



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Campus de Bauru



PROGRAMA DE MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Eduardo Verri Liberado

**Metodologia de Projeto Cooperativo para Condicionadores de
Qualidade de Energia**

Bauru - SP

2012

Eduardo Verri Liberado

**Metodologia de Projeto Cooperativo para Condicionadores de
Qualidade de Energia**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós
Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade
de Engenharia de Bauru para a obtenção do
título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Autor: Eduardo Verri Liberado

Orientador: Fernando Pinhabel Marafão

Bauru – SP

2012

Liberado, Eduardo Verri.

Metodologia de projeto cooperativo para
condicionadores de qualidade de energia / Eduardo
Verri Liberado, 2012

148 f.

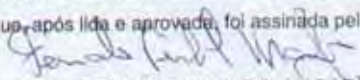
Orientador: Fernando Pinhabel Marafão

Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual
Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2012

1. Compensação cooperativa. 2. Condicionadores de
energia. 3. Qualidade da energia elétrica. I.
Universidade Estadual Paulista. Faculdade de
Engenharia. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE Mestrado DE EDUARDO VERRI LIBERADO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DO(A) FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU.


Aos 02 dias do mês de março do ano de 2012, às 14:00 horas, no(a) ANFITEATRO DA SEÇÃO DE PÓS-GRADUAÇÃO DA FACULDADE DE ENGENHARIA, reuniu-se a Comissão Examinadora da Defesa Pública, composta pelos seguintes membros: Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFÃO do(a) Câmpus Experimental de Sorocaba / UNESP, Prof. Dr. RICARDO QUADROS MACHADO do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Prof. Dr. PAULO JOSE AMARAL SERNI do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, sob a presidência do primeiro, a fim de proceder a arguição pública da DISSERTAÇÃO DE Mestrado de EDUARDO VERRI LIBERADO, intitulado "METODOLOGIA DE PROJETO COOPERATIVO PARA CONDICIONADORES DE QUALIDADE DE ENERGIA". Após a exposição, o discente foi arguido oralmente pelos membros da Comissão Examinadora, tendo recebido o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que, após lida e aprovada, foi assinada pelos membros da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. FERNANDO PINHABEL MARAFÃO



Prof. Dr. RICARDO QUADROS MACHADO



Prof. Dr. PAULO JOSE AMARAL SERNI

À minha família, amigos, amigas, e a todos que de alguma forma contribuíram para a realização deste trabalho.

Agradecimentos

Mais uma etapa da vida aqui se encerra, para uma nova começar. E assim como nas etapas anteriores - e certamente nas que virão -, algumas pessoas se fizeram presentes e contribuíram para que este trabalho fosse realizado. A elas ofereço estas palavras de agradecimento.

Agradeço primeiramente à minha família, pela compreensão e suporte, mesmo que à distância.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Fernando Pinhabel Marafão, que desde o Trabalho de Graduação vem orientando, aconselhando, ensinando e corrigindo o meu trabalho, sempre com dedicação, sabedoria e paciência, e por ser para mim um exemplo de profissional e de pessoa.

Aos colegas e amigos do Laboratório do GASI (Grupo de Automação e Sistemas Integráveis) da UNESP – Campus de Sorocaba, pelo apoio e convivência durante o período do mestrado. Em especial, cito o Prof. Dr. Helmo K. M. Paredes, Wesley Angelino de Souza, Danilo Iglesias Brandão, Thiago Menezes Terrazas, Bruno Feitosa, Prof. Dr. Flávio Alessandro Serrão Gonçalves, o Prof. Dr. Ivando Severino Diniz e Tatiane Vieira.

Aos professores do Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru, em especial os Professores Dr. Paulo J. A. Serni, Dr. Leonardo Nepomuceno, Dr. André Nunes de Souza, Dr. Paulo Roberto de Aguiar, Dr. André Pio Martins, Dr. Fernando Pinhabel Marafão, pelas disciplinas oferecidas, às quais contribuíram para minha formação acadêmica na área de Engenharia Elétrica.

Aos funcionários do Programa de Mestrado em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru, pelo apoio e dedicação ao atendimento.

Aos membros da banca examinadora da defesa, Professores Dr. Paulo J. A. Serni e Dr. Ricardo Quadros Machado, e também da banca examinadora da qualificação, Professores Dr. Leonardo Nepomuceno e Dr. José Alfredo Covolan Ulson; pelas correções e sugestões, às quais certamente contribuíram para o enriquecimento e melhoria deste trabalho.

À UNESP - Campus de Sorocaba, por oferecer as instalações do Laboratório do GASI para a realização do projeto, e pela oportunidade de lecionar disciplinas aos cursos de Engenharia de Controle e Automação e Engenharia Ambiental como professor substituto.

Ao CNPq, pelo financiamento do projeto de mestrado.

A todos os moradores e amigos(as) da República Magnata, pelo convívio, amizade, apoio e aprendizado de muitos anos.

Aos amigos da República Bola 1, pela convivência e amizade nos dias atuais.

A todos os amigos de Ribeirão Preto, em especial Victor Hugo Polin Milan e Vinícius de Castro Ávila, pelo apoio, amizade e convivência desde os tempos do Ensino Médio.

Aos amigos e amigas de Porto Feliz, pela amizade e momentos sempre maravilhosos de convivência.

Aos amigos de Bauru, pela convivência que, apesar de curta, foi amigável e que possa se estender no futuro.

À professora e amiga Maria Luisa Liesack e a Dra. Tânia Maria Orsi, por me apresentarem à psicologia e um novo olhar à vida.

A todos os demais que eu não tenha mencionado neste breve agradecimento, mas que têm ou tiveram sua importância nesta etapa da minha vida, obrigado a todos.

*“The movement you need is on your shoulder”
(The Beatles, 1968).*

*“Keep on rockin’ in the free world”
(Neil Young, 1989).*

Resumo

As discussões recentes na área de condicionamento de energia elétrica têm como objetivo integrar as tecnologias de compensação convencionais às tendências do setor elétrico, às quais apontam para a distribuição da geração e do condicionamento de energia ao longo da rede, contribuindo para a configuração da chamada rede inteligente. Visando contribuir com tais discussões, este trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia de projeto e controle de sistemas de condicionamento de energia, nos quais diversas tecnologias de compensadores sejam capazes de operar cooperativamente. As definições matemáticas desta metodologia são embasadas na teoria de potência conservativa, uma modelagem matemática recente que associa características de circuitos elétricos à parcelas de corrente e potência. As tecnologias de compensadores utilizadas são os compensadores estáticos de reativos, filtros passivos e filtros ativos. Os compensadores projetados e controlados de acordo com a metodologia proposta foram testados em simulação para atuar em redes com alta e baixa impedância de linha, na presença de cargas lineares e não lineares e em configurações fixas e variáveis ao longo do tempo de simulação. Em todos os casos, a compensação atenuou significativamente distúrbios de corrente relacionados com reativos, desequilíbrio e não linearidades entre tensões e correntes da carga. Uma rede com cargas distribuídas também foi simulada para avaliar a cooperação entre os compensadores, quando estavam conectados em diferentes pontos desta rede, bem como para discutir os possíveis critérios de projeto e controle da compensação distribuída.

PALAVRAS-CHAVE: Compensação Cooperativa, Condicionadores de Energia, Harmônicos, Qualidade da Energia Elétrica, Reativos, Redes Inteligentes, Teoria de potência conservativa.

Abstract

Recent discussions in power conditioning aim to integrate traditional compensation technologies to new trends in electrical system, which has been pointing to the characterization of the smart grid concept. In order to contribute to those discussions, this dissertation presents a methodology to design and control different technologies of power conditioners for cooperative compensation. The mathematical definitions used in the methodology came from Conservative Power Theory, a recent mathematical modelling that offers power and current decompositions associated to some characteristics of electrical circuits. Thus, Static VAR Compensators, passive filters and active filters were designed according to the proposed methodology and tested in simulation with three-phase linear and non linear loads connected to two typical grids, with high and low line impedances. Results show effective compensation of reactive current, load unbalance and non linearities between voltage and current. Moreover, preliminary studies in distributed compensation are presented too, with simulations of a 13-node distribution grid based on IEEE 13-node test feeder, and the results of these simulations offer relevant considerations to extend the methodology to distributed compensators.

KEYWORDS: Conservative Power Theory, Cooperative Compensation, Harmonics, Power Conditioners, Power Quality, Reactive Power, Smart Grids.

Sumário

Agradecimentos.....	iii
Resumo	vi
Abstract	vii
1. Introdução	1
2. Revisão Bibliográfica.....	3
2.1. Principais tipos de sistemas de compensação.....	3
2.1.1. Filtros Passivos.....	5
2.1.2. Bancos de Capacitores.....	6
2.1.3. Compensadores Estáticos de Reativos.....	6
2.1.4. Filtros ativos de potência	7
2.1.5. Compensadores Híbridos	9
2.2. Tendências na área de compensação de distúrbios.....	12
2.2.1. Controle cooperativo de filtros ativos para atenuação de harmônicos em um sistema de distribuição (Akagi <i>et al</i> , 2003)	14
2.2.2. Estratégia de controle cooperativo de filtros de harmônicos para sistemas de geração distribuída (Cheng <i>et al</i> 2005)	15
2.2.3. Filtros ativos distribuídos (Cheng <i>et al</i> , 2006)	18
2.2.4. Filtros ativos distribuídos com ajuste dinâmico de ganho (Cheng, Akagi <i>et al</i> , 2008) ...	19
2.2.5. Mitigação de harmônicos de tensão através do controle cooperativo de filtros ativos sem comunicação mútua (Santarius <i>et al</i> , 2008)	21
2.2.6. Estratégia de otimização colaborativa para compensadores híbridos de reativos (Shen <i>et al</i> , 2009)	22
2.2.7. Compensação Cooperativa baseada na Teoria de potência conservativa (Tenti <i>et al</i> , 2011).....	25
2.3. Considerações finais	25

3. A teoria de potência conservativa (TPC)	26
3.1. Operações matemáticas empregadas nas definições da TPC	26
3.2. A propriedade conservativa.....	28
3.3. A TPC e os bipolos de circuitos elétricos	29
3.4. A decomposição da corrente elétrica através da TPC	30
3.5. Decomposição da potência através da TPC	32
3.6. Fatores de desempenho ou conformidade.....	33
3.7. A proposta de compensação cooperativa dos autores da TPC.....	34
3.8. Considerações finais	39
4. Metodologia para projeto e controle de algumas tecnologias de compensadores baseada na TPC	40
4.1. Projeto dos componentes do SVC a partir da TPC.....	40
4.2. Projeto dos componentes do filtro passivo sintonizado	45
4.3. Sinal resultante para compensadores dinâmicos.....	47
4.4. Controle dos compensadores a partir das definições da TPC	48
4.5. Considerações finais	51
5. Descrição dos sistemas desenvolvidos para testar a metodologia proposta	52
5.1. Rede com baixa impedância de linha (alto nível de curto circuito)	52
5.2. Rede com alta impedância de linha (baixo nível de curto circuito)	53
5.3. Configuração de cargas	54
5.4. Topologia dos compensadores e medições.....	55
5.5. Sistema com cargas variáveis.....	56
5.6. Rede com cargas distribuídas	56
5.7. Considerações finais	61
6. Resultados e discussões	62
6.1. Rede com baixa impedância de linha	63
6.1.1. Carga RL balanceada	63
6.1.2. Carga RL desbalanceada	65
6.1.3. Carga RL balanceada mais carga não linear	69
6.1.4. Carga RL desbalanceada mais carga não linear	73
6.2. Rede com alta impedância de linha	78
6.2.1. Carga RL balanceada	78

6.2.2. Carga RL desbalanceada	80
6.2.3. Carga RL balanceada mais carga não linear	84
6.2.4. Carga RL desbalanceada mais carga não linear	88
6.3. Comparação entre a metodologia de projeto proposta em [4] e a metodologia proposta neste trabalho	93
6.4. Resultados obtidos com o sistema com cargas variáveis.....	96
6.5. Simulações com a rede de cargas distribuídas.....	103
6.5.1. Resultados sem compensação.....	104
6.5.2. Simulações com um SVC e um filtro passivo	105
6.5.3. Simulações com dois SVCs e dois filtros passivos	108
6.5.4. Simulação com dois SVCs e dois filtros passivos de mesma capacidade e uma carga não linear.....	111
6.6. Considerações finais	114
7. Conclusões e propostas para trabalhos futuros	115
8. Bibliografia.....	117
9. Publicações correlatas	121

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Esquemático representando um CCT.	6
Figura 2.2 - Esquemático representando um RCT.	7
Figura 2.3 – Diagrama de blocos de um filtro ativo.....	8
Figura 2.4 - Topologias dos filtros ativos. (a) filtro ativo em paralelo com a rede; (b) filtro ativo em série com a rede.....	9
Figura 2.5 - (a) Filtros ativo e passivo em paralelo para cargas tipo fonte de corrente. (b) Filtros ativo e passivo em série para cargas tipo fonte de tensão. FONTE: [18]	10
Figura 2.6 - (a) Filtro ativo em série e filtro passivo em paralelo para cargas tipo fonte de corrente. (b) Filtro ativo em paralelo e filtro passivo em série para cargas tipo fonte de tensão. FONTE: [18]	11
Figura 2.7 - (a) Filtros ativo e passivo em série entre si para cargas tipo fonte de corrente. (b) Filtros ativo e passivo em paralelo entre si para cargas tipo fonte de tensão. FONTE: [18]	11
Figura 2.8 - Diagrama de blocos dos cálculos realizados para cada filtro ativo.....	14
Figura 2.9 – Diagrama de blocos que destaca a estratégia de ajuste dinâmico da capacidade do filtro ativo proposto em [9].....	20
Figura 2.10 - Diagrama de blocos ilustrando as etapas do controle de <i>flicker</i> do DSTATCOM de [25].....	24
Figura 3.1 - Diagrama de blocos da Unidade Central de Controle da proposta de compensação cooperativa baseada na TPC. FONTE: [4].	38
Figura 4.1 - Esquemático do SVC.....	41
Figura 4.2 - Representação do SVC para a especificação do reator e do capacitor no caso de carga balanceada e com reativos.	43
Figura 4.3 - Filtros passivos RLC ligados em Y e conectados a uma fase.	46
Figura 4.4 - Fonte de corrente controlada por corrente representando um compensador dinâmico.	47
Figura 4.5 - Fluxograma do controle dos compensadores durante uma mudança de cargas. ..	50
Figura 5.1 - Rede com baixa impedância de linha.....	53
Figura 5.2 - Rede com alta impedância de linha.....	53
Figura 5.3 - (a) Carga RL em Y; (b) Retificador trifásico de 6 pulsos a tiristor com RL no lado CC.	55
Figura 5.4 - Esquemático representado a topologia dos compensadores e os pontos de medição dos circuitos simulados.....	55

Figura 5.5 - Disposição dos nós na rede de cargas distribuídas	57
Figura 5.6 - Rede de cargas distribuídas montada no PSCAD.	60
Figura 6.1 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada e rede com baixa impedância de linha.	63
Figura 6.2 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo) no PAC, antes e após a ligação do compensador (em tempo = 1s).	64
Figura 6.3 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	65
Figura 6.4 – Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada e rede com baixa impedância de linha.	66
Figura 6.5 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).	68
Figura 6.6 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).....	68
Figura 6.7 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	69
Figura 6.8 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada mais carga não linear e rede com baixa impedância de linha.	69
Figura 6.9 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o CCT (em tempo = 1s).	71
Figura 6.10 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 1s).....	72
Figura 6.11 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo) antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).	72
Figura 6.12 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	73
Figura 6.13 - Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada mais carga não linear e rede com baixa impedância de linha.....	74
Figura 6.14 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).	76
Figura 6.15 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).....	77
Figura 6.16 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).	77
Figura 6.17 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	78
Figura 6.18 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada e rede com alta impedância de linha.	79
Figura 6.19 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo) no PAC, antes e após ligar o compensador (em tempo = 1s).	80
Figura 6.20 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	80
Figura 6.21 - Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada e rede com alta impedância de linha.	81

Figura 6.22 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).	83
Figura 6.23 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).....	83
Figura 6.24 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	84
Figura 6.25 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada mais carga não linear e rede com alta impedância de linha.....	84
Figura 6.26 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o CCT (em tempo = 1s).	87
Figura 6.27 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).....	87
Figura 6.28 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).	88
Figura 6.29 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	88
Figura 6.30 - Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada mais carga não linear e rede com alta impedância de linha.....	89
Figura 6.31 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).	91
Figura 6.32 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).....	91
Figura 6.33 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).	92
Figura 6.34 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	92
Figura 6.35 - Esquemático do circuito no qual os tipos de carga variavam durante a simulação.	96
Figura 6.36 - Tensões e correntes da carga 1.....	98
Figura 6.37 - Tensões e correntes da carga 2.....	98
Figura 6.38 - Tensões e correntes da carga 3.....	99
Figura 6.39 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), durante a mudança da carga 1 para a carga 2 (em tempo = 1,5s).	101
Figura 6.40 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), durante a mudança da carga 2 para a carga 3 (em tempo = 3,0s).	102
Figura 6.41 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), ao final do transitório de mudança da carga 2 para a carga 3.....	102
Figura 6.42 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.....	103
Figura 6.43 - Tensões e correntes do nó 632.....	104
Figura 6.44 - Tensões e correntes do nó 671.....	104
Figura 6.45 - Tensões e correntes do nó 632 quando os compensadores estavam operando no nó 680.....	106

Figura 6.46 - Tensões e correntes do nó 671 quando os compensadores estavam operando no nó 680.....	106
Figura 6.47 - Tensões e correntes do nó 632 quando os compensadores estavam conectados ao nó 633.....	107
Figura 6.48 - Tensões e correntes do nó 671 quando os compensadores estavam conectados ao nó 633.....	107
Figura 6.49 - Correntes dos nós 632 (acima) e 671 (abaixo) durante o funcionamento dos compensadores.....	109
Figura 6.50 - Correntes dos nós 632 (acima) e 671 (abaixo) durante com os compensadores em funcionamento.....	111
Figura 6.51 - Tensões (acima) e correntes (abaixo) do nó 632 na rede com carga não linear sem compensador.....	112
Figura 6.52 - Tensões e correntes do nó 632 após a compensação.....	113
Figura 6.53 - Correntes do nó 671 após a compensação.....	113

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Descrição do princípio de funcionamento e da estratégia de controle dos filtros híbridos nas figuras 2.5, 2.6 e 2.7.....	12
Tabela 2.2 - Estratégia de determinação do ganho K_V em função da DHT de tensão.....	15
Tabela 2.3 - Estratégia de determinação do ganho K_V de cada filtro em função da corrente a ser compensada por cada um.....	15
Tabela 5.1 - Descrição das cargas.....	54
Tabela 5.2 - Valores de potência ativa, fator de potência e dos componentes por fase das configurações de carga para simulação de variação de cargas.....	56
Tabela 5.3 - Matrizes de impedância de linha R+jX e de capacitâncias e os nós que elas conectam.....	58
Tabela 5.4 - Distâncias entre os nós.....	59
Tabela 5.5 - Cargas lineares do sistema com cargas distribuídas.....	59
Tabela 6.1 – Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC antes e depois de aplicar o CCT: carga RL balanceada e rede com baixa impedância de linha.....	63
Tabela 6.2 - Valores eficazes das correntes no PAC, SVC e carga antes e depois da compensação.....	64
Tabela 6.3 - Valores de projeto dos compensadores, SVC e filtros passivos.....	65
Tabela 6.4 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo: carga RL desbalanceada e rede com baixa impedância de linha.....	66
Tabela 6.5 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	67
Tabela 6.6 - Valores de projeto do CCT e do filtro passivo.....	70
Tabela 6.7 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o CCT e após aplicar o filtro passivo e o filtro ativo: carga RL balanceada mais carga não linear e rede com baixa impedância de linha.....	70
Tabela 6.8 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	71
Tabela 6.9 - Valores de projeto do CCT e do filtro passivo.....	74

Tabela 6.10 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação e após aplicar os compensadores: carga RL desbalanceada mais carga não linear (rede com baixa impedância de linha).....	75
Tabela 6.11 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	76
Tabela 6.12 – Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC antes e depois de aplicar o CCT: carga RL balanceada e rede com alta impedância de linha.....	78
Tabela 6.13 - Valores eficazes das correntes no PAC, SVC e carga, antes e depois da compensação.	79
Tabela 6.14 - Valores de projeto dos compensadores, SVC e filtros passivos.	81
Tabela 6.15 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo: carga RL desbalanceada e rede com baixa impedância de linha.	82
Tabela 6.16 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	82
Tabela 6.17 - Valores de projeto do CCT e do filtro passivo.	85
Tabela 6.18 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação e após aplicar os compensadores: carga RL balanceada mais carga não linear (rede com alta impedância de linha).	85
Tabela 6.19 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	86
Tabela 6.20 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo..	89
Tabela 6.21 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação e após aplicar os compensadores: carga RL desbalanceada mais carga não linear e rede com alta impedância de linha.....	90
Tabela 6.22 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	90
Tabela 6.23 – Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para os circuitos com carga não linear e rede com baixa impedância de linha.	93
Tabela 6.24 – Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para os circuitos com carga não linear e rede com alta impedância de linha.....	94
Tabela 6.25 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo nos casos com carga não linear e rede com baixa impedância de linha.....	95
Tabela 6.26 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo nos casos com carga não linear e rede com alta impedância de linha.....	95
Tabela 6.27 - Potências e fatores calculados para as cargas 1, 2 e 3.	97
Tabela 6.28 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC.....	97

Tabela 6.29 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para as cargas 2 e 3.	99
Tabela 6.30 - Potências e fatores calculados para as cargas 1, 2 e 3.	100
Tabela 6.31 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e <i>DHT</i> das tensões no PAC para as três situações de carga simuladas.	101
Tabela 6.32 - Potências e fatores do nó 632.	104
Tabela 6.33 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para o nó 632.	105
Tabela 6.34 - Potências e fatores calculados para as cargas 1, 2 e 3.	105
Tabela 6.35 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para o nó 632.	108
Tabela 6.36 - Valores eficazes das correntes dos filtros passivos instalados nos nós 680 e 633.	109
Tabela 6.37 - Valores do projeto dos SVCs com capacidades diferentes e dos filtros passivos.	110
Tabela 6.38 - Valores eficazes das correntes dos filtros passivos instalados nos nós 680 e 633.	110
Tabela 6.39 - Potências e fatores do nó 632.	111
Tabela 6.40 - Valores de projeto dos SVCs e do filtros passivos considerando 50% da demanda de compensação do nó 632.	112
Tabela 6.41 - Valores eficazes das correntes dos filtros passivos instalados nos nós 675 e 633.	113

Lista de Siglas

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Contínua

CCT – Capacitor Chaveado por Tiristor

DHT – Distorção Harmônica Total

DSTATCOM – *Distribution Static Synchronous Compensator* (Compensador Estático Síncrono para Distribuição)

FD – Fator de Deslocamento

FFT – *Fast Fourier Transform* (Transformada Rápida de Fourier)

FP – Fator de Potência

HVC - *Hybrid VAr Compensator* (Compensador Híbrido de Reativos)

PAC – Ponto de Acoplamento Comum

PCS – Processador de Componentes de Sequência

PI – Proporcional-Integral

PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura de Pulso)

QEE – Qualidade de Energia Elétrica

RCT – Reator Controlado por Tiristor

RMS – *Root Mean Square* (Valor eficaz)

STATCOM - *Static Synchronous Compensator* (Compensador Estático Síncrono)

SVC – *Static VAr Compensator* (Compensador Estático de Reativos)

TPC – Teoria de Potência Conservativa

UCC – Unidade Central de Controle

UCP – Unidade de Compartilhamento de Potência

Lista de Símbolos

A – potência aparente

$\alpha_{ab}, \alpha_{bc}, \alpha_{ca}$ – ângulos de disparo dos tiristores dos RCTs

B – reatividade

B_{ab}, B_{bc}, B_{ca} – reatividades equivalentes do SVC vistas pela rede

$B_{ab}^{\alpha}, B_{bc}^{\alpha}, B_{ca}^{\alpha}$ – reatividades dos RCTs resultantes do chaveamento dos reatores em um determinado ângulo de disparo

B^b – reatividade equivalente da carga

B_{CCT} – reatividade do CCT

B_n – reatividade na n-ésima fase do sistema polifásico

B_{RCT} – reatividade do RCT

C_{CCT} – capacitância do CCT

C_{filtro} – capacitância do filtro passivo

C_n – capacitância na n-ésima fase do sistema polifásico

D – potência residual

DHT^* – valor de referência de distorção harmônica total

$DHTV_a, DHTV_b, DHTV_c$ – distorção harmônica total das tensões do ponto de acoplamento comum de um sistema trifásico de fases a, b, c

E – tensão fundamental

FQ – fator de qualidade

ϕ – ângulo de defasagem entre tensão e corrente

G – condutância harmônica

G^b – condutância equivalente da carga

G_n – condutância na n-ésima fase do sistema polifásico

H – Potência harmônica

h – ordem harmônica

I – valor eficaz da corrente

I – valor eficaz coletivo da corrente

I_a – valor eficaz da corrente ativa

I_a – valor eficaz coletivo da corrente ativa

\underline{i} – vetor que contém as correntes em cada fase de um sistema polifásico

\underline{i}_a – vetor que contém as correntes ativas em cada fase de um sistema polifásico

i_{an} – corrente ativa da n-ésima fase

i_α, i_β – correntes resultantes da transformada de Clarke

I_{C1}, I_{C2} – valor eficaz das correntes a serem compensadas enviadas pelos filtros 1 e 2, respectivamente

I_{Ca}, I_{Cb}, I_{Cc} – valores eficazes das correntes da carga em um sistema trifásico de fases a, b, c

$i_{Ca}^*, i_{Cb}^*, i_{Cc}^*$ – correntes a serem compensadas em cada fase de um sistema trifásico a, b, c

i_d^*, i_q^* – correntes proporcionais às tensões v_d, v_q

I_d – valor eficaz da corrente residual

I_d – valor eficaz coletivo da corrente residual

\underline{i}_d – vetor que contém as correntes residuais em cada fase de um sistema polifásico

i_{dn} – corrente residual da n-ésima fase

$I_{FAPa}, I_{FAPb}, I_{FAPc}$ – valores eficazes das correntes no filtro ativo conectado a um sistema trifásico de fases a, b, c

i_{filtro} – corrente a ser fornecida pelo filtro ativo

$I_{FPA}, I_{FPb}, I_{FPC}$ – valores eficazes das correntes no filtro passivo conectado a um sistema trifásico de fases a, b, c

\underline{i}_{na} – vetor que contém as correntes não ativas em cada fase de um sistema polifásico

$I_{PACa}, I_{PACb}, I_{PACc}$ – valores eficazes das correntes no ponto de acoplamento comum de um sistema trifásico de fases a, b, c

\underline{i}_r – vetor que contém as correntes reativas em cada fase de um sistema polifásico

i_{rn} – corrente reativa da n -ésima fase de um sistema polifásico

I_r – valor eficaz da corrente ativa

I_r – valor eficaz coletivo da corrente ativa

i_{SVCn} – corrente que circula pelo SVC na n -ésima fase de um sistema polifásico

$I_{SVCa}, I_{SVCb}, I_{SVCc}$ – valores eficazes das correntes no ponto de acoplamento comum de um sistema trifásico de fases a, b, c

I_{SVCn} – valor eficaz da corrente que circula pelo SVC na n -ésima fase de um sistema polifásico

\underline{i}_a^b – vetor que contém as correntes ativas balanceadas em cada fase de um sistema polifásico

I_a^b – valor eficaz coletivo da corrente ativa balanceada

i_{rn}^b – corrente reativa balanceada da n -ésima fase de um sistema polifásico

\underline{i}_r^b – vetor que contém as correntes reativas balanceadas em cada fase de um sistema polifásico

I_r^b – valor eficaz da corrente reativa balanceada

I_r^b – valor eficaz coletivo da corrente reativa balanceada

\underline{i}^u – vetor que contém as correntes de desbalanço em cada fase de um sistema polifásico

I^u – valor eficaz coletivo da corrente de desbalanço

\underline{i}_a^u – vetor que contém as correntes ativas de desbalanço em cada fase de um sistema polifásico

I_a^u – valor eficaz coletivo da corrente ativa de desbalanço

\underline{i}_r^u – vetor que contém as correntes reativas de desbalanço em cada fase de um sistema polifásico

I_a^u – valor eficaz coletivo da corrente reativa de desbalanço

K^- – fator de desequilíbrio de sequência negativa

K^0 – fator de desequilíbrio de sequência zero

K_V – ganho proporcional de tensão

K_{V1}, K_{V2} – ganhos proporcionais de tensão de tensão dos filtros 1 e 2, respectivamente

L_h – indutor sintonizado na frequência de ordem harmônica h

λ – fator de potência

λ_D – fator de não linearidade

λ_D^{lim} – valor limite para o fator de não linearidade

λ_Q – fator de reatividade

λ_Q^{lim} – valor limite para o fator de reatividade

λ_U – fator de assimetria

λ_U^{lim} – valor limite para o fator de assimetria

$p(t)$ – potência ativa instantânea

P – Potência ativa

P_n – Potência ativa na n -ésima fase de um sistema polifásico

\tilde{p} – potência ativa oscilatória

\tilde{p}_{RMS} – valor eficaz da potência ativa oscilatória

\bar{p} – valor médio da potência ativa instantânea

Q – Potência reativa

Q_{CCT} – Potência reativa consumida pelo CCT

Q_n – Potência reativa na n -ésima fase de um sistema polifásico

\tilde{q} – potência reativa oscilatória

\tilde{q}_{RMS} – valor eficaz da potência reativa oscilatória

R_h – resistor correspondente ao fator de qualidade

S – Potência aparente

t – tempo

T – período

U – potência de desbalanço

U_a – parcela ativa da potência de desbalanço

U_r – parcela reativa da potência de desbalanço

V – valor eficaz da tensão

\mathbf{V} – valor eficaz coletivo da tensão

\hat{V} – valor eficaz da integral imparcial da tensão

\underline{v} – vetor que contém as tensões em cada fase de um sistema polifásico

$\hat{\underline{v}}$ – vetor de integrais imparciais das tensões em um sistema polifásico

v_α, v_β – tensões resultantes da transformada de Clarke

v_a, v_b, v_c – tensões em cada fase de um sistema trifásico a, b, c

v_d, v_q – tensões resultantes da transformada de Park aplicada a tensões de um sistema trifásico

V_L – valor eficaz da tensão de linha

V_n – valor eficaz da tensão na n -ésima fase de um sistema polifásico

ω – frequência angular fundamental

W – energia reativa

W^c – energia reativa total absorvida pelos compensadores

W_{CCT} – Energia reativa que circula pelo CCT

$w(t)$ – energia reativa instantânea

\bar{w} – valor médio da energia reativa instantânea

W_n – energia reativa na n -ésima fase de um sistema polifásico

X – valor eficaz de um sinal $x(t)$

\mathbf{X} – valor eficaz coletivo de um sinal $x(t)$

$x(t)$ – sinal periódico em função do tempo

$\hat{x}(t)$ – integral imparcial de $x(t)$

$x_f(t)$ – integral de $x(t)$ em um período T

\bar{x} – valor médio de um sinal $x(t)$ em um período T

\underline{x} – vetor que contém os valores de um sinal $x(t)$ em cada fase de um sistema polifásico

$\|x\|$ – norma euclidiana de um sinal $x(t)$

$\|\underline{x}\|$ – norma euclidiana de um vetor \underline{x}

\dot{X}^+ – valor eficaz de um sinal $x(t)$ de sequência positiva

\dot{X}^- – valor eficaz de um sinal $x(t)$ de sequência negativa

\dot{X}^0 – valor eficaz de um sinal $x(t)$ de sequência zero

X_1 – valor eficaz de um sinal $x(t)$ que oscila na frequência fundamental

X_C – reatância de um capacitor

X_{CCT} – reatância do CCT

X_k – valor eficaz de um sinal $x(t)$ que oscila na frequência harmônica k

X_L – reatância de um indutor

x_n – valor de um sinal $x(t)$ na fase n

X_n – valor eficaz de um sinal $x(t)$ na fase n

X_{RCT} – reatância do RCT

$y(t)$ – sinal periódico em função do tempo

\underline{y} – vetor que contém os valores de um sinal $y(t)$ em cada fase de um sistema polifásico

1. Introdução

O sistema elétrico tradicional, baseado no fornecimento de energia proveniente de grandes centrais elétricas e que trata as grandezas elétricas como senoidais e oscilando na frequência fundamental, tem sido rediscutido nos últimos anos sob diversos aspectos, tais como:

- Disponibilidade de energia das fontes primárias;
- Questões econômicas e ambientais;
- Sustentabilidade e implantação de energias renováveis;
- Impacto das cargas não lineares e/ou desbalanceadas;
- Necessidade de nova regulamentação.

