referência fixo para a magnitude de tensão, potência reativa ou fator de potência. O equipamento pode operar com as arquiteturas de controle local ou centralizada, uma vez que possui protocolos de comunicação integrados como Ethernet, DNP 3.0 e Wireless [47].

O SVG é um equipamento de eletrônica de potência e seu tempo de resposta é da ordem de milissegundos, o que somado aos diversos modos de controle apresentados, garante alta flexibilidade de operação. O esquema de conexão de um banco trifásico de SVGs no sistema de distribuição é ilustrado na Figura 3.8.

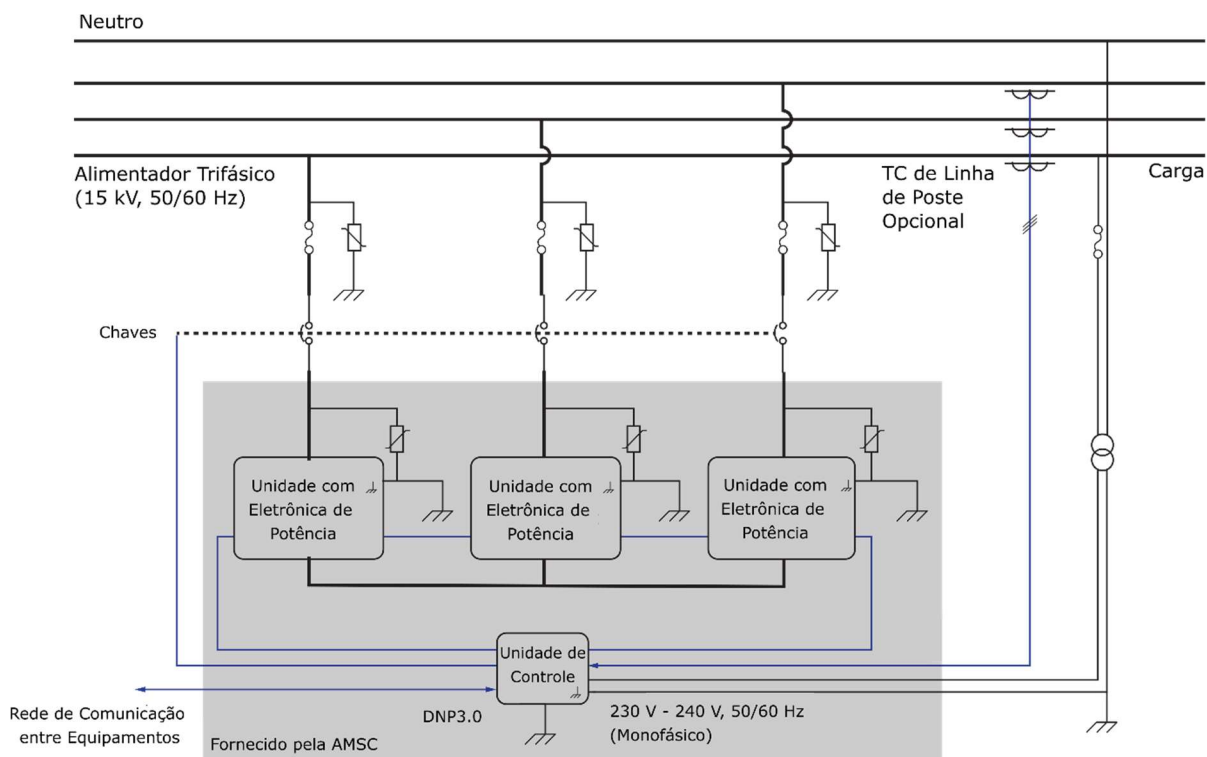


Figura 3.8 – Esquema de conexão de um banco trifásico de SVG. Adaptado de [47].

A configuração usada no SVG nas simulações computacionais é estrela aterrada. A modelagem do SVG pode ser feita no OpenDSS, através dos elementos *PVSystem* e *InvControl* definido com o modo de controle Volt-var. Ajustando a potência ativa igual a zero e a potência reativa com qualquer valor não nulo, este atua como um MSFV controlado por um inversor capaz de injetar apenas potência reativa de acordo com uma curva Volt-var definida. As tomadas de decisão e a atuação é feita inteiramente pelo OpenDSS. O modelo empregado para a simulação computacional do SVG monofásico, da curva Volt-var e do inversor são apresentados no Apêndice.

O modo de controle Volt-var, definido no elemento *InvControl*, faz com que a cada passo da simulação série temporal seja calculada a nova potência reativa injetada/absorvida pelo

dispositivo baseado numa curva Volt-var. O cálculo trata-se de um processo iterativo no qual são atualizados os valores de tensão monitorada até que a diferença, em pu, entre a tensão da iteração atual e a tensão da iteração anterior seja menor ou igual a tolerância definida pelo dado *VoltageChangeTolerance*.

4 DESCRIÇÃO DOS ESTUDOS DE CASO

Este capítulo descreve os estudos de caso realizados com o objetivo de investigar o potencial da utilização dos equipamentos modernos apresentados no capítulo 0. Os estudos são dedicados ao emprego destas tecnologias num conjunto elétrico localizado na região Sudeste do Brasil, responsável por fornecer energia elétrica a consumidores de baixa e média tensão, descrito na seção 4.1. Os resultados são obtidos através de simulações computacionais referentes ao mês de fevereiro de 2018, uma vez que este apresenta irradiação solar elevada e as cargas apresentam um comportamento menos atípico que janeiro, mês em que normalmente os moradores das UCs viajam ou recebem visitas. Como na modelagem as curvas de carga são semanais, começando na segunda-feira, as simulações ocorrem no período de 29/01/2018 a 25/02/2018, exatamente 28 dias. A investigação está dividida em estudos focados em equipamentos de baixa e de média tensão.

A investigação do potencial da utilização consiste em explorar os equipamentos em pontos estratégicos da rede de distribuição e comparar com os resultados do caso base (sem equipamentos modernos). Para lidar com as incertezas presentes na instalação de geradores fotovoltaicos e o perfil aleatório de geração fotovoltaica, propõe-se a criação de 10 cenários de simulação através do método probabilístico de Monte Carlo, descrito na seção 4.2. As redes de baixa e média tensão são apresentadas nas seções 4.3 e 4.4, respectivamente. Por fim, na seção 4.5, são apresentadas as métricas usadas na investigação.

4.1 Descrição do circuito teste

Nesta seção, descreve-se o sistema teste usado nas simulações computacionais. Trata-se de uma rede de distribuição real, constituída por 4 alimentadores que saem de um transformador de potência de 26,6 MVA e relação de 138 kV/11,95 kV. A tensão nominal da rede primária para contratação é 11,4 kV e a da rede secundária é de 127/220 V. Ao todo, o primário alimenta 288 transformadores de distribuição conectados em delta-estrela aterrado. Normalmente, a potência nominal destes transformadores está na faixa de 15 a 300 kVA, com exceção aos que atendem consumidores do grupo A, que pode chegar a 2.820 kVA. Ao todo, são atendidos 7.694 consumidores, sendo 7.634 em baixa tensão (grupo B) e 60 em média tensão (grupo A). A Figura 4.1 apresenta o diagrama georreferenciado do conjunto elétrico estudado.

O enrolamento primário do transformador da subestação possui um comutador de derivação sob carga que permite variar a tensão em até 16 degraus com mesma variação porcentual de tensão, de 1,25%. Dos 16 tapes, 4 são para reduzir e 12 para elevar a tensão na saída do transformador. O circuito teste não possui reguladores de tensão de linha e possui seis bancos de capacitores conforme apresenta a Figura 4.1.

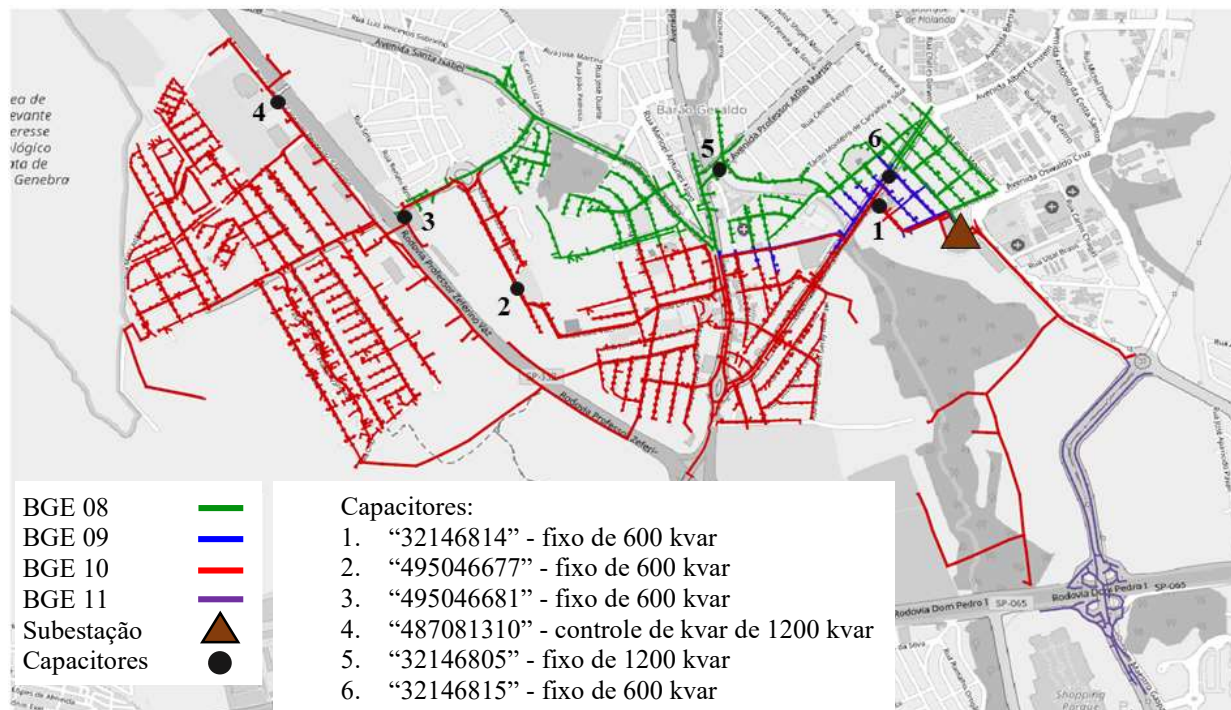


Figura 4.1 – Diagrama georreferenciado da rede de distribuição teste com indicação dos alimentadores e alocação dos bancos de capacitores.

Os estudos de caso consistem em simulações de fluxos de carga série-temporal, também conhecida como *Quasi-Static Time-Series* (QSTS). Para isto é empregado o software OpenDSS [45] através da biblioteca DSS C-API [48] comandada em Python. Esta interface de integração emprega um API (do inglês Application Program Interface) feito em C. Algumas das vantagens frente as interfaces COM e DLL direta são: capacidade de acessar de forma direta todos os atributos de todos os elementos (*Transformers*, *Reactors*, etc), redução do tempo e esforço computacional para fluxos de carga de redes de grande porte e permitir o uso efetivo em demais sistemas operacionais, como Linux e MacOS X.

Outra vantagem da biblioteca DSS C-API é a simulação com passo adaptativo, técnica usada para reduzir o tempo de simulação. Resumidamente, esta consiste em simular os fluxos de carga com passo de 30s, tendo maior representatividade na variação de carga e no instante de acionamento dos equipamentos de controle, que tem tempo de atraso de dezenas de segundos, porém, durante os períodos em que a curva de carga não sofre variações bruscas, não sendo necessária a atuação de equipamentos de controle de tensão e de compensação de potência reativa, durante a madrugada, por exemplo, o passo da simulação é elevado para 300s. Desta forma é possível reduzir o tempo de processamento sem perder informações sobre o instante de acionamento dos equipamentos [49].

A modelagem das UCs e seus MSFVs, bem como os cenários de simulação foram extraídos do Projeto de P&D ANEEL PA3047 – “Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração” [49]. Por não serem o foco desta dissertação, as subseções seguintes apresentam um breve comentário sobre os processos de modelagem e geração dos cenários de simulação.

4.1.1 Modelagem das unidades consumidoras

Cada consumidor é definido como uma carga representada pelo modelo ZIP composto por 50% de potência constante e 50% de impedância constante para a parcela ativa e 100% de impedância constante para parcela reativa da carga, conforme indica o Módulo 7 do PRODIST [22]. Todos são conectados em estrela com neutro aterrado, conforme apresenta o Apêndice. Embora as distribuidoras considerem as UCs de média tensão como cargas conectadas em delta, no projeto elas foram modeladas como cargas trifásicas de baixa tensão conectadas à rede primária por meio de um transformador MT:BT. Esta modelagem tem o intuito de melhor representar e contabilizar as perdas técnicas e a corrente de magnetização dos transformadores destas UCs.

As curvas de carga típicas são disponibilizadas pela concessionária com intervalo de resolução de 15 minutos. Estas são criadas a partir das medições coletadas em consumidores na campanha de medição realizada a cada revisão tarifária [50]. No Projeto P&D ANEEL PA3047 – “Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração” [49], com o objetivo de melhor representar os perfis de demanda de consumidores residenciais (subgrupo B1) na ordem amostral de segundos, são usadas curvas sintéticas de alta resolução. Tais curvas foram geradas por um simulador residencial [51], que consiste em emular

residências através da modelagem dos eletrodomésticos mais comuns presentes nas casas dos brasileiros. Neste simulador, os consumidores foram agrupados em 6 faixas de consumo e por meio de funções probabilísticas foram determinados a quantidade e o perfil de utilização dos eletrodomésticos presentes nas residências. A partir de então, foram obtidas as curvas de demanda de potência ativa e reativa, diferenciadas em dias de semana, sábado e domingo. Por sua vez, as curvas de demanda geradas apresentam resolução de 1 segundo, caracterizando-se como a grande vantagem do simulador.

4.1.2 Modelagem dos microgeradores solares fotovoltaicos

Neste estudo de microgeração, apenas os consumidores do grupo B podem receber MSFV, porém, foram descartadas as classes de iluminação pública, poder público, serviço público e consumo próprio. Da classe comercial, serviços e outras atividades foram descartadas as seguintes subclasses: administração condominial; iluminação em vias; semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito; serviços de comunicações e telecomunicações e templos religiosos. Tais classes e subclasses de consumidores foram descartadas do levantamento pela inviabilidade da instalação de geradores FV ou pela falta de interesse no investimento (por exemplo, um prédio alugado).

Após listar os consumidores considerados aptos a receber essa tecnologia, dimensionou-se a potência do MSFV necessária para compensar o consumo de cada UC, que é feito através consumo médio anual (calculado a partir do histórico de consumo dos últimos 12 meses ou período mais recente disponível) dividido pela geração média diária de um MSFV de 1 kWp, definida como 4 kWh (na região onde se encontra o circuito teste, considera-se que o período médio diário de geração solar fotovoltaica é de 4 horas) [52]. Calculada a potência nominal necessária para cada MSFV, arredondando-as para o múltiplo de 0,25 kWp mais próximo, são descartados da lista de consumidores aptos aqueles com MSFV menores que 1,5 kWp por apresentarem menor atratividade econômica. Por se tratar de microgeração, os maiores geradores são limitados a 75 kWp [6].

Os MSFVs são modelados no OpenDSS como cargas de injeção de potência constante com fator de potência unitário, em que a energia gerada depende da potência nominal e do perfil de geração solar FV. A conexão dos sistemas de MSFV são definidas de acordo com o número de fases existentes na residência e a potência no microgerador, da seguinte forma:

- Residências monofásicas: MSFV monofásico com conexão estrela aterrada;
- Residências bifásicas: MSFV bifásico com conexão delta aberto;
- Residências trifásica com MSFV menores que 8 kWp: MSFV bifásico com conexão delta aberto (são sorteadas duas fases aleatórias);
- Residências trifásica com MSFV maiores ou iguais a 8 kWp: MSFV trifásico com conexão estrela aterrada.

No Projeto P&D ANEEL PA3047 – “Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração” [49], foi analisado que a máxima potência nominal dos inversores bifásicos disponíveis no mercado era de 8 kWp, portanto, definiu-se que a máxima potência dos MSFVs bifásicos em consumidores trifásicos também fosse de 8 kWp. A modelagem de sistemas de MSFV para diferentes consumidores são apresentadas no Apêndice.

4.2 Cenários de simulação

Para lidar com as incertezas presentes na instalação de geradores fotovoltaicos e o perfil aleatório de geração fotovoltaica, propõe-se o uso de cenários de simulação através do método probabilístico Monte Carlo. Estes cenários também foram criados no Projeto P&D ANEEL PA3047 – “Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração” [49]. O processo de criação dos cenários de simulação se baseia na amostragem das variáveis aleatórias de entrada. Na metodologia desenvolvida, são modeladas duas variáveis estocásticas: o local de instalação dos microgeradores e o perfil de geração solar FV, como definidas a seguir.

4.2.1 Local de instalação dos microgeradores fotovoltaicos

A primeira variável remete a identificar quais consumidores receberão sistemas de MSFV a um determinado nível de penetração. Definidos os consumidores aptos a receberem MSFV, a próxima etapa do processo de criação dos cenários de simulação consiste em implementar o método probabilístico Monte Carlo para criar cenários com os possíveis locais de inserção dos microgeradores solares FVs. Tais cenários são criados para diversos níveis de penetração múltiplos de 5 (5%, 10%, 15%, 20%, etc). Como resultado seriam geradas milhões de combinações (cenários)

possíveis, o que inviabilizaria o projeto pelo alto tempo de simulação, portanto, o número de cenários de Monte Carlo foi reduzido para 10. Embora seja um valor baixo para simular os equipamentos em redes BT, ressalta-se que nas redes de MT os resultados gerados para esses cenários são próximos e, portanto, suficientes para uma análise adequada.

Os 10 cenários de microgeração fotovoltaica possuem nível de penetração de 50%. Os consumidores candidatos a receberem MSFV são sorteadas aleatoriamente e o nível de penetração é dado em função do número total dos mesmos, ou seja, não se refere a 50% das UCs do conjunto elétrico sob estudo e sim de 50% dos consumidores aptos. A escolha do nível de penetração de 50% é dada através de uma análise preliminar em que se identificou que para essa rede este nível de penetração pode gerar sobretensão nos consumidores sem provocar sobrecarga nos condutores e transformadores.

