



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
Faculdade de Engenharia de Bauru

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Felipe Augusto Ferreira de Almeida

**COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REATIVOS EMPREGADOS EM
REDES DE BAIXA TENSÃO COM GERADORES DISTRIBUÍDOS DE
ENERGIA**

Sorocaba - SP

2016

FELIPE AUGUSTO FERREIRA DE ALMEIDA

**COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REATIVOS EMPREGADOS EM
REDES DE BAIXA TENSÃO COM GERADORES DISTRIBUÍDOS DE
ENERGIA**

Dissertação apresentada ao programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru – UNESP para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Flávio Alessandro Serrão Gonçalves

Sorocaba - SP

2016

Almeida, Felipe Augusto Ferreira de.

Compensadores estáticos de reativos empregados em redes de baixa tensão com geradores distribuídos de energia / Felipe Augusto Ferreira de Almeida, 2016
114 f.

Orientador: Flávio Alessandro Serrão Gonçalves

Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2016

1. Compensador estático de reativos. 2. Qualidade da energia elétrica. 3. Condicionadores de energia. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

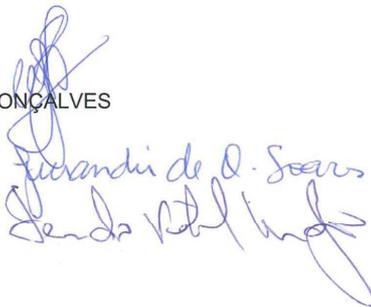
ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE FELIPE AUGUSTO FERREIRA DE ALMEIDA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA.

Aos 03 dias do mês de novembro do ano de 2016, às 08:30 horas, no(a) Instituto de Ciência e Tecnologia/UNESP/Sorocaba, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. FLAVIO ALESSANDRO SERRAO GONÇALVES - Orientador(a) do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia/UNESP, Prof. Dr. JURANDIR DE OLIVEIRA SOARES do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Universidade Federal do Mato Grosso do Sul, Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFAO do(a) Departamento de Engenharia de Controle e Automação / Instituto de Ciência e Tecnologia/UNESP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de FELIPE AUGUSTO FERREIRA DE ALMEIDA, intitulada **COMPENSADORES ESTÁTICOS DE REATIVOS EMPREGADOS EM REDES BAIXA TENSÃO COM GERADORES DISTRIBUÍDOS DE ENERGIA**. Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVAÇÃO _____. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.

Prof. Dr. FLAVIO ALESSANDRO SERRAO GONÇALVES

Prof. Dr. JURANDIR DE OLIVEIRA SOARES

Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFAO



AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por sempre estar ao meu lado em minha caminhada.

À minha família, especialmente à minha avó Theresa pelo carinho e apoio. À minha esposa Grace pelo carinho, apoio e compreensão nos momentos de minha ausência, e ao meu filho Gustavo por trazer alegria nos momentos difíceis.

Ao meu orientador Professor Flávio Alessandro Serrão Gonçalves pela atenção, paciência, orientação e suporte nestes anos.

Aos professores da UNESP Sorocaba, Professor Paulo José Amaral Serni, Professor Fernando Pinhabel Marafão, Professor Helmo Kelis Morales Paredes, pelo apoio nas disciplinas do curso e especialmente aos professores Paulo e Fernando por participarem da banca de qualificação, enriquecendo o trabalho com suas contribuições.

Agradeço ao professor Jurandir de Oliveira Soares da UFMS por aceitar o convite para participar da banca de defesa e pela gratificante contribuição a este trabalho, juntamente com os professores Flávio e Fernando.

Agradeço à ajuda imprescindível do amigo do laboratório GASI, Eduardo Verri Liberado (Geninho), bem como aos amigos Wesley, Jefferson, Paulo, Augusto, Alexandre e Daltin pelo companheirismo e colaboração.

Agradeço ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo - IFSP, pelo auxílio financeiro e por disponibilizar tempo para que eu pudesse me dedicar ao mestrado, bem como ao diretor do Câmpus Boituva, Bruno Nogueira Luz, e aos colegas de trabalho pelo apoio.

Aos servidores da UNESP Sorocaba. Aos servidores do Programa de Pós-graduação da UNESP Bauru, principalmente à Celia Cristina Graminha, que me acompanhou desde 1998, quando iniciei minha graduação.

A todos que acompanharam esta jornada, mesmo que indiretamente, mas que de certa forma participaram e deixaram a sua contribuição.

*“Quando penso que cheguei ao meu limite,
descubro que tenho forças para ir além.”*

Ayrton Senna

RESUMO

Este trabalho aborda o emprego do Compensador Estático de Reativos (SVC) em redes de baixa tensão com geração distribuída de energia, tendo como objetivo a compensação de tensão e de fator de potência. Os principais distúrbios de qualidade de energia elétrica em baixa tensão, bem como as normas e os limites operacionais para os principais indicadores foram revisados, visando confrontação com as situações resultantes da integração do SVC no sistema elétrico. O SVC possui operação estabelecida como carga reativa controlável em sistemas de transmissão de energia, fazendo parte dos condicionadores da tecnologia FACTS (Flexible AC Transmission Systems). A exploração desta tecnologia em outro nível de tensão é o objetivo deste trabalho. As análises foram realizadas através de simulações computacionais, desenvolvidas no ambiente MATLAB, contemplando o desenvolvimento de modelos relacionados com aplicações de RCT (Reator Controlado a Tiristor), FC (Capacitor Fixo), do CCT (Capacitor Chaveado a Tiristor) e de um sistema de geração distribuída de energia elétrica trifásico em uma rede de baixa tensão a quatro fios. A metodologia para o dimensionamento dos elementos passivos dos condicionadores é apresentada, bem como a análise dos valores de potência reativa, fator de potência, distorções harmônicas e a avaliação da necessidade de utilização ou não de filtros passivos. A teoria da potência conservativa (TPC) é a metodologia utilizada para definição das grandezas elétricas e fatores de conformidade. Por fim, as características operacionais de um SVC aplicado a uma rede de baixa tensão a quatro fios são exploradas através dos resultados de simulação, com o objetivo de demonstrar a manutenção de suas características operacionais estabelecidas, no nível de baixa tensão, e apontar aspectos diferenciados quanto à regulação de fator de potência e da forma de tensão providos pelo SVC, para servir como informação de confronto frente a outras tecnologias comumente utilizadas neste nível de tensão.

Palavras-chave: Compensador Estático de Reativos, Qualidade de Energia Elétrica, Condicionadores de energia, CCT, RCT.

ABSTRACT

This paper discusses the use of Static Var Compensator (SVC) on low voltage grids with distributed generation with the aim of voltage and power factor compensation. The main electrical power quality disturbances at low voltage as well as the rules and operational limits for the main indicators were reviewed aiming to confront the situations resulting from SVC integration in the electrical system. SVC has established operation as controllable reactive load in power transmission systems, being part of FACTS (Flexible AC Transmission Systems) technology conditioners. The application of this technology in another level of tension is the objective of this work. The analyzes were carried out through computer simulations developed in the MATLAB environment, including the development of models related to RCT (Thyristor Controlled Reactor), FC (Fixed Capacitor), CCT (Thyristor Switching Capacitor) and a three-phase electric power distributed generation system in a four-wire low voltage grid. The methodology for the dimensioning of the passive elements of the conditioners is presented, as well as the analysis of the values of reactive power, power factor, harmonic distortions and the evaluation of the need to use passive filters. The conservative power theory (CPT) is the methodology used to define the electrical magnitudes and compliance factors. Finally, the operational characteristics of a SVC applied to a low-voltage four-wire network are exploited through the simulation results, in order to demonstrate the maintenance of its established operational characteristics at the low voltage level and to point out different aspects as well as the power factor regulation and voltage form provided by the SVC, to serve as confronting information

Keywords: Static Var Compensator, Power Quality, Power Conditioners, TCR, TSC.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Reator Controlado a Tiristor.	15
Figura 3.1 – Capacitor Chaveado a Tiristor.....	35
Figura 3.2 – Reator Controlado a Tiristor.	35
Figura 3.3– Variação do valor de susceptância (p.u.) em função de α	36
Figura 3.4– Conteúdo harmônico gerado pelo RCT em função do ângulo de disparo.	37
Figura 3.5 – Compensador Estático de Reativos.	38
Figura 3.6 – Filtros ativos. (a) filtro ativo paralelo; (b) filtro ativo série.	38
Figura 4.1 – Diagrama esquemático de um SVC.	41
Figura 4.2 – Característica de operação $V-I$ do SVC.	42
Figura 4.3 – Representação de uma rede com fonte, linha, SVC e cargas.....	43
Figura 4.4 – Diagrama fasorial para compensação de reativos.	43
Figura 4.5 – Modelos do SVC para estudo de fluxo de potência.....	44
Figura 4.6 – Modelo básico 1 do SVC e regulador de tensão.	45
Figura 4.7 – Modelo básico 2 do SVC.....	46
Figura 4.8 – Diagrama de blocos do SVC.	47
Figura 4.9 – Diagrama de blocos do regulador de tensão do SVC.	49
Figura 4.10 – Sistema de controle e conexão do SVC.....	52
Figura 4.11– Circuito monofásico equivalente (a); Circuito com tiristor sem conduzir (b) ; Circuito com tiristor conduzindo (c).....	53
Figura 4.12– Circuito monofásico contínuo.	55
Figura 4.13 – Estratégia de controle do SVC no caso de variação de carga.	59
Figura 4.14– Sistema de controle do TCR para um acelerador de partículas.	60
Figura 4.15 – Potência reativa do SVC em função do ângulo de disparo α	61
Figura 6.1 – Diagrama esquemático da rede de baixa tensão para compensação de fator de potência.....	67
Figura 6.2 – Diagrama de blocos do controle de fator de potência.	69
Figura 6.3 – Diagrama de instantes da simulação.	69
Figura 6.4 – Fatores da CPT no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.	71
Figura 6.5 – Potências no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	72

Figura 6.6 – Ângulo de disparo do RCT e quantidade de bancos do CCT.....	72
Figura 6.7 – Valores das tensões eficazes de linha no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	73
Figura 6.8 – Tensões instantâneas no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	73
Figura 6.9 – Harmônicas individuais de tensão no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	74
Figura 6.10 – Correntes instantâneas no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	74
Figura 6.11 – Componentes harmônicas da corrente no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.	75
Figura 6.12 – Correntes no GD, SVC, e carga com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	76
Figura 6.13 – Correntes eficazes no PAC, no GD, no SVC, e na carga com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.	77
Figura 6.14 – Fator de potência, fator reatividade e fator não linearidade com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.	78
Figura 6.15 – Potências no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	79
Figura 6.16 – Ângulo de disparo do RCT e quantidade de bancos calculada para SVC compensando fator de potência com CCT de 2 bancos.	79
Figura 6.17 – Valores eficazes de tensões de linha para simulação com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos..	80
Figura 6.18 – Valores instantâneos de tensões de fase no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.	80
Figura 6.19 – Componentes harmônicas de tensão para rede com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.	81
Figura 6.20 – Correntes instantâneas no PAC para rede com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	81
Figura 6.21 – Componentes harmônicas de corrente para rede com com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.	82
Figura 6.22 – Correntes no GD, SVC, e carga com compensação, com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.	83

Figura 6.23 – Correntes eficazes no PAC, SVC, GD e carga em rede com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.	83
Figura 6.24 – Potências no SVC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	84
Figura 7.1 – Diagrama esquemático da rede com SVC para regulação de tensão...	88
Figura 7.2 – Gráficos da simulação com RCT e FC.	90
Figura 7.3 – Diagrama de instantes da simulação com SVC regulando tensão.....	93
Figura 7.4 – Fator de potência, fator reatividade e fator não linearidade do PAC com SVC regulando tensão.	94
Figura 7.5 – Potência no PAC com SVC regulando tensão.	94
Figura 7.6 – Ângulo de disparo dos tiristores com SVC regulando tensão.	95
Figura 7.7 – Tensão eficaz de linha no PAC com SVC regulando tensão.	95
Figura 7.8 – Tensões de fase no PAC com SVC regulando tensão.....	96
Figura 7.9 – Componentes harmônicas de tensão com SVC regulando tensão.	96
Figura 7.10 – Correntes instantâneas no PAC com SVC regulando tensão.	97
Figura 7.11 – Correntes harmônicas individuais com SVC regulando tensão.....	98
Figura 7.12 – Correntes instantâneas no GD, carga e SVC regulando tensão.	99
Figura 7.13 – Correntes harmônicas no PAC, GD, carga e SVC regulando tensão..	99
Figura 7.14 – Potências no SVC regulando tensão.....	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1– Limites de tensão para pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127).....	21
Tabela 2.2– Limites de tensão para pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (380/220).....	21
Tabela 2.3 – Limites para distorção harmônica total.....	24
Tabela 2.4 – Limites para harmônicas de tensão.....	24
Tabela 2.5 – Limites de distorção harmônica total de tensão segundo recomendação IEEE.....	25
Tabela 2.6 – Limites de distorção harmônica de corrente segundo recomendação IEEE.....	25
Tabela 6.1 – Configuração de carga conectada ao PAC em diferentes instantes da simulação.....	69
Tabela 6.2 – Configuração do sistema com 6 bancos CCT e RCT para compensação de fator de potência.....	70
Tabela 6.3 – Distorções harmônicas totais de tensão no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	74
Tabela 6.4 – Distorção harmônicas total de corrente, distorção total de demanda e distorção harmônica individual de 5ª e 7ª ordens no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	75
Tabela 6.5 – Valores dos componentes do filtro passivo sintonizado para harmônica de 7ª ordem aplicado a rede com CCT de 6 bancos.....	76
Tabela 6.6 – Resultados calculados através das medições das grandezas no PAC, SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.....	77
Tabela 6.7– Configuração do sistema com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	78
Tabela 6.8 – Distorções harmônicas de tensão totais no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	81
Tabela 6.9 – Distorção harmônicas total de corrente, distorção total de demanda e distorção harmônica individual de 5ª e 7ª ordens no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	83
Tabela 6.10 – Grandezas medidas no PAC e ângulo de disparo dos tiristores do com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.....	84

Tabela 7.1 – Configuração da rede com RCT e FC.	90
Tabela 7.2 – Resultados obtidos simulação com RCT e FC.	90
Tabela 7.3 – Configuração do sistema com SVC regulando tensão.	92
Tabela 7.4 – Configuração de carga conectada ao PAC em diferentes instantes da simulação com SVC regulando tensão.	93
Tabela 7.5 – Distorções harmônicas de tensão totais no PAC com SVC regulando tensão.	97
Tabela 7.6 – Distorção harmônicas total de corrente, distorção total de demanda e distorção harmônica individual de 5 ^a e 7 ^a ordens no PAC com SVC regulando tensão.....	98
Tabela 7.7 – Grandezas medidas no PAC e ângulo de disparo dos tirisitores do RCT com SVC regulando tensão.	100

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	18
2	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	19
2.1	VARIAÇÕES DE TENSÃO	20
2.1.1	<i>Variações de tensão de curta duração</i>	20
2.1.2	<i>Variações de tensão de longa duração</i>	21
2.2	FATOR DE POTÊNCIA	21
2.3	HARMÔNICAS	22
2.3.1	<i>Limites para as distorções harmônicas de tensão e corrente</i>	23
2.4	TEORIA DA POTÊNCIA CONSERVATIVA	25
2.4.1	<i>Fatores de desempenho ou conformidade</i>	27
2.4.2	<i>Energia Reativa</i>	27
2.5	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	28
3	COMPENSAÇÃO DE DISTÚRBIOS DE QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA	29
3.1	ALGUNS TIPOS DE COMPENSADORES / CONDICIONADORES DE ENERGIA	30
3.1.1	<i>Transformadores com comutação de TAP para regulação de tensão</i>	30
3.1.2	<i>Filtros passivos sintonizados shunt para compensação de harmônicas</i>	31
3.1.2.1	<i>Projeto de Filtros Passivos</i>	32
3.1.3	<i>Bancos de capacitores</i>	33
3.1.4	<i>FACTS (Flexible AC Transmission Systems)</i>	34
3.1.5	<i>Capacitor Chaveado por Tiristor</i>	34
3.1.6	<i>Reator Controlado a Tiristor</i>	35
3.1.7	<i>Compensador Estático de Reativos</i>	37
3.1.8	<i>Filtros Ativos</i>	38
3.1.9	<i>Sistema de compensação cooperativo: SVC + FAP</i>	39
3.2	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	40
4	COMPENSADOR ESTÁTICO DE REATIVOS	41
4.1	PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DO SVC	41
4.1.1	<i>Regulação de tensão com SVC</i>	41
4.2	MODELO DO SVC PARA ESTUDO DE FLUXO DE POTÊNCIA	44
4.3	MODELOS DO SVC PARA ESTUDOS DINÂMICOS	44
4.3.1	<i>Diagramas de blocos do SVC</i>	47
4.3.2	<i>Sistemas de medição</i>	47
4.3.3	<i>Regulador de tensão</i>	47
4.3.4	<i>Disparo dos tiristores</i>	50
4.3.5	<i>Outras abordagens de modelos para o SVC</i>	50
4.3.5.1	<i>Modelagem dinâmica do sistema monofásico equivalente</i>	53
4.3.5.1.1	<i>Modelo Dinâmico Descontínuo</i>	53
4.3.5.1.2	<i>Modelo Discreto Generalizado</i>	54
4.3.5.1.3	<i>Modelo Contínuo Equivalente</i>	55
4.4	DIMENSIONAMENTO DO SVC E LIMITES DE OPERAÇÃO	60
4.5	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	61
5	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)	63
5.1	IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM REDES DE BAIXA TENSÃO	64
5.2	SVC UTILIZADO EM CONJUNTO COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	65
5.3	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO	66

6	COMPENSAÇÃO DE FATOR DE POTÊNCIA COM SVC EM LINHA DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO	67
6.1	METODOLOGIA.....	67
6.2	RESULTADOS OBTIDOS E ANÁLISE	70
6.2.1	<i>Análise com 6 bancos de capacitores</i>	<i>70</i>
6.2.2	<i>Análise com 2 bancos de capacitores</i>	<i>78</i>
6.2.3	<i>Conclusões do capítulo.....</i>	<i>85</i>
7	COMPENSAÇÃO DE TENSÃO COM SVC EM LINHA DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO.....	87
7.1	METODOLOGIA.....	87
7.2	ANÁLISE COM BANCO DE CAPACITORES FIXO COM 10 KVAR E REATOR CONTROLADO A TIRISTOR COM 20 KVAR.....	89
7.3	ANÁLISE COM GERADOR DISTRIBUÍDO, CARGA E SVC REGULANDO TENSÃO	92
7.4	CONCLUSÕES DO CAPÍTULO.....	101
8	CONCLUSÕES.....	103
8.1	PROPOSTAS PARA TRABALHOS FUTUROS.....	106
9	PUBLICAÇÕES	107
	REFERÊNCIAS	108

1 Introdução

A preocupação com a qualidade de energia elétrica é cada vez maior, tanto por parte dos consumidores, como por parte das concessionárias. Entretanto, muitas definições são utilizadas para qualidade de energia. Uma delas define que qualidade de energia é qualquer problema de energia manifestada na tensão, desvios de corrente, ou de frequência que resulta em falha ou operação inadequada do equipamento do cliente [1].

Em uma rede CA com condições ideais de operação de fornecimento e consumo de energia elétrica, as tensões e correntes devem ser senoidais, os valores eficazes das tensões devem ser nominais e constantes, a frequência deve ser constante, as tensões de alimentação devem ser equilibradas e simétricas e o fator de potência deve ser unitário. A agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, módulo 8, define os principais problemas de qualidade de energia em redes de distribuição bem como as faixas de limites para esses valores. As recomendações do PRODIST mostram que os limites de variação de tensão em regime permanente, bem como os limites de distorções harmônicas são diferentes de acordo com o nível de tensão da rede. Em alta tensão esses limites são mais rígidos se comparados aos limites de baixa tensão [2].

O IEEE (*Institute of Electrical and Electronic Engineers*) através da recomendação IEEE Std. 519-2014 [3] aborda os limites de distorção harmônica em sistemas de energia elétrica, os quais também possuem valores mais rígidos em redes de alta tensão.

Por outro lado, a matriz energética mundial ainda se baseia, principalmente, no uso de combustíveis fósseis, como petróleo, gás natural, carvão mineral; geração termo nuclear; ou grandes usinas geradoras hidrelétricas. Essas três principais fontes de energia são geralmente criticadas pelos impactos ambientais causados, principalmente a geração baseada em combustíveis fósseis, que é uma fonte emissora de gases causadores do efeito estufa [4]. Além disso, os combustíveis fósseis são recursos naturais não-renováveis.

Neste cenário é crescente a preocupação dos governos dos países em buscar fontes alternativas de energia, diversificando a matriz energética [5]. No ano de 2014,

77,2% da produção mundial de energia elétrica foi proveniente de combustíveis fósseis e nuclear, e 22,8% de fontes renováveis. Desse percentual de renováveis, cerca de 16,6% é proveniente de usinas hidrelétricas, 3,1% de eólicas, 1,8% biomassa, 0,9% solar e 0,4% outras fontes [6, 7].

No modelo tradicional de fornecimento de energia elétrica, as fontes geradoras geralmente são instaladas em locais distantes dos consumidores. No modelo de rede com geração distribuída, os geradores são localizados próximos às cargas consumidoras [5]. Assim, a geração distribuída pode ser definida como a geração de energia próxima ao consumidor final, com o objetivo de suprir a demanda local, podendo ou não gerar excedentes comercializáveis, para além das instalações do consumidor final [8]. O PRODIST define a geração distribuída como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar de forma paralela ou isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) [9].

No Brasil a capacidade de geração distribuída proveniente de fontes renováveis possui grande potencial de crescimento. A geração de energia pelos próprios consumidores tornou-se possível a partir da Resolução Normativa de ANEEL nº 482/2012 que foi revista em 2015 e a estimativa é que em 2024 1,2 milhão de consumidores passem a produzir a própria energia. A resolução autoriza o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada de até 75 quilowatts (kW) e minigeração distribuída – aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras [10, 11]. No ano de 2015 o Brasil enfrentou uma crise energética no Brasil devido à falta de investimentos no setor, ao aumento gradativo do consumo de energia elétrica e aos baixos índices pluviométricos [12,13].

Desta forma, em um cenário onde o incentivo a implantação de geradores distribuídos (GDs) é cada vez maior, o número de conexões de micro e minigeradores à rede elétrica de distribuição é crescente [5, 14].

Com a instalação de geradores distribuídos, os sistemas de distribuição podem perder a sua característica de fluxo unidirecional de potência e também sofrer com

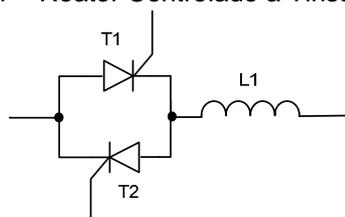
elevações de tensões nodais, resultando em violações dos limites de tensões em regime permanente que eventualmente podem causar danos em instalações de consumidores finais [5]. A geração distribuída também pode introduzir harmônicas na tensão ou na corrente, causar flutuações de tensão, influenciar nas perdas do sistema e interferir nos mecanismos de controle de tensão dos sistemas de distribuição [14, 15].

Apesar da constante evolução tecnológica na área da Eletrônica de Potência, os esforços iniciais de mitigação de alguns distúrbios de qualidade de energia, visando regulação de tensão e correção do fator de potência, ainda empregam as técnicas e tecnologias consolidadas convencionais [16]. Assim, a regulação da tensão de fornecimento pode ser realizada por meio de transformadores com comutação automática de taps, autotransformadores de tap ajustável e banco de capacitores fixos ou chaveados [17, 18, 19]. Enquanto a mitigação de harmônicas pode ser realizada através da aplicação de filtros passivos ou filtros ativos e a correção de fator potência pelo emprego de bancos de capacitores fixos ou comutados ou por filtros ativos de potência [20, 21].

Igualmente, tanto a regulação de tensão quanto o controle do fator de potência podem ser realizados através da estratégia de compensação da energia reativa na rede. Um tipo de compensador para esta finalidade amplamente utilizado em redes de média e alta tensão é o Compensador Estático de Reativos, do inglês *Static Var Compensator* (SVC) [22], onde o termo “estático” se refere à característica de não possuir elementos rotativos.

Esse tipo de compensador quando aplicado em redes elétricas de transmissão, integra a tecnologia designada como FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*), conceito introduzido em 1988 por Hingorani [22]. Existem diferentes topologias para o SVC, por exemplo, o SVC composto pelo Reator Controlado a Tiristor – RCT ou TCR em inglês (*Thyristor Controlled Reactor*) em paralelo com capacitores fixos – FC (*Fixed Capacitors*) e o composto pelo RCT em paralelo com capacitores chaveados – TSC (*Thyristor Switched Capacitors*). O TCR consiste de um circuito com uma indutância L em série com um interruptor estático bidirecional em corrente, normalmente realizado por meio de dois tiristores conectados em antiparalelo, e seu diagrama é mostrado na figura 1.1 [22, 23, 25, 37].

Figura 1.1 – Reator Controlado a Tiristor.



Fonte: Autor

Com relação ao desempenho, o SVC possui a capacidade de contribuir na melhora do sistema de transmissão e distribuição de potência de várias maneiras, uma vez que pode prover o controle do fluxo de potência reativa na rede, mantendo o fator de potência unitário, e aumentando a capacidade de transmissão de uma linha, além de manter a tensão estabilizada no barramento, mesmo diante de grandes variações da carga. No entanto, devido ao chaveamento dos tiristores ser realizado na frequência da rede, há a desvantagem de apresentar tempos maiores de resposta em comparação a outros dispositivos FACTS, como por exemplo, os STATCOM's (*static synchronous compensator*), cuja frequência de chaveamento é da ordem de 1kHz. Além disto, a operação do SVC pode resultar na inserção de correntes harmônicas de baixas ordens no sistema, o que para o atendimento de normas ou mitigação destes efeitos implicaria na instalação de filtros passivos, aumentando o volume e o custo financeiro da aplicação [23, 24, 25, 40].

Uma das vantagens do SVC é a utilização de interruptores semicondutores da família dos tiristores, que apresentam boa relação entre custo e capacidade de processamento de VA. Atualmente, 2016, estão disponíveis tiristores que podem suportar tensões e correntes das ordens de 2,2kV a 6kA [27]. Como desvantagens pode-se citar a limitação da corrente de compensação quando a tensão do barramento diminui, a inserção de correntes harmônicas de baixa ordem no sistema e o limitado desempenho dinâmico [22].

Referente ao início de condução de corrente pelo tiristor, denominado de ângulo de disparo do tiristor (α), determina o atraso entre o pico da tensão da fonte e o momento que o tiristor inicia a condução. Dessa maneira o TCR se comporta como um gerador de susceptância variável [22].

O controle da corrente é feito através do atraso no fechamento da chave tiristor com respeito à passagem natural da corrente por zero. O ajuste da impedância equivalente, e assim a corrente do reator, só pode ser feita em instantes discretos de tempo, por exemplo o ajuste não pode ser feito mais de uma vez em cada meio ciclo.

A técnica de controle dos intervalos de condução do tiristor gera componentes harmônicas de corrente. É possível minimizar as harmônicas utilizando TSRs (Reatores Chaveados a Tiristor, do inglês *Thyristor Switched Reactor*), em paralelo com TCR. Este arranjo geralmente é utilizado em aplicações de alta potência e também diminui as perdas por chaveamento [10].

Nos casos em que o arranjo dos TCRs perde a característica de atenuação das harmônicas, filtros do tipo série LC ou LCR em paralelo com o TCR, sintonizados nas harmônicas dominantes (5^a, 7^a e ocasionalmente 11^a. E 13^a), são empregados para resolver totalmente ou parcialmente tais problemas [22].

Independente da faixa de controle de reativos necessária, os compensadores (TSC e TCR) podem ser construídos com um ou ambos dispositivos, e se necessário podem ser usados combinados com banco de capacitores ou reatores shunt fixos. A solução ótima consiste de uma escolha técnica e econômica que depende fortemente da avaliação dos custos das perdas [22].

Com relação às harmônicas, o TSC não é considerado uma fonte geradora, pois a corrente que circula por ele não é chaveada. Enquanto o TCR em operação gera harmônicas, com as seguintes amplitudes para um ângulo de disparo de 90° (ordem harmônica – amplitude da corrente no indutor normalizada em função da componente fundamental): 3^a ordem: 13,8%; 5^a ordem: 5%, 7^a ordem: 2,5%; 9^a ordem: 1,6%, 11^a ordem: 1,0% e 13^a ordem: 0,7%. As harmônicas de sequência zero (3^a ordem e suas múltiplas) ficam confinadas em uma conexão em delta e controle trifásico simétrico. A amplitude das harmônicas é proporcional ao valor do indutor. Em um sistema trifásico geralmente são utilizados três TCRs monofásicos conectados em delta. As magnitudes das outras harmônicas geradas podem ser reduzidas através de circuitos multi pulsos e multi-bancos, ou por filtros [23].

Assim, considerando os aspectos operacionais vantajosos relacionados, as aplicações empregando SVC são consideradas consolidadas para redes de alta e média tensão, sendo largamente utilizadas ao longo das últimas cinco décadas [22]. Porém, o advento das integrações de sistemas de geração distribuída em redes de baixa e média tensão resultou em novas interações entre os sistemas de energia elétrica abrindo oportunidades para o emprego de técnicas consolidadas em outros níveis de tensão ser aplicadas neste novo ambiente, representando uma opção frente as tecnologias fundamentadas em chaveamentos de alta frequência [24-28].

Neste contexto, a configuração de um SVC composta por TCR-FC pode ser aplicada em redes de baixa tensão com o objetivo de regulação de tensão e do fator de potência [24].

Em [26] é apresentada uma aplicação de um SVC com capacidade de 3kVAr operando em uma microrrede de 400V, para compensar variações de tensão de $\pm 2\%$. O protótipo foi construído com controle embarcado em FPGA. Os resultados demonstraram a efetiva capacidade de regulação de tensão e também a alta quantidade de harmônicas presentes na corrente devido a ação de regulação do SVC, por meio dos chaveamentos.

A influência da Geração Distribuída modelada como um gerador síncrono, em uma rede de distribuição com Regulador de Tensão e SVC's foi avaliada em [28]. Os resultados das simulações mostram a efetiva regulação de tensão com a utilização do SVC e o tempo de resposta mais rápido comparado ao regulador de tensão com comutação de tap's.

Uma aplicação do SVC em uma rede de baixa tensão de 380V com filtros passivos é apresentada em [29]. A estratégia de controle do SVC utiliza um controlador PI com duas malhas fechadas, uma de tensão e outra de susceptância. Através dos resultados das simulações é possível verificar a capacidade da regulação de tensão e também a melhora no fator de potência.

Alguns trabalhos já foram desenvolvidos por outros autores visando a regulação de tensão ou o controle do fator de potência com o SVC em uma rede de baixa tensão, porém como contribuição deste trabalho podemos citar a utilização de estratégia de regulação de tensão utilizando a estratégia apresentada em [25]; controle de fator de potência com estratégia de comutação de bancos de capacitores para minimizar geração de componentes harmônicas na rede; medição das potências, fator de potência e fatores de conformidade utilizando a Teoria da Potência Conservativa [30] para a caracterização do desempenho do SVC; utilização de modelo de gerador distribuído injetando somente potência ativa no sistema, simulando por exemplo o comportamento de um painel fotovoltaico em uma condição de geração em regime permanente.