No sentido dessas discussões, novas fontes de energia começam a ser propostas e conectadas ao sistema, tornando a geração de energia distribuída ao longo da rede, de maneira que um grupo dessas fontes pode ser completamente responsável pelo fornecimento de energia para uma região, caracterizando a chamada microrrede (do inglês *microgrid*) [1], ou então complementar a demanda atendida pela geração convencional.

Já a área de compensação ou condicionamento da energia elétrica, a qual segue ainda nos dias de hoje estratégias, fundamentos e objetivos bastante tradicionais, também tem sido influenciada por tais discussões. Afinal, a implantação da geração distribuída impõe novos desafios à manutenção da qualidade da energia elétrica (QEE) e, além disso, as próprias tecnologias tradicionais de condicionadores de energia têm se mostrado cada vez menos eficientes quando operando em sistemas elétricos com tensões e correntes distorcidas. Tais desafios e problemas têm motivado a proposta de novas abordagens na compensação dos distúrbios de QEE, visando principalmente a distribuição e até mesmo, a cooperação dos compensadores.

Finalmente, todas as discussões envolvendo geração e condicionamento da energia elétrica contribuem para a caracterização de um novo cenário no setor elétrico, o qual está sendo

denominado de rede inteligente (do inglês *smartgrid*) [2] [3] [4], na qual geração, controle, consumo e tarifação de energia elétrica operam de forma integrada e inteligente.

Com o objetivo de contribuir com as discussões na área de condicionamento de energia, este trabalho apresenta uma proposta de projeto e controle cooperativo de condicionadores de energia.

Assim, no capítulo 2 é realizada uma revisão dos principais conceitos relacionados à compensação de distúrbios de QEE, tais como os indicadores de desempenho e as tecnologias de compensação comumente utilizadas. Além disso, são abordados conceitos recentes como a distribuição e a cooperação dos compensadores e propostas relacionadas.

O capítulo 3 apresenta o embasamento matemático utilizado para desenvolver a metodologia proposta neste trabalho. Trata-se da chamada teoria de potência conservativa (TPC) [5], uma recente modelagem matemática dos circuitos elétricos a qual oferece decomposições da corrente e da potência que possibilitam definir qual é a demanda da compensação e quais tecnologias podem ser aplicadas.

A metodologia de projeto e controle proposta é descrita no capítulo 4, para compensadores estáticos de reativos, filtros passivos e filtros ativos, visando a aplicação destes compensadores em um dado ponto de acoplamento comum (PAC).

O capítulo 5 descreve os sistemas simulados para testar a metodologia proposta. Neste caso, duas redes de fornecimento foram utilizadas, uma com alta impedância de linha e outra com baixa impedância de linha, além de cargas lineares e não lineares. Embora seja um passo além dos objetivos deste trabalho, uma rede com cargas distribuídas também foi simulada, de maneira a analisar o comportamento dos compensadores projetados, quando estivessem distribuídos em pontos distintos na rede, a fim de iniciar as discussões sobre possíveis critérios de projeto e controle distribuído dos compensadores.

Os resultados das simulações são apresentados no capítulo 6, e ilustram como os distúrbios de QEE de um único ponto da rede podem ser divididos entre os compensadores instalados naquele ponto. As simulações da rede com cargas distribuídas levaram a diversos questionamentos, como por exemplo a alocação dos compensadores, a propagação dos distúrbios de QEE pela rede, a influência da compensação em cada ponto da rede, entre outros.

O capítulo 7 encerra o trabalho com as conclusões e propostas de trabalhos futuros.

2. Revisão Bibliográfica

Este capítulo apresenta conceitos tradicionais relacionados à área de compensação de distúrbios de QEE e as principais tendências encontradas na literatura.

2.1. Principais tipos de sistemas de compensação

A compensação ou condicionamento da energia elétrica, em regime permanente, aborda fundamentalmente três distúrbios de QEE [3]:

- Compensação de reativos: trata da eliminação da defasagem entre tensão e corrente em uma determinada frequência. É feita utilizando-se elementos armazenadores de energia (capacitores), mesmo em condições não senoidais.
- Compensação de harmônicos: mitigação das componentes harmônicas presentes na tensão e/ou na corrente, podendo ser feita através de componentes passivos e ativos.
- Compensação de desbalanço: aplicável a circuitos polifásicos, trata da diminuição do distúrbio causado por diferenças nos valores das cargas instaladas em cada fase do sistema. Em condições senoidais, pode ser feita utilizando-se elementos passivos, porém em condições não senoidais é necessário utilizar também elementos ativos ou chaveados.

Usualmente, estes distúrbios de QEE estão relacionados a indicadores tradicionais de QEE [3] [4], tais como:

Fator de deslocamento:
$$FD = \cos(\phi) \quad (2-1)$$

na qual ϕ é o ângulo de defasagem entre a tensão e a corrente.

Fator de potência:
$$FP = \frac{P}{S} = \frac{P}{VI} \quad (2-2)$$

na qual:

P : potência ativa, aquela que, tradicionalmente, é responsável por transferir energia útil à carga;

S : potência aparente;

V e I : valores eficazes de tensão e corrente da rede.

Distorção harmônica total:
$$DHT = \sqrt{\frac{\sum_{k>1}^{50} X_k^2}{X_1^2}} \quad (2-3)$$

na qual X_k é o valor eficaz da tensão ou corrente oscilando na frequência harmônica k , com k limitado a 50; e X_1 é o valor eficaz da tensão ou corrente na frequência fundamental.

Fatores de desequilíbrio de sequência negativa e sequência zero:

$$K^- = \frac{\dot{X}^-}{\dot{X}^+} \quad K^0 = \frac{\dot{X}^0}{\dot{X}^+} \quad (2-4)$$

nas quais \dot{X}^+ , \dot{X}^- e \dot{X}^0 são os valores eficazes de tensão ou corrente de sequência positiva, negativa e zero, respectivamente.

Tais indicadores são classificados como índices de QEE no PAC entre a carga e a fonte de energia e descrevem o desempenho da rede [3] [4], sendo usados como variáveis de controle e parâmetros de projeto em algumas propostas de sistemas de compensação. Seus valores de referência, os quais podem ser encontrados em normas e recomendações, podem ser os objetivos de projeto dos sistemas de compensação.

Com relação ao controle dos sistemas de compensação, a referência [3] apresenta a seguinte classificação:

- Compensação estacionária: basicamente utiliza apenas elementos passivos com valores fixos para compensar reativos e harmônicos. As variáveis utilizadas no projeto são valores médios das potências. O fato de não haver possibilidade de ajustes nos valores pode ocasionar problemas quando ocorrem mudanças em parâmetros da rede (adição de cargas, variações na tensão etc);
- Compensação quase-estacionária: utiliza elementos passivos em conjunto com dispositivos chaveados, permitindo certa regulação da capacidade de compensação de acordo com a demanda da rede. Porém, tal regulação é relativamente lenta, podendo ser feita no máximo uma vez a cada ciclo, fazendo com que o chaveamento dos compensadores os tornem geradores de distorção harmônica;
- Compensação dinâmica: são utilizados componentes ativos para controlar a forma de onda instantânea da corrente, e para isso utiliza variáveis atualizadas em tempo real, podendo

atuar com uma velocidade bem maior do que os compensadores estacionários e quase-estacionários.

A seguir são apresentadas as principais tecnologias utilizadas nos sistemas de compensação tradicional.

2.1.1. Filtros Passivos

De acordo com a classificação dos compensadores, apresentada em [3], os filtros passivos são compensadores estacionários. Além disso, eles oferecem uma solução barata e padronizada para compensação de harmônicos [3], [6], [7]. São compostos por um capacitor em série com um indutor, e são conectados em paralelo com uma carga geradora de harmônicos.

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

Na prática também é utilizado um fator de qualidade [3], através do qual um resistor é adicionado ao filtro, de maneira que o filtro não seja um curto circuito ideal e na verdade possua uma impedância equivalente ao valor daquele resistor. Quanto maior o valor do fator de qualidade, menor é o valor do resistor e conseqüentemente mais restrito à frequência sintonizada fica o filtro.

Em geral são instalados vários filtros passivos em paralelo numa rede, cada um sintonizado em uma das frequências harmônicas dominantes, e quanto maior for a seletividade do filtro, menor será a interferência na compensação um do outro. Também vale a pena mencionar que tais filtros em geral são ligados em delta com a rede. Um filtro passa-altas também é instalado para tratar as harmônicas de ordem superior [3].

A seguir são descritos alguns problemas em se instalar filtros passivos [3]:

- Ressonância com a rede: pode causar problemas com a tensão nos filtros, devido ao fato de a impedância do filtro associada com a impedância da linha tornar-se bastante grande vista da carga.
- O filtro pode receber correntes de outras cargas conectadas àquele ponto, exigindo, portanto, sobre-dimensionamento.
- Interações entre filtros passivos distintos: pode causar sobrecarga de um deles.
- Quando a tensão fornecida no PAC está distorcida, pode ocorrer ressonância entre a impedância de linha e a impedância do filtro, aumentando a corrente que circula por ele. Para

amenizar isso, pode-se reduzir o fator de qualidade ou então projetar o filtro com uma frequência de ressonância ligeiramente menor que a calculada teoricamente.

- Quando as mesmas frequências harmônicas estão sendo geradas pela tensão distorcida e pela carga que distorce a corrente, ocorrem perdas adicionais no sistema.

Em resumo, os cuidados que devem ser tomados durante o projeto de um filtro passivo são: a sua localização, a configuração e a topologia da rede aonde ele será instalado, além de identificar possíveis ressonâncias e cargas externas que podem gerar harmônicos compensáveis pelo filtro.

2.1.2. Bancos de Capacitores

Esta é uma solução bastante utilizada para compensação de reativos na frequência fundamental, porém produz problemas semelhantes aos filtros passivos (ressonâncias e sobretensões), não sendo recomendados na prática em redes com tensões e correntes não senoidais [8] [9].

2.1.3. Compensadores Estáticos de Reativos

Os compensadores estáticos de reativos (do inglês *Static Var Compensator*, ou SVC) [6], [7], [10] correspondem aos compensadores quase-estacionários, e possuem uma flexibilidade maior que os compensadores estáticos, pois a impedância dos seus elementos armazenadores de energia que é vista pela rede pode variar com o tempo. Os dois tipos mais comuns de SVCs são os capacitores chaveados por tiristor e os reatores controlados por tiristor, os quais são descritos a seguir:

- Capacitores chaveados por tiristor (CCT):

A configuração básica dos CCTs é mostrada na figura 2.1, sendo composta por um banco de capacitores, cada um com uma dupla de tiristores ligados como chave bi-direcional.

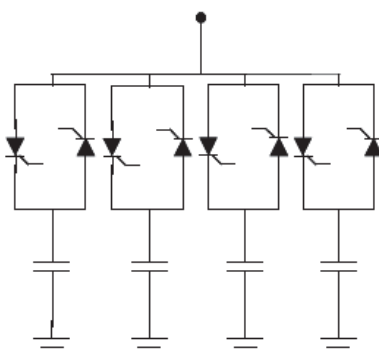


Figura 2.1 - Esquemático representando um CCT.

O funcionamento do CCT baseia-se no chaveamento dos tiristores de forma a aumentar ou diminuir o valor da capacitância equivalente, fornecendo reativos à rede conforme as variações de tensão e carga. Este chaveamento considera o período do sinal da rede e pode ser feito duas vezes por período, o que torna a resposta às variações relativamente lenta.

Quando o CCT está operando em uma rede com tensão distorcida, deve-se tomar cuidado com ressonâncias, as quais resultam em um aumento da corrente que circula nos capacitores. Além disso, a sobrecarga de tensão causada pelos harmônicos pode levar à redução da vida útil dos capacitores.

- Reatores Controlados por Tiristor (RCT):

Já os RCTs são constituídos por dois tiristores em anti-paralelo e um indutor, como mostra a figura 2.2. O seu funcionamento é baseado na variação do ângulo de disparo dos tiristores dentro da faixa de 90° a 180° , na qual a corrente indutiva fundamental é reduzida à medida que o ângulo de disparo aumenta.

Devido ao chaveamento dos tiristores, o RCT produz distorção harmônica na corrente. Por isso, em geral os RCTs são conectados em delta na rede, para diminuir a propagação da distorção harmônica; é também usado um filtro passa baixa [3].

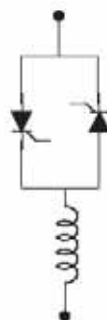


Figura 2.2 - Esquemático representando um RCT.

2.1.4. Filtros ativos de potência

Com o avanço da eletrônica nas últimas décadas, a compensação utilizando elementos ativos tem sido cada vez mais viável, além de ter seu custo reduzido. Este tipo de compensação visa fundamentalmente corrigir distúrbios de tensão e corrente utilizando eletrônica de potência [11]. Um filtro ativo é composto basicamente por um conversor CA-CC-CA, como mostra o diagrama de blocos da figura 2.3.

De acordo com o diagrama, as tensões e correntes da rede entram nos algoritmos de geração de sinal de referência e no controlador.

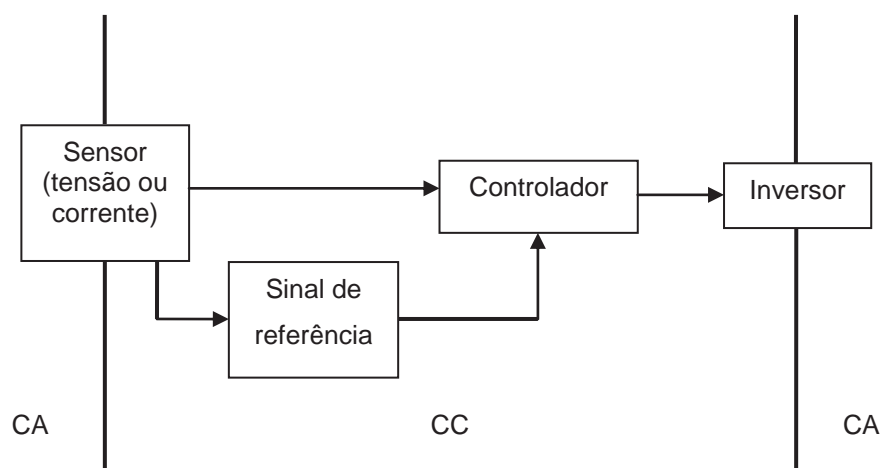


Figura 2.3 – Diagrama de blocos de um filtro ativo.

A geração da corrente de referência do controle pode ser feita utilizando-se métodos numéricos no domínio da frequência ou no domínio do tempo. No domínio da frequência o método que poderia ser utilizado é a transformada rápida de Fourier (do inglês *fast Fourier transform*, ou FFT), do qual resulta a separação do sinal de corrente em parcelas com as frequências harmônicas e a fundamental. No entanto, este método necessita de um considerável processamento computacional, tornando a resposta do compensador mais lenta. Já o domínio do tempo oferece opções que exigem um menor processamento de dados, como a teoria da potência reativa instantânea (mais conhecida como teoria p-q) [12] [13], ou os métodos de síntese de carga resistiva [14] ou síntese de corrente senoidal [15].

O controle do filtro possui duas malhas:

- Controle da tensão no elo CC: um capacitor é conectado ao inversor do filtro, e a tensão sobre ele deve ser mantida constante para possibilitar o fornecimento das correntes de compensação. O uso de um capacitor garante um fluxo de energia nulo entre filtro e rede;
- Controle de corrente: responsável por gerar o sinal de controle para o inversor.

Técnicas de controle clássico são utilizadas para projetar os controladores das malhas de tensão do elo CC e da corrente, mas também outras técnicas têm sido propostas, como controle adaptativo, controle repetitivo, controle *dead beat*, entre outras [3] [4]. Vale a pena ressaltar ainda que o controlador é implementado digitalmente, logo a taxa de amostragem deve ser suficiente para compensar a componente harmônica de ordem superior.

Existem duas topologias principais para os filtros ativos: paralelo e série. O filtro conectado em paralelo com a carga tem como objetivo compensar distúrbios relacionados à corrente, tais como, distorção harmônica e desequilíbrio, fornecendo à carga as correntes que ela demanda. O filtro

conectado em série com a carga atua na redução de harmônicos e na regulação da tensão no ponto ao qual está conectado. A figura 2.4 ilustra essas duas topologias

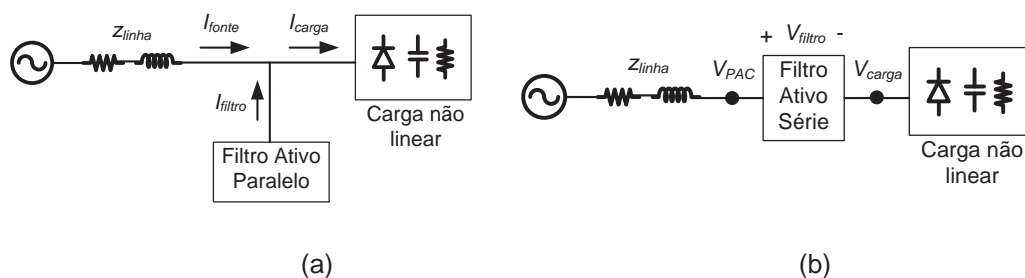


Figura 2.4 - Topologias dos filtros ativos. (a) filtro ativo em paralelo com a rede; (b) filtro ativo em série com a rede.

É possível também utilizar o filtro ativo ligado em série em conjunto com o filtro ativo ligado em paralelo, no mesmo ponto da rede, resultando em um condicionador unificado de QEE [16] [17], porém o elevado custo e o aumento da complexidade no controle desencorajam essa prática [3].

Vale mencionar também que o sistema no qual o filtro ativo está operando (monofásico, trifásico com três ou quatro fios) influencia na estratégia de controle do filtro.

2.1.5. Compensadores Híbridos

Como foi descrito até agora, os filtros passivos têm se apresentado como uma alternativa para absorver correntes harmônicas de cargas não lineares, devido ao seu baixo custo e eficiência. Entretanto, tal tecnologia apresenta algumas desvantagens como, por exemplo, a dependência da impedância do sistema, a susceptibilidade a entrar em ressonância com a carga ou a fonte e, a dificuldade de se realizar adaptações após a sua instalação.

Já os filtros ativos apresentam uma flexibilidade maior do que os filtros passivos e boa compensação de distorções harmônicas de tensão e corrente, porém a desvantagem está no preço de sua instalação e uma maior complexidade no projeto e na operação, se comparados aos compensadores passivos.

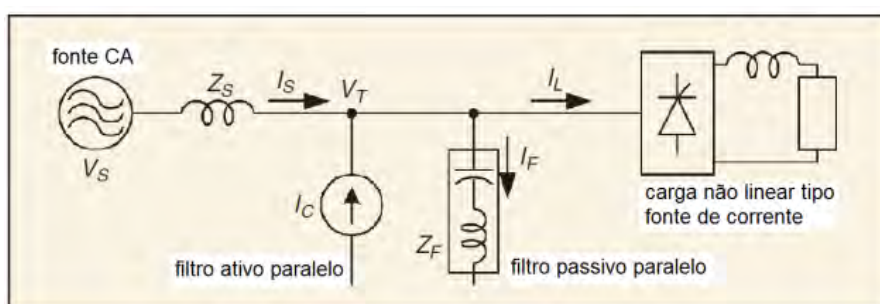
Dessa forma, tem-se recorrido à utilização de filtros híbridos, que são associações de filtros ativos com filtros passivos, de forma a obter uma solução eficiente e com custo reduzido.

Nesta associação, os compensadores passivos ficam responsáveis pela compensação de reativos e de boa parte dos harmônicos de ordem mais baixa, enquanto o filtro ativo realiza a compensação restante de harmônicos e pode inclusive contribuir para eliminar alguns problemas gerados pelos filtros passivos. Sendo assim, a maior porção de potência a ser compensada fica sob a responsabilidade dos compensadores passivos, possibilitando o emprego de um filtro ativo de

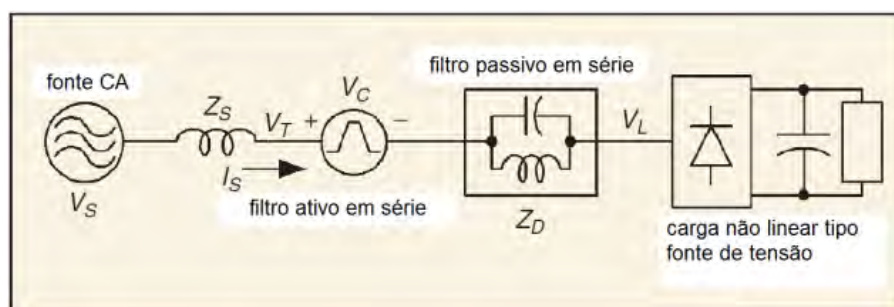
menor potência e reduzindo o custo geral da solução quando comparada à instalação de um filtro ativo apenas.

As associações de filtros híbridos com o circuito podem ser do tipo série ou paralelo. O primeiro é mais eficiente para compensar distorções harmônicas causadas por cargas tipo fonte de tensão, e o segundo é mais eficiente para quando a carga é tipo fonte de corrente. Pode-se observar que há uma relação de dualidade entre as associações de filtros e as cargas não lineares.

Tal dualidade pode ser exemplificada através de algumas configurações de sistemas com filtros híbridos associados em série ou paralelo, como mostram as figuras de 2.5 a 2.7, reproduzidas de [18].

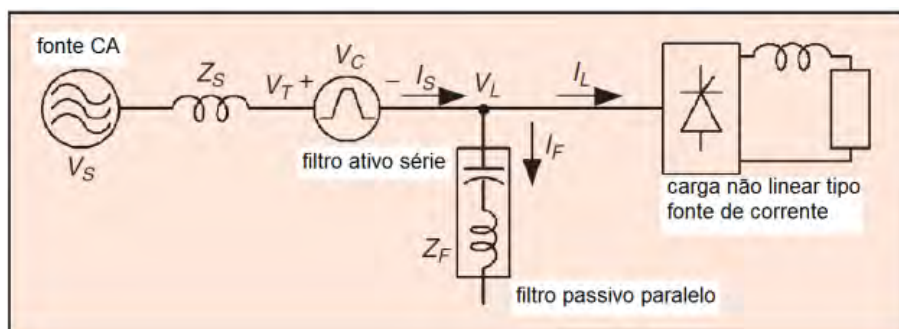


(a)

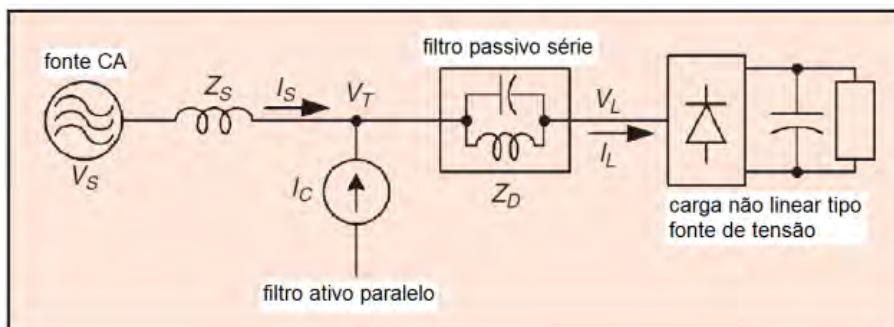


(b)

Figura 2.5 - (a) Filtros ativo e passivo em paralelo para cargas tipo fonte de corrente. (b) Filtros ativo e passivo em série para cargas tipo fonte de tensão. FONTE: [18]

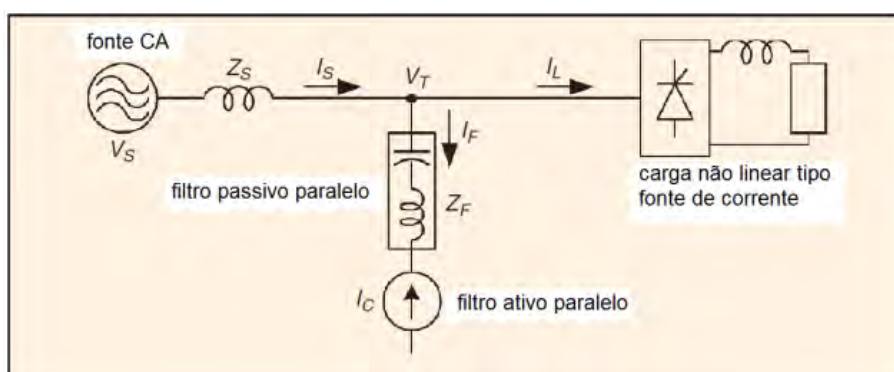


(a)

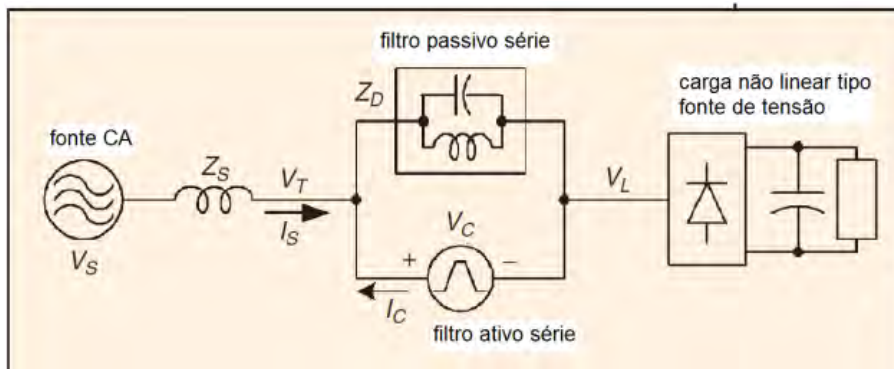


(b)

Figura 2.6 - (a) Filtro ativo em série e filtro passivo em paralelo para cargas tipo fonte de corrente. (b) Filtro ativo em paralelo e filtro passivo em série para cargas tipo fonte de tensão. FONTE: [18]



(a)



(b)

Figura 2.7 - (a) Filtros ativo e passivo em série entre si para cargas tipo fonte de corrente. (b) Filtros ativo e passivo em paralelo entre si para cargas tipo fonte de tensão. FONTE: [18]

A tabela 2.1 descreve o princípio de funcionamento de cada circuito apresentado nas figuras 2.5, 2.6 e 2.7. Detalhes adicionais, vantagens e desvantagens de cada estrutura podem ser encontradas em [18].

Tabela 2.1 - Descrição do princípio de funcionamento e da estratégia de controle dos filtros híbridos nas figuras 2.5, 2.6 e 2.7.

Figura	Princípio de funcionamento
2.5(a)	Compensação de componentes harmônicas na corrente: filtro ativo fica responsável pelas harmônicas de ordem maior e o passivo pelas harmônicas de ordem menor
2.5(b)	Compensação de componentes harmônicas na tensão: filtro ativo fica responsável pelas harmônicas de ordem maior e o passivo pelas harmônicas de ordem menor
2.6(a)	Filtro ativo: condiciona a tensão, impedindo a propagação das componentes harmônicas causadas pela carga. Filtro passivo: compensação das componentes harmônicas de ordem baixa da corrente
2.6(b)	Filtro ativo: compensação das componentes harmônicas da corrente Filtro passivo: impede que as harmônicas causadas pela carga na tensão se propaguem
2.7(a)	Filtro ativo: complementa a compensação do filtro passivo e atenua ressonâncias Filtro passivo: compensação de harmônicas da corrente
2.7(b)	Filtro ativo: complementa a compensação do filtro passivo e atenua ressonâncias Filtro passivo: compensação de harmônicas da tensão

2.2. Tendências na área de compensação de distúrbios

As tendências na área de compensação têm incentivado uma nova terminologia associada às estratégias de compensação, considerando a localização e os objetivos dos compensadores na rede. Os tópicos a seguir descrevem as principais denominações que aparecem nas propostas mais recentes de estratégias de compensação: [3] [4].

- Compensação local: denominação atribuída ao sistema de compensação tradicional, de acordo com o que foi descrito na seção 2.1. Os indicadores são avaliados no mesmo ponto da rede onde está instalado o compensador.
- Compensação não local: os indicadores neste caso são avaliados em um ponto da rede, porém a compensação é feita em outro ponto da rede.
- Compensação distribuída: tal conceito vem de encontro com as novas tendências no sistema elétrico. Nessa concepção diversos compensadores conectados em diversos pontos da rede são requisitados para alcançar um objetivo em um ponto dessa rede. Convém ressaltar que os compensadores são em maioria projetados e controlados de forma independente, e sendo assim, para se obter uma compensação otimizada, é interessante considerar no projeto deste tipo de compensação, a distância física dos compensadores em relação ao ponto onde serão

avaliados os indicadores, bem como as possíveis interações prejudiciais entre os compensadores envolvidos.

- **Compensação cooperativa:** de acordo com essa denominação, compensadores já instalados e novos compensadores (quando são necessários) trabalham em conjunto para atingir um objetivo, estejam conectados a um único ponto da rede ou então distribuídos em vários pontos da rede. A cooperação entre os compensadores leva à otimização da compensação, já que a demanda de compensação é dividida entre os compensadores de acordo com uma estratégia otimizada, a qual aproveita a capacidade dos compensadores já instalados, e leva em consideração as interações prejudiciais que podem aparecer entre os vários tipos de compensadores. Dessa forma, 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 certa rede, enquanto os dinâmicos compensam o restante dos distúrbios e contribuem para eliminar os efeitos prejudiciais causados pelos estacionários.

Partindo desta nova classificação da compensação, vale a pena mencionar que as tecnologias utilizadas em cada caso continuam sendo as mesmas (filtros passivos, SVCs, filtros ativos, filtros híbridos etc.), a diferença prática está na estratégia de controle definida por cada tipo de compensador. A compensação local ou tradicional preocupa-se apenas com certo ponto da rede, não considerando outros pontos ou outros sistemas de compensação. Já as compensações distribuída e cooperativa trabalham justamente com mais de um compensador, os quais podem estar conectados em diversos pontos da rede, daí a necessidade de considerar a distância física entre eles e o ponto no qual serão avaliados os indicadores. Além disso, existe uma discussão sobre a necessidade de comunicação entre os compensadores e como tal comunicação deve ser feita [3]. Ainda sobre a compensação cooperativa, enquanto estratégia de controle, pode ser feita com compensadores conectados no mesmo ponto da rede, se houver uma divisão otimizada da demanda entre os compensadores conectados àquele ponto.

Além disso, pode-se afirmar que uma estratégia de compensação distribuída e/ou cooperativa deve buscar otimizar os custos da compensação [3], à medida que pode utilizar unidades já instaladas na rede - desde que se possa conectá-las ao sistema - e empregar tecnologias mais baratas em conjunto com as tecnologias mais caras no sentido de que estas fiquem com a menor parte da demanda, reduzindo o custo total da implementação.

As seções a seguir apresentam algumas das principais propostas de estratégias de compensação em discussão atualmente.

