

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

Ana Paula Carboni de Mello

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO
PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES**

Santa Maria, RS
2018

Ana Paula Carboni de Mello

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO PARA
SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutora em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Daniel Pinheiro Bernardon

Coorientador: Prof. Dr. Luciano Lopes Pfitscher

Santa Maria, RS

2018

Ficha catalográfica elaborada através do programa de geração automática da Biblioteca Central da UFSM

de Mello, Ana Paula Carboni

Estratégia de Controle Volt/VAr Coordenado para Sistemas de Distribuição Inteligentes / Ana Paula Carboni de Mello – 2018.

196 p.; 30 cm

Orientador: Daniel Pinheiro Bernardon

Coorientador: Luciano Lopes Pfitscher

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2018.

1. ADMS 2. Controle Volt/VAr 3. Lógica Fuzzy 4. Operação de Sistemas de Distribuição 5. Smart Grids I. Bernardon, Daniel II. Pfitscher, Luciano III. Título.

©2018

Todos os direitos autorais reservados a Ana Paula Carboni de Mello. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.

Endereço: Av. Roraima, 1000, UFSM, Santa Maria, RS, Brasil, CEP: 97105900;

Endereço Eletrônico: anamello.iju@gmail.com

Ana Paula Carboni de Mello

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO
PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutora em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 26 de março de 2018:

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

Luciano Lopes Pfitscher, Dr. (UFSC)
(Coorientador)

Luciane Neves Canha, Dr^a. (UFSM)

Rafael Gressler Milbradt, Dr. (UFSM)

Gladis Bordin, Dr^a. (UFRGS)

Ederson Pereira Madruga, Dr. (UNIVATES)

Santa Maria, RS

2018

*Dedico este trabalho com muito carinho,
aos meus pais **Antonio e Cleide**,
pelo imenso incentivo à minha educação,
ao meu irmão **José Paulo**.*

*Ao meu noivo **Guilherme**,
por todo amor e inspiração.*

AGRADECIMENTOS

À Deus, que torna tudo possível, pela proteção e por conceder-me forças para superar cada obstáculo desta trajetória.

Aos meus amados pais Antonio e Cleide pelo apoio em todos os momentos, pela vida, educação e amor incondicional, a minha eterna gratidão.

Ao meu irmão José Paulo pela amizade e incentivo em todos os momentos.

Ao amor da minha vida, Guilherme, pela cumplicidade, companheirismo, carinho e dedicação em todos estes anos. Aos meus queridos sogros Cesar e Grace e a família Silva pelo constante incentivo.

Ao Prof. Daniel Pinheiro Bernardon pela orientação, amizade e confiança ao longo destes anos e pelas oportunidades oferecidas que muito contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional.

Ao Prof. Luciano Lopes Pfitscher pelas contribuições em um momento ímpar do trabalho.

Aos membros da banca Prof^a Luciane Neves Canha, Prof^a Gladis Bordin, Prof. Rafael Gressler Milbradt, Prof. Ederson Pereira Madruga e Prof. Tiago Bandeira Marchesan pelas valiosas sugestões que contribuíram para o crescimento desta pesquisa.

Aos professores do Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência (CEESP) e Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM) pelos ensinamentos transmitidos e pela excelente convivência.

À Universidade Federal do Pampa (UNIPAMPA), pelo apoio e incentivo da direção, coordenação e professores. Aos queridos colegas da 316 que se tornaram grandes amigos ao longo do período de Doutorado: Marília, Simone, Tonismar, Celso, John Jefferson e suas famílias, pelas palavras de incentivo e amizade.

A empresa RGE Sul pelo incentivo financeiro ao desenvolvimento do Projeto de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) que originou este trabalho.

A todos que passaram pela minha vida nestes últimos anos e que de alguma forma contribuíram para o meu crescimento pessoal e profissional.

*“O segredo da mudança é concentrar toda a sua energia,
não na luta contra o velho, mas na construção do novo”*

Sócrates

RESUMO

ESTRATÉGIA DE CONTROLE VOLT/VAR COORDENADO PARA SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO INTELIGENTES

AUTOR: ANA PAULA CARBONI DE MELLO
ORIENTADOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON
COORIENTADOR: LUCIANO LOPES PFITSCHER

Este trabalho apresenta contribuições ao estudo e ao desenvolvimento de estratégias de Controle de Tensão e Potência Reativa (Controle Volt/VAr ou VVC, do inglês *volt/var control*) para sistemas de distribuição inteligentes. Atualmente, o emprego do VVC é considerado uma das funções mais importantes e desejadas no contexto de modernização de sistemas de distribuição, tendo em vista a ascensão de tecnologias de comunicação e novos equipamentos controláveis. Neste sentido, foram propostas nos últimos anos algumas soluções comerciais para a implementação e a otimização do VVC nas redes de distribuição. Contudo, ainda são necessários estudos e proposições de técnicas adequadas, pois a maioria destas soluções ainda não considerara a possibilidade de controle dos níveis de tensão por inversores de frequência, excluindo a participação da geração distribuída, compensadores estáticos de reativos e outros equipamentos eletrônicos com potenciais benefícios na realização do VVC em redes de distribuição. Neste contexto, este trabalho propõe uma nova metodologia de VVC para coordenar as ações de equipamentos tradicionalmente utilizados em conjunto com equipamentos eletrônicos, garantindo o controle da tensão em níveis adequados, principalmente com ganhos operacionais em relação a redução do número de chaveamentos dos dispositivos convencionais. Para isso é proposta uma estratégia de VVC coordenado centralizado na subestação, que utiliza lógica fuzzy para determinar o equipamento que atuará na correção das violações de tensão, bem como o ajuste necessário, incluindo as limitações dos diferentes equipamentos e a proporcionalidade entre seus chaveamentos sem prejudicar os níveis de tensão. A metodologia foi aplicada para dois sistemas teste de distribuição baseados em redes reais da IEEE, sendo implementada através de uma interface entre os softwares MATLAB® e OpenDSS® com resultados que atendem ao objetivo proposto.

Palavras-chave: ADMS. Controle Volt/VAr. Lógica Fuzzy. Operação de Sistemas de Distribuição. Smart Grids.

ABSTRACT

COORDINATED VOLT/VAR CONTROL STRATEGY FOR INTELLIGENT DISTRIBUTION SYSTEMS

AUTHOR: ANA PAULA CARBONI DE MELLO

ADVISOR: DANIEL PINHEIRO BERNARDON

CO-ADVISOR: LUCIANO LOPES PFITSCHER

This work presents contributions to the study and development of Voltage and Reactive Power Control (Volt/VAr control or VVC) for intelligent distribution systems. Currently, the use of VVC is considered one of the most important and desired functions in the context of distribution systems modernization, in view of the rise of communication technologies and new controllable equipment. In this sense, some commercial solutions have been proposed in the last years for the implementation and optimization of VVC in the distribution networks. However, studies and propositions of adequate techniques are still necessary, since most of these solutions have not yet considered the possibility of controlling voltage levels by frequency inverters, excluding the participation of distributed generation, static reactive compensators and other electronic equipment with potential benefits of VVC in distribution networks. In this context, this work proposes a new VVC methodology to coordinate the traditionally equipment actions with power electronics equipment, ensuring the voltage control at adequate levels mainly with operational gains in relation to the reduction of the number of commutations of conventional devices. For this, a coordinated centralized VVC strategy is proposed in the substation that considers the limitations of the different equipment and the commutations proportionality without impairing the voltage levels. The methodology was applied in two distribution systems based on real IEEE networks, which was implemented through an interface between the software MATLAB[®] and OpenDSS[®] with satisfactory results.

Keywords: ADMS. Volt/VAr Control. Fuzzy Logic. Distribution Systems Operation. Smart Grids.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|-----|
| Figura 2.1 – Estados da automação da distribuição. | 46 |
| Figura 2.2 – Estrutura do sistema SCADA-DMS para solução de controle on-line. | 47 |
| Figura 2.3 – Arquitetura geral do fluxo de informações das redes elétricas inteligentes. | 51 |
| Figura 2.4 – Características de QoS de diversas aplicações de redes elétricas inteligentes. | 52 |
| Figura 2.5 – Representação do impacto de equipamentos conectados com a rede de distribuição. (a) Equipamentos conectados em série. (b) Equipamentos conectados em derivação. | 55 |
| Figura 2.6 – Comutação de TAP do LTC sob o comando do relé regulador de tensão. | 56 |
| Figura 2.7 – Diagrama unifilar de um alimentador com um regulador de tensão. | 58 |
| Figura 2.8 – Representação do impacto de um banco de capacitor na tensão do ponto de conexão: (a) Diagrama unifilar (b) Influência da potência reativa do banco de capacitor no nível de tensão. | 59 |
| Figura 2.9 – Representação de um gerador distribuído: (a) Diagrama unifilar e (b) Influência da potência reativa nos níveis de tensão. | 61 |
| Figura 2.10 – Representação da operação por quadrantes dos inversores de frequência. | 62 |
| Figura 2.11 – Limites operacionais do fator de potência do inversor em razão da potência ativa injetada no ponto de conexão das unidade de GDFV. | 68 |
| Figura 2.12 – Características do método $Q(U)$ para os limites operacionais de injeção/absorção de potência reativa do inversor a partir do nível de tensão. | 70 |
| Figura 2.13 – Limitação da potência ativa da GD na regulação de tensão. | 71 |
| Figura 2.14 – Limites operacionais de injeção/absorção de potência reativa do inversor para sistemas FV com potência superior a 6 kW. | 72 |
| Figura 3.1 – Estrutura com dispositivos de controle local. | 77 |
| Figura 3.2 – Estrutura de controle descentralizada. | 77 |
| Figura 3.3 – Estrutura de controle centralizada. | 78 |
| Figura 3.4 – Estrutura global de VVC hierárquico. | 79 |
| Figura 3.5 – Estrutura de controle hierárquica. | 80 |
| Figura 3.6 – Comparação entre os controladores fuzzy apresentados em (a) (MIRANDA; CALISTO, 2002),(BREMERMANN, 2008) (b) (MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007) (PEREIRA; ALVES; MATOS, 2015) (c) (SPATTI et al., 2010, 2011) e (d) (VIANNA, 2009) | 87 |
| Figura 4.1 – Arquitetura do funcionamento de um sistema DMS de distribuição. | 97 |
| Figura 4.2 – Integração entre os softwares MATLAB® e OpenDSS®. | 98 |
| Figura 4.3 – Fluxograma geral para o VVC coordenado aplicado em redes elétricas inteligentes. | 99 |
| Figura 4.4 – Fluxograma “A” do algoritmo de VVC coordenado. | 100 |
| Figura 4.5 – Controlador fuzzy C1 responsável pela <i>Capacidade de Atuação</i> de cada equipamento de controle da rede. | 102 |
| Figura 4.6 – Fluxograma da matriz <i>Efetividade</i> | 103 |

| | |
|---|-----|
| Figura 4.7 – Fluxograma da matriz <i>Comutatividade</i> | 104 |
| Figura 4.8 – Fluxograma da busca pelo equipamento com maior <i>Capacidade de Atuação</i> | 105 |
| Figura 4.9 – Controlador fuzzy C2 para determinação da <i>Ação de controle</i> | 106 |
| Figura 4.10 – Funções de pertinência para a variável de entrada <i>Efetividade</i> | 108 |
| Figura 4.11 – Funções de pertinência para a variável de entrada <i>Comutatividade</i> | 108 |
| Figura 4.12 – Funções de pertinência para a variável de saída <i>Capacidade de Atuação</i> | 109 |
| Figura 4.13 – Funções de pertinência para a variável de entrada <i>Posição atual do equipamento</i> | 110 |
| Figura 4.14 – Funções de pertinência para a variável de entrada <i>Percentual de tensão violada no nó</i> | 110 |
| Figura 4.15 – Funções de pertinência para a variável de saída <i>Ação de controle</i> | 111 |
| Figura 5.1 – Sistema teste de 10 barras (a) Diagrama unifilar (b) Perfil de tensão nas barras para às 15 horas. | 116 |
| Figura 5.2 – Curvas típicas associadas as cargas do sistema teste. | 118 |
| Figura 5.3 – Comportamento das potências (a) ativa e (b) reativa na SE. | 119 |
| Figura 5.4 – Comportamento da tensão em todas as barras para às 7h antes e após o VVC. | 125 |
| Figura 5.5 – Comportamento horário da tensão para a barra 10 antes e depois do VVC. | 125 |
| Figura 5.6 – Evolução das comutações (a) somente com a <i>Efetividade</i> e (b) com a <i>Efetividade</i> e a <i>Comutatividade</i> | 126 |
| Figura 5.7 – Influência nos níveis de tensão ao considerar (a) somente <i>Efetividade</i> (b) <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> | 127 |
| Figura 5.8 – Diagrama unifilar original do sistema teste de 34 barras. | 128 |
| Figura 5.9 – Diagrama unifilar do sistema teste de 34 barras considerando as regiões de operação dos equipamentos para o VVC. | 130 |
| Figura 5.10 – Potência de saída normalizada do gerador fotovoltaico para um dia com boas condições de radiação e temperatura. | 135 |
| Figura 5.11 – Comportamento da potência de saída normalizada do gerador eólico considerando boas condições de vento. | 135 |
| Figura 5.12 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema Teste 1. | 136 |
| Figura 5.13 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (19 horas) antes e depois da aplicação do VVC somente com a <i>Efetividade</i> - Teste 1.1. | 137 |
| Figura 5.14 – Comportamento das tensões na barra 22 durante 24 horas antes (fases ABC) e após (fases ABC*) a aplicação do VVC somente com a <i>Efetividade</i> | 138 |
| Figura 5.15 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais ao longo de 24 horas, somente com a função <i>Efetividade</i> | 138 |
| Figura 5.16 – Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após as ações do VVC somente com a função <i>Efetividade</i> – Teste 1.1. | 139 |

| | |
|--|-----|
| Figura 5.17 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (19 horas) antes e depois da aplicação do VVC (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) – Teste 1.2. | 139 |
| Figura 5.18 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais ao longo de 24 horas, com as funções <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> | 141 |
| Figura 5.19 – Perfil de tensão durante 24 horas antes (fases ABC) e depois (fases ABC*) da atuação do VVC (a) Barra 12 e (b) Barra 29. | 141 |
| Figura 5.20 – Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após as ações do VVC com as funções <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> – Teste 1.2. | 142 |
| Figura 5.21 – Fator de potência na SE após as ações do VVC (a) somente <i>Efetividade</i> (Teste 1.1) e (b) <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> (Teste 1.2). | 142 |
| Figura 5.22 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 2. | 143 |
| Figura 5.23 – Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema (<i>Efetividade</i>) – Teste 2.1. | 144 |
| Figura 5.24 – Fator de potência na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema (<i>Efetividade</i>) – Teste 2.1. | 144 |
| Figura 5.25 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (19 horas) antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema (<i>Efetividade</i>) - Teste 2.1. | 145 |
| Figura 5.26 – Comportamento das tensões na barra 29 antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) (<i>Efetividade</i>) - Teste 2.1. ... | 145 |
| Figura 5.27 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com GDFVs injetando somente potência ativa no sistema (<i>Efetividade</i>) – Teste 2.1. | 147 |
| Figura 5.28 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com GDFVs injetando somente potência ativa no sistema (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) – Teste 2.1. | 148 |
| Figura 5.29 – Curvas de potência (a) ativa residencial e (b) reativa residencial (c) ativa comercial/industrial (d) reativa comercial/industrial na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa no sistema – Teste 2.2. | 149 |
| Figura 5.30 – Curvas de potência ativa e reativa no G7 da barra 29 após as ações do VVC com GDFVs e perfil de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2. | 149 |
| Figura 5.31 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (8 horas) antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2. | 150 |
| Figura 5.32 – Comportamento das tensões na barra 12 antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2. | 151 |
| Figura 5.33 – Comportamento das tensões na barra 29 antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2. | 152 |

| | |
|---|-----|
| Figura 5.34 – Comportamento das comutações com GDFVs injetando potência ativa e reativa (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) para cargas (a) residenciais e (b) comerciais/industriais – Teste 2.2..... | 153 |
| Figura 5.35 – FP na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para as condições de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2. | 153 |
| Figura 5.36 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 3. | 154 |
| Figura 5.37 – Comportamento da potência ativa da GDEOL para 24 horas..... | 155 |
| Figura 5.38 – Curvas de potência (a) ativa residencial e (b) reativa residencial (c) ativa comercial/industrial (d) reativa comercial/industrial na SE após as ações do VVC com GDEOL injetando somente potência ativa (P) no sistema – Teste 3.1..... | 156 |
| Figura 5.39 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima antes e depois da aplicação do VVC com GDEOLs injetando somente potência ativa para a curvas de carga com predomínio (a) residencial (19 horas) e (b) comercial/industrial (8 horas) – Teste 3.1. | 157 |
| Figura 5.40 – Comparação das tensões nas barras após a injeção de potência dos GDEOLs para a curvas de carga com predomínio residencial – Teste 3.1. | 158 |
| Figura 5.41 – Fator de potência na SE após as ações do VVC com GDEOLs injetando somente potência ativa para as condições de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 3.1. | 158 |
| Figura 5.42 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando somente potência ativa, para curvas de carga com predomínio residencial – Teste 3.1. | 159 |
| Figura 5.43 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando somente potência ativa, para curvas de carga com predomínio comercial/industrial (a) apenas <i>Efetividade</i> e (b) <i>Efetividade</i> de <i>Comutatividade</i> – Teste 3.1. | 159 |
| Figura 5.44 – Curvas de potência ativa e reativa no GDEOL da barra 9 após as ações do VVC para o perfil de carga (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 3.2. | 160 |
| Figura 5.45 – Comportamento das tensões em todas as barras na hora 23 antes e depois da aplicação do VVC com GDEOL injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio comercial/industrial – Teste 3.2. | 161 |
| Figura 5.46 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima antes e depois da aplicação do VVC com GDEOL injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial (19 horas) e (b) comercial/industrial (8 horas) – Teste 3.2. | 161 |
| Figura 5.47 – Comportamento das tensões na barra 29 antes e depois da aplicação do VVC com GDEOL injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 3.2. | 162 |
| Figura 5.48 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando potência ativa e reativa, para curvas de carga com predomínio residencial (a) apenas <i>Efetividade</i> e (b) <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> – Teste 3.2. | 163 |
| Figura 5.49 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando potência ativa e reativa, para curvas de carga com predomínio | |

| | |
|--|-----|
| comercial/industrial (a) apenas <i>Efetividade</i> e (b) <i>Efetividade</i> de <i>Comutatividade</i> – Teste 3.2..... | 164 |
| Figura 5.50 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 4. | 165 |
| Figura 5.51 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com o D-STATCOM injetando potência reativa – Teste 4.1..... | 165 |
| Figura 5.52 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM injetando potência reativa – Teste 4.1..... | 167 |
| Figura 5.53 – Comportamento das tensões para às 17 horas com o incremento de 400 kVAr do C1 e com os D-STATCOMs injetando potência reativa para curva de carga com predomínio residencial – Teste 4.1. | 168 |
| Figura 5.54 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM injetando potência reativa – Teste 4.2..... | 169 |
| Figura 5.55 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 5. | 171 |
| Figura 5.56 – Curvas de potência da GDFV para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente <i>Efetividade</i> e potência ativa, (b) somente <i>Efetividade</i> com potências ativa e reativa e (c) com <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> além de potências ativa e reativa – Teste 5..... | 173 |
| Figura 5.57 – Curvas de potência reativa (indutiva ou capacitiva) do D-STATCOM na condição (a) somente <i>Efetividade</i> com potências ativa e reativa e (b) com <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> além de potências ativa e reativa – Teste 5..... | 174 |
| Figura 5.58 –Curvas de potência ativa na SE após as ações do VVC para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente <i>Efetividade</i> e potência ativa da GDFV, (b) somente <i>Efetividade</i> com potências ativa e reativa e (c) com <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> além de potências ativa e reativa– Teste 5. | 175 |
| Figura 5.59 – Curvas de potência reativa na SE após as ações do VVC para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente <i>Efetividade</i> e potência ativa da GDFV, (b) somente <i>Efetividade</i> com potências ativa e reativa e (c) com <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> além de potências ativa e reativa – Teste 5..... | 176 |
| Figura 5.60 – Curvas de fator de potência na SE após as ações do VVC para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente <i>Efetividade</i> e potência ativa da GDFV, (b) somente <i>Efetividade</i> com potências ativa e reativa e (c) com <i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i> além de potências ativa e reativa – Teste 5..... | 177 |
| Figura 5.61 – Correção do fator de potência na SE após a injeção de potência do reator da SE..... | 178 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|---|-----|
| Tabela 2.1 – Níveis de atuação da NBR 16149 para o controle de FP..... | 71 |
| Tabela 3.1 – Níveis de VVC em sistemas de distribuição. | 80 |
| Tabela 3.2 – Comparação entre as estratégias Fuzzy para o controle Volt/VAr. | 89 |
| Tabela 4.1 – Limites de potência por fonte para cada unidade de geração distribuída | 95 |
| Tabela 5.1 – Caracterização das linhas da rede teste 10 barras. | 117 |
| Tabela 5.2 – Caracterização dos bancos de capacitores <i>shunt</i> | 117 |
| Tabela 5.3 – Caracterização do regulador de tensão R1. | 117 |
| Tabela 5.4 – Caracterização das cargas da rede teste 10 barras. | 118 |
| Tabela 5.5 – Tensões nas barras para cada ajuste do capacitor C1. | 120 |
| Tabela 5.6 – Tensões nas barras para cada ajuste do capacitor C2. | 120 |
| Tabela 5.7 – Tensões nas barras para cada ajuste do regulador de tensão R1. | 121 |
| Tabela 5.8 – Média dos desvios de tensão de cada equipamento em cada barra. | 122 |
| Tabela 5.9 – Matriz <i>Efetividade</i> para cada equipamento em cada barra. | 122 |
| Tabela 5.10 – Caracterização dos arranjos de condutores. | 130 |
| Tabela 5.11 – Caracterização das linhas da rede teste 34 barras. | 131 |
| Tabela 5.12 – Caracterização das cargas no sistema teste 34 barras. | 132 |
| Tabela 5.13 – Caracterização dos reguladores de tensão. | 133 |
| Tabela 5.14 – Caracterização do transformador de distribuição T1. | 133 |
| Tabela 5.15 – Caracterização dos bancos de capacitores <i>shunt</i> | 133 |
| Tabela 5.16 – Caracterização do equipamento D-STATCOM. | 136 |

LISTA DE QUADROS

| | |
|--|-----|
| Quadro 2.1 – Comparação entre infraestruturas de comunicação existentes..... | 54 |
| Quadro 2.2 – Comparação entre os dispositivos de VVC..... | 66 |
| Quadro 2.3 – Evolução histórica em gerações do VVC..... | 67 |
| Quadro 4.1 – Regras para análise do C1..... | 112 |
| Quadro 4.2 – Regras para análise do C2..... | 112 |
| Quadro 5.1 – Demonstração das matrizes do VVC para o sistema de 10 barras. | 123 |
| Quadro 5.2 – Demonstração dos incrementos nos equipamentos de controle..... | 124 |
| Quadro 5.3 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais para o sistema de 34 barras (somente <i>Efetividade</i>) – Teste 1.1..... | 137 |
| Quadro 5.4 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais para o sistema de 34 barras (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) – Teste 1.2..... | 140 |
| Quadro 5.5 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais quando a GDFV injeta somente potência ativa no sistema (<i>Efetividade</i>) – Teste 2.1..... | 146 |
| Quadro 5.6 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais quando as GDFVs injetam somente potência ativa no sistema (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) – Teste 2.1..... | 147 |
| Quadro 5.7 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais quando os D-STATCOMs injetam potência reativa – Teste 4.1..... | 166 |
| Quadro 5.8 – Demonstração das comutações dos D-STATCOMs injetando potência reativa no sistema (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) – Teste 4.1..... | 167 |
| Quadro 5.9 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM – Teste 4.1..... | 168 |
| Quadro 5.10 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM – Teste 4.2..... | 170 |
| Quadro 5.11 – Demonstração das comutações dos D-STATCOMs injetando potência reativa no sistema (<i>Efetividade</i> e <i>Comutatividade</i>) – Teste 4.2..... | 170 |
| Quadro 5.12 – Comparativo das estratégias VVC em relação ao número total de chaveamentos após 168 horas – Teste 5..... | 178 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|----------|---|
| ABNT | – Associação Brasileira de Normas Técnicas |
| ACO | – <i>Ant Colony Optimization</i> , Otimização por Colônia de Formigas |
| ADMS | – <i>Advanced Distribution Management System</i> |
| AE | – Algoritmo Evolucionário |
| AG | – Algoritmo Genético |
| AHP | – <i>Analytic Hierarch Process</i> |
| AL | – Alimentador |
| AMI | – <i>Advanced Metering Infrastructure</i> |
| ANEEL | – Agência Nacional de Energia Elétrica |
| AT | – Alta Tensão |
| AVR | – Relé Regulador Automático de Tensão |
| BAN | – <i>Building Area Network</i> |
| BC | – Banco de capacitor |
| BT | – Baixa tensão |
| CA | – Corrente alternada |
| CC | – Corrente contínua |
| CVR | – <i>Conservation Voltage Reduction</i> |
| COD | – Centro de Operação da Distribuição |
| DA | – <i>Distribution Automation System</i> |
| DER | – Recursos Energéticos Distribuídos |
| D-FACTS | – <i>Distributed Flexible AC Transmission Systems</i> |
| DMS | – <i>Distribution Management System</i> |
| DSTATCOM | – <i>Distribution Static Synchronous Compensator</i> |
| EPRI | – <i>Electric Power Research Institute</i> |
| FACTS | – <i>Flexible AC Transmission Systems</i> |
| FO | – Função Objetivo |
| FP | – Fator de potência |
| FV | – Sistema fotovoltaico |
| GD | – Geração Distribuída |
| GIS | – <i>Geographical Information System</i> |
| HAN | – <i>Home Area Network</i> |
| HPSO | – <i>Particle Swarm Optimization</i> |
| IAN | – <i>Industrial Area Network</i> |

| | | |
|---------|---|---|
| IEC | – | <i>International Electrotechnical Commission</i> |
| IED | – | <i>Intelligent Electronic Device</i> |
| IEEE | – | <i>Institute of Electrical and Electronic Engineers</i> |
| INMETRO | – | Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia |
| LDC | – | <i>Line Drop Compensator</i> |
| MATLAB | – | <i>MATrix LABoratory</i> |
| MINLP | – | Programação não linear inteira mista |
| MT | – | Média tensão |
| NA | – | Estado Normalmente Aberto |
| NAN | – | <i>Neighborhood Area Network</i> |
| NBR | – | Norma Brasileira Regulamentadora |
| NF | – | Estado Normalmente Fechado |
| OLTC | – | <i>On Load TAP Changers</i> |
| ONS | – | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| OpenDSS | – | <i>Distribution System Simulator</i> |
| PCC | – | Ponto de conexão comum |
| PDIPM | – | Pontos Interiores Primal-Dual |
| PSO | – | <i>Particle Swarm Optimization</i> |
| PRODIST | – | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| QoS | – | <i>Quality of Service</i> |
| REI | – | Redes Elétricas Inteligentes |
| RN | – | Resolução Normativa |
| RT | – | Regulador de tensão |
| SA | – | <i>Simulated Annealing</i> |
| SCADA | – | Sistemas de Controle Supervisório e Aquisição de Dados |
| SE | – | Subestação de energia |
| SMA | – | Sistema Multiagente |
| SST | – | <i>Solid State Transformer</i> |
| STATCOM | – | Compensador estático de reativos |
| STC | – | <i>Standard Test Conditions</i> |
| SVS | – | <i>Static Var Compensator</i> |
| WAN | – | <i>Wide Area Network</i> |
| TAP | – | <i>Transformer Adjust Position</i> |
| TC | – | Transformador de corrente |
| THD | – | <i>Total Harmonic Distortion</i> |

| | |
|-----|------------------------------------|
| TP | - Transformador de potencial |
| TS | - <i>Tabu Search</i> |
| UTR | - Unidade Terminal Remota |
| VE | - Veículo elétrico |
| VEB | - Veículo elétrico à bateria |
| VEH | - Veículo elétrico híbrido |
| VEP | - Veículo elétrico híbrido plug-in |
| VVC | - <i>volt/var control</i> |
| VVO | - <i>volt/var optimization</i> |

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

| | | |
|-----------------|---|---|
| $a_{ij,min}$ | – | Ajuste de TAP mínimo do equipamento |
| $a_{ij,máx}$ | – | Ajuste de TAP máximo do equipamento |
| A | – | Seção transversal de área |
| AM | – | Massa de ar |
| C_p | – | Coefficiente de potência |
| $C1$ | – | Controlador fuzzy |
| $C2$ | – | Controlador fuzzy |
| G | – | Irradiação solar |
| G_{STC} | – | Radiação global para a condição do STC |
| I_{ij} | – | Corrente elétrica |
| $I_{ij,máx}$ | – | Corrente máxima admissível do equipamento no ramo “ $i-j$ ” |
| Nc_i | – | Equipamento utilizado na correção da violação dos limites de tensão |
| Nc_t | – | Desvio padrão do número de comutações |
| \overline{Nc} | – | Média do número de comutações dos equipamentos |
| Nv_t | – | Número total de violações dos limites de tensão |
| $Nv_{t,i}$ | – | Violação dos limites de tensão no nó i para o tempo t . |
| P_{GDn} | – | Potência ativa fornecida pelo gerador distribuído n |
| P_{STC} | – | Potência máxima para a condição do STC |
| $Q_{Cimáx}$ | – | Valor máximo de potência reativa fornecida no nó i da rede |
| Q_{GDn} | – | Potência reativa fornecida pelo gerador distribuído n |
| r_k | – | Resistência elétrica do ramo |
| t | – | Tempo |
| T | – | Temperatura ambiente |
| T_{STC} | – | Temperatura para a condição do STC |
| U_i | – | Tempo médio de indisponibilidade |
| v | – | Velocidade de vento |
| V_i | – | Tensão em regime permanente |
| Δt | – | Intervalo de tempo |
| ρ | – | Densidade específica do ar |
| γ | – | Fator de correção da temperatura |

SUMÁRIO

| | |
|---|-----------|
| 1. INTRODUÇÃO | 39 |
| 1.1 Motivação e Justificativa..... | 42 |
| 1.2 Objetivos | 43 |
| 1.3 Contribuições inovadoras do trabalho..... | 44 |
| 1.4 Organização do trabalho..... | 44 |
| 2. CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS NO CONTEXTO DE REDES INTELIGENTES | 45 |
| 2.1 Evolução do VVC | 45 |
| 2.1.1 Oportunidades e desafios para o VVC | 48 |
| 2.1.2 Requisitos de comunicações para aplicação do VVC..... | 51 |
| 2.2 Equipamentos para o VVC | 53 |
| 2.2.1 Dispositivos convencionais | 55 |
| 2.2.1.1 Transformadores de potência com comutação sob carga..... | 55 |
| 2.2.1.2 Transformadores de distribuição | 56 |
| 2.2.1.3 Regulador de tensão..... | 57 |
| 2.2.1.4 Bancos de capacitores | 58 |
| 2.2.2 Dispositivos modernos baseados em eletrônica de potência | 59 |
| 2.2.2.1 Geração distribuída e inversores de frequência..... | 59 |
| 2.2.2.2 Veículos elétricos..... | 63 |
| 2.2.2.3 Compensadores estáticos de reativos..... | 64 |
| 2.2.2.4 Transformador de estado sólido | 64 |
| 2.2.3 Comparação entre dispositivos controláveis..... | 65 |
| 2.3 Normatização nacional e internacional quanto à conexão de fontes de geração distribuída para o VVC | 67 |
| 2.3.1 IEC 61727 (2004) | 68 |
| 2.3.2 IEEE 1547 (2014)..... | 69 |
| 2.3.3 VDE-AR-N 4105 (2011)..... | 69 |
| 2.3.4 NBR 16149 (2013) | 71 |
| 2.4 Considerações finais do capítulo | 72 |

| | |
|---|-----------|
| 3. ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA | 75 |
| 3.1 Considerações iniciais | 75 |
| 3.2 Estruturas para aplicação do VVC..... | 76 |
| 3.2.1 Controle Local..... | 76 |
| 3.2.2 Controle Descentralizado..... | 76 |
| 3.2.3 Controle Centralizado | 77 |
| 3.2.4 Controle Hierárquico ou Híbrido | 79 |
| 3.2.5 Comparação entre as estruturas de controle | 80 |
| 3.3 Técnicas de otimização para o VVC..... | 81 |
| 3.3.1 Algoritmos Genéticos | 81 |
| 3.3.2 Programação Dinâmica | 82 |
| 3.3.3 Enxame de Partículas..... | 83 |
| 3.3.4 Métodos Heurísticos | 83 |
| 3.3.5 Lógica Fuzzy | 85 |
| 3.3.6 Outros métodos de otimização | 89 |
| 3.4 Considerações finais do capítulo..... | 89 |
| 4. METODOLOGIA PROPOSTA | 91 |
| 4.1 Formulação do problema | 91 |
| 4.1.1 Função objetivo e restrições | 92 |
| 4.2 Arquitetura proposta para o VVC coordenado | 97 |
| 4.3 Descrição do algoritmo de VVC coordenado..... | 98 |
| 4.3.1 Etapa (i): Desvio de tensão | 101 |
| 4.3.2 Etapa (ii): Controlador fuzzy C1..... | 102 |
| 4.3.2.1 Matriz Efetividade..... | 102 |
| 4.3.2.2 Matriz Comutatividade..... | 104 |
| 4.3.2.3 Matriz capacidade de atuação e busca do equipamento | 105 |
| 4.3.3 Etapa (iii): Controlador fuzzy C2..... | 106 |
| 4.3.4 Etapa (iv): Alteração do equipamento | 107 |
| 4.3.5 Detalhamento dos controladores fuzzy | 108 |
| 4.3.5.1 Funções de pertinência e variáveis de entrada..... | 108 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 4.3.5.2 | Conjuntos de regras..... | 111 |
| 4.3.5.3 | Variáveis de saída | 113 |
| 4.4 | Considerações finais do capítulo..... | 113 |
| 5. | RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA COORDENADO..... | 115 |
| 5.1 | Considerações iniciais | 115 |
| 5.2 | Exemplo numérico – Sistema teste 10 barras..... | 116 |
| 5.2.1 | Caracterização das linhas e dos equipamentos de controle | 117 |
| 5.2.2 | Caracterização das cargas | 118 |
| 5.2.3 | Detalhamento das matrizes..... | 119 |
| 5.2.3.1 | Exemplo para a obtenção da matriz Efetividade..... | 119 |
| 5.2.4 | Atuação do VVC coordenado..... | 122 |
| 5.3 | Sistema teste 34 barras | 127 |
| 5.3.1 | Descrição do sistema teste simulado | 128 |
| 5.3.1.1 | Caracterização em regiões de VVC | 129 |
| 5.3.2 | Caracterização das linhas..... | 130 |
| 5.3.3 | Caracterização das cargas | 131 |
| 5.3.4 | Caracterização dos equipamentos de controle..... | 131 |
| 5.3.5 | Caracterização da geração distribuída | 132 |
| 5.3.5.1 | Dados meteorológicos | 134 |
| 5.3.5.2 | Geração solar..... | 134 |
| 5.3.5.3 | Geração eólica | 134 |
| 5.3.6 | Caracterização do D-STATCOM..... | 134 |
| 5.4 | Análise dos resultados do VVC coordenado..... | 136 |
| 5.4.1 | Teste 1 – Somente equipamentos convencionais | 136 |
| 5.4.1.1 | Comportamento somente com a Efetividade (Teste 1.1)..... | 136 |
| 5.4.1.2 | Comportamento com a Efetividade e a Comutatividade (Teste 1.2) | 139 |
| 5.4.2 | Teste 2 – Equipamentos convencionais e eletrônicos com GD fotovoltaica | 143 |
| 5.4.2.1 | Comportamento do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa no sistema (Teste 2.1)..... | 144 |

| | | |
|------------|---|------------|
| 5.4.2.2 | Comportamento do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa no sistema (Teste 2.2) | 148 |
| 5.4.3 | Teste 3 – Equipamentos convencionais e eletrônicos com GD Eólica..... | 154 |
| 5.4.3.1 | Comportamento do VVC com GDEOLs injetando somente potência ativa no sistema (Teste 3.1) | 155 |
| 5.4.3.2 | Comportamento do VVC com GDEOLs injetando potência ativa e reativa no sistema (Teste 3.2) | 160 |
| 5.4.4 | Teste 4 – Equipamentos convencionais e D-STATCOMs..... | 164 |
| 5.4.4.1 | Comportamento do VVC com D-STATCOMs (Teste 4.1)..... | 165 |
| 5.4.4.2 | Comportamento do VVC com D-STATCOMs com limitação de potência reativa (Teste 4.2) | 169 |
| 5.4.5 | Teste 5– Expectativas do VVC à longo prazo..... | 171 |
| 5.5 | Considerações finais do capítulo | 178 |
| 6. | CONSIDERAÇÕES FINAIS | 181 |
| 6.1 | Conclusões | 181 |
| 6.2 | Principais contribuições..... | 182 |
| 6.3 | Trabalhos publicados | 183 |
| 6.4 | Propostas para trabalhos futuros..... | 184 |
| | REFERÊNCIAS..... | 185 |

1. INTRODUÇÃO

A modernização do sistema elétrico de potência com redes elétricas inteligentes (*Smart Grids*), especialmente no setor de distribuição de energia, está sendo caracterizada pelo aumento e integração de equipamentos automatizados, uso de infraestrutura de comunicação em duas vias e centrais de monitoramento, processamento e controle, os quais podem ser administrados por um Sistema Avançado de Gestão de Distribuição (ADMS, *Advanced Distribution Management System*).

A adesão destes sistemas com uso de sensores, comunicação e controles inteligentes permite que o estado da rede elétrica seja observado por completo e impulsiona o desenvolvimento de novas técnicas de solução para inúmeras aplicações de auxílio à tomada de decisão. Uma destas aplicações é o Controle de Tensão e Potência Reativa (Controle Volt/VAR ou VVC, do inglês *volt/var control*), que desempenha papel vital na operação dos sistemas de potência.

O VVC consiste em manter a tensão em níveis adequados em todos os pontos do alimentador de distribuição, considerando as mais diversas condições de operação do sistema (IBRAHIM; SALAMA, 2015; ULUSKI, 2010; ZARE; NIKNAM, 2013). Neste sentido, equipamentos geralmente instalados na subestação de energia (SE), como o transformador com comutação de TAP sob carga e os bancos de capacitores têm sido os principais dispositivos utilizados para a correção de violações de tensão na rede de distribuição (HOMAEI; ZAKARIAZADEH; JADID, 2014; PAUDYAL; CANIZARES; BHATTACHARYA, 2011).

Atualmente, o VVC é uma das funções mais importantes e desejadas no contexto de sistemas de Automação de Distribuição Avançada (DA, *Distribution Automation System*) e ADMS (RAHIMI; MARINELLI; SILVESTRO, 2012), sendo um requisito

essencial para os sistemas modernos de distribuição. A execução do VVC nas redes de distribuição torna-se possível devido aos equipamentos de medição avançada, à comunicação em duas vias e às centrais de processamento e controle, as quais executam o VVC como parte integrante de um ADMS, utilizando técnicas de soluções que podem se sobrepor ao controle local dos equipamentos.

Normalmente, os problemas nos níveis de tensão do sistema de distribuição são solucionados por meio de estudos off-line, com a atuação do controle local dos equipamentos de controle, os quais comparam seus pré-ajustes aos valores de medições. Muitas vezes, estas ações de controle não são coordenadas, devido ao limitado número de pontos monitorados, à inexistência de sistemas de gestão e/ou à falta de comunicação entre os equipamentos do sistema, resultando em um controle ineficaz em função das diversas condições de operação da rede de distribuição.

O interesse crescente no uso do VVC em sistemas de distribuição também deve-se ao uso mais amplo de Recursos Energéticos Distribuídos (DER, do inglês *Distributed Energy Resources*) de fontes renováveis, como geração solar fotovoltaica (FV) e eólica (EOL), que podem afetar a qualidade da energia no nível do cliente, especialmente os níveis de tensão. Da mesma forma, a adesão de novas tecnologias como veículos elétricos *plug-in*, que necessitam se conectar à rede elétrica de tempo em tempo para recarregar a bateria, pode aumentar a demanda de eletricidade do sistema, ocasionando sobrecargas e tensões inadequadas.

Com o aumento iminente destes novos recursos, o VVC também poderá ser uma solução à expansão da instalação de fontes de geração distribuída (GD) e veículos elétricos (VE), uma vez que estes sistemas também podem proporcionar a injeção ou a absorção de potência reativa necessária para a manutenção da tensão pelo inversor de frequência, que realiza a interface de conexão da fonte de geração com a rede elétrica de energia (KIM; HARLEY; REGASSA, 2014; MANBACHI et al., 2013; VAZIRI et al., 2012). De acordo com (KEMPENER; KOMOR; HOKE, 2013), o uso do inversor pode contribuir com a regulação de tensão visivelmente quando a capacidade de penetração de energias renováveis atinge 15% ou mais da capacidade de carga do sistema, e torna-se essencial quando atinge-se níveis acima de 30% da carga.

Os trabalhos de BERGER e KRZYSZTOF (2015); BORLASE (2013) e KOJOVIC; COLOPY e ARDEN (2011), apresentam alguns requisitos para a aplicação do VVC, os quais também são adotados como premissa neste trabalho:

- Sistema de controle central DMS com suporte ao sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) para a aquisição e o processamento de medições em tempo real, permitindo alterações nos dispositivos controláveis em campo;
- Execução de fluxo de carga trifásico desequilibrado para a validação da operação de rede de distribuição e otimização;
- Registro de dados recentes da infraestrutura de comunicação avançada entre os dispositivos controláveis em campo (reguladores de tensão, bancos de capacitores, geradores distribuídos, bem como outros equipamentos).
- Dispositivos controláveis remotamente com controladores comutáveis;
- Sistema de comunicação eficiente e moderno.

Além disso, deve-se considerar a capacidade de atuação independente do controle local e sua coordenação com o controle centralizado do ADMS, nas seguintes situações (BREMERMANN, 2008; MERCER, 2016):

- Os controles locais devem permitir que o controle central mude a sua estratégia de controle local quando necessário;
- Os controles locais devem atuar normalmente quando não for solicitada a modificação do ajuste por meio do controle central;
- O controle central deve possuir a capacidade de se adaptar aos diferentes cenários do sistema de distribuição como, por exemplo, alterações de carga e geração, de forma que diferentes funções possam ser consideradas na tomada de decisão.

Na intenção de tornar mais eficiente a operação dos diversos equipamentos no sistema de distribuição, foram propostas nos últimos anos algumas soluções comerciais para implementação e otimização do VVC, desenvolvidas por empresas como: ABB; *Cooper Power Systems (Cooper)*; *Electrical Distribution Design (EDD)*; *General Electric*; *Utilidata*; *Varentech* (MILLER et al., 2013). De forma geral, estas soluções abordam a coordenação dos controles local e centralizado apenas entre alguns equipamentos, onde a maioria destas soluções ainda não consideraram a possibilidade de controle dos níveis de tensão por inversores, excluindo a participação de geração distribuída, compensadores estáticos de reativos, veículos elétricos e demais dispositivos fundamentados em eletrônica de potência.

1.1 Motivação e Justificativa

Uma das responsabilidades mais importantes do operador do sistema de distribuição é manter a tensão do consumidor final dentro de limites regulatórios adequados (HOMAE; ZAKARIAZADEH; JADID, 2014), tanto por questões econômicas e de segurança, quanto de desempenho dos equipamentos (MERCER; TRINDADE, 2016). As tensões devem permanecer dentro de limites bastante restritivos para que os equipamentos elétricos dos usuários, bem como os equipamentos do sistema de potência, operem de forma apropriada (MENDONÇA NETA, 2005).

Algumas situações que ocorrem em sistemas de distribuição, como a evolução rápida da carga, a entrada e saída de geradores distribuídos, a conexão de veículos elétricos, as alterações topológicas em função de reconfigurações e *self-healing*, exigem respostas rápidas na atuação dos dispositivos de controle para preservar os níveis de tensão em valores adequados. Além disso, o controle de tensão também se torna extremamente complexo em alimentadores extensos com sazonalidade de cargas elétricas (verão e inverno) como, por exemplo, em alimentadores rurais.

A aplicação do VVC é uma forma de melhorar a eficiência e a operação das redes de distribuição, diminuindo perdas de energia, mantendo um perfil de tensão adequado e aumentando o limite máximo de carga suportada pelo alimentador (MADRIGAL; ULUSKI, 2015; MERCER, 2016). No entanto, o VVC ainda é pouco investigado em relação aos equipamentos baseados em eletrônica de potência, os quais fazem parte da modernização das redes de distribuição e podem auxiliar ativamente no suporte à operação da rede com ações de regulação de tensão e potência reativa.

Neste contexto, o foco deste trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia que possibilite o controle coordenado entre os diversos equipamentos disponíveis, incluindo equipamentos convencionais e de eletrônica de potência, no contexto de modernização do setor elétrico. A metodologia baseia-se no controle coordenado e centralizado na SE e utiliza a lógica fuzzy para determinar o equipamento que atuará na correção das violações de tensão, bem como o ajuste necessário.

Os equipamentos para o VVC deste trabalho correspondem a reguladores de tensão, capacitores em derivação, geradores distribuídos, transformadores com comutação eletrônica e compensadores estáticos de reativos, todos sendo considerados na rede de média tensão (MT). Os ajustes dos equipamentos ocorrem a partir de incrementos das posições de TAP (*Transformer Adjust Position*), para o caso de reguladores de tensão e transformado-

res com comutação eletrônica, ou incrementos de potência reativa, para o caso de bancos de capacitores. A geração distribuída e os compensadores estáticos de reativos são considerados com ajustes praticamente contínuos, uma vez que os passos dos ajustes são muito menores quando comparados aos equipamentos convencionais.

Com o propósito de verificar a eficiência da metodologia de VVC foi utilizado um sistema teste de distribuição baseado em um sistema real da IEEE. Além disso, foram consideradas diversas combinações de cenários para simular as distintas complexidades das redes elétricas. Este sistema foi implementado através de uma interface entre os softwares MATLAB® e OpenDSS®. A estratégia de VVC coordenado foi implementada em sua totalidade no software MATLAB®, que obtém os dados de fluxo de potência e monitoramento dos equipamentos com o software OpenDSS®. O OpenDSS® por sua vez, realiza o papel do sistema SCADA, promovendo monitoramento e as alterações dos ajustes dos equipamentos no controle em tempo real.

Ressalta-se que para permitir a aplicação adequada deste trabalho, a infraestrutura de comunicação de alto desempenho já deve estar consolidada nos sistemas de distribuição para a aquisição e controle de dados entre os vários dispositivos controláveis em campo.

1.2 Objetivos

O objetivo geral do trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de VVC para coordenar as ações dos equipamentos instalados nas redes de distribuição sob o enfoque de sistemas inteligentes operando em tempo real.

São objetivos específicos do trabalho:

- Avaliar a injeção de potência ativa e reativa de geradores distribuídos;
- Avaliar dispositivos baseados em eletrônica de potência, como inversores de frequência e compensadores estáticos de reativos;
- Realizar simulações considerando fluxo de potência trifásico desbalanceado através da interface entre os softwares OpenDSS® e MATLAB®;
- Avaliar as limitações dos diferentes equipamentos na estratégia de VVC;
- Permitir que a estratégia tenha funções que possam ser ativadas/desativadas de acordo com a necessidade da concessionária;
- Avaliar a proporcionalidade das comutações dos equipamentos sem prejudicar os níveis de tensão.

1.3 Contribuições inovadoras do trabalho

Como contribuições inovadoras cita-se:

- Coordenar as ações de controle entre os dispositivos, com intuito de não priorizar a atuação de um equipamento específico, a fim de se obter um desgaste homogêneo entre os equipamentos de controle convencionais existentes no sistema;
- Elaborar um novo algoritmo de VVC que considere a escolha dos equipamentos com base em sua efetividade e disponibilidade, tanto em termos de limitação quanto de quantidade de comutações.

1.4 Organização do trabalho

Este documento está organizado em seis capítulos. No Capítulo 1 é apresentada uma visão geral sobre os novos conceitos aplicados ao sistema de distribuição, com foco na realização do VVC coordenado em redes de distribuição.

O Capítulo 2 apresenta uma breve evolução do VVC no contexto de redes inteligentes, explorando os principais desafios e oportunidades para a sua realização. Neste sentido, também é apresentada uma classificação para os principais equipamentos controláveis, baseados em tecnologias convencionais e em eletrônica de potência, evidenciando questões normativas e operacionais dos mesmos.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica e estado da arte das estratégias de solução para o VVC, destacando as principais estruturas de implementação e as técnicas de otimização empregadas na implementação do controle.

O Capítulo 4 descreve as etapas da metodologia desenvolvida, incluindo as funções objetivos, restrições e o detalhamento do algoritmo de controle proposto.

O Capítulo 5 apresenta as análises dos resultados obtidos com a aplicação da metodologia para dois sistemas testes de distribuição.

O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões, as publicações realizadas no decorrer do período de Doutorado, bem como as sugestões de continuidade do trabalho.

2. CONTROLE DE TENSÃO E REATIVOS NO CONTEXTO DE REDES INTELIGENTES

Neste capítulo é apresentada a evolução do VVC compreendendo as novas oportunidades, desafios e requisitos de comunicação associados à modernização das redes elétricas. Também são abordadas as especificidades dos equipamentos de controle convencionais e os baseados em eletrônica de potência disponíveis atualmente. Por fim, são apresentadas as principais normatizações nacionais e internacionais relacionadas à regulação de tensão da rede de distribuição pela participação de geradores distribuídos.

2.1 Evolução do VVC

O estudo de VVC teve início no final da década de 1970, com a busca por novas soluções devido ao aumento de demanda de energia e à crise energética mundial (ABB, 2013). Tradicionalmente os dispositivos utilizados no controle de tensão e reativos, como reguladores de tensão, transformadores com comutação sob carga e bancos de capacitores, eram controlados de forma individual e estática (LIANG; CHEN; CHEN, 2011), ou seja, o controle entre os dispositivos não era coordenado, e utilizavam-se de controles locais com ajustes fixos que podiam não acompanhar as mudanças dos perfis de carga diários.

Com a própria evolução dos dispositivos de controle, a partir da década de 1990 novas abordagens foram introduzidas ao problema de tensão e potência reativa, incluindo a comunicação e o monitoramento dos elementos existentes nas rede de distribuição via sistemas de aquisição de dados SCADA. Isso permitiu um melhor aproveitamento das funções dos dispositivos, dando origem a um controle centralizado na política de operação da distribuição, mas que ainda continuava de forma não coordenada, com ações individuais que não eram comunicadas aos outros equipamentos do sistema.

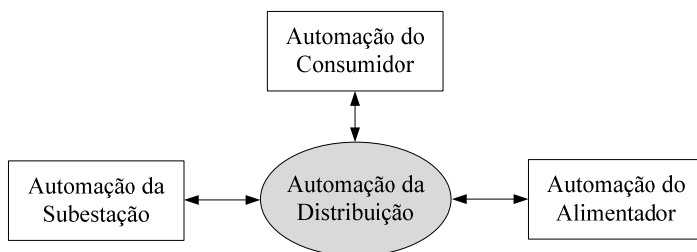
As principais vantagens desta abordagem em relação aos controladores de ajustes fixos foram a atuação no sistema com limites de ajustes mais pontuais e a possibili-

dade de saída/desligamento dos equipamentos quando da ocorrência de alterações na rede ou situações de emergência. Entretanto, o controle centralizado requerer uma infraestrutura de comunicação eficiente além de capacidade limitada para se adaptar a mudanças dinâmicas na operação da rede por respeitarem um sistema com regras previamente definidas. Ao mesmo tempo que as ações executadas em um dispositivo podem contrariar ações de outros equipamentos, causando comutações desnecessárias, sendo de difícil solução a determinação de ajustes nos equipamentos que otimizem a operação da rede de distribuição (BERGER; KRZYSZTOF, 2015).

Nas últimas duas décadas a modernização das redes elétricas tem sido intensificada com a implantação de novas tecnologias, como os Sistemas de Automação da Distribuição (DA, *Distribution Automation System*), de Gerenciamento de Distribuição (DMS, *Distribution Management System*), e de Infraestrutura de Medição Avançada (AMI, *Advanced Metering Infrastructure*), os quais incentivaram o desenvolvimento de novas estratégias de VVC.

O conceito de DA refere-se ao uso de técnicas de controle automatizado em um sistema de distribuição inteligente, totalmente controlado e flexível, que pode ajudar a operar a rede de forma mais eficiente e confiável. Estas características são obtidas devido ao sistema de DA representar a integração da automação de subestação, automação do alimentador e da automação do consumidor (THOMAS; ARORA; CHANDNA, 2011), conforme mostrado na Figura 2.1.

O DMS é o sistema responsável por inter-relacionar a automação avançada da rede a partir de aplicações de monitoramento e controle, fazendo uso de um sistema computacional inteligente que pode operar diretamente os controladores dos equipamentos em campo ou mostrar opções de execução ao operador, no que garanta a operação do sistema com segurança, integridade e eficiência (SHEN, 2013; TARIQ; Figura 2.1 – Estados da automação da distribuição.



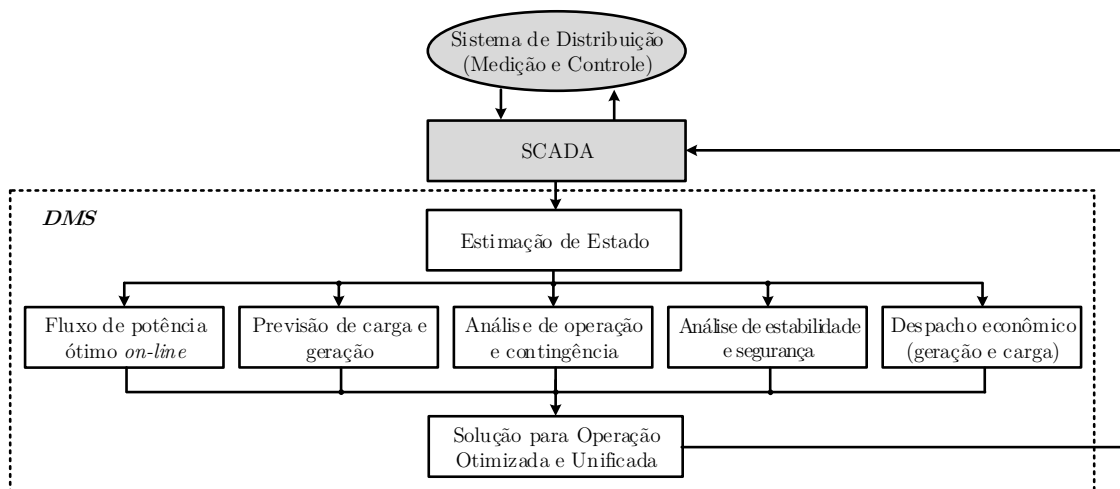
GRIJALVA; WOLF, 2011).

Na Figura 2.2 são apresentadas algumas funções específicas de um sistema DMS com a integração da solução de VVC. Os equipamentos em campo transmitem as informações de dados de tensão e correntes pela Unidade Terminal Remota (UTR) via canal de comunicação SCADA para o sistema DMS, que realiza a centralização das decisões operativas e, então, retorna novas orientações aos equipamentos.

O processo de controle ocorre da seguinte forma: inicialmente são adquiridos os dados atualizados de tensão e corrente de todos os nós e ramos do sistema, e também as informações atualizadas dos estados operativos dos dispositivos que participam do controle, as quais são transmitidas via canal de comunicação SCADA. Estas informações são atualizadas no modelo de rede do sistema de distribuição utilizado pelos principais sistemas de gerenciamento, como o GIS, AMI e DMS. O sistema DMS identifica os problemas na rede, como violações de limites de tensão, carregamento excessivo de condutores, excessos e/ou subutilização de equipamentos, entre outros, e avalia potenciais correções na tomada de decisão para alcançar um determinado objetivo de otimização.

Quando o objetivo de otimização é atingido, o DMS envia para o SCADA as modificações necessárias nos equipamentos controláveis em campo (transformadores, reguladores, bancos de capacitores, geradores, entre outros), que passam a assumir novas posições de ajustes no sistema.

Figura 2.2 – Estrutura do sistema SCADA-DMS para solução de controle on-line.



Fonte: Adaptado de (SHAHIDEHPOUR; WANG, 2003).

2.1.1 Oportunidades e desafios para o VVC

A otimização do VVC impulsionada pelas redes inteligentes e avanços em tecnologias de comunicação e automação dos equipamentos pode permitir a implementação de novos desafios, como: o aumento da conexão de geração distribuída de pequeno e médio porte, o armazenamento de energia, a conexão de veículos elétricos, bem como a operação e o controle dos equipamentos da rede com maior inteligência.

Entre os principais objetivos do VVC destacam-se (BERGER; KRZYSZTOF, 2015; JAUCH, 2011; MARKUSHEVICH, 2011; MILLER et al., 2013; RAHIMI; MARINELLI; SILVESTRO, 2012):

- Manter a tensão em níveis aceitáveis;
 - Reduzir a demanda ou permitir a redução da tensão de conservação como forma de gerenciar as cargas;
 - Controlar dinamicamente a tensão com a adesão de geração distribuída a partir de fontes renováveis e/ou sistemas de armazenamento de energia; e
 - Realizar a manutenção da tensão após reconfiguração e/ou *self-healing*.
- **Redução da tensão de conservação**

Diante do surgimento das redes elétricas inteligentes, muitos processos de eficiência da operação de sistemas de distribuição têm se destacado. Um destes processos é a redução da tensão como forma de gerenciar as cargas (CVR, *Conservation Voltage Reduction*). O CVR refere-se à diminuição da tensão fornecida nas redes de distribuição para o nível mais baixo possível dentro da faixa de tensão adequada, de forma a reduzir o pico de consumo dos alimentadores e melhorar a economia de energia para a distribuidora em horários de maior consumo.

As aplicações da redução de tensão de conservação têm sido utilizadas desde a década de 1990 (KIRSHNER, 1990),(SHORT, 2004) e recentemente foram intensificadas com a evolução das redes elétricas inteligentes, fato percebido pelo elevado número de publicações recentes sobre o assunto (BARNES; MARTINELLI; SIMONELLI, 2014; CHANDA et al., 2015; MANBACHI et al., 2014; PADILHA-FELTRIN; RODEZNO; MANTOVANI, 2015; WANG; BEGOVIC; WANG, 2014; WANG; WANG, 2014).

O cálculo do fator de CVR pode ser obtido aplicando a Equação (2.1), que sinaliza a economia de energia a partir da diferença percentual entre a redução de demanda

e de tensão correspondente ao sistema original, sem aplicação de CVR, e o modelo que representa a operação com CVR.

$$CVR = \frac{\% \text{ Redução de energia}}{\% \text{ Diferença da redução de tensão}} \quad (2.1)$$

Entretanto, ao reduzir a tensão para o valor do limite inferior adequado, podem ocorrer violações do limite de tensão na ocorrência de pequenas variações de carga, podendo ocasionar danos aos dispositivos conectados à rede elétrica.