Desta forma, o objetivo principal deste trabalho é analisar uma nova aplicação desse compensador em uma rede de baixa tensão, com geração distribuída e carga equilibrada, para compensação de potência reativa em um determinado ponto de

acoplamento comum (PAC), visando o aumento da qualidade de energia no ponto de conexão entre o alimentador e a rede, analisando-se distúrbios de qualidade de energia e conformidade com os regulamentos, como por exemplo, perfil de tensão, fator de potência e distorção harmônica [2].

1.1 Estrutura da dissertação

O capítulo 2 apresenta uma revisão relacionada com os principais distúrbios da qualidade de energia elétrica, bem como as normas e limites para esses distúrbios, voltadas para redes de baixa tensão.

O capítulo 3 aborda uma revisão conceitual relacionando os principais compensadores para os distúrbios de qualidade de energia.

O capítulo 4 apresenta o Compensador Estático de Reativos, suas características operacionais, diagrama de blocos de seus componentes, diferentes modelagens e estratégias de controle.

O capítulo 5 apresenta a definição de Geradores Distribuídos, tipos de geração distribuída e impactos na qualidade de energia. Aborda também alguns trabalhos onde os autores utilizaram o SVC em redes de distribuição com geração distribuída.

O capítulo 6 apresenta o estudo de uma rede de baixa tensão com SVC formado por RCT e bancos de capacitores chaveados, operando no modo de controle de fator de potência e carga RL equilibrada através de simulações computacionais.

No capítulo 7 são apresentados estudos de um sistema composto por um SVC integrado por RCT e capacitores fixos operando no modo de controle de tensão, em uma rede de baixa tensão com carga RL equilibrada e geração distribuída injetando potência ativa na rede, por meio de simulações computacionais.

O capítulo 8 apresenta as conclusões finais e sugestões para trabalhos futuros.

O capítulo 9 apresenta as publicações geradas por este trabalho.

2 Qualidade de Energia Elétrica

A qualidade de energia elétrica pode ser definida como qualquer problema de energia manifestada na tensão, desvios de corrente, ou de frequência que resulta em falha ou operação inadequada do equipamento do cliente [1].

Existem diferentes normas utilizadas para a Qualidade de Energia Elétrica. As normas IEC e do CIGRÉ, que são Europeias, focam no funcionamento específico de cada equipamento. Por outro lado, as normas americanas do IEEE se referem à qualidade da energia no sistema elétrico. Através das normas Europeias é possível verificar se um equipamento está dentro dos limites de geração de distúrbios e se é pouco susceptível a esses distúrbios. Porém mesmo se todos os equipamentos de uma rede estiverem dentro dos limites, é possível que a soma dos distúrbios faça com que os limites de qualidade da rede sejam ultrapassados [3, 21, 31].

Em condições ideais de operação, um sistema polifásico CA deve satisfazer às seguintes condições de operação em regime [21]:

- As tensões e correntes devem ser senoidais;
- as amplitudes das tensões devem ter valores nominais constantes;
- a frequência deve ser constante;
- as tensões de alimentação devem ser equilibradas e simétricas;
- o fator de potência na carga deve ser unitário;

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) criou os documentos de Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST) que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica [2, 9,11].

Segundo o PRODIST, os aspectos considerados na qualidade de energia elétrica, em regime permanente ou transitório são [2]:

- tensão em regime permanente;
- fator de potência;
- harmônicas;
- desequilíbrio de tensão;
- flutuação de tensão;
- variações de tensão;
- variação de frequência.

Neste trabalho, dos distúrbios de energia elétrica citados, foram levados em consideração o fator de potência, as harmônicas e as variações de tensão.

2.1 Variações de tensão

As variações de tensão existentes no sistema elétrico de distribuição podem interferir na qualidade da energia fornecida aos consumidores. A instalação de geradores distribuídos pode afetar negativamente as características do perfil de tensão da rede. Essas variações podem ainda causar atuação frequente dos dispositivos de regulação de tensão, como reguladores automáticos e bancos de capacitores, ocasionando diminuição de sua vida útil. [14]

A tensão de fornecimento da rede elétrica, em condições ideais, deve ter seu valor eficaz constante, porém na prática as cargas não possuem um comportamento constante, causando variação nos valores das correntes da rede, as quais circulando pela impedância da rede elétrica causam variações de tensão em diferentes pontos da rede [1].

2.1.1 Variações de tensão de curta duração

Os distúrbios denominados de Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD) são os mais perceptíveis e de imediato impacto tanto para consumidores, quanto para as concessionárias de energia elétrica. Este tipo de distúrbio geralmente está relacionado aos afundamentos e elevações de tensão e é um dos mais importantes do ponto de vista da qualidade de energia elétrica. Quando da ocorrência destes eventos, seus efeitos podem provocar, por exemplo, a parada imediata de algum tipo de processo ou até a queima de equipamentos.

A variação de tensão de curta duração é caracterizada pela alteração do valor eficaz da tensão para valores acima ou abaixo dos limites aceitáveis, ocorrendo por um período de tempo desde 1 ciclo até 3 minutos. Se a tensão permanecer entre 0,1 pu e 0,9 pu esse fenômeno é denominado de afundamento e caso permaneça entre 1,1 e 1,8 pu, é denominado de elevação [2].

2.1.2 Variações de tensão de longa duração

A variação de tensão de longa duração (VTLD) ocorre quando o valor eficaz da tensão fica acima ou abaixo dos limites admissíveis por um período superior a 1 minuto.

O PRODIST estabelece limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente. Nas tabelas 2.1 e 2.2 é possível verificar esses limites para os níveis usuais de baixa tensão [2].

Tabela 2.1– Limites de tensão para pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(89 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$

Fonte: ANEEL [2].

Tabela 2.2– Limites de tensão para pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (380/220).

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348$ ou $396 < TL \leq 403) / (189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327$ ou $TL > 403) / (TL < 189$ ou $TL > 233)$

Fonte: ANEEL [2].

2.2 Fator de potência

O fator de potência da teoria convencional considera a defasagem entre corrente e tensão na frequência fundamental. Esse fator representa o quanto de potência aparente é transformada em potência ativa. Em outras palavras, o fator de potência mede a porcentagem de potência utilizada para o uso pretendido. A faixa de valores possíveis é de zero até um. Também é conhecido como fator de deslocamento ou simplesmente $\cos \varnothing$ e é definido por (2.1) [21].

$$FP = \frac{P_1}{S_1} \quad (2.1)$$

Sendo, FP o fator de potência, P_1 o valor da potência ativa e S_1 o valor da potência reativa, onde apenas as componentes de frequência fundamental são consideradas.

O fator de potência unitário faz com que o fluxo de potência na linha seja mínimo para atender a uma dada carga. Dessa maneira os sistemas de transmissão e distribuição ficam livres de suprir potência reativa, diminuindo assim as perdas na transmissão. É possível atender a demanda da energia reativa localmente, utilizando-se capacitores e/ou reatores fixos ou controlados. No Brasil as normas atuais solicitam que o fator de potência no ponto de conexão para uma unidade consumidora com tensão inferior a 230 kV deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo e 0,92 e 1,00 capacitivo [2].

Um fator de potência com valor baixo, implica em uma transferência de potência reativa através do sistema, causando queda de tensão na linha, afetando o consumidor e outros conectados ao mesmo alimentador. Por exemplo, quando o fator de potência está em 0,85, a concessionária fornece uma potência reativa média de 62% da potência ativa consumida [32].

O fator de potência convencional não leva em consideração desequilíbrios, assimetrias e não linearidades do circuito elétrico. Estes impactos são considerados no fator de potência global, calculado utilizando-se (2.11), sendo um conceito introduzido pela CPT (Teoria de Potência Conservativa), a qual é descrita em [8, 30].

2.3 Harmônicas

Cargas não-lineares, como por exemplo conversores de potência, dispositivos de descarga de arco, inversores para geração distribuída e dispositivos magnéticos saturados, causam distorções na forma de onda da corrente e por consequência distorções na forma de onda da tensão. Essas distorções podem causar interferência em circuitos de comunicação e outros tipos de equipamentos [3]. Essas harmônicas de corrente também aumentam as perdas e produzem aquecimento em dispositivos eletromagnéticos.

A utilização de capacitores para correção de fator de potência também pode aumentar a incidência de harmônicas através da ressonância com cargas não-lineares.

Para avaliar a deformação na forma de onda, pode-se utilizar o indicador denominado Distorção Harmônica Total de tensão ($DTT\%$), também denominado $DHTv$. Esse indicador pode ser determinado utilizando-se os indicadores de distorção harmônica individual de tensão ($DIT_h\%$). Através de (2.2) e (2.3) é possível calcular esses valores [2].

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100 \quad (2.2)$$

$$DTT = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{hm\acute{a}x} V_h^2}{V_1^2}} \times 100 \quad (2.3)$$

Sendo, V_h a amplitude da componente harmônica de tensão de ordem h , V_1 representa a amplitude da componente de tensão fundamental e $hm\acute{a}x$ representa a maior ordem harmônica considerada. O espectro harmônico para o cálculo da distorção total deve levar em consideração uma faixa de frequências que compreenda desde a fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem harmônica [2].

O índice utilizado para a avaliação da taxa de distorção harmônica da corrente é a Distorção Total de Demanda (TDD) do inglês *Total Demand Distortion* [3]. Esse valor pode ser calculado através de (2.4).

$$TDD = \sqrt{\frac{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}{I_L^2}} \times 100 \quad (2.4)$$

Sendo, I_h a amplitude da componente harmônica de corrente de ordem h , e I_L a máxima corrente de demanda da componente de corrente fundamental.

2.3.1 Limites para as distorções harmônicas de tensão e corrente

Segundo os procedimentos do PRODIST, os limites de distorção harmônica total de tensão podem ser verificados na tabela 2.3.

Tabela 2.3 – Limites para distorção harmônica total.

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1kV$	10
$1kV < V_N \leq 13,8kV$	8
$13,8kV < V_N \leq 69kV$	6
$69kV < V_N < 230kV$	3

Fonte: ANEEL [2].

Os limites para distorções harmônicas individuais de tensão, em porcentagem da tensão fundamental, são apresentados na tabela 2.4.

Os limites para harmônicas de tensão, segundo a recomendação IEEE Standard 519-2014 [3], tanto individual quanto total, se encontram na tabela 2.5.

Tabela 2.4 – Limites para harmônicas de tensão.

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	$V_N \leq 1kV$	$1kV \leq V_N \leq 13,8kV$	$13,8kV \leq V_N \leq 69kV$	$69kV \leq V_N \leq 230kV$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7.5	6	4.5	2.5
	7	6.5	5	4	2
	11	4.5	3.5	3	1.5
	13	4	3	2.5	1.5
	17	2.5	2	1.5	1
	19	2	1.5	1.5	1
	23	2	1.5	1.5	1
	>25	1.5	1	1	0.5
Ímpares múltiplas de 3	3	6.5	5	4	2
	9	2	1.5	1.5	1
	15	1	0.5	0.5	0.5
	21	1	0.5	0.5	0.5
	>21	1	0.5	0.5	0.5
Pares	2	2.5	2	1.5	1
	4	1.5	1	1	0.5
	6	1	0.5	0.5	0.5
	8	1	0.5	0.5	0.5
	10	1	0.5	0.5	0.5
	12	1	0.5	0.5	0.5
	>12	1	0.5	0.5	0.5

Fonte: ANEEL [2].

Tabela 2.5 – Limites de distorção harmônica total de tensão segundo recomendação IEEE.

Barra de tensão	Distorção Harmônica Individual de Tensão (%)	Distorção Harmônica Total de Tensão DHTv (%)
$V_n \leq 1.0\text{kV}$	5.0	8.0
$1.0\text{kV} \leq V_n \leq 69\text{kV}$	3.0	5.0
$69\text{kV} < V_n \leq 161\text{kV}$	1.5	2.5
$V_n > 161\text{kV}$	1.0	1.5

Fonte: IEEE [3].

A recomendação IEEE Standard 519-2014 também possui valores de limites para distorções harmônicas de corrente. Esses valores levam em consideração a relação entre a corrente de curto circuito e a corrente de carga. Quanto mais significativo for o valor da corrente de carga com relação à corrente de curto circuito, menor é o limite permitido para a distorção harmônica. Esses valores podem ser verificados na tabela 2.6.

Tabela 2.6 – Limites de distorção harmônica de corrente segundo recomendação IEEE.

Distorção Harmônica Máxima de Corrente em porcentagem de I_L						
ordem harmônica individual (harmônicas ímpares) ^{a,b}						
I_{cc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
<20	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0
20<50	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	8.0
50<100	10.0	4.5	4.0	1.5	0.7	12.0
100<1000	12.0	5.5	5.0	2.0	1.0	15.0
>1000	15.0	7.0	6.0	2.5	1.4	20.0

^aHarmônicas pares são limitados a 25% dos limites de harmônicas ímpares acima.^bDistorções de corrente que resultem em nível DC, como por exemplo conversores de meia-onda, não são permitidas.

Fonte: IEEE [3].

Sendo, I_{cc} a máxima corrente de curto-circuito no PAC, I_L a máxima demanda de corrente na carga (componente fundamental da frequência), e TDD (do inglês *Total Demand Distortion*) a distorção total de demanda, em % da máxima demanda da corrente de carga [3].

2.4 Teoria da Potência Conservativa

A Teoria de Potência Conservativa (do inglês *Conservative Power Theory* – CPT) é uma metodologia que tem como proposta definir grandezas elétricas que levam em consideração circuitos elétricos com características lineares e não lineares, balanceados e desbalanceados, sob diferentes condições de fornecimento de energia

[30, 33]. São definidas através dessa teoria, grandezas elétricas chamadas de conservativas, calculadas a partir do produto escalar entre tensões e correntes (ou suas derivadas e integrais imparciais temporais), de um circuito com “m” fases, no qual essas tensões e correntes satisfaçam as leis de tensões e correntes de Kirchhoff.

Para cada parcela de corrente está associada uma parcela de potência, obtida pelo produto entre o valor eficaz da tensão e o valor eficaz da corrente correspondente, como segue:

- **Potência ativa:** é referente ao consumo médio de potência do circuito, representando a realização de trabalho útil na carga:

$$P = \mathbf{V} \mathbf{I}_a^b \quad (2.5)$$

- **Potência reativa:** é uma parcela de potência que representa a defasagem entre tensões e correntes:

$$Q = \mathbf{V} \mathbf{I}_r^b \quad (2.6)$$

- **Potência de desbalanço :** é a parcela de potência que representa o desbalanço da carga. Este termo de potência será nulo no caso de circuitos monofásicos:

$$N = \mathbf{V} \sqrt{(\mathbf{I}_a^u)^2 + (\mathbf{I}_r^u)^2} = \sqrt{N_a^2 + N_r^2} \quad (2.7)$$

- **Potência residual:** é a parcela de potência consumida devido à presença de não-linearidades no circuito, não realiza trabalho útil, nem caracteriza o armazenamento de energia:

$$D = \mathbf{V} \mathbf{I}_d \quad (2.8)$$

- **Potência aparente:** é potência total do circuito:

$$A = \mathbf{V} \mathbf{I} \quad (2.9)$$

A decomposição da potência aparente pode ser obtida a partir de (2.10), ao multiplicar todos os termos pelo quadrado do valor eficaz da tensão:

$$A^2 = \mathbf{V}^2 \mathbf{I}^2 = P^2 + Q^2 + N^2 + D^2 \quad (2.10)$$

De acordo com a CPT, o cálculo do fator de potência é dado por (2.11):

$$\lambda = \frac{P}{A} = \frac{\mathbf{I}_a^b}{\mathbf{I}} \quad (2.11)$$

Esse cálculo relaciona a potência ativa coletiva (P) com a potência aparente (A). Esse valor também pode ser obtido através da relação entre a corrente ativa balanceada (\mathbf{I}_a^b) e a corrente ativa total (\mathbf{I}), que considera todas as parcelas das componentes de corrente.

2.4.1 Fatores de desempenho ou conformidade

Os fatores de desempenho ou conformidade são indicadores que têm o objetivo de analisar a QEE no PAC, identificando distúrbios produzidos pela carga:

- Fator de não linearidade λ_D : relação entre as potências residual D e aparente A . O valor será diferente de zero caso exista corrente residual no sistema:

$$\lambda_D = \frac{D}{A} = \frac{D}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \quad (2.12)$$

- Fator de reatividade λ_Q : relação entre as potências ativa P e reativa Q . O valor será diferente de zero caso exista energia reativa no circuito (defasagem entre corrente e tensão):

$$\lambda_Q = \frac{|Q|}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (2.13)$$

- Fator de potência λ : relação entre as potências ativa P e aparente A , conforme já apresentado em (2.11). Em (2.14) é apresentada outra maneira para obtenção desse fator. O valor associa todos os fatores apresentados e será diferente de 'um' caso exista energia reativa, e/ou desbalanço, e/ou não-linearidade:

$$\lambda = \sqrt{(1 - \lambda_Q^2)(1 - \lambda_D^2)(1 - \lambda_U^2)} \quad (2.14)$$

2.4.2 Energia Reativa

Outra grandeza elétrica estabelecida pela CPT é a energia reativa, W , que é independente da frequência e da forma de onda da tensão e correntes, e torna-se uma alternativa para a análise de circuitos não-senoidais [20]:

$$W = \frac{1}{T} \int_0^T \hat{v} i dt \quad (2.15)$$

Sendo \hat{v} , a integral imparcial de tensão [30, 33].

A energia reativa tem as seguintes relações de sinal:

- Se $W > 0$, o circuito tem característica indutiva e em (2.16) é mostrado o valor da grandeza reatidade equivalente do circuito:

$$B_e = \frac{W}{\hat{V}^2} = \frac{1}{L_e} \quad (2.16)$$

Sendo B_e a reatidade equivalente do circuito, que representa matematicamente o inverso da indutância, e L_e a indutância equivalente. O valor da reatidade é diferente da susceptância, pois não varia com a frequência.

- Se $W < 0$, o circuito tem característica capacitiva e em (2.17) é mostrado o valor da capacitância equivalente do circuito, C_e :

$$C_e = \frac{|W|}{V^2} \quad (2.17)$$

A potência reativa pode ser relacionada com a energia reativa utilizando-se (2.18):

$$Q = \omega W \quad (2.18)$$

Para o circuito de controle do fator de potência implementado nas simulações computacionais deste trabalho, optou-se por utilizar a energia reativa como variável de controle, devido a sua independência com relação ao valor da frequência.

2.5 Conclusões do capítulo

Os principais distúrbios em redes de baixa tensão foram apresentados, bem como as normas e seus valores limites. Para a análise desses distúrbios de maneira independente da forma de onda, foi proposta a utilização de metodologia da Teoria da Potência Conservativa.

No próximo capítulo serão apresentados os principais condicionadores para compensação desses distúrbios.

3 Compensação de distúrbios de Qualidade de Energia Elétrica

A compensação ou condicionamento de energia elétrica tem como objetivo alterar, transformar ou adequar as suas características para um objetivo específico. Dessa maneira, todo dispositivo que altera as características da energia elétrica em uma instalação pode ser considerado um condicionador de energia. Como exemplos podemos citar os retificadores, inversores de frequência, banco de capacitores, transformadores, reatores, filtros passivos, filtros ativos, fontes de alimentação ininterruptas, etc [21].

Alguns desses dispositivos utilizam atualmente a eletrônica de potência, trazendo flexibilidade e características dinâmicas para os condicionadores.

Em regime permanente, o condicionamento da energia elétrica aborda principalmente três distúrbios da qualidade de energia elétrica em baixa tensão [21]:

- Compensação de reativos: se refere à diminuição ou eliminação da defasagem entre tensão e corrente. Pode ser realizada utilizando-se elementos armazenadores de energia (capacitores) ou dispositivos que utilizam eletrônica de potência chaveando capacitores e reatores.
- Compensação de harmônicas: redução das componentes harmônicas presentes na tensão e/ou corrente, podendo ser realizada através de componentes passivos ou ativos.
- Compensação de desbalanço: consiste na diminuição do efeito causado pela diferença entre as cargas conectadas em cada fase de um sistema polifásico.

De acordo com o tipo de controle dos sistemas de compensação, podemos citar a seguinte classificação:

- Compensação estacionária: utiliza elementos passivos na compensação de reativos e harmônicas. Devido aos valores fixos dos elementos, existem dificuldades de compensação quando temos variações de carga ou de tensão.
- Compensação quase-estacionária: utiliza elementos passivos em conjunto com dispositivos chaveados, possibilitando a compensação de acordo com os valores da rede. Por possuir elementos de chaveamento, este tipo de compensador é um gerador de harmônicas.

- Compensação dinâmica: utiliza componentes ativos que controlam a forma de onda da corrente, atuando com uma velocidade bem maior que os outros compensadores, utilizando variáveis atualizadas em tempo real para isso.

3.1 Alguns tipos de compensadores / condicionadores de energia

3.1.1 Transformadores com comutação de TAP para regulação de tensão

O método de regulação de tensão mais empregado historicamente nos sistemas de distribuição tem sido o uso de comutadores de TAPs em transformadores. O *tap* consiste de um terminal que os transformadores utilizados em sistemas elétricos de potência possuem que permite a variação da relação de transformação e por conseguinte, as tensões em seus terminais. Os taps geralmente permitem uma variação dentro da faixa entre $\pm 10\%$ a $\pm 15\%$ [19].

As razões para se ter uma série de taps no transformador são as seguintes [13]:

- a) Fixar a tensão no secundário mesmo com alterações na tensão do primário;
- b) Alterar a tensão no secundário;
- c) Providenciar uma tensão auxiliar no secundário para aplicações específicas como por exemplo iluminação;
- d) Reduzir a tensão de partida de motores;
- e) Providenciar um ponto de terra natural ou conduzir correntes de desbalanço em circuitos a três fios, monofásicos ou trifásicos a quatro fios.

Em transformadores usados em sistemas de potência, o objetivo principal de um comutador de TAP é ajustar e controlar a amplitude da tensão de saída.

Os comutadores de tap são divididos em dois grupos principais:

- a) Comutadores de TAP sem carga;
- b) Comutadores de TAP com carga.

Quando é necessária a alteração da tensão por um longo intervalo de tempo o comutador sem carga é utilizado. Normalmente neste tipo de comutador os TAPs são alterados manualmente através de um seletor.

Para curtos intervalos de tempo (diferentes horas do dia) não é possível desconectar o transformador do sistema de potência, sendo assim se faz necessário a utilização de comutadores de tap de operação sob carga (*on-load tap changer – OLTC*).

Este tipo de comutador é fixado aos transformadores de transmissão para compensar alterações de tensão causadas por flutuações nas cargas.

Existem basicamente duas condições compartilhadas por todos OLTC:

1 – Durante as alterações de tap, os taps nunca são curto-circuitados. Uma impedância é usada para prevenir curto-circuitos

2 – A carga não é desconectada durante o processo de alteração de tap.

Os comutadores mecânicos possuem desvantagens como alto custo de manutenção devido aos arcos elétricos nos contatos causados pelas comutações e tempos de acionamento.

A fim de eliminar essas limitações são utilizados comutadores eletrônicos, divididos em dois grupos:

1 – Comutadores OLTC Híbridos – Estes comutadores utilizam chaves de estado sólido ao invés de chaves mecânicas para reduzir os arcos causados pelas mudanças de TAP. As partes mecânicas dos OLTC convencional são mantidas.

2 – OLTC estáticos – não possuem partes mecânicas e todo o sistema de mudança de taps utiliza chaves de estado sólido.

3.1.2 Filtros passivos sintonizados shunt para compensação de harmônicas

Os filtros passivos são compensadores estacionários. Apresentam menor custo se comparados com tecnologias de filtros ativos. São formados por um capacitor em série com um indutor e conectados em paralelo com a carga que gera as harmônicas [20].

Através das reatâncias capacitiva e indutiva, o cálculo do filtro tem como objetivo que a impedância equivalente seja igual a zero para a frequência de ressonância que se deseja filtrar.

3.1.2.1 Projeto de Filtros Passivos

O projeto de filtros passivos leva em consideração o valor das frequências das componentes harmônicas de maior impacto geradas. No caso da utilização do SVC, essas componentes são geralmente de ordem 5^a, 7^a e 11^a. Caso existam cargas com comportamento de não linearidade, gerando harmônicas de amplitude considerável, pode-se levar em conta no projeto o valor dessas componentes [20].

Após a definição das componentes, são projetados os circuitos RLC que serão conectados em Y não aterrado.

O projeto do filtro considera a fórmula da frequência de ressonância, a qual torna igual a reatância do capacitor (X_C) com a do indutor (X_L), garantindo que as reatâncias no indutor e no capacitor tenham a mesma amplitude, resultando em um curto circuito para a parcela de corrente que estiver oscilando na frequência que se deseja filtrar.

Na prática, utiliza-se também um fator de qualidade adicionando-se um resistor em série ao filtro, fazendo com que o filtro não seja um curto circuito ideal para a frequência de ressonância. Dessa maneira o filtro possuirá uma impedância equivalente ao valor desse resistor. Quanto maior for o valor do fator de qualidade, menor será o valor do resistor e conseqüentemente, mais próximo da frequência sintonizada ficará o filtro.

O valor do capacitor de cada filtro deve ser entre 10 a 50 vezes menor que o capacitor do CCT (Capacitor Chaveado a Tiristor) do SVC, dessa maneira não excederá a capacidade de compensação do RCT. A partir do valor do capacitor, calcula-se o indutor sintonizado em cada frequência harmônica que se deseja atenuar, através da equação da frequência de ressonância que pode ser vista em (3.1):

$$L_h = \frac{1}{(h\omega)^2 C_{filtro}} \quad (3.1)$$

Sendo:

L_h : indutor sintonizado na frequência da ordem harmônica h que se deseja mitigar.

C_{filtro} : capacitância dos filtros passivos, determinada entre 10 a 50 vezes menor que o valor da capacitância do CCT.

Para o cálculo do valor de resistor correspondente ao fator de qualidade, utiliza-se a equação (3.2):

$$R_h = \frac{1}{2\pi h C_{filtro} FQ} \quad (3.2)$$

Sendo:

R_h : resistor correspondente ao fator de qualidade na frequência de ordem harmônica h .

FQ : Fator de qualidade.

3.1.3 Bancos de capacitores

A compensação de reativos utilizando banco de capacitores tem sido durante muito tempo a solução adotada pelas indústrias. Isto é devido ao fato da norma brasileira estipular limite apenas para a potência reativa consumida e devido ao baixo custo de implementação e manutenção dos bancos. Este tipo de condicionador tem problemas semelhantes aos filtros passivos com ressonância e sobretensões, desta maneira sua utilização é recomendada para redes com tensões e correntes senoidais [21].

Os bancos de capacitores são usados em sistemas de distribuição de energia elétrica, para a correção do fator de potência, fornecendo suporte de potência reativa e contribuindo para a regulação de tensão. São equipamentos de baixo custo, com facilidade de instalação e manutenção [34].

Os capacitores limitam o fluxo de energia reativa através dos circuitos elétricos. Eles podem ser instalados em paralelo com a carga ou diretamente no PAC, reduzindo as perdas devido à queda de tensão nas impedâncias de linha e aumentando a capacidade disponível do sistema.

Para o cálculo do valor da capacitância do banco de capacitores, utiliza-se (3.3):

$$C_{banco} = \frac{Q}{2\pi f V^2 \times 3} \quad (3.3)$$

Sendo:

C_{banco} : Capacitância total do banco.

Q: Potência reativa a ser compensada.

V: Tensão de fase da rede.

3.1.4 FACTS (*Flexible AC Transmission Systems*)

Os dispositivos de condicionamento de energia quando são aplicados na rede de transmissão de energia, genericamente são denominados FACTS, sigla que representa a expressão em inglês, *Flexible AC Transmission Systems* [22]. Esses dispositivos são basicamente:

- Reator Controlado por Tiristores (RCT).
- Capacitor Chaveado por Tiristores (CCT).
- Compensador Estático de Reativos (SVC – Static var Compensator).
- Compensador Síncrono Estático (STATCOM).
- Compensador Série Controlado (CSC).
- Controlador Universal de Fluxo de Potência (UPFC).

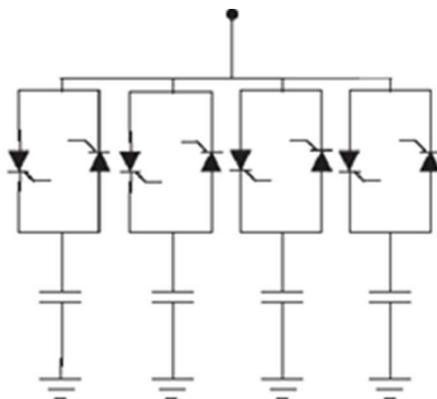
Dentro do escopo deste trabalho, são abordados os três primeiros dispositivos. Eles utilizam tiristores como interruptores eletrônicos e atuam como compensadores do tipo “shunt”, pois são conectados em paralelo com outras cargas.

3.1.5 Capacitor Chaveado por Tiristor

Os bancos de capacitores podem ser comutados através de chaves eletrônicas, como os tiristores. O compensador desse tipo é denominado Capacitor chaveado por tiristor (CCT). O compensador do tipo CCT é mostrado na Figura 3.1 e é composto por capacitores conectados ao circuito através da ação de comutação de tiristores, de forma a obter um interruptor bidirecional [7].

O funcionamento do circuito é baseado no chaveamento dos tiristores de forma a variar o valor da capacitância equivalente, fornecendo reativos para a rede, conforme as variações de tensão e carga.

Figura 3.1 – Capacitor Chaveado a Tiristor.

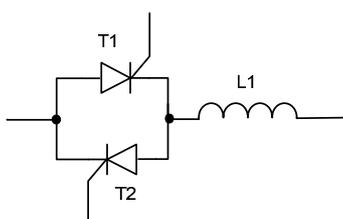


Fonte: Eduardo Liberado [20].

3.1.6 Reator Controlado a Tiristor

O Reator Controlado a Tiristor (*Thyristor Controlled Reactor - TCR*) consiste de um circuito formado por uma indutância L e dois tiristores em anti-paralelo (T1 e T2) conforme pode ser visto na figura 3.2. De acordo com a variação do ângulo de disparo dos tiristores, existe uma variação correspondente na corrente do indutor [22].

Figura 3.2 – Reator Controlado a Tiristor.



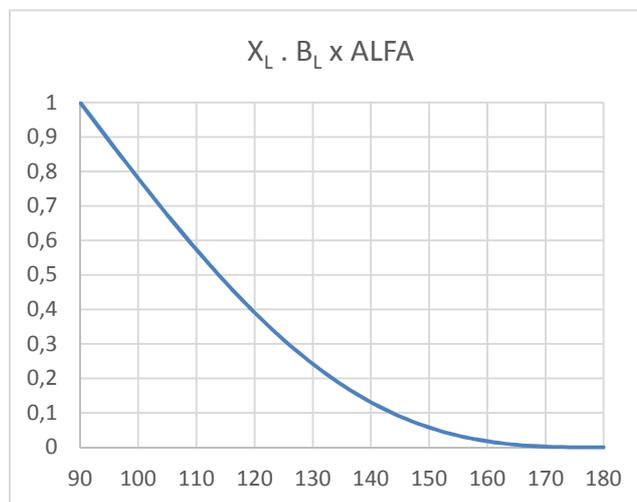
Fonte: Próprio autor

A reatância fundamental equivalente do RCT, em função do ângulo de disparo, é definida por (3.4), onde B_L é a susceptância do RCT, α é o ângulo de disparo e X_L é a reatância indutiva.

$$B_L(\alpha) = \frac{(2\pi - 2\alpha + \sin(2\alpha))}{\pi X_L} \quad (3.4)$$

No gráfico da figura 3.3 é mostrada a variação do valor em p.u. da susceptância do RCT em função do ângulo de disparo α .

