

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Roberta Razzolini Biazzi

**METODOLOGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO PARA
REDES DE DISTRIBUIÇÃO COM USO DE LÓGICA HEURÍSTICA**

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Roberta Razzolini Biazzi

**METODOLOGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO PARA REDES DE
DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE LÓGICA HEURÍSTICA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, Área de Concentração em
Processamento de Energia, da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para a obtenção do grau de:
Mestre em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Daniel Pinheiro Bernardon

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Biazzi, Roberta Razzolini
Metodologia de Controle Volt/Var Coordenado para
Redes de Distribuição a partir de Lógica Heurística /
Roberta Razzolini Biazzi.- 2019.
131 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, RS, 2019

1. Controle Volt/Var 2. Redes de Distribuição 3.
Métodos Heurísticos 4. Operação de Sistemas de
Distribuição I. Pinheiro Bernardon, Daniel II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

©2019

Todos os direitos autorais reservados a Roberta Razzolini Biazzi. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Avenida Roraima, 1000, UFSM, Bairro Camobi, Santa Maria, RS, 97105-900

Endereço Eletrônico: roberta.biazzi@hotmail.com

Roberta Razzolini Biazzi

**METODOLOGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO PARA REDES DE
DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE LÓGICA HEURÍSTICA**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Elétrica, Área de Concentração em
Processamento de Energia, da Universidade
Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como
requisito parcial para a obtenção do grau de:
Mestre em Engenharia Elétrica

Aprovado em 21 de outubro de 2019:



Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. Eng. (UFSM)
(Presidente/Orientador)



Roberto Chouhy Leborgne, Dr. Eng. (UFRGS) - Videoconferência



Maicon Jaderson Silveira Ramos, Dr. Eng. (UFRGS) - Videoconferência

Santa Maria, RS, Brasil

2019

Dedico este trabalho, e suas horas de dedicação à:

Meus pais, Vera Lúcia e Bonifácio.

Ao irmão, Ângelo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao professor Daniel Pinheiro Bernardon por todo apoio, atenção e conhecimento ao longo desses anos de orientação.

Aos professores do curso de pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFSM, pela competência e conhecimento transmitidos.

À CAPES, pelo suporte financeiro e a Universidade Federal de Santa Maria pelo ensino de qualidade e gratuito fornecido durante o período da graduação e pós-graduação.

Ao apoio técnico financeiro recebido pelo projeto CPFL intitulado “ Soluções Inovadoras de Eficiência Energética e Minigeração em Instituição Pública Federal de Ensino Superior: Uma Abordagem na UFSM”.

Agradeço imensamente aos meus pais, Bonifácio e Vera Lúcia, por toda educação, amor e carinho. Por estarem sempre ao meu lado em todos os momentos e decisões da minha vida. Agradeço ao meu irmão e anjo, Ângelo, que de algum lugar muito especial me cuida, dá forças e torce por mim.

Agradeço a todas as pessoas que de alguma forma estiveram presentes durante esses anos de estudo.

RESUMO

METODOLOGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO A PARTIR DE LÓGICA HEURÍSTICA

AUTOR: ROBERTA RAZZOLINI BIAZZI
ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

Melhorias aos perfis de tensão são concedidas pelo correto gerenciamento do fluxo de potência reativa na rede e pelo controle direto de tensão. Manter a tensão dentro dos níveis adequados e estipulados por norma em todos os pontos do alimentador requer técnicas eficientes que considerem a operação conjunta e coordenada entre os equipamentos fontes de energia reativa e dispositivos reguladores de tensão. Tais técnicas são referenciadas na literatura como Controle Volt/Var (VVC, do inglês *Volt/Var Control*). Dentro desse contexto, este trabalho vem com o propósito de desenvolver uma metodologia de controle de tensão e potência reativa para redes de distribuição a qual atue de forma coordenada e centralizada no ajuste dos TAPs dos reguladores de tensão, bancos de capacitores e na variação gradual da potência reativa injetada/absorvida pelos inversores conectados junto aos geradores distribuídos fotovoltaicos. A técnica de otimização trabalha com métodos Heurísticos, onde direciona a busca pela solução com base na efetividade de atuação dos equipamentos na minimização das perdas técnicas totais do sistema. A metodologia desenvolvida foi implementada mediante interface entre dois softwares, OpenDSS e MATLAB, e aplicada em sistemas testes do IEEE e na rede interna da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Os resultados obtidos nas simulações mostraram-se satisfatórios visto que atenderam a todos os requisitos de qualidade e confiabilidade na operação dos sistemas de distribuição, previamente estabelecidos na formulação do problema. Em contrapartida, confrontando estes resultados com as mesmas redes operando a partir de estratégias tradicionais, ainda muito utilizada pelas concessionárias de energia, os resultados não foram tão promissores. Tal fato reitera a contribuição desta presente dissertação na área de controle volt/var, trazendo ideias e dando sequência aos estudos, desenvolvimento e aplicações de novas técnicas.

Palavras-chave: Controle Volt/Var. Redes de Distribuição. Métodos Heurísticos. Operação de Sistemas de Distribuição.

ABSTRACT

COORDINATED VOLT/VAR CONTROL FOR DISTRIBUTION SYSTEM BASED ON HEURISTIC ALGORITHM

AUTHOR: ROBERTA RAZZOLINI BIAZZI
ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

The reactive power management and voltage control enable voltage profile improvements. Maintain the voltage value within the appropriate ranges requires efficient techniques that consider joint and coordinated operation between reactive power devices and voltage regulating equipment. These techniques are referenced in the literature as Volt/Var Control (VVC). The main objective of this work is to develop a centralized volt/var control methodology that acts on regulators transformers, capacitor banks and photovoltaic smart inverters. The optimization technique is based on heuristic algorithm and works with the effectiveness of the control equipment to reduce the electrical power losses. The methodology was implemented from the software OpenDSS e MATLAB. The control was applied in distribution test systems and in the UFSM network, where all result was satisfactory and met the quality and reliability requirements of the systems. The result of the same networks simulated by traditional controls were not promising, this fact reiterates the contributions of this work on volt/var control studies.

Keywords: Volt/var Control. Distribution Systems. Heuristic Method. Distribution Systems Operation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Controle Local.....	37
Figura 2 – Controle centralizado.....	38
Figura 3 - Controle descentralizado.....	39
Figura 4 - Controle Hierárquico.....	40
Figura 5 – Categorias de operação das tensões em regime permanente para sistemas de distribuição.....	42
Figura 6- Faixa de classificação de tensões em regime permanente (TR). (a) igual ou inferior a 1kV, (b) de 1kV até 69kV, (c) de 69kV até 230kV e (d) igual ou superior a 230 kV.....	42
Figura 7 - Limites de operação do fator de potência em sistemas fotovoltaicos de acordo com a potência ativa injetada no ponto de conexão com a rede.....	44
Figura 8 - Limites para injeção e absorção de potência reativa do inversor conectados a sistemas fotovoltaicos.....	45
Figura 9 - Fluxograma da sequência de atuação do controle Volt/Var proposto.....	51
Figura 10 - Curva normalizada da potência de saída dos geradores fotovoltaicos utilizado nas simulações dos sistemas teste.	57
Figura 11 – Implementação da metodologia proposta.....	58
Figura 12 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE.....	62
Figura 13 - Topologia da rede IEEE 13 barras após modificações e inserção dos equipamentos de controle.....	62
Figura 14 - Comportamentos das tensões em todas as barras (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C para a hora 9, antes e após o VVC.....	66
Figura 15 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE para o sistema teste 13 barras.....	71
Figura 16 - Topologia do sistema 13 barras na aplicação 1 do VVC.	71
Figura 17 - Comportamento das tensões em todas as barras (fases ABC), antes e após o VVC (hora 24).....	72
Figura 18 - Comportamento das tensões em todas as barras para (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C, antes e após VVC (hora 8).	74
Figura 19 - Comportamento das tensões em todas as barras (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C, antes e após o VVC (hora 9).	75
Figura 20 - Comportamento das tensões em todas as barras para (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C, antes e após o VVC (hora 13).	76
Figura 21 - Comportamento das tensões em todas as barras (fases ABC), após VVC para o horário de maior carregamento (hora 15).	77
Figura 22 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 5 durante as 24 horas analisadas, após o VVC.....	78
Figura 23 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 6rt durante as 24 horas analisadas, após o VVC.....	78

Figura 24 - Curva de potência ativa e reativa (a) GD1 e (b) GD2, após o VVC.....	79
Figura 25 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 1 ponto de conexão do GD1, após o VVC, durante as 24 horas analisadas.	79
Figura 26 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 9 ponto de conexão do GD2, após o VVC, durante as 24 horas analisadas.	80
Figura 27 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após aplicação do VVC para o sistema teste 13 barras.	80
Figura 28 - Fator de potência da SE, antes e após aplicação do VVC, para o sistema 13 barras.	81
Figura 29 - Resultados das perdas técnicas para o controle VVC e controle local (CL) no sistema teste 13 barras.	82
Figura 30 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 5 para o controle local e controle VVC no sistema teste 13 barras.....	82
Figura 31 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 11 para o controle local e controle VVC no sistema teste 13 barras.....	83
Figura 32 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE para o sistema teste 34 barras.	86
Figura 33 - Topologia da rede teste 34 barras após alterações e conexões dos equipamentos de controle.	86
Figura 34 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 24).	87
Figura 35 - Curva de potência ativa e reativa (a) GD1 e (b) GD2, após VVC.....	89
Figura 36 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 9).	90
Figura 37 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 10).	90
Figura 38 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras para o horário de maior carregamento (15 horas), após o VVC.	91
Figura 39 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 19, após o VVC, ao longo das 24 horas analisadas.	91
Figura 40- Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 22, ponto de conexão do GD1, após o VVC, ao longo das 24 horas analisadas.	92
Figura 41 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 31, ponto de conexão do GD2, após o VVC, ao longo das 24 horas analisadas.	92
Figura 42 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE, após o VVC.....	93
Figura 43 - Fator de potência da SE antes (fases ABC*) e após o VVC (fases ABC), para o sistema teste 34 barras.	93
Figura 44 - Comportamentos das perdas técnicas para o controle VVC proposto e controle Local.	94
Figura 45 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 19, para o controle VVC e controle local, ao longo das 24 horas analisadas.	95

Figura 46 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 22, ponto de conexão do GD1, para o controle o VVC e controle local, ao longo das 24 horas analisadas.	95
Figura 47 – Topologia da rede interna da UFSM modelada no OpenDSS.....	96
Figura 48 - Curva de potência (a) ativa (b) reativa da SE antes da conexão dos novos equipamentos e aplicação do controle volt/var.	97
Figura 49 - Resultados das perdas técnicas antes e após alterações na rede e aplicação do VVC.	99
Figura 50 - Curvas da potência reativa na SE antes (fases ABC*) e após o VVC, para as 24 horas analisadas.....	99
Figura 51 - FP na SE antes (fases ABC*) e após o VVC, para as 24 horas analisadas.	100
Figura 52 – Tensões nas barras da UFSM para o horário de maior carregamento (14 horas) após o VVC.	100
Figura 53 – Potência ativa e reativa fornecida pela minigeração no período de geração.	101

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados do regulador de tensão utilizado na aplicação 1 do VVC, referente ao sistema IEEE 13barras.....	53
Tabela 2 - Dados dos reguladores de tensão utilizados na aplicação 2 do VVC, referente ao sistema IEEE 34 barras.....	53
Tabela 3 - Dados dos bancos de capacitores utilizados na aplicação 1 do VVC, referente ao sistema IEEE 13barras.....	54
Tabela 4 - Dados dos bancos de capacitores utilizados na aplicação 2 do VVC, referentes ao sistema IEEE 34 barras.....	55
Tabela 5 - Dados dos bancos de capacitores na aplicação 3 do VVC, referente a rede interna da UFSM.	55
Tabela 6 – Dados dos geradores distribuídos fotovoltaicos e inversores de frequência utilizados nas aplicações 1 do VVC, referente ao sistema IEEE 13barras.	56
Tabela 7 - Dados dos geradores distribuídos fotovoltaicos e inversores de frequência utilizados nas aplicações 2 do VVC, referente ao sistema IEEE 34 barras.	56
Tabela 8 - Dados da minigeração fotovoltaica conectada ao sistema da UFSM.....	57
Tabela 9 - Especificações do controle aplicado aos bancos de capacitores para a análise comparativa.	61
Tabela 10 - Dados das cargas do sistema IEEE 13 barras utilizado na análise comparativa. ..	63
Tabela 11 - Dados das linhas do sistema teste IEEE 13 barras.	63
Tabela 12 – Configuração atual dos equipamentos e dados referentes as condições de operação inicial do sistema 13 barras (hora 9).....	64
Tabela 13 - Matriz Efetividade 1 (hora 9).....	64
Tabela 14 - Matriz Efetividade 2 (hora 9).	65
Tabela 15 - Matriz Efetividade 3 (hora 9).	65
Tabela 16 - Resultados da aplicação do controle VVC no sistema teste 13 barras na análise comparativa.	68
Tabela 17 - Resultados da análise exaustiva para as horas 3, 4, 15 e 19.....	68
Tabela 18 - Dados das cargas para o sistema teste 13 barras.	70
Tabela 19 – Resultados da aplicação do VVC no sistema 13 barras.....	73
Tabela 20 - Resultados das perdas técnicas obtidas perante aplicação de controle Local e do VVC desenvolvido (Centralizado).	81
Tabela 21 - Dados das linhas para o sistema teste 34 barras.....	84
Tabela 22 - Dados das cargas para o sistema teste 34 barras.	85
Tabela 23 – Resultados da aplicação do VVC no sistema 34 barras.....	88
Tabela 24 - Resultado da aplicação do VVC na rede elétrica da UFSM.....	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	- Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADMS	- <i>Advanced Distribution Management System</i>
AG	- Algoritmo Genérico
AL	- Alimentador
ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica
AMI	- <i>Advanced Metering Infrastructure</i>
AVR	- Relé Regulador Automático de Tensão
BC	- Banco de Capacitor
DA	- <i>Distribution Automation System</i>
DER	- Recursos Energéticos Distribuídos
DMS	- <i>Distribution Management System</i>
FO	- Função Objetivo
FP	- Fator de potência
FV	- Sistema Fotovoltaico
GD	- Geração Distribuída
GIS	- <i>Geographic Information System</i>
IEEE	- <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
MATLAB	- <i>MATrix LABoratory</i>
ME	- Matriz Efetividade
MT	- Média Tensão
NBR	- Norma Brasileira Regulamentadora
OLTC	- <i>On Load TAP Changers</i>
OMS	- <i>Outage Management System</i>
OpenDSS	- <i>Distribution System Simulator</i>
PC	- Ponto de conexão comum
PRODIST	- Procedimentos de Distribuição
RN	- Resolução Normativa
RT	- Regulador de Tensão
SCADA	- Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados
SDEE	- Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica
SE	- Subestação

STATCOM	- Compensador estático de reativos
TAP	- <i>Transformer Adjust Position</i>
TC	- Transformador de corrente
THD	- <i>Total Harmonic Distortion</i>
TL	- Tensão de leitura
TP	- Transformador de potência
TR	- Transformador de distribuição
VE	- Veículos Elétricos
UFSM	- Universidade Federal De Santa Maria
VE	- Veículo Elétrico
VVC	- <i>volt/var control</i>

LISTA DE VARIÁVEIS

i	Nó ou Barra
j	Equipamento
N_b	Número total de barras
Q_{BC}	Potência reativa fornecida pelos banco de capacitores
$Q_{BC,max}$	Potência reativa máxima fornecida pelos banco de capacitores
Q_{INV}	Potência reativa fornecida pelos geradores distribuídos
$Q_{INV,max}$	Potência reativa máxima fornecida pelos geradores distribuídos
$Q_{INV,min}$	Potência reativa mínima fornecida pelos geradores distribuídos
TAP_j	TAP do equipamento j
$TAP_{j,max}$	Limite máximo do TAP do equipamento j
$TAP_{j,min}$	Limite mínimo do TAP do equipamento j
V_i	Valor da tensão no nó i
$V_{i,max}$	Valor máximo de tensão no nó i
$V_{i,min}$	Valor mínimo de tensão no nó i e tempo t
Δt	Intervalo de tempo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	19
1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	21
1.2 OBJETIVO DO TRABALHO	23
1.3 REVISÃO DA LITERATURA.....	24
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	32
2. CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO.....	34
2.1 CONCEITOS DE CONTROLE VOLT/VAR	34
2.2 ESTRUTURAS DE CONTROLE	37
2.2.1 Controle Local	37
2.2.2 Controle Centralizado	38
2.2.3 Controle Descentralizado	39
2.2.4 Controle Hierárquico.....	40
2.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS	41
2.3.1 Normativas quanto aos limites de tensão – PRODIST módulo 8	41
2.3.2 Normativas nacionais quanto à conexão de sistemas fotovoltaicos aos SDEE	43
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	45
3. MÉTODO HEURÍSTICO DE CONTROLE VOLT/VAR.....	46
3.1 DETERMINAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CONTROLE.....	46
3.1.1 Função objetivo	47
3.1.2 Restrições de operação.....	47
3.2 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DESENVOLVIDO	49
3.3 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE	52
3.3.1 Regulador de Tensão	52
3.3.2 Bancos de Capacitores	53
3.3.3 Geração distribuída e inversor fotovoltaico	55
3.4 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA.....	58
3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	59
4. SIMULAÇÃO E RESULTADOS	60
4.1 ANÁLISE COMPARATIVA	60
4.1.1 Rede IEEE 13barras	61
4.1.2 Resultado dos testes	64
4.2 APLICAÇÕES DO MÉTODO PROPOSTO.....	69

4.2.1 Aplicação 1: Sistema IEEE 13 barras.....	70
4.2.2 Aplicação 2: Sistema IEEE 34 Barras	83
4.2.3 Aplicação 3: Rede UFSM.....	96
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS	102
5.1 CONCLUSÃO.....	102
5.2 CONTRIBUIÇÕES	103
5.3 TRABALHOS PUBLICADOS	104
5.4 TRABALHOS FUTUROS.....	104
REFERÊNCIAS.....	105
APÊNDICE.....	110
APÊNDICE A – ALGORITMO PARA O SISTEMA 13 BARRAS.....	110

1. INTRODUÇÃO

O fornecimento de energia elétrica das concessionárias aos consumidores finais necessita manter padrões de qualidade e confiabilidade. Os direitos e obrigações destas empresas distribuidoras são estabelecidos nos Contratos de Concessão, onde o cumprimento é devidamente regulado e fiscalizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em toda extensão territorial referente ao monopólio de concessão de cada uma delas. De acordo com ANEEL, o propósito é assegurar aos consumidores o pagamento de um valor justo para o acesso a um serviço contínuo e de qualidade, e garantir um equilíbrio econômico-financeiro às distribuidoras de energia.

A forma como configura-se os sistemas de distribuição de energia elétrica (SDEE) brasileiros, a partir de grandes extensões de redes, com cargas não uniformes e de grandes variações ao longo do dia, acentuam os problemas e trazem desafios para as concessionárias no que diz respeito principalmente ao controle dos níveis de tensão. Dentro desse contexto, diversas são as técnicas utilizadas para contornar esses problemas. Entre elas pode-se citar o controle através dos equipamentos tais como transformadores com dispositivo de comutação de TAP sob carga (OLTC, do inglês, *On load Tap Changer*), banco de capacitores (BC) instalados na subestação e ao longo do alimentador, reguladores de tensão (RT) e alteração do TAP de transformadores de distribuição (PEREIRA, 2009).

Ao longo dos últimos anos, as atuações desses equipamentos tanto os responsáveis pela regulação da tensão como os equipamentos fontes de potência reativa, são estudadas e determinadas por estratégias de controle, chamadas de Controle Volt/Var. Em resumo, tais estratégias visam realizar o controle da tensão e o gerenciamento da potência reativa em sistemas de distribuição a partir da atuação correta e eficiente dos equipamentos presentes na rede. A finalidade é reduzir as perdas em energia e manter os níveis de tensão dentro da faixa adequada de operação, independentemente da condição de carga do momento e se o sistema opera em condições normais ou sob situação de emergência.

Ainda é comum encontrar o emprego de ações de controle local, onde medições locais de tensão e corrente determinam a atuação do equipamento de controle. Como não se faz necessário, não existe uma comunicação eficiente de dados para a operação dessa estrutura e, por consequência, as ações dos equipamentos não são coordenadas e não consideraram a contribuição da atuação dos demais dispositivos presentes na rede e que atuam por um mesmo

propósito. Tal fato pode gerar conflito de atuação entre os equipamentos assim como atuações desnecessárias, tornando o controle muitas vezes ineficaz (MERCER, 2016; MELLO, 2018).

O avanço das tecnologias aplicadas aos sistemas de distribuição, a partir do uso de equipamentos de medições avançadas (sensores e controles inteligentes), infraestruturas eficientes de comunicações de dados em duas vias e integração entre os equipamentos de controle, possibilita a supervisão do SDEE como um todo e adoção de estratégias de controle as quais podem sobrepor as atuações dos controladores locais (MELLO, 2018). Tais operações podem ser controladas via Sistema Avançado de Gestão de Distribuição (ADMS, *Advanced Management System*), caracterizando as atuais redes elétricas inteligentes (do inglês, Smart Grids).

Sabe-se que a participação de energias renováveis traz inúmeros benefícios aos sistemas tanto no âmbito econômico quanto ambiental. Entretanto, o crescente aumento da conexão dessas fontes pode acarretar problemas de operação, principalmente a nível de tensão e perdas elétricas, caso não seja realizado um estudo do comportamento da rede e definido uma estratégia de controle apropriado a qual não se baseia apenas em medidas obtidas localmente (ALVES, 2018). Considerando como exemplo os sistemas fotovoltaicos (FV), em períodos de baixo carregamento do SDEE e alta potencial de geração, podem ocorrer situações de sobretensão no ponto de conexão dos geradores distribuídos junto à rede. Por outro lado, em períodos de máxima demanda de energia e baixa incidência solar, seja por sombreamento dos painéis ou intermitência do clima, possibilita a ocorrência de subtensão.

Dessa forma, aumenta-se o interesse por uso de técnicas eficientes de controle volt/var. Entre os principais benefícios adquiridos estão as reduções das perdas técnicas, garantia de operação dos níveis de tensão dentro dos limites estipulados por norma, aumento da capacidade dos sistemas, controle do fator de potência (FP) e aumento da qualidade e confiabilidade de operação das redes.

O VVC pode trazer benefícios também aos equipamentos de controle, uma vez que possibilita o aumento da vida útil dos mesmos perante controle coordenado de atuação. Ainda, tem capacidade de explorar o potencial dos equipamentos da eletrônica de potência na otimização dos sistemas, os quais a comutação dos ajustes não gera desgastes ou danificam o dispositivo a longo prazo e proporcionam um ajuste gradual e contínuo (LONG, 2019).

Com base no exposto, o foco desta dissertação é desenvolver um controle de tensão e reativo para SDEE que atue de forma coordenada nos ajustes do TAP dos reguladores de tensão, banco de capacitores e no FP dos inversores conectados aos geradores distribuídos

fotovoltaicos. A ideia é proporcionar a maior redução possível a nível de perdas técnicas em um dia operação. A coordenação das variáveis de controle é determinada a partir de um problema de otimização que considera a produção solar prevista, previsão de carga para o dia seguinte e o perfil de tensão atual do sistema.

1.1 MOTIVAÇÃO E JUSTIFICATIVA

Muitas empresas ainda controlam os níveis de tensão de forma não coordenada a partir de estudos offlines, com previsão de carga e condições de operação prováveis do sistema (MERCER, 2016). Em geral, os métodos utilizados são aplicados aos equipamentos tradicionais de controle como o TAP do OLTC, reguladores de tensão e bancos de capacitores (JAFARI, 2018).

Considerando as características dos sistemas atuais de distribuição, os quais contam com um aumento considerável da participação dos Recursos Energéticos Distribuídos (DER, do inglês, *Distributed Energy Resources*) de fontes renováveis (especialmente energia solar e eólica), conexões para carga e descarga de veículos elétricos (VE), aumento constante do carregamento, sazonalidade de cargas em alimentadores rurais e entre outros, aumenta a dificuldade do operador de sistema de distribuição em conseguir manter a tensão dos consumidores finais dentro dos limites adequados (MELLO, 2018).

Dentro desse contexto e levando em consideração as novas regulamentações estabelecidas pela a agência reguladora, ANEEL, referente a garantia na qualidade do produto e requisitos de interface dos geradores distribuídos, faz-se necessário o constante estudo e aprimoramento de técnicas de controle que atendam às necessidades da rede. Além de resolver problemas de teor técnico operacional, o controle volt/var devidamente desenvolvido pode explorar a contribuição de outros recursos energéticos presentes nos sistemas, coordenando a atuação entre equipamentos de naturezas distintas e proporcionando melhorias ao funcionamento e eficiência dos SDEE.

Pela normativa ABNT NBR 1649, já é possível operar os inversores fotovoltaicos de forma a injetar ou absorver reativos a partir do controle do FP, melhorando o perfil de tensão no ponto de conexão (PCC) e contribuindo na redução das perdas ao longo das linhas e alimentadores. Entretanto, não existem normas que compensem os pequenos produtores pela potência reativa fornecida à rede (apenas pela potência ativa), fazendo com que a adoção de medidas para este fim torne-se pouco atrativa visto pelo lado de quem gera a energia. Desta

forma, uma das motivações desta presente dissertação é comprovar a partir de resultados, o potencial dos inversores junto na coordenação do controle de tensão e reativos, uma vez que pode trazer incentivos aos órgãos competentes para a elaboração de medidas as quais regulamentem tal procedimento.

Este trabalho visa apresentar uma estratégia de controle volt/var centralizado na subestação (SE) a qual realiza a coordenação entre as ações dos equipamentos de controle de tensão e equipamentos fontes de reativos presentes em SDEE. O objetivo principal da metodologia proposta é garantir a máxima redução das perdas técnicas ao mesmo tempo em que regulariza os níveis de tensão em todo os barramentos perante as diversas condições de carregamento da rede.

A técnica de otimização utilizada é baseada em lógica heurística, onde a comutação de cada dispositivo depende diretamente da efetividade do mesmo em gerar o maior ganho na função objetivo. A justificativa pelo uso da técnica baseia-se no fato de que os métodos heurísticos tendem a reduzir o espaço de procura dentro do total de possibilidades quando direcionam a busca pela solução (PFITSCHER, 2013; MELLO, 2018).

Os dispositivos coordenados pelo VVC neste trabalho foram alocados em rede de média tensão (MT) e compreendem em reguladores de tensão, bancos de capacitores e os inversores fotovoltaicos, responsáveis por realizar a interface de conexão da fonte de geração com a rede elétrica. A metodologia desenvolvida foi implementada mediante a comunicação entre dois softwares, OpenDSS e MATLAB. Basicamente, o primeiro é responsável pelo cálculo do fluxo de potência da rede e todas as análises elétricas e o segundo, pelo controle propriamente dito e as tomadas de decisões.

Os resultados das aplicações são apresentados e comentados com a finalidade de demonstrar a eficácia da proposta. Primeiro é realizado um teste em uma rede de menor porte a fim de verificar o potencial do algoritmo em atingir a melhor configuração possível entre os dispositivos na minimização das perdas, mesmo trabalhando em cima da efetividade de atuação (lógica heurística). Para isto, os resultados do VVC foram confrontados com uma análise exaustiva, onde todas as possibilidades de ajustes foram simuladas.

Na sequência, o controle foi aplicado em três sistemas: duas redes testes do IEEE com 13 e 34 barras, e na rede interna da UFSM. A partir do projeto de eficiência energética em parceria com o grupo CPFL, a rede da universidade sofreu alterações recentemente mediante conexão de novos equipamentos, entre eles estão bancos de capacitores e uma minigeração

fotovoltaica. A propósito das três aplicações é analisar as contribuições do controle desenvolvido a nível de perdas técnicas, tensão e correção do FP.

Espera-se que todo o estudo e os resultados obtidos pela metodologia proposta sirva como base sobre o assunto e que possa proporcionar ideias que contribuam para a evolução de estratégias eficientes na área.

1.2 OBJETIVO DO TRABALHO

Esta dissertação tem como objetivo geral desenvolver uma metodologia de controle volt/var centralizado na subestação que atue de forma coordenada nos equipamentos de controle presentes nas redes, determinando o melhor ajuste entre as variáveis de forma a minimizar ao máximo o valor das perdas técnicas em kW ao longo de um dia de operação.

Como objetivos específicos estão:

- I. Promover o controle coordenado e centralizado de tensão e potência reativa entre equipamentos tradicionais e equipamentos oriundos da eletrônica de potência;
- II. Minimizar as perdas de energia em sistemas de distribuição durante as 24 horas do dia;
- III. Proporcionar melhorias ao perfil de tensão e garantia de que não ocorra transgressões dos limites estipulados;
- IV. Proporcionar a busca pela solução com um número reduzido de combinações a partir da Heurística desenvolvida;
- V. Explorar o potencial dos geradores distribuídos no VVC a partir do controle do FP dos inversores;
- VI. Implementar a estratégia via interface entre os softwares OpenDSS e MATLAB;
- VII. Analisar os ganhos obtidos na função objetivo perante aplicações da estratégia proposta.
- VIII. Demonstrar, via simulações em redes testes, o desempenho do controle desenvolvido em relação ao controle local tradicional;
- IX. Abordar as principais contribuições geradas pelo controle aos SDEE testes e na rede interna da UFSM a nível de perdas, tensão e ajuste do FP.

1.3 REVISÃO DA LITERATURA

A manutenção dos níveis de tensão dentro de limites adequados em conjunto com o gerenciamento do fluxo de potência reativa a partir da coordenação da atuação dos equipamentos, representa a principal função do controle volt/var em redes de distribuição (TAHIR, 2016).

Para um melhor entendimento sobre esta abordagem, é conveniente elucidar alguns pontos pertinentes no desenvolvimento desta revisão bibliográfica. Entre eles estão os tipos de estruturas de controle considerando os diferentes níveis de modernização das redes, as técnicas de otimização desenvolvidas, os tipos de equipamentos usados nos controles e as principais funções objetivos (FO) que podem ser alcançadas após a implementação de um VVC adequado.

A literatura apresenta quatro diferentes formas de estruturar o VVC: controle Local, Centralizado, Descentralizado e Hierárquico. Os autores Li (2018), Mello (2018) e Mercer (2016) salientam que o controle local, a partir de medições locais de tensão e corrente, sem comunicação entre os demais dispositivos, podem gerar atuações desnecessárias e conflitante, onde um equipamento pode neutralizar a ação de outro.

Encontrado em grande parte das pesquisas, o controle centralizado caracteriza-se por apresentar um controlador central que atende a totalidade dos alimentadores da distribuidora e troca informações com todos os dispositivos de controle presentes na rede. Viawan (2008) apresenta uma comparação entre as estruturas de controle local e central. Na primeira, o sistema é operado sem a coordenação entre os controles e a partir de medições locais. Na segunda, o autor propõe um controle de tensão e fluxo de reativos o qual determina e ajusta remotamente a configuração dos equipamentos de controle a partir de um sistema supervisório SCADA (Sistema de Controle Supervisório e Aquisição de Dados), considerando a contribuição da atuação de cada dispositivo na minimização das perdas ao longo de um dia. Como resultado, destaca que o controle da tensão e o gerenciamento do fluxo de potência reativa pode operar longe do considerado ótimo perante a implementação de um controle local apenas e sem coordenação. Em todos os resultados obtidos nas simulações, o controle central e coordenado apresentou maior redução nas perdas elétricas, sendo esta redução ainda maior na presença de geração distribuída (GD).

Van Cutsem (2013) defende que os problemas no perfil da tensão são esperados e agravados com aumento da conexão de GD aos sistemas e que se faz necessário o desenvolvimento de estratégias que sejam eficientes na coordenação das ações dessas gerações

no que diz respeito injeção/absorção de reativos. Assim, a estratégia proposta pelo autor é baseada em uma estrutura de controle volt/var centralizada a partir de um modelo de sensibilidade o qual prevê o comportamento do sistema para um intervalo de tempo futuro. Van Cutsem (2013) adota como função objetivo o controle dos níveis de tensão dentro de valores pré-estabelecidos. As simulações apresentadas utilizaram o sistema IEEE 32 barras operando inicialmente com tensões indesejáveis. Como resultados da aplicação do VVC, o autor obteve a correção das violações de tensão existentes sendo a resposta do controlador central mais rápida quando se adotam penalidades para a transgressão da tensão medida com a tensão de referência. Neste trabalho, porém, não foi considerado a atuação dos demais dispositivos de controle, apenas os geradores distribuídos.

Jabr (2016) também adota uma topologia de controle volt/var centralizado onde trabalha com duas funções objetivos, remover as violações das tensões e reduzir as perdas elétricas no sistema. Neste trabalho, além de controlar a injeção/absorção de reativos por parte da GD, o autor considera a participação de outros controles como o TAP dos transformadores e chaveamento dos bancos de capacitores.

Segundo Abdelmotteleb (2017), a integração dos recursos distribuídos à rede de distribuição traz tanto benefícios quanto desafios para as concessionárias de energia. O autor cita como contribuição a redução dos custos de operação a medida que reduzem as perdas elétricas, a diminuição da compra de energia de outras fontes auxiliares devido à inserção de gerações locais bem como a possibilidade de postergar reformas ao sistema. Por outro lado, o aumento da conexão de geradores distribuídos sem qualquer controle no gerenciamento da potência, podem gerar aumento das perdas, flutuações dos níveis de tensão, fluxo de potência bi-direcional e baixa confiabilidade. Entre todas as desvantagens citadas pelo autor, a que gera maior preocupação são as constantes oscilações das tensões. Assim, Abdelmotteleb (2017) analisa as contribuições da aplicação de um controle central e coordenado aos inversores em três principais pontos: (i) redução das perdas, (ii) aumento da capacidade das linhas e (iii) aumento da capacidade de carregamento dos alimentadores. Os resultados foram comparados com o mesmo inversor operando com fator de potência unitário. Em todos eles, o autor mostra que o sistema obteve ganhos perante aplicação do VVC, trazendo melhorias ao perfil de tensão em todos os pontos da rede.

A descentralização do controle representa uma derivação do controle central. De acordo com Thair (2016), para sistemas de distribuição ativos com grande número de variáveis de

controle, o tempo para resolver um problema de otimização a partir de um controlador central apenas é muito longo, sendo atraente a divisão em sub-regiões e subproblemas.

Zoka (2014) propõe um controle volt/var descentralizado onde objetivo principal da proposta é minimizar as violações de tensão a partir do controle do TAP dos dispositivos tradicionais de controle. No caso dessa estratégia, o sistema é configurado em zonas autônomas (chamadas também de agentes) onde cada uma delas possui seu controlador próprio que responde a partir das medidas locais da região. As medidas obtidas por cada controlador autônomo são envidas à uma memória de dados comum, chamada de “Blackboard Memory” (BM). Esta memória fornece uma plataforma de compartilhamento onde cada agente pode trocar e compartilhar informações sendo a coordenação entre eles o ponto crucial da estratégia. Para mostrar a eficiência do método, o autor faz uma comparação entre uma rede teste operando com controle local apenas e operando a partir da estratégia VVC proposta. Os resultados mostraram que quando o sistema opera com o VVC não há violações de tensões em nenhum nó, diferentemente de quando opera por meio de controle local que, para alguns horários, apresenta transgressão dos níveis de tensão.

A estrutura de controle hierárquica, ou também conhecida como híbrida, faz a união das estruturas de controle local e centralizado, onde as ações são comandadas de acordo com os níveis de prioridade. Liao (2012) propõe uma estrutura de controle hierárquico coordenado em dois níveis ou camadas. A primeira camada é responsável por corrigir as variações nos níveis de tensão ocasionadas pela flutuação da potência de saída dos sistemas fotovoltaicos. Neste nível, os equipamentos tradicionais de controle possuem pouca participação sendo os inversores controlados de forma inteligente para fornecer energia reativa suficiente capaz de compensar estes efeitos. Na segunda camada, as variações de tensão são contornadas a partir dos ajustes de todos os controles do sistema, considerando também a contribuição dos inversores. A coordenação das variáveis de controle é determinada a partir de um problema de otimização que considera a produção solar prevista, o perfil de tensão atual e as condições de carga do sistema. O autor propõe tal método hierárquico e coordenado com o objetivo de manter as tensões dentro dos ranges aceitáveis, diminuindo as constantes flutuações e minimizando as perdas elétricas do sistema.