- **Adesão de geração distribuída de fontes renováveis**

A Geração Distribuída (GD) pode ser compreendida como a produção de energia elétrica diretamente conectada à rede de distribuição ou à rede local dos consumidores (ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001; ANEEL, 2012). A inserção de GD na rede elétrica, modifica o fluxo de energia originalmente de um sistema passivo para um sistema ativo, representando um fluxo de potência bidirecional que pode afetar diretamente os equipamentos de regulação de tensão. Além disso, o tamanho da GD, a sua localização no circuito, a impedância do sistema e o modo de operação do inversor, também são fatores que determinam o seu impacto na regulação de tensão do sistema.

A conexão de GDs de fontes renováveis intermitentes como eólica e solar nos alimentadores pode aumentar a condição de sobretensão no sistema de distribuição, no ponto de conexão da GD, ou também contribuir para a subtensão, dada a desconexão da GD ou da passagem de nuvens no caso da geração fotovoltaica, interrompendo a geração de energia. Como a geração de potência dessas fontes renováveis não é previsível, a tensão e a potência reativa precisam ser controladas com maior frequência e precisão, a fim de coincidir com o perfil de saída das fontes.

Além do problema crítico de sobretensão, dada uma participação significativa de GD na rede, também podem ocorrer operações indesejadas dos reguladores de tensão com compensação de linha, devido ao fluxo reverso e alterações nos valores de corrente de linha medidos (MCGRANAGHAN et al., 2008; MERCER, 2016).

- **Sistemas de armazenamento de energia**

Uma tendência crescente em sistemas de distribuição com participação da geração distribuída de fontes renováveis é o uso de sistemas de armazenamento de energia para o excedente de geração dos geradores distribuídos. Em casos de energia armazenada em larga escala, é possível a injeção rápida de energia no sistema nos horários de maior demanda, além de substituir ou evitar a construção de novas usinas para esta finalidade.

A injeção de potência ativa realizada através de sistemas de armazenamento de energia, geralmente associados a baterias, pode ocasionar sobretensões em períodos de baixo consumo de energia. Estes sistemas podem ocasionar conflitos entre as ações de controle tradicionais Volt/VAr, fazendo com que hajam comutações desnecessárias dos equipamentos de controle. Desta forma, prospectando futuros modelos de regulação e de negócios e também modificando a forma de operação dos equipamentos das redes de distribuição, pode-se empregar o controle Volt/VAr/Watts como alternativa para definição do uso dos sistemas de armazenamento em função das necessidades de controle da rede elétrica de distribuição (HUNG; MITHULANANTHAN, 2014; HUNG; MITHULANANTHAN; LEE, 2014; PALIWAL; PATIDAR; NEMA, 2014).

- **Suporte à operação de reconfiguração e *self healing***

A reconfiguração de redes de distribuição consiste na alteração da topologia da rede em função de manobras nas chaves, permitindo a transferência de carga de um alimentador para o outro de forma a atingir a melhor eficiência possível na operação da rede, com maior confiabilidade e segurança.

O VVC também pode fornecer flexibilidade em operações de reconfiguração e *self healing* (auto recuperação) de redes de distribuição. Por exemplo, na ocorrência de uma falha permanente em um alimentador, ocorrerão alterações da topologia da rede com a mudança de abertura e fechamento de chaves de manobra para a isolamento da área defeituosa. Estas alterações modificarão o fluxo de potência, e o VVC necessariamente modificará os ajustes dos equipamentos em campo para manter os níveis de tensão adequados.

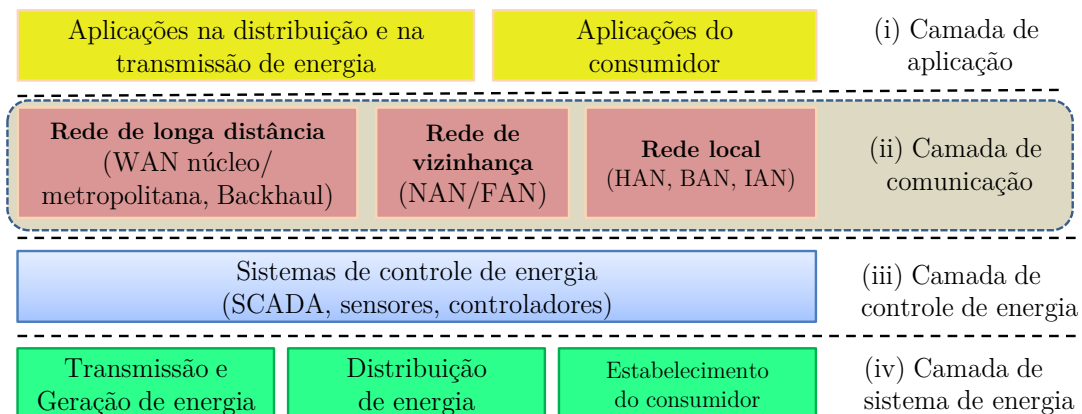
2.1.2 Requisitos de comunicações para aplicação do VVC

Uma característica importante para evolução do VVC bem como outras aplicações emergentes das redes elétricas inteligentes, como o AMI, a DA, os veículos elétricos, entre outros, é a necessidade de uma infraestrutura de comunicação de alto desempenho. Esta infraestrutura necessita de uma maior abrangência, velocidade, confiabilidade e segurança para a aquisição e controle de dados, entre os vários dispositivos das redes inteligentes, e que atenda aos requisitos operacionais exigidos pelas funções automatizadas (BERGER; KRZYSZTOF, 2015; LEITE et al., 2016; SHAHIDEHPOUR; WANG, 2003).

A Figura 2.3 mostra a arquitetura geral do fluxo de informações em uma rede elétrica inteligente, a qual deve considerar a interação entre os diferentes sistemas de geração, transmissão e distribuição, além das unidades consumidoras. Para isso, as aplicações são divididas em camadas principais, sendo: (i) camada de aplicação; (ii) camada de comunicação; (iii) camada de controle de energia e (iv) camada de sistema de energia. Destaca-se a camada de comunicação de dados, que pode ser especificada em função de seu alcance e características de interesse, sendo constituída basicamente de três tipos de tecnologia de comunicação: (i) rede local; (ii) rede de vizinhança ou campo, e (iii) rede de longa distância.

O padrão de rede local, permite o acesso aos equipamentos das instalações dos consumidores, incluindo ainda, os veículos elétricos dos clientes. Nesta arquitetura, a rede local pode ser dividida de acordo com ambientes específicos, sendo rede local doméstica (HAN, *Home Area Network*), local predial (BAN, *Building Area Network*) ou local industrial (IAN, *Industrial Area Network*). A rede de vizinhança (NAN, *Neigh-*

Figura 2.3 – Arquitetura geral do fluxo de informações das redes elétricas inteligentes.



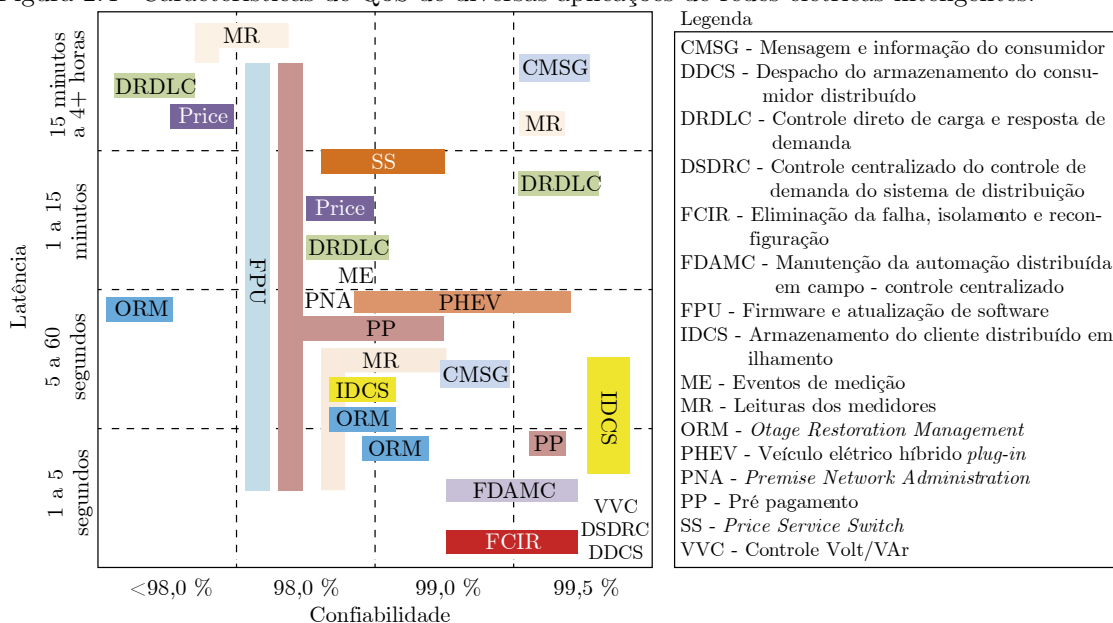
Fonte: Adaptado de Berger e Krzysztof (2015).

borhood Area Network) e a rede de campo (FAN) realizam a conexão entre os medidores inteligentes, os dispositivos de campo e os recursos energéticos distribuídos, abrangendo uma distância maior que a rede local. Já a rede de longa distância (WAN, *Wide Area Network*), fornece o enlace para as longas distâncias de comunicação entre a rede elétrica e o núcleo da rede da concessionária (BERGER; KRZYSZTOF, 2015).

A escolha da melhor tecnologia de comunicação aplicada à infraestrutura das redes elétricas inteligentes dependerá dos requisitos de comunicação desejados e da qualidade de serviço (QoS, *Quality of Service*), os quais incluem: taxa de dados, latência, alcance, disponibilidade, confiabilidade, qualidade de serviço e segurança e também a área geográfica de interesse da aplicação (LEITE, 2016).

Muitos requisitos de QoS tornam-se bastante sensíveis à complexidade dos sistemas de distribuição e suas distintas aplicações. A Figura 2.4 mostra as características de atraso (latência) e confiabilidade para algumas aplicações de redes elétricas inteligentes, identificadas em (HOSSAIN; HAN; POOR, 2012). Pode-se observar a necessidade de confiabilidade superior a 99,5% e latência inferior a 5 segundos em aplicações de VVC. Os valores que não enquadram-se nestas faixas podem afetar diretamente o desempenho do controle de tensão, o qual é bastante sensível a requisitos críticos como a disponibilidade e os atrasos da rede de comunicação (LEITE et al., 2016).

Figura 2.4 – Características de QoS de diversas aplicações de redes elétricas inteligentes.



Fonte: Adaptado de (HOSSAIN; HAN; POOR, 2012).

Devido à diversidade de aplicações e diferentes necessidades em relação aos requisitos de QoS, não existirá uma única tecnologia de comunicação para avaliar, monitorar e controlar todas as interações em tempo real entre os diversos equipamentos e aplicações das redes elétricas inteligentes. Além disso, como as redes elétricas inteligentes irão incorporar um grande número de dispositivos, os tipos e a quantidade de tráfego de dados irão aumentar exponencialmente, o que pode criar um gargalo na infraestrutura de comunicação (HOSSAIN; HAN; POOR, 2012; LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015).

Neste sentido, as principais tecnologias de acesso sem fio (wireless) e com fio (wireline) atualmente disponíveis devem ser analisadas, a fim de verificar, técnica e economicamente, aquelas que mais atendem aos cenários e aplicações de interesse (LEITE et al., 2016; LEITE, 2016). Uma comparação identificando as vantagens e desvantagens entre as principais infraestruturas de comunicação existentes, sendo elas cabeadas ou não para aplicações das redes elétricas inteligentes é apresentada no Quadro 2.1.

Observam-se diversas tecnologias de comunicação, com ou sem fio para atender as distintas aplicações das redes inteligentes. A disponibilidade da tecnologia variará em função dos requisitos operacionais de conectividade, da área de abrangência, de pontos de automação existentes, entre outros. Sendo que diferentes soluções (cabeadas ou não) podem ser apropriadas para as diferentes áreas e aplicações das redes inteligentes (LEITE, 2016; LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT-SAADE, 2015).

2.2 Equipamentos para o VVC

Diversos equipamentos foram desenvolvidos e aprimorados para atender com segurança e eficiência a disponibilidade de energia das redes de distribuição e manter a tensão dentro de limites aceitáveis. Entre os dispositivos de regulação convencionais que modificam a tensão em função do perfil de carga, encontram-se: transformadores com comutação automática sob carga, transformadores de distribuição com derivações, bancos de capacitores, e reguladores de tensão.

Estes dispositivos de controle podem ser classificados em duas categorias principais: dispositivos de compensação série e dispositivos de compensação em derivação. Os dispositivos com compensação série possuem a capacidade de correção das tensões a jusante da instalação dos mesmos, conforme ilustrado na Figura 2.5(a). Os dispositivos com compensação série tradicionalmente utilizados são os reguladores de tensão, porém, tem-se também capacitores série.

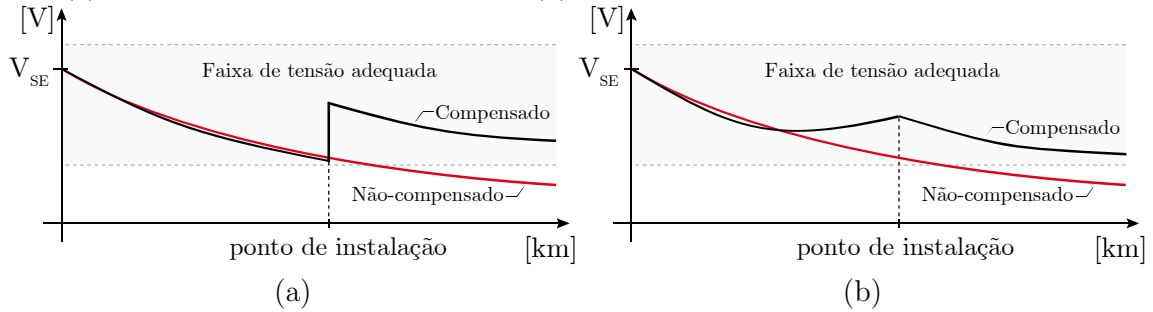
Quadro 2.1 – Comparação entre infraestruturas de comunicação existentes

| Tecnologias de comunicação sem fio (wireless) | | |
|--|---|---|
| Tecnologia | Vantagens | Desvantagens |
| SMP (Serviço Móvel Pessoal); GPRS (General Packet Radio Service); 3G (Terceira Geração de Telefonia Celular), LTE (Long Term Evolution). | Projeto e implantação padronizados e solução consolidada com fabricantes consagrados; Elevada cobertura da rede em regiões urbanas; Baixo custo do Mbyte trafegado; Possibilidade da rede ser operada por empresa de telecom. | Cobertura precária em regiões rurais; Disponibilidade oscilante; Falta de QoS; Modelo de negócio atualmente adotado pelo mercado não atende a processos operativos de alta criticidade. |
| PMR (Private Mobile Radio) | Elevada cobertura e alta disponibilidade da rede (conforme projeto); Várias opções no mercado e no setor acadêmico; Adequado para aplicações que demandam baixas taxas de dados (kbps) | Baixo índice de replicabilidade; Alto custo de investimento inicial (ativos não recuperáveis); Operação e manutenção da rede através de recursos próprios ou contratados. |
| RF Mesh/WiMesh - Rede de Radiofrequência Mesh | Elevada cobertura e alta disponibilidade da rede (conforme projeto); Diversos projetos de sucesso no mercado mundial; Alto índice de replicabilidade. | Alto custo de investimento inicial (ativos não recuperáveis); Operação e manutenção da rede através de recursos próprios ou contratados; Em fase de regulamentação no Brasil. |
| Satélite | Elevada cobertura, alta disponibilidade e confiabilidade; Maturidade tecnológica com diversos projetos de sucesso no mercado mundial. | Alto custo para transmissão de altas taxas de dados; Elevada latência, não sendo compatível com algumas funções de automação das redes inteligentes. |
| Zigbee | Próprio para redes locais (WPAN); Facilidade de implementação em elementos de rede (por exemplo, medidores inteligentes). | Susceptibilidade a interferências (uso de faixa de frequência não licenciada); Baixo alcance. |
| Rede LPWA (Low Power Access Area): LoRa, SIGFOX, RPMA, NB-Fi e Nwave | Facilidade de implementação em elementos de rede; Baixo custo de implantação e projeto; Alto índice de replicabilidade, atinge distâncias teóricas de até 16km em ambiente urbano e acima de 50km em ambiente rural (WAVIOT, 2016). | Ainda não existem projetos no Brasil; Tecnologia em evolução e potencial adoção no mercado. |
| Tecnologias de comunicação com fio (wireline) | | |
| Fibra Óptica | Elevada cobertura (conforme projeto); Alta disponibilidade da rede em centros urbanos; Uso de Cabos OPGW; Maior confiabilidade e robustez; Elevadas taxas de dados; Imunidade a interferências eletromagnéticas. | Dificuldade de implantação devido à alta capilaridade; Investimentos iniciais elevados; Custo elevado de manutenção |
| DSL (Digital Subscriber Line), HFC (Hybrid Fiber-Coaxial) | Elevada cobertura (conforme projeto); Alta disponibilidade da rede em centros urbanos; Maior confiabilidade e robustez; Altas Taxas de Dados. | Dificuldade de implantação devido à alta capilaridade dos pontos de automação; Pouca flexibilidade para expansão e alteração de configuração; Investimentos iniciais elevados. |
| NB-PLC (Narrow Band Power Line Communication) | Alta capilaridade devido à presença da rede de energia; Otimização de custos pelo compartilhamento do meio (rede elétrica de energia pré-existente); Bom desempenho para baixas taxas de dados. | Custo não atrativo para longas Distâncias; Susceptibilidade a interferências eletromagnéticas; Tecnologia e regulamentação ainda incipientes no Brasil. |

Fonte: Adaptado de (LEITE, 2016).

Os dispositivos com compensação em derivação ou *shunt* possuem a capacidade de correção das tensões a jusante e a montante da instalação dos mesmos, conforme ilustrado na Figura 2.5(b). Os dispositivos com compensação em derivação tradicionalmente utilizados são os bancos de capacitores.

Figura 2.5 – Representação do impacto de equipamentos conectados com a rede de distribuição. (a) Equipamentos conectados em série. (b) Equipamentos conectados em derivação.



Fonte: Próprio autor.

Adicionalmente, com o avanço da eletrônica de potência, novos equipamentos estão sendo considerados no VVC (MADRIGAL; ULUSKI, 2015; MERCER, 2016). Pode-se citar os compensadores estáticos de reativos que podem ser instalados tanto em série quanto em derivação, a geração distribuída, os transformadores com comutação automática sob carga, entre outros.

Os dispositivos de controle comumente utilizados para o VVC em redes de distribuição efetuam ações de controle discretas (mudança de posição de TAP ou ajuste da potência reativa) com grandes variações de passos ou ajustes. Já os equipamentos baseados em eletrônica de potência permitem o ajuste contínuo das grandezas de interesse, fornecendo a quantidade exata de potência reativa necessária ao sistema (MADRIGAL; ULUSKI, 2015; MERCER, 2016), dentro de suas limitações físicas.

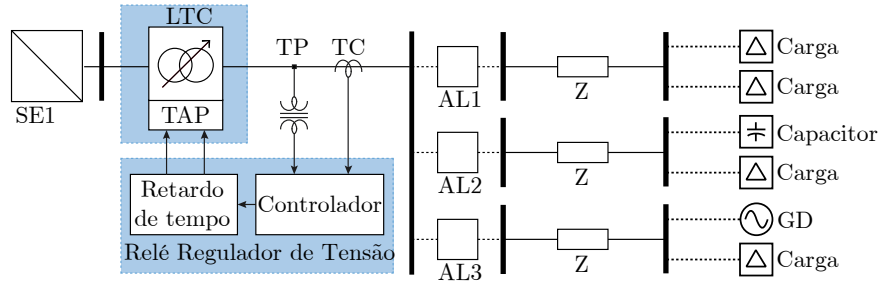
2.2.1 Dispositivos convencionais

2.2.1.1 Transformadores de potência com comutação sob carga

Uma das principais estratégias para o controle de tensão em sistemas de distribuição é a regulação da tensão através da comutação das derivações ou TAPs dos transformadores de potência com comutador de derivação em carga (OLTC, *On Load TAP Changers*) instalados nas SEs de distribuição, como ilustrado na Figura 2.6.

A comutação dos TAPs do OLTC pode ser acionada em função das variações de carga nos alimentadores, que modificam o perfil de tensão no sistema. O ajuste na magnitude de tensão do LTC pode variar na faixa de $\pm 10\%$ do valor da tensão de referência, sendo realizado com o auxílio de um Relé Regulador Automático de Tensão (AVR) ou função ANSI 90, conhecido como relé 90, que monitora o valor da tensão de

Figura 2.6 – Comutação de TAP do LTC sob o comando do relé regulador de tensão.



Fonte: Próprio autor.

saída no enrolamento secundário do transformador e o compara com o seu valor de ajuste, mantendo o controle de tensão na barra da subestação.

Quando necessário, o relé 90 aciona o comutador de TAP para manter o valor da tensão de saída em níveis constantes, mesmo com variações na entrada. Geralmente os reguladores utilizados em subestações são trifásicos e controlam as três fases simultaneamente (USIDA, 2007). Além da função básica de regulação de tensão, o AVR executa também funções de proteção para o comutador de derivação em carga, bloqueando sua operação em condições adversas, como um curto-circuito na linha (sobrecorrente/subtensão) e proteção para a carga (sobretensão) (TREETECH, 2016).

Para regulação de tensão, o AVR disponibiliza seis conjuntos de ajustes que podem ser ajustados: tensão nominal; o tipo de temporização para que se inicie as comutações de TAPs (linear ou inversa); tempo subsequente; tipo de compensação da queda de tensão da linha; limite de compensação; e degrau de temporização.

2.2.1.2 Transformadores de distribuição

Os transformadores de distribuição também possuem dispositivos de comutação para permitir a mudança das ligações de seus enrolamentos, tradicionalmente padronizados com três posições de derivação (ABNT NBR 5440, 2014),(ABNT, 1993). Entretanto, não possuem comutação sob carga, sendo necessário o desligamento do transformador e o deslocamento de equipes de manutenção para alterá-los, adicionando custos na operação do sistema.

Os valores padronizados de posições de TAP correspondem a uma diferença de 5% no ajuste de tensão por TAP. O valor de tensão de um transformador para a respectiva posição de TAP pode ser determinado por

$$v_{\text{TAP}_n} = v_{\text{atual}} \frac{V_{\text{TAP}_{\text{BT}}}}{V_{\text{TAP}_{\text{nAT}}}} \quad (2.2)$$

sendo v_{atual} a tensão medida no ponto de conexão do equipamento, $V_{\text{TAP}_{\text{BT}}}$ a tensão do enrolamento de baixa tensão e $V_{\text{TAP}_{\text{nAT}}}$ a tensão do enrolamento de alta tensão.

2.2.1.3 Regulador de tensão

Os reguladores de tensão são equipamentos monofásicos, geralmente instalados em locais onde a tensão não é compensada pelo ajuste de queda de tensão da SE de distribuição. A Figura 2.7 ilustra o diagrama unifilar de um alimentador de distribuição com regulador de tensão ao longo da rede. Os reguladores de tensão diferem-se em aspectos construtivos, mas atuam de maneira semelhante ao OLTC.

Um regulador de tensão é essencialmente um autotransformador e pode operar como elevador ou rebaixador de tensão, a partir da conexão da polaridade das bobinas de seus enrolamentos, possibilitando a regulação de tensão em até $\pm 10\%$ dos limites pré-estabelecidos (TOSHIBA, 2011). Tipicamente são construídos com oito contatos fixos (TAPs ou derivações) no enrolamento série e uma posição neutra, cada contato representando $1/8$ de mudança na regulação de tensão. Também possuem um reator adicionado ao circuito, possibilitando a comutação sob carga e acrescentando níveis de tensão intermediários às conexões, totalizando 16 degraus de tensão. Uma chave seletora de polaridade permite adicionar ou subtrair a tensão utilizando os 16 passos em até 10% , em um total de 32 degraus (16 degraus para incrementar e 16 degraus para subtrair), cada um representando $5/8$ de mudança no valor da tensão.

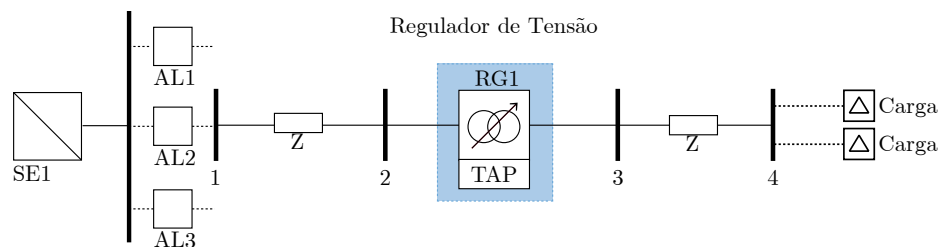
Comumente os reguladores de tensão eletrônicos possuem circuitos de controle com ajustes que necessitam ser parametrizados, onde os principais são (TOSHIBA, 2011; TREETECH, 2016):

- **Tensão de referência:** é o valor de tensão desejado na saída do regulador e que se espera que seja mantido até um nó de referência, ou centro de carga. Pode ser calculado como

$$v_{\text{saída}} = v_{\text{ref}} \frac{v_{\text{pri}}}{v_{\text{sec}}} \quad (2.3)$$

sendo v_{ref} o valor da tensão do equipamento dentro da faixa de ajuste disponível, v_{pri} e v_{sec} a tensão no enrolamento primário e secundário, respectivamente.

Figura 2.7 – Diagrama unifilar de um alimentador com um regulador de tensão.



Fonte: Próprio autor.

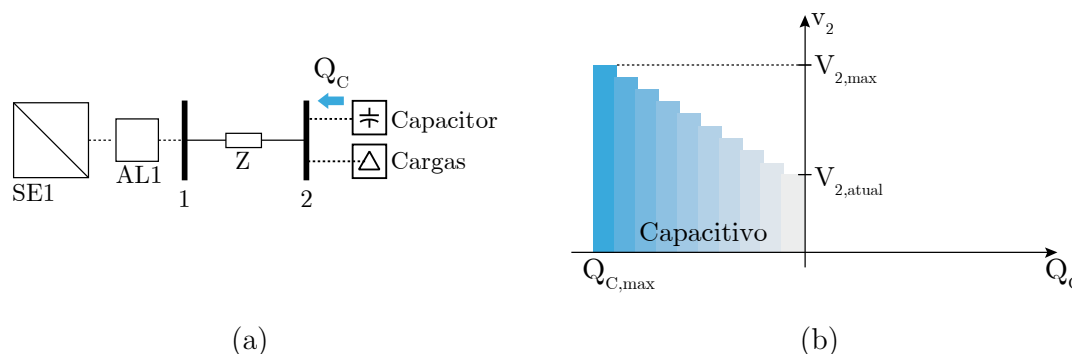
- **Insensibilidade ou banda morta:** são os limites inferior e superior da tensão onde considera-se que não há necessidade de comutação dos TAPs do regulador de tensão.
- **Temporização:** é o tempo de espera para se iniciar uma comutação automática do regulador de tensão a partir da violação dos limites de tensão ajustados. Existem duas modalidades de temporização para a atuação do controle: tempo linear e tempo inverso.
- **Compensação de queda de tensão na linha ou LDC (*Line Drop Compensator*):** é um circuito que emula a resistência e a reatância da linha de forma a compensar a queda de tensão entre o ponto de instalação do regulador e o centro de carga, onde deseja-se a tensão regulada.

2.2.1.4 Bancos de capacitores

Da mesma forma que os reguladores de tensão, o emprego de bancos de capacitores ocorre tanto na barra da SE quanto ao longo dos alimentadores de distribuição. Entretanto, são instalados em derivação, conforme mostra a Figura 2.8(a), fornecendo potência reativa capacitiva para atender as necessidades do sistema de acordo com o perfil de carga diário (YAMAKAWA, 2007). Também possuem um menor custo e são de fácil instalação, sendo utilizados em maior quantidade do que os transformadores com OLTCs e os reguladores de tensão (MILLER et al., 2013).

Os bancos de capacitores podem ser constituídos por vários módulos comutáveis de mesma capacidade, gerando níveis de compensação, ou por apenas um único módulo. Estes módulos podem ser controlados e ajustados tanto de forma fixa como automática, a partir de um dispositivo sensor que comanda as operações para ligar e desligar o banco.

Figura 2.8 – Representação do impacto de um banco de capacitor na tensão do ponto de conexão: (a) Diagrama unifilar (b) Influência da potência reativa do banco de capacitor no nível de tensão.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 2.8(b), ilustra o impacto de um banco de capacitor composto por diversos módulos na tensão da barra 2, sinalizando um incremento de níveis de operação. Observa-se que este equipamento contribui apenas para o aumento da tensão no ponto em que está conectado, ao contrário dos reguladores de tensão que permitem a diminuição através da redução da posição do TAP. A estratégia para acionamento do banco pode ser pré-estabelecida e ajustável, de acordo com limites parametrizáveis de: tempo; tensão; corrente; ou fator de potência (SHORT, 2004).

Recentemente, a instalação de capacitores em série amplamente utilizado em sistemas de transmissão também vem sendo explorada em sistemas de distribuição de longas distâncias. A aplicação de capacitores em série na distribuição tem como objetivo a compensação da reatância indutiva das linhas (MEZZACASA et al., 2014). Além disso, os capacitores em série também podem compensar flutuações de tensão, além de amenizarem efeitos de *flicker* no sistema (SHORT, 2004).

2.2.2 Dispositivos modernos baseados em eletrônica de potência

2.2.2.1 Geração distribuída e inversores de frequência

Os geradores distribuídos conectados à rede de distribuição, desde poucos kW até dezenas de MW, também podem proporcionar a potência reativa para realizar os ajustes de tensão necessários na operação de sistema de distribuição. Para isso, pode-se fazer o uso do inversor de frequência, que realiza a interface de conexão da fonte de geração com a rede elétrica.

O inversor é baseado em componentes eletrônicos, com capacidade de memória, processamento e comunicação, que permitem a conversão da tensão em corrente contínua CC para tensão em corrente alternada CA. Os sistemas de geração atuais como fotovoltaicos, eólicos, sistemas de armazenamento e também veículos elétricos, operam utilizando inversores eletrônicos, diferentemente de máquinas elétricas com campos magnéticos que operam como geradores (síncronos ou assíncronos) para o fornecimento de potência ativa e reativa utilizadas em sistemas de geração hidroelétricos.

Os inversores de última geração, também são conhecidos como inversores inteligentes (*smart inverters*), e possuem uma série de funcionalidades avançadas. Além do papel de converter a energia, são capazes de responder rapidamente à injeção e absorção de quantidade precisas de potência reativa para compensar as flutuações de energia de fontes intermitentes. Além disso, não causam distorções harmônicas no sistema e são capazes de executar mais operações quando comparados aos dispositivos convencionais, tornando-os equipamentos ideais para a modernização das redes de distribuição (EDGE; YORK; ENBAR, 2015).

Atualmente, as concessionárias de distribuição da Alemanha e Estados Unidos estão introduzindo os *smart inverters* para gerenciar a crescente penetração de sistemas fotovoltaicos, uma vez que oferecem novas opções de operação das redes através do próprio controle do inversor e, quando aplicável, do controle de armazenamento de energia (EDGE; YORK; ENBAR, 2015). Como os inversores correspondem a um componente essencial em todos os sistemas fotovoltaicos, essa capacidade adicional de controle, além de melhorar os recursos existentes, deve também auxiliar na redução da quantidade de atuações de equipamentos convencionais de regulação de tensão (MADRIGAL; ULUSKI, 2015; MERCER, 2016).

A Figura 2.9(a) ilustra o diagrama unifilar de um sistema de distribuição composto de um alimentador, cargas e GD com inversor. Neste sistema, o inversor pode processar a potência ativa proveniente da geração (fotovoltaica, eólica, veículo elétrico) injetando-a na rede elétrica para suprimento de energia às cargas. Além disso, pode possibilitar o fornecimento ou o consumo de potência reativa, conforme a necessidade de ajustes de tensão da rede (JUAMPEREZ; YANG; KJ??R, 2014; KIM; HARLEY; REGASSA, 2014; TURITSYN et al., 2011).

A Figura 2.9(b) representa a influência da potência reativa nos níveis de tensão do ponto de conexão da GD. Neste caso, para o aumento da tensão é necessário inserir potência reativa (capacitiva). O contrário ocorre quando deseja-se reduzir a tensão, sendo necessário absorver potência reativa (indutiva). O conversor CC/CA entrará em operação no instante em que a tensão da rede estiver fora da faixa adequada, obedecendo a característica apresentada na Figura 2.9(b). Esta característica de operação é similarmen- te aplicada aos demais equipamentos recentes que a eletrônica de potência vem promo- vendo, como: compensadores estáticos de reativos, mais difundidos em sistemas de transmissão de energia, e transformadores de estado sólido.

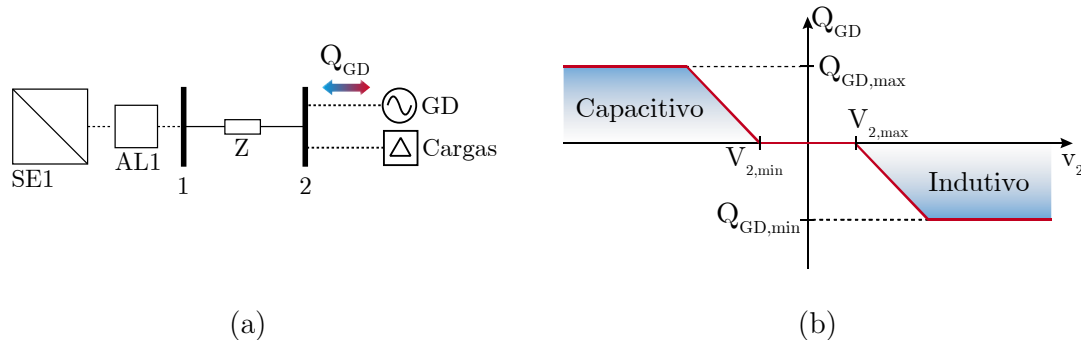
A variação da tensão no alimentador com a inserção de GD pode ser obtida aplicando-se a Equação (2.4) (GHIANI; PILO, 2015).

$$\Delta V = V_1 - V_2 = \frac{R(P - P_{GD}) + X(Q \pm Q_{GD})}{V} \tag{2.4}$$

Onde V_1 e V_2 representam as tensões na barra inicial e final do alimentador, res- pectivamente; R e X correspondem à resistência e a reatância do cabo condutor, respec- tivamente; P e Q representam as potências ativa e reativa absorvidas pelas cargas no final do alimentador; P_{GD} é a potência ativa gerada pela GD e $\pm Q_{GD}$ representa a ener- gia reativa injetada ou absorvida pelo *smart inverter* da GD.

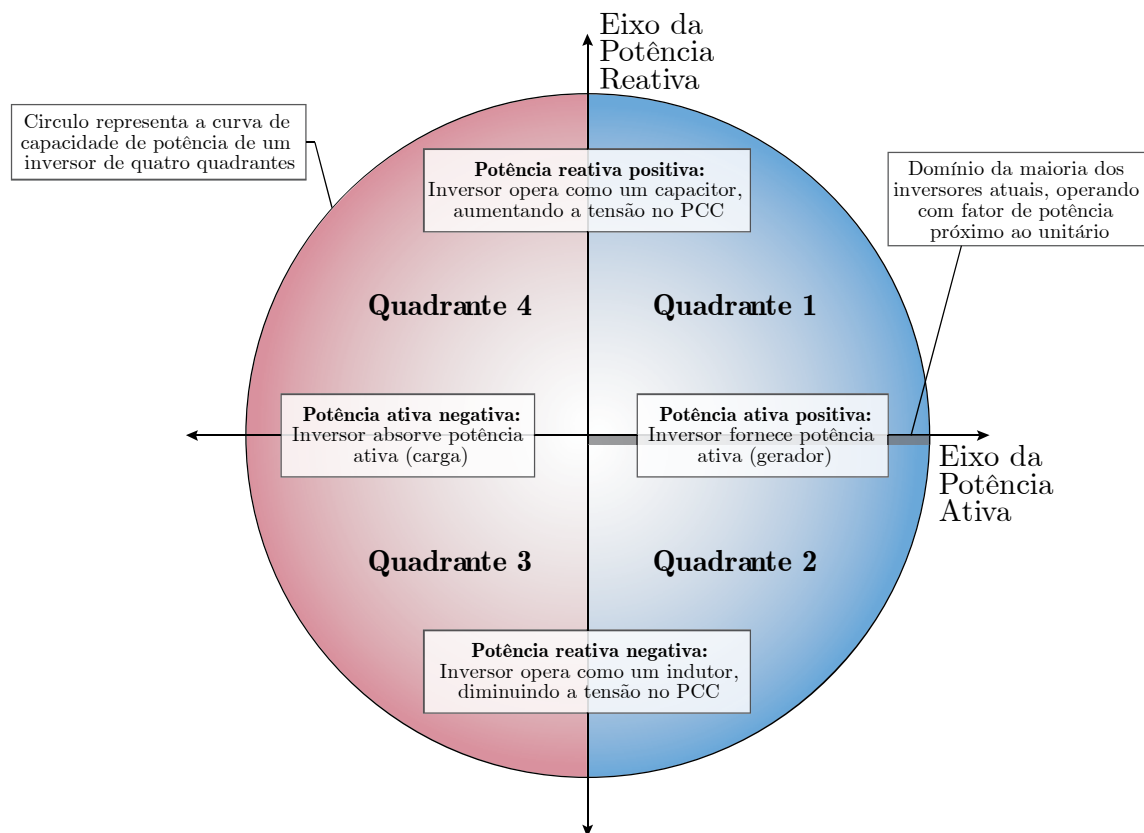
Os *smart inverters* podem operar em uma variedade de modos (fonte de tensão ou corrente) a partir de quatro quadrantes de potência, como observado na Figura 2.10. Entretanto, como a estratégia operacional utilizada no Brasil exige que a GD forneça

Figura 2.9 – Representação de um gerador distribuído: (a) Diagrama unifilar e (b) Influência da potência reativa nos níveis de tensão.



Fonte: Próprio autor.

Figura 2.10 – Representação da operação por quadrantes dos inversores de frequência.



Fonte: Adaptado de (MCGRANAGHAN et al., 2008).

apenas a potência ativa e não regule a tensão do sistema da concessionária, a operação em quatro quadrantes é limitada à operação do inversor essencialmente ao eixo de potência ativa.

Embora as capacidades técnicas e operativas dos *smart inverters* sejam bem compreendidas, os métodos práticos para configurar e implantar os dispositivos ainda são limitados. A revisão contínua de padrões técnicos, por exemplo, da norma IEEE 1547 “*Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*”, de códigos de rede, procedimentos de interconexão e protocolos de comunicação, vem afetando diretamente a implantação dos inversores (EDGE; YORK; ENBAR, 2015). Além disso, as preocupações com a privacidade dos clientes e a regulamentação da aprovação dos serviços dos inversores inteligentes, também tem influenciado as estratégias de implantação.

As capacidades avançadas, que incluem a compensação de energia reativa, o suporte de tensão, suporte de frequência frente a perturbações, e a conectividade de dados em tempo real, podem oferecer às concessionárias uma ferramenta de menor custo para mitigar muitos desafios de gerenciamento das redes inteligentes. Em alguns casos, os inverso-

res podem ajudar a adiar ou evitar investimentos de distribuição, transmissão e geração de energia (EDGE; YORK; ENBAR, 2015; KEMPENER; KOMOR; HOKE, 2013).

Entretanto, existe uma tendência de que os inversores mais afastados dos transformadores do alimentador sejam mais exigidos e tenham sua vida útil reduzida devido à queda de tensão com o afastamento do transformador e devido ao inversor comandar cada unidade de GD individualmente (ALVES, 2017).

2.2.2.2 Veículos elétricos

Os Veículos Elétricos (VEs) disponíveis atualmente são movidos por motores alimentados por energia elétrica armazenada em dispositivos de armazenamento de energia, como baterias e supercapacitores. De forma geral, os VEs podem ser classificados em três grupos distintos: à bateria (VEB), híbrido (VEH) e híbrido plug-in (VEHP). Uma classificação mais abrangente, denominada veículos elétricos plug-in (VEP), é comumente utilizada para englobar os VEBs e VEHPs, pois ambos necessitam conectar-se na rede elétrica para o recarregar a bateria.

Os VEPs apresentam-se como uma nova tecnologia altamente promissora e com grande expectativa de exercer um papel fundamental nos setores elétrico e automobilístico nas próximas décadas. Entretanto, deve-se atentar para o fato de que o VEP pode atuar tanto como carga ou fonte de energia para o sistema elétrico de potência. O primeiro caso acontece quando o VEP está recarregando suas baterias, ou seja, consumindo energia da rede. Já o segundo caso pode acontecer com o veículo comunicando-se com a central operativa da rede elétrica para atuar em seu benefício, seja fornecendo energia ativa ou controlando sua taxa de recarga, conceito conhecido como Veículo-para-Rede ou V2G (GUILLE; GROSS, 2009; SALDANHA et al., 2016).

Através do conceito V2G, os VEPs podem ser utilizados para fornecer serviços auxiliares como a regulação de frequência e tensão no sistema (TOMÍC; KEMPTON, 2007). Estudos recentes também mostram que os VEPs podem ser utilizados para injetar potência reativa na rede elétrica (FASUGBA; KREIN, 2011; KISACIKOGLU; OZPINECI; TOLBERT, 2010a, 2010b, 2011). Assim, no futuro próximo, pode ser possível empregar uma pequena parcela de VEPs como fontes de geração de energia reativa, a fim de controlar níveis de tensão e reduzir as perdas de energia da rede.

2.2.2.3 Compensadores estáticos de reativos

Os compensadores estáticos de reativos em FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*) baseados em eletrônica de potência são dispositivos capazes de controlar o fluxo de energia e aplicados inicialmente nas redes de transmissão. Os FACTS sofreram alterações em seus componentes e em sua estrutura de controle para possibilitar a sua aplicação em sistemas de distribuição através do conceito *Custom Power*.

O Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (IEEE) define *Custom Power* como a utilização de conversores estáticos controlados, baseados em eletrônica de potência, na faixa de tensão de distribuição de 1 kV a 38 kV, de modo a suprir os consumidores com energia elétrica de qualidade, protegendo-os de variações momentâneas de tensão, de harmônicos e de distúrbios (IEEE, [s.d.]; POMILIO; DECKMANN, 2009). Neste sentido, o conceito *Custom Power* pode ser compreendido como uma extensão do conceito de FACTS para redes de distribuição, sendo um dos equipamentos o Compensador Estático de Reativos para Distribuição (D-STATCOM, *Distribution Static Reactive Compensator*).

O D-STATCOM possui ação rápida e pode fornecer uma quantidade controlável de potência reativa. Além disso, em sua utilização não há restrições de ciclos de vida útil como ocorre com OLTCs e bancos de capacitores (MILLER et al., 2013). São indicados para alimentadores longos com perfil de cargas rurais e em sistemas com elevada penetração de GD, onde o excesso de tensão em carga leve pode ser um problema. O D-STATCOM pode ser conectado em série ou em derivação com o sistema, e possui capacidade para: corrigir o fator de potência; eliminar harmônicas de corrente; compensar quedas de tensão através do processamento de potência reativa indutiva/capacitiva na rede de distribuição (ENDERLE; et al., 2012; MAHELA; SHAIK, 2015).

Os elementos que compõem um D-STATCOM correspondem a um inversor com chaves semicondutoras que convertem a tensão de CC para CA no ponto de conexão, um capacitor do lado CC responsável por promover a atuação do inversor e também servir de fonte temporária de armazenamento de energia ao longo das trocas de potência reativa com a rede (CAVALIERE, 2001).

2.2.2.4 Transformador de estado sólido

O transformador de estado sólido, referido na literatura técnica por SST (*Solid State Transformer*), tem sido desenvolvido e aprimorado ao longo das últimas décadas visan-

do a viabilidade técnico e econômica como alternativa promissora ao transformador convencional das redes de distribuição (DIAS, 2013; QIN; KIMBALL, 2013; SHE et al., 2012).

O SST consiste, basicamente, em um conversor de corrente alternada CA/CA, com entrada em média tensão e saída em baixa tensão, capaz de aprimorar a qualidade de energia fornecida aos consumidores frente à integração de fontes de GD à rede, veículos elétricos, sistemas de armazenamento de energia, entre outros, promovendo o gerenciamento da energia necessário nas redes elétricas inteligentes.

Como vantagem ao uso de SST existe a flexibilidade no controle do fluxo de potência através de inúmeros benefícios, como (RODRIGUES et al., 2016): (i) a compensação de afundamentos e elevações de tensão; (ii) a proteção contra curto-circuito, com a limitação da corrente de falta via controle; (iii) o desacoplamento da tensão de entrada e de saída, (iv) a correção do fator de potência, como resultado do controle de fase da corrente de entrada; (v) a regulação da tensão de saída; (vi) a disponibilidade de barramentos CC para fins de conexão de fontes de geração distribuída; (vii) o controle de potência reativa e, como consequência, o controle local de tensão e a (viii) a bidirecionalidade do fluxo de potência.

Entretanto, quando comparado ao transformador tradicional o SST possui como principais desvantagens: a confiabilidade, o custo e a complexidade de implementação (RODRIGUES et al., 2016; SHAH; CROW, 2015).

2.2.3 Comparação entre dispositivos controláveis

As principais características dos dispositivos controláveis para o VVC são descritas no Quadro 2.2, onde são apresentados: o comparativo das grandezas parametrizáveis, os limites físicos dos equipamentos, os limites de operações diárias e a expectativa de vida útil média.

Ao comparar as principais características dos dispositivos de controle, nota-se que por razões de simplicidade, versatilidade e robustez, o regulador de tensão possui longa vida útil e realiza em média 70 comutações de TAP por dia, no total de 25 mil comutações por ano.

O transformador convencional de distribuição também apresenta elevada vida útil, bom rendimento e confiabilidade. Entretanto não é possível realizar a alteração de TAP sem desenergizá-lo. Como alternativa a esta limitação, foi considerado o uso de

Quadro 2.2 – Comparação entre os dispositivos de VVC.

| Recurso | Parametrização | Límites físicos dos equipamentos | Operações por dia/ Vida útil média | Observações |
|---|---|---|--|---|
| Regulador de tensão (RT) e Transformador de potência com OLTC | -Tensão de referência; - Largura de faixa; - Temporização; e - Compensação de linha. | Acompanha a variação de tensão na carga ($\pm 10\%$ a $\pm 15\%$ do valor da tensão*). | 70 comutações/dia /40 anos. (SEN; LARSON, 1995) | Controle automatizado 32 posições de TAP com tempo de 2 a 8 segundos para comutar após a primeira troca. |
| Transformador de distribuição convencional | - Tensão de referência. | 5% a 10% do valor da tensão. | Posição de tap fixa/ 30 anos. | - 3 a 5 posições de TAP; - Ainda é necessário desenergizar para realizar a comutação. |
| Banco de Capacitor (BC) | - Potência reativa; - Horas do dia (tempo); - Tensão ou corrente; - Fator de potência; e - Temperatura. | Acompanha o fluxo de reativo (ligado/desligado). | 6 a 7 comutações/dia / 15 anos (40 a 50 mil ciclos). (KROK; GENC, 2011) | Controle automatizado (Banco Fixo ou Automático). |
| Dispositivos baseados em Eletrônica de Potência: | - Controle de corrente; - Controle de tensão; e - Controle de potências ativa e reativa. | Possui grau de liberdade dependente do projeto. | Não possui limitação do número de operações/Vida útil associada à qualidade dos dispositivos eletrônicos utilizados. | - Confiabilidade inferior comparado à tecnologias convencionais - Possibilita facilmente a inserção do conceito de redes inteligentes. |

*Percentual de correção depende do tipo de ligação física do regulador.

Fonte: Próprio autor.

um transformador com eletrônica de potência, a fim de que as comutações possam ser automáticas em função da característica de TAP eletrônico destes dispositivos.

Neste sentido, equipamentos baseados em eletrônica de potência poderiam vir a substituir o próprio transformador convencional, bem como outros equipamentos em uso no sistema, como bancos de capacitores e reguladores de tensão, pela grande flexibilidade operativa que proporcionam. A fim de também considerar equipamentos baseados em eletrônica de potência para fins de controle de tensão, neste trabalho são utilizados além do transformador com TAP eletrônico, o inversor eletrônico para a geração distribuída e também o D-STATCOM.

Desta forma, os dispositivos de VVC utilizados nesta Tese de Doutorado são:

- Regulador de tensão;
- Transformador com TAP eletrônico;
- Banco de capacitor em derivação;
- Gerador distribuído com inversor de frequência;
- D-STATCOM.

Um comparativo mostrando a evolução histórica em relação ao VVC, bem como o perfil de carga, a topologia e os meios de ativação do controle são mostrados no Qua-

dro 2.3, a partir do trabalho de (MANBACHI et al., 2017). Observa-se o uso conservador do RT, BC, OLTC ao longo das décadas e a previsão de uso de equipamentos eletrônicos advindo dos VEs e DERs para um futuro próximo.

2.3 Normatização nacional e internacional quanto à conexão de fontes de geração distribuída para o VVC

Um marco para a geração distribuída no Brasil foi a publicação pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) da Resolução Normativa (RN) nº 482 (2012) revisada no ano de 2015 pela RN nº 687 (2015) (ANEEL, 2015), as quais tratam das condições gerais para o acesso de geradores distribuídos de pequeno porte aos sistemas de distribuição e também do sistema de compensação de energia.

Concomitantemente, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) publicou a norma NBR 16149 (2013), em vigor desde o ano de 2014, que especifica as características e padroniza o acesso à rede elétrica para os sistemas fotovoltaicos (FV) com conexão por inversores de frequência, estabelecendo a compatibilidade com a rede para GDFV de potência nominal:

- Inferior ou igual a 3 kW;
- Maior que 3 kW até 6 kW; e
- Superior a 6 kW.

Desde então, as concessionárias de energia elétrica bem como o Instituto Nacional de Metrologia Qualidade e Tecnologia (INMETRO), têm utilizado a norma NBR 16149 (2013), em relação à padronização e certificação de inversores de frequência, tanto nacionais como importados, para sistemas de GDFV que operam em paralelo com a

Quadro 2.3 – Evolução histórica em gerações do VVC.

| Atributos | 1ª Geração (1980 – 1990) | 2ª Geração (1990 – 1998) | 3ª Geração (1998 – 2008) | 4ª Geração (2008 - 2017) | Futuro Próximo |
|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|--------------------------------|--------------------------------------|
| Equipamentos VVC | LTC/BC/RT | OLTC/RT/BC | OLTC/RT/BC | OLTC/RT/BC | OLTC/RT/BC/ VE/ DER |
| Perfil de Carga | Estático | Estático | Estático | Quase em tempo real | Dinâmico |
| Topologia | Local | Local | Centralizado via SCADA | Distribuído via Controle Local | Distribuído via Agentes Inteligentes |
| Ativação do Controle | Subestação | Subestação | Subestação | Trechos do Alimentador (TA) | TA + Controle ativo via cliente |

Fonte: Adaptado de (MANBACHI et al., 2017).

rede de distribuição.

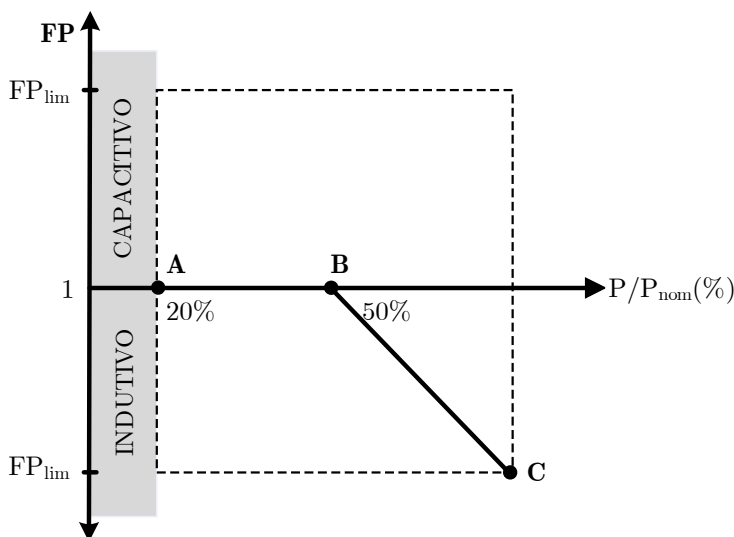
A norma NBR 16149 baseia-se em organizações internacionais que recentemente alteraram seus requisitos para permitir a regulação de tensão na rede de distribuição por unidade de GDFV, especialmente em países da Europa e da América do Norte, como a *International Electrotechnical Commission* com a IEC 61727 (1995:2004), IEEE 1547 (2003:2014), e também padrões próprios de países referências em FV, como a Alemanha, Áustria, Itália, Reino Unido e Espanha (ABNT, 2013; ALVES, 2017; ALVES; MENDES, 2016).

2.3.1 IEC 61727 (2004)

Em relação aos requisitos e limites para o controle de tensão, a norma IEC 61727 (2004) determina a regulação de tensão através do controle do fator de potência (FP) pelo inversor, que por sua vez, deve alterar a potência reativa de acordo com as especificações de valores de potência ativa nominal, definida por parâmetros A, B e C da Figura 2.11, para um FP limite em 0,92. O valor para a potência ativa nominal de A, B, C, corresponde a 20%, 50% e 100%, e representa o ajuste da potência reativa para regular a tensão de modo que corresponda ao fator de potência pré-definido.

Como o inversor deve sair de fábrica com FP igual a 1, quando a potência ativa injetada for muito pequena ou inferior a 50% da potência nominal do inversor, conside-

Figura 2.11 – Limites operacionais do fator de potência do inversor em razão da potência ativa injetada no ponto de conexão das unidade de GDFV.



Fonte: Adaptado de IEC 61727.

ra-se que o risco de sobretensão no ponto de conexão comum (PCC) da GD com a rede seja pequeno, de modo que o FP é mantido unitário por não existir necessidade da absorção de reativo para regular a tensão.

A partir do valor de 50% da potência nominal, o inversor passa a absorver reativos, pois o risco de sobretensão é relevante. Neste sentido, o inversor aumenta a absorção de reativos à medida que a potência gerada aumenta, até atingir o FP limite (máxima quantidade de reativo que pode ser absorvida).

2.3.2 IEEE 1547 (2014)

A norma IEEE 1547 (2003) inicialmente determinava que a GD não deveria regular ativamente a tensão no PCC, mas sua revisão no ano de 2014 permitiu ao operador do sistema requisitar a participação da GD na regulação de tensão, através da variação nas potências real e aparente. A IEEE 1547 não fornece curva característica para a potência e não delimita o fator de potência como a IEC 61727. Ela concentra-se em balizar que as unidades de GD não devem provocar impactos negativos aos consumidores e equipamentos conectados à rede elétrica, não excedendo os limites de tensão estipulados pelo padrão ANSI C84.1 (2011) nos valores de 0,95 a 1,05 p.u.

2.3.3 VDE-AR-N 4105 (2011)

Especialmente na Alemanha, há um código de rede próprio VDE-AR-N 4105, (2011), o qual é explorado em diversos tipos de estudos para todas as fontes de GD por diversos países, e caracteriza-se por três métodos de regulação de tensão distintos. O primeiro refere-se ao método $\cos \varphi$, que adota o fator de potência fixo para o sistema de GD. O segundo refere-se ao método $\cos \varphi(P)$, ou fator de potência característico, que segue os mesmos padrões da Figura 2.11, porém, com FP fixado na faixa de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo para unidades de GD com potência nominal inferior a 3,68 kW, e FP limitado a 0,95 indutivo ou capacitivo em sistemas iguais a 3,68 kW até 13,8 kW. Neste segundo método, potências nominais superiores a 13,8 kW nas unidades de GD, têm o FP limitado em 0,90 indutivo ou capacitivo. O terceiro e último método é denominado $Q(U)$, ou relação potência reativa/tensão característica.

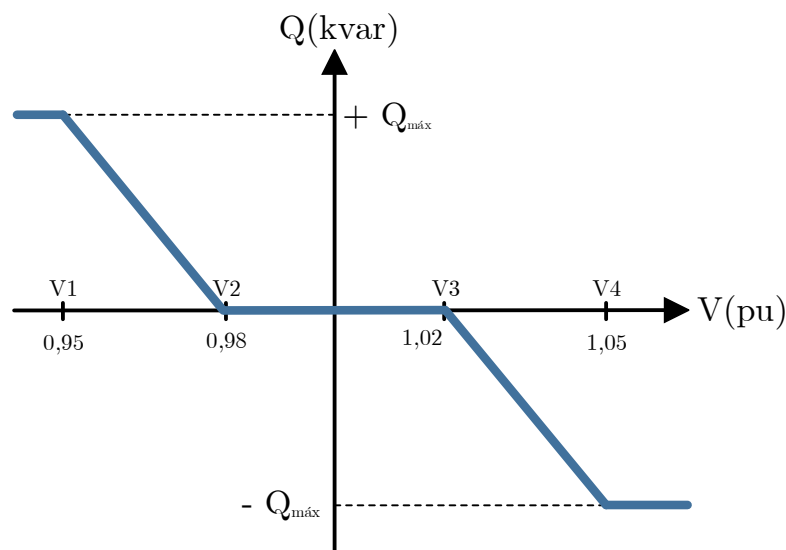
A Figura 2.12 mostra a curva característica do método $Q(U)$, que determina o valor da absorção/injeção de potência reativa, Q , a partir do nível de tensão, U , no ponto de conexão da unidade de GD (ALVES, 2017; MAN, 2012).

É importante destacar, que tanto o método $\cos \varphi(P)$, também utilizado pela IEC 61727, quanto o método $Q(U)$, impõem limitações para a potência ativa através do inversor. Neste sentido, ocorre uma limitação na geração máxima da unidade de GD porque o inversor utiliza parte de sua capacidade para absorver potência reativa, não possuindo capacidade suficiente para atingir a potência ativa nominal no momento em que estiver absorvendo o máximo de reativo (ALVES, 2017), como demonstrado na Figura 2.13.

Observa-se que a potência aparente nominal é atingida quando a absorção de reativo $Q_{\text{máx}}$, é máxima. Neste sentido, o limite de potência ativa $P_{\text{máx}}$ será igual ao fator de potência limite, que corresponde a 95% da potência nominal, no caso da norma VDE-AR-N 4105 e 92% pela IEC 61727.