Figura 3.3– Variação do valor de susceptância (p.u.) em função de α .



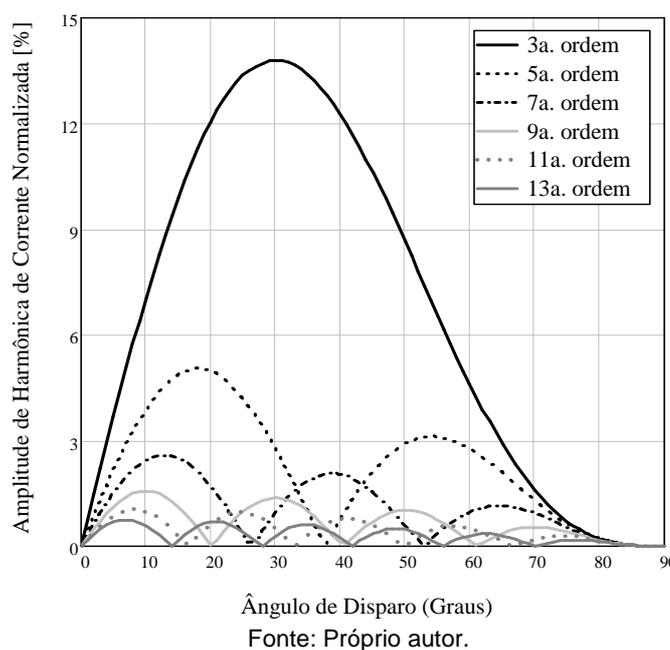
Fonte: Próprio autor

O RCT (Reator Controlado a Tiristor) e o CCT (Capacitor Chaveado a Tiristor) são arquiteturas de compensação conhecidas, usadas principalmente para a regulação de tensão por absorção ou injeção de energia reativa em redes de alta/média tensão e que em conjunto formam o Compensador Estático de Reativos (SVC) [22].

Pelo fato do RCT utilizar o chaveamento do indutor em certos instantes de tempo, ele é um dispositivo gerador de harmônicas.

Na figura 3.4 é possível verificar a razão entre o ângulo de disparo do tiristor e o conteúdo harmônico. As harmônicas de 3ª ordem são eliminadas em uma ligação do tipo delta.

Figura 3.4– Conteúdo harmônico gerado pelo RCT em função do ângulo de disparo.



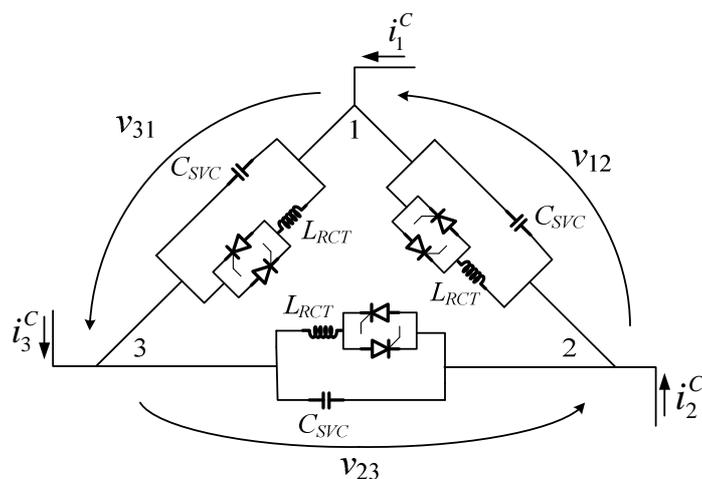
3.1.7 Compensador Estático de Reativos

O Compensador Estático de Reativos (do inglês Static Var Compensator – SVC) é um condicionador do tipo quase-estacionário, utilizado em aplicações na transmissão de energia elétrica com o objetivo principal de controle rápido da tensão nos pontos fracos da rede [24]. Ele é formado pelo Reator Controlado a Tiristor – RCT em paralelo com capacitores fixo– FC (do inglês *Fixed Capacitors*).

O controle do ângulo do disparo dos tiristores faz com que a corrente seja controlada de forma que ele se comporte como uma susceptância variável, com uma faixa abrangendo desde valores capacitivos até indutivos.

A topologia deste circuito é apresentada na Figura 3.5. O SVC proposto possui três circuitos de Reatores Controlados por Tiristor (RCT), conectados em delta e representados pelos pares de tiristores e pelas indutâncias (LTCR), cada um em paralelo com um capacitor fixo (CSVC). Deste modo é possível que a região de trabalho do RCT inclua uma faixa capacitiva. Para monitoramento e controle devem ser medidas três tensões de linha (v_{12} , v_{23} , v_{31}) e três correntes de fase (i_1 , i_2 , i_3).

Figura 3.5 – Compensador Estático de Reativos.



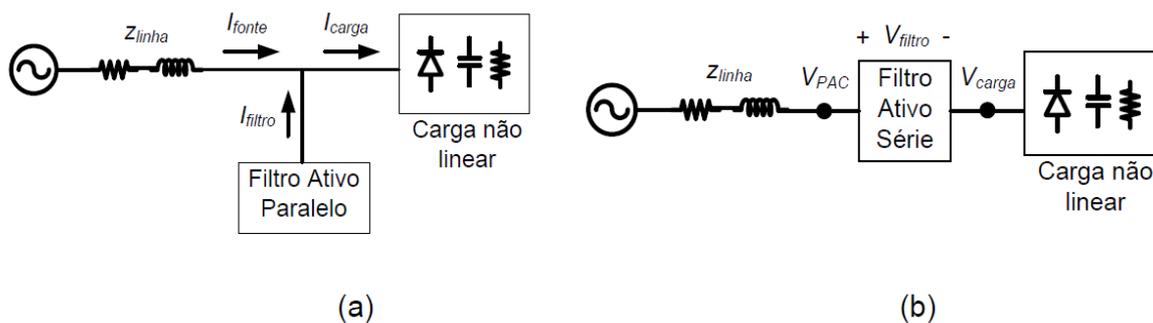
Fonte: Eduardo Liberado [20].

3.1.8 Filtros Ativos

A compensação com filtros ativos tem como objetivo corrigir distúrbios de tensão e corrente utilizando eletrônica de potência [20].

Existem duas topologias principais de filtros ativos. O filtro ativo paralelo e o filtro ativo série que estão demonstradas na figura 3.6.

Figura 3.6 – Filtros ativos. (a) filtro ativo paralelo; (b) filtro ativo série.



Fonte: Eduardo Liberado [20].

O filtro ativo de potência paralelo é utilizado para compensação de harmônicas e inter-harmônicas das correntes nas cargas, podendo também compensar potência reativa (correção de fator de potência) e compensar o desequilíbrio nas correntes trifásicas, eliminando a corrente no neutro.

O filtro ativo de potência série atua na redução de harmônicas e na regulação de tensão, de forma a tornar as tensões na carga senoidais, equilibradas e simétricas.

Existe também uma topologia que utiliza os dois compensadores citados anteriormente, formando o compensador eletrônico série – paralelo. É uma solução de maior custo e de maior complexidade de controle, onde os filtros ativos série e paralelo trabalham em conjunto, de forma a compensar os distúrbios de corrente e tensão do PAC.

3.1.9 Sistema de compensação cooperativo: SVC + FAP

A compensação através de filtros híbridos, que são formados pela associação de filtros ativos com filtros passivos, tem como objetivo uma solução eficiente e de custo reduzido para compensação [20].

Neste tipo de associação, a parte do filtro passivo é responsável pela compensação de reativos e harmônicas de ordens inferiores. O filtro ativo fica responsável pela compensação das harmônicas de ordens superiores, inclusive contribuindo na eliminação de distúrbios gerados pelos filtros passivos. Dessa maneira o filtro passivo compensa os distúrbios de harmônicas de maior potência enquanto o filtro ativo fica responsável pela compensação de distúrbios harmônicos de menor potência, reduzindo o custo do sistema se comparado à utilização apenas do filtro ativo.

As associações dos filtros híbridos com o circuito podem ser do tipo série ou paralelo. Os do tipo série são mais eficientes para compensação de distorções harmônicas causadas por cargas do tipo fonte de tensão, e os do tipo paralelo são mais eficientes para cargas do tipo fonte de corrente.

A estratégia de compensação cooperativa utiliza compensadores trabalhando em conjunto. Eles podem estar conectados a um único ponto da rede ou distribuídos em vários pontos da rede. Para a cooperação entre os compensadores é utilizada uma estratégia otimizada, levando em consideração as interações prejudiciais que podem aparecer entre os vários tipos de compensadores. Pode-se, por exemplo, estabelecer uma hierarquia entre os tipos de compensadores, sendo que os estacionários e/ou quase estacionários compensam a maior parte dos distúrbios que afetam a rede, enquanto que os dinâmicos compensam o restante dos distúrbios e contribuem para eliminar os efeitos prejudiciais causados pelos estacionários.

Os compensadores utilizados na compensação cooperativa são os mesmos já citados (filtros passivos, SVC, filtros ativos, filtros híbridos, etc.), no entanto a estratégia de controle é definida levando-se em consideração a cooperação entre os condicionadores. A compensação local ou tradicional preocupa-se com um certo ponto da rede, enquanto que a cooperativa trabalha justamente com mais de um compensador, os quais podem estar conectados em diferentes pontos da rede, havendo a necessidade de considerar a distância física entre eles e o ponto ao qual estão conectados.

3.2 Conclusões do capítulo

Foram apresentados os principais condicionadores empregados para a compensação dos distúrbios na rede elétrica, entre eles o SVC que faz parte da tecnologia FACTS, e usualmente é empregado em redes de alta e média tensão. Cada condicionador possui suas vantagens e desvantagens, sendo o filtro ativo o mais versátil deles, porém possuindo maior custo de implementação.

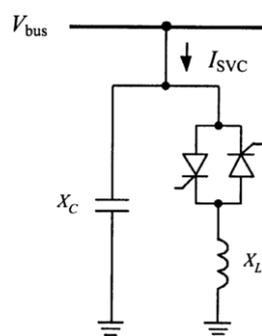
No próximo capítulo será apresentado o princípio de funcionamento e modelos do SVC.

4 Compensador Estático de Reativos

O SVC é formado por reatores e capacitores ligados em derivação que, em conjunto com transformadores e dispositivos de chaveamento e controle, formam um sistema de compensação de reativos que pode ser controlado dentro de um limite específico e manter a tensão de um determinado ponto de conexão dentro de uma determinada faixa. O termo “estático” se refere à característica de não possuir elementos rotativos [22, 25].

A figura 4.1 mostra o diagrama esquemático de um SVC monofásico.

Figura 4.1 – Diagrama esquemático de um SVC.



Fonte: Acha e Agelidis [25].

Nas configurações do SVC, os capacitores podem ser fixos (FC- *Fixed Capacitor*) ou chaveados a tiristor (TSC – *Thyristor Switched Capacitor*). O reator possui chaves em série, formando o reator controlado a tiristor (TCR – *Thyristor Controlled Reactor*), responsável pelo controle da potência reativa do SVC através do controle do ângulo de disparo dos tiristores.

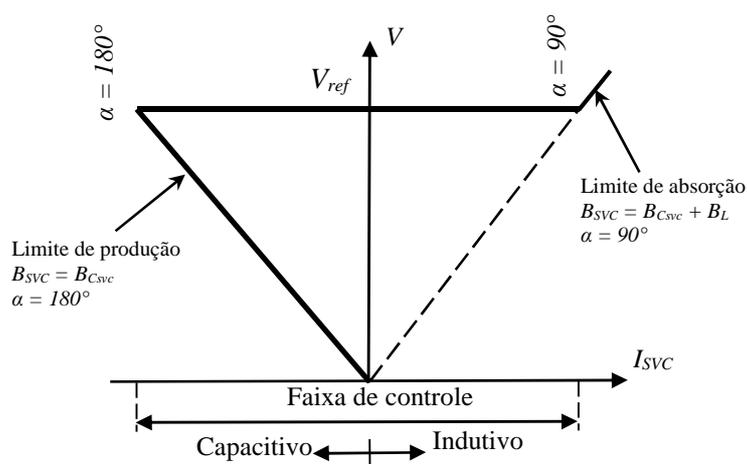
4.1 Princípio de funcionamento do SVC

4.1.1 Regulação de tensão com SVC

O controle do ângulo de disparo dos tiristores causa um controle de corrente, fazendo com que o SVC se comporte como uma susceptância variável, com uma faixa desde valores capacitivos até indutivos [22].

A figura 4.2 mostra a curva característica de operação V-I do SVC. O comportamento da curva demonstra que quando o ângulo de disparo dos tiristores é configurado para estar em 180°, capacitor fixo é responsável pela produção de corrente reativa total, pois o RCT não está operando. Por outro lado, quando o ângulo de disparo dos tiristores está em 90°, o indutor L_{TCR} está totalmente inserido e o SVC se encontra no limite de absorção de corrente reativa [22, 26, 35].

Figura 4.2 – Característica de operação V-I do SVC.



Fonte: Próprio autor..

A curva característica representa o funcionamento ideal do SVC. Considerando o SVC real, a curva V-I possui uma inclinação, chamada de *slope*, que define a taxa de variação da tensão, no ponto em que o SVC é conectado, em relação à corrente produzida ou absorvida pelo SVC.

A susceptância equivalente fundamental do RCT é uma função do ângulo de disparo α , determinada por (3.4). A reatância equivalente do SVC pode ser determinada através de (4.1) [22].

$$X_{SVC}(\alpha, L, C) = \frac{\pi \cdot \omega \cdot L}{(2\alpha - \sin(2\alpha) - \pi \omega^2 L \cdot C)} \quad (4.1)$$

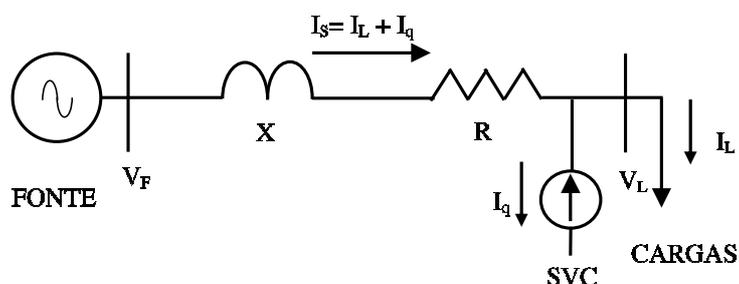
Sendo: L é a indutância do SVC do RCT, C é a capacitância do SVC e X_{SVC} é a reatância equivalente do SVC.

Através de (4.2) é possível determinar o valor da potência reativa do SVC em função da tensão de linha V_{linha} , da reatância indutiva X_L , da reatância capacitiva X_C e do ângulo de disparo α dos tiristores do RCT [25].

$$Q_{SVC} = V_{linha}^2 \cdot \frac{X_C [2\pi - \alpha + 2\alpha] - \pi X_L}{\pi X_C X_L} \quad (4.2)$$

A figura 4.3 mostra uma representação de uma rede com uma fonte, reatância e resistência de linha, cargas e o SVC conectado em derivação [26].

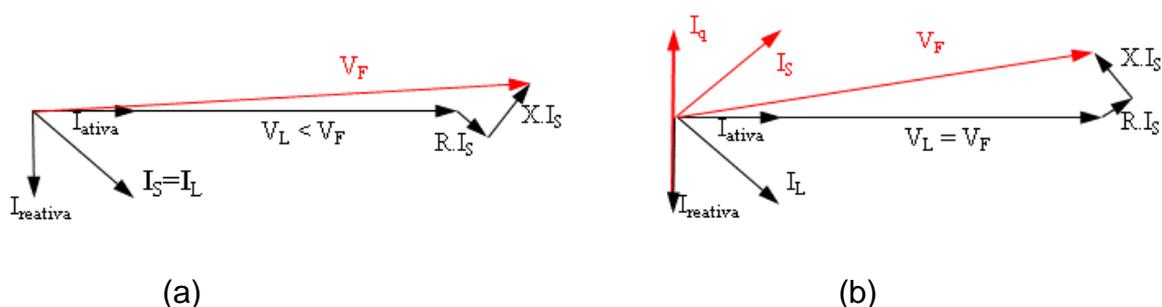
Figura 4.3 – Representação de uma rede com fonte, linha, SVC e cargas.



Fonte: Próprio autor.

O princípio de regulação de tensão é demonstrado através do diagrama fasorial da figura 4.4. Através da corrente reativa I_q injetada pelo SVC na rede, existe a compensação. A figura 4.3(a) demonstra uma rede sem compensação, onde a tensão da carga, V_L , é menor que a tensão da fonte, V_F . Através do controle da corrente injetada na rede pelo SVC é possível compensar a corrente reativa da carga e aumentar a tensão da carga para alcançar o mesmo valor de tensão da fonte.

Figura 4.4 – Diagrama fasorial para compensação de reativos.



Fonte: Próprio autor.

Na figura 4.4(b) é demonstrado que o SVC deve injetar uma corrente maior que a corrente reativa da carga para alcançar o valor desejado no final da linha.

As equações que descrevem o funcionamento do sistema são (4.3) e (4.4).

$$V_L = V_{ref} + X \cdot I_q \quad (4.3)$$

$$V_L = V_F - X \cdot (I_q + I_L) \quad (4.4)$$

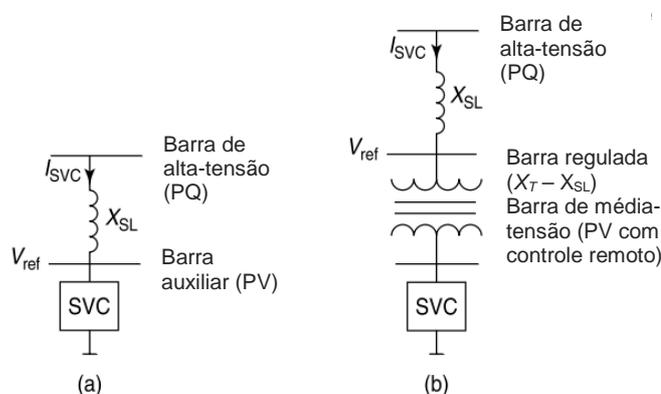
Sendo X a impedância da linha, a qual o efeito pode ser calculado pela razão $\Delta V_L / \Delta I_q$.

4.2 Modelo do SVC para estudo de fluxo de potência

Em programas convencionais de fluxo de potência, o SVC pode ser modelado como um barramento PV (potência ativa e módulo da tensão são conhecidos) convencional com limites de potência reativa [6]. Isto resulta em grandes erros se o SVC está no limite, operando como capacitor ou indutor.

Porém se a inclinação *slope* é considerada (como na análise de sistemas fracos), o SVC é modelado pela conexão do lado de alta tensão do barramento do SVC a um barramento fictício auxiliar, conforme visto na figura 4.5 [24, 36, 37].

Figura 4.5 – Modelos do SVC para estudo de fluxo de potência.

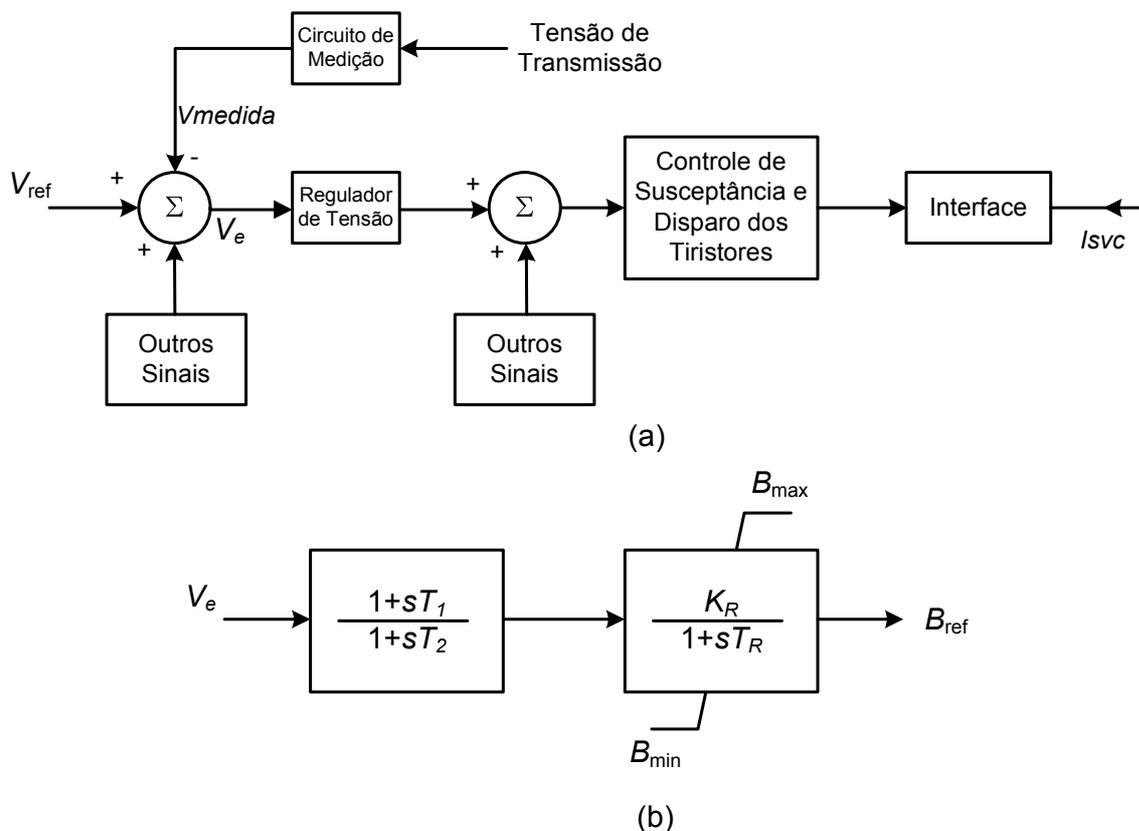


Fonte: Adaptado de IEEE [24].

4.3 Modelos do SVC para estudos dinâmicos

O IEEE [24] propõe dois modelos básicos para o SVC: o modelo básico 1, o qual corresponde ao formato de constante ganho-tempo, e o modelo básico 2, o qual tem relação com o integrador com o formato *current-droop*. O modelo 1 e seu regulador de tensão pode ser observado na figura 4.6 (a) e (b) respectivamente. O ganho K_R (inverso da inclinação de corrente) é tipicamente entre 20 p.u. (5% de inclinação) e 100 p.u. (1% de inclinação) na potência reativa nominal de base. A constante de tempo T_R fica usualmente entre 20 e 150 ms, e as constantes de tempo T_1 e T_2 são zero na maioria dos casos.

Figura 4.6 – Modelo básico 1 do SVC e regulador de tensão.



Fonte: Adaptado de Mathur e Varma [37].

A função de transferência do regulador de tensão do modelo 1 é dada por (4.5)

$$G(s) = \frac{K_R}{1 + sT_R} \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right) \quad (4.5)$$

O modelo 2 e seu de regulador de tensão correspondente são mostrados na figura 4.7 (a) e (b) respectivamente. Um ganho proporcional K_P é empregado para aumentar a velocidade de resposta.

A função de transferência do regulador de tensão para o modelo 2 pode ser expressa por (4.6)

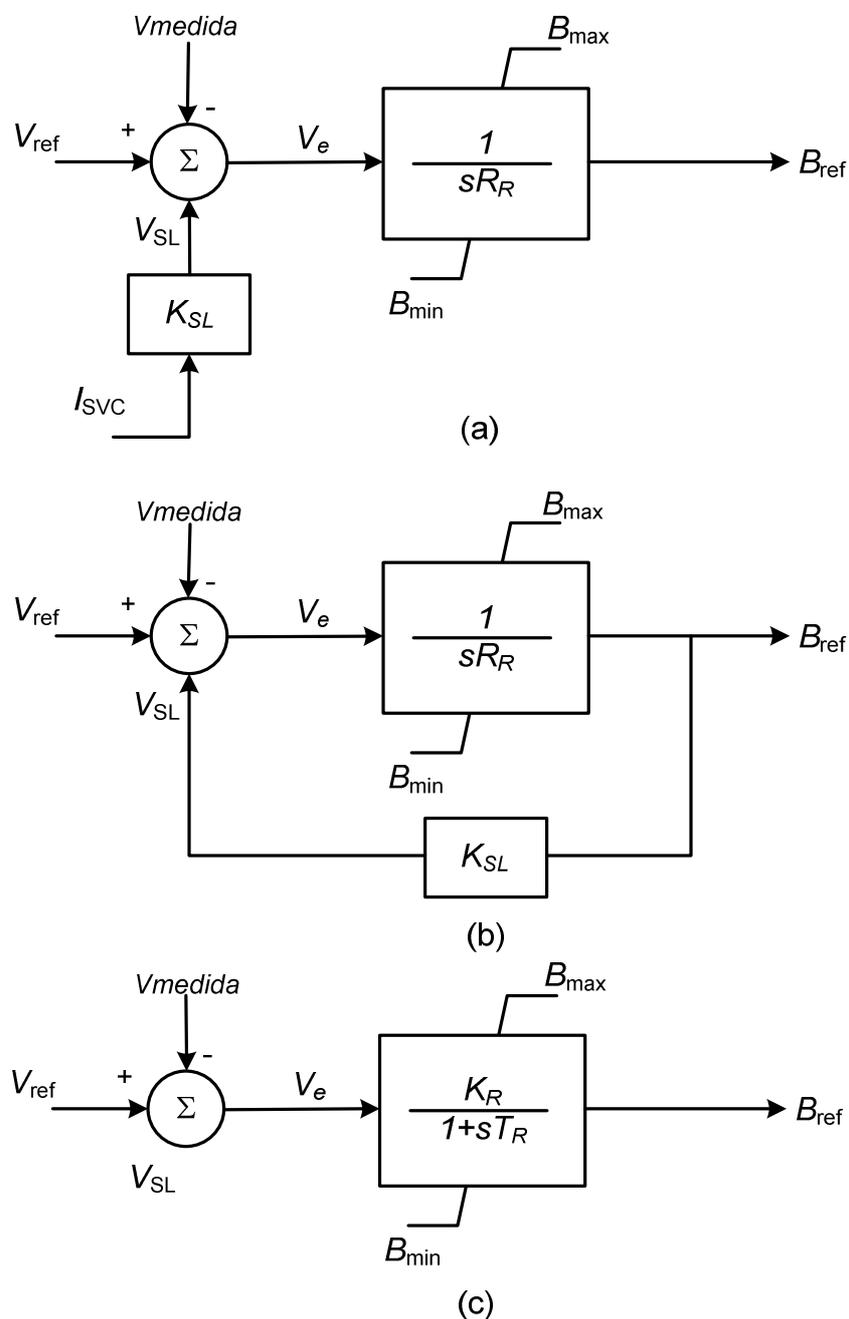
$$G(s) = \frac{K_I}{s} \left(\frac{1 + sT_Q}{1 + sT_p} \right) \quad (4.6)$$

Sendo:

$$T_Q = T_p + \frac{K_P}{K_I} \quad (4.7)$$

Geralmente T_p é mantido em zero, tornando assim um controlador do tipo proporcional – integral (PI). Os integradores em ambos modelos 1 e 2 são do tipo anti-windup.

Figura 4.7 – Modelo básico 2 do SVC.

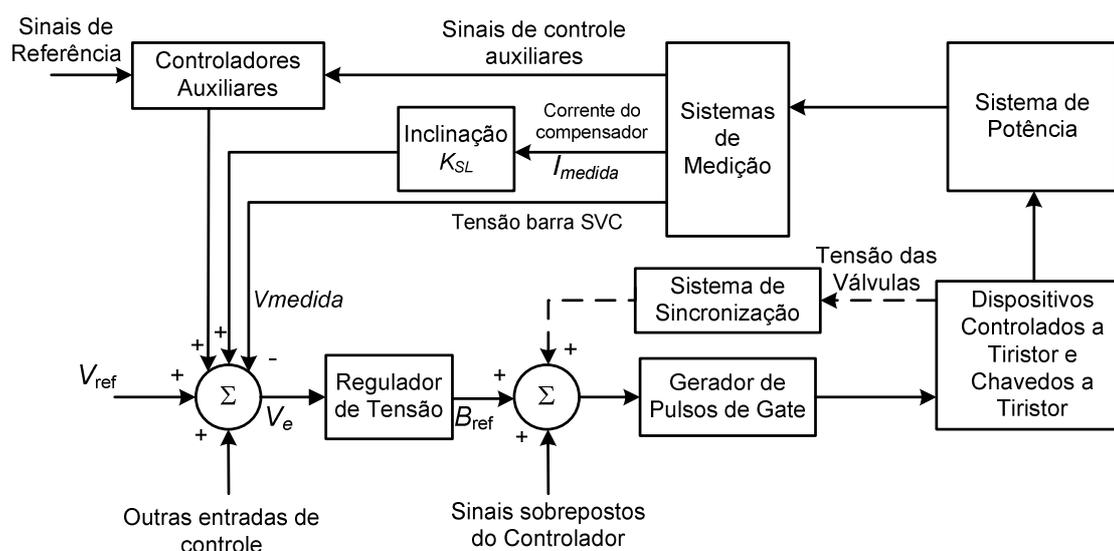


Fonte: Mathur e Varma [37].

4.3.1 Diagramas de blocos do SVC

Com o objetivo de controle de tensão, na figura 4.8 são apresentados os blocos dos componentes que formam o SVC, contendo sistema de medição, regulador de tensão, gerador de pulsos de disparo, sistema de sincronização, e controle suplementar [37].

Figura 4.8 – Diagrama de blocos do SVC.



Fonte: Adaptado de Mathur e Varma [37].

4.3.2 Sistemas de medição

Estes sistemas fornecem as entradas necessárias para o controlador do SVC. As diferentes entradas dependem da função que o controlador do SVC pretende atuar [37]. Os sinais medidos são condicionados para providenciar valores adequados aos outros blocos do sistema de controle. Para o controle de tensão em um sistema trifásico balanceado podem ser utilizadas os valores RMS de tensão e corrente, e os valores da fundamental de sequência positiva.

4.3.3 Regulador de tensão

O circuito do regulador de tensão do SVC processa as variáveis dos sinais medidos e gera um sinal de saída proporcional à compensação reativa desejada. As

variáveis de controle medidas são comparadas a um sinal de referência, geralmente V_{ref} , gerando um sinal de erro que será a entrada do controlador. A saída do controlador é um sinal de susceptância em p.u., B_{ref} , o qual é gerado para reduzir o sinal de erro a zero em regime permanente. Em seguida esse valor de susceptância é transmitido ao circuito gerador de pulsos para os tiristores [37].

Existem diversas alternativas de modelagem do regulador de tensão. Uma delas é apresentada em [37] e mostrada na figura 4.7 (a). Esta modelagem é chamada de realimentação de corrente (*current-droop feedback*) e nela a corrente medida do SVC é multiplicada por um fator K_{SL} , representando a inclinação (*droop*) da corrente, e o resultado, V_{SL} , é somado ao erro de tensão. A polaridade de V_{SL} corresponde ao aumento na tensão de referência para correntes indutivas do SVC e uma diminuição da tensão de referência para correntes capacitivas do SVC. Um controle integral simples é utilizado. R_R é chamado de taxa de resposta, a qual indica quanto tempo o SVC leva para atuar em toda a faixa de potência reativa, ou seja, desde um estado totalmente capacitivo a um estado totalmente indutivo, em resposta a um grande sinal de erro de tensão (1 p.u.).