4.2.2 Perfil de geração solar fotovoltaica

Neste trabalho, o perfil de geração solar FV é obtido através das medições coletadas no projeto PA3012 – Telhados Solares [52]. Esses dados são empregados por apresentarem um histórico da geração de potência ativa de MSFVs, da região de Campinas (de onde é o sistema teste), ao longo de um ano com resolução amostral de 1 minuto. Para se obter curvas com maior resolução é realizada a interpolação linear em cada intervalo. Para a confecção do perfil de geração solar FV no Projeto P&D ANEEL PA3047 – “Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração”, foram selecionados os dados da geração de potência ativa de um dos MSFVs e dividido pela sua potência nominal. Obteve-se como resultado um perfil anual de geração de potência ativa em pu.

Nas simulações dos cenários assume-se que todos os consumidores estão sujeitos à mesma curva de geração solar FV e que o perfil de geração é o mesmo em todos os cenários de simulação. O perfil de geração FV dos consumidores aptos é dado através da multiplicação da potência nominal do MSFV, definida conforme descrito na subseção 4.1.2, pelo perfil de geração solar FV em pu.

4.3 Redes de baixa tensão empregadas nos estudos de caso

O potencial de utilização dos equipamentos de baixa tensão (RTBT e reator BT) é investigado nas redes secundárias destacadas na Figura 4.2, identificadas pelo ID do respectivo transformador de distribuição e pela descrição na Tabela 4.1. As redes 1 e 2 são as que possuem os maiores custos de compensação por transgressão de tensão por sobretensão e subtensão, respectivamente. A investigação do reator BT é realizada apenas na rede BT com maior custo de transgressão de tensão por sobretensão, uma vez que este é designado para redes com tal problema.

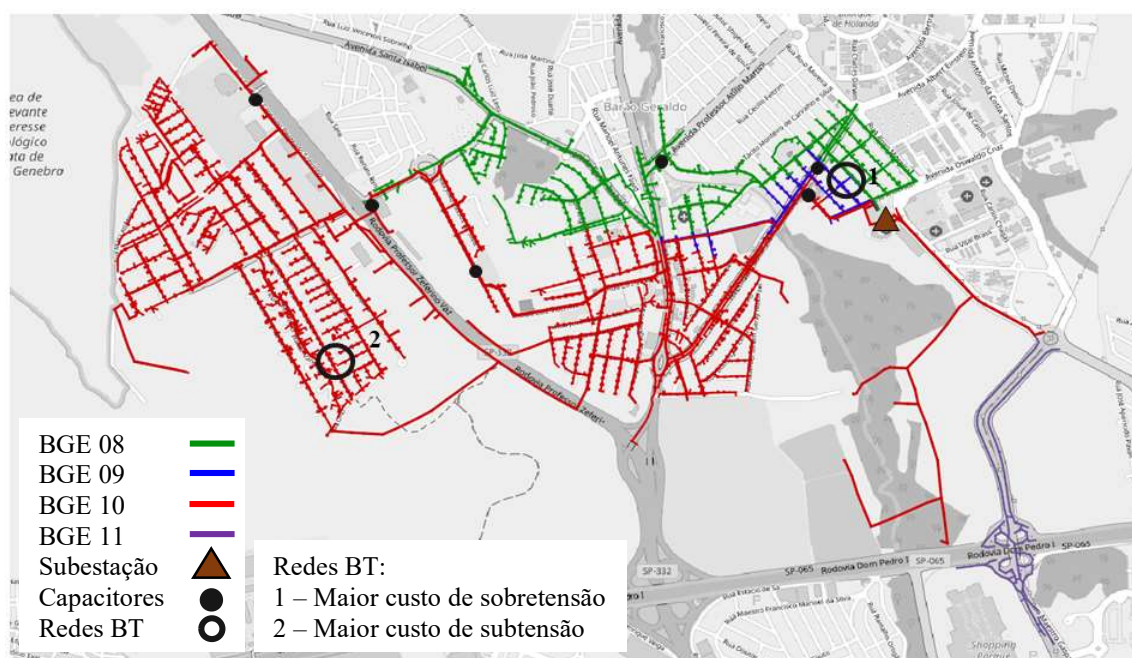


Figura 4.2 - Diagrama georreferenciado da rede de distribuição teste com indicação dos alimentadores e das redes de baixa tensão estudadas.

No estudo dos equipamentos BT, os resultados são obtidos através da simulação de fluxos de carga *Quasi-Static Time-Series* (QSTS) do conjunto elétrico completo e a alocação dos equipamentos BT não ocorre de forma concomitante, isto é, em cada simulação apenas uma das redes BT recebe um equipamento BT. Os resultados da seção 5.1 são calculados exclusivamente para a rede BT sob investigação.

Tabela 4.1 – Descrição das redes de BT em que se simula a instalação dos equipamentos BT.

<i>Rede</i>	<i>1</i>	<i>2</i>
Descrição	Maior custo de sobretensão	Maior custo de subtensão
ID do transformador	34102286	34099965
Potência nominal (kVA)	45	112,5
Número de UCs	33	60
Comprimento total de condutor secundário (m)	494	284
Comprimento total de condutor de serviço/ramal (m)	200	307
Número de UCs aptas a receberem MSFV	20	30
Potência total dos MSFV (kW)	57,5	59,5

No estudo dos equipamentos BT, os resultados são obtidos através da simulação de fluxos de carga *Quasi-Static Time-Series* (QSTS) do conjunto elétrico completo e a alocação dos equipamentos BT não ocorre de forma concomitante, isto é, em cada simulação apenas uma das redes BT recebe um equipamento BT. Os resultados da seção 5.1 são calculados exclusivamente para a rede BT sob investigação.

Como mencionado na subseção 2.2.2, o RTBT e o reator BT podem ser alocados em qualquer ponto da rede secundária, no entanto, para alcançar um desempenho satisfatório deve ser alocado em um ponto estratégico. Tal ponto é investigado neste trabalho como sendo a barra em que o equipamento é capaz de resolver o maior número de casos de transgressão de tensão. Por exemplo, para que a atuação do RTBT seja bem-sucedida em redes BT com sobretensão devido à injeção de potência proveniente dos sistemas de MSFV, é necessário que durante a geração solar fotovoltaica o nível de tensão no ponto de alocação do equipamento se eleve a ponto de violar o limite superior determinado pela tensão de ajuste e pela largura de banda (ou simplesmente banda), fazendo com que este atue para evitar transgressão de tensão nos consumidores. Se no ponto de alocação do equipamento não for possível detectar variações na tensão que extrapolam os limites de ajuste, o equipamento não atua, não controlando satisfatoriamente a tensão da rede.

De forma geral, os fatores que influenciam o desempenho do RTBT são:

- Alocação: pelo fato de o RTBT atuar diretamente na tensão, este deve ser alocado a montante dos consumidores com transgressão de tensão;

- Tensão de referência: a escolha da tensão de referência depende da natureza da transgressão de tensão. Por exemplo, se o problema é sobretensão, escolhe-se um valor de tensão de referência menor que nos casos de subtensão;
- Largura de banda: como mencionado no capítulo anterior, o RTBT tem apenas uma opção para largura de banda, de 6 V (B/2). O equipamento deve ser alocado em um ponto em que seja capaz de identificar que consumidores estão com violação de tensão. Por exemplo, se a tensão de referência for 127 V, a detecção ocorre apenas para tensões menores que 121 V ou maiores que 133 V. Para redes BT com sobretensão devido aos MSFVs, o RTBT deve ser alocado o mais próximo possível dos consumidores com transgressão, pois 133 V é o limite máximo para tensão adequada, segundo o Módulo 8 do PRODIST [9];
- Atraso: deve ser suficiente para mitigar transgressão de tensão nos consumidores e ao mesmo tempo evitar as atuações excessivas. Neste estudo, optou-se pelo maior tempo de atraso disponível, de 60 s.

Para o reator BT, os fatores que influenciam seu desempenho, de forma geral, são:

- Alocação: diferente do RTBT, seu princípio de funcionamento baseia-se na absorção de potência reativa para controlar a tensão, portanto, tem capacidade de reduzir a tensão tanto a jusante como a montante do seu ponto de instalação. Como os consumidores com MSFV que estão localizados próximos ao final dos alimentadores podem transgredir o limite máximo de tensão, durante o dia, devido à baixa relação X/R, optou-se por alocar o equipamento na barra trifásica mais próxima dos consumidores com as maiores magnitudes de tensão. Uma vez que estes se encontram próximos ao final do circuito, é possível fazer uma avaliação mais conservadora das perdas técnicas causadas pela demanda de potência reativa da subestação para resolver o problema de sobretensão;
- Valores dos ajustes de tensão (V_{ON} e V_{OFF}) e dimensionamento do equipamento: os ajustes devem ser escolhidos respeitando as 3 premissas a seguir:
 - i. A potência reativa deve ser suficiente para mitigar transgressão de tensão nos consumidores;

- ii. Permanecer o menor tempo possível conectado, para evitar o aumento desnecessário das perdas técnicas;
- iii. Evitar as atuações desnecessárias;
- Atraso: o atraso empregado é de 60 s, como no RTBT.

As redes empregadas na avaliação dos equipamentos BT e listadas na Tabela 4.1 são descritas a seguir. Compreender a topologia e a localização dos consumidores com transgressão de tensão é essencial para alocar o equipamento, assumindo uma solução de compromisso entre seus ajustes e o perfil de tensão no ponto de alocação.

4.3.1 Rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão

O diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão está apresentado na Figura 4.3. Esta rede possui um entroncamento logo após o transformador (representado na figura pelo triângulo vermelho), sendo que um dos trechos que derivam deste ponto alimenta 11 consumidores e o outro, 22 consumidores, portanto, em cada ramal de alimentação pode estar conectado mais de um consumidor.



Figura 4.3 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

4.3.2 Rede BT com maior custo de transgressão de subtensão

A Figura 4.4 ilustra o diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de subtensão. Nesta rede, 10 consumidores estão conectados diretamente ao secundário do transformador, onde também existe um entroncamento do qual se derivam um trecho que alimenta 39 e outro que alimenta 11 consumidores. Nos cenários de simulação, os consumidores que possuem subtensão estão localizados no final do trecho com maior número de UCs, sendo que as transgressões ocorrem durante o pico de demanda. Mesmo com 50% de penetração de MSFV nos estudos de Monte Carlo não se verifica sobretensão.

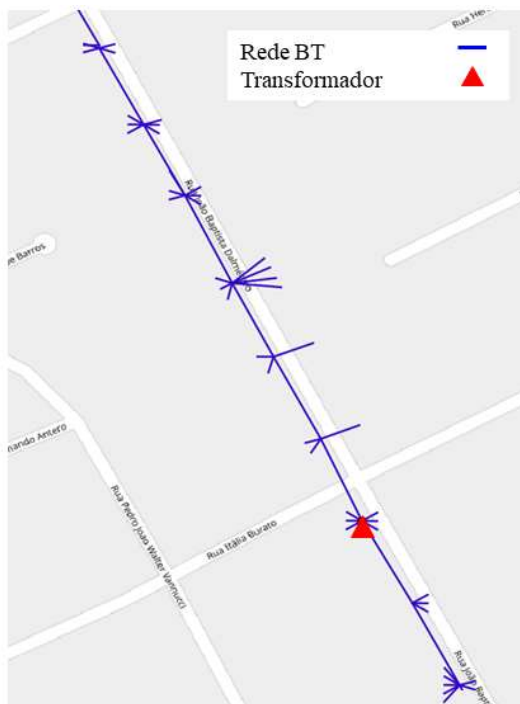


Figura 4.4 - Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

4.4 Estudo de alocação dos equipamentos de média tensão

Os equipamentos de média tensão (CDR e SVG) são investigados mediante a alocação em um ponto estratégico do conjunto elétrico, escolhido a partir de um estudo em que foi levantado o

perfil de carregamento e fator de potência em todas as linhas MT. Em seguida foi feita uma busca para encontrar as barras em que o fator de potência reduz durante o dia devido à geração FV e que o perfil de potência reativa não seja elevado a ponto de o CDR não conseguir excursionar o tape ao longo do dia. Dos pontos candidatos que foram elencados neste estudo, na barra “bus_BGE10_394” verificou-se potencial de eficácia do uso de tais equipamentos. Esta barra está localizada na entrada de um bairro predominantemente residencial com diversos consumidores aptos a receberem MSFV. Os resultados para as análises dos equipamentos de média tensão também são obtidos através de simulações de fluxo de carga QSTS e são calculados para o conjunto elétrico completo. A barra “bus_BGE10_394” é identificada na Figura 4.5 pela estrela. Na mesma figura também são identificados os bancos de capacitores existentes.

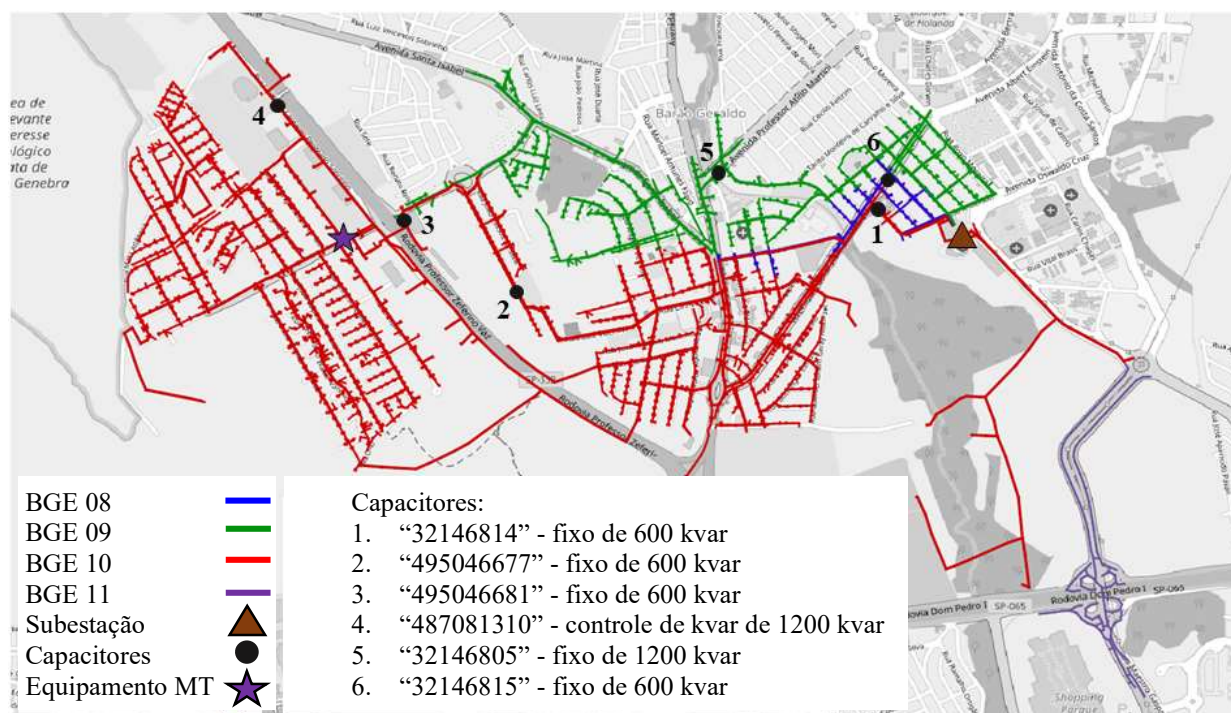


Figura 4.5 – Diagrama georreferenciado dos alimentadores do circuito teste com indicação da alocação dos bancos de capacitores e dos equipamentos de MT a serem estudados.

4.5 Métricas avaliadas

Parte dos resultados desta dissertação são apresentados em *boxplot*, ou diagrama de caixas, que é uma forma gráfica de representar a alteração dos dados por meio de quartis, como mostra a

Figura 4.6. Neste tipo de representação, os valores mínimo e máximo podem se distanciar até 1,5 vezes a amplitude interquartílica (modulo da diferença entre Q1 e Q3) dos valores de Q1 e Q3, respectivamente. Medidas inferiores ao menor valor mínimo possível ou superiores ao maior valor máximo possível são representadas por *outliers*. Estes são valores discrepantes que podem trazer informações fundamentais para a investigação nessa dissertação, como por exemplo, se em algum dos 10 cenários um dos equipamentos BT não conseguiu zerar o custo de transgressão de tensão ou ainda se o SVG consegue reduzir as maiores variações de tensão provocadas pelos transitórios de tensão devido à passagem de nuvens.

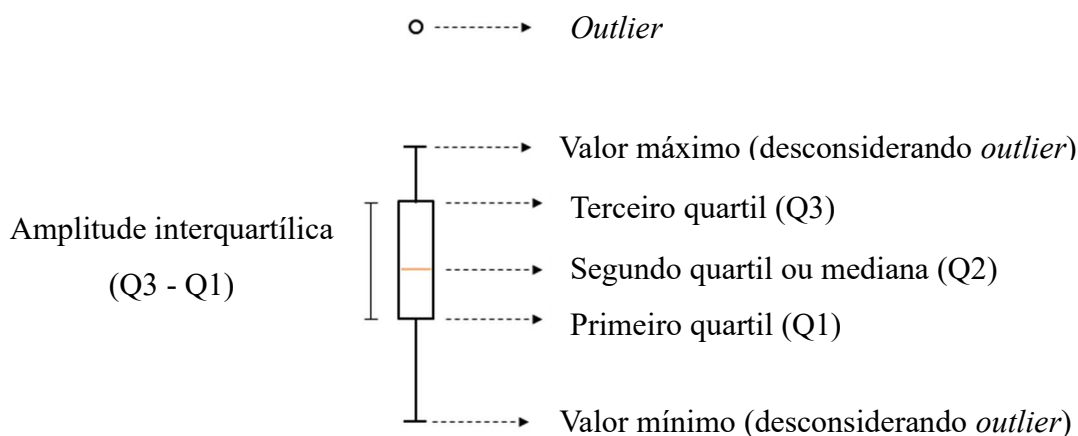


Figura 4.6 – Elementos da composição do *boxplot*.