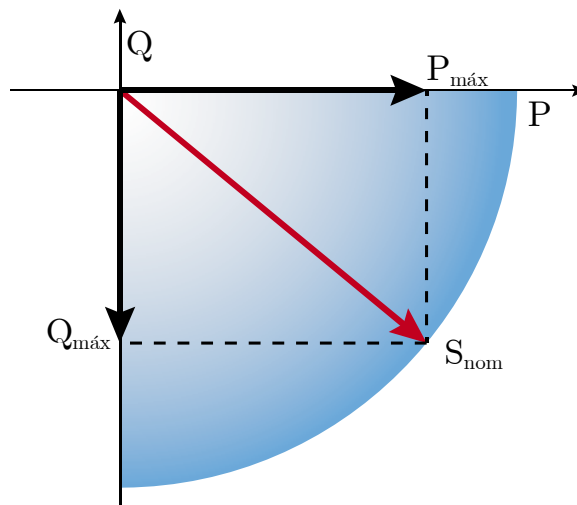
Esta limitação poderia ser evitada caso o inversor fosse dimensionado para atuar acima da capacidade nominal da unidade de GD (ALVES, 2017; MAN, 2012). Entretanto, o dimensionamento da capacidade do inversor a um valor inferior à capacidade da GD usualmente conduz a um melhor funcionamento do sistema, principalmente em sistemas FV com clima de baixa irradiação, onde é pouco utilizado o limite máximo do inversor. Além disso, a eficiência do inversor varia de acordo com o carregamento e são tipicamente menos adequados quando operam abaixo de 50% da potência nominal (MACÊDO, 2006).

Figura 2.12 – Características do método $Q(U)$ para os limites operacionais de injeção/absorção de potência reativa do inversor a partir do nível de tensão.



Fonte: Adaptado de (MAN, 2012).

Figura 2.13 – Limitação da potência ativa da GD na regulação de tensão.



Fonte: Adaptado de (ALVES, 2017).

2.3.4 NBR 16149 (2013)

O desenvolvimento da NBR 16149 para padronizar a conexão de sistema FV no Brasil foi motivado pelo padrão das normas europeia IEC 61727 e alemã VDE-AR-N 4105. A NBR 16149 adotou a curva do padrão europeu, apresentada na Figura 2.11, mas com alguns limites de atuação semelhantes à norma alemã, como apresentado na Tabela 2.1.

Adicionalmente, para sistemas FVs com potência instalada superior a 6 kW, há duas possibilidades de operação. A primeira, define que o inversor deve ser ajustado em fábrica com FP unitário, podendo atuar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo, apresentando como opcional o funcionamento de acordo com a Figura 2.1, respeitando os valores de fator de potência na faixa de 0,90 indutivo à 0,90 capacitivo (ABNT, 2013). A segunda, consiste em um controle de potência reativa (VAr), conforme demonstrado na Figura 2.14.

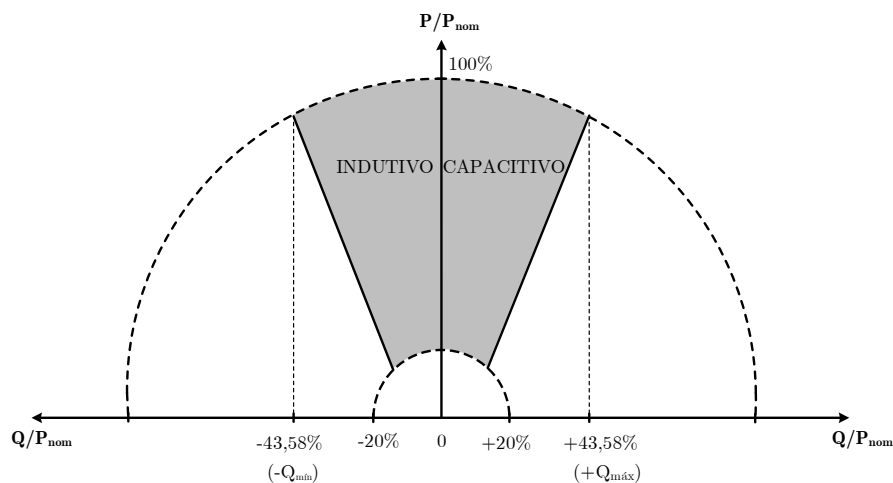
Observa-se que além de operar com FP indutivo, os sistemas FVs com potência superior a 6 kW também podem operar com FP capacitivo. Neste caso a injeção ou

Tabela 2.1 – Níveis de atuação da NBR 16149 para o controle de FP.

| Potência nominal do sistema FV | Valor do fator de potência (FP) |
|---|---|
| $P_{nom} \leq 3 \text{ kW}$ | FP fixo em 1,0 com tolerância de $- 0,98 \leq FP \leq 0,98$ |
| $P_{nom} > 3 \text{ kW e } \leq 6 \text{ kW}$ | FP fixo em 1,0 com tolerância de $- 0,98 \leq FP \leq 0,98$ ou FP _{limite} para Figura 2.10 de 0,95 indutivo a 0,95 capacitivo |

Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

Figura 2.14 – Limites operacionais de injeção/absorção de potência reativa do inversor para sistemas FV com potência superior a 6 kW.



Fonte: Adaptado de (ABNT, 2013).

absorção de reativos ocorre quando a potência ativa alcançar 20% da potência nominal, ao invés de 50%, como na Figura 2.11. Os valores correspondentes a $Q_{m\acute{a}x}$ e $Q_{m\acute{i}n}$ representam a faixa de até 43,58% da potência nominal, sendo a máxima potência que o inversor pode fornecer ou absorver, e indicam o valor Q no ponto C da curva apresentada na Figura 2.11, considerando o FP limitado em 0,90, como demonstrado na Equação (2.5).

$$Q_{m\acute{a}x} = \text{sen}\left(\cos^{-1}\left(FP_{\text{lim}}\right)\right) = \text{sen}\left(\cos^{-1}\left(0,90\right)\right) = 0,4358pu = 43,58\% \quad (2.5)$$

Ressalta-se que, de acordo com a NBR 16149, o tipo e os ajustes do controle (potência reativa fixa ou controle externo) do FP e injeção/absorção de potência reativa devem ser determinados pelas condições da rede elétrica e definidos individualmente pelo operador, para que possa ser entregue ao cliente em conjunto com a permissão de acesso da concessionária.

2.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou uma breve evolução do VVC em sistemas de distribuição inteligente. Entre as novas oportunidades e desafios destacam-se a necessidade do VVC para o amplo uso de GD de fontes renováveis, veículos elétricos e sistemas de

armazenamento. Para isso, se faz necessária uma infraestrutura de comunicação integrada e confiável para interconectar os diversos dispositivos, além de suportar as distintas aplicações atendendo aos requisitos de QoS.

Também foi dado destaque aos equipamentos de controle tradicionalmente utilizados em sistemas de distribuição e às novas tecnologias altamente promissoras que utilizam eletrônica de potência, como os inversores de frequência. Em relação ao uso de inversores, salienta-se que irão exercer funções essenciais no gerenciamento de energia nas próximas décadas, renovando a infraestrutura e os dispositivos utilizados atualmente. Uma vez que, tecnologias como FV, eólica, veículos elétricos, sistema de armazenamento, D-STATCOM e SST baseiam-se no inversor.

No Brasil, a GD ainda não pode ser utilizada para a regulação de tensão. A norma existente para sistemas FV (NBR 16149:2013), apenas estabelece faixas de fator de potência que devem ser atendidas quando a potência ativa injetada na rede for superior a 20% da potência nominal do inversor. Neste sentido, não há uma normatização específica para o controle de tensão; são regulamentados os requisitos para a conexão de acessantes produtores de energia, em função das RNs nº 482 (2012), nº 687 (2015) e dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Entretanto, em países como a Alemanha, a Itália e o Japão, com capacidade expressiva de GD fotovoltaica, a injeção de potência reativa a partir destes sistemas está bem consolidada, e inclusive permite que em condições de falta na rede de distribuição, estes, contribuam no fornecimento de energia reativa dando suporte à rede (VON APPEN et al., 2013; YANG et al., 2013). Isto mostra uma nova possibilidade de controle para operação do sistema de distribuição, inclusive por parte de outros recursos que também utilizam o inversor para interface de conexão à rede elétrica, como os veículos elétricos, os armazenadores de energia, o D-STACOM e o SST.

3. ESTRATÉGIAS DE SOLUÇÃO PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA

Este capítulo apresenta uma revisão das estruturas de aplicação do VVC em sistemas de distribuição, classificadas como controle: local, descentralizado, centralizado e hierárquico. Adicionalmente, são apresentadas as técnicas de otimização para a definição das ações de controle nos equipamentos do sistema. Com o propósito de justificar a escolha da estratégia a ser utilizada é apresentada uma comparação entre as estruturas de implementação e técnicas de VVC existentes na literatura.

3.1 Considerações iniciais

Ao longo dos anos, muitos métodos foram desenvolvidos para a realização do VVC ao nível de planejamento e operação de sistemas de distribuição. De uma forma geral, os seguintes pontos são comumente encontrados:

- Aplicação de um método de solução para otimizar uma função objetivo sujeita a um conjunto de igualdades não lineares e restrições de desigualdade, incluindo equações de fluxo de potência com cargas equilibradas e desequilibradas;
- Grande número de variáveis de estado na busca por soluções equilibradas e ajustes apropriados de equipamentos de controle;
- Minimização de perdas de energia e desvios de tensão como as principais funções objetivo, sujeitas a restrições como: equações de fluxo de carga, limites de tensão, limites de carregamento de linhas e equipamentos, número de comutações de equipamentos e frequência de operação.

As estratégias de VVC no sistema de distribuição podem ser implementadas de forma on-line, utilizando medições em tempo real com ações de controle automáticas, ou off-line, atendendo a condições de operação em horários específicos, geralmente com programação de despacho otimizado em previsões de carga para o próximo dia.

3.2 Estruturas para aplicação do VVC

As estruturas para implementação do VVC comumente empregadas em redes de distribuição são classificadas na literatura como estruturas locais, centralizadas, descentralizadas (ou distribuídas) e híbridas (ou hierárquicas) (BERGER; KRZYSZTOF, 2015; BORLASE, 2013; SHAHIDEHPOUR; WANG, 2003). Neste sentido, cada estrutura de controle possui vantagens e desvantagens, competindo à concessionária de energia analisar sua infraestrutura e os objetivos desejados para determinar a melhor abordagem de implementação do VVC.

3.2.1 Controle Local

A estrutura de controle local utiliza apenas medições locais de tensão e corrente para a tomada de decisão e opera de forma independente, ou seja, sem considerar as alterações nos demais equipamentos que participam do mesmo tipo de controle (MERCER, 2016). Para isso, a decisão operativa baseia-se em comparações com valores pré-definidos calculados de forma off-line. Os ajustes pré-definidos necessitam de um bom conhecimento do sistema e, frequentemente, devem ser reajustados para o pior cenário operativo.

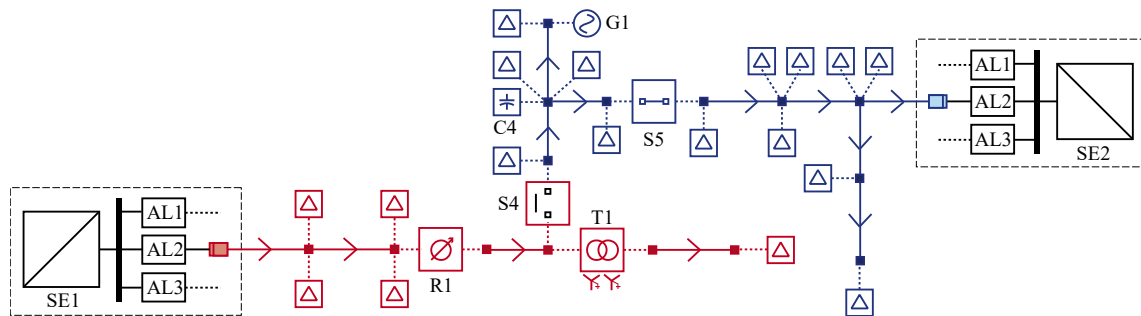
Devido a sua resposta rápida, baixo custo, fácil implementação e também baixos requisitos computacionais (não há necessidade de comunicação e automação das redes), os controles locais ainda são bastante utilizados comercialmente em equipamentos (BARNES; MARTINELLI; SIMONELLI, 2014; ROYTELMAN; GANESAN, 1999; ZHU; LIU, 2015). No entanto, como operam fundamentados na verificação de grandezas do ponto em que estão instalados, e não consideram outros dispositivos do sistema, podem ser responsáveis por atuações excessivas e conflitantes. A Figura 3.1 mostra um sistema de distribuição com equipamentos típicos que podem atuar com controles locais.

O controle local caracteriza-se principalmente por dispositivos eletromecânicos, sendo inapropriado o uso de monitoramento e controles remotos, pela falta de comunicação de dados (MADRIGAL; ULUSKI, 2015).

3.2.2 Controle Descentralizado

A abordagem descentralizada refere-se a um conjunto de controladores locais que trocam informações com um controlador central na subestação, que por sua vez, controla individualmente cada alimentador associado à subestação (BARAN; EL-

Figura 3.1 – Estrutura com dispositivos de controle local.



Fonte: Próprio autor.

MARKABI, 2007; BRENNAN et al., 2013; FARAG; EL-SAADANY; SEETHAPATHY, 2012; TOMA et al., 2008; VOVOS et al., 2007).

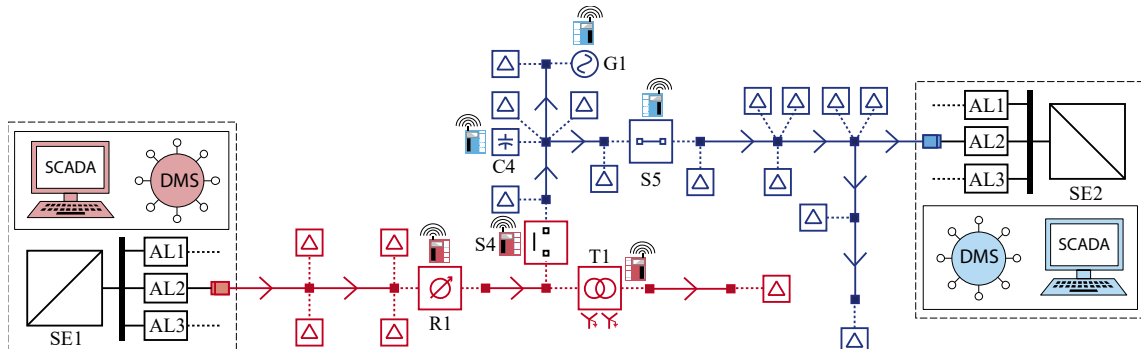
Os equipamentos em campo transmitem as informações de dados de tensão e corrente pela Unidade Terminal Remota (UTR), via canal de comunicação SCADA, para o controle central na SE, que apresenta um DMS. O controlador central coordena as ações dos dispositivos do sistema de forma centralizada em cada SE, adotando ações independentes para cada alimentador, como ilustrado na arquitetura da Figura 3.2.

O controle descentralizado também pode ser considerado como uma variante do controle centralizado, denominando-se controle centralizado na SE.

3.2.3 Controle Centralizado

A estrutura centralizada também caracteriza-se por um sistema de gerenciamento e controle central a partir de um DMS, responsável pelas funções de tomada de decisão. As modificações nos dispositivos controláveis são definidas para toda a rede da concessionária e não apenas no nível de um alimentador ou de uma SE individualmen-

Figura 3.2 – Estrutura de controle descentralizada.



Fonte: Próprio autor.

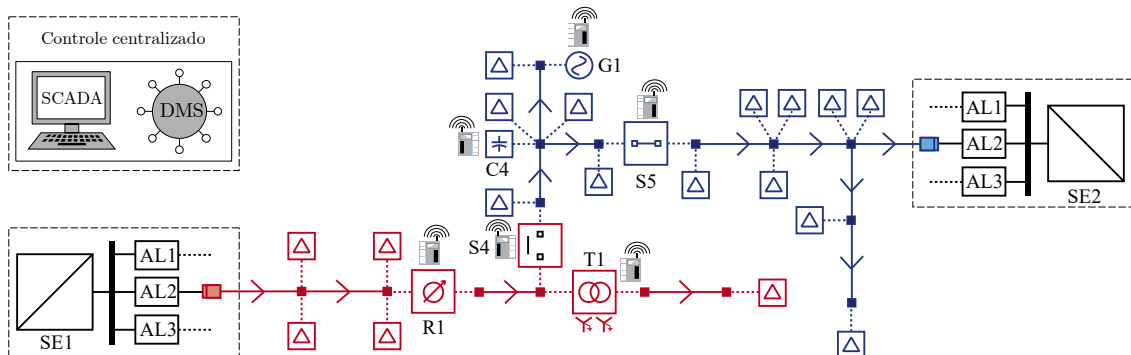
te, como no controle descentralizado (AUGUGLIARO et al., 2004; CAPITANESCU; BILIBIN; ROMERO RAMOS, 2014; LIU; ZHANG; QIU, 2002; SHEN; BARAN, 2013).

Neste sentido, o controle centralizado pode apresentar mais complexidade que o controle local e descentralizado, pois abrange uma maior área de atuação. Além disso, tanto o controle centralizado quanto o descentralizado podem ser implementados de formas distintas, a partir da classificação de três níveis de modernização dos sistemas de distribuição (MADRIGAL; ULUSKI, 2015; MERCER, 2016): nível (i) controle remoto e automação da subestação; nível (ii) controle remoto e automação do alimentador, e nível (iii) integração e controle de GD e armazenamento de energia. A Figura 3.3 mostra a estrutura de controle centralizada.

O uso de uma estrutura centralizada possibilita a implementação de estratégias que necessitam de informações no nível de toda a rede elétrica, como, por exemplo, as estratégias de reconfiguração e *self healing*. Além disso, também pode ser possível avaliar o estado de tensões e ângulos em tempo real, mesmo sem grande quantidade de equipamentos de medição. Para isso pode-se utilizar técnicas de estimação de estado (ATANACKOVIC; DABIC, 2013; BISERICA et al., 2012; DE ALVARO GARCIA; GRECARD, 2011).

Devido ao grande volume de dados a ser transmitido ao centro de processamento e controle, é necessário um sistema de comunicação altamente confiável, tolerante a falhas de comunicação e de alta velocidade (ZHANG; FLUECK; NGUYEN, 2015). Assim, como desvantagem desta estrutura, a perda de algum sinal de medição pode ocasionar um funcionamento inadequado do sistema de distribuição.

Figura 3.3 – Estrutura de controle centralizada.



Fonte: Próprio autor.

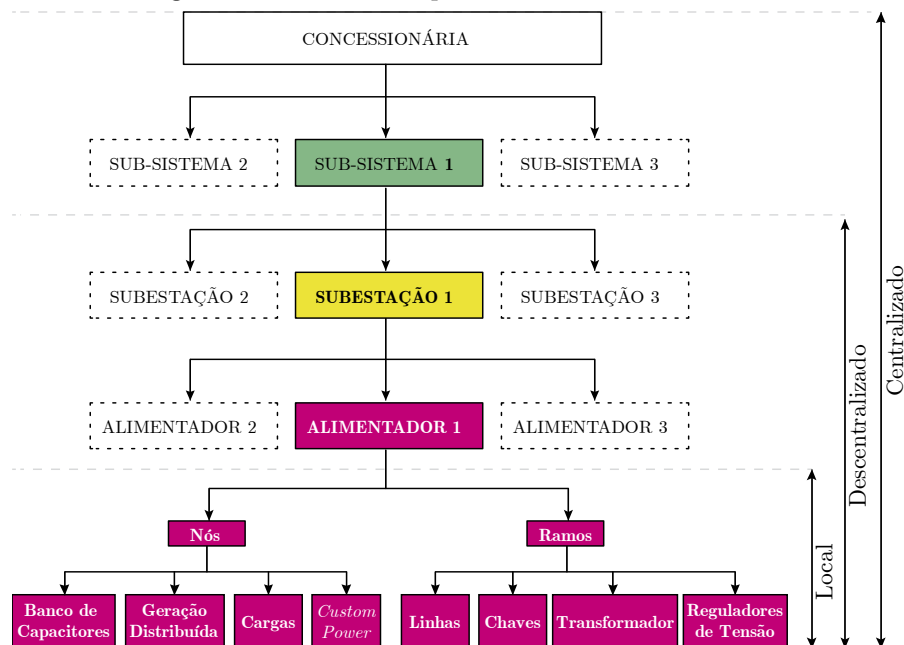
3.2.4 Controle Hierárquico ou Híbrido

O controle hierárquico ou híbrido é uma combinação das abordagens centralizada, descentralizada e local, aproveitando as vantagens de cada estrutura (BERGER; KRZYSZTOF, 2015; BORLASE, 2013). O método hierárquico possui como princípio básico a implementação de um esquema de controle com a combinação da inteligência dos controladores de campo (locais), na subestação (descentralizado ou distribuído) e na concessionária (centralizado), conforme apresentado na Figura 3.4.

A estrutura de controle hierárquica pode utilizar diferentes canais de comunicação entre os dispositivos, sem depender de uma rede de comunicações única como no sistema centralizado. Além disso, a estrutura hierárquica possui a capacidade de integração entre os controles local, descentralizado e centralizado, onde os níveis mais baixos de controle podem atuar caso houver algum problema com o sistema de comunicação. Desta forma, uma falha das comunicações da rede acaba por impactar em uma área menor do sistema de controle (BORLASE, 2013). Na Figura 3.5 é ilustrada a abordagem de controle hierárquica.

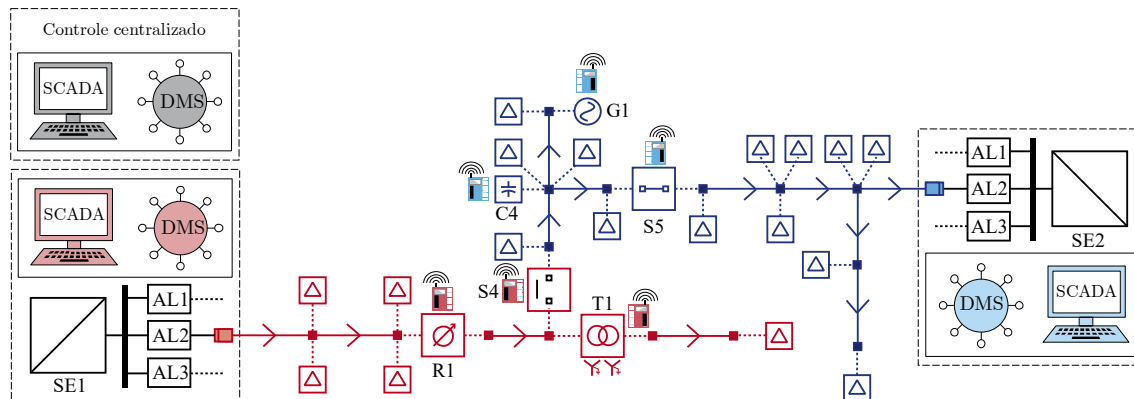
A principal desvantagem da abordagem hierárquica é o adicional de hardware e software para a coordenação.

Figura 3.4 – Estrutura global de VVC hierárquico.



Fonte: Adaptado de (BORLASE, 2013).

Figura 3.5 – Estrutura de controle hierárquica.



Fonte: Próprio autor.

3.2.5 Comparação entre as estruturas de controle

Como apresentando, diferentes abordagens podem ser utilizadas para aplicações prática do VVC. Alguns casos requerem comunicação entre controladores de campo e um controlador central da SE, de forma descentralizada ou centralizada, enquanto outros atuam apenas em seu nível local. A Tabela 3.1 mostra uma comparação entre os diferentes níveis de VVC em sistemas de distribuição.

A estrutura de controle empregada neste trabalho baseia-se no VVC descentralizado ou centralizado nas SEs, que pode ser aplicada a uma estrutura hierárquica de VVC, como apresentado no próximo capítulo.

Tabela 3.1 – Níveis de VVC em sistemas de distribuição.

| Requisitos | Controle Local | Controle Descentralizado | Controle Centralizado | Controle Hierárquico |
|---|----------------|--------------------------|-----------------------|----------------------|
| Controle do perfil de tensão | Sim | Sim | Sim | Sim |
| Controle do fator de potência | Sim | Sim | Sim | Sim |
| Monitoramento contínuo | Não | Sim | Sim | Sim |
| Adaptação a topologia da rede | Não | Não | Sim | Sim |
| Dispositivos/Equipamentos inteligentes | Não | Sim | Sim | Sim |
| Otimização controlada e coordenada | Não | Sim | Sim | Sim |
| Seleção de objetivos de operação | Não | Não | Não | Sim |
| Sensibilidade de modelos de carga com a tensão | Não | Sim | Sim | Sim |
| Infraestrutura compartilhada com aplicações SCADA, DMS, GIS, entre outros | Não | Sim | Sim | Sim |
| Complexidade/Comunicação/Hardware | Baixo | Médio | Médio | Alto |
| Robustez | Alta | Média | Baixa | Média/Alta |

Fonte: Adaptado de (ULUSKI, 2010) e (ABB, 2013).

Observa-se que o nível de modernização da rede é o que tem a maior influência para a estratégia de controle, e pode promover ações como o monitoramento contínuo do sistema, a alteração da topologia, considerar novos equipamentos, realizar a otimização controlada e coordenada, entre outros objetivos, que podem ser atingidos utilizando técnicas de otimização Volt/VAr adequadas.

3.3 Técnicas de otimização para o VVC

A Otimização Volt/VAr (VVO, Volt/VAr *Optimization*) refere-se ao uso de técnicas de otimização para alcançar objetivos de controle bem definidos e sujeitos às restrições do sistema, através da tomada de decisão de forma centralizada ou descentralizada e necessitando de um sistema de comunicação (BORLASE, 2013). O uso de técnicas para otimização Volt/VAr durante a tomada de decisão adiciona ao controle ações integradas e coordenadas entre os dispositivos, o que o diferencia de um VVC baseado em ações independentes com auto-ajuste de parâmetros.

Para a implementação VVO considera-se as abordagens de controle centralizado e descentralizado, de forma semelhante ao que foi apresentado na Seção 3.2, sendo que na abordagem centralizada é utilizado o modelo de toda a rede de distribuição, o que significa incluir ações como reconfigurações entre alimentadores, enquanto na abordagem descentralizada, realiza-se um controle ótimo apenas a nível individual do alimentador. Em ambas as situações ocorre o controle dos dispositivos geograficamente dispersos no DMS situado no Centro de Operação da Distribuição (COD).

A seguir é apresentada uma revisão dos principais métodos de otimização aplicados ao VVC de forma on-line e off-line, centralizada ou descentralizada.

3.3.1 Algoritmos Genéticos

Os Algoritmos Genéticos (AG) foram inspirados na teoria da seleção natural das espécies de Charles Darwin. A metáfora da evolução sugere que as populações de indivíduos evoluam de acordo com o princípio da seleção natural da sobrevivência dos mais fortes, onde indivíduos mais adaptados ao ambiente terão mais chances de sobreviverem e se reproduzirem, enquanto que os menos aptos serão eliminados com o passar do tempo, em virtude da limitação de recursos existentes no ambiente.

O trabalho de Park; Nam e Park (2007) avalia o uso dos AGs para o controle centralizado do transformador da subestação e de bancos de capacitores, considerando

correções na tensão de referência em tempo real por tensões obtidas com previsões de carga, mostrando que o método pode preservar os equipamentos reduzindo o número de operação e minimizar as perdas de energia.

Padilha-Feltrin, Rodezno e Mantovani (2015) utilizam um algoritmo genético multiobjectivo NSGA-II para resolver o VVC baseado na economia de energia considerando a redução de tensão. A minimização da potência ativa total fornecida pela SE e os desvios de tensão nas barras da rede são utilizados como funções objetivo.

3.3.2 Programação Dinâmica

A programação dinâmica é uma técnica matemática que envolve problemas que requerem decisões sequenciais inter-relacionadas. O método consiste em dividir um problema complexo em subproblemas mais simples, resolvendo-os individualmente, e suas soluções são combinadas para compor a solução final otimizada (PFITSCHER, 2013). Métodos de programação dinâmica tem sido muito utilizados no controle off-line, para realizar o despacho de operação dos dispositivos de regulação do sistema, como relatam os trabalhos de (HSU; KUO, 1993; LIU; HUANG, 2009; LU, 1998).

Lu e Hsu (1995) investigam uma estratégia de controle off-line para o despacho adequadas comutações de chaveamento do LTC e dos bancos de capacitores em derivação, para a minimização de perdas de potência e os níveis de tensão sejam mantidos próximo a 1,0 p.u. Estes objetivos são alcançados realizando a previsão de cargas horárias do transformador de potência e de seu barramento principal de tensão com 24 horas de antecedência, uma vez que mudanças de carga imprevistas podem ocasionar comutações e desgastes desnecessários nos equipamentos. A partir dos resultados apresentados, observa-se que a tensão no barramento secundário é mantida muito próxima dos valores especificados pelo uso do LTC, enquanto o fluxo de potência reativa do transformador principal é minimizado através do chaveamento dos capacitores em derivação.

Kim et al. (2013) realizam um estudo considerando a participação da geração distribuída como um dispositivo de controle juntamente com bancos de capacitores e OLTC. Os autores afirmam que a integração da geração distribuída em um sistema de energia, aumenta o número de operações de comutação de OLTCs e capacitores. Para resolver este problema, o trabalho propõe que a tensão de saída da geração distribuída seja controlada cooperativamente com outros equipamentos de controle, com base em

previsões de carga. São utilizados geradores despacháveis e não despacháveis, demonstrando que o objetivo pode ser alcançado sob diferentes condições de operação.

3.3.3 Enxame de Partículas

O método de otimização por Enxame de Partículas (PSO, *Particle Swarm Optimization*) é uma das técnicas de computação evolucionária, baseado em uma população de indivíduos capazes de interagir entre si e com o meio. O PSO foi originalmente desenvolvido para problemas de otimização não lineares com variáveis contínuas. No entanto, pode ser facilmente expandido para tratar problemas com variáveis discretas, sendo também aplicado no problema de VVC (YOSHIDA et al., 2000).

Chen et al. (2015) discutem a minimização do custo global, tanto em redução de perdas de potência quanto custo de operação de transformadores e capacitores como a nova variável de interesse para as concessionárias de energia elétrica. É proposto um método híbrido PSO (HPSO) para a programação de envio de tensão para OLTCs e bancos de capacitores e de potência reativa para os geradores distribuídos. As posições de LTC são tratadas como variáveis discretas, o status ligado/desligado de capacitores como variáveis binárias e a potência reativa dos geradores distribuídos como variáveis contínuas. A implementação com a redução do custo global é alcançada para uma rede teste de distribuição de 33 barras.

Yoshida et al. (2000) e Fukuyama e Yoshida (2001) apresentam a aplicabilidade do PSO para o controle de tensão e reativos em grande escala, reforçando a formulação tradicional do problema como otimização não linear inteira mista (MINLP). O método proposto determina o controle on-line com variáveis contínuas (funcionamento do AVR) e discretas (posições de TAP associada a níveis de tensão e o número de capacitores ativos para respectiva compensação da potência reativa).

3.3.4 Métodos Heurísticos

Os métodos heurísticos são ferramentas que direcionam a busca da solução, reduzindo o espaço de procura dentro do conjunto de combinações possíveis (PFITSCHER, 2013). O principal objetivo é definir o estado inicial do problema a ser analisado e a partir de estratégias heurísticas (Construtiva, Destrutiva ou *Branch Exchange*), modificar sucessivamente o estado do sistema em direção à solução do problema (KAGAN et al., 2009; MELLO, 2014).

Deng et al. (2002) propõem uma abordagem heurística para encontrar a programação ideal de bancos de capacitores e do OLTC em um controle off-line para minimizar as perdas de energia do sistema. Utilizando uma abordagem simplificada do modelo matemático, os autores resolvem a otimização temporal de cada dispositivo de controle separadamente por regras heurísticas e, em seguida, convertem o modelo de otimização com cargas variáveis no tempo para o modelo de otimização convencional, com cargas constantes em 24 segmentos. Esta simplificação reduz a dimensão do problema, e também satisfaz a restrição de tempos operacionais.

Ainda em relação ao trabalho de Deng et al. (2002), escolhe-se a hora de operar o equipamento como incógnita do problema, respeitando restrições de tempo de comutação devido à limitação dos dispositivos. A busca pela solução é dividida em dois passos, adotam-se regras heurísticas para determinar uma lista de prioridades para as horas de funcionamento de cada dispositivo controlável, e calcula-se para cada hora a otimização de energia reativa, modificando os resultados da lista de prioridades devido à otimização da potência reativa.

Mokgonyana, (2014) propõem uma abordagem híbrida baseada em programação heurística e PSO para minimizar as perdas de energia e variações de tensão diárias com um controle on-line descentralizado, utilizando OLTC e bancos de capacitores com tempos de ajustes. A injeção de reativos no alimentador é determinada fazendo uso de regras heurísticas com objetivo de minimizar o fluxo de energia reativa através da barra da SE para cada intervalo de tempo. O método proposto é aplicado a um sistema de distribuição variável no tempo e avaliado em diferentes cenários operacionais. Os resultados das simulações mostram que a abordagem proposta minimiza os desvios de tensão e a perda total de energia, enquanto que o controle on-line centralizado prioriza um objetivo sobre o outro, dependendo das configurações especificadas.

BIE et al.(2006) utilizam a busca heurística para classificar o perfil de demanda do sistema em intervalos semelhantes e, então avaliar o VVC, que visa a redução de perdas simplificando operações dos dispositivos de controle. É proposta uma estratégia que especifica as variáveis discretas no horário inicial para cada intervalo de tempo, permitindo a aplicação da otimização convencional, sem considerar a restrição de tempo de operação ao problema.

3.3.5 Lógica Fuzzy

A lógica fuzzy foi introduzida no ano de 1965 por Lotfi Zadeh, que sugeriu uma teoria alternativa de classificações de conjuntos mais flexíveis, a fim de expressar modos de raciocínio que são aproximados ao invés de exatos. Também conhecida como lógica nebulosa ou difusa, a lógica fuzzy é uma técnica que incorpora a forma humana de raciocínio dedutivo, isto é, o processo que as pessoas utilizam para inferir conclusões baseadas em informações que elas já conhecem (SIMÕES; SHAW, 2007), permitindo a redução da complexidade de projetos e implementação (ANTONIO; GOMIDE; GUDWIN, 1994).

Sistemas que utilizam a lógica fuzzy são grandes aliados no desenvolvimento de aplicações para resolver problemas de controle nas mais diversas áreas do conhecimento. A lógica fuzzy tem se mostrado uma das técnicas mais bem sucedidas de tecnologias atuais para aplicação em sistemas elétricos de potência. Em especial, o uso de soluções fuzzy no VVC é motivado pela sua capacidade de resolver problemas não-lineares com alta eficiência em termos de esforço computacional no encontro de soluções viáveis, contemplando a análise qualitativa de informações incertas que podem ser associadas com o processo sendo controlado.

Liang e Wang (2003) propõem uma estratégia de controle off-line baseada em lógica fuzzy para determinar a combinação entre as comutações do LTC e o status de chaveamento (ligado/desligado) de capacitores para as próximas 24 horas, de forma que as perdas ativas nos alimentadores, o desvio de tensão no barramento secundário e o fluxo de potência reativa no transformador principal sejam mínimos.

O trabalho de Miranda e Calisto (2002) apresenta uma nova arquitetura para um módulo de gestão dos modernos sistemas de distribuição DMS, visando o controle de tensão e reativos para a minimização de perdas. Essa arquitetura baseia-se na articulação de dois controladores fuzzy em cascata do tipo Mamdani, como ilustrado na Figura 3.6(a), constituindo um sistema de inferência fuzzy, com uma rotina de fluxo potência que avalia periodicamente os efeitos das ações de controle no sistema. Como dados de entrada, o primeiro controlador possui as variáveis eficiência e posição, produzindo como saída um sinal chamado poder de controle. Este sinal é combinado com o valor de violação de tensão, compondo o segundo controlador fuzzy, que gera um sinal de controle de tensão com objetivo de manter todas as tensões das barras dentro de uma faixa admissível.

Esta nova arquitetura aplicada ao controle de tensão e reativos apresentou evolução ao longo dos anos em diversos trabalhos, como (MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007), (MIRANDA, 2008), (BREMERMANN, 2008), (VIANNA, 2009), (LE MOS et al., 2009), (SPATTI et al., 2010, 2011), (PEREIRA; ALVES; MATOS, 2015). A principal vantagem de controladores difusos do tipo Mamdani refere-se à velocidade de processamento para situações de controle de múltiplas variáveis face a outros tipos de controles que utilizam algoritmos mais pesados (MIRANDA, 2008).

Em Miranda, Moreira e Pereira (2007) é adicionado um terceiro controlador, responsável pelo controle de saturação nas linhas, como ilustra a Figura 3.6(b). As variáveis de entrada deste controlador são a eficiência e o carregamento da linha, e resultam em um sinal de controle da corrente da linha. As saídas do segundo e do terceiro controlador são combinadas para verificar as ações a serem tomadas. Se as ações propostas de saída forem contraditórias, o controlador de corrente assume o comando, se são concordantes, o comando final corresponde à maioria das ações propostas pelos controladores.

Em Bremermann (2008) é realizado um controle coordenado entre os equipamentos de tensão e fontes de reativos da rede de distribuição, tais como LTC, reguladores de tensão e bancos de capacitores, localizados nas subestações e ao longo dos alimentadores. É estabelecida uma faixa de regulação para que haja atuação dos controles, os quais são selecionados através de uma matriz efetividade, baseada em (MIRANDA; CALISTO, 2002). A evolução do trabalho é relatada em (LE MOS et al., 2009, 2008), com a implementação da metodologia em um software via projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, o qual é utilizado para auxiliar a programação da operação da distribuidora CELESC.

Da mesma forma, os trabalhos de (BENICHIO et al., 2008; SPATTI et al., 2010, 2011) relatam a implementação de um controlador fuzzy na realização do ajuste automático de tensão em transformadores dotados de comutadores de TAP sob carga em subestações de distribuição. O controle é realizado em tempo real, permitindo que o sistema fuzzy atue como um módulo inteligente para auxiliar o relé convencional. O relé monitora a potência ativa da carga e o desvio de tensão, as quais são as variáveis de entrada do controlador fuzzy, o resultado de saída é um sinal de estímulo (incremento ou decréscimo) sobre a tensão de referência atual do relé regulador de tensão. A Figura 3.6(c) ilustra o diagrama simplificado do funcionamento da estratégia implementada pelos autores.

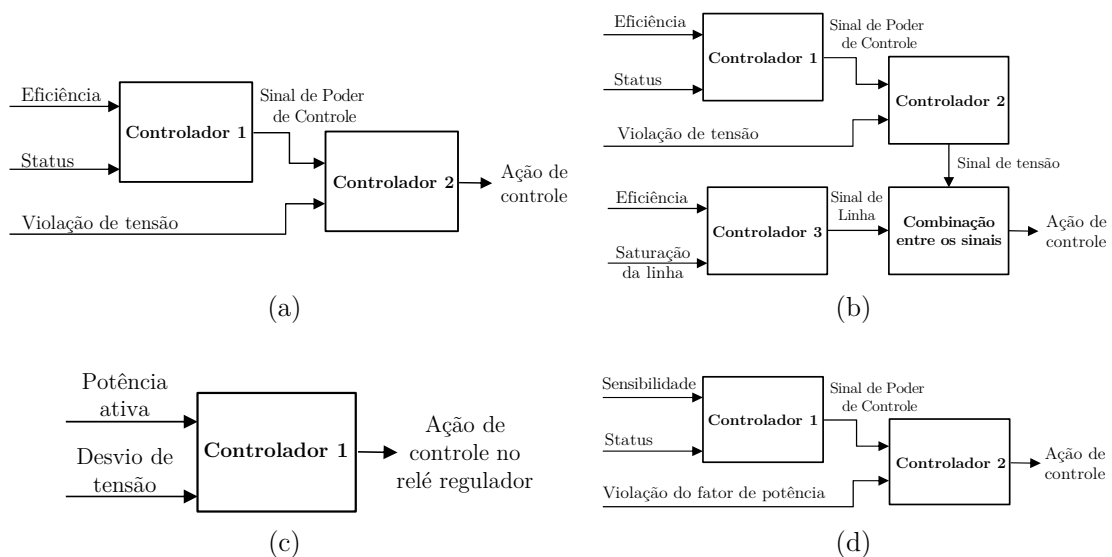
Vianna (2009) propõem um sistema de controle fuzzy para correção do fator de potência, com o objetivo de coordenar bancos de capacitores e geradores síncronos exis-

tentes na rede de distribuição, utilizando como variáveis de controle a violação do fator de potência, a sensibilidade dos equipamentos e a posição dos dispositivos de controle com fontes de reativos. Foram utilizados dois controladores em cascata, como ilustrado na Figura 3.6(d). Mesmo apresentando a melhoria dos níveis de tensão do sistema, o controlador desenvolvido não contempla o controle de tensão.

O objetivo do uso de um controlador fuzzy é o auxílio na tomada de decisão de qual ação de controle deve ser executada no sistema frente a um problema. O controlador fuzzy realiza as transformações necessárias do domínio do mundo real (níveis de violações de tensão) para o domínio que utiliza números fuzzy a partir de uma estrutura de blocos funcionais. Nesta transformação um conjunto de inferência fuzzy é usado para as tomadas de decisões, e por fim há uma transformação do domínio fuzzy para o domínio do mundo real, ocorrendo a conexão entre a saída do algoritmo fuzzy e as variáveis de atuação (SIMÕES; SHAW, 2007).

Souza e Almeida (2010) apresentam um algoritmo genético melhorado usando lógica fuzzy para resolver o problema de controle de tensão e reativos a nível de planejamento da operação. É obtida uma solução conjunta, para o custo de perdas de energia e o desvio de tensão, que inclui a localização, ajustes e custos com a instalação de reguladores de tensão. O conhecimento de especialistas é levado em consideração na

Figura 3.6 – Comparação entre os controladores fuzzy apresentados em (a) (MIRANDA; CALISTO, 2002),(BREMERMAN, 2008) (b) (MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007) (PEREIRA; ALVES; MATOS, 2015) (c) (SPATTI et al., 2010, 2011) e (d) (VIANNA, 2009)



Fonte: Próprio autor.

escolha do conjunto de regras fuzzy, a fim de reduzir expressivamente o espaço de busca. Para as funções de pertinência de entrada foram adotadas a tensão do barramento em p.u. e o valor comercial da potência em kVA de reguladores de tensão monofásicos. Como saída, após a defuzzificação obtém-se um grupo de barras candidatas para atribuir os reguladores de tensão no sistema de distribuição.

Liang, Chen e Chen (2011) apresentam uma abordagem fuzzy para resolver o problema de controle de tensão e reativos em um sistema de distribuição que possui a conexão de turbinas eólicas. Os autores destacam que em técnicas convencionais para se evitar erros, a velocidade do vento e a potência eólica horária devem ser previstas com precisão. No entanto, uma característica da abordagem fuzzy é considerar as incertezas relacionadas ao problema durante o processo de otimização. Também é utilizada uma variação do AG para incorporar um procedimento de busca local e atualização do fluxo de potência na determinação da solução ótima. O despacho das comutações do LTC e o status de chaveamento de capacitores mostrou-se adequado considerando a modelagem de conjuntos fuzzy para a imprecisão da velocidade do vento e potência gerada das turbinas eólicas.

Pereira, Alves e Matos (2015) sinalizam a necessidade crescente em identificar estratégias ótimas na operação da distribuição de energia elétrica explorando a redução de perdas de energia. Um novo método para esta identificação foi desenvolvido através da resolução do problema da determinação do ponto de operação ótimo, tendo como possibilidade a alteração da configuração da topologia de rede conjuntamente com a alteração das posições de TAP dos transformadores e bancos de capacitores. O método de otimização por enxame de partículas evolucionário EPSO foi utilizado para resolver este problema.

A Tabela 3.2 apresenta uma comparação entre trabalhos que utilizaram estratégias de controle fuzzy para o VVC. Este comparativo é ilustrado em relação aos equipamentos que foram controlados e também a forma de implementação e de ajustes dos dispositivos na rede de distribuição.

Destaca-se que todos os trabalhos apresentados anteriormente utilizaram a estratégia de ajuste por incremento, pois os equipamentos comumente utilizados nas redes de distribuição baseiam-se em comutadores automáticos eletromecânicos, que realizam ajustes de forma sequencial. Esta estratégia possibilita o encontro de uma solução sem a necessidade de testar exaustivamente todas as possibilidades de ajuste, inclusive com combinações dos ajustes entre os equipamentos do sistema.

Tabela 3.2 – Comparação entre as estratégias Fuzzy para o controle Volt/VAr.

| Trabalho | Equipamentos de controle | Implementação |
|--|---|--------------------------|
| (MIRANDA; CALISTO, 2002) | 3 Geradores e 3 OLTCs | Centralizado On-line |
| (LIANG; WANG, 2003) | 1 OLTC, 10 Capacitores | Descentralizado Off-line |
| (MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007) | 9 Geradores, 5 OLTCs, 2 Capacitores | Centralizado On-line |
| (USIDA, 2007) e BENICHIO et al. (2008) | 1 OLTC | Descentralizado On-line |
| BREMERMANN (2008) | OLTCs, Capacitores, Reguladores de tensão | Descentralizado On-line |
| (VIANNA, 2009)* | OLTCs, Capacitores, Reguladores de tensão | Descentralizado On-line |
| (ALMEIDA et al., 2009) | 1 Regulador de tensão | Local Off-line |
| (SPATTI et al., 2010) | 1 OLTC | Descentralizado On-line |
| (LIANG; CHEN; CHEN, 2011) | 1 OLTC, 6 Capacitores | Descentralizado On-line |
| PEREIRA, ALVES E MATOS (2015) | 3 OLTCs e 7 Capacitores | Centralizado On-line |
| (CHEN et al., 2015) | 1 OLTC, 8 Capacitores | Descentralizado Off-line |

*Controle de fator de potência

Fonte: Próprio autor.

Observa-se que não foram encontrados trabalhos abordando o VVC com GD a partir do uso de lógica fuzzy. Entretanto, alguns trabalhos recentes (AZZOUZ; EL-SAADANY, 2014; KIM; HARLEY; REGASSA, 2014; KIM et al., 2013; SAMIMI; KAZEMI, 2016; TURITSYN et al., 2011) apresentam propostas que consideram a participação da GD ativamente no controle de tensão através da potência reativa do inversor. Outros trabalhos (HUANG et al., 2011; SHAH; CROW, 2015; ZHANG et al., 2014) também apresentam o impacto de dispositivos eletrônicos como D-STATCOM e SST para o controle de tensão e reativos.

3.3.6 Outros métodos de otimização

Além dos métodos de otimização apresentados, outros métodos como Algoritmo Evolucionário (AE) (ULINUHA; MASOUM; ISLAM, 2008), Colônia de Formigas (ACO – *Ant Colony Optimization*) (MUSTAFAR et al., 2007), Pontos Interiores Primal-Dual (PDIPM) (MOHAPATRA; BIJWE; PANIGRAHI, 2014), Sistema Multiagente (SMA) (ZHANG; FLUECK; NGUYEN, 2015), também tem sido utilizados de forma satisfatória para solução do problema de VVC.

3.4 Considerações finais do capítulo

Em relação às estruturas de aplicação do VVC, destaca-se que a abordagem centralizada otimiza o VVC no universo sistêmico da concessionária de distribuição, envolvendo diversas subestações e alimentadores, o que não ocorre com a estrutura descen-

tralizada, que controla a atuação conjunta dos dispositivos mas a nível de uma subestação. No entanto, como mencionado anteriormente, cada estrutura apresenta vantagens e desvantagens, competindo à concessionária de energia analisar sua infraestrutura e os objetivos desejados para determinar a melhor abordagem de implementação do VVC.

Para sistemas de grande porte, pode ser mais vantajoso não operar o controle centralizado em tempo real (MERCER; TRINDADE, 2016). Como alternativa pode-se agregar ao sistema centralizado pequenas áreas de controle descentralizadas, formando uma estrutura de controle hierárquica. Esta estrutura proporciona o aumento da confiabilidade de estrutura centralizada convencional (BORLASE, 2013; ZHANG; FLUECK; NGUYEN, 2015).

As técnicas apresentadas para otimização Volt/VAr são capazes de atingir os objetivos definidos com suas diferenças de tempo computacional, características, vantagens e desvantagens. No entanto, a abordagem de controle difuso tem desafiado alternativas como AG, PSO, AE, ACO e SA, para a solução do mesmo objetivo com respostas mais eficientes ao nível de esforço computacional (MIRANDA; CALISTO, 2002; MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007). Esta característica, especialmente em relação a aplicações de tempo real, que exigem tempo de processamento rápido para obtenção de soluções viáveis para execução, pode ser vista como a grande vantagem de sistemas fuzzy. Deste modo, optou-se pelo uso da lógica fuzzy para o desenvolvimento da metodologia apresentada no próximo capítulo.

4. METODOLOGIA PROPOSTA

Neste capítulo é apresentada a estratégia proposta de VVC coordenado para sistemas de distribuição inteligentes. A formulação do problema é descrita juntamente com as funções objetivo e restrições necessárias para o adequado funcionamento do VVC proposto. Adicionalmente, é detalhada a estratégia de controle que está inserida na arquitetura DMS, onde são descritas as etapas do algoritmo de VVC. A metodologia compreende o uso de lógica fuzzy no software MATLAB® para a escolha dos equipamentos bem como para a obtenção das ações de controle, as quais visam ajustar os níveis de tensão no software de simulação de fluxo de potência em sistemas de distribuição, OpenDSS®.

4.1 Formulação do problema

Geralmente, aspectos como: evolução rápida da carga; entrada e saída de geradores distribuídos; conexão de veículos elétricos; alterações topológicas em função de reconfigurações e *self-healing*; e carregamento excessivo de alimentadores ou muito abaixo da potência nominal; resultam na mudança dos níveis de tensão da rede de distribuição, exigindo respostas rápidas e eficientes na atuação dos dispositivos de controle para manter as tensões em níveis adequados.

Desta forma, é necessário identificar os recursos dos dispositivos suscetíveis de serem controlados, como a mudança de posição dos TAPs dos transformadores com comutação sob carga, a injeção de potência reativa de bancos de capacitores inseridos em derivação, ajuste da potência reativa processada por inversores em geradores distribuídos, entre outros, afim de que atuem no sistema para manter as tensões dentro de limites seguros de operação. A busca da solução do problema de VVC está associada à restrições matemáticas rigorosas, que conduzem a um problema de difícil solução para grandes redes, dada a coexistência de equipamentos com diferentes características de ajustes.

Neste sentido, para produzir efeitos de otimização sistêmica nas redes de distribuição o problema de VVC necessita de uma estratégia de operação coordenada, o que dificilmente é alcançado considerando um cenário apenas com ações locais sem coordenação. Assim, o uso de um controle coordenado baseado na integração de controle local e centralizado permite ações mais eficazes com impacto sistêmico no controle de tensão da rede elétrica de distribuição (BERGER; KRZYSZTOF, 2015; BORLASE, 2013). As estratégias também podem prever que distintos equipamentos possam ser utilizados para a correção de violações de tensão recorrentes, resultando em um desgaste mais homogêneo entre os equipamentos de controle.

4.1.1 Função objetivo e restrições

Os objetivos da otimização adotados neste trabalho incluem a minimização do número de violações de limites de tensão nos nós da rede e também a minimização do desvio padrão do número de comutações dos equipamentos responsáveis pela correção destas violações, onde esta última permite equilibrar o número de comutações entre os equipamentos. Estas duas funções objetivo são apresentadas, respectivamente, na Equação (4.1) e na Equação (4.2).

Função Objetivo:

- Minimização do número de violações de limites de tensão nos nós da rede, dada por:

$$fo_1 = \min Nv_t = \sum_{i=1}^n Nv_{t,i}, \quad t = 0, \Delta t, \dots, 23 \text{ h}, \quad (4.1)$$

onde Nv_t é o número total de violações dos limites de tensão nos nós para o tempo t , $Nv_{t,i}$ é a violação dos limites de tensão no nó i para o tempo t e n é o número total de nós do sistema. A variável Δt representa o intervalo de tempo em que a estratégia de VVC coordenado é executada, podendo ser de intervalos de minutos à horas, uma vez que se sobrepõem ao controle local.

- Minimização do desvio padrão do número de comutações dos equipamentos na correção de violações de limites de tensão, dada por:

$$fo_2 = \min Nc_t = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{n_c} (Nc_{t,k} - \overline{Nc_t})^2}{n - 1}}, \quad t = 0, \Delta t, \dots, 23 \text{ h} \quad (4.2)$$

onde N_{c_t} é o desvio padrão do número de comutações dos equipamentos da rede para o tempo t , $N_{c_{t,k}}$ é o número de comutações do equipamento k no tempo t , n_e é o número total de equipamentos e $\overline{N_{c_t}}$ é a média do número de comutações dos equipamentos para o tempo t .

A função objetivo completa baseia-se na associação das funções objetivo apresentadas nas equações (4.1) e (4.2), dada por:

$$fo_{\text{total}} = fo_1 + fo_2 \quad (4.3)$$

As variáveis de decisão do problema consistem em determinar de forma coordenada e sistêmica a correta posição de ajuste de reguladores de tensão e transformadores, além da injeção de potência de bancos de capacitores e de geradores distribuídos para atender os objetivos de controle. Para isso, também devem ser respeitadas uma série de restrições, que visam garantir a qualidade operativa do sistema de distribuição, conforme mostrado a seguir:

Restrições:

- **Módulo das tensões nodais:**

A restrição dos limites máximo e mínimo referentes às tensões nodais é apresentada na Equação (4.4), e garante a qualidade do fornecimento de energia aos consumidores.

$$V_{i,\min} \leq V_i \leq V_{i,\max} \quad (4.4)$$

Onde V_i é a tensão em regime permanente dentro da faixa de valores admissíveis em cada nó da rede, conforme a classificação adequada $V_{\min}=0,93$ p.u. e $V_{\max}=1,05$ p.u. para redes de distribuição de média tensão (PRODIST – Módulo 8 (2008))(ANEEL, 2018).

- **Carregamento admissível:**

A capacidade admissível da passagem de corrente elétrica nos condutores e equipamentos está associado a sua seção e deve ser mantida abaixo de seu limite operacional, conforme a Equação (4.5).

$$I_{ij} \leq I_{ij,\max} \quad (4.5)$$

Onde $I_{ij,\max}$ é a corrente máxima admissível do equipamento ou condutor no ramo “ $i-j$ ” da rede, e I_{ij} é o fluxo de corrente que efetivamente percorre o equipamento ou condutor.

- **Comutação de TAP de transformadores e reguladores de tensão:**

O ajuste de comutação do TAP de transformadores e de reguladores de tensão deve ser mantido dentro dos limites operacionais de cada dispositivo, conforme a Equação (4.6).

$$a_{ij,\min} \leq a_{ij} \leq a_{ij,\max} \quad (4.6)$$

Onde $a_{ij,\min}$ é o menor TAP e $a_{ij,\max}$ o maior TAP permitido no transformador e regulador de tensão do circuito $i-j$.

Além disso, também é considerada como restrição o fluxo reverso do regulador de tensão, permitindo que o regulador realize a regulação apenas no sentido da fonte para a carga.

- **Potência reativa de bancos de capacitores:**

Os bancos de capacitores são constituídos de vários módulos associados em paralelo, e podem assumir posições entre zero e o um valor máximo de potência reativa injetada na rede, como demonstrando na Equação (4.7).

$$0 \leq Q_{Ci} \leq Q_{Ci,\max} \quad (4.7)$$

Onde $Q_{Ci,\max}$ é o valor máximo de potência reativa fornecida no nó i da rede, dado um conjunto de módulos.

- **Potência ativa e potência reativa de geradores distribuídos:**

A restrição dos limites de potência ativa $P_{GD,n}$ fornecida pelo gerador distribuído n também deve atender aos seus limites operacionais de potência mínima $P_{GD,\min}$ e potência máxima $P_{GD,\max}$, dada por:

$$P_{GD,\min} \leq P_{GD,n} \leq P_{GD,\max} \quad (4.8)$$

e para os limites de potência reativa por:

$$Q_{GD,\min} \leq Q_{GD,n} \leq Q_{GD,\max} \quad (4.9)$$

Os limites operacionais dos geradores distribuídos também estão associados ao tipo de tecnologia e à disponibilidade de recursos locais para geração de energia, como velocidade do vento, níveis de radiação, temperatura, entre outros. A Tabela 4.1 apresenta os limites adotados para o cálculo das potências ativa e reativa por cada unidade de geração considerada no trabalho.

A Equação (4.10) define a potência efetiva de saída de uma turbina eólica, dada em kgm/s (1 kgm/s corresponde a 9,81 Watts) (FARRET, 1999; MASTERS, 2004).

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \quad (4.10)$$

Onde C_p representa o coeficiente de potência, ρ a densidade específica do ar (kg/m^3), A é a seção transversal de área (m^2) varrida pelas hélices ou pás do aerogerador, e v é a velocidade de vento (m/s).

A Equação (4.11) demonstra a obtenção da potência de saída de um sistema fotovoltaico utilizando o método de Osterwald, para qualquer valor de irradiação e temperatura da célula e considerando as Condições Padrão de Teste ou STC (*Standard Test Conditions*). Essas condições estabelecem os valores de referência para a irradiação

Tabela 4.1 – Limites de potência por fonte para cada unidade de geração distribuída

| Fonte | Potência ativa $P_{GD,\min} \leq P_{GD,n} \leq P_{GD,\max}$ | Potência reativa $Q_{GD,\min} \leq Q_{GD,n} \leq Q_{GD,\max}$ |
|--------------|---|---|
| Eólica | $0 \leq P_{GD,n} \leq \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$ | É limitada por corrente e/ou por tensão |
| Fotovoltaica | $0 \leq P_{GD,n} \leq P_{STC} \cdot \frac{G_i}{G_{STC}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{STC})]$ | $Q_{GD,n} = \{Q_{GD}^{\text{Corrente}}, Q_{GD}^{\text{Tensão}}\}$ |

Fonte: Próprio autor.

(G), temperatura ambiente (T) e massa de ar (AM), e são geralmente alcançadas dentro de simuladores solares confinados (MELLO, 2014; OSTERWALD, 1986).

$$P_{\max} = P_{\text{STC}} \cdot \frac{G_i}{G_{\text{STC}}} \cdot [1 - \gamma \cdot (T_i - T_{\text{STC}})] \quad (4.11)$$

Onde P_{STC} é a potência máxima gerada pelo módulo, dada em (Watts), sendo usualmente a potência nominal anunciada pelo fabricante na folha de dados. G_{STC} é a radiação global para a condição do STC, G_i e T_i são a radiação global e a temperatura do ar na condição medida e T_{STC} é a temperatura para a condição do STC. Sabendo que as condições de STC são dadas em condições restritas, é necessário aplicar um fator de correção da temperatura para potência que é representado por γ e corresponde ao valor do intervalo $-0,005^\circ\text{C}^{-1}$ a $-0,003^\circ\text{C}^{-1}$.