Em alguns casos pode existir uma dificuldade em obter o sinal de corrente. Isto ocorre quando o SVC está operando próximo ao estado no qual a potência reativa é zero. O sinal de corrente então compreende uma componente harmônica predominante e uma componente fundamental resistiva correspondente às perdas reais no SVC. Para evitar este problema, em alguns controladores SVC a potência reativa é computada e realimentada ao invés da corrente do SVC. A potência reativa é calculada multiplicando-se as correntes de fase do SVC pela tensão de frequência fundamental atrasada de 90° .

Outra opção facilmente realizável é chamada de realimentação de susceptância (*susceptance-droop feedback*) e é mostrada na figura 4.7 (b). Está implícito que a tensão no barramento do SVC permanece próxima a 1 p.u., assim a corrente do SVC, que é igual a $B_{ref} * V_{SVC}$, pode ser expressa simplesmente como B_{ref} . O controle de malha fechada da figura 4.7(b) pode ser simplificado para a forma de contante ganho-tempo do controlador mostrado na figura 4.7 (c). O ganho K_R é chamado de ganho estático, o qual é definido como o inverso da inclinação de corrente (*current droop*) (4.9). T_R é o tempo de resposta do controlador e pode ser calculado

processada por um controlador do tipo PI. O valor fornecido pelo controlador é usado como entrada para a unidade de controle do ângulo de disparo do RCT, onde os pulsos de disparo são calculados. O cruzamento por zero da tensão V_{pac} é utilizado como referência para o ângulo de disparo.

4.3.4 Disparo dos tiristores

O bloco responsável pelo controle dos disparos dos tiristores possui um circuito de sincronismo e uma função linearizadora, que calcula o ângulo de disparo α de acordo com o valor da susceptância fornecido pelo regulador de tensão.

Alguns autores utilizam como modelo para estudos uma função de transferência para o SVC que não considera a descontinuidade da corrente do SVC, devido ao chaveamento dos tiristores [22, 37, 38]. Esta função de transferência está representada em (4.11).

$$G_Y(s) = \frac{e^{-sT_d}}{1 + sT_Y} \quad (4.11)$$

Onde, T_d é chamado de *deadtime* do tiritstor e é dado por (4.12):

$$T_d = \frac{T}{2p} \quad (4.12)$$

E p é o número de pulsos do SVC, sendo 6 para um SVC trifásico.

O tempo correspondente ao atraso

$$T_Y = \frac{T}{4} \quad (4.13)$$

Como T_d é pequeno, G_Y pode ser aproximada por:

$$G_Y(s) = \frac{1}{(1 + sT_d)(1 + sT_Y)} \quad (4.14)$$

4.3.5 Outras abordagens de modelos para o SVC

Em [39] o autor demonstra como o SVC tem sido aplicado para controlar a performance dinâmica de sistemas de transmissão para distúrbios do sistema e regulação de tensão. Uma modelagem matemática de espaço de estados é construída considerando tanto oscilações eletromecânicas como a corrente reativa do SVC no

local da instalação. Os resultados são obtidos através de simulações no ambiente MATLAB. São utilizados os dados de uma estação de geração, utilizando um SVC formado por TCR e banco fixo de capacitores. Os requisitos neste caso foram: rede equilibrada; reatores do SVC conectados em delta e considerados equilibrados; Banco de capacitores conectado em estrela; limites de regulação de tensão 0,97 p.u. a 1,015 p.u.; o ângulo de disparo dos tiristores é o mesmo para as três fases do SVC. O SVC de 50 MVar é conectado ao barramento de 11 kV.

O SVC é modelado com uma susceptância variável vista pelo sistema, possuindo uma faixa de regulação de $(-B_{Cmax} < B < B_{Lmax})$, demonstrado através de (4.15):

$$V = V_{ref} + X_s * I \quad (4.15)$$

Para o SVC operando totalmente capacitivo, o valor de tensão é dado por (4.16):

$$V = \frac{I}{B_{Cmax}} \quad (4.16)$$

Para o SVC operando totalmente indutivo, o valor de tensão é dado por (4.17):

$$V = \frac{I}{B_{Lmax}} \quad (4.17)$$

Onde,

V = Tensão de sequência positiva (p.u.);

I = Corrente reativa (p.u./ P_{base}) ($I > 0$ indica uma corrente indutiva);

X_s = inclinação da curva de reatância (p.u./ P_{base});

B_{Cmax} = Máxima susceptância capacitiva (p.u./ P_{base});

B_{Lmax} = Máxima susceptância indutiva (p.u./ P_{base});

P_{base} = Potência trifásica de base.

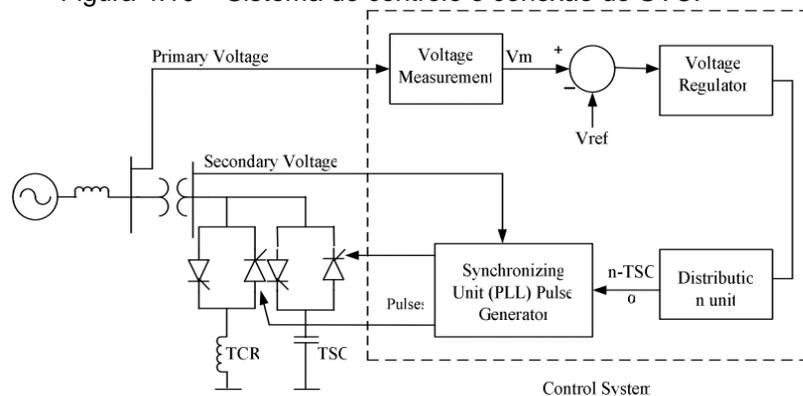
O sistema de controle sugerido pelo autor consiste de:

- Um sistema de medição da tensão de sequência positiva a ser controlada;
- Um regulador de tensão que utiliza a diferença entre a tensão medida e a tensão de referência para determinar a susceptância do SVC, necessária para manter a tensão do sistema constante;
- Uma unidade de distribuição que determina os TSCs que devem ser ligados ou desligados que calcula o ângulo de disparo α dos tiristores;

- Um sistema de sincronismo usando um PLL sincronizado com a tensão do secundário e um gerador de pulsos que envia os pulsos aos tiristores

O sistema de controle é apresentado na figura 4.10.

Figura 4.10 – Sistema de controle e conexão do SVC.



Fonte: Sabai e Maung [39].

O artigo propõe uma aproximação do sistema para um sistema de primeira ordem, desprezando a constante de tempo do sistema de medição e atraso de tempo T_d devido ao disparo dos tiristores. Assim, a velocidade de resposta do SVC depende do ganho integral K_i do regulador de tensão, robustez da rede (reatância X_n) e a inclinação da curva de tensão (reatância X_s). O ganho proporcional K_p é adotado como zero. Assim a constante de tempo de malha fechada é dada por (4.18).

$$T_c = \frac{1}{(K_i(X_n + X_s))} \quad (4.18)$$

Utilizando os parâmetros do sistema:

$K_i = 200$; $X_n = 0,0667$ pu/50 MVA; $X_s = 0,03$ pu/50 MVA;

$T_c = 0,0345$ s.

Em [40] a autora realizou uma análise comparativa entre SVC e STATCOM em sistemas industriais de altas potências. Um dos objetivos foi demonstrar que o SVC é incapaz de desacoplar os fluxos de potência ativa e reativa entre o compensador e o sistema. Foram abordados quatro diferentes modelos e realizado um estudo comparativo entre esses modelos. Foram utilizados os dados de uma instalação da empresa Gerdau Aço Minas.

Requisitos: Rede e carga são equilibradas; reatores do SVC ligados em estrela com neutro flutuando e são considerados equilibrados; variação da indutância do

reator do SVC no tempo é desprezada em relação à variação da corrente que circula no SVC; o ângulo de disparo dos tiristores é o mesmo para as três fases do SVC.

Dados: Sistema elétrico de potência da Gerdau Açominas (SVC conectado ao barramento de 69 kV através de três transformadores trifásicos com relação 69 kV / 6,25 kV e defasagem angular de 20° entre eles); potência reativa do SVC de 110 MVar.

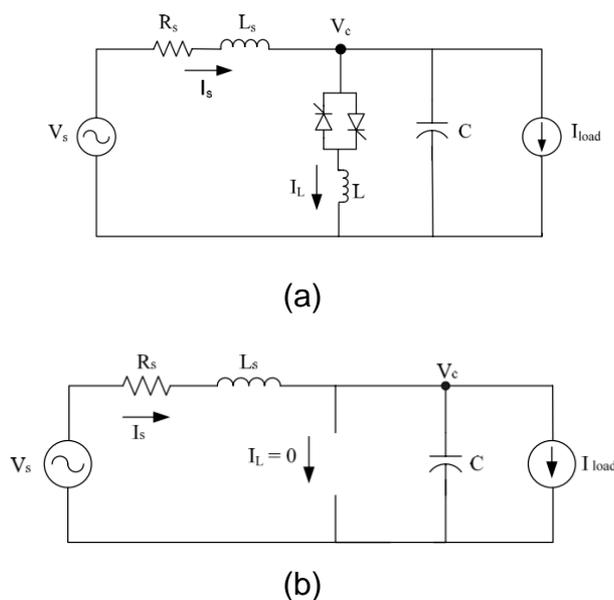
A seguir são apresentadas as opções de modelagem do SVC encontradas em [40].

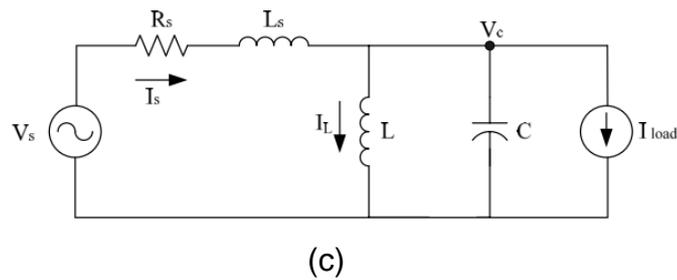
4.3.5.1 Modelagem dinâmica do sistema monofásico equivalente

4.3.5.1.1 Modelo Dinâmico Descontínuo

Representado por dois circuitos equivalentes, um considerando o tiristor como uma chave ideal aberta quando desligado e outro considerando o tiristor como uma chave ideal curto-circuitada quando em condução. Em ambos os circuitos são desprezadas as dinâmicas de acionamento e bloqueio do tiristor. A figura 4.11 representa o circuito.

Figura 4.11– Circuito monofásico equivalente (a); Circuito com tiristor sem conduzir (b) ; Circuito com tiristor conduzindo (c).





Fonte: Onofri [40].

Cada circuito é representado através de um conjunto de equações diferenciais algébricas, chamada de equação de estados, em forma de matriz, representando componentes lineares e invariantes no tempo.

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_s(t) \\ i_L(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 & -\frac{1}{L_s} \\ 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{C} & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_s(t) \\ i_L(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_s} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_s(t) \\ i_{load}(t) \end{bmatrix}, \text{ para } 0 < \omega t < \alpha \quad (4.19)$$

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_s(t) \\ i_L(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 & -\frac{1}{L_s} \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_s(t) \\ i_L(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_s} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_s(t) \\ i_{load}(t) \end{bmatrix}, \text{ para } \alpha < \omega t < \pi - \alpha \quad (4.20)$$

4.3.5.1.2 Modelo Discreto Generalizado

Utiliza as matrizes de estado do item anterior, discretizadas. Através das equações (4.21) e (4.22) discretizadas, resultando em (4.23) e (4.24) respectivamente.

$$A_{1_d} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 & -\frac{1}{L_s} \\ 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{C} & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

$$A_{2_d} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 & -\frac{1}{L_s} \\ 0 & 0 & \frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

$$A_{d1_d} = e^{A_{1_d}\alpha} = \mathcal{L}^{-1} \left\{ (sI - A_{1_d})^{-1} \right\} \quad (4.23)$$

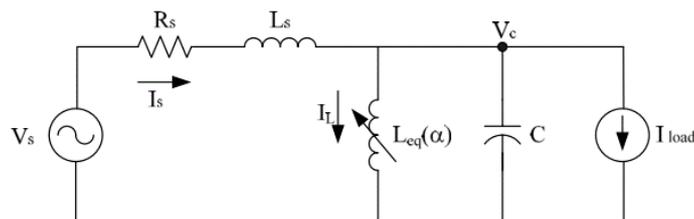
$$A_{d2_d} = e^{A_{2_d}(\pi-2\alpha)} = \mathcal{L}^{-1} \left\{ (sI - A_{2_d})^{-1} \right\} \quad (4.24)$$

Este modelo, que é obtido através da discretização do modelo dinâmicos descontínuo, pode ser considerado uma representação fiel de um sistema elétrico que contém um SVC, porém possui uma variável auxiliar não controlada, que é o tempo de condução dos tiristores, determinado pelo valor do ângulo de disparo.

4.3.5.1.3 Modelo Contínuo Equivalente

Neste modelo a autora propõe uma função descritiva de um sistema com não linearidade do tipo zona morta. No circuito equivalente monofásico contínuo da figura 4.13, o TCR é representado por uma indutância cujo valor varia em função do ângulo de disparo.

Figura 4.12– Circuito monofásico contínuo.



Fonte: Onofri [40].

Sendo:

$$L_{eq}(\alpha) = \frac{L}{\left(1 - \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{1}{\pi} \cdot \text{sen}(2\alpha)\right)}, \text{ para } 0 < \alpha < \frac{\pi}{2} \quad (4.25)$$

A equação de estados que descreve o modelo é dada por (4.26)

$$\begin{bmatrix} \dot{i}_s(t) \\ \dot{i}_L(t) \\ \dot{v}_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{R_s}{L_s} & 0 & -\frac{1}{L_s} \\ 0 & 0 & \frac{1}{L_{eq}(\alpha)} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{C} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_s(t) \\ i_L(t) \\ v_c(t) \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{L_s} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} v_s(t) \\ i_{load}(t) \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

A autora realizou simulações para comparar os modelos. Segundo os resultados apresentados, o modelo discreto generalizado apresenta componente de terceira harmônica da corrente, representando 16% da fundamental da corrente que circula na rede quando o ângulo $\alpha=40^\circ$.

Se as componentes harmônicas de baixas frequências das variáveis de estado do modelo discreto generalizado forem filtradas, o desvio entre os modelos reduz consideravelmente. Dessa maneira a autora demonstra que o modelo monofásico em que o TCR é representado por uma indutância variável em função do ângulo de disparo é considerado um modelo que oferece resultados satisfatórios e foi o modelo escolhido para a modelagem trifásica.

Para o modelo trifásico, com o intuito de simplificar o estudo das equações, utilizou-se a transformação do sistema ABC em $\alpha\beta 0$ e depois em dq0. Após as transformações utilizou-se a linearização através da expansão de todos os termos não-lineares do modelo em série de Taylor, em torno de um ponto de operação.

Esse modelo, chamado de “modelo de pequenos sinais”, pode ser representado por um circuito elétrico onde a variação do valor da indutância do reator do SVC é representado por uma fonte de tensão com a amplitude proporcional à variação do ângulo de disparo do tiristores.

Através da utilização do modelo trifásico a autora sugere que o SVC é incapaz de desacoplar os fluxos de potência ativa e reativa entre o compensador e o sistema elétrico de potência.

Em [38] é apresentado o desenvolvimento de modelos analíticos para o TCR. Um modelo não-linear foi desenvolvido baseado nas Funções de Chaveamento Generalizado e a partir deste modelo um modelo linear detalhado foi derivado. O modelo linear permite a análise e o entendimento preciso do comportamento do TCR sob pequenos distúrbios tanto no domínio do tempo e da frequência, para uma faixa de frequência até algumas dezenas de Hertz.

Primeiramente, é derivado um modelo analítico não-linear que pode ser usado para simulações não-lineares no domínio do tempo e para estudos de grandes sinais. Pela linearização do modelo não-linear, investigações de pequenos sinais podem ser feitas, incluindo a derivação de funções de transferências precisas.

Esta técnica permite a derivação de modelos detalhados para a maior parte dos equipamentos de eletrônica de potência, especialmente aqueles baseados em tiristores. O modelo linear foi obtido diretamente a partir do modelo não-linear, eliminando harmônicas e também pela linearização das expressões resultantes. O resultado permite a identificação de importantes interações sub-síncronas que podem ocorrer em sistemas de energia elétrica. Além disso, o modelo desenvolvido é altamente preciso para qualquer ponto de operação do SVC. Através de simulações em um programa de estudo de transitórios eletromagnéticos, mostrou-se que o modelo proposto pode prever com precisão problemas de estabilidade em altas frequências que não são capturadas em todos os modelos convencionais. Os autores acreditam que tanto o modelo não-linear, como o modelo linearizado associado, proposto no artigo, será extremamente útil para a concepção correta e coordenação de controladores FACTS em futuros sistemas de energia elétrica.

Em [41] o autor analisa a implementação de uma rede do tipo microrrede com geração distribuída e SVC, através de simulações com PSCAD/EMTDC em conjunto com Matlab/Simulink. É realizada uma caracterização do fluxo de potência através da microrrede utilizando a teoria de potência P-Q. A estratégia de controle utilizada para

o SVC é baseada na lógica do tipo fuzzy e algoritmos genéticos para mitigar os problemas identificados na caracterização do fluxo de potência.

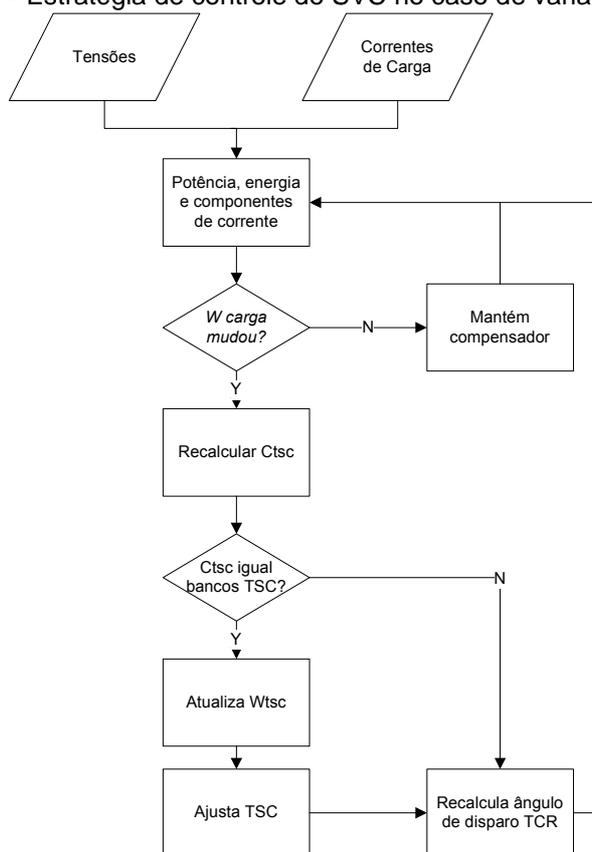
A lógica fuzzy utilizada no controle, comparada aos controladores convencionais, tem a vantagem de eliminar a necessidade de modelos exatos ou equações matemáticas complexas, mas mesmo assim existe a necessidade do conhecimento do sistema. Os algoritmos genéticos são combinados com as técnicas de controle a fim de buscar uma solução ideal. O objetivo é fornecer ao sistema uma certa autonomia sob diferentes situações de carga.

Foi analisado o comportamento do consumo de pico (VAr/hora) de três tipos de cargas, residenciais, industriais e comerciais, desde 15 kVA até 72 kVA em diferentes nós da rede e verificado que o SVC realiza a compensação de reativos. Também foram comparados o tempo de resposta do controle de lógica fuzzy, em conjunto com algoritmos genéticos, com um controle do tipo histerese e, verificou-se que o primeiro fornece uma resposta mais rápida.

Em [42] o autor descreve uma metodologia de projeto para o SVC instalado em uma rede de 30 KV, utilizando a definição da Teoria de Potência Conservativa [30]. O objetivo é compensar o fator de potência no PAC e as componentes de desbalanço de potência considerando uma rede com forno a arco elétrico com carga. Aborda também a utilização de filtros passivos em combinação com o SVC para mitigação de harmônicas causadas pelo RCT. A estratégia de controle é mostrada na figura 4.13, sendo W , a energia reativa.

Os resultados foram obtidos através de simulações e mostram a efetiva compensação da corrente reativa e desbalanço de carga.

Figura 4.13 – Estratégia de controle do SVC no caso de variação de carga.



Fonte: Adaptado de Liberado [42].

Em [43] o SVC foi projetado para atender níveis de qualidade de energia em uma instalação com um acelerador de partículas, Synchrotron, o qual representa uma grande carga não-linear conectada à rede de distribuição elétrica. A característica específica da carga requer regulação de tensão e compensação do fator de potência da carga que é variável. O SVC de 50 MVar foi instalado na rede de média tensão de 18 KV operando em conjunto com filtros passivos para mitigação de harmônicas gerados pela carga e pelo RCT.

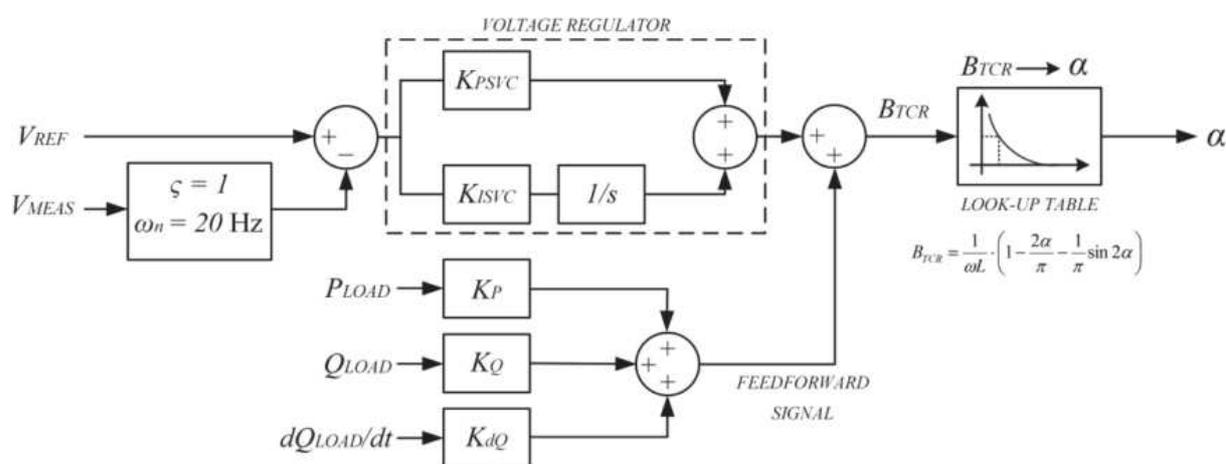
O SVC não consegue assegurar perfeita regulação de tensão e perfeita compensação de potência reativa ao mesmo tempo. Para muitos aceleradores de partículas a necessidade por alta qualidade de energia precede a necessidade por compensação perfeita de potência reativa. Para uma ótima estabilização de tensão, a potência reativa variável de saída do SVC deve compensar não apenas a potência reativa variável da carga, mas também corrigir as variações de tensão causada pela variação de potência ativa da carga. A equação (4.27) define o valor mínimo do SVC.

$$Q_{SVC} = Q_{carga} + \frac{P_{load}^2}{2S_{cc}} + kP_{load} \quad (4.27)$$

Sendo $k = \frac{R}{X}$, da rede.

O diagrama de controle do RCT é mostrado na figura 4.15. Neste sistema o valor RMS da tensão é medido para cada fundamental a cada período de 20 ms. O SVC deve manter as variações de tensão em uma faixa de $\pm 1\%$.

Figura 4.14– Sistema de controle do TCR para um acelerador de partículas.



Fonte: CERN [43].

O sistema de controle possui uma malha de tensão e uma malha de controle de potência. O sinal de erro é fornecido a uma look-up table que calcula o valor do ângulo de disparo dos tiristor a partir do valor da susceptância.

Através dos resultados das simulações o autor conclui que o SVC consegue manter a tensão dentro de uma faixa de $\pm 0,3\%$, mesmo com variações de aproximadamente 10 MW e 10 MVar nas potências ativas e reativas, respectivamente, da carga.

4.4 Dimensionamento do SVC e limites de operação

A capacidade de potência reativa do SVC deve ser suficiente para que seja possível atingir a tensão de referência. Isto é possível dimensionando o SVC com uma potência reativa maior do que a potência reativa consumida pela carga [25].

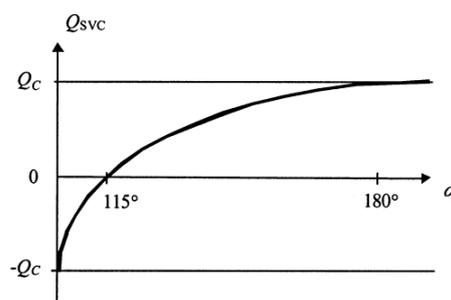
O dimensionamento dos valores dos capacitores do banco é realizado utilizando-se a reatância capacitiva através de (4.28) e (4.29)

$$X_C = \frac{3 \cdot (V_{linha})^2}{Q_{SVC}} \quad (4.28) \quad C = \frac{1}{2\pi f X_C} \quad (4.29)$$

O valor do indutor é calculado através de (4.30) e (4.31). Em (4.30) é possível observar que o valor da reatância indutiva é metade do valor da reatância capacitiva. Isto se deve ao fato da necessidade de dimensionar o RCT com o dobro de potência reativa do FC para que o RCT possa compensar toda a energia reativa do banco de capacitores e ainda tenha capacidade de fornecer energia reativa indutiva.

$$X_L = \frac{X_C}{2} \quad (4.30) \quad L = \frac{X_L}{2\pi f} \quad (4.31)$$

Na figura 4.16 é mostrado o comportamento da potência reativa gerada/absorvida pelo SVC, com Q_{svc} em função do ângulo de disparo α . Essa curva leva em consideração uma instalação de um SVC em uma rede primária de 13.8 kV



[25].

Fonte: Acha e Agelidis [25].

É possível observar na curva que um ângulo de disparo de aproximadamente 115° faz com que a potência reativa do RCT compense a potência reativa do FC e dessa maneira o SVC opere fornecendo um equilíbrio entre as componentes de forma que a potência reativa seja igual a zero. Em uma rede de baixa tensão o valor da impedância de linha pode influenciar nesta operação fazendo com que esse valor de ângulo seja um pouco diferente.

4.5 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foi apresentado o funcionamento do SVC, bem como diferentes tipos de modelagens encontradas na literatura. O SVC é comumente modelado em

estudos de fluxo de potência, porém análises de sua modelagem dinâmica também foram realizadas e diferentes aplicações foram apresentadas.

No próximo capítulo será apresentada a Geração Distribuída e seus impactos nas redes de baixa tensão.

5 Geração Distribuída (GD)

O PRODIST define a geração distribuída como centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente ao sistema elétrico de distribuição ou através de instalações de consumidores, podendo operar de forma paralela ou isolada e despachadas – ou não – pelo ONS (Operador Nacional do Sistema) [9]. O termo abrange também sistemas de pequeno porte instalados em residências, unidades comerciais ou unidades industriais para atender a uma certa demanda local [8]. A geração distribuída tem como benefícios a redução das perdas elétricas nas linhas de transmissão, melhorando a estabilidade e diminuindo os investimentos em linhas de transmissão, além da possibilidade de participação no mercado de energia elétrica, vendendo a energia excedente da geração para as concessionárias. A utilização de geração distribuída a partir de fontes renováveis significa também deixar de usar fontes poluentes, como térmicas a combustíveis fósseis. Além disso, uma fonte de energia elétrica pode ser considerada uma GD quando: a) está conectada diretamente à rede de distribuição; b) está conectada ao lado de um consumidor conectado ao sistema elétrico; c) alimenta cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou d) está diretamente conectada à rede de transmissão, desde que, neste caso, não possa ser considerada integrante da geração centralizada [44].

A ANEEL através da Resolução Normativa de nº 482/2012 que foi revista em 2015 adota as seguintes definições para os tipos de geração distribuída [10, 11]:

I – microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

São consideradas fontes apropriadas para microgeração, a energia solar fotovoltaica, micro geradores eólicos, micro turbinas hidráulicas, biomassa e células a combustível [5].

No Brasil o Ministério de Minas e Energia lançou em dezembro de 2015 um programa chamado “Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída” (ProGD) que visa estimular a geração de energia, a partir de fontes renováveis, pelos próprios consumidores. O objetivo é alcançar até o ano de 2030 um nível de geração, a partir das unidades consumidoras, de 48 TWh anuais de energia proveniente de fontes renováveis, o equivalente à metade da geração da usina hidrelétrica de Itaipu [45].

5.1 Impactos da Geração Distribuída em Redes de Baixa Tensão

As redes de distribuição não foram originalmente projetadas para suportar uma significativa inserção de unidades geradoras. Essas novas fontes de energia conectadas ao sistema, formam uma rede denominada microrrede (do inglês *microgrid*), e impõe novos desafios à qualidade de energia elétrica. Estudos mostram que a presença de geração distribuída pode aumentar o nível de curto-circuito, sendo necessário a adaptação de novas práticas de proteção, visando proteger os geradores distribuídos e o sistema contra condições de falhas como faltas e ilhamento. A geração distribuída também pode introduzir harmônicas na tensão ou na corrente, causar flutuações de tensão, influenciar nas perdas do sistema e interferir nos mecanismos de controle de tensão dos sistemas de distribuição [15].

Dependendo da tecnologia de GD utilizada, do local de conexão no sistema, do aspecto de qualidade, a inserção da Geração Distribuída pode contribuir para melhorar ou deteriorar a qualidade de energia [14,17].

A GD pode afetar de forma positiva ou prejudicial a tensão em regime permanente. Quando a GD melhora a regulação da tensão isto é geralmente denominado de “suporte de tensão”, porém esse suporte não é garantido, e deve-se considerar bem detalhadamente a atuação da GD para evitar a degradação da tensão. [46].

Para unidades de gerações distribuídas que são baseadas em fontes renováveis de energia, como vento e sol, a fonte primária de energia tem uma

natureza de flutuação e sendo assim, a saída de potência da unidade GD pode flutuar. Estas mudanças de magnitude e direção da potência resultarão em uma maior gama de quedas de tensão. As flutuações de tensão podem variar desde variações lentas (horas), causadas por exemplo pela variação da irradiação solar ao longo do dia, até variações rápidas (milissegundos), como as causadas pela parada repentina devido menor quantidade de vento em plantas eólicas. Considerando intervalos de 30 minutos, a variabilidade da geração fotovoltaica pode chegar a ser 10 vezes maior que da geração eólica. Pela ausência de inércia, em dias nublados podem ser observadas variações de potência de $\pm 50\%$ em intervalos de tempo entre 30 e 90 segundos e de $\pm 70\%$ em intervalos de tempo entre 2 e 10 minutos [47]. Estas situações podem dificultar a manutenção da tensão dentro de limites especificados por norma, e também o atendimento às exigências referentes às cintilações flicker [46].

A grande variabilidade da geração fotovoltaica fornece uma medida da dificuldade técnica da inserção em larga escala da microgeração solar em circuitos de distribuição de baixa tensão, em geral de pequena potência de curto-circuito e limitados recursos de controle de tensão. Os inversores também estão sujeitos a desligamentos em casos de desvios de frequência, curtos-circuitos ou variações rápidas da tensão da rede [47].