Assim como Liao (2012), o trabalho de Mercer (2016) também aborda uma metodologia de controle volt/var hierárquica a partir da interação entre controladores locais e centralizados. O objetivo da autora é minimizar as perdas elétricas e trazer melhorias ao perfil de tensão perante aplicação da estratégia proposta. A prioridade de atuação é da camada referente ao

controle centralizado, onde opera em intervalos de tempo de 15 minutos e sobrepõe as definições dos ajustes locais, as quais atuam continuamente e em tempo real. A ideia de ter uma das camadas operando de forma contínua é assegurar que o sistema não fique sem controle entre as operações de comando centralizado. Para demonstrar a eficiência da técnica, Mercer (2016) aplicou em três redes testes do IEEE e obteve resultados satisfatórios em relação à redução dos desvios de tensão e perdas elétricas ao sistema. A autora salienta que as análises envolvendo sistemas FV controlados remotamente a partir do FP, contribuem de forma significativa para a minimização das perdas em potência ativa.

As variáveis de controle são determinadas a partir da natureza dos equipamentos disponíveis na rede. Mello (2018) salienta a divisão entre duas categorias: equipamentos tradicionais de controle e equipamentos oriundos da eletrônica de potência. O primeiro compreende as variáveis de controle como o TAP dos reguladores de tensão e dos transformadores de comutação sob carga, chaveamentos dos bancos de capacitores e atuação dos transformadores de distribuição. O trabalho do autor Wong (2000) apresenta uma técnica VVC para determinar o despacho horário de BC e OLTC com o objetivo de reduzir o número de comutação desses dispositivos ao mesmo tempo em que garante os níveis de tensão operando dentro dos limites adequados. Trabalha com lógica Fuzzy, a partir de previsão de demanda diária, onde a metodologia proposta foi simulada e comparada com métodos tradicionais de controle. Todos os resultados obtidos pelo autor ficaram dentro do esperado.

Lu (1995) também trabalha com a coordenação de BC e OLTC a partir da previsão de carga horária para o dia seguinte, mas nesse caso apresenta como função objetivo a minimização dos desvios dos níveis de tensão. O número de comutações dos dispositivos de controle entra como equações de restrições ao método. Padilha-Feltrin (2014) explora o problema de economia de energia e o alívio do pico de demanda onde, para a formulação do problema, o autor entra com duas funções objetivos onde ambas devem ser minimizadas. A primeira corresponde à potência ativa total fornecida pela subestação e a segunda, os desvios de tensão nas barras do sistema. As variáveis de controle que o método considera é a comutação do TAP do OLTC e do AVR (Relé Regulador Automático de Tensão) assim como também o chaveamento dos bancos de capacitores. Os resultados obtidos da aplicação do método em duas redes de distribuição mostraram-se satisfatórios uma vez que o autor obteve ganhos significativos na economia de energia em um dia típico de operação sem prejudicar a qualidade da tensão.

Paserba (1994) trabalha com a coordenação entre BC e RT, onde destaca como benefícios: (i) diminuição do número de reclamações dos clientes perante melhoramento dos níveis de tensão e (ii) redução do número de chaveamento dos dispositivos. Já Gu (1996) aborda um controle que atua em RT e BC com a finalidade de reduzir as perdas elétricas do sistema.

A segunda categoria refere-se aos equipamentos oriundos da eletrônica de potência conectados à rede elétrica de distribuição. Entre eles estão o controle da injeção/absorção de reativos através dos geradores distribuídos, compensadores estáticos (STATCOM), sistemas de armazenadores de energia, comutação dos transformadores de estado sólido e veículos elétricos. Jakus (2015) propõe um controle de tensão e potência reativa pela coordenação da posição do TAP do OLTC e da injeção/absorção de reativos pelos geradores distribuídos (eólicos e fotovoltaicos) cujo o principal objetivo é minimizar as perdas em potência ativa nos sistemas de distribuição. O autor salienta que, para SDEE com baixo carregamento, o aumento de conexões de GD tendem a agravar problemas referentes às perdas de energia ao longo das linhas e alimentadores. Dentro desse contexto, utiliza a técnica de decomposição de Banders a qual atua diretamente no despacho de ativos e reativos a partir dos recursos distribuídos existentes e no controle do TAP dos transformadores com comutação sob carga. Atribui como restrições o número de comutação do OLTC, limites de 0,95 indutivo e capacitivo para variação do FP dos inversores e o controle dos níveis de tensão em todo o sistema.

Os trabalhos dos autores Oshiro (2010) e Raghavendra (2016) também exploram o controle VVC aplicado à geradores distribuídos e OLTC porém, o primeiro aborda uma técnica de otimização off-line a partir de previsões de carga e de geração. Já o segundo, um controle online e em tempo real.

Long (2019) desenvolveu uma metodologia de controle volt/var a qual coordena o chaveamento dos bancos de capacitores e OLTC em conjunto com a injeção/absorção de potência reativa a partir dos inversores. De acordo com o autor, o controle volt/var aplicado aos inversores pode atenuar os impactos gerados pelos DER na regulação da tensão em SDEE. Justifica que esses equipamentos apresentam maior velocidade de resposta perante mudanças nos níveis de tensão e a quantidade de potência reativa injetada/absorvida à rede pode ser ajustada de forma contínua. O controle proposto foi estruturado de forma centralizada e trabalha com previsão de carga e geração para o dia seguinte. A função objetivo compreende em minimizar os desvios de tensão juntamente com a minimização da atuação do OLTC. Para comprovar a eficiência do método, o mesmo foi aplicado à um sistema de 47 barras com perfil de carga predominantemente industrial onde Long (2019) considera três dias com

características diferentes para as simulações: (i) alto carregamento e alta geração pelos PV, (ii) alto carregamento e baixa geração e (iii), carregamento leve e alta geração. O autor concluiu a partir dos resultados obtidos que o controle aplicado aos inversores gerou um perfil de tensão mais contínuo e plano ao mesmo tempo que reduziu a atuação do OLTC. Para os estudos de caso em que não fora aplicado o controle volt/var aos inversores (apenas aos equipamentos convencionais), o sistema apresentou períodos de subtensão e/ou sobretensão.

Das publicações referenciadas até então e em conformidade com o que se encontra na literatura, três tipos de funções objetivos são mais exploradas. Redução das perdas elétricas (GU,1996; VIAWAN, 2008; JASHFAR, 2014; MERCER, 2016), minimização dos desvios de tensão (VAN CUTSEM, 2013; ZOCCA, 2014; OSHIRO, 2016; REGHAVENDRA, 2016) e controle da comutação dos equipamentos (PASERBA, 1994; WONG, 2000). Alguns trabalhos trazem a combinação de duas ou mais funções objetivos. Jabr (2016) propõe um VVC que garante a redução das violações de tensão e a minimização das perdas elétricas. Sheng (2016) pretende minimizar as perdas elétricas e número de comutações dos equipamentos. Mello (2018), combinação entre redução do número de violações de tensão e número de chaveamento dos dispositivos.

Existem diferentes vertentes de pesquisas relacionadas as técnicas aplicadas na otimização do controle de tensão e potência reativa em sistemas de distribuição. Tais técnicas baseiam-se em estruturas descentralizadas ou centralizadas onde a ação dos equipamentos de controle é definida de acordo com a função objetivo do método, respeitando as restrições de operação impostas para a correta operação do sistema. Na sequência são apresentados alguns trabalhos com diferentes técnicas utilizadas na otimização.

Hong (2007) desenvolveu um método de controle volt/var cujo principal objetivo é minimizar as perdas elétricas satisfazendo todas as restrições de operação do sistema. Utilizando Algoritmo Genético (AG) como método de otimização, o controle apresentado pelo autor atua sobre geradores eólicos através de reguladores automáticos de tensão (AVR), bancos de capacitores e no TAP de transformadores. Na formulação do problema, os AVRs são classificados como variáveis contínuas ao passo que o TAP dos transformadores e bancos de capacitores, como variáveis discretas. Hong (2007) usa dois métodos diferentes na decodificação das variáveis discretas, tabulação binária e código Gray. Para validar a proposta, o autor simula o algoritmo desenvolvido em duas redes testes de distribuição, onde os resultados comparam a rede operando sem controle (apenas a partir do cálculo do fluxo de potência), com tabulação binária GA e código Gray GA. Todos os resultados obtidos pelo autor satisfizeram a

FO do método, reduzindo as perdas em relação aos sistemas sem controle volt/var. Conclui, ainda, que utilizando o código Gray, o número de interações diminui e o algoritmo converge mais rápido quando comparado com o código de tabulação binária. Entretanto, a metodologia proposta não considera o potencial dos equipamentos da eletrônica de potência no controle dos níveis de tensão e no gerenciamento de potência reativa na rede.

Jafari (2018) também propõe um controle VVC utilizando AG e aplicado ao FP dos inversores inteligentes. O autor salienta que o aumento considerável de DER aos sistemas de distribuição dificulta o processo de otimização dos perfis de tensão. Utiliza quatro funções objetivos na formulação do problema: (i) minimização dos desvios de tensão, (ii) minimização das perdas em potência ativa, (iii) minimização da potência reativa injetada pelos inversores e (iv) minimização da potência reativa absorvida pelos inversores. A estratégia proposta foi aplicada ao sistema 13 barras do IEEE para três horários (1, 12 e 13 horas). O autor analisa a resposta do VVC perante aplicação das FO (i) e (ii) com os impactos da: minimização da potência reativa injetada (caso 1) e com a minimização da potência reativa absorvida (caso 2). Por último, simula as quatro FO juntas. Como resultado, Jafari (2018) mostra que o controle para todos os casos minimizou as perdas elétricas do sistema em relação ao caso base e salienta que, para os horários analisados, as perdas são mais dependentes da potência reativa injetada do que a reativa absorvida. A rede analisada contava com a presença de outros dispositivos de controle de tensão e reativos como banco de capacitores e reguladores de tensão, porém o autor não os considerou na formulação e na coordenação entre todos os dispositivos, o que possivelmente acarretaria uma maior contribuição na minimização das perdas.

Liang (2003) propõe um controle de tensão e potência reativa para redes de distribuição utilizando a lógica Fuzzy. O algoritmo desenvolvido visa determinar a melhor combinação entre o TAP do LTC com o chaveamento de bancos de capacitores (shut e ao longo do alimentador) em um dia inteiro de operação. A formulação do controle compreende em (i) reduzir os desvios de tensão no secundário do transformador, (ii) reduzir o fluxo de potência reativa e as perdas em potência ativa através do transformador principal, (iii) restringir o número de operação do LTC e bancos de capacitores em um dia de operação. Matematicamente, a equação da função objetivo envolve minimização do somatório das variáveis citadas. Para demonstrar a eficiência do método, o mesmo foi aplicado em um sistema real e os resultados comparados com outros métodos de controle convencionais. Na rede em questão, para as 24 horas do dia e também considerando os 7 dias da semana, o método proposto mostrou-se satisfatório uma vez que atingiu todos os objetivos. Entretanto, a metodologia desconsidera a

contribuição de recursos distribuídos e outros equipamentos da eletrônica de potência no controle de tensão e reativos do sistema.

Sajad (2014) traz uma proposta de controle volt/var/thd onde consideram como variável de controle adicional a capacidade dos inversores em injetar/absorver potência reativa a partir de lógica Fuzzy. O principal objetivo é encontrar o melhor despacho para os bancos de capacitores da subestação e dos alimentadores, melhor configuração da posição do TAP do OLTC e quantidade de potência reativa injetada ou absorvida pelos inversores respeitando as restrições estabelecida na qualidade do fornecimento de energia. O grande diferencial do trabalho compreende em controlar e analisar a injeção de corrente harmônica ao sistema causada pela operação dos inversores. O objetivo principal do autor é reduzir as perdas elétricas e as variações da tensão. As simulações foram divididas em estudos de casos onde o autor conclui que o controle volt/var/thd, quando aplicado aos inversores, gera a maior redução nas perdas elétricas e também proporciona reduções expressivas dos desvios de tensão, de 9,44% para menos de 1,06%.

Mello (2017) desenvolveu uma estratégia de controle volt/var central e coordenado em tempo real para redes inteligentes onde adota como função objetivo a redução do número de violações dos níveis de tensão em todos os barramentos do sistema e também o número de chaveamento dos equipamentos convencionais de controle. A estratégia proposta coordena equipamentos tradicionais (bancos de capacitores e reguladores de tensão) e eletrônicos (geradores distribuídos e STATCOM) a partir de dois controladores Fuzzy em cascata. Mello, (2017) salienta que os inversores de frequência conectados aos GDs possuem alta capacidade de operação e o número de comutações não prejudica a vida útil do equipamento. Como resultado, a autora aplica o método VVC em redes testes do IEEE, onde todos os resultados atenderam as duas funções objetivos e as restrições operacionais impostas.

Bie (2006) desenvolveu uma técnica de controle de tensão e potência reativa a partir de métodos Heurísticos com o objetivo de reduzir ao máximo as perdas elétricas durante um dia de operação. Trabalha com a coordenação do TAP do OLTC e chaveamento de bancos de capacitores onde algoritmo foi aplicado em um sistema teste com 61 barras. Os estudos de casos compreenderam em analisar os ganhos na FO antes e depois da aplicação do VVC. Para todos eles, além de reduzir as perdas em energia (MWh), o autor salienta que o método atinge o objetivo proposto a partir de uma solução simplificada de operação dos dispositivos de controle.

Semelhante ao trabalho dos autores Bie (2006), Mokgonyana (2014) também desenvolveu uma metodologia Heurística de controle volt/var para redes de distribuição aplicada aos equipamentos tradicionais de controle. A estratégia foi estruturada de forma descentralizada e a solução do fluxo de potência é determinada pelo método de Newton. O objetivo principal do autor é reduzir as perdas e a variação do perfil de tensão durante um dia de operação. O autor analisou a resposta do método para diferentes cenários de operação dos SDEE onde os resultados das simulações minimizaram tanto o valor das perdas elétricas quanto os desvios de tensão. Mokgonyana (2014) frisa que o controle centralizado pode priorizar uma função objetivo sobre a outra, dependendo das configurações setadas.

Os dois trabalhos envolvendo métodos Heurísticos encontrados na literatura e citados acima, trabalham apenas na coordenação entre equipamentos tradicionais de controle. Desta forma, a presente dissertação vem com o propósito de dar sequência ao estudo, propondo um método que também direciona a busca pela solução, mas que considera a contribuição de equipamentos provenientes dos DER junto na coordenação do controle (neste caso, os inversores conectados junto aos geradores distribuídos fotovoltaicos). Como pode ser visto ao longo desta revisão bibliográfica, a presença dos mesmo nos atuais sistemas de distribuição está cada vez mais expressiva e medidas preventivas devem ser tomadas a fim de suprir todos os impactos gerados aos SDEE.

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em 5 capítulos sendo os principais pontos especificados a seguir:

O Capítulo 2 traz os conceitos básicos sobre controle de tensão e potência reativa em redes de distribuição. Apresenta as estruturas de controle apontando suas diferenças e as principais vantagens e desvantagens. Por fim, detalha as normativas que regulamentam os níveis de tensão e conexão de sistemas fotovoltaicos aos sistemas de distribuição.

O Capítulo 3 apresenta a estratégia de controle volt/var desenvolvida. Primeiro traz a formulação do problema, descrevendo a função objetivo do método e suas restrições operacionais. Na sequência, descreve a lógica do algoritmo em etapas de simulação e traz todas as especificações dos equipamentos utilizados nas simulações e resultados do capítulo 4, detalhando os dados elétricos e como o controle atua em cada dispositivo. Finaliza demonstrando como o VVC foi implementado.

O Capítulo 4 traz as simulações e resultados das aplicações do algoritmo. Primeiro é realizado uma comparação da resposta entre a metodologia proposta e uma análise exaustiva. Na sequência, o controle é aplicado em três sistemas: duas redes testes do IEEE, 13 e 34 barras, e na rede interna da UFSM.

Para finalizar, o Capítulo 5 traz as considerações finais do trabalho desenvolvido, com as principais conclusões, contribuições, trabalhos publicados e propostas para trabalhos futuros.

2. CONTROLE COORDENADO DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Neste capítulo é dado ênfase aos conceitos, requisitos e benefício da aplicação do VVC nos SDEE. Na sequência, é apresentado as estruturas de controle local, descentralizado, centralizado e hierárquico abordando suas principais vantagens e desvantagens. Por fim, são detalhadas as normas brasileiras que regulamentam os níveis de tensão e as normativas nacionais referentes à conexão de GD fotovoltaica aos sistemas de distribuição.

2.1 CONCEITOS DE CONTROLE VOLT/VAR

O controle de tensão e potência reativa vem sendo amplamente explorado e estudado nos últimos anos com o objetivo de melhorar o desempenho dos sistemas de distribuição e manter a tensão em níveis adequados em todos os pontos do alimentador perante as mais diversas condições de operações da rede (TAHIR, 2016; MERCER, 2016). A ideia principal é garantir o fornecimento ininterrupto de energia aos consumidores finais, satisfazendo todos os requisitos operacionais exigidos pela agência reguladora, ANEEL, no que diz respeito à qualidade e confiabilidade de operação dos SDEE (VIANNA, 2009).

Em síntese, os métodos de controle volt/var visam otimizar as atuações dos equipamentos em campo, determinando o melhor ajuste para cada dispositivo de acordo com as condições operação e de carregamento atual do sistema. Podem ser implementados de forma online, com medições em tempos reais e ações automáticas (MELLO, 2017; RAGHAVENDRA, 2016; JABR, 2016) ou off-line, em horários pré-estabelecidos ou a partir de previsões de carga para o dia seguinte (OSHIRO, 2010; VAN CUTSEM, 2013; JASHFAR, 2014).

Atuam na coordenação entre os equipamentos de controle de tensão e equipamentos fontes de energia reativa. Como dito na revisão bibliográfica, a coordenação destas variáveis de controle segue uma ou mais funções objetivos pré-estabelecidas no algoritmo, as quais devem respeitar e atender à todas restrições operacionais impostas para o correto funcionamento dos sistemas.

Inúmeros são os benefícios gerados aos SDEE perante adoção de estratégias eficientes de controle de tensão e potência reativa, entre eles estão:

- Redução das perdas em energia a partir do gerenciamento do fluxo de potência reativa nas linhas e transformadores. A energia reativa fornecida adequadamente pelos equipamentos de controle compensa parte da demanda diária solicitada pelas cargas. Desta forma, ao mesmo tempo em que aumenta a capacidade de transmissão de potência ativa, contribui para o ajuste do FP da rede e um melhor aproveitamento do sistema.
- Controle dos níveis de tensão, possibilitando que todos os ramais do sistema operem dentro dos limites estabelecidos por norma.
- Aumento da vida útil dos equipamentos. A coordenação entre os controles evita atuação desnecessárias e conflitante ao mesmo tempo em que explora o potencial de atuação dos dispositivos eletrônicos como armazenadores de energia, inversores de frequência conectados aos geradores distribuídos e transformadores de distribuição com comutação eletrônica do TAP.
- Melhor utilização do potencial dos geradores distribuídos. Garantia de operação adequada no ponto de conexão a partir do controle apropriado da injeção/absorção de reativos à rede.
- Respeito as normativas referentes ao controle de qualidade e confiabilidade. Os métodos VVC garantem que restrições operacionais não sejam violadas nas mais diversas condições de operação dos alimentadores de distribuição.

Entretanto, levando em consideração a extensão e a abundância de elementos que compõem os atuais sistemas de distribuição é imprescindível para a implementação de técnicas de VVC eficientes, um nível adequado de modernização dos SDEE que viabilize a supervisão, controle e troca de dados entre todos os pontos e dispositivos da rede. Dentro deste contexto, as distribuidoras de energia têm investido, nas últimas décadas, em tecnologia voltadas para o gerenciamento de dados nos centros de operação da distribuição (DMS, *Distribution Management System*).

Basicamente, o DMS é uma plataforma computacional eficiente que possibilita a integração, controle e monitoramento entre os diversos componentes do sistema. Apresenta funções básicas do sistema SCADA, onde todos esses recursos proporcionam a atuação diretamente nos controladores dos equipamentos em campo e no planejamento da operação

(VIANNA, 2009). Permite, também, comunicação com outros sistemas de informações para o suporte às tomadas de decisões. Entre os principais estão:

- ❖ Sistema de Controle e Aquisição de Dados (SCADA): responsável pelo monitoramento e controle em tempo real de todos os dispositivos em campo. Para sistemas DMS que atuam em problemas de controle volt/var, o sistema SCADA é responsável por enviar ao controlador central a configuração atual dos equipamentos em campo e dados de tensão e corrente, que por sua vez realiza o processo de otimização. Os resultados da tomada de decisão pelo DMS retornam a campo via SCADA e são atualizados nos dispositivos. (MELLO, 2017).
- ❖ Sistema Avançado de Medição (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*): fornece dados em tempo real de tensão, corrente e potência consumida/injetada pelos clientes;
- ❖ Sistema de informação Geográfica (GIS, *Geographic Information System*): possibilita visualizar e localizar os componentes e equipamentos presentes nas redes de distribuição a partir de informações georreferenciadas.
- ❖ Sistema de Gerenciamento de Interrupção (OMS, *Outage Management System*): responsável por detectar e localizar defeitos nos sistemas assim como promover a interrupção e o reestabelecimento do fornecimento de energia.
- ❖ Sistema de Automação da Distribuição (DA, *Distribution Automation System*): compreende em ações automáticas, coordenadas e inteligentes com o objetivo de corrigir transgressões operacionais encontradas nos SDEEs, tornando-os mais eficientes e confiáveis. Pode ser realizadas via SCADA e operadas pelo DMS ou a partir de dispositivos inteligentes coordenados entre si (VIANNA, 2009).

Por fim, salienta-se que o tipo de técnica e estrutura de controle aplicado aos SDEE depende diretamente do grau de modernização dos mesmos, sendo responsabilidade das concessionárias a escolha pela técnica mais adequada e que gere resultados promissores. A próxima seção traz uma análise mais detalhada sobre as diferentes formas em que o VVC pode ser estruturado variando de acordo com as tecnologias disponíveis em cada sistema.

2.2 ESTRUTURAS DE CONTROLE

A complexidade do controle volt/var aplicado aos sistemas de distribuição depende da topologia da rede, infraestrutura de comunicação de dados, total da área de abrangência bem como quais equipamentos disponíveis serão utilizados no controle. Quatro tipos de estrutura de controle são mais utilizadas: Local, Descentralizado, Centralizado e Hierárquico.

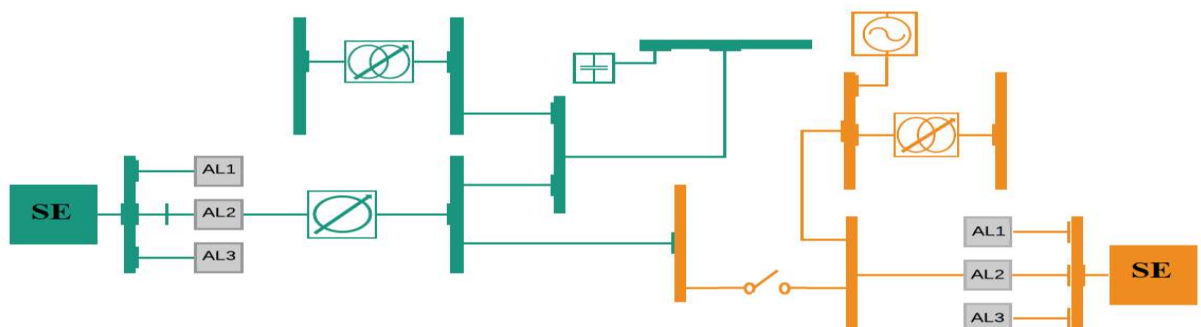
2.2.1 Controle Local

Representa a forma mais simples de controle onde a arquitetura não necessita de uma infraestrutura de comunicação de dados. Caracteriza-se pela simplicidade de implementação e baixo custo (LI, 2018).

A regulação dos equipamentos é feita de forma local e independente a partir de valores preestabelecidos, os quais são calculados em estudos off-line da rede perante condições de operações típicas da mesma (ROYTELMAN, 2000; MELLO, 2018). Ou seja, a ação dos controladores é disparada quando os valores de tensão e corrente, medidos localmente, violam os limites estipulados.

A principal desvantagem é que as configurações pré-ajustadas nos controladores locais não acompanham as variações diárias das cargas e desconsideram as atuações dos demais equipamentos presentes na rede e que atuam para o mesmo propósito. A falta de comunicação entre eles impossibilita a otimização, podendo fazer com que um dispositivo contrarie a atuação do outro (LI, 2018). Como consequência, cenários de instabilidade de tensão podem ser gerados assim como a diminuição da vida útil dos equipamentos perante atuações desnecessárias (MILLER, 2013).

Figura 1 - Controle Local.



Fonte: Próprio autor.

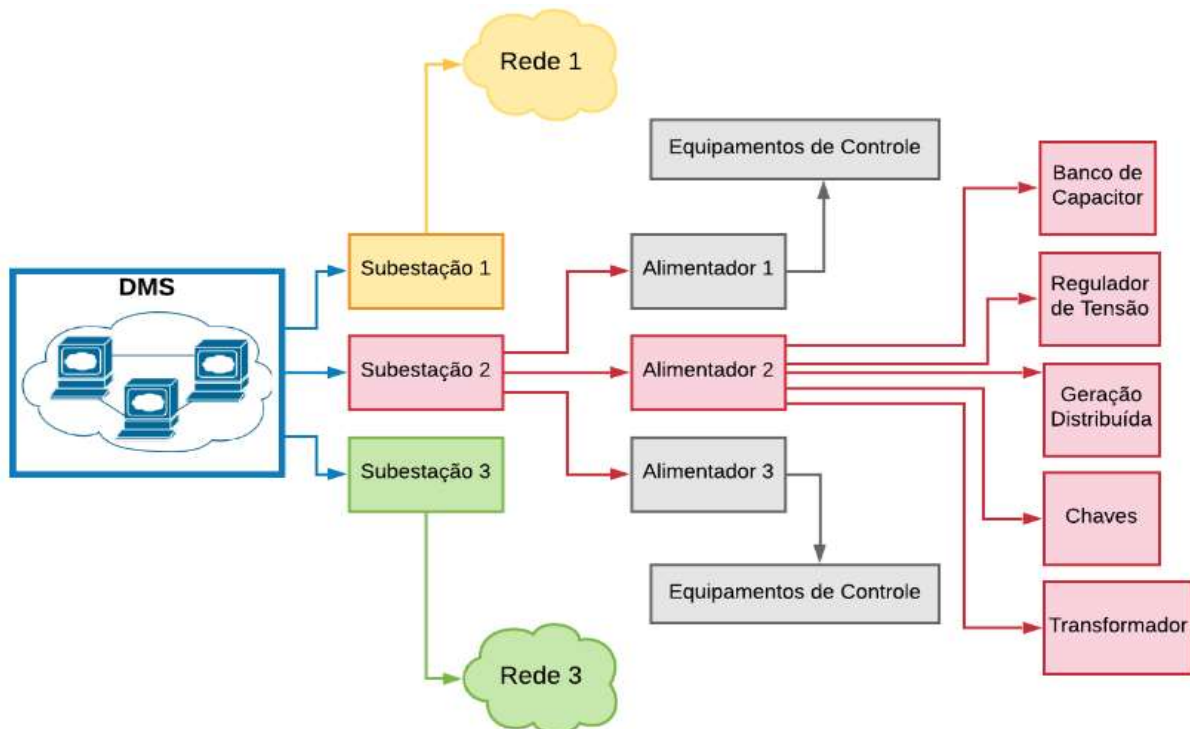
2.2.2 Controle Centralizado

Necessita de uma infraestrutura de comunicação de dados robusta e confiável. Todas as informações do sistema são enviadas periodicamente à um controlador central DMS, que é responsável pelo gerenciamento e controle de toda a rede de concessão da distribuidora. A central de controle aplica a otimização determinando a melhor configuração para cada equipamento (TAHIR, 2016; MERCER, 2016; MELLO, 2017; LI, 2018).

Por controlar uma extensão de área maior, atendendo mais alimentadores, a aplicação de uma estratégia com controle centralizado eficaz depende estritamente da estrutura da rede da concessionária e o grau de modernização (MERCER, 2016; MELLO, 2018). Quanto mais avançada infraestrutura de comunicação, com monitoramento entre todos os canais e dispositivos de controle com o controlador central, mais viável e efetivo torna-se a aplicação.

A desvantagem é que para a operação correta por meio desta estrutura, o sistema de comunicação de dados não pode falhar e dificilmente é implementada em tempo real devido a troca muito grande de informações com uma central de controle. A Figura 2 traz a arquitetura simplificada do controle centralizado.

Figura 2 – Controle centralizado



Fonte: Próprio autor.

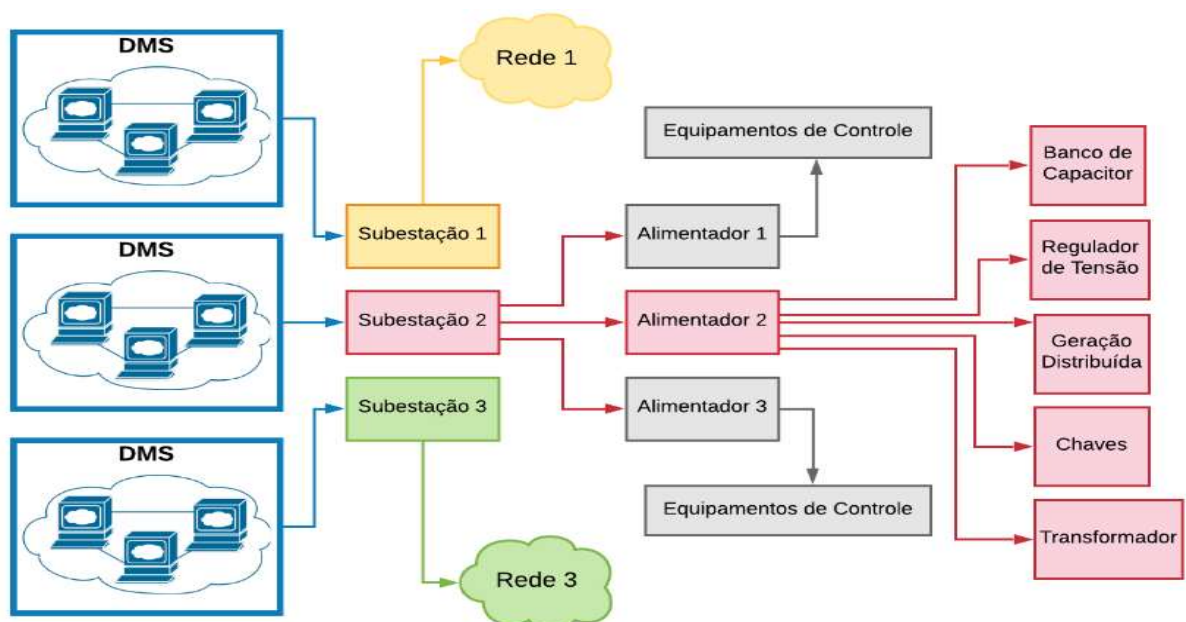
2.2.3 Controle Descentralizado

É classificado como uma derivação do controle centralizado pois não abrange toda a área de concessão da distribuidora, geralmente atua dentro de uma zona delimitada (TAHIR, 2016; SINGH, 2016). Também difere do controle local pois apresenta infraestrutura de comunicação, a qual é aplicada entre os dispositivos de controle pertencentes à uma mesma região.

A lógica do controle é programada na subestação de cada zona através de um sistema DMS próprio (MERCER, 2016; MELLO, 2018), podendo cada uma delas apresentar funções objetivas distintas e independentes (TAHIR, 2016). Por este motivo, é chamado também de controle centralizado na subestação.

A vantagem em relação ao controle central é que considerando sistemas de distribuição ativos de maior porte, onde existem um número maior de variáveis de controle, a descentralização em sub-regiões e subproblemas apresenta uma troca de informações mais rápida e não requer investimentos tão altos em infraestruturas. Como dito anteriormente, existe a necessidade de meios de comunicação apenas entre os dispositivos de controle de cada região e não entre todos os alimentadores e equipamentos da rede com o controlador central. Logo, quanto maior o número de alimentador por SE e equipamentos controláveis, mais atrativo este tipo de controle se torna (TAHIR, 2016; MERCER, 2016).

Figura 3 - Controle descentralizado.



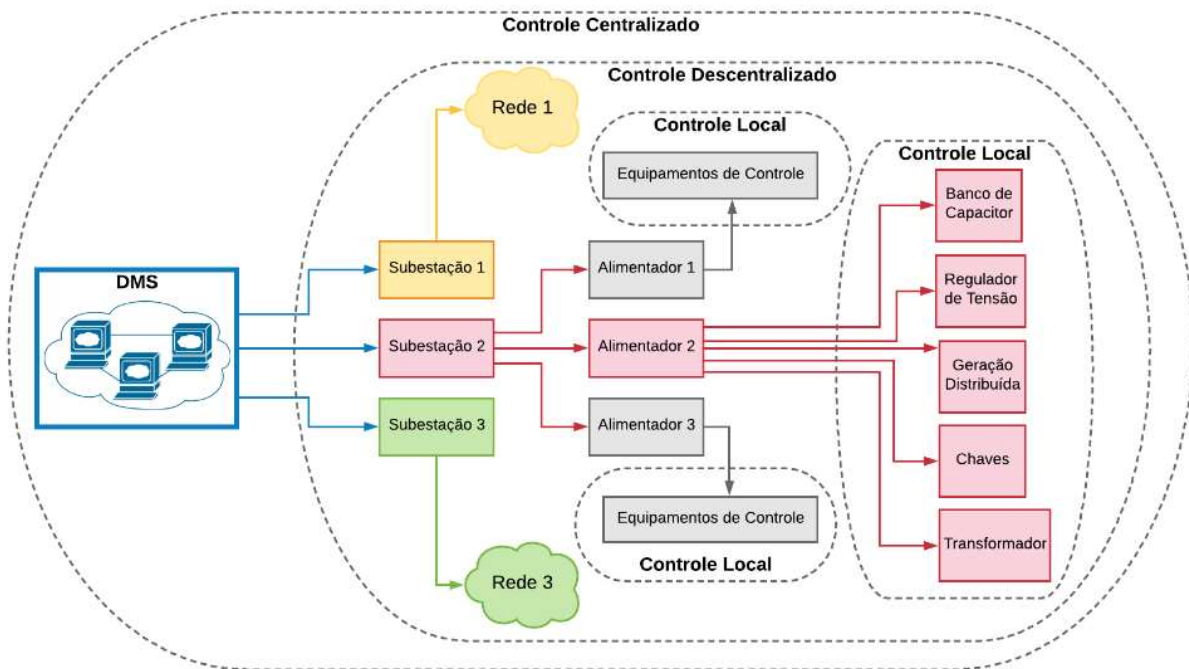
Fonte: Próprio autor.

2.2.4 Controle Hierárquico

A estrutura de controle hierárquica (ou híbrida), caracteriza-se por apresenta vários controladores organizados em níveis, onde aqueles pertencentes às camadas inferiores cumprem decisões dos controles das camadas superiores. Em geral, as camadas subdividem-se em (i) controladores locais, (ii) controladores descentralizados e (iii) controladores centralizados (LIAO, 2012; HAN, 2014).

A vantagem em associar as diferentes estruturas é que o sistema não fica totalmente dependente de possíveis falhas na infraestrutura de comunicação de dados (controle centralizado) e das incertezas de operação adequada de um controle local apenas (MERCER, 2016). Porém, deve apresentar suporte de hardware e software para a coordenação entre as camadas (MELLO, 2018). A Figura 4 traz um exemplo de estrutura de controle hierárquico.

Figura 4 - Controle Hierárquico.



Fonte: Próprio autor.

2.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS

As diretrizes as quais regulamentam a qualidade de fornecimento de energia aos consumidores finais, delimitando os valores de tensão para operação adequadas dos SDEE, são estabelecidas pelo módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) e especificadas nesta presente seção. Adicionalmente, é apresentado a normativa referente à conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos, NBR 16149, e os limites de variação do FP dos inversores de frequência de acordo com a potência ativa produzida por cada unidade geradora.