2.2.1. Controle cooperativo de filtros ativos para atenuação de harmônicos em um sistema de distribuição (Akagi *et al*, 2003)

A proposta de Akagi *et al* [19] é uma das primeiras a mencionar o termo “cooperativo” relacionado a compensação, tratando inicialmente de filtros ativos voltados a atenuação de harmônicos. Os autores comentam que quando diversos filtros ativos são instalados numa rede e controlados de forma independente, ou seja, de acordo com os princípios da compensação local ou tradicional, podem ocorrer interações prejudiciais entre os filtros, além de um desequilíbrio nas correntes das fases, caso haja filtros monofásicos e/ou não houver uma divisão otimizada da demanda de harmônicos a ser compensada por esses filtros.

Sendo assim, é proposto um controle cooperativo para os filtros, baseado no ajuste automático de ganho de cada filtro ativo para manter a DHT de tensão em cada ponto da rede sob um valor determinado e dividir a demanda de compensação entre os filtros ativos de maneira otimizada.

Em cada filtro ativo instalado na rede são medidas as tensões em cada fase, v_a, v_b, v_c , as quais passam por uma transformada matemática $d - q$ (transformada de Park), resultando nas tensões v_d e v_q , que serão multiplicadas pelo ganho K_V resultando nas correntes i_d^* e i_q^* , as quais passam pela transformada $d - q$ inversa, para gerar o sinal de referência das correntes a serem compensadas em cada fase (i_{Ca}^*, i_{Cb}^* e i_{Cc}^*). Também é calculada a DHT das tensões e o valor eficaz das correntes que circulam pelo filtro.

Os valores de DHT das tensões e os valores eficazes da corrente calculados no filtro são então enviados a um computador remoto (servidor), o qual proporciona a estratégia de controle cooperativo dos compensadores através do cálculo do ganho K_V de cada filtro. A figura 2.8 apresenta um diagrama de blocos dos cálculos realizados em cada filtro ativo.

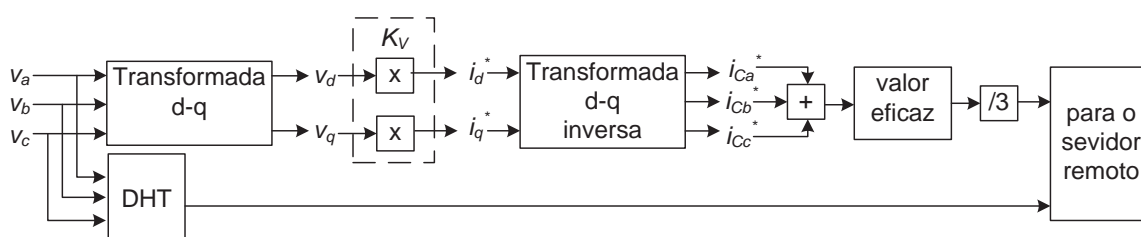


Figura 2.8 - Diagrama de blocos dos cálculos realizados para cada filtro ativo.

O ganho K_V de cada compensador é ajustado por duas etapas:

- Ajuste do ganho pela DHT: com o objetivo de evitar sobre ou sub-compensação dos harmônicos, o ganho K_V de cada filtro é ajustado de acordo com a Tabela 2.2, a qual determina que se o valor de DHT informado pelo filtro está acima do valor de referência DHT^* , o valor do ganho deve ser incrementado de um certo passo, senão deve ser

decrementado de um certo passo. Os valores típicos de DHT^* são 5% para redes com tensões entre 2,3 a 6,9 kV [19] [20].

Tabela 2.2 - Estratégia de determinação do ganho K_V em função da DHT de tensão.

Ganho	$DHT > DHT^*$	$DHT \leq DHT^*$
K_V	incrementar	decrementar

- Ajuste do ganho para balanceamento da corrente: com o objetivo de evitar o desequilíbrio da corrente nas fases da rede e otimizar a divisão da demanda de harmônicos entre os filtros, o ganho K_V de cada filtro é ajustado ainda com base em comparações entre as correntes informadas por todos os filtros. Na tabela 2.3 é mostrada uma lógica de controle para um sistema com dois filtros ativos (o filtro ativo 1, com ganho K_{V1} e corrente a ser compensada I_{C1} ; e o filtro ativo 2, com ganho K_{V2} e corrente a ser compensada I_{C2}). O artigo [19] ressalta que no caso de múltiplos filtros ativos esta lógica precisa ser revista. Basicamente, a lógica da Tabela 2.3 pode ser resumida da seguinte forma: quando as correntes informadas pelos filtros são diferentes, o ganho daquele com menor corrente deve ser aumentado de forma que ele alcance o que tem maior corrente; caso as correntes sejam iguais, os ganhos não são alterados.

Tabela 2.3 - Estratégia de determinação do ganho K_V de cada filtro em função da corrente a ser compensada por cada um.

Ganhos	$I_{C1} > I_{C2}$	$I_{C1} = I_{C2}$	$I_{C1} < I_{C2}$
K_{V1}	constante	constante	incrementar
K_{V2}	incrementar	constante	constante

Finalmente, os ganhos K_V são enviados a cada compensador e serão usados na próxima medição das tensões da rede.

2.2.2. Estratégia de controle cooperativo de filtros de harmônicos para sistemas de geração distribuída (Cheng *et al* 2005)

Em [21], Cheng *et al* abordam o problema de ressonância e interação entre harmônicas geradas por cargas não lineares e o sistema de geração distribuída.

Os autores propõem uma técnica cooperativa entre filtros de harmônicos sem comunicação entre eles, diferente da proposta de [19]. Isso é feito através de uma relação entre a condutância harmônica e o consumo harmônico de reativos em cada unidade geradora de energia do sistema. Nesse sentido, o controle se encontra em cada unidade de geração de energia, não havendo uma unidade central ou comunicação entre as unidades controladas.

O controle em cada unidade geradora é composto por duas etapas:

- Controlador de queda de tensão (*droop controller*): a partir das tensões e correntes medidas no PAC onde a unidade geradora de energia está conectada, são calculadas três componentes de potência: ativa (P), reativa (Q) e harmônica (H) através de:

$$\begin{bmatrix} P + \tilde{p} \\ Q + \tilde{q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_\alpha & v_\beta \\ -v_\beta & v_\alpha \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (2-5)$$

$$H = \sqrt{(\tilde{p}_{RMS})^2 + (\tilde{q}_{RMS})^2} \quad (2-6)$$

nas quais \tilde{p}_{RMS} e \tilde{q}_{RMS} são valores eficazes das parcelas oscilantes das potências ativa e reativa.

As equações (2-5) e (2-6) vêm da teoria p-q [12] [13], através da qual as tensões e correntes de um sistema trifásico são transformadas para duas componentes ortogonais α e β , utilizando-se a transformada de Clarke e, a partir da equação (2-5) são calculadas as parcelas de potências ativa e reativa médias (P e Q) e oscilatórias (\tilde{p} e \tilde{q}). As parcelas oscilatórias contêm reativos nas diversas frequências harmônicas e também refletem o desequilíbrio no caso de tensões e correntes desequilibradas, por isso aquelas parcelas entram no cálculo da componente de potência harmônica através da equação (2-6).

Tais componentes de potência são usadas no cálculo da condutância harmônica (G), da frequência angular da rede (ω) e da tensão fundamental (E), de acordo com as equações (2-7).

$$\begin{aligned} G_i^* &= G_0 - b_i(H_{i0} - H_i) \\ \omega_i^* &= \omega_0 - m_i(P_{i0} - P_i) \\ E_i^* &= E_0 - n_i(Q_{i0} - Q_i) \end{aligned} \quad (2-7)$$

nas quais:

G_i^*, ω_i^*, E_i^* são as grandezas de referência para o i -ésimo gerador de energia.

G_0, ω_0, E_0 são os valores nominais

H_{i0}, P_{i0}, Q_{i0} são as potências nominais do i -ésimo gerador de energia

b_i, m_i, n_i são os coeficientes de queda de tensão referentes à condutância harmônica, frequência e tensão, respectivamente.

Os coeficientes de queda de tensão são a contribuição principal desta proposta para a estratégia cooperativa de compensação, pois são determinados de forma a dividir igualmente a demanda de cada potência entre os diversos geradores de energia, ou seja, são calculados igualando-se as potências nominais dos vários geradores. Assim, para uma rede com i geradores de energia:

$$\begin{aligned} m_1 P_{10} &= m_2 P_{20} = \dots = m_i P_{i0} \\ n_1 Q_{10} &= n_2 Q_{20} = \dots = n_i Q_{i0} \end{aligned} \quad (2-8)$$

$$b_1 H_{10} = b_2 H_{20} = \dots = b_i H_{i0}$$

Dessa forma, com os coeficientes de queda pré-determinados para cada unidade de geração de energia, não há a necessidade de comunicação entre elas ou com um controle central para dividir a demanda das potências a serem compensadas.

- Controlador de tensão: determina o comando de tensão que irá para o PWM do inversor de cada gerador de energia, através da equação:

$$v_{x_{abc}}^* = \frac{L_x}{\Delta T} (i_{x_{abc}}^* - i_{x_{abc}}) + E_{x_{abc}} \quad (2-9)$$

na qual

$v_{x_{abc}}^*$ é o comando de tensão a ser enviado ao PWM do x-ésimo inversor

L_x é o valor da indutância no filtro de saída do inversor

ΔT é o período de amostragem

$i_{x_{abc}}^*$ é a corrente de referência gerada pelo controlador de tensão

$i_{x_{abc}}$ e $E_{x_{abc}}$ são as correntes e tensões medidas.

Os autores ainda ressaltam que no caso de linha longa, a distância entre as fontes e as cargas, bem como o comprimento de onda das harmônicas são parâmetros importantes na propagação dos harmônicos na rede. Assim, para aplicar a estratégia proposta, as fontes devem ser dispostas na rede de forma a minimizar a propagação de harmônicos e maximizar a distribuição das potências entre elas. Isso pode ser conseguido instalando-as as extremidades da linha e próximas das cargas não lineares.

Esta estratégia de controle foi retomada em [22], sendo aplicada para o problema do desequilíbrio de tensão. Foram utilizadas as componentes de sequência positiva e negativa das tensões e correntes, e o compensador funcionava como uma condutância para as componentes fundamentais de sequência negativa. Tal condutância é calculada por:

$$G_x^- = G_0^- - u_x (Q_{x0}^- - Q_x^-) \quad (2-10)$$

na qual:

G_x^- é a condutância equivalente para sequência negativa da x-ésima unidade geradora

G_0^- é o valor nominal da condutância equivalente para sequência negativa

u_x é o coeficiente de queda de tensão da condutância para sequência negativa

Q_{x0}^- é o valor nominal da potência reativa devido à corrente de sequência negativa do x-ésimo gerador

Q_x^- é a potência reativa devido à corrente de sequência negativa, calculada por: $Q^- = 3EI^-$, sendo E o valor eficaz da tensão de entrada, assumida fundamental de sequência positiva; e I^- é o valor eficaz da componente fundamental de sequência negativa da corrente de entrada.

O coeficiente de queda de tensão u_x garante o compartilhamento uniforme do desequilíbrio entre as unidades geradoras, sem a necessidade de comunicação entre elas, através da igualdade das potências reativas nominais de sequência negativa. Assim, para x unidades geradoras:

$$u_1 Q_{10}^- = u_2 Q_{20}^- = \dots = u_x Q_{x0}^- \quad (2-11)$$

A partir do cálculo da condutância equivalente para a sequência negativa G_x^- e da tensão fundamental de sequência negativa $E_{x,abc}^-$ nas três fases a, b, c , obtém-se a corrente de sequência negativa de referência para as três fases, $i_{x,abc}^*$, através de:

$$i_{x,abc}^* = G_x^- E_{x,abc}^- \quad (2-12)$$

A componente de corrente de (2-12) entra no cálculo para a determinação da razão cíclica do PWM do inversor. Neste ponto, é importante ressaltar que quando esta estratégia trabalha em conjunto com a estratégia definida anteriormente em [21], o controle de harmônicos e reativos é feito nas componentes de sequência positiva apenas, e o comando de tensão do PWM recebe os dois sinais de referência de corrente, provenientes das duas abordagens.

No entanto, os autores de [22] aconselham o uso das duas estratégias em conjunto quando o sistema de geração distribuída está trabalhando de forma isolada (microrrede). Quando tal sistema está conectado à rede principal, é aconselhável utilizar apenas o controle do desequilíbrio de tensão.

2.2.3. Filtros ativos distribuídos (Cheng et al, 2006)

Em [23] a estratégia definida em [21] foi aplicada a filtros ativos distribuídos na rede, ao invés de geradores de energia. Neste caso, cada filtro serve como uma impedância controlada para as harmônicas, de acordo com a sua capacidade.

O princípio de funcionamento consiste em, a partir das tensões e correntes medidas em cada filtro ativo, extrair as harmônicas das tensões e multiplicá-las pela impedância controlada do filtro para encontrar as correntes de referência que serão usadas juntamente com as tensões e correntes medidas para determinar o índice de modulação para o PWM do inversor do filtro ativo, como na equação (2-9) definida também em [21].

A condutância equivalente é calculada em função da potência aparente do filtro:

$$G_x = G_0 + b_x(S_x - S_{x0}) \quad (2-13)$$

na qual:

G_x é a condutância equivalente do x -ésimo filtro em um determinado instante

G_0 é a condutância nominal do filtro

b_x é o coeficiente de queda da potência aparente

S_{x0} é a potência aparente nominal do filtro

S_x é a potência aparente calculada a cada instante, através de $3E_x I_x$, onde E_x e I_x são, respectivamente, valores eficazes da tensão e corrente em uma das fases.

Assim como em [21], o coeficiente de queda é responsável por repartir a demanda de potência a ser compensada entre os diversos filtros ativos, considerando a capacidade de cada um, de forma que para n filtros:

$$b_1 S_{10} = b_2 S_{20} = \dots = b_n S_{n0} \quad (2-14)$$

Determinando-se os coeficientes para cada filtro ativo, não é necessária a comunicação entre eles ou com um controle central durante a compensação.

2.2.4. Filtros ativos distribuídos com ajuste dinâmico de ganho (Cheng, Akagi *et al*, 2008)

Cheng, Akagi *et al* [9], retomam a abordagem descrita no artigo [23] e aplicam nela um ajuste dinâmico da capacidade de potência de cada filtro. Nesse caso, cada controlador possui três funções principais:

- Controle da corrente: o sinal de referência da corrente $i_{i\ abc}^*$ é calculado a partir de:

$$i_{i\ abc}^* = G_i^* \tilde{E}_{i\ abc} \quad (2-15)$$

na qual:

G_i^* é a condutância harmônica gerada pelo controle de queda

$\tilde{E}_{i\ abc}$ é o valor eficaz da tensão harmônica extraída da tensão medida através de um filtro passa altas (FPA).

O sinal de corrente calculado na equação (2-15) entra no cálculo do sinal de tensão que irá para o PWM do filtro, de acordo com a equação (2-16), que é similar àquela definida em [21] [23].

$$v_{i\ abc}^* = \frac{L_i}{\Delta T} (i_{i\ abc}^* - i_{i\ abc}) + E_{i\ abc} \quad (2-16)$$

- Controle de queda de tensão: este controle fornece o valor de condutância equivalente do filtro, de maneira similar à proposta em [23], ou seja,

$$G_i^* = G_0 - b_i (S_{i0} - S_i) \quad (2-17)$$

na qual:

G_0 e S_{i0} são os valores nominais de condutância e potência do i -ésimo filtro

b_i é o coeficiente de queda do i -ésimo filtro

S_i é a potência aparente calculada a partir dos valores eficazes das tensões e correntes medidas no i -ésimo filtro, ou seja, $S_i = 3E_{i_{rms}}I_{i_{rms}}$.

Os coeficientes de queda são determinados de maneira a igualar a demanda de potência a ser compensada entre os filtros, de maneira que, para n filtros:

$$b_1 S_{10} = b_2 S_{20} = \dots = b_n S_{n0} \quad (2-18)$$

Pela equação (2-18), fica garantido também que não haja necessidade de comunicação entre os filtros.

- Ajuste dinâmico da capacidade do filtro: este controle tem por objetivo controlar a DHT de tensão da rede, limitando-a sob um nível aceitável. Tal estratégia é inspirada em [19], porém nesse caso ajusta a potência nominal do filtro (S_{i0}). A associação com a DHT torna o sistema mais sensível às variações nas cargas não lineares, já que estas contribuem para o valor da DHT de tensão. Além disso, a determinação da condutância de queda vai considerar dois parâmetros variáveis: a potência S_o , a qual é calculada a partir das tensões e correntes medidas a cada instante, e a potência S_{i0} . A figura 2.9 destaca o diagrama de blocos do ajuste dinâmico.

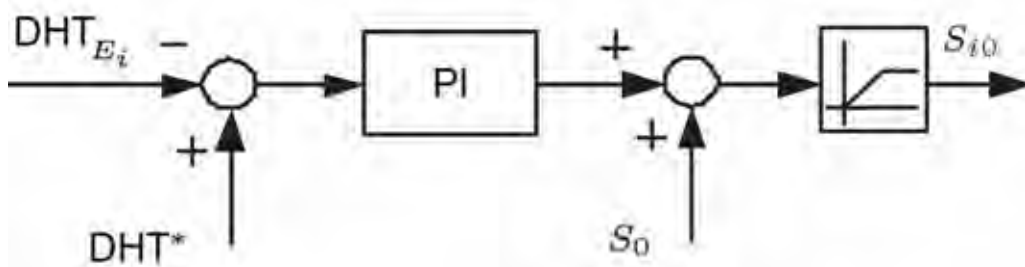


Figura 2.9 – Diagrama de blocos que destaca a estratégia de ajuste dinâmico da capacidade do filtro ativo proposto em [9].

De acordo com a figura 2.9, a diferença entre o DHT da tensão medida e o valor de referência DHT^* entra no controlador PI (Proporcional-Integral), o qual retorna o valor de potência nominal S_{i0} que o filtro deve assumir para reduzir a distorção harmônica. Este valor deve ser limitado ao valor máximo de potência do filtro S_o , para não sobrecarregá-lo.

Vale a pena ressaltar que a mudança no valor da potência nominal de cada filtro a cada instante não pode afetar o compartilhamento da demanda de potência garantida pelo controle da queda. Sendo assim, para utilizar o S_{i0} ajustado na eq (2-18), foi definida uma constante C , calculada a partir da determinação dos coeficientes de queda e das potências nominais iniciais de maneira que:

$$C = b_i \cdot S_{i0} \quad (2-19)$$

Esta constante é então incorporada à equação (2-18) de cada filtro, a qual torna-se:

$$G_i^* = G_0 - \frac{C}{S_{i0}}(S_{i0} - S_i) \quad (2-20)$$

2.2.5. Mitigação de harmônicos de tensão através do controle cooperativo de filtros ativos sem comunicação mútua (Santarius et al, 2008)

Nesta proposta, Santarius et al [24] definem uma estratégia de controle cooperativo de filtros ativos visando manter a DHT de tensão sob um nível aceitável e compartilhar as harmônicas de maneira uniforme entre os filtros de acordo com a capacidade de cada um.

Uma estratégia de detecção na realimentação do controle para a tensão é utilizada, de forma que as correntes geradas pelos filtros ativos podem ser expressas usando um vetor (\underline{I}_F), o qual se relaciona com as tensões através de:

$$\underline{I}_F = \underline{Y}_G \underline{V}_N \quad (2-21)$$

na qual:

\underline{Y}_G é a matriz de ganhos de realimentação para as tensões.

\underline{V}_N é o vetor das tensões no barramento

Os parâmetros da matriz de ganhos \underline{Y}_G podem ser obtidos através da seguinte função objetivo:

$$g_H = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{h=2}^H a_i^h |V_N^h(i)|^2 \quad (2-22)$$

na qual:

a_i^h é um fator de importância da mitigação de harmônicos na tensão em cada nó

$V_N^h(i)$ é a tensão harmônica resultante no i-ésimo nó considerando a compensação, valendo:

$$V_N^h = -(Z_{NIF}^h Y_G^h - Id)^{-1} V_{N0}^h \quad (2-23)$$

na qual

Z_{NIF}^h é a impedância equivalente do filtro ativo

Y_G^h é a matriz de ganhos de realimentação

Id é a matriz identidade

V_{N0}^h é a tensão no nó sem compensação

A função objetivo (2-22) pode ser minimizada para encontrar os valores ótimos para os filtros. No entanto, [24] aponta para o ato de a minimização não ser necessária em casos práticos, bastando adicionar valores de referência de DHT de tensão à função objetivo. Assim, a função objetivo fica:

$$g_H = \sum_{i=1}^{n-1} \left[\sum_{h=2}^H a_i^h |V_N^h(i)|^2 - DHT_{V_N(i)}^* \right] \quad (2-24)$$

Contudo, os parâmetros do controlador determinados por (2-24) ainda não prevêem mudanças que podem acontecer na rede. Então, [24] sugere ainda uma estratégia de auto-ajuste realizada em cada filtro, baseada na corrente de saída (I_{IF}) e no valor de referência do DHT de tensão. Assim, o erro entre a corrente de referência e a corrente na saída limita o valor de referência da DHT de tensão, para que esta não aumente demais a corrente na saída do filtro. Já o erro entre a DHT de tensão medida e a sua referência determina o novo valor ganho Y_G do filtro.

2.2.6. Estratégia de otimização colaborativa para compensadores híbridos de reativos (Shen *et al*, 2009)

Shen *et al* [25], definem um sistema de compensação chamado compensador híbrido de reativos (do inglês *Hybrid Var Compensator*, ou HVC), e definem também uma estratégia de colaboração entre diversas unidades desses compensadores distribuídos pela rede.

Os HVCs são compostos por associações entre os CCTs definidos anteriormente com o chamado compensador estático distribuído (do inglês *Distributed Static Compensator* ou DSTATCOM), o qual consiste de um inversor do tipo fonte de tensão e utiliza IGBTs para o chaveamento em alta potência, além de técnicas de modulação com PWM. A associação dessas tecnologias busca aproveitar o relativo baixo custo dos CCTs e a flexibilidade para compensar distúrbios como desbalanço e eliminação de flutuação de tensão oferecida pelo DSTATCOM.

Convém ressaltar que o uso do termo “híbrido” nesta estratégia difere da definição discutida em seções anteriores, já que não são usados controles ativos ou dinâmicos no HVC, apenas controles quase-estacionários.

No entanto, [25] afirma que o CCT tem uma dinâmica discreta no contexto dos HVCs, pois sua resposta é lenta e só é chaveado quando necessário. Já o DSTATCOM tem uma dinâmica contínua no HVC, pois sua resposta é rápida e sua saída pode variar quase que “continuamente”.

A potência reativa total (Q_0) gerada por um HVC é calculada pela equação

$$Q_0 = Q_1 - Q_2 = \frac{P_0}{\cos \varphi_1 \cos \varphi_2} \sqrt{\cos \varphi_2^2 - \cos \varphi_1^2} \quad (2-25)$$

na qual:

Q_1, φ_1 : potência reativa e ângulo de defasagem entre tensão e corrente da carga antes da compensação

Q_2, φ_2 : potência reativa e ângulo de defasagem entre tensão e corrente da carga após a compensação

P_0 : potência ativa da carga

O valor eficaz da corrente gerada pelo HVC é dado por:

$$I_Q = \frac{Q_0}{\sqrt{3}U} \quad (2-26)$$

Em cada HVC, dois controles são implementados:

- Um sistema de decisão para determinar o número de CCTs a serem ligados (p) e a corrente a ser gerada pelo DSTATCOM (I_{qSTAT}). Este sistema consiste de um conjunto de regras do tipo “Se... Então...”, as quais avaliam as seguintes variáveis: a corrente de saída do HVC (I_Q) em relação à corrente total gerada pelos CCTs (I_C) e um fator $k = I_Q/I_C$; o número de CCTs ligados (n) e o número de CCTs disponíveis para chaveamento (m). Assim, um exemplo de regra possível seria:

Regra 1:

“Se $\left| \frac{2k+1}{2} * I_C \right| < |I_Q| < \left| \frac{2(k+1)}{2} * I_C \right|$ e $k - 1 \leq m - n$ e $I_Q < 0$ Então $p = k + 1$, $I_{qSTAT} = I_Q - (k + 1)I_C$ ”

O sistema de decisão proposto otimiza o funcionamento do HVC, à medida que relaciona a resposta lenta dos CCTs à resposta rápida do DSTATCOM, de forma a não sobrecarregar o DSTATCOM enquanto os CCTs ainda não atingiram o regime, e após isso, determina quantos CCTs precisam chavear para liberar a capacidade do DSTATCOM para o controle de flutuação de tensão.

- Controle inteligente da potência reativa e flutuação de tensão: este controle é aplicado a cada compensador do HVC. No caso dos CCTs, cada um é chaveado quando necessário, de acordo com a ordem vinda do sistema de decisão. Já o DSTATCOM tem duas estratégias de controle, uma para controle de reativos e outra para controle da tensão quando da ocorrência de flutuação de tensão. A primeira utiliza o sinal de referência I_{qSTAT} vindo do sistema decisório para comandar o PWM e gerar a corrente reativa. O controle de flutuação de tensão utiliza um controlador PI com ajuste de ganhos por lógica *fuzzy* para gerar sinais de referência de corrente, os quais são convertidos para sinais de tensão através de um circuito RL equivalente, e daí vão para o PWM. A figura 2.10 ilustra as etapas do controle de flutuação de tensão.

De acordo com a figura 2.10, o ajuste *fuzzy* recebe como entrada o erro entre a tensão medida e a tensão de referência, tanto os sinais alternados vindos do PAC como os sinais contínuos calculados no próprio controlador. A saída do modelo *fuzzy* é um incremento ou decremento nos ganhos do controlador PI, de forma a obter um melhor desempenho estático e dinâmico, evitar a saturação do controlador e melhorar o erro em regime permanente.

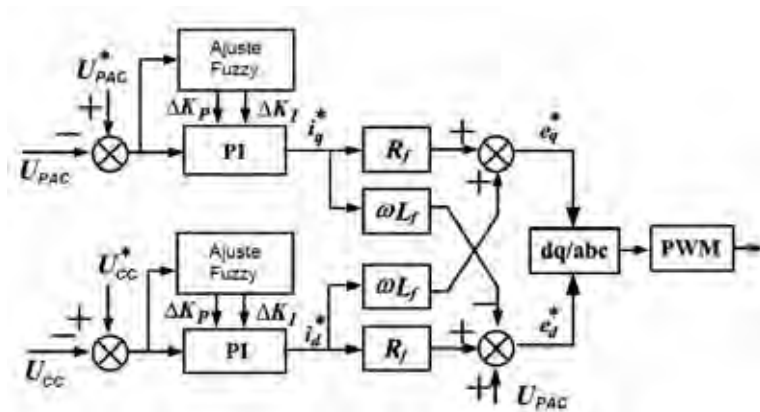


Figura 2.10 - Diagrama de blocos ilustrando as etapas do controle de flicker do DSTATCOM de [25].

Assim, as saídas dos controladores PI são as componentes ativa (i_d^*) e reativa (i_q^*) de corrente, as quais são usadas para determinar os valores das tensões ativa (e_d^*) e reativa (e_q^*). Estes valores de tensão são então convertidos para tensões de fase que serão usadas para comandar o PWM na saída do DSTATCOM.

Com relação à estratégia de controle ótimo colaborativo, ela possui dois níveis de atuação: a compensação nodal, ou seja, a compensação em cada ponto da rede; e a compensação global de potência, a qual considera a rede como um todo. Esta estratégia exige comunicação entre os compensadores e um controle centralizado, o qual recebe informações dos HVCs sobre o ponto da rede onde estão conectados e otimiza a compensação de cada HVC para atingir os objetivos da compensação global. O processo de otimização acontece da seguinte forma:

- Ao receber as informações de cada HVC, o controle central calcula a potência reativa na saída de cada um e aplica a otimização dessa potência a partir do nó terminal.
- A função objetivo e o custo para satisfazer as restrições (capacidade de armazenamento de energia, perdas na linha e transformadores, limite de tensão) de cada nó são calculadas. Caso a capacidade do HVC instalado no nó não satisfaça as restrições, ele é desconsiderado e o processo segue para o próximo nó.
- Para o i -ésimo nó, se o nó $i-1$ foi otimizado, ele será desconsiderado se as perdas forem todas negativas e a função objetivo será mantida.
- Após otimizar todos os nós, a potência reativa ótima a ser compensada é obtida e enviada aos HVCs.
- No caso de haver múltiplas soluções no processo de otimização, é adotada aquela com maior capacidade de compensação, e a potência reativa será compensada localmente no nó terminal.

2.2.7. Compensação Cooperativa baseada na Teoria de potência conservativa (Tenti *et al*, 2011)

A proposta de compensação cooperativa baseada na Teoria de potência conservativa (TPC) foi apresentada inicialmente em 2007 [26], considerando apenas filtros ativos e desde então, vem sendo aprimorada de forma a agregar as outras tecnologias de compensadores (estacionários e quase estacionários) e abranger vários distúrbios de QEE [27] [28] [29] [30] [31] [3]. Neste trabalho será apresentada a versão mais recente desta abordagem [4].

Esta proposta visa selecionar e distribuir os distúrbios de QEE entre os compensadores baseando-se na decomposição da corrente definida na TPC [5] [32] [33]. No entanto, como a TPC será um dos principais assuntos tratados neste trabalho, o capítulo a seguir é dedicado a apresentar a sua modelagem matemática, por isso, maiores detalhes sobre esta proposta de compensação serão descritos naquele capítulo.

2.3. Considerações finais

Com relação às estratégias de compensação descritas na seção 2.2, pode-se observar que elas tratam de compensação distribuída, visando a cooperação entre os compensadores dispostos numa rede, refletindo as tendências na área de compensação de distúrbios.

Quase todas as propostas descritas empregam apenas uma tecnologia de compensador, em especial os filtros ativos.

O distúrbio em destaque é a distorção harmônica, sendo tratada com a aplicação de filtros ativos, embora as propostas de Chen *et al* e Tenti *et al* tenham buscado abordar os demais problemas de QEE, tais como desbalanço e reativos.

Já a proposta deste trabalho, ainda que explorando a compensação local, procura utilizar mais de uma tecnologia de compensador e abordar todos os três distúrbios fundamentais de QEE (reativos, distorção harmônica e desbalanço) utilizando as definições da TPC, às quais serão descritas no capítulo seguinte.

3. A teoria de potência conservativa (TPC)

A TPC tem sido desenvolvida por Tenti *et al* [5] [32] [33] como uma modelagem matemática que busca associar características particulares dos circuitos elétricos com parcelas de corrente e potência.

Nesse sentido, suas definições têm servido de embasamento teórico para aplicações nas áreas de condicionamento [3], tarifação e atribuição de responsabilidades em energia elétrica [32] [33] [4].

A proposta de compensação cooperativa dos autores da TPC, mencionada na seção 2.2.7, será detalhada neste capítulo e, no capítulo seguinte será apresentada a metodologia de projeto e controle cooperativo desenvolvida neste trabalho, a qual também é uma aplicação das definições da TPC.

Sendo assim, as seções a seguir descrevem as ferramentas matemáticas utilizadas na formulação, a propriedade conservativa, as decomposições da corrente e da potência, os fatores de desempenho ou conformidade e finalmente a proposta de compensação dos autores da TPC.

3.1. Operações matemáticas empregadas nas definições da TPC

Inicialmente, são apresentadas as operações matemáticas empregadas no cálculo das grandezas da TPC [4] [32] [33].