5.2 SVC utilizado em conjunto com Geração Distribuída

A tensão na rede de distribuição geralmente é controlada por equipamentos conectados na média tensão, como LTC (*Load Tap Changer*), VR (*Voltage Regulators*), capacitores e/ou indutores fixos ou chaveados, e outros equipamentos eletronicamente controlados, como os SVCs. O crescimento da geração distribuída resulta em condições anormais de alta e baixa tensão na rede de distribuição, as quais nem sempre podem ser corrigidas pelos capacitores em derivação, os LTCs e os VRs. Equipamentos adicionais, como os SVCs, podem contribuir para um melhor controle de tensão na rede [48]. O estudo apresentado em [48] demonstra a utilização de 3 SVC's (1802 kVAr, 1200 kVAr e 1500 kVAr) distribuídos em uma rede de distribuição de 21 kV com 46 km, e a relação entre a localização do GD na rede e a regulação de tensão. Foram analisados geradores fotovoltaicos em diferentes níveis de penetração em 4 localizações diferentes no alimentador. A linha possui reguladores de tensão e

carga total de 14,63 MW. O nível de penetração da geração distribuída é em relação à carga total. Neste caso quanto mais distante da subestação é conectado o GD, maior o impacto no perfil da tensão. O SVC utilizado no mesmo ponto de conexão do GD conseguiu regular a tensão de maneira satisfatória para uma inserção de 50% de GD localizado no meio da linha.

Em [35] foi feito um estudo da aplicação do SVC para regulação de tensão em uma planta de fabricação de alumínio com demanda total de 825 MW e cogeração de 70 MW. Um SVC possuindo potência reativa desde 100 MVar indutiva a 150 MVar capacitiva foi instalado na barra de 230 kV. Através de simulações foi demonstrada a contribuição do SVC para o controle da tensão e a melhoria da estabilidade eletromecânica do Sistema Interligado Nacional.

O trabalho apresentado em [49] demonstra a utilização do SVC e do OLTC (*On Load Tap Changer*) para resolver problemas de regulação de tensão em uma rede radial de distribuição desbalanceada na presença de geração fotovoltaica. A rede possui 5 MVA de potência de base e o SVC tem uma capacidade de potência desde 60 MVA indutivo até 60 MVA capacitivo. Os resultados mostram a efetiva regulação da tensão através da atuação do SVC em conjunto com o OLTC.

No trabalho aqui proposto, as análises foram realizadas em uma rede com tensão de linha de 220 V, com um microgeração distribuída de 5kW e carga linear e balanceada. Através dos indicadores da teoria de potência conservativa (CPT) foi verificada a atuação do SVC, tanto em compensação de fator de potência como na regulação de tensão.

5.3 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a geração distribuída e seus impactos nas redes de distribuição. A característica de impedância de linha das redes de baixa tensão, se comparada às redes de alta e média tensão, faz com que a presença de geração nestas redes influencie positivamente a queda de tensão nas linhas, visto que fornece energia local à carga, porém podem causar flutuações e distorções harmônicas.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados para compensação de fator de potência em uma rede com SVC e GD.

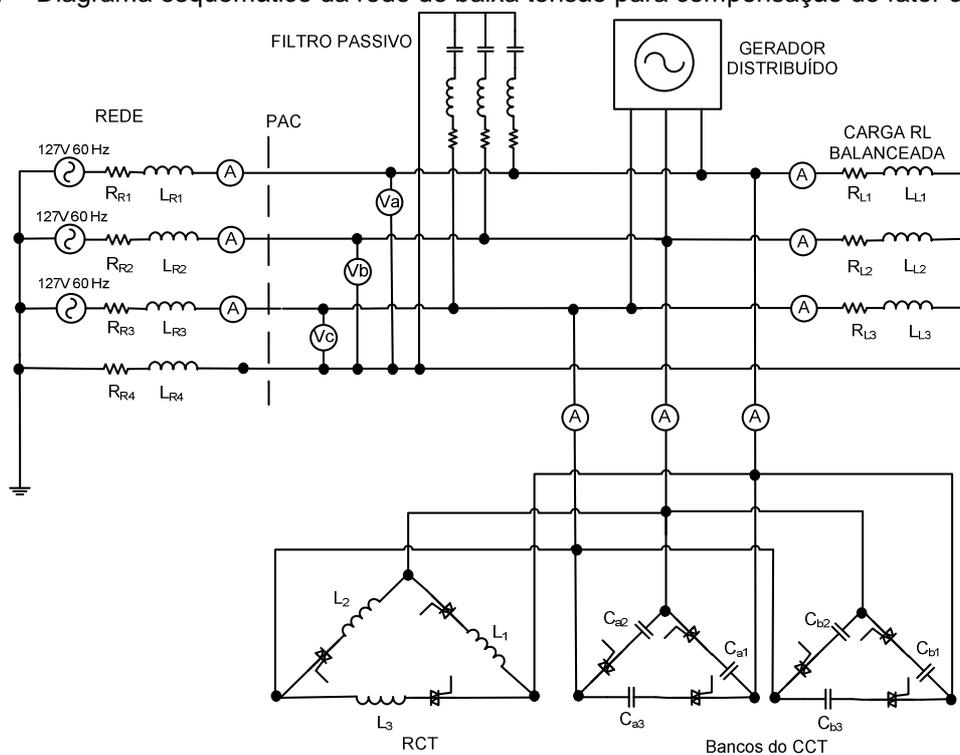
6 Compensação de Fator de Potência com SVC em linha de distribuição de baixa tensão

O objetivo deste capítulo é analisar o comportamento de um SVC, operando no modo de compensação de fator de potência, conectado a uma rede trifásica balanceada de baixa tensão com a inserção de geração distribuída trifásica e carga equilibrada. Foram avaliados os fatores de conformidade definidos pela teoria de potência CPT calculados através das medições de tensões, correntes e potências no PAC e no SVC. Os resultados foram obtidos através de simulação computacional no ambiente Matlab Simulink.

6.1 Metodologia

O SVC utilizado nesta simulação é composto pelo RCT em paralelo com o CCT, conforme o diagrama esquemático visto na figura 6.1. A rede trifásica a 4 fios é equilibrada, com impedância de linha correspondente a uma linha de distribuição de 220 V com 350 metros.

Figura 6.1 – Diagrama esquemático da rede de baixa tensão para compensação de fator de potência.



Fonte: Próprio autor.

Sendo a rede equilibrada, os parâmetros R_{Rx} ; L_{Rx} ; R_{Lx} ; L_{Lx} ; L_x ; C_{ax} ; C_{bx} , onde o índice x representa a fase a qual o elemento está conectado, possuem o mesmo valor equivalente entre si. O CCT foi dividido em bancos de capacitores chaveados, dimensionados para compensar um valor de potência reativa maior que o da carga, e o indutor do RCT foi dimensionado para compensar a energia reativa equivalente a um banco de capacitores. O dimensionamento do valor de capacitância total de cada um dos bancos (C_{banco}) pode ser determinado através de (6.1), onde Q_{total} é a potência reativa total a ser compensada e n_{bancos} é a quantidade de bancos do CCT.

O valor da indutância do RCT (L) pode ser calculado através de (6.2) e é dimensionada para compensar a quantidade de potência reativa de um banco do CCT.

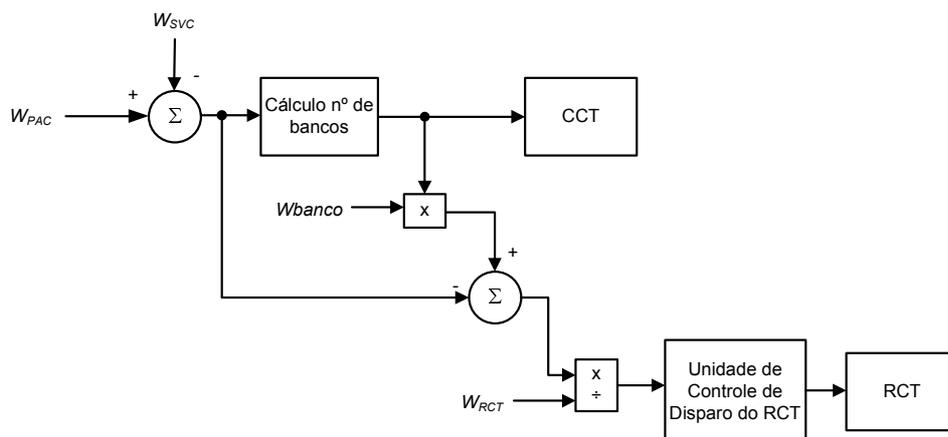
$$C_{banco} = \frac{Q_{total} \div n_{bancos}}{3\omega V_{linha}^2} \quad (6.1)$$

$$L = \frac{1}{\omega^2 C_{banco}} \quad (6.2)$$

$$W_{SVC} = \omega Q_{total} \quad (6.3)$$

As medições de corrente e tensão foram realizadas no PAC, na carga, no GD e no SVC. A CPT (Teoria de Potência Conservativa), foi empregada para obtenção do valor da energia reativa utilizada no circuito de controle de fator de potência, o qual define a quantidade de bancos a serem inseridos na rede. Através de circuitos comparadores, os bancos são inseridos conforme a necessidade, sendo feito o arredondamento para números inteiros, sempre para o próximo inteiro superior. O excedente de reativos é utilizado para calcular o valor do ângulo de disparo dos tiristores do RCT. O diagrama de blocos do controle é apresentado na figura 6.2. O valor de referência do Fator de Potência é 1.

Figura 6.2 – Diagrama de blocos do controle de fator de potência.



Fonte: Próprio autor.

Como convenção para as configurações dos elementos conectados ao PAC em diferentes instantes, será adotada a denominação apresentada na tabela 6.1.

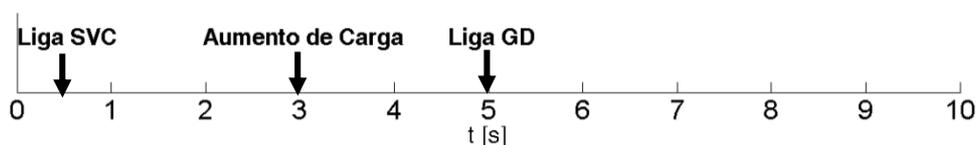
Tabela 6.1 – Configuração de carga conectada ao PAC em diferentes instantes da simulação.

Caso Inicial	Caso I	Caso II	Caso III
2,5 kVA	2,5 kVA + SVC	7,5 kVA + SVC	7,5 kVA + SVC + GD

Fonte: Próprio autor.

Inicialmente é conectada uma carga com um terço do valor total ao PAC. No instante $t = 0,5$ s o SVC é ligado (caso I). No instante $t = 3$ s, a carga é aumentada para o valor de 7,5 kVA (caso II) e no instante $t = 5$ s o GD é ligado (caso III). O diagrama dos eventos da simulação é apresentado na figura 6.3.

Figura 6.3 – Diagrama de instantes da simulação.



Fonte: Próprio autor.

A conexão dos bancos de capacitores ao PAC é realizada através de um circuito que possui sincronismo com a rede, e realiza o fechamento da chave no instante em que a forma de onda da tensão no PAC passa pelo valor zero. Em conjunto com esse circuito é utilizado um circuito de pré-carga dos capacitores, para suavizar os transientes causados pela ligação dos capacitores à rede.

Para a obtenção dos valores de Distorção Total de Demanda (TDD) foi considerada como valor da corrente máxima de demanda a corrente do caso II.

6.2 Resultados Obtidos e Análise

6.2.1 Análise com 6 bancos de capacitores

Na primeira análise deste capítulo o CCT foi dividido em 6 bancos de capacitores. O RCT foi dimensionado para compensar a quantidade de potência reativa de um banco do CCT. A tabela 6.2 apresenta os dados da rede. Para a definição do valor da carga foi levado em consideração um cenário onde existe baixo consumo, como por exemplo um momento em que as pessoas não estão presentes na residência e o gerador distribuído está gerando o máximo de sua capacidade para um posterior aumento no consumo.

Tabela 6.2 – Configuração do sistema com 6 bancos CCT e RCT para compensação de fator de potência.

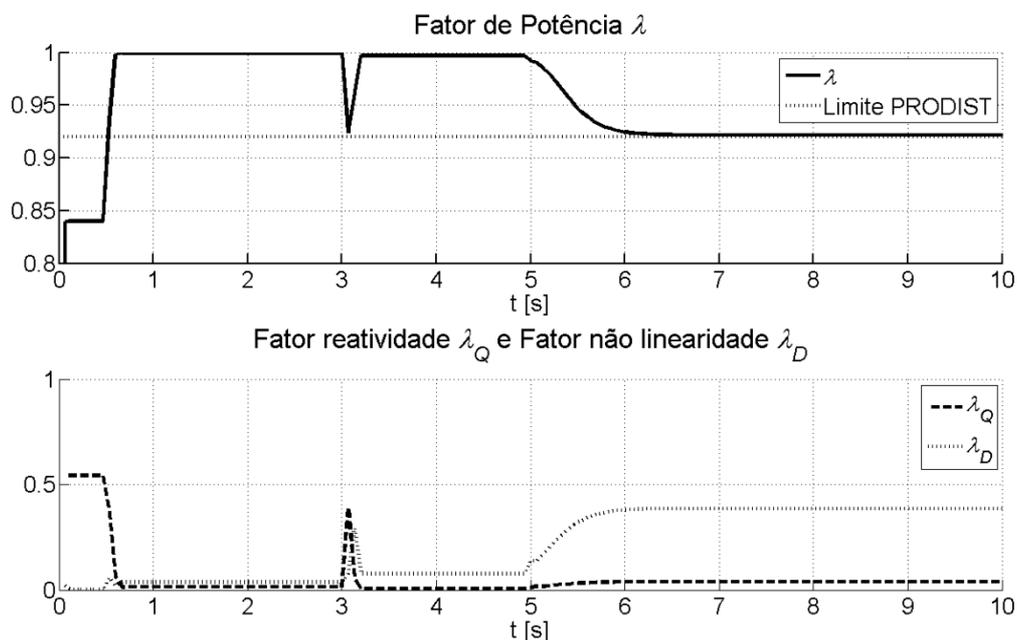
Valores da Linha	Tensão de Linha	Potência Reativa RCT	Indutor RCT	Potência Reativa CCT	Capacitor Banco	Potência GD	Potência Carga	Potência Reativa Carga	Potência Ativa Carga
L=0,52mH; R=0,119Ω	220 V	1,66 kVAr	231,1 mF	10 kVAr	30,45 μF	5 kW	7,5 kVA	4,5 kVAr	6 kW

Fonte: Próprio autor.

O valor do Fator de Potência e dos fatores reatividade e não linearidade são apresentados na figura 6.4.

O fator de potência, que apresentava um valor abaixo de 0,85 antes da conexão do SVC (caso inicial), atingiu o valor de referência, 1, após o início da compensação (casos I e II). No instante em que o GD inicia o funcionamento (caso III), o fator de potência diminui, porém não ultrapassa o valor limite da norma. Essa diminuição é causada pela influência das distorções harmônicas como pode ser observado pelo valor do fator de não linearidade λ_D , que aumenta com a inserção do GD. O fator de reatividade, λ_Q , permanece próximo de zero, o que reflete um fator de deslocamento ($\cos\emptyset$) próximo de 1.

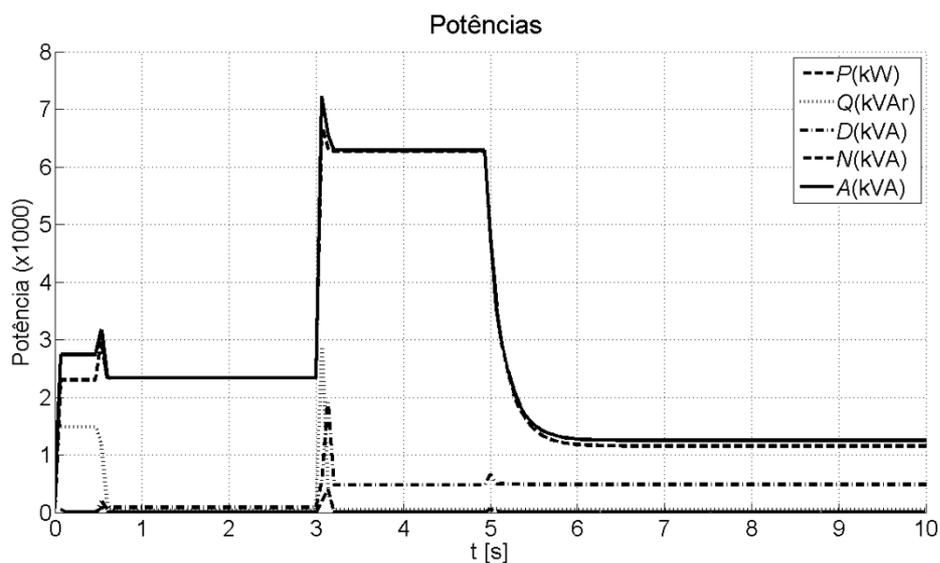
Figura 6.4 – Fatores da CPT no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A figura 6.5 apresenta os valores das potências medidas no PAC. A potência reativa (Q) fica próxima de zero nos casos I e II e permanece com esse valor após a conexão do gerador distribuído (caso III). A potência ativa (P) aumenta no caso II e diminui no caso III, visto que a potência ativa injetada pelo GD na rede é consumida pela carga. O valor da potência residual (D) aumenta no caso II, visto que o valor do ângulo de disparo do tiristor do RCT se altera conforme a necessidade de compensação, e diferentes ângulos causam diferentes níveis de distorção, conforme figura 3.4. A potência de desbalanço (N) permanece nula em todos os casos, visto que o sistema é balanceado. O valor da potência aparente (A) fica próximo ao valor da potência ativa (P), em todos os casos, devido à compensação da potência reativa realizada pelo SVC.

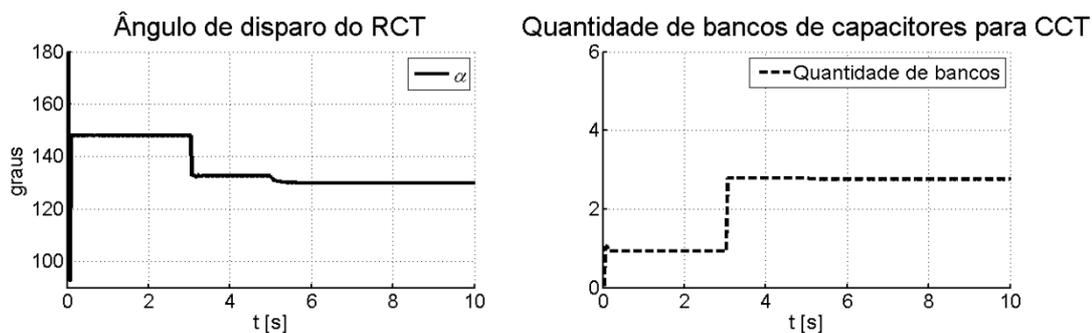
Figura 6.5 – Potências no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

O valor do ângulo de disparo dos tiristores do RCT (α) e a quantidade de bancos calculada são apresentados na figura 6.6. Para a efetiva ligação dos bancos o número calculado é sempre arredondado para o próximo inteiro maior. Nota-se que nos casos II e III são utilizados 3 bancos de capacitores.

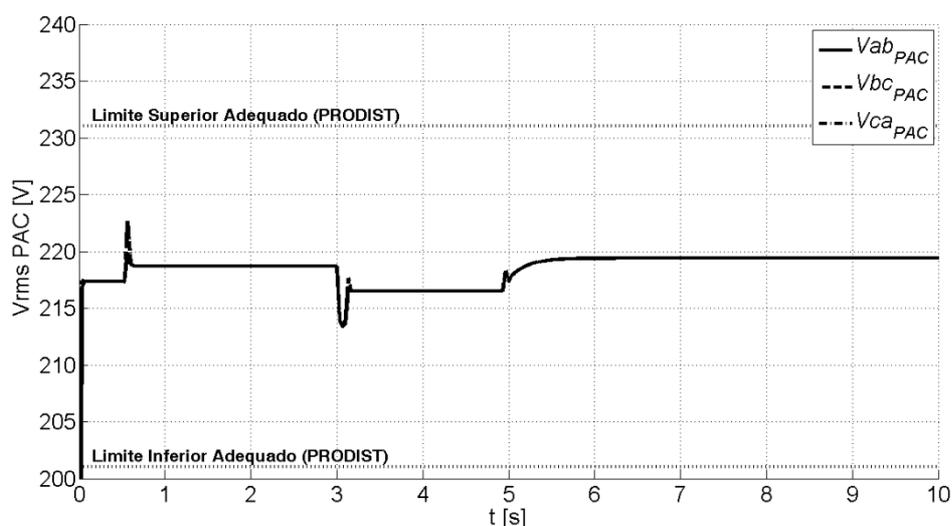
Figura 6.6 – Ângulo de disparo do RCT e quantidade de bancos do CCT.



Fonte: Próprio autor.

Os valores eficazes das tensões de linha são mostrados na figura 6.7. As tensões no PAC se mantêm equilibradas durante todo o tempo. Ao se ligar o SVC a tensões aumentam cerca de 1% pela influência dos capacitores do CCT. No caso II o valor das tensões diminui cerca de 1% e aumenta 1% no caso III. Mesmo com variações, as tensões não ultrapassam os limites adequados sugeridos pela norma da ANEEL.

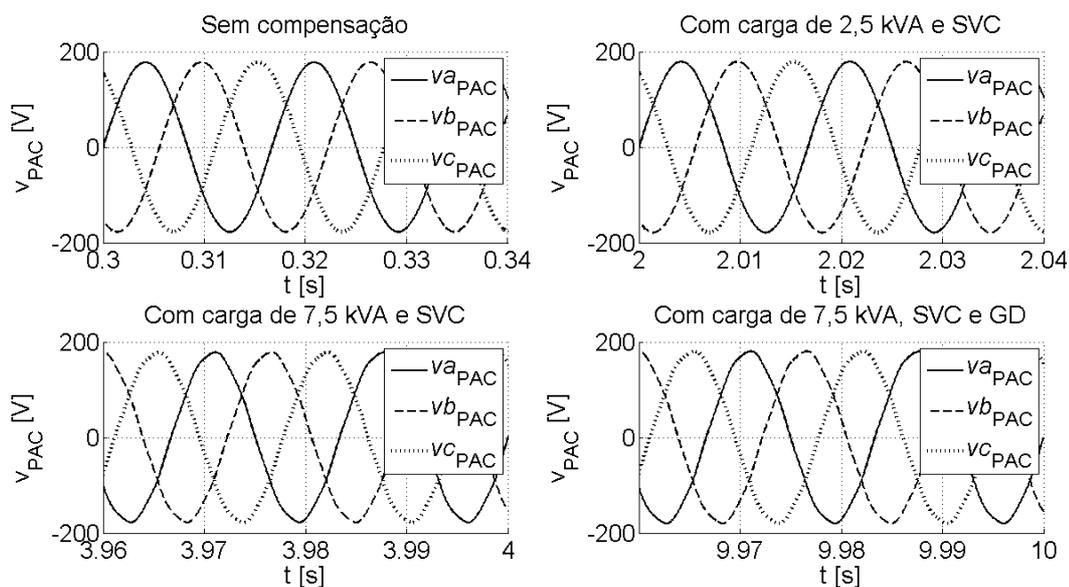
Figura 6.7 – Valores das tensões eficazes de linha no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos



Fonte: Próprio autor.

As formas de onda das tensões de fase no PAC para as diferentes dinâmicas da simulação são apresentadas na figura 6.8.

Figura 6.8 – Tensões instantâneas no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

Nos casos II e III nota-se uma pequena distorção na forma de onda da tensão. O gráfico com as porcentagens das componentes individuais em relação à fundamental é apresentado na figura 6.9.

Figura 6.9 – Harmônicas individuais de tensão no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

Observa-se que os valores de distorções harmônicas individuais de tensão não ultrapassaram os valores de referência da norma da ANEEL. Na tabela 6.3 são apresentados os valores das distorções harmônicas totais que também se mantém abaixo dos valores limites da norma.

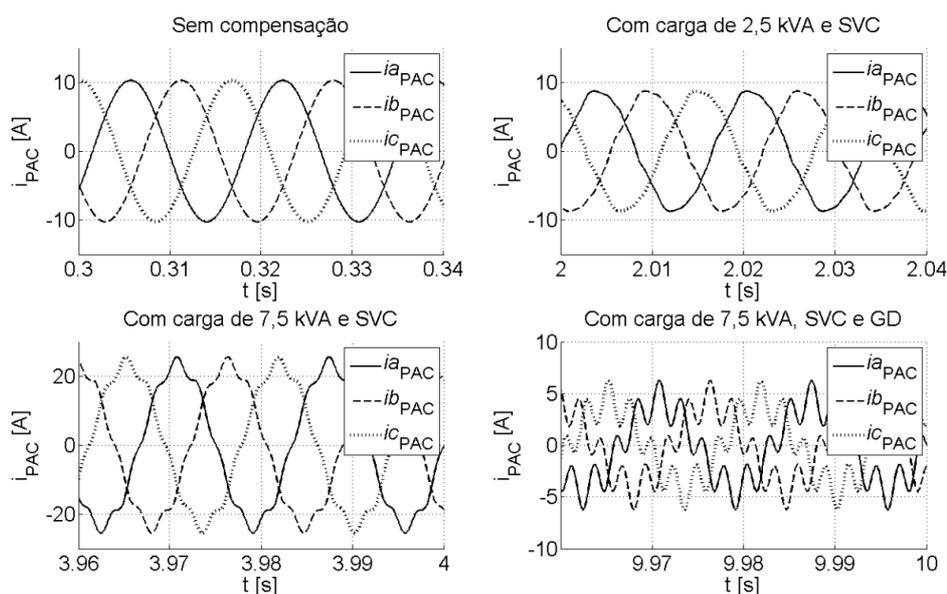
Tabela 6.3 – Distorções harmônicas totais de tensão no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.

	Caso I	Caso II	Caso III	Limite Norma ANEEL
DHTv (%)	0,24	1,36	1,38	10,00

Fonte: Próprio autor.

As formas de onda das correntes no PAC, considerando as diferentes situações de atendimento de carga, podem ser vistas na figura 6.10.

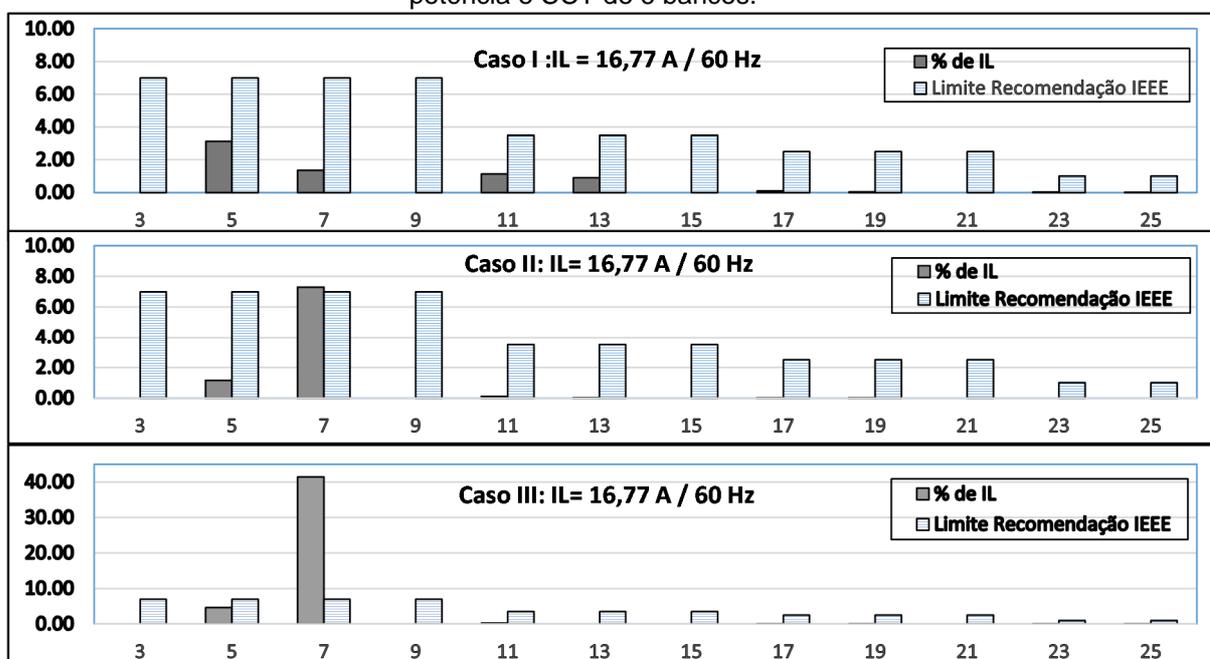
Figura 6.10 – Correntes instantâneas no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

No caso I nota-se a distorção da forma de onda da corrente no PAC devido às componentes harmônicas geradas pelo SVC. O gráfico da figura 6.11 mostra os valores das distorções harmônicas individuais de corrente, em porcentagem da máxima demanda de corrente (I_L) e os limites da recomendação IEEE para cada caso.

Figura 6.11 – Componentes harmônicas da corrente no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

Na tabela 6.4 são apresentados os valores de DHT, TDD e das componentes de 5ª e 7ª ordens para os diferentes casos analisados.

Tabela 6.4 – Distorção harmônicas total de corrente, distorção total de demanda e distorção harmônica individual de 5ª e 7ª ordens no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.

	Caso I	Caso II	Caso III	Caso III com filtro sintonizado na 7ª ordem	Limite IEEE
DHTi (%)	3,70	7,39	41,73	30,26	-
TDD (%)	1,36	7,39	8,21	5,95	8,0
5ª ordem (%)	3,13	1,15	4,61	3,96	7,0
7ª ordem (%)	1,35	7,30	41,48	30,00	7,0

Fonte: Próprio autor.

No caso II, o valor relativo da componente de 7ª ordem ultrapassou em 4% o nível de referência da recomendação do IEEE. No caso III a mesma componente teve um valor 5 vezes maior que o limite recomendado. O valor da TDD também ultrapassou o limite de 8,0 da norma neste caso, ficando com valor 8,21. Estes valores podem ser minimizados com a implantação de um filtro passivo sintonizado na frequência de 420 Hz, conforme os valores da quarta coluna da mesma tabela. A aplicação do filtro diminuiu a Distorção Total de Demanda para 5,95, trazendo o valor

para dentro da faixa recomendada pelo IEEE. A componente de de 7ª ordem também diminuiu de 41,48% para 30%. Os componentes do filtro foram calculados utilizando as equações (3.1) e (3.2) do capítulo 3.1.2.1, adotando valor do capacitor do filtro com 10% do valor do capacitor do CCT e o valor do fator qualidade igual a 200. Os valores são apresentados na tabela 6.5.

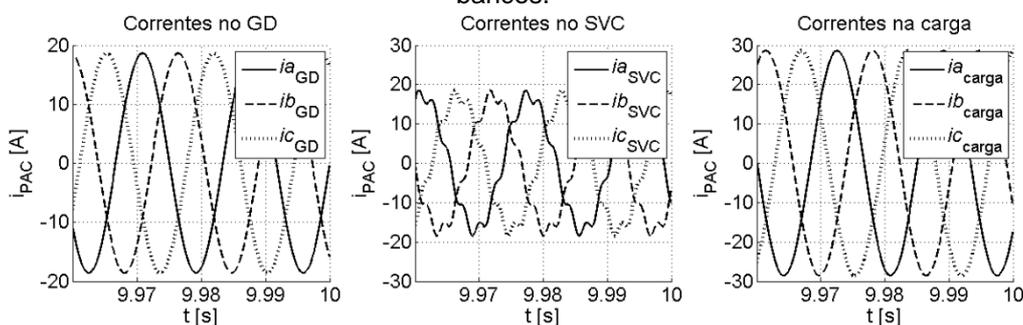
Tabela 6.5 – Valores dos componentes do filtro passivo sintonizado para harmônica de 7ª ordem aplicado a rede com CCT de 6 bancos.