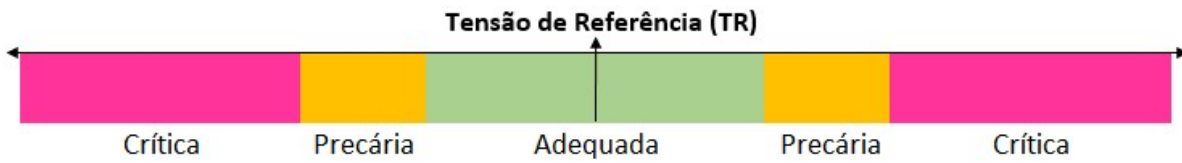
2.3.1 Normativas quanto aos limites de tensão – PRODIST módulo 8

Dividido em três seções, o módulo 8 do PRODIST trata de procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica no sistema elétrico nacional. Limites e valores de referência para a tensão e de possíveis perturbações na forma de onda (desequilíbrio e flutuação) são especificados na primeira seção do módulo, relativo à qualidade do produto.

A avaliação da tensão em regime permanente é realizada através de um conjunto de leitura no ponto de conexão com rede de distribuição, entre distribuidoras e unidades consumidoras. Tais medições são comparadas com a tensão nominal ou contratada (tensão de referência). De acordo com a ANEEL, os valores das tensões obtidos pelas medições e o valor de referência devem permanecer dentro dos padrões adequados, sendo responsabilidade das distribuidoras adotar técnicas para realizar o acompanhamento dentro de sua área de concessão, sempre atuando de forma preventiva.

Os limites dos indicadores para a tensão em regime permanente são divididos em três categorias: adequado, precário ou crítico, como mostra a Figura 5. A divisão em categorias traz a dimensão do quão afastado estão os valores das medições obtidas com o valor de referência, ou seja, mostra a faixa de variação da tensão de leitura (TL) em relação a tensão de referência (TR).

Figura 5 – Categorias de operação das tensões em regime permanente para sistemas de distribuição.

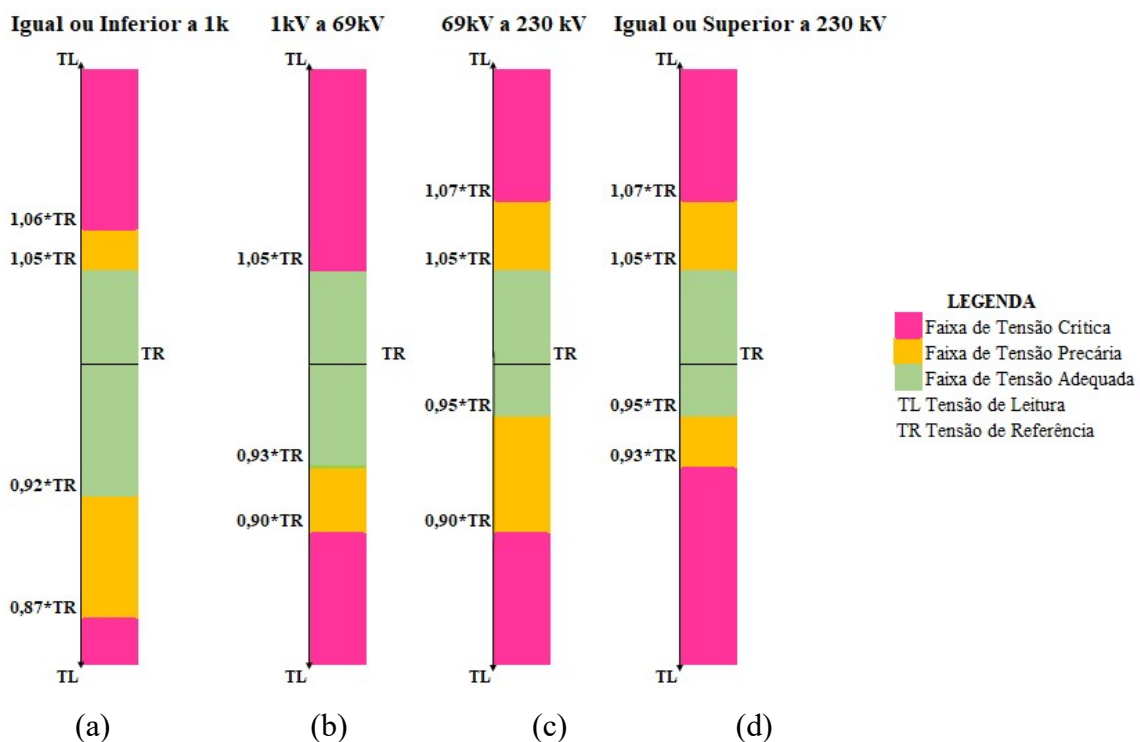


Fonte: Próprio autor.

A faixa de classificação das tensões em regime permanente, correspondente a tensão de referência ou nominal contratada, são definidas como: igual ou inferior a 1kV, de 1kV até 69kV, 69kV até 230kV e superior ou igual a 230kV. A Figura 6 traz essa classificação com os limites estipulados para a variação da TL em cada situação.

O conjunto de leituras válidas geram os índices de duração relativa da transgressão para a tensão precária e crítica, onde as distribuidoras tem o dever de compensar os consumidores prejudicados com transgressões que excedam os limites estipulados para cada um desses indicadores. De modo geral, o procedimento de compensação é realizado na fatura com um prazo de dois meses subsequentes ao mês civil em que constatou a última perturbação.

Figura 6- Faixa de classificação de tensões em regime permanente (TR). (a) igual ou inferior a 1kV, (b) de 1kV até 69kV, (c) de 69kV até 230kV e (d) igual ou superior a 230 kV.



Fonte: Próprio autor.

2.3.2 Normativas nacionais quanto à conexão de sistemas fotovoltaicos aos SDEE

As primeiras normativas brasileiras referentes a adesão de pequenas unidades geradoras ao sistema elétrico ocorreram a partir da Resolução Normativa (RN) 482 da ANEEL de 2012 revisada em 2015, na RN 687 (ANEEL, 2015). Baseado nos padrões europeus IEC 61727 e pela norma alemã VDE-AR-N 4105, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) desenvolveu a NBR 16149 (2013) onde especifica as características de interface de conexão dos sistemas fotovoltaicos à rede elétrica de distribuição, a qual está em vigor até hoje.

Os requisitos estabelecidos pela norma referem-se à tensão, cintilação, frequência, distorção harmônica e fator de potência onde todos estes parâmetros determinam a qualidade de energia fornecida pelo sistema FV à rede no ponto de conexão (ABNT, 16149). Com relação ao fator de potência e a injeção/absorção de potência reativa, são estabelecidos pela norma três formas de ajustes de acordo com a potência nominal do sistema, onde o controle deve ser feito pelo inversor de frequência: (i) Até 3kW, (ii) De 3kW à 6kW e (iii) Potência nominal superior a 6kW.

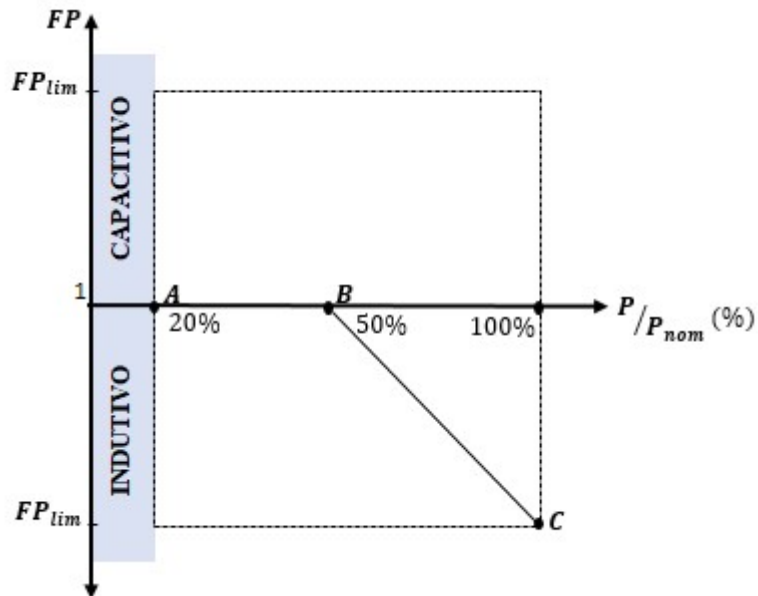
i. Potência nominal do sistema FV menor ou igual a 3kW

Nesta condição, o sistema deve operar com fator de potência unitário ($FP=1$) ajustado de fábrica. A tolerância de ajuste no FP pode variar de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo (ABNT 16149, 2013).

ii. Potência nominal do sistema FV entre 3kW à 6kW

O valor do FP pode variar entre a faixa de valores limites de 0,95 indutivo e capacitivo, seguindo a curva da Figura 7 onde os pontos A, B e C correspondem ao percentual do valor da potência ativa nominal (20%, 50% e 100%, respectivamente). É importante ressaltar que só é permitido a injeção/absorção de reativos à rede se a potência gerada corresponder a pelo menos 50% da potência nominal do inversor. Outro ponto limitante quanto a utilização da curva são os valores de tensão de ativação (V_{at}) e desativação (V_{desat}). Ou seja, a curva só pode ser habilitada quando a tensão da rede ultrapassar a tensão de ativação estipulada entre 1pu à 1,1pu, com padrão de fábrica em 1,04pu. De forma semelhante, a curva deve ser desabilitada para tensões entre 0,9pu à 1pu, ajustado em 1pu de fábrica. Isto permite que haja absorção de reativos apenas quando a rede operar com níveis mais alto de tensão. Quando é desativado a curva, o sistema FV volta a operar com FP unitário (NBR 16149, 2013; ALVES, 2017).

Figura 7 - Limites de operação do fator de potência em sistemas fotovoltaicos de acordo com a potência ativa injetada no ponto de conexão com a rede.



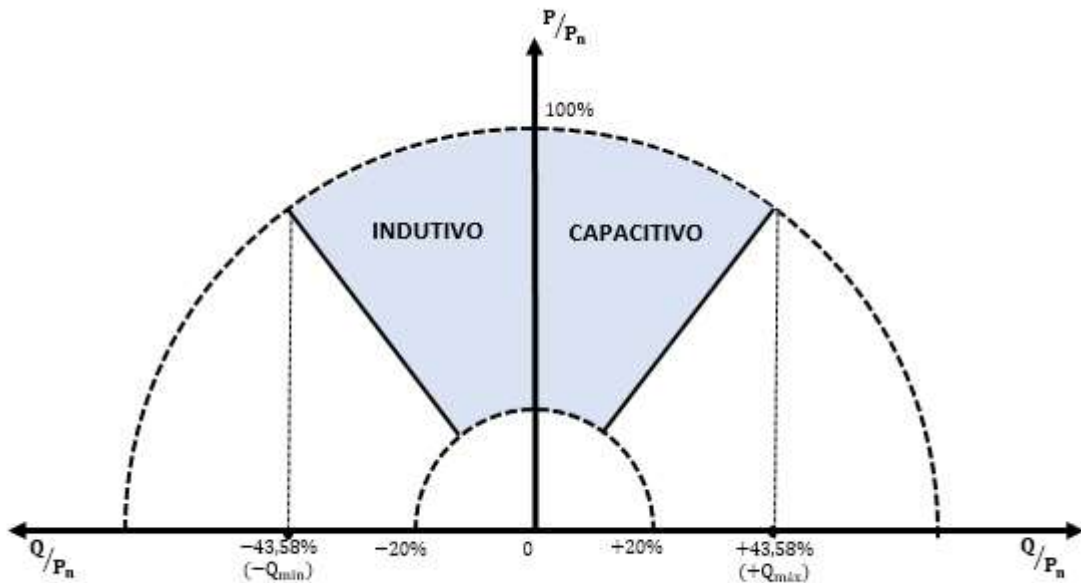
Fonte: Adaptado de IEC 61727.

iii. Potência nominal do sistema FV igual ou maior que 6 kW

De acordo com a ABNT, o inversor pode operar de duas maneiras para este nível de potência nominal do sistema FV. A primeira delas é seguir as mesmas normativas do item anterior, mas agora com $FPlim$ na faixa de 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo. Ou, a segunda, realizando o controle Var da potência reativa a partir da curva padrão da Figura 8.

A curva da Figura 7 e da Figura 8 diferem em dois pontos principais. O primeiro ponto é que para o sistema FV com potência nominal igual ou maior que 6 kW, a injeção/absorção de reativos pode ser iniciada quando a potência gerada corresponder a 20% da potência nominal do inversor até os valores limite de Q ($\pm 43,58\%$) os quais correspondem aos limites do FP de 0,90 indutivo e capacitivo. O segundo ponto é que nesta situação é permitido que o sistema fotovoltaico opere também com FP capacitivo, fornecendo reativos à rede.

Figura 8 - Limites para injeção e absorção de potência reativa do inversor conectados a sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Adaptado de (ABNT,2013).

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo teve como objetivo principal elucidar os principais conceitos referentes ao controle de tensão e potência reativa em sistemas de distribuição, abordando os benefícios e requisitos operacionais entre as diferentes arquiteturas em que o VVC pode ser configurado. Além disso, trouxe uma revisão das normativas estabelecidas pelo módulo 8 do PRODIST e pela ABNT NBR 16149. A primeira traz diretrizes quanto aos procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica, onde o foco principal para esta dissertação foram as regulamentações referentes aos níveis de tensão em SDEE. A segunda especifica todas as características de interface entre os sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição no ponto de conexão. Entre elas estão os limites de operação para FP dos inversores de acordo com a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos, podendo o inversor injetar ou absorver reativos à rede a fim de trazer benefícios ao perfil de tensão.

3. MÉTODO HEURÍSTICO DE CONTROLE VOLT/VAR

Este capítulo é destinado a apresentação da metodologia de controle volt/var coordenado, baseada em uma estrutura de controle centralizada que visa a redução das perdas técnicas em redes de distribuição. Primeiramente é desenvolvido a formulação do problema, determinando e equacionando as variáveis de controle presentes na função objetivo e nas restrições operacionais. Na sequência, é descrito as etapas de simulação do algoritmo e os equipamentos de controle de tensão e reativos utilizados nesta dissertação. Por fim, é apresentado a forma como foi implementado o controle a partir dos softwares OpenDSS e MATLAB na obtenção dos resultados. A lógica baseia-se em métodos heurísticos e tem por finalidade encontrar a melhor combinação entre os ajustes dos equipamentos presentes na rede que forneça o menor valor de perdas em potência ativa sem violar os limites das restrições imposta.

3.1 DETERMINAÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CONTROLE

A formulação de um problema de controle volt/var geralmente subdivide-se em dois subproblemas principais, a determinação da função objetivo e as restrições de operação. A primeira refere-se ao equacionamento do objetivo almejado, o qual determina e direciona a sequência de atuação do algoritmo. Para tanto, no caminho até o alcance desse objetivo, o controle deve garantir que a rede permaneça operando dentro dos padrões de qualidade e confiabilidade exigidos por norma. Esta garantia é concedida através de restrições impostas.

As variáveis de controle dependem da natureza dos equipamentos envolvidos. O algoritmo proposto tem a capacidade de atuar de forma coordenada em equipamentos tradicionais como reguladores de tensão, transformadores e banco de capacitores como também em dispositivos oriundos dos recursos distribuídos presentes nas redes elétricas. Entre eles estão a contribuição de reativos pelos geradores distribuídos a partir do ajuste apropriado do fator de potência dos inversores de frequência.

3.1.1 Função objetivo

O modelo de otimização proposto neste trabalho considera como função objetivo a minimização das perdas técnicas totais a partir da melhor combinação entre os controles disponíveis. Dessa forma, o algoritmo prioriza a atuação do equipamento com base em sua efetividade de atuação na obtenção da FO, sendo ela o parâmetro que determina a sequência ou fim da rotina. Em (1) é equacionado a FO utilizada no método.

$$FO = \min Perdas(kw)_{total} = \sum_{t=0}^{23} Perdas(kW)_t \quad t = 0, \Delta t, 23h, \quad (1)$$

Onde $Perdas(kW)_t$ são as perdas elétricas no hora t analisada, $\min Perdas(kW)_{total}$ é o somatório total das perdas elétricas durante as 24 horas do dia e Δt é o intervalo de tempo em que a rotina do controle é iniciada.

3.1.2 Restrições de operação

O algoritmo deve seguir algumas restrições operacionais impostas no alcance da FO com o intuito de garantir o correto funcionamento do sistema sem que haja prejuízos na qualidade e confiabilidade da rede. Entre as variáveis que restringem o controle estão os limites de tensão em todas as barras e limites operacionais dos equipamentos como o TAP dos transformadores e potência reativa máxima injetada/absorvida pelos bancos de capacitores e geradores distribuídos. As restrições estabelecidas no método são especificadas e formuladas nas equações (2) à (5).

Limites de Tensão nos barramentos:

Seguindo as normativas especificadas pelo módulo 8 do PRODIST, as tensões devem respeitar limiares para o correto funcionamento do sistema, como segue a formulação da equação (2).

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad i = 1, \dots, N_b, \quad (2)$$

Onde V_i é a tensão no i a qual não pode violar os limites mínimos $V_{i,min}$ e máximos $V_{i,max}$ estabelecidos.

Limite do TAP dos equipamentos

Esta restrição refere-se aos limites operacionais de equipamentos passíveis de variação de TAP. Devem seguir a formulação da equação (3) os transformadores e reguladores de tensão.

$$TAP_{j,min} \leq TAP_j \leq TAP_{j,max} \quad (3)$$

Onde TAP_j é a configuração atual do TAP do equipamento j a qual não pode violar os limites operacionais mínimos e máximos de cada dispositivo estipulados por $TAP_{j,min}$ e $TAP_{j,max}$, respectivamente.

Limite de potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores:

A contribuição de potência reativa a partir dos bancos de capacitores deve respeitar os limites mínimos e máximos do equipamento, variando de zero até a potência nominal ou máxima, como demonstra a equação (4).

$$0 \leq Q_{BCi} \leq Q_{BCi,max} \quad (4)$$

Onde Q_{BCi} representa a potência reativa fornecida pelo banco no nó i e $Q_{BCi,max}$ é o valor máximo de contribuição.

Limites da potência reativa injetada/absorvida pelos geradores distribuídos e inversores de frequência

Seguindo as especificações da norma ABNT NBR 16149, os sistemas fotovoltaicos podem contribuir nos ajustes dos níveis de tensão a partir de um controle apropriado da injeção/absorção de potência reativa à rede. Dentro deste contexto, o método VVC proposto atua no FP do inversor, garantindo que o mesmo varie dentro da faixa admissível, como demonstra a equação (5).

$$Q_{INV,min} \leq Q_{INV} \leq Q_{INV,max} \quad (5)$$

Onde $Q_{INV,min}$ e $Q_{INV,max}$ representam os máximos valores de potência reativa absorvida e injetada à rede elétrica, correspondendo aos limites de FP estipulados pela NBR 16149 e especificados nesta dissertação no capítulo 2, referente aos aspectos regulatórios.

3.2 DESCRIÇÃO DO ALGORITMO DESENVOLVIDO

A estratégia VVC desenvolvida trabalha com a efetividade de atuação dos equipamentos de controle presentes em sistemas trifásicos de distribuição seguindo uma lógica heurística. De uma maneira mais simples, o equipamento considerado mais efetivo será aquele que apresentar maior redução das perdas em potência ativa sem violar as restrições impostas na formulação do problema. Logo, o que determina a sequência ou não da atuação do controle é o valor da variável referente às perdas elétricas, conforme fluxograma da Figura 9.

Para o melhor entendimento do algoritmo, o mesmo foi subdividido em etapas descritas a seguir. Salienta-se que ao final de cada rotina, a configuração encontrada como sendo a mais efetiva é mantida para o próximo horário e para as simulações foram consideradas as variações do tempo (Δt) em intervalos de uma hora, percorrendo o total das 24 horas do dia.

Etapa 1 – Para todo intervalo de tempo Δt , executa-se o cálculo do fluxo de potência para a atual configuração dos equipamentos de controle. Nesta etapa, o objetivo é obter e armazenar os valores das perdas iniciais para o horário analisado.

Etapa 2 - O sistema recebe as informações de perdas iniciais e atual configuração dos equipamentos de controle e inicia o processo de otimização. Nesta etapa, cada equipamento é selecionado separadamente, percorrendo todos os TAPs ou níveis de comutação. Para cada incremento, é realizado o cálculo do fluxo de potência onde o valor das novas perdas e a situação do sistema (se há ou não violação nas restrições), são armazenados na Matriz Efetividade (ME) da etapa seguinte. Finalizado os testes, o equipamento em análise volta para a configuração inicial e outro é selecionado, onde a rotina se repete até percorrer a totalidade dos controles disponíveis.

Etapa 3 - A partir dos dados obtidos da etapa anterior tem-se a Matriz Efetividade de atuação. As colunas da matriz representam os equipamentos de controle com seus respectivos valores de TAP, já as linhas trazem as perdas e possíveis violações para cada incremento. O algoritmo percorre a linha da matriz referente às perdas e seleciona a posição que contenha o menor valor em kW, desconsiderando as opções que apresentem violações nas restrições. Este valor é comparado com a perda inicial obtida na Etapa 1. Se menor, na coluna correspondente à posição encontrada retira-se o TAP do equipamento mais efetivo e armazena o valor da nova

perda. Caso contrário, se a menor perda encontrada na ME for maior ou igual a de referência, a rotina encerra e a atual configuração é mantida para o próximo horário. É importante salientar que dependendo da curva de carga do sistema e da configuração dos equipamentos estabelecida pelo horário anterior, pode ocorrer sobretensão na troca de horário. Para estes casos, a tendência é que haja um incremento das perdas em relação ao valor inicial perante atuação do primeiro equipamento, isso porque ele tende a subtrair TAP dos reguladores e/ou alterar o fornecimento de reativos no sentido de corrigir a transgressão. Entretanto, como o método trabalha com a efetividade de atuação dos equipamentos, ele encontra a solução que gera o menor incremento possível nas perdas em potência ativa.

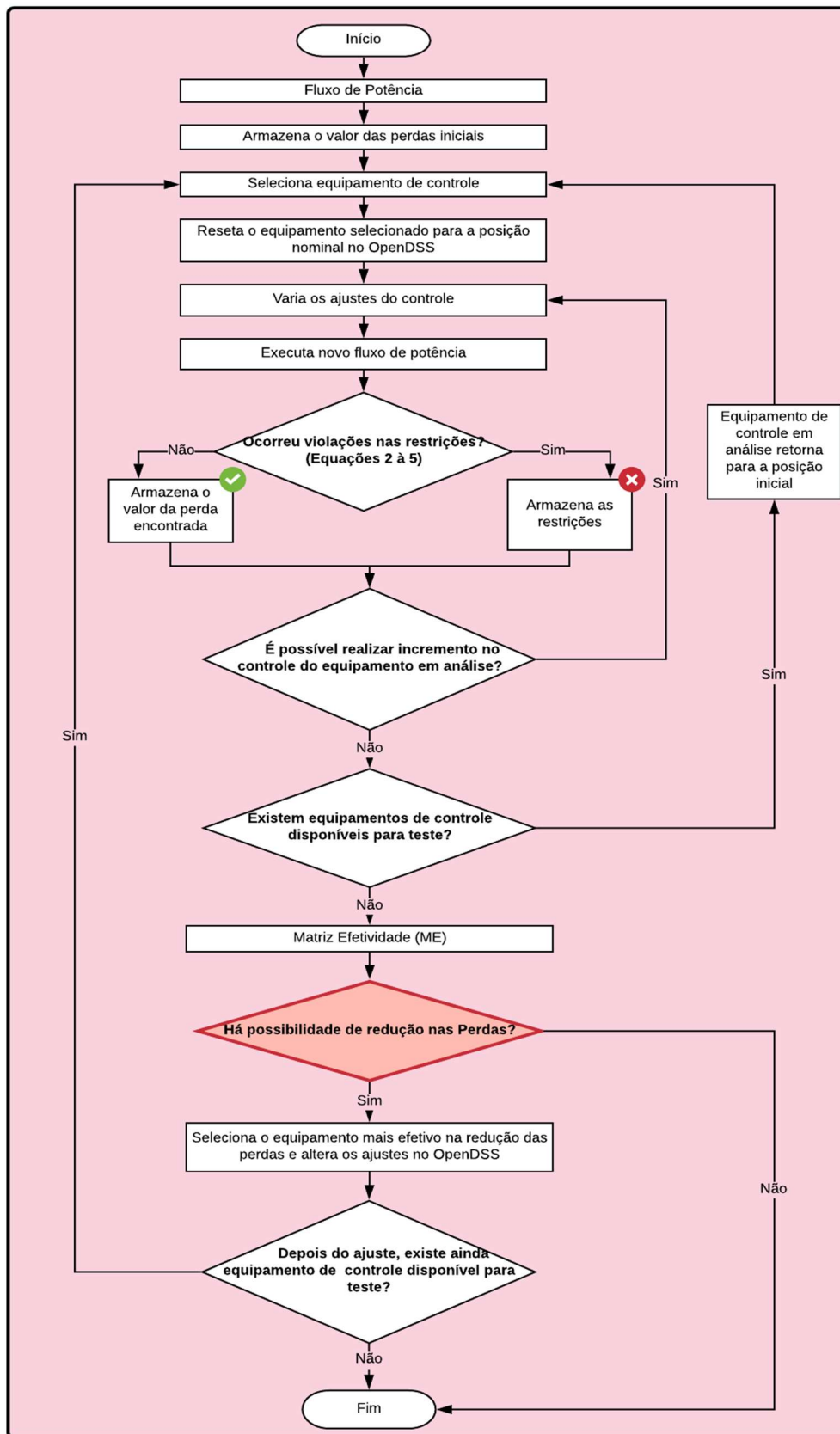
Etapa 4 - A configuração do equipamento selecionado na matriz é ajustada e tal equipamento não participa mais da sequência de simulações para o mesmo horário. O algoritmo retorna a Etapa 2, com o novo valor de perda, e testa os demais dispositivos a fim de verificar se há, ainda, possibilidade de comutação que reduza as perdas e não gere transgressões. A rotina de simulações encerra quando não há mais possibilidades de adicionar incremento de controle ao sistema e a melhor configuração é obtida.

O processo se repete até que sejam analisadas o total das 24 horas do dia e obtidos, para cada uma delas, o melhor ajuste dos controles. Como a tendência é sempre que possível adicionar incremento de controle ao sistema, o algoritmo tende a trabalhar com os níveis de tensões próximos ao limite superior de operação.

Algumas premissas importantes adotadas na sequência de simulação do controle:

- A configuração final obtida pelo algoritmo é mantida para o próximo horário;
- A configuração dos equipamentos para a primeira hora simulada deve partir do neutro ou desligado;
- Todas as simulações iniciaram na hora 24.

Figura 9 - Fluxograma da sequência de atuação do controle Volt/Var proposto.



Fonte: Próprio autor.

3.3 EQUIPAMENTOS DE CONTROLE

Os equipamentos de controle utilizados nas simulações do VVC variam em equipamentos tradicionais de controle de tensão e reativos e dispositivos provenientes de recursos distribuídos presentes nos sistemas de distribuição. São eles: reguladores de tensão, bancos de capacitores comutáveis e inversores de frequência conectados aos geradores distribuídos. Desta forma, o objetivo desta seção é apresentar de forma sucinta cada um destes dispositivos e descrever como o controle foi desenvolvido e aplicado a eles nas simulações e obtenção dos resultados.

3.3.1 Regulador de Tensão

Os reguladores de tensão são dispositivos responsáveis por elevar ou rebaixar a tensão dependendo da curva de carga e demanda exigida pela rede. São instalados em lugares onde a energia fornecida pela SE não consegue garantir que rede opere com os níveis de tensão dentro dos valores mínimos e máximos estipulados por norma. Basicamente, são autotransformadores subdivididos em 32 posições de ajuste, sendo 16 posições para mais e 16 para menos. A comutação TAP pode elevar ou rebaixar a tensão em até 10% onde cada passo corresponde a degraus de tensão de 0,00625.

3.3.1.1 Controle VVC aplicado aos Reguladores de Tensão

Visto que são equipamentos monofásicos, o controle VVC aplicado ao TAP do regulador analisa cada fase isoladamente e encontra a configuração que forneça a menor perda em energia. Por exemplo, com as fases B e C no neutro, o algoritmo percorre as 32 posições de ajustes da fase A e determina o TAP mais efetivo, salvando a configuração. O mesmo procedimento se repete para as demais fases até obter os três ajustes de TAP. De posse da configuração final, é retirado o valor das perdas totais em kW para o RT a partir do cálculo do fluxo de potência. A Tabela 1 a Tabela 2 trazem as configurações dos reguladores utilizados nas simulações dos sistemas testes IEEE 13 barras e IEEE 34 barras, respectivamente.

Tabela 1 – Dados do regulador de tensão utilizado na aplicação 1 do VVC, referente ao sistema IEEE 13barras.

Rede Teste		IEEE 13 Barras		
Nome		RT		
Nó de conexão		6 – 6rt		
Banda (volts)		2		
Relação do TP		20		
Relação do TC		700		
Fases	A	B	C	
R	3	3	3	
X	9	9	9	
Tensão		122		

Fonte: Próprio autor.

Tabela 2 - Dados dos reguladores de tensão utilizados na aplicação 2 do VVC, referente ao sistema IEEE 34 barras.

Rede Teste		IEEE 34 Barras					
Nome		RT1			RT2		
Nó de conexão		7 -7rt			19 -19rt		
Banda (volts)		2			2		
Relação do TP		120			120		
Relação do TC		100			100		
Fases	A	B	C	A	B	C	
R	2,7	2,7	2,7	2,5	2,5	2,5	
X	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	
Tensão		122			122		

Fonte: Próprio autor.

3.3.2 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores são equipamentos de menor custo e fácil instalação cujo a função é fornecer reativos à rede afim de compensar a demanda solicitada por cargas de baixo fator de potência e motores em geral. São conectados em paralelo na SE ou ao longo do sistema, podendo ser fixos ou chaveados por meio de sensores. A injeção de potência reativa a partir do BC traz melhorias diretas aos sistemas, uma vez que tende a elevar os níveis de tensão nos barramentos, reduzir as perdas elétricas com a diminuição do fluxo de potência reativa e aumentar da capacidade total do sistema.

3.3.2.1 Controle VVC aplicado aos Bancos de Capacitores

Como o método baseia-se em torno das perdas elétricas, a qual está diretamente ligada às cargas e ao carregamento total do sistema, cada fase apresenta uma melhor potência reativa a ser gerada pelo banco de capacitor na minimização das perdas técnicas. Desta forma, esses equipamentos foram modelados para os sistemas testes de forma semelhante aos reguladores de tensão, onde a quantidade de kVAr fornecido vai de acordo com o que é solicitado por cada fase. Ou seja, um banco de capacitor tradicional (BC) é configurado como três bancos monofásicos para os testes, variando de 0 a 600kVAr com passos de 100kVAr. O algoritmo percorre a fase A e determina a quantidade de reativos que gera a menor perda, enquanto os bancos das fases B e C operam com 0 kVAr. A melhor configuração para a fase A é armazenada e o mesmo procedimento se repete para as demais fases. Com a configuração final obtida para o BC, é retirado o valor da perda total perante comutação dos kVAr encontrados.

As Tabela 3 e a Tabela 4 trazem as especificações de todos os bancos utilizados nas simulações dos sistemas testes, IEEE 13 barras e IEEE 34 barras, respectivamente. Para a aplicação do controle na rede interna da UFSM, considerou-se bancos trifásicos variando em níveis de comutação conforme a Tabela 5.

Tabela 3 - Dados dos bancos de capacitores utilizados na aplicação 1 do VVC, referente ao sistema IEEE 13barras.

Rede Teste	IEEE 13 Barras								
	BC1			BC2			BC3		
Nome	BC1			BC2			BC3		
Nó de conexão	2			11			13		
Fases	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Potência Máxima (kVAr/fase)	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Potência Mínima (kVAr/fase)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (kVAr/fase)	100			100			100		
Total de ajustes por fase	7			7			7		

Fonte: Próprio autor.

Tabela 4 - Dados dos bancos de capacitores utilizados na aplicação 2 do VVC, referentes ao sistema IEEE 34 barras.

Rede Teste		IEEE 34 Barras								
Nome	BC1	BC2			BC3			BC4		
Nó de conexão	12	15			29			32		
Fases	A	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Potência Máxima (kVAr/fase)	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
Potência Mínima (kVAr/fase)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incremento (kVAr/fase)	100	100			100			100		
Total de ajustes por fase	7	7			7			7		

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5 - Dados dos bancos de capacitores na aplicação 3 do VVC, referente a rede interna da UFSM.

Rede	UFSM	
Nome	BC1	BC2
Nó de conexão	Barra do Centro de Tecnologia (CT)	
Fases	3Ø - ABC	3Ø - ABC
Potência Máxima (kVAr)	600	600
Potência Mínima (kVAr)	0	0
Incremento (kVAr/fase)	100	100
Total de ajustes	7	7

Fonte: Próprio autor.

3.3.3 Geração distribuída e inversor fotovoltaico

O aumento da penetração de geradores distribuídos fotovoltaicos ao sistema de distribuição traz tanto melhorias quanto desafios no que diz respeito ao controle da tensão dentro das faixas adequadas de operação. Dependendo do nível de penetração, a rede pode apresentar problemas de sobretensão no ponto de conexão em períodos de alta geração ou subtensão, perante desconexão do sistema ou em horários de baixa geração e sombreamentos (MERCER, 2016). Assim, o potencial dos inversores fotovoltaicos vem sendo explorado no sentido de operar com diferentes fatores de potência de acordo com o período do dia, possibilitando a injeção/absorção de reativos mediante solicitação da rede.

3.3.3.1 Controle VVC aplicado aos Inversores de frequência

Em todas as aplicações, a potência nominal do sistema fotovoltaico foi superior a 6 kW, portanto o FP variou entre a faixa de 0,9 indutivo e capacitivo possibilitando a injeção/absorção de potência reativa à rede, de acordo com a NBR 1659 descrita. O algoritmo realiza incremento ou subtração no valor do FP com passos de 0,01, totalizando 20 possibilidades de ajustes. As Tabelas 6, 7 e 8 trazem os dados e o controle aplicado aos sistemas FV das redes 13 barras, 34 barras e na rede interna da UFSM, respectivamente. Para todo início de geração, os inversores operam com FP unitário e salienta-se que para este trabalho não foi considerado um valor de potência mínima gerada para a atuação do controle como especificado por norma. Logo, o inversor é controlado para todo valor de potência gerada pela GD. A Figura 10 traz a curva normalizada da potência ativa produzida pelas unidades geradoras.

Tabela 6 – Dados dos geradores distribuídos fotovoltaicos e inversores de frequência utilizados nas aplicações 1 do VVC, referente ao sistema IEEE 13barras.

Rede Teste	IEEE 13 Barras	
Nome	GD1	GD2
Nó de conexão	1	9
Fases	3Ø - abc	3Ø - abc
Capacidade Máxima (kW)	500	1800
Variável de controle	FP	FP
Limite Min/Máx	±0,9	±0,9
Incremento	0,01	0,01
Total de ajustes	20	20

Fonte: Próprio autor.

Tabela 7 - Dados dos geradores distribuídos fotovoltaicos e inversores de frequência utilizados nas aplicações 2 do VVC, referente ao sistema IEEE 34 barras.