- Valor médio: para um sinal periódico no tempo $x(t)$ o valor médio \bar{x} é calculado através da integral média deste sinal por um período T .

$$\bar{x} = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) dt \quad (3-1)$$

- Produto interno: para dois sinais periódicos no tempo $x(t)$ e $y(t)$, o produto interno é a integral média do produto destes sinais durante um período T .

$$\langle x, y \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T x(t)y(t)dt \quad (3-2)$$

- Norma Euclidiana: para um sinal periódico $x(t)$ a norma euclidiana é a raiz quadrada da integral média dos quadrados dos valores deste sinal durante um período T .

$$\|x\| = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x^2(t)dt} \quad (3-3)$$

Em termos de grandezas elétricas, a Norma Euclidiana corresponde ao valor eficaz ou RMS (do inglês *Root Mean Square*) do sinal, ou seja,

$$\|x\| = X \quad (3-4)$$

- Vetores: no caso de sistemas polifásicos, a TPC apresenta definições que levam em conta os sinais medidos de todas as fases, e para tanto são empregados vetores e operações vetoriais. Para sistemas trifásicos, os vetores que contém as tensões e correntes das três fases são definidos como:

$$\underline{v} = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \text{ e } \underline{i} = [i_a \ i_b \ i_c] \quad (3-5)$$

- Produto Escalar: dados dois vetores \underline{x} e \underline{y} , ambos de dimensão N , o produto escalar entre eles é calculado como a soma dos produtos dos N valores destes vetores, expresso por:

$$\underline{x} \circ \underline{y} = \sum_{i=1}^N x_i y_i = x_1 y_1 + x_2 y_2 + x_3 y_3 + \dots + x_N y_N \quad (3-6)$$

- Norma Euclidiana (para vetores): quando a norma euclidiana é calculada para um vetor de uma grandeza elétrica, obtém-se o valor eficaz coletivo desta grandeza [4], ou seja, o valor da grandeza considerando todas as fases do sistema. Para uma grandeza elétrica genérica x , cujo vetor para N fases é \underline{x} , o valor eficaz coletivo X para as N fases é obtido através de:

$$X = \|\underline{x}\| = \sqrt{\sum_{n=1}^N \frac{1}{T} \int_0^T x_n^2 dt} = \sqrt{\sum_{n=1}^N X_n^2} \quad (3-7)$$

Em (3-7) fica evidente que o valor eficaz coletivo também pode ser calculado através da raiz quadrada da soma dos quadrados dos valores eficazes de cada elemento do vetor.

Por exemplo, o valor eficaz coletivo da corrente elétrica I de um sistema trifásico de fases a, b, c é obtido através de

$$I = \|\underline{i}\| = \sqrt{\sum_{n=a,b,c} \frac{1}{T} \int_0^T i_n^2 dt} = \sqrt{\sum_{n=a,b,c} I_n^2}$$

- Integral imparcial: é uma operação matemática que consiste em retirar o valor médio da integral de um sinal periódico por um período T . Sendo $x(t)$ um sinal periódico com relação ao tempo, $x_f(t)$ a integral de $x(t)$ em um período T e \bar{x} o valor médio de $x(t)$ como definido em (3-1), a integral imparcial de $x(t)$, denominada $\hat{x}(t)$, pode ser expressa como:

$$\hat{x}(t) = x_f(t) - \bar{x} \quad (3-8)$$

A integral $x_f(t)$ em um período T é definida como

$$x_f(t) = \int_0^T x(t) dt,$$

sendo resolvida através de métodos numéricos.

A integral imparcial é empregada na formulação da TPC para retirar valores médios dos sinais de tensão, o que em termos de grandezas elétricas significa retirar do sinal periódico alternado, possíveis componentes CC (corrente contínua).

Além disso, pode-se aplicar a integral imparcial a cada elemento de um vetor que represente os sinais das fases de um sistema elétrico. Por exemplo, o vetor $\hat{\underline{v}}$ que representa o vetor de integrais imparciais do vetor \underline{v} , definido em (3-5), é obtido por:

$$\hat{\underline{v}} = \begin{bmatrix} \hat{v}_a \\ \hat{v}_b \\ \hat{v}_c \end{bmatrix}$$

3.2. A propriedade conservativa

A TPC define uma propriedade para algumas grandezas elétricas chamada de conservativa [5] [33]. Uma grandeza elétrica é dita conservativa se é calculada a partir do produto escalar entre tensões e correntes (ou suas derivadas e integrais imparciais), de um circuito com N fases, no qual aquelas tensões e correntes, assim como suas derivadas e integrais imparciais satisfazem

- as leis de tensões e correntes de Kirchhoff;
- o teorema de Tellegen [34]: os produtos das tensões das N fases pelas correntes das N fases, quando somados, resultam zero.

Enquadram-se na definição da propriedade conservativa as grandezas potência instantânea p e energia reativa instantânea w [4]. Estas grandezas podem ser definidas como funções do tempo calculadas pelo produto escalar definido na seção 3.1 como

$$p(t) = \underline{v} \circ \underline{i} \quad (3-9)$$

e

$$w(t) = \underline{\hat{v}} \circ \underline{i} \quad (3-10)$$

nas quais:

\underline{v} e \underline{i} são vetores que contém tensões e correntes em um sistema polifásico;

$\underline{\hat{v}}$ é o vetor contendo as integrais imparciais das tensões de cada fase.

Calculando o valor médio de (3-9) e (3-10) obtém-se, respectivamente, a potência ativa P e a energia reativa W , ou seja:

$$P = \bar{p} = \frac{1}{T} \int_0^T \underline{v}(t) \circ \underline{i}(t) dt \quad (3-11)$$

e

$$W = \bar{w} = \frac{1}{T} \int_0^T \underline{\hat{v}}(t) \circ \underline{i}(t) dt \quad (3-12)$$

Convém ressaltar que a potência ativa calculada a partir de (3-11) equivale à definição de potência ativa convencionalmente utilizada. Porém, para caracterizar o fenômeno físico de defasagem entre tensão e corrente, os autores da TPC [4] preferiram utilizar a energia relacionada a este fenômeno ao invés da potência, pois a energia reativa calculada através de (3-12) é um valor independente da frequência, o que torna essa grandeza interessante no tratamento de grandezas não senoidais e com componentes harmônicas presentes.

3.3. A TPC e os bipolos de circuitos elétricos

As equações (3-11) e (3-12) podem ser calculadas para cada fase de um sistema polifásico, ao invés de utilizá-las para todas as fases. Sendo assim, a potência ativa P_n e a energia reativa W_n da n -ésima fase podem ser calculadas por:

$$P_n = \bar{p}_n = \frac{1}{T} \int_0^T v_n(t) \cdot i_n(t) dt \quad (3-13)$$

e

$$W_n = \bar{w}_n = \frac{1}{T} \int_0^T \hat{v}_n(t) \cdot i_n(t) dt \quad (3-14)$$

nas quais $v_n(t)$, $i_n(t)$ e $\hat{v}_n(t)$ são respectivamente a tensão, a corrente e a integral imparcial da tensão da n -ésima fase do sistema polifásico.

A partir de (3-13) e (3-14) é possível obter os valores equivalentes das grandezas básicas de circuitos elétricos por fase, tais como:

$$\begin{aligned} \text{condutância} & G_n = P_n/V_n^2 \\ \text{reatividade} & B_n = W_n/\hat{V}_n^2 \\ \text{capacitância} & C_n = |W_n|/V_n^2 \end{aligned} \quad (3-15)$$

nas quais G_n , B_n e C_n são, respectivamente, a condutância, a reatividade e a capacitância equivalentes na n-ésima fase; e V_n e \hat{V}_n são os valores eficazes da tensão e da integral imparcial da tensão na n-ésima fase.

A grandeza **reatividade**, a qual aparece nas equações (3-15), é definida em [4] e é diferente da grandeza susceptância. Ela representa matematicamente o **inverso da indutância**, podendo-se obter através dela um valor de indutor independente de um valor de frequência, devido ao uso da energia reativa. No entanto, relaciona-se com a capacitância através de $B = \omega^2 C$ para uma determinada frequência ω . Não há um consenso sobre qual deve ser a unidade adotada para a reatividade, haja vista que esta grandeza ainda é bastante recente na literatura.

Considerando que tanto a reatividade, quanto a capacitância podem ser obtidas pela energia reativa, é possível verificar em [4] que quando o valor médio da energia reativa é negativo, esta circula por cargas capacitivas, e quando o valor é positivo, as cargas são indutivas.

3.4. A decomposição da corrente elétrica através da TPC

Para um sistema polifásico de N fases, cujas tensões e correntes de todas as fases são agrupadas respectivamente em dois vetores \underline{v} e \underline{i} , a TPC define uma decomposição para a corrente desse sistema, de maneira a representar o comportamento dos elementos lineares e não lineares presentes na carga conectada àquele sistema.

As parcelas resultantes da decomposição da corrente são as seguintes:

- Corrente ativa: é a parcela de corrente responsável pelo consumo mínimo de potência ativa em cada fase do sistema. Pode ser expressa para todas as fases através do vetor \underline{i}_a ou para a n-ésima fase como i_{an} :

$$i_{an} = \frac{\langle v_n, i_n \rangle}{\|v_n\|^2} v_n = \frac{P_n}{V_n^2} v_n = G_n v_n, \quad \underline{i}_a = \{i_{an}\}_{n=1}^N \quad (3-16)$$

- Corrente reativa: é a parcela de corrente responsável pela circulação mínima de energia reativa em cada fase do sistema. Pode ser expressa para todas as fases através do vetor \underline{i}_r , ou para a n-ésima fase como i_{rn} :

$$i_{rn} = \frac{\langle \hat{v}_n, i_n \rangle}{\|\hat{v}_n\|^2} \hat{v}_n = \frac{W_n}{\hat{V}_n^2} \hat{v}_n = B_n \hat{v}_n, \quad \underline{i}_r = \{i_{rn}\}_{n=1}^N \quad (3-17)$$

- Corrente residual: é a parcela de corrente que representa as não linearidades entre a tensão fornecida e a corrente consumida pela carga, não transfere potência ativa, nem energia reativa. Em outras palavras, ao subtrair as parcelas ativa e reativa da corrente total, a corrente restante é a residual. Pode ser expressa para todas as fases através do vetor \underline{i}_d ou para a n-ésima fase como i_{dn} :

$$\underline{i}_d = \{i_{dn}\}_{n=1}^N = \underline{i} - \underline{i}_a - \underline{i}_r \quad (3-18)$$

As três parcelas da corrente total apresentadas até agora foram desenvolvidas de maneira que o produto escalar entre os seus vetores seja nulo, do que se pode afirmar que tais parcelas são ortogonais entre si [4]. Sendo assim, é possível estabelecer a seguinte relação entre os seus valores eficazes por fase e o valor eficaz da corrente também por fase:

$$I^2 = I_a^2 + I_r^2 + I_d^2$$

ou então, considerando todas as fases através dos vetores, tem-se a seguinte relação para valores eficazes coletivos,

$$I^2 = I_a^2 + I_r^2 + I_d^2 \quad (3-19)$$

Ainda trabalhando com sistemas polifásicos, o desequilíbrio da carga nas fases do sistema é representado pela decomposição das parcelas de corrente ativa e corrente reativa como apresentado a seguir:

- Corrente ativa balanceada: é a parcela de corrente responsável pela mínima transferência de potência ativa da fonte para a carga. É expressa pelo vetor \underline{i}_a^b , o qual é calculado por:

$$\underline{i}_a^b = \frac{P}{V^2} \underline{v} = G^b \underline{v} \quad (3-20)$$

na qual:

P : é a potência ativa calculada de acordo com (3-11);

V : é o valor eficaz coletivo da tensão calculado de acordo com (3-7);

G^b : é o valor de condutância equivalente da carga considerando-se todas as fases do sistema.

A corrente ativa balanceada é sempre proporcional à tensão em cada fase, mesmo em condições não senoidais. Tal parcela possui a mesma forma de onda da tensão e está em fase com esta.

- Corrente reativa balanceada: é a parcela de corrente responsável pela mínima circulação de energia reativa no sistema. É expressa pelo vetor \underline{i}_r^b , o qual é calculado por:

$$\underline{i}_r^b = \frac{W}{\widehat{V}^2} \underline{\widehat{v}} = \mathcal{B}^b \underline{\widehat{v}} \quad (3-21)$$

na qual:

W : é a energia reativa calculada de acordo com (3-12);

\widehat{V} : é o valor eficaz coletivo das integrais imparciais da tensão calculado de acordo com (3-7);

\mathcal{B}^b : é o valor de reatidade equivalente da carga considerando-se todas as fases do sistema.

- Correntes de desbalanço: as parcelas ativa e reativa de desbalanço, expressas por \underline{i}_a^u e \underline{i}_r^u respectivamente, são obtidas através das subtrações vetoriais:

$$\underline{i}_a^u = \underline{i}_a - \underline{i}_a^b \quad (3-22)$$

$$\underline{i}_r^u = \underline{i}_r - \underline{i}_r^b$$

A partir de \underline{i}_a^u e \underline{i}_r^u pode-se obter a componente total de desbalanço, \underline{i}^u , através da soma:

$$\underline{i}^u = \underline{i}_a^u + \underline{i}_r^u \quad (3-23)$$

Finalmente, a decomposição completa da corrente para sistemas polifásicos é expressa por:

$$\underline{i} = \underline{i}_a^b + \underline{i}_a^u + \underline{i}_r^b + \underline{i}_r^u + \underline{i}_d \quad (3-24)$$

ou ainda, considerando a ortogonalidade entre as parcelas, pode-se reescrever (3-24) em termos dos valores eficazes coletivos:

$$I^2 = I_a^2 + I_r^2 + I_d^2 = I_a^{b^2} + I_r^{b^2} + \underbrace{I_a^{u^2} + I_r^{u^2}}_{I^{u^2}} + I_d^2 \quad (3-25)$$

3.5. Decomposição da potência através da TPC

A potência total drenada pela carga é denominada potência aparente pela TPC, embora seja decomposta em mais parcelas que a potência aparente convencional, a qual foi citada na equação (2-2). Na verdade, a cada parcela de corrente definida na seção anterior é associada uma parcela de potência, através dos valores eficazes coletivos das tensões e das próprias parcelas de corrente.

- A potência ativa associa-se com a corrente ativa balanceada através de:

$$P = \mathbf{V} \mathbf{I}_a^b = \frac{1}{T} \int_0^T v_n(t) \cdot i_n(t) dt \quad (3-26)$$

na qual são empregados valores eficazes coletivos de tensão e corrente. Tal expressão resulta no mesmo valor para a potência ativa calculada usando a equação (3-11). Representa a parcela de potência consumida pela carga para gerar trabalho útil.

- A potência reativa associa-se com a corrente reativa balanceada através de:

$$Q = VI_r^b \quad (3-27)$$

Esta parcela de corrente representa a defasagem entre tensões e correntes no sistema.

- A potência de desbalanço associa-se com a corrente de desbalanço através de:

$$U = VI^u \quad (3-28)$$

ou ainda:

$$U = V \sqrt{(I_a^u)^2 + I_r^u^2} = \sqrt{U_a^2 + U_r^2} \quad (3-29)$$

na qual

U_a é a parcela ativa da potência de desbalanço ($U_a = VI_a^u$);

U_r é a parcela reativa da potência de desbalanço ($U_r = VI_r^u$).

A potência de desbalanço representa a potência drenada pela carga devido à diferença de impedâncias entre as fases do sistema.

- A potência residual associa-se com a corrente residual através de:

$$D = VI_d \quad (3-30)$$

Esta parcela de potência representa a potência drenada pelas cargas que apresentam comportamento não linear entre tensão e corrente, não realiza trabalho útil e não caracteriza armazenamento de energia.

Devido à associação direta entre as componentes de corrente e potência, a mesma relação entre a corrente total e suas parcelas apresentada em (3-25) pode ser determinada para as potências, ao multiplicar todos os termos de (3-25) pelo quadrado do valor eficaz coletivo da tensão, resultando na potência aparente A , a qual representa a potência total transferida para a carga:

$$A^2 = V^2 I^2 = P^2 + Q^2 + N^2 + D^2 \quad (3-31)$$

3.6. Fatores de desempenho ou conformidade

Recentemente foram definidos novos indicadores de desempenho [4], com o objetivo de analisar a QEE no PAC. A medição desses indicadores é feita do ponto de vista da carga e pode servir para identificar quais distúrbios uma determinada carga produz:

- fator de não linearidade: relação entre os valores eficazes coletivos da corrente residual e da corrente total:

$$\lambda_D = \frac{I_v}{I} \quad (3-32)$$

O fator de não linearidade será diferente de zero na presença de corrente residual no sistema.

- fator de assimetria: relação entre os valores eficazes coletivos da corrente de desbalanço e a soma dela com as correntes balanceadas:

$$\lambda_U = \frac{I^u}{\sqrt{(I_a^b)^2 + (I_r^b)^2 + (I^u)^2}} \quad (3-33)$$

O fator de assimetria será diferente de zero na presença de desbalanço entre as fases do sistema.

- fator de reatividade: relação entre os valores eficazes da corrente reativa balanceada e a soma dela com a corrente ativa balanceada:

$$\lambda_Q = \frac{I_r^b}{\sqrt{(I_a^b)^2 + (I_r^b)^2}} \quad (3-34)$$

O fator de reatividade será diferente de zero na presença de corrente reativa no sistema.

- fator de potência: relação entre a corrente ativa balanceada e a corrente total.

$$\lambda = \frac{I_a^b}{I} = \frac{P}{A} \quad (3-35)$$

O fator de potência será unitário quando toda a corrente que circula no sistema estiver transferindo potência ativa à carga.

É importante observar que ao multiplicar o numerador e o denominador de (3-35) pelo valor eficaz coletivo da tensão, obtém-se a mesma relação entre potência ativa e potência aparente apresentada em (2-2).

3.7. A proposta de compensação cooperativa dos autores da TPC

Como mencionado no capítulo anterior, na seção 2.2.7, os autores da TPC desenvolveram uma estratégia de compensação cooperativa baseada na formulação da TPC [3] [4].

Esta estratégia tem como objetivo obter uma corrente resultante no PAC, correspondente à corrente ativa balanceada como definida na equação (3-20). Dessa forma, pode-se denominar a parcela total de corrente a ser compensada como corrente não ativa, a qual é expressa para todas as fases do sistema pelo vetor \underline{i}_{na} , obtido pela subtração da corrente ativa balanceada da corrente total do sistema (\underline{i}):

$$\underline{i}_{na} = \underline{i} - \underline{i}_a^b \quad (3-36)$$

Considerando a decomposição da corrente \underline{i} apresentada na seção 3.5, a corrente não ativa contém as parcelas de corrente reativa balanceada, corrente de desbalanço e a corrente residual, e cada uma destas parcelas pode ser atenuada utilizando-se uma tecnologia de compensador.

A compensação da corrente reativa balanceada se dá através da absorção de energia reativa pelo compensador, o que pode ser expresso através de:

$$W^C = -W \quad (3-37)$$

na qual W é a energia reativa total da carga e W^C é a energia reativa total absorvida pelos compensadores.

A absorção da energia reativa pode ser feita utilizando-se compensadores estacionários (bancos de capacitores ou indutores), ou quase estacionários, tais como CCTs, RCTs e STATCOMs.

A corrente de desbalanço, segundo [4], pode ser compensada utilizando os RCTs, enquanto que a corrente residual pode ser compensada através de compensadores dinâmicos.

Com relação à cooperação de compensadores distribuídos pela rede, a estratégia de controle baseada na TPC propõe o uso de uma unidade central de controle (UCC), responsável por adquirir as informações de tensão e corrente do PAC, calcular e distribuir os sinais de controle a serem enviados para os compensadores. A UCC também realiza a compensação global do sistema, já que trabalha com as variáveis medidas do PAC, local no qual os indicadores descritos na seção 3.6 são avaliados. Já os compensadores trabalham na compensação local, ou seja, no ponto aonde estão conectados, melhorando os indicadores localmente, mas cooperam para a compensação global, à medida que o seu controle vem da UCC [30].

Antes de descrever os componentes da UCC, é interessante determinar quais são os sinais de controle enviados a cada tipo de compensador. Estes sinais devem ser grandezas conservativas para que a compensação cooperativa seja viável [4].

Para os compensadores quase-estacionários, são usadas as parcelas das tensões e correntes que oscilam na frequência fundamental e obedecem a sequência positiva de fase [4]. Estas parcelas de tensão e corrente devem ser extraídas das tensões e correntes medidas a cada instante.

Assim, para estes compensadores, os sinais de potência e energia são os seguintes:

$$\begin{aligned} p_f^p &= \underline{v}_f^p \circ \underline{i}_f^p \\ w_{rf}^p &= \underline{\hat{v}}_f^p \circ \underline{i}_f^p \end{aligned} \quad (3-38)$$

nas quais:

p_f^p, w_{rf}^p : são, respectivamente, a potência ativa e a energia reativa instantâneas e fundamentais de sequência positiva.

$\underline{v}_f^p, \underline{i}_f^p$: são vetores de tensões e correntes fundamentais de sequência positiva.

$\hat{\underline{v}}_f^p$: é o vetor de integrais imparciais de tensões fundamentais de sequência positiva.

O sinal referente ao desbalanço do circuito é a potência de desbalanço fundamental média (U_f), calculada através de:

$$U_f = 3V_f^p I_f^n$$

na qual:

V_f^p é o valor eficaz da tensão fundamental de sequência positiva

I_f^n é o valor eficaz da corrente fundamental de sequência negativa

Convém ressaltar que a potência de desbalanço calculada a partir de grandezas oscilando com a frequência fundamental pode ser considerada uma grandeza conservativa [4]. Além disso, em [4] afirma-se que o desbalanço da carga pode ser atenuado consideravelmente utilizando esta formulação.

No caso do CCT, o sinal a ser enviado é o da energia reativa fundamental de sequência positiva, a qual corresponde àquilo que o CCT é capaz de compensar [4]. Este sinal, ao chegar ao compensador, é utilizado para determinar o valor de capacitância necessário naquele instante para compensar os reativos da rede. Assim, considerando um CCT trifásico ligado em delta com um sistema trifásico de fases a, b, c , tem-se:

$$C = -\frac{W_r^{CCT}}{(V_{ab}^2 + V_{ac}^2 + V_{bc}^2)} \quad (3-39)$$

na qual:

C : valor de capacitância que o CCT deve assumir em um determinado instante;

W_r^{CCT} : energia reativa fundamental de sequência positiva enviada a um determinado CCT;

V_{ab}, V_{ac}, V_{bc} : valores eficazes das tensões de linha do circuito trifásico a, b, c .

Já nos RCTs, os quais podem compensar reativos e desbalanço, duas situações devem ser consideradas:

- Quando o RCT estiver sendo usado apenas para compensar a corrente reativa balanceada, o sinal a ser enviado a ele é a energia reativa fundamental de sequência positiva, e a partir dela é determinada a reatividade necessária para a compensação. No caso trifásico, as reatividades são iguais nas três fases, e pode-se escrever:

$$B = \frac{W_r^{RCT}}{(\hat{V}_{ab}^2 + \hat{V}_{ac}^2 + \hat{V}_{bc}^2)} \quad (3-40)$$

na qual:

W_r^{RCT} : energia reativa fundamental de sequência positiva enviada a um determinado RCT.

\mathcal{B} : reatividade do RCT.

$\hat{V}_{ab}, \hat{V}_{ac}, \hat{V}_{bc}$: valores eficazes das integrais imparciais das tensões de linha do circuito trifásico a, b, c .

- Quando o RCT é usado para compensar a corrente reativa balanceada e a corrente de desbalanço, dois sinais devem ser enviados a ele: a energia reativa fundamental de sequência positiva e a potência de desbalanço fundamental. No entanto, como apenas um valor de indutância para cada fase deve ser definido para compensar os dois distúrbios, é necessário limitar a capacidade de compensação de um dos distúrbios em função do outro. Assim, a reatividade calculada a partir de (3-40) continua igual para todas as fases, porém limitada a

$$0 \leq \mathcal{B} \leq \mathcal{B}_{m\acute{a}x} - \mathcal{B}^n \quad (3-41)$$

na qual:

$\mathcal{B}_{m\acute{a}x}$: é a reatividade máxima do RCT.

\mathcal{B}^n : é a reatividade devido à sequência negativa, calculada por

$$\mathcal{B}^n = \omega \frac{U_f}{3V_f^{p2}} \quad (3-42)$$

na qual ω é a frequência fundamental em rad/s.

No caso dos compensadores dinâmicos, o objetivo é compensar tudo aquilo que não foi enviado aos compensadores quase estacionários (distorção harmônica, reativos e desbalanço em frequências diferentes da fundamental). Logo, os sinais de potência e energia não precisam estar em função da frequência fundamental. Assim:

$$\begin{aligned} p^C &= \underline{v} \circ \underline{i}^C \\ w^C &= \underline{\hat{v}} \circ \underline{i}^C \end{aligned} \quad (3-43)$$

nas quais:

p^C, w^C : são, respectivamente, os sinais de potência ativa e energia reativa a serem enviados aos compensadores dinâmicos.

$\underline{v}, \underline{\hat{v}}, \underline{i}^C$: são, respectivamente, os vetores de tensão medida no PAC, integrais imparciais das tensões medidas no PAC, e correntes a serem compensadas pelos compensadores dinâmicos.

As correntes do vetor \underline{i}^C devem satisfazer a Lei de Kirchhoff das Correntes, de forma a satisfazer a propriedade conservativa para p^C e w^C . Ela transfere a estes sinais de controle as parcelas de corrente reativa e de desbalanço que não foram enviadas aos compensadores estacionários mais a corrente residual.

Finalmente, a figura 3.1 apresenta a estrutura de funcionamento da UCC, bem como os sinais de controle descritos anteriormente.

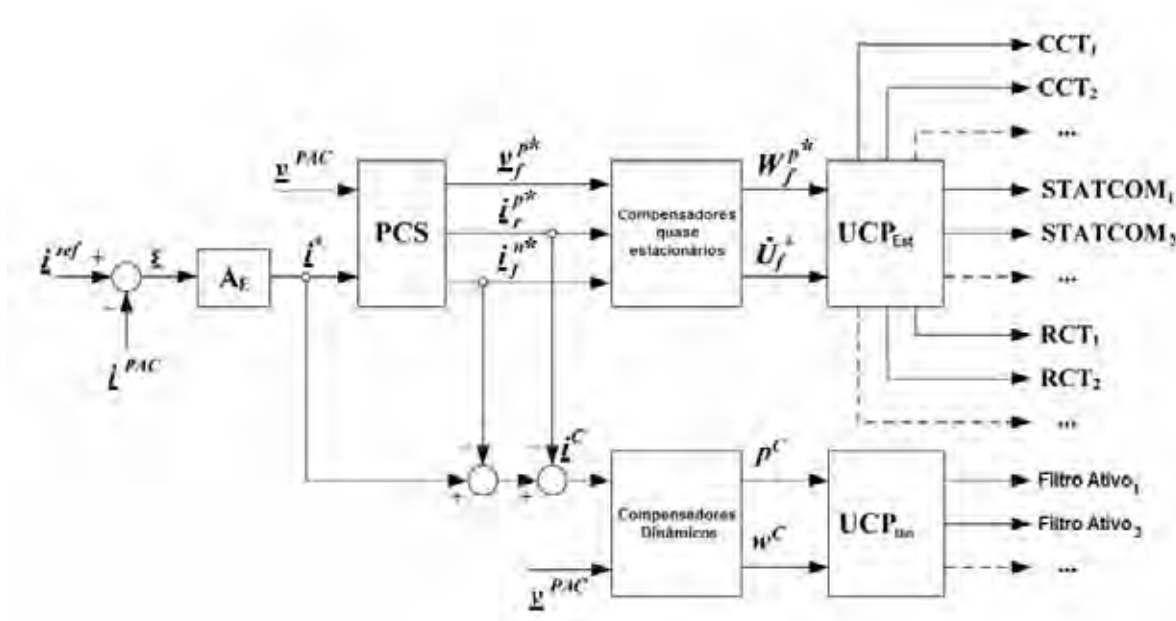


Figura 3.1 - Diagrama de blocos da Unidade Central de Controle da proposta de compensação cooperativa baseada na TPC. FONTE: [4].

As correntes do vetor \underline{i}^{ref} são geradas a partir das correntes medidas no PAC e dos objetivos da compensação. Em geral, a referência de corrente corresponde à parcela de corrente ativa balanceada das correntes medidas.

Em seguida, é determinado o erro $\underline{\varepsilon}$, a partir da diferença entre as correntes de referência e as correntes medidas no PAC. Este erro passa por um ajuste no bloco amplificador do erro (A_E), resultando no sinal de referência de corrente \underline{i}^* .

Este sinal de referência e a tensão medida no PAC entram no processador de componentes de sequência (PCS), o qual extrai desses sinais as componentes fundamentais de sequência positiva e negativa da corrente de referência e a tensão fundamental de sequência positiva.

Os sinais resultantes do PCS vão ser usados para calcular os sinais de controle, tanto dos compensadores estacionários, quanto dos compensadores dinâmicos. Neste último pode-se verificar pela figura 3.1 que a corrente \underline{i}^c deriva da diferença entre a corrente de referência e as parcelas de corrente enviadas aos compensadores quase estacionários.

Por fim, as unidades de compartilhamento de potência (UCP) distribuem porções dos sinais de referência de potência e energia entre as diversas unidades compensadoras distribuídas pela rede. Tais porções são determinadas para cada unidade de acordo com a sua capacidade e distância do PAC. A capacidade é determinada de acordo com o tipo de compensador: nos CCTs e STATCOMs

é a capacitância máxima; nos RCTs é usada a reatidade máxima; nos filtros ativos é calculada a potência aparente máxima através de

$$A^c = 3V \frac{I_{pk}}{\sqrt{2}} \quad (3-44)$$

na qual:

V : é o valor eficaz da tensão nominal do compensador

I_{pk} : é o valor eficaz da corrente de pico máxima que o filtro ativo suporta

Já a distância é uma informação importante, pois interfere no tempo de resposta da comunicação com a UCC, além de haver uma atenuação do efeito compensador devido a impedâncias na linha, transformadores de potência etc [3].

As UCPs exercem um papel primordial na cooperação entre os compensadores quando estes estão distribuídos pela rede, já que elas são responsáveis pelo compartilhamento otimizado da demanda de compensação do PAC.

3.8. Considerações finais

Neste capítulo foram apresentadas algumas das definições da TPC e as ferramentas matemáticas utilizadas no cálculo dessas definições. Tal modelagem procura abordar as não linearidades entre tensões e correntes utilizando o domínio do tempo e funções contínuas. No entanto, a implementação prática destas definições requer a amostragem das variáveis de entrada e o uso de métodos numéricos para algumas funções, o que não produz resultados imprecisos caso uma taxa adequada de amostragem seja utilizada, como será mostrado nos resultados obtidos.

Convém ressaltar as diferenças entre a proposta de compensação baseada na TPC e as descritas no capítulo anterior. Em termos de distúrbios de QEE, esta proposta é a que tem maior flexibilidade, pois propõe soluções para cada um dos distúrbios (distorção harmônica, reativos, desbalanço), ao invés de focar apenas um deles, embora também se possa tratar cada distúrbio em separado usando propostas de compensação seletiva. Isso se deve ao fato de a TPC estabelecer uma decomposição da corrente em parcelas que refletem diretamente as características associadas a cada distúrbio [33].

Além disso, tal proposta procura utilizar mais de uma tecnologia de compensador, através da associação das parcelas de corrente e potência com os componentes e sinais de controle de cada tipo de compensador.

Entretanto, não é possível definir qual das propostas é a melhor, nem eleger uma delas como universal, pois existem diferenças no tipo de aplicação ao qual cada uma se destina.

O capítulo seguinte apresenta a metodologia de projeto e controle dos compensadores proposta neste trabalho.

4. Metodologia para projeto e controle de algumas tecnologias de compensadores baseada na TPC

Tendo apresentado o embasamento teórico necessário no capítulo anterior é apresentada neste capítulo, a metodologia de projeto e controle cooperativo proposta.

Assim como na proposta dos próprios autores da TPC [3] [4], esta metodologia prevê o uso de algumas tecnologias de compensação distintas e procura dividir as parcelas da decomposição de corrente da TPC entre os compensadores de acordo com as características de cada uma. No entanto, a metodologia desenvolvida aqui visa a compensação local de distúrbios, ao contrário das propostas descritas anteriormente, às quais são voltadas à distribuição dos compensadores em diversos pontos da rede.