A Equação (4.12) define os limites de potência reativa do inversor que realiza a conexão à rede do sistema de geração distribuída (eólico e fotovoltaico).

$$Q_{\text{GD}}^{\text{Corrente}} = \sqrt{(V_g I_{c,\max})^2 - P_{\text{GD}}^2} \quad (4.12)$$

$$Q_{\text{GD}}^{\text{Tensão}} = \sqrt{\left(\frac{V_g V_{c,\max}}{X_c}\right)^2 - (P_{\text{GD}}^2) - \frac{V_g^2}{X_c}}$$

Onde $I_{c,\max}$ e $V_{c,\max}$ são a corrente máxima e tensão máxima de saída do inversor, respectivamente. Os valores de $V_{c,\max}$ e $I_{c,\max}$ estão relacionados com o fator de potência nominal, bem como os valores mais altos e mais baixos de tensão e frequências aceitáveis no ponto de ligação à rede (V_g). A reatância X_c é a reatância total do sistema ao qual deseja-se conectar a GD (ALBARRACIN; ALONSO, 2013; SAMIMI; KAZEMI, 2016).

Neste trabalho, o cálculo para a verificação das condições operativas da função objetivo e restrições da rede e dos equipamentos é realizado no software OpenDSS® pelo algoritmo de fluxo de potência e pelas funções específicas dos modelos de equipamentos utilizados, como apresentado no Capítulo 5.

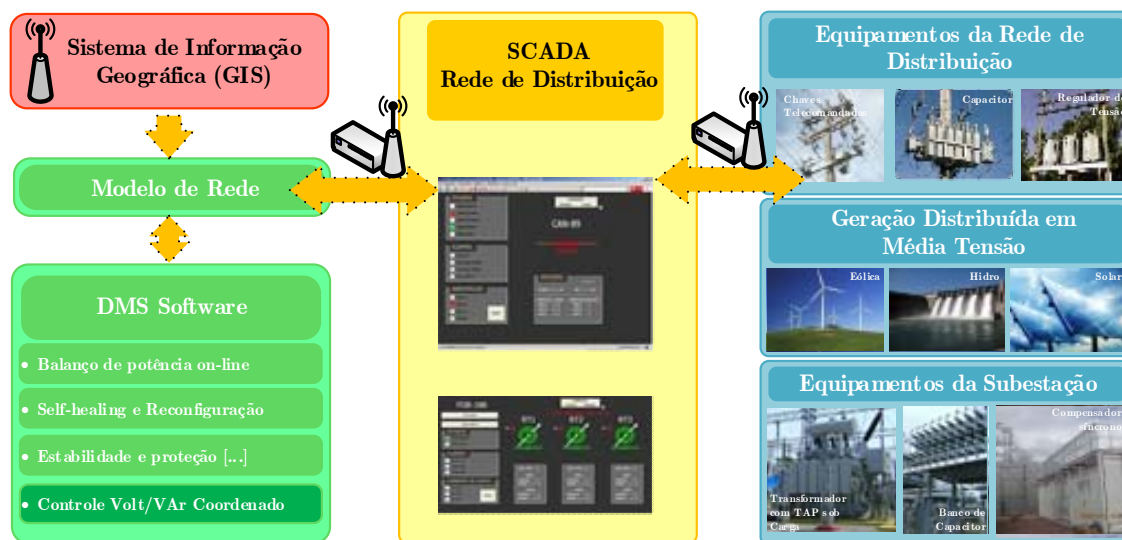
4.2 Arquitetura proposta para o VVC coordenado

O VVC coordenado é baseado no uso de lógica fuzzy, que possui a habilidade de resolver problemas não-lineares e tratar incertezas, como o status de equipamentos de controle em campo, variações não proporcionais de cargas elétricas, entre outros elementos associados ao processo de controle de tensão e reativos.

O objetivo da estratégia de controle desenvolvida é atuar como uma das funções do DMS, permitindo correções automáticas dos níveis de tensão entregues ao consumidores do sistema de distribuição. Para isso, supõem-se que em cada equipamento/dispositivo de controle exista um controlador que possa ser ajustado em condição remota quando sua parametrização off-line não for suficiente para correção de problemas de violação de tensão do sistema.

A Figura 4.1 ilustra a arquitetura do funcionamento de um sistema DMS de distribuição, com destaque para a inserção do VVC nesta estrutura. Como apresentado no Capítulo 2, os equipamentos de controle em campo transmitem as informações de dados de tensão e correntes pela Unidade Terminal Remota (UTR) via canal de comunicação SCADA para o sistema DMS, que realiza a centralização das decisões operativas, incluindo o processo de VVC detalhado na próximas seções.

Figura 4.1 – Arquitetura do funcionamento de um sistema DMS de distribuição.



Fonte: Próprio autor.

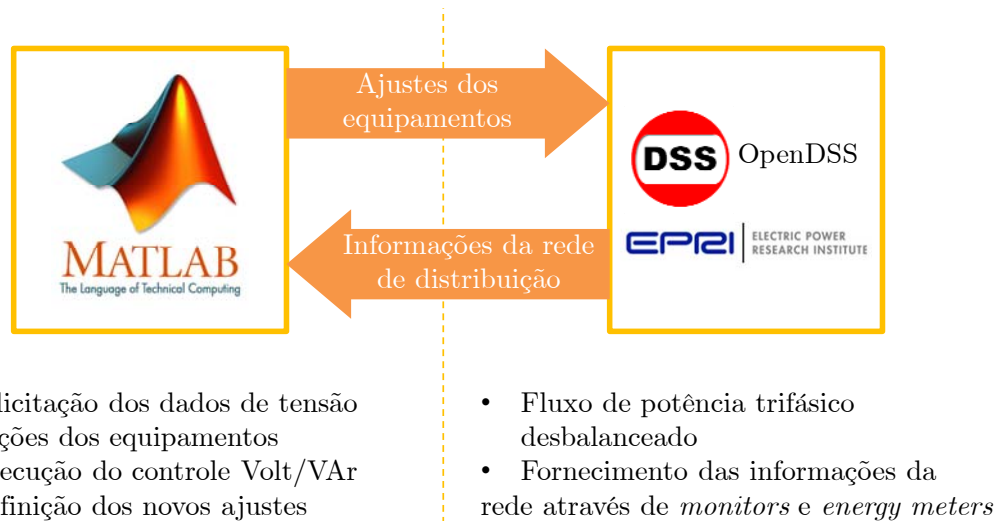
4.3 Descrição do algoritmo de VVC coordenado

O VVC coordenado foi desenvolvido através de uma integração entre os softwares MATLAB® e OpenDSS®. O OpenDSS® executa o fluxo de potência para o modelo da rede, como níveis de carga e posições atuais dos equipamentos que participam do controle (emulando o sistema SCADA). O software MATLAB® representa o DMS e realiza a interação com o software OpenDSS® executando a metodologia de controle proposta e obtendo os ajustes adequados dos equipamentos. A Figura 4.2 mostra a integração entre os softwares MATLAB® e OpenDSS®.

A verificação da necessidade de atuação do VVC coordenado é realizada no intervalo de tempo de Δt . Salienta-se que esta verificação pode ocorrer em intervalos pequenos de tempo como, por exemplo, a cada 1, 5 ou 15 minutos ou também para intervalos horários. A Figura 4.3 ilustra o fluxograma geral do algoritmo de VVC coordenado. Inicialmente, realizam-se as leituras dos parâmetros dos equipamentos no software OpenDSS® (em campo seriam fornecidos pelo SCADA) e atualizam-se os ajustes dos equipamentos no software para execução do fluxo de potência. Na sequência executa-se o algoritmo de VVC, o qual verifica se existem violações de tensão, e em caso afirmativo, indica as ações de controle para modificação dos ajustes dos equipamentos até que se encontre a solução do problema.

Salienta-se que a estratégia de VVC coordenado é executada inicialmente contemplando apenas os equipamentos baseados em eletrônica de potência, conforme Fig-

Figura 4.2 – Integração entre os softwares MATLAB® e OpenDSS®.

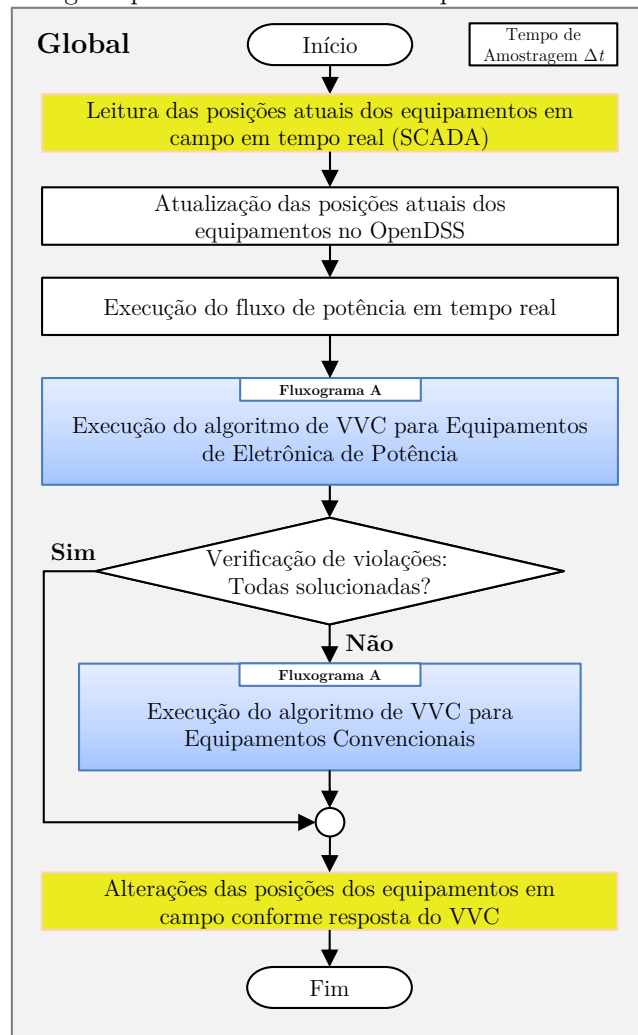


Fonte: Próprio autor.

ra 4.3, visto que estes equipamentos não possuem limitações em relação aos ciclos ou chaveamentos de operação. Assim, as violações podem ser solucionadas sem a necessidade de comutar os equipamentos convencionais. Após verifica-se a existência de violações de tensão e, caso ainda existam nós violados, o algoritmo é computado considerando os equipamentos convencionais.

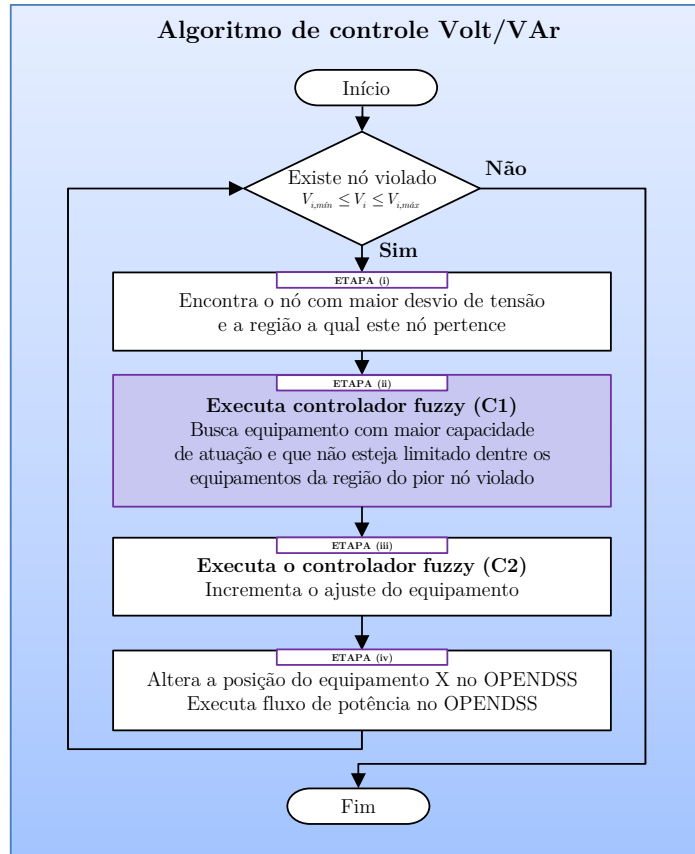
O algoritmo para o VVC coordenado, que é executado tanto para equipamentos baseados em eletrônica de potência como para os convencionais, é descrito no fluxograma apresentado na Figura 4.4. Este algoritmo é composto por quatro etapas principais, sendo: (i) busca das violações de tensão dos nós da rede e seleção do nó com maior violação; (ii) obtenção da matriz *Capacidade de Atuação* a partir do controlador fuzzy C1 com as entradas sendo as matrizes *Efetividade* e *Comutatividade*, e seleção do

Figura 4.3 – Fluxograma geral para o VVC coordenado aplicado em redes elétricas inteligentes.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.4 – Fluxograma “A” do algoritmo de VVC coordenado.



Fonte: Próprio autor.

equipamento para correção da maior violação de tensão com base na matriz *Capacidade de Atuação* para equipamentos baseados em eletrônica de potência e com base apenas na *Efetividade* para os equipamentos convencionais; (iii) obtenção do ajuste do equipamento selecionado a partir do controlador fuzzy C2; (iv) alteração do ajuste do equipamento selecionado e verificação da correção da violação. Os controladores fuzzy são definidos e executados através do toolbox de lógica fuzzy do MATLAB®.

Na execução do algoritmo VVC, inicialmente ocorre a busca de violação de tensão nos nós da rede, onde a classificação do Módulo 8 do PRODIST foi utilizada para determinação dos limites de tensão adequados, sendo $V_{mín}=0,93$ p.u. e $V_{máx}=1,05$ p.u.

Os itens a seguir descrevem cada uma das etapas do Fluxograma A da Figura 4.3, as quais são necessárias para o controle coordenado dos níveis de tensão no sistema de distribuição.

4.3.1 Etapa (i): Desvio de tensão

A etapa (i) do algoritmo consiste na determinação dos desvios de tensão em cada nó, considerando o ajuste atual dos equipamentos bem como as condições de cargas para o respectivo instante de tempo. A partir do resultado do fluxo de potência no OpenDSS[®] são obtidas as tensões dos nós i ($i=1\dots N$) e, então, são identificados os nós com violação de tensão. Na sequência são calculados os desvios de tensão ΔV_i dos nós violados em relação à um valor de referência V_{ref} , conforme a Equação (4.13).

$$\Delta V_i = V_i - V_{\text{ref}} \quad (4.13)$$

O valor obtido do desvio de tensão em cada nó da rede é normalizado pelo valor de maior desvio entre os nós violados, considerando uma escala proporcional entre [-1, 1]. O valor de cada desvio normalizado é dado por:

$$\Delta V_i^* = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_{\text{max}}} \quad (4.14)$$

onde ΔV_i é o desvio de tensão do nó i da rede e ΔV_{max} é o maior desvio entre os nós violados. A obtenção de ΔV_{max} é dada por:

$$\Delta V_{\text{max}} = \max(|V_i - V_{\text{ref}}|) \quad (4.15)$$

onde V_{ref} é a tensão de referência. Neste trabalho adotou-se o valor de V_{ref} igual à 1,0 p.u.

Na estratégia de controle proposta, inicia-se a correção das violações de tensão pelo nó que apresenta maior desvio, de forma semelhante a estratégia utilizada por (BREMERMAN, 2008; MIRANDA; CALISTO, 2002). Neste sentido, ao melhorar a tensão no nó de maior desvio, conseqüentemente outros nós violados também poderão ser corrigidos. Caso ocorra uma ação de correção no nó com maior desvio, e isso afete a tensão em outro nó que não estava violado, este nó será identificado com violação de tensão na próxima iteração do algoritmo. O processo de controle só é finalizado quando não existirem mais nós violados, ou seja, quando todas as tensões do sistema estiverem dentro do intervalo considerado adequado.

4.3.2 Etapa (ii): Controlador fuzzy C1

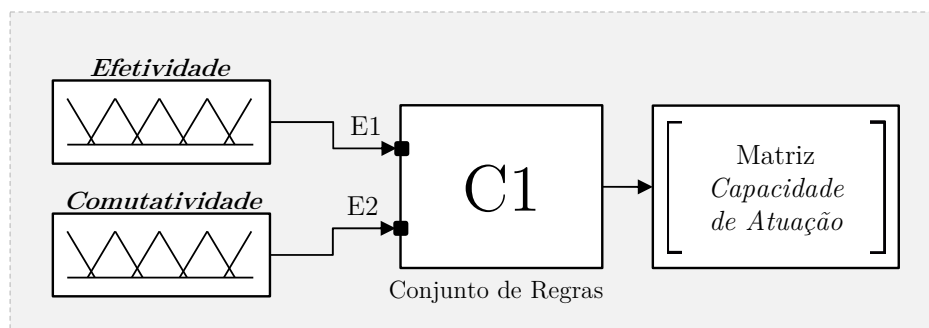
Na etapa (ii) é verificada a capacidade de atuação de cada equipamento de controle para correção da violação de tensão mais crítica obtida na Etapa (i). Para isso, utilizou-se um controlador fuzzy, denominado C1, o qual possui como variáveis de entrada a “*Efetividade*” e a “*Comutatividade*” dos equipamentos, e variável de saída a “*Capacidade de Atuação*” destes equipamentos, como ilustrado na Figura 4.5.

A “*Efetividade*” refere-se à matriz que representa o quão efetiva é a mudança do ajuste de um equipamento sobre o valor de tensão em cada nó. A “*Comutatividade*” é a matriz que indica o número de comutações que o equipamento de controle já realizou no sistema. Já a “*Capacidade de Atuação*” é a matriz de saída do controlador C1 obtida após o processo de inferência fuzzy e indica o valor da capacidade de atuação de cada equipamento para cada nó da rede. Desta forma, a partir dos valores da matriz *Capacidade de Atuação*, é possível identificar o dispositivo de controle mais efetivo para atuar em cada um dos nós da rede e que, ao mesmo tempo, não tenha um elevado número de comutações.

4.3.2.1 Matriz Efetividade

O objetivo da matriz *Efetividade* é possibilitar a identificação do equipamento que terá maior efetividade na correção de violação de tensão para cada nó da rede, uma vez que o operador tem disponíveis diversos equipamentos com diferentes possibilidades de ajustes. No entanto, dependendo do tipo de equipamento e de sua localização no sistema, o impacto de utilização será diferente para cada nó.

Figura 4.5 – Controlador fuzzy C1 responsável pela *Capacidade de Atuação* de cada equipamento de controle da rede.



Fonte: Próprio autor.

Na proposta deste trabalho a *Efetividade* pode ser calculada apenas para o nó de ocorrência da violação, possibilitando a redução do esforço computacional, ao contrário dos trabalhos de (BREMERMANN, 2008; MIRANDA; CALISTO, 2002; MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007) que executam a matriz *Efetividade* para toda a rede de distribuição.

A obtenção da matriz efetividade baseia-se no trabalho de Miranda e Calisto (2002), e segue os passos do algoritmo descrito na Figura 4.6:

Passo 1 – Identifica-se a região de ocorrência do nó violado;

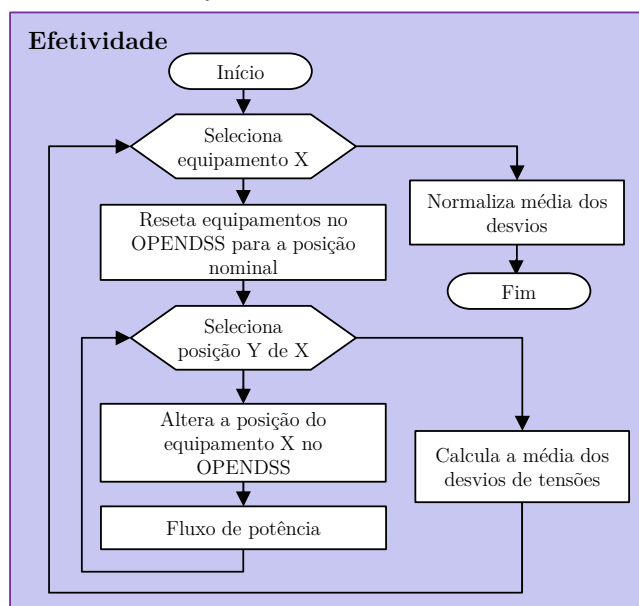
Passo 2 – Selecionam-se os equipamentos de controle de tensão e realiza-se o cálculo do fluxo de potência para cada TAP ou incremento disposto pelo equipamento. Armazenam-se os valores de tensão para cada um dos nós.

Passo 3 – Realiza-se o cálculo dos desvios de tensão a partir da diferença entre o valor da tensão atual para cada um dos nós e um valor de referência. Repete-se este processo para todos os TAPs ou incremento dos equipamentos analisados.

Passo 4 – Realiza-se o cálculo da média dos valores encontrados no “Passo 3”: Repete-se este processo para todos os equipamentos de controle existentes.

Passo 5 – Normaliza-se a média dos desvios entre $[-1, 1]$ e constrói-se a matriz *Efetividade*, na qual as linhas da matriz são representadas pelos nós e as colunas pelos equipamentos, com o respectivo valor de efetividade para cada nó.

Figura 4.6 – Fluxograma da matriz *Efetividade*.



Fonte: Próprio autor.

4.3.2.2 *Matriz Comutatividade*

O uso excessivo de um equipamento específico para o ajuste de tensão pode provocar a falha do mesmo e uma consequente operação inadequada do sistema, uma vez que quanto maior a taxa de comutação, maior será o desgaste e menor será a vida útil do dispositivo (SPATTI, 2007).

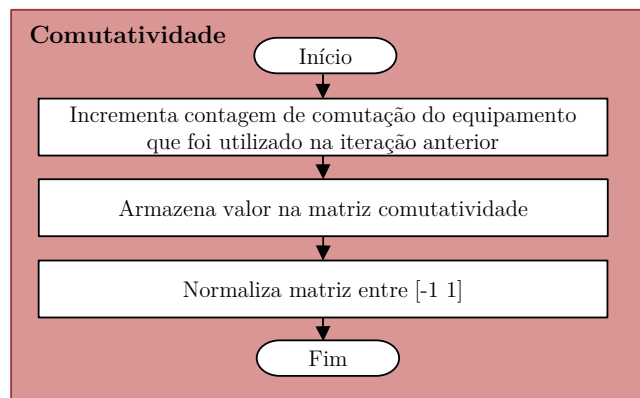
Equipamentos eletromecânicos como reguladores de tensão, têm em cada mudança de posição do comutador, a ocorrência de diversos eventos, tanto elétricos quanto mecânicos, que contribuem para o desgaste do equipamento e de seus contatos (SIMAS FILHO, 2004). Além disso, o procedimento de manutenção de um regulador é dispendioso e demorado, e também requer manobras na rede elétrica para o desligamento e retirada do dispositivo.

Neste sentido, o uso de uma estratégia que equilibre o número de comutações entre os equipamentos de controle nas ações de correção de violações de tensão, permite o prolongamento da vida útil e evita o desgaste excessivo de um equipamento específico, uma vez que não há o predomínio de um mesmo equipamento na correção das violações de tensão.

Com o propósito de considerar o número de comutações dos equipamentos na estratégia de controle, foi definida uma matriz, denominada “*Comutatividade*”, que representa a contagem das comutações de todos os equipamentos. As etapas para a obtenção da matriz *Comutatividade* são apresentadas na Figura 4.7.

Inicialmente, é realizada a contagem da comutação dos equipamentos que foram utilizados na iteração anterior, exceto na primeira iteração, onde nenhum equipamento foi previamente utilizado. Armazenam-se os valores de comutação na matriz *Comutati-*

Figura 4.7 – Fluxograma da matriz *Comutatividade*.



Fonte: Próprio autor.

vidade, os quais são normalizados em uma escala proporcional de $[-1, 1]$. Neste caso, o equipamento que possui o maior número de comutações possui valor “-1” e o equipamento com menor número de comutações possui valor “1”, onde os demais equipamentos são representados com valores proporcionais dentro deste intervalo.

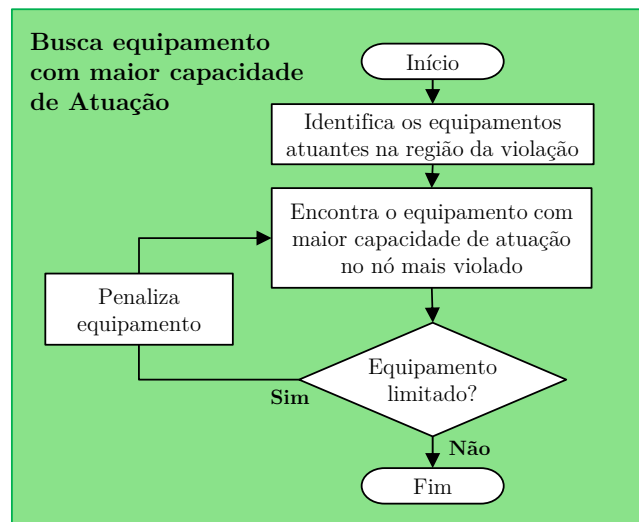
4.3.2.3 Matriz capacidade de atuação e busca do equipamento

O término da Etapa (ii) refere-se a obtenção da matriz “*Capacidade de Atuação*”, que indica o equipamento de controle que é mais efetivo para atuar em cada um dos nós da rede e ao mesmo tempo que não esteja com número elevado de comutações devido à ação do algoritmo de controle central. A obtenção da matriz “*Capacidade de Atuação*” utiliza a combinação das matrizes *Efetividade* e *Comutatividade* a partir de um mapa de regras exemplificado na Seção 4.3.5.2.

O procedimento para selecionar o equipamento com maior capacidade de atuação segue os passos ilustrados na Figura 4.8. Inicialmente, são identificados os equipamentos atuantes na região da violação de tensão. Após, é selecionado o equipamento com maior capacidade de atuação dentre os equipamentos disponíveis.

Para a escolha do equipamento de controle também é necessário considerar as limitações físicas de ajuste dos mesmos. Estas limitações ocorrem em sua posição de ajuste (máxima ou mínima), que depende do tipo de desvio (positivo ou negativo). Por exemplo, uma violação de tensão negativa (abaixo de 0,93 p.u.) não é possível de ser corrigida a partir de um equipamento limitado no seu ajuste máximo e vice-versa.

Figura 4.8 – Fluxograma da busca pelo equipamento com maior *Capacidade de Atuação*.



Fonte: Próprio autor.

Desta forma, atribui-se uma penalização com a retirada provisória deste equipamento da lista de equipamentos atuantes, permitindo que o próximo equipamento com maior capacidade de atuação seja selecionado. Neste sentido, o algoritmo seleciona o próximo equipamento na ordem do maior para menor valor da matriz *Capacidade de Atuação* e que não esteja limitado.

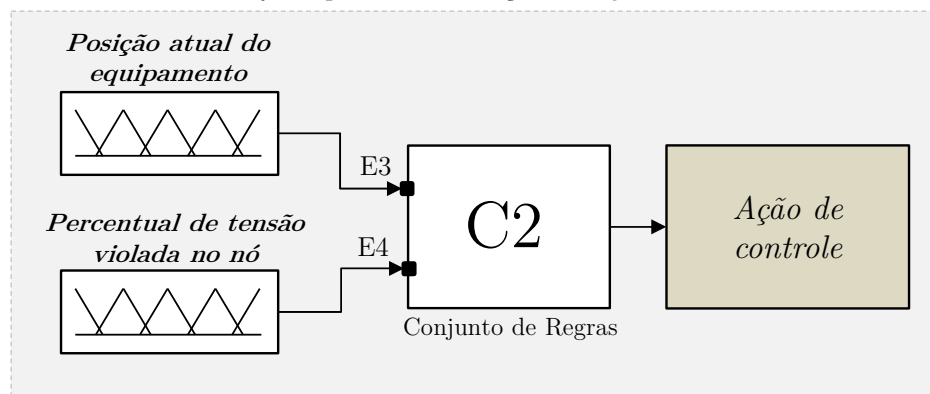
É importante salientar que a escolha do equipamento a partir da *Capacidade de Atuação* pode resultar em uma condição onde um ou mais equipamentos possuam o mesmo valor de *Capacidade de Atuação* para uma dada barra. Neste caso, o equipamento será escolhido a partir da matriz *Efetividade*. Ainda, caso os equipamentos possuam mesma *Efetividade*, a escolha será realizada com base na proximidade do mesmo em relação a barra com tensão violada.

4.3.3 Etapa (iii): Controlador fuzzy C2

Na terceira etapa do algoritmo define-se o incremento (mudança de parâmetros de ajustes) do equipamento com maior *Capacidade de Atuação* e não limitado, o qual foi selecionado na Etapa (ii). Para isso, executa-se um novo controlador fuzzy (C2), que retorna o ajuste do equipamento a ser modificado no OpenDSS® via MATLAB®.

A Figura 4.9 mostra o fluxograma com as entradas e saída do controlador C2 que possui como entrada a “*Posição atual do equipamento*” de controle selecionado e o “*Percentual de tensão violada no nó*” com violação de tensão. A variável de saída de C2 refere-se a “*Ação de controle*” do equipamento e utiliza a combinação das matrizes “*Posição atual do equipamento*” e “*Percentual de tensão violada no nó*” em um mapa de regras, exemplificado na Seção 4.3.5.2.

Figura 4.9 – Controlador fuzzy C2 para determinação da *Ação de controle*.



Fonte: Próprio autor.

A variável “*Posição atual do equipamento*” está associada a posição de ajuste atual do equipamento que foi selecionado a partir da matriz atuação. Já a entrada “*Percentual de tensão violada no nó*” refere-se ao valor do desvio de tensão do nó em relação à uma tensão de referência. Por fim, a variável de saída refere-se a obtenção da “*Ação de controle*” que indicará o valor do incremento/decremento da posição de ajuste do equipamento.

Salienta-se que apenas o valor final do ajuste, obtido após os incrementos necessários para corrigir as tensões violadas, serão enviados para os equipamentos em campo (neste caso no OpenDSS®) através do procedimento descrito na Etapa (iv).

4.3.4 Etapa (iv): Alteração do equipamento

Na quarta e última etapa do algoritmo é realizada a alteração da posição do equipamento no OpenDSS®. Para isso, altera-se a posição do equipamento no OpenDSS® e executa-se novamente o fluxo de potência, a fim de verificar se ainda existem violações de tensão no nó. Existindo violações, repete-se o algoritmo de VVC a partir da Etapa (i), mantendo os ajustes anteriores até que a tensão do nó enquadre-se na faixa adequada.

Na correção de uma violação de tensão em um nó é possível que mais de um equipamento seja utilizado. Esta situação pode ocorrer devido à limitação de um equipamento ou devido à mudança na matriz *Capacidade de Atuação* pela comutação de um equipamento anteriormente utilizado. Neste sentido, o algoritmo utiliza o próximo equipamento disponível, respeitando a escolha retornada pela *Efetividade e Comutatividade*, e só finaliza o processo quando todas as tensões violadas enquadrarem-se na faixa adequada.

Em condições complexas que o algoritmo não atinge os limites definidos como adequados, utiliza-se a estratégia de aumentar gradualmente os limites de tensão para que haja convergência, conforme utilizado em (MIRANDA; MOREIRA; PEREIRA, 2007). Neste caso, o algoritmo procura uma solução que aceite o menor aumento possível dos limites de tensão.

Após realizados os procedimentos descritos nas etapas apresentadas, remetem-se as novas posições de ajustes via sistema SCADA para os equipamentos em campo.

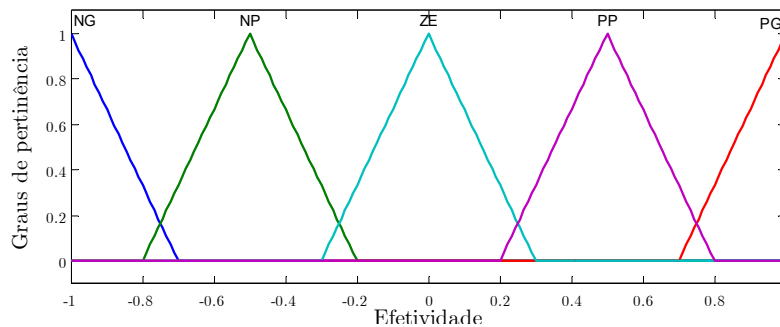
4.3.5 Detalhamento dos controladores fuzzy

4.3.5.1 Funções de pertinência e variáveis de entrada

As variáveis de entrada dos controladores fuzzy C1 e C2 (*Efetividade*, *Comutatividade*, *Posição atual do equipamento* e *Percentual de tensão violada no nó*) foram divididas em cinco conjuntos linguísticos, representados pelas funções de pertinência: NG (Negativo Grande); NP (Negativo Pequeno); ZE (Zero); PP (Positivo Pequeno) e PG (Positivo Grande).

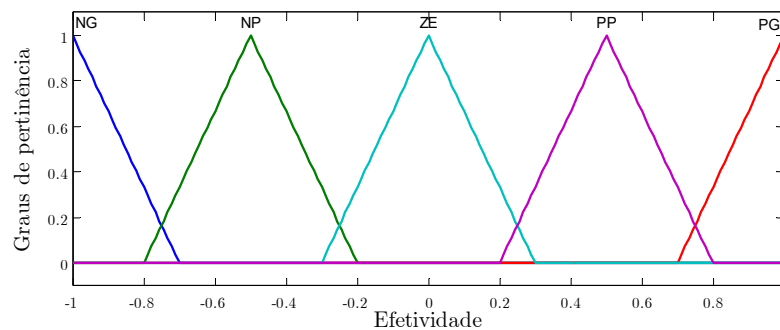
A Figura 4.10 e a Figura 4.11 mostram as cinco funções de pertinência para as variáveis de entrada *Efetividade* e *Comutatividade*. As funções de pertinência representam a descrição do conjunto fuzzy e podem assumir vários formatos, onde os que mais se destacam pela simplicidade de representação são as formas triangular e trapezoidal. Para a definição das variáveis linguísticas de entrada do controlador C1 (*Efetividade* e *Comutatividade*), considerou-se apenas funções triangulares equidistantes, para que o sistema fuzzy caracterize proporcionalmente situações com *Efetividade* e/ou *Comutatividade*: Muito Alta, Alta, Normal, Baixa ou Muito Baixa.

Figura 4.10 – Funções de pertinência para a variável de entrada *Efetividade*.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.11 – Funções de pertinência para a variável de entrada *Comutatividade*.



Fonte: Próprio autor.

Observa-se que tanto os valores de *Efetividade* quanto *Comutatividade* foram normalizados no domínio fuzzy em um intervalo entre $[-1, 1]$. Para exemplificar o grau de pertinência que um valor qualquer possa assumir, considera-se o valor de $-0,79$ na variável *Efetividade* de um equipamento. O valor de $-0,79$ pode ser considerado como parte dos conjuntos NG e NP, mas com maior grau de pertinência para NG, visto que está abaixo de $-0,75$, correspondendo a uma *Efetividade* muito baixa. Esta interpretação pode ser aplicada da mesma forma em relação a *Comutatividade*, onde o conjunto NG da *Comutatividade*, corresponde a um número muito baixo de comutações.

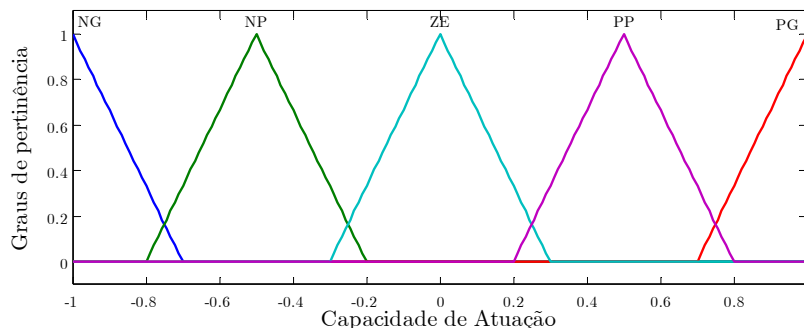
A variável de saída do controlador C1 *capacidade de atuação* foi modelada de forma semelhante às suas entradas, com cinco funções de pertinência, conforme ilustrado na Figura 4.12.

Os itens abaixo mostram os valores numéricos com a parametrização das cinco funções de pertinência apresentadas para *Efetividade*, *Comutatividade* e *Capacidade de Atuação*.

- Negativo Grande - NG: representado com a parametrização $[-1; -1; -1, -0,7]$;
- Negativo Pequeno - NP: representado com a parametrização $[-0,8; -0,5; -0,2]$;
- Zero - ZE: representado com a parametrização $[-0,3; 0; 0,3]$;
- Positivo Pequeno - PP: representado com a parametrização $[0,2; 0,5; 0,8]$;
- Positivo Grande - PG: representado com a parametrização $[0,7; 1; 1; 1]$.

Para a definição das variáveis linguísticas de entrada do controlador C2 (*Posição atual do equipamento* e *Percentual de tensão violada no nó*), considerou-se cinco funções de pertinência trapezoidais equidistantes, para permitir maior detalhamento e combinação de regras para as situações onde a *Posição atual do equipamento* pode ser Muito Alta (PG), Alta (PP), Normal (ZE), Baixa (NP) ou Muito Baixa (NG). Da mesma forma, o

Figura 4.12 – Funções de pertinência para a variável de saída *Capacidade de Atuação*.



Fonte: Próprio autor.

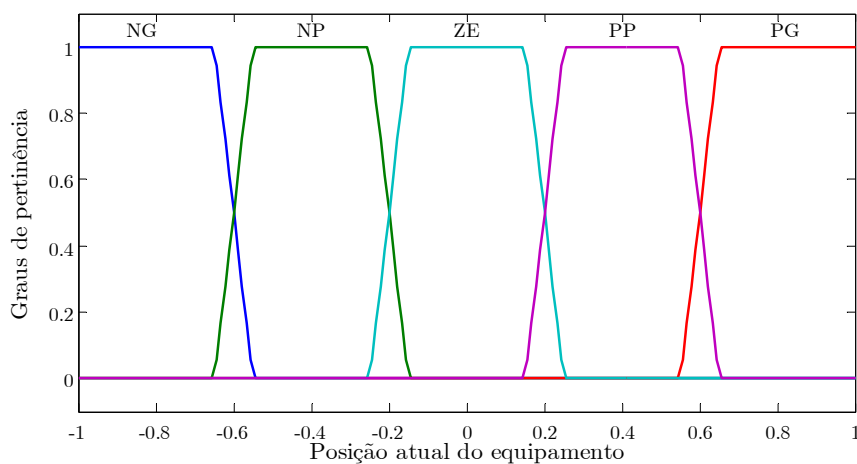
Percentual de tensão violada no nó pode ser representado com maior detalhamento quando: Positivo Alto (PG), Alto (PP), Normal (ZE), Baixo (NP) ou Muito Baixo (NG).

A Figura 4.13 e a Figura 4.14 mostram as cinco funções de pertinência para as variáveis de entrada *Posição atual do equipamento* e *Percentual de tensão violada no nó*.

Os itens abaixo mostram os valores numéricos com a parametrização das cinco funções de pertinência apresentadas.

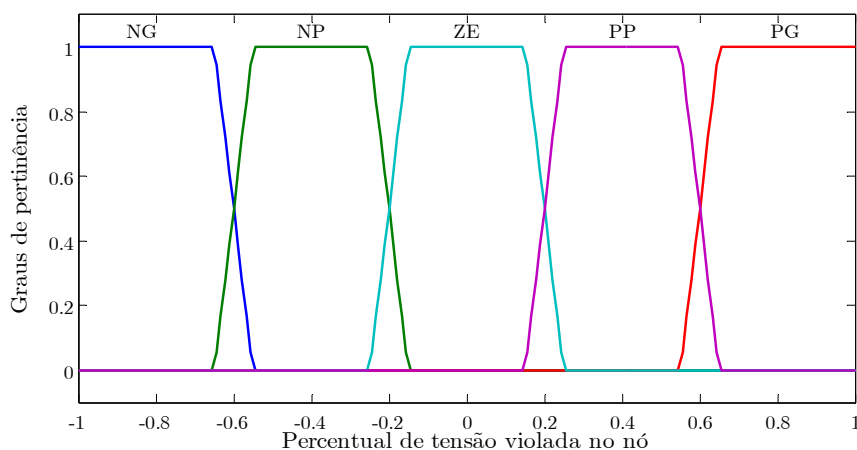
- Negativo Grande - NG: representado com a parametrização $[-1; -1; -0,65; -0,55]$;
- Negativo Pequeno - NP: representado com a parametrização $[-0,65; -0,55; -0,25; -0,15]$;
- Zero - ZE: representado com a parametrização $[-0,25; -0,15; 0,15; 0,25]$;

Figura 4.13 – Funções de pertinência para a variável de entrada *Posição atual do equipamento*.



Fonte: Próprio autor.

Figura 4.14 – Funções de pertinência para a variável de entrada *Percentual de tensão violada no nó*.



Fonte: Próprio autor.

- Positivo Pequeno - PP: representado com a parametrização $[0,15; 0,25; 0,55; 0,65]$;
- Positivo Grande - PG: representado com a parametrização $[0,55; 0,65; 1; 1]$.

A variável de saída *Ação de controle* também foi modelada por meio de cinco funções de pertinência, como apresentado na Figura 4.15. Neste caso, o termo NG representa realizar um incremento Negativo Grande no equipamento, reduzindo a tensão; NP representa realizar um incremento Negativo Pequeno no equipamento, ou seja reduzir a tensão moderadamente. O termo ZE, refere-se a manter a posição de ajuste atual do equipamento. Já o termo PP e PG referem-se à realização de um incremento Positivo Pequeno e Positivo Grande no equipamento, elevando a tensão.

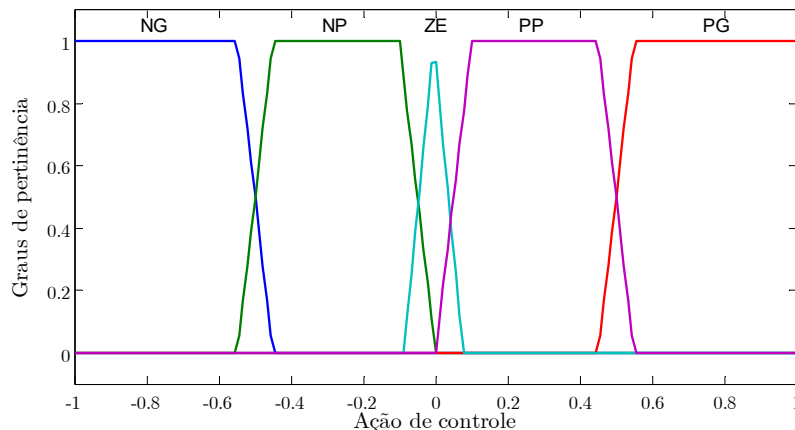
Os itens abaixo mostram os valores numéricos com a parametrização das cinco funções de pertinência apresentadas para a saída *Ação de controle*.

- Negativo Grande - NG: representado com a parametrização $[-1; -1; -0,55; -0,45]$;
- Negativo Pequeno - NP: representado com a parametrização $[-0,55; -0,45; -0,1; 0]$;
- Zero - ZE: representado com a parametrização $[-0,087; 0; 0,087]$;
- Positivo Pequeno - PP: representado com a parametrização $[0; 0,1; 0,45; 0,55]$;
- Positivo Grande - PG: representado com a parametrização $[0,45; 0,55; 1; 1]$.

4.3.5.2 Conjuntos de regras

Os mapas de regras dos controladores fuzzy C1 e C2 são mostrados no Quadro 4.1 e Quadro 4.2, e constituem-se em um conjunto de proposições do tipo “Se (ação) Então (consequência)” que procura relacionar as pertinências entre as variáveis.

Figura 4.15 – Funções de pertinência para a variável de saída *Ação de controle*.



Quadro 4.1 – Regras para análise do C1
(*Efetividade x Comutatividade*)

| | | E1 | | | | |
|----------------|----|-------------|----|----|----|----|
| | | Efetividade | | | | |
| E2 | | NG | NP | ZE | PP | PG |
| Comutatividade | NG | ZE | ZE | PP | PG | PG |
| | NP | NG | NP | ZE | PP | PG |
| | ZE | NG | NP | NP | ZE | PP |
| | PP | NG | NG | NP | NP | ZE |
| | PG | NG | NG | NG | NG | NP |

Fonte: Próprio autor.

Quadro 4.2 – Regras para análise do C2
(*Posição atual do equipamento x Percentual de tensão violada no nó*)

| | | E3 | | | | |
|----------|----|-------------------------|----|----|----|----|
| | | Posição de ajuste atual | | | | |
| E4 | | NG | NP | ZE | PP | PG |
| Violação | NG | PG | PG | PG | PP | ZE |
| | NP | PG | PP | PP | PP | ZE |
| | ZE | ZE | ZE | ZE | ZE | ZE |
| | PP | ZE | NP | NP | NP | NG |
| | PG | ZE | NP | NG | NG | NG |

Fonte: Próprio autor.

A interpretação do conjunto de regras é realizado por cada controlador fuzzy. Por exemplo, dada uma violação de tensão em um nó, o controlador utilizará o equipamento com maior *Capacidade de Atuação* para aquele nó, o qual é obtido pela combinação das matrizes *Efetividade* e *Comutatividade*. Um exemplo prático é ilustrado a seguir:

1) **Se** o equipamento possui *Efetividade* (PG) e a *Comutatividade* (NG). **Então**, o sinal de *Capacidade de Atuação* é (PG), pois o equipamento tem uma grande efetividade no nó em questão e está com baixo uso no sistema.

2) **Se** a *Posição atual do equipamento* é (NG) e o *Percentual de tensão violada no nó* é (NG). **Então**, o incremento ou *Ação de Controle* é (PG), que corresponde a um incremento de duas posições, pois a posição atual do equipamento é muito baixa e o percentual de tensão violado no nó é muito alto.

Neste sentido, a interpretação do conjunto de regras significa que o controlador fuzzy indicará um incremento Positivo Grande para compensar a violação de tensão que está NG, já que o equipamento possui possibilidade para aumentar o seu ajuste.

De forma geral, as *Ações de Controle* consideradas neste trabalho são classificadas da seguinte forma:

- PG – dois incrementos positivos;
- PP – um incremento positivo;
- ZE – mantém o ajuste;
- NP – um incremento negativo;
- NG – dois incrementos negativos.

4.3.5.3 Variáveis de saída

A etapa posterior ao processo de fuzzificação é a transformação da ação de controle no domínio fuzzy para um valor numérico que represente a variável de saída, também conhecido como processo de defuzzificação. A variável de saída deste processo representa uma ação de controle para elevar, manter ou reduzir a posição de ajuste do equipamento.

O processo de defuzzificação interpreta as possibilidades de saída do sistema fuzzy através de métodos de defuzzificação, entre os mais conhecidos estão: o Centro de Área, o Centro do Máximo e o método da Média do Máximo (SIMÕES; SHAW, 2007). A escolha do método de defuzzificação, depende da aplicação do problema, por exemplo, quando a variação entre os valores do conjunto de saída for pequena é mais indicado método centro de área.

Desta forma, como a variável de saída apresenta pequenas variações (5 funções de pertinência) o método de defuzzificação escolhido para aplicação deste trabalho foi o de centro de área, também conhecido por centroide, pois calcula o centro da área composta pela união de cada função de pertinência do conjunto de saída fuzzy para obter o valor retornado de saída. Este método pode ser selecionado no *Toolbox Fuzzy* do software MATLAB® para implementar a defuzzificação da ação de controle.

A ação de controle é enviada para os equipamentos em campo (regulador de tensão/ banco de capacitor/ transformador/ geração distribuída) via sistema SCADA apenas com o valor final do incremento/decremento de posição de ajuste necessária para correção da violação.

4.4 Considerações finais do capítulo

Este capítulo apresentou a metodologia para o VVC coordenado, utilizado neste trabalho, com foco nas etapas do algoritmo de controle, que se diferencia dos trabalhos abordados na literatura por considerar aspectos inovadores, como:

- A consideração de controle coordenado de equipamentos como: reguladores de tensão, banco de capacitores, geração distribuída e compensadores estáticos de reativos;
- A proporcionalidade das comutações dos equipamentos de controle, afim de prolongar períodos de manutenção e vida útil dos dispositivos.

Salienta-se que o uso da estratégia proposta permite o prolongamento da vida útil dos equipamentos, evitando o desgaste excessivo, uma vez que não há o predomínio de um mesmo equipamento na correção das violações de tensão e sim, a distribuição das comutações, resultando em benefícios para a empresa distribuidora.

Adicionalmente, o cálculo da matriz *Capacidade de Atuação* também pode ser realizado por regiões de atuação. A caracterização das regiões de atuação baseia-se na divisão do alimentador em setores onde os mesmos equipamentos possam atuar na correção de problemas nestas áreas, com o objetivo de refinar o processo de escolha dos equipamentos. Além disso, pode-se incluir a adaptação do VVC à mudanças na topologia da rede após reconfigurações e/ou *self-healing*.

5. RESULTADOS DA APLICAÇÃO DO CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA COORDENADO

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos com a aplicação da metodologia proposta em dois sistemas teste de distribuição com complexidades distintas. A primeira análise refere-se a um sistema composto por 10 barras, com o objetivo de ilustrar o detalhamento numérico da metodologia implementada. O segundo sistema teste é baseado em uma rede de distribuição real norte americana IEEE 34 barras. Neste sistema foram consideradas diversas combinações de cenários explorando as funcionalidade do VVC proposto.

5.1 Considerações iniciais

A metodologia de VVC foi implementada através do software MATLAB® e também do software OpenDSS®, que possui capacidade para a execução do fluxo de potência trifásico e desequilibrado, além de funcionalidades para o estudo da conexão de unidades de geração distribuída em redes de distribuição.

O software OpenDSS® possui código aberto, a fim de contribuir para o desenvolvimento da área de *Smart Grids* e pertence desde o ano de 2008 à *Electric Power Research Institute* (EPRI), organização norte americana sem fins lucrativos. Recentemente a ANEEL propôs a adoção do software OpenDSS® para o cálculo do fluxo de potência das distribuidoras, conforme a Nota Técnica nº 057/2014-SRD/ANEEL (ANEEL, 2014) e, conseqüentemente, a quantificação do nível de perdas técnicas regulatórias nos segmentos de média e baixa tensão (transformadores, ramais de ligação), o que reforça a confiabilidade de resposta do software para resolver o fluxo de potência em redes de distribuição.

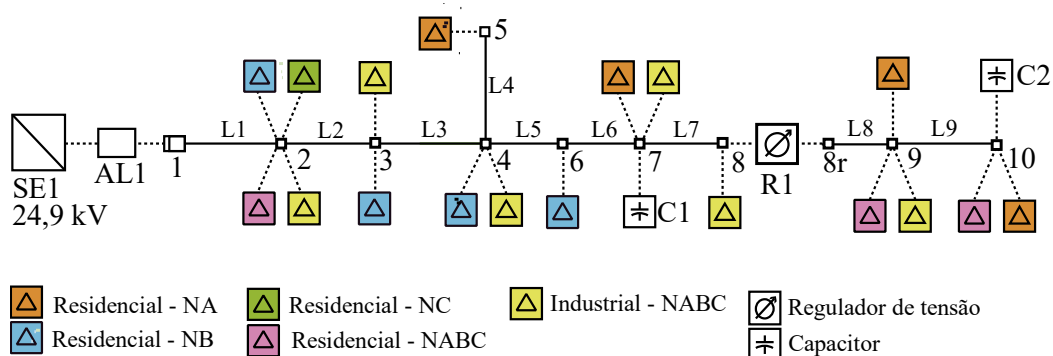
Salienta-se que o controle automático (local) dos equipamentos foi desativado no software OpenDSS® com o objetivo de analisar separadamente o desempenho do controle proposto.

5.2 Exemplo numérico – Sistema teste 10 barras

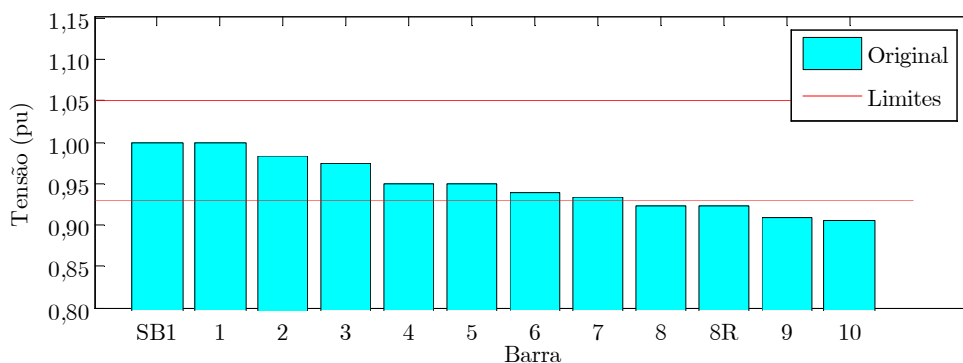
O sistema teste de 10 barras é utilizado para exemplificação numérica das etapas da metodologia, onde o diagrama unifilar desta rede está ilustrado na Figura 5.1(a). Este sistema apresenta 18 cargas, classificadas em residenciais e industriais, e alocadas em 9 trechos de rede aérea desbalanceada, em ramais monofásicos e trifásicos. Além disso, foram considerados como equipamentos de controle: 2 bancos de capacitores trifásicos de 600 kVAr com 6 níveis de comutação de 100 kVAr cada; e 1 regulador de tensão conectado em estrela aterrada com passo de 0,0625% em ± 16 posições de ajustes.

A Figura 5.1(b) ilustra o resultado do perfil de tensão para todas as barras, considerado o horário de maior demanda, às 15 horas. Considera-se que todos os equipamentos de controle estão em sua posição nominal. Observa-se que os níveis de tensão em algumas barras estão fora do intervalo considerado adequado, conforme módulo 8 do PRODIST, que estabelece como limite os valores de 0,93 p.u. à 1,05 p.u.

Figura 5.1 – Sistema teste de 10 barras (a) Diagrama unifilar (b) Perfil de tensão nas barras para às 15 horas.



(a)



(b)

Fonte: Próprio autor.

5.2.1 Caracterização das linhas e dos equipamentos de controle

Na caracterização das linhas considerou-se um sistema hipotético com todas as linhas trifásicas e de grande extensão de rede primária. Estas linhas utilizam condutor com alma de aço ASCR 1/0, totalizando aproximadamente 156 km de extensão. A Tabela 5.1 apresenta o comprimento de cada trecho de rede.

Tabela 5.1 – Caracterização das linhas da rede teste 10 barras.

| Linha | Comprimento (km) | Linha | Comprimento (km) |
|-------|------------------|--------------|------------------|
| L1 | 20,58 | L6 | 10,73 |
| L2 | 10,73 | L7 | 20,01 |
| L3 | 32,23 | L8 | 30,31 |
| L4 | 10,80 | L9 | 20,71 |
| L5 | 20,50 | Total | 156,02 |

Fonte: Próprio autor.

O sistema 10 barras possui dois bancos de capacitores trifásicos automatizados conectados na barra 7 e na barra 10, com características conforme a Tabela 5.2 e um regulador trifásico instalado entre as barras 8 e 8r, com características apresentadas na Tabela 5.3.

Tabela 5.2 – Caracterização dos bancos de capacitores *shunt*.

| ID | Nó de conexão | Fase A | Fase B | Fase C |
|---------------------|---------------|--------|--------|--------|
| C1 | 7 | 200 | 200 | 200 |
| C2 | 10 | 200 | 200 | 200 |
| Total (kVAr) | | 400 | 400 | 400 |

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5.3 – Caracterização do regulador de tensão R1.

| | | | |
|-------------------------------|------------------|---------|---------|
| Regulador de tensão ID | R1 | | |
| Ramo de instalação | 8 – 8r | | |
| Localização | 8 | | |
| Fases | A – B – C | | |
| Conexão | Estrela aterrada | | |
| Largura de faixa | 2,0 volts | | |
| Relação do TP | 120 | | |
| Relação do TC | 100 | | |
| Ajustes no compensador | Fase-A | Fase -B | Fase -C |
| R | 2,7 | 2,7 | 2,7 |
| X | 1,6 | 1,6 | 1,6 |
| Nível de tensão | 122 | 122 | 122 |

Fonte: Próprio autor.

5.2.2 Caracterização das cargas

A distribuição das cargas do sistema 10 barras é apresentada na Tabela 5.4, considerando o valor concentrado para cada uma das fases e a representação do comportamento em função da tensão aplicada, conforme os modelos de carga: (Z) impedância constante, (I) corrente constante e (P) potência constante com a tensão aplicada.

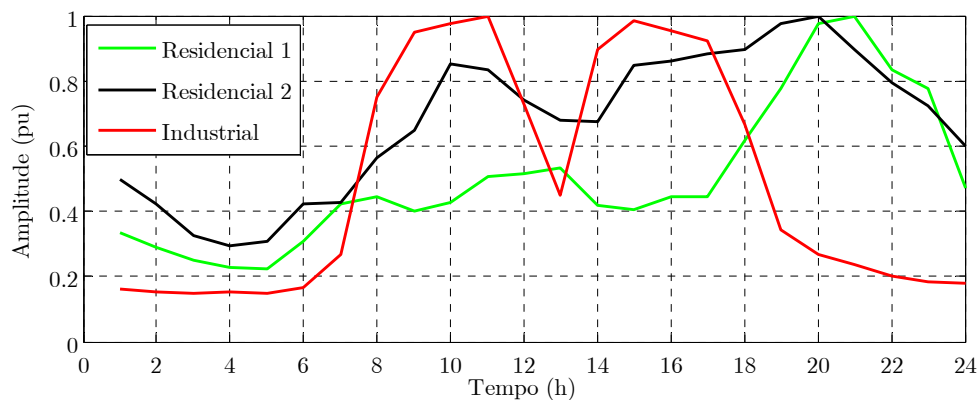
Tabela 5.4 – Caracterização das cargas da rede teste 10 barras.

| Barra | Conexão - modelo | Fase A | | Fase B | | Fase C | |
|-------|------------------|--------|-------|--------|-------|--------|-------|
| | | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | kVAr |
| 2 | Y-ZP | 170,0 | 42,0 | 185,0 | 49,5 | 182,5 | 49,0 |
| 3 | Y-ZP | 50,0 | 30,0 | 65,0 | 37,5 | 62,5 | 37,0 |
| 4 | Y-ZP | 450,0 | 315,0 | 458,0 | 319,0 | 450,0 | 315,0 |
| 5 | Y-Z | 0,0 | 0,0 | 8,0 | 4,0 | 0,0 | 0,0 |
| 7 | Y-ZP | 37,0 | 38,5 | 20,0 | 10,0 | 20,0 | 10,0 |
| 8 | Y-P | 120,0 | 0,0 | 120,0 | 0,0 | 120,0 | 0,0 |
| 9 | Y-ZP | 104,5 | 63,5 | 20,0 | 10,0 | 20,00 | 10,0 |
| 10 | Y-Z | 67,5 | 35,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |

Fonte: Próprio autor.

O fluxo de potência para a rede teste é executado no modo diário, sendo necessário atribuir curvas de carga para cada consumidor conectado à rede. Neste sentido, foram atribuídas três curvas típicas: duas para cargas com predomínio residencial nas faixas de 0 a 100 kW e acima de 100 kW e outra para cargas tipicamente industriais, como pode-se observar na Figura 5.2.