Através do cálculo de fluxo de carga QSTS são identificadas as condições de operação da rede em regime permanente e com esses dados são calculadas as grandezas usadas na investigação dos equipamentos modernos. Tais grandezas são embasadas nos indicadores definidos no Módulo 8 do PRODIST [9], com exceção da variabilidade de tensão causada pela passagem de nuvens sobre os microgeradores FVs. As subseções a seguir detalham cada uma delas.

4.5.1 Custo de compensação por transgressão tensão

No contexto das redes de distribuição brasileiras, a ANEEL estabelece os limites adequado, precário e crítico para os níveis de tensão em regime permanente, assim como indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica [9]. Os limites de tensão estabelecidos

pela ANEEL para consumidores com tensão nominal inferior a 1 kV são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Limites normativos de tensão em regime permanente segundo o PRODIST para unidades consumidoras de baixa tensão – inferior a 1 kV. Extraído e adaptado de [9].

<i>Faixa de Operação</i>	<i>Magnitude de Tensão (pu)</i>	<i>Duração Relativa (% do período avaliado)</i>
Faixa Crítica de Tensão Máxima	$V > 1,06$	0,5
Faixa Precária de Tensão Máxima	$1,05 < V \leq 1,06$	3,0
Faixa Precária de Tensão Mínima	$0,87 \leq V < 0,92$	3,0
Faixa Crítica de Tensão Mínima	$V < 0,87$	0,5

Os indicadores individuais de conformidade são referentes à duração relativa da transgressão de tensão nas faixas críticas (DRC) e precárias (DRP) considerando medições com intervalos de 10 minutos realizadas no período de uma semana, totalizando 1008 medições válidas. O limite de tempo estabelecido para o indicador DRP é de 3%, enquanto do DRC é de 0,5% das amostras no período avaliado [9].

Segundo o Módulo 8 no PRODIST [9], o cálculo da compensação para um consumidor de baixa tensão é feito como apresentado em (4.1). Os valores da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) usada no cálculo do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição (EUSD), apresentado em (4.2), seguem os valores definidos para a concessionária de distribuição da região de Campinas-SP na Resolução Homologatória nº 2.526, de 2 de abril de 2019 [53].

$$\text{Valor} = \left[\frac{(DRP - DRP_{limite})}{100} \cdot k_1 + \frac{(DRC - DRC_{limite})}{100} \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (4.1)$$

$$EUSD = TUSD \cdot E_{kWh} \quad (4.2)$$

sendo:

- $k_1 = 0$, se $DRP \leq DRP_{limite}$;
- $k_1 = 3$, se $DRP > DRP_{limite}$;

- $k_2 = 0$, se $DRC \leq DRC_{limite}$;
- $k_2 = 7$, para consumidores atendidos em baixa tensão, se $DRC > DRC_{limite}$;
- DRP = valor do DRP expresso em %, apurado na última medição;
- $DRP_{limite} = 3$ %;
- DRC = valor do DRC expresso em %, apurado na última medição;
- $DRC_{limite} = 0,5$ %;
- $EUSD$ = valor do Encargo de Uso do Sistema de Distribuição correspondente ao mês de referência da última medição, dado em R\$;
- $TUSD$ refere-se a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, valor específico por concessionária, dado em R\$/kWh (ou R\$/MWh);
- E_{kWh} consiste na energia consumida pela unidade consumidora compensada.

4.5.2 Tempo de violação de fator de potência

Essa métrica é usada para mensurar a porcentagem de tempo em que o fator de potência viola os limites regulatórios. Para as simulações com os equipamentos BT, este tempo equivale ao somatório dos intervalos em que o fator de potência medido no secundário do transformador de distribuição viola os limites estabelecidos para os consumidores do grupo A. Segundo a ANEEL, o fator de potência deve estar compreendido entre 0,92 indutivo e 1 ou 1 e 0,92 capacitivo [9].

Para as simulações com equipamentos MT, é analisado o fator de potência na subestação. Por se tratar de um ponto de acesso com a Rede Básica, o agente de distribuição deve manter o fator de potência dentro dos limites estabelecidos nos Procedimentos de Rede propostos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) [54]. Tais limites variam de acordo com a tensão nominal. Nesta dissertação, a tensão nominal de conexão do circuito teste com a Rede Básica é de 138 kV, portanto, o fator de potência operacional deve estar compreendido na faixa de 0,95 indutivo a 1 [54].

4.5.3 Perdas técnicas percentuais

Como mencionado na seção 2.1, segundo a norma vigente no Brasil, o indicador relevante é o percentual de perdas: razão entre perdas técnicas e energia fornecida pela subestação [22]. As

perdas técnicas percentuais são computadas nos estudos de baixa e média tensão da seguinte forma: nas simulações com os equipamentos BT, as perdas técnicas percentuais são computadas apenas para o circuito BT, incluindo seu transformador; nas simulações com os equipamentos MT, estas são computadas para o circuito elétrico completo.

4.5.4 Variabilidade de tensão causada pela passagem de nuvens sobre os microgeradores fotovoltaicos

O SVG é um equipamento que apresenta resposta rápida, na ordem de milissegundos, e que injeta/absorve potência reativa de forma contínua, sendo assim, é o único equipamento investigado capaz de reduzir a amplitude dos transitórios de tensão causados pela passagem de nuvens. Como discutido na secção 2.1, as normas definidas pela ANEEL não caracterizam e nem definem a duração e os limites de amplitude para este fenômeno, portanto, para avaliar o desempenho do SVG na mitigação deste problema é necessário criar uma métrica compatível com os resultados gerados a partir dos fluxos de carga série-temporal, isto é, as magnitudes de tensão a cada intervalo de 30 ou 300 segundos, de acordo com a decisão do método de passo variável. Diante disto, optou-se por desprezar a duração do evento e analisar apenas a amplitude das variações de tensão. Logo, são computadas todas as variações ocorridas nas tensões de fase, no ponto de alocação do SVG, apenas durante o período de geração solar fotovoltaica. Neste levantamento são desconsideradas as variações provocadas pela atuação do regulador da subestação. Entende-se por variação toda perturbação em que ocorre acréscimo ou decréscimo de magnitude de tensão até este retornar ao regime estável. Para tanto, é considerado como estável qualquer variação com amplitude inferior a 0,5% da tensão nominal, ocorrida durante um passo de simulação. Para analisar a capacidade de mitigação deste problema, comparam-se as amplitudes das variações de tensão obtidas através das simulações sem e com o uso do SVG.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os pontos de alocação, os ajustes e os resultados das simulações para a investigação do potencial de utilização dos equipamentos modernos.

5.1 Avaliação do uso de equipamentos de baixa tensão

A seguir, apresentam-se os resultados das simulações dedicadas ao estudo do uso do RTBT e reator BT nas redes secundárias com maior custo de transgressão de sobre e subtensão, listadas na seção 4.3. Ressalta-se que as simulações constatarem reversão de fluxo de potência em todos os cenários estudados (com 50% de penetração), porém, não ocorre sobrecarga nos condutores nem nos transformadores das redes BT. Uma vez que os fabricantes não disponibilizam informações sobre o comportamento mediante fluxo reverso, as seções 5.1.1, 5.1.2 e 5.1.4 apresentam os resultados sem tratamento de fluxo reverso nos equipamentos, e as seções 5.1.3 e 5.1.5 apresentam os resultados para diferentes tratamentos de fluxo reverso de potência.

5.1.1 RTBT

5.1.1.1 Rede com maior custo de transgressão de sobretensão

Como mencionado na subseção 4.3.1, na rede com maior custo de transgressão de sobretensão, os consumidores localizados ao final dos dois trechos (derivados após o transformador) apresentam sobretensão provocada pela penetração de MSFV. Neste caso, o RTBT poderia ser alocado no secundário do transformador; porém, adotando a tensão de referência de 127 V, o perfil de tensão neste ponto não ultrapassa os limites da largura de banda, tornando-o insensível. A solução é alocar o equipamento imediatamente a montante dos consumidores com transgressão de tensão. Nesta vertente, optou-se por alocar o RTBT no trecho em que os consumidores com sobretensão somam o maior custo de compensação na maioria dos cenários simulados (barra bus_34102286_217), coincidentemente, é o trecho com maior número de consumidores. A Figura 5.1 e a Tabela 5.1 apresentam o ponto de alocação e os ajustes do RTBT, respectivamente.

apenas uma rede BT, não contabilizando a compensação realizada pelos bancos de capacitores instalados na MT – o intuito deste resultado é avaliar a variação.

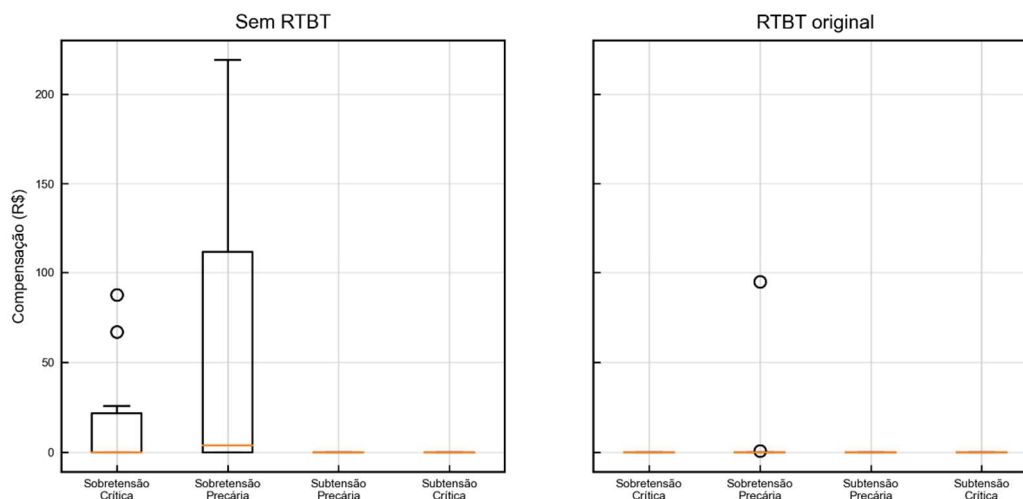


Figura 5.2 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

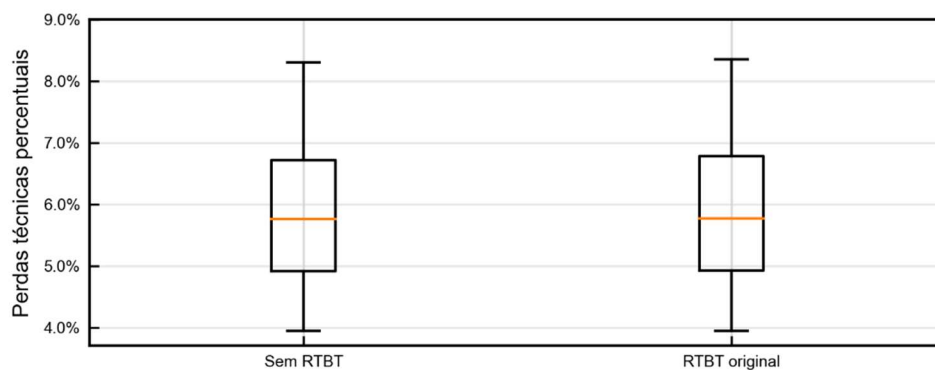


Figura 5.3 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

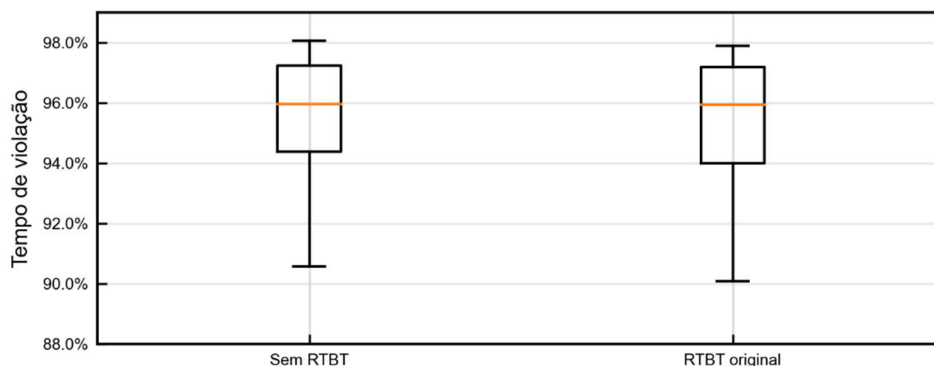


Figura 5.4 – Porcentagem de tempo com violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

A Figura 5.5 apresenta o número de comutações do RTBT por hora (ao longo de todo o período avaliado e somando todas as fases) para as simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão. Nota-se que há uma tendência de o equipamento atuar em dois momentos do dia:

- Durante o pico da geração FV: a tensão se eleva a ponto de transgredir o limite superior da banda do equipamento, que é sensibilizado e atua reduzindo a posição do tape;
- Durante o pico de demanda: após o término da geração FV, o aumento da demanda de energia da subestação, faz com que a tensão reduza a ponto de transgredir o limite inferior da banda do RTBT, fazendo com que o equipamento eleve a posição do tape, tornando a relação de tensão igual a existente antes do início da geração FV.

Nota-se que das 14 às 18 horas ocorrem algumas atuações, estas se devem pela combinação de dois fatores: variações de tensão provocadas pelos transitórios de tensão devido à passagem de nuvens e a variação da demanda de potência dos consumidores, ambos possuem relação direta com a elevação e redução da tensão no ponto de instalação do RTBT.

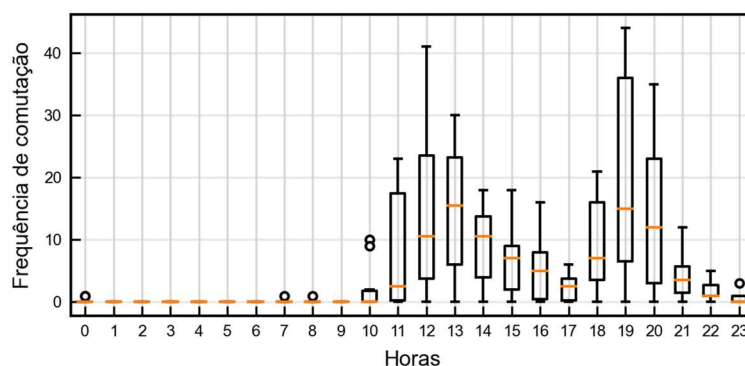


Figura 5.5 – Distribuição das comutações do RTBT por hora para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

A Tabela 5.2 apresenta a média diária de comutações por fase para as simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão. Nota-se maior média de comutações nas fases B e C. Além disso, em alguns cenários, há fases que o RTBT não atua, isto ocorre, pois, a combinação de consumidores que possuem MSFV não provocam um nível alto de penetração na rede, fazendo com que não sejam contabilizados custos de transgressão por sobretensão. De acordo com a Tabela 5.2, a média diária de cada unidade monofásica do RTBT não ultrapassa 5 comutações. Com base em um parecer técnico disponível em [55], RTBT opera 100.000 vezes até que seja necessária a primeira manutenção.

Tabela 5.2 – Número de comutações do RTBT por fase para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

<i>Cenários de simulação Monte Carlo</i>	<i>Média diária de comutações</i>			<i>Total</i>
	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	
0	2,14	4,14	3,43	9,71
1	0,14	3,57	3,57	7,29
2	0,54	4,00	2,71	7,25
3	0,00	0,86	2,57	3,43
4	0,00	0,00	0,00	0,00
5	0,00	2,71	0,29	3,00
6	0,86	3,57	2,43	6,86
7	0,00	0,43	0,43	0,86
8	0,00	0,00	2,43	2,43
9	0,00	0,25	0,00	0,25

5.1.1.2 Rede com maior custo de transgressão de subtensão

De forma análoga à seção anterior, na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão os consumidores afetados estão localizados ao final do trecho com maior número de consumidores e o optou-se por alocar o RTBT imediatamente a montante dos consumidores com transgressão de tensão. Adotando a tensão de referência de 127 V, verificou-se que no caso em que o RTBT é instalado na barra trifásica “bus_34099965_2434”, é possível sensibilizar o equipamento para a mudança de tape solucionando as transgressões dos limites de tensão. A escolha das demais tensões de referência, independentemente do ponto de alocação, resulta em sobretensão. A Figura 5.6 e a Tabela 5.3 apresentam o ponto de alocação e os ajustes do RTBT, respectivamente.

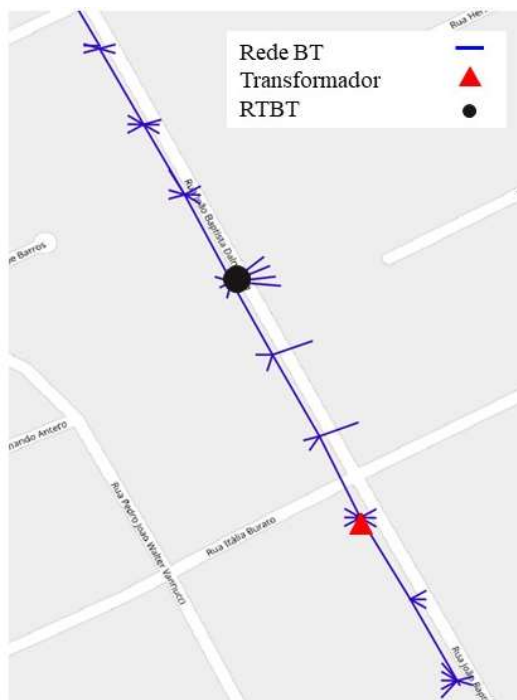


Figura 5.6 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de subtensão e localização do RTBT.

Tabela 5.3 – Valores dos ajustes para o RTBT da rede com maior custo de subtensão.