Dessa forma, as seções deste capítulo descrevem o projeto e o controle de SVCs, filtros passivos e compensadores dinâmicos com base nas definições da TPC e visando a cooperação local entre estas tecnologias de compensadores.

4.1. Projeto dos componentes do SVC a partir da TPC

A tecnologia de compensação quase-estacionária abordada neste projeto é o SVC. Composto de uma associação de CCTs e RCTs, ele será ligado em delta com uma rede trifásica de fases a, b, c , como mostra o esquemático da figura 4.1. A simbologia que aparece na figura será explicada no decorrer desta seção.

O objetivo do SVC nesta abordagem é compensar distúrbios de corrente causados pela carga, de maneira que para o projeto dos seus componentes, as tensões da rede são consideradas como senoidais e equilibradas. O impacto de tal consideração será discutido no capítulo dos resultados.

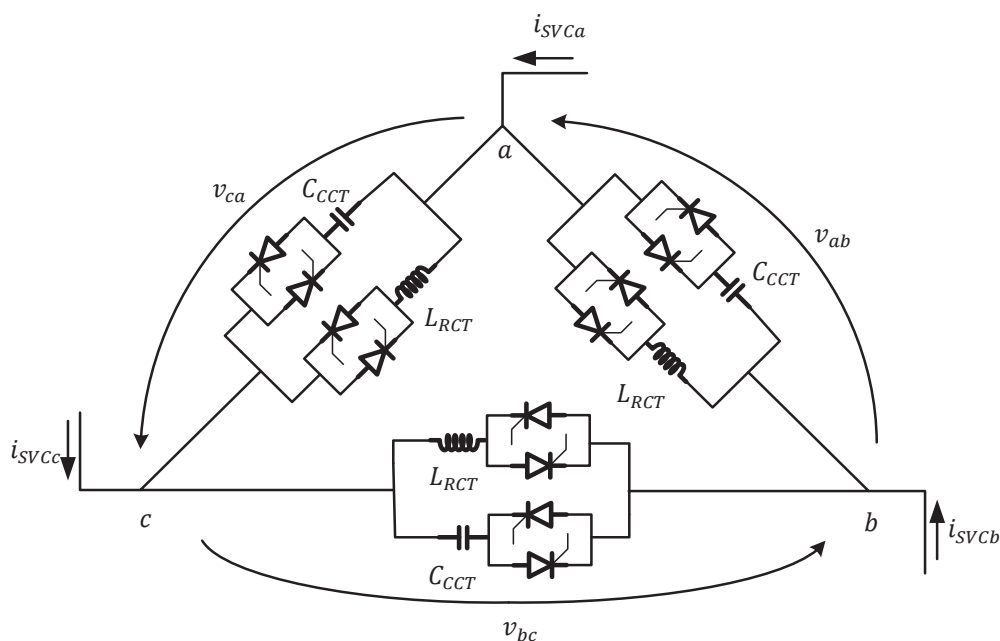


Figura 4.1 - Esquemático do SVC.

Sendo assim, o projeto dos componentes do SVC será definido para as seguintes situações:

- Quando a carga for balanceada, porém com circulação de energia reativa, a corrente que pode ser compensada pelo SVC é a corrente reativa balanceada, ou seja, para cada fase da figura 4.1, $i_{SVCn} = i_{rn}^b$. Nesse caso, apenas o CCT deve atuar, então o valor de capacitância C_{CCT} da figura 4.1 pode ser determinado em função daquela parcela de corrente partindo-se da potência reativa da equação (3-27), a qual pode ser definida também para valores de fase:

$$Q_n = V_n I_r^b \quad (4-1)$$

na qual Q_n , V_n e I_r^b são, respectivamente, a potência reativa, o valor eficaz da tensão e o valor eficaz da corrente reativa balanceada calculados para a n -ésima fase do sistema. Como os capacitores estão conectados em delta, para utilizar a equação (4-1) no cálculo da potência de cada capacitor (Q_{CCT}), deve-se considerar a tensão de linha (V_L , a qual no esquemático da figura 4.1 pode ser V_{ab} ou V_{bc} ou V_{ca}) e dividir a corrente de fase por $\sqrt{3}$, então:

$$Q_{CCT} = V_L \left(\frac{I_r^b}{\sqrt{3}} \right) \quad (4-2)$$

A potência reativa definida pela TPC é diretamente proporcional à energia reativa para a frequência fundamental da rede ω , ou seja:

$$Q_{CCT} = \omega W_{CCT} \quad (4-3)$$

Através de (4-3) é possível relacionar a capacitância com a potência reativa, isolando a energia reativa na equação (3-15), a qual reescrita utilizando os termos do CCT, resulta:

$$W_{CCT} = C_{CCT} V_L^2 \quad (4-4)$$

Substituindo (4-4) em (4-3):

$$Q_{CCT} = \omega C_{CCT} V_L^2 \quad (4-5)$$

Substituindo (4-5) em (4-2) e isolando C_{CCT} , obtém-se:

$$C_{CCT} = \frac{I_r^b}{\omega V_L \sqrt{3}} \quad (4-6)$$

Convém observar que o capacitor calculado pela equação (4-6) fica em função da frequência fundamental, o que garante a compensação total em casos senoidais apenas, embora, em condições não senoidais seja possível compensar a totalidade da corrente reativa balanceada na frequência fundamental e, compensar uma parcela considerável das frequências harmônicas mais baixas presentes naquela parcela de corrente.

- Quando a carga for desbalanceada e com consumo de reativos, tanto o CCT quanto o RCT devem atuar. As parcelas de corrente a serem compensadas pelo SVC são a corrente reativa balanceada e a corrente de desbalanço, ou seja, para a n-ésima fase:

$$i_{SVCn} = i_{rn}^b + i_n^u \quad (4-7)$$

ou ainda, em termos dos valores eficazes:

$$I_{SVCn} = \sqrt{I_{rn}^b{}^2 + I_n^u{}^2} \quad (4-8)$$

Porém, sendo as correntes desiguais entre as fases devido ao desbalanço, para projetar o CCT e o RCT deve-se calcular (4-8) para cada fase e escolher o maior valor resultante de I_{SVCn} para especificar o indutor e o capacitor para as três fases.

Sendo o RCT uma carga indutiva, ela contribui para a circulação de reativos na rede, logo o CCT deve compensar também os reativos ocasionados pelo RCT. Isto é garantido através da seguinte relação entre as reatâncias do CCT e do RCT:

$$X_{CCT} = 2X_{RCT} \quad (4-9)$$

Dessa forma, considera-se que a corrente que passa pelo RCT é a mesma a ser compensada da carga, e o CCT deve compensar ambas, por isso X_{RCT} aparece duplicado em (4-9).

A determinação da reatância do reator e da capacitância do CCT é feita com base na figura 4.2, assumindo que a corrente $I_{SVCm\acute{a}x}$, a qual pode ser qualquer uma das fases a, b, c , é a maior dentre as três fases do circuito, e a tensão de linha utilizada será V_L , considerando para efeitos de projeto que as tensões são senoidais e equilibradas.

Então, de acordo com a figura 4.2, a reatância X_{CCT} pode ser expressa em termos da tensão e corrente na equação (4-9) como:

$$\frac{V_L}{I_{SVCm\acute{a}x}/\sqrt{3}} = 2X_{RCT},$$

lembrando que a corrente $I_{SVCm\acute{a}x}$ deve ser dividida por $\sqrt{3}$ devido ao fato de o SVC estar em delta com a rede. Assumindo que a reatância relaciona-se com a reatância por $X = \omega/B$, sendo ω a frequência fundamental da rede, substitui-se a reatância do RCT pela sua reatividade:

$$\frac{V_L}{I_{SVCm\acute{a}x}} = \frac{2\omega}{B_{RCT}\sqrt{3}}$$

$$B_{RCT} = \frac{2\omega I_{SVCm\acute{a}x}}{V_L\sqrt{3}} \tag{4-10}$$

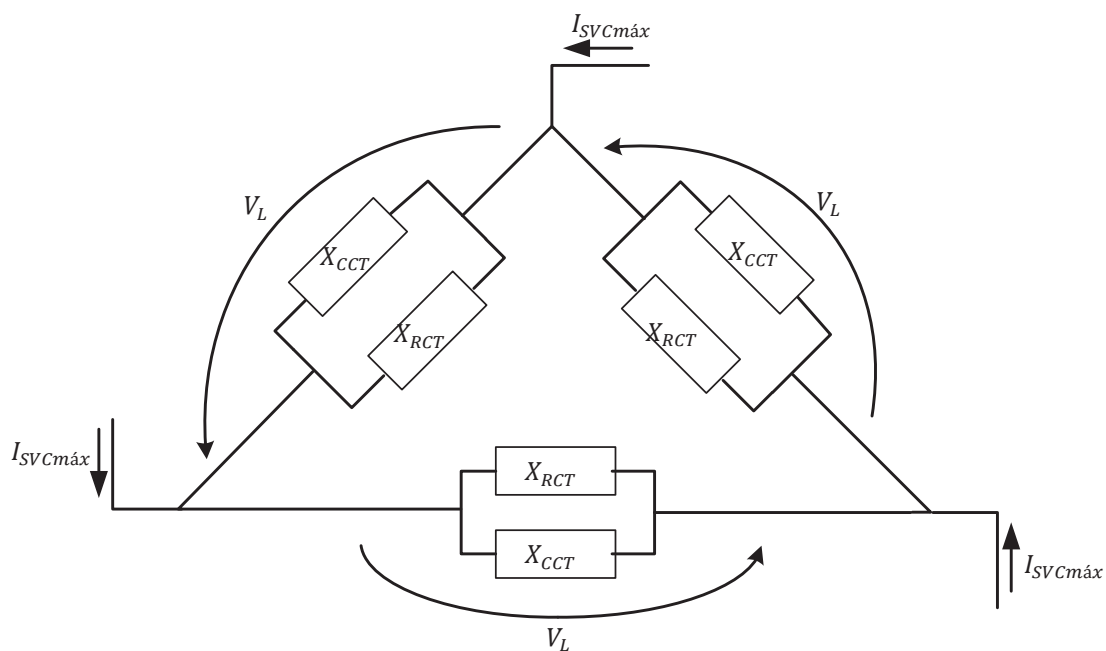


Figura 4.2 - Representação do SVC para a especificação do reator e do capacitor no caso de carga balanceada e com reativos.

Já a capacitância do CCT é obtida naturalmente a partir da reatância X_{CCT} :

$$C_{CCT} = \frac{I_{SVCm\acute{a}x}}{\omega V_L \sqrt{3}} \quad (4-11)$$

Os ângulos de disparo dos tiristores do RCT devem ser determinados de maneira a produzir as reatividades necessárias para equilibrar a carga. Estas reatividades são expressas em termos do RCT e do CCT para a rede trifásica de fases a, b, c por:

$$\begin{aligned} \mathcal{B}_{ab} &= -\mathcal{B}_{ab}^{\alpha} + \mathcal{B}_{CCT} \\ \mathcal{B}_{bc} &= -\mathcal{B}_{bc}^{\alpha} + \mathcal{B}_{CCT} \\ \mathcal{B}_{ca} &= -\mathcal{B}_{ca}^{\alpha} + \mathcal{B}_{CCT} \end{aligned} \quad (4-12)$$

nas quais:

$\mathcal{B}_{ab}, \mathcal{B}_{bc}$ e \mathcal{B}_{ca} são as reatividades equivalentes do SVC vistas pela rede;

$\mathcal{B}_{ab}^{\alpha}, \mathcal{B}_{bc}^{\alpha}$ e $\mathcal{B}_{ca}^{\alpha}$ são as reatividades de cada RCT resultantes do chaveamento dos reatores em um determinado ângulo de disparo;

\mathcal{B}_{CCT} : é a reatividade de cada CCT, calculada por $\omega^2 C_{CCT}$.

Nas equações (4-12), a reatividade \mathcal{B}_{CCT} é igual para todos os CCTs, pois o valor da capacitância não muda para uma mesma carga.

Já as reatividades equivalentes de cada RCT mudam durante o funcionamento do SVC, devido ao chaveamento dos seus tiristores em um determinado ângulo de disparo. O cálculo destas reatividades é diferente da equação (4-10), pois aquela equação é para a especificação dos componentes e resulta no valor máximo de indutância para suportar a maior corrente de uma determinada carga. Sendo assim, as reatividades que devem ser produzidas pelo chaveamento dos tiristores dos RCTs são obtidas através de:

$$\begin{aligned} \mathcal{B}_{ab}^{\alpha} &= \left(\frac{\omega}{3\sqrt{2}V_c} \right) \left(i_{SVCa} \Big|_{\substack{v_a=0 \\ \dot{v}_a > 0}} + i_{SVCb} \Big|_{\substack{v_b=0 \\ \dot{v}_b > 0}} - i_{SVCc} \Big|_{\substack{v_c=0 \\ \dot{v}_c > 0}} \right) \\ \mathcal{B}_{bc}^{\alpha} &= \left(\frac{\omega}{3\sqrt{2}V_a} \right) \left(-i_{SVCa} \Big|_{\substack{v_a=0 \\ \dot{v}_a > 0}} + i_{SVCb} \Big|_{\substack{v_b=0 \\ \dot{v}_b > 0}} + i_{SVCc} \Big|_{\substack{v_c=0 \\ \dot{v}_c > 0}} \right) \\ \mathcal{B}_{ca}^{\alpha} &= \left(\frac{\omega}{3\sqrt{2}V_b} \right) \left(i_{SVCa} \Big|_{\substack{v_a=0 \\ \dot{v}_a > 0}} - i_{SVCb} \Big|_{\substack{v_b=0 \\ \dot{v}_b > 0}} + i_{SVCc} \Big|_{\substack{v_c=0 \\ \dot{v}_c > 0}} \right) \end{aligned} \quad (4-13)$$

As equações (4-13) utilizam os valores de corrente i_{SVCn} calculados nas fases a, b, c através da equação (4-7). Porém, estes valores são calculados apenas no cruzamento por zero das tensões de fase, com derivada temporal positiva [10]. A justificativa para essa abordagem encontra-se no fato de que, considerando a decomposição da corrente definida pela TPC, a parcela de corrente ativa balanceada é a única proporcional e em fase com a tensão, ou seja, ela é nula quando a tensão cruza o zero. Neste instante, a corrente não nula corresponde à toda a corrente que necessita ser

compensada, isto é, toda a corrente diferente da ativa balanceada, e uma parcela desta corrente é aquela destinada a ser compensada pelo SVC.

No caso de tensões distorcidas, é recomendável que se utilize uma referência de tensão senoidal oscilando na frequência fundamental para as condições das equações (4-13).

Finalmente, os ângulos de disparo dos tiristores dos RCTs são determinados pelas seguintes equações:

$$\begin{aligned} B_{ab} &= \frac{B_{RCT}}{\pi} (2\pi - 2\alpha_{ab} + \sin 2\alpha_{ab}) \\ B_{bc} &= \frac{B_{RCT}}{\pi} (2\pi - 2\alpha_{bc} + \sin 2\alpha_{bc}) \\ B_{ca} &= \frac{B_{RCT}}{\pi} (2\pi - 2\alpha_{ca} + \sin 2\alpha_{ca}) \end{aligned} \quad (4-14)$$

nas quais α_{ab} , α_{bc} e α_{ca} são os ângulos em relação às tensões v_{ab} , v_{bc} e v_{ca} , a partir dos quais os tiristores dos RCTs são acionados em cada ciclo da tensão. Valores típicos para estes ângulos estão compreendidos entre 90° e 180°.

Pelas equações (4-14), ao disparar o tiristor do RCT conectado às fases m e n quaisquer com o ângulo α_{mn} em relação à tensão v_{mn} , a reatidade equivalente do SVC vista pela rede será B_{mn} .

Definidas as variáveis de projeto do SVC, cabem algumas considerações:

- A presença da frequência fundamental ω nas equações de projeto do SVC evidencia a dependência dos componentes deste compensador com relação a uma determinada frequência. No entanto, deve-se lembrar que os componentes do SVC também oferecem reatâncias em outras frequências, o que possibilita a compensação, ainda que não total, de parcelas de corrente reativa e corrente de desbalanço na presença de frequências diferentes da fundamental ω ;
- As correntes utilizadas no projeto e no controle dos componentes do SVC devem ser medidas com relação à carga, seja ela linear ou não linear, já que a decomposição de corrente da TPC possibilita extrair apenas as parcelas de corrente correspondentes aos objetivos deste compensador, ou seja, correntes reativas e de desbalanço.

4.2. Projeto dos componentes do filtro passivo sintonizado

O compensador estacionário escolhido para cooperar com o SVC foi o filtro passivo. A cooperação neste caso está no fato do filtro ser projetado visando atenuar as distorções harmônicas causadas tanto pelo chaveamento do RCT, como por cargas não lineares, ou seja, além de abordar

um distúrbio não contemplado pelo SVC, o filtro também contribui para solucionar interações prejudiciais entre o SVC e a rede.

O projeto dos componentes do filtro passivo leva em consideração as componentes harmônicas dominantes causadas pela aplicação do SVC, as quais são geralmente 5ª, 7ª e 11ª. Devido ao fato de que nesta aplicação o chaveamento do RCT produz efeitos indutivos de magnitude diferente em cada fase da rede, mesmo a sua ligação em delta pode levar à circulação de 3ª harmônica causada pelo RCT. Neste caso, também é projetado um filtro passivo para 3ª harmônica. Havendo cargas não lineares na rede que produzam componentes harmônicas diferentes daquelas citadas, com uma amplitude considerável, pode-se projetar filtros passivos para estas componentes também.

Definidas as harmônicas, são projetados circuitos RLC para cada uma delas. Estes circuitos RLC são ligados em Y não aterrado, como mostra a figura 4.3.

O capacitor de cada filtro deve ser entre 10 a 50 vezes menor que o CCT do SVC, de forma a não exceder a capacidade de compensação do RCT. Outra possibilidade seria o projeto do RCT levando em conta a capacitância do CCT e do filtro sintonizado, na frequência fundamental da rede. Neste caso, os capacitores dos filtros poderiam ser escolhidos com base em critérios distintos.

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:

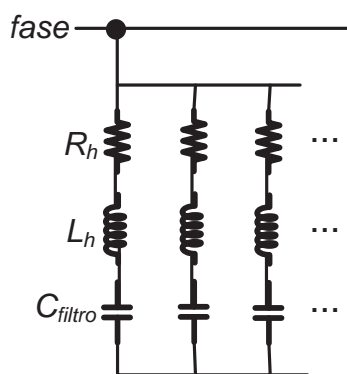


Figura 4.3 - Filtros passivos RLC ligados em Y e conectados a uma fase.

$$L_h = \frac{1}{(h\omega)^2 C_{filtro}} \quad (4-15)$$

na qual:

L_h : indutor sintonizado na frequência de ordem harmônica h .

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

Já o resistor corresponde ao fator de qualidade, descrito na seção 2.1.1 e é calculado para ordem harmônica como: [3]

$$R_h = \frac{1}{2\pi h C_{filtro} FQ} \quad (4-16)$$

na qual:

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

FQ : Fator de qualidade, definido na seção 2.1.1.

As equações (4-15) e (4-16) mostram que tanto o indutor quanto o resistor são inversamente proporcionais à capacitância, ou seja, quanto menor o valor do capacitor, maior será a impedância do indutor sintonizado e, conseqüentemente, a corrente harmônica atenuada será menor. Porém valores pequenos de capacitores são interessantes para evitar sobre-compensação de reativos. Sendo assim, deve-se escolher uma relação entre C_{filtro} e o CCT que além de evitar a sobre-compensação de reativos, também não prejudique a compensação do próprio filtro.

Além disso, em termos de especificação prática dos componentes dos filtros, é interessante estimar quais são as tensões e correntes às quais os filtros passivos estão submetidos. No caso das tensões, às quais podem ser desequilibradas, deve-se adotar o maior valor dentre as fases do sistema. Já as correntes do filtro, como não estão associadas a nenhuma parcela definida pela TPC, devem ser estimadas considerando uma relação com as correntes do SVC e das cargas não lineares: os resultados apresentados no capítulo 6 deste trabalho mostram que, na ausência de cargas não lineares, as correntes dos filtros podem chegar a cerca de 40% das correntes do SVC, enquanto que em redes com carga não linear e SVC, os filtros podem drenar uma corrente correspondente a 60% da corrente drenada pelo SVC.

4.3. Sinal resultante para compensadores dinâmicos

Devido à complexidade do projeto de compensadores dinâmicos como o filtro ativo descrito na seção 2.1.4, neste trabalho será apenas discutido o papel desta tecnologia na compensação cooperativa utilizando-se uma fonte de corrente controlada para representá-lo, como mostra a figura 4.4.

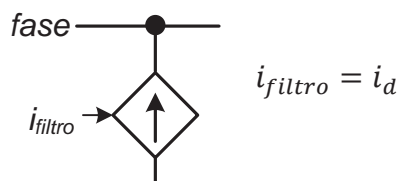


Figura 4.4 - Fonte de corrente controlada por corrente representando um compensador dinâmico.

A fonte de corrente controlada por corrente mostrada na figura 4.4 fornece à rede a corrente i_{filtro} , liberando a fonte de alimentação de fornecê-la e restringindo a propagação dos distúrbios contidos nesta corrente.

Considerando a cooperação do compensador dinâmico com o filtro passivo e o SVC, a corrente i_{filtro} deve fornecer parcelas de corrente não contempladas pelos outros compensadores, evitando ressonâncias e sobre-compensação. Assim, de acordo com a decomposição de corrente da TPC, a corrente i_{filtro} pode ser a corrente residual da carga, assim como foi definida na equação (3-18).

Fornecendo apenas a corrente residual à rede, em conjunto com o SVC fornecendo as correntes reativa balanceada e de desbalanço, os distúrbios da carga serão plenamente corrigidos. O filtro passivo pode ser utilizado para compensar apenas a distorção causada pelo SVC e/ou na complementação da compensação realizada pelo compensador dinâmico, reduzindo assim o valor da corrente i_{filtro} a ser fornecida pelo filtro ativo e, conseqüentemente, reduzindo os seus custos de implementação.

4.4. Controle dos compensadores a partir das definições da TPC

Nas seções anteriores deste capítulo foram apresentadas propostas para o projeto de SVCs, filtros passivos e compensadores dinâmicos de maneira que estas tecnologias pudessem operar em regime de cooperação, através da divisão dos distúrbios entre elas com base na decomposição de corrente da TPC. No entanto, o projeto dos componentes como proposto funciona para uma determinada configuração de carga, isto é, em uma rede com variações de carga, na qual a intensidade dos distúrbios presentes muda, os compensadores precisam ser ajustados.

Neste caso, os filtros passivos devem ser projetados considerando a condição mais crítica da carga e não oferecem possibilidades de mudança. Já os compensadores quase estacionários como o SVC e os dinâmicos como o filtro ativo, os quais têm seus componentes (reatores, tiristores, cabos) projetados considerando os casos mais críticos, apresentam flexibilidade suficiente para se adaptar a mudanças na carga e manter a eficácia da compensação.

Para isso, uma estratégia de controle deve ser desenvolvida. Então, esta seção discute propostas de gerenciamento para as três tecnologias de compensadores abordadas neste trabalho.

Serão utilizadas as definições da TPC, sobretudo os fatores apresentados na seção 3.6, os quais foram definidos recentemente em [4] e pouco explorados em termos de possíveis aplicações.

Inicialmente, vale a pena ressaltar que as variáveis controláveis do SVC (o valor da capacitância do CCT e o ângulo de disparo do RCT), bem como a inserção dos filtros passivos, devem ser realizadas com a carga operando em regime, o que pode ser detectado pela estabilidade dos valores medidos por um determinado número de ciclos da rede.

Após uma nova carga entrar em regime, são avaliados os valores do fator de não linearidade, do fator de assimetria e do fator de reatividade (equações (3-32), (3-33) e (3-34)) calculados para a carga. Valores limite devem ser estabelecidos para aqueles fatores, através de normatização, por exemplo.

- Se o fator de assimetria λ_U estiver abaixo de um valor limite λ_U^{lim} pré-estabelecido, a nova carga pode ser considerada balanceada, então o RCT deve ser desligado e o fator de reatividade λ_Q deve ser avaliado: caso esteja acima de seu valor limite λ_Q^{lim} , ou seja, a carga drena uma quantidade considerada excessiva de potência reativa, o capacitor do CCT deve ser recalculado segundo (4-6) e o CCT deve mudar sua capacitância.
- Se o valor de λ_U mudar e estiver acima de λ_U^{lim} , deve-se recalculer os ângulos de disparo do RCT e provavelmente um novo capacitor para o CCT. Nesse caso, o filtro passivo deve ser ligado obrigatoriamente, já que o RCT causa distorção na corrente mesmo que a carga seja linear.
- O fator de não linearidade λ_D define se o filtro ativo é necessário: caso esteja abaixo de um valor limite λ_D^{lim} , o filtro ativo pode ser desligado. Caso contrário, se λ_D estiver acima do limite mesmo se o filtro passivo estiver sendo utilizado, provavelmente existem componentes harmônicas diferentes daquelas em que o filtro passivo está sintonizado ou sua capacidade foi excedida, então o filtro ativo é ligado.

O fluxograma mostrado na figura 4.5 sumariza a sequência de análise dos fatores e reconfiguração dos compensadores quando ocorre uma mudança nas cargas.

Convém observar que a inserção ou retirada dos compensadores deve ser realizada de forma controlada também: caso haja mudança no valor do CCT, a entrada ou saída de bancos de capacitores pelo chaveamento dos tiristores deve ocorrer no cruzamento por zero da tensão de linha a qual o CCT está conectado, de forma a evitar transitórios. Também a entrada do RCT e dos filtros passivos na rede deve ocorrer com a carga já em regime. Já a mudança do ângulo de disparo do RCT, não requer cuidados especiais. Até mesmo a fonte de corrente controlada que simula o efeito da compensação ativa deve ser inserida no cruzamento por zero da tensão da fase à qual a fonte está conectada.

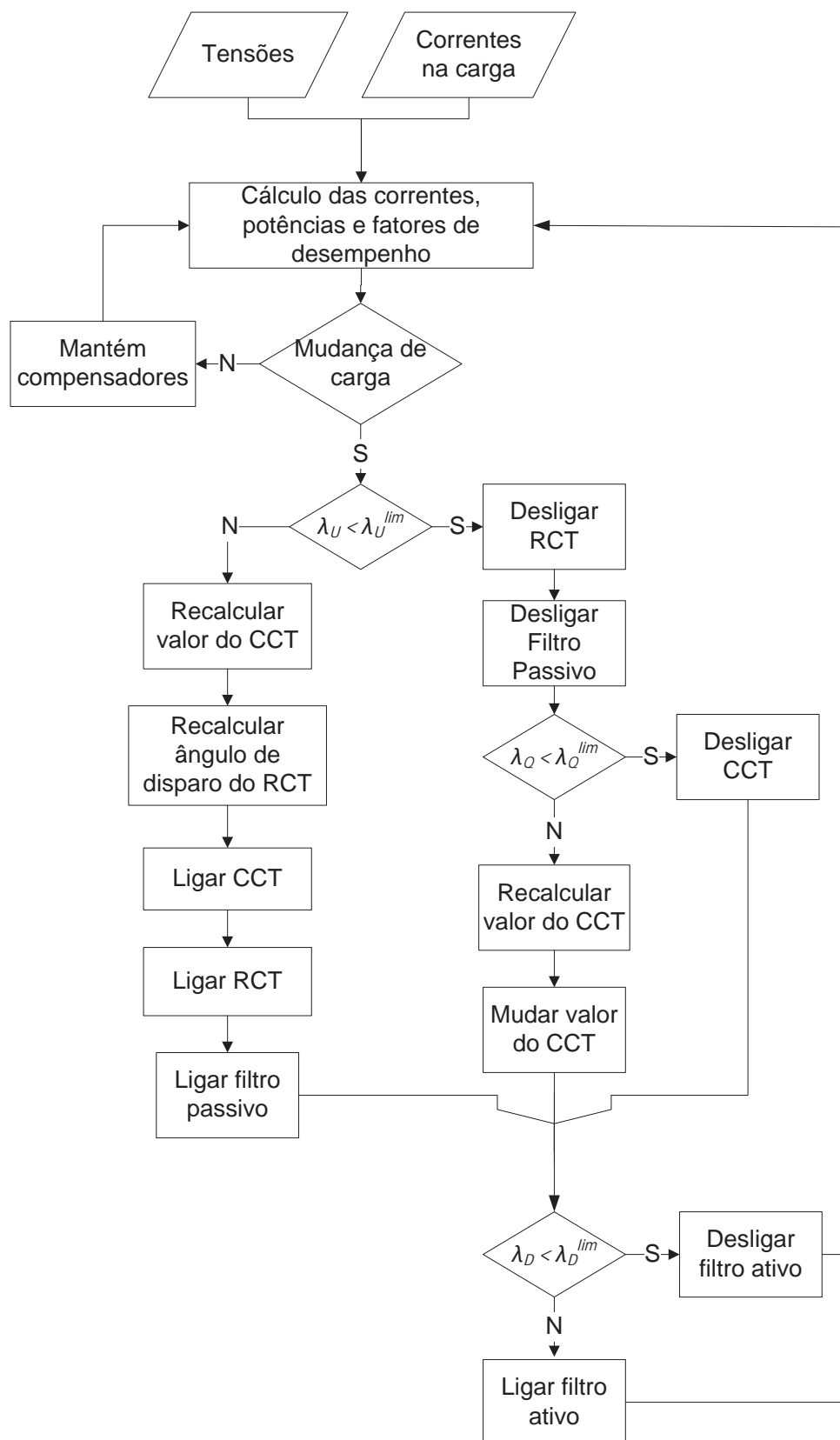


Figura 4.5 - Fluxograma do controle dos compensadores durante uma mudança de cargas.

4.5. Considerações finais

Um ponto importante de ser lembrado é que os valores obtidos para os indutores e capacitores através desta metodologia de projeto devem ser, na prática, ajustados para valores comerciais. Assim, o cálculo do ângulo de disparo dos tiristores do RCT, por exemplo, deve levar em consideração os valores práticos dos indutores e capacitores, de maneira a não comprometer a eficácia da compensação.

Em comparação com as outras propostas de compensação descritas nos capítulos anteriores, esta proposta diverge no fato de ser voltada à compensação local: apesar de abordar três tecnologias de compensadores diferentes, apenas uma unidade de cada compensador é instalada, e todas as três, se necessárias, estão conectadas ao mesmo ponto da rede. Nesse sentido, o controle centralizado das unidades compensadoras, necessário em algumas das propostas anteriores [19] [4], é único e concentrado ao PAC neste caso.

No entanto, o que aproxima a metodologia deste trabalho das demais é o conceito de cooperação entre compensadores, já que os distúrbios presentes no PAC são divididos entre tecnologias de compensação distintas, sem interações prejudiciais.

Comparando a formulação desenvolvida neste capítulo com a formulação apresentada na seção 3.7, verifica-se algumas diferenças, apesar de o embasamento teórico ser o mesmo:

- A proposta da seção 3.7 procura utilizar grandezas conservativas ou correntes fundamentais de sequência positiva no projeto dos compensadores quase estacionários, enquanto que na proposta deste trabalho foram utilizadas as parcelas da decomposição de corrente da TPC para projetar os componentes do SVC;
- O controle das unidades compensadoras em [4] é feito através do envio de valores de potência e energia aos compensadores, enquanto na metodologia definida neste trabalho o controle manipula diretamente os sinais de disparo dos tiristores do CCT e do RCT, e o sinal de corrente residual é enviado diretamente aos compensadores dinâmicos.
- As tensões utilizadas na proposta de [4] são também consideradas senoidais e equilibradas, ao menos para os compensadores quase estacionários, da mesma forma que foi considerada na proposta deste trabalho para o projeto do SVC. No entanto, a influência dos distúrbios presentes em tensões não senoidais nas estratégias de projeto e controle cooperativo baseadas na TPC, apesar de abordadas em outras propostas de compensação voltadas à tensão [19] [25], e desenvolvida para o RCT em [10], pode ser tema de trabalhos futuros nesta abordagem.