R (Ω)	L (mH)	C (μ F)
37,33	47,20	3,04

Fonte: Próprio autor.

Na figura 6.12 encontram-se as correntes instantâneas do GD, do SVC e da carga para o caso III. As formas de onda da corrente no SVC apresentaram deformação devido às distorções harmônicas. No GD e na carga as correntes permaneceram senoidais.

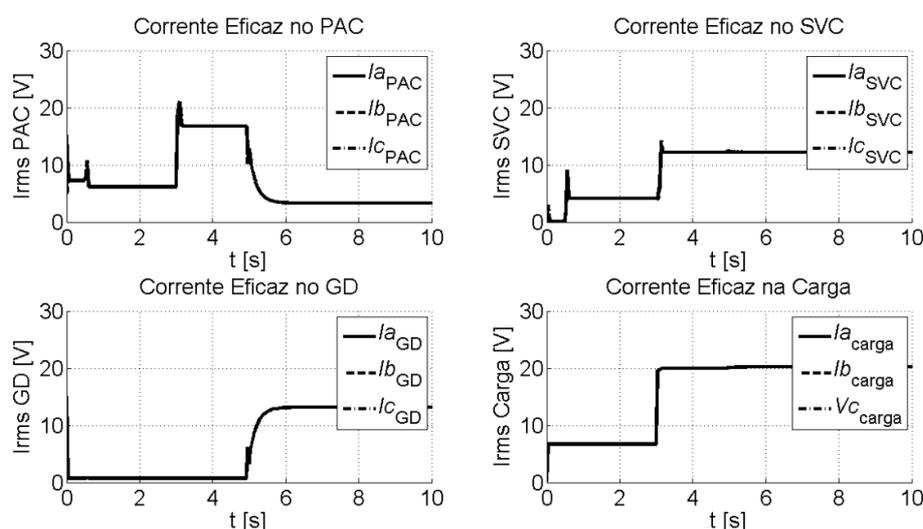
Figura 6.12 – Correntes no GD, SVC, e carga com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

As curvas das correntes eficazes do PAC, SVC, GD e da carga se encontram na figura 6.13. Nota-se que em todos os componentes da rede as correntes encontram-se balanceadas.

Figura 6.13 – Correntes eficazes no PAC, no GD, no SVC, e na carga com SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A tabela 6.6 apresenta os valores calculados a partir das grandezas medidas no PAC e SVC.

Tabela 6.6 – Resultados calculados através das medições das grandezas no PAC, SVC compensando fator de potência e CCT de 6 bancos.

Grandeza	Sem Compensação	Com compensação		
	Caso Inicial	Caso I	Caso II	Caso III
λ	0,84	1,00	1,00	0,92
λ_Q	0,54	0,01	0,01	0,04
λ_D	0,00	0,04	0,07	0,38
A (kVA)	2,74	2,33	6,29	1,25
P (kW)	2,30	2,33	6,27	1,15
Q (kVAr)	1,48	0,03	0,04	0,04
D (kVA)	0,00	0,09	0,48	0,48
V _{linha} (V)	217,36	218,72	216,51	219,40
I _{fase} (A)	7,28	6,17	16,77	3,29
α_{RCT} (°)	180	93	148	130

Fonte: Próprio autor.

O fator de potência (λ) no caso III permaneceu em 0,92, não atingindo o valor de referência 1, porém se mantendo dentro da faixa limite estipulada pela norma. Esta queda no fator de potência é devido ao fator de não linearidade (λ_D) apresentar um valor de 0,38. A potência reativa no PAC permanece próxima de zero com a compensação realizada pelo SVC. Da mesma maneira, o valor do fator de reatividade (λ_Q) permanece próximo de zero, refletindo um fator de deslocamento próximo de 1.

A corrente eficaz de fase no PAC diminui de 16,77 A para 3,29 A com a inserção do GD. O valor do ângulo de disparo do RCT (α_{RCT}) é o mesmo para as três fases.

6.2.2 Análise com 2 bancos de capacitores

Nesta análise o CCT foi dividido em dois bancos de capacitores com o valor de potência reativa de 5 kVAr cada. O valor do RCT neste caso foi dimensionado para compensar o mesmo valor de potência de um banco de capacitores. Na tabela 6.7 se encontram os dados da rede.

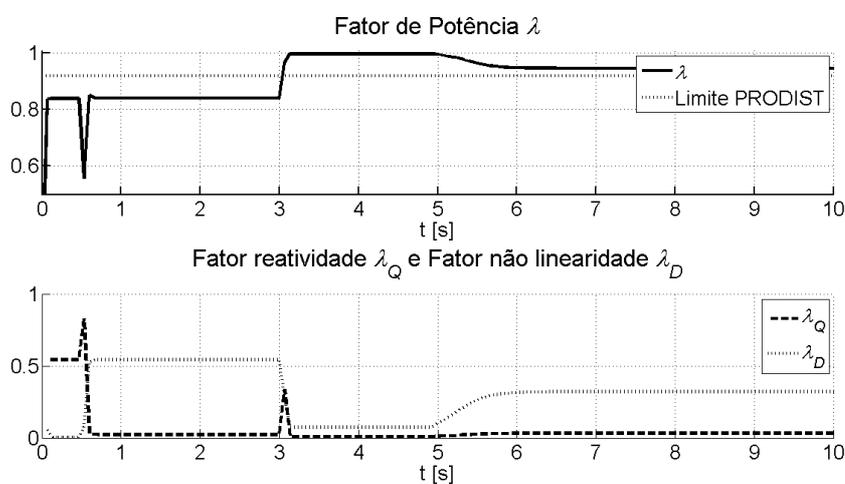
Tabela 6.7– Configuração do sistema com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.

Valores da Linha	Tensão de Linha	Potência Reativa RCT	Indutor RCT	Potência Reativa CCT	Capacitor Banco	Potência GD	Potência Aparente Carga	Potência Reativa Carga	Potência Ativa Carga
L=0,52mH; R=0,119 Ω	220 V	5 kVAr	77 mF	10 kVAr	91,34 μ F	5 kW	7,5 kVA	4,5 kVAr	6 kW

Fonte: Próprio autor.

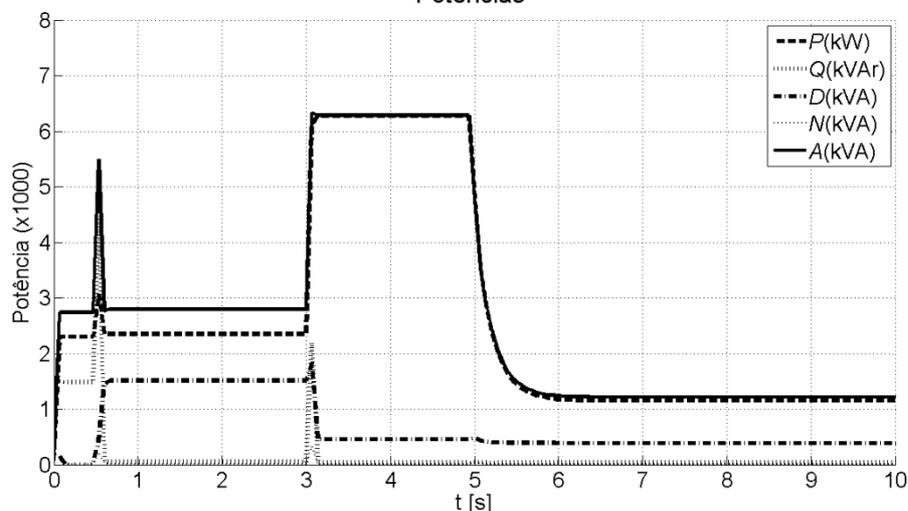
Na figura 6.14 são apresentados as curva relativas à evolução dos valores do fator de potência, fator reatividade e fator não linearidade. O valor do fator de potência não atinge o valor de referência, 1, com a carga mais baixa. Isto se deve à influência das distorções harmônicas, indicadas pelo alto valor do fator de não linearidade. Porém ao analisar o valor do fator reatividade, de aproximadamente zero, pode-se concluir que a potência reativa no PAC foi compensada. Este aspecto pode ser observado através da figura 6.15, onde se encontram as curvas dos valores das potências no PAC.

Figura 6.14 – Fator de potência, fator reatividade e fator não linearidade com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

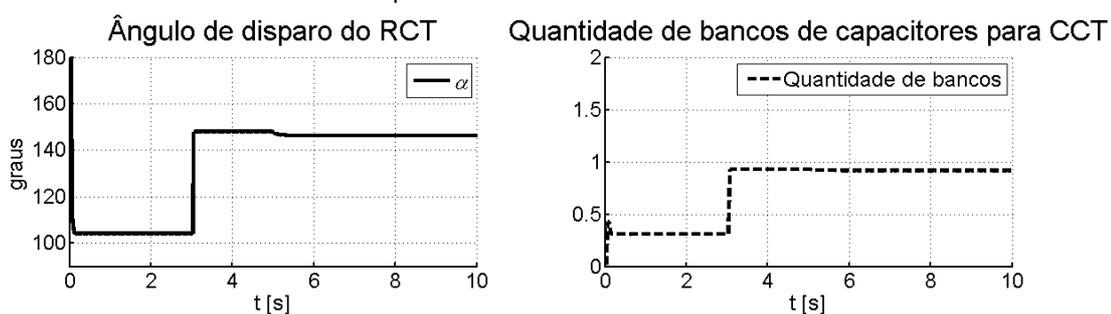
Figura 6.15 – Potências no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



A potência reativa foi compensada, ficando com um valor próximo de zero. A potência aparente resultou em um valor próximo da potência ativa após a inserção do GD na rede (caso III). A potência residual ficou com um valor considerável após a inserção do SVC (caso I) e diminuiu após a conexão do GD (caso III).

Na figura 6.16 pode-se observar que no caso II o ângulo de disparo do RCT aumenta, bem como o cálculo para o número de bancos do CCT. Como temos apenas um banco, o valor do ângulo de disparo aumenta para diminuir a susceptância equivalente do RCT.

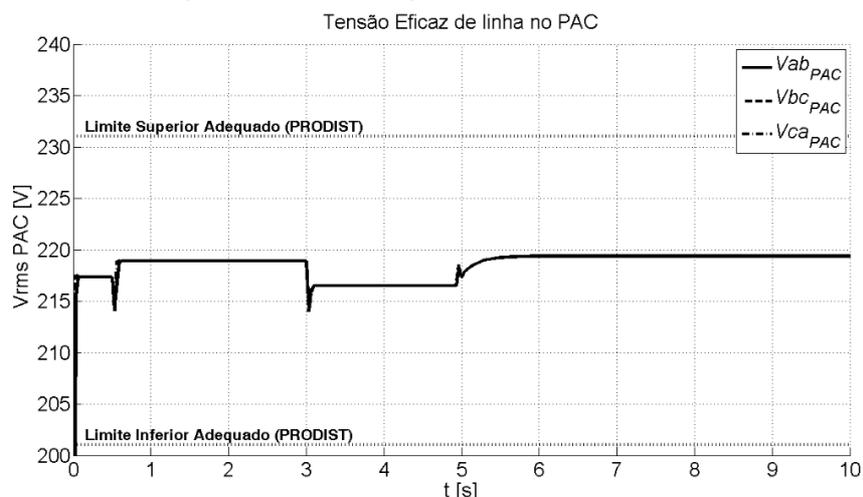
Figura 6.16 – Ângulo de disparo do RCT e quantidade de bancos calculada para SVC compensando fator de potência com CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A figura 6.17 mostra os valores eficazes das tensões de linha no PAC. As tensões permanecem equilibradas e as variações não ultrapassam os valores adequados recomendados pelo PRODIST. Nota-se que a inserção do GD, neste caso, reduz a queda de tensão na rede.

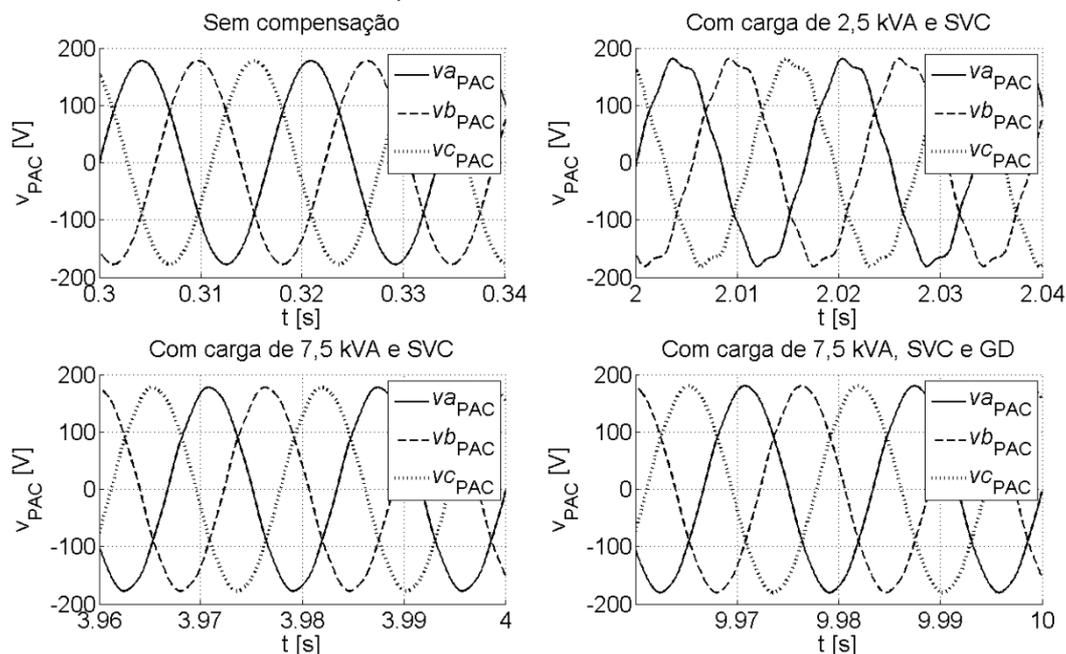
Figura 6.17 – Valores eficazes de tensões de linha para simulação com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos..



Fonte: Próprio autor.

As formas de onda das tensões de fase no PAC para diferentes instantes da simulação são apresentadas na figura 6.18.

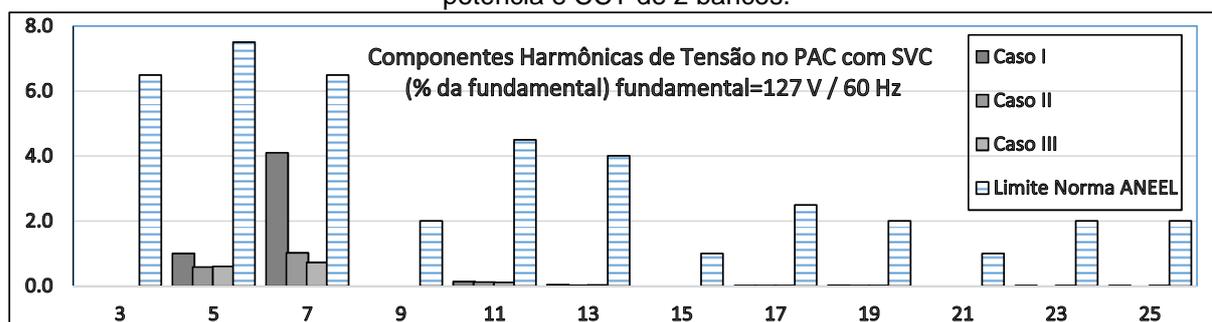
Figura 6.18 – Valores instantâneos de tensões de fase no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A forma de onda da tensão no PAC no caso I, apresenta deformações mais acentuadas. Nos outros casos a deformação é menor. Os valores das componentes harmônicas presentes na tensão se encontram na figura 6.19.

Figura 6.19 – Componentes harmônicas de tensão para rede com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

O valor de harmônica de 7ª ordem para a rede no caso I foi de 4,1% da fundamental, ficando abaixo do limite de 6,5% estipulado pelo PRODIST. As demais componentes também se mantiveram abaixo do limite. O valor da distorção harmônica total de tensão para cada configuração de carga é apresentado na tabela 6.8.

Tabela 6.8 – Distorções harmônicas de tensão totais no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.

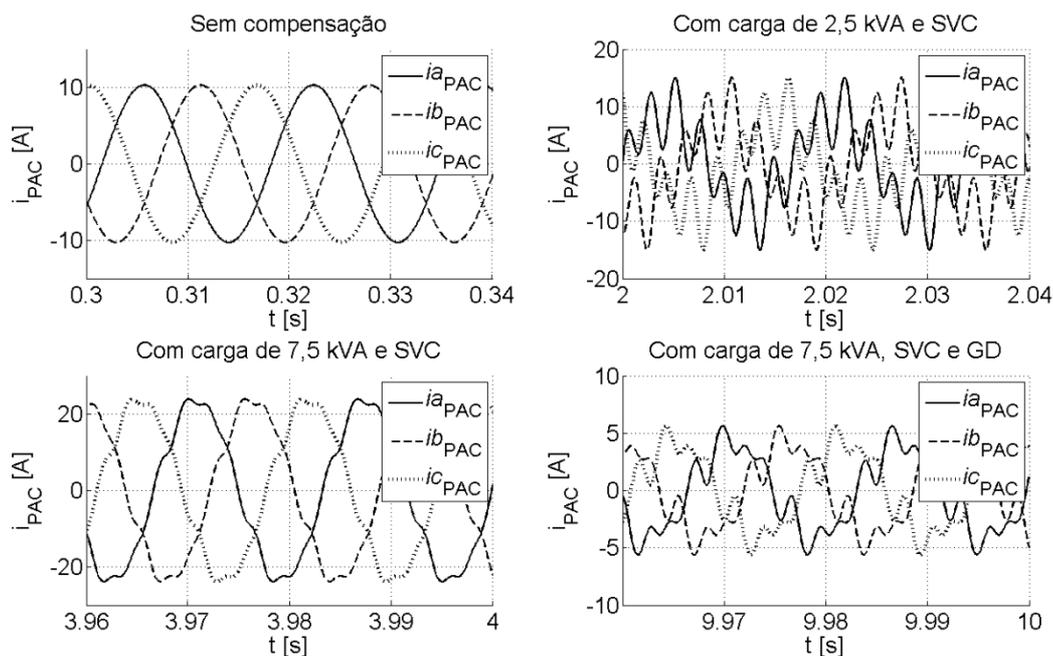
	Caso I	Caso II	Caso III	Limite Norma ANEEL
DHTv (%)	4,22	1,18	0,95	10,00

Fonte: Próprio autor.

Em todos os casos o valor da DHTv atende à norma.

As formas de ondas das correntes no PAC em diferentes instantes da simulação se encontram na figura 6.20.

Figura 6.20 – Correntes instantâneas no PAC para rede com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.

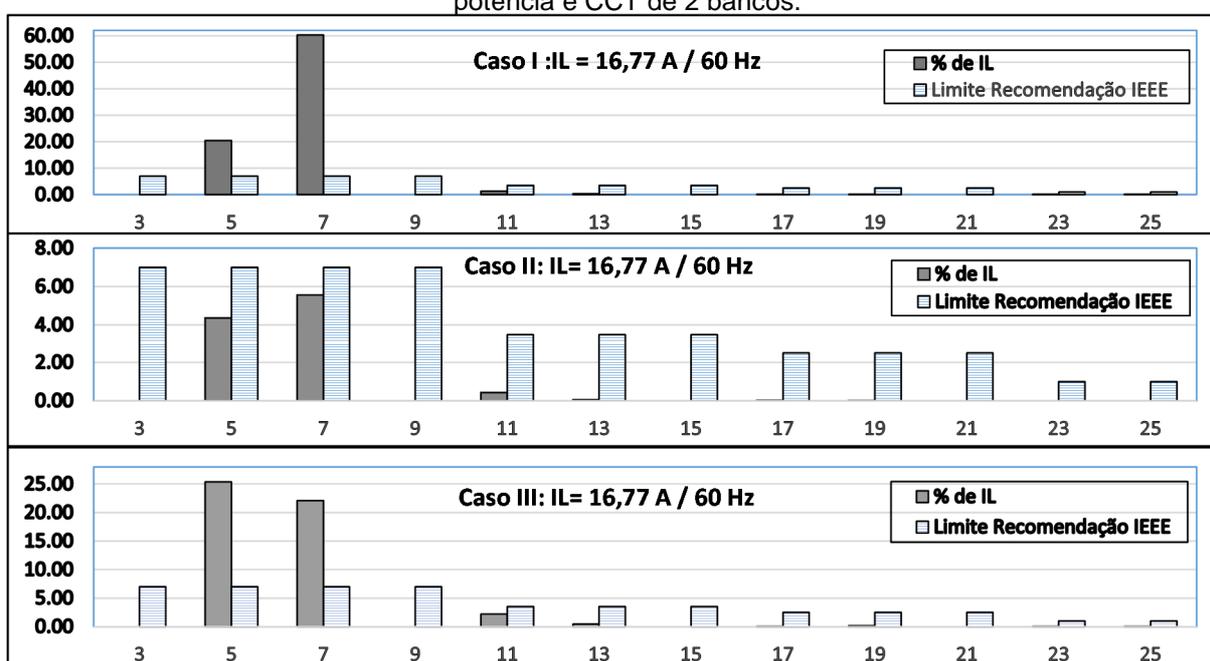


Fonte: Próprio autor.

As correntes no PAC, no momento em que a carga de 2,5 kVA e o SVC estão conectados à rede, apresentam distorção elevada, refletindo no aumento da potência residual verificado anteriormente e no aumento da distorção harmônica de tensão.

Os valores das distorções harmônicas individuais de corrente se encontram na figura 6.21. As componentes de 5ª e 7ª ordens apresentam valores acima dos limites estipulados pela recomendação do IEEE, tanto no caso I como no caso III. Para estes casos pode-se adotar filtros passivos dimensionados para as frequências em questão

Figura 6.21 – Componentes harmônicas de corrente para rede com com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A tabela 6.9 apresenta os valores de DHTi, TDD e distorção das componentes 5ª e 7ª para os diferentes casos. No caso I TDD atinge o valor de 28,01, ficando bem acima do limite estipulado pelo IEEE. As componentes individuais de 5ª e 7ª também ultrapassam o valor limite de 7,0 da recomendação do IEEE, atingindo 20,49% e 60,26% respectivamente. Para minimizar este efeito pode ser implementado um filtro sintonizado para cada ordem harmônica. No caso III os valores das componentes individuais ultrapassam o limite, porém o valor de TDD atende à norma.

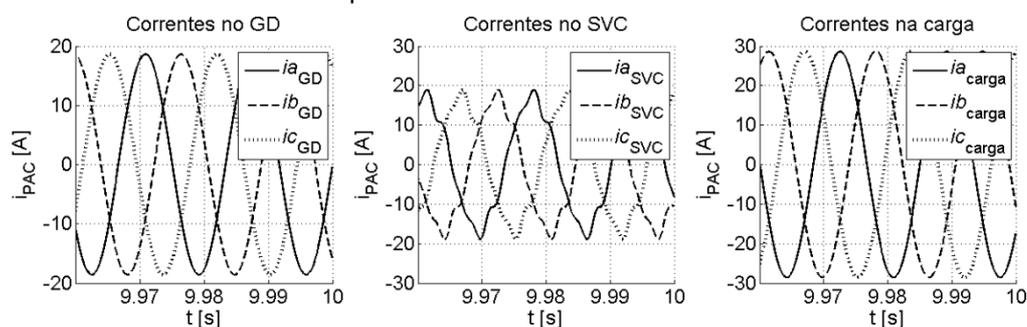
Tabela 6.9 – Distorção harmônicas total de corrente, distorção total de demanda e distorção harmônica individual de 5ª e 7ª ordens no PAC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.

	Caso I	Caso II	Caso III	Limite IEEE
DHTi (%)	63,66	7,08	33,72	-
TDD (%)	28,01	7,07	6,43	8,0
5ª ordem (%)	20,49	4,36	25,39	7,0
7ª ordem (%)	60,26	5,56	22,08	7,0

Fonte: Próprio autor.

Na figura 6.22 são apresentadas as formas de onda das correntes instantâneas do GD, do SVC e da carga no caso III. É possível observar a distorção das correntes no SVC. As correntes no GD e na carga se mantêm sem distorção.

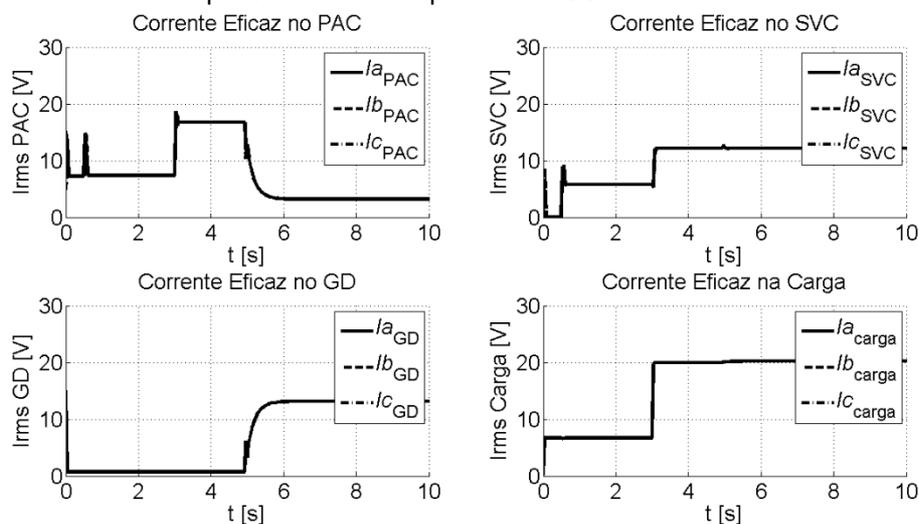
Figura 6.22 – Correntes no GD, SVC, e carga com compensação, com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

As correntes eficazes do PAC, SVC, GD e da carga se encontram na figura 6.23. Nota-se que em todos os componentes da rede as correntes encontram-se balanceadas.

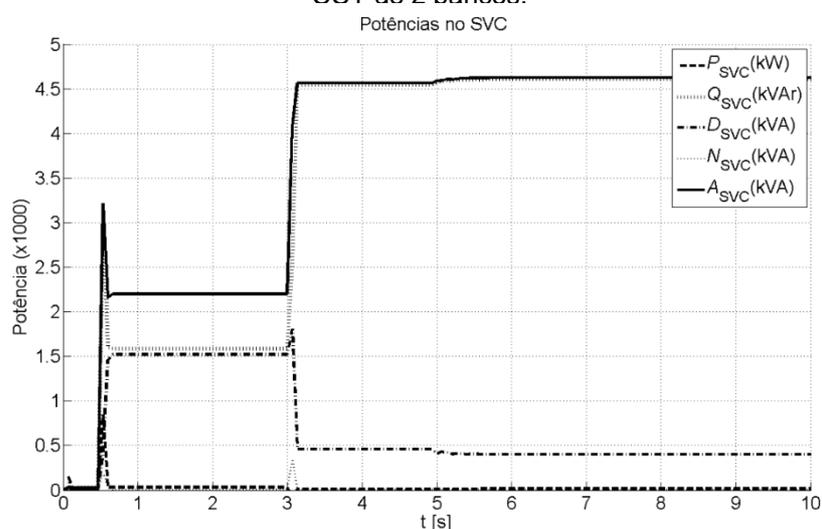
Figura 6.23 – Correntes eficazes no PAC, SVC, GD e carga em rede com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A figura 6.24 apresenta as potências medidas no SVC. A partir do instante em que o SVC é conectado à rede, o valor da potência residual (D_{SVC}) aumenta, ficando próximo de 1,5 kVA, demonstrando um alto nível de distorção harmônica. A potência reativa (Q_{SVC}) alcança o valor máximo de aproximadamente 4,6 kVAr, mostrando que o SVC está operando em uma região próxima da metade de sua potência total, compensando toda a potência reativa da carga. Isto demonstra o motivo pelo qual apenas 1 banco do CCT foi necessário para a compensação. O valor da potência ativa (P_{SVC}) e o valor da potência de desbalanço, (N_{SVC}) permanecem nulos.

Figura 6.24 – Potências no SVC com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.



Fonte: Próprio autor.

A tabela 6.10 apresenta os valores em regime permanente das grandezas medidas no PAC e o ângulo de disparo do RCT.

Tabela 6.10 – Grandezas medidas no PAC e ângulo de disparo dos tiristores do com SVC compensando fator de potência e CCT de 2 bancos.

Grandeza	Sem Compensação	Com compensação		
	Caso Inicial	Caso I	Caso II	Caso III
λ	0,84	0,84	1,00	0,95
λ_Q	0,54	0,02	0,01	0,03
λ_D	0,00	0,54	0,07	0,32
A (kVA)	2,74	2,80	6,29	1,22
P (kW)	2,30	2,35	6,27	1,15
Q (kVAr)	1,49	0,05	0,04	0,04
D (kVA)	0,00	1,52	0,46	0,39
Vlinha (V)	217,36	218,91	216,49	219,40
I _{fase} (A)	7,28	7,38	16,77	3,20
α RCT (°)	180	104	148	146

Fonte: Próprio autor.

O fator de potência (λ) no caso I permaneceu em 0,84, não atingindo o valor de referência 1, devido ao fator de não linearidade (λ_D) apresentar um valor de 0,54. A potência reativa no PAC permanece próxima de zero com a compensação realizada pelo SVC. Da mesma maneira, o valor do fator de reatividade (λ_Q) permanece próximo de zero, comprovando um fator de deslocamento próximo de 1. A corrente eficaz de fase no PAC diminuiu de 16,77 A para 3,20, demonstrando a capacidade do GD de suprir a necessidade local de carga. O valor do ângulo de disparo do RCT (α_{RCT}) é o mesmo para as três fases.

6.2.3 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foi analisado o comportamento do SVC, compensando fator de potência, através de simulações computacionais utilizando rede equilibrada, com Gerador Distribuído trifásico, carga passiva equilibrada e SVC, porém com diferentes quantidades de bancos de capacitores para o CCT, com o objetivo de controle de fator de potência no Ponto de Acoplamento Comum. O valor de referência para o controle foi um fator de potência igual a 1. Foi analisado o Fator de Potência da teoria CPT, que leva em consideração todas as componentes harmônicas, desbalanço e fator de reatividade. Também foram analisados os fatores de conformidade (fator reatividade e fator não linearidade) da teoria CPT, bem como valores de potências, tensões, correntes e distorções harmônicas.

Na primeira análise foram utilizados 6 bancos de capacitores e um RCT compensando a quantidade de potência de um banco. Verificou-se que o SVC atingiu o objetivo de compensação da potência reativa solicitada pela carga. O fator de potência chegou ao valor de referência, porém diminuiu após a inserção do GD na rede. Mesmo assim se manteve atendendo a norma, com o valor de 0,92 estabelecido pela ANEEL (PRODIST). A causa da diminuição do Fator de Potência foi a inserção de componentes harmônicas de corrente pelo SVC, como pode ser verificado através da análise do espectro de harmônicas e também pelos valores do fator de distorção e da potência residual. O fator de reatividade permaneceu próximo de zero, o que indica a efetiva compensação da energia reativa realizada pelo SVC.