<i>Ajustes</i>	<i>Valores assumidos</i>
Tensão de referência (V)	127
Largura de banda (B/2) (V)	6
Tempo de atraso (s)	60
Número de derivações	5
Faixa de regulação	+16,5% e -11%

Para o ponto de alocação da Figura 5.6 e os ajustes mencionados na Tabela 5.3, os resultados de custo de compensação por transgressão de tensão, perdas técnicas percentuais na rede BT com maior custo de subtensão e porcentagem de tempo com violação de fator de potência (assumindo os limites de consumidor do grupo A) são apresentados na Figura 5.7, na Figura 5.8 e na Figura 5.9, respectivamente. Neste caso, o custo de transgressão de tensão é zerado com o uso do RTBT e pouca alteração se observa na perda técnica percentual e na porcentagem de tempo com violação de fator de potência.

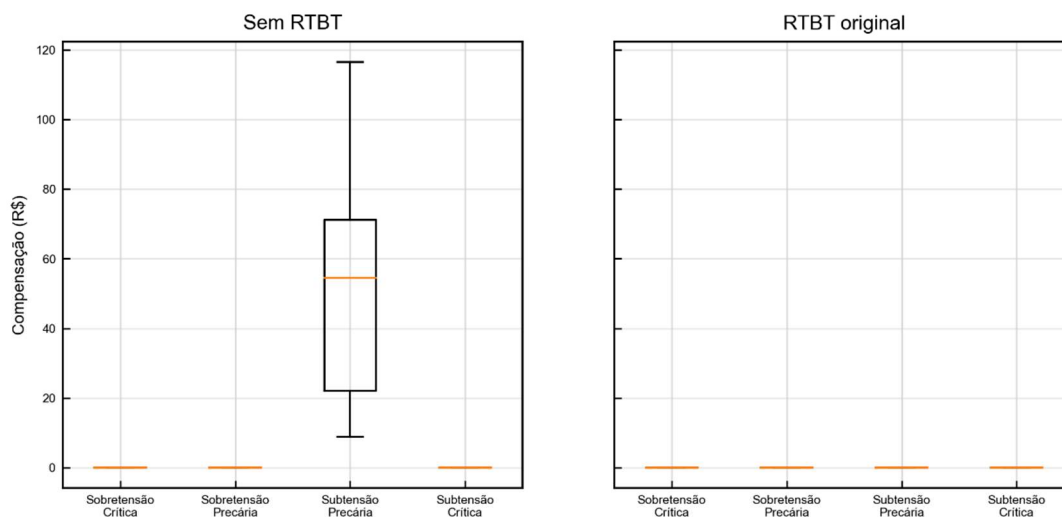


Figura 5.7 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

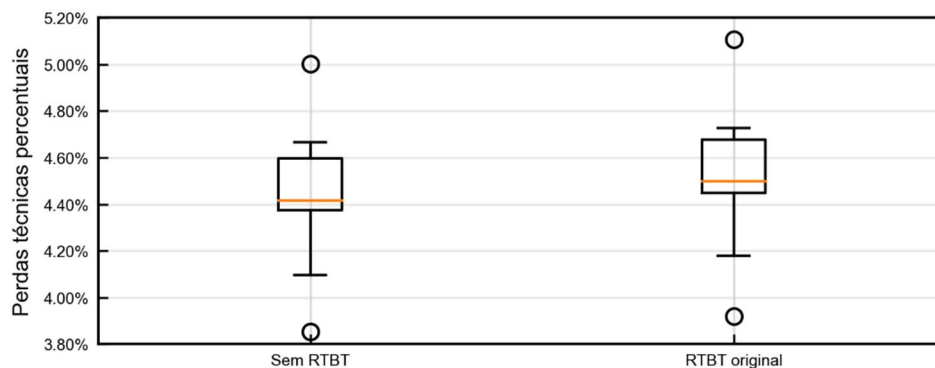


Figura 5.8 – Perdas técnicas percentuais na rede BT sob estudo para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

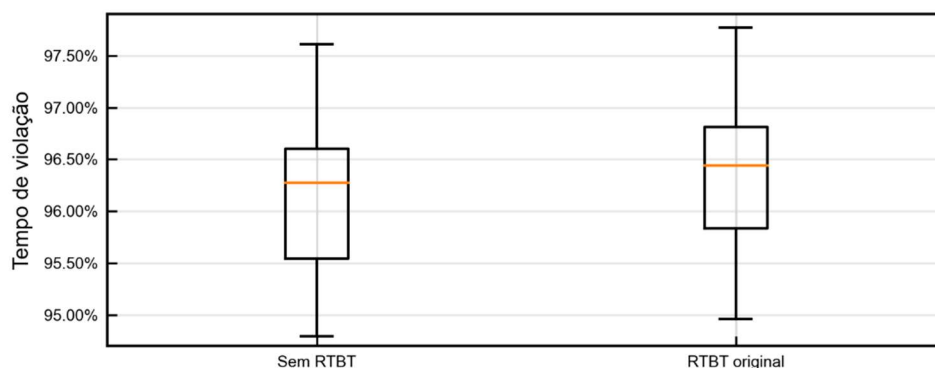


Figura 5.9 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

A Figura 5.10 apresenta o número de comutações do RTBT por hora e por fase na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão. Observa-se maior número de comutações no período de pico de demanda e na madrugada. A relação de transformação é tal que eleva a tensão durante o pico de demanda, e durante a madrugada bem como ao longo do dia, o equipamento atua, retornando à relação de tensão nominal.

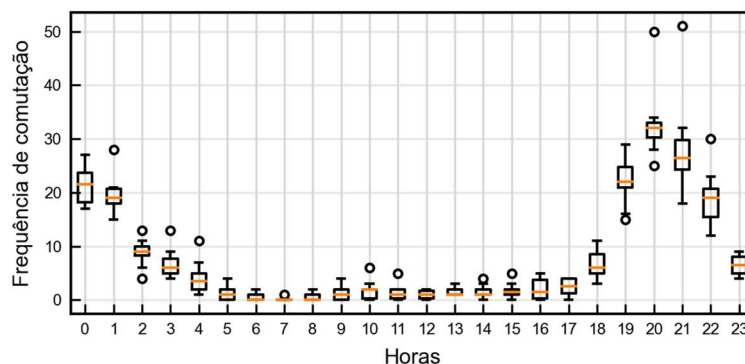


Figura 5.10 – Distribuição das comutações do RTBT por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

A Tabela 5.4 apresenta a média diária de comutações por fase para as simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão. Observa-se que a unidade da fase B apresenta maior número de comutações e que a média diária de cada unidade monofásica do RTBT não ultrapassa 7 comutações.

Tabela 5.4 – Número de comutações do RTBT por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

<i>Cenários simulação Monte Carlo</i>	<i>Média diária de comutações</i>			<i>Total</i>
	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	
0	0,14	5,32	1,46	6,93
1	0,68	5,14	0,50	6,32
2	0,79	4,68	1,68	7,14
3	0,82	5,61	0,36	6,79
4	0,50	4,79	0,54	5,82
5	0,14	4,75	0,96	5,86
6	1,43	4,93	0,54	6,89
7	0,57	5,71	0,79	7,07
8	1,04	6,43	2,07	9,54
9	0,00	5,43	1,14	6,57

5.1.2 RTBT adaptado

Para avaliar o uso do RTBT com algumas adaptações identificadas com potencial de melhorar o desempenho mediante a alta penetração de MSFV, conforme apresentado na subseção 3.1.1, foram testadas diversas possibilidades de ajustes de tensão de referência e largura de banda,

e os principais resultados obtidos com os testes realizados nas redes BT com transgressão de tensão são detalhados a seguir. Nestas simulações também se assume que não há tratamento de fluxo reverso no equipamento.

5.1.2.1 Rede com maior custo de transgressão de sobretensão

Nesta rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão é necessário controlar a tensão nos dois trechos derivados do entroncamento após o transformador, sendo assim, o RTBT adaptado é alocado no secundário deste transformador. A Tabela 5.5 apresenta os ajustes implementados no equipamento adaptado, nota-se que a tensão de referência foi reduzida para 126 V, na tentativa de abaixar a tensão nesta rede, e a largura de banda para 3 V (esta largura de banda é condizente com as adaptações de tape descritas na subseção 3.1.1), elevando a sensibilidade de detectar sobretensão nos consumidores no final da rede.

Tabela 5.5 – Valores dos ajustes para o RTBT adaptado na rede com maior custo de sobretensão.

<i>Ajustes</i>	<i>Valores assumidos</i>
Tensão de referência (V)	126
Largura de banda (B/2) (V)	3
Tempo de atraso (s)	60
Número de derivações	8
Faixa de regulação	-11% / +11%

Com o RTBT adaptado e os ajustes mencionados acima, os resultados de custo de compensação por transgressão de tensão, perdas técnicas percentuais na rede BT sob estudo e porcentagem de tempo com violação de fator de potência (assumindo os limites de consumidor do grupo A) são apresentados na Figura 5.11, na Figura 5.12 e na Figura 5.13, respectivamente. Os resultados são obtidos sem e com RTBT adaptado e é possível constatar que o RTBT adaptado anulou o custo de compensação por transgressão de tensão porque ele atua sobre a tensão de todos os consumidores desta rede BT. Sobre a perda percentual e porcentagem de tempo com violação de fator de potência, nota-se o mesmo comportamento do caso com o RTBT original, sendo pouco alterados.

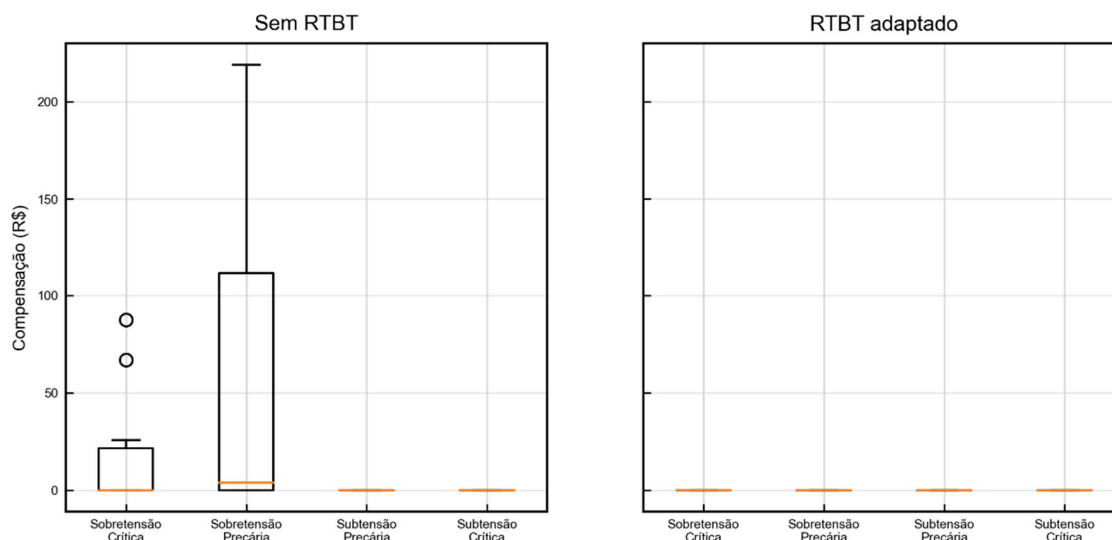


Figura 5.11 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

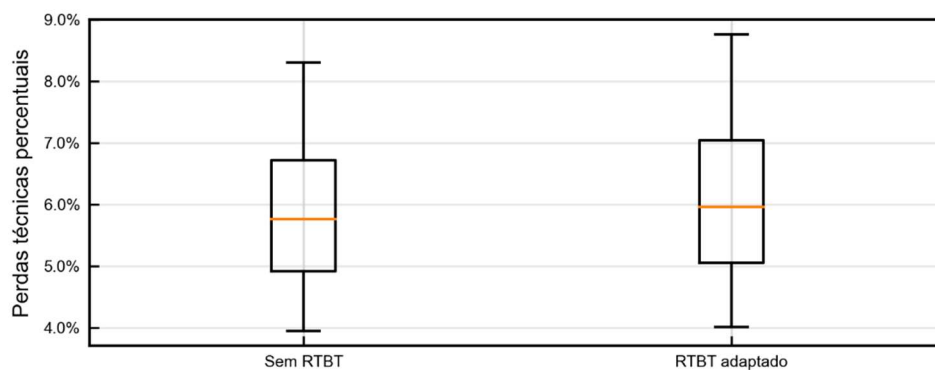


Figura 5.12 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

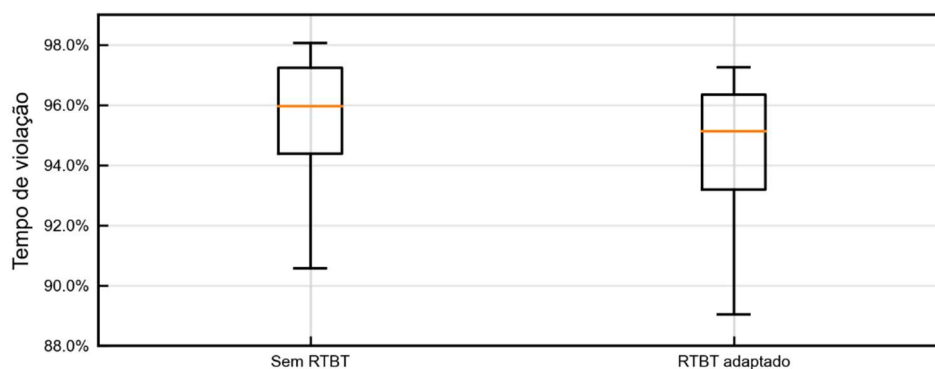


Figura 5.13 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

A Figura 5.14 apresenta o número de comutações do RTBT adaptado por hora (ao longo de todo o período avaliado e somando todas as fases). Nota-se que não há uma tendência de atuar em determinado momento do dia. Em comparação com os resultados obtidos para o RTBT original, nota-se um menor número de comutações. Na Figura 5.14, ou *outliers* mostram que para alguns cenários existe a tendência de o equipamento atuar durante o período de geração FV.

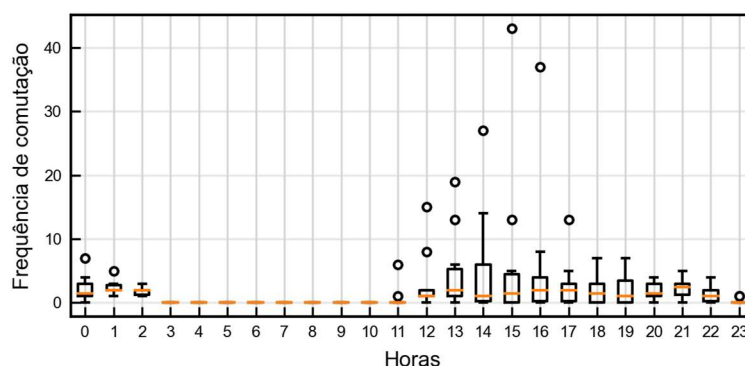


Figura 5.14 – Distribuição das comutações do RTBT adaptado por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

A Tabela 5.6 apresenta a média diária de comutações por fase do RTBT adaptado para as simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão. Nota-se maior número de comutações nas fases B e C. Em comparação com os resultados obtidos para o RTBT original, observa-se que a média diária de cada unidade monofásica do RTBT não ultrapassa uma comutação, exceto para a unidade da fase B nos cenários 2 e 6.

Tabela 5.6 – Número de comutações do RTBT adaptado por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

<i>Cenários de simulação Monte Carlo</i>	<i>Média diária de comutações</i>			<i>Total</i>
	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	
0	0,00	0,82	0,50	1,32
1	0,00	0,29	1,21	1,50
2	0,07	2,75	0,00	2,82
3	0,00	0,43	0,43	0,86
4	0,00	0,07	0,00	0,07
5	0,07	0,89	0,00	0,96
6	0,07	6,89	0,21	7,18
7	0,00	0,46	0,07	0,54
8	0,07	0,07	0,36	0,50
9	0,00	0,39	0,00	0,39

5.1.2.2 Rede com maior custo de transgressão de subtensão

Na rede com maior custo de subtensão, a versão adaptada do RTBT é alocada na barra trifásica “bus_34099965_2434” (mesmo local de alocação do RTBT original) conforme a Figura 5.15 (igual a Figura 5.6). Foram testados diferentes valores de tensão de referência e de largura de banda, sendo que o ajuste que obteve o melhor desempenho considerando o número de atuações e a mitigação da subtensão é apresentado na Tabela 5.7. Embora o RTBT seja usado para resolver problemas de subtensão, elevar o nível de tensão assumindo valores de tensão de referência maiores que 127 V implica no aumento do número de atuações. A largura de banda de 5 V é suficiente para sensibilizar o equipamento para não ocorrer subtensão e não implicar num aumento exagerado do número de comutações.

de potência, nota-se o mesmo comportamento do caso com o RTBT original, sendo pouco alterados.