O capítulo seguinte apresenta as redes e cargas utilizadas para testar a proposta apresentada neste capítulo.

5. Descrição dos sistemas desenvolvidos para testar a metodologia proposta

A metodologia para o projeto e controle cooperativo proposta no capítulo anterior foi testada em dois tipos de redes, considerando-se cargas lineares balanceadas e desbalanceadas, além de cargas não lineares.

Também foram realizados testes utilizando SVCs e filtros passivos distribuídos em uma rede com treze nós, porém sem o intuito de propor uma nova metodologia e sim observar o comportamento dos compensadores nestas condições.

Os valores utilizados para estas redes, bem como para as cargas lineares, baseiam-se nos parâmetros das redes padrão do IEEE [35].

Os circuitos foram montados no software PSCAD [36], o qual oferece componentes próprios para simular as redes padrão do IEEE [35], bem como suporte a programas desenvolvidos em linguagem C para implementar as estratégias de projeto e controle.

5.1. Rede com baixa impedância de linha (alto nível de curto circuito)

O objetivo desta rede é testar os compensadores na chamada “rede forte”, a qual possui uma baixa impedância de linha e alto nível de curto circuito, fazendo com que a tensão fornecida seja pouco afetada pela carga. A figura 5.1 mostra a configuração desta rede.

A tensão de alimentação é senoidal, com frequência de 60Hz, e valor eficaz de linha igual a 4,16kV [35].

As impedâncias de linha em cada fase foram calculadas considerando-se uma queda de tensão de 5%, com um fator de deslocamento de 0,8. Dessa forma: $z_{linha} = 0,1152 + j0,0863 \Omega$.

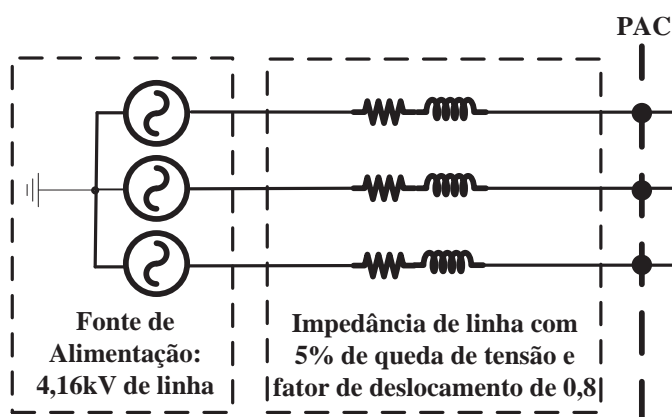


Figura 5.1 - Rede com baixa impedância de linha.

5.2. Rede com alta impedância de linha (baixo nível de curto circuito)

Nesta rede as tensões que chegam à carga são mais afetadas pelos distúrbios da carga, devido a uma impedância de linha considerável. A figura 5.2 apresenta o circuito desta rede.

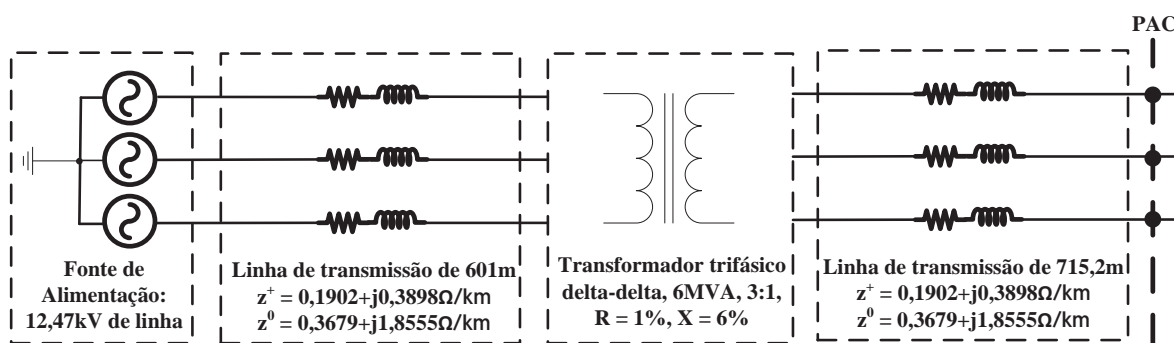


Figura 5.2 - Rede com alta impedância de linha.

Esta rede é similar à proposta pelo IEEE [35], com tensões de alimentação senoidais com valor eficaz de linha de 12,47kV e frequência de 60Hz.

O alimentador é ligado a um transformador por uma linha de transmissão de 601m.

O transformador é de 6MVA, trifásico, com primário e secundário ligados em delta, relação de transformação de 3:1, resistências de 1% e reatâncias de 6%.

O secundário do transformador é ligado à carga através de uma linha de transmissão de 715,2m.

As impedâncias das linhas de transmissão são expressas através de componentes de sequência:

Impedância de sequência positiva	$0,1902 + j0,3898 \Omega/km$
Impedância de sequência zero	$0,3679 + j1,8555 \Omega/km$

5.3. Configuração de cargas

Com o objetivo de verificar o comportamento dos compensadores sob condições lineares e não lineares, cargas lineares balanceadas e desbalanceadas e também cargas não lineares foram projetadas em conjunto com as redes descritas nas seções 5.1 e 5.2. A tabela 5.1 descreve as quatro configurações de carga apresentadas a seguir:

- Carga 1: RL balanceada, ligada em Y;
- Carga 2: RL desbalanceada, ligada em Y;
- Carga 3: RL balanceada, ligada em Y, mais retificador trifásico de 6 pulsos a tiristor;
- Carga 4: RL desbalanceada, ligada em Y, mais retificador trifásico de 6 pulsos a tiristor.

Tabela 5.1 - Descrição das cargas.

	Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 4
Potência ativa por fase [MW]	1,800	fase a: 1,275 fase b: 1,800 fase c: 2,375	1,188	fase a: 1,103 fase b: 1,612 fase c: 1,125
Fator de Potência por fase	0,9000	fase a: 0,8500 fase b: 0,9000 fase c: 0,9500	0,7900	fase a: 0,9000 fase b: 0,9331 fase c: 0,7253
R [Ω] por fase	2,5958	fase a: 3,2688 fase b: 2,5958 fase c: 2,1920	2,4040	fase a: 8,7249 fase b: 2,5958 fase c: 2,4372
L [H] por fase	0,0033	fase a: 0,0054 fase b: 0,0033 fase c: 0,0019	0,0110	fase a: 0,0351 fase b: 0,0092 fase c: 0,0076
R [Ω] do lado CC	-	-	10,0000	9,0000
L [H] do lado CC	-	-	0,2000	0,2000

A figura 5.3 mostra as configurações das cargas RL em Y e do retificador trifásico de 6 pulsos a tiristor.

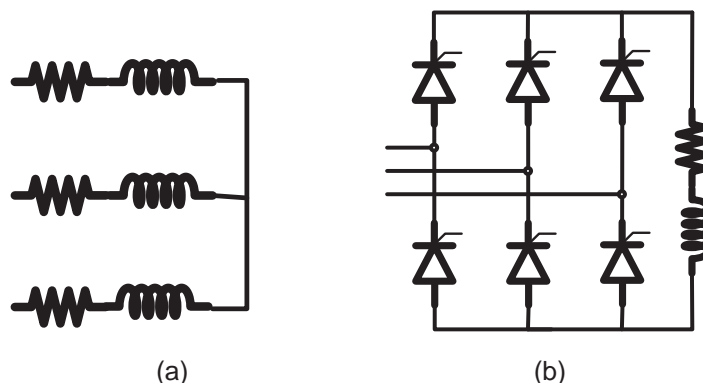


Figura 5.3 - (a) Carga RL em Y; (b) Retificador trifásico de 6 pulsos a tiristor com RL no lado CC.

5.4. Topologia dos compensadores e medições

A figura 5.4 apresenta a topologia dos compensadores nos circuitos simulados. Na ausência de condutores de retorno, as tensões foram medidas junto ao PAC em cada fase com relação a um ponto virtual, como recomendado em [4] [32].

Já as correntes foram medidas em dois pontos: junto ao PAC, de forma a monitorar os resultados da compensação; e junto à carga, para servir de referência aos cálculos de projeto e controle dos compensadores. Dessa forma, os compensadores ficam vinculados somente à carga e suas variações.

A taxa de amostragem das medições foi de 12600Hz, sendo 210 amostras por ciclo da tensão, frequência e amostragens suficientes para um bom desempenho dos algoritmos de cálculo das definições da TPC.

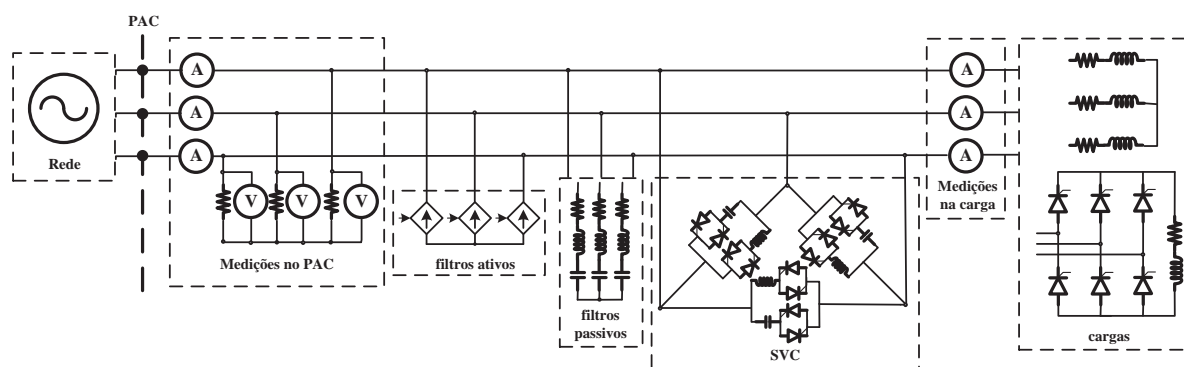


Figura 5.4 - Esquemático representado a topologia dos compensadores e os pontos de medição dos circuitos simulados.

5.5. Sistema com cargas variáveis

Com o objetivo de avaliar o comportamento da estratégia de controle proposta na seção 4.4, foi implementado um sistema que oferecia três configurações de carga diferentes, de maneira a variar o perfil da carga durante o tempo de simulação, produzindo as seguintes situações:

- Carga RL balanceada conectada em Y mais retificador trifásico de seis pulsos a tiristor;
- Carga RL desbalanceada conectada em Y mais retificador trifásico de seis pulsos a tiristor;
- Carga RL desbalanceada conectada em Y com potência maior que a carga RL anterior e sem retificador.

A tabela 5.2 apresenta os valores das cargas nas três configurações:

Tabela 5.2 - Valores de potência ativa, fator de potência e dos componentes por fase das configurações de carga para simulação de variação de cargas.

	Configuração 1	Configuração 2	Configuração 3
Potência ativa por fase [MW]	1,200	fase a: 1,037 fase b: 1,563 fase c: 1,055	fase a: 1,190 fase b: 0,939 fase c: 0,876
Fator de Potência por fase	0,7915	fase a: 0,8940 fase b: 0,9310 fase c: 0,7077	fase a: 0,9000 fase b: 0,9331 fase c: 0,7253
R [Ω] por fase	2,4040	fase a: 8,7249 fase b: 2,5958 fase c: 2,4372	fase a: 2,2129 fase b: 1,8810 fase c: 3,6919
L [H] por fase	0,0110	fase a: 0,0351 fase b: 0,0092 fase c: 0,0076	fase a: 0,0060 fase b: 0,0044 fase c: 0,0074
R [Ω] do lado CC	10,0000	10,0000	-
L [H] do lado CC	0,2000	0,2000	-

A rede na qual estas cargas foram conectadas é a mesma descrita na seção 5.2.

5.6. Rede com cargas distribuídas

Esta rede com cargas distribuídas é baseada nas redes padrão para experimentos com distribuição definidas pelo IEEE [35], mais especificamente no modelo com 13 nós.

Algumas simplificações e adaptações foram realizadas em relação ao modelo original, disponível na referência [37], durante a sua implementação no simulador, tais como:

- Retirada do condutor neutro;
- Retirada do regulador de tensão da fonte do nó 650 e da chave seccionadora que isolava nós do resto do circuito;
- Reconfiguração das cargas monofásicas para bifásicas;
- Modelamento das linhas de transmissão através das matrizes de impedâncias da linha, ao invés do uso de parâmetros como tipos de cabo e dimensões das torres de transmissão;
- Adição de uma carga não linear balanceada.

Tais adaptações foram feitas para ressaltar algumas características do modelo que são interessantes para verificar o comportamento dos compensadores abordados neste trabalho. No entanto, convém ressaltar que os níveis de tensão nos nós, bem como a potência das cargas (exceto no caso em que foi adicionada uma carga não linear) foi pouco alterada em relação aos resultados do documento original do IEEE [37].

A figura 5.5 apresenta um esquemático da configuração da rede e da distribuição dos nós.

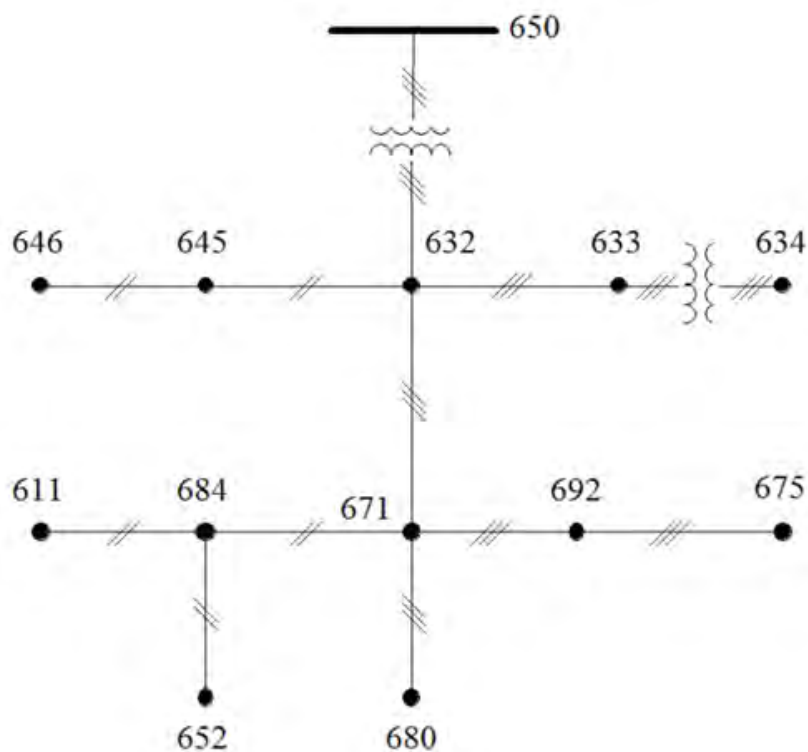


Figura 5.5 - Disposição dos nós na rede de cargas distribuídas.

Na figura 5.5, cada ponto numerado representa um nó, e a barra numerada como 650 representa a fonte de tensão. A tensão de linha fornecida naquela barra é de 115kV, sendo rebaixada para 4,16kV de linha (2,40kV por fase) por um transformador conectado à mesma barra, com potência de 5MVA, conectado em delta no primário e em Y aterrado no secundário, resistências de 1% e reatâncias de 8%.

Além do transformador na barra 650, há um transformador entre os nós 633 e 634, abaixando a tensão de 4,16kV de linha para 480V de linha (277V por fase). A potência deste transformador é de 500kVA, com primário e secundário conectados em Y aterrado, resistências de 1,1% e reatâncias de 2%.

Com relação às linhas de transmissão entre os nós, a tabela 5.3 apresenta as matrizes de impedâncias $R+jX$ e capacitâncias utilizadas e quais nós elas conectam.

Tabela 5.3 - Matrizes de impedância de linha $R+jX$ e de capacitâncias e os nós que elas conectam.

$R+jX$ (Ω/km)	Capacitâncias ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Nós conectados com estas impedâncias
$0,2154+j0,6326$ $0,0969+j0,3118$ $0,0982+j0,2633$ $0,2098+j0,6512$ $0,0954+j0,2392$ $0,2122+j0,6431$	$0,0104$ $-0,0033$ $-0,0021$ $0,0098$ $-0,0012$ $0,0093$	650-632 632-671 671-680
$0,4677+j0,7342$ $0,0982+j0,2633$ $0,0969+j0,3118$ $0,4646+j0,7448$ $0,0954+j0,2392$ $0,4622+j0,7528$	$0,0094$ $-0,0018$ $-0,0028$ $0,0085$ $-0,0010$ $0,0089$	632-633
$0,2047+j0,8372$ $0,1284+j0,2853$ $0,8227+j0,8433$	$0,0078$ $-0,0014$ $0,0077$	632-645 645-646
$0,8229+j0,8448$ 0 0 $0,8251+j0,8404$ 0 $0,8262+j0,8361$	$0,0077$ 0 0 $0,0078$ 0 $0,0078$	671-684
$0,4961+j0,2774$ $0,1984+j0,0204$ $0,1770-j0,0088$ $0,4904+j0,2510$ $0,1984+j0,0204$ $0,4961+j0,2774$	$0,1597$ 0 0 $0,1597$ 0 $0,1597$	692-675
$0,8344+j0,3185$ 0 $0,8344+j0,3185$	$0,3798$ 0 $0,3798$	684-652
$0,0756+j0,0766$ 0 $0,0756+j0,0766$	$0,0007$ 0 $0,0007$	684-611

Nas matrizes da tabela 5.3, os valores da diagonal principal representam as impedâncias e capacitâncias de cada fase do sistema, enquanto que os demais elementos representam as impedâncias e capacitâncias mútuas entre as fases.

A tabela 5.4 apresenta as distâncias entre os nós.

Tabela 5.4 - Distâncias entre os nós.

Nós conectados	Distância entre os nós [km]
632-645	0,1525
632-633	0,1525
633-634	0,0000
645-646	0,0915
650-632	0,6100
684-652	0,2440
632-671	0,6100
671-684	0,0915
671-680	0,3050
671-692	0,0000
684-611	0,0915
692-675	0,1525

A tabela 5.5 mostra as cargas lineares, suas configurações e os nós e fases *a, b, c* em que se encontram.

Tabela 5.5 - Cargas lineares do sistema com cargas distribuídas.

nó	R [Ω]			L [H]		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
	configuração Y					
634	0,32564	0,409221	0,409221	0,000594	0,000814	0,000814
675	10,29614	47,62646	12,94442	0,010699	0,111468	0,0251
680	251,7224	65,54483	36,80009	0,392764	0,100101	0,056732
	configuração Delta ou bifásica					
	<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>	<i>ab</i>	<i>bc</i>	<i>ca</i>
645	-	-	66,07416	-	-	0,12887
646	-	-	56,59928	-	-	0,086162
652	-	93,15041	-	-	0,166009	-
692	56,90319	-	-	0,134067	-	-
611	83,34142	-	-	0,10403	-	-
671	33,88509	33,88509	33,88509	0,051361	0,051361	0,051361

Os valores de carga da tabela 5.5 mostram que o sistema possui cargas lineares balanceadas bifásicas e trifásicas. Além destas, o sistema possui dois bancos de capacitores: um monofásico de 100kVAr, conectado ao nó 611 na fase *c*; e outro trifásico, ligado em Y ao nó 675, com potência de 200kVAr por fase.

A figura 5.6 apresenta a implementação da rede no simulador.

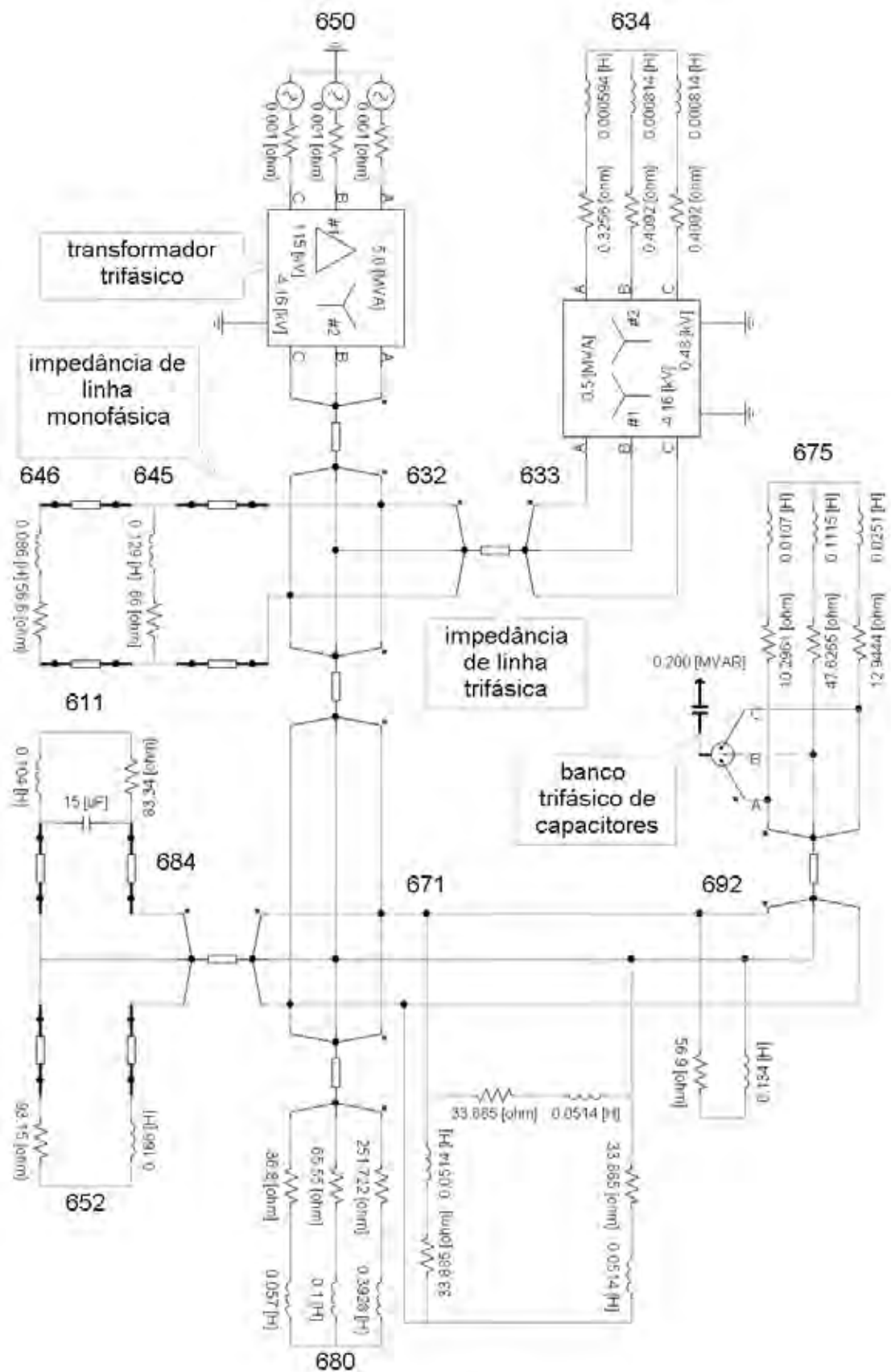


Figura 5.6 - Rede de cargas distribuídas montada no PSCAD.

5.7. Considerações finais

Este capítulo apresentou os componentes dos sistemas desenvolvidos para testar a metodologia proposta neste trabalho. A associação das cargas da seção 5.3 com os dois tipos de rede (alta e baixa impedância de linha), definidas nas seções 5.1 e 5.2, não só proporcionam os distúrbios principais de QEE (potência reativa, desbalanço e distorção harmônica), como também permitem a observação de efeitos causados pelas impedâncias de linha, como a própria queda de tensão em relação ao que é gerado e o reflexo dos distúrbios da corrente na tensão fornecida. Além disso, tais associações mostram que, nos casos mais simples, apenas uma ou duas tecnologias de compensação são necessárias, evidenciando o uso e a eficácia de cada tecnologia em cada situação em particular. Já os casos mais complexos, sobretudo aquele das cargas variáveis (seção 5.5), serão compensados através da cooperação das três tecnologias abordadas no capítulo 4.

Já a rede com cargas distribuídas foi adaptada de [37], de maneira a proporcionar a operação de SVCs e filtros passivos tais como foram definidos no capítulo 4, e observar o comportamento daquelas tecnologias quando distribuídas ao longo da rede.

Por fim, o capítulo seguinte apresenta os resultados das simulações destes sistemas e dos compensadores projetados para eles.

6. Resultados e discussões

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os resultados de simulação das redes e cargas descritas no capítulo anterior, para validação da metodologia apresentada no capítulo 4, bem como ressaltar suas vantagens e limitações.

As seções 6.1 e 6.2 apresentam as simulações das redes com baixa impedância de linha e com alta impedância de linha, respectivamente, bem como as cargas conectadas a estas redes.

Em cada caso, são analisados os valores calculados a partir da decomposição das potências e os fatores de desempenho da TPC, ambos calculados de acordo com as definições descritas no capítulo 3 e com relação ao PAC. São apresentadas, também, as formas de onda das correntes no PAC nos instantes em que os compensadores foram inseridos nas redes e os valores eficazes das correntes no PAC, na carga e nos compensadores. Nos casos em que há distorção harmônica, foi calculada a DHT das tensões no PAC, de acordo com a equação (2-3).

Os valores de projeto dos compensadores também são mostrados, destacando-se que tais valores foram utilizados nas simulações, ao invés de ajustados para valores comerciais, de maneira a observar a eficácia dos critérios de projeto.

As simulações foram realizadas por um intervalo de tempo entre 2s e 4s, sendo que um compensador foi inserido a cada segundo, na seguinte ordem: SVC a partir de 1s, filtro passivo a partir de 2s e filtro ativo a partir de 3s.

Na seção 6.3 é feita uma comparação entre a metodologia descrita no capítulo 4 e a descrita na seção 3.7, através da discussão das simulações que envolviam cargas não lineares das seções 6.1 e 6.2.

A seção 6.4 mostra a simulação na qual as cargas eram comutadas ao longo do tempo, como descrito na seção 5.5.

Finalmente, a seção 6.5 apresenta as simulações realizadas com a rede com cargas distribuídas e compensadores projetados para um determinado ponto dessa rede.

6.1. Rede com baixa impedância de linha

Esta rede corresponde àquela descrita na seção 5.1, e as cargas são as da seção 5.3.

6.1.1. Carga RL balanceada

Neste caso, a carga era balanceada e sem elementos não lineares, correspondente à mostrada na figura 5.3(a). Logo o RCT não foi utilizado, motivo pelo qual também não foram inseridos os filtros. Dessa forma, o capacitor do CCT, calculado através de (4-11) para este circuito, era de $134\mu\text{F}$. A figura 6.1 apresenta o esquemático do circuito simulado neste caso.

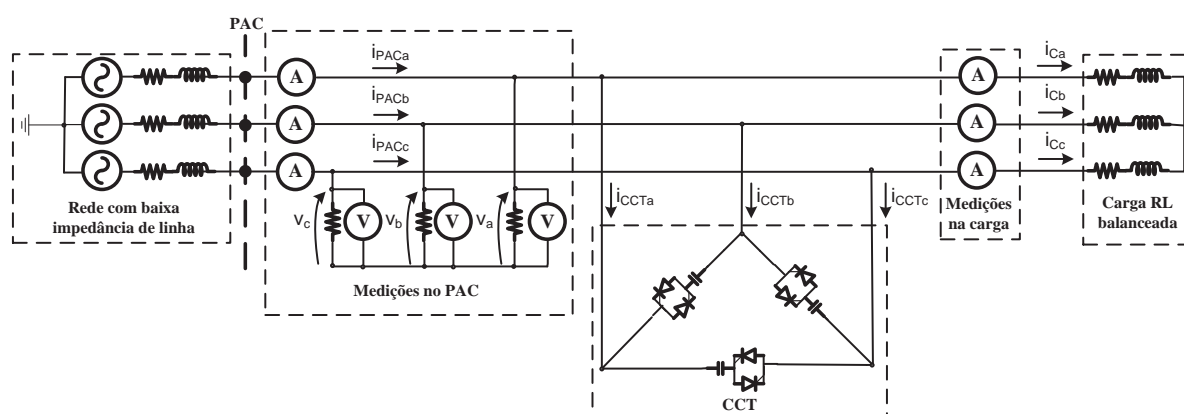


Figura 6.1 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada e rede com baixa impedância de linha.

A tabela 6.1 mostra as potências e os fatores definidos pela TPC calculados a partir das medições no PAC, antes e depois da conexão do CCT ao circuito. Os valores mostram que, após a inserção do compensador, a rede passou a fornecer apenas a potência ativa à carga, e os reativos passaram a ser fornecidos pelo capacitor. Com isso, o fator de potência ficou praticamente unitário e o fator de reatividade no PAC, em termos de porcentagem, é praticamente nulo, o que evidencia uma aplicação deste fator para monitoramento da compensação.

Tabela 6.1 – Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC antes e depois de aplicar o CCT: carga RL balanceada e rede com baixa impedância de linha.

	Antes da compensação	Após a compensação
A [MVA]	5,4486	5,0613
P [MW]	4,9039	5,0613
Q [MVAr]	2,3747	0,0064
U [MVA]	0,0000	0,0000
D [MVA]	0,0005	0,0020
λ	0,9000	0,9999
λ_Q	0,4358	0,0012
λ_U	0,0000	0,0000
λ_D	0,0000	0,0004

A tabela 6.2 mostra os valores eficazes de corrente no PAC (I_{PAC}), na carga (I_C) e no SVC (I_{SVC}) antes e depois da compensação. Sendo a carga balanceada, os valores eficazes das correntes são idênticos nas três fases, logo são apresentados os valores de apenas uma fase.

Este caso é o mais simples de todos os explorados neste trabalho, mas ilustra a eficácia do CCT projetado de acordo com a metodologia proposta.

Tabela 6.2 - Valores eficazes das correntes no PAC, SVC e carga antes e depois da compensação.

	Sem compensação	Com SVC
I_{PACa} [A]	793,56	728,36
I_{SVCa} [A]	-	351,01
I_{Ca}	793,56	803,15

A figura 6.2 apresenta as tensões e correntes antes e depois da aplicação do compensador. Pode-se verificar que houve um ligeiro transitório na tensão e na corrente no momento da inserção dos capacitores, pois, apesar de inseridos no cruzamento por zero das tensões de linha (pois ao inserir o capacitor neste instante evita-se um pico de corrente no capacitor), havia tensão na fase à qual o capacitor não estava se conectando. Também, nesta figura, aparecem a tensão (em escala) e a corrente na fase “a”, pode-se observar que a corrente fica em fase com a tensão após a entrada do compensador.