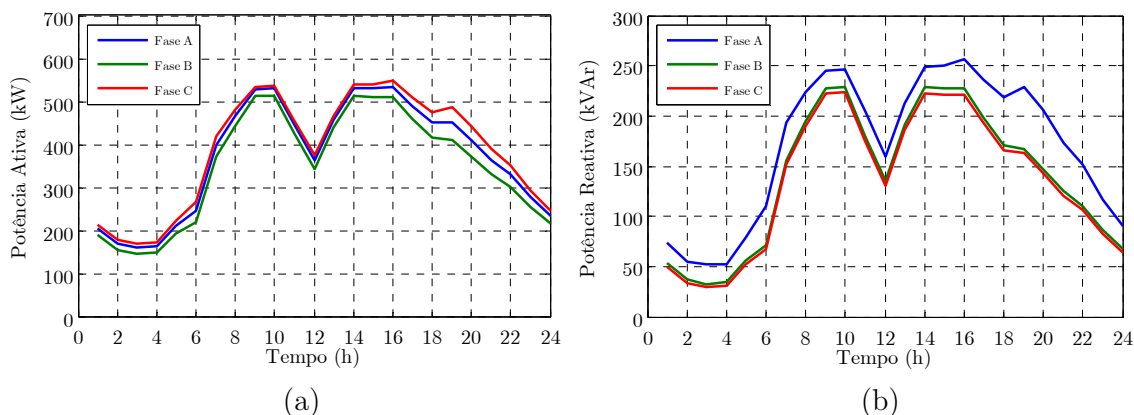
Figura 5.2 – Curvas típicas associadas as cargas do sistema teste.



Fonte: Arquivo de curvas típicas da RGE Sul Distribuidora de Energia

A energia fornecida para as cargas pela SE é apresentada para cada fase na Figura 5.3.

Figura 5.3 – Comportamento das potências (a) ativa e (b) reativa na SE.



Fonte: Próprio autor.

5.2.3 Detalhamento das matrizes

Os resultados da simulação contemplam a obtenção das matrizes *Efetividade*, *Comutatividade* e *Capacidade de atuação*, conforme detalhamento do algoritmo apresentado na Seção 4.3.

5.2.3.1 Exemplo para a obtenção da matriz *Efetividade*

Neste exemplo é demonstrada a obtenção da matriz *Efetividade* para os três equipamentos de controle do sistema teste com 10 barras, sendo dois capacitores e um regulador de tensão. Salienta-se que neste sistema não foram consideradas regiões de atuação e os resultados são demonstrados para a primeira hora do dia.

Inicialmente realiza-se o cálculo do fluxo de potência para a posição nominal (desligado) e para cada um dos módulos (100 – 200 – 300 – 400 – 500 e 600 kVAr) dos bancos de capacitores, e também para cada TAP do regulador de tensão. Armazenam-se os valores de tensão de cada nó da rede para todas as posições de ajuste.

O resultado deste processo é apresentado na Tabela 5.5 e na Tabela 5.6 para os capacitores C1 e C2, e na Tabela 5.7 para o regulador de tensão R1.

Tabela 5.5 – Tensões nas barras para cada ajuste do capacitor C1.

| Valor da tensão (p.u.) dado o incremento kVAr do banco de capacitor | | | | | | | |
|---|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Barra | Desligado | 100 kVAr | 200 kVAr | 300 kVAr | 400 kVAr | 500 kVAr | 600 kVAr |
| SB | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 0,9931 | 0,9936 | 0,9940 | 0,9945 | 0,9949 | 0,9954 | 0,9958 |
| 3 | 0,9897 | 0,9904 | 0,9911 | 0,9918 | 0,9925 | 0,9931 | 0,9938 |
| 4 | 0,9795 | 0,9809 | 0,9823 | 0,9837 | 0,9851 | 0,9865 | 0,9879 |
| 5 | 0,9794 | 0,9808 | 0,9822 | 0,9836 | 0,985 | 0,9864 | 0,9878 |
| 6 | 0,9736 | 0,9755 | 0,9774 | 0,9792 | 0,9811 | 0,983 | 0,9849 |
| 7 | 0,9705 | 0,9727 | 0,9748 | 0,9769 | 0,979 | 0,9811 | 0,9832 |
| 8 | 0,9651 | 0,9672 | 0,9693 | 0,9714 | 0,9735 | 0,9756 | 0,9777 |
| 8r | 0,9650 | 0,9671 | 0,9692 | 0,9713 | 0,9734 | 0,9755 | 0,9776 |
| 9 | 0,9567 | 0,9588 | 0,9609 | 0,963 | 0,9651 | 0,9672 | 0,9693 |
| 10 | 0,9541 | 0,9562 | 0,9582 | 0,9603 | 0,9624 | 0,9645 | 0,9666 |

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5.6 – Tensões nas barras para cada ajuste do capacitor C2.

| Valor da tensão (p.u.) dado o incremento kVAr do banco de capacitor | | | | | | | |
|---|-----------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Barra | Desligado | 100 kVAr | 200 kVAr | 300 kVAr | 400 kVAr | 500 kVAr | 600 kVAr |
| SB | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 0,993 | 0,994 | 0,994 | 0,994 | 0,995 | 0,9952 | 0,9956 |
| 3 | 0,990 | 0,990 | 0,991 | 0,992 | 0,992 | 0,9929 | 0,9935 |
| 4 | 0,980 | 0,981 | 0,982 | 0,983 | 0,985 | 0,986 | 0,9873 |
| 5 | 0,979 | 0,981 | 0,982 | 0,983 | 0,985 | 0,986 | 0,9872 |
| 6 | 0,974 | 0,975 | 0,977 | 0,979 | 0,981 | 0,9824 | 0,9841 |
| 7 | 0,971 | 0,973 | 0,975 | 0,977 | 0,979 | 0,9804 | 0,9824 |
| 8 | 0,965 | 0,968 | 0,970 | 0,972 | 0,975 | 0,9771 | 0,9795 |
| 8r | 0,965 | 0,967 | 0,970 | 0,972 | 0,975 | 0,9771 | 0,9795 |
| 9 | 0,957 | 0,960 | 0,963 | 0,966 | 0,969 | 0,9722 | 0,9752 |
| 10 | 0,954 | 0,958 | 0,961 | 0,965 | 0,968 | 0,9718 | 0,9754 |

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5.7 – Tensões nas barras para cada ajuste do regulador de tensão R1.

| Barra | -16 | -15 | -14 | -13 | -12 | -11 | -10 | -9 | -8 | -7 | -6 | -5 | -4 | -3 | -2 | -1 | |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SB | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | |
| 2 | 0,9941 | 0,9941 | 0,9940 | 0,9939 | 0,9939 | 0,9938 | 0,9938 | 0,9937 | 0,9936 | 0,9936 | 0,9935 | 0,9934 | 0,9934 | 0,9933 | 0,9932 | 0,9932 | |
| 3 | 0,9913 | 0,9912 | 0,9911 | 0,9910 | 0,9909 | 0,9908 | 0,9907 | 0,9906 | 0,9905 | 0,9904 | 0,9903 | 0,9902 | 0,9901 | 0,9900 | 0,9899 | 0,9898 | |
| 4 | 0,9826 | 0,9824 | 0,9822 | 0,9820 | 0,9818 | 0,9816 | 0,9815 | 0,9813 | 0,9811 | 0,9809 | 0,9807 | 0,9805 | 0,9803 | 0,9801 | 0,9799 | 0,9797 | |
| 5 | 0,9826 | 0,9824 | 0,9822 | 0,9820 | 0,9818 | 0,9816 | 0,9814 | 0,9812 | 0,9810 | 0,9808 | 0,9806 | 0,9804 | 0,9802 | 0,9800 | 0,9798 | 0,9796 | |
| 6 | 0,9778 | 0,9775 | 0,9773 | 0,9770 | 0,9768 | 0,9765 | 0,9763 | 0,976 | 0,9758 | 0,9755 | 0,9752 | 0,9750 | 0,9747 | 0,9744 | 0,9742 | 0,9739 | |
| 7 | 0,9752 | 0,9749 | 0,9747 | 0,9744 | 0,9741 | 0,9738 | 0,9735 | 0,9732 | 0,9729 | 0,9726 | 0,9724 | 0,9720 | 0,9718 | 0,9715 | 0,9711 | 0,9708 | |
| 8 | 0,9708 | 0,9704 | 0,9701 | 0,9697 | 0,9694 | 0,9690 | 0,9687 | 0,9683 | 0,9680 | 0,9676 | 0,9673 | 0,9669 | 0,9665 | 0,9662 | 0,9658 | 0,9654 | |
| 8r | 0,8736 | 0,8794 | 0,8851 | 0,8909 | 0,8966 | 0,9023 | 0,9081 | 0,9138 | 0,9195 | 0,9252 | 0,9309 | 0,9366 | 0,9423 | 0,9480 | 0,9537 | 0,9593 | |
| 9 | 0,8661 | 0,8719 | 0,8776 | 0,8832 | 0,8889 | 0,8946 | 0,9003 | 0,906 | 0,9116 | 0,9173 | 0,9230 | 0,9286 | 0,9343 | 0,9399 | 0,9455 | 0,9511 | |
| 10 | 0,8637 | 0,8694 | 0,8751 | 0,8808 | 0,8865 | 0,8921 | 0,8978 | 0,9034 | 0,9091 | 0,9147 | 0,9204 | 0,9260 | 0,9316 | 0,9373 | 0,9429 | 0,9485 | |
| Barra | 0 | +1 | +2 | +3 | +4 | +5 | +6 | +7 | +8 | +9 | +10 | +11 | +12 | +13 | +14 | +15 | +16 |
| SB | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 2 | 0,9931 | 0,9930 | 0,9930 | 0,9929 | 0,9928 | 0,9930 | 0,9930 | 0,9930 | 0,9930 | 0,9930 | 0,9920 | 0,9920 | 0,9920 | 0,9920 | 0,9920 | 0,9920 | 0,9920 |
| 3 | 0,9897 | 0,9896 | 0,9895 | 0,9894 | 0,9893 | 0,9890 | 0,9890 | 0,9890 | 0,9890 | 0,9890 | 0,9890 | 0,9890 | 0,9880 | 0,9880 | 0,9880 | 0,9880 | 0,9880 |
| 4 | 0,9795 | 0,9792 | 0,979 | 0,9788 | 0,9786 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9770 | 0,9770 | 0,977 | 0,9770 | 0,9770 | 0,9760 | 0,9760 |
| 5 | 0,9794 | 0,9792 | 0,979 | 0,9788 | 0,9786 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9780 | 0,9770 | 0,9770 | 0,9770 | 0,9770 | 0,9760 | 0,9760 | 0,9760 |
| 6 | 0,9736 | 0,9734 | 0,9731 | 0,9728 | 0,9725 | 0,9720 | 0,9720 | 0,9720 | 0,9710 | 0,9710 | 0,9710 | 0,9710 | 0,9700 | 0,9700 | 0,9700 | 0,9690 | 0,9690 |
| 7 | 0,9705 | 0,9702 | 0,9699 | 0,9696 | 0,9693 | 0,9690 | 0,9690 | 0,9680 | 0,9680 | 0,9680 | 0,9670 | 0,9670 | 0,9670 | 0,9660 | 0,9660 | 0,9660 | 0,9650 |
| 8 | 0,9651 | 0,9647 | 0,9643 | 0,9639 | 0,9636 | 0,9630 | 0,9630 | 0,9620 | 0,9620 | 0,9620 | 0,9610 | 0,9610 | 0,9610 | 0,9600 | 0,9600 | 0,9590 | 0,9590 |
| 8r | 0,965 | 0,9707 | 0,9763 | 0,982 | 0,9876 | 0,9930 | 0,9990 | 1,0050 | 1,0100 | 1,0150 | 1,0210 | 1,0260 | 1,0320 | 1,0380 | 1,0440 | 1,0490 | 1,0550 |
| 9 | 0,9567 | 0,9624 | 0,9679 | 0,9736 | 0,9791 | 0,9850 | 0,9900 | 0,9960 | 1,0010 | 1,0070 | 1,0120 | 1,0180 | 1,0240 | 1,0290 | 1,0350 | 1,0400 | 1,0460 |
| 10 | 0,9541 | 0,9597 | 0,9653 | 0,9709 | 0,9764 | 0,9820 | 0,9880 | 0,9930 | 0,9990 | 1,0040 | 1,0090 | 1,0150 | 1,0210 | 1,0260 | 1,0320 | 1,0370 | 1,0430 |

Fonte: Próprio autor.

Após a obtenção das tensões nas barras considerando todos os ajustes dos equipamentos, calculam-se os desvios de tensão produzidos em cada barra utilizando a Equação (4.13), definida a partir da diferença entre a tensão atual e a tensão de referência (1,0 p.u.).

Na sequência, calcula-se a média dos desvios por barra causados por cada equipamento, apresentados na Tabela 5.8.

Tabela 5.8 – Média dos desvios de tensão de cada equipamento em cada barra.

| Barra | C1 | C2 | R1 | Barra | C1 | C2 | R1 |
|-----------|--------|--------|--------|-----------|--------|--------|--------|
| SB | 0 | 0 | 0 | 6 | 0,0066 | 0,0061 | 0,0023 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 7 | 0,0074 | 0,0069 | 0,0026 |
| 2 | 0,0016 | 0,0015 | 0,0006 | 8 | 0,0074 | 0,0085 | 0,0032 |
| 3 | 0,0024 | 0,0023 | 0,0009 | 8r | 0,0074 | 0,0085 | 0,0481 |
| 4 | 0,0049 | 0,0046 | 0,0017 | 9 | 0,0073 | 0,0108 | 0,0477 |
| 5 | 0,0049 | 0,0046 | 0,0017 | 10 | 0,0073 | 0,0125 | 0,0476 |

Fonte: Próprio autor.

Por fim, a matriz *Efetividade* é obtida normalizando-se a média dos desvios de tensão, entre uma escala proporcional com valores [-1, 1]. Ao maior valor de desvio atribui-se valor igual à +1 e ao menor o valor de -1, conforme pode-se observar na Tabela 5.9.

Na matriz *Efetividade*, as linhas da matriz são representadas pelos nós da rede e as colunas por cada equipamento, com o respectivo valor de efetividade para cada nó.

Tabela 5.9 – Matriz *Efetividade* para cada equipamento em cada barra.

| Barra | C1 | C2 | R1 | Barra | C1 | C2 | R1 |
|-----------|----|--------|----|-----------|--------|---------|----|
| SB | - | - | - | 6 | 1 | 0,8007 | -1 |
| 1 | - | - | - | 7 | 1 | 0,8017 | -1 |
| 2 | 1 | 0,7935 | -1 | 8 | 0,5932 | 1 | -1 |
| 3 | 1 | 0,7982 | -1 | 8r | -1 | -0,9443 | 1 |
| 4 | 1 | 0,8010 | -1 | 9 | -1 | -0,8261 | 1 |
| 5 | 1 | 0,7996 | -1 | 10 | -1 | -0,7435 | 1 |

Fonte: Próprio autor.

5.2.4 Atuação do VVC coordenado

A atuação do VVC é demonstrada no Quadro 5.1 a partir dos resultados das matrizes *Efetividade* no pior nó, *Comutatividade* e *Capacidade de Atuação* para cada hora.

Quadro 5.1 – Demonstração das matrizes do VVC para o sistema de 10 barras.

| Hora | Barras violadas | Pior Nó | Efetividade (pior nó*) | | | Comutatividade | | | Capacidade de Atuação* | | | Equipam. selecionado |
|-------|---------------------------|---------|------------------------|---------|----|----------------|-----|-----|------------------------|---------|---------|----------------------|
| | | | C1 | C2 | R1 | C1 | C2 | R1 | C1 | C2 | R1 | |
| 1-6 | Não há violação de tensão | | | | | | | | | | | |
| 7 | 9 e 10 | 10 | -1 | -0,7517 | 1 | 0 | 0 | 0→1 | -1 | -0,7517 | 1 | R1 |
| 8 | 9 e 10 | 10 | -1 | -0,7497 | 1 | 0 | 0→1 | 1 | 1 | 1 | -1 | C2 |
| 9 | 8, 9 e 10 | 10 | -1 | -0,7472 | 1 | 0→1 | 1 | 1 | 1 | -1 | -0,3158 | C1 |
| 10-14 | Não há violação de tensão | | | | | | | | | | | |
| 15 | 10 | 10 | -1 | -0,7494 | 1 | 1 | 1 | 1→2 | -1 | -0,040 | 1 | R1 |
| 16-18 | Não há violação de tensão | | | | | | | | | | | |
| 19 | 8, 9 e 10 | 8 | -1 | 0,4354 | 1 | 1 | 1→2 | 2 | 1 | 1 | -1 | C2 |
| 20-24 | Não há violação de tensão | | | | | | | | | | | |

*Valores normalizados.

Fonte: Próprio autor.

Observa-se que as violações de tensão no sistema ocorrem de acordo com a curva de carga da Figura 5.3, que apresenta carregamento mais expressivo a partir das 7 horas.

No horário das 7 horas, ocorrem violações de tensão nas barras 9 e 10, sendo a violação mais crítica na barra 10. Como a seleção do equipamento com maior *Capacidade de Atuação* ocorre pela combinação das matrizes *Efetividade* e *Comutatividade*, observa-se a escolha pela atuação de R1, que apresenta maior efetividade na barra 10. Além disso, como não existem violações de tensão anteriores a este horário, a matriz *Comutatividade* é igual a zero, o que faz a *Capacidade de Atuação* ter o mesmo valor da matriz *Efetividade*.

O horário seguinte, às 8 horas, também apresenta violações de tensão, sendo a pior violação na barra 10. Observa-se na matriz *Capacidade de Atuação* normalizada que C1 e C2 apresentam o mesmo valor e ainda não foram utilizados no sistema, o que pode ser explicado em função das regras do controlador fuzzy C1. Neste caso, o algoritmo optou pela atuação do equipamento C2, priorizando a resposta da matriz *Efetividade*, uma vez que C2 é o mais efetivo dentre os capacitores.

O resultado do algoritmo para às 9 horas, mostra violações de tensão nas barras 8, 9 e 10, e a atuação do equipamento C1, mesmo possuindo uma baixa efetividade. Salienta-se que uma baixa efetividade, não significa que o equipamento deverá ser desconsiderado para atuação, pois como os resultados são normalizados, o valor de efetividade pode ser levemente inferior a outro equipamento considerado efetivo. Observa-se também que o dispositivo C1 ainda não havia sido selecionado pelo algoritmo.

Para o horário das 15 horas, somente a barra 10 apresentou violação de tensão. Neste instante, todos os equipamentos já haviam sido utilizados pelo VVC, possuindo o

mesmo valor na matriz *Comutatividade*. Neste caso, o algoritmo utilizou o R1, equipamento com maior *Capacidade de Atuação*.

Às 19 horas, a pior violação de tensão é identificada na barra 8. Observa-se que o algoritmo optou pela atuação do C2, devido ao valor da matriz *Efetividade*, corrigindo a violação de tensão na barra. Destaca-se que com a atuação de C2 a tensão nas demais barras violadas também foram corrigidas, não sendo necessária a atuação de novos equipamentos.

Nos horários entre 1h às 6h, 10h às 14h, 16h às 18h e 20h às 24h não houve necessidade de ações de controle na rede, pois não existiam violações de tensão nas barras, o que também pode ser comprovado observando o comportamento da curva de carga resultante na SE, mostrada na Figura 5.3.

A fim de ilustrar os incrementos realizados nos ajustes dos equipamentos de controle, é apresentado no Quadro 5.2 o detalhamento das iterações horárias no sistema teste. Pode-se observar os valores de tensão nos piores nós, antes e após a atuação do VVC, bem como o incremento dos equipamentos selecionados para correção.

A ação de controle realizada às 7 horas no R1, refere-se a mudança de duas posições de TAP deste regulador, com 0,00625 p.u. de incremento de tensão por TAP. Esta ação alterou a condição nominal de R1 de 1 p.u. para 1,0125 p.u., solucionando o problema da violação de tensão, como pode ser verificado na Figura 5.4.

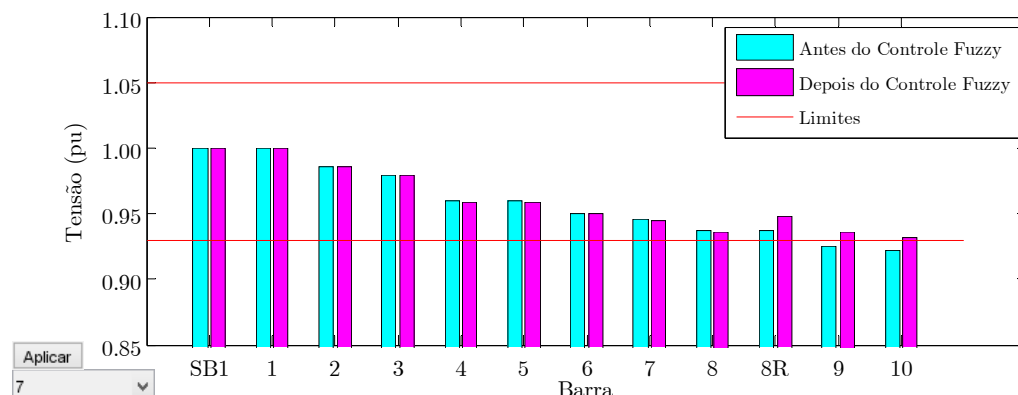
Para às 8 horas, observa-se no Quadro 5.2 um incremento de 200 kVAr no equipamento C2, mantendo o ajuste anteriormente realizado por R1. Já no horário seguinte, observa-se um incremento de 400 kVAr no C1. Este aumento do incremento de C1 ocorre pelo aumento da carga do sistema, o que também pode ser observado na curva de carga da Figura 5.3.

Quadro 5.2 – Demonstração dos incrementos nos equipamentos de controle.

| Hora | Barras violadas | Pior Nó | Tensão (p.u.) | | Equip. selecionado | Incremento | | |
|-------|---------------------------|---------|---------------|-------|--------------------|------------|-----------|--------------|
| | | | Antes | Após | | C1 (kVAr) | C2 (kVAr) | R1 (p.u.) |
| 1-6 | Não há violação de tensão | | | | | | | |
| 7 | 9 e 10 | 10 | 0,922 | 0,932 | R1 | 0 | 0 | 1→1,0125 |
| 8 | 9 e 10 | 10 | 0,927 | 0,933 | C2 | 0 | 0→200 | 1,0125 |
| 9 | 8, 9 e 10 | 10 | 0,925 | 0,933 | C1 | 0→400 | 200 | 1,0125 |
| 10-14 | Não há violação de tensão | | | | | | | |
| 15 | 10 | 10 | 0,929 | 0,939 | R1 | 400 | 200 | 1,0125→1,025 |
| 16-18 | Não há violação de tensão | | | | | | | |
| 19 | 8, 9 e 10 | 8 | 0,924 | 0,933 | C2 | 400 | 200→600 | 1,025 |
| 20-24 | Não há violação de tensão | | | | | | | |

Fonte: Próprio autor.

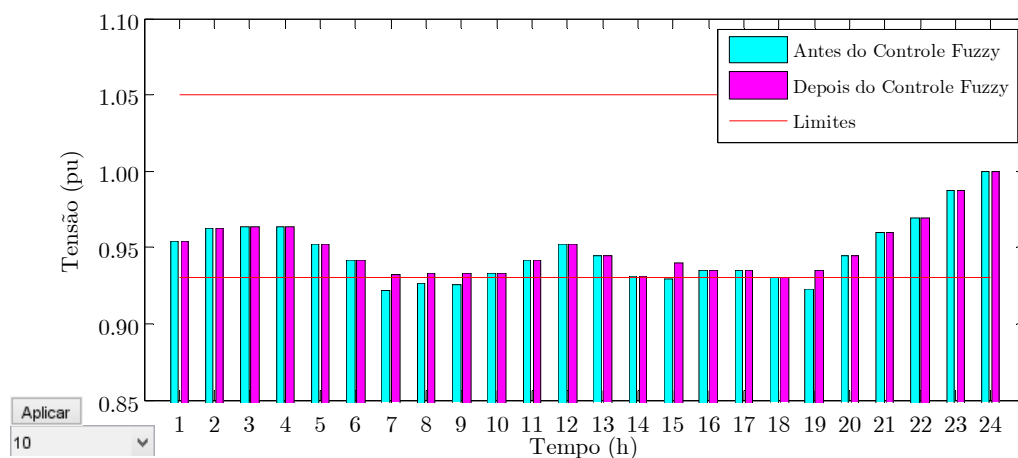
Figura 5.4 – Comportamento da tensão em todas as barras para às 7h antes e após o VVC.



Fonte: Próprio autor.

A Figura 5.5 mostra os níveis de tensão horários da barra 10. Neste resultado, as tensões obtidas após o ajuste do controle fuzzy são comparadas com as tensões obtidas antes da atuação do controle fuzzy na respectiva hora. Assim, salienta-se que as alterações realizadas previamente em um equipamento são mantidas para a análise da próxima hora.

Figura 5.5 – Comportamento horário da tensão para a barra 10 antes e depois do VVC.



Fonte: Próprio autor.

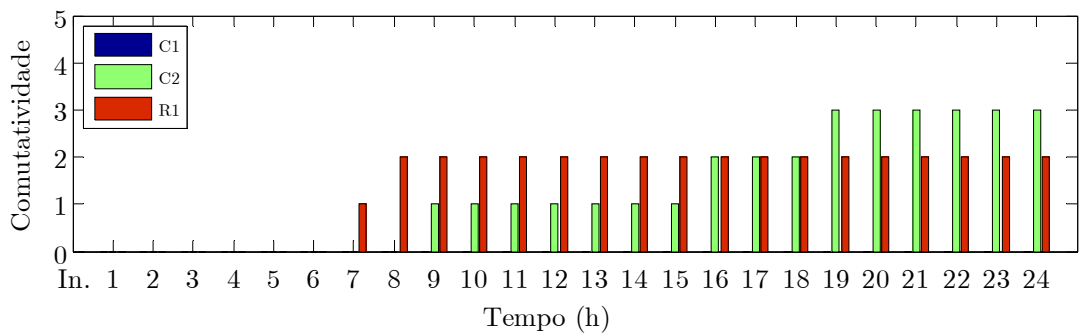
Observa-se que as ações de controle executadas pelos equipamentos resultaram em níveis de tensão adequados na barra 10 ao longo de 24 horas, comprovando a eficiência do controle proposto.

Outra situação que pode ser observada é a influência do uso da matriz *Comutatividade* para o equilíbrio das comutações entre os dispositivos utilizados no controle de

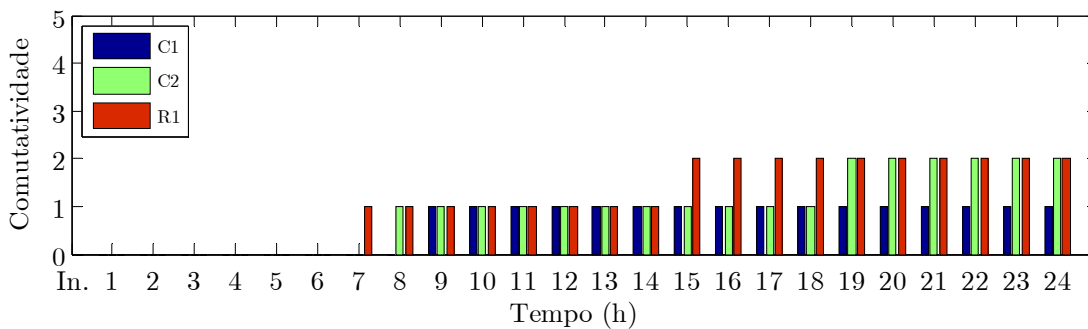
tensão do sistema teste. Na Figura 5.6(a) é apresentado o número de comutações de cada equipamento com a matriz *Comutatividade* desativada. Assim, apenas a matriz *Efetividade* é utilizada para obter a atuação dos dispositivos de controle.

Já a Figura 5.6(b) mostra a evolução da quantidade de comutações dos dispositivos com a ativação das funções *Efetividade* e *Comutatividade* no algoritmo de VVC.

Figura 5.6 – Evolução das comutações (a) somente com a *Efetividade* e (b) com a *Efetividade* e a *Comutatividade*.



(a)



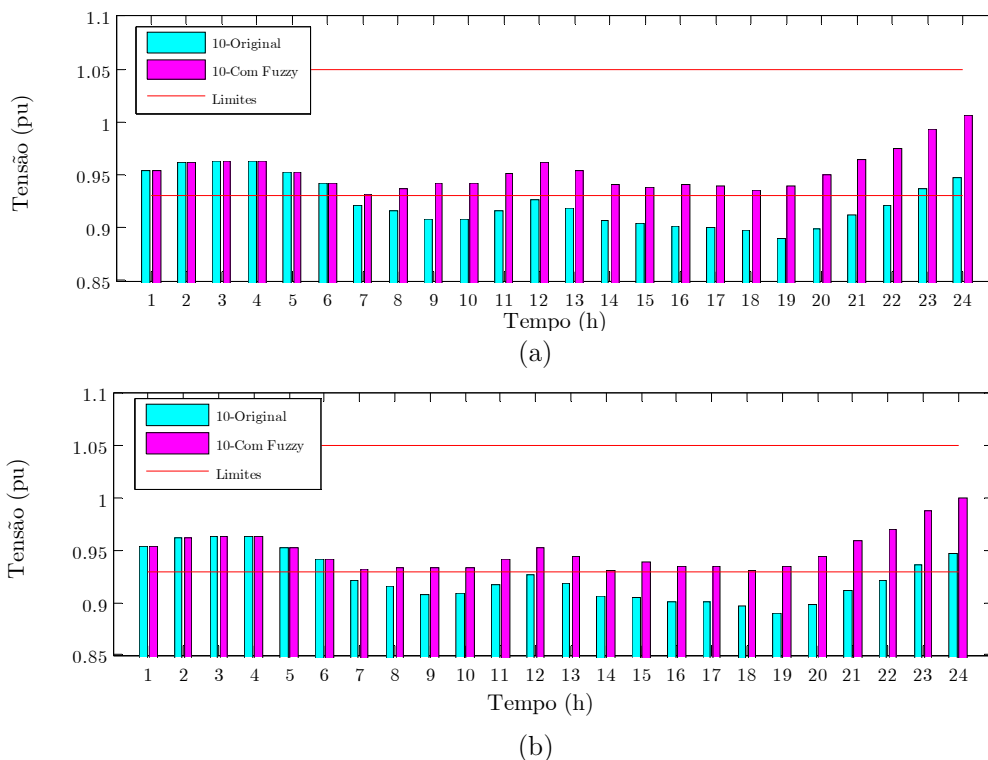
(b)

Fonte: Próprio autor.

Observa-se que com o uso da estratégia de *Efetividade* e *Comutatividade* se obtém uma redução do uso de C2 em termos de número de comutações quando o capacitor C1 passa a ser comutado, equilibrando o uso dos dispositivos de controle nas correções de violações de tensão.

Afim de apresentar uma comparação entre a influência da matriz *Comutatividade* nos níveis de tensão da barra 10, na Figura 5.7(a) é ilustrado o perfil de tensão sem a matriz *Comutatividade* e na Figura 5.7(b) com a matriz *Comutatividade*, ambas operando com a *Efetividade* no algoritmo de VVC.

Figura 5.7 – Influência nos níveis de tensão ao considerar (a) somente *Efetividade* (b) *Efetividade e Comutatividade*.



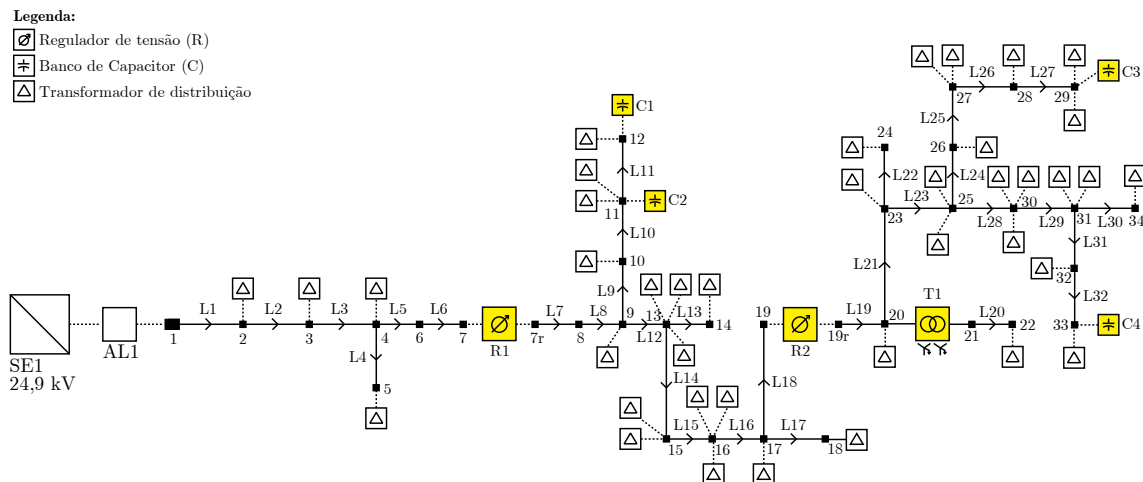
Fonte: Próprio autor.

É possível observar que o uso da matriz *Comutatividade* resulta apenas em uma pequena diferença de níveis de tensão quando comparado com os níveis de tensão desconsiderando a equalização entre os equipamentos. Este resultado é bastante favorável ao uso da estratégia de *Comutatividade*, que possibilita maior conformidade entre o desgaste de equipamentos da rede, já que em ambos os casos os resultados do VVC resultaram em correções de todas as violações do sistema teste.

5.3 Sistema teste 34 barras

A análise do sistema IEEE 34 barras tem por objetivo ilustrar a metodologia em um sistema de maior complexidade, o qual foi originalmente apresentado por (KERTING, 1991). Este sistema originalmente possui linhas aéreas trifásicas, bifásicas e monofásicas, distribuição de cargas concentradas e distribuídas, além de dois reguladores de tensão conectados em estrela, um transformador MT/BT e quatro bancos de capacitores *shunt*. O diagrama unifilar do sistema IEEE 34 barras original é apresentado na Figura 5.8.

Figura 5.8 – Diagrama unifilar original do sistema teste de 34 barras.



Fonte: Próprio autor.

5.3.1 Descrição do sistema teste simulado

A fim de considerar o sistema teste IEEE 34 barras originalmente americano para o mais próximo da realidade brasileira e também melhor ilustrar o desempenho da metodologia, foram modificados os comprimentos de linhas, os modelos de cargas e inseridos/modificados novos equipamentos de controle, como: unidades de geração distribuída, bancos de capacitores, transformadores com comutação automática MT/BT e D-STATCOMs.

Neste sentido, foram selecionados cinco Testes que melhor representam as contribuições da abordagem de controle proposta, e assumem as seguintes condições:

- **Teste 1:** Análise do VVC considerando somente equipamentos convencionais em intervalo horário para 24 horas.
- **Teste 2:** Análise do VVC considerando equipamentos convencionais e baseados em eletrônica de potência (TR com TAP eletrônico + inversores da GDFV) em intervalo horário para 24 horas.
 - Teste 2.1: Restrição para GDFV injetar somente potência ativa (P);
 - Teste 2.2: Restrição para GDFV injetar potência ativa (P) e absorver/injetar potência reativa (Q).
- **Teste 3:** Análise do VVC considerando equipamentos convencionais e baseados em eletrônica de potência (TR com TAP eletrônico + inversores da GDEOL) em intervalo horário para 24 horas.
 - Teste 3.1: Restrição para GDEOL injetar somente potência ativa (P);

- Teste 3.2: Restrição para GDEOL injetar potência ativa (P) e absorver/injetar potência reativa (Q).
- **Teste 4:** Análise do VVC considerando equipamentos convencionais e D-STATCOMs em intervalo horário para 24 horas.
 - Teste 4.1: D-STATCOMs em modo normal de operação;
 - Teste 4.2: D-STATCOMs com limitação de potência reativa.
- **Teste 5:** Análise do VVC a longo de 7 dias considerando equipamentos convencionais e baseados em eletrônica de potência.

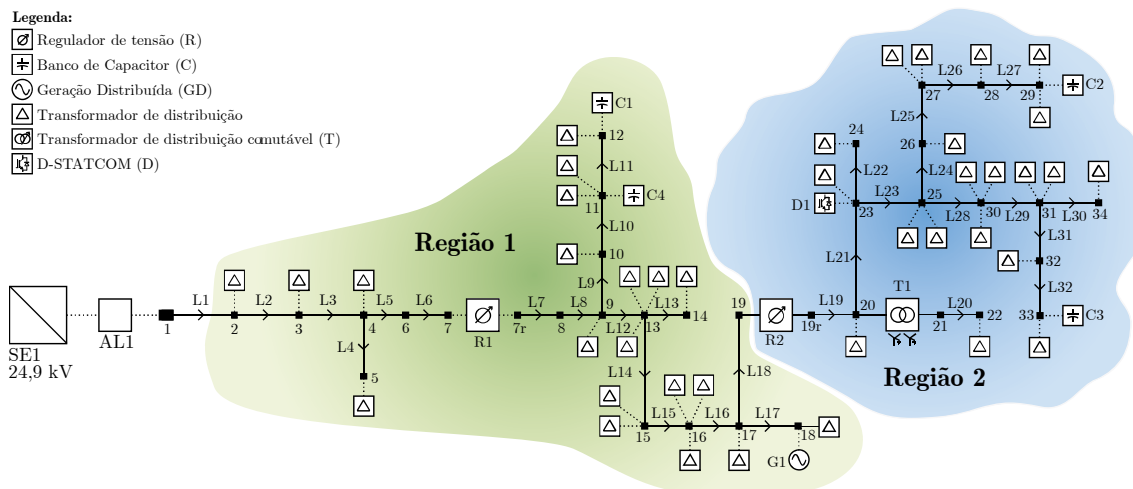
5.3.1.1 Caracterização em regiões de VVC

A caracterização de regiões de VVC baseia-se na divisão do alimentador IEEE 34 barras em setores onde os mesmos equipamentos possam atuar na correção de problemas. Esta delimitação auxilia no desempenho do algoritmo de controle, visto que geralmente os equipamentos são instalados em locais estratégicos que sofrem com problemas de qualidade de níveis de tensão. Além disso, o local de instalação de determinados equipamentos não possibilita a atuação do mesmo em todos os nós da rede. Por exemplo, o dispositivo C1 está instalado no final de um ramal monofásico de longa distância, que tradicionalmente apresenta problemas de queda de tensão. Neste sentido, a efetividade de C1 para atuação em qualquer outra região fora do trecho entre os nós 1 e 12 será ínfima.

A seleção do equipamento a partir da combinação das matrizes *Efetividade* e *Comutatividade* pode resultar na escolha de um equipamento não efetivo para um determinado nó violado, uma vez que a *Comutatividade* penaliza os equipamentos em função do seu uso. Desta forma, foram estabelecidas duas regiões de atuação com o objetivo de restringir a operação dos equipamentos da rede à determinados nós, e também afim de preservar a atuação dos reguladores de tensão R1 e R2. A Figura 5.9 mostra o diagrama unifilar do sistemas de 34 barras considerando as duas regiões de operação.

Neste caso, a Região 1 compreende a atuação dos equipamentos R1, C1, C2 e G1 e a Região 2 é composta pelos equipamentos R2, T1, C3, C4 e D1. Na região 1, espera-se que ocorra um equilíbrio entre as comutações de R1, C1 e C4, e que o G1 contribua na redução das comutações de R1. Já na região 2 espera-se que ocorra um equilíbrio entre as comutações de R2, C2 e C3, e que o D1 contribua para a redução das comutações de R2 e T1. Ressalta-se que os equipamentos G1 e D1 são fundamentados em eletrônica de potência, proporcionando uma mudança no incremento de forma con-

Figura 5.9 – Diagrama unifilar do sistema teste de 34 barras considerando as regiões de operação dos equipamentos para o VVC.



Fonte: Próprio autor.

tínua, diferentemente do que ocorre com os dispositivos eletromecânicos. No entanto, para a simulação dos equipamentos G1 e D1 também foram considerados incrementos discretos, mas com um passo menor de ajuste.

5.3.2 Caracterização das linhas

Para a caracterização das linhas considerou-se um sistema de rede primária com redes monofásicas e trifásicas. A Tabela 5.10 e Tabela 5.11 apresentam as especificações dos condutores do alimentador. Os espaçamentos entre os condutores ID-500, ID-505 e ID-510 seguem a representação padrão dos postes e estruturas apresentadas em (KERTING, 1991).

Tabela 5.10 – Caracterização dos arranjos de condutores.

| Configuração | Sequência de fase | Condutor Fase ACSR | Condutor Neutro ACSR | Espaçamento ID |
|--------------|-------------------|--------------------|----------------------|----------------|
| 300 | B A C N | 1/0 | 1/0 | 500 |
| 301 | B A C N | #2 6/1 | #2 6/1 | 500 |
| 302 | A N | #4 6/1 | #4 6/1 | 510 |
| 303 | B N | #4 6/1 | #4 6/1 | 510 |
| 304 | B N | #2 6/1 | #2 6/1 | 510 |

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5.11 – Caracterização das linhas da rede teste 34 barras.

| Linha | Comprimento (km) | Configuração | Linha | Comprimento (km) | Configuração |
|-------|------------------|--------------|-------|------------------|--------------|
| L1 | 2,58 | 300 | L17 | 3,33 | 301 |
| L2 | 1,73 | 300 | L18 | 6,83 | 301 |
| L3 | 2,23 | 300 | L19 | 2,01 | 301 |
| L4 | 5,80 | 303 | L20 | 1,56 | 300 |
| L5 | 7,50 | 300 | L21 | 4,90 | 301 |
| L6 | 9,73 | 300 | L22 | 1,62 | 303 |
| L7 | 1,01 | 301 | L23 | 5,83 | 301 |
| L8 | 1,31 | 301 | L24 | 6,28 | 301 |
| L9 | 25,71 | 302 | L25 | 1,35 | 301 |
| L10 | 24,15 | 302 | L26 | 3,64 | 301 |
| L11 | 13,74 | 302 | L27 | 6,53 | 301 |
| L12 | 10,21 | 301 | L28 | 2,02 | 301 |
| L13 | 3,03 | 301 | L29 | 2,68 | 301 |
| L14 | 5,84 | 301 | L30 | 5,86 | 301 |
| L15 | 2,44 | 301 | L31 | 6,28 | 301 |
| L16 | 5,52 | 301 | L32 | 4,86 | 304 |

Fonte: Próprio autor.

5.3.3 Caracterização das cargas

O sistema 34 barras apresenta cargas desequilibradas conectadas diretamente na rede primária em média tensão. Neste sistema teste, apenas a barra 22 apresenta a conexão de um transformador de baixa tensão, com cargas conectadas na rede secundária. A Tabela 5.12 apresenta as informações das cargas elétricas do sistema.

5.3.4 Caracterização dos equipamentos de controle

As características dos reguladores de tensão R1 e R2 são detalhadas na Tabela 5.13. A rede teste 34 barras também possui um transformador de distribuição T1, com relação de transformação 24,9/4,16 kV em baixa tensão, cujo ramo de instalação compreende as barras 20 e 21. O detalhamento do T1 é apresentado na Tabela 5.14.

A rede 34 barras também possui quatro bancos de capacitores, sendo três bancos monofásicos e um banco trifásico, conforme características apresentadas na Tabela 5.15. Para os incrementos foram considerados níveis de comutação de 100 kVAr cada.

Tabela 5.12 – Caracterização das cargas no sistema teste 34 barras.

| Barra | Conexão-Modelo | Fase A | | Fase B | | Fase C | |
|--------------|---------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| | | kW | kVAr | kW | kVAr | kW | kVAr |
| 2 | Y-1 | 17,0 | 7,5 | 0 | 0 | 4,5 | 3,0 |
| 3 | Y-1 | 27,5 | 14,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | Y-4 | 8,0 | 4,0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | Y-4 | 8,0 | 4,0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6-8 | Não há cargas conectadas. | | | | | | |
| 9 | Y-3 | 100 | 32 | 100 | 32 | 100 | 32 |
| 10 | Y-2 | 100 | 48,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | Y-1-2 | 220,5 | 83,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | Y-1 | 120,5 | 35,0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | Y- 3-1 | 150,0 | 40,0 | 150,0 | 40,0 | 152,0 | 41,0 |
| 14 | Y-3 | 50 | 10 | 50 | 10 | 50 | 10 |
| 15 | Y-1 | 30,5 | 11,50 | 0 | 0 | 2,0 | 1,0 |
| 16 | Δ -2 | 15 | 5 | 5,0 | 2,0 | 3,5 | 1,5 |
| 17 | Y-1 | 0 | 0 | 2,0 | 1,0 | 0 | 0 |
| 18 | Y-1 | 0 | 0 | 2,0 | 1,0 | 0 | 0 |
| 19 | Não há cargas conectadas. | | | | | | |
| 20 | Δ -2 | 13,5 | 7,5 | 1,0 | 0,5 | 3,0 | 1,5 |
| 21 | Não há cargas conectadas. | | | | | | |
| 22* | Δ -5 | 450,0 | 225,0 | 450,0 | 225,0 | 450,0 | 225,0 |
| 23 | Y-1-2 | 4,5 | 2,0 | 1,0 | 0,5 | 3,0 | 1,5 |
| 24 | Y-1 | 1,0 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | Y- Δ -1-2 | 62,5 | 31,5 | 36,5 | 8,0 | 15,5 | 11,5 |
| 26 | Y-3 | 100,5 | 20,5 | 100,5 | 20,5 | 100,5 | 20,5 |
| 27 | Y-3 | 550,5 | 335,5 | 530,5 | 375 | 512 | 365,5 |
| 28 | Y-5 | 120,5 | 50,5 | 131,0 | 110,5 | 120,5 | 50,5 |
| 29 | Y-5-3 | 320,5 | 98,5 | 320,5 | 98,5 | 320,5 | 98,5 |
| 30 | Y-1 | 200,0 | 48,0 | 200,0 | 48,0 | 200,0 | 48,0 |
| 31 | Δ -1-2 | 32,0 | 18,0 | 23,0 | 10,0 | 7,0 | 6,0 |
| 32 | Y-1 | 0 | 0 | 8,0 | 7,0 | 0 | 0 |
| 33 | Y-1 | 0 | 0 | 8,0 | 7,0 | 0 | 0 |
| 34 | Y-1 | 30,0 | 7,0 | 30,0 | 7,0 | 30,0 | 7,0 |
| TOTAL | | 2732,5 | 1140,0 | 2149,0 | 1003,5 | 2074,0 | 924,0 |

*Carga no lado de baixa tensão do transformador de distribuição.

Fonte: Próprio autor.

5.3.5 Caracterização da geração distribuída

A GD considerada neste trabalho refere-se a análise de sistemas de geração fotovoltaica e também eólica, conectados à rede de distribuição em média tensão sem estar vinculado a um consumidor específico. A GD além de fornecer potência ativa para

Tabela 5.13 – Caracterização dos reguladores de tensão.

| Regulador de tensão ID | R1 | | | R2 | | |
|------------------------|------------------|--------|---------|------------------|---------|---------|
| Ramo de instalação | 7 – 7r | | | 19 – 19r | | |
| Localização | 7 | | | 19 | | |
| Fases | A – B – C | | | A – B – C | | |
| Conexão | Estrela aterrada | | | Estrela aterrada | | |
| Monitoramento | A-B-C | | | A-B-C | | |
| Largura de faixa | 2,0 volts | | | 2,0 volts | | |
| Relação do TP | 120 | | | 120 | | |
| Relação do TC | 100 | | | 100 | | |
| Ajustes no compensador | Fase-A | Fase-B | Fase -C | Fase-A | Fase -B | Fase -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 |
| Nível de tensão | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 | 122 |

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5.14 – Caracterização do transformador de distribuição T1.

| ID | kVA | Média tensão (kV) | Baixa tensão (kV) | R (%) | X (%) |
|----|-----|----------------------|----------------------|-------|-------|
| T1 | 500 | 24,9 | 4,16 | 1,9 | 4,08 |

Fonte: Próprio autor.

Tabela 5.15 – Caracterização dos bancos de capacitores *shunt*.

| ID | Nó de conexão | Fase A (kVAr) | Fase B (kVAr) | Fase C (kVAr) |
|--------------|---------------|------------------|------------------|------------------|
| C1 | 12 | 600 | 0 | 0 |
| C2 | 29 | 600 | 600 | 600 |
| C3 | 33 | 0 | 600 | 0 |
| C4 | 11 | 600 | 0 | 0 |
| Total (kVAr) | | 1800 | 1200 | 600 |

Fonte: Próprio autor.

o sistema também atua como equipamento de controle da tensão por meio do inversor, o qual possui a potência reativa definida pelo algoritmo do VVC.

Por convenção do software OpenDSS®, a geração ou o fornecimento de potência ativa recebe o sinal negativo. Entretanto, para melhor visualização dos resultados a injeção de potência ativa foi considerada positiva para visualização dos gráficos dos resultados.

5.3.5.1 *Dados meteorológicos*

Os dados meteorológicos utilizados para caracterizar os sistemas fotovoltaico e eólico foram obtidos a partir da base de dados do projeto SONDA (Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais) gerenciadas pelo Centro de Previsão do Tempo e Estudos Climáticos e o Instituto de Pesquisas Espaciais (CPTEC/INPE). A estação utilizada como referência para as análises de geração eólica e fotovoltaica localiza-se na região central do Estado Rio Grande do Sul, no município de São Martinho da Serra (Latitude 29°26'34" Sul e Longitude 53°49'23" Oeste a 489 metros acima do nível do mar).

5.3.5.2 *Geração solar*

As centrais de geração solar conectadas em MT são constituídas por módulos fotovoltaicos modelo KD245GH do fabricante Kyocera, com potência nominal de 245 W por módulo. A determinação da potência ativa de geração por módulo é determinada aplicando o método de Osterwald, apresentado na Equação (4.11), uma vez que se dispõem dos dados de radiação global e temperatura.

O valor máximo de potência ativa de cada gerador FV conectado ao sistema é de 100 kW em cada fase. A Figura 5.10 ilustra a curva de geração fotovoltaica adotada em todas as centrais de GDFV, a qual representa um dia de céu claro com boa incidência de radiação.

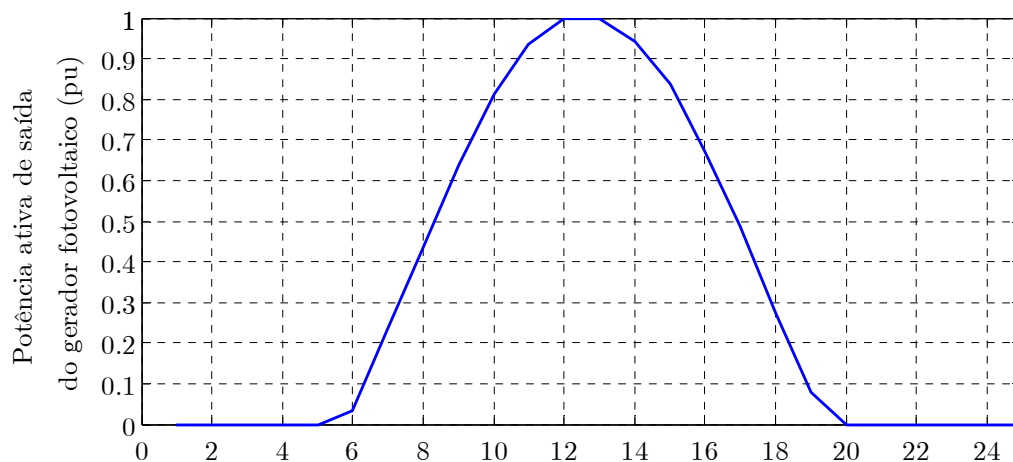
5.3.5.3 *Geração eólica*

Para a geração eólica considerou-se o modelo do aerogerador do fabricante Enercon, com potência nominal de 300 kW. Este modelo possui diâmetro do rotor de 33,4 metros com velocidade variável sendo a área varrida pelas hélices da turbina igual a 876 m² (ENERCON, 2012). A partir destas características construtivas, das variações de velocidade do vento e do respectivo coeficiente de potência atribuído para cada velocidade, é possível se obter a potência efetiva de saída do aerogerador com base na Equação (4.10). O comportamento da potência de saída do gerador eólico para um dia típico com boas condições de vento é representado na Figura 5.11.

5.3.6 *Caracterização do D-STATCOM*

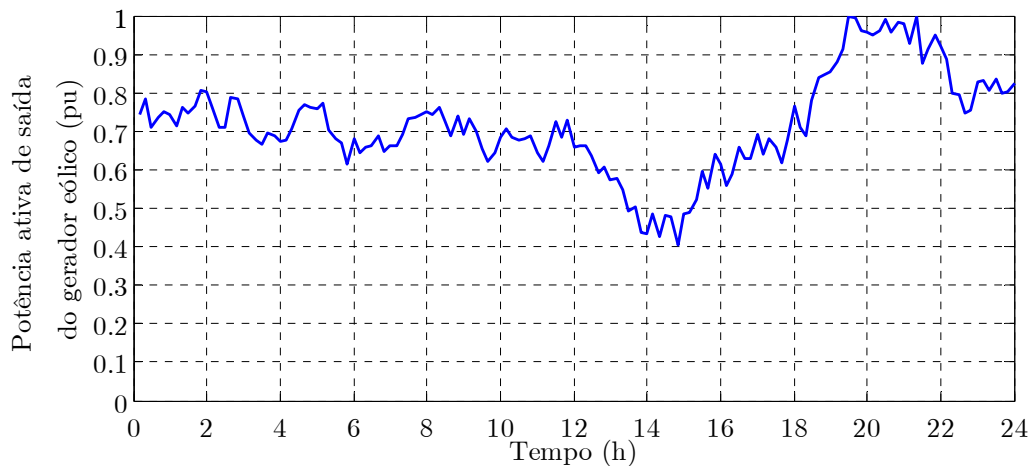
O D-STATCOM também atua como equipamento eletrônico de controle da tensão por meio do inversor, o qual possui a potência reativa definida pelos incrementos do

Figura 5.10 – Potência de saída normalizada do gerador fotovoltaico para um dia com boas condições de radiação e temperatura.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.11 – Comportamento da potência de saída normalizada do gerador eólico considerando boas condições de vento.



Fonte: Próprio autor.

algoritmo de VVC da mesma forma que a GDFV e a GDEOL. A Tabela 5.16 mostra as características dos D-STATCOMs, que podem atuar no sistema com a potência de até 1000 kVAr (indutivo ou capacitivo) com passo de ± 50 incrementos de 10 kVAr cada ou passo de ± 100 incrementos de 10 kVAr cada.

Tabela 5.16 – Caracterização do equipamento D-STATCOM.

| ID | kVAr | Média tensão (kV) | Passo |
|---------|-------|-------------------|-------|
| D1 | ±1000 | 24,9 | ±100 |
| D2 a D9 | ±500 | 24,9 | ±50 |

Fonte: Próprio autor.

5.4 Análise dos resultados do VVC coordenado

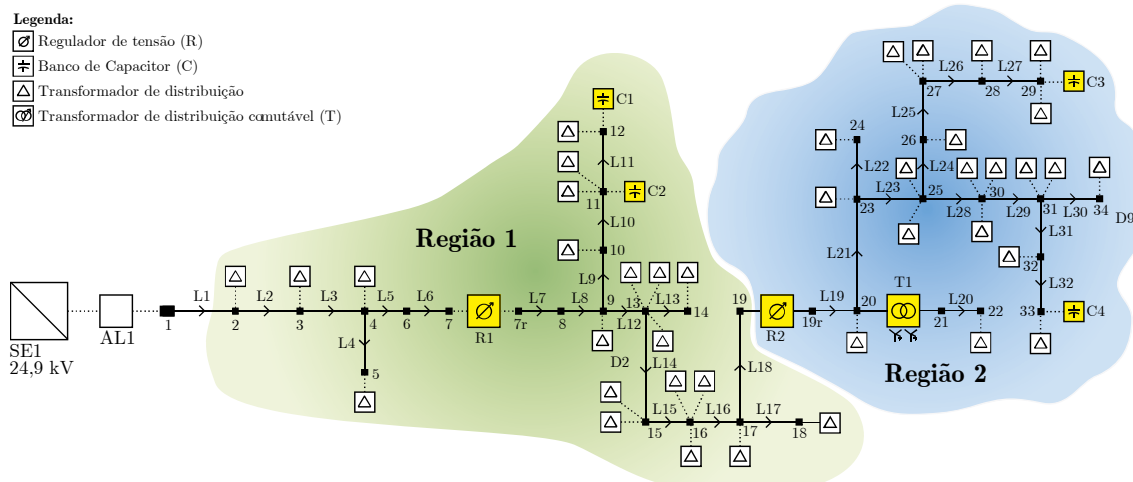
5.4.1 Teste 1 – Somente equipamentos convencionais

O objetivo deste teste é ilustrar o comportamento dos equipamentos convencionais no VVC, principalmente em relação as comutações dos dispositivos. Para isso foram consideradas duas situações de análise: (i) VVC somente com a função *Efetividade*, ou seja, sem o equilíbrio de uso entre os equipamentos e (ii) VVC considerando as funções *Efetividade* e *Comutatividade*. A Figura 5.12 mostra o diagrama unifilar para o Teste 1, considerando as duas regiões de operação.

5.4.1.1 Comportamento somente com a *Efetividade* (Teste 1.1)

A Figura 5.13 mostra o perfil de tensão para a fase A (fase predominante nos ramais monofásicos, bifásicos e trifásicos) no horário de maior demanda do sistema (19 horas) considerando a situação (i). Pode-se observar o comportamento das tensões antes e após a aplicação do VVC somente com a *Efetividade*, onde os nós 11, 12, 28 e 29 encontravam-se com os valores de tensão abaixo de 0,93 p.u., sendo que após o VVC

Figura 5.12 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema Teste 1.

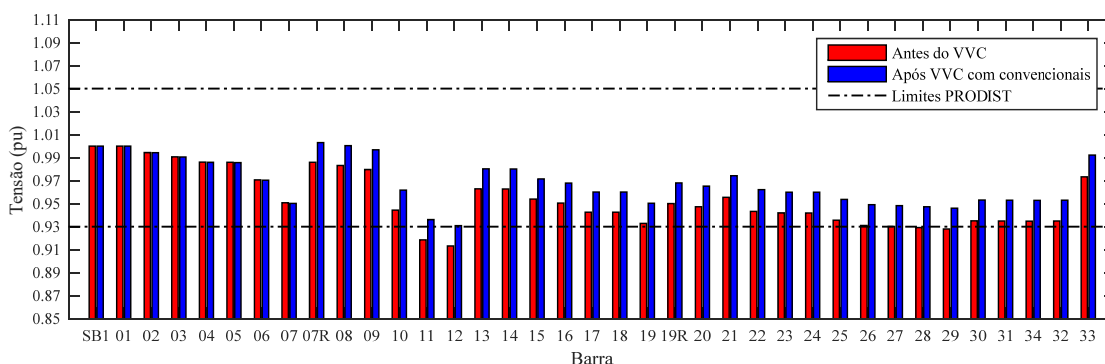


Fonte: Próprio autor.

com os equipamentos convencionais todas as violações de tensão foram corrigidas.

O Quadro 5.3 mostra a atuação do VVC ao longo de 24 horas, identificando o pior nó de violação e os valores de tensão antes e após as correções. Pode-se observar a atuação de T1 na ocorrência de uma violação na barra 22 (trecho de rede em BT). Esta atuação resultou no aumento de TAP de 1,0 p.u. para 1,05 p.u., devido à uma subten-

Figura 5.13 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (19 horas) antes e depois da aplicação do VVC somente com a *Efetividade* - Teste 1.1.