As distorções harmônicas individuais e total de tensão ficaram abaixo dos valores estipulados pela norma da ANEEL. Apesar da norma brasileira não indicar

valores para distorções harmônicas de corrente, foi levada em consideração a recomendação Std. 519-2014 do IEEE para comparar os resultados de distorções harmônicas de corrente. No instante após a inserção do GD (caso III) o valor de distorção harmônica de 7ª ordem ultrapassou o limite recomendado. A Distorção Total de Demanda neste caso atingiu um valor de 8,21% ultrapassando o limite de 8,0% estipulado pelo IEEE. Neste caso foi dimensionado um filtro passivo sintonizado na frequência de 420 Hz que atuou colaborando para que o valor de TDD atendesse a norma. A utilização de filtros passivos sintonizados envolve custos adicionais, assim sendo uma opção a ser estudada é a implementação de uma estratégia de controle que leve em consideração a potência residual e não apenas a energia reativa.

A tensão eficaz no PAC sofreu variações em diferentes instantes, porém sempre se mantendo dentro dos limites estabelecidos pela norma da ANEEL (PRODIST).

As correntes eficazes em todos os elementos da rede se mantiveram equilibradas, fato também comprovado pelo valor da potência de desbalanço, que permaneceu zero.

No segundo caso foram utilizados 2 bancos de capacitores e um RCT compensando a quantidade de potência reativa de um banco. O fator de potência neste caso ficou abaixo do valor de referência no caso I. Isto se deve ao alto valor do fator de não linearidade, que estava acima de 0,5. O valor da TDD chegou a 28,01% neste caso, acima do valor limite de 8,0% recomendado pelo IEEE, e as distorções harmônicas de 5ª e 7ª ordens chegaram a 20,49% e 60,26% da fundamental, respectivamente. Assim sendo é sugerida a implantação de um filtro sintonizado para cada ordem harmônica. Isto significa a necessidade de implantação de dois filtros passivos trifásicos, gerando um custo com filtros maior que a análise com CCT dividido em 6 bancos, que nestas condições utiliza apenas um filtro.

Assim como no caso anterior, a tensão eficaz também se manteve dentro da faixa adequada da norma. As correntes eficazes também se mantiveram equilibradas em todos os componentes da rede. E através da análise das potências reativas do PAC e do SVC, bem como do fator de reatividade, verificou-se que em ambos os casos a potência reativa no PAC foi compensada.

7 Compensação de Tensão com SVC em linha de distribuição de baixa tensão

O objetivo deste capítulo é analisar o comportamento de um SVC, operando no modo de compensação de tensão, conectado a uma rede trifásica balanceada de baixa tensão com a inserção de geração distribuída trifásica e carga equilibrada. Foram avaliados os fatores de conformidade definidos pela teoria de potência CPT calculados através das medições de tensões, correntes e potências no PAC e no SVC. Os resultados foram obtidos através de simulação computacional no ambiente Matlab Simulink.

7.1 Metodologia

O SVC utilizado nesta simulação é composto pelo RCT em paralelo com o FC (banco de capacitores fixo), conforme o diagrama esquemático apresentado na figura 7.1. A rede trifásica a 4 fios é equilibrada, com impedância de linha correspondente a uma linha de distribuição de 220V com 350 metros.

Sendo a rede equilibrada, os parâmetros R_{Rx} ; L_{Rx} ; R_{Lx} ; L_{Lx} ; C_{ax} , onde o índice x representa a fase a qual o elemento está conectado, possuem o mesmo valor equivalente entre si .

Para estas análises, o dimensionamento dos valores dos capacitores e dos indutores levou em consideração os valores disponíveis nos equipamentos do laboratório GASI da UNESP câmpus Sorocaba, para futuros trabalhos com resultados experimentais. Foi levada em consideração uma rede balanceada alimentada por uma fonte trifásica com tensão de linha de 220 V, impedância de linha e compensador SVC conectado em delta no PAC.

Para o dimensionamento do indutor foram utilizadas as equações (4.30) e (4.31).

$$X_L = \frac{X_C}{2} = \frac{14,52}{2} = 7,26 \Omega$$

$$L = \frac{X_L}{2\pi f} = \frac{7,26}{377} = 19,25 \text{ mH}$$

As medições de corrente e tensão foram realizadas no PAC, na carga, no GD e no SVC. O controle de tensão utiliza a tensão fundamental de sequência positiva medida no PAC e compara com o valor de referência de 220V.

Para o controle de tensão foi utilizado o diagrama de blocos apresentado na figura 4.9 do capítulo 4. O ganho proporcional K_p utilizado foi zero e o ganho K_i foi calculado através de (7.1) [24]:

$$K_i = \frac{1}{T_R + K_{SL}} \quad (7.1)$$

Onde, T_R é o tempo de resposta do controlador, recomendado pelo IEEE como 100 ms, e K_{SL} é a inclinação da curva de regulação de tensão, que tem como valor de referência de 2% a 5%. Neste caso foi adotado o valor de inclinação de 5%, resultando em um valor de ganho integral igual a 200.

O ângulo de disparo (α) dos tiristores é calculado através de um circuito de linearização que utiliza o valor de susceptância fornecido pelo bloco regulador de tensão. O ângulo tem o mesmo valor para as três fases.

Foram realizadas duas análises. A primeira análise envolve a operação do sistema sem carga e sem gerador distribuído, para comprovar a faixa de atuação do SVC e a variação de tensão com relação à potência reativa fornecida / absorvida pelo SVC.

A segunda análise envolve a operação da rede completa, com o SVC atuando regulando a tensão do PAC.

7.2 Análise com Banco de Capacitores fixo com 10 kVAr e Reator Controlado a Tiristor com 20 kVAr

O objetivo desta análise é caracterizar os limites operacionais do SVC para uma determinada rede com influência da impedância de linha. Foram utilizados

apenas o RCT e o FC conectados à rede com fonte trifásica e impedância de linha. Não foram utilizadas cargas nem gerador distribuído. O controlador do SVC foi desativado, utilizando-se valores fixos de ângulo de disparo, variando seu valor em uma faixa de 90° até 180° com incrementos de 10° .

A tabela 7.1 apresenta os dados da rede.

Tabela 7.1 – Configuração da rede com RCT e FC.

Impedância de Linha da Rede	Tensão de Linha	Potência Reativa do RCT	Indutor do RCT	Potência Reativa do Banco	Capacitor do Banco
$L=0,52\text{mH};$ $R=0,119\Omega$	220 V	20 kVAr	19,25 mF	10 kVAr	182,7 μF

Fonte: Próprio autor.

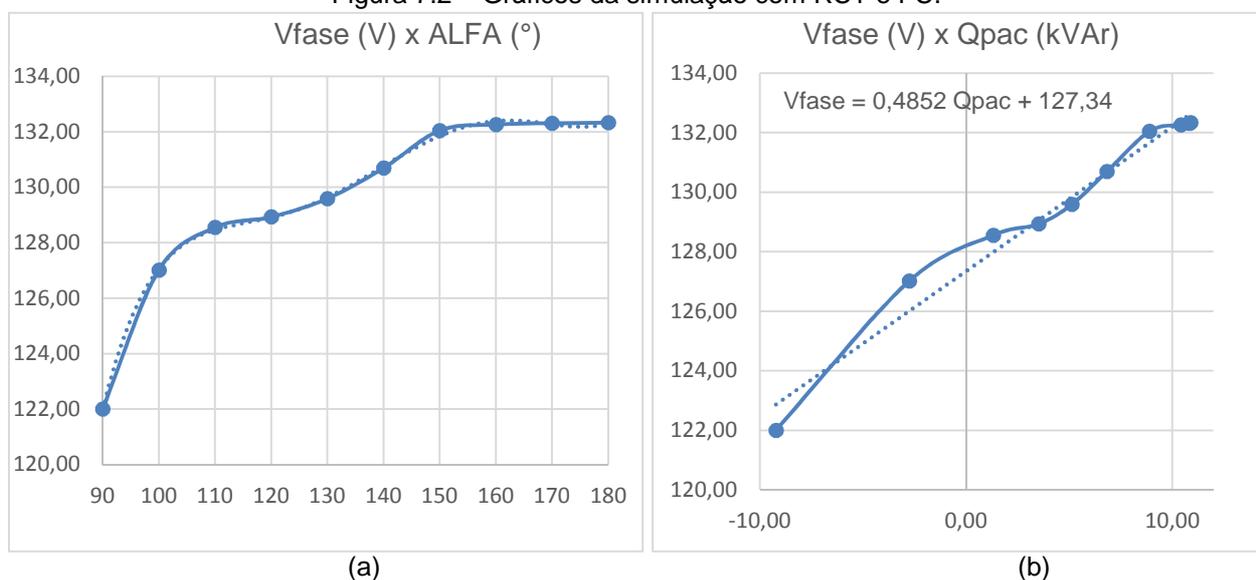
Os resultados obtidos por meio de simulação computacional são apresentados na tabela 7.2 e figura 7.2, onde curvas de aproximação foram plotadas.

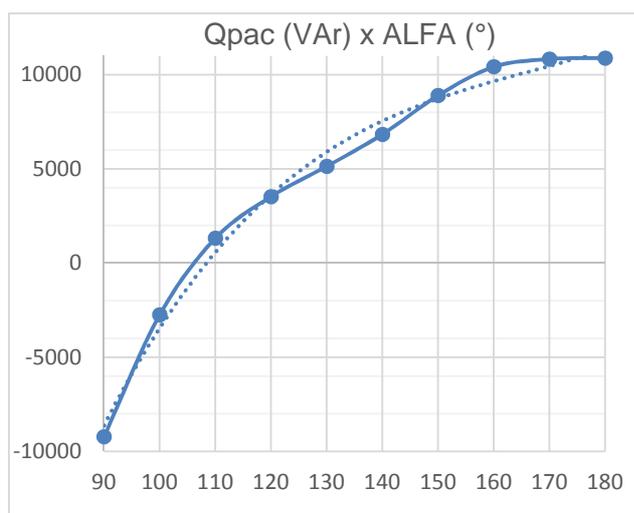
Tabela 7.2 – Resultados obtidos simulação com RCT e FC.

REDE COM RCT 20 kVAr e BANCO CAPACITOR FIXO 10 kVAr										
$\alpha_{\text{RCT}} (^\circ)$	90,00	100,00	110,00	120,00	130,00	140,00	150,00	160,00	170,00	180,00
Q (kVAr)	-9,22	-2,75	1,32	3,53	5,14	6,83	8,90	10,42	10,84	10,89
V_{linha} (V)	211,31	219,99	222,66	223,31	224,46	226,37	228,70	229,09	229,17	229,20
V_{fase} (V)	122,00	127,01	128,55	128,93	129,59	130,69	132,04	132,26	132,31	132,33
I_{svc} (A)	-25,19	-21,93	-16,52	11,26	13,38	19,74	26,34	27,08	27,31	27,42
P (W)	65,44	57,27	41,67	32,20	26,22	20,65	13,62	5,38	2,00	1,40
D (kVA)	0,02	7,89	6,23	2,55	8,08	3,63	5,44	2,62	3,38	0,00
A (kVA)	9,22	8,36	6,37	4,35	5,20	7,74	10,43	10,75	10,84	10,88
DHT_v (%)	0,08	16,09	12,57	5,18	1,85	7,23	10,68	5,17	0,67	0,07
DHT_i (%)	0,23	256,76	539,58	73,78	16,04	54,90	64,03	26,31	3,26	0,06

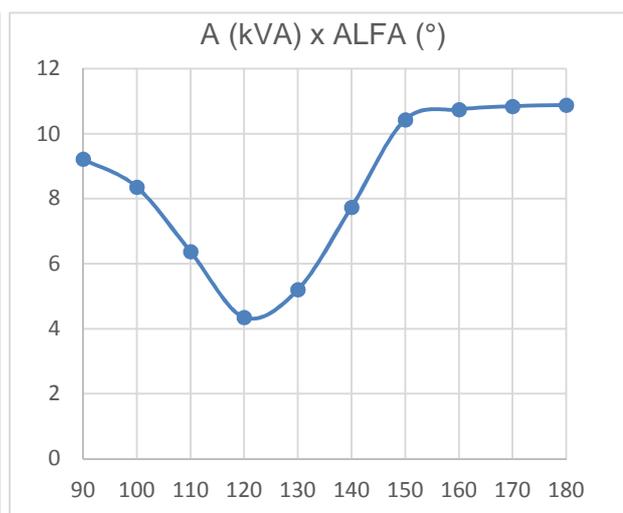
Fonte: Próprio autor.

Figura 7.2 – Gráficos da simulação com RCT e FC.

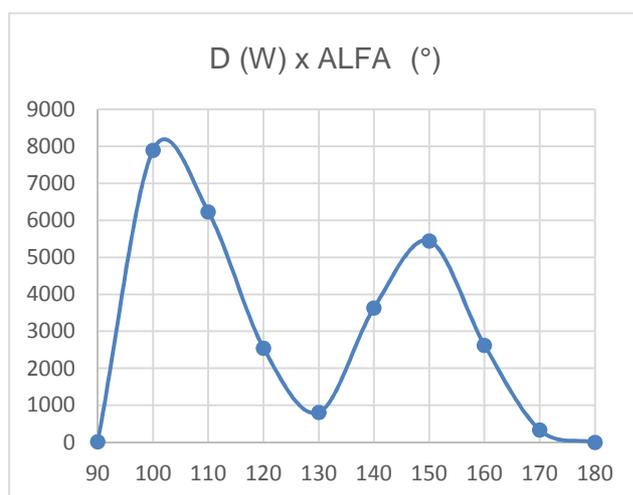




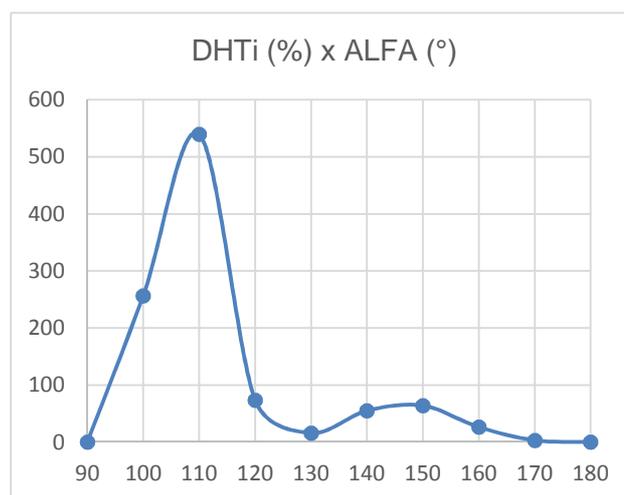
(c)



(d)



(e)



(f)

Fonte: Próprio autor.

A figura 7.2 (a) apresenta o valor da tensão de fase em função do ângulo α . Com esta configuração de SVC e impedância de linha é possível operar em uma faixa de 122 V a 132,33 V.

A figura 7.2 (b) apresenta o valor da tensão de fase em função da potência do SVC. Os círculos representam os resultados da simulação e a reta a extrapolação linear de primeira ordem entre os pontos. Conforme ocorre o aumento da potência reativa fornecida ou absorvida pelo SVC, a tensão eficaz no PAC aumenta proporcionalmente, seguindo a razão 0,4852 V/kVAr. Ou seja, para cada kVAr

fornecido ou absorvido pelo SVC, a tensão no ponto de conexão aumenta ou diminui aproximadamente 0,5 V.

O comportamento da potência reativa em função do ângulo de disparo é apresentado na figura 7.2 (c). Nota-se que os valores mínimos e máximos de potência são aproximadamente -10 kVAr a 10 kVAr, respectivamente. Assim, há uma faixa de valores abrangente para a potência reativa do SVC. Comparando este gráfico com o gráfico da figura 4.13 do capítulo 4, é possível verificar que, neste caso, o ângulo de disparo no qual ocorre a igualdade entre potência reativa indutiva e capacitiva, resultando em uma potência reativa nula no SVC, não é 115° . Neste caso essa igualdade ocorre em um ângulo de aproximadamente 106° , devido a influência da impedância de linha.

A variação da potência aparente em função do ângulo de disparo é demonstrada na figura 7.2 (d). No valor de ângulo α igual a 120° ocorre uma diminuição no valor da potência aparente.

A distorção harmônica total de corrente em função do ângulo de disparo, representada na figura 7.2 (f), tem um valor máximo de 539% quando o ângulo α é igual a 110° . Os valores de DHTi se devem principalmente a contribuição das ordens 5ª e 7ª, e na situação máxima o valor destas componentes é aproximadamente 2% e 5%, respectivamente, conforme figura 3.4 do capítulo 3.

7.3 Análise com Gerador Distribuído, Carga e SVC regulando tensão

O objetivo desta configuração é analisar a operação do SVC em rede de baixa tensão, contemplando a existência de geração distribuída e cargas, com a regulação de tensão sendo estabelecida como objetivo, obtida através da variação automática do ângulo de disparo dos tiristores do RCT.

Os parâmetros de configuração de rede e cargas são apresentados na tabela 7.3.

Tabela 7.3 – Configuração do sistema com SVC regulando tensão.

Valores da Linha	Tensão de Linha	Potência Reativa RCT	Indutor RCT	Potência Reativa FC	Capacitor Banco	Potência GD	Potência Aparente Carga	Potência Reativa Carga	Potência Ativa Carga
L=0,52mH; R=0,119Ω	220 V	20 kVAr	19,25 mF	10 kVAr	182,7 μF	5 kW	7,5 kVA	4,5 kVAr	6 kW

Fonte: Próprio autor.

Como convenção para as configurações dos elementos conectados ao PAC em diferentes instantes, será adotada a denominação apresentada na tabela 7.4.

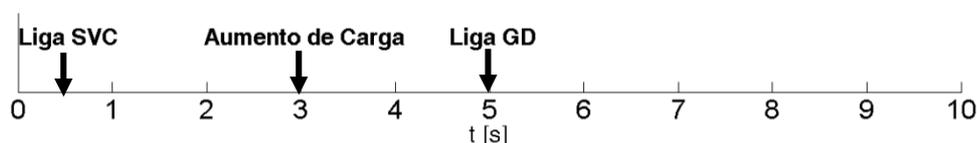
Tabela 7.4 – Configuração de carga conectada ao PAC em diferentes instantes da simulação com SVC regulando tensão.

Caso Inicial	Caso I	Caso II	Caso III
2,5 kVA	2,5 kVA + SVC	7,5 kVA + SVC	7,5 kVA + SVC + GD

Fonte: Próprio autor.

Na figura 7.3 é apresentado o diagrama de eventos da simulação. O valor inicial da carga é de 2,5 kVA. No instante $t = 0,5$ s o SVC é ligado à rede (caso I). No instante $t = 3$ s a carga aumenta para 7,5 kVA (caso II) e no instante $t = 5$ s o GD é conectado (caso III) fornecendo uma potência ativa de 5kW.

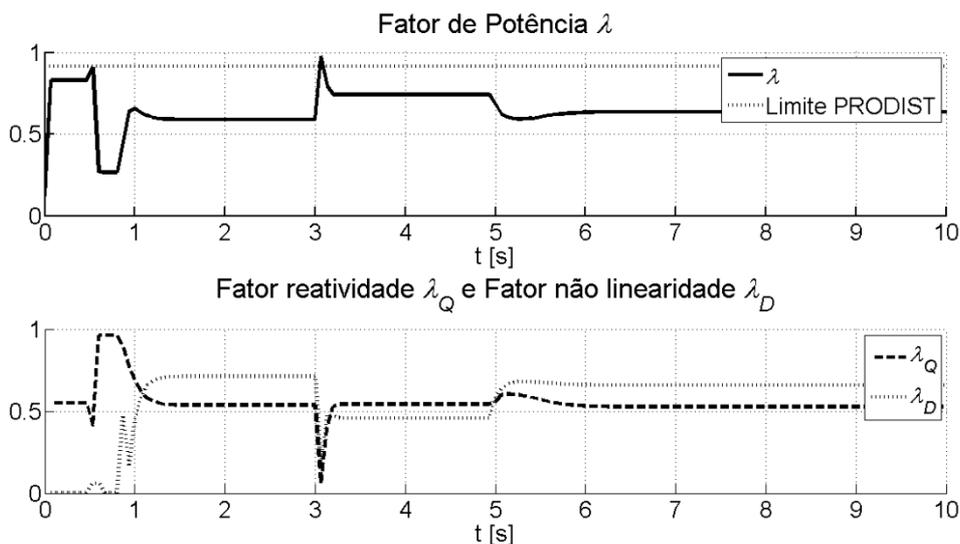
Figura 7.3 – Diagrama de instantes da simulação com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

Na figura 7.4 são apresentados os valores do fator de potência, fator não-linearidade e fator reatividade, determinados pela aplicação da CPT nos dados obtidos. Apesar de não ser objetivo do controle, o fator de potência permaneceu abaixo do limite estabelecido pela norma PRODIST. O fator de não linearidade apresenta valores acima de 0,5 em certos instantes, refletindo uma incidência de distorções harmônicas na corrente. O fator de reatividade permanece próximo do valor 0,5, indicando a existência de defasagem entre tensão e corrente no PAC.

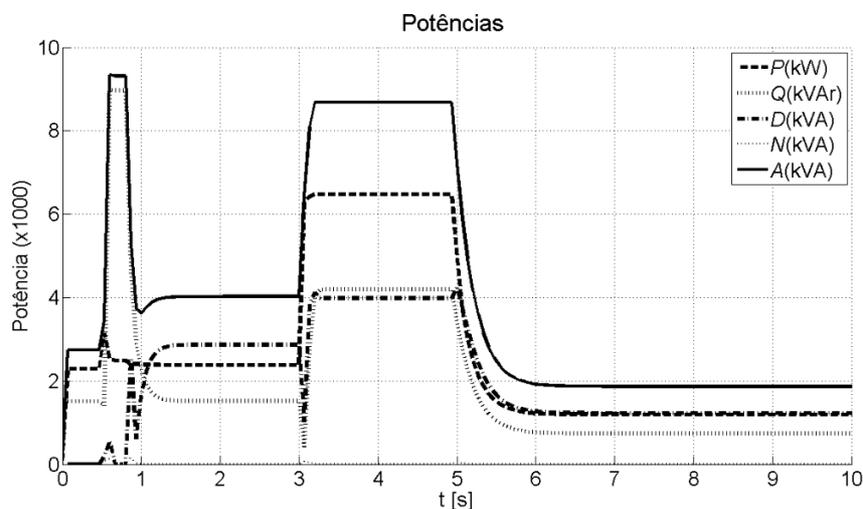
Figura 7.4 – Fator de potência, fator reatividade e fator não linearidade do PAC com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

A figura 7.5 mostra o comportamento dos valores das potências no PAC, considerando a aplicação das situações operacionais estabelecidas. A potência ativa (P) aumenta com a inserção da carga maior e diminui com a conexão do GD, visto que este injeta potência ativa que é consumida pela carga. O valor da potência reativa (Q) varia conforme a alteração da carga e GD, pois o controlador tem como variável de controle a tensão, e não a potência reativa. O valor da potência residual (D) aumenta ao se conectar uma carga maior ao PAC e diminui ao se ligar o GD. A potência de desbalanço (N) permanece zero, indicando equilíbrio entre as fases. O valor da potência aparente (A) varia conforme a variação da carga e a conexão do GD.

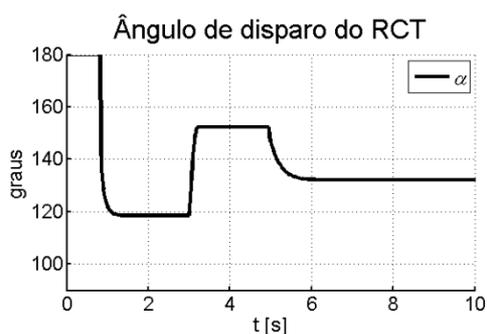
Figura 7.5 – Potência no PAC com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor

O valor do ângulo de disparo (α) dos tiristores se encontra na figura 7.6. No caso II, o ângulo aumenta para que menos potência reativa indutiva seja absorvida pelo SVC. Ao se conectar o GD (caso III) o ângulo diminui para compensar o aumento de tensão causado pelo GD. O tempo de descida da curva após a conexão do GD é devido ao tempo que o GD leva para entrar em regime permanente.

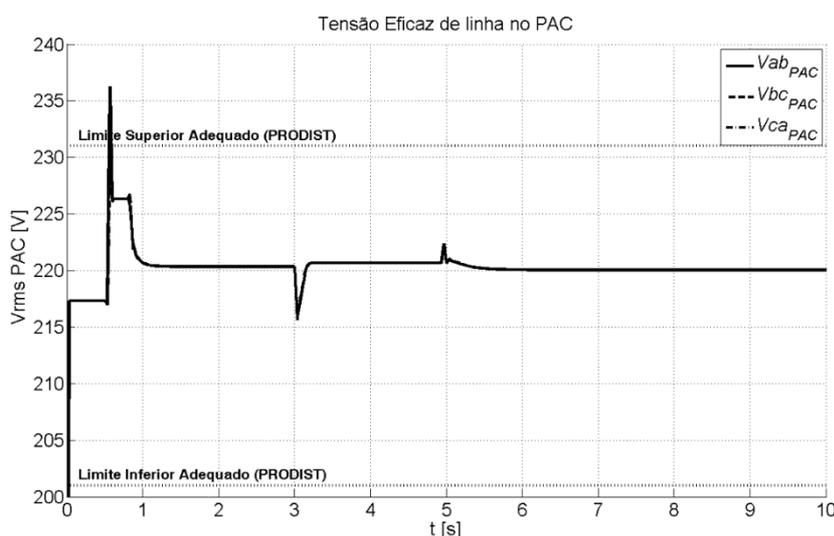
Figura 7.6 – Ângulo de disparo dos tiristores com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor

As tensões eficazes de linha são mostradas na figura 7.7, onde é possível notar que se mantêm equilibradas e próximas do valor de referência de 220 V em regime permanente. No instante de conexão do SVC, mesmo com a existência de algoritmo de sincronismo e sistema de pré-carga dos capacitores, observa-se que há uma elevação de tensão de curta duração a qual não consegue ser compensada pelo SVC.

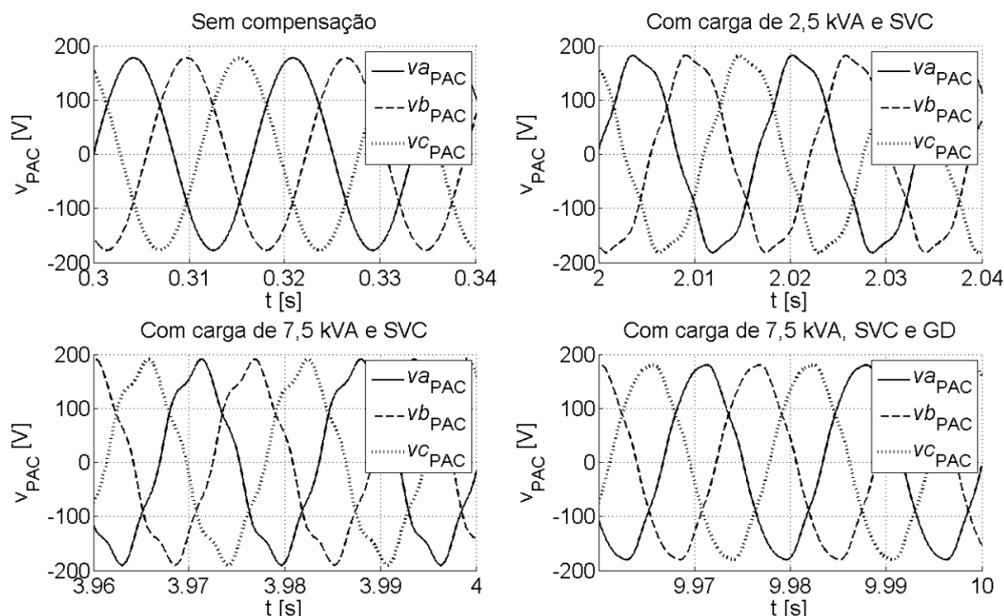
Figura 7.7 – Tensão eficaz de linha no PAC com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

As formas de onda das tensões de fase no PAC para os casos inicial, I, II e III são apresentadas na figura 7.8.

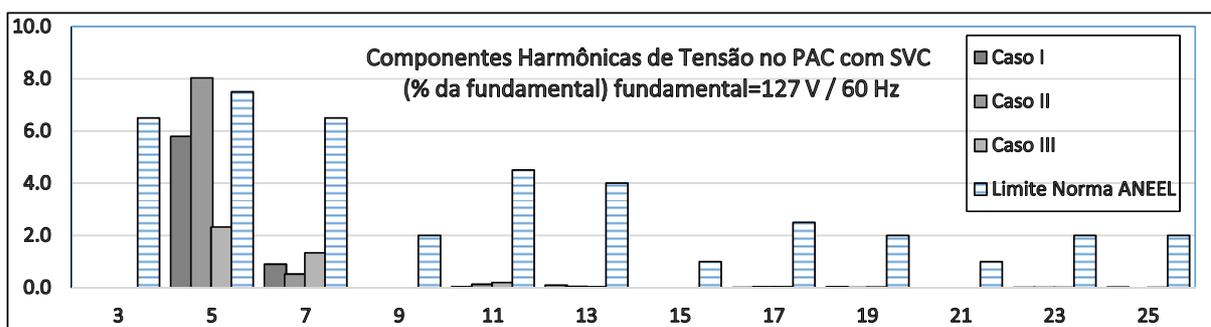
Figura 7.8 – Tensões de fase no PAC com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

É possível notar a deformação da forma de onda da tensão no PAC com o advento da operação do SVC. Apesar de distorcidas, nas condições avaliadas, permanecem simétricas e equilibradas. O espectro harmônico da forma da onda da tensão no PAC é apresentado na figura 7.9.

Figura 7.9 – Componentes harmônicas de tensão com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

A componente de 5ª ordem, no caso II, ultrapassa o valor limite individual de 7,5% da norma da ANEEL e também ultrapassa o limite de 5,0% recomendado pelo IEEE.

As distorções harmônicas totais de tensão são apresentadas na tabela 7.5. A distorção com a carga máxima não ultrapassa o valor limite de 10% estabelecido pela norma da ANEEL, porém ultrapassa o limite recomendado pelo IEEE, de 8,0%.