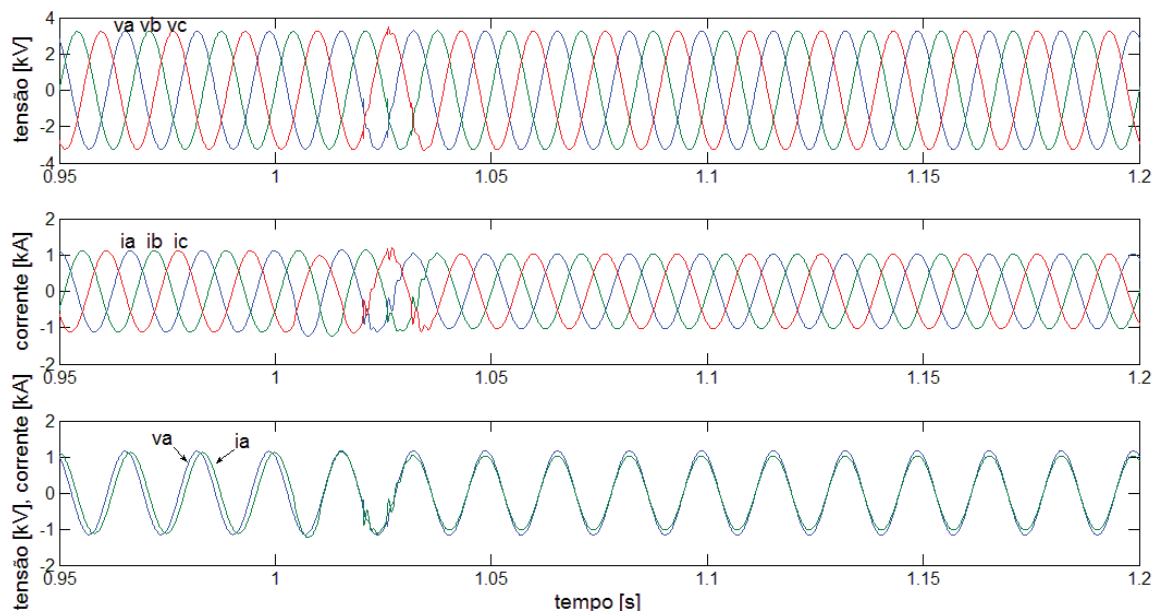


Figura 6.2 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo) no PAC, antes e após a ligação do compensador (em tempo = 1s).

Por fim, a figura 6.3 mostra a dinâmica dos fatores do PAC durante toda a simulação. Nesta figura pode-se identificar “picos” nos valores dos fatores ao redor de 1s. Estas variações ocorrem devido ao transitório de entrada do compensador na rede, o qual afeta os algoritmos de cálculo das

potências e fatores. Porém, os valores ficam estáveis tão logo o sistema entra em regime novamente.

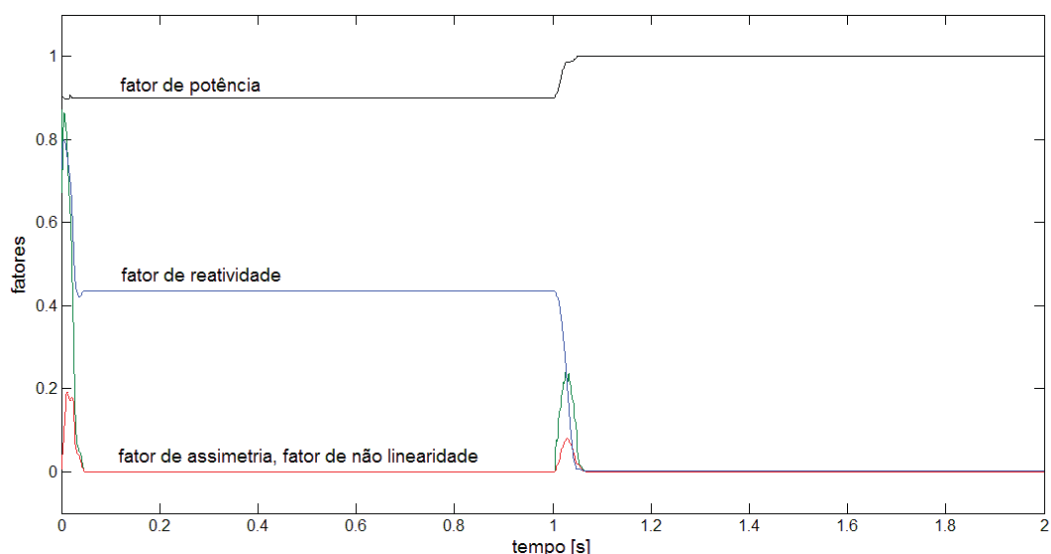


Figura 6.3 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.1.2. Carga RL desbalanceada

Esta carga também corresponde àquela mostrada na figura 5.3(a). Como havia desbalanço e reativos na carga, tanto o CCT quanto o RCT e o filtro passivo foram utilizados. A tabela 6.3 mostra os dados de projeto dos compensadores, como capacitores, indutores e ângulos de disparo dos tiristores do RCT (α_{ab} , α_{bc} , α_{ca}), enquanto a figura 6.4 apresenta o esquemático do circuito simulado.

Tabela 6.3 - Valores de projeto dos compensadores, SVC e filtros passivos.

Capacitor do CCT [uF]	277
Indutor do RCT [mH]	21,9
α_{ab} [rad]	1,855
α_{bc} [rad]	1,916
α_{ca} [rad]	2,382
Capacitor dos filtros [uF]	14,1
Indutor 5° Harmônica [mH]	20
Indutor 7° Harmônica [mH]	10
Indutor 11° Harmônica [mH]	4,14
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	18,9
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	13,5
Resistor 11° Harmônica [mΩ]	8,6

O filtro passivo neste caso foi utilizado para atenuar a distorção harmônica causada pelo chaveamento do RCT, o qual produzia principalmente 5°, 7° e 11° harmônicas na corrente. O capacitor do filtro foi calculado para ser 20 vezes menor que o do CCT.

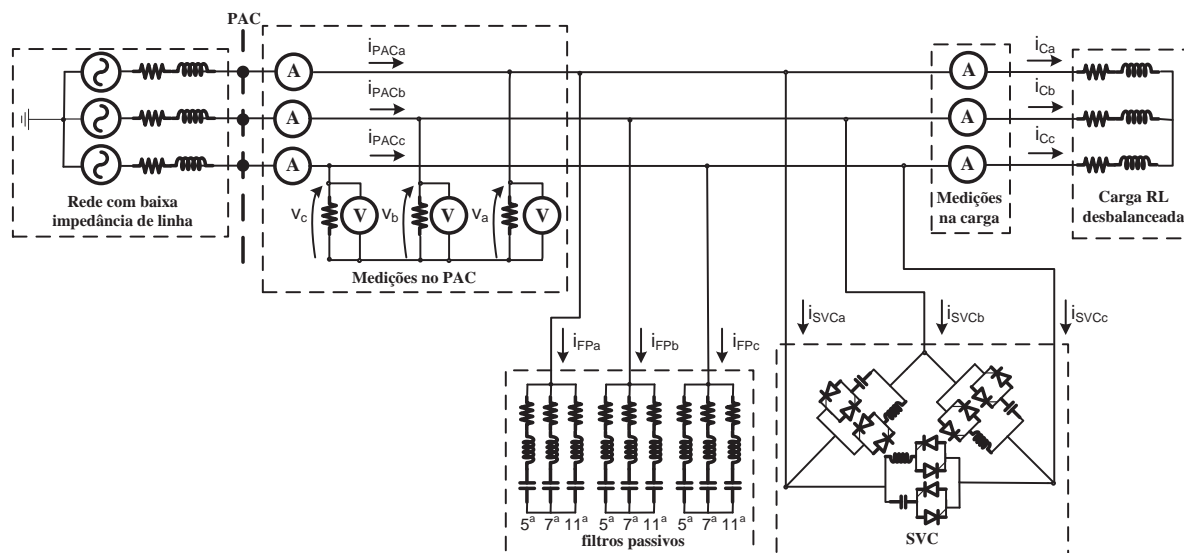


Figura 6.4 – Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada e rede com baixa impedância de linha.

A tabela 6.4 mostra as potências e os fatores definidos pela TPC calculados a partir das medições no PAC antes de aplicar os compensadores, após aplicar o SVC e depois de conectar o filtro passivo ao circuito.

Tabela 6.4 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo: carga RL desbalanceada e rede com baixa impedância de linha.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo
A [MVA]	5,4065	4,9999	4,9885
P [MW]	4,8258	4,9752	4,9868
Q [MVA _r]	2,2814	0,2309	0,0218
U [MVA]	0,8582	0,0185	0,0160
D [MVA]	0,0006	0,4395	0,1277
λ	0,8926	0,9950	0,9997
λ_Q	0,4274	0,0464	0,0043
λ_U	0,1587	0,0037	0,0032
λ_D	0,0001	0,0879	0,0256

Verifica-se pelos dados da tabela 6.4 que as potências reativa e de desbalanço consumidas pela carga eram consideráveis. A aplicação do SVC com os valores da tabela 6.3 reduziu aquelas potências, mas o chaveamento do RCT passou a consumir potência de distorção. Porém, com a inserção do filtro passivo no circuito, todas as potências indesejáveis foram reduzidas, fazendo com que a potência ativa se aproximasse da potência aparente e o fator de potência se aproximasse da unidade. A tabela 6.5 apresenta os valores eficazes das correntes no PAC, na carga e nos

compensadores (I_{FP} e I_{SVC} , mostradas na figura 6.4), além da DHT das tensões no PAC, durante a simulação.

Tabela 6.5 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e DHT das tensões no PAC.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC + filtro passivo
I_{PACa} [A]	701,06	720,43	718,87
I_{PACb} [A]	752,05	719,98	715,41
I_{PACc} [A]	893,83	719,38	717,96
I_{FPa} [A]	-	-	42,13
I_{FPb} [A]	-	-	51,09
I_{FPc} [A]	-	-	41,98
I_{SVCa} [A]	-	371,63	396,20
I_{SVCb} [A]	-	198,95	183,70
I_{SVCc} [A]	-	396,05	393,57
I_{Ca} [A]	701,06	706,16	707,08
I_{Cb} [A]	752,05	758,60	759,55
I_{Cc} [A]	893,83	909,52	910,70
$DHTV_a$ (%)	0,000	0,939	0,290
$DHTV_b$ (%)	0,000	1,761	0,463
$DHTV_c$ (%)	0,000	0,875	0,244

Os valores não nulos de DHT na tabela 6.5 indicam que a tensão é afetada pela distorção da corrente, a qual nesse caso é causada pelo RCT. A tensão é afetada pelos distúrbios da corrente por causa da impedância de linha.

As figuras 6.5 e 6.6 mostram o comportamento das tensões e correntes no PAC durante a aplicação dos compensadores. Verifica-se que as correntes passaram de senoidais e desequilibradas para distorcidas e equilibradas após ligar o SVC. Quando o filtro é ligado, distorção na corrente do PAC diminui.

Já na figura 6.7 é mostrado o comportamento dos fatores calculados no PAC. Verifica-se nesse caso, que o fator de assimetria foi praticamente anulado com o SVC, o que não aconteceu com o fator de reatividade, devido à corrente reativa em frequências diferentes da fundamental, ocasionadas pelo próprio SVC. A aplicação do filtro passivo compensou os reativos restantes através da sua capacitância e reduziu a não linearidade mitigando a corrente nas frequências em que estava sintonizado.

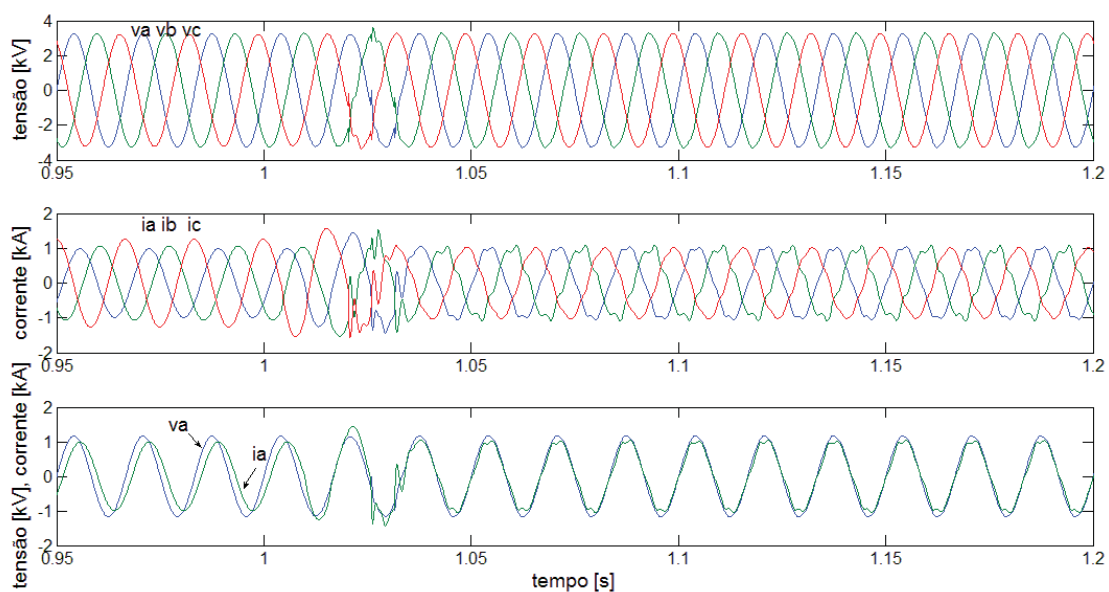


Figura 6.5 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).

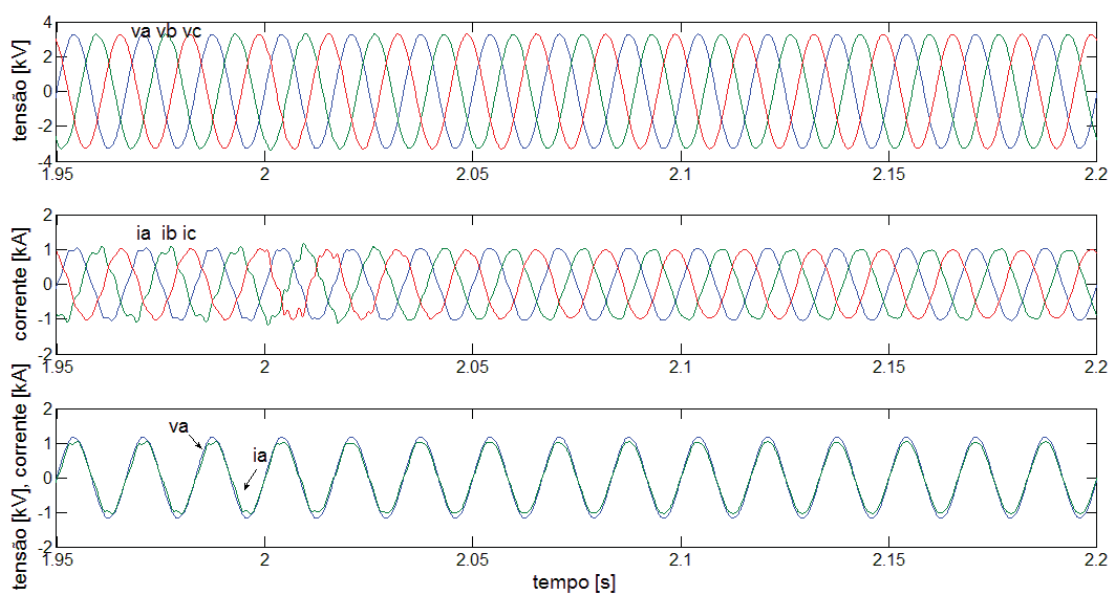


Figura 6.6 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).

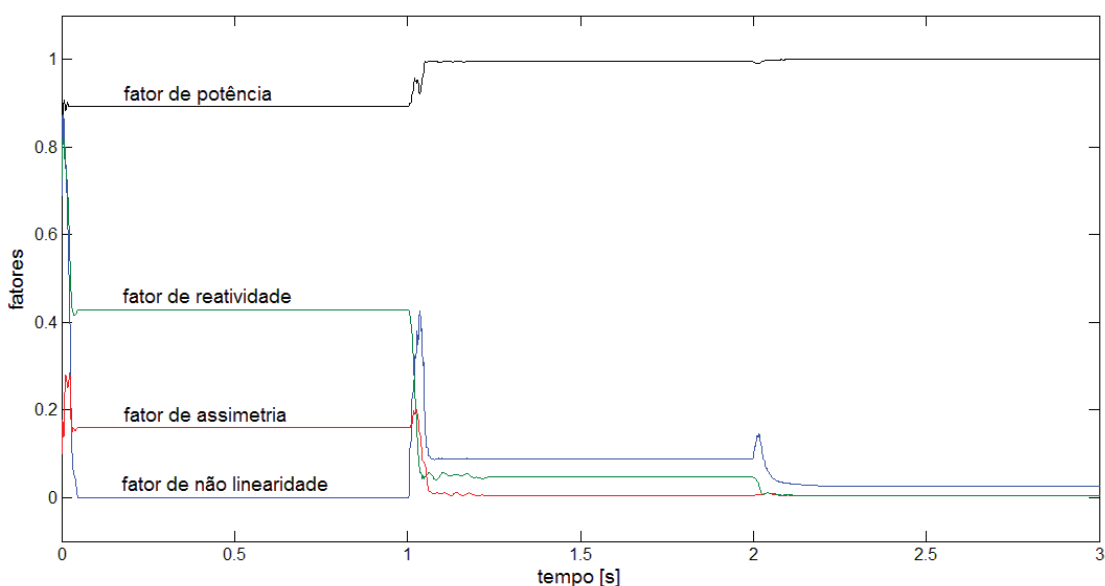


Figura 6.7 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.1.3. Carga RL balanceada mais carga não linear

Neste caso, as cargas representadas na figura 5.3 foram associadas em paralelo, como mostra o esquemático do circuito simulado, na figura 6.8. Sendo cargas balanceadas, não necessitavam do RCT, então apenas o CCT foi acionado, enquanto os filtros passivos e os filtros ativos foram utilizados para compensar o excesso de componentes harmônicas gerada pela carga. A tabela 6.6 mostra os dados de projeto dos compensadores. O capacitor do filtro passivo foi calculado para ser 50 vezes menor que o capacitor do CCT.

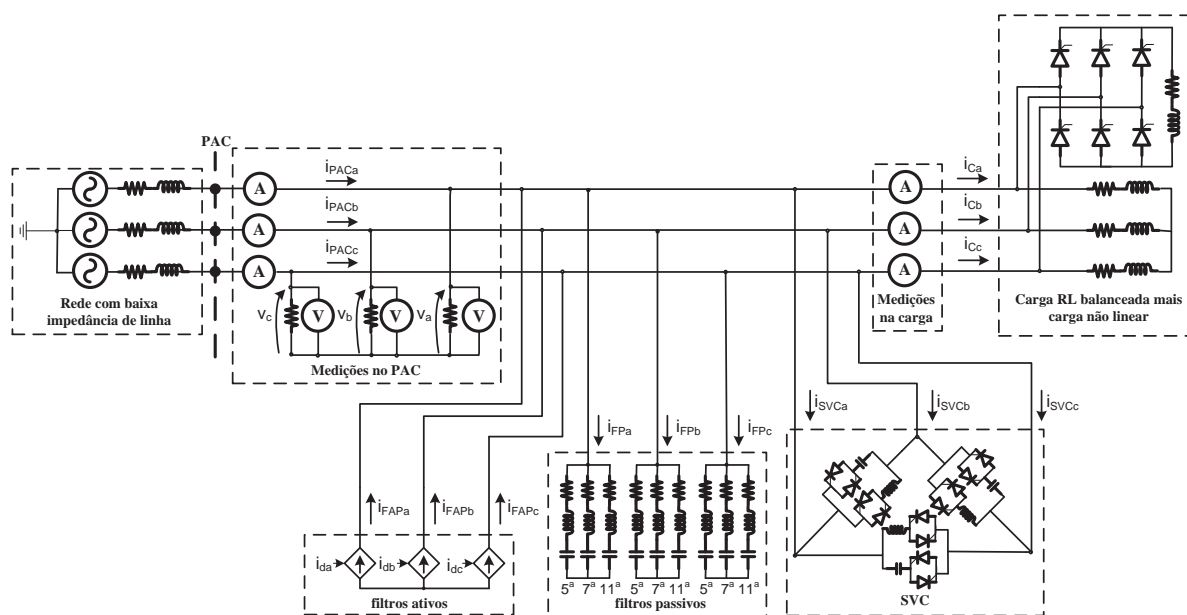


Figura 6.8 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada mais carga não linear e rede com baixa impedância de linha.

Tabela 6.6 - Valores de projeto do CCT e do filtro passivo.

Capacitor do CCT [uF]	174
Capacitor dos filtros [uF]	3,5
Indutor 5° Harmônica [mH]	80,9
Indutor 7° Harmônica [mH]	41,3
Indutor 11° Harmônica [mH]	16,7
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	76,2
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	54,4
Resistor 11° Harmônica [mΩ]	34,6

A tabela 6.7 mostra as potências e os fatores definidos pela TPC calculados a partir das medições no PAC antes de aplicar os compensadores, após aplicar o SVC e depois de conectar o filtro passivo e as fontes de corrente ao circuito.

Tabela 6.7 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o CCT e após aplicar o filtro passivo e o filtro ativo: carga RL balanceada mais carga não linear e rede com baixa impedância de linha.

	Sem compensação	Com CCT	Com CCT e filtro passivo	Com CCT, filtro passivo e filtro ativo
A [MVA]	5,4920	4,9425	4,8215	4,7333
P [MW]	4,4630	4,6730	4,7003	4,7206
Q [MVAr]	3,0930	0,2510	0,3407	0,2907
U [MVA]	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
D [MVA]	0,8231	1,5902	1,0184	0,1890
λ	0,8126	0,9455	0,9749	0,9973
λ_Q	0,5696	0,0536	0,0723	0,0615
λ_U	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
λ_D	0,1499	0,3217	0,2112	0,0399

De acordo com os valores da tabela 6.6, devido à carga não linear, havia potência de distorção antes de aplicar o compensador, e esta em conjunto com a potência reativa, contribuiu para um fator de potência baixo. Após inserir o CCT no circuito, os reativos foram diminuídos consideravelmente. Porém, a potência de distorção dobrou, devido a ressonâncias entre o CCT e a impedância de linha. Tal distorção foi atenuada pela ação do filtro passivo, porém ainda ficou acima da distorção causada pela carga apenas. Entretanto, com a entrada dos filtros ativos a distorção foi bastante reduzida, elevando assim o fator de potência próximo da unidade.

A tabela 6.8 apresenta os valores eficazes de corrente no PAC, nos compensadores e na carga, além da DHT das tensões no PAC. Como neste caso haviam apenas cargas balanceadas e os valores eram iguais para todas as fases, são mostrados apenas os valores em uma única fase do circuito.

Tabela 6.8 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e DHT das tensões no PAC.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC + filtro passivo	SVC+filtro passivo+ filtro ativo
I_{PACa} [A]	800,11	707,45	690,40	678,40
I_{FAPa} [A]	-	-	-	127,06
I_{FPa} [A]	-	-	42,50	12,42
I_{SVCa} [A]	-	493,97	481,20	461,47
I_{Ca} [A]	800,11	797,74	798,32	801,97
$DHTV_a$ (%)	3,722	5,354	3,498	0,805

Os valores da tabela 6.8 indicam que a distorção harmônica na tensão varia de acordo com a distorção presente na corrente, devido à impedância de linha. A corrente no filtro passivo diminuiu consideravelmente após inserir os filtros ativos no circuito, pois elas passaram a injetar no circuito toda a corrente residual da carga, a qual era a única fonte de harmônicas na rede. Comparando ainda o valor de corrente do filtro passivo com a corrente nos demais componentes do circuito, ele até poderia ser desligado após a aplicação dos filtros ativos.

As figuras 6.9 e 6.10 apresentam as tensões e correntes antes e depois da aplicação de cada compensador. Verifica-se que as correntes eram bastante distorcidas antes de aplicar o CCT, devido à potência da carga não linear. No entanto, a tensão não era afetada por essa distorção. Quando o CCT é ligado, aparece uma ressonância no circuito que distorce a corrente e a tensão também, embora ambas estejam em fase. Quando o filtro passivo entra em operação, as harmônicas predominantes são atenuadas na corrente e a tensão já não é mais afetada pela distorção.

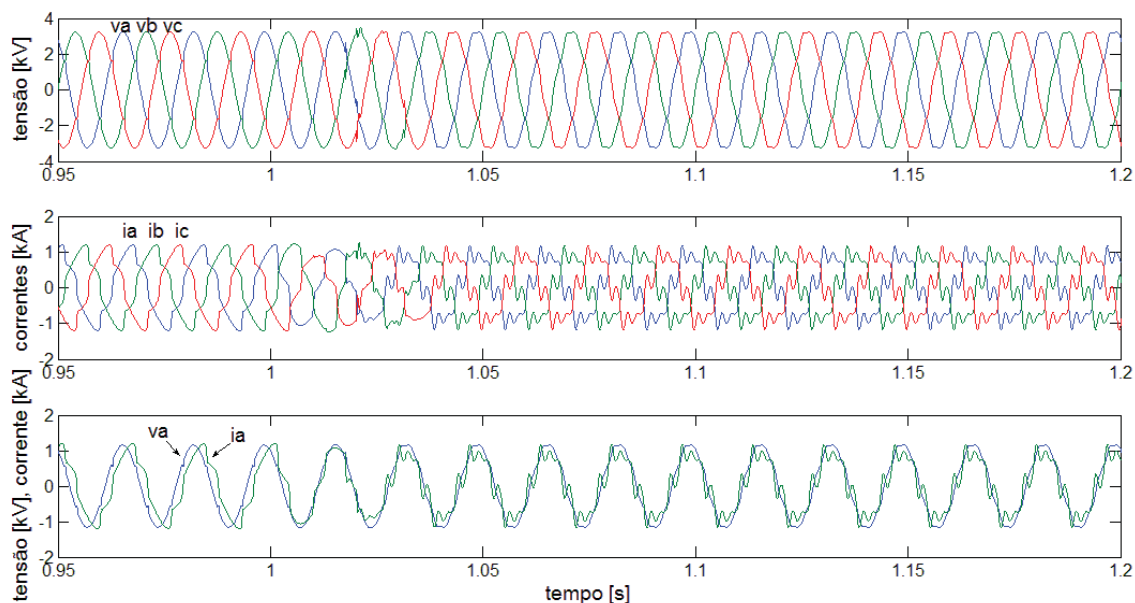


Figura 6.9 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o CCT (em tempo = 1s).

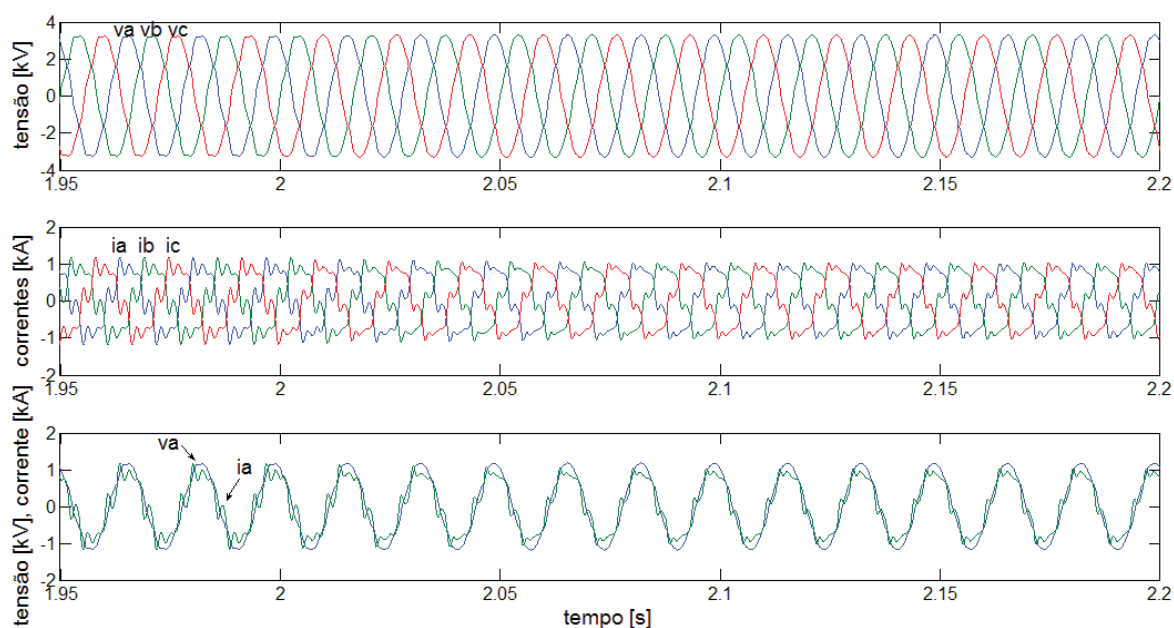


Figura 6.10 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 1s).

Já com a entrada dos filtros ativos, apresentada na figura 6.11, as correntes ficam senoidais e em fase com as tensões.

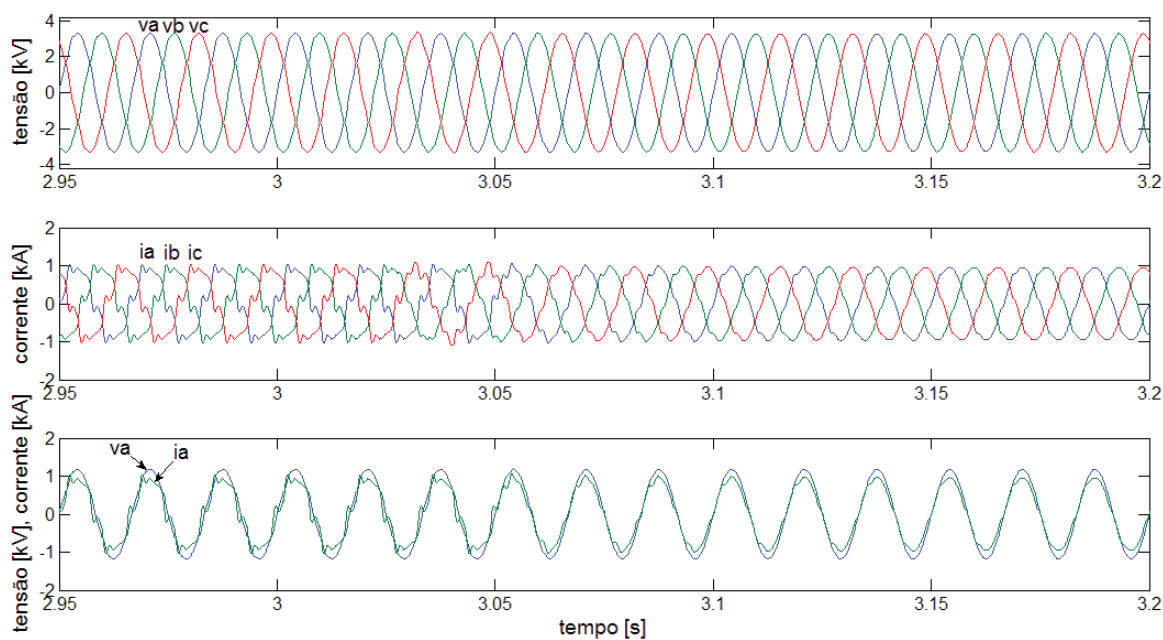


Figura 6.11 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo) antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).

A. figura 6.12 mostra o comportamento dos fatores durante toda a simulação.

De acordo com a figura 6.12, o aumento no fator de reatividade após a aplicação do filtro passivo (em tempo = 2s) pode indicar uma sobre-compensação de reativos pelo capacitor do filtro, o qual deve apresentar uma impedância baixa na frequência fundamental. Porém, após a entrada do filtro ativo, a corrente no filtro passivo diminuiu e sua influência no fator de reatividade também foi reduzida.