Rede Teste	IEEE 34 Barras	
Nome	GD1	GD2
Nó de conexão	22	31
Fases	3Ø - abc	3Ø - abc
Capacidade Máxima (kW)	300	2000
Variável de controle	FP	FP
Limite Min/Max	±0,9	±0,9
Incremento	0,01	0,01
Total de ajustes	20	20

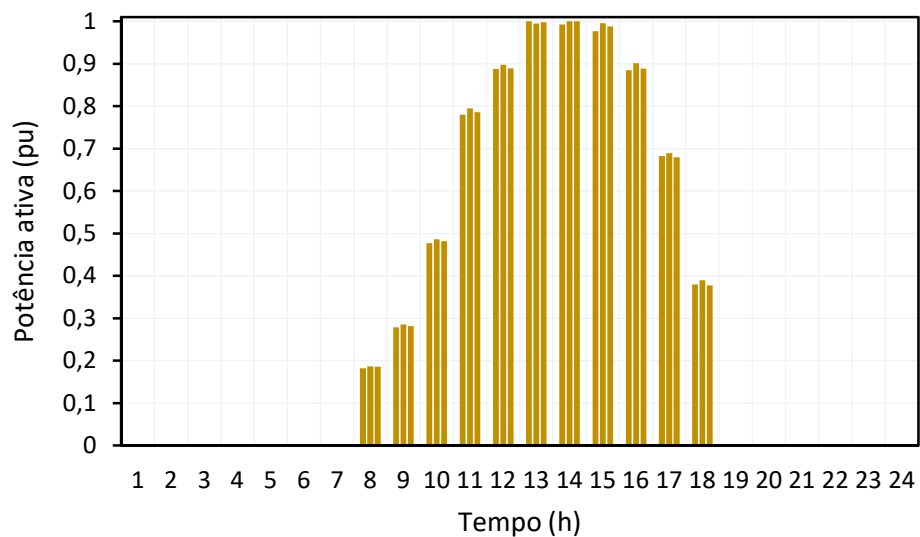
Fonte: Próprio autor.

Tabela 8 - Dados da minigeração fotovoltaica conectada ao sistema da UFSM.

Rede	UFSM
Nome	Minigeração fotovoltaica
Nó de conexão	Barra Centro de tecnologia
Fases	3Ø - abc
Capacidade Máxima (kWp)	100
Variável de controle	FP
Limite Min/Max	±0,9
Incremento	0,01
Total de ajustes	20

Fonte: Próprio autor.

Figura 10 - Curva normalizada da potência de saída dos geradores fotovoltaicos utilizado nas simulações dos sistemas teste.



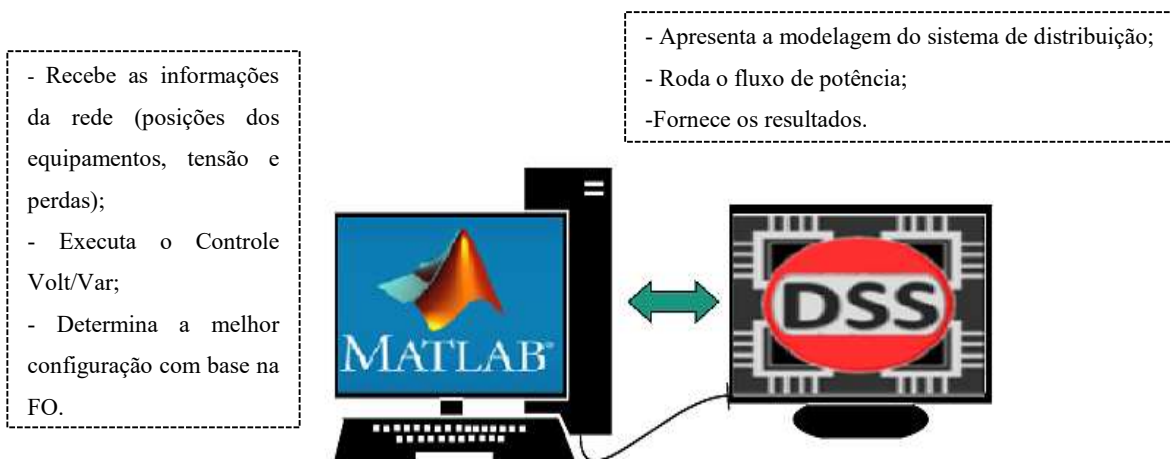
Fonte: Próprio autor.

3.4 IMPLEMENTAÇÃO DA METODOLOGIA

As simulações foram realizadas através de dois softwares, um deles responsável pela simulação elétrica da rede e outro para a programação do algoritmo. Desenvolvido pela empresa EPRI (Electric Power Research Institute), o software OpenDSS (do inglês, Distribution System Simulator) é uma ferramenta computacional volta para planejamento, expansão e análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. Dentre inúmeras funcionalidades do software, a escolha da ferramenta fundamentou-se em três características essenciais para o desenvolvimento desta dissertação. A primeira delas é o alto desempenho em análises de fluxo de potência para sistemas polifásicos e desbalanceados. A segunda é por ser um software livre, de fácil acesso para estudantes e pesquisadores, proporcionando um fórum de discussão online entre os usuários. E a terceira, por apresentar compatibilidade de interação com outros softwares de programação como o MATLAB, onde o algoritmo do VVC proposto foi configurado.

De forma sucinta, o OpenDSS é responsável por executar o cálculo do fluxo de potência para a atual configuração dos equipamentos de controle em determinado sistema de distribuição. Por meio da interface entre os softwares, o MATLAB recebe os dados da rede como perdas, tensões, posições dos equipamentos e executa o controle, determinando o melhor ajuste dos equipamentos de acordo com a função objetivo e as restrições impostas. Com a configuração final obtida pela execução do controle, os ajustes são atualizados no OpenDSS. Ambos os softwares foram escolhidos por possuírem características compatíveis com o objetivo deste trabalho, mas salienta-se que a mesma estratégia poderia ser implementada e simulada por outras ferramentas computacionais.

Figura 11 – Implementação da metodologia proposta.



Fonte: Próprio autor.

3.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo foi responsável pelo desenvolvimento da metodologia heurística de controle volt/var centralizado e coordenado para sistemas trifásicos de distribuição com base na efetividade de atuação dos dispositivos de controle. A seção referente a formulação do problema traz as equações matemáticas que direcionam e limitam as tomadas de decisões do algoritmo. Primeiro é descrito a função objetivo, a qual é composta pelo somatório das mínimas perdas em potência ativa geradas nas 24 horas de simulação, para intervalos de tempo de 1 hora. Na sequência, são equacionadas as restrições operacionais para o correto funcionamento do SDEE, entre elas está a garantia da manutenção dos níveis de tensão dentro dos limites exigidos por norma.

A partir das diretrizes estabelecidas na formulação do problema, o algoritmo foi desenvolvido e para melhor entendimento da sequência de atuação, o mesmo foi subdividido em quatro etapas devidamente explicadas. Como faz parte da metodologia, optou-se por detalhar neste presente capítulo todos os dados elétricos e a forma como os equipamentos foram configurados no controle para as simulações dos sistemas testes e a rede da UFSM. Por fim, é apresentado a implementação da estratégia para a obtenção dos resultados a partir da interface de comunicação entre os softwares OpenDSS e MATLAB.

4. SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Este capítulo é destinado a aplicação do controle volt/var a partir de simulações computacionais utilizando a interface entre os softwares OpenDSS e MATLAB. Com o objetivo de verificar a eficácia do método, a primeira seção compreende em realizar uma análise comparativa entre os resultados obtidos pelo VVC e por uma sequência de simulações exaustivas, onde todas as possibilidades de controle são testadas. Para este caso, foi utilizado uma rede teste de menor porte com um número reduzido de equipamentos. Na sequência, o controle é aplicado em dois sistemas testes do IEEE, rede 13 barras e rede 34 barras, e na rede interna da UFSM, trazendo de forma detalhada os resultados obtidos a nível de perdas elétricas, tensão e potência. Adicionalmente, com o objetivo de confrontar o desempenho entre uma estrutura de controle local tradicional com a estrutura VVC proposta, as mesmas redes testes foram simuladas sem um controle apropriado e coordenado entre os equipamentos.

4.1 ANÁLISE COMPARATIVA

O método de controle volt/var foi desenvolvido por meio de uma lógica heurística a qual prioriza e determina a atuação dos equipamentos com base na efetividade dos mesmo em reduzir ao máximo as perdas em potência ativa nos SDEE. Como o algoritmo não testa todas as possibilidades de TAP e ajustes entre os controles, a ideia de analisar a eficiência da estratégia é demonstrar, por meio de simulações computacionais, que o VVC proposto consegue atingir resultados tão satisfatórios quanto de uma análise exaustiva (todos contra todos), com um número reduzido de combinações. Neste sentido, o VVC foi aplicado à uma rede de menor porte e posteriormente, a mesma rede foi analisada confrontando todas as possibilidades de comutação de TAP dos equipamentos. O intuito é certificar que não existe outra configuração que apresente um menor valor de perdas em kW do que a encontrada por meio da estratégia proposta.

Como o foco é analisar e comparar a resposta entre o VVC e os testes de todas as possibilidades, nesta seção não será feito um estudo detalhado dos resultados a nível de tensão ou das perdas elétricas a partir da sequência atuação dos controles. Mas salienta-se que todas as restrições foram respeitadas e o sistema opera de forma adequada nas 24 horas simuladas.

4.1.1 Rede IEEE 13barras

O sistema teste escolhido foi o IEEE 13 barras onde inúmeras alterações na estrutura e configuração da rede original foram realizadas a fim de tornar o mais próximo da realidade. As modificações foram aplicadas principalmente as cargas, linhas e equipamentos de controle. Em síntese, o sistema conta com a presença de quatro equipamentos de controle: 3 bancos de capacitores trifásicos (dois de 600 kVAr e um de 300 kVAr) e um regulador de tensão com 32 posições de ajustes, percorridas com passos de 0,00625 para ± 16 . Variando entre industriais e residenciais, a rede é composta por 21 cargas e 12 linhas (monofásicas, bifásicas e trifásicas) caracterizando um sistema trifásico e desbalanceado. A Figura 12 traz a curva de potência ativa e reativa da SE para cada fase, e o diagrama da Figura 13 ilustra a topologia da rede com a configuração final após alterações.

Para a análise comparativa, os bancos de capacitores não foram configurados como descritos na metodologia devido ao grande número de combinações. Neste caso, considerou-se todos bancos trifásicos com dois níveis de comutação: desligado e na potência nominal do equipamento. A Tabela 9 traz as especificações dos três bancos conectados ao sistema.

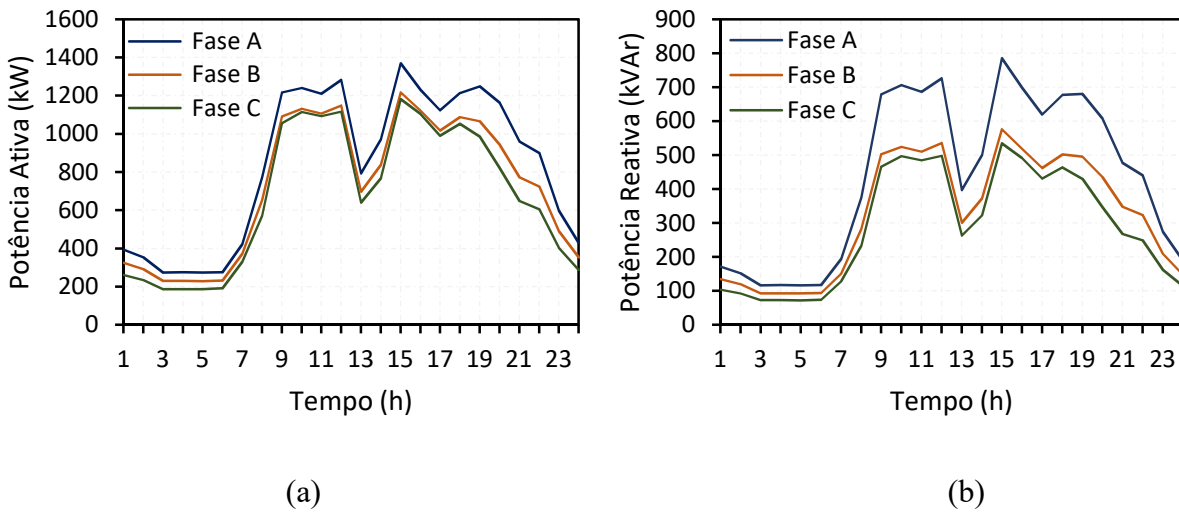
Originalmente, o regulador de tensão do sistema 13 barras é conectado logo após a subestação onde contribui na regulação da tensão ao longo de toda a rede. Como a ideia é analisar o desempenho de todos os equipamentos de controle e não forçar a atuação de um apenas, optou-se por alterar a posição do RT para o nó 6. Desta forma, os ramais que antecedem este nó são atendidos pelos bancos BC1 e BC2. A Tabela 1 traz as especificações do RT utilizado e para este equipamento, a configuração programada no algoritmo segue como descrito na metodologia.

Tabela 9 - Especificações do controle aplicado aos bancos de capacitores para a análise comparativa.

Bancos	Nó de conexão	Potência	Fases	Níveis de Comutação (kVAr)
BC1	1	600	3Ø	0 → 600
BC2	5	300	3Ø	0 → 300
BC3	13	600	3Ø	0 → 600

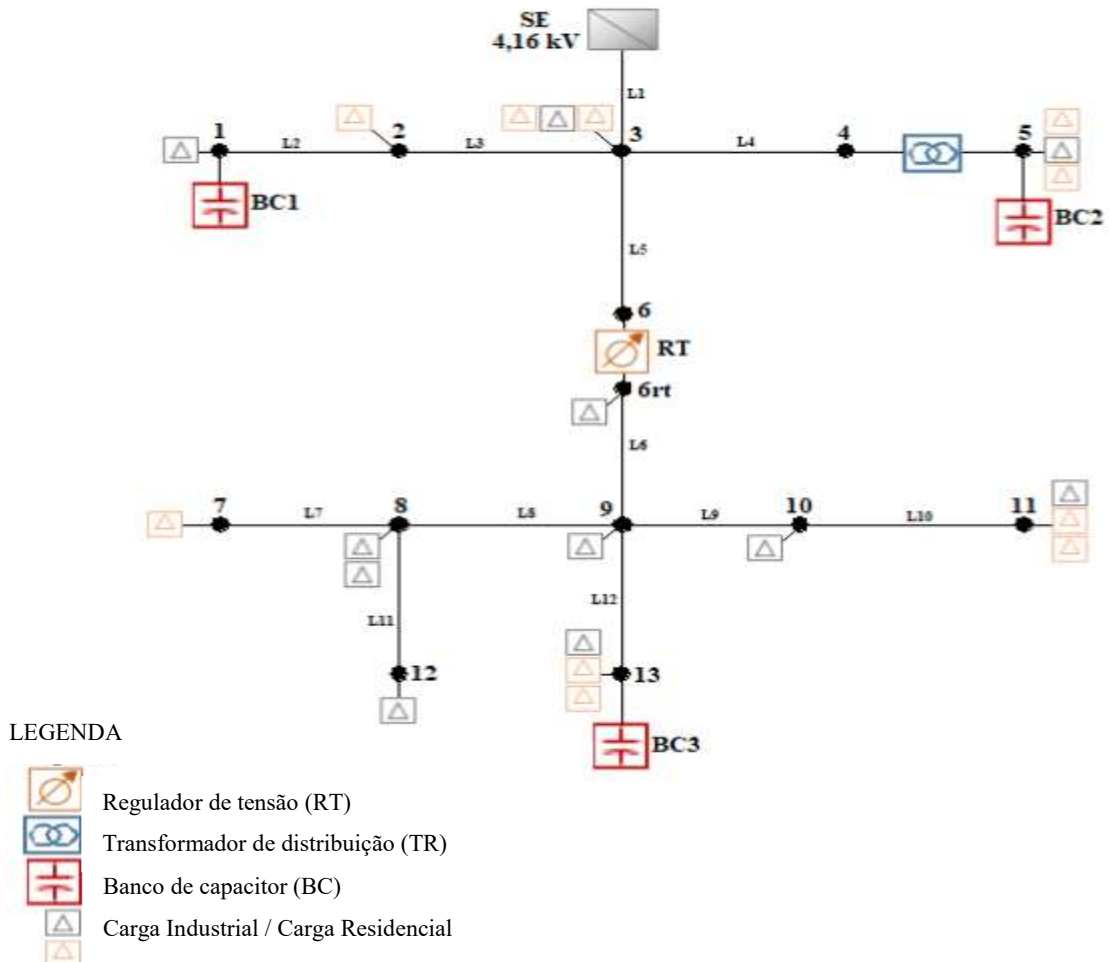
Fonte: Próprio autor.

Figura 12 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE.



Fonte: Próprio autor.

Figura 13 - Topologia da rede IEEE 13 barras após modificações e inserção dos equipamentos de controle.



Fonte: Próprio autor.

As linhas que compõe o sistema pertencem a uma rede primária e variam entre monofásicas, bifásicas e trifásicas. As cargas são desequilibradas e conectadas diretamente a esta rede primária, com a exceção das cargas da barra 5 onde a conexão é em rede secundária devido ao transformador de distribuição. A Tabela 10 e a Tabela 11 trazem as especificações das cargas e das linhas, respectivamente.

Tabela 10 - Dados das cargas do sistema IEEE 13 barras utilizado na análise comparativa.

Barra	Carga	Fases	Fase A		Fase B		Fase C	
			<i>kW</i>	<i>kVAr</i>	<i>kW</i>	<i>kVAr</i>	<i>kW</i>	<i>kVAr</i>
1	1c	1Ø	0	0	0	0	80,0	31,6
2	2b	1Ø	0	0	400,0	158,0	0	0
3	3a	1Ø	100,0	39,5	0	0	0	0
	3b	1Ø	0	0	100,0	39,5	0	0
	3c	1Ø	0	0	0	0	100,0	39,5
5	5a	1Ø	140,0	55,3	0	0	0	0
	5b	1Ø	0	0	80,0	31,6	0	0
	5c	1Ø	0	0	0	0	124,0	49,0
6r	6abc	Δ - 3Ø	144,4	55,9	154,6	58,0	151,1	63,9
7	7b	1Ø	0	0	100,0	39,5	0	0
8	8a	1Ø	80,0	31,6	0	0	0	0
	8b	1Ø	0	0	80,0	31,6	0	0
9	9abc	Δ - 3Ø	357,8	125,7	414,7	158,2	151,1	63,9
10	10a	1Ø	205,0	81,0	0	0	0	0
11	11a	1Ø	400,0	158,1	0	0	0	0
	11b	1Ø	0	0	81,0	32,0	0	0
	11c	1Ø	0	0	0	0	300,0	118,6
12	12a	1Ø	170,0	67,2	0	0	0	0
13	13a	1Ø	180,0	71,1	0	0	0	0
	13b	1Ø	0	0	180,0	71,1	0	0
	13c	1Ø	0	0	0	0	180,0	71,1
Total			<i>kW</i>			<i>KVAr</i>		
			4685,0			1851,4		

Fonte: Próprio autor.

Tabela 11 - Dados das linhas do sistema teste IEEE 13 barras.

Linha	Comprimento (km)	Fases	Linha	Comprimento (km)	Fases
L1	0,6	3Ø / abc	L7	0,9	1 Ø / b
L2	0,9	3Ø / abc	L8	0,5	2 Ø / ab
L3	0,5	3Ø / abc	L9	0,3	3Ø / abc
L4	0,8	3Ø / abc	L10	0,5	3Ø / abc
L5	0,2	3Ø / abc	L11	0,3	1 Ø / a
L6	0,9	3Ø / abc	L12	0,3	3Ø / abc

Fonte: Próprio autor.

4.1.2 Resultado dos testes

Analisando primeiro os resultados do controle VVC proposto. As simulações iniciaram no primeiro horário do dia (hora 24) com a configuração do RT na posição neutra em todas as fases e os bancos de capacitores desligados. Utilizando a hora 9 como exemplo numérico, a sequência de atuação do controle é demonstrada seguindo todas as etapas descritas na metodologia.

HORA: 09

Etapa 1: O valor das perdas iniciais geradas pela atual configuração dos equipamentos de controle foi de 123,97 kW como mostra a Tabela 12, não apresentando violações de tensão.

Tabela 12 – Configuração atual dos equipamentos e dados referentes as condições de operação inicial do sistema 13 barras (hora 9).

	BC1	BC2	BC3	RT		
Conf. Atual	0	0	0	1,09375	1,05	1,06875
Perdas Iniciais (kW)	123,97					

Fonte: Próprio autor.

Etapa 2: O primeiro equipamento de controle selecionado para análise é o BC1. Todas as possibilidades de comutação deste equipamento são testadas, armazenando o valor das novas perdas com os respectivos TAP e violações, caso existam. BC1 retorna para configuração inicial e o algoritmo seleciona o próximo equipamento, que segue a sequência BC2, BC3 e RT.

Etapa 3: Devido ao tamanho da Matriz Efetividade gerada, optou-se por demonstrar uma matriz reduzida com apenas o valor da menor perda encontrada por equipamento testado e o seu respectivo TAP, já desconsiderando todos os níveis de comutação que apresentaram violações nas restrições. O equipamento mais efetivo na redução das perdas para a primeira sequência de simulação foi o BC3, no valor de 108,49kW perante comutação de 0kVAr para 600kVAr. A Tabela 13 traz a primeira matriz efetividade gerada para o horário.

Tabela 13 - Matriz Efetividade 1 (hora 9)

	BC1	BC2	BC3	RT		
TAP	600	300	600	1,1	1,075	1,09375
Perdas (kW)	121,34	123,28	108,49	122,23		

Fonte: Próprio autor.

Etapa 4: A configuração do BC3 é comutada este equipamento não entra mais na sequência de simulações. Como ainda existem equipamentos de controle para teste, o algoritmo retorna a etapa 2. O laço encerra quando todos os equipamentos foram testados ou quando não há mais possibilidades de reduzir as perdas.

Neste horário, o algoritmo passa pela Etapa 2 no total de três vezes até obter a configuração final. O primeiro laço foi o descrito acima junto as etapas de simulação, gerando a primeira ME. Os Laço 2 e Laço 3 são descritos na sequência.

→**Laço 2:** Feitos os ajustes em BC3, restam para teste os equipamentos BC1, BC2 e RT. A segunda ME gerada é demonstrada na Tabela 14. O valor perda atual é de 108,49kW sendo o RT o equipamento mais efetivo, reduzindo para 107,6kW. A configuração final para RT é comutada no OpenDSS.

Tabela 14 - Matriz Efetividade 2 (hora 9).

	BC1	BC2	RT	
TAP	0	0	1,1	1,04375 1,075
Perdas (kW)	108,49	108,49	107,99	

Fonte: Próprio autor.

→**Laço 3** – Restam para testes os equipamentos BC1 e BC2 onde a Tabela 15 traz a terceira ME gerada após sequência de simulação. Nota-se que a atual configuração de BC1 e BC2 já é a que apresenta menor perda entre todas as possibilidades, portando nenhum dos dois equipamentos contribui para a minimização da FO. Sem mais equipamentos disponíveis para teste, o algoritmo encerra as simulações para o horário e inicia a hora 10 mantendo a configuração obtida.

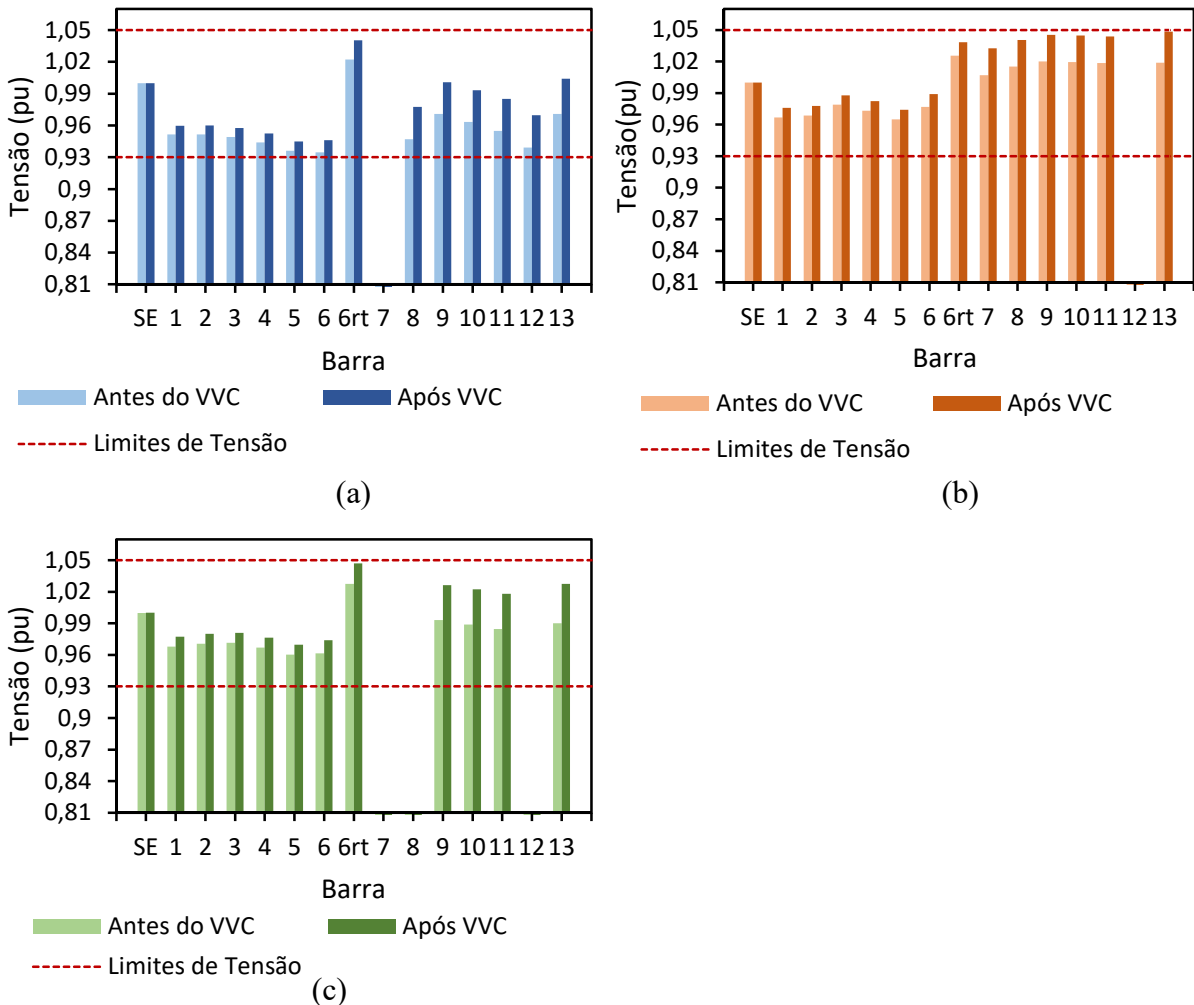
A Figura 14 traz as tensões em todas as barras antes e após aplicação o VVC para as fases A, B e C na hora 9, onde reduz o valor das perdas elétricas totais de 123,97 kW para 107,99 kW

Tabela 15 - Matriz Efetividade 3 (hora 9).

	BC1	BC2
TAP	0	0
Perdas (kW)	107,99	107,99

Fonte: Próprio autor.

Figura 14 - Comportamentos das tensões em todas as barras (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C para a hora 9, antes e após o VVC.



Fonte: Próprio autor.

Além das perdas elétricas, outra variável considerada na análise comparativa é a quantidade de combinações necessárias na obtenção da FO. Pelo método VVC desenvolvido, esta quantidade varia de um horário para outro pois depende da sequência de atuação dos equipamentos. O resultado final da aplicação do controle ao sistema 13 barras é apresentado pela Tabela 16, com todos os ajustes dos equipamentos, valor das perdas e número total de combinações especificados hora a hora.

Para as simulações em que o sistema foi analisado forma exhaustiva, confrontando todas possibilidades de comutação dos equipamentos de controle, optou-se por simular quatro horários que atendam a diferentes patamares de carga devido ao grande número de combinações: leve (hora 3), médio (hora 14) e pesado (horas 15 e 19), considerando a curva de

carga do sistema. A Tabela 17 traz os resultados referentes ao teste de todos contra todos aplicado ao sistema 13 barras.

É possível perceber que mesmo o controle VVC seguindo a lógica heurística proposta na metodologia, ele consegue obter os mesmos resultados se fossem testados todos os ajustes possíveis entre os dispositivos. Ou seja, o método garante que a configuração final obtida é a que realmente apresenta o menor valor de perdas em potência ativa do sistema. Além disso, reduz significativamente o número de combinações necessárias até alcançar o objetivo proposto, de 18.672 para 2.942 em um dia de operação (entorno de 85%).

Salienta-se que os testes foram feitos em uma rede de pequeno porte com poucos equipamentos de controle, mas pressupõe que o VVC continue respondendo de maneira satisfatória para outros sistemas de maior porte, obtendo resultados promissores e atendendo todas as exigências operacionais impostas para o correto funcionamento dos SDEE.

Tabela 16 - Resultados da aplicação do controle VVC no sistema teste 13 barras na análise comparativa.

Hora	Patamar de carga	Perdas (kW)	Equipamentos de Controle							Total de Combinações	
			RT			BC1	BC2	BC3	Configuração final		
			Fase A	Fase B	Fase C						
			1,0	1,0	1,0	0	0	0	← Início		
24	Leve	16,44	1,06875	1,04375	1,05625	0	0	0	RT	108	
1	Leve	14,06	*							RT	102
2	Leve	11,26	*							RT	102
3	Leve	6,65	1,0625	1,04375	1,05625	0	0	0	RT	108	
4	Leve	6,75	*							RT	102
5	Leve	6,62	*							RT	102
6	Leve	6,55	*							RT	102
7	Leve	14,32	1,06875	1,05	1,05625	0	0	0	RT	108	
8	Moderado	48,37	1,09375	1,05	1,06875	0	0	0	RT	108	
9	Pesado	107,99	1,1	1,0475	1,075	0	0	600	RT/BC3	206	
10	Pesado	115,20	1,1	1,05	1,075	300	0	600	RT/BC1/BC3	206	
11	Pesado	110,00	*							RT/BC1/BC3	102
12	Moderado	119,78	1,1	1,04375	1,075	300	0	600	RT/BC1/BC3	108	
13	Moderado	44,45	1,075	1,025	1,05	0	0	600	RT/BC3	112	
14	Moderado	66,26	1,09375	1,03125	1,0625	0	0	600	RT/BC3	108	
15	Pesado	136,55	1,1	1,04375	1,075	300	0	600	RT/BC1/BC3	206	
16	Moderado	113,14	1,1	1,05	1,075	300	0	600	RT/BC1/BC3	108	
17	Moderado	92,34	1,1	1,04375	1,06875	300	0	600	RT/BC1/BC3	108	
18	Pesado	106,79	*							RT/BC1/BC3	102
19	Pesado	110,05	1,1	1,03125	1,06875	300	0	600	RT/BC1/BC3	108	
20	Moderado	100,83	1,1	1,0125	1,05625	300	0	600	RT/BC1/BC3	108	
21	Moderado	72,60	1,0875	0,96875	1,05	300	0	600	RT/BC1/BC3	108	
22	Moderado	64,32	1,0875	0,96875	1,05	0	0	600	RT/BC3	202	
23	Leve	29,63	1,06875	0,93125	1,04375	0	0	600	RT/BC3	108	
TOTAL									2942		

*Horários em que não há contribui na redução das perdas por parte dos equipamentos de controle presentes no sistema. Fonte: Próprio autor.

Tabela 17 - Resultados da análise exaustiva para as horas 3, 4, 15 e 19.

Hora	Patamar de carga	Perdas (kW)	Equipamentos de Controle							Total de Combinações
			RT			BC1	BC2	BC3	Configuração	
			Fase A	Fase B	Fase C					
3	Leve	6,65	1,0625	1,04375	1,05625	0	0	0	RT	778
14	Moderado	66,26	1,09375	1,03125	1,0625	0	0	600	RT/BC3	778
15	Pesado	136,55	1,1	1,04375	1,075	300	0	600	RT/BC1/BC3	778
19	Pesado	110,05	1,1	1,03125	1,06875	300	0	600	RT/BC1/BC3	778
TOTAL (em 24 horas)									18672	

Fonte: Próprio autor.

4.2 APLICAÇÕES DO MÉTODO PROPOSTO

A estratégia de controle volt/var desenvolvida foi aplicada na rede IEEE 13 barras, rede IEEE 34 barras e na rede da UFSM, todas modeladas no software OpenDSS. Inicialmente, o foco foi detalhar as alterações nas perdas elétricas perante a sequência de atuação do controle a partir da escolha do equipamento mais efetivo e, simultaneamente, demonstrar o perfil de tensão resultante em todas as barras.

Para isto, alguns principais horários foram selecionados. Em geral, os trechos analisados pertencem aos períodos em que o sistema apresenta alterações significativas de carregamento e por consequência, condições de operações iniciais variando entre operação normal, de sobretensão ou subtensão. Visto que o controle conserva a configuração do horário anterior para o seguinte, a ideia é demonstrar como o algoritmo opera perante as três possibilidades.

Adicionalmente, serão apresentados os resultados referentes a potência ativa, reativa e FP da subestação após o VVC bem como uma análise da contribuição de ativos e reativos ao sistema por parte dos geradores distribuídos no período de geração das 8 às 18 horas.

Por fim, com o objetivo de confrontar o desempenho entre uma estrutura de controle local (CL) com a estrutura de controle centralizada desenvolvida, as redes testes foram também simuladas sem o controle apropriado e coordenado entre os equipamentos. Desta forma, os equipamentos de controle foram configurados nos softwares seguindo a lógica de cada estrutura.

Para as simulações aplicando o VVC, foi adicionado uma função no código do OpenDSS que desabilita o controle automático do TAP dos reguladores de tensão, passando eles a serem determinados a partir da lógica heurística do método. Para o controle local, esta função foi retirada e a configuração final para os reguladores vai de acordo com as medições de tensão e corrente realizadas localmente pelo software em cada ramal do sistema. Os bancos de capacitores para o CL foram configurados com potência fixa e trifásica, sendo o valor em kVAr estipulado a partir de uma média do que foi utilizado no VVC. Já os geradores distribuídos operam com FP unitário durante todo o período de geração, sem contribuir com potência reativa.

4.2.1 Aplicação 1: Sistema IEEE 13 barras

A Figura 15 traz curva de potência ativa e reativa fornecida pela SE e a Figura 16, a topologia da rede IEEE 13 barras com a disposição dos equipamentos de controle. Algumas alterações foram realizadas na configuração da rede após a análise comparativa. Entre elas estão o carregamento do sistema, agora dado pela Tabela 18, e o local de conexão e natureza dos equipamentos de controle. A configuração das linhas permanece com os dados da Tabela 11.

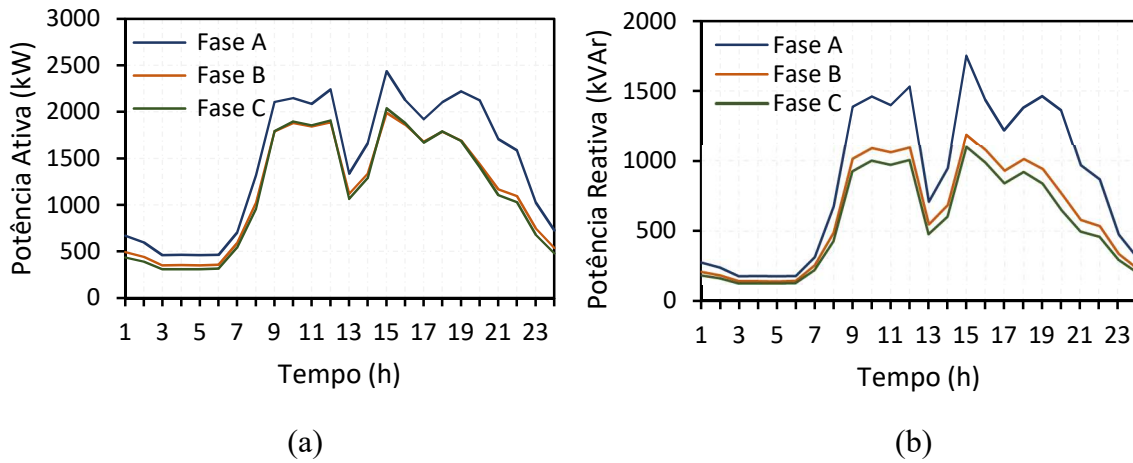
O sistema consta com a presença de três tipos de equipamentos de controle: 3 bancos de capacitores, 1 regulador de tensão e 2 gerações distribuídas fotovoltaicas. A capacidade máxima dos sistemas fotovoltaicos, conectados as barras 1 e 9, são de 500 kW e 1800 kW respectivamente como especificados na Tabela 6. Os bancos de capacitores foram testados de 0 a 600 kVAr/fase percorrendo passos de 100 kVAr, de acordo com a Tabela 3.

Tabela 18 - Dados das cargas para o sistema teste 13 barras.