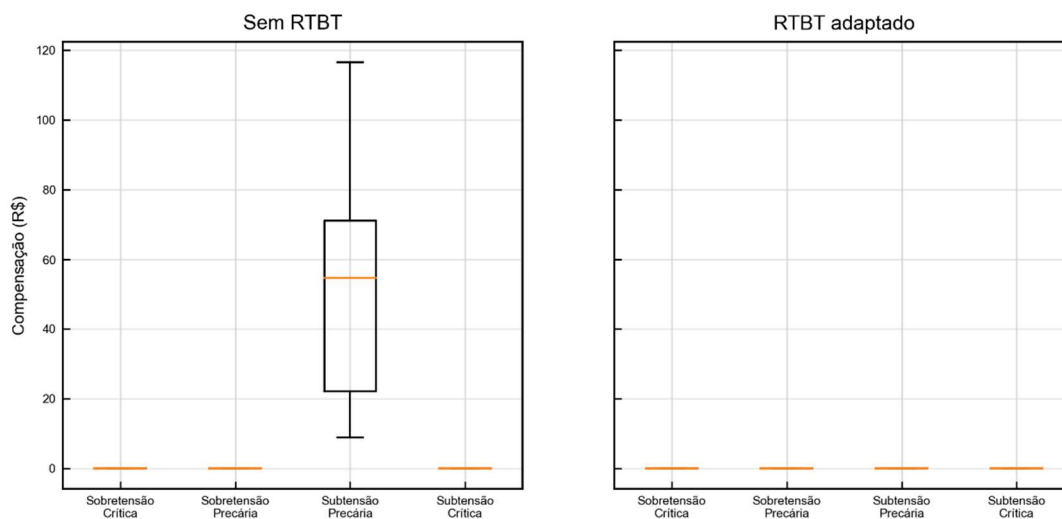


Figura 5.16 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

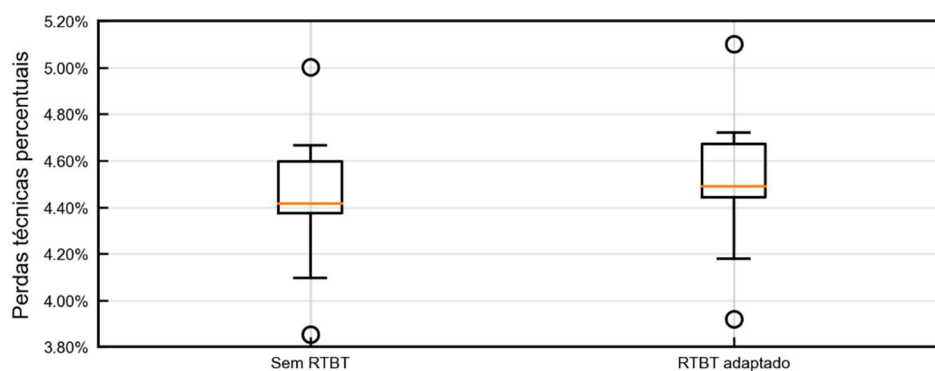


Figura 5.17 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.



Figura 5.18 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com RTBT adaptado na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

A Figura 5.19 apresenta o número de comutações do RTBT adaptado por hora. Em comparação com os resultados obtidos para o RTBT original nesta mesma rede BT, nota-se que as adaptações propostas na modelagem do equipamento elevam o número de atuações e gera uma tendência de atuação nos períodos do pico de demanda e madrugada.

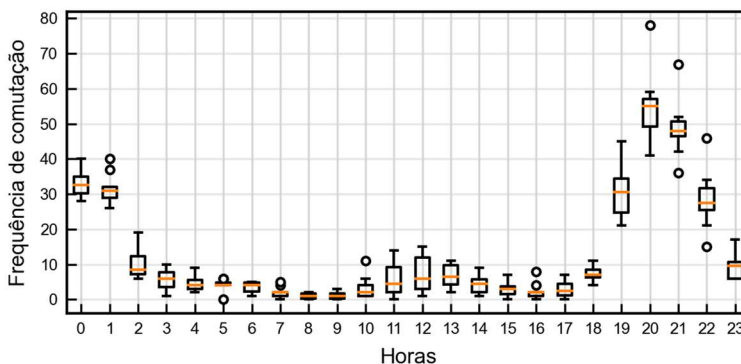


Figura 5.19 – Distribuição das comutações do RTBT adaptado por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

A Tabela 5.8 apresenta a média diária de comutações por fase para as simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão. Observa-se que a unidade da fase B apresenta maior número de comutações, podendo chegar próximo de 9. Em comparação com os resultados obtidos para o RTBT original, nota-se um aumento no número de comutações (em média o número total de comutações é 61,67% maior que o número total com o RTBT original).

Este aumento deve-se entre outros fatores a redução da variação de tensão provocada pelo tape no RTBT adaptado.

Tabela 5.8 – Número de comutações do RTBT adaptado por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

<i>Cenários de simulação Monte Carlo</i>	<i>Média diária de comutações</i>			<i>Total</i>
	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	
0	1,29	5,57	2,21	9,07
1	1,71	7,50	1,46	10,68
2	1,93	4,61	3,54	10,07
3	1,71	6,75	1,82	10,29
4	1,54	7,89	1,61	11,04
5	1,57	7,86	2,43	11,86
6	3,54	7,14	2,00	12,68
7	1,25	7,04	1,82	10,11
8	3,07	8,93	3,57	15,57
9	1,00	6,68	2,39	10,07

Na tentativa de reduzir o número de comutações, cuja média por fase se aproxima de 3, realocou-se o RTBT para a barra trifásica “bus_34099965_2473” (duas barras a montante da barra de alocação do RTBT original) conforme a Figura 5.20.

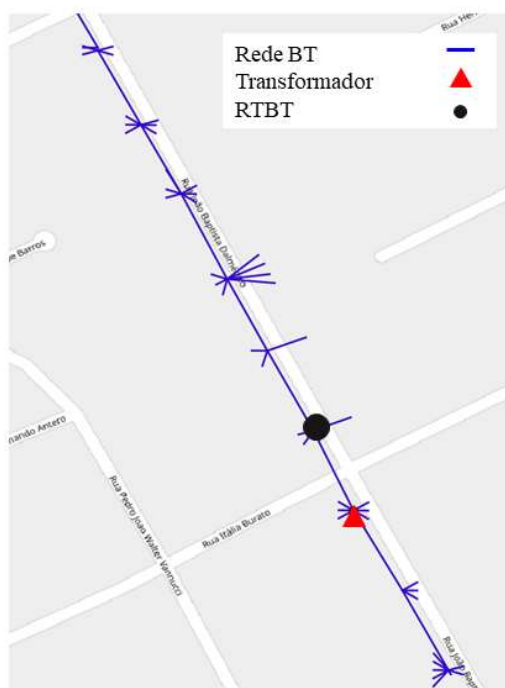


Figura 5.20 – Diagrama georreferenciado da rede BT com maior custo de subtensão e localização do RTBT adaptado (instalado na barra bus_34099965_2473).

Neste estudo, o custo de subtensão também foi zerado (como no caso do RTBT adaptado instalado na barra “bus_34099965_2434”), a perda percentual e a porcentagem de tempo com violação de fator de potência também apresentaram resultados semelhantes. A principal diferença está na quantidade de comutações. A Figura 5.21 e a Tabela 5.9 apresentam o número de comutações do RTBT adaptado por hora (ao longo de todo o período avaliado e somando todas as fases) e a média diária por fase, respectivamente. Em comparação com o resultado anterior (alocação diferente do RTBT), nota-se uma diminuição no número de comutações, chegando a valores próximos de 60% do caso anterior. Este estudo ilustra a importância da escolha do local de alocação do RTBT.

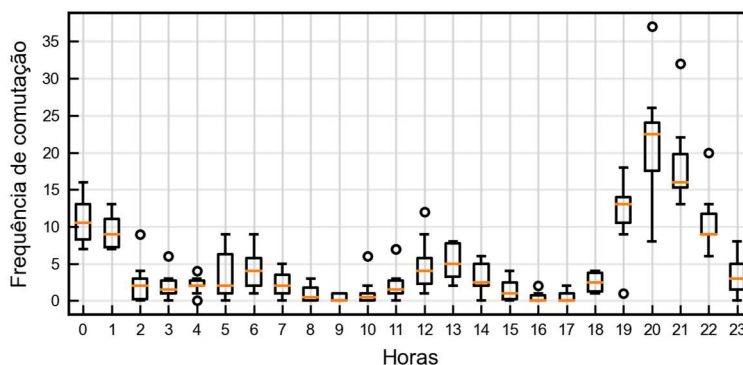


Figura 5.21 – Distribuição das comutações do RTBT adaptado (instalado na barra bus_34099965_2473) por hora para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

Tabela 5.9 – Número de comutações do RTBT adaptado (instalado na barra bus_34099965_2473) por fase para simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

<i>Cenários de simulação Monte Carlo</i>	<i>Média diária de comutações</i>			<i>Total</i>
	<i>Fase A</i>	<i>Fase B</i>	<i>Fase C</i>	
0	0,14	2,00	0,29	2,43
1	0,39	3,71	0,29	4,39
2	0,29	2,57	0,71	3,57
3	0,43	3,68	0,25	4,36
4	0,39	4,14	0,25	4,79
5	0,00	3,82	0,57	4,39
6	0,86	4,07	0,25	5,18
7	0,14	3,93	0,14	4,21
8	1,00	5,04	1,21	7,25
9	0,43	3,18	0,57	4,18

5.1.3 Resultados obtidos mediante diferentes tratamentos de fluxo reverso no RTBT

Conforme mencionado, nos resultados apresentados previamente não há tratamento de fluxo reverso no RTBT pois o fabricante não disponibiliza informações sobre o comportamento do equipamento mediante tal evento. Contudo, outras três possibilidades comumente empregadas no tratamento do fluxo reverso também foram avaliadas, são elas: (1) tape travado na posição do instante em que o fluxo reverso é iniciado; (2) tape retorna para a posição neutra mediante detecção de fluxo reverso; (3) modo cogeração (apenas na rede BT com sobretensão), embora o representante do fabricante enfatizou a dificuldade de implementá-lo. Uma quarta possibilidade avaliada foi empregar o RTBT com tape fixo (independentemente da direção do fluxo).

A Tabela 5.10 e a Tabela 5.11 apresentam uma avaliação qualitativa dos resultados obtidos com as simulações Monte Carlo na rede com maior custo de sobretensão e de subtensão, respectivamente, sendo que os comentários focam nas transgressões de tensão e no número de comutações do RTBT uma vez que a mudança do tape pouco afeta as perdas e o fator de potência. De forma geral, a alternativa de não haver um tratamento especial para fluxo reverso é melhor do que as opções de tratamento avaliadas.

Tabela 5.10 – Avaliação qualitativa dos resultados obtidos com diferentes tratamentos de fluxo reverso no RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

<i>Configuração RTBT</i>	<i>Tratamento de fluxo reverso</i>	<i>Comentário</i>
RTBT original (alocado na barra “34102286_217”, ver Figura 5.1).	Sem tratamento de fluxo reverso.	Resultados na subseção 5.1.1.1. Reduz o custo de transgressão, porém, não resolve o problema de tensão em todos os cenários de Monte Carlo.
	Tape trava na posição do instante de reversão.	O equipamento não atua, a relação de tensão permanece 1:1. Portanto, não resolve os problemas de tensão. Como as tensões de fase ultrapassam o limite da banda somente quando o fluxo está reverso, este tipo de tratamento não é eficaz.
	Tape retorna à posição neutra no instante de reversão.	Idem ao caso anterior: o equipamento também não atua, a relação de tensão permanece 1:1.
	Modo cogeração (RTBT alocado no secundário do transformador de distribuição) - durante fluxo reverso os ajustes permanecem iguais e são investigadas diferentes tensões de referência.	As tensões de referência em 123 V, 124 V ou 125 V resolvem os problemas de tensão. Quanto menor esta tensão, maior o número de atuações. Em relação ao caso sem tratamento de fluxo reverso, o número de atuações nas simulações com 123 V, 124 V e 125 V sofrem um aumento de 32,7%; 32,4% e 5,6%; respectivamente.
	Tape fixo (RTBT alocado no secundário do transformador de distribuição).	Resolve os problemas de tensão quando o tape permanece na posição -1 para os cenários estudados.
RTBT adaptado (alocado no secundário do transformador de distribuição).	Sem tratamento de fluxo reverso.	Resultados na subseção 5.1.1.2, soluciona o problema de transgressão de tensão.
	Tape trava na posição do instante de reversão.	Resolve os problemas de tensão. O número de atuações é menor que no caso sem tratamento de fluxo reverso.
	Tape retorna à posição neutra no instante de reversão.	Apresenta alto número de atuações e não reduz os custos de transgressões. Em alguns cenários, este número de atuações viola o limite médio diário estabelecido para um regulador de tensão [49]. Como ocorre sobretensão apenas quando tem reversão de fluxo, este modo de tratamento de fluxo reverso não é eficaz.
	Modo cogeração (durante fluxo reverso os ajustes permanecem iguais e são investigadas diferentes tensões de referência).	As tensões de referência em 123 V, 124 V ou 125 V resolvem os problemas de tensão. Quanto menor esta tensão, maior o número de atuações. A média de atuações diária por fase no caso sem tratamento de fluxo é de 0,5; nas simulações com 123 V, 124 V e 125 V, essa média é de 23; 11,3 e 3; respectivamente.
	Tape fixo.	Resolve os problemas de tensão quando o tape permanece na posição -1 para os cenários estudados.

Tabela 5.11 – Avaliação qualitativa dos resultados obtidos com diferentes tratamentos de fluxo reverso no RTBT na rede BT com maior custo de transgressão de subtensão.

<i>Configuração RTBT</i>	<i>Tratamento de fluxo reverso</i>	<i>Comentário</i>
RTBT original (alocado na barra “34099965_2434”, ver Figura 5.6).	Sem tratamento de fluxo reverso.	Resultados na subseção 5.1.2.1, soluciona os problemas de tensão.
	Tape trava na posição do instante de reversão.	Resolve os problemas de tensão. Na maioria dos cenários, o número de atuações é igual ao caso sem tratamento de fluxo reverso.
	Tape retorna à posição neutra no instante de reversão.	Resolve os problemas de tensão e na maioria dos cenários de Monte Carlo, o número de atuações é igual ao caso sem tratamento de fluxo reverso.
	Tape fixo.	Resolve subtensão, porém, gera sobretensão em todos os cenários, independentemente se está alocado na barra “bus_34099965_2434” ou no secundário do transformador.
RTBT adaptado (alocado na barra “34099965_2473”, ver Figura 5.20).	Sem tratamento de fluxo reverso.	Resultados na subseção 5.1.2.2, soluciona os problemas de tensão.
	Tape trava na posição do instante de reversão.	Resolve os problemas de tensão. O número de atuações é em média 20,4% menor que o melhor caso sem tratamento de fluxo reverso. Como a maioria das atuações ocorrem fora do período de geração solar fotovoltaica, este tratamento de fluxo reverso não provoca uma variação significativa no número de atuações.
	Tape retorna à posição neutra no instante de reversão.	Resolve os problemas de tensão. O número de atuações é em média 28,8% maior que o melhor caso sem tratamento de fluxo reverso. O aumento do número de atuações neste tratamento de fluxo reverso é o retorno do tape para a posição neutra sempre que é identificado reversão. A mitigação dos problemas de tensão nesta rede BT só é possível pois a subtensão, que ocorre devido ao pico de demanda no fim do dia, não coincide com o período de fluxo reverso.
	Tape fixo.	Não resolve a subtensão em todos os cenários e gera sobretensão em 9 dos 10 cenários, independentemente se está alocado na barra “34099965_2473” ou no secundário do transformador.

5.1.4 Reator BT

A seguir, apresentam-se os resultados das simulações realizadas dedicadas ao estudo do uso do reator BT na rede com maior custo de transgressão de sobretensão, mostrada na subseção 4.3.1.

A Figura 5.23 mostra que o uso do reator BT na localização mencionada e empregando os ajustes apresentados permite zerar o custo de compensação por transgressão de tensão nesta rede, uma vez que o problema da rede original é de sobretensão. Contudo, o reator afeta negativamente as perdas técnicas percentuais e a porcentagem de tempo de violação de fator de potência (assumindo os limites de consumidor do grupo A), conforme mostra a Figura 5.24 e a Figura 5.25, respectivamente.

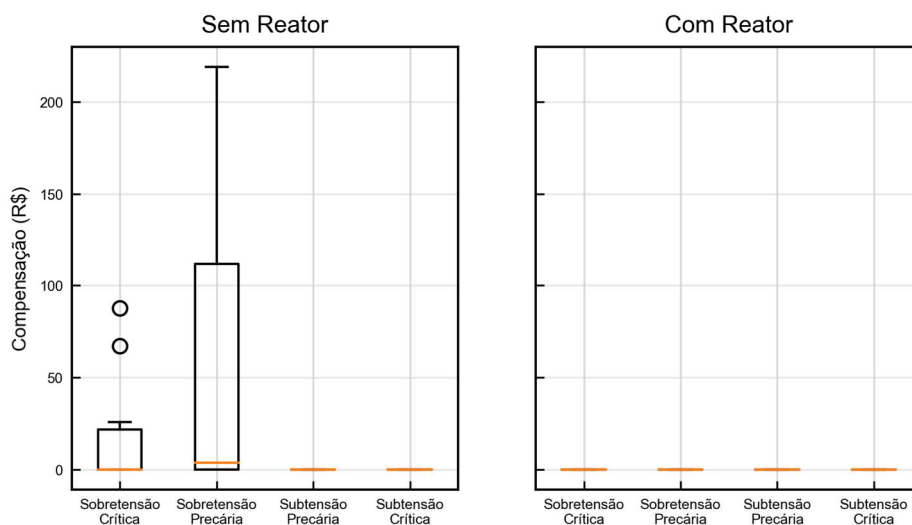


Figura 5.23 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem e com reator BT na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

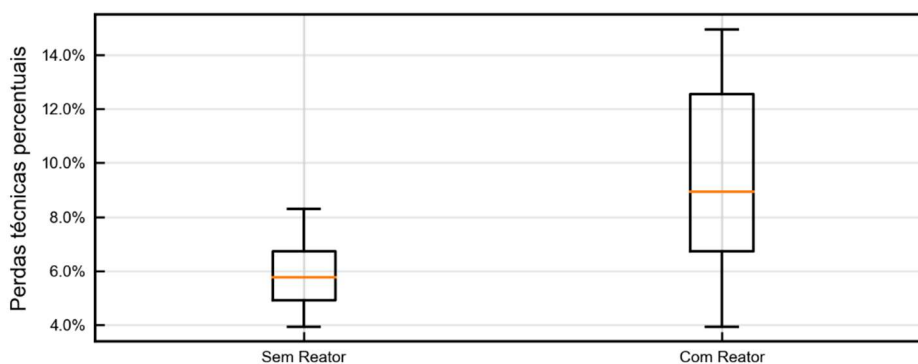


Figura 5.24 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem e com reator BT na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

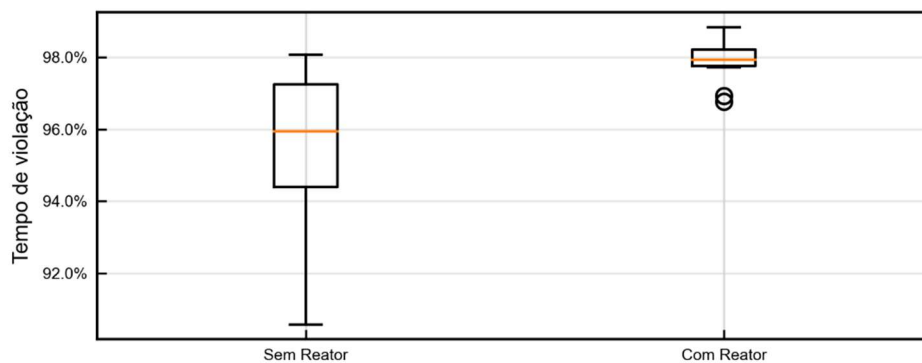


Figura 5.25 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência para simulações Monte Carlo sem e com reator BT na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

O número de atuações por hora (ao longo de todo o período avaliado) e a média diária são apresentados na Figura 5.26 e na Tabela 5.13, respectivamente. Nota-se maior número de comutações nos períodos de pico de geração e pico de carga. No pico de geração, o reator BT é conectado à rede para diminuir a tensão e no pico de carga, é desconectado por não haver mais a necessidade de resolver sobretensão. Ressalta-se que na Tabela 5.13, cada atuação/comutação se refere a um conjunto ON e OFF (liga e desliga) do reator.