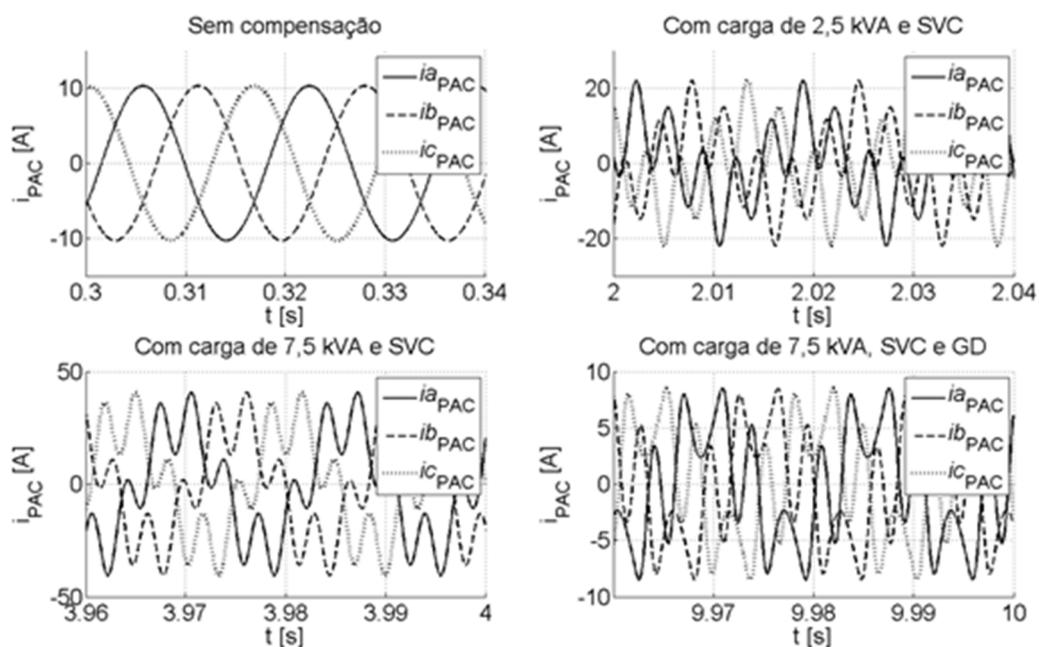
Tabela 7.5 – Distorções harmônicas de tensão totais no PAC com SVC regulando tensão.

	Caso I	Caso II	Caso III	Limite Norma ANEEL
DHTv (%)	5,87	8,05	2,68	10,00

Fonte: Próprio autor.

As formas de onda das correntes no PAC em diferentes momentos da simulação são apresentadas na figura 7.10. Nota-se a deformação das formas de onda de corrente após a inserção do SVC.

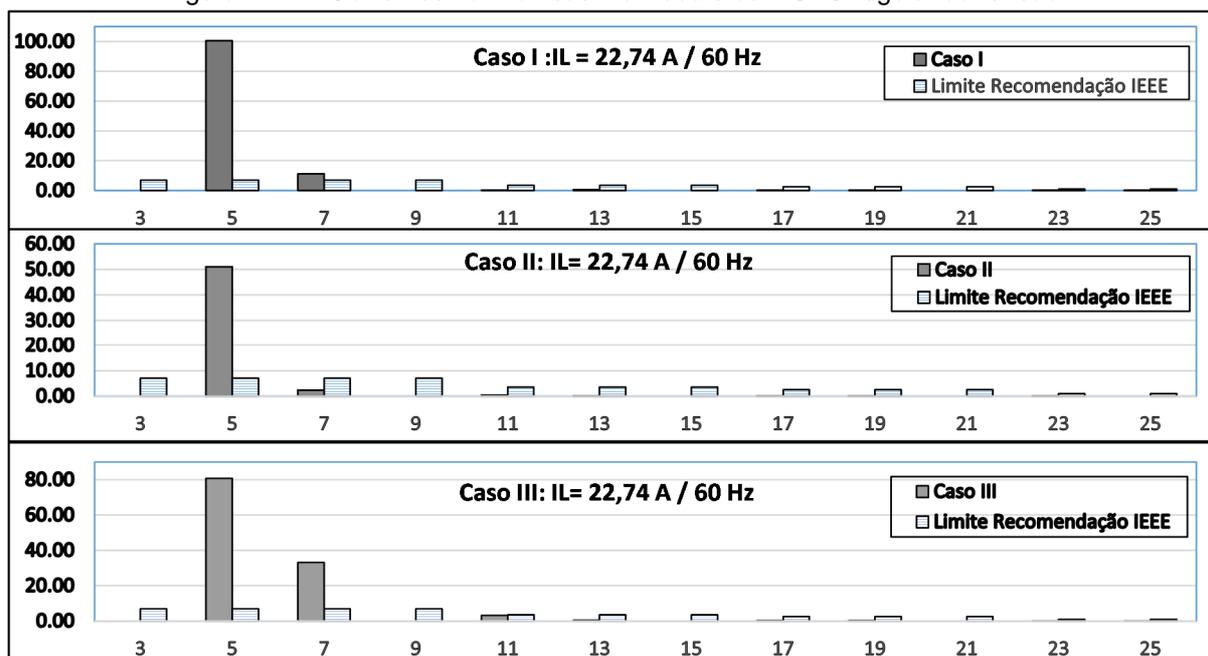
Figura 7.10 – Correntes instantâneas no PAC com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

A figura 7.11 apresenta o espectro harmônico das correntes.

Figura 7.11 – Correntes harmônicas individuais com SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

A tabela 7.6 apresenta os valores de DHTi, TDD e das componentes 5^a e 7^a. Apenas no caso III a harmônica de 7^a ordem não ultrapassou o limite da norma. Nas outras ocasiões ambas componentes ultrapassaram os limites. O valor de TDD também ficou acima da recomendação do IEEE nos três casos, justificando a implantação de filtros passivos sintonizados.

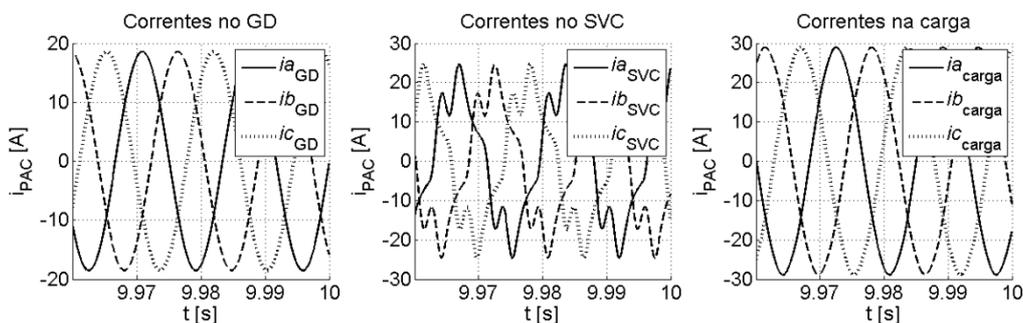
Tabela 7.6 – Distorção harmônicas total de corrente, distorção total de demanda e distorção harmônica individual de 5^a e 7^a ordens no PAC com SVC regulando tensão.

	Caso I	Caso II	Caso III	Limite IEEE
DHTi (%)	101,25	51,09	87,41	-
TDD (%)	47,05	51,09	18,87	8,0
5^a ordem (%)	100,62	51,04	80,80	7,0
7^a ordem (%)	11,19	2,34	33,16	7,0

Fonte: Próprio autor.

Na figura 7.12 são apresentadas as formas de onda das correntes instantâneas do GD, do SVC e da carga quando todos estão conectados ao PAC.

Figura 7.12 – Correntes instantâneas no GD, carga e SVC regulando tensão.

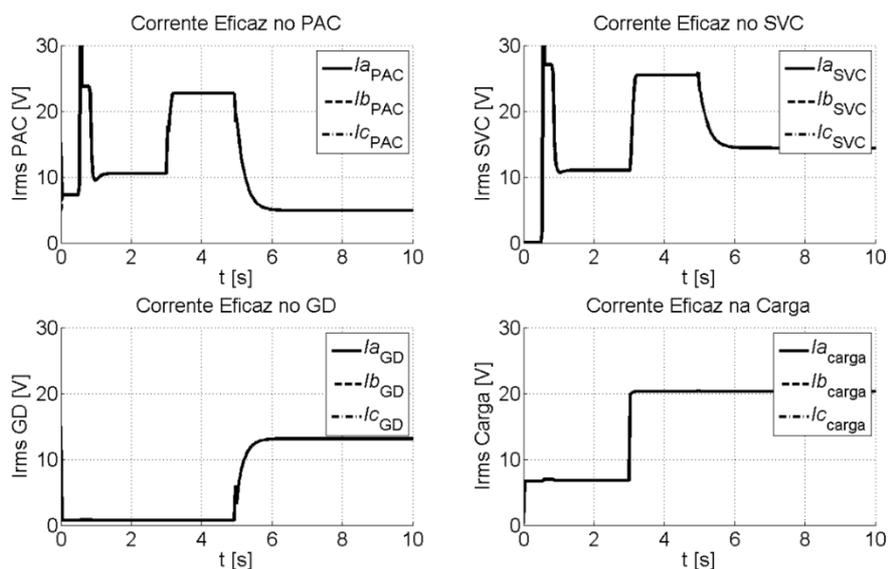


Fonte: Próprio autor.

As correntes eficazes do PAC, SVC, GD e da carga são mostradas na figura 7.13, onde pode-se notar que em todos os componentes da rede as correntes encontram-se balanceadas.

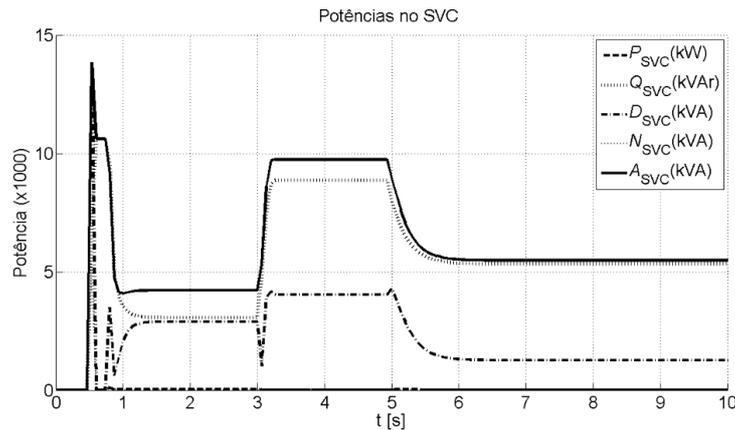
A figura 7.14 apresenta as curvas relacionadas com a evolução das potências medidas no SVC para os casos I, II e III. A partir do instante em que o SVC é conectado à rede, o valor da potência residual (D_{SVC}) cresce, ficando próximo de 2,5 kVA, demonstrando um alto nível de distorção harmônica. A potência reativa (Q_{SVC}) alcança o valor máximo de aproximadamente 8 kVAr, mostrando que o SVC está operando em uma região próxima de sua potência total. O valor da potência ativa (P_{SVC}) e o valor da potência de desbalanço (N_{SVC}) permanecem nulos.

Figura 7.13 – Correntes harmônicas no PAC, GD, carga e SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

Figura 7.14 – Potências no SVC regulando tensão.



Fonte: Próprio autor.

A tabela 7.7 apresenta o ângulo de disparo dos tiristores do RCT e os valores em regime permanente dos índices de potência determinados por meio da CPT para grandezas medidas no PAC, para as situações sem compensação e com compensação nos diferentes casos de avaliação propostos.

Tabela 7.7 – Grandezas medidas no PAC e ângulo de disparo dos tiristores do RCT com SVC regulando tensão.

Grandeza	Sem Compensação	Com compensação		
	Caso Inicial	Caso I	Caso II	Caso III
λ	0,84	0,59	0,74	0,67
λ_Q	0,54	0,54	0,54	0,52
λ_D	0,00	0,71	0,46	0,66
A (kVA)	2,74	4,03	8,69	1,87
P (kW)	2,29	2,38	6,47	1,19
Q (kVAr)	1,51	1,51	4,20	0,74
D (kVA)	0,00	2,88	4,00	1,23
Vlinha (V)	217,35	220,35	220,68	220,05
I _{fase} (A)	7,29	10,57	22,74	4,91
α RCT (°)	180	118	152	132

Fonte: Próprio autor.

O fator de potência (λ) em todos os casos permaneceu abaixo do valor limite da norma de 0,92, devido aos valores do fator de não linearidade (λ_D) e dos valores do fator de reatividade (λ_Q). A potência reativa no PAC não fica próxima de zero, pois o objetivo nesta análise é a regulação da tensão pelo SVC. A tensão de linha fica com seu valor próximo ao valor de referência com a regulação de tensão efetuada pelo SVC. A potência ativa e potência aparente diminuem seu valor com a atuação do GD. A corrente eficaz de fase no PAC diminui de 22,74 A para 4,91, demonstrando a capacidade do GD de suprir a necessidade local de carga. O valor do ângulo de

disparo do RCT (α_{RCT}) é o mesmo para as três fases, e seu valor se altera conforme a necessidade de compensação de tensão.

7.4 Conclusões do capítulo

Neste capítulo foi apresentada a análise operacional do SVC considerando diferentes casos utilizando a mesma configuração da rede equilibrada, com o objetivo de regulação de tensão, através de simulação computacional.

A primeira análise foi realizada com o objetivo de caracterizar os limites de operação do SVC trabalhando em uma rede com uma impedância de linha específica. Foi comprovado que o valor de potência reativa do RCT deve ser maior que o do FC para a compensação desde afundamentos de tensão até elevações de tensão. Verificou-se também os diferentes valores de distorção harmônica total de tensão e de corrente dependendo do valor do ângulo de disparo dos tiristores.

Na segunda análise foi utilizado o Gerador Distribuído trifásico, carga passiva equilibrada e SVC, com o objetivo de regulação de tensão no Ponto de Acoplamento Comum com valor de referência de 220 V para a tensão de linha.

Verificou-se que o SVC atingiu o objetivo de compensação da tensão tanto no caso em que a carga aumenta como no caso em que o GD é conectado à rede, mantendo o valor da tensão próximo ao valor de referência.

O fator de potência ficou abaixo do limite de 0,92 estabelecido pela norma da ANEEL, pois o objetivo, neste caso, é a regulação da tensão e não a compensação total da potência reativa do PAC. Outra influência para valor do fator de potência é a inserção de componentes harmônicas de corrente pelo SVC, como pode ser verificado através da análise do espectro de harmônicas, valor de TDD e também pelos valores do fator de distorção e da potência residual. O fator de reatividade resultou em um valor alto, o que indica uma defasagem entre corrente e tensão.

As distorções harmônicas individuais e total de tensão em alguns instantes ficaram acima dos valores estipulados pela norma da ANEEL. Apesar da norma brasileira não indicar valores para distorções harmônicas de corrente, foi levada em consideração a recomendação Std. 519-2014 do IEEE para comparar os resultados de distorções harmônicas de corrente e o valor de TDD. Nos três casos os valores individuais de 5ª ordem ultrapassaram os limites recomendados, chegando a atingir o

valor de 100,62% no caso I. No caso I e III os valores de 7ª ordem ultrapassaram os limites da recomendação, chegando a 33,16% no caso III. Neste caso deve ser estudada a possibilidade de utilização de filtros passivos sintonizados ou filtros ativos trabalhando em cooperação com o SVC.

As correntes eficazes em todos os componentes da rede se mantiveram equilibradas, fato também comprovado pelo valor da potência de desbalanço, que permaneceu zero.

8 Conclusões

Este trabalho abordou a aplicação do SVC realizando a compensação de reativos em uma rede trifásica de baixa tensão, operando em dois modos distintos, como compensador de fator de potência e como regulador de tensão. A rede utilizada é equilibrada, com carga RL trifásica equilibrada e um gerador distribuído trifásico injetando apenas potência ativa na rede. Os resultados foram obtidos através de simulação computacional no ambiente MATLAB Simulink.

Na primeira análise foi avaliada a operação do SVC constituído de CCT de 10 KVAR dividido em 6 bancos de capacitores e um RCT compensando a quantidade de potência reativa de um banco. O objetivo foi a compensação do fator de potência da teoria CPT, que leva em consideração não apenas a componente fundamental. A compensação do fator de potência foi efetiva, alcançando o valor de referência configurado como sendo 1,0. Após a conexão do GD, o valor baixou de 1,0 para 0,92, mantendo-se dentro do limite da norma PRODIST módulo 8 da ANEEL. Esse valor foi influenciado pelas componentes harmônicas de corrente geradas pelo SVC comprovado através da análise do fator de não linearidade da teoria CPT e dos índices de distorção harmônica. Para esta análise também foi utilizado o fator de reatividade da teoria CPT o qual resultou em um valor próximo de zero, demonstrando assim que a energia reativa do PAC foi compensada pelo SVC. Através da análise do espectro de harmônicas, verificou-se que o SVC gerou certa quantidade de distorção harmônica de corrente que causaram distorções harmônicas de tensão, porém não ultrapassando os limites da norma brasileira PRODIST módulo 8 da ANEEL. Levando em consideração a recomendação IEEE Std. 519-2014, que estabelece limites também para distorções harmônicas de correntes, foram analisados os valores da Distorção Total de Demanda (TDD) e das componentes individuais. Tanto o valor da TDD, quanto da componente harmônica de 7ª ordem, ultrapassaram o limite estabelecido pela norma no caso III, no qual o SVC estava operando com a carga de 7,5 kVA em conjunto com o gerador distribuído, e por este motivo foi dimensionado e implantado um filtro passivo sintonizado na frequência da 7ª ordem harmônica, resultando na diminuição da magnitude desta componente e conseqüentemente no redução do valor de TDD, atendendo à recomendação da norma do IEEE neste caso.

Na segunda análise, a potência reativa total de 10 kVAr do CCT foi dividida em 2 bancos. O RCT foi dimensionado para compensar a potência reativa de um dos bancos. Neste caso, com a rede operando com a carga mínima, a influência das harmônicas geradas pelo SVC impossibilitou a compensação efetiva do fator de potência, que ficou em 0,84, porém o fator de reatividade ficou próximo de zero, comprovando novamente que o SVC compensou a potência reativa no PAC. O ângulo alfa nesta situação resultou em 104° , que é um valor onde as componentes harmônicas de 5ª e 7ª ordens geradas pelo RCT possuem valores mais altos (2% e 5% respectivamente). O valor da TDD também não atendeu à norma em nenhum dos casos, justificando a utilização de filtros passivos sintonizadas nas ordens 5ª e 7ª. Comparando aos casos com CCT de 5 bancos, verifica-se que o custo para implantação de filtros nos casos com 2 bancos é maior, pois há a necessidade de dois filtros (um para cada componente harmônica). Outra alternativa que pode ser estudada futuramente é o aprimoramento da estratégia de controle, utilizando como uma das variáveis o ângulo de disparo dos tiristores do RCT fazendo-o atuar em faixas onde essas componentes harmônicas possuam valores menores. No caso III onde a rede opera tanto com a carga de 7,5 kVA, como com o GD, o fator de potência foi compensado e o fator de não linearidade resultou em valores mais baixos, porém maiores comparados ao caso com 6 bancos.

Conclui-se que a utilização de uma quantidade maior de bancos com valor de capacitância menor diminui o valor de distorção harmônica inserido pelo RCT e melhora a compensação de potência reativa. Isto se deve ao fato de que o RCT, neste caso, está dimensionado para compensar a quantidade de reativos de um único banco. Os casos estudados da segmentação dos bancos de capacitores em valores menores de capacitância resultaram em dados que podem permitir a realização de uma avaliação comparativa do emprego desta metodologia baseada em uso de filtros passivos de forma centralizada ou dividida em módulos para mitigação de harmônicas visando o menor custo. No caso em que foram utilizados 6 bancos, os resultados mostram que não existe a necessidade da utilização de filtros passivos para atender às normas brasileiras.

Na terceira análise realizada foi verificada a faixa de operação do SVC formado pelo RCT em conjunto com um banco fixo de capacitores (FC) em uma rede sem carga e sem GD. É possível observar que a proporção de dobro de valor de potência

reativa para o RCT com relação ao FC se mostrou adequada, proporcionando uma faixa de valores para regulação de tensão desde valores para afundamento como elevações do perfil de tensão da rede.

Na quarta análise, foram utilizados os mesmos valores do caso anterior para o SVC e a mesma configuração da rede dos casos anteriores. A tensão eficaz da rede foi compensada, ficando próxima do valor de referência de 220 V nas condições de carga com 2,5 kVA (caso I), carga com 7,5 kVA (caso II) e conexão do GD (caso III). Nesta análise o valor do fator de potência não atendeu a norma para os três casos. O fator de não linearidade permaneceu alto com a inserção do SVC na rede. Isto demonstra a distorção harmônica gerada pela corrente do RCT, que ficou acima dos valores recomendados pelo IEEE tanto para distorção total de demanda (TDD) quanto para as componentes de 5ª e 7ª ordens. A distorção na forma de onda da corrente causou distorção harmônica na tensão, devido à influência da impedância de linha. A distorção da componente harmônica de tensão de 5ª ordem ultrapassou em 0,5% o valor de 7,5% da norma no caso em que a carga do sistema é de 7,5 kVA.

Dessa maneira, o SVC, largamente utilizado em redes de alta e média tensão, mantém suas propriedades em redes de baixa tensão, se mostrando eficiente no controle de tensão, podendo representar uma solução de menor complexidade de implementação e custo para a finalidade de compensação de perfil de tensão, quando confrontada às soluções baseadas em chaveamento em elevadas frequências convencionalmente empregadas para esta finalidade em redes de baixa tensão.

A compensação de fator de potência ocorreu de forma efetiva, e não trouxe consequências para a tensão eficaz no PAC no que se refere aos limites recomendados pelo PRODIST. A quantidade de distorção harmônica de corrente também foi menor se comparada às análises do SVC operando no modo regulação de tensão.

8.1 Propostas para trabalhos futuros

Uma das propostas para trabalhos futuros é a avaliação de novos modelos de controle para a operação do SVC. Para a compensação do fator de potência poderá ser contemplada uma estratégia de controle que leve em consideração, como uma das variáveis, o fator de não linearidade e/ou o ângulo de disparo dos tiristores do RCT para evitar faixas em que as harmônicas de corrente geradas pelo SVC tenham maiores magnitudes. No caso de regulação de tensão, poderá ser avaliada a implantação de um controle ponderado, onde a tensão seja regulada porém com o monitoramento do fator de potência, garantindo que ambos atendam aos limites estabelecidos pelas normas.

O estudo de um controle em cooperação com outros condicionadores também poderá ser abordado, com o objetivo de mitigação de harmônicas, compensação de fator de potência e regulação de tensão.

Outra proposta é a análise do funcionamento do SVC operando em uma rede com várias barras e a avaliação da inserção de geração distribuída em diferentes locais da rede, verificando a eficiência da regulação de tensão devido aos impactos da conexão dos GD's na rede e avaliando os indicadores de conformidade.

Também poderão ser realizadas cotações junto aos fabricantes de componentes, dos elementos de valores comerciais do SVC de acordo com sua potência de compensação e a estimativa de custo do desenvolvimento de um sistema SVC completo, comparando esses custos com os de outras tecnologias de compensação para baixa tensão e avaliando a relação custo-benefício.

9 Publicações

Almeida, F. A. F; Gonçalves, F. A. S.; Marafão, F. P.; Liberado, E. V. “Controle de Tensão de um Compensador Estático de Reativos Conectado a uma Rede de Baixa Tensão”, anais do II Simpósio Interdisciplinar de Tecnologias e Educação [SInTE], 2016.

Almeida, F. A. F; Gonçalves, F. A. S.; Marafão, F. P.; Liberado, E. V. “Controle de Tensão de um Compensador Estático de Reativos Conectado a uma Rede de Baixa Tensão”, Revista Interdisciplinar de Tecnologias e Educação [RInTE], 2ª. edição, ISSN: 2447-5955, 2016.

Referências

- [1] Dugan, R. C.; McGranaghan, M. F.; Santoso, S.; Beaty, H. W., “Electrical Power System Quality”, McGraw-Hill, Third Edition, Jan. 2010.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica”, Revisão 1, 2010.
- [3] IEEE Std. 519-2014, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, 2014.
- [4] Borges, R. T., “Desenvolvimento de metodologias de análise sistêmica de sistemas de distribuição de energia elétrica com geração ultra-dispersa”, dissertação, Unicamp, 2014.
- [5] Frigo, M. M., “Impacto da microgeração de energia elétrica em sistemas de distribuição de baixa tensão”. Dissertação, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul – UFMS, 2013.
- [6] International Energy Agency, “Key Electricity Trends 2016”, www.iea.org, 2016.
- [7] Tolmasquim, M. T., “Energia Renovável. Hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica”, Empresa de Pesquisa Energética – EPE. Rio de Janeiro, 2016.
- [8] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, “Avaliação da Eficiência Energética e Geração Distribuída para os próximos 10 anos (2014-2023)”, Nota técnica DEA 26/14, Rio de Janeiro, Dezembro de 2014.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL: “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, Módulo 1 – Resolução Normativa nº 687/2015”, 2012.
- [10] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Brasil ultrapassa 5 mil conexões de micro e minigeração”, disponível em: http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/brasil-ultrapassa-5-mil-conexoes-de-micro-e-minigeracao/656877?inheritRedirect=false, publicado em Setembro de 2016. Acesso em: 28/09/2016.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, Brasília, Maio de 2012.
- [12] Energia Inteligente, “Especial: A crise energética brasileira”, disponível em <https://energiainteligenteufjf.com/2015/03/26/especial-a-crise-energetica-brasileira/>. Acesso em: 28/09/2016.

- [13] O Globo, “Brasil enfrenta a pior crise energética da história”, disponível em: <<http://noblato.globo.com/geral/noticia/2015/01/brasil-enfrenta-pior-crise-energetica-da-historia.html>> . Acesso em: 28/09/2016.
- [14] Paludo, J. A., “Avaliações dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração de Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente”, Dissertação, UFSCar, 2014.
- [15] Salman, S. K., “The Impact Of Embedded Generation On Voltage Regulation And losses Of Distribution Networks”, The Robert Gordon University, Aberdeen IEE colloquium, Out. 1996.
- [16] Padilha, L., “Análise Comparativa de Estratégias para Regulação de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica na Presença de Geradores Distribuídos”, Dissertação, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.
- [17] L. Kojovic, “Impact of DG on Voltage Regulation”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, vol. 1, Jul. 2002, pp. 97 – 102.
- [18] W. F. Usida, “Controle Fuzzy para Melhoria do Perfil de Tensão em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica”. 2007. 121 f.. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2007.
- [19] Faiz, J., Behzad S., “Electronic Tap-changer for Distribution Transformers”, Springer, 2011.
- [20] Liberado, E. V., “Metodologia de Projeto Cooperativo para Condicionadores de Qualidade de Energia”, Universidade Estadual Paulista, Bauru, Dissertação de Mestrado, 2012.
- [21] Marafão, F. P., “Análise e Controle da Energia Elétrica Através de Técnicas de Processamento Digital de Sinais”. Tese de Doutorado. Universidade Estadual de Campinas, dezembro, 2004.
- [22] Hingorani, N. G., Gyugyi, L., “Understanding Facts: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems”, IEEE Series on Power Engineering Society; Mohamed E. El-Hawary, Series Editor, 2000.
- [23] Torseng, S., “Shunt-connected reactors and capacitors Controlled by thyristors”, IEE PROC., vol. 128, Novembro 1981.
- [24] IEEE Special Stability Controls Working Group, "Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 1, pp. 229-240, Feb. 1994.
- [25] Acha, E. , Agelidis, V.G., O. Anaya-Lara and T.J.E. Miller, “8 - Transient studies of FACTS and Custom Power equipment”, In Newnes Power Engineering Series,

Newnes, Oxford, 2002, Pages 290-372, "Power Electronic Control in Electrical Systems", ISBN 9780750651264.

[26] Balcells, J., Bogonez-Franco, P., "Voltage control in a LV microgrid by means of an SVC", IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference), 2013.

[27] Semikron, "Catálogo de Produtos". Disponível em: <<https://www.semikron.com/products/product-classes/thyristordiode-modules.html>> . Acesso em: 28/09/2016.

[28] Tayyab, M.A.; Vaziri, M.; Yazdani, A.; Zarghami, M., "Voltage impacts of dg on distribution grid with voltage regulators and SVCs". IEEE Green Technologies Conference, 2013.

[29] Shicheng, Zheng Sian, Fang Gaoyu, Zhang "Research on TCR type SVC system and MATLAB simulation", Proceedings of the 2010 5th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2010.

[30] Paredes, H. K. M. "Teoria de Potência Conservativa: uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades". Tese de Doutorado, Universidade Estadual de Campinas, março, 2011.

[31] IEEE, Recommended Practice for the Monitoring Electric Power Quality, IEEE Std. 1159-1995, June 1995.

[32] Deckmann, S. M., "Compensação Estática de Reativos Uma Solução para Problemas de Operação de Sistemas Elétricos" SBA: Controle e Automação, Vol. 1, no. 4, pp. 313-321, 1987.

[33] Tenti, P., Paredes, H. K. M., Mattavelli, P. "Conservative Power Theory, a Framework to Approach Control and Accountability Issues in Smart Microgrids" IEEE Transactions on Power Electronics 26 (3), 664-673, Março 2011.

[34] Kojovic, L., "Impact DG on voltage regulation", Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, 2002 .

[35] Júnior, G. S. S., "Análise da Influência de um Compensador Estático de Reativos na Operação de Sistema Elétrico Industrial com Cogeração", dissertação de mestrado UFMA, 2008.

[36] Motta, D. V. P., Desempenho Dinâmico de Sistemas Elétricos Com Compensadores Estáticos De Reativo – tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

[37] Mathur, R. M., Varma, R. K., "Thyristor-Based Facts Controllers For Electrical Transmission Systems", IEEE Press Series on Power Engenireering, 2002.

- [38] Alves, J. E. R., Pilotto, L. A. S., Watanabe, E. H., "Thyristor-Controlled Reactors Nonlinear and Linear Dynamic Analytical Models," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 1, pp. 338-346, Jan. 2008.
- [39] Sabai, N; Maung, H. N.; Win, T., "Voltage Control and Dynamic Performance of Power Transmission System Using Static Var Compensator" Proceedings of World Academy of Science: Engineering & Technology, Vol. 44, p455, Aug. 2008.
- [40] Onofri, V. C., "Modelagem e Caracterização de SVC's para aplicações de alto desempenho", Universidade Federal de Minas Gerais, Dissertação de Mestrado, UFMG, 2007.
- [41] Calderon, J.E.; Chamorro, H.R; Ramos, G., "Advanced SVC Intelligent Control to Improve Power Quality in Microgrids", IEEE Int. Symp. Altern. Energies Energy Qual. SIFAE 2012 - Conf. Proc., 2012.
- [42] Liberado, E. V., Souza, W. A., Pomilio, J. A., Paredes, H. K. M., and F. P. Marafão, "Design of static var compensators using a general reactive energy definition", Pr. Elektrotechniczny, vol. 89, no. 11, pp. 233–238, 2013.
- [43] Kahle, K., Blázquez, F. R., Genton, C. M., CERN, "The design and performance of Static Var Compensators for particle accelerators", EPE 2015, 7-10 September, Geneva, Switzerland, 2015.
- [44] Shayani, R. A., "Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado, Universidade de Brasília, 2010.
- [45] Ministério de Minas e Energia (MME), "Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar" , disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030 , publicado em Dezembro de 2015. Acesso em: 28/09/2016.
- [46] Morren, J., Hann, S. W. H., Ferreira, J. A., "Distributed Generation Units Contributing to Voltage Control in Distribution Networks", 39th International Universities Power Engineering Conference, vol. 2,, pp. 789 – 793, 2004.
- [47] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, "Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira", 2012.
- [48] Tayyab, M.A.; Vaziri, M.; Yazdani, A.; Zarghami, M., "Distributed Generation Effects on Voltage Profile of Distribution Grid with SVC and Smart Inverter", Power & Energy Society General Meeting, 2015 IEEE , vol., no., pp.1-5, 26-30 July 2015.
- [49] Daratha, N., Das, B., Sharma, J., "Coordination between OLTC and SVC for voltage regulation in unbalanced distribution system distributed generation," IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 1, pp. 289–299, 2014.