Barra	Carga	Conexão/Fases	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
1	1a	1Ø	145,4	42,4	0	0	0	0
	1b	1Ø	0	0	447,1	176,7	0	0
	1c	1Ø	0	0	0	0	145,4	61,9
2	2b	1Ø	0	0	447,1	176,7	0	0
3	3a	1Ø	130,9	32,8	0	0	0	0
	3b	1Ø	0	0	145,3	57,4	0	0
	3c	1Ø	0	0	0	0	130,9	55,7
4	4a	1Ø	169,6	42,5	0	0	0	0
	4b	1Ø	0	0	121,1	47,9	0	0
	4c	1Ø	0	0	0	0	150,2	64,0
6	6b	1Ø	0	0	145,3	57,4	0	0
7	7a	1Ø	116,2	29,1	0	0	0	0
	7b	1Ø	0	0	116,2	45,9	0	0
8	8abc	Δ - 3Ø	499,6	157,4	634,9	240,3	543,9	265,6
9	9a	1Ø	0	0	0	0	297,9	126,9
10	10a	1Ø	581,2	145,7	0	0	0	0
	10b	1Ø	0	0	345,3	113,5	0	0
	10c	1Ø	0	0	0	0	436,0	185,7
11	11a	1Ø	247,1	61,9	0	0	0	0
12	12a	1Ø	261,6	65,6	0	0	0	0
	12b	1Ø	0	0	261,5	103,4	0	0
	12c	1Ø	0	0	0	0	290,6	123,8
Total								
			kW		kVAr			
			6508,8		2360,9			

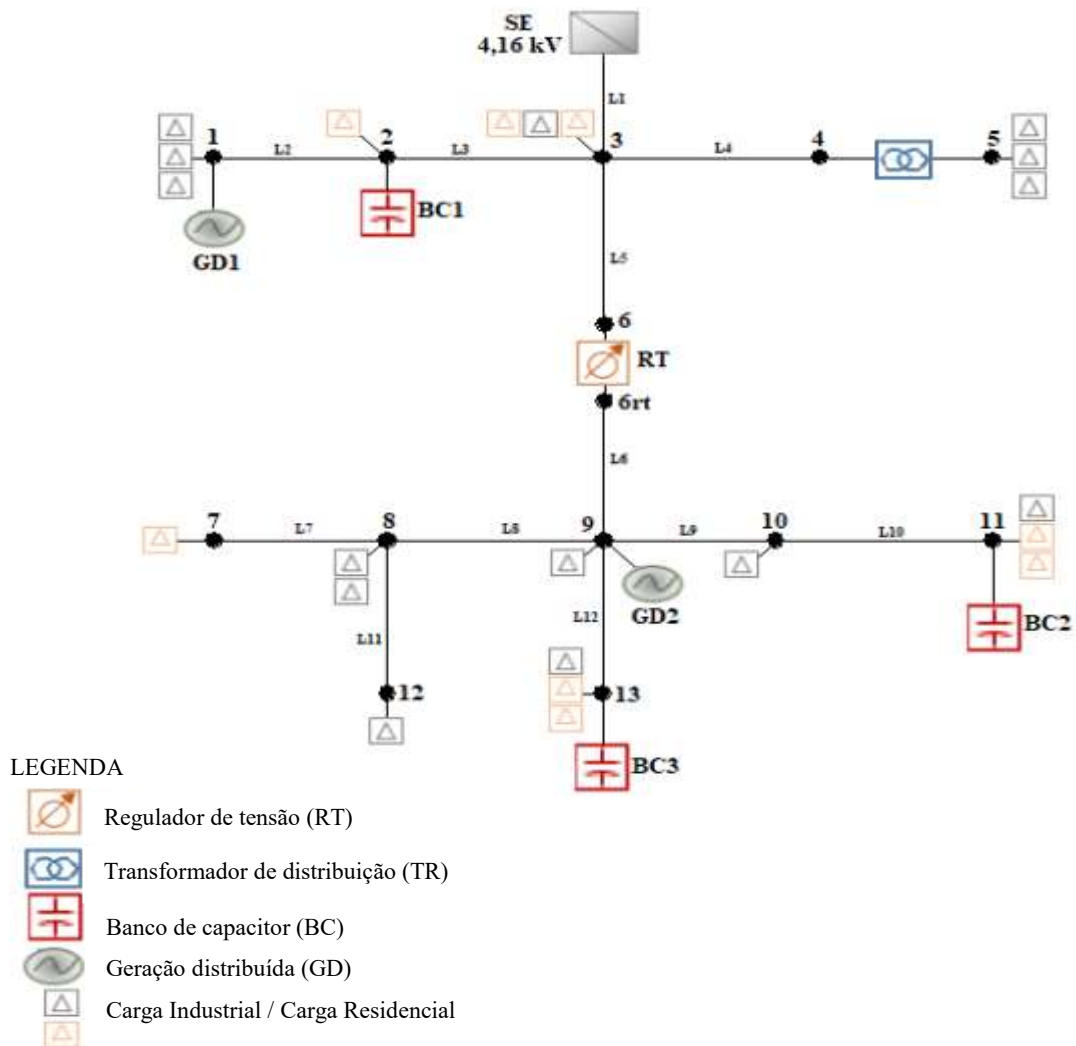
Fonte: Próprio autor.

Figura 15 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE para o sistema teste 13 barras.



Fonte: Próprio autor.

Figura 16 - Topologia do sistema 13 barras na aplicação 1 do VVC.



Fonte: Próprio autor.

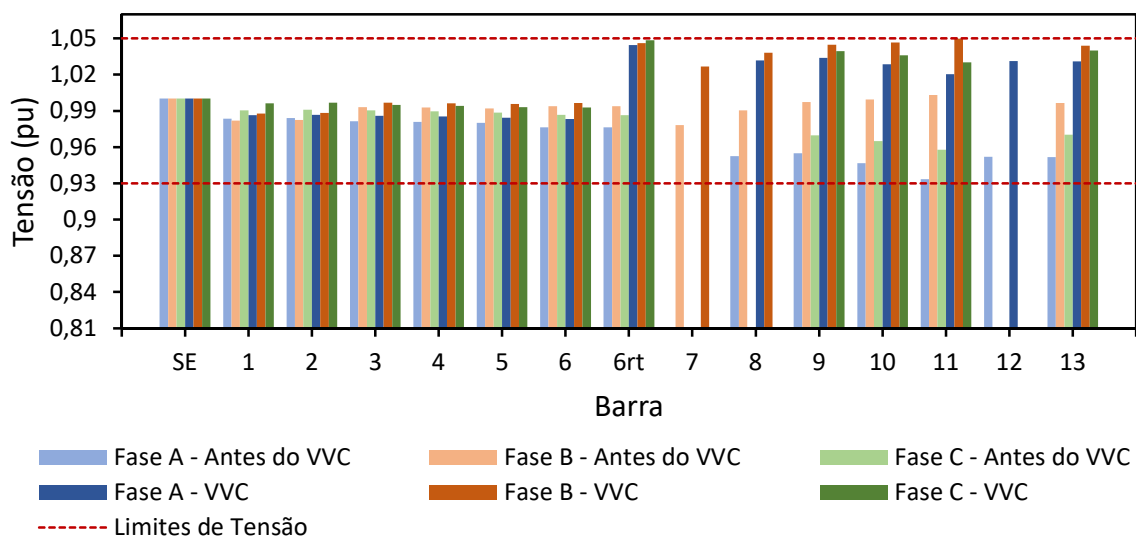
4.2.1.1 Resultados das Simulações

A Tabela 19 traz os resultados referentes as perdas elétricas e a atuação dos equipamentos após a aplicação do VVC na rede IEEE 13 barras. Adicionalmente, consta as condições de operações iniciais (COI) do sistema a cada troca de horário visto que o controle conserva a configuração do horário anterior para o seguinte e isso pode ocasionar violações nas restrições antes da aplicação do VVC, dependendo das condições de carga do momento.

O controle teve início na hora 24 com uma perda inicial de 29,25kW. A Figura 17 traz de forma detalhada o comportamento das tensões em todas as barras antes e após a aplicação do VVC. Percebe-se que não há violações antes do VVC e o sistema opera no limite mínimo de 0,93pu na barra 11. Mesmo que não fora detectado transgressões, o controle encontra ganhos para a FO na comutação de três controles. O primeiro mais efetivo foi o BC2, reduzindo o valor das perdas para 25,98kW. Na sequência entra o RT, com 24,22kW e por último o BC1, gerando uma perda final de 23,71kW.

Neste caso, a configuração final obtida na hora 24 também atende a hora 1, não existindo possibilidades de comutação que melhore a FO sem gerar transgressões ao sistema. A mesma situação ocorre para os horários das 4, 5 e 6.

Figura 17 - Comportamento das tensões em todas as barras (fases ABC), antes e após o VVC (hora 24).



Fonte: Próprio autor.

Tabela 19 – Resultados da aplicação do VVC no sistema 13 barras.

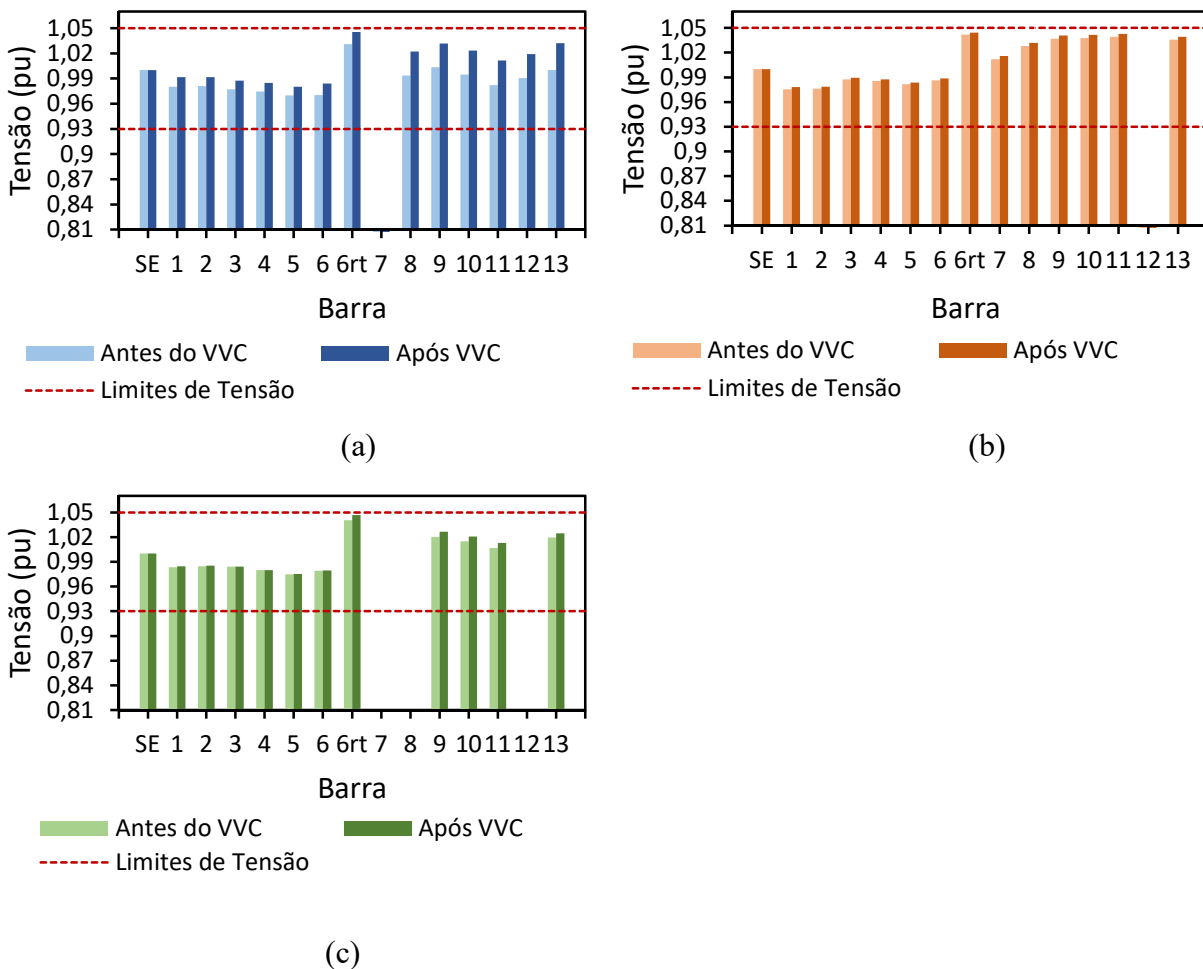
Hora	COI	Perdas VVC (kW)	Equipamentos de Controle																	
			RT			BC1			BC2			BC3			GD1	GD2				
Início			A	B	C	A	B	C	A	B	C	A	B	C						
24	Normal	23.71	1.0625	1.05	1.05625	0	100	0	100	0	100	0	0	0	0	1	1			
1	Normal	20.09																		
2	Normal	16.18	1.0625	1.04375	1.05	0	100	0	100	0	100	0	0	0	1	1				
3	Sobretensão	9.98	1.05625	1.0475	1.05	0	100	0	100	0	100	0	0	0	1	1				
4	Normal	10.10																		
5	Normal	9.94																		
6	Normal	10.02																		
7	Normal	24.04	1.0625	1.05625	1.0625	100	100	0	100	0	100	0	0	0	1	1				
8	Normal	58.13	1.0625	1.05625	1.06875	100	100	0	100	0	100	0	0	0	0.9	0.9				
9	Subtensão	178.68	1.08125	1.08125	1.08125	100	100	0	100	0	100	0	100	300	100	200	0.9			
10	Sobretensão	168.52	1.075	1.08125	1.075	100	100	0	100	0	100	0	100	300	100	200	0.9			
11	Sobretensão	116.43	1.05625	1.06875	1.0625	100	100	0	100	0	100	0	0	300	100	200	0.9			
12	Sobretensão	108.57	1.05625	1.0625	1.06875	100	100	0	100	0	100	0	0	300	100	200	0.92			
13	Sobretensão	30.71	1.01875	1.00625	1.05	100	100	0	100	0	100	0	0	100	0	100	0.99			
14	Normal	37.00	1.05625	1.05625	1.05625	100	100	0	100	0	100	0	0	100	0	100	0.98			
15	Normal	117.18	1.08125	1.06875	1.075	100	100	0	200	100	100	0	0	100	0	100	0.95			
16	Sobretensão	106.11	1.075	1.0625	1.06875	100	100	0	200	100	100	0	0	100	0	100	0.93			
17	Normal	97.02	1.06875	1.06875	1.06875	100	100	0	200	100	100	0	0	100	0	100	0.9			
18	Normal	159.29	1.08125	1.08125	1.075	100	100	0	200	100	100	0	0	200	0	200	0.9			
19	Normal	211.31	1.1	1.08125	1.0875	100	100	0	200	100	100	0	0	200	0	200	1			
20	Sobretensão	166.21	1.0875	1.04375	1.075	100	100	0	200	100	100	0	0	200	0	200	1			
21	Sobretensão	116.84	1.06875	1.0375	1.0625	100	100	0	200	100	100	0	0	200	0	200	1			
22	Sobretensão	103.20	1.0625	1.0375	1.0625	100	100	0	200	100	100	0	0	200	0	200	1			
23	Sobretensão	47.84	1.03125	1.0375	1.05	100	100	0	0	0	0	0	0	200	0	200	1			

Fonte: Próprio autor.

Considerando que a rede em análise apresenta um perfil de carga com característica predominantemente industrial, o intervalo entre as horas 8 e 9 apresenta um aumento considerável do carregamento. A Figura 18 traz as tensões das fases A, B e C, para a hora 8 antes e após a atuação do VVC.

A rede opera adequadamente sem apresentar transgressões nas restrições com uma perda inicial de 61,62kW. A hora 8 coincide com a entrada das duas gerações distribuídas fotovoltaicas sendo o GD2 da barra 9 o primeiro equipamento mais efetivo, reduzindo as perdas para 59,42kW quando operado com FP igual a 0,9 capacitivo. Na sequência, atuam os controles BC3, GD1 e RT, obtendo uma perda final de 58,13kW. O GD1 da barra 1 também apresenta melhor resultado a nível de perdas técnicas quando opera injetando potência reativa no limite máximo capacitivo do FP de 0,9.

Figura 18 - Comportamento das tensões em todas as barras para (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C, antes e após VVC (hora 8).

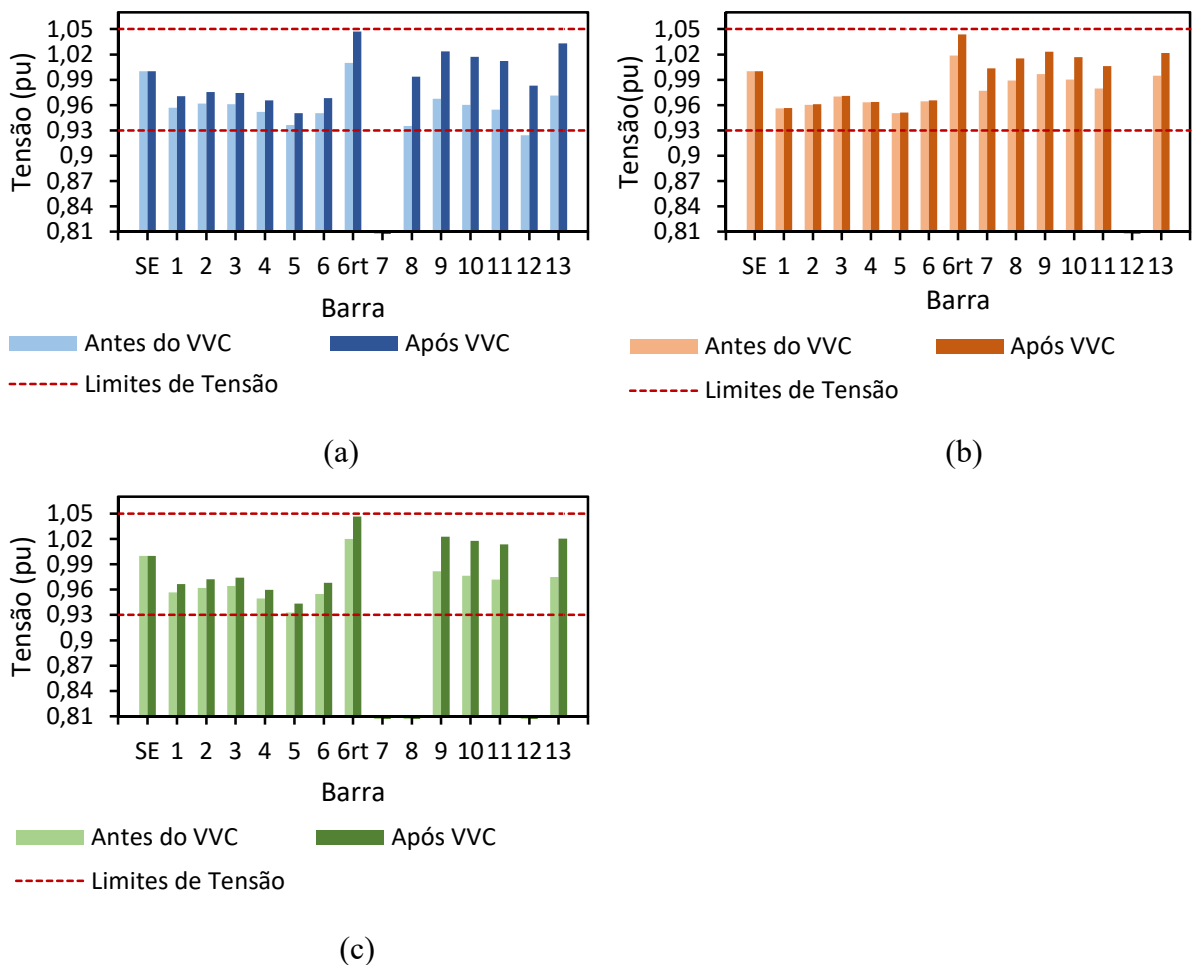


Fonte: Próprio autor.

O algoritmo entra na hora 9 e após rodar fluxo de potência com o objetivo de determinar as condições de operação inicial do sistema, referente a etapa 1 da metodologia, detecta violações nas restrições. A Figura 19 traz as tensões em todas as barras para as fases A, B e C, antes e após o VVC. Percebe-se que as barras 5 e 8 operam muito próximo ao limite mínimo de tensão sendo a barra 12 transgredindo e operando em 0,92pu na fase A.

A perda inicial para o horário foi de 195,66kW onde o BC3 atua corrigindo a violação e reduzindo o valor das perdas para 182,34kW. Na sequência, atua o RT com uma perda final de 178,68kW. É possível perceber que além de corrigir a violação encontrada, o método garante a redução das perdas técnicas ao mesmo tempo traz que melhorias ao perfil de tensão, fazendo com que variem entorno do limite superior permitido de 1,05.

Figura 19 - Comportamento das tensões em todas as barras (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C, antes e após o VVC (hora 9).

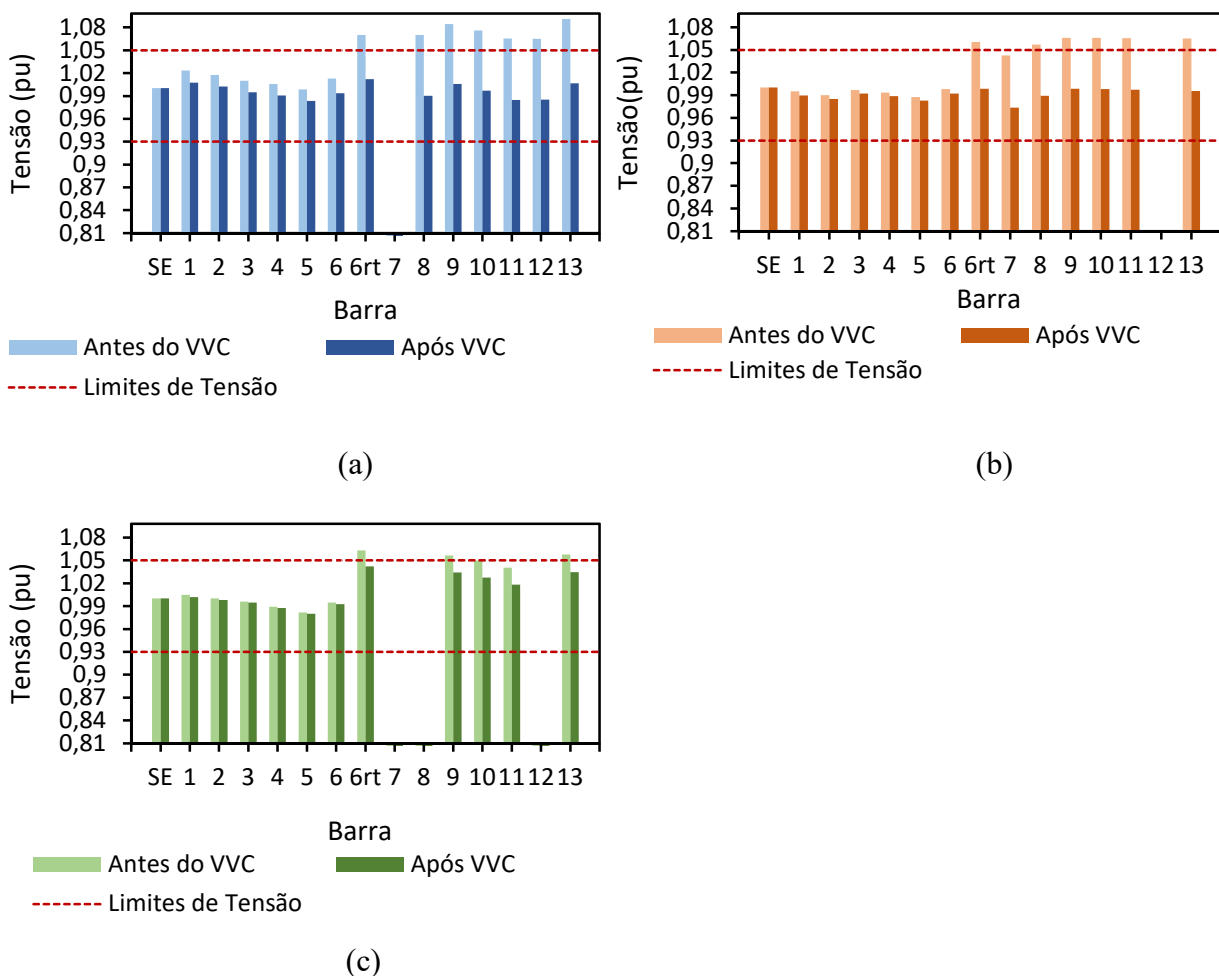


Fonte: Próprio autor.

A hora 13 apresenta uma diminuição acentuada de carga, fazendo com que a configuração estabelecida no horário anterior gere sobretensões em vários ramais do sistema, como pode ser visto pela Figura 20. Em geral, quando o controle corrige uma sobretensão, a tendência é que o valor da perda aumente em relação a perda estabelecida inicialmente. Isto porque ele tende a diminuir o TAP do RT e/ou alterar fornecimento de reativos por parte dos demais equipamentos. Como descrito na metodologia, a lógica estabelecida no método garante o menor incremento possível em kW visando a correção da transgressão quando prioriza atuação do equipamento mais efetivo.

Neste caso, atuou primeiro o RT passando as perdas de 32,71kW para 33,04kW e corrigindo as violações. Com o sistema já operando dentro dos limites, atuou o BC3, GD1 e o GD2, todos diminuindo o fornecimento de reativos ao sistema e contribuindo para uma perda final de 30,71kW.

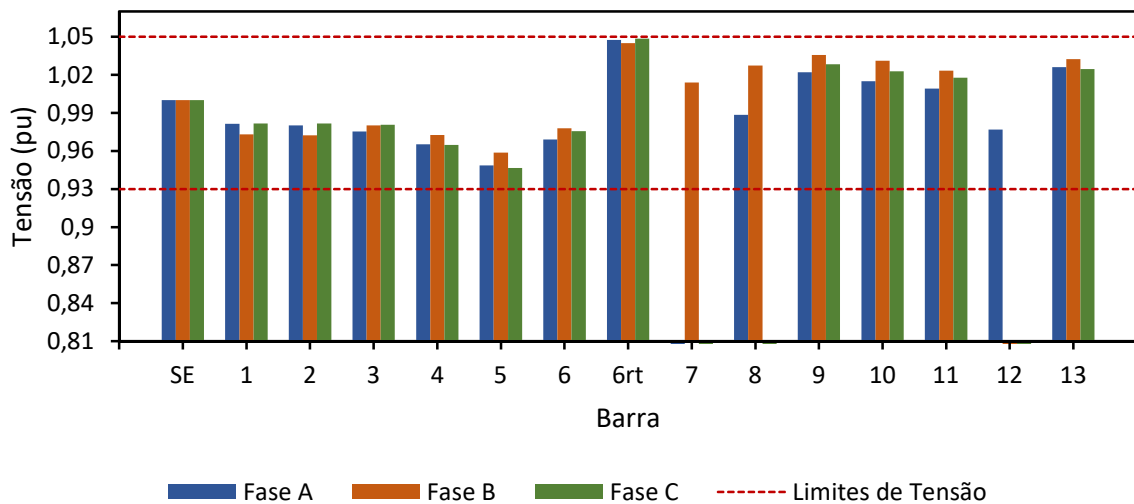
Figura 20 - Comportamento das tensões em todas as barras para (a) fase A, (b) fase B e (c) fase C, antes e após o VVC (hora 13).



No período de maior carregamento, 15 horas, o sistema inicia operando dentro dos limites adequados. Entretanto, a partir da atuação correta dos controles, o VVC consegue reduzir o valor das perdas iniciais de 128,23kW para 117,18kW onde os equipamentos selecionados como mais efetivos para o horário foram BC2, RT e o GD2. Os horários das 24, 1, 2, 4, 5, 6, 7, 8, 14, 15, 17, 18, e 19 compreendem todas as horas em que o VVC não corrige violação mas atua no sentido de reduzir ao máximo as perdas.

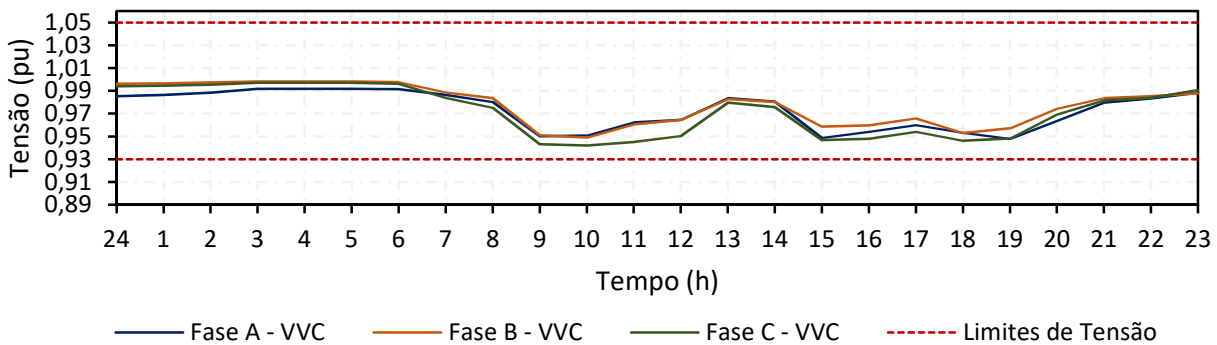
Com o intuito de verificar o perfil de tensão ao longo das 24 horas analisadas, duas barras foram selecionadas no horário de maior carregamento, 5 e 6rt. A Figura 21 traz o perfil de tensão em todas as barras para o referido horário após atuação do VVC onde é possível notar que as barras selecionadas são as que apresentam os menores e maiores valores de tensão. A ideia de plotar os gráficos da Figura 22 e da Figura 23 (barras 5 e 6rt, respectivamente) é assegurar que em todos os horários, independentemente da condição de carga do sistema, o método atende as restrições impostas.

Figura 21 - Comportamento das tensões em todas as barras (fases ABC), após VVC para o horário de maior carregamento (hora 15).



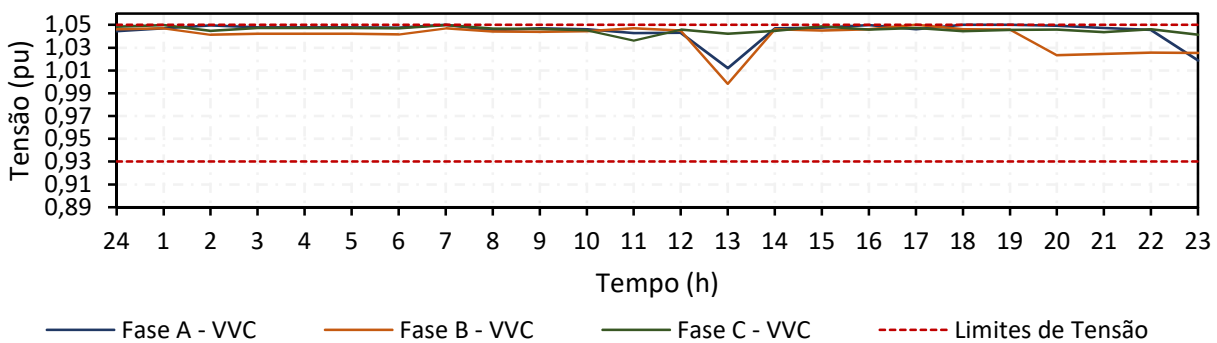
Fonte: Próprio autor.

Figura 22 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 5 durante as 24 horas analisadas, após o VVC.



Fonte: Próprio autor.

Figura 23 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 6rt durante as 24 horas analisadas, após o VVC.

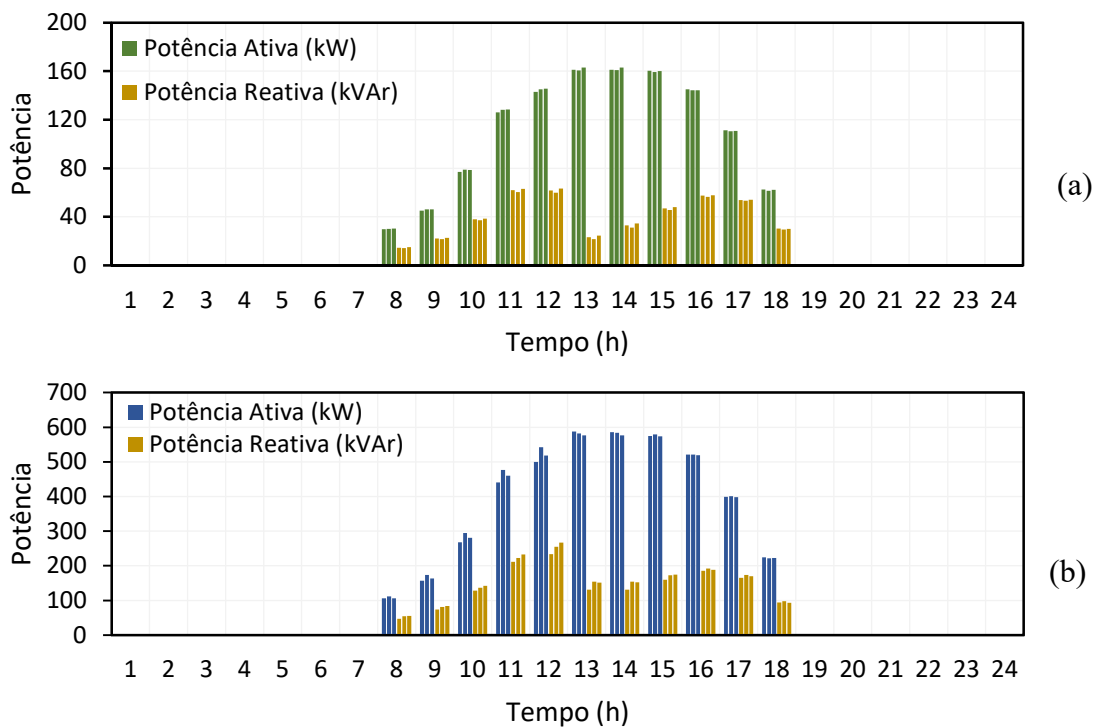


Fonte: Próprio autor.

Com relação aos dois geradores distribuídos presentes no sistema, a Figura 24 traz a contribuição de potência ativa e reativa por fase em (a) GD1 da barra 1 e (b) GD2 da barra 9. Como descrito na Tabela 19, ambos apresentam menor perda quando operados com FP igual a 0,9 capacitivo às 8 horas, horário de início de geração. A configuração segue até o intervalo das 13 e 14 horas, onde ocorre a diminuição acentuada de carga. Pode-se perceber que os dois geradores diminuem o fornecimento de reativo, passado a operar com fator de potência mais próximo de 1. Tais ajustes contribuem para que as tensões no PCC permaneçam variando dentro dos limites estipulados por norma. Como dito anteriormente, situações como esta, baixo carregamento e alta potencial de geração por parte das unidades geradoras distribuídas, podem ocasionar problemas de sobretensão aos SDEE caso não seja aplicado um controle apropriado.

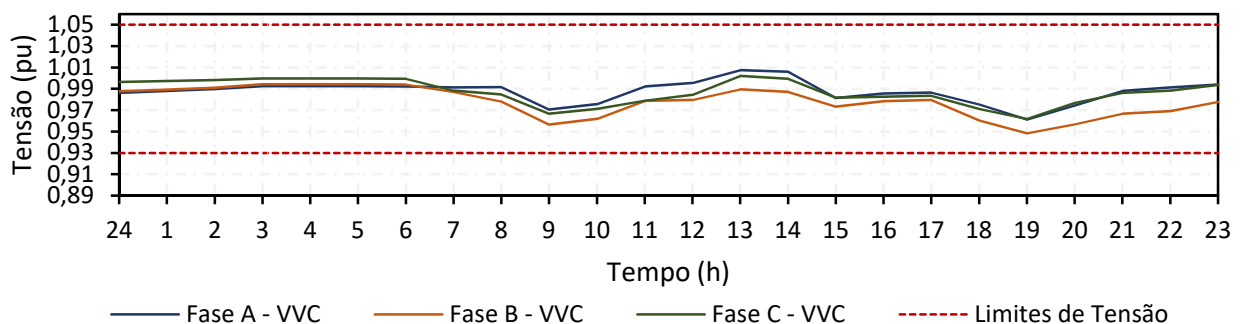
Em contrapartida, a medida em que retorna o carregamento do sistema (15 horas), os dois geradores tendem a aumentar o fornecimento de reativos à rede novamente e contribuir na minimização das perdas elétricas. A Figura 25 e a Figura 26 trazem o perfil de tensão ao longo das 24 horas nas barras 1 e 9, ponto de conexão do GD1 e GD2, respectivamente. Nota-se que para todos os horários analisados, o VVC aplicado ao FP dos inversores juntamente com o restante dos equipamentos consegue manter os níveis de tensão dentro dos limites estipulados, independente do carregamento e do potencial de geração dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 24 - Curva de potência ativa e reativa (a) GD1 e (b) GD2, após o VVC.