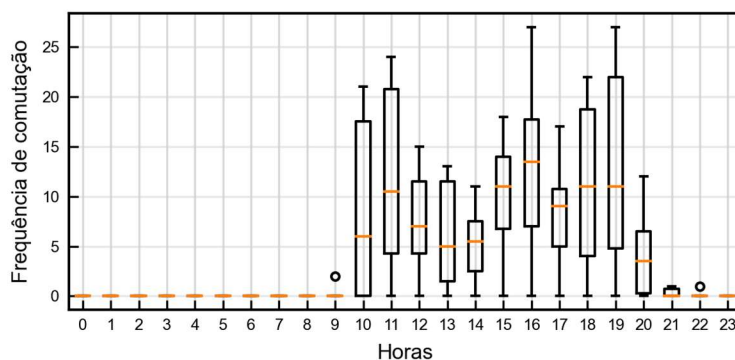


Figura 5.26 – Distribuição das comutações do reator BT por hora para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

Tabela 5.13 – Número de comutações do reator BT para simulações Monte Carlo na rede com maior custo de transgressão de sobretensão.

<i>Cenário de simulação Monte Carlo</i>	<i>Média diária de comutações</i>
0	2,71
1	2,79
2	2,43
3	1,71
4	0,00
5	2,50
6	2,21
7	1,71
8	1,43
9	0,07

5.1.5 Resultados obtidos mediante tratamento de fluxo reverso no reator de baixa tensão

Conforme mencionado, nos resultados apresentados previamente não há tratamento de fluxo reverso no reator BT, visto que até o momento não há nenhum dado disponibilizado pelo fabricante. Contudo, uma possibilidade de tratamento do fluxo reverso é o equipamento ligar somente mediante tal evento.

A Tabela 5.14 apresenta uma avaliação qualitativa dos resultados obtidos com as simulações Monte Carlo na rede BT com maior custo de sobretensão, sendo que os comentários focam nas transgressões de tensão e no número de comutações do reator BT. A Figura 5.27 apresenta as perdas técnicas percentuais para as simulações com o tratamento de fluxo reverso proposto, mencionado na Tabela 5.14. Ressalta-se que para os casos simulados praticamente não há alteração do fator de potência. Para esta rede de baixa tensão, sendo ambos alocados no mesmo ponto, o reator BT com tratamento de fluxo reverso apresenta maiores perdas técnicas que o reator BT sem tratamento de fluxo, uma vez que aquele permanece conectado na rede por mais tempo. Isso mostra que para o equipamento alocado no final do circuito secundário, o controle feito por tensão pode ser mais eficaz que o controle feito pela variação do sentido do fluxo de potência. Um último teste mostra que a alocação do reator BT junto ao transformador, além de reduzir as perdas (por não provocar circulação de potência reativa indutiva nos condutores secundários), atua menos que o reator BT com e sem tratamento de fluxo no final do alimentador. Segundo a Figura 5.27, as medianas são 5,75% (sem reator), 8,94% (reator sem tratamento), 9,76% (reator com tratamento) e 7,01% (reator com tratamento alocado no secundário do transformador).

Tabela 5.14 – Avaliação qualitativa dos resultados obtidos com tratamento de fluxo reverso no reator BT na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

<i>Tratamento de fluxo reverso</i>	<i>Comentário</i>
Sem tratamento de fluxo reverso (potência (alocado na barra “bus_34102286_211”).	Resultados na subseção 5.1.4.1. Resolve o problema de tensão em todos os cenários de simulação Monte Carlo.
Ligar mediante fluxo reverso de potência (alocado na barra “bus_34102286_211”).	Resolve os problemas de tensão em todos os cenários de simulação Monte Carlo. O número de atuações é em média 18,2 vezes maior que o caso sem tratamento de fluxo. Isto ocorre, pois, no ponto de alocação, o sentido do fluxo inverte várias vezes ao dia.
Ligar mediante fluxo reverso de potência (alocado no secundário do transformador de distribuição).	Resolve os problemas de tensão em todos os cenários Monte Carlo. O número de atuações é em média 11,5 vezes maior que o caso sem tratamento de fluxo. Embora este valor seja maior que o caso sem tratamento, as perdas técnicas são menores, uma vez que a demanda de fluxo reativo do reator não flui através dos condutores secundários.

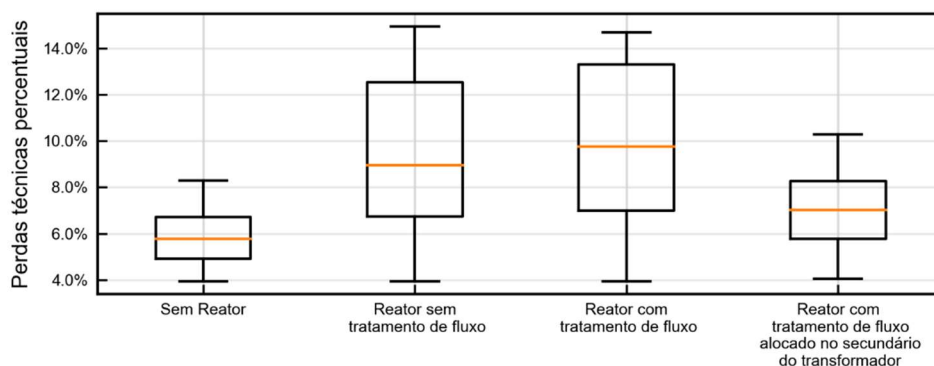


Figura 5.27 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo com os casos de tratamento de fluxo reverso na rede BT com maior custo de transgressão de sobretensão.

5.2 Avaliação do uso de equipamentos de média tensão

Esta seção apresenta os ajustes e os resultados de simulação para a investigação do potencial de utilização dos equipamentos modernos de média tensão. Ressalta-se que como não há casos de reversão de fluxo de potência no ponto de alocação dos mesmos, as simulações não contemplam tratamento de fluxo.

5.2.1 Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR)

O CDR é controlado em função do fator de potência medido localmente e os ajustes empregados nas simulações são apresentados na Tabela 5.15. Embora apenas um ajuste seja apresentado nesta dissertação, vários outros foram avaliados, mas optou-se por apresentar apenas aquele que resultou na melhor atuação priorizando resultados de perdas e violação de fator de potência. A potência nominal de cada unidade é 100 kvar, mas foram empregadas três unidades de forma a constituir um banco trifásico de 300 kvar. Os limites de fator de potência bem como a potência nominal foram definidos em função do fator de potência verificado no ponto de alocação, conforme mencionado na seção 4.4. Ressalta-se que o fator de potência no ponto de alocação não precisa, necessariamente, estar na faixa para o acessante da Rede Básica (0,95 indutivo a 1), o uso deste equipamento é para manter o FP próximo aos valores encontrados sem penetração de MSFV. O tempo de atraso é o mesmo usado para o banco de capacitor controlado por kvar, já existente na rede (apresentado na Figura 4.5).

Tabela 5.15 – Valores dos ajustes para o CDR.

<i>Ajustes</i>	<i>Valores assumidos</i>
Fator de potência <i>ON</i>	0,85 indutivo
Fator de potência <i>OFF</i>	0,92 indutivo
Tempo de atraso (s)	120
Potência nominal monofásica (kvar)	100

Para um cenário de simulação com 50% de penetração de MSFV, os resultados de interesse obtidos são apresentados na Tabela 5.16. Juntamente aos resultados com o CDR, apresentam-se os resultados para o caso base (sem CDR) e para o caso com um banco de capacitor fixo de 300 kvar no mesmo ponto de alocação do CDR. No caso das simulações com os equipamentos MT, também é investigada a capacidade destes em contribuir para a manutenção da magnitude de tensão no circuito. Para isto, é analisada a média de atuações diária do regulador da subestação (OLTC).

Tabela 5.16 – Resultados de simulação para avaliação do uso do CDR.

<i>Métricas</i>	<i>Caso base, sem CDR</i>	<i>300 kvar CDR banda: 0,85 - 0,92</i>	<i>Banco de capacitor fixo 300 kvar</i>
Perdas técnicas (%)	3,73	3,70	3,70
Custo total de compensação (R\$)	2.034,93	1.969,23	1.939,27
Custo de compensação - sobretensão (R\$)	183,93	240,70	238,94
Custo de compensação - subtensão (R\$)	1.851,00	1.728,53	1.700,33
Porcentagem de tempo de violação de fator de potência na subestação (%)	4,80 ind 0,08 cap	0,38 ind 4,46 cap	0,46 ind 15,45 cap
Número médio de atuações do OLTC por dia	2,14	2,04	2,04
Número médio de atuações do CDR por dia (por fase – A/B/C)	-	32,71; 28,04; 24,43	-

Considerando as simulações Monte Carlo, a distribuição dos custos de transgressão de tensão para cada caso (sem CDR, com CDR de 300 kvar e banda de 0,85 a 0,92 e banco de capacitor fixo de 300 kvar) é apresentada na Figura 5.28. Nota-se que de forma geral o CDR apresenta um resultado intermediário dos casos sem CDR e com BC fixo.

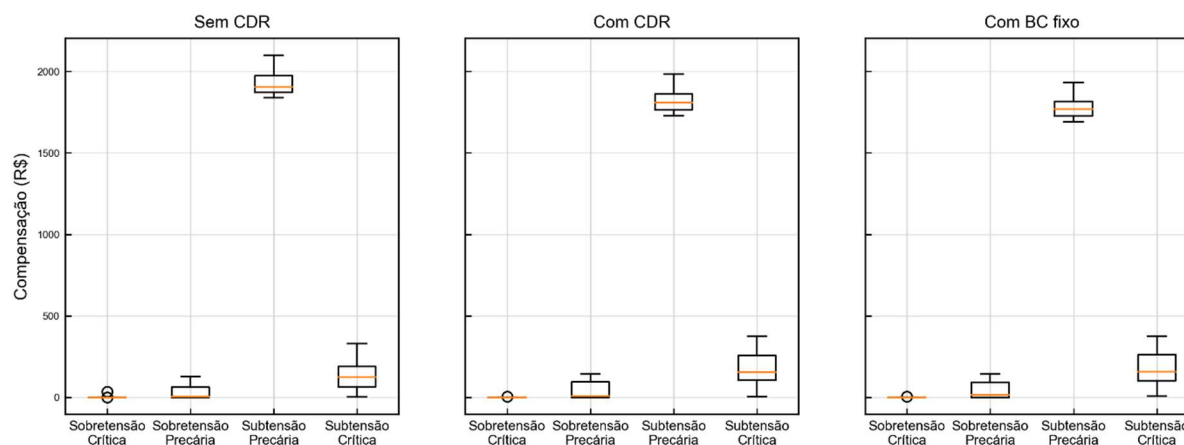


Figura 5.28 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem, com CDR e com BC fixo.

Os valores das perdas técnicas percentuais e da porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência (assumindo os limites de acessantes da Rede Básica, como mencionado na subseção 4.5.2) também são apresentados na Figura 5.29 e na Figura 5.30, respectivamente.

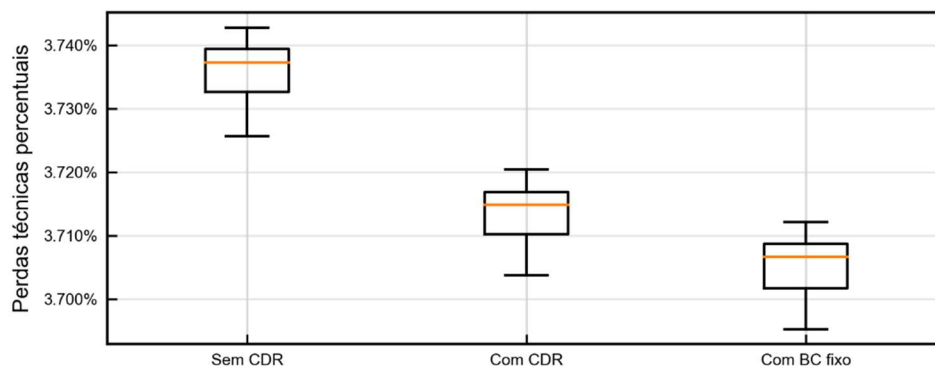


Figura 5.29 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem, com CDR e com BC fixo.

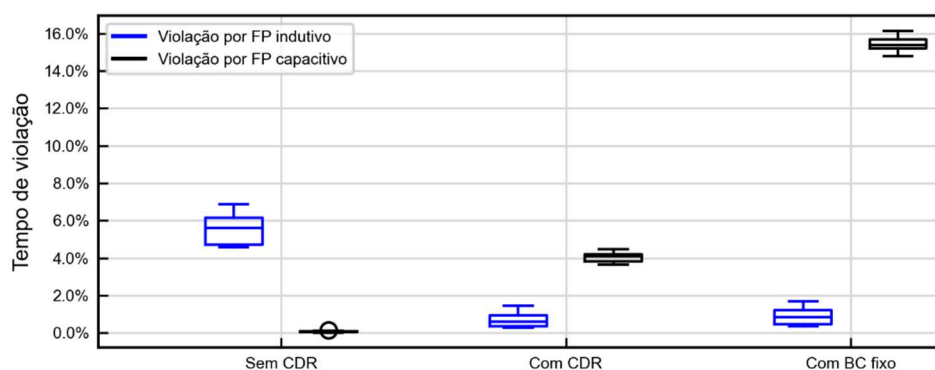


Figura 5.30 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência indutivo e capacitivo para simulações Monte Carlo sem, com CDR e com BC fixo.

A Figura 5.31 e a Tabela 5.17 mostram a distribuição do número de comutações do CDR por hora (somando todas as fases e no período avaliado) e o valor médio diário de comutações por fase, respectivamente. Considerando que o regulador de tensão tem vida útil de 300.000 comutações e a vida útil regulatória é 23 anos, no dia, o equipamento pode ter até 36 comutações [49]. Por falta de informação específica do CDR, esta pode ser uma base comparativa. Ressalta-se também que este número de comutações é dependente da curva de carga no ponto de instalação, que implica na variação do fator de potência. Por isto, nota-se que as atuações ocorrem principalmente no início da geração FV (ocorrendo a redução da demanda de potência ativa da subestação e consequente redução do FP, conforme explicado na seção 2.1) e durante o pico de demanda (reduzindo o consumo de potência reativa capacitiva para manter o FP dentro da faixa desejada).

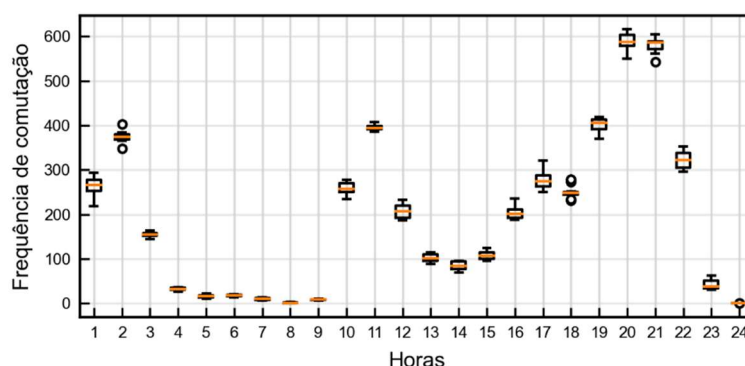


Figura 5.31 – Distribuição das comutações do CDR por hora para simulações Monte Carlo.

Tabela 5.17 – Número da média diária de comutações do CDR por fase para simulações Monte Carlo.

Cenários simulação Monte Carlo	Média diária de comutações			Total
	Fase A	Fase B	Fase C	
0	32,71	28,04	24,43	85,18
1	34,50	25,36	27,11	86,97
2	33,86	25,50	24,54	83,90
3	32,93	24,32	28,21	85,46
4	33,07	23,54	27,29	83,90
5	31,21	25,11	26,61	82,93
6	34,29	25,54	25,11	84,94
7	33,11	25,89	27,71	86,71
8	31,14	24,14	27,11	82,39
9	29,00	25,29	26,32	80,61

5.2.2 Static Var Generator (SVG)

Uma vez definida a alocação, necessita-se obter a potência nominal do equipamento e os valores a serem ajustados no controle. Seu estudo foi desenvolvido de forma semelhante ao do CDR, vários ajustes e potências nominais foram avaliados, mas optou-se por apresentar apenas o resultado do ajuste que resultou na melhor atuação priorizando resultados de perdas e de violação de fator de potência. Como mencionado na seção 3.4, a potência nominal de um banco trifásico de SVGs fabricado pela AMSC é de 1 Mvar, porém, a fim de comparar o desempenho dos equipamentos MT avaliados, o estudo propõe que o SVG seja ajustado para injetar/absorver potência reativa máxima equivalente à do CDR (300 kvar). Nos resultados apresentados nesta

dissertação a atuação do SVG é baseada na curva Volt-var definida na Figura 5.32, sendo valores positivos de potência reativa associados a potência capacitiva e valores negativos a potência indutiva.