Fonte: Próprio autor.

Quadro 5.3 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais para o sistema de 34 barras (somente *Efetividade*) – Teste 1.1.

| Hora | Pior nó | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|-------|----------------------------|--------------|---------------|--|----|----|----|--------|--------|-------|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| 1-5 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,917 | 0,962 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | →1,05 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,933 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | →1,006 | 1,05 |
| | 12 | 0,929 | 0,935 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,006 | 1,006 | 1,05 |
| 8-16 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,927 | 0,932 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,006 | →1,013 | 1,05 |
| 17 | 29 | 0,921 | 0,926 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,006 | →1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,921 | 0,927 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,013 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,927 | 0,933 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,019 | 1,019 | 1,05 |
| 18 | 12 | 0,917 | 0,923 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,025 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,923 | 0,929 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,031 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,929 | 0,935 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,038 | 1,019 | 1,05 |
| 19 | 12 | 0,913 | 0,919 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,044 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,919 | 0,925 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,050 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,925 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,056 | 1,019 | 1,05 |
| 20-22 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 23 | 22 | 1,051 | 0,952 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,056 | 1,019 | →0,95 |
| 24 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |

Fonte: Próprio autor.

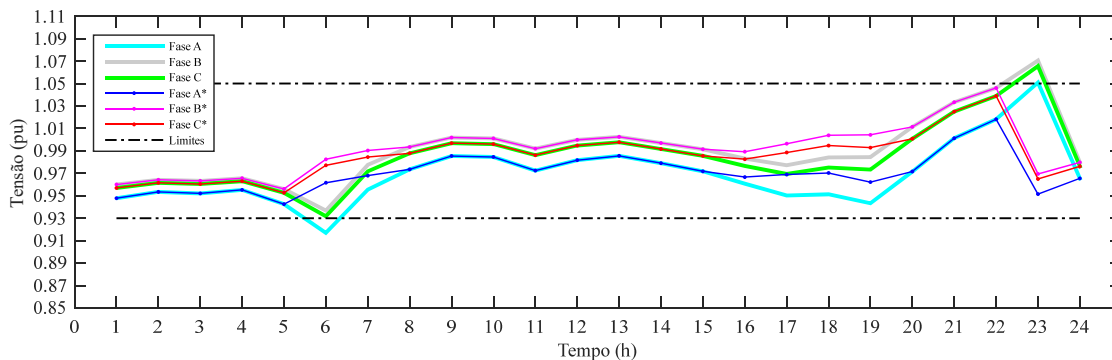
são às 6 horas, e no rebaixamento de TAP de 1,05 p.u. para 0,95 p.u., devido à uma sobretensão de 1,051 p.u. às 23 horas. O comportamento horário das tensões na barra 22 pode ser observado na Figura 5.14.

Nota-se também que devido a função de *Comutatividade* estar desativada, apenas T1, R1 e R2 atuaram no controle por apresentarem melhor *Efetividade* nas barras com violação.

O resultado do número total de comutações dos equipamentos convencionais ao longo de 24 horas é apresentado na Figura 5.15. Observam-se as três atuações do T1 às 6 e às 23 horas, nove chaveamentos do R1 (cor verde) às 7, 17, 18 e 19 horas e três chaveamentos do R2 (cor laranja) no horário das 7, 16 e 17 horas.

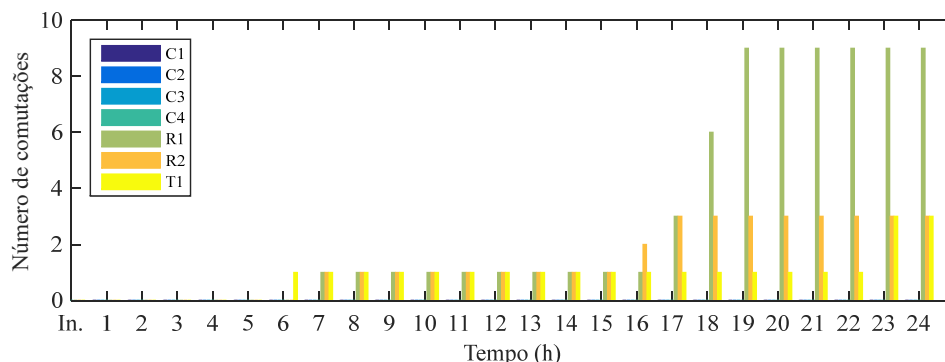
Como enfatizado anteriormente, a principal diferença entre o uso do VVC somente com a *Efetividade* é o aumento do número de chaveamentos dos equipamentos

Figura 5.14 – Comportamento das tensões na barra 22 durante 24 horas antes (fases ABC) e após (fases ABC*) a aplicação do VVC somente com a *Efetividade*.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.15 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais ao longo de 24 horas, somente com a função *Efetividade*.



Fonte: Próprio autor.

mais efetivos, o que pode resultar na redução da vida útil destes equipamentos.

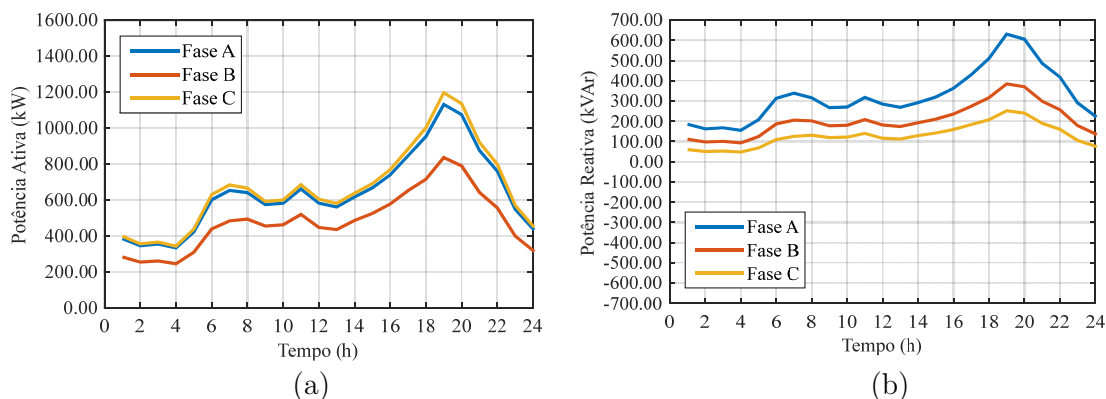
O comportamento das potências ativa e reativa da SE ao final das ações do VVC é apresentado na Figura 5.16. Nota-se especialmente que a potência reativa ao longo das 24 horas é predominantemente indutiva, pois não há atuação de equipamentos baseados na injeção de reativos para as correções das violações de tensão.

5.4.1.2 Comportamento com a Efetividade e a Comutatividade (Teste 1.2)

O comportamento das tensões para o horário de demanda máxima com a ativação da *Comutatividade* é apresentado na Figura 5.17 para a fase A em todas as barras do sistema.

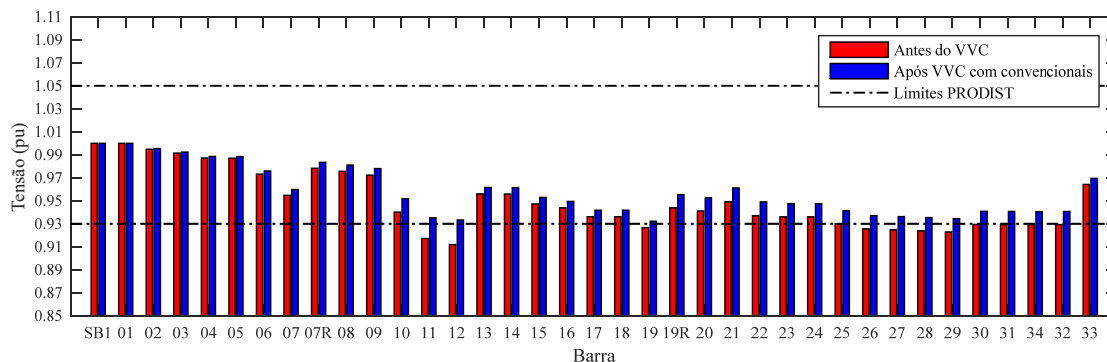
Observa-se uma pequena alteração nos níveis de tensão com a ativação da *Comutatividade*. Este impacto ocorre principalmente pela redução das comutações do R1 e

Figura 5.16 – Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após as ações do VVC somente com a função *Efetividade* – Teste 1.1.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.17 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (19 horas) antes e depois da aplicação do VVC (*Efetividade* e *Comutatividade*) – Teste 1.2.



Fonte: Próprio autor.

R2, uma vez que C1, C2 e C3 passam a ser utilizados no lugar do R1 e R2 para a correção das piores violações (barras 12 e 29). O Quadro 5.4 mostra os chaveamentos dos equipamentos em operação ao longo de 24 horas, os destaques na cor azul representam as alterações em relação ao Quadro 5.3.

O uso do VVC com as funções *Efetividade* e *Comutatividade* resulta em uma melhor distribuição de chaveamentos entre os equipamentos de VVC em cada região. Pode-se observar uma redução significativa das comutações de R1 na região 1, como mostra a Figura 5.18.

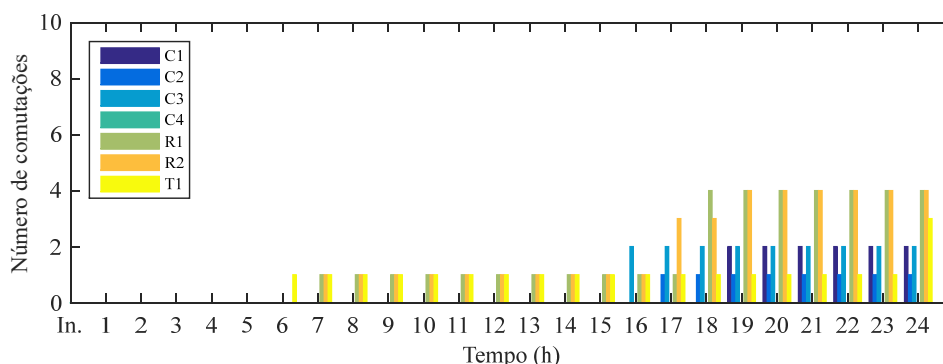
A Figura 5.19 mostra o perfil de tensão horário para as três fases nas barras com as piores violações (barras 12 e 29). A barra 12 apresenta um ramal de derivação monofásico e possui 63,6 km (entre as barra 9 a 12). A carga acumulada neste trecho corresponde a aproximadamente 540 kVA com perfil tipicamente residencial. A barra 29 é o ponto mais distante da SE e possui predomínio de cargas trifásicas com perfil predominantemente industrial.

Quadro 5.4 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais para o sistema de 34 barras (*Efetividade* e *Comutatividade*) – Teste 1.2.

| Hora | Pior nó | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|--------------|----------------------------|--------------|---------------|--|------|------|----|--------|--------|-------|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 1-5 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,917 | 0,962 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | →1,05 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,933 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | →1,006 | 1,05 |
| | 12 | 0,929 | 0,935 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,006 | 1,006 | 1,05 |
| 8-16 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,927 | 0,931 | 0 | 0 | →200 | 0 | 1,006 | 1,006 | 1,05 |
| 17 | 29 | 0,919 | 0,925 | 0 | 0 | 200 | 0 | 1,006 | →1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,923 | 0,932 | 0 | →100 | 200 | 0 | 1,006 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,919 | 0,934 | 0 | 100 | 200 | 0 | 1,006 | →1,019 | 1,05 |
| 18 | 12 | 0,916 | 0,922 | 0 | 100 | 200 | 0 | →1,013 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,922 | 0,928 | 0 | 100 | 200 | 0 | →1,019 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,928 | 0,934 | 0 | 100 | 200 | 0 | →1,025 | 1,019 | 1,05 |
| 19 | 12 | 0,912 | 0,923 | →100 | 100 | 200 | 0 | →1,025 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,923 | 0,933 | →200 | 100 | 200 | 0 | →1,025 | 1,019 | 1,05 |
| | 29 | 0,923 | 0,934 | 200 | 100 | 200 | 0 | 1,025 | →1,025 | 1,05 |
| 20-23 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 24 | 22 | 1,054 | 0,954 | 200 | 100 | 200 | 0 | 1,025 | 1,025 | →0,95 |

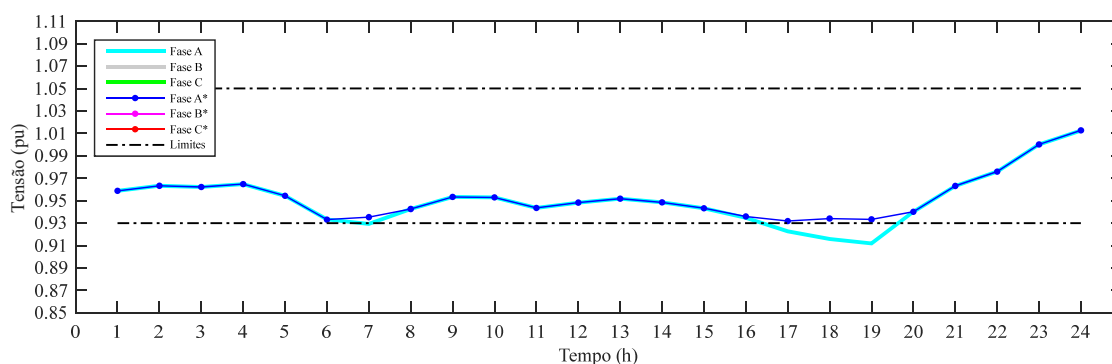
Fonte: Próprio autor.

Figura 5.18 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais ao longo de 24 horas, com as funções *Efetividade* e *Comutatividade*.

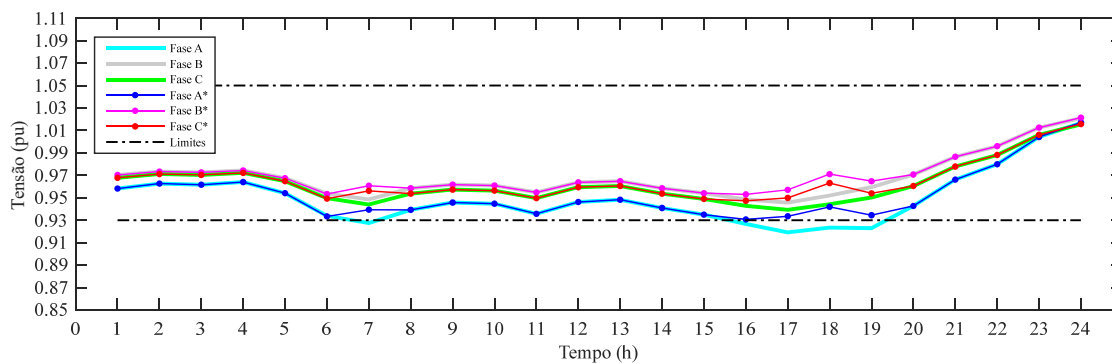


Fonte: Próprio autor.

Figura 5.19 – Perfil de tensão durante 24 horas antes (fases ABC) e depois (fases ABC*) da atuação do VVC (a) Barra 12 e (b) Barra 29.



(a)



(b)

Fonte: Próprio autor.

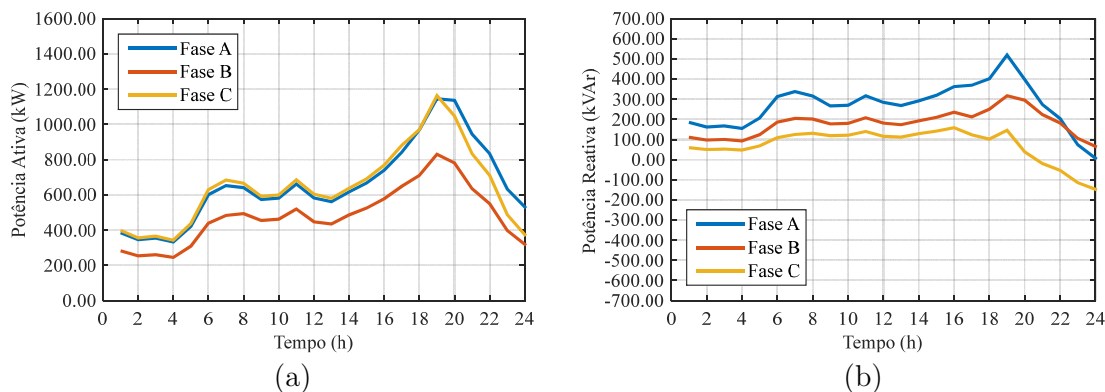
Observa-se que as correções proporcionadas pelo VVC com a atuação dos equipamentos da região 1 (R1, C1 e C2) e da região 2 (R2 e C3) foram satisfatórias, adequando os níveis de tensão. Também pode-se observar que ao utilizar mais equipamentos que injetam reativos na rede para solucionar as correções das violações de tensão, o

comportamento da curva de carga da SE é alterado. Isso ocorre em função dos novos valores de tensão aplicados aos diferentes modelos de cargas.

A Figura 5.20(a) ilustra o comportamento praticamente inalterado da potência ativa após as comutações do C1 e C2 ao invés do R1. Já o comportamento da potência reativa da subestação é ilustrado na Figura 5.20(b), o qual passa a ser capacitivo após às 21 horas devido à injeção de reativos dos equipamentos C1, C2 e C3.

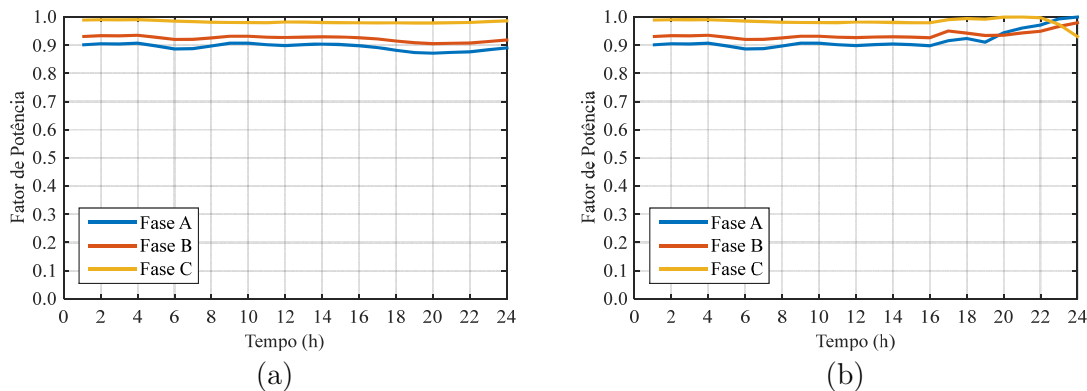
Uma comparação entre os valores do fator de potência, em razão das potências ativas e reativas dos Teste 1.1 e Teste 1.2 é mostrada na Figura 5.21(a) somente com a *Efetividade* e Figura 5.21(b) com *Efetividade* e *Comutatividade*. Nota-se que o FP no Teste 1.2 apresenta uma elevação após às 16 horas quando comparado ao Teste 1.1, o que ocorre em função da diminuição da potência reativa na SE, conforme pode ser observado comparando-se os perfis de potência reativa da Figura 5.16(b) e da Figura

Figura 5.20 – Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após as ações do VVC com as funções *Efetividade* e *Comutatividade* – Teste 1.2.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.21 – Fator de potência na SE após as ações do VVC (a) somente *Efetividade* (Teste 1.1) e (b) *Efetividade* e *Comutatividade* (Teste 1.2).



Fonte: Próprio autor.

5.20(b). Esta diminuição ocorre após o acionamento dos bancos dos capacitores para compensação das violações de tensão nas barras 12 e 29.

5.4.2 Teste 2 – Equipamentos convencionais e eletrônicos com GD fotovoltaica

Para as análises do Teste 2, todas as características de linhas, cargas e equipamentos convencionais seguem os mesmos valores e padrões de ajuste apresentados no Teste 1. Adicionalmente são conectados à rede de MT oito geradores FV (GDFV) baseados em eletrônica de potência. A disposição dos equipamentos em suas respectivas regiões de atuação é ilustrada na Figura 5.22.

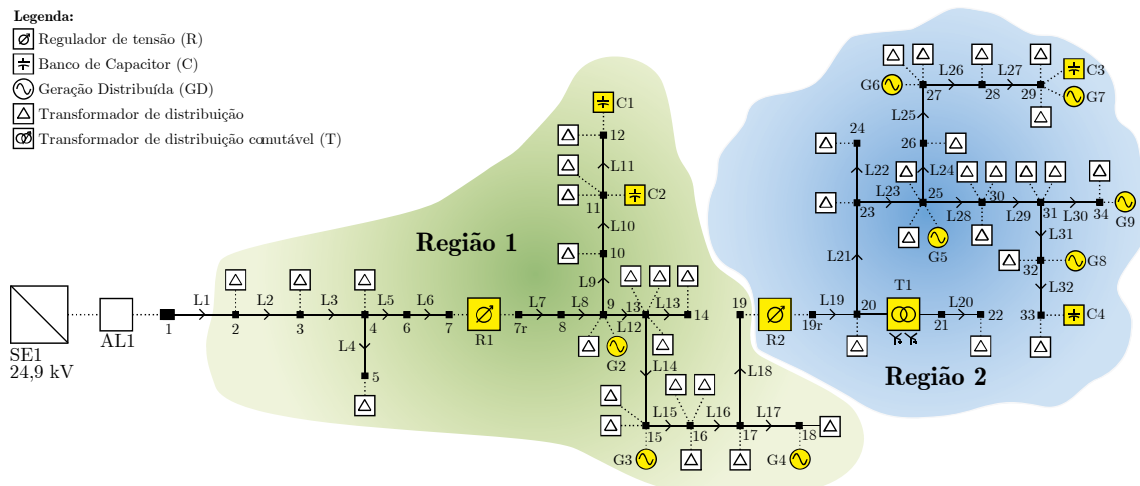
O objetivo do Teste 2 é demonstrar as diferenças na estratégia de VVC quando considera-se modos distintos de operação dos geradores FVs. Para isso, foram considerados dois modos de trabalho:

- o Teste 2.1: GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema;
- o Teste 2.2: GDFVs injetando potência ativa (P) e absorvendo/injetando potência reativa (Q) no sistema.

Afim de comparação, nos resultados do Teste 2.1 considerou-se a atuação do VVC apenas com a *Efetividade* e para o Teste 2.2 a atuação do VVC com a *Efetividade* e a *Comutatividade*.

Na Região 1 encontram-se os equipamentos R1, C1, C2, G2, G3 e G4 e na Região 2 os equipamentos R2, T1, C3, C4, G6, G7, G8 e G9. Ressalta-se que os inversores de frequência das GDs (G2 a G9) são fundamentados em eletrônica de potência e possuem elevada capacidade de operação, onde o número de comutações não prejudica a

Figura 5.22 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 2.



Fonte: Próprio autor.

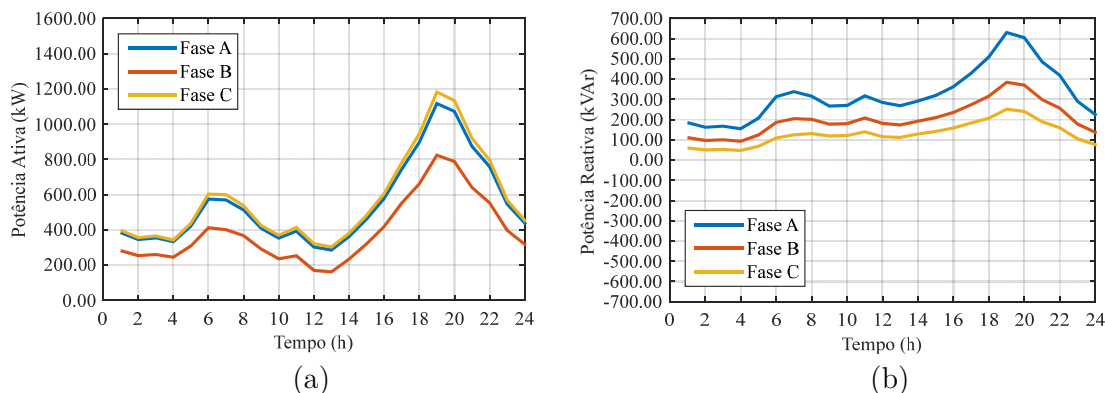
integridade física dos seus componentes. Afim de melhor representar esta característica junto ao VVC, tais equipamentos são os primeiros a serem verificados em condições de subtensão e sobretensão, e não participam da *Comutatividade*.

5.4.2.1 Comportamento do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa no sistema (Teste 2.1)

A fim de verificar o impacto da injeção de potência ativa dos GDFVs no consumo de energia da SE, são mostradas na Figura 5.23 as curvas de potências ativa Figura 5.23(a) e reativa Figura 5.23(b) na SE ao longo de 24 horas e seu respectivo FP na Figura 5.24. A capacidade máxima do sistema GDFV é de 800 kW.

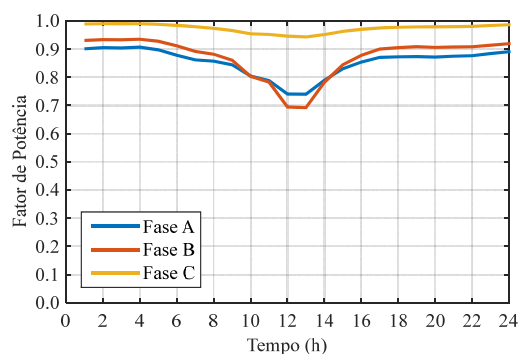
Nota-se que a injeção de potência ativa pela GDFV das 7 às 18 horas ocasiona a redução da potência ativa fornecida pela SE. Neste teste, a estratégia VVC não atua no

Figura 5.23 – Curvas de potência (a) ativa e (b) reativa na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema (*Efetividade*) – Teste 2.1.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.24 – Fator de potência na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema (*Efetividade*) – Teste 2.1.



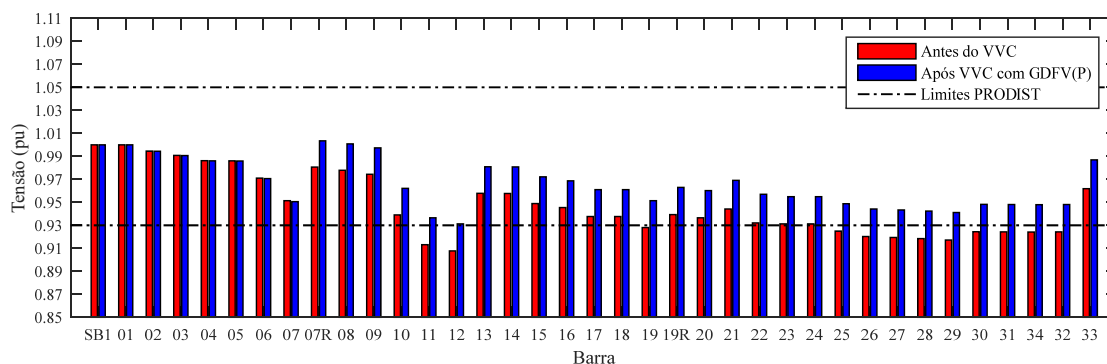
Fonte: Próprio autor.

ajuste da potência reativa da GDFV, por isso a potência reativa não é alterada quando comparada à potência reativa da SE no Teste 1. Esta característica traz como consequência a alteração dos valores de FP, conforme pode ser visto na Figura 5.24. O FP diminui no intervalo de tempo entre às 7 horas e às 18 horas em função da diminuição da potência ativa fornecida pela SE, o que ocorre devido à injeção de potência ativa pela GDFV em diferentes pontos da rede elétrica.

A Figura 5.25 mostra o comportamento das tensões em cada barra no horário de maior carregamento do alimentador (19 horas). Nota-se a melhoria dos níveis de tensão após o VVC, resultando na correção de todas as barras com violações de tensão.

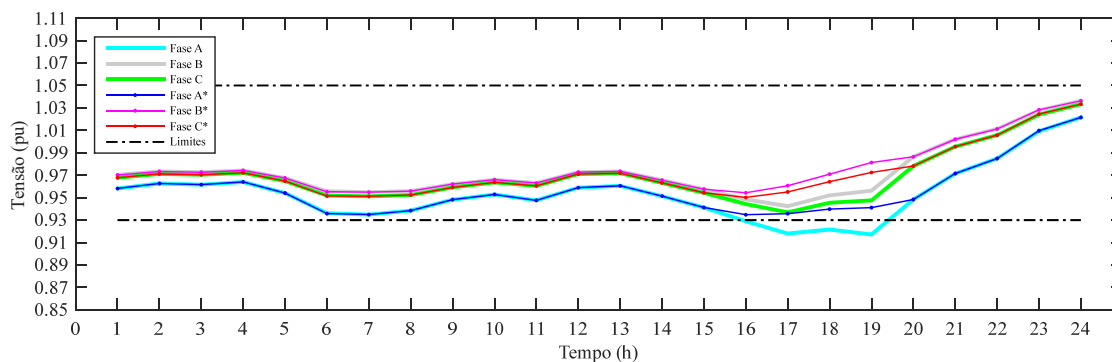
Na Figura 5.26 é apresentado o comportamento horário da tensão na barra 29, a qual apresenta uma das piores violações e também possui a conexão de 100 kW de GDFV. Observa-se que não ocorreu violação de tensão no horário das 7 horas, quando

Figura 5.25 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (19 horas) antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) no sistema (*Efetividade*) - Teste 2.1.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.26 – Comportamento das tensões na barra 29 antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando somente potência ativa (P) (*Efetividade*) - Teste 2.1.



Fonte: Próprio autor.

comparado ao resultado do Teste 1.1. Entretanto, no horário das 16 às 18 horas, ocorreram violações de tensão mesmo quando a GDFV injeta potência ativa no sistema. Neste teste isso ocorreu devido ao R1 não atuar às 7 horas, ao contrário do Teste 1.1 onde o R1 atuou devido a uma violação na barra 12.

Verifica-se o desempenho adequado da estratégia VVC em relação as correções dos níveis de tensão com a injeção de potência ativa dos geradores FVs. O Quadro 5.5 mostra as atuações dos equipamentos convencionais durante 24 horas, onde comprova-se o predomínio de chaveamentos dos equipamentos mais efetivos (R1, R2 e T1).

O número total de comutações nos equipamentos ao longo das 24 horas é demonstrado na

Figura 5.27. Mesmo após a injeção de potência ativa da GDFV não houve redução no número de chaveamentos nas atuações do T1 e R1, por outro lado o R2 apresentou redução de três para duas comutações, o que justifica-se devido à geração de energia FV à partir das 7 horas, horário que ocorriam violações de tensão na barra 29 (Teste 1.1).

Por fim, para fins de comparação é apresentado no Quadro 5.6 o comportamento

Quadro 5.5 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais quando a GDFV injeta somente potência ativa no sistema (*Efetividade*) – Teste 2.1.

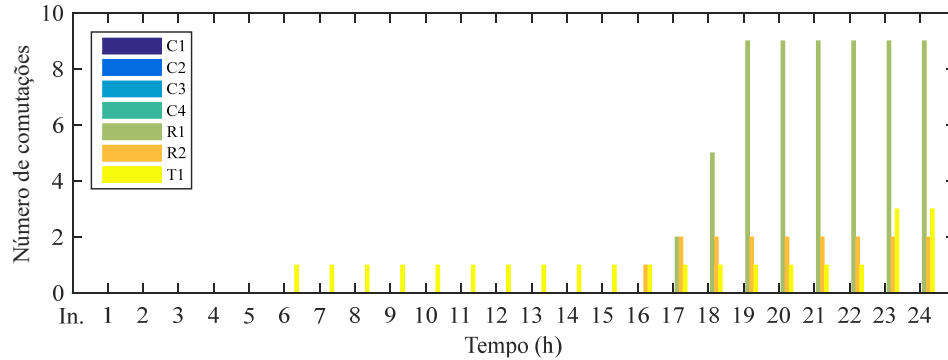
| Hora | Pior nó | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|--------------|----------------------------|--------------|---------------|--|----|----|----|-------|--------|------|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 1-5 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,919 | 0,964 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,05 |
| 7-15 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,929 | 0,924 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0006 | 1,05 |
| 17 | 29 | 0,918 | 0,924 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,919 | 0,925 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,006 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,925 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,013 | 1,013 | 1,05 |
| 18 | 12 | 0,913 | 0,919 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,019 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,919 | 0,925 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,025 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,925 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,031 | 1,013 | 1,05 |
| 19 | 12 | 0,908 | 0,914 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,038 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,914 | 0,920 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,044 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,920 | 0,925 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,050 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,925 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,056 | 1,013 | 1,05 |
| 20-22 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 23 | 21 | 1,05 | 0,952 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,056 | 1,013 | 0,95 |
| 24 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |

Fonte: Próprio autor.

das comutações dos equipamentos convencionais com as funções *Efetividade* e *Comutatividade*. Os destaques na cor azul representam as principais alterações em relação aos equipamentos do Quadro 5.5.

Na Figura 5.28 pode-se comparar o número total de comutações com a *Efetivi-*

Figura 5.27 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com GDFVs injetando somente potência ativa no sistema (*Efetividade*) – Teste 2.1.



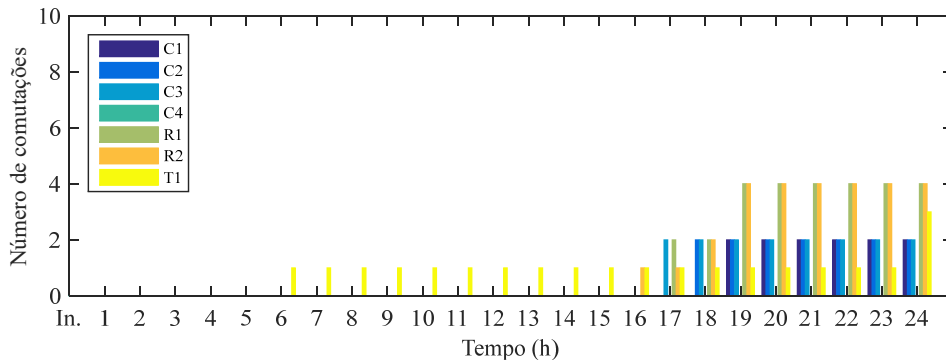
Fonte: Próprio autor.

Quadro 5.6 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais quando as GDFVs injetam somente potência ativa no sistema (*Efetividade* e *Comutatividade*) – Teste 2.1.

| Hora | Pior nó | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|-------|---------|----------------------------|---------------|--|-----|-----|----|-------|--------|------|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| 1-5 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,919 | 0,964 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,05 |
| 7-15 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,929 | 0,935 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0006 | 1,05 |
| 17 | 29 | 0,918 | 0,922 | 0 | 0 | 200 | 0 | 1,0 | 1,0006 | 1,05 |
| | 12 | 0,919 | 0,926 | 0 | 0 | 200 | 0 | 1,013 | 1,0006 | 1,05 |
| 18 | 12 | 0,926 | 0,932 | 0 | 0 | 200 | 0 | 1,013 | 1,0006 | 1,05 |
| | 12 | 0,915 | 0,924 | 0 | 100 | 200 | 0 | 1,013 | 1,0006 | 1,05 |
| 19 | 29 | 0,919 | 0,929 | 0 | 100 | 200 | 0 | 1,013 | 1,013 | 1,05 |
| | 12 | 0,925 | 0,933 | 0 | 200 | 200 | 0 | 1,013 | 1,013 | 1,05 |
| 20-22 | 29 | 0,909 | 0,914 | 0 | 200 | 200 | 0 | 1,013 | 1,019 | 1,05 |
| | 12 | 0,909 | 0,920 | 100 | 200 | 200 | 0 | 1,013 | 1,019 | 1,05 |
| | 29 | 0,914 | 0,923 | 100 | 200 | 200 | 0 | 1,013 | 1,025 | 1,05 |
| | 12 | 0,920 | 0,930 | 200 | 200 | 200 | 0 | 1,013 | 1,025 | 1,05 |
| | 19 | 0,919 | 0,930 | 200 | 200 | 200 | 0 | 1,019 | 1,025 | 1,05 |
| | 19 | 0,930 | 0,936 | 200 | 200 | 200 | 0 | 1,025 | 1,025 | 1,05 |
| 20-22 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 23 | 21 | 1,057 | 0,957 | 200 | 200 | 200 | 0 | 1,025 | 1,025 | 0,95 |
| 24 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |

Fonte: Próprio autor.

Figura 5.28 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com GDFVs injetando somente potência ativa no sistema (*Efetividade e Comutatividade*) – Teste 2.1.



Fonte: Próprio autor.

dade e Comutatividade em relação aos resultados da Figura 5.27. Observa-se que o uso da *Comutatividade* resultou na redução dos chaveamentos do R1, onde os equipamentos C1 e C2 passaram a atuar no lugar do R1, solucionando as violações e também reduzindo os níveis de tensão do sistema. Em consequência da redução de tensão nas primeiras horas de atuação de C1 e C2, ocorreu um aumento de duas comutações no R2.

5.4.2.2 Comportamento do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa no sistema (Teste 2.2)

Neste caso foi considerado que a estratégia VVC pode injetar potência ativa e reativa das GDFVs do sistema. A potência reativa injetada pela GDFV depende diretamente da curva de potência ativa disponível, limitando a capacidade de correção da GDFV. Assim, duas situações são apresentadas nesta seção para mostrar esta característica, sendo: (i) curva de carga na SE predominantemente residencial; e (ii) curva de carga na SE predominantemente comercial/industrial.

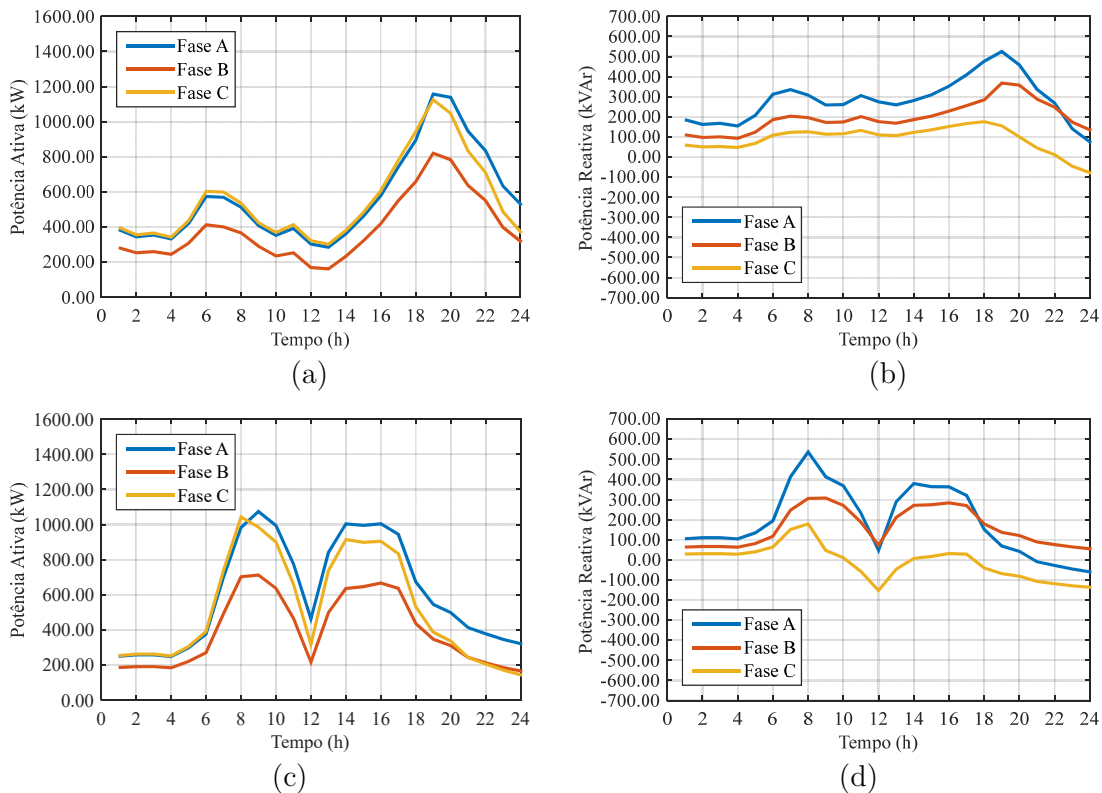
As curvas de potência ativa Figura 5.29(a) e potência reativa Figura 5.29(b) na SE mostram pequenas alterações em relação ao Teste 2.1 (Figura 5.25). Afim de ilustrar uma condição onde a GDFV participe no VVC nos horários de maior carregamento do alimentador e que também coincida com o seu horário de maior geração de potência ativa, foram substituídas as curvas de carga residenciais por curvas comerciais/industriais em mesma magnitude, mas com a carga máxima deslocada para o horário das 8 às 10 horas, conforme ilustrado na Figura 5.29(c) e Figura 5.29(d).

No primeiro caso, como a curva de carga da SE é predominantemente residencial, as piores violações de tensão ocorrem no horário de baixa geração FV. Como conse-

quência a potência reativa máxima da GDFV fica limitada, conforme pode ser observado das 17 às 19 horas na Figura 5.30(a).

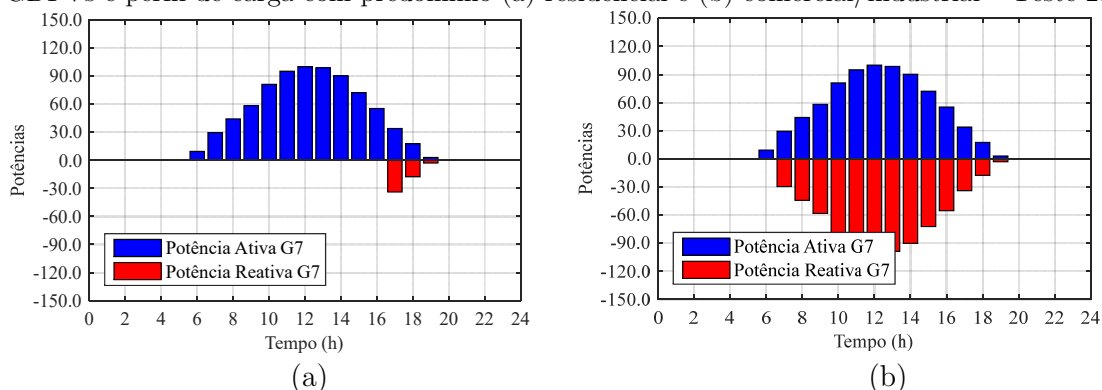
Para a segunda condição de carga, são apresentadas na Figura 5.30(b) as potências ativa e reativa da GDFV no período de 24 horas. Observa-se que a GDFV atua

Figura 5.29 – Curvas de potência (a) ativa residencial e (b) reativa residencial (c) ativa comercial/industrial (d) reativa comercial/industrial na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa no sistema – Teste 2.2.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.30 – Curvas de potência ativa e reativa no G7 da barra 29 após as ações do VVC com GDFVs e perfil de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2.



Fonte: Próprio autor.

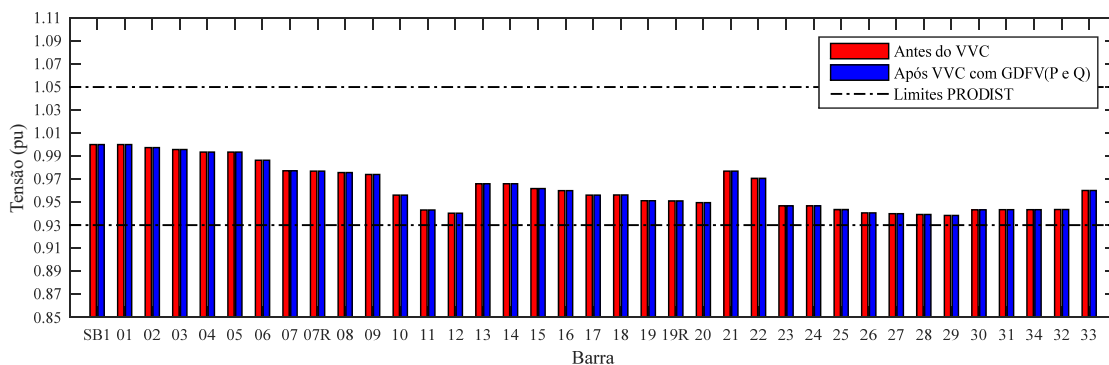
durante o seu período de potência ativa em função da ocorrência de violações de tensão no período da manhã e da tarde.

Um comparativo em relação aos níveis de tensão nas barras é mostrado para as duas situações de perfis de carga: residencial (Figura 5.31(a)) e comercial/industrial (Figura 5.31(b)), ambos para às 8 horas. Como pode ser observado na Figura 5.31(a), não ocorreram atuações do VVC, pois não houveram violações de tensão neste horário. Para o comportamento da curva de carga com predomínio comercial/industrial, ocorreram as piores violações nas barras 12 e 29.

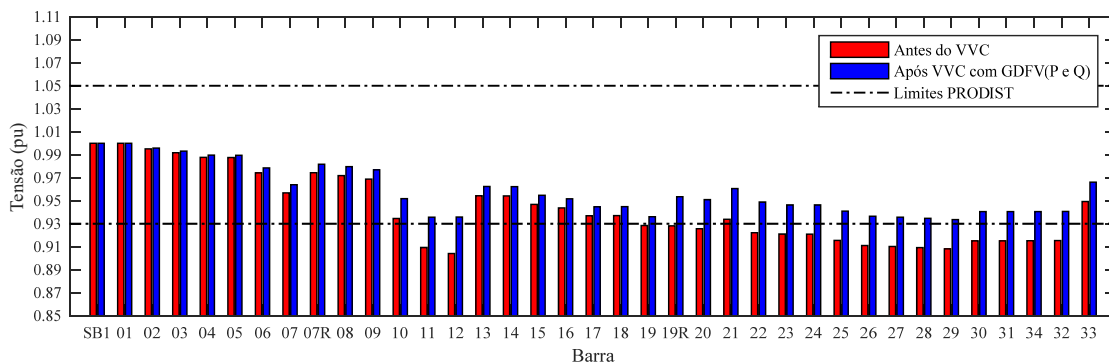
A influência da alteração das curvas de carga também é demonstrada para os níveis de tensão horários das barras 12 e 29, nas situações de perfis de carga residencial conforme a Figura 5.32(a) e Figura 5.33(a), e perfil comercial/industrial mostrados na Figura 5.32(b) e Figura 5.33(b).

Nota-se que as alterações nos níveis de tensão da barra 12 acompanham a curva de carga da SE, onde houveram violações de tensão nos horários entre 16 e 20 horas na

Figura 5.31 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima (8 horas) antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2.



(a)



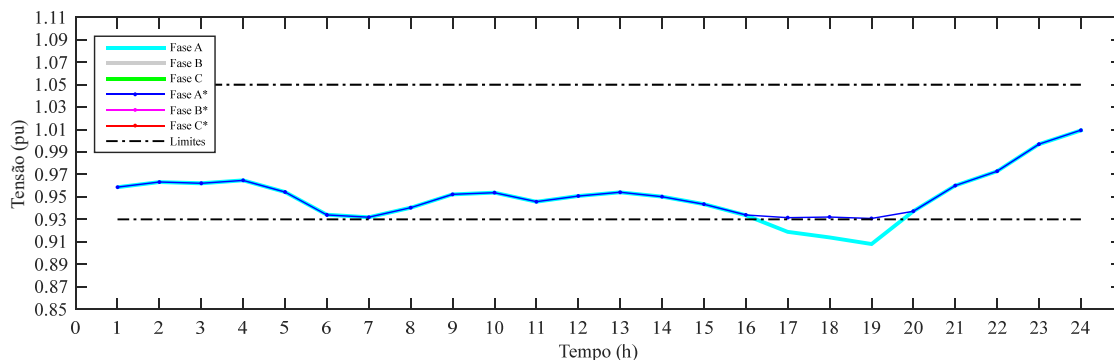
(b)

Fonte: Próprio autor.

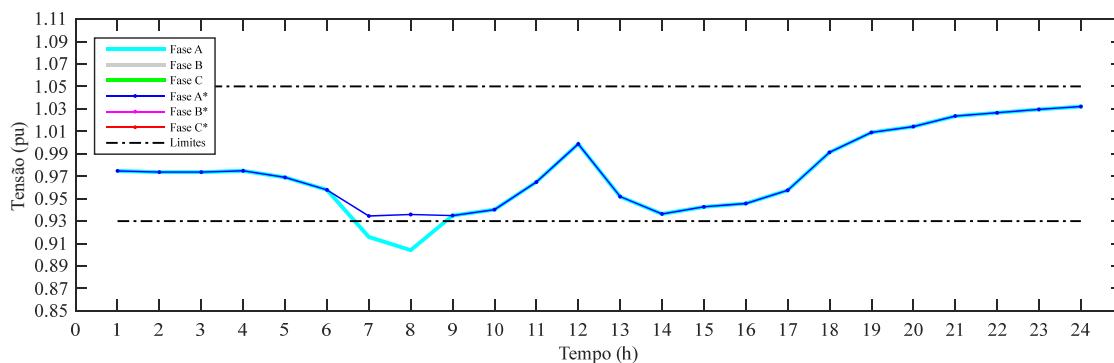
situação de carga residencial e entre 6 e 9 horas para o predomínio de carga comercial/industrial. No resultado da Figura 5.32(a) não ocorreram violações na barra 12 no horário da manhã, ao contrário do resultado do Teste 1.1, o que ocorre em função da injeção de potência ativa da GDFV, que reduz o carregamento das barras iniciais da SE e, conseqüentemente, a queda de tensão até a barra 12. Já no resultado da Figura 5.32(b), mesmo com a injeção de potência ativa da GDFV, ocorreram violações na barra 12 no horário da manhã em função do aumento da carga neste período.

A estratégia VVC também foi eficiente nas correções de violação da barra 29. Entretanto, a limitação da potência reativa da GDFV fez com que a mesma não contribuísse significativamente no horário entre 16 e 19 horas, como pode ser observado na Figura 5.33(a). Também é possível comparar este resultado em relação ao Teste 2.1, onde observa-se uma diminuição dos níveis de tensão a partir das 19 horas, devido à redução de atuações de R1.

Figura 5.32 – Comportamento das tensões na barra 12 antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2.



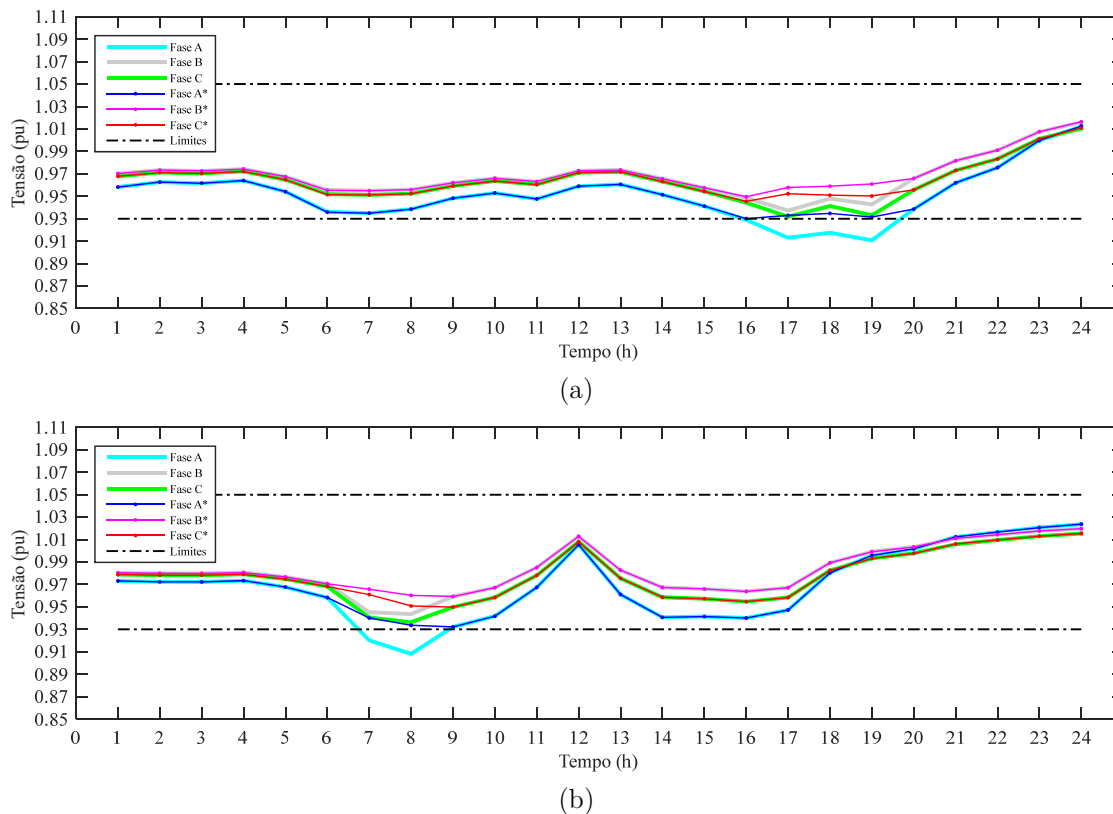
(a)



(b)

Fonte: Próprio autor.

Figura 5.33 – Comportamento das tensões na barra 29 antes e depois da aplicação do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2.

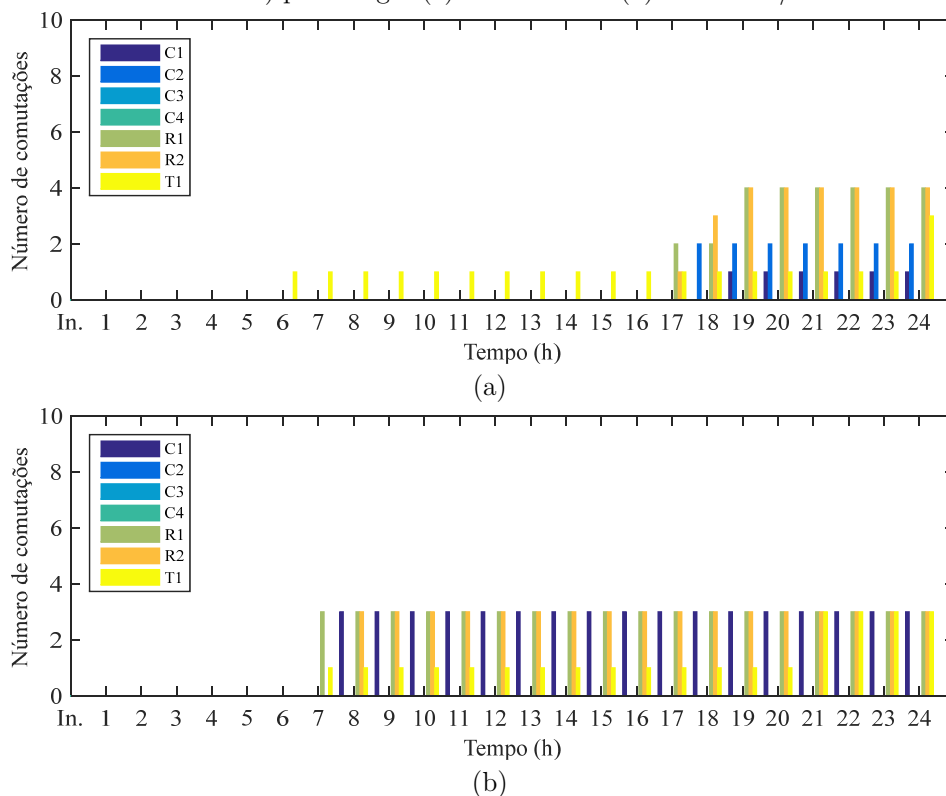


Fonte: Próprio autor.

A Figura 5.34(a) e Figura 5.34(b) mostram que o uso do VVC com as estratégias de *Efetividade* e *Comutatividade* tornam-se mais atrativos a medida que a GDFV participa das ações de controle injetando potência reativa, uma vez que ocorre a redução do número de chaveamentos em relação ao C1 e a ausência de comutações do C3, quando comparado a Figura 5.29. A melhoria na distribuição dos chaveamentos também evidenciada na Figura 5.34(b), permite um aumento de vida útil dos equipamentos do sistema e pode proporcionar a redução de custos em manutenção ao longo prazo.

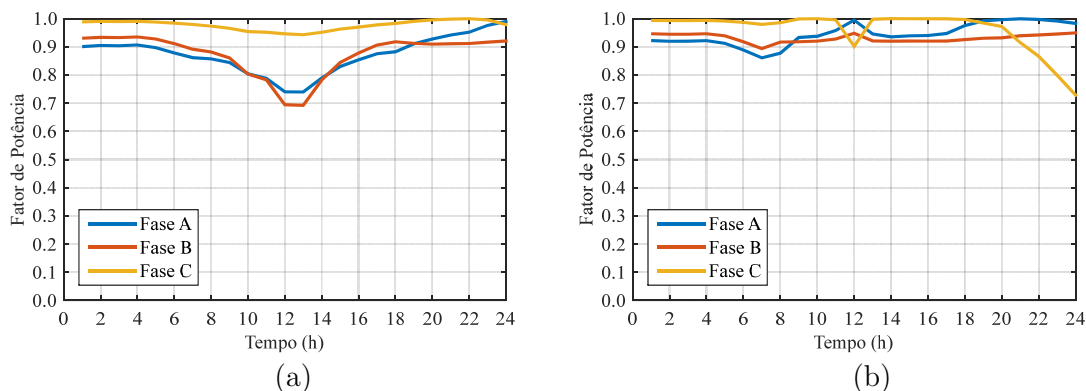
É possível comparar o resultado do FP com a injeção de reativos da GDFV mostrado na Figura 5.35(a) em relação a injeção somente de potência ativa pela GDFV da Figura 5.24. Nota-se um aumento do FP entre às 18 e 24 horas para a fase A, correspondente a barra 12. Isso justifica-se pelas alterações nos chaveamentos dos equipamentos com a *Comutatividade* e a injeção de potência reativa da GDFV (Teste 2.2), que resultaram no acionamento do C1 e C2 ao invés do R1. Já para a condição da Figura 5.35(b), o FP manteve-se constante por um maior período, em função da participação

Figura 5.34 – Comportamento das comutações com GDFVs injetando potência ativa e reativa (*Efetividade* e *Comutatividade*) para cargas (a) residenciais e (b) comerciais/industriais – Teste 2.2.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.35 – FP na SE após as ações do VVC com GDFVs injetando potência ativa e reativa para as condições de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 2.2.



Fonte: Próprio autor.

da potência reativa da GDFV. Também é possível observar uma redução de seu valor na fase C, das 18 às 24 horas, dada as modificações nas condições de potência ativa Figura 5.29(c) e reativa Figura 5.29(d) da carga da SE neste horário.

5.4.3 Teste 3 – Equipamentos convencionais e eletrônicos com GD Eólica

Para as análises do Teste 3 também foram mantidas as características de linhas, cargas e equipamentos convencionais dos testes anteriores, porém foram substituídos os sistemas FVs por geradores eólicos (GDEOL), os quais também são controlados por inversores de frequência inteligentes. A disposição dos equipamentos em suas respectivas regiões de atuação é ilustrada na Figura 5.36. Os equipamentos da Região 1 correspondem ao R1, C1, C2 e G1 e para a Região 2 são o R2, T1, C3, C4 e G2.