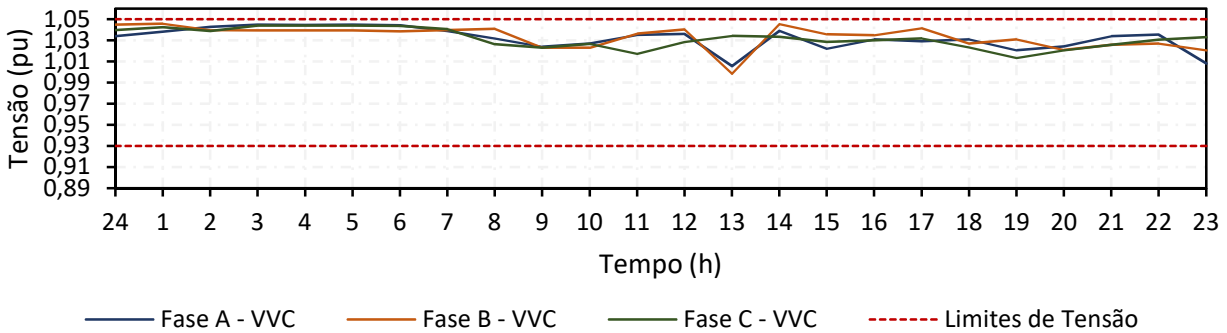
Fonte: Próprio autor.

Figura 25 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 1 ponto de conexão do GD1, após o VVC, durante as 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

Figura 26 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 9 ponto de conexão do GD2, após o VVC, durante as 24 horas analisadas.



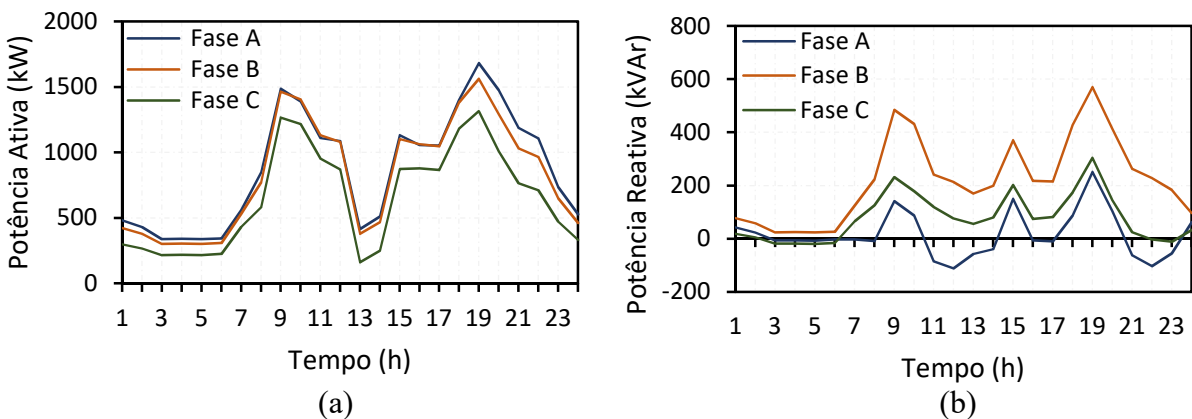
Fonte: Próprio autor.

A Figura 27(a) e a Figura 27(b) trazem os resultados referentes a curva de potência ativa e reativa da SE após aplicação do VVC, respectivamente. Nota-se que as contribuições em potência ativa pelas gerações distribuídas das 8 às 18 horas geram uma redução do consumo em kW fornecido pela SE.

Como dito anteriormente, a curva de carga da SE apresenta perfil predominantemente industrial. Entretanto, é possível perceber um carregamento considerável das 19 às 21 horas referentes aos consumidores residenciais conectados ao sistema. Isto explica o aumento do fluxo de reativos fornecidos pela SE neste intervalo de tempo e consequentemente, das perdas elétricas, uma vez que não há mais contribuição por parte dos sistemas fotovoltaicos.

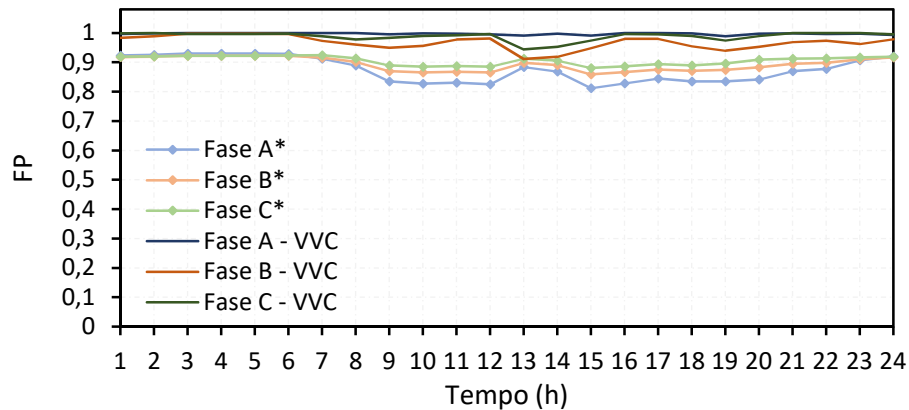
A partir da atuação correta dos controles presentes no sistema, a Figura 28 traz o FP resultante antes e após aplicação do VVC.

Figura 27 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após aplicação do VVC para o sistema teste 13 barras.



Fonte: Próprio autor.

Figura 28 - Fator de potência da SE, antes e após aplicação do VVC, para o sistema 13 barras.



Fonte: Próprio autor.

Confrontando os resultados entre a rede IEEE 13 barras operando a partir de uma estrutura de controle local com a estrutura centralizada do VVC desenvolvido, a Figura 29 e a Tabela 20 trazem os resultados referente as perdas técnicas obtidas durante as 24 horas analisadas. Nota-se que, para todos os horários, o VVC apresentou valores de perdas menores do que o CL, uma redução de aproximadamente 170,0kW ao dia.

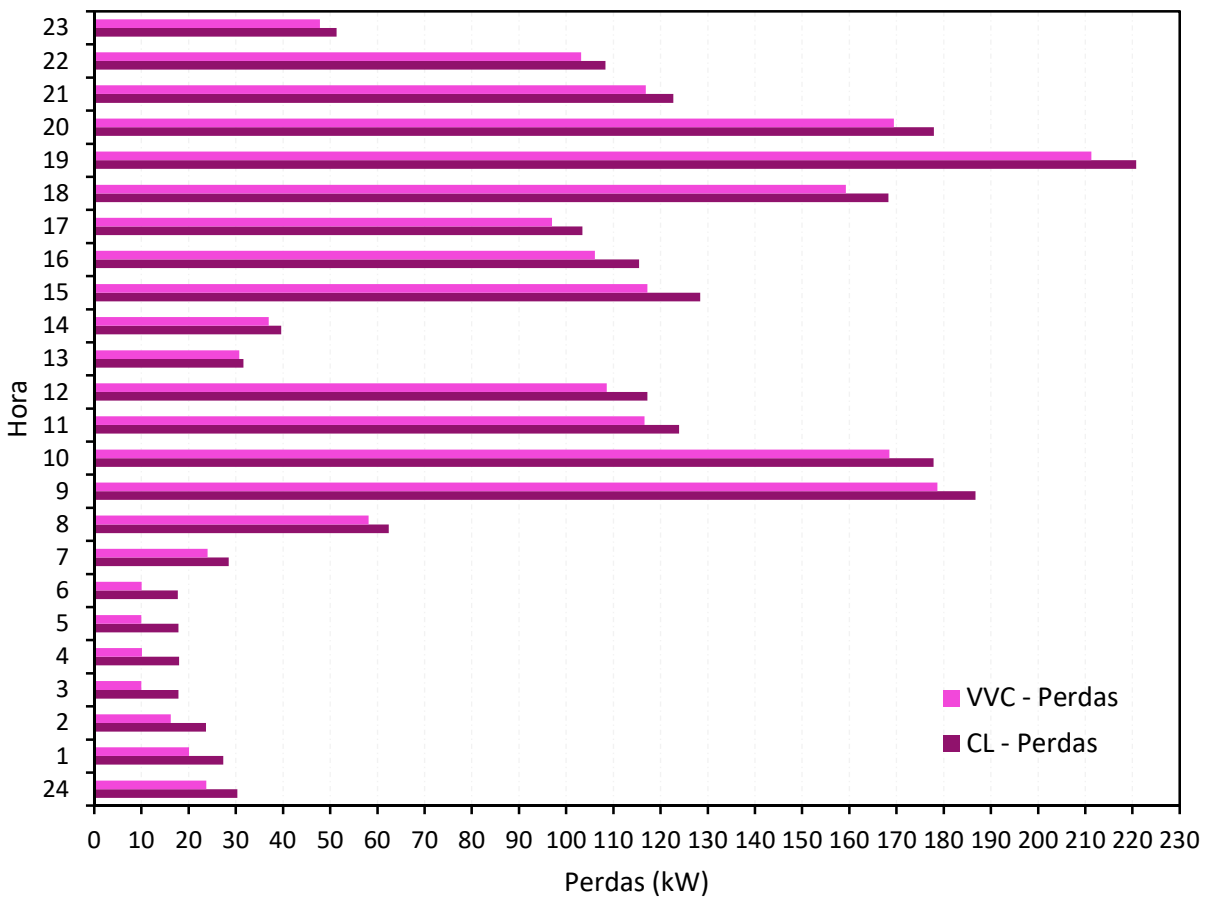
Além disso, é possível perceber que o controle realizado localmente não atende as condições de funcionamento adequado do sistema, infringindo os limites de tensão estipulados por norma. A Figura 30 e a Figura 31 trazem, respectivamente, exemplos de barras que apresentaram subtensão e sobretensão a partir do CL.

Tabela 20 - Resultados das perdas técnicas obtidas perante aplicação de controle Local e do VVC desenvolvido (Centralizado).

Hora	CL (kW)	VVC (kW)	Hora	CL (kW)	VVC (kW)
24	30,29	23,71	12	117,24	108,57
1	27,33	20,09	13	31,6	30,71
2	23,67	16,18	14	39,63	37,0
3	17,87	9,98	15	128,4	117,18
4	17,99	10,09	16	115,48	106,11
5	17,85	9,94	17	103,45	97,02
6	17,68	10,01	18	168,31	159,29
7	28,46	24,04	19	220,8	211,31
8	62,42	58,13	20	177,9	169,45
9	186,71	178,68	21	122,72	116,84
10	177,84	168,57	22	108,35	103,19
11	123,91	116,57	23	51,32	47,84

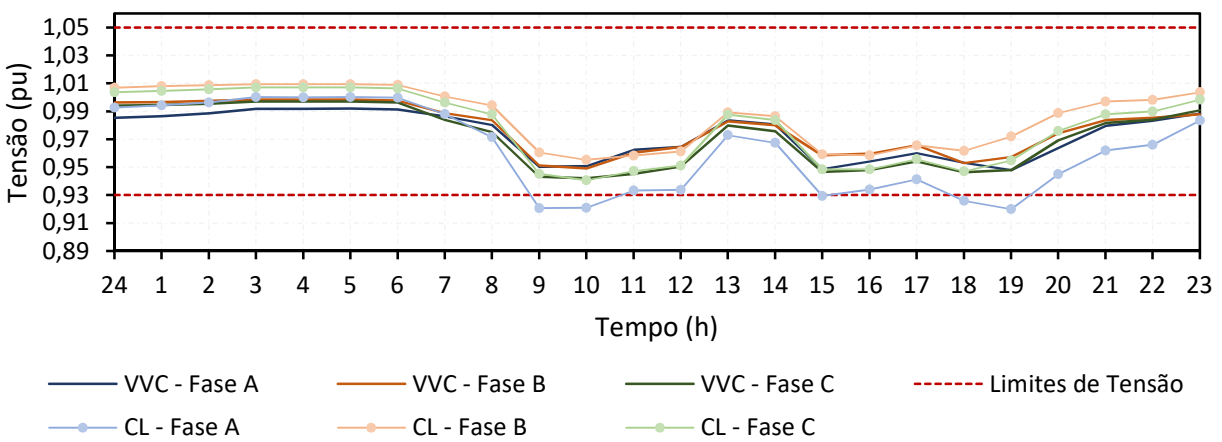
Fonte: Próprio autor.

Figura 29 - Resultados das perdas técnicas para o controle VVC e controle local (CL) no sistema teste 13 barras.



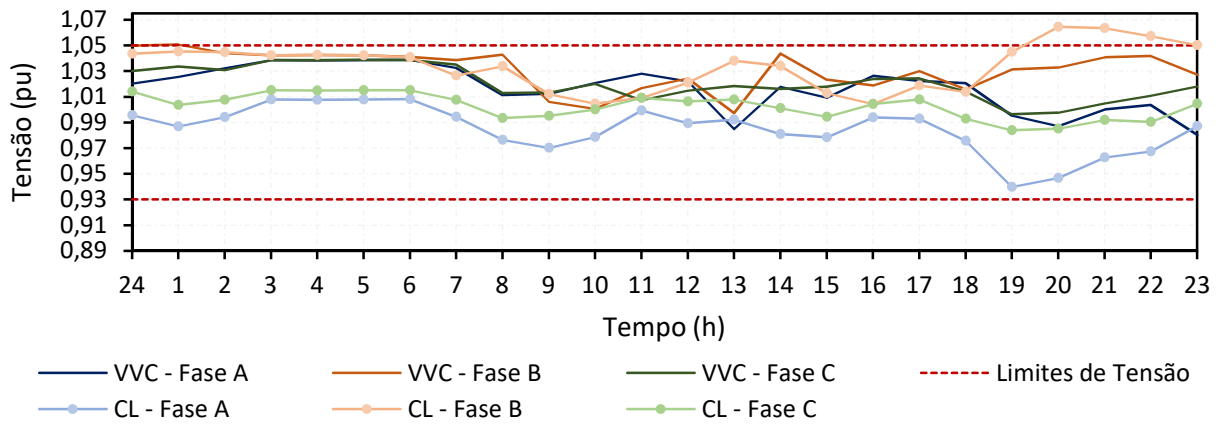
Fonte: Próprio autor.

Figura 30 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 5 para o controle local e controle VVC no sistema teste 13 barras.



Fonte: Próprio autor.

Figura 31 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 11 para o controle local e controle VVC no sistema teste 13 barras.



Fonte: Próprio autor.

4.2.2 Aplicação 2: Sistema IEEE 34 Barras

A Figura 32 traz a curva de potência (a) ativa e (b) reativa da subestação e o diagrama da Figura 33 ilustra a rede teste IEEE 34 barras utilizada na segunda aplicação do método após algumas alterações na configuração e estrutura do sistema.

Os equipamentos de controle compreendem em dois reguladores de tensão (RT1 e RT2), duas gerações distribuídas fotovoltaicas, GD1 e GD2, com capacidade máxima de 300kW e 2000kW, respectivamente, e quatro bancos de capacitores comutáveis (BC1, BC2, BC3 e BC4). Salienta-se que todas as variáveis de controle operam de acordo com o especificado na metodologia desta dissertação.

A rede é composta por consumidores industriais e residenciais conectados diretamente à rede primária de média tensão. As linhas variam entre monofásicas e trifásicas, caracterizando um sistema desbalanceado. Apenas o trecho entre as barras 21 e 22 opera em baixa tensão a partir de um transformador de distribuição, onde a carga 22 é conectada em rede secundária. A Tabela 21 e a Tabela 22 trazem as especificações das 32 linhas e dos 36 pontos de carga que compõem o sistema, respectivamente.

Tabela 21 - Dados das linhas para o sistema teste 34 barras.

Linha	Comprimento (km)	Fases
L1	1,58	3Ø / abc
L2	1,73	3Ø / abc
L3	2,23	3Ø / abc
L4	5,8	1Ø / b
L5	3,5	3Ø / abc
L6	3,73	3Ø / abc
L7	1,0	3Ø / abc
L8	2,31	3Ø / abc
L9	1,31	1Ø / a
L10	16,30	1Ø / a
L11	7,48	1Ø / a
L12	10,42	3Ø / abc
L13	6,06	1Ø / b
L14	7,68	3Ø / abc
L15	4,88	3Ø / abc
L16	2,52	3Ø / abc
L17	6,6	1Ø / b
L18	3,83	3Ø / abc
L19	1,31	3Ø / abc
L20	4,56	3Ø / abc
L21	9,80	3Ø / abc
L22	3,24	1Ø / a
L23	7,66	3Ø / abc
L24	0,28	3Ø / abc
L25	2,7	3Ø / abc
L26	7,28	3Ø / abc
L27	11,06	3Ø / abc
L28	4,04	3Ø / abc
L29	5,36	3Ø / abc
L30	13,72	3Ø / abc
L31	1,28	1Ø / b
L32	9,72	1Ø / b

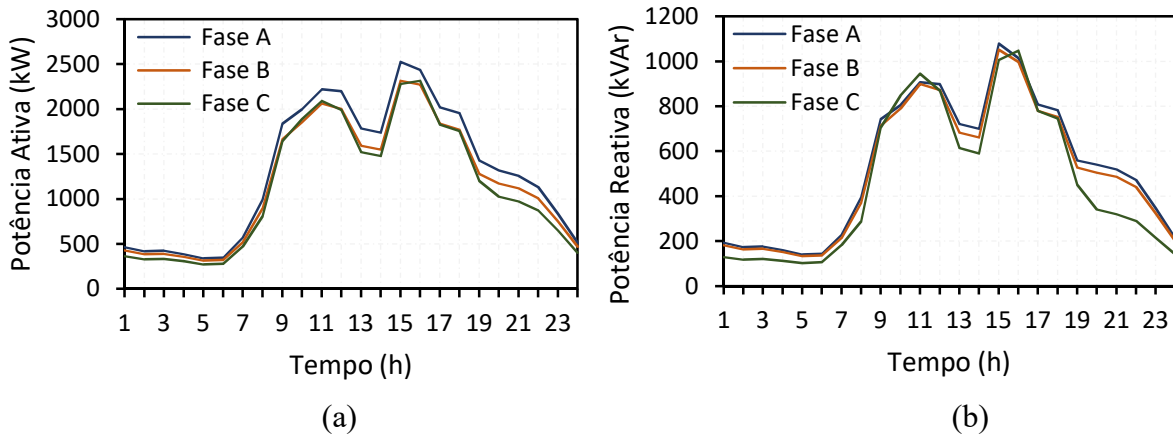
Fonte: Próprio autor.

Tabela 22 - Dados das cargas para o sistema teste 34 barras.

Barra	Carga	Conexão/Fases	Fase A		Fase B		Fase C	
			kW	kVAr	kW	kVAr	kW	kVAr
3	3b	1Ø	0	0	23,4	7,7	0	0
	3c	1Ø	0	0	0	0	156,0	45,5
5	5b	1Ø	0	0	54,6	17,9	0	0
11	11a	1Ø	171,6	67,8	0	0	0	0
12	12a	1Ø	210,6	83,2	0	0	0	0
13	13c	1Ø	0	0	0	0	62,4	20,5
14	14b	1Ø	0	0	117,0	38,5	0	0
15	15c	1Ø	0	0	195,0	56,9	0	0
16	16a	1Ø	96,0	37,9	0	0	0	0
	16b	1Ø	0	0	48,0	15,8	0	0
	16c	1Ø	0	0	0	0	48,0	12,0
	16a	1Ø	195,0	77,1	0	0	0	0
18	18b	1Ø	0	0	54,6	19,8	0	0
22	22abc	Δ - 3Ø	73,1	27,8	72,5	28,7	74,4	30,4
23	23a	1Ø	156,0	61,7	0	0	0	0
	23b	1Ø	0	0	156,0	56,6	0	0
	23c	1Ø	0	0	0	0	117,0	34,1
24	24a	1Ø	70,2	27,7	0	0	0	0
25	25a	1Ø	226,2	89,4	0	0	0	0
	25b	1Ø	0	0	226,4	66,0	0	0
	25c	1Ø	0	0	0	0	226,4	66,0
27	27a	1Ø	85,8	33,9	0	0	0	0
	27abc	Y - 3Ø	210,6	83,2	210,6	83,2	210,6	83,2
28	28b	Y - 3Ø	0	0	156,0	61,7	0	0
	28c	Y - 3Ø	0	0	0	0	156,0	45,5
29	29b	Y - 3Ø	0	0	70,2	25,5	0	0
30	30a	1Ø	140,4	55,5	0	0	0	0
	30b	1Ø	0	0	140,4	51,0	0	0
	30c	1Ø	0	0	0	0	174,7	51,0
	30abc	Y - 3Ø	31,2	12,3	31,2	12,3	31,2	12,3
31	31a	1Ø	70,2	27,2	0	0	0	0
	31b	1Ø	0	0	70,2	25,5	0	0
	31c	1Ø	0	0	0	0	70,2	20,5
32	32abc	Y - 3Ø	221,6	87,6	221,6	87,6	221,6	87,6
34	34b	1Ø	0	0	54,6	21,6	0	0
Total			<i>kW</i>			<i>kVAr</i>		
			5505,0			2010,9		

Fonte: Próprio autor.






Figura 32 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE para o sistema teste 34 barras.

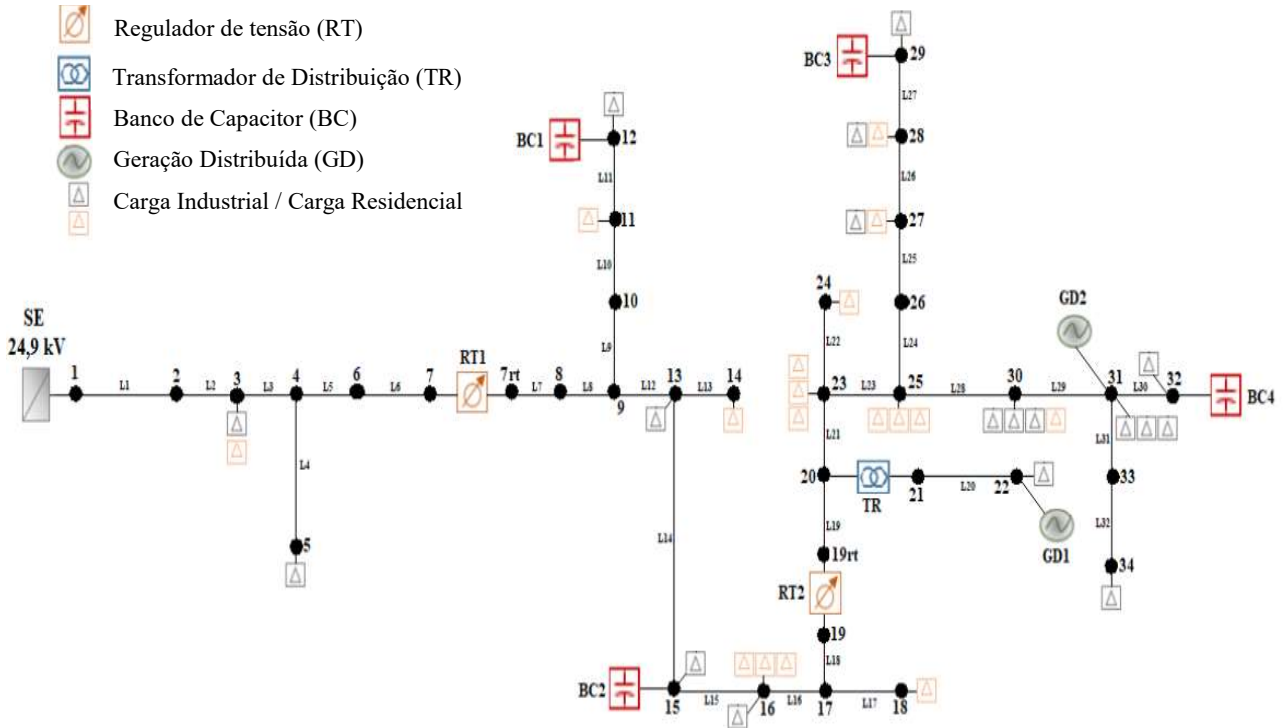


Fonte: Próprio autor.

Figura 33 - Topologia da rede teste 34 barras após alterações e conexões dos equipamentos de controle.

LEGENDA

-  Regulador de tensão (RT)
-  Transformador de Distribuição (TR)
-  Banco de Capacitor (BC)
-  Geração Distribuída (GD)
-  Carga Industrial / Carga Residencial



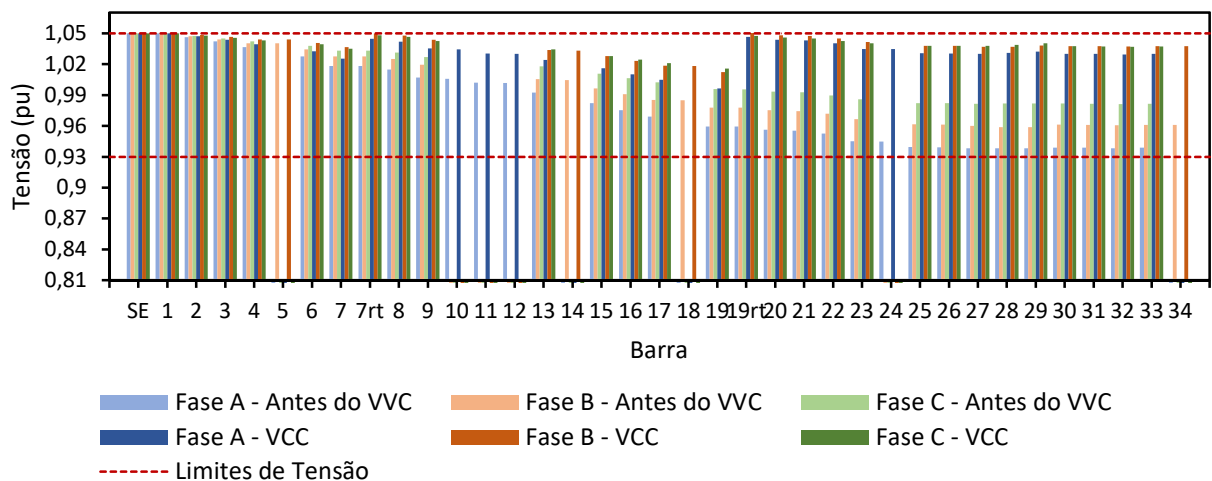
Fonte: Próprio autor.

4.2.2.1 Resultado das Simulações

Os resultados obtidos a nível de perdas elétricas, atuação dos equipamentos de controle e a condição de operação inicial para sistema IEEE 34 barras nas 24 horas analisadas estão descritos na Tabela 23. A Figura 34 traz as tensões antes e após o VVC para a hora 24.

A perda gerada antes da atuação do controle foi de 97,60kW onde o sistema opera dentro dos limites operacionais. A ação do primeiro equipamento encontrado como mais efetivo, BC2, reduz as perdas para 83,68 kW. Na sequência atua o BC1 com perda de 80,71 kW, RT1 com 78,70 kW e RT2 com a perda final para o horário de 77,63 kW.

Figura 34 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 24).

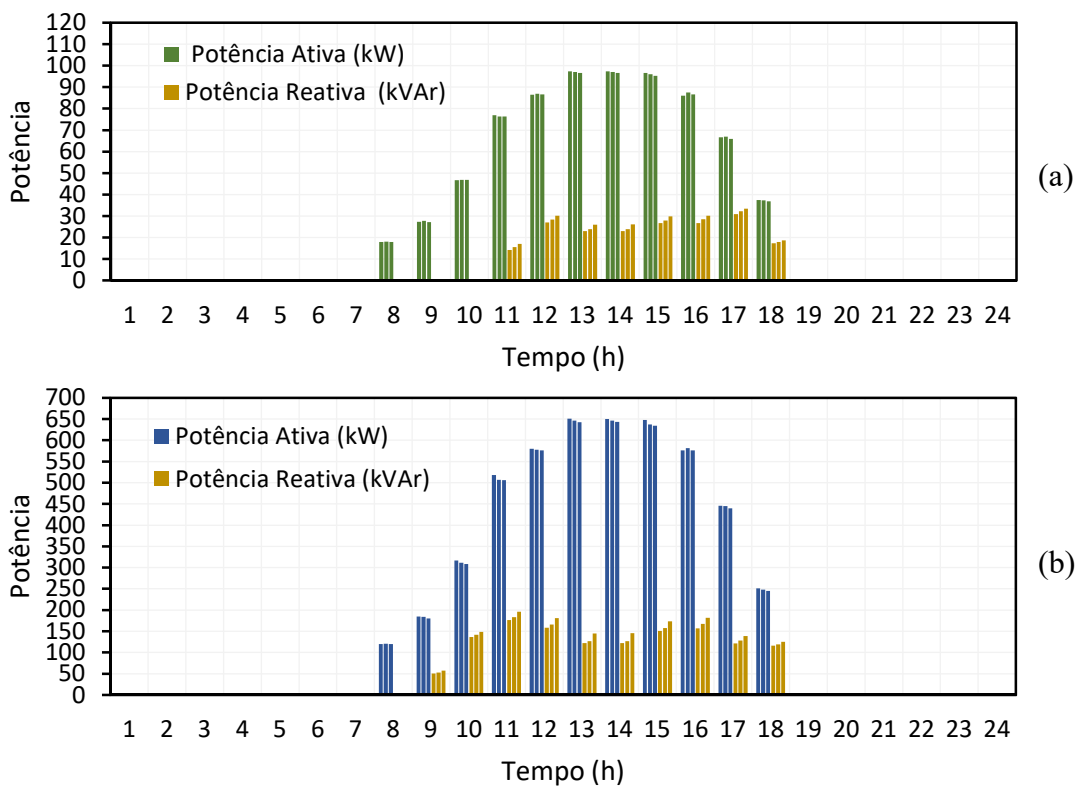


Fonte: Próprio autor.

De modo geral, no período da madrugada até às 7 horas, o VVC atuou corrigindo sobretensões (horas 1, 2, 4 e 5) ou com o sistema operando normalmente, buscou uma nova configuração que resultasse em uma perda total final menor que a obtida inicialmente (horas 3, 6 e 7). Neste trecho, os reguladores e o BC1 tiveram predomínio de atuação. Assim como foi feito no sistema IEEE 13 barras, alguns horários foram selecionados com o propósito de detalhar o controle perante as diferentes condições de carga, com foco principalmente nos resultados referentes as perdas elétricas.

O intervalo das 8 às 10 horas corresponde ao trecho em que o sistema altera do patamar de carga leve para pesado. Simultaneamente, corresponde ao início de geração das duas GDs fotovoltaicas. Ao contrário do sistema 13 barras, para o primeiro horário de produção de energia (8 horas), ambos geradores distribuídos geraram menor perda ao sistema quando mantidos operando com FP unitário. Para o GD1, esta mesma configuração permaneceu até a hora 10, não existindo contribuição de reativos ao sistema neste intervalo de tempo. A Figura 35 mostra a contribuição em potência ativa e reativa por parte dos dois sistemas FV após VVC.

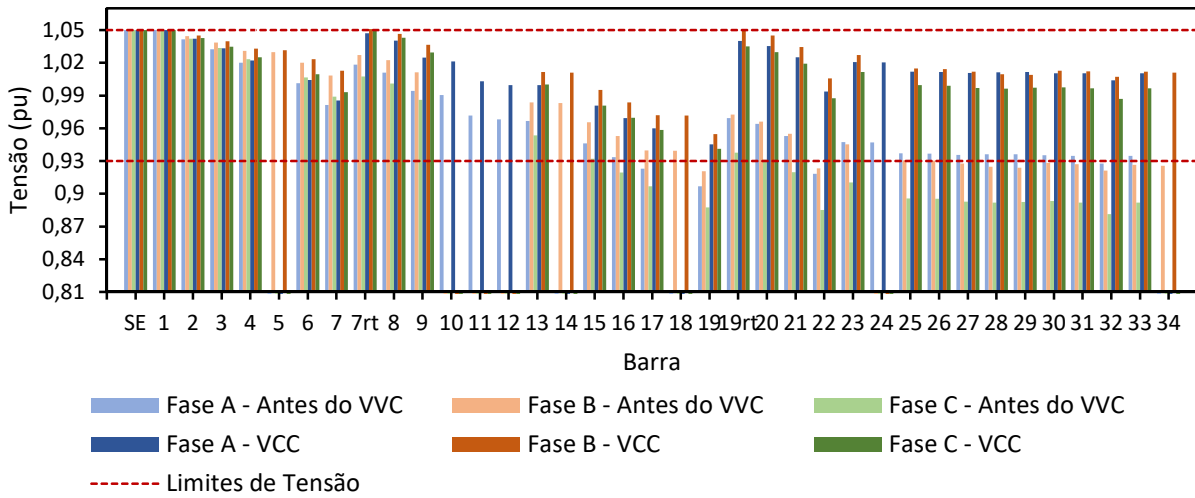
Figura 35 - Curva de potência ativa e reativa (a) GD1 e (b) GD2, após VVC.



Fonte: Próprio autor.

Na hora 8, o sistema opera adequadamente com perda inicial de 178,89kW. Com a atuação dos equipamentos BC3, RT1 e RT2 o valor é reduzido para 167,33kW. Quando o VVC inicia a hora 9, o mesmo detecta violações de subtensões em diversas barras do sistema. A primeira atuação foi do RT1, reduzindo as perdas de 572,82kW para 534,90kW. Na segunda matriz efetividade, o GD2 entra como mais efetivo para o FP igual a 0,96, gerando novas perdas de 514,87kW. RT2 atua por último e a perda final obtida para o horário foi de 502,35kW. A Figura 36 traz as tensões em todas as barras antes e após o VVC para a hora 9.

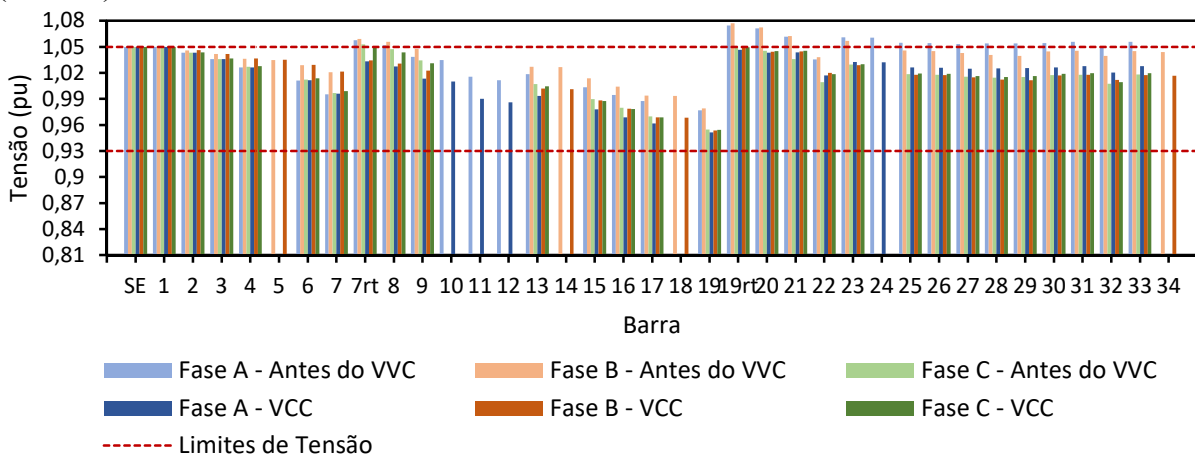
Figura 36 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 9).



Fonte: Próprio autor.