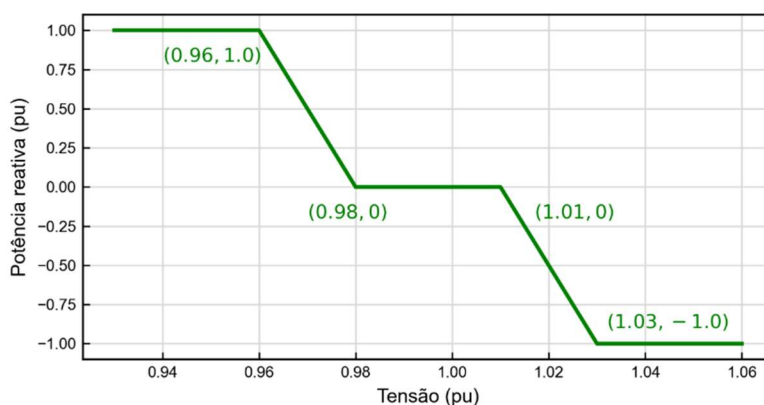


Figura 5.32 – Curva Volt-var para o SVG ($Q > 0$ = capacitivo; $Q < 0$ = indutivo).

Para um cenário de simulação com 50% de penetração de MSFV os resultados de interesse obtidos são apresentados na Tabela 5.18. Juntamente aos resultados com o SVG, apresentam-se os resultados para o caso base (sem SVG) e para o caso com um banco de capacitor fixo de 300 kvar no mesmo ponto de alocação. Nota-se que o uso do SVG resulta na diminuição do número médio diário de atuações do regulador da subestação (OLTC) se comparado ao banco de capacitor.

Tabela 5.18 – Resultados de simulação para avaliação do uso do SVG no controle de tensão e de potência reativa.

<i>Métricas</i>	<i>Caso base, sem SVG</i>	<i>300 kvar SVG</i>	<i>Banco de capacitor fixo 300 kvar</i>
Perdas técnicas (%)	3,73	3,70	3,70
Custo total de compensação (R\$)	2.034,93	1.950,96	1.939,27
Custo de compensação - sobretensão (R\$)	183,93	213,96	238,94
Custo de compensação - subtensão (R\$)	1.851,00	1.737,00	1.700,33
Porcentagem de tempo de violação de fator de potência na subestação (%)	4,80 ind 0,08 cap	1,14 ind 0,60 cap	0,46 ind 15,45 cap
Número médio de atuações do OLTC por dia	2,14	1,96	2,04

Considerando simulações Monte Carlo, a distribuição dos custos de transgressão de tensão para cada caso (sem SVG, com SVG e banco de capacitor fixo de 300 kvar) é apresentada na Figura 5.33. Nota-se que de forma geral o SVG apresenta um resultado intermediário dos casos sem SVG e com BC fixo. A distribuição dos valores de perdas técnicas percentuais e da porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência também são apresentadas na Figura 5.34 e Figura 5.35, respectivamente. Nota-se o potencial do SVG em auxiliar na compensação do fator de potência diminuindo o tempo de violação dos limites regulatórios, principalmente a violação capacitiva em relação ao CDR.

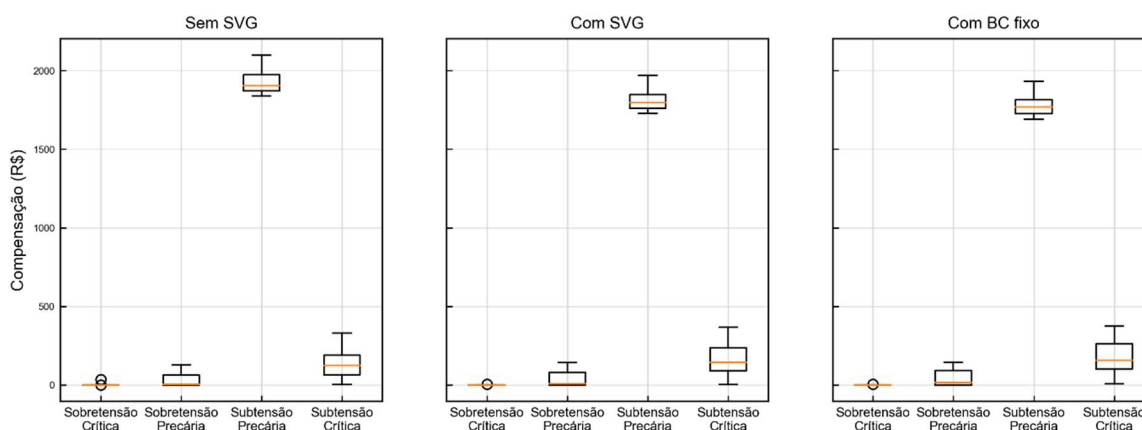


Figura 5.33 – Custo de compensação por transgressão de tensão para simulações Monte Carlo sem, com SVG e com BC fixo.

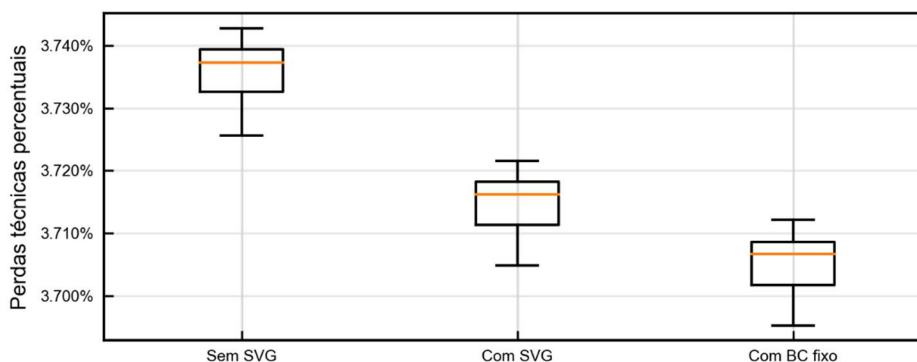


Figura 5.34 – Perdas técnicas percentuais para simulações Monte Carlo sem, com SVG e com BC fixo.

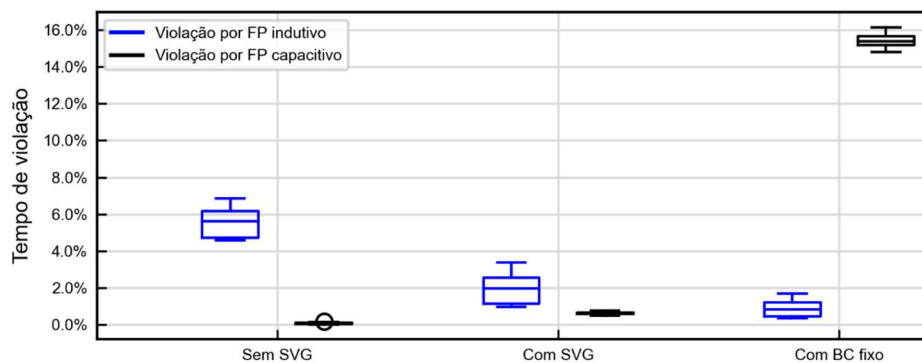


Figura 5.35 – Porcentagem de tempo de violação dos limites de fator de potência indutivo e capacitivo para simulações Monte Carlo sem, com SVG e com BC fixo.

Por ser um equipamento de resposta rápida, da ordem de milissegundos, que injeta/absorve potência reativa de forma contínua, é avaliada a capacidade do SVG de reduzir a amplitude das variações bruscas de tensão, como mostra a Figura 5.36. Assim como mencionado na subseção 4.5.4, são computadas todas as variações ocorridas nas tensões de fase, no ponto de alocação do SVG, durante o período de geração solar fotovoltaica. Neste levantamento são desconsideradas as variações provocadas pela atuação do regulador da subestação. Entende-se por variação toda perturbação em que ocorre acréscimo ou decréscimo do nível de tensão até este retornar ao regime estável. Para tanto, é considerado como estável qualquer variação com amplitude inferior a 0,5% da tensão nominal. Na Figura 5.36, a mediana das amplitudes das variações (indicada pelo segmento laranja) sem o SVG é de 0,69 pu (47,63 V) e com o uso do SVG, essa média reduz para 0,65 pu (44,80 V), uma redução de 5,94%.

Este estudo também tem o interesse de avaliar a atenuação das maiores variações de tensão, para isso são analisados os *outliers*, embora estes dados sejam discrepantes e por isso desconsiderados para alguns resultados, neste estudo trazem a informação de que casos extremos de variação de tensão são amenizados com o uso do SVG.

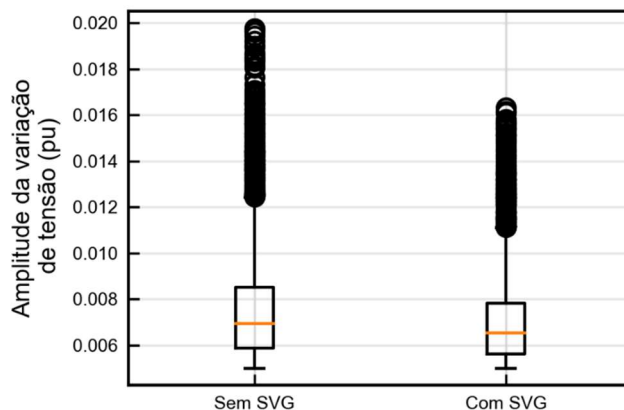


Figura 5.36 – Comparação da amplitude das variações de tensão sem e com SVG.

5.3 Discussões sobre os estudos de casos

Neste capítulo consta a investigação do potencial de utilização dos equipamentos relacionados a novas tecnologias de controle de tensão e/ou de compensação de potência reativa na mitigação de impactos técnicos relacionados à inserção de microgeração solar fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. Ressalta-se que o desempenho desses equipamentos depende fortemente da alocação, dimensionamento e ajustes. No caso dos equipamentos de média tensão, o desempenho ainda é influenciado pelos mesmos fatores (alocação, dimensionamento e ajustes) e também pelos outros equipamentos de controle de tensão e de compensação de potência reativa existentes no conjunto elétrico.

Uma das metodologias abordadas nesta dissertação é a geração de cenários de simulações Monte Carlo, visto que a geração solar fotovoltaica depende de variáveis aleatórias e os impactos causados por essa tecnologia são de natureza estocástica. A quantidade de cenários de Monte Carlo necessários para gerar resultados com alto nível de confiança é maior que 10, se considerado o universo dos diferentes cenários com 50% de penetração. Em outra vertente, os estudos feitos com os conjuntos elétricos de média tensão no Projeto P&D ANEEL PA3047 – “Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração” [49] apontam que o uso de 10 cenários para a avaliação de impactos na MT é suficiente, visto que um número maior de amostras não traz diferenças significativas nos resultados. Para os estudos feitos

em redes de baixa tensão um número maior de amostras é mais representativo, porém, os resultados gerados são suficientes para apontar tendências.

O RTBT e o reator BT, tecnologias investigadas em baixa tensão, atuam em função da tensão observada no local de instalação, mas de formas diferentes. O RTBT atua diretamente na tensão provocando uma queda/aumento de tensão por meio da variação da relação de transformação de um autotransformador. Por atuar diretamente na tensão, é eficaz na solução de problemas de transgressão de tensão em regime permanente e influencia pouco nas perdas técnicas e no fator de potência da rede BT. Quanto ao modo de operação em fluxo reverso, é melhor que não haja tratamento específico ou que empregue o modo cogeração. Já o reator BT atua na sobretensão de forma eficaz por meio do consumo de potência reativa e consequente queda de tensão. Contudo, devido ao consumo de potência reativa, eleva o carregamento do sistema e as perdas técnicas, além de piorar o fator de potência (predominantemente indutivo). Um caso explorado com tratamento de fluxo reverso resultou em menores perdas técnicas, porém, com elevado número de atuação, o que pode impactar na vida útil do relé tensão, responsável por conectar e desconectar o equipamento da rede. De toda forma, entende-se que o uso do reator BT não deve ser visto como uma solução generalizada, mas pode ser usado em algumas redes de baixa tensão, conforme necessidade.

No caso das tecnologias de média tensão, avaliam-se o CDR e o SVG. Originalmente, o CDR foi concebido para controlar o fator de potência de unidades consumidoras industriais e, portanto, atua de acordo com o valor do fator de potência aferido no local de instalação. Como um substituto natural de um banco de capacitor, optou-se por comparar os resultados obtidos para o CDR com os resultados obtidos por um banco de capacitor de mesma potência nominal. De forma geral, a atuação do CDR resulta em melhores valores de fator de potência (auxilia a mantê-lo por mais tempo dentro da faixa regulatória), nas condições avaliadas, apresenta valor de perda equivalente ao de quando o banco de capacitor é empregado, mas tende a ser menos eficiente na solução de problemas de transgressão de tensão. O problema é que ao atuar em função do fator de potência no ponto em que está instalado, nos horários de sobretensão devido à geração de energia pela MSFV, o fator de potência diminui consideravelmente no ponto de instalação, fazendo com que o equipamento aumente a potência reativa injetada (capacitiva), agravando a sobretensão. Já durante o final da tarde, período em que tipicamente ocorre subtensão, o CDR injeta menos potência reativa capacitiva que o BC fixo, não sendo tão eficaz.

Assim como o CDR, o SVG não é eficaz quanto um capacitor fixo para perdas técnicas e custo de transgressão, porém, é capaz de reduzir as violações de fator de potência a valores menores que com o uso do CDR, como se observa na Figura 5.30 e na Figura 5.35. Como seus diferenciais são a rápida resposta (na ordem de milissegundos) e a injeção/absorção de potência reativa de forma contínua, este equipamento pode atuar no sentido de reduzir a amplitude das variações de tensão devido à passagem de nuvens sobre os microgeradores.

Quanto ao número de comutação dos equipamentos, não há muita informação disponível pelos fabricantes, mas a média diária tende a respeitar os limites de vida útil obtidos empregando um valor máximo de comutação de 300.000 e a vida útil regulatória de 23 anos [49].

Em relação ao potencial de utilização destes equipamentos modernos em níveis menores de penetração de MSFV, uma avaliação qualitativa pode ser reportada da seguinte forma:

- O desempenho desses equipamentos depende de fatores como alocação, dimensionamento e ajustes;
- Em níveis menores de penetração pode não ocorrer reversão de fluxo de potência, logo os modos de tratamento de fluxo são desnecessários e o número de atuações provavelmente serão menores, visto que nas redes BT menos consumidores terão sobretensão e na rede MT, menores serão as variações de FP;
- Baixos níveis de penetração, aqueles que não geram impactos técnicos como sobretensão e sobrecarga, podem ser benéficos para a rede contribuindo na redução das perdas técnicas e até na redução do número de atuações do regulador da subestação.

6 CONCLUSÕES

O objetivo desta dissertação foi explorar computacionalmente a utilização de novas tecnologias para controle de tensão e compensação de potência reativa, são elas: regulador de tensão para redes secundárias (RTBT), reator de baixa tensão, Compensador Dinâmico de Potência Reativa (CDR) e o *Static Var Generator* (SVG). Investigou-se o potencial destas soluções emergentes para redução dos custos operacionais em sistemas de distribuição considerando compensação por transgressão de tensão, perdas técnicas percentuais, tempo de violação dos limites de fator de potência e a variabilidade da amplitude de tensão provocada pelos transitórios de tensão devido a passagem de nuvens. As características construtivas e de operação dos equipamentos avaliados foram obtidas com base em informação disponível na literatura, manuais e websites dos fabricantes.

Os estudos foram baseados em simulação computacional de fluxo de potência série-temporal num circuito teste com 50% de penetração de sistemas de MSFV e as principais conclusões sobre os estudos de caso estão apresentadas na seção 5.3. A primeira conclusão levantada é que o desempenho dos equipamentos modernos depende de 3 fatores: perfil de tensão ou potência reativa do ponto de alocação, dimensionamento e ajustes. Com base no desempenho, entende-se que o RTBT tem potencial de ser adotado para solucionar problemas localizados de sobre e subtensão em redes secundárias, e a ausência de tratamento de fluxo reverso não é necessariamente uma desvantagem. Para o reator BT, conclui-se que seu uso não deve ser generalizado, mas de acordo com a necessidade, pois sua atuação eleva as perdas e reduz o FP.

Na média tensão, a comparação do desempenho do CDR, SVG e de um banco de capacitor fixo, ambos de mesma potência nominal, mostra que o BC, mesmo sendo um equipamento convencional e sem ajustes de controle é o mais eficaz na redução das perdas e custo de transgressão de tensão. Por outro lado, os equipamentos modernos apresentam desempenho superior no controle do fator de potência na subestação.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Os seguintes tópicos são apresentados como sugestões de trabalhos futuros:

- Implementar estratégias de otimização de alocação e ajuste para os equipamentos modernos;
- Analisar o potencial de uso de múltiplos equipamentos de mesma natureza (por exemplo, alocação simultânea de RTBTs em várias redes de baixa tensão), ou de diferentes naturezas (por exemplo, RTBT, CDR e SVG alocados em diferentes pontos estratégicos);
- Simular uma quantidade maior de cenários Monte Carlo e estender o período de simulação para 1 ano, gerando uma amostra maior de resultados para a investigação do potencial de uso dos equipamentos;
- Comparar o desempenho do CDR e do SVG com o desempenho de um BC controlado por fator de potência e um BC controlado por kvar;
- Investigar o potencial de uso do CDR controlado por kvar na solução dos impactos técnicos associados à microgeração solar fotovoltaica.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Solar Power Europe, “*Global Market Outlook 2019 – 2023*”, Bruxelas, Bélgica, 2019.
- [2] Ministério da Economia, “Resolução nº 69, de 16 de julho de 2020”, [Online]. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/guest/servicos/diario-oficial-da-uniao>. Acessado em: dezembro de 2020.
- [3] Assembleia Legislativa do Estado de São Paulo, “Decreto nº 61.439, de 19 de agosto de 2015”, [Online]. Disponível em: <https://www.al.sp.gov.br/repositorio/legislacao/decreto/2015/decreto-61439-19.08.2015.html>. Acessado em: dezembro de 2020.
- [4] Secretaria do Estado de Fazenda de Minas Gerais, “Lei nº 22.549, de 30 de julho de 2017”, [Online]. Disponível em: http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2017/l22549_2017.html. Acessado em: dezembro de 2020.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012”, [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acessado em: abril de 2020.
- [6] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015”, [Online]. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acessado em: abril de 2020.
- [7] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Geração Distribuída”, [Online]. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZjM4NjM0OWYtN2IwZS00YjViLTllMjItN2E5MzBkN2ZlMzVkIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LVVjYTctNDZhMi05MmQ0LVVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9>. Acessado em: dezembro de 2020.
- [8] F. Katiraei e J. R. Agüero, “Solar PV integration challenges”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 9, pp. 62-71, 2011.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica”, [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo_8Revisão_10/2f7cb862-e9d7-3295-729a-b619ac6baab9. Acessado em: maio de 2020.
- [10] Rede de Tecnologia Avançada Ltda, “RTBT - Regulador de tensão de baixa tensão trifásico 45 kVA transformador a seco”, [Online]. Disponível em: <https://www.rta.com.br/produtos/rtbt/>. Acessado em: outubro de 2020.
- [11] BREE Energy, “BREE”, [Online]. Disponível em: <https://bree.com.br/>. Acessado em: outubro de 2020.
- [12] D. F. Teshome, W. Xu, P. Bagheri, A. Nassif e Y. Zhou, “A reactive power control scheme for DER-caused voltage rise mitigation in secondary systems”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, nº 4, pp. 1684 - 1695, Outubro de 2019.
- [13] AMSC, “Distributed generation solutions”, [Online]. Disponível em: <https://www.amscom/gridtec/distributed-generation-solutions/>. Acessado em: novembro de 2020.
- [14] ITB Equipamentos Elétricos, “Regulador reativo monofásico tipo transformador CAQ-1 com controle CTX-1”, Birigui-SP.