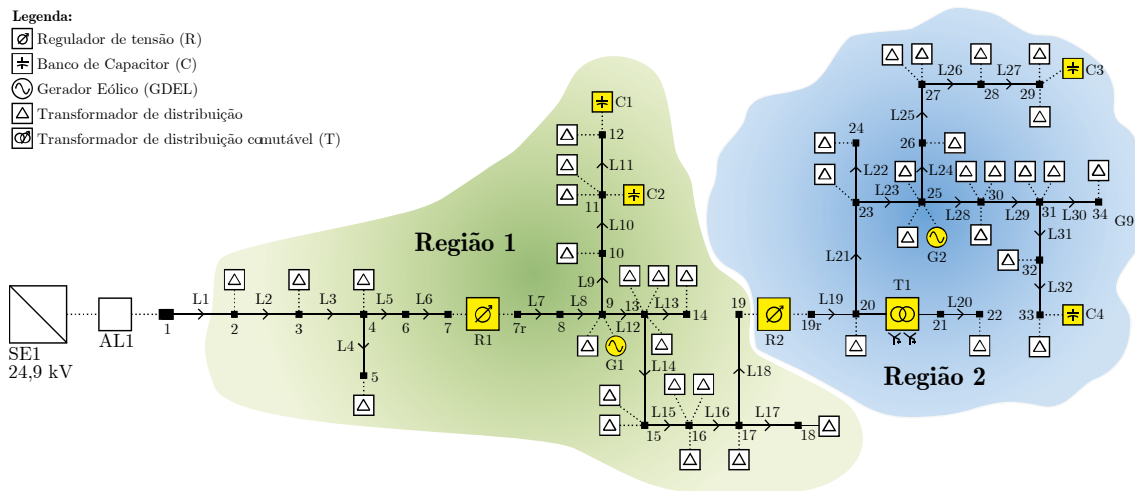
Da mesma forma que o Teste 2, pretende-se demonstrar as diferenças na estratégia de VVC quando os geradores EOLs operam em modos distintos. Para isso, é novamente aplicada a análise em dois modos de trabalho:

- Teste 3.1: GDEOLs injetando somente potência ativa (P) no sistema;
- Teste 3.2: GDEOLs injetando potência ativa (P) e absorvendo/injetando potência reativa (Q) no sistema.

Afim de simplificar as comparações, durante esta seção foi considerada a atuação do VVC com as estratégias conjuntas de *Efetividade* e *Comutatividade*.

A capacidade máxima do sistema de geração eólico é de 600 kVA, o que representa de acordo com o horário de demanda e geração, uma penetração de 20% à 100% do valor total da carga do alimentador.

Figura 5.36 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 3.

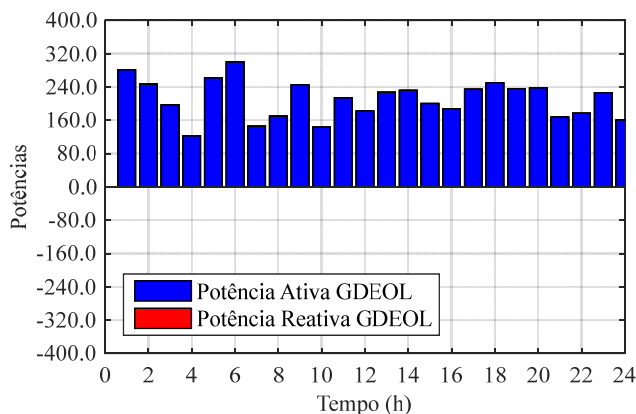


Fonte: Próprio autor.

5.4.3.1 Comportamento do VVC com GDEOLs injetando somente potência ativa no sistema (Teste 3.1)

A curva de potência ativa de cada unidade de GDEOL considerada neste teste é apresentada na Figura 5.37, para um período de 24 horas.

Figura 5.37 – Comportamento da potência ativa da GDEOL para 24 horas.

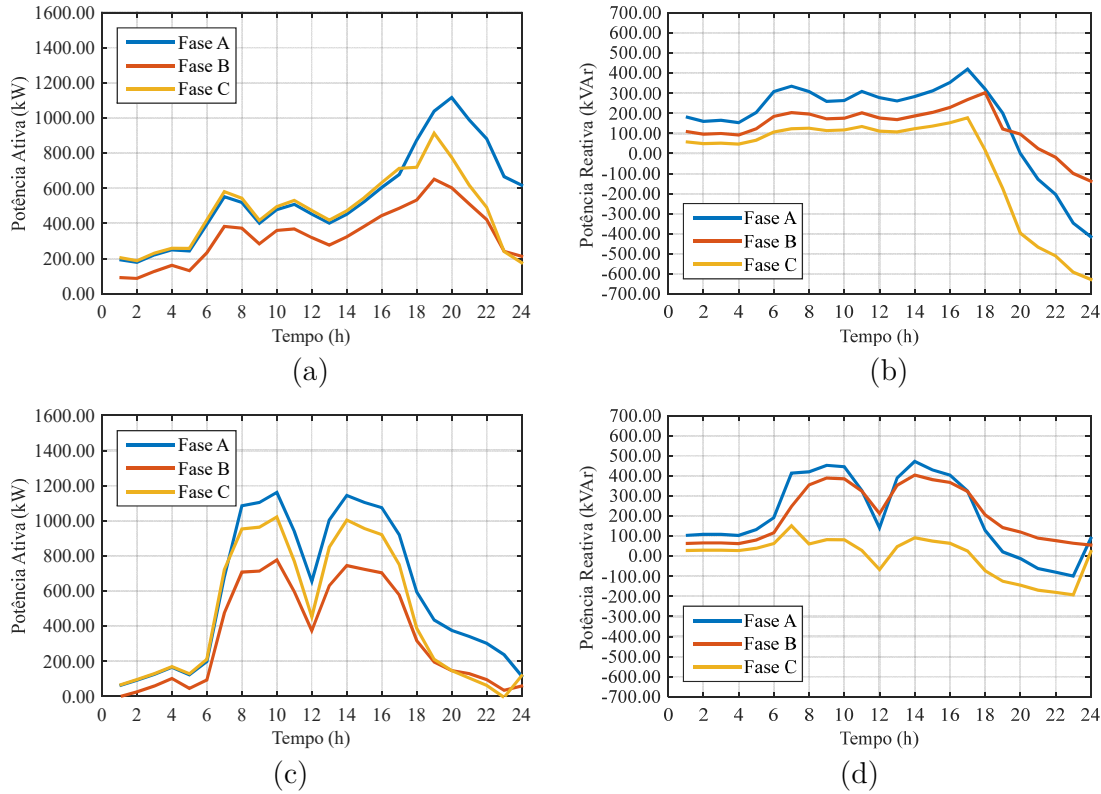


Fonte: Próprio autor.

O comportamento das potências ativa e reativa da SE para a situação das GDEOLs injetando somente potência ativa é demonstrado na Figura 5.38, para as condições de carga com predomínio residencial na Figura 5.38(a) e na Figura 5.38(b), e comercial/industrial na Figura 5.38(c) e na Figura 5.38(d).

Apesar da GDEOL estar concentrada apenas nas barras 9 e 25, é perceptível sua participação no comportamento das curvas de potências da SE para os dois modelos de cargas, o que reforça a necessidade de atuação de um VVC eficiente. A penetração da GDEOL resultou em um desequilíbrio entre as fases para o sistema predominante residencial, conforme pode ser observado a partir das 17 horas na Figura 5.38(a) e Figura 5.38(b), quando comparado aos resultados do Teste 1.2 (sistema sem GD) da Figura 5.20(a) e Figura 5.20(b). Nota-se em relação aos resultados da SE com predomínio de carga industrial/comercial, que a participação da GDEOL é mais uniforme ao longo do dia, diferentemente do que ocorre com a GDFV mostradas na Figura 5.29(c) e na Figura 5.29(d).

Figura 5.38 – Curvas de potência (a) ativa residencial e (b) reativa residencial (c) ativa comercial/industrial (d) reativa comercial/industrial na SE após as ações do VVC com GDEOL injetando somente potência ativa (P) no sistema – Teste 3.1.

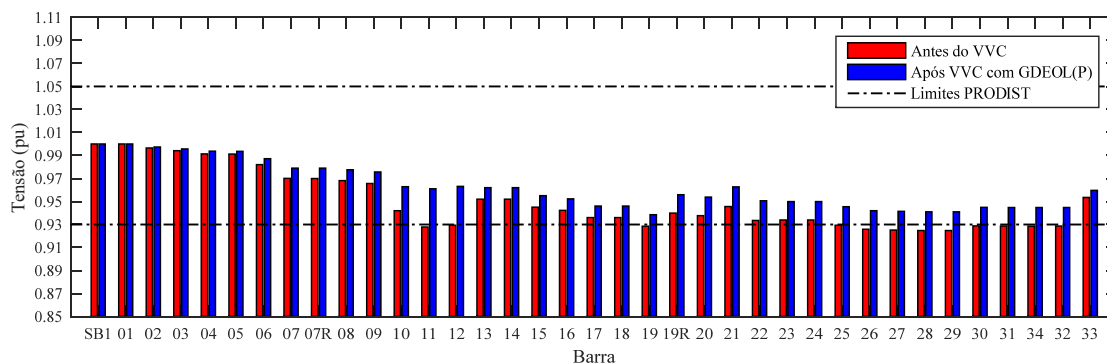


Fonte: Próprio autor.

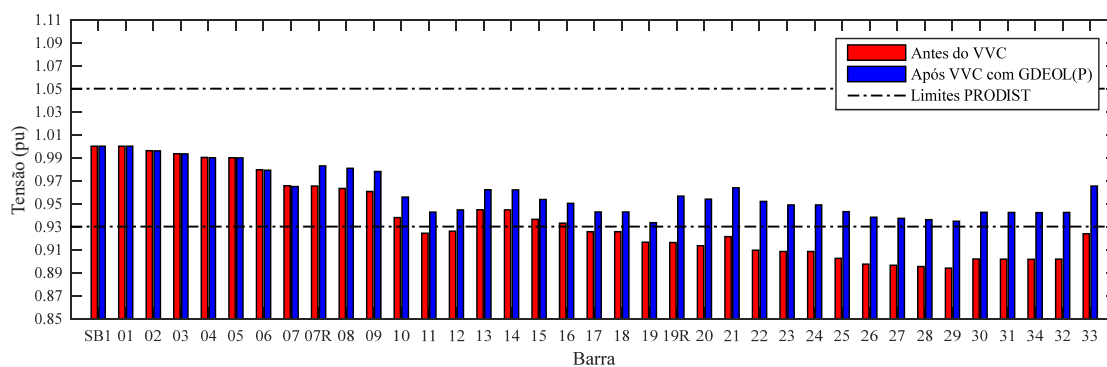
Os níveis de tensão para todas as barras no horário de demanda máxima residencial (19 horas) são mostrados na Figura 5.39(a). Nota-se que as violações de tensão nas barras 11 e 12 foram menores quando comparadas as violações do Teste 1.2 (sistema sem GD). Isso possibilitou um aumento significativo nos níveis de tensão nestas barras. Em função disso, comparando as tensões das barras 7 e 7R, verifica-se que não foi necessária a atuação do R1 até este horário, uma vez que não há diferenças nos níveis de tensão entre estas duas barras.

Os resultados dos níveis de tensão quando há o predomínio de cargas industriais/comerciais são mostrados na Figura 5.39(b), para todas as barras no horário das piores violações (8 horas). No horário das 7 e 8 horas houve a atuação inicial dos equipamentos do VVC, que conseqüentemente elevaram os níveis de tensão para o horário de demanda máxima (10 horas). Pode-se observar uma queda de tensão acentuada que justifica-se por um maior carregamento do alimentador com este tipo de perfil e também pela atuação de poucos equipamentos até este período.

Figura 5.39 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima antes e depois da aplicação do VVC com GDEOLs injetando somente potência ativa para a curvas de carga com predomínio (a) residencial (19 horas) e (b) comercial/industrial (8 horas) – Teste 3.1.



(a)



(b)

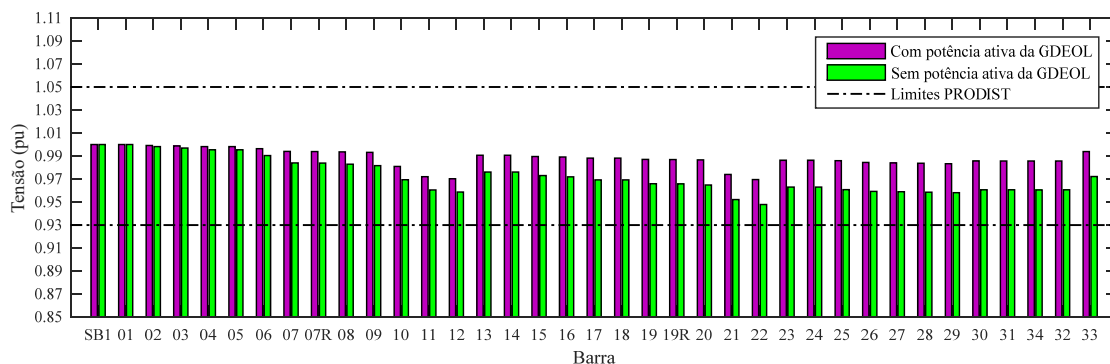
Fonte: Próprio autor.

Com o objetivo de demonstrar o impacto da injeção de potência ativa dos GDEOLs é apresentado na Figura 5.40 o comportamento das tensões nas barras na hora 0 (antes do VCC). Verifica-se a diminuição da queda de tensão em todas as barras do sistema o que ocorre em função da redução do fluxo de potência proveniente da SE. Esta redução caracteriza a injeção de potência ativa dos GDEOLs ao longo do alimentador.

O comportamento do FP na SE após a injeção de potência ativa dos GDEOLs é ilustrado na Figura 5.41(a) e na Figura 5.41(b). Os baixos valores de FP no período da madrugada ocorrem devido à baixa potência ativa fornecida pela SE às cargas. Salienta-se que este comportamento é causado principalmente pela influência da potência ativa da GDEOL e não pela estratégia proposta de VVC, conforme pode-se verificar nos testes sem GDs (Teste 1.1 e Teste 1.2).

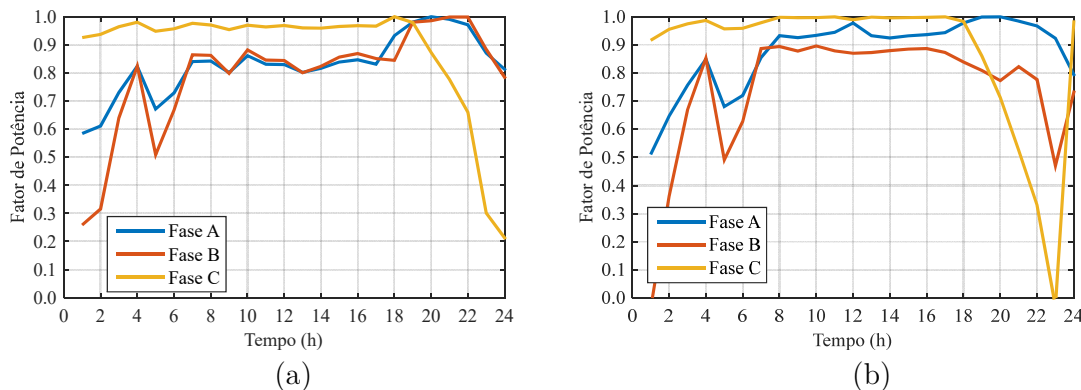
O número total de comutações com a injeção de potência ativa da GDEOL é ilustrado na Figura 5.42 para as curvas de potência da SE com predomínio residencial.

Figura 5.40 – Comparação das tensões nas barras após a injeção de potência dos GDEOLs para a curvas de carga com predomínio residencial – Teste 3.1.



Fonte: Próprio autor.

Figura 5.41 – Fator de potência na SE após as ações do VVC com GDEOLs injetando somente potência ativa para as condições de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 3.1.

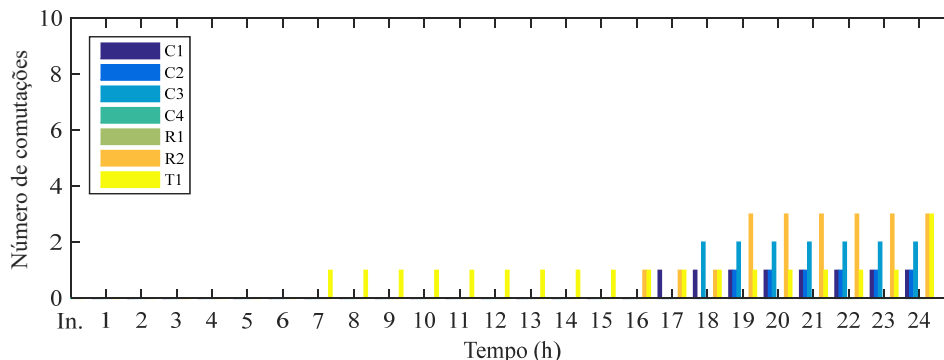


Fonte: Próprio autor.

Ao comparar estes resultados com o Teste 1.2 da Figura 5.18 (sem GD), observa-se que a injeção de potência ativa da GDEOL melhora a distribuição dos chaveamentos, ocasionando a redução do número de comutações, principalmente pelo aumento dos níveis de tensão, o que faz com que as violações de tensão muito próximas ao limite inferior passassem a valores adequados. Dessa forma, os equipamentos convencionais (C1, C2, R1 e T1) tiveram suas comutações reduzidas e o R2 foi preservado.

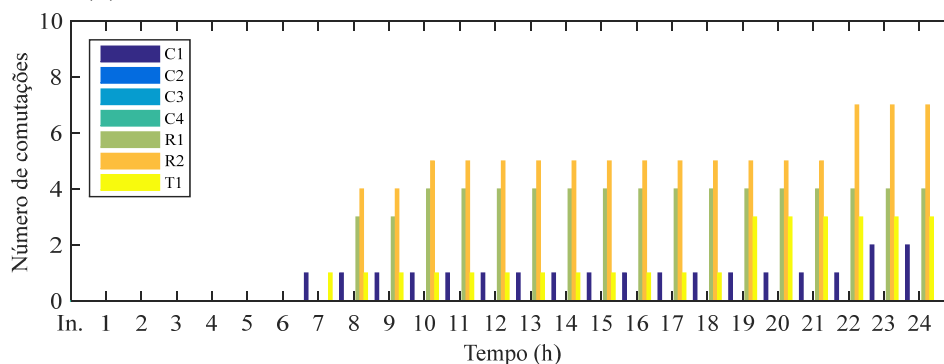
Por fim, para os resultados do número total de comutações com o predomínio de cargas comerciais/industriais são comparadas as duas estratégias de VVC, utilizando apenas *Efetividade* conforme ilustrado na Figura 5.43(a) e com a *Efetividade* e *Comutatividade* mostradas na Figura 5.43(b).

Figura 5.42 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando somente potência ativa, para curvas de carga com predomínio residencial – Teste 3.1.

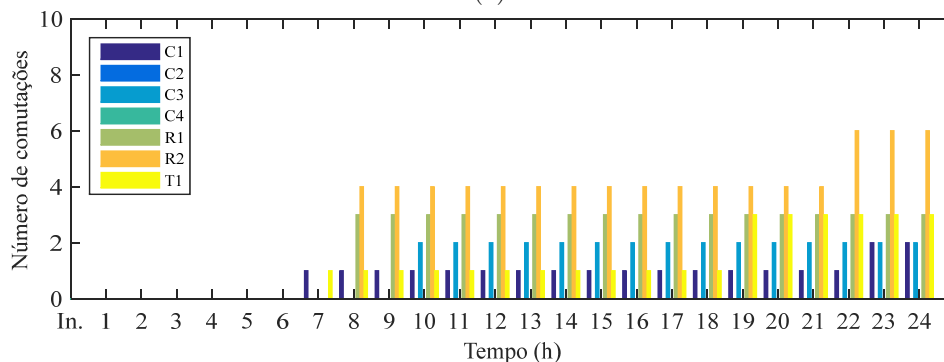


Fonte: Próprio autor.

Figura 5.43 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando somente potência ativa, para curvas de carga com predomínio comercial/industrial (a) apenas *Efetividade* e (b) *Efetividade de Comutatividade* – Teste 3.1.



(a)



(b)

Fonte: Próprio autor.

Pode-se observar que ambas estratégias de VVC (apenas *Efetividade* ou *Efetividade e Comutatividade*) não alteram o número global de chaveamentos para este perfil de carga. Com isso, pode-se afirmar que a estratégia VVC com o uso da *Efetividade e*

da *Comutatividade* representa os melhores resultados neste caso, pois consegue reduzir os chaveamentos de R1 e R2, distribuindo as comutações entre os outros equipamentos.

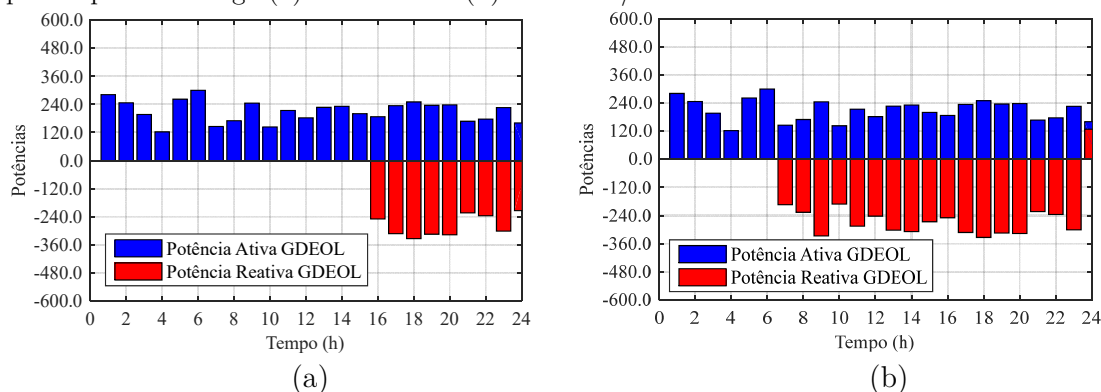
5.4.3.2 Comportamento do VVC com GDEOLs injetando potência ativa e reativa no sistema (Teste 3.2)

A injeção de potência ativa e reativa da GDEOL conectada na barra 9 durante 24 horas é mostrada na Figura 5.44(a) para o perfil de carga residencial e na Figura 5.44(b) para o perfil comercial/industrial. Nota-se na Figura 5.44(a) que a GDEOL contribui injetando potência reativa a partir das 16 horas (início da ponta de carga residencial). Isso também ocorre quando o perfil da SE é tipicamente comercial/industrial ocorrendo a injeção de potência reativa da GDEOL à partir das 7 horas (início da ponta de carga comercial). Também pode ser observado na Figura 5.44(b) que houve a atuação da GDEOL para absorver potência reativa na hora 23 em função da ocorrência de sobretenção nas barras 19R, 20, 23 à 32, conforme pode ser visualizado na Figura 5.45.

Outro comparativo em relação aos níveis de tensão nas barras quando ocorre a injeção de P e Q da GDEOL é demonstrado para as situações de perfis de carga residencial e comercial/industrial nos horários de suas respectivas demandas máximas (19 horas e 8 horas), como pode ser observado na Figura 5.46(a) e na Figura 5.46(b). Em ambos os resultados a pior violação ocorre na barra 29.

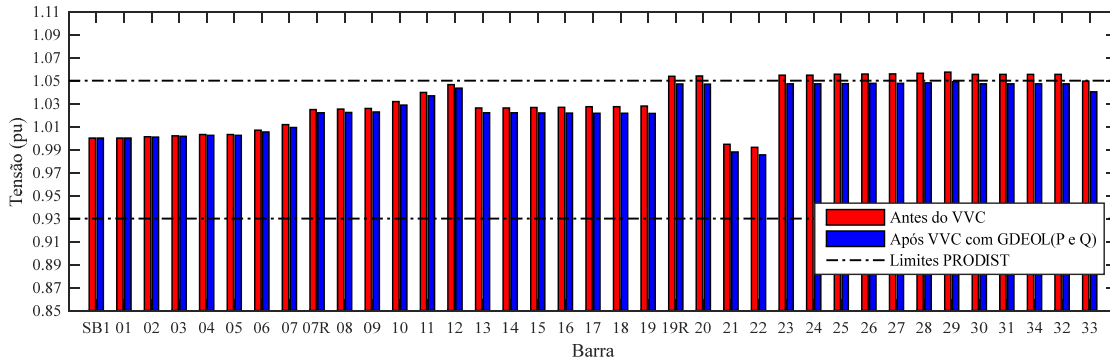
O perfil de tensão horário na barra 29 é mostrado na Figura 5.47(a) para a situação de carga com predomínio residencial. Observa-se que a injeção de P e Q da GDEOL à partir das 16 horas contribuiu na correção das violações de tensão, especialmente neste horário, evitando novos chaveamentos do R2 às 19 horas quando comparado a Figura 5.42 (somente P da GDEOL).

Figura 5.44 – Curvas de potência ativa e reativa no GDEOL da barra 9 após as ações do VVC para o perfil de carga (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 3.2.



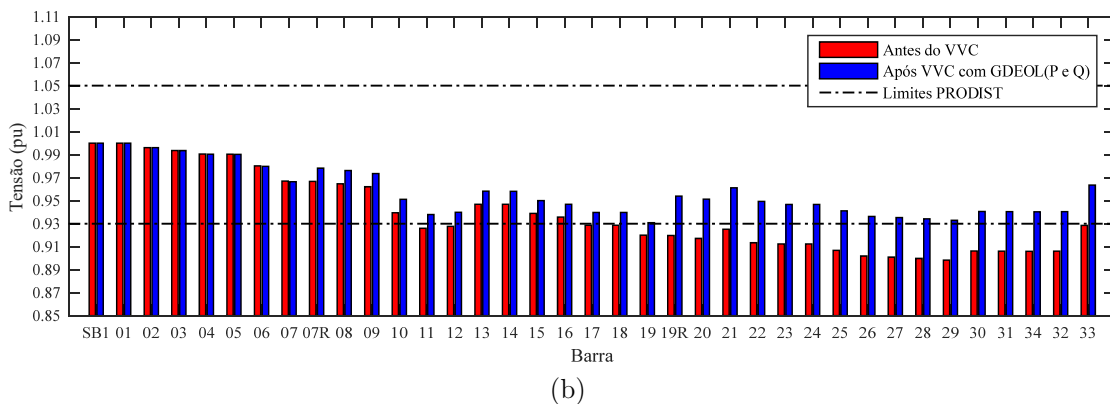
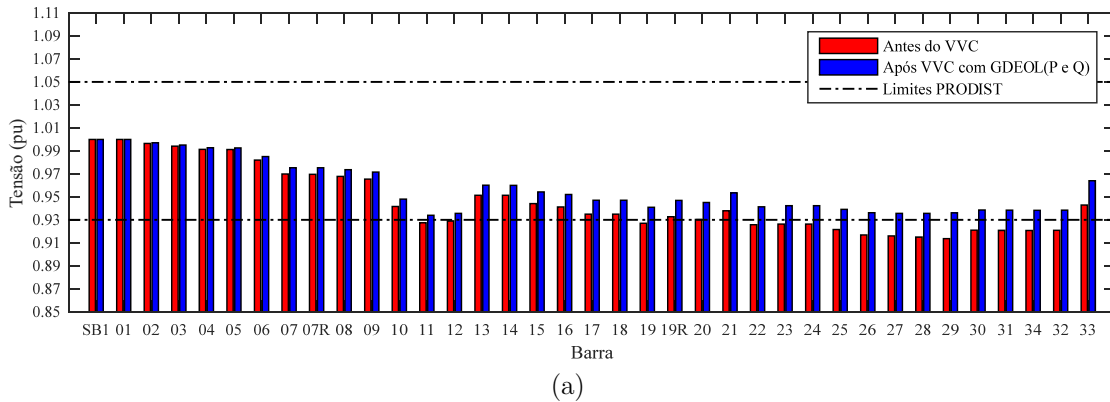
Fonte: Próprio autor.

Figura 5.45 – Comportamento das tensões em todas as barras na hora 23 antes e depois da aplicação do VVC com GDEOL injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio comercial/industrial – Teste 3.2.



Fonte: Próprio autor.

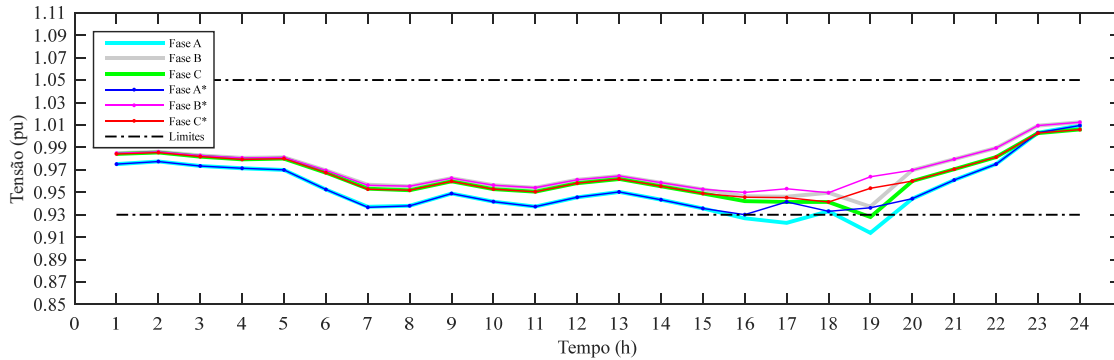
Figura 5.46 – Comportamento das tensões para o horário de demanda máxima antes e depois da aplicação do VVC com GDEOL injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial (19 horas) e (b) comercial/industrial (8 horas) – Teste 3.2.



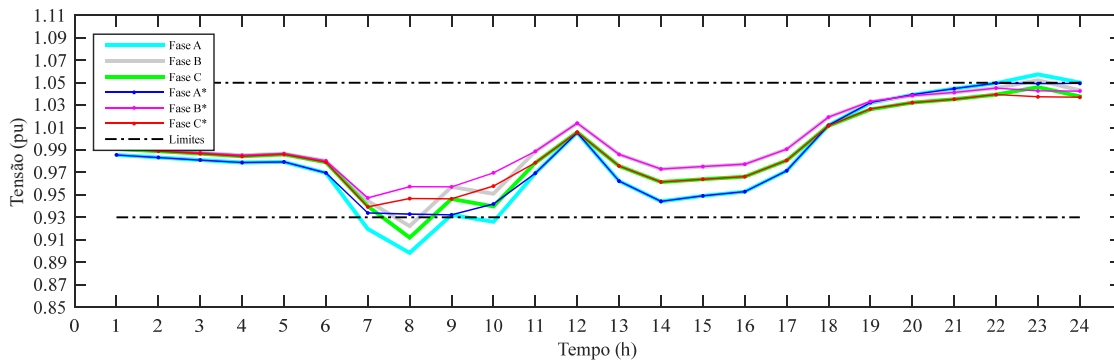
Fonte: Próprio autor.

Já as tensões na barra 29 para a situação de carga com predomínio comercial/industrial são mostradas na Figura 5.47(b). Como demonstrado anteriormente, a GDEOL participa com o seu valor máximo de injeção de Q no período das violações.

Figura 5.47 – Comportamento das tensões na barra 29 antes e depois da aplicação do VVC com GDEOL injetando potência ativa e reativa para curva de carga com predomínio (a) residencial e (b) comercial/industrial – Teste 3.2.



(a)



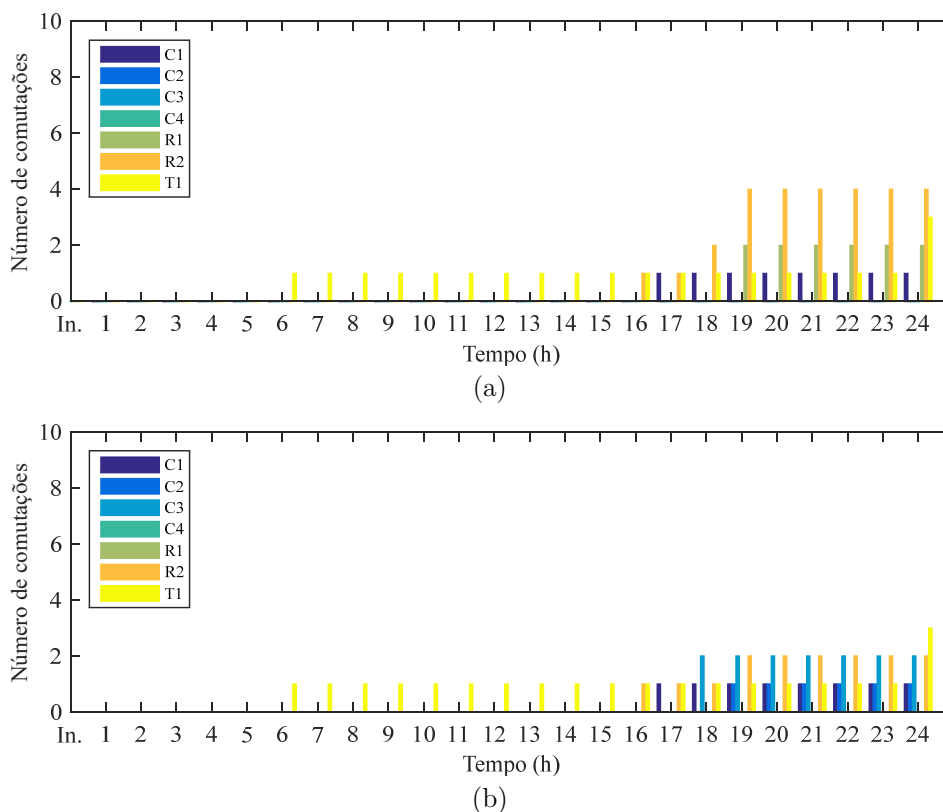
(b)

Fonte: Próprio autor.

Entretanto, estes valores não são suficientes para elevar a tensão exclusivamente pelo GDEOL, sendo necessário a atuação de outros equipamentos, como o R2 e o C3 para a correção das violações nesta barra. Destaca-se que houve a redução de chaveamento do R1 e R2 após a injeção de Q da GDEOL quando comparado aos resultados da Figura 5.43(b). Outro fato importante é a absorção de reativos para a correção das sobretensões nas barras na hora 23, onde a GDEOL foi o equipamento responsável pela correção de todas as sobretensões naquele horário.

Na Figura 5.48 são mostrados os chaveamentos dos equipamentos com a GDEOL injetando P e Q para as curvas de carga com predomínio residencial. A Figura 5.48(a) refere-se a atuações do VVC apenas com a *Efetividade* e a Figura 5.48(b) mostra a atuação do VVC com a *Efetividade* e a *Comutatividade*. Estes resultados também evidenciam a redução do número total de chaveamentos do VVC com o uso da *Efetividade* e a *Comutatividade*, onde neste caso houve o total de 10 chaveamentos com o uso apenas da *Efetividade* e 9 chaveamentos com o uso da *Efetividade* e *Comutatividade*.

Figura 5.48 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando potência ativa e reativa, para curvas de carga com predomínio residencial (a) apenas *Efetividade* e (b) *Efetividade* e *Comutatividade* – Teste 3.2.

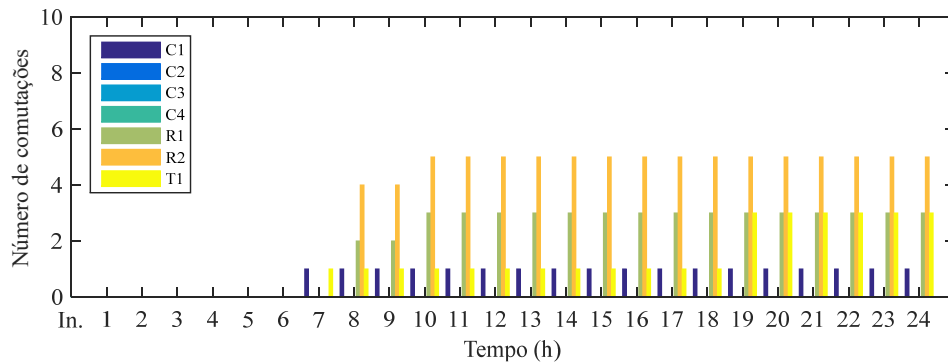


Fonte: Próprio autor.

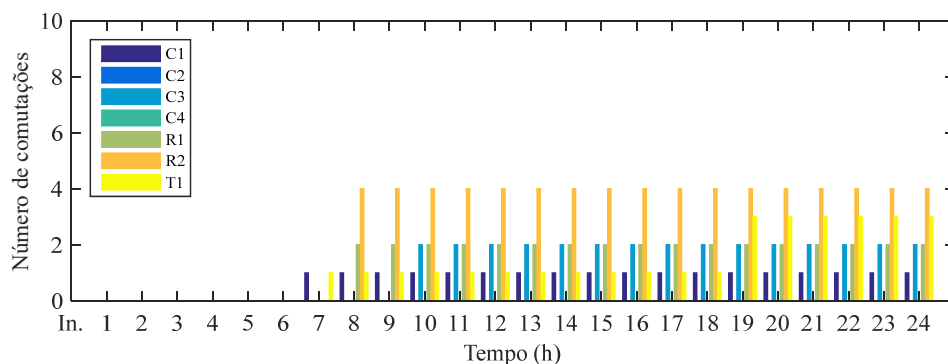
Também pode-se verificar a redução de 10 para 9 chaveamentos quando comparado aos resultados da Figura 5.42 (injetando somente P da GDEOL).

Da mesma forma, o comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOL injetando P e Q é demonstrado para curvas de carga com predomínio comercial/industrial, onde a Figura 5.49(a) refere-se apenas ao uso da *Efetividade* e a Figura 5.49(b) mostra as atuações com a *Efetividade* e a *Comutatividade*. Nota-se o total de 13 chaveamentos com o uso do VVC apenas com *Efetividade* e 12 chaveamentos com o uso da *Efetividade* e a *Comutatividade*. Também pode-se comparar estes resultados em relação aos da Figura 5.43(b), onde houve 16 chaveamentos para as correções das violações de tensão considerando somente a injeção de P da GDEOL.

Figura 5.49 – Comportamento das comutações dos equipamentos com GDEOLs injetando potência ativa e reativa, para curvas de carga com predomínio comercial/industrial (a) apenas *Efetividade* e (b) *Efetividade de Comutatividade* – Teste 3.2.



(a)



(b)

Fonte: Próprio autor.

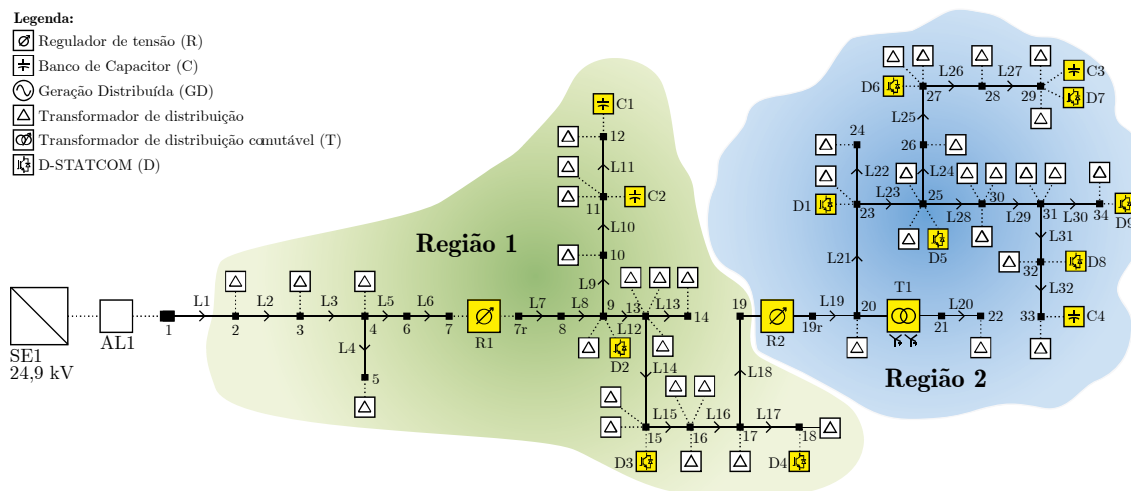
5.4.4 Teste 4 – Equipamentos convencionais e D-STATCOMs

Neste teste pretende-se demonstrar as diferenças na estratégia de VVC quando equipamentos como D-STATCOMs operam conjuntamente com equipamentos tradicionais. A disposição dos equipamentos em suas respectivas regiões de atuação é ilustrada na Figura 5.50. Os equipamentos da Região 1 correspondem ao R1, C1, C2, D2, D3 e D4, para a Região 2 correspondem ao R2, D1, D5, D6, D7, D8 e D9.

A fim de comparar as análises com os resultados dos chaveamentos do Teste 1.2, são demonstrados os resultados utilizando-se a curva de carga da SE com predomínio residencial e as funções *Efetividade* e *Comutatividade* para dois modos de trabalho:

- Teste 4.1: D-STATCOMs em modo normal de operação;
- Teste 4.2: D-STATCOMs com limitação de potência reativa.

Figura 5.50 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 4.

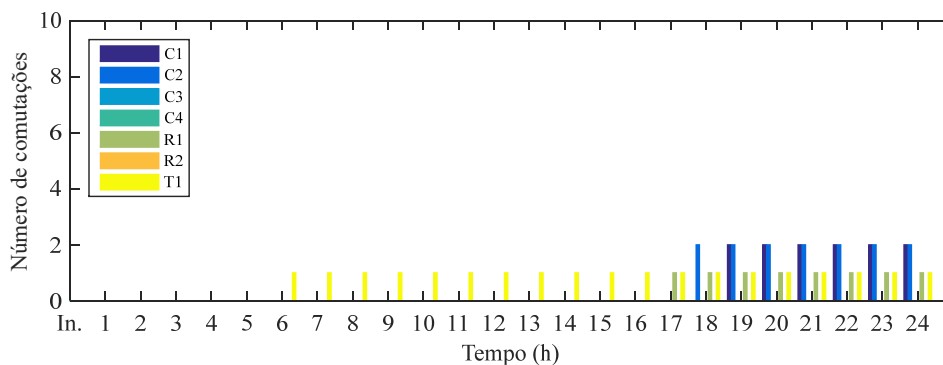


Fonte: Próprio autor.

5.4.4.1 Comportamento do VVC com D-STATCOMs (Teste 4.1)

O comportamento do VVC com a participação dos D-STATCOMs é demonstrado na Figura 5.51 em relação ao número total de chaveamentos nos equipamentos convencionais ao longo de 24 horas. Ao comparar estes resultados com o Teste 1.2 (somente equipamentos convencionais), observa-se que os D-STATCOMs contribuíram para a redução do número de chaveamentos de R1 e T1 e também para que C3 e R2 não atuassem na rede de distribuição.

Figura 5.51 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com o D-STATCOM injetando potência reativa – Teste 4.1.



Fonte: Próprio autor.

O detalhamento das comutações dos equipamentos convencionais e as indicações de atuação dos D-STATCOMs são mostrados no Quadro 5.6. Nota-se que nos horários

das 7, 11 e 16 horas as comutações realizadas pelos D-STATCOMs solucionaram os problemas de violação de tensão sem o auxílio adicional de outros dispositivos.

Às 17 horas o D-STATCOM corrigiu a violação da barra 29. E neste mesmo horário ocorreu a atuação do R1 para correção da tensão de 0,924 p.u. para 0,930 p.u. na barra 12. Devido a barra 12 representar um ramal monofásico de 63,6 km, foi imposta uma restrição para D2 não atuar nesta barra, pois a potência reativa possivelmente injetada de D2 não seria suficiente para elevar a tensão devido a longa extensão da rede, diferentemente se o equipamento estivesse conectado na barra de violação. Às 18 horas os chaveamentos do D-STATCOM também corrigem a violação da barra 29. Neste mesmo horário houve dois chaveamentos do C2, adequando os níveis de tensão de 0,916 p.u. para 0,934 p.u. na barra 12.

Já no horário das 19 horas apenas os chaveamentos dos D-STATCOMs não foram suficientes para a correção das violações na barra 29, os mesmos conseguiram elevar os níveis de tensão na barra, mas tiveram suas capacidades limitadas por atingirem os valores máximos de potência reativa. Os incrementos de potência reativa dos D-STATCOMs são detalhados no Quadro 5.8.

Quadro 5.7 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais quando os D-STATCOMs injetam potência reativa – Teste 4.1.

| Hora | Pior nó | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|-------|----------------------------|--------------|---------------|--|------|-----|-----|---------|-----|-------|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | | |
| 1-5 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,917 | 0,962 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | →1,05 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,931 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 8-10 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 11 | 29 | 0,927 | 0,931 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 12-15 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,922 | 0,930 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 17 | 29 | 0,919 | 0,930 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| | 12 | 0,924 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | →1,0625 | 1,0 | 1,05 |
| 18 | 29 | 0,927 | 0,930 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| | 12 | 0,916 | 0,925 | 0 | →100 | 0 | 0 | 1,0625 | 1,0 | 1,05 |
| | 12 | 0,925 | 0,934 | 0 | →200 | 0 | 0 | 1,0625 | 1,0 | 1,05 |
| 19 | 29 | 0,918 | 0,926 | Elevação da tensão com D-STATCOM. | | | | | | |
| | 12 | 0,915 | 0,926 | →100 | 200 | 0 | 0 | 1,0625 | 1,0 | 1,05 |
| | 12 | 0,926 | 0,936 | →200 | 200 | 0 | 0 | 1,0625 | 1,0 | 1,05 |
| 20-24 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |

Fonte: Próprio autor.

Quadro 5.8 – Demonstração das comutações dos D-STATCOMs injetando potência reativa no sistema (*Efetividade e Comutatividade*) – Teste 4.1

| Ho- ra | Pior nó | Tensão | | Incrementos nos D-STATCOMs | | | | | | | | | |
|-----------|------------|-----------------|------------------|----------------------------|----|----|----|------|------|------|------|----|---|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | D1 | D2 | D3 | D4 | D5 | D6 | D7 | D8 | D9 | |
| | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | →150 | 0 | 0 |
| 11 | 29 | 0,927 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | →300 | 0 | 0 |
| 16 | 29 | 0,922 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | →200 | →500 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 29 | 0,919 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | →300 | →500 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 29 | 0,927 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | →500 | 500 | 500 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 29 | 0,918 | 0,926 | 0 | 0 | 0 | 0 | 500 | 500 | 500 | →500 | 0 | 0 |

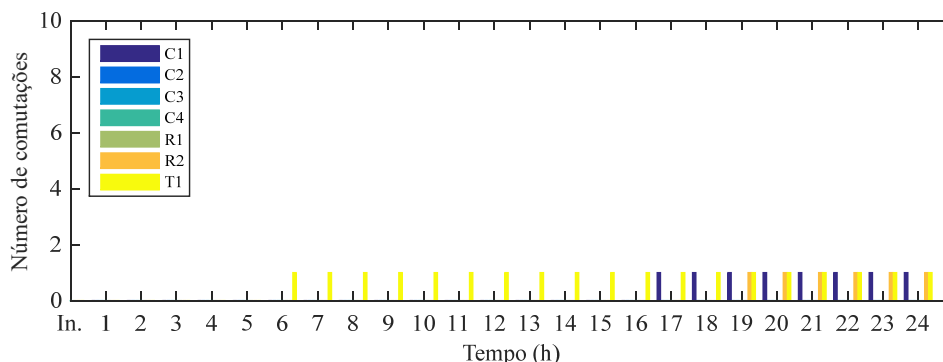
Fonte: Próprio autor.

Salienta-se que os D-STATCOMs foram responsáveis pela solução de todas as violações ocorridas na Região 2, não sendo necessária a atuação dos equipamentos convencionais desta região.

Outro teste é realizado, aumentando o passo de simulação dos capacitores de 100 kVAr para 400 kVAr, na intenção de proporcionar incrementos de reativos mais competitivos para os capacitores da Região 1 e a possível escolha de um menor número de equipamentos convencionais para as correções de violação daquela região. Os resultados do número de chaveamentos dos equipamentos convencionais é demonstrado na Figura 5.52, onde observa-se a redução do C1 além da não atuação de R1 e C2 em relação ao teste anterior.

A demonstração das comutações com o aumento do passo dos capacitores para 400 kVAr são detalhadas no Quadro 5.8. Nota-se que às 17 horas ocorreu um incremento do C1 ao invés do R1, resultando na adequação da tensão com um leve aumento em

Figura 5.52 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM injetando potência reativa – Teste 4.1.



Fonte: Próprio autor.

relação ao teste anterior. Como consequência da atuação de C1 os níveis de tensão às 18 horas permaneceram com valores adequados quando comparados ao teste anterior. Neste sentido, ao aumentar o incremento de potência reativa do capacitor, ele passa a ser mais efetivo que o regulador de tensão. Destaca-se que correções efetuadas com os D-STATCOMs permaneceram com os mesmos valores detalhados no Quadro 5.8.

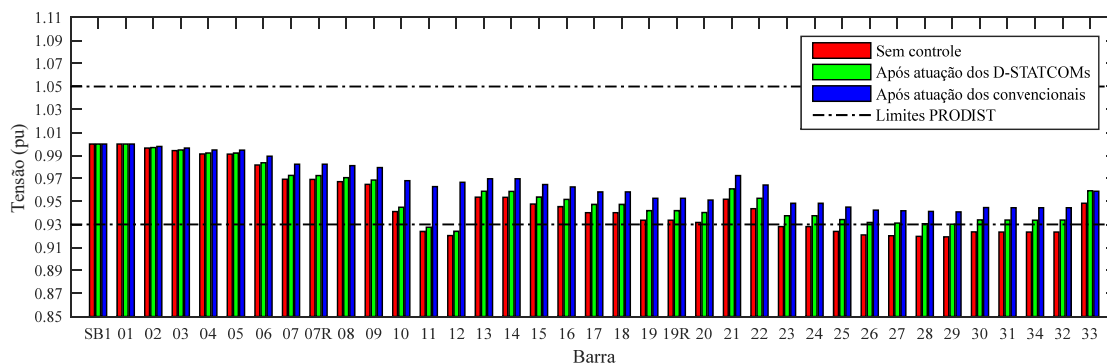
É demonstrado na Figura 5.53 o comportamento das tensões em todas as barras para às 17 horas, onde pode-se observar uma elevação dos níveis de tensão tanto nas

Quadro 5.9 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM – Teste 4.1

| Hora | Pior nó | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|--------------|---------|----------------------------|---------------|--|----|----|----|-----|---------|-------|
| | | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 1-5 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,917 | 0,962 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | →1,05 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,931 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 8-10 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 11 | 29 | 0,927 | 0,931 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 12-15 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,919 | 0,930 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 17 | 29 | 0,922 | 0,930 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| | 12 | 0,924 | 0,967 | →400 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,05 |
| 18 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |
| 19 | 29 | 0,913 | 0,925 | Elevação da tensão com D-STATCOM. | | | | | | |
| | 29 | 0,925 | 0,931 | 400 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | →1,0625 | 1,05 |
| 20-24 | | Não há violação de tensão. | | | | | | | | |

Fonte: Próprio autor.

Figura 5.53 – Comportamento das tensões para às 17 horas com o incremento de 400 kVAr do C1 e com os D-STATCOMs injetando potência reativa para curva de carga com predomínio residencial – Teste 4.1.



Fonte: Próprio autor.

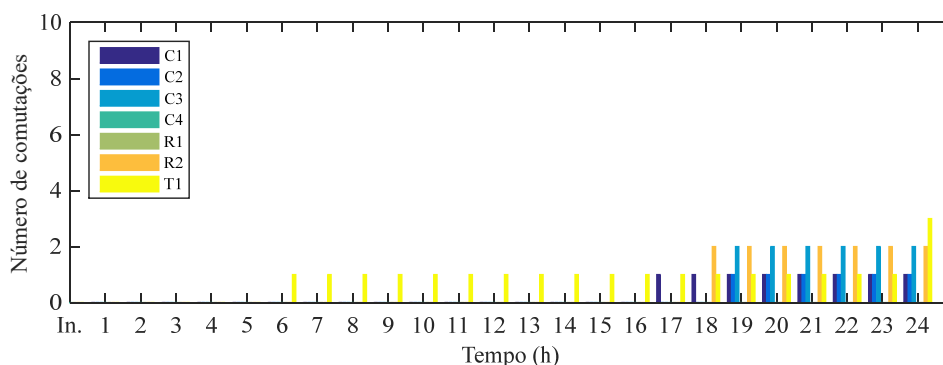
barras a jusante quando a montante da barra 12 (localização do C1). Os níveis de tensão destacados na cor verde representam as contribuições dos D-STATCOMs e na cor azul representam os chaveamentos após a atuação dos D-STATCOMs e dos equipamentos convencionais, neste caso contemplando as comutações do T1 e do C1.

5.4.4.2 Comportamento do VVC com D-STATCOMs com limitação de potência reativa (Teste 4.2)

Com objetivo de demonstrar o comportamento do VVC com limitações dos D-STATCOMs selecionados para atuação, realizou-se uma simulação com a diminuição das possibilidades de incremento para a potência reativa destes equipamentos, sendo preservada todas as demais características do sistema. Os novos valores de potência reativa dos D-STATCOMs correspondem a 250 kVAr (indutivo ou capacitivo) com passo de ± 5 incrementos de 50 kVAr cada para D1 à D9, com exceção ao D7 que possui passo de ± 5 incrementos de 40 kVAr, totalizando 200 kVAr (indutivo ou capacitivo).

Os resultados que demonstram o número de chaveamentos dos equipamentos convencionais são apresentados na Figura 5.54.

Figura 5.54 – Comportamento das comutações dos equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM injetando potência reativa – Teste 4.2.



Fonte: Próprio autor.

O Quadro 5.10 apresenta os chaveamentos dos equipamentos convencionais e indica a atuação dos D-STATCOMs. Novamente observa-se a correção das violações em alguns horários, exclusivamente pela atuação dos D-STATCOMs. Observa-se também que a partir das 17 horas todos os D-STATCOMs da Região 2 tornaram-se limitados conforme detalhado no Quadro 5.11. Devido a estas limitações ocorreu a atuação de

Quadro 5.10 – Demonstração das comutações do VVC com equipamentos convencionais com passo de 400 kVAr para os capacitores e com o D-STATCOM – Teste 4.2.

| | | Tensão | | Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | |
|-------------------------------|----------------------------|--------------|---------------|--|------|------|----|-----|---------|-------|
| Hora | Pior nó | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 |
| | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| 1-5 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 6 | 22 | 0,917 | 0,962 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | →1,05 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,931 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 8-10 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 11 | 29 | 0,927 | 0,931 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 12-15 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 16 | 29 | 0,922 | 0,930 | Correção com D-STATCOM. | | | | | | |
| 17 | 29 | 0,919 | 0,924 | Elevação da tensão com D-STATCOM. | | | | | | |
| | 12 | 0,922 | 0,965 | →400 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | 1,0 | 1,05 |
| D-STATCOMs Região 2 limitados | | | | | | | | | | |
| 18 | 29 | 0,924 | 0,9929 | 400 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | →1,0625 | 1,05 |
| | 29 | 0,9929 | 0,935 | 400 | 0 | 0 | 0 | 1,0 | →1,013 | 1,05 |
| 19 | 29 | 0,917 | 0,931 | 400 | 0 | →800 | 0 | 1,0 | 1,013 | 1,05 |
| | 11 | 0,924 | 0,961 | 400 | →400 | 800 | 0 | 1,0 | 1,013 | 1,05 |
| 20-23 | Não há violação de tensão. | | | | | | | | | |
| 24 | 22 | 1,05 | 0,52 | 400 | 400 | 800 | 0 | 1,0 | 1,013 | →0,95 |

Fonte: Próprio autor.

Quadro 5.11 – Demonstração das comutações dos D-STATCOMs injetando potência reativa no sistema (*Efetividade e Comutatividade*) – Teste 4.2

| | | Tensão | | Incrementos nos D-STATCOMs | | | | | | | | |
|------|---------|--------------|---------------|----------------------------|----|----|----|------|------|------|------|----|
| Hora | Pior nó | Antes (p.u.) | Depois (p.u.) | D1 | D2 | D3 | D4 | D5 | D6 | D7 | D8 | D9 |
| | | | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 29 | 0,927 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 150 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 29 | 0,927 | 0,931 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ↑250 | 80 | 0 | 0 |
| 16 | 29 | 0,922 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | ↑250 | ↑250 | ↑200 | 50 | 0 |
| 17 | 29 | 0,919 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | ↑250 | ↑250 | ↑200 | ↑250 | 0 |
| 18 | 29 | 0,927 | 0,930 | 0 | 0 | 0 | 0 | ↑250 | ↑250 | ↑200 | ↑250 | 0 |
| 19 | 29 | 0,918 | 0,926 | 0 | 0 | 0 | 0 | ↑250 | ↑250 | ↑200 | ↑250 | 0 |

Fonte: Próprio autor.

outros equipamentos convencionais, como R2, C2 e C3 que não haviam sido acionados no teste anterior.

Nota-se que o D6 atinge seu ajuste máximo na hora 11, sendo necessário o incremento de 80 kVAr do D7 para a correção de tensão integralmente pelo uso dos D-STATCOMs. No horário das 16 horas é necessário o chaveamento de D5, D7 e D8, sendo que neste horário o D5 e o D7 atingem suas capacidades máximas para adequar a

tensão da barra 29. Às 17 horas apenas o D8 dos equipamentos eletrônicos ainda possui potência reativa disponível para adequar a tensão da barra 29 e, mesmo após sua atuação, a tensão nesta barra ainda enquadra-se fora dos limites. A partir deste horário ocorrem as atuações dos equipamentos convencionais C1, R2, C3 e C2 que conseguem manter um perfil de tensão adequado no sistema.

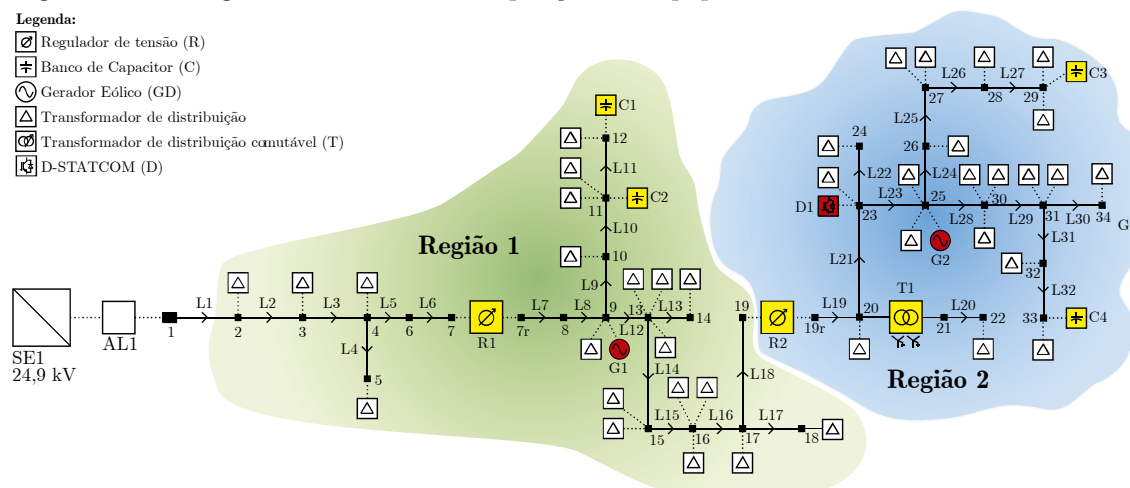
5.4.5 Teste 5– Expectativas do VVC à longo prazo

Neste teste verificam-se as expectativas do VVC coordenado ao longo de 7 dias comparando a estratégia de VVC para as situações de controle: (a) Somente com a *Efetividade*, (b) com a *Efetividade* e a potência reativa de equipamentos baseados em eletrônica de potência e (c) com a *Efetividade*, *Comutatividade* e a potência reativa de equipamentos baseados em eletrônica de potência.