A hora 10 entra como exemplo de correção de sobretensão para a rede em análise. A Figura 37 traz as tensões antes e após aplicação do VVC. A perda inicial gerada com o sistema violado foi de 387,27 kW. O RT1 atua por primeiro gerando um valor de perda de 401,91 kW. Como dito anteriormente, quando o algoritmo corrige sobretensão é normal que as perdas aumentem perante atuação do primeiro equipamento mais efetivo, pois ele tende a corrigir as transgressões encontradas. Na sequência, com o sistema operando adequadamente, o VVC comuta o GD2 para fator de potência igual a 0,91, reduzindo o valor das perdas finais para 394,61 kW.

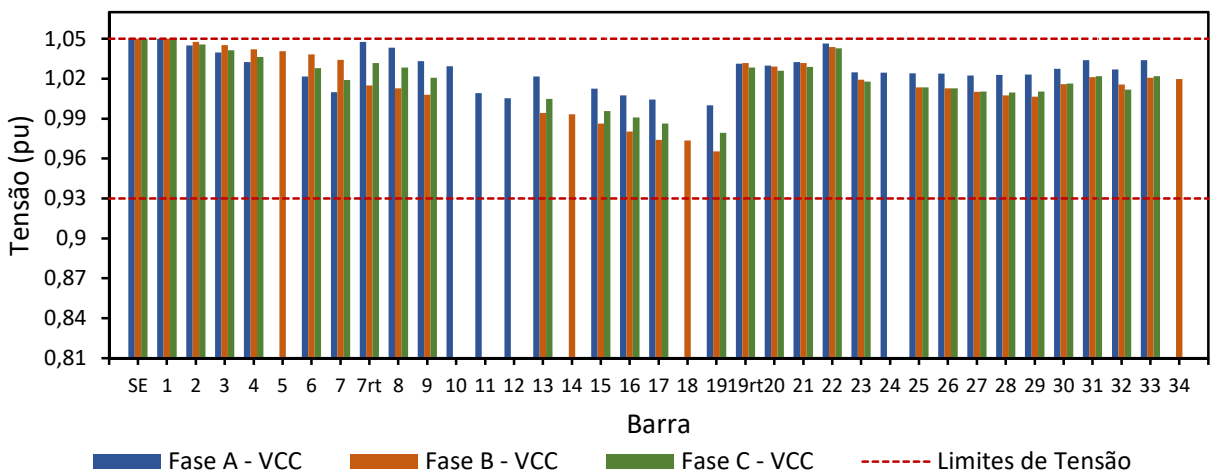
Figura 37 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras, antes e após o VVC (hora 10).



Fonte: Próprio autor.

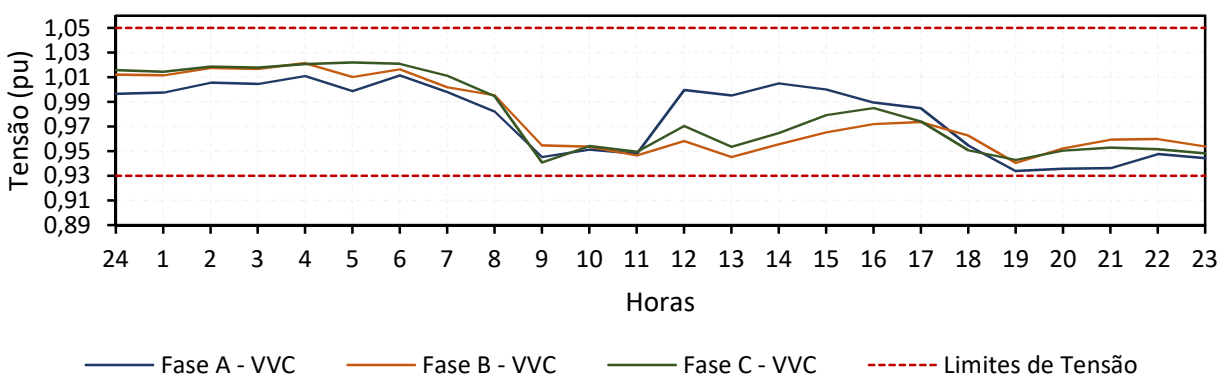
Analisando o horário de maior carregamento, a Figura 38 traz as tensões em todas as barras após aplicação do VVC. Plotando o perfil das tensões ao longo das 24 horas para as barras que apresentaram os valores mínimo e máximo de tensão, foram obtidos os gráficos das Figura 39 e a Figura 40, das barras 19 e 22, respectivamente. Como a barra 22 é o ponto de conexão do GD1, adicionalmente a Figura 41 traz o perfil de tensão da barra 31, a qual é ponto de conexão do GD2. A ideia é demonstrar que não há violações ao sistema e o VVC atua de forma satisfatória para todos os horários.

Figura 38 - Comportamento das tensões (fases ABC) em todas as barras para o horário de maior carregamento (15 horas), após o VVC.



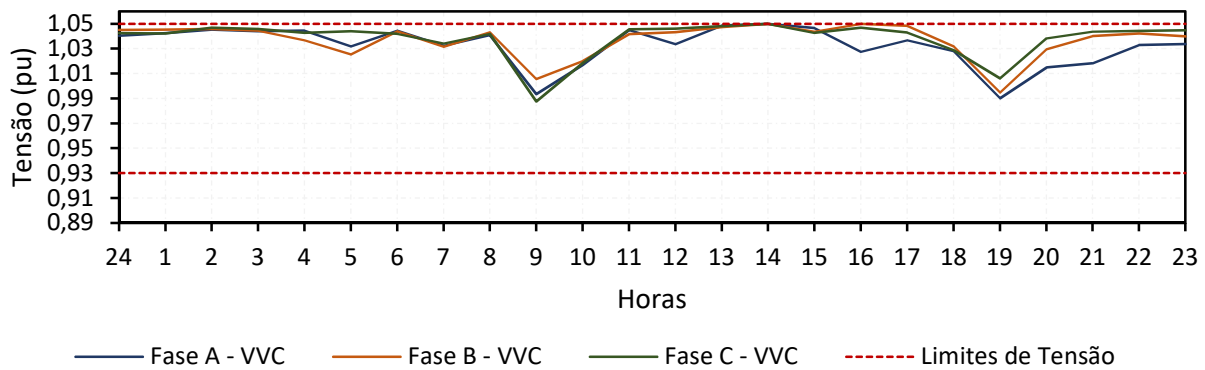
Fonte: Próprio autor.

Figura 39 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 19, após o VVC, ao longo das 24 horas analisadas.



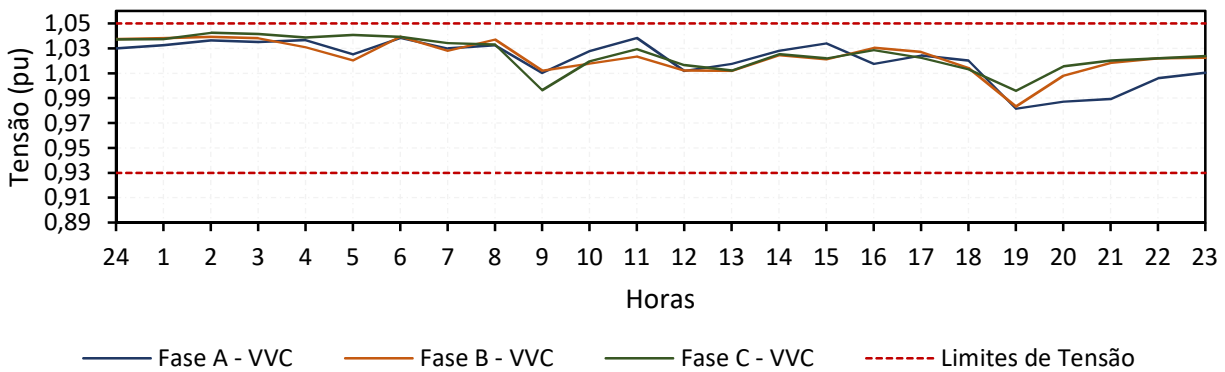
Fonte: Próprio autor.

Figura 40- Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 22, ponto de conexão do GD1, após o VVC, ao longo das 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

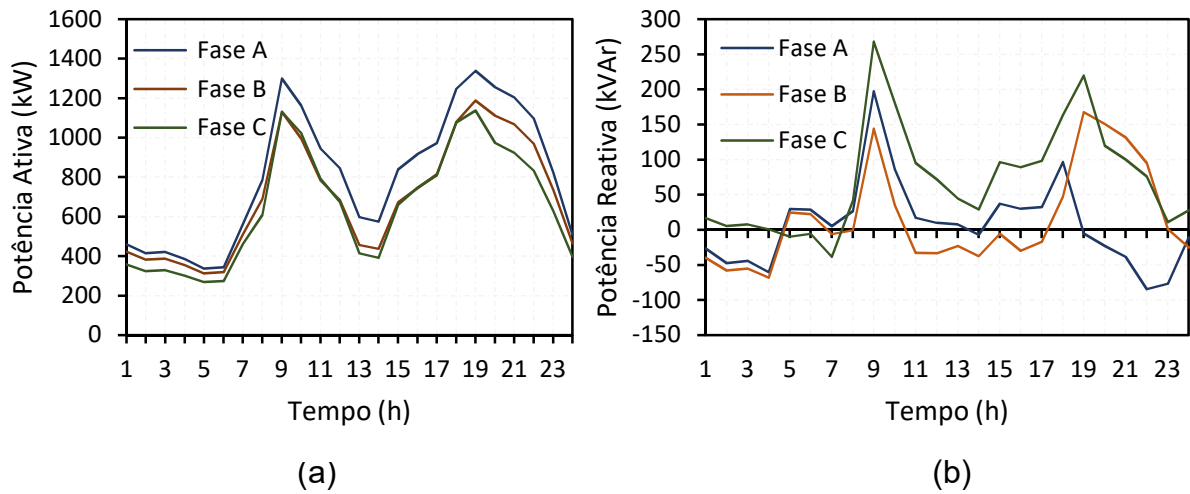
Figura 41 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 31, ponto de conexão do GD2, após o VVC, ao longo das 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

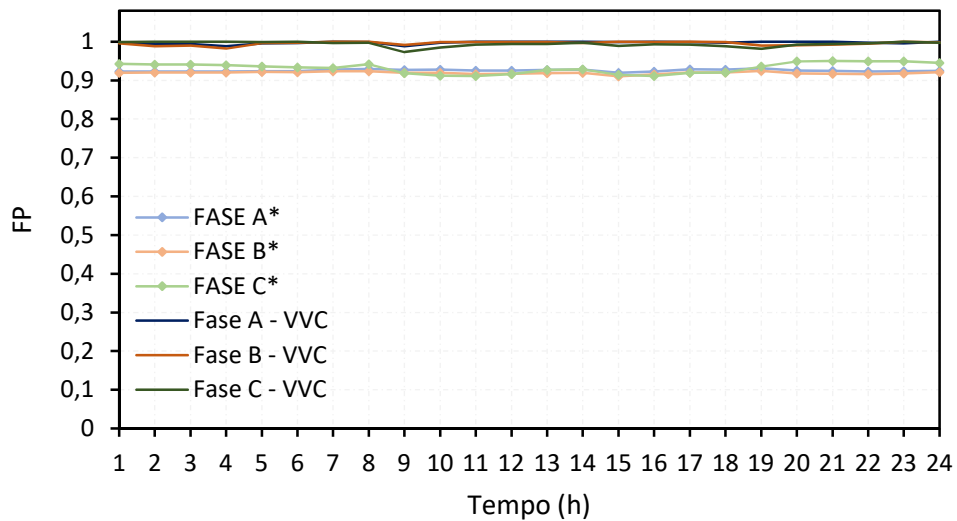
Os gráficos da Figura 42 mostram o comportamento da potência ativa e reativa fornecida pela SE após o controle VVC ser aplicado à rede. Comparando com a curva de carga obtida inicialmente, nota-se a contribuição em potência ativa por parte dos geradores distribuídos das 8 às 18 na redução da energia solicitada da subestação. A Figura 43 traz o FP final para o sistema antes e após aplicação do controle.

Figura 42 - Curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE, após o VVC.



Fonte: Próprio autor.

Figura 43 - Fator de potência da SE antes (fases ABC*) e após o VVC (fases ABC), para o sistema teste 34 barras.

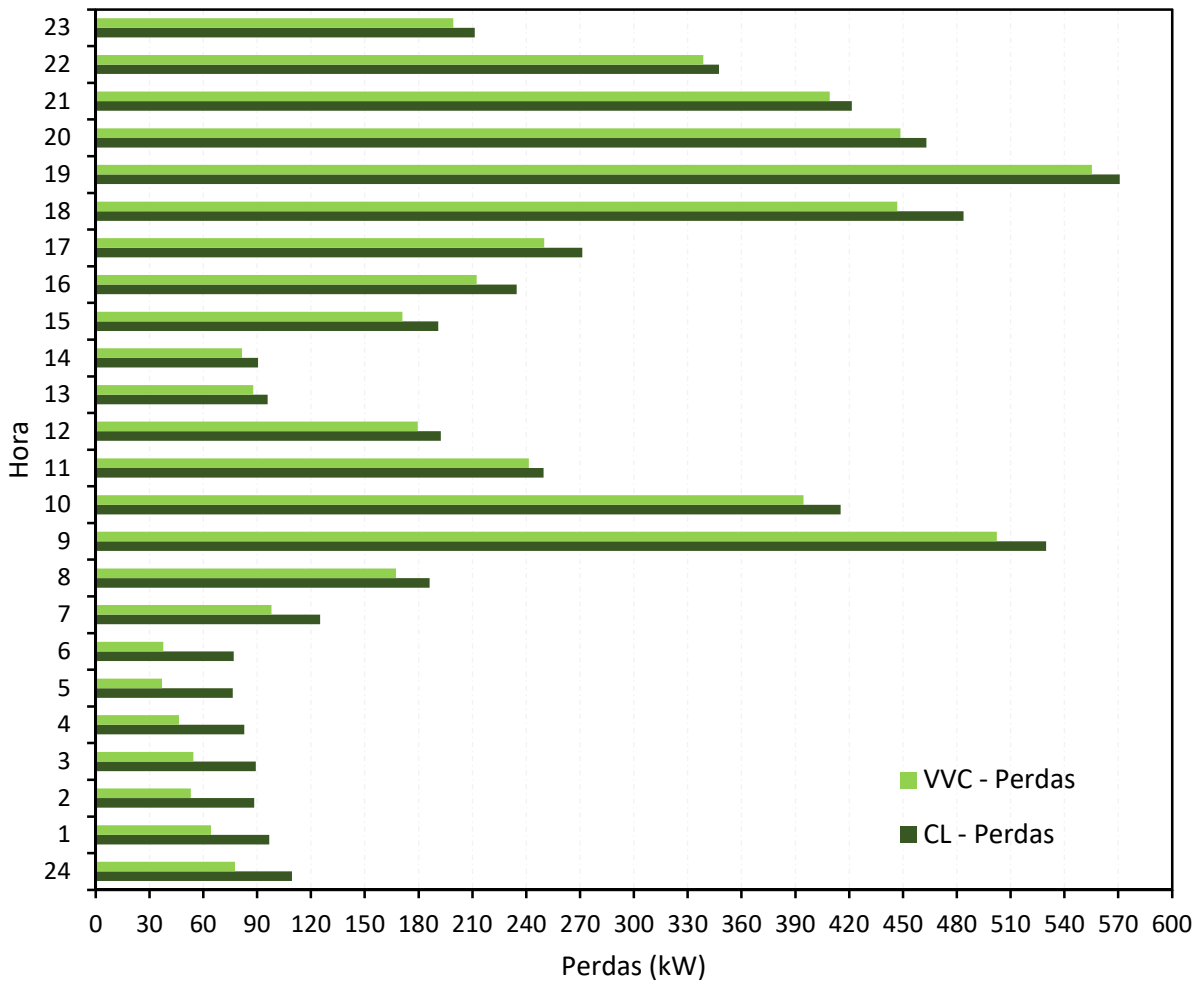


Fonte: Próprio autor.

Simulando a rede 34 barras a partir de um controle local e comparando com os resultados obtidos anteriormente com a aplicação do VVC, o gráfico da Figura 44 traz a diferença a nível de perdas técnicas entre as duas estruturas de controle. Nota-se que, assim como no sistema IEEE 13 barras, a estratégia de controle volt/var desenvolvida nesta dissertação também apresenta valor de perdas em kW menores do que ao CL para as 24 horas analisadas. Reduzindo entorno de 550 kW em um dia inteiro de operação.

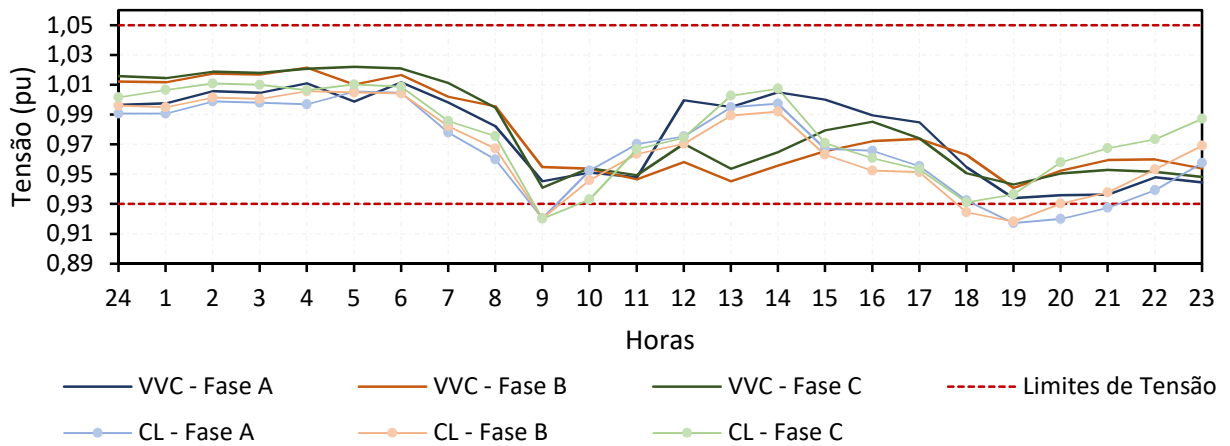
No caso do sistema 34 barras, o CL não consegue garantir que as barras pontos de conexão dos geradores distribuídos operem dentro dos limites estipulados por norma, gerando violações de sobretensão no período de alta geração. De forma semelhante, a barra crítica determinada pelo horário de maior carregamento (barra 19), não consegue operar acima de 0,93pu para a hora 9 e a partir das 19 horas quando entra as cargas dos consumidores residências. A Figura 45 e a Figura 46 mostram o comportamento das tensões das barras 19 e 22, nas fases A, B e C, durante as 24 horas de simulação.

Figura 44 - Comportamentos das perdas técnicas para o controle VVC proposto e controle Local.



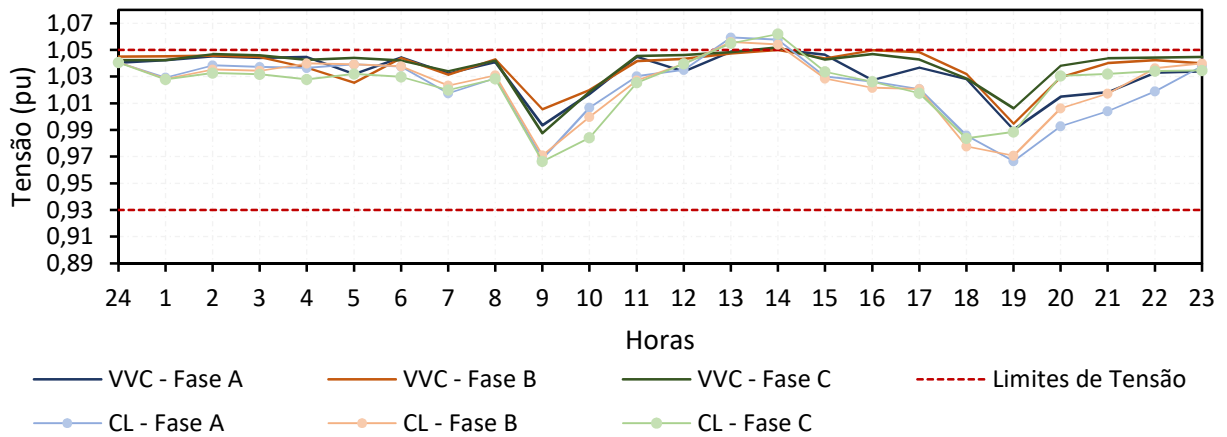
Fonte: Próprio autor.

Figura 45 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 19, para o controle VVC e controle local, ao longo das 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

Figura 46 - Comportamento das tensões (fases ABC) na barra 22, ponto de conexão do GD1, para o controle o VVC e controle local, ao longo das 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

4.2.3 Aplicação 3: Rede UFSM

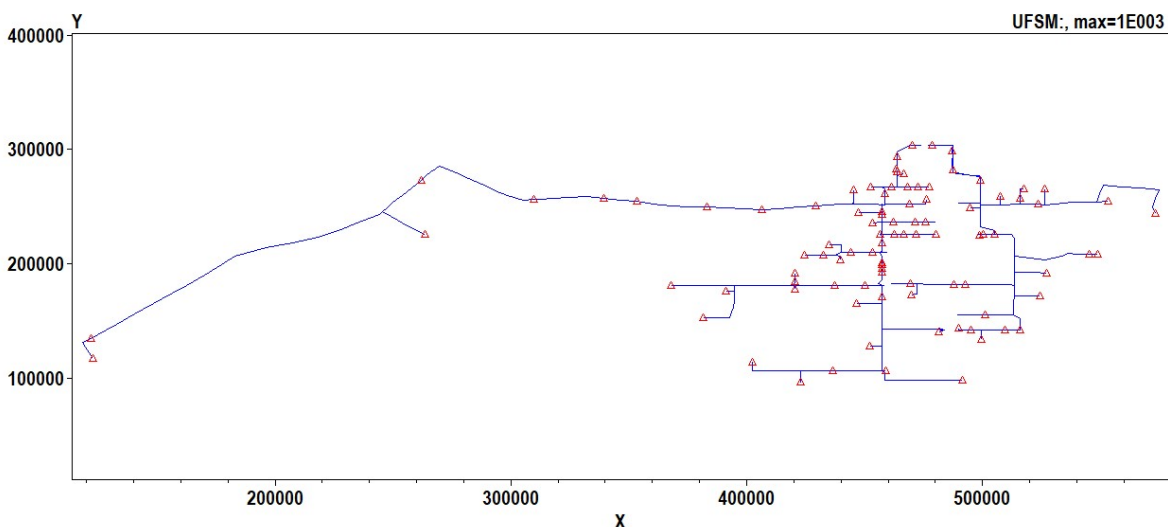
A Figura 47 traz a topologia da rede interna da UFSM modelada no software de simulações elétricas OpenDSS, respeitando todos os dados de geração, cargas e equipamentos como transformadores e banco de capacitores existentes.

A rede conta com a participação de três equipamentos de controle: minigeração fotovoltaica (100kWp) e dois bancos de capacitores (BC1 e BC2) com potência nominal de 300kVAr. Para a rede da UFSM, os bancos não foram analisados por fase como nos sistemas testes. Foram configurados como descrito anteriormente na Tabela 5, bancos trifásicos chaveados em níveis de comutação.

Todos os equipamentos citados foram instalados recentemente e são provenientes do projeto de Eficiência Energética em parceria com o grupo CPFL. O propósito principal das simulações nessa rede é analisar as contribuições geradas antes do projeto e depois, perante conexão dos novos equipamentos os quais foram coordenados pelo controle volt/var desenvolvido.

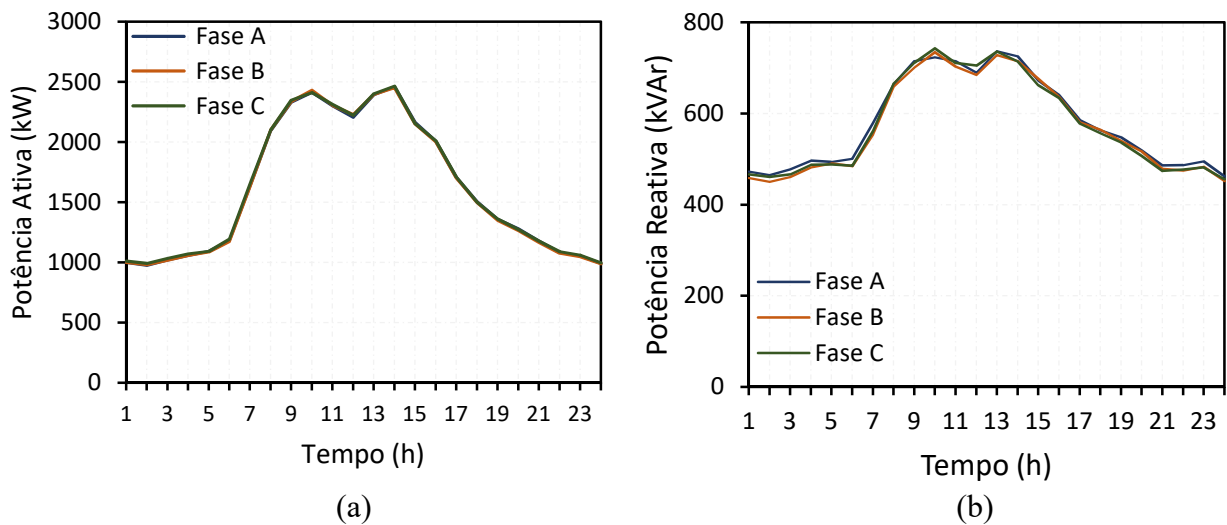
A Figura 48 apresenta a curva de potência (a) ativa e (b) reativa da SE antes do projeto. O sistema conta com um carregamento entorno de 7,2 MW sendo o pico às 14 horas.

Figura 47 – Topologia da rede interna da UFSM modelada no OpenDSS.



Fonte: Software OpenDSS.

Figura 48 - Curva de potência (a) ativa (b) reativa da SE antes da conexão dos novos equipamentos e aplicação do controle volt/var.



Fonte: Próprio autor.

4.2.3.1 Resultado das simulações

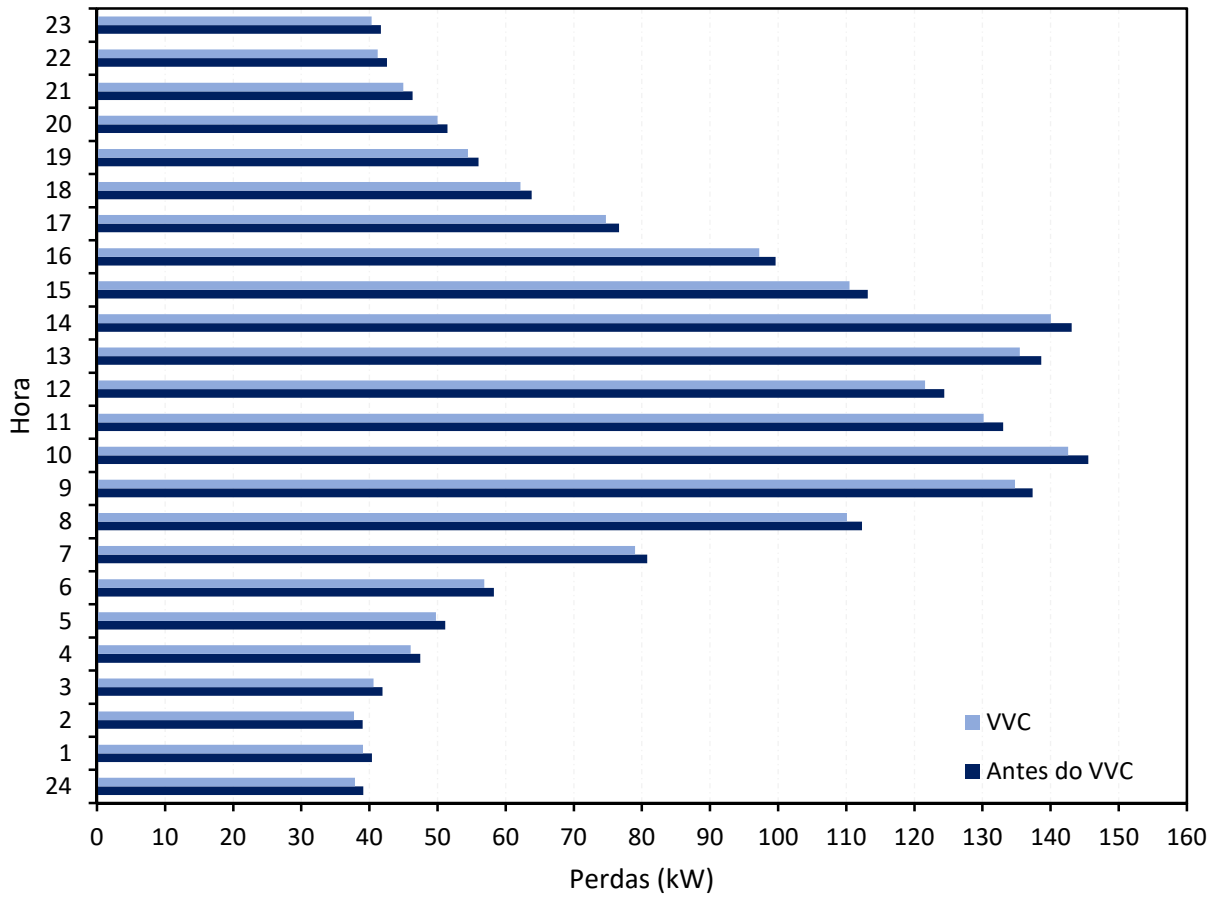
A Tabela 24 traz os resultados referentes a atuação dos equipamentos após a aplicação do VVC e o gráfico da Figura 49, a contribuição nas perdas técnicas totais. Nota-se que para todos os horários as perdas foram reduzidas em relação a rede anterior ao projeto.

Analisando a questão da correção do FP na SE, a Figura 50 e a Figura 51 trazem, respectivamente, a curva de potência reativa e o fator de potência, antes e após o VVC, para as 24 horas analisadas. Os resultados mostraram-se promissores visto que a universidade é taxada quando opera abaixo do limite permitido por norma de 0,92. A contribuição de reativos fornecidos localmente pelos bancos de capacitores e pela variação do FP do inversor da minigeração fotovoltaica diminuem o montante solicitado pelas cargas e, conseqüentemente, as perdas elétricas ao longo das linhas do sistema. Além disso, permite que o FP opere mais próximo de 1 e não gere multas a universidade por operar fora dos padrões estipulados por norma.

Tabela 24 - Resultado da aplicação do VVC na rede elétrica da UFSM.

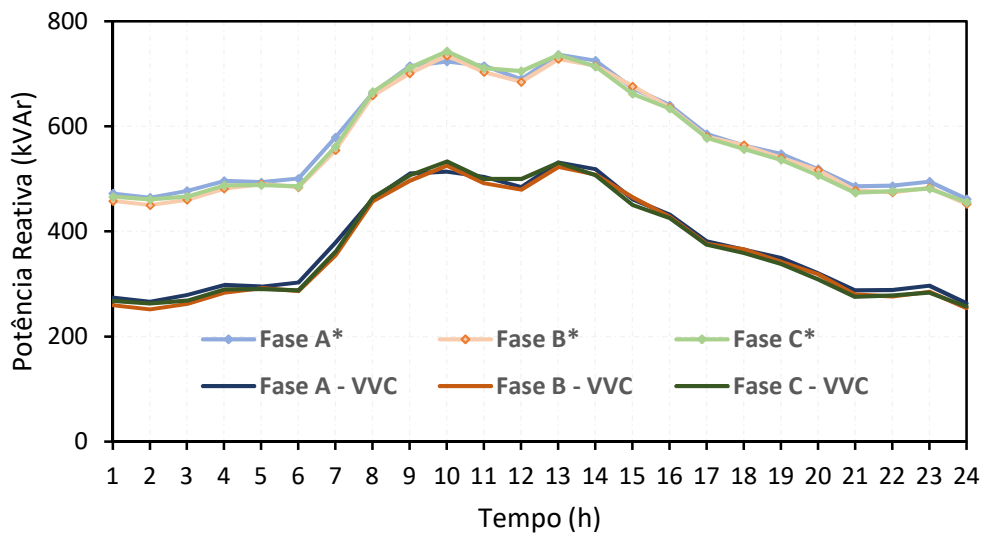
Hora	Perdas antes do VVC (kW)	Perdas após VVC (kW)	EQUIPAMENTOS DE CONTROLE		
			<i>BC1</i>	<i>BC2</i>	<i>GD</i>
			0	0	1
24	39,11	37,87	0 → 300	0 → 300	1
1	40,35	39,07	300	300	1
2	38,98	37,73	300	300	1
3	41,9	40,6	300	300	1
4	47,44	46,05	300	300	1
5	51,14	49,75	300	300	1
6	58,25	56,87	300	300	1
7	80,76	78,99	300	300	0,9
8	112,31	110,09	300	300	0,9
9	137,37	134,78	300	300	0,9
10	145,52	142,57	300	300	0,9
11	133,06	130,17	300	300	0,9
12	124,39	121,58	300	300	0,97
13	138,64	135,48	300	300	0,97
14	143,09	140,04	300	300	0,96
15	113,18	110,48	300	300	0,9
16	99,61	97,23	300	300	0,9
17	76,64	74,73	300	300	0,9
18	63,8	62,16	300	300	0,9
19	55,99	54,44	300	300	1
20	51,47	50,02	300	300	1
21	46,32	44,98	300	300	1
22	42,56	41,23	300	300	1
23	41,66	40,31	300	300	1

Figura 49 - Resultados das perdas técnicas antes e após alterações na rede e aplicação do VVC.



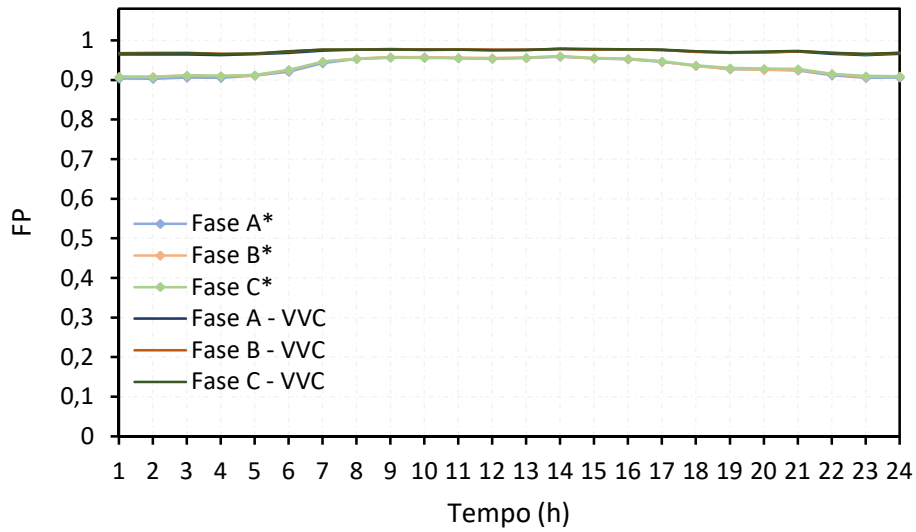
Fonte: Próprio autor.

Figura 50 - Curvas da potência reativa na SE antes (fases ABC*) e após o VVC, para as 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

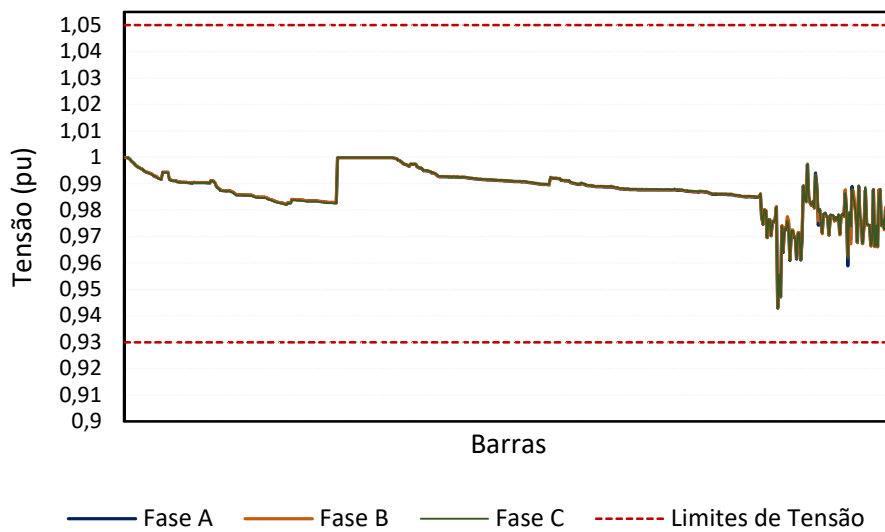
Figura 51 - FP na SE antes (fases ABC*) e após o VVC, para as 24 horas analisadas.