- [15] ITB Equipamentos Elétricos, “Compensadores dinâmicos de potência reativa”, 2017, [Online]. Disponível em: <https://itb.ind.br/produtos/compensadores-dinamicos-de-potencia-reativa/>. Acessado em: novembro de 2020.
- [16] V. C. Cunha, “Aplicação de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição com elevada penetração de geração fotovoltaica e veículos elétricos”, Dissertação de mestrado, FEEC, Unicamp, SP, 2017.
- [17] Y. P. Agalgaonkar, B. C. Pal e R. A. Jabr, “Distribution voltage control considering the impact of PV generation on tap changers and autonomous regulators”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, n°. 1, pp. 182-192, Janeiro de 2014.
- [18] F. C. L. Trindade, T. S. D. Ferreira, L. M. G. e W. Freitas, “Mitigation of fast voltage variations during cloud transients in distribution systems with PV solar farms”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, n° 2, pp. 921-932, Abril de 2017.
- [19] D. J. Rogers e T. C. Green, “An active-shunt diverter for on-load tap changers”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, n°. 2, pp. 649-657, Abril de 2013.
- [20] M. G. Lopes, “Análise dos impactos técnicos resultantes da variabilidade de geração de curto prazo de sistemas fotovoltaicos”, Dissertação de mestrado, FEEC, Unicamp, SP, 2015.
- [21] J. R. Macedo Jr. e D. S. L. Simonetti, “Análise de desempenho do flickermeter na presença de componentes inter-harmônicas”, *SBA Controle & Automação*, vol.23, n°.4, pp. 508-519, Agosto de 2012.
- [22] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) - Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição”, [Online]. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo7_Revisao_5+-+Retificado/669bf2b6-7fb4-07e8-f5fd-0bea4d83ad34. Acessado em: setembro de 2020.
- [23] P. Bagheri ; Y. Liu; W. Xu e D. F. Teshome, “Mitigation of DER-caused over-voltage in MV distribution systems using voltage regulators”, *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 6, n°. 1, pp. 1-10, Março de 2019.
- [24] Eaton, “CL-7 voltage regulator control installation, operation, and maintenance instructions”. [Online]. Disponível em: <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/medium-voltage-power-distribution-control-systems/voltage-regulators/cl7regulatorcontrol-instructions-mn225003en.pdf>. Acessado em: setembro de 2020.
- [25] Rede de Tecnologia Avançada Ltda, “Regulador de Tensão para Rede Secundário”, [Online]. Disponível em: <https://www.rta.com.br/produtos/rbtbt/>. Acessado em: maio de 2020.
- [26] ITB Equipamentos Elétricos, “Compensador Dinâmico de Reativos”, Birigui-SP, 2014.
- [27] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, CRC Press.
- [28] C. Körner; M. Hennig ; K. Handt ; R. Schmid, “Gaining experience with a regulated distribution transformer in a smart grid environment”, *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, pp. 1-4, , Lisboa, Portugal, 29-30 de Maio de 2012.
- [29] Howard Industries Inc, “Single-phase step voltage regulator”, [Online]. Disponível em: <http://www.howard-ind.com/>. Acessado em: setembro de 2020.

- [30] T. Stetz, F. Marten e M. Braun, “Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 4, nº 2, p. 534, Abril de 2013.
- [31] P. Esslinger e R. Witzmann, “Regulated distribution transformers in low-voltage networks with a high degree of distributed generation”, *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlim, 2012.
- [32] Long e L. F. Ochoa, “Voltage control of PV-rich LV networks: OLTC-fitted transformer and capacitor banks”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, nº 5, pp. 4016-4025, Setembro de 2016.
- [33] H. Pezeshki, A. Arefi, G. Ledwich e P. Wolfs, “Probabilistic voltage management using OLTC and dSTATCOM in distribution networks”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, nº 2, pp. 570-580, Abril de 2018.
- [34] A. Navarro-Espinosa e L. F. Ochoa, “Increasing the PV Hosting Capacity of LV Networks OLTC-Fitted Transformers vs. Reinforcements”, *2015 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Washington, DC, EUA, 18-20 de Fevereiro de 2015.
- [35] R. N. C. Lima, “Compensação dinâmica de potência não ativa em média tensão”, 2017. Disponível em: <https://repositorio.ufu.br/bitstream/123456789/19930/3/CompensacaoDinamicaPotencia.pdf>. Acessado em: maio de 2020.
- [36] F. Milano, *Power System Modelling and Scripting*, Springer, 2010.
- [37] P. H. Divshali e L. Soder, “Improving PV dynamic hosting capacity using,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 34, nº 1, pp. 415-425, Março de 2019.
- [38] Y. Wang, J. Tang, X. Qiu, “Analysis and control of D-STATCOM under unbalanced voltage condition”, *2011 International Conference on Mechatronic Science, Electric Engineering and Computer*, pp. 1623-1625, Jilin, China, 19-22 de Agosto de 2011.
- [39] S. Sreejith ; U. Bose ; K. M. D. S. Vachana ; V. Jyothi, “Application of D-STATCOM as Load Compensator of Power Factor Correction”, *2014 International Conference on Control, Instrumentation, Communication and Computational Technologies (ICCICCT)*, pp. 595-600, Kanyakumari, Índia, 10-11 de Julho de 2014.
- [40] R. Zafar e J. Ravishankar, “Coordinated control of step voltage regulator and D-STATCOM in the presence of distributed photovoltaic systems”, *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Wollongong, NSW, Austrália, 2016.
- [41] S. Ghosh, S. Rahman e M. Pipattanasomporn, “Distribution voltage regulation through active power curtailment with PV inverters and solar generation forecasts”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, nº. 1, pp. 13-22, Janeiro de 2017.
- [42] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes e T. H. M. El-Fouly, “Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Over Voltage Prevention”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, nº. 2, pp. 139-147, Abril de 2011.
- [43] J. W. Smith, W. Sunderman, R. Dugan e B. Seal, “Smart inverter volt/var control functions for high penetration of PV on distribution systems”, *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, pp.1-6, 20-23 de Março de 2011.

- [44] V. Arcidiacono ; M. Chiandone e G. Sulligoi, “Voltage control in distribution networks using smart control devices of the distributed generators”, *International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 738-743, 14-16 de Junho de 2011.
- [45] EPRI, “The open distribution system simulator (OpenDSS)”, Disponível em: <https://www.epri.com/#/pages/sa/opensdss?lang=en>. Acessado em: maio de 2020.
- [46] AMSC, “A dynamic solution to problems caused by high penetrations of Distributed Energy Resources (DER)”, [Online]. Disponível em: <https://www.amscom/gridtec/distributed-generation-solutions/>. Acessado em: dezembro de 2020.
- [47] AMSC, “15 kV dynamic volt/var compensator”, [Online]. Disponível em: <https://www.amscom/wp-content/uploads/VVO-ds-new.pdf>. Acessado em: setembro de 2020.
- [48] P. Meira, “DSS C-API: An unofficial C API for EPRI's OpenDSS”, Disponível em: https://github.com/dss-extensions/dss_capi. Acessado em: maio de 2020.
- [49] Projeto P&D ANEEL PA3047 – Controle de tensão e compensação de potência reativa em redes com elevada penetração de microgeração, “Projetos PD em execução 2018”, [Online]. Disponível em: <https://cpfl.com.br/energias-sustentaveis/inovacao/ped-aneel/Documents/Projetos%20PD%20em%20Execu%C3%A7%C3%A3o%202018.pdf>. Acessado em: janeiro de 2021.
- [50] J. A. Jardini, C. M. V. Tahan, M. R. Gouvea, S. U. Ahn, F. M. Figueiredo, "Daily load profiles for residential commercial and industrial low voltage consumers", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 1, pp. 375-380, Janeiro de 2000.
- [51] F. A. M. Monteiro, “Plataforma de simulação computacional para estudos de redes de distribuição residenciais”, Dissertação de Mestrado, FEEC/UNICAMP, 2016.
- [52] Projeto P&D ANEEL PA3012 – Telhados Solares, “Sistema Online de Leitura”, [Online]. Disponível em: <http://admin.telhado.solar>.
- [53] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Resolução Normativa nº 2.526, de 2 de abril de 2019”, pp. 1-12, 2019.
- [54] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Procedimentos de Rede”, Módulo 3, Submódulo 3.6 – Requisitos técnicos mínimos para a conexão às instalações de transmissão, Revisão 2019.08, pp. 1–37, 2019, [Online]. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>. Acessado em: janeiro de 2021.
- [55] Energisa, “Parecer técnico 004/2018 – Especificação técnica do regulador de tensão de rede secundária”, 2018.

APÊNDICE – CÓDIGOS DE MODELAGEM NO OPENDSS

Neste apêndice são apresentados os códigos para modelagem dos equipamentos modernos, dos consumidores e dos MSFVs no OpenDSS. O Código 1 refere-se a modelagem do RTBT, a modelagem do reator BT, Código 3 a modelagem do CDR, Código 4 a modelagem do SVG, Código 5 a modelagem de um consumidor de baixa tensão e o Código 6 a modelagem de MSFVs.

Código 1 - Modelagem do RTBT como um banco trifásico de reguladores de tensão no OpenDSS.

```

!***** transformadores *****
New Transformer.RTBTa phases=1 Windings=2 Buses=(bus_34102286_217_rtbt.1.4
bus_34102286_217.1.4) conns='wye wye' kvs='0.127 0.127' kvas='45 45' xhl=0.1
%loadloss=0.0001 wdg=2 NumTaps=5 MaxTap=1.165354 MinTap=0.889764

New Transformer.RTBTb phases=1 Windings=2 Buses=(bus_34102286_217_rtbt.2.4
bus_34102286_217.2.4) conns='wye wye' kvs='0.127 0.127' kvas='45 45' xhl=0.1
%loadloss=0.0001 wdg=2 NumTaps=5 MaxTap=1.165354 MinTap=0.889764

New Transformer.RTBTc phases=1 Windings=2 Buses=(bus_34102286_217_rtbt.3.4
bus_34102286_217.3.4) conns='wye wye' kvs='0.127 0.127' kvas='45 45' xhl=0.1
%loadloss=0.0001 wdg=2 NumTaps=5 MaxTap=1.165354 MinTap=0.889764

!***** aterramento *****
New Reactor.gnd_RTBT_prim Phases=1 Bus1=bus_34102286_217_rtbt.4.0 R=15 X=0
New Reactor.gnd_RTBT_sec Phases=1 Bus1=bus_34102286_217.4.0 R=15 X=0

!***** controladores *****
New Regcontrol.RTBT_reg_a transformer=RTBTa winding=2 vreg=127 band=12 ptratio=1
delay=60 enabled=yes

New Regcontrol.RTBT_reg_b transformer=RTBTb winding=2 vreg=127 band=12 ptratio=1
delay=60 enabled=yes

New Regcontrol.RTBT_reg_c transformer=RTBTc winding=2 vreg=127 band=12 ptratio=1
delay=60 enabled=yes

```

Código 2 - Modelagem do reator de baixa tensão no OpenDSS.

```
New Reactor.LV_Reactor phases=3 Bus1=bus_34102286_211.1.2.3.0 conn=weye kv=0.22
kvar=30 Enabled=False
```

Código 3 - Modelagem do banco trifásico de CDRs capacitivos no OpenDSS.

```
!***** transformadores *****
New Transformer.itb1 phases=1 Windings=2 Buses=(bus_BGE10_394.1.4 Bus_itb.1.0)
conns='weye weye' kvs='6.870 0.687' xhl=0.1 %loadloss=0.0001 wdg=2 Tap=0 NumTaps=16
MaxTap=1.05 MinTap=0

New Transformer.itb2 phases=1 Windings=2 Buses=(bus_BGE10_394.2.4 Bus_itb.2.0)
conns='weye weye' kvs='6.870 0.687' xhl=0.1 %loadloss=0.0001 wdg=2 Tap=0 NumTaps=16
MaxTap=1.05 MinTap=0

New Transformer.itb3 phases=1 Windings=2 Buses=(bus_BGE10_394.3.4 Bus_itb.3.0)
conns='weye weye' kvs='6.870 0.687' xhl=0.1 %loadloss=0.0001 wdg=2 Tap=0 NumTaps=16
MaxTap=1.05 MinTap=0

!***** aterramento *****
New Reactor.gnd_itb_prim Phases=1 Bus1=bus_BGE10_394.4.0 R=15 X=0

!***** controladores *****
New RegControl.Reg-itb1 transformer=itb1 winding=1 tapwinding=2 Delay=120
TapDelay=0 enabled=yes
New RegControl.Reg-itb2 transformer=itb2 winding=1 tapwinding=2 Delay=120
TapDelay=0 enabled=yes
New RegControl.Reg-itb3 transformer=itb3 winding=1 tapwinding=2 Delay=120
TapDelay=0 enabled=yes

!***** capacitores *****
New Capacitor.itb1 bus1=Bus_itb.1.0 phases=1 kV=0.687 kvar=100 enabled=yes
New Capacitor.itb2 bus1=Bus_itb.2.0 phases=1 kV=0.687 kvar=100 enabled=yes
New Capacitor.itb3 bus1=Bus_itb.3.0 phases=1 kV=0.687 kvar=100 enabled=yes
```

Código 4 - Modelagem do banco trifásico de SVGs no OpenDSS.

```

!***** geradores fotovoltaicos *****
New PVSystem.SVG_1 phases=1 bus1=bus_BGE10_394.1.0 conn=wye kV=6.870 kVA=100 Pmpp=0
%Cutin=0.1 %Cutout=0.1 wattPriority=False varFollowInverter=False irrads=1.0
temperature=25 Vminpu=0.01 Vmaxpu=9.99 enabled=yes

New PVSystem.SVG_2 phases=1 bus1=bus_BGE10_394.2.0 conn=wye kV=6.870 kVA=100 Pmpp=0
%Cutin=0.1 %Cutout=0.1 wattPriority=False varFollowInverter=False irrads=1.0
temperature=25 Vminpu=0.01 Vmaxpu=9.99 enabled=yes

New PVSystem.SVG_3 phases=1 bus1=bus_BGE10_394.3.0 conn=wye kV=6.870 kVA=100 Pmpp=0
%Cutin=0.1 %Cutout=0.1 wattPriority=False varFollowInverter=False irrads=1.0
temperature=25 Vminpu=0.01 Vmaxpu=9.99 enabled=yes

!***** curva volt-var *****
New XYCurve.vv_curve_SVG npts=4 Yarray=(1.0 , 0.0 , 0.0 , -1.0) XArray= (0.95,
0.97, 1.2, 1.4)

!***** smart inverter *****
New InvControl.InvSVGctrl PVSystemList=('SVG_1', 'SVG_2', 'SVG_3') mode=VOLTVAR
VoltageChangeTolerance=0.0005 VarChangeTolerance=1 deltaQ_factor=1
vvc_curve1=vv_curve_SVG EventLog=yes

```

Código 5 - Modelagem de um consumidor de baixa tensão no OpenDSS.

```

!***** carga *****
New Load._b1_0010592822 Bus1=bus_34101209__pd_bt_31797042.1.2.4 Phases=2 kV=0.22
kW=0.993981 PF=0.85 conn=wye Model=8 Daily=b1_res-tipo2 Vminpu=0.92 ZIPV=(0.5, 0,
0.5, 1, 0, 0, 0.5)

!***** aterramento *****
New Reactor.gnd_uc__b1_0010592822 Phases=1 Bus1=bus_34101209__pd_bt_31797042.4
R=15 X=0

```

Código 6 - Exemplo da modelagem de sistemas de microgeração solar fotovoltaica monofásico, bifásico (conexão delta) e trifásico no OpenDSS.

```
New Load.PV0010588124 phases=1 bus1=bus_34101027__pd_bt_31793849.3.4 conn=wye
kV=0.127 kW=-2.0 PF=1 model=1 Vminpu=0.01 Vmaxpu=9.99 enabled=no class=2

New Load.PV0010588264 phases=1 bus1=bus_34099769__pd_bt_31768874.1.2 conn=delta
kV=0.22 kW=-3.25 PF=1 model=1 Vminpu=0.01 Vmaxpu=9.99 enabled=no class=2

New Load.PV0010588540 phases=3 bus1=bus_34101333__pd_bt_31800281.1.2.3.4 conn=wye
kV=0.22 kW=-20.0 PF=1 model=1 Vminpu=0.01 Vmaxpu=9.99 enabled=no class=2
```