A Figura 5.55 mostra a disposição dos equipamentos convencionais e os equipamentos baseados em eletrônica de potência (destacados na cor vermelha), representados por um D-STATCOM de 200 kVAr conectado na barra 23 e dois sistemas de geração FV de 200 kW cada, conectados nas barras 9 e 25.

Como o uso da *Comutatividade* tem o objetivo de minimizar o desvio padrão (Equação (4.2)) entre o número de comutações dos equipamentos, é necessário realizar uma análise da estratégia de VVC coordenado à longo prazo afim de verificar a ocorrência de comutações desnecessárias que podem surgir quando um equipamento é muito mais efetivo que outro em todas as barras da rede. Neste caso, o equipamento escolhido

Figura 5.55 – Diagrama unifilar com a disposição dos equipamentos no sistema – Teste 5.



Fonte: Próprio autor.

com base na *Comutatividade* pode não solucionar a violação de tensão em apenas um ajuste, sendo necessário mais incrementos neste equipamento ou até mesmo a atuação de novos equipamentos que podem não ser efetivos, aumentando o uso de equipamentos na correção da violação de tensão.

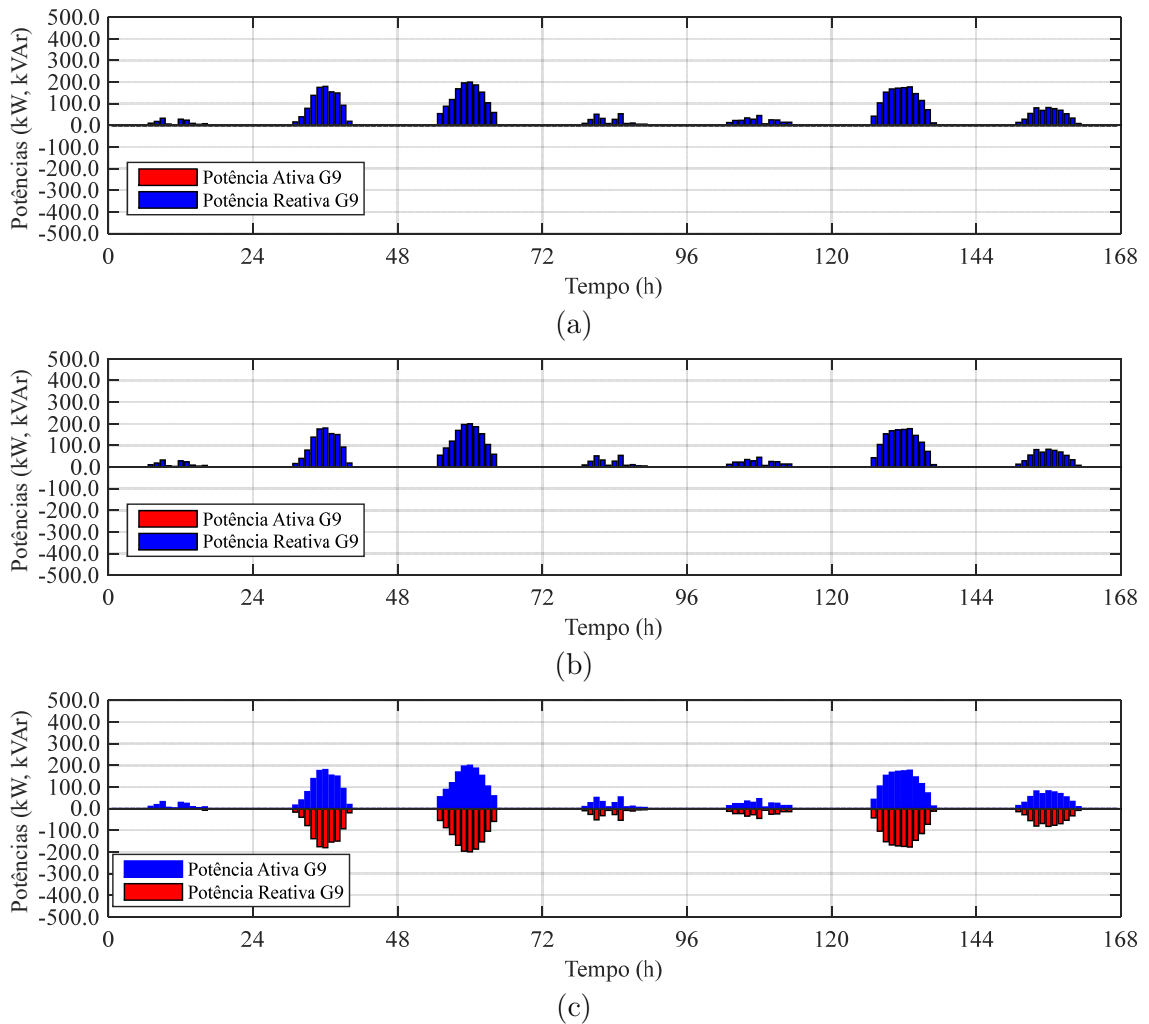
Para solucionar este problema, é executado no VVC a escolha dos equipamentos para as duas condições, uma sendo com a matriz *Efetividade* e a outra com a matriz *Atuação (Efetividade e Comutatividade)*. Os equipamentos definidos pela *Efetividade* somente são utilizados em casos onde o número de comutações produzido é menor em relação ao número de comutações dos equipamentos escolhidos através da matriz *Atuação*. Assim, garante-se que o número de comutações implementado será sempre o mínimo entre as duas opções (*Efetividade versus Capacidade de Atuação*) para cada hora analisada.

Para a representação da GDFV foram utilizadas curvas de geração com grandes períodos de variação diária para 168 horas (7 dias). A potência ativa e reativa da GDFV conectada na barra 9 é ilustrada na Figura 5.56(a) para a condição que utiliza apenas a *Efetividade* considerando apenas potência ativa na GDFV, na Figura 5.56(b) com o uso da *Efetividade* e potências ativa e reativa da GDFV e na Figura 5.56(c) para a condição de *Efetividade e Comutatividade* quando a GDFV opera com as potências ativa e reativa.

O resultado da Figura 5.56(b) mostra apenas a injeção de potência ativa da GDFV da barra 9, pois a potência reativa não é suficiente para adequar os níveis de tensão, sendo utilizado apenas o R1 na solução das violações de tensão da Região 1 (equipamento mais efetivo). Com o uso da *Comutatividade* outros equipamentos são acionados e a potência reativa da GDFV da barra 9 passa a ser suficiente, conforme ilustrado na Figura 5.56(c). Como não houveram violações de tensão na Região 1 a partir da hora 25, a GDFV permaneceu com seu ajuste máximo, que fica limitado pela potência ativa do inversor. Esta característica é benéfica para o sistema, uma vez que o FP aumenta na SE quando se injeta potência ativa e reativa com a GDFV.

O comportamento da potência reativa do D-STATCOM é apresentado na Figura 5.57(a) para a condição do VVC operando apenas com a *Efetividade* e as potências ativa e reativa, e na Figura 5.57(b) para o VVC operando com a *Efetividade* e a *Comutatividade* além das potências ativa e reativa. Nota-se em relação aos chaveamentos da Figura 5.57(a) que o D-STATCOM injeta potência reativa às 11 horas e às 16 horas, elevando e corrigindo a violação de tensão da barra 29. A partir da hora 25, o D-STATCOM passa a absorver potência reativa para a correção de uma sobretensão na

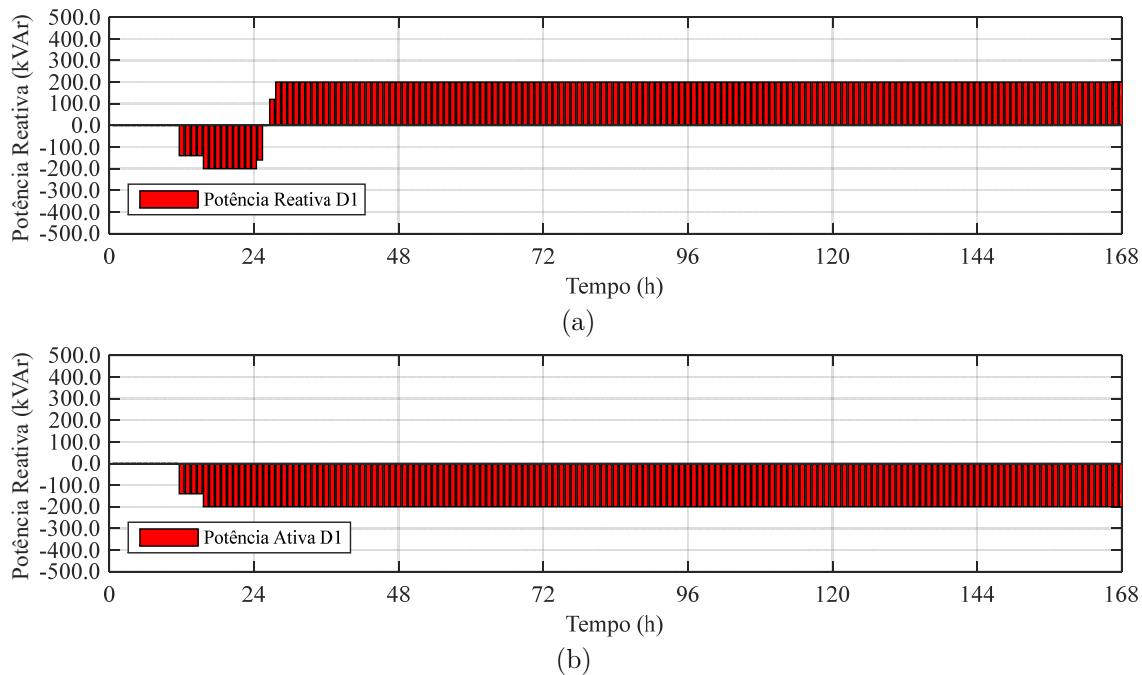
Figura 5.56 – Curvas de potência da GDFV para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente *Efetividade* e potência ativa, (b) somente *Efetividade* com potências ativa e reativa e (c) com *Efetividade* e *Comutatividade* além de potências ativa e reativa – Teste 5.



Fonte: Próprio autor.

barra 33. Para a condição da Figura 5.57(b) o D-STATCOM opera injetando potência reativa às 11 horas para a correção da violação de tensão da barra 29. Já às 16 horas a potência reativa injetada pelo D-STATCOM não é suficiente sendo acionado o R2 para a correção da violação de tensão.

Figura 5.57 – Curvas de potência reativa (indutiva ou capacitiva) do D-STATCOM na condição (a) somente *Efetividade* com potências ativa e reativa e (b) com *Efetividade* e *Comutatividade* além de potências ativa e reativa – Teste 5.

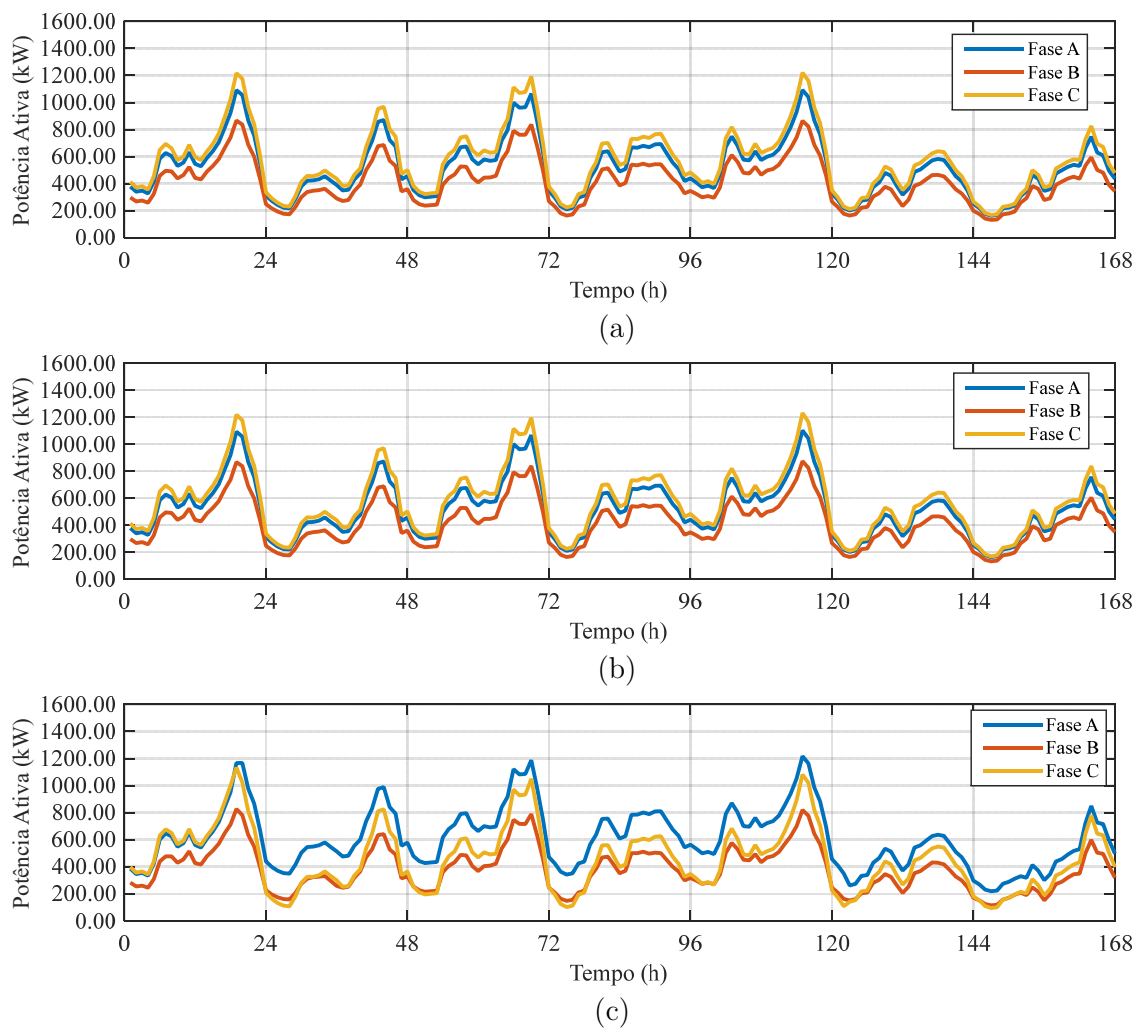


Fonte: Próprio autor.

O comportamento das curvas de carga da SE é demonstrado com a aplicação do VVC somente com a *Efetividade* e a potência ativa da GDFV conforme a Figura 5.58(a), somente com a *Efetividade* com potências ativa e reativa na Figura 5.58(b), e com a *Efetividade* e a *Comutatividade* além de potências ativa e reativa, conforme mostrado na Figura 5.58(c).

Da mesma forma, a Figura 5.59 demonstra o comportamento da potência reativa ao longo das 168 horas. Observa-se um comportamento semelhante na Figura 5.59(a) e na Figura 5.59(b), uma vez que os reguladores de tensão são os principais equipamentos utilizados. Já a Figura 5.59(c) mostra uma alteração da potência na fase C, ocasionada pelo uso do C1 e devido a redução dos chaveamentos do R1 e R2.

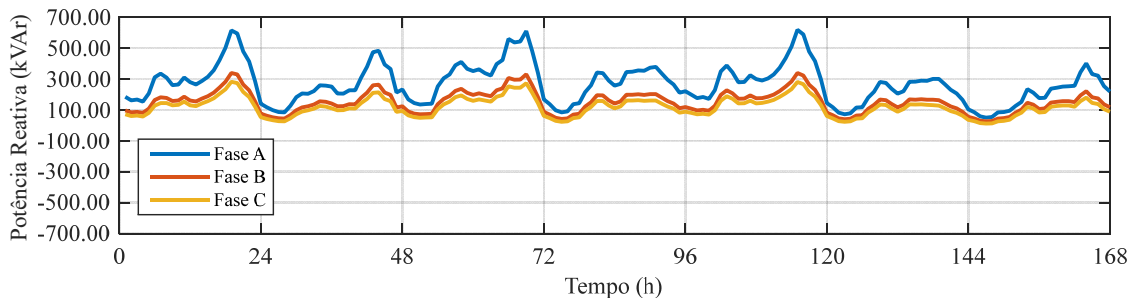
Figura 5.58 –Curvas de potência ativa na SE após as ações do VVC para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente *Efetividade* e potência ativa da GDFV, (b) somente *Efetividade* com potências ativa e reativa e (c) com *Efetividade* e *Comutatividade* além de potências ativa e reativa– Teste 5.



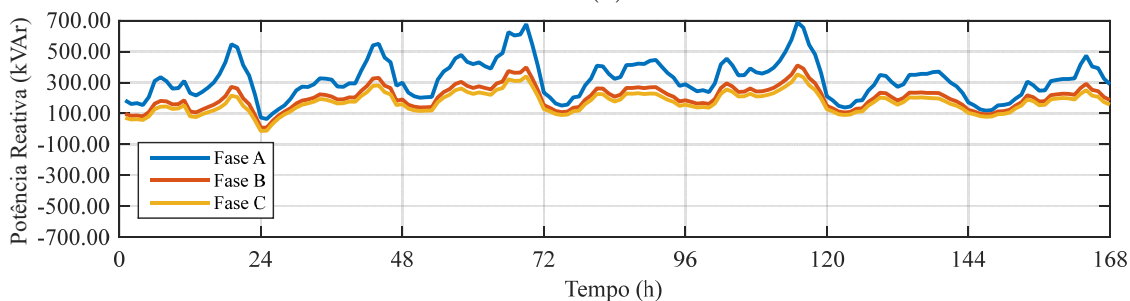
Fonte: Próprio autor.

Na Figura 5.60 são demonstradas as curvas de fator de potência na SE para as situações apresentadas anteriormente. Observa-se que ao utilizar somente os RTs, consegue-se um perfil mais plano de FP, conforme observado na Figura 5.60(a) e na Figura 5.60(b). Equipamentos que injetam reativos, como o capacitor e o D-STATCOM, ocasionam a redução do FP da SE, como pode ser observado na Figura 5.60(c). Além disso, nota-se que o chaveamento do C1 aliado a baixa carga do período da madrugada também ocasiona a redução do FP neste período.

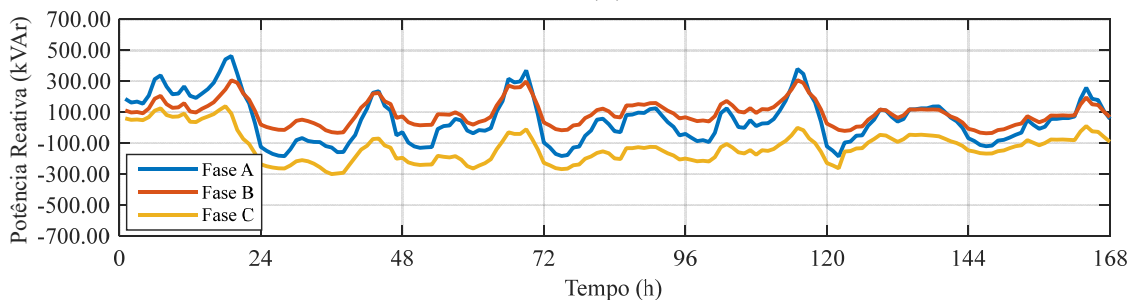
Figura 5.59 – Curvas de potência reativa na SE após as ações do VVC para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente *Efetividade* e potência ativa da GDFV, (b) somente *Efetividade* com potências ativa e reativa e (c) com *Efetividade* e *Comutatividade* além de potências ativa e reativa – Teste 5.



(a)



(b)

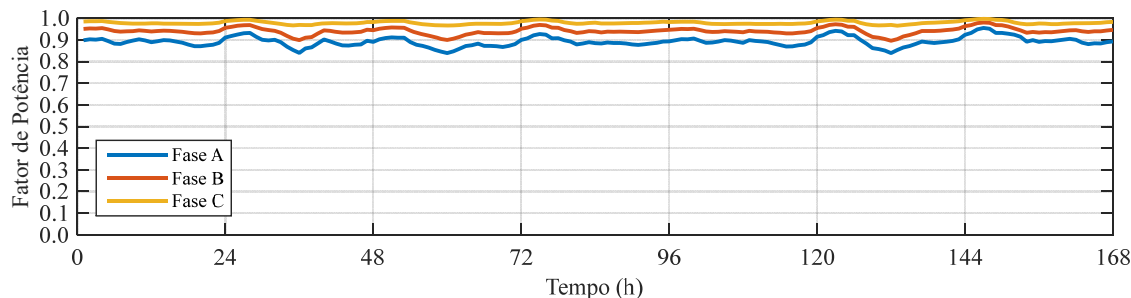


(c)

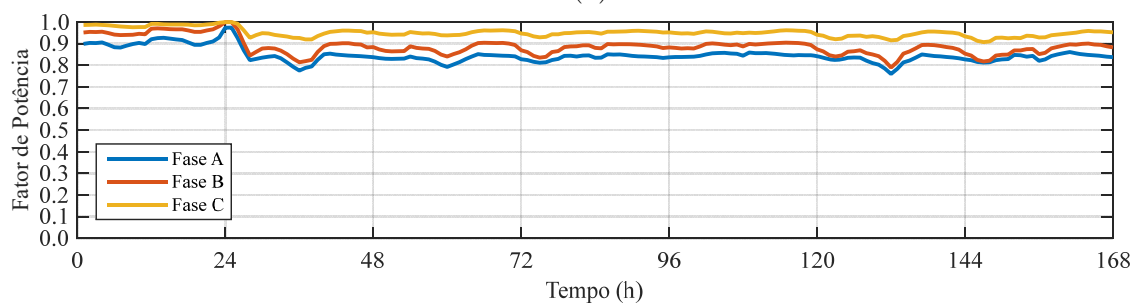
Fonte: Próprio autor.

Neste sentido, o problema de baixo fator de potência da SE pode ser solucionado através do ajuste dos reatores em derivação, os quais podem absorver a potência reativa necessária para compensar este problema, conforme é mostrado na Figura 5.61. Salienta-se que este ajuste não faz parte do VVC proposto, sendo considerado apenas para demonstrar que o problema de FP pode ser solucionado do ponto de vista da SE.

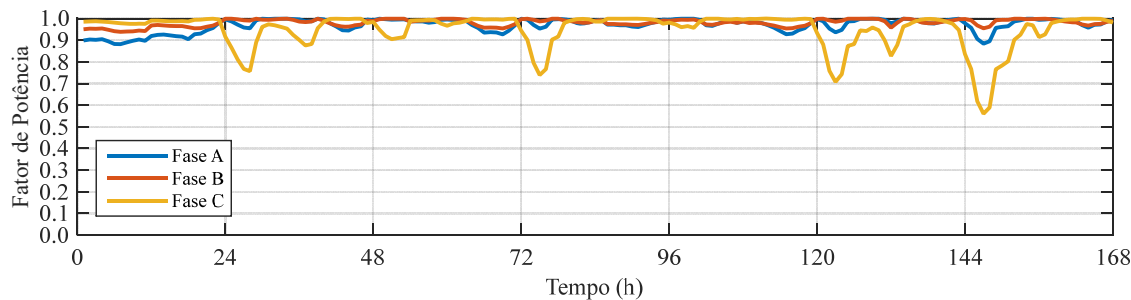
Figura 5.60 – Curvas de fator de potência na SE após as ações do VVC para 168 horas relacionada a estratégia (a) somente *Efetividade* e potência ativa da GDFV, (b) somente *Efetividade* com potências ativa e reativa e (c) com *Efetividade* e *Comutatividade* além de potências ativa e reativa – Teste 5.



(a)



(b)

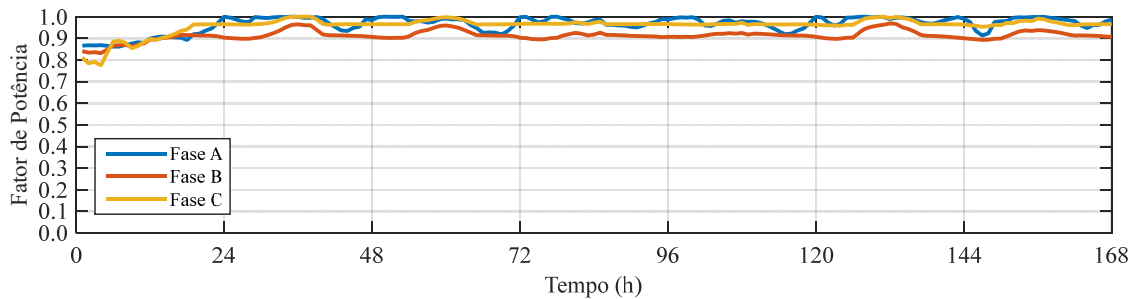


(c)

Fonte: Próprio autor.

Por fim, é apresentado um comparativo em relação ao número total de chaveamentos ao final de 168 horas, conforme detalhado no Quadro 5.12. Observa-se que o uso apenas da *Efetividade* prioriza R1 e R2 para a correção das violações, totalizando 27 chaveamentos ao longo de 7 dias. Com a utilização dos reativos proporcionados pelo D-STATCOM houve a redução para 25 chaveamentos, principalmente devido à redução da utilização do uso do R1. Já o uso da função *Comutatividade* possibilitou a redução para 20 chaveamentos, o que ocorre em função da utilização do C1 para correções na barra 12.

Figura 5.61 – Correção do fator de potência na SE após a injeção de potência do reator da SE.



Fonte: Próprio autor.

Quadro 5.12 – Comparativo das estratégias VVC em relação ao número total de chaveamentos após 168 horas – Teste 5.

| Incrementos dos equipamentos de controle | | | | | | | | |
|--|----|----|----|----|----|----|----|-----------------------|
| Estratégia | C1 | C2 | C3 | C4 | R1 | R2 | T1 | Total de chaveamentos |
| <i>Efetividade</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 11 | 4 | 12 | 27 |
| <i>Efetividade + reativos</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 9 | 4 | 12 | 25 |
| <i>Ef.+Com.+ reativos</i> | 1 | 0 | 0 | 0 | 5 | 2 | 12 | 20 |

Fonte: Próprio autor.

5.5 Considerações finais do capítulo

Os resultados apresentados comprovam o emprego da metodologia proposta para o VVC coordenado. Pode-se ressaltar que é possível operar as redes de distribuição de forma mais inteligente, com aproveitamento dos recursos de equipamentos controláveis, além de uma maior conformidade entre o desgaste de equipamentos e a solução para a minimização das violações de tensão no sistema.

O uso das regiões definidas em função da preservação da atuação de algum equipamento específico, como demonstrado para R1 e R2, possibilita flexibilidade para definição de diferentes regras. Assim, esta estratégia representa uma funcionalidade, que pode ser ativada/desativada dependendo dos objetivos de operação do sistema.

O uso da potência ativa e reativa da GD impactam na diminuição da corrente drenada do sistema a partir da SE, resultando em menores quedas de tensão ao longo do alimentador, e conseqüentemente menor número de chaveamentos entre os dispositivos tradicionais.

O algoritmo de VVC proposto permite a utilização de funções que podem ser ativadas/desativadas como, por exemplo, a utilização de regiões de operação dos equipamentos, como foi estabelecido para R1, R2, C1, C2, C3 e C4, bem como os ramais de operação, como foi o caso do capacitores C1 e C2 que poderiam atuar efetivamente apenas entre as barras 9 a 12.

Salienta-se que com os resultados obtidos outras análises precisam ser melhor investigadas como, por exemplo, a redução do fluxo de reativos da subestação e um controle de fator de potência com a disseminação de geradores distribuídos de fontes intermitentes.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusões

Nesta Tese de Doutorado foi proposta uma nova metodologia para o controle de tensão e potência reativa de redes de distribuição. A estratégia de controle desenvolvida considera o ajuste coordenado entre todos os dispositivos controláveis do sistema de distribuição. Para isso, foram considerados equipamentos convencionais como reguladores de tensão e bancos de capacitores e também dispositivos baseados em eletrônica de potência, como geradores distribuídos e D-STATCOMs.

Com a aplicação da metodologia de VVC coordenado foi demonstrado que é possível realizar as comutações de forma proporcional entre os equipamentos de controle do sistema. Ao utilizar apenas a estratégia de *Efetividade*, observou-se um maior número de chaveamentos, principalmente nos reguladores de tensão por serem ligados em série e operarem com ajuste de TAP. O uso da estratégia de *Comutatividade* proporcionou a utilização de outros equipamentos na correção das violações de tensão, tais como os bancos de capacitores que conservaram os reguladores de tensão. Os bancos de capacitores possuem custo mais baixo e são de fácil instalação, principalmente por estarem em derivação e também por serem usados em maior quantidade do que os reguladores de tensão. Estas características mostram a importância da estratégia de *Comutatividade* que considera o número de chaveamentos para a correção de problemas de tensão.

A lógica fuzzy foi capaz de atingir os objetivos definidos com reduzido esforço e tempo computacional. Por outro lado, a escolha dos parâmetros fuzzy é complexa, dada a infinidade de combinações e possibilidades que podem ser alcançadas. Destacam-se também algumas limitações destes sistemas que podem ser melhoradas, como a determinação das regras do controle fuzzy, onde utiliza-se o conhecimento de um especialista, bem como a definição das funções de pertinência que geralmente são baseadas em uma avaliação subjetiva do especialista. Salienta-se que as funções de pertinência utilizadas nesta Tese garantiram a eficiência na solução das violações do sistema.

A implementação a partir dos softwares MATLAB® e OpenDSS® permitiu a representação precisa das características e dos elementos dos sistemas de distribuição, contemplando a simulação de fluxo de potência trifásico, desequilibrado com distintos modelos de carga e praticamente em tempo real, de forma semelhante ao uso do sistema SCADA.

Os resultados para o sistema teste baseado na rede real da IEEE, mostraram que tanto a GD quanto o D-STATCOM podem participar ativamente do VVC através do controle de potência reativa do inversor. Neste sentido, é possível operar as redes de distribuição com ganhos operacionais em relação a redução do número de chaveamentos dos dispositivos convencionais, afim de prolongar períodos de manutenção e vida útil dos dispositivos. Salienta-se que não há o predomínio de um mesmo equipamento na correção das violações de tensão e sim, a distribuição das comutações, resultando em benefícios para a empresa distribuidora. Destaca-se também que estratégia de VVC coordenado permite a escolha entre a *Efetividade* e a *Atuação* (*Efetividade* e *Comutatividade*) com o objetivo de implementar o menor número de chaveamentos durante as adequações nos níveis de tensão da rede.

A estratégia proposta também permite a avaliação do VVC com veículos elétricos e transformadores de estado sólido, uma vez que estes equipamentos utilizam inversores para a conexão com a rede elétrica.

6.2 Principais contribuições

Como principais contribuições deste trabalho, podem-se destacar:

- Estratégia de VVC coordenado centralizada no COD ou descentralizada;
- Estratégia de VVC que controla a potência reativa de equipamentos baseados em eletrônica de potência;
- Estratégia de VVC que considera a proporcionalidade das comutações dos equipamentos convencionais;
- Estratégia de VVC que permite a ativação/desativação de funções de região ou ramal de operação dos equipamentos;
- Estratégia de VVC que permite a escolha entre a *Efetividade* e a *Atuação* com o objetivo de implementar o menor número de chaveamentos dos equipamentos.

6.3 Trabalhos publicados

O desenvolvimento do trabalho resultou nas seguintes publicações:

- **Livro publicado/organizado**

1. BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; CANHA, L. N.; MELLO, A. P. C.; ABAIDE, A. R.; SPERANDIO, M.; GARCIA, V. J.; RAMOS, M. “Sistemas de distribuição no contexto das redes elétricas inteligentes: uma abordagem para reconfiguração de redes”. 1. ed. Santa Maria: AGEPOC, 2015. 200p.

- **Capítulo de livro publicado**

1. BERNARDON, D. P.; MELLO, A. P. C.; PFITSCHER, L. L. “Real-Time Reconfiguration of Distribution Network with Distributed Generation”. 1.ed. Rijeka, Croácia: InTech, 2016, v. 1, p. 9-28.
2. SALDANHA, J. J. A.; SANTOS, E. M.; MELLO, A. P. C.; BERNARDON, D. P. Control Strategies for Smart Charging and Discharging of Plug- In Electric Vehicles. Control Strategies for Smart Charging and Discharging of Plug-In Electric Vehicles. 1ed.Rijeka: Intech, 2016, v., p. 121-141.

- **Trabalho completo publicados em periódico internacional:**

1. DE MELLO, ANA PAULA CARBONI; PFITSCHER, LUCIANO LOPE; BERNARDON, DANIEL PINHEIRO. Coordinated Volt/VAr control for real-time operation of smart distribution grids. ELECTRIC POWER SYSTEMS RESEARCH, v. 151, p. 233-242, 2017.

- **Trabalho completo publicados em anais de congresso:**

1. MELLO, A. P. C.; BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; PORTO, D. Desenvolvimento de uma estratégia de controle Volt/VAr em sistemas de distribuição inteligentes a partir de lógica fuzzy. In: XIII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI 2017), 2017, Porto Alegre - RS.
2. MELLO, A. P. C.; BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; PORTO, D. Controle coordenado Volt/VAr para operação de redes de distribuição em tempo real. In: XXI Congresso Brasileiro de Automática (CBA 2016), 2016, Vitória - ES.
3. MELLO, A. P. C.; BERNARDON, D. P.; PFITSCHER, L. L.; PORTO, D. “Otimização da Operação de Redes de Distribuição para a Redução de Per-

das de Energia no ambiente *Smart Grid*". In: Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE 2016), 2016, Natal.

6.4 Propostas para trabalhos futuros

Como sugestões de trabalhos futuros enumeram-se as seguintes abordagens:

1. Desenvolver uma estratégia específica para o controle do fator de potência da subestação;
2. Avaliar o comportamento do VVC com a disseminação de sistemas eletrônicos como transformadores SST e sistemas de armazenamento de energia;
3. Avaliar o comportamento do VVC frente a novos objetivos de operação, tais como redução da tensão de conservação, reconfiguração e *self healing*;
4. Avaliar os custos de operação e manutenção como opção de escolha dos equipamentos do VVC.

REFERÊNCIAS

ABB. **Model behavior Using distribution models to deliver smart grid volt/var control.** Disponível em: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/entrez/query.fcgi?cmd=Retrieve&db=PubMed&dopt=Citation&list_uids=10744536>.

ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas. Transformador de potência. NBR 5356.** Rio de Janeiro: [s.n.].

ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas. Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. NBR 16149.** Rio de Janeiro: [s.n.].

ABNT. **Associação Brasileira de Normas Técnicas. Transformadores para redes aéreas de distribuição - Padronização. NBR 5440.** Rio de Janeiro: [s.n.].

ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. **Electric Power Systems Research**, v. 57, n. 3, p. 195–204, abr. 2001.

ALBARRACIN, R.; ALONSO, M. Photovoltaic reactive power limits. **12th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2013**, p. 13–18, 2013.

ALMEIDA, A. M. F. DE et al. Planejamento de Reguladores de Tensão em Redes de Distribuição via Algoritmos Genéticos e Lógica Fuzzy. **CBQEE**, 2009.

ALVES, M. R. F. O papel de geradores fotovoltaicos na regulação de tensão em redes de distribuição. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte**, 2017.

ALVES, M. R. F.; MENDES, M. A. S. **The role of photovoltaic generators in low voltage residential voltage regulation: A comparison between standards.** Harmonics and Quality of Power (ICHQP), 2016 17th International Conference on. **Anais...**Belo Horizonte, MG: 2016

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências.

Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012., p. 1-4, 2012.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição do PRODIST. **Nota Técnica nº 0057/2014-SDR/ANEEL**, 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. **Resolução Normativa nº 687**, p. 24, 2015.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **PRODIST Módulo 8 - Qualidade de Energia Elétrica**, v. Revisão 10, 2018.

ANTONIO, F.; GOMIDE, C.; GUDWIN, R. R. Modelagem. controle, sistemas e lógica fuzzy. **Revista Controle & Automação**, v. 4, p. 97-115, 1994.

ATANACKOVIC, D.; DABIC, V. Deployment of real-time state estimator and load flow in BC Hydro DMS - Challenges and opportunities. **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, p. 1-5, 2013.

AUGUGLIARO, A. et al. Voltage regulation and power losses minimization in automated distribution networks by an evolutionary multiobjective approach. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 19, n. 3, p. 1516-1527, 2004.

AZZOUZ, M. A.; EL-SAADANY, E. F. Optimal coordinated Volt / Var control in active distribution networks. p. 1-5, 2014.

BARAN, M. E.; EL-MARKABI, I. M. A multiagent-based dispatching scheme for distributed generators for voltage support on distribution feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 52-59, 2007.

BARNES, A. K.; MARTINELLI, V.; SIMONELLI, J. **A local voltage regulator that improves energy savings under Advanced Volt-Var Control**. IEEE PES T&D Conference and Exposition. **Anais...IEEE**, abr. 2014

BENICHIO, V. M. et al. Controle de tensão em transformadores de subestação de distribuição de energia elétrica usando relés com funcionalidades inteligentes. **XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI**, p. 1-9, 2008.

BERGER, L. T.; KRZYSZTOF, I. **Redes Elétricas Inteligentes - Aplicações, comunicação e segurança**. Rio de Janeiro: LTC, 2015.

BIE, Z. H. et al. Integration of algorithmic and heuristic techniques for transition-optimised voltage and reactive power control. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 153, n. 2, p. 205, 2006.

BISERICA, M. et al. Neural networks to improve distribution state estimation - Volt var

- control performances. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 3, p. 1137–1144, 2012.
- BORLASE, S. **Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions**. London: CRC Press, 2013.
- BREMERMANN, L. E. Controle fuzzy volt var em sistemas de distribuição. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS, Porto Alegre**, 2008.
- BRENNA, M. et al. Automatic distributed voltage control algorithm in smart grids applications. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 4, n. 2, p. 877–885, 2013.
- CAPITANESCU, F.; BILIBIN, I.; ROMERO RAMOS, E. A comprehensive centralized approach for voltage constraints management in active distribution grid. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 2, p. 933–942, 2014.
- CAVALIERE, C. A. C. Análise de STATCOM operando em sistemas desbalanceados. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro**, 2001.
- CHANDA, S. et al. Implementation of non-intrusive energy saving estimation for Volt/VAR control of smart distribution system. **Electric Power Systems Research**, v. 120, p. 39–46, 2015.
- CHEN, S. et al. Optimal reactive power and voltage control in distribution networks with distributed generators by fuzzy adaptive hybrid particle swarm optimisation method. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 11, p. 1096–1103, 6 ago. 2015.
- DE ALVARO GARCIA, L.; GRENARD, S. Scalable distribution state estimation approach for Distribution Management Systems. **2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)**, n. 248235, p. 1–6, 2011.
- DE SOUZA, B. A.; DE ALMEIDA, A. M. F. Multiobjective optimization and fuzzy logic applied to planning of the volt/var problem in distributions systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 3, p. 1274–1281, 2010.
- DENG, Y. et al. A heuristic and algorithmic combined approach for reactive power optimization with time-varying load demand in distribution systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 1068–1072, 2002.
- DIAS, T. L. Estudo de transformadores de estado sólido para conexão de sistemas de geração distribuída à rede de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerais - Escola de Engenharia**, 2013.
- EDGE, R.; YORK, B.; ENBAR, N. Rolling Out Smart Inverters: Assessing Utility

Strategies and Approaches. **Solar Electric Power Association (SEPA) and Electric Power Research Institute (EPRI)**, p. November 4, 2015.

ENDERLE, T. P. et al. D-STATCOM applied to single-phase distribution networks: Modeling and control. **IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**, p. 321–326, 2012.

FARAG, H. E.; EL-SAADANY, E. F.; SEETHAPATHY, R. A two ways communication-based distributed control for voltage regulation in smart distribution feeders. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 1, p. 271–281, 2012.

FARRET, F. A. **Aproveitamentos de Pequenas Fontes de Energia Elétrica**. 1 ed ed. Santa Maria: [s.n.].

FASUGBA, M. A.; KREIN, P. T. Gaining vehicle-to-grid benefits with unidirectional electric and plug-in hybrid vehicle chargers. **2011 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC 2011**, 2011.

FUKUYAMA, Y.; YOSHIDA, H. A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control in Electric Power Systems. **Evolutionary Computation, Proceedings of the 2001 Congress on, Seoul**, v. 1, p. 87–93, 2001.

GHIANI, E.; PILO, F. Smart inverter operation in distribution networks with high penetration of photovoltaic systems. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 3, n. 4, p. 504–511, 2015.

GUILLE, C.; GROSS, G. A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation. **Energy Policy**, v. 37, n. 11, p. 4379–4390, 2009.

HOMAEI, O.; ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S. Real-time voltage control algorithm with switched capacitors in smart distribution system in presence of renewable generations. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 54, p. 187–197, 2014.

HOSSAIN, E.; HAN, Z.; POOR, H. V. **Smart Grid Communications and Networking**. Cambridge University Press: [s.n.].

HSU, Y.-Y.; KUO, H.-C. Dispatch of capacitors on distribution system using dynamic programming. **IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution**, v. 140, n. 6, p. 433, 1993.

HUANG, A. et al. The Future Renewable Electric Energy Delivery and Management (FREEDM) System: The Energy Internet. v. 99, 2011.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N. Loss reduction and loadability enhancement with DG: A dual-index analytical approach. **Applied Energy**, v. 115, p. 233–241, 2014.

HUNG, D. Q.; MITHULANANTHAN, N.; LEE, K. Y. Optimal placement of dispatchable

and nondispatchable renewable DG units in distribution networks for minimizing energy loss. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 55, p. 179–186, 2014.

IBRAHIM, M.; SALAMA, M. M. A. Smart distribution system volt / VAR control using distributed intelligence and wireless communication. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. August 2014, p. 1–12, 2015.

IEEE. **IEEE P1409 Custom Power Task Force**. Disponível em: <<http://grouper.ieee.org/groups/1409/>>.

JAUCH, E. Possible effects of smart grid functions on LTC transformers. **Industry Applications, IEEE Transactions on**, v. 47, n. 2, p. 1013–1021, 2011.

JUAMPEREZ, M.; YANG, G.; KJ??R, S. B. Voltage regulation in LV grids by coordinated volt-var control strategies. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 2, n. 4, p. 319–328, 2014.

KAGAN, N. et al. **Métodos de otimização aplicados a sistemas elétricos de potência**. São Paulo: [s.n.].

KEMPENER, R.; KOMOR, P.; HOKE, A. SMART GRIDS AND RENEWABLES A Guide for Effective Deployment. **International Renewable Energy Agency (IRENA)**, n. November, 2013.

KERTING, W. H. Radial distribution test feeders. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 6, n. 3, p. 975–985, 1991.

KIM, I.; HARLEY, R. G.; REGASSA, R. **Optimal distributed generation allocation on distribution networks at peak load and the analysis of the impact of volt/var control on the improvement of the voltage profile**. 2014 North American Power Symposium (NAPS). **Anais...IEEE**, set. 2014

KIM, Y. et al. Coordinated Control of a DG and Voltage Control Devices Using a Dynamic Programming Algorithm. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 1, p. 42–51, 2013.

KIRSHNER, D. Implementation of conservation voltage reduction at Commonwealth Edison. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 5, n. 4, p. 1178–1182, 1990.

KISACIKOGLU, M. C.; OZPINECI, B.; TOLBERT, L. M. Effects of V2G reactive power compensation on the component selection in an EV or PHEV bidirectional charger. **2010 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2010 - Proceedings**, p. 870–876, 2010a.

KISACIKOGLU, M. C.; OZPINECI, B.; TOLBERT, L. M. Examination of a PHEV bidirectional charger system for V2G reactive power compensation. **Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition -**

APEC, p. 458–465, 2010b.

KISACIKOGLU, M. C.; OZPINECI, B.; TOLBERT, L. M. Reactive power operation analysis of a single-phase EV/PHEV bidirectional battery charger. **8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia: “Green World with Power Electronics”**, ICPE 2011-ECCE Asia, p. 585–592, 2011.

KOJOVIC, L. A.; COLOPY, C. A.; ARDEN, D. **Volt/VAR Control for Smart Grid Solutions**. 21st International Conference on Electricity Distribution. **Anais...**2011

KROK, M. J.; GENÇ, S. A coordinated optimization approach to Volt/VAr control for large power distribution networks. **Proceedings of the 2011 American Control Conference**, p. 1145–1150, 2011.

LEITE, L. et al. Integrated voltage regulation in distribution grids with photovoltaic distribution generation assisted by telecommunication infrastructure. **Electric Power Systems Research**, v. 136, n. July, p. 110–124, 2016.

LEITE, L. H. DE M. Estratégia de regulação de tensão em redes de distribuição com geração distribuída fotovoltaica assistida por infraestrutura integrada de telecomunicações. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)**, Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG, Belo Horizonte, 2016.

LEMOS, F. A. B. et al. Melhoria da Operação do Sistema CELESC através de Integração de Informações para Simulação e Análise. **V Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica, CITENEL**, 2009.

LEMOS, F. B. et al. Simulação e Análise de Ações de Controle Volt/var no Sistema CELESC para Suporte da Programação da Operação. **XVIII Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, SENDI**, 2008.

LIANG, R.-H.; CHEN, Y.-K.; CHEN, Y.-T. Volt/Var control in a distribution system by a fuzzy optimization approach. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 33, n. 2, p. 278–287, fev. 2011.

LIANG, R.; WANG, Y. Fuzzy-based reactive power and voltage control in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 18, n. 2, p. 610–618, 2003.

LIU, M. B.; HUANG, W. Reactive Power and Voltage Control in Distribution Systems With Limited Switching Operations. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 2, p. 889–899, 2009.

LIU, Y.; ZHANG, P.; QIU, X. Optimal volt/var control in distribution systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 24, n. 4, p. 271–276, 2002.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C. Geração Distribuída de Energia: Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. **Livro de Minicursos do**

Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, p. Cap. 2, 1-52, 2015.

LU, F. C.; HSU, Y. Y. Reactive power/voltage control in a distribution substation using dynamic programming. **IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution**, v. 142, n. 6, p. 639, 1995.

LU, Y.-Y. H. AND F.-C. A combined artificial neural network-fuzzy dynamic programming approach to reactive power/voltage control in a distribution substation. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 13, n. 4, p. 1265–1271, 1998.

MACÊDO, W. N. Análise do fator de dimensionamento do inversor aplicado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Tese (Doutorado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo**, 2006.

MADRIGAL, M.; ULUSKI, R. **Practical Guidance for Defining a Smart Grid Modernization Strategy: The Case of Distribution**. Washington DC: The World Bank, 2015.

MAHELA, O. P.; SHAIK, A. G. A review of distribution static compensator. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 531–546, 2015.

MAN, E. A. Control of Grid Connected PV Systems with Grid Support Functions. **Master's Thesis, Department of Energy Technology- Aalborg University, Denmark**, 2012.

MANBACHI, M. et al. **Impact of V2G on real-time adaptive Volt/Var optimization of distribution networks**. 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference. **Anais...IEEE**, ago. 2013

MANBACHI, M. et al. Real-Time Adaptive VVO / CVR Topology Using. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 5, n. 2, p. 587–597, 2014.

MANBACHI, M. et al. Smart grid adaptive volt-VAR optimization: Challenges for sustainable future grids. **Sustainable Cities and Society**, v. 28, p. 242–255, 2017.

MARKUSHEVICH, N. **The benefits and challenges of the Integrated Volt/Var Optimization in the smart grid environment**. 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. **Anais...IEEE**, jul. 2011

MASTERS, G. M. **Renewable and Efficient Electric Power Systems**. Hoboken, NJ, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2004.

MCGRANAGHAN, M. et al. Renewable Systems Interconnection Study: Advanced Grid Planning and Operations. **Sandia National Laboratories, Technical Report**, n. February, p. 123, 2008.

MELLO, A. P. C. DE. Reconfiguração de redes de distribuição considerando

multivariáveis e geração distribuída. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Santa Maria - UFSM, Santa Maria, 2014.**

MENDONÇA NETA, B. M. DE. Procedimentos de lógica fuzzy na solução de problemas de controle de tensão e potência reativa em sistemas e subsistemas de potência. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais- PUC-MINAS, Belo Horizonte, 2005.**

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.**

MERCER, B. M.; TRINDADE, F. C. L. Uma Proposta de Controle Volt / Var Hierárquico para Sistemas Modernos de Distribuição de Energia Elétrica. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE, 2016.**

MEZZACASA, V. C. et al. Análise de comportamento de capacitores em série para adequação de nível de tensão em redes de distribuição. **Seminário de Redes Elétricas Inteligentes (REI), 2014.**

MILLER, L. et al. Distribution System Voltage Management and Optimization for Integration of Renewables and Electric Vehicles. **California Institute for Energy and Environment - California Energy Commission, 2013.**

MIRANDA, V. Controlo de tensão e reactiva com inteligência computacional: controlo difuso e enxames evolucionários. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE, p. 1–8, 2008.**

MIRANDA, V.; CALISTO, P. **A fuzzy inference system to voltage/var control in dms - distribution management system.** 14th Power Systems Computation Conference. **Anais...2002**

MIRANDA, V.; MOREIRA, A.; PEREIRA, J. An Improved Fuzzy Inference System for Voltage/VAR Control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 4, p. 2013–2020, nov. 2007.

MOHAPATRA, A.; BIJWE, P. R.; PANIGRAHI, B. K. An Efficient Hybrid Approach for Volt/Var Control in Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 29, n. 4, p. 1780–1788, ago. 2014.

MOKGONYANA, L. A heuristic optimal approach for coordinated volt/var control in distribution networks. **Dissertation (Master of Engineering Electrical Engineering) - University of Pretoria, n. November, 2014.**

MUSTAFAR, M. F. et al. Ant Colony Optimization (ACO) based technique for voltage control and loss minimization using transformer tap setting. **2007 5th Student**

- Conference on Research and Development, SCORED**, n. December, 2007.
- NIKNAM, T. A new HBMO algorithm for multiobjective daily Volt/Var control in distribution systems considering Distributed Generators. **Applied Energy**, v. 88, n. 3, p. 778–788, 2011.
- OSTERWALD, C. R. Translation of device performance measurements to reference conditions. **Solar Cells**, v. 80401, p. 269–279, 1986.
- PADILHA-FELTRIN, A.; 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**, v. 30, n. 2, p. 618–626, 2015.
- PALIWAL, P.; PATIDAR, N. P.; NEMA, R. K. Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 557–570, 2014.
- PARK, J. Y.; NAM, S. R.; PARK, J. K. Control of a ULTC considering the dispatch schedule of capacitors in a distribution system. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 2, p. 755–761, 2007.
- PAUDYAL, S.; CANIZARES, C. A.; BHATTACHARYA, K. Optimal Operation of Distribution Feeders in Smart Grids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4495–4503, 2011.
- PEREIRA, J.; ALVES, J.; MATOS, M. Optimization of Electrical Distribution Network Operation based on EPSO. **Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), 2015 18th International Conference on, Porto**, n. 608, p. 1–6, 2015.
- PFITSCHER, L. Reconfiguração automática das redes de energia elétrica com monitoramento em tempo real. **Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, Santa Maria**, 2013.
- POMILIO, J. A.; DECKMANN, S. M. Condicionamento de Energia Elétrica e Dispositivos FACTS. **Universidade Estadual de Campinas Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação**, p. 26, 2009.
- QIN, H.; KIMBALL, J. W. Solid-State Transformer Architecture Using AC-AC Dual-Active-Bridge Converter. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 9, p. 3720–3730, set. 2013.
- RAHIMI, S.; MARINELLI, M.; SILVESTRO, F. Evaluation of requirements for Volt/Var control and optimization function in distribution management systems. **2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition, ENERGYCON 2012**, p. 331–336, 2012.
- RODRIGUES, W. A. et al. Aplicação do Transformador de Estado Sólido em Sistemas de Distribuição. **Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, SBSE**, 2016.

- ROYTELMAN, I.; GANESAN, V. **Modeling of local controllers in distribution network applications**. Proceedings of the 21st International Conference on Power Industry Computer Applications. **Anais...IEEE**, 1999
- SALDANHA, J. J. et al. Control Strategies for Smart Charging and Discharging of Plug-in Electric Vehicles. In: **Smart Cities Technologies**. 1. ed. Rijeka - Croatia: [s.n.].
- SAMIMI, A.; KAZEMI, A. Coordinated Volt/Var Control in Distribution Systems with Distributed Generations Based on Joint Active and Reactive Powers Dispatch. **Applied Sciences**, v. 6, n. 1, p. 4, 2016.
- SEN, P. K.; LARSON, S. L. **Fundamental concepts of regulating distribution system voltages**. Proceedings of 1994 IEEE Rural Electric Power Conference. **Anais...IEEE**, 1995
- SHAH, D.; CROW, M. Online Volt-Var Control for Distribution Systems With Solid State Transformers. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 8977, n. c, p. 1–1, 2015.
- SHAHIDEHPOUR, M.; WANG, Y. **Communication and control in electric power systems - Applications of parallel and distributed processing**. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2003.
- SHE, X. et al. On Integration of Solid-State Transformer With Zonal DC Microgrid. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 975–985, jun. 2012.
- SHEN, Z. Centralized and Decentralized Volt/Var Control Schemes for FREEDM System. **Dissertation (Master of Engineering Electrical Engineering) - Faculty of North Carolina State University - Raleigh -North Carolina**, 2013.
- SHEN, Z.; BARAN, M. E. Gradient based centralized optimal Volt/Var control strategy for smart distribution system. **2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference, ISGT 2013**, p. 1–6, 2013.
- SHORT, T. **Electric power distribution handbook**. Florida: [s.n.]. v. 10
- SIMAS FILHO, E. F. DE. Monitoramento de Reguladores de Tensão utilizando Análise de Vibração através de Sistemas Inteligentes. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal da Bahia - Salvador, Bahia**, 2004.
- SIMÕES, M. G.; SHAW, I. S. **Controle e modelagem fuzzy**. 2ª ed. São Paulo: [s.n.].
- SPATTI, D. H. Sistema Inteligente para Controle de Relés Reguladores de Tensão. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, São Paulo**, 2007.
- SPATTI, D. H. et al. Real-Time Voltage Regulation in Power Distribution System Using Fuzzy Control. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 25, n. 2, p. 1112–1123, abr. 2010.

- SPATTI, D. H. et al. Regulação automática de tensão em transformadores de subestação de distribuição usando implementação fuzzy. **Revista de Controle & Automação**, v. 22, n. 2, 2011.
- TARIQ, M. U.; GRIJALVA, S.; WOLF, M. Towards a distributed, service-oriented control infrastructure for smart grid. **Proceedings - 2011 IEEE/ACM 2nd International Conference on Cyber-Physical Systems, ICCPS 2011**, p. 35–44, 2011.
- THOMAS, M. S.; ARORA, S.; CHANDNA, V. K. Distribution Automation leading to a Smarter Grid. **Innovative Smart Grid Technologies - India (ISGT India)**, p. 211–216, 2011.
- TOMA, S. et al. Decentralized voltage control in distribution system using neural network. **2008 IEEE 2nd International Power and Energy Conference**, n. PECon 08, p. 1557–1562, 2008.
- TOMÍC, J.; KEMPTON, W. Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. **Journal of Power Sources**, v. 168, n. 2, p. 459–468, 2007.
- TOSHIBA, I. A. DO S. L. Controle para Regulador de Tensão Monofásico - Manual de Instruções. 2011.
- TRETECH. Relé regulador de tensão AVR - Manual técnico. 2016.
- TURITSYN, K. et al. Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators. **Proceedings of the IEEE**, v. 99, n. 6, p. 1063–1073, 2011.
- ULINUHA, A.; MASOUM, M. A S.; ISLAM, S. M. Optimal scheduling of LTC and shunt capacitors in large distorted distribution systems using evolutionary-based algorithms. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 23, n. 1, p. 434–441, 2008.
- ULUSKI, R. VVC in the Smart Grid era. **Power and Energy Society General Meeting, 2010 ...**, p. 1–7, 2010.
- USIDA, W. F. Controle fuzzy para melhoria do perfil de tensão em sistemas de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo - Escola de Engenharia de São Carlos, São Carlos, São Paulo**, 2007.
- VAZIRI, M. Y. et al. **Volt/VAr regulation and issues with high penetration of renewables on distribution systems**. 2012 IEEE 13th International Conference on Information Reuse & Integration (IRI). **Anais...IEEE**, ago. 2012
- VIANNA, M. P. Gerenciamento de potência reativa em sistemas de distribuição utilizando controlador fuzzy de fator de potência. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul - PUCRS, Porto Alegre**, 2009.

- VON APPEN, J. et al. Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 11, n. 2, p. 55–64, mar. 2013.
- VOVOS, P. N. et al. Centralized and distributed voltage control: Impact on distributed generation penetration. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 1, p. 476–483, 2007.
- WANG, Z.; BEGOVIC, M.; WANG, J. Analysis of Conservation Voltage Reduction Effects Based on Multistage SVR and Stochastic Process. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 1, p. 431–439, 2014.
- WANG, Z.; WANG, J. Review on Implementation and Assessment of Conservation Voltage Reduction. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 29, n. 3, p. 1306–1315, 2014.
- WAVIOT. WAVIOT NB-FI LPWAN Technology: Product and Tech Description. p. 1–29, 2016.
- YAMAKAWA, E. K. Sistema de controle nebuloso para bancos de capacitores automáticos aplicados em alimentadores de distribuição de energia elétrica. **Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Paraná - Curitiba**, 2007.
- YANG, Y. et al. **Suggested grid code modifications to ensure wide-scale adoption of photovoltaic energy in distributed power generation systems**. 2013 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting. **Anais...IEEE**, out. 2013
- YOSHIDA, H. et al. A particle swarm optimization for reactive power and voltage control considering voltage security assessment. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 15, n. 4, p. 1232–1239, 2000.
- ZARE, M.; NIKNAM, T. A new multi-objective for environmental and economic management of Volt/Var Control considering renewable energy resources. **Energy**, v. 55, p. 236–252, 2013.
- ZHANG, W. et al. **Fast volt-VAR control on PV dominated distribution systems**. 2014 IEEE PES T&D Conference and Exposition. **Anais...IEEE**, abr. 2014
- ZHANG, X.; FLUECK, A. J.; NGUYEN, C. P. Agent-Based Distributed Volt/Var Control With Distributed Power Flow Solver in Smart Grid. **Smart Grid, IEEE Transactions on**, v. PP, n. 99, p. 1, 2015.
- ZHU, H.; LIU, H. J. Fast Local Voltage Control Under Limited Reactive Power: Optimality and Stability Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, p. 1–10, 2015.