Fonte: Próprio autor.

Com o objetivo de demonstrar que não há violações nos níveis de tensão e que o algoritmo respeita todas as restrições operacionais para a correta operação do sistema, o gráfico da Figura 52 traz o perfil da tensão em todas as barras para o horário de maior carregamento, 14 horas. Em nenhum ponto ocorre transgressões de sobretensão ou subtensão, permanecendo dentro da faixa de 0,93/1,05pu.

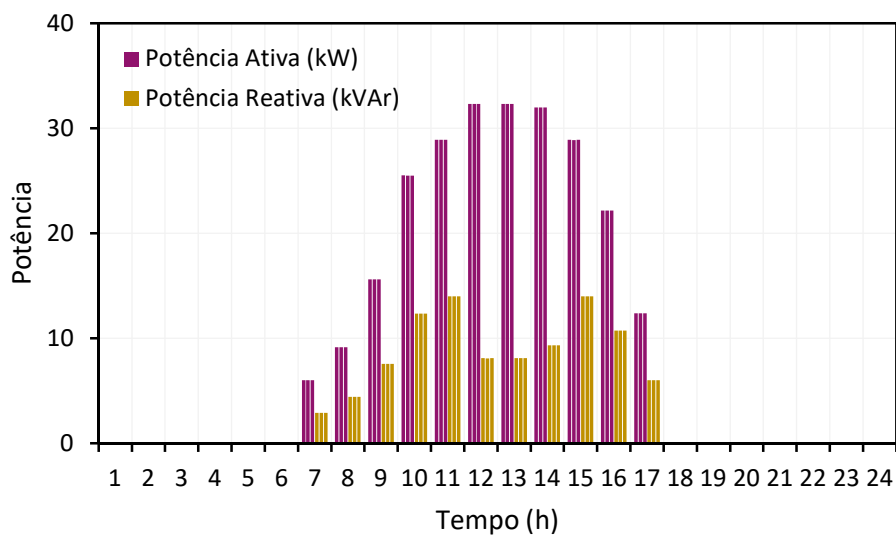
Figura 52 – Tensões nas barras da UFSM para o horário de maior carregamento (14 horas) após o VVC.



Fonte: Próprio autor.

Por fim, a Figura 53 traz a contribuição de potência ativa e reativa por parte da minigeração fotovoltaica. Com o controle VVC aplicado ao FP do inversor foi possível operar a GD de forma injetar/absorver reativos à rede, trazendo melhorias aos níveis de tensão ao mesmo tempo em que diminui as perdas técnicas totais do sistema como um todo.

Figura 53 – Potência ativa e reativa fornecida pela minigeração no período de geração.



Fonte: Próprio autor.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

5.1 CONCLUSÃO

Melhorias aos perfis de tensão podem ser concedidas pelo correto gerenciamento do fluxo de reativos na rede ou pelo controle direto de tensão. Porém, manter a tensão sempre dentro dos níveis adequados e estipulados por norma em todos os pontos do alimentador requer técnicas eficientes que considerem a operação conjunta e coordenada entre os equipamentos fontes de energia reativa e dispositivos reguladores de tensão.

Deste modo, esta dissertação vem com o propósito de dar sequência aos estudos voltados ao controle volt/var e propor uma metodologia heurística para o controle centralizado entre os equipamentos presentes no sistema. Trabalha com a minimização das perdas técnicas totais ao longo de um dia de operação e atua de forma coordenada nos ajustes do TAP de reguladores de tensão e banco de capacitores e no controle gradual do fator de potência dos inversores conectados aos sistemas fotovoltaicos.

A lógica Heurística descrita na metodologia possibilita, além da redução das perdas técnicas (correspondente a função objetivo do método) que o sistema opere com tensões desejáveis durante todo o tempo de atuação do VVC. Como o algoritmo tende sempre que possível adicional incremento de controle, a tendência é que o perfil de tensão em todos os barramentos varie entorno do limite superior permitido. Outro ponto importante é que o método utiliza um espaço reduzido de busca pela melhor solução considerando a totalidade de possibilidades. Isto porque trabalha com a efetividade de atuação dos equipamentos de controle no alcance da FO, reduzindo de forma significativa o número de análises combinatórias e esforços computacionais.

As primeiras simulações da metodologia comprovaram que o algoritmo realmente converge para a melhor solução mesmo sem testar todas as possibilidades de comutações das variáveis. Desta forma, conclui-se que determinar as tomadas de decisões a partir da efetividade de atuação dos controles tem capacidade de gerar resultados promissores aos SDEE.

Na sequência, a estratégia foi aplicada em dois sistemas testes do IEEE, sistema 13 barras e 34 barras. Para ambas simulações, o VVC respondeu de forma satisfatória atendendo todos os requisitos estabelecidos na formulação do problema. Além disso, os resultados demonstram a contribuição dos inversores controlados remotamente a partir do FP junto no

processo de otimização, tanto a nível de perdas elétricas quanto ao controle dos níveis de tensão no ponto de conexão. Em nenhuma das aplicações foi detectado problemas de sobretensão ou subtensão no PCC perante as variações de carga e geração, nas 24 horas analisadas.

Simulando as mesmas redes a partir de um controle local de tensão e corrente, os resultados não foram tão promissores. As perdas geradas pelo CL superaram as obtidas pelo VVC em todos os horários além de apresentar violação nas restrições. A falta de um controle eficiente na coordenação entre os equipamentos apresentou sobretensão e/ou subtensão em diversos ramais do sistema, principalmente nas barras que são ponto de conexão dos geradores distribuídos.

Para as simulações envolvendo a rede interna da UFSM, além dos resultados promissores na redução das perdas técnicas, o VVC trouxe contribuição significativa na correção do FP do sistema. Desta forma, evita que a instituição seja taxada por operar fora dos limites permitidos por norma.

Entra como desvantagem a possibilidade de comutação excessiva de algum equipamento específico, uma vez que não foi considerado na formulação do problema equações que restringissem tal operação.

5.2 CONTRIBUIÇÕES

As principais contribuições desta dissertação são:

- Estudo detalhado sobre o controle volt/var em redes de distribuição a partir da coordenação de reguladores de tensão, chaveamento de bancos de capacitores e melhor ajuste para injeção/absorção de reativos pelos inversores de frequência conectados juntos aos geradores distribuídos fotovoltaicos;
- Análise da contribuição e efeitos dos geradores distribuídos no controle volt/var bem como as consequências da falta dele;
- Simulações computacionais as quais comprovam os benefícios da aplicação de técnicas de otimização eficientes em relação aos métodos de controle tradicionais, a partir de medidas locais de tensão e corrente.

5.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Os seguintes trabalhos científicos foram publicados em congressos com base no tema desta dissertação:

- BIAZZI, R. R.; BERNARDON, D. P.; ABAIDE, A.; MARCOLIN, P.; MELLO, A. P. C.; BENTO, R. G. Coordinated Volt/Vat Control for Smart Distribution Grids. **CIREN 2019 Conference**. Madrid, Spain, 2019.
- BIAZZI, R. R.; BERNARDON, D. P.; MARCOLIN, P.; MELLO, A. P. C.; BENTO, R. G. Coordinated Volt/Vat Control for Distribution System based on Heuristic Algorithm. **IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America 2019**, Gramado, RS, Brazil, 2019.

5.4 TRABALHOS FUTUROS

Como visto ao longo desta dissertação, problemas envolvendo o controle volt/var em redes de distribuição são complexos de solucionar e envolvem em geral uma grande explosão combinatória, dependendo da estratégia escolhida e de todas as variáveis de controle existentes. Tais problemas podem ser agravados se na formulação do problema for considerado, também, a reconfiguração do sistema. A partir da atuação de chaves seccionadoras controladas remotamente, a topologia da rede pode ser modificada a fim de reduzir as perdas elétricas, equilibrar as cargas do alimentador como também restaurar o sistema após falta. Logo, entra como trabalhos futuros:

- União da coordenação entre os dispositivos de controle estudados nesta dissertação com reconfiguração da rede;
- Explorar o potencial de outros equipamentos, provenientes de recursos distribuídos junto ao controle volt/var desenvolvido, como armazenadores de energia e veículos elétricos;
- Propor melhorias ao VVC nas desvantagens citadas, entre elas propor penalidades para o número de comutação dos equipamentos;

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema nacional (PRODIST), módulo 8: qualidade da energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2010.

ABDELMOTTELEB, I.; GOMÉZ, T.; CHAVES-AVILA, J. P. Benefints of PV inverter volt/var controlo n distribution networks operation. **2017 IEEE Marchester PowerTech**, p. 1 – 6, 2017.

ALVES, P. G.; Impacto do Controle Volt/Var em Redes de Distribuição a partir da exploração do potencial dos inversores solares das gerações distribuídas. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria**, 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos – características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

BIE, Z. H.; SONG, Y. H.; WANG, X. F.; TAYLOR, G. A.; IRVING, M. R. Integration Algorithm and Heuristic Techniques for transition Optimised Voltage and Reactive Power Control. **IEEE Proceeding – Generation Transmission and Distribution**, v. 153, n. 2, p. 205, 2006.

CEBELLO, A. F. Redes Elétricas Inteligentes no Brasil: A necessidade de uma avaliação adequada de custos e benefícios. **Repositório do Conhecimento do IPEA**, 2012.

GU, Z.; RUZZY, D. T. Neural network for combined control of capacitor banks and voltage regulators in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 11, p.1921 – 1928, 1996.

HAN, X.; KOSEK, A. M.; GEHRKE, O.; BINDNER, H. W.; KULLMANN, D. Activate distributed energy resources' services: Hierarchical voltage controller as an application. **Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES**, p. 1 – 5, 2014.

JABR, R. A.; DZAFIC, I. Sensitivity-based discrete coordinate-descent for volt/var control in distribution networks. **IEEE Transactions on Power System**, vol. 31, p. 4670 - 4678, 2016.

JAFARI, M.; OLOWU, T. O.; SARWAT, A. I. Optimal Smart Inverters Volt/Var Control Selection with a Multi-Objective Volt/Var Optimization using Evolutionary Algorithm Approach. **2018 North American Power Symposium (NAPS)**, p. 1 - 6, 2018.

JAKUS, D.; VASILJ, J.; SARAJECEV, P. Voltage control in MV distribution networks through coordinated control of TAP changers and renewable energy sources. **2015 IEEE Eindhoven PowerTech**, p. 1 – 6 , 2015.

JASHFAR, S.; ESMAEILI, S. Volt/Var/THD control in distribution networks considering reactive power capability of solar energy conversion. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, vol. 60, p. 221 – 233, 2014.

ZOKA, Y.; YORINO, N.; WATANABE, M.; KURUSHIMA, T. An optimal decentralized control for voltage control devices by means of a multi-agent system. **2014 Power Systems Computation Conference**, p. 1 – 8, 2014.

LI, Q.; ZHANG, Y.; JI, T.; LIN, X.; CAI, Z. Volt/Var control for power grids with connections of large-scale wind farms: A review. **IEEE Access**, vol. 6, p. 26675 - 26692, 2018.

LIANG, R.; WANG, Y. Fuzzy-based reactive power and voltage control in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 18, p. 610 – 618, 2003.

LIAO, Y.; FAN, W.; CRAMER, A.; DOLLOFF, P.; FEI, Z.; QUI, M.; BHATTACHARYYA, S.; HOLLOWAY, L.; GREGORY, B. Voltage and Var control to enable high penetration of distributed photovoltaic systems. **2012 North American Power Symposium (NAPS)**, p. 1 – 6, 2012.

LONG, Q.; WANG, J.; LUBKEMAN, N. L.; CHEN, P. Volt/Var Optimization of Distribution Systems for Coordinating Utility Voltage Control with Smart Inverters. **Innovative Smart Grids Technologies (ISGT)**, p. 1 – 5, 2019.

LU, F. C.; HSU, Y. Y. Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming. **IEEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution**, vol. 142, p.639 – 645, 1995.

MELLO, A. P. C., Estratégia de controle volt/var coordenado para sistemas de distribuição inteligentes. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria**, 2018.

MELLO, A. P. C., PFITSCHER, L. L.; BERNARDON, D. P. Coordinated Volt/Var control for real-time operation of smart distribution grids. **Electrical Power Systems Research**, vol. 151, p. 233 – 242, 2017.

MERCER, B. DE M. Uma proposta de controle volt/var hierárquico para sistemas modernos de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas**, 2016.

MILLER, L.; CIBULKA, L.; BROWN, M.; MEIER, A. V.; ARGHNDEH, R. Distribution System Voltage Management and Optimization for Integration of Renewables and Electric Vehicles. **California Institute for Energy and Environment**, 2013.

MOKGONYANA, L. A. A Heuristic Optimal Approach for Coordinated Volt/Var Control in Distribution Networks. **Dissertation (Master of Electrical Engineering) – University of Pretoria**, November, 2014.

OSHIRO, M.; UCHIDA, K.; SENJYU, T.; YONA, A. Voltage control in distribution systems considered reactive power output sharing in smart grid. **2010 International Conference on Electrical Machines and Systems**, p.458 – 463, 2010.

PADILHA-FELTRIN, RODEZNO, D. A. Q.; MANTOVANI, J. R. S. Volt/Var multiobjective optimization to peak-load relief and energy efficiency in distribution networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 30, p. 618 – 626, 2014.

PASERBA, J. J.; LEONARD, D. J.; MILLER, N. W.; LAUBY, M. G.; NAUMANN, S. T.; SENER, F. P. Coordination of a distribution level continuously controlled compensation device with existing substation equipment for long term VAR management. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 9, p. 1034 – 1040, 1994.

PEREIRA, P. R. S. Métodos para otimização dos ajustes dos reguladores de tensão e zonas de TAP em sistemas de distribuição. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria**, 2009.

PFITSCHER, L. Reconfiguração automática de redes de energia elétrica com monitoramento em tempo real. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, Santa Maria**, 2013

RAGHAVENDRA, P.; GOANKAR, D. N. Online volt/var control in a smart grid with multiple distributed generation system. **2016 IEEE 7th Power India International Conference (PIICON)**, p. 1 – 6, 2016.

ROYTELMAN, I.; GANESAN, V.; Modeling of local controllers in distribution network applications. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 15, p.1232 – 1237, 2000.

SHENG, W.; LIU, K.; CHENG, S.; MENG, X.; DAI, W. A trust region SQP method for coordinated voltage control in smart distribution grid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 7, p. 381 – 391, 2016.

SINGH, S.; SINGH, S, P. A smart volt/var optimization engine for energy distribution systems. **2016 International Conference on Emerging Trends in Electrical Electronics & Sustainable Energy Systems (ICETEESES)**, p. 35 – 41, 2016.

TAHIR, M.; NASSAR, M.E.; EL-SHATSHAT, R.; SALAMA, M. M.A. A review of volt/var control techniques in passive and active power distribution networks. **2016 IEEE Smart Energy Grid Engineering (SEGE)**, p. 57 – 63, 2016.

VAN CUTSEM, T.; VALVERDE, G. Coordinated voltage control of distribution networks hosting dispersed generation. **22nd international Conference and Exhibition on Electricity**

Distribution – CIRED 2013, Stockholm, Sweden, 10-13 junho, 2013.

VIANNA, M. P. Gerenciamento de potência reativa em sistemas de distribuição utilizando controlado fuzzy de fator de potência. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul**, 2009.

VIAWAN, F. A.; KARLSSON, D. Coordinated voltage and reactive power control in the presence of distributed generation. **2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century**, p. 1 – 6, 2008.

WONG, T. K.; MAK, C. M; CHUNG, T. S. Co-ordination of transformer TAP and capacitor operation for reactive power/voltage control in a distribution primary substation. **2000 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-00**, vol. 2, p. 479 – 485, 2000.

APÊNDICE

APÊNCIA A – ALGORITMO PARA O SISTEMA 13 BARRAS

```

%INICIALIZAÇÃO DO OPENDSS
DSSObj= actxserver('OpenDSSEngine.DSS');
if ~DSSObj.Start(0),
    disp('Unable to start the OpenDSS Engine')
return
end
DSSText = DSSObj.Text;
DSSCircuit = DSSObj.Activecircuit;
DSSElem = DSSCircuit.ActiveCktElement;
DSSBus = DSSCircuit.ActiveBus;
DSSSolution = DSSCircuit.Solution;
DSSText.command =
'Compile(C:\Users\DELL\Desktop\_REDE_IEEE13BARRAS_\IEEE13Barra
s.dss)';

%ATUALIZAÇÃO DOS AJUSTES DOS EQUIPAMENTOS DE CONTROLE
%%BANCOS DE CAPACITORES
DSSText.command = 'New Capacitor.Cap1a Bus1=645.1 phases=1
kVAR=0 kV=2.4 enable=yes';
DSSText.command = 'New Capacitor.Cap1b Bus1=645.2 phases=1
kVAR=0 kV=2.4 enable=yes';
DSSText.command = 'New Capacitor.Cap1c Bus1=645.3 phases=1
kVAR=0 kV=2.4 enable=yes';

%%REGULADOR DE TENSÃO
DSSText.command = 'Transformer.Reg1.Taps=[1.0 1.0]';
DSSText.command = 'Transformer.Reg2.Taps=[1.0 1.0]';
DSSText.command = 'Transformer.Reg3.Taps=[1.0 1.0]';
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';

%%SISTEMAS FOTOVOLTAICOS (PVSystem)
%%Dados da curva de geração
DSSText.command = 'New XYCurve.PvsT npts=4 xarray=[0 25 75
100] yarray=[1.2 1 0.8 0.6]';

DSSText.command = 'New XYCurve.EffFP1 npts=4 xarray=[0.1 0.2
0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]';
DSSText.command = 'New LoadShape.Irrad npts=24 Interval=1
mult=[ 0 0 0 0 0 0 .1 .2 .3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0
0 0 0 0]';

```

```
DSSText.command = 'New Tshape.Temp      npts=24  Interval=1
temp=[ 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55
40 35 30 25 25 25 25 25 25]';
```

```
%%% SistemasFV (1 e 2)
```

```
DSSText.command = 'New PVsystem.GD1 phases=3 bus1=646.1.2.3
kV=4.16 conn=delta kVA=500  Vminpu=0.3 Vmaxpu=1.9 model=1
irrad=1 Pmpp=500 Temperature=25 pf=1 effcurve=EffFP1
P-Tcurve=Pvs Daily=Irrad TDaily=Temp';
```

```
DSSText.command = 'New PVsystem.GD2 phases=3 bus1=671.1.2.3
kV=4.16 conn=delta kVA=1800 Vminpu=0.3 Vmaxpu=1.9  model=1
irrad=1 Pmpp=1800 Temperature=25 pf=1 effcurve=EffFP1
P-Tcurve=Pvs Daily=Irrad TDaily=Temp';
```

```
%%Monitores Gerações Distribuídas
```

```
DSSText.command = 'new monitor.potenciaGD1 PVSystem.GD1
Terminal=1 mode=1 ppolar=no' ;
DSSText.command = 'new monitor.potenciaGD2 PVSystem.GD2
Terminal=1 mode=1 ppolar=no';
```

```
%%OBTENÇÃO DAS CONDIÇÃO DE OPERAÇÃO INICAIL DO SISTEMA VIA
OPENDSS
```

```
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSText.command = 'Solve';
```

```
%%PERDAS TOTAIS
```

```
P_Perda_INICIAL = DSSCircuit.losses(1) /1000;
```

```
%%TENSÕES
```

```
TensoesA = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
TensoesB = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
TensoesC = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
Tensoes= [TensoesA, TensoesB, TensoesC];
MTensoes_max= max(Tensoes);
MTensoes_min= min(Tensoes);
y=1;
while y<=43      %total de barras
    if Tensoes(y)>1.05
        MTensoes_sobre = 'SOBRETENSÃO';
    end
    y=y+1;
end
z=1;
while z<=43
    if Tensoes(z)<0.93
        MTensoes_sub = 'SUBTENSÃO';
    end
    z=z+1;
end
```

```

%%CONFIGURAÇÃO ATUAL DOS EQUIPAMENTOS
%%Bancos de Capacitores
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1a';
kvar_inicio_BC1a= DSSCircuit.Capacitor.kvar;
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1b';
kvar_inicio_BC1b= DSSCircuit.Capacitor.kvar;
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1c';
kvar_inicio_BC1c= DSSCircuit.Capacitor.kvar;

%%Regulador de Tensão
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg1';
Tap_RTa_inicial=(DSSCircuit.transformer.tap );
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg2';
Tap_RTb_inicial=(DSSCircuit.transformer.tap );
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg3';
Tap_RTc_inicial=(DSSCircuit.transformer.tap );

%%Geradores distribuídos e Inversor de frequência
DSSCircuit.PVsystem.Name = 'GD1';
GD1_FP_INICIAL_ = DSSCircuit.PVSystem.PF;

%RESULTADOS FORNECIDOS VIA OPENDSS
DSSText.command ='export monitors potenciaGD1';
DSSText.command ='export monitors potenciaGD2';
DSSText.command ='export voltage';
DSSText.command ='export monitors potenciasub';
DSSText.command ='show taps';
DSSText.command ='show losses';
DSSText.command ='show powers kva elements';
DSSText.command ='show currents elements';
DSSText.command ='show voltage LN node';
DSSText.command ='export loads';

CONTROLE BANCO DE CAPACITOR (exemplo BC1)
DSSText.command = 'Capacitor.Cap1a.kvar =0';
DSSText.command = 'Capacitor.Cap1b.kvar =0';
DSSText.command = 'Capacitor.Cap1c.kvar =0';

% CONTROLE FASE A
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1a';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = DSSCircuit.Capacitor.kvar -100;
t=1;
for t=1:7
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1a';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = DSSCircuit.Capacitor.kvar +100;
Cap1a_kvar(t) = (DSSCircuit.Capacitors.kvar );
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

```

```

BC1a_PERDAS(t) = DSSCircuit.losses(1) / 1000;
V1 = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
y=1;
while y<=15
    if V1(y)>1.05
        BC1a_PERDAS(t) = (NaN);
    end
    if V1(y)<0.93
        BC1a_PERDAS(t) = (NaN);
    end
    y=y+1;
end
t=t+1;
end
M_BC1a= [Cap1a_kvar; BC1a_PERDAS];
[BC1a_MINIMO, posBC1_a] = min(BC1a_PERDAS);
M_BC1a_kvar = Cap1a_kvar(posBC1_a);
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1a';
DSSCircuit.Capacitors.kvar = 0;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

%CONTROLE FASE B
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1b';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = DSSCircuit.Capacitor.kvar -100;
t=1;
for t=1:7
    DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1b';
    DSSCircuit.Capacitor.kvar = DSSCircuit.Capacitor.kvar +100;
    Cap1b_kvar(t) = (DSSCircuit.Capacitors.kvar );
    DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
    DSSText.command = 'set stepsize=1h';
    DSSSolution.Solve;
    BC1b_PERDAS(t) = DSSCircuit.losses(1) / 1000;
    V2 = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
    y=1;
    while y<=15
        if V2(y)>1.05
            BC1b_PERDAS(t) = (NaN);
        end
        if V2(y)<0.93
            BC1b_PERDAS(t) = (NaN);
        end
        y=y+1;
    end
end
t=t+1;
end

```



```

M_BC1b= [Cap1b_kvar; BC1b_PERDAS];
[BC1b_MINIMO, posBC1_b] = min(BC1b_PERDAS);
M_BC1b_kvar = Cap1b_kvar(posBC1_b);
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1b';
DSSCircuit.Capacitors.kvar = 0;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

%CONTROLE FASE C
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1c';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = DSSCircuit.Capacitor.kvar -100;
t=1;
for t=1:7
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1c';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = DSSCircuit.Capacitor.kvar +100;
Cap1c_kvar(t) = (DSSCircuit.Capacitors.kvar );
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
BC1c_PERDAS(t) = DSSCircuit.losses(1) / 1000;
V3 = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
y=1;
while y<=13
    if V3(y)>1.05
        BC1c_PERDAS(t) = (NaN);
    end
    if V3(y)<0.93
        BC1c_PERDAS(t) = (NaN);
    end
    y=y+1;
end
t=t+1;
end
M_BC1c= [Cap1c_kvar; BC1c_PERDAS];
[BC1c_MINIMO, posBC1_c] = min(BC1c_PERDAS);
M_BC1c_kvar = Cap1c_kvar(posBC1_c);
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1c';
DSSCircuit.Capacitors.kvar = 0;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

```

```

%CONFIGURAÇÃO FINAL OBTIDA PARA O BC
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1a';
DSSCircuit.Capacitors.kvar = M__BC1a_kvar;
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1b';
DSSCircuit.Capacitors.kvar = M__BC1b_kvar;
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1c';
DSSCircuit.Capacitors.kvar = M__BC1c_kvar;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
MINIMO_BC1 = DSSCircuit.losses(1)/1000; %valor utilizado na
Matriz Efetividade

%TESTE DE TENSÃO PARA A CONFIGURAÇÃO FINAL
V_BC1_A = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
V_BC1_B = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
V_BC1_C = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
V_BC1=[V_BC1_A, V_BC1_B, V_BC1_C];
V_BC1_max= max(V_BC1);
V_BC1_min= min(V_BC1);
y=1;
while y<=43
    if V_BC1(y)>1.05
        V_BC1_sobre = 'SOBRETENSÃO BC1';
        MINIMO_BC1 = NaN;
    end
    y=y+1;
end
z=1;
while z<=43
    if V_BC1(z)<0.93
        V_BC1_sub= 'SUBTENSÃO BC1';
        MINIMO_BC1 = NaN;
    end
    z=z+1;
end

%BC RETORNA PARA A CONFIGURAÇÃO INICIAL
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1a';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = kvar_inicio_BC1a;
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1b';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = kvar_inicio_BC1b;
DSSCircuit.Capacitors.Name = 'Cap1c';
DSSCircuit.Capacitor.kvar = kvar_inicio_BC1c;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
Maa_BC1 = [M__BC1a_kvar, M__BC1b_kvar, M__BC1c_kvar]; %
Matriz referente a configuração final - kVAr/fase

```

```

% CONTROLE REGULADOR DE TENSÃO RT
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg1';
DSSText.command = 'Transformer.reg1.tap =1';
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg2';
DSSText.command = 'Transformer.reg2.tap =1';
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg3';
DSSText.command = 'Transformer.reg3.tap =1';

%CONTROLE FASE A
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg1';
DSSCircuit.Transformers.Tap = DSSCircuit.Transformers.Tap -
0.10625;
x=1;
for x=1:33
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg1';
DSSCircuit.Transformers.Tap = DSSCircuit.Transformers.Tap +
0.00625;
TAP1(x)= DSSCircuit.Transformers.Tap;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
RTa_PERDAS(x) = DSSCircuit.losses(1)/ 1000;
V1 = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
y=1;
while y<=15
    if V1(y)>1.05
        RTa_PERDAS(x) = (NaN);
    end
    if V1(y)<0.93
        RTa_PERDAS(x) = (NaN);
    end
    end
    y=y+1;
end
x=x+1;
end
M_RTa = [TAP1 ; RTa_PERDAS]; %Matriz Tap x Perdas - Fase A
[RTa_MINIMO, pos_A] = min(RTa_PERDAS); %Retira a posição da
menor perda
M__Tap_a = TAP1(pos_A); %Melhor TAP para a FASE A

%FASE A DO RT É AJUSTADA NA POSIÇÃO NEUTRO
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg1';
DSSCircuit.Transformers.Tap = 1;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

```

```

%CONTROLE FASE B
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg2';
DSSCircuit.Transformers.Tap = DSSCircuit.Transformers.Tap -
0.10625;
x=1;
for x=1:33
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg2';
DSSCircuit.Transformers.Tap = DSSCircuit.Transformers.Tap +
0.00625;
TAP2(x)= DSSCircuit.Transformers.Tap;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
RTb_PERDAS(x) = DSSCircuit.losses(1)/ 1000;
V2 = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
y=1;
while y<=15
    if V2(y)>1.05
        RTb_PERDAS(x) = (NaN);
    end
    if V2(y)<0.93
        RTb_PERDAS(x) = (NaN);
    end
    y=y+1;
end
x=x+1;
end
M_RTb = [TAP2 ; RTb_PERDAS]; %Matriz Tap x Perdas - FASE B
[RTb_MINIMO, pos_B] = min(RTb_PERDAS); % Retira a posição da
menor perda
M__Tap_b = TAP2(pos_B); %Melhor TAP para a FASE B

%FASE B DO RT É AJUSTADA NA POSIÇÃO NEUTRO
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg2';
DSSCircuit.Transformers.Tap = 1;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

%CONTROLE FASE C
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg3';
DSSCircuit.Transformers.Tap = DSSCircuit.Transformers.Tap -
0.10625;
x=1;
for x=1:33
DSSCircuit.transformers.Name = 'reg3';
DSSCircuit.Transformers.Tap = DSSCircuit.Transformers.Tap +
0.00625;
TAP3(x)= DSSCircuit.Transformers.Tap;

```

```

DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
RTc_PERDAS(x) = DSSCircuit.losses(1)/ 1000;
V3 = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
y=1;
while y<=13
    if V3(y)>1.05
        RTc_PERDAS(x) = (NaN);
    end
    if V3(y)<0.93
        RTc_PERDAS(x) = (NaN);
    end
    y=y+1;
end
x=x+1;
end
M_RTc =[TAP3 ; RTc_PERDAS]; %Matriz TAP x Perdas
[RTC_MINIMO,pos_C] = min(RTc_PERDAS); % Retira a posição da
menor perda
M___Tap_c = TAP3(pos_C); %Melhor TAP para a FASE C

DSSCircuit.transformers.Name = 'reg3';
DSSCircuit.Transformers.Tap = 1;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;

%CONFIGURAÇÃO FINAL PARA O RT
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg1';
DSSCircuit.Transformer.Tap = M___Tap_a;
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg2';
DSSCircuit.Transformer.Tap = M___Tap_b;
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg3';
DSSCircuit.Transformer.Tap = M___Tap_c;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
MINIMO_RT = DSSCircuit.losses(1)/1000;

%TESTE DE TENSÃO
V_RT_A = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
V_RT_B = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
V_RT_C = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
V_RT= [V_RT_A, V_RT_B, V_RT_C];
V_RT_max= max(V_RT);
V_RT_min= min(V_RT);

```

```

y=1;
while y<=43
    if V_RT(y)>1.05
        V_RT_sobre = 'SOBRETENSÃO RT';
    end
    y=y+1;
end
z=1;
while z<=43
    if V_RT(z)<0.93
        V_RT_sub= 'SUBTENSÃO RT';
    end
    z=z+1;
end

% RT RETORNA PARA O TAP DA CONFIGURAÇÃO INICIAL
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg1';
DSSCircuit.Transformer.Tap = Tap_RTa_inicial;
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg2';
DSSCircuit.Transformer.Tap = Tap_RTb_inicial;
DSSCircuit.transformer.Name = 'reg3';
DSSCircuit.Transformer.Tap = Tap_RTC_inicial;
DSSText.command = 'Set Controlmode=off';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSSolution.Solve;
Maa_RT = [ M__Tap_a, M__Tap_b, M__Tap_c]; % Matriz com a
configuração final do TAP por fase

%CONTROLE SISTEMA FOTOVOLTAICO (exemplo GD1)
DSSCircuit.PVsystem.Name = 'GD1';
DSSText.command = 'PVSystem.GD1.PF =1';
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSText.command = 'Solve';
GD1_FP1_ = DSSCircuit.PVSystem.PF ;
GD1_FP1_kvar = DSSCircuit.PVSystem.kvar ;
GD1_FP1_PERDAS = DSSCircuit.losses(1) / 1000;
VA = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
VB = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
VC = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
GD1_Tensoes_FP1 = [VA, VB, VC];
k=1;
while k<=43
    if GD1_Tensoes_FP1(k)>1.05
        GD1_FP1_PERDAS = (NaN);
    end
    if GD1_Tensoes_FP1(k)<0.93
        GD1_FP1_PERDAS = (NaN);
    end
    k=k+1;
end

```

```

end
i = 1;
for i=1:10
DSSPVSystems.PVSystem.Name = 'GD1';
DSSCircuit.PVSystems.PF = DSSCircuit.PVSystems.PF - 0.01;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSText.command = 'Solve';
GD1_Cap(i) = DSSCircuit.PVSystems.PF;
GD1_Cap_kvar (i) = DSSCircuit.PVSystems.kvar;
GD1_Cap_perdas(i) =DSSCircuit.losses(1) / 1000;
VA = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
VB = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
VC = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
GD1_Tensoes = [VA, VB, VC];
k=1;
while k<=43
    if GD1_Tensoes(k)>1.05
        GD1_Cap_perdas(i) = (NaN);
    end
    if GD1_Tensoes(k)<0.93
        GD1_Cap_perdas(i) = (NaN);
    end
    k=k+1;
end
GD1_Cap_mtx= [GD1_Cap; GD1_Cap_kvar; GD1_Cap_perdas];
i=i+1;
end
DSSPVSystems.PVSystems.Name = 'GD1';
DSSCircuit.PVSystems.PF = DSSCircuit.PVSystems.PF *-1;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSText.command = 'Solve';
GD1_PF_maxind = DSSCircuit.PVSystems.PF ;
Kvar_maxind = DSSCircuit.PVSystems.kvar ;
GD1_max_ind = DSSCircuit.losses(1) / 1000;
VA = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
VB = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
VC = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
GD1_Tensoes_maxIND = [VA, VB, VC];
k=1;
while k<=43
    if GD1_Tensoes_maxIND(k)>1.05
        GD1_max_ind = (NaN);
    end
    if GD1_Tensoes_maxIND(k)<0.93
        GD1_max_ind = (NaN);
    end
    k=k+1;
end
end
j = 1;

```

```

for j=1:9
DSSPVSystems.PVSystems.Name = 'GD1';
DSSCircuit.PVSystems.PF = DSSCircuit.PVSystems.PF - 0.01;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSText.command = 'Solve';
GD1_Ind_kvar(j) = DSSCircuit.PVSystems.kvar;
GD1_Ind(j) = DSSCircuit.PVSystems.PF;
GD1_Ind_perdas(j) = DSSCircuit.losses(1) / 1000;
VA = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(1);
VB = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(2);
VC = DSSCircuit.AllNodeVmagPUByPhase(3);
GD1_Tensoes_IND = [VA, VB, VC];
k=1;
while k<=43
    if GD1_Tensoes_IND(k)>1.05
        GD1_Ind_perdas(j) = (NaN);
    end
    if GD1_Tensoes_IND(k)<0.93
        GD1_Ind_perdas(j) = (NaN);
    end
    k=k+1;
end
GD1_Ind_mtx=[GD1_Ind; GD1_Ind_kvar; GD1_Ind_perdas];
j=j+1;
end
GD1_Mtx_FP = [ GD1_Cap, GD1_FP1_ , GD1_PF_maxind, GD1_Ind];
GD1_Mtx_Perdas = [ GD1_Cap_perdas, GD1_FP1_PERDAS,
GD1_max_ind, GD1_Ind_perdas];
M_GD1__Perdas = [GD1_Mtx_FP; GD1_Mtx_Perdas];
[MINIMO_GD1, posGD1] = min(GD1_Mtx_Perdas);
Maaa_GD1 = GD1_Mtx_FP(posGD1);

%GD RETORNA PARA A CONFIGURAÇÃO INICIAL DO FP
DSSCircuit.PVsystems.Name = 'GD1';
DSSCircuit.PVSystem.PF = GD1_FP_INICIAL_;
DSSText.command = 'Set mode=daily number=24';
DSSText.command = 'set stepsize=1h';
DSSText.command = 'Solve';
Perdas_GD1_Testes = DSSCircuit.losses(1)/ 1000;

% MATRIZ EFETIVIDADE
ME = [MINIMO_BC1; MINIMO_RT; MINIMO_GD1];
ME_EQUIPAMENTO_ =minME); %RETORNA AO EQUIPAMENTOS MAIS EFETIVO

```