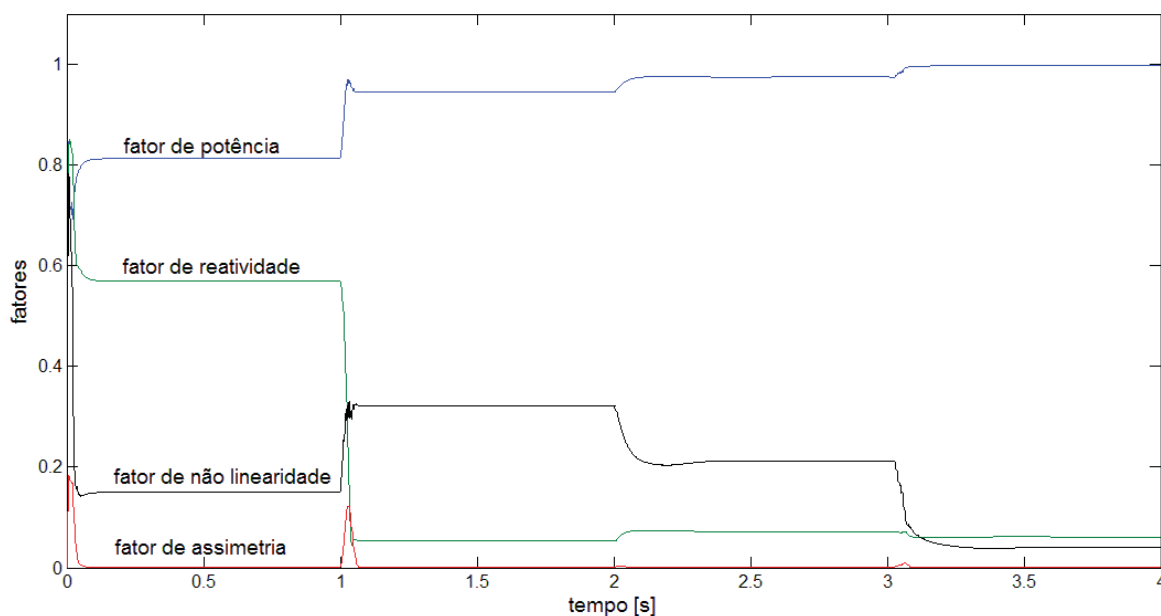


Figura 6.12 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.1.4. Carga RL desbalanceada mais carga não linear

Associando agora as cargas da figura 5.3 em paralelo, mas com o RL desbalanceado, tem-se o esquemático mostrado na figura 6.13. Tanto o CCT quanto o RCT são necessários para compensar esta carga, e o filtro passivo deve atenuar a distorção do RCT enquanto os filtros ativos compensam a não linearidade entre tensão e corrente da carga.

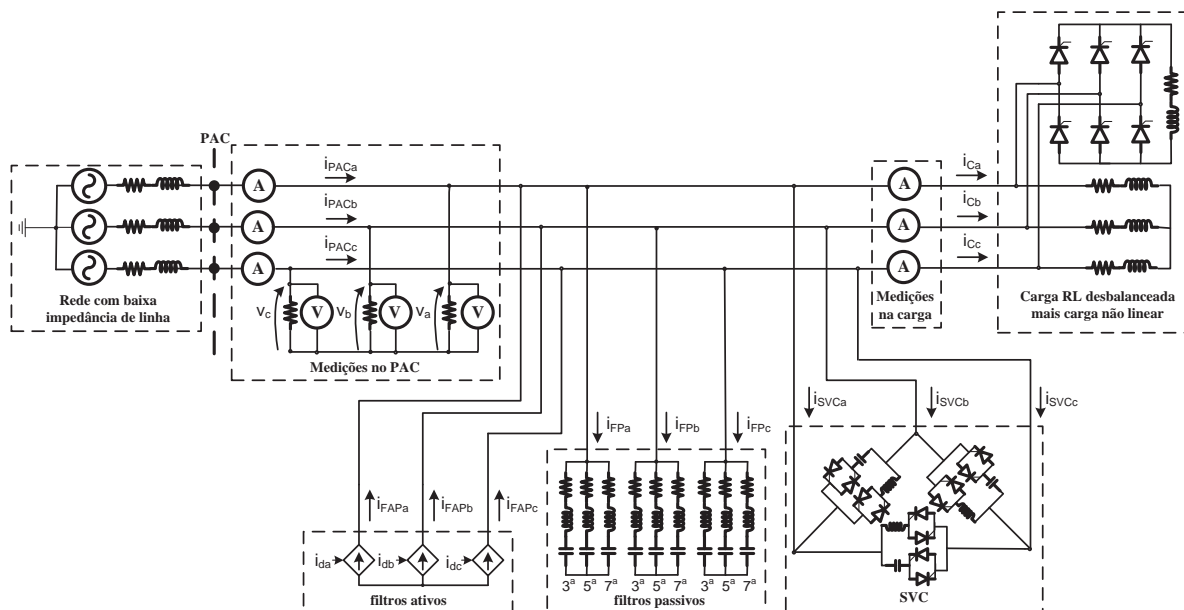


Figura 6.13 - Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada mais carga não linear e rede com baixa impedância de linha.

A tabela 6.9 apresenta os valores de projeto do SVC e do filtro passivo, enquanto a tabela 6.10 apresenta os valores das parcelas de potência e fatores calculados no PAC antes de depois de inserir cada compensador.

Tabela 6.9 - Valores de projeto do CCT e do filtro passivo.

Capacitor do CCT [μF]	202
Indutor do RCT [mH]	17,4
α_{ab} [rad]	1,97
α_{bc} [rad]	3,016
α_{ca} [rad]	2,553
Capacitor dos filtros [μF]	10,1
Indutor 3° Harmônica [mH]	77,4
Indutor 5° Harmônica [mH]	27,9
Indutor 7° Harmônica [mH]	14,2
Resistor 3° Harmônica [m Ω]	43,8
Resistor 5° Harmônica [m Ω]	26,3
Resistor 7° Harmônica [m Ω]	18,7

Tabela 6.10 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação e após aplicar os compensadores: carga RL desbalanceada mais carga não linear (rede com baixa impedância de linha).

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo	SVC + filtro passivo + filtro ativo
A [MVA]	5,5021	5,2222	4,9728	4,9529
P [MW]	4,7122	4,8791	4,9207	4,9366
Q [MVA _r]	2,3628	0,0047	0,0608	0,1330
U [MVA]	1,2915	0,1675	0,1490	0,1261
D [MVA]	0,9040	1,8543	0,6993	0,3354
λ	0,8564	0,9343	0,9916	0,9969
λ_Q	0,4482	0,0009	0,0462	0,0271
λ_U	0,2380	0,0343	0,0291	0,0256
λ_D	0,1643	0,3551	0,1176	0,0675

A tabela 6.10 mostra que neste caso todos os distúrbios de QEE estavam presentes no circuito de forma considerável, sendo um caso bastante complicado quando se utiliza apenas compensação estacionária e/ou quase estacionária. No entanto, a aplicação do SVC anulou a circulação dos reativos na rede e o desbalanço foi diminuído, tanto que o fator de assimetria foi reduzido em mais de 85%. Com a aplicação do filtro passivo, a distorção harmônica foi bastante reduzida, elevando o fator de potência quase à unidade, embora o capacitor do filtro sobre-compensou os reativos, prejudicando ligeiramente a performance do CCT. Já com os filtros ativos a potência residual foi reduzida pela metade, em relação à atenuação conseguida apenas com o filtro passivo.

A tabela 6.11 mostra os valores eficazes das correntes e a DHT das tensões no PAC. Verifica-se que a distorção harmônica na tensão antes da compensação era de 4% apenas por influência da carga não linear, chegando a mais de 6% devido à distorção causada pelo RCT. Porém, com a inserção do filtro passivo e do filtro ativo, a DHT das tensões ficou em 1%. A corrente no filtro passivo também diminuiu neste caso, com a entrada do filtro ativo, que passou a fornecer a corrente residual para a carga. Porém, o filtro passivo ainda se faz necessário, pois ele está sintonizado nas harmônicas geradas pelo RCT.

As figuras 6.14, 6.15 e 6.16 apresentam as formas de onda para este caso, e a figura 6.17 mostra o comportamento dos fatores durante toda a simulação.

Assim como no caso anterior, o SVC distorceu a corrente de forma ainda mais intensa devido a uma ressonância com a impedância de linha, apesar de ter compensado todo o reativo e melhorado o desbalanço. Ao inserir o filtro passivo e o filtro ativo no circuito, a ressonância foi eliminada assim como boa parte dos harmônicos. As correntes, ainda que distorcidas, estão mais equilibradas do que no sistema sem compensador.

Tabela 6.11 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e *DHT* das tensões no PAC.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC + filtro passivo	SVC+filtro passivo+ filtro ativo
I_{PACa} [A]	616,28	769,72	720,31	715,59
I_{PACb} [A]	922,26	755,73	727,44	726,83
I_{PACc} [A]	829,53	721,90	694,17	693,93
I_{FAPa} [A]	-	-	-	143,00
I_{FAPb} [A]	-	-	-	140,00
I_{FAPc} [A]	-	-	-	142,09
I_{FPa} [A]	-	-	105,25	38,00
I_{FPb} [A]	-	-	98,29	52,00
I_{FPc} [A]	-	-	85,52	38,00
I_{SVCa} [A]	-	343,11	272,15	242,68
I_{SVCb} [A]	-	366,46	330,70	313,12
I_{SVCc} [A]	-	537,67	503,23	482,05
I_{Ca} [A]	616,28	610,77	615,30	616,41
I_{Cb} [A]	922,26	930,39	934,93	936,43
I_{Cc} [A]	829,53	823,44	825,31	828,13
$DHTV_a$ (%)	3,967	6,463	2,282	0,922
$DHTV_b$ (%)	3,888	5,527	2,013	1,070
$DHTV_c$ (%)	3,990	5,801	2,146	0,838

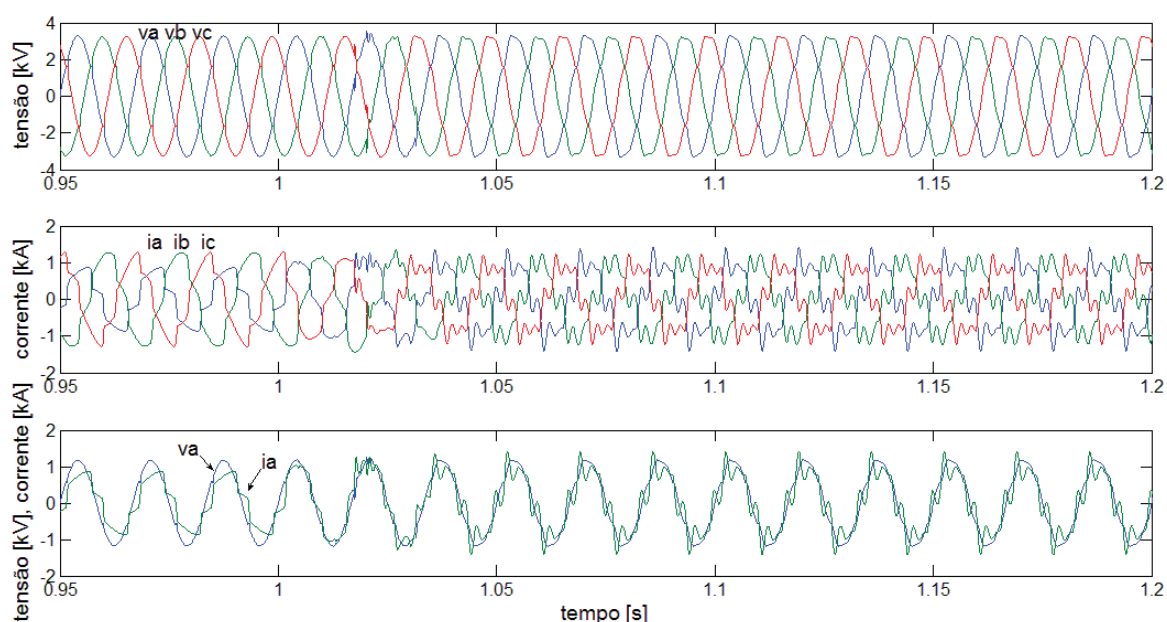


Figura 6.14 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).

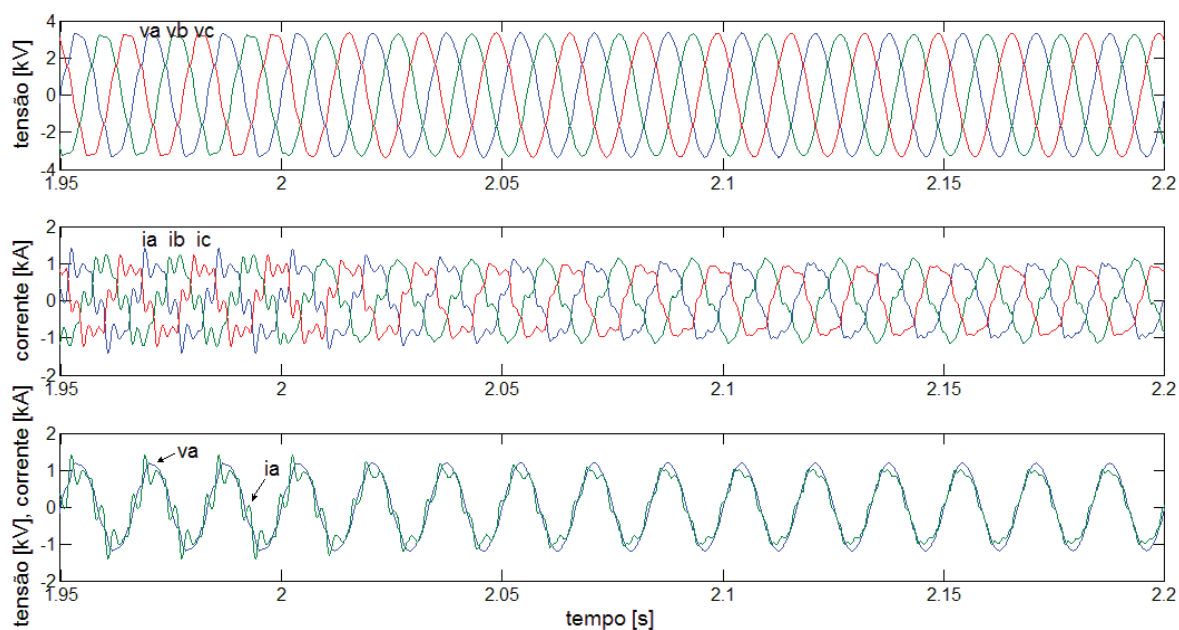


Figura 6.15 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).

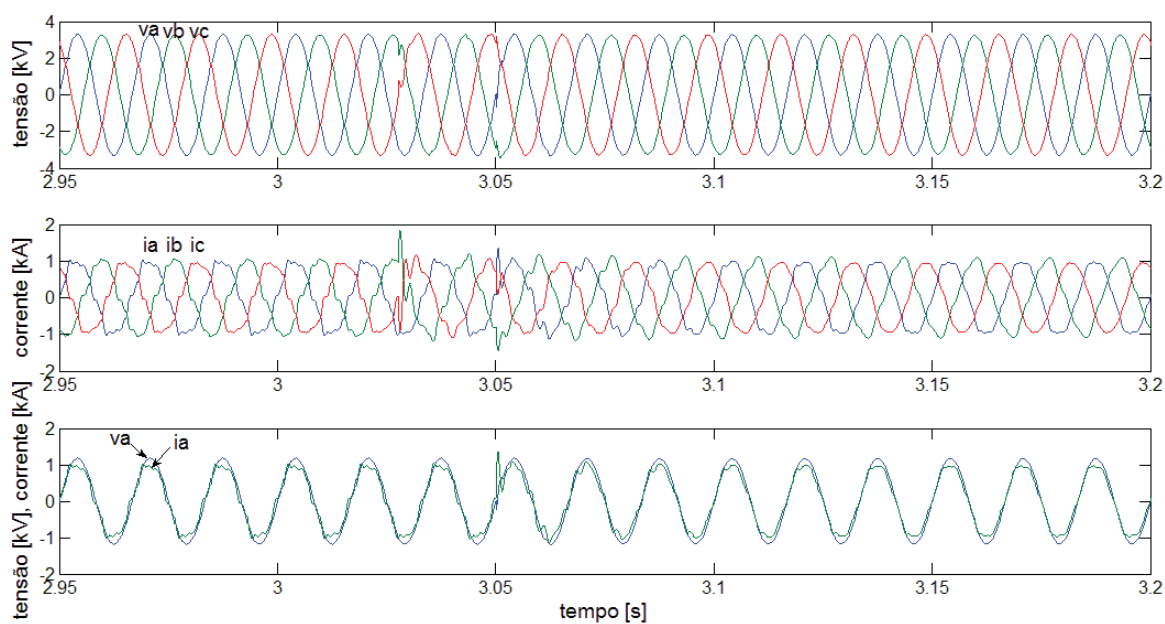


Figura 6.16 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).

A causa para o desbalanço que persiste neste caso pode ser a circulação de pequenas parcelas de corrente, em diversas frequências harmônicas e de intensidades diferentes por fase, o que produz formas de onda diferentes em cada fase, sendo qualificado pela TPC como desbalanço.

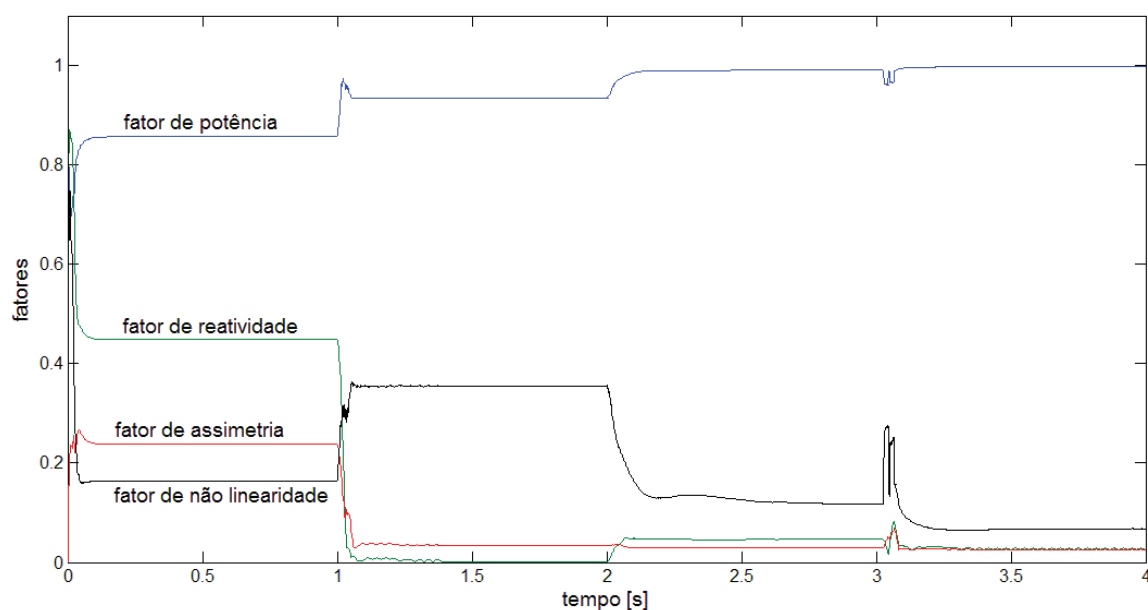


Figura 6.17 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.2. Rede com alta impedância de linha

Esta rede corresponde àquela apresentada na seção 5.2, e as cargas conectadas à ela são as mesmas que foram conectadas à rede com baixa impedância de linha.

6.2.1. Carga RL balanceada

Para a mesma carga do caso discutido na seção 6.1.1, agora alimentada por uma rede com alta impedância de linha, novamente apenas o CCT é suficiente. A figura 6.18 traz o esquemático do circuito deste caso. O capacitor calculado foi de $133\mu\text{F}$. A tabela 6.12 mostra as potências e os fatores definidos pela TPC calculados a partir das medições no PAC antes e depois da conexão do CCT na rede.

Tabela 6.12 – Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC antes e depois de aplicar o CCT: carga RL balanceada e rede com alta impedância de linha.

	Antes da compensação	Após a compensação
A [MVA]	4,6261	4,7548
P [MW]	4,1634	4,7548
Q [MVA r]	2,0166	0,0111
U [MVA]	0,0000	0,0000
D [MVA]	0,0000	0,0012
λ	0,8999	0,9999
λ_Q	0,4359	0,0023
λ_U	0,0000	0,0000
λ_D	0,0000	0,0002

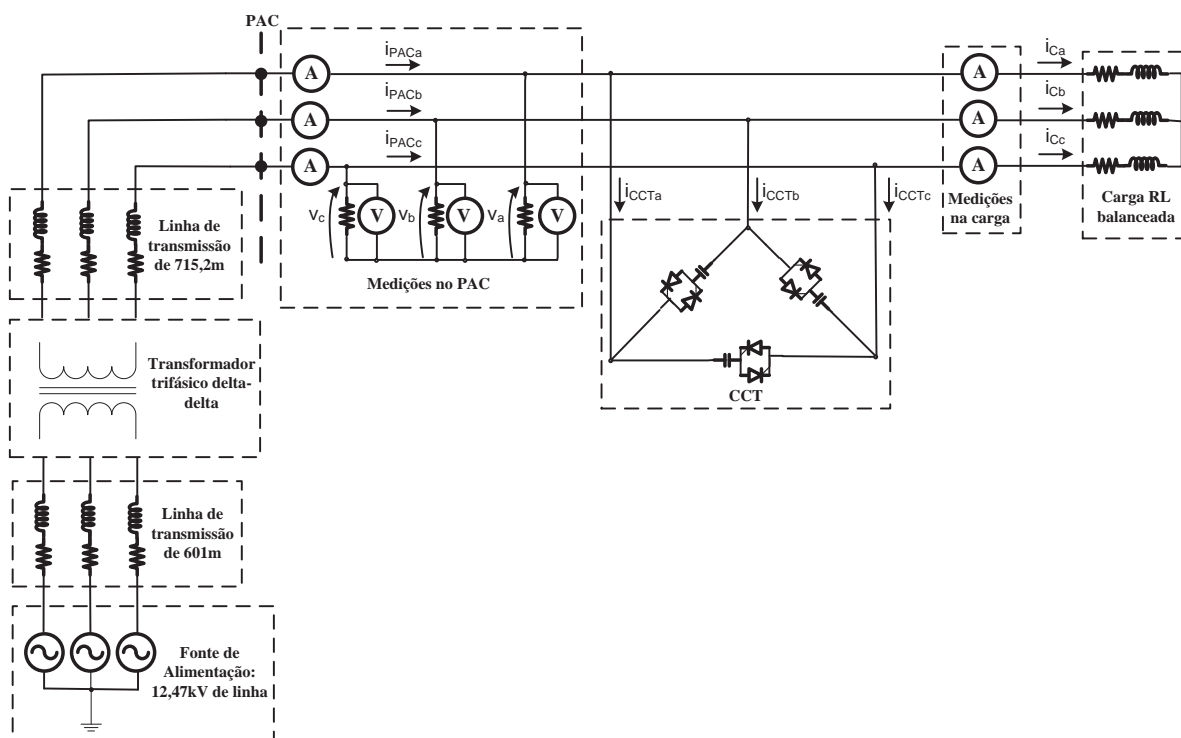


Figura 6.18 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada e rede com alta impedância de linha.

Os valores das potências são menores que no caso da seção 6.1.1, devido ao fato de que a tensão que chega à carga tem menor amplitude por causa das altas perdas na rede. No entanto, os fatores são iguais àquele caso, e o compensador passou a fornecer toda a potência reativa que a carga necessita. A tabela 6.13 mostra os valores eficazes das correntes no PAC, no CCT e na carga para este caso.

Tabela 6.13 - Valores eficazes das correntes no PAC, SVC e carga, antes e depois da compensação.

	Sem compensação	Com SVC
I_{PACa} [A]	731,26	705,90
I_{SVCa} [A]	-	337,72
I_{Ca}	731,26	778,65

A figura 6.19 apresenta as tensões e correntes antes e depois da aplicação do compensador e a figura 6.20 mostra a dinâmica dos fatores do PAC durante toda a simulação.

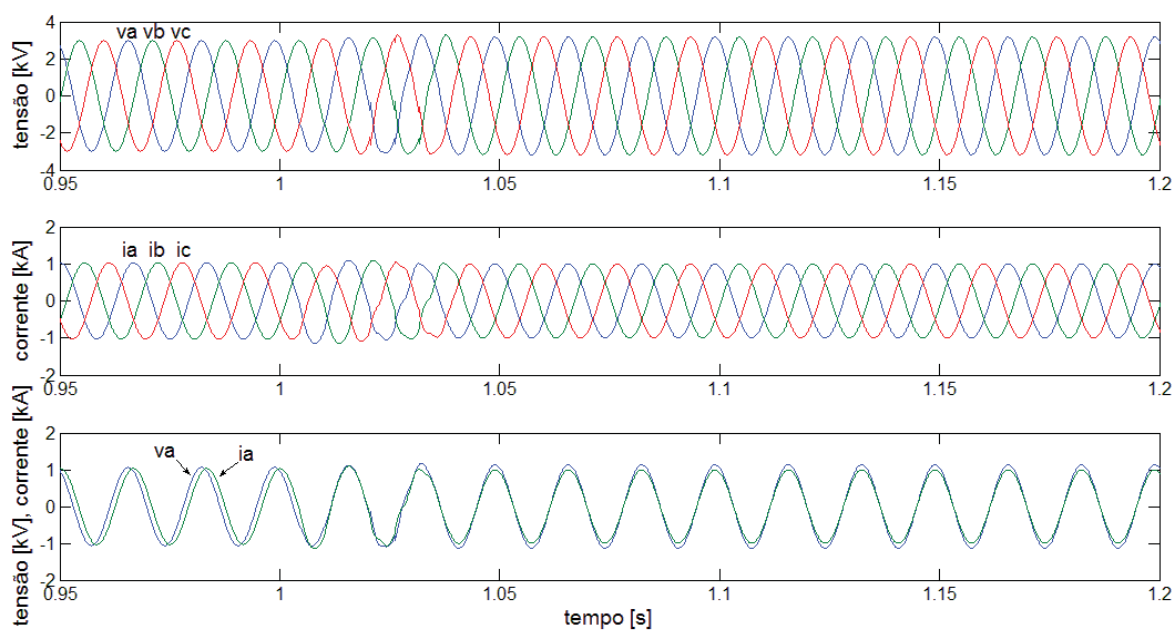


Figura 6.19 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo) no PAC, antes e após ligar o compensador (em tempo = 1s).

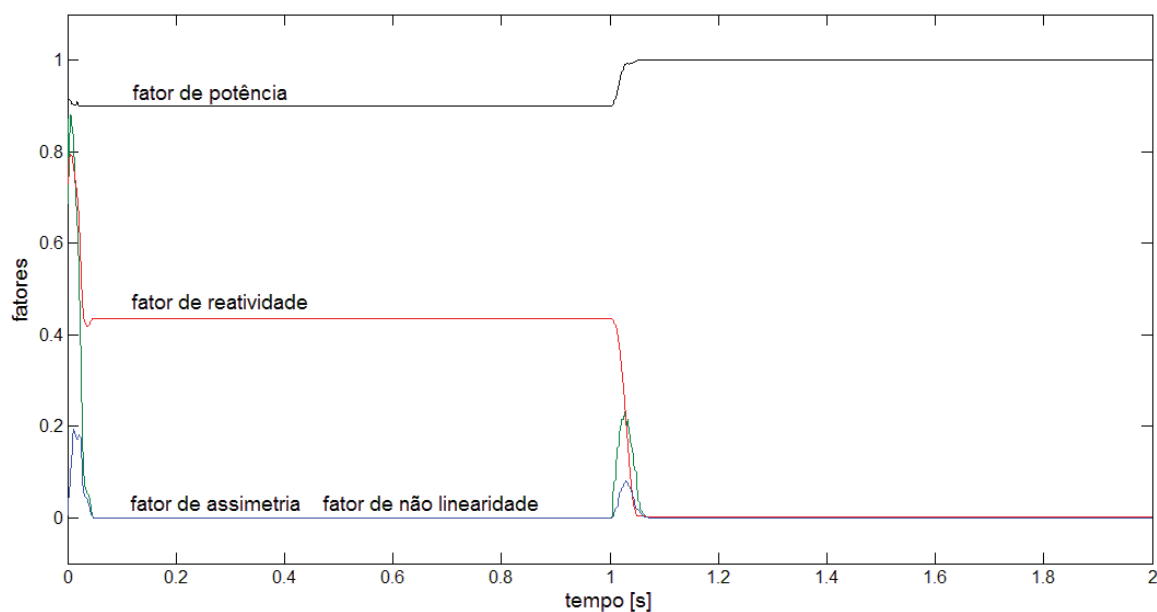


Figura 6.20 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.2.2. Carga RL desbalanceada

Para a mesma carga da seção 6.1.2, agora em uma rede com maior impedância de linha, a figura 6.21 apresenta o esquemático do circuito neste caso.

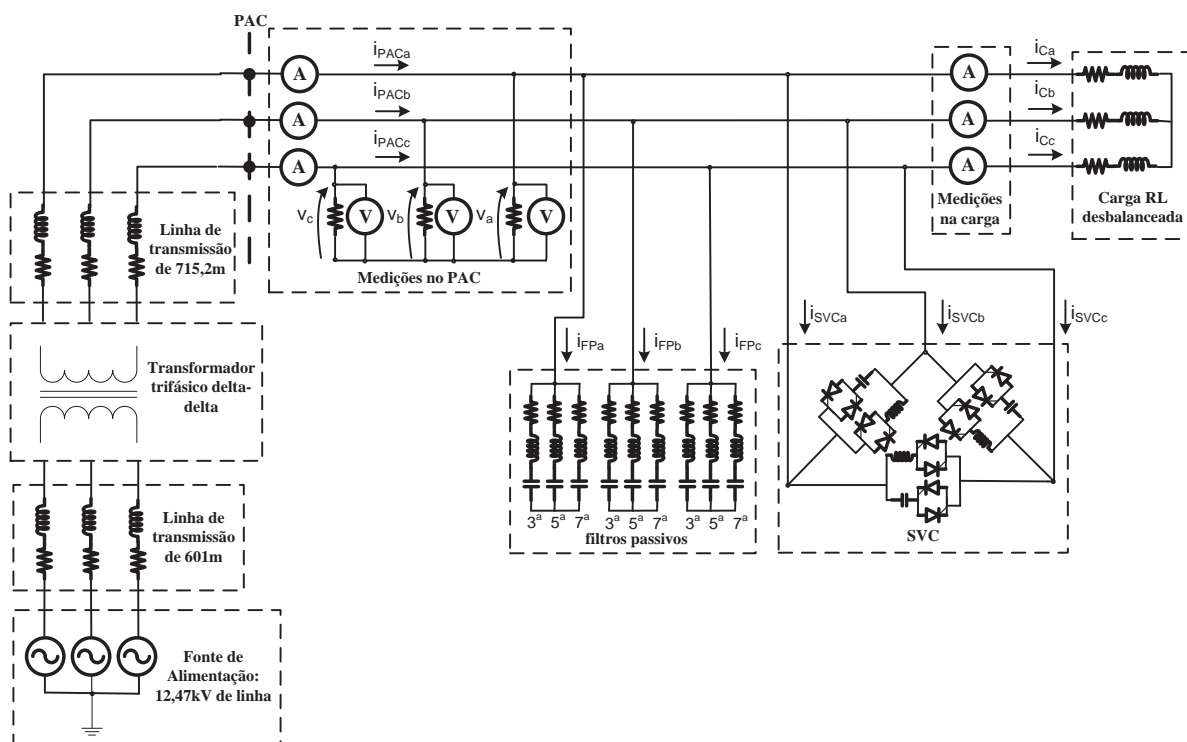


Figura 6.21 - Esquemático do circuito com carga RL desbalanceada e rede com alta impedância de linha.

A tabela 6.14 mostra os valores de projeto dos compensadores e a tabela 6.15 mostra as potências e fatores para o PAC. O capacitor usado no filtro passivo foi projetado para ser 20 vezes menor que o do CCT.

Tabela 6.14 - Valores de projeto dos compensadores, SVC e filtros passivos.

Capacitor do CCT [uF]	271
Indutor do RCT [mH]	22,44
α_{ab} [rad]	1,834
α_{bc} [rad]	1,886
α_{ca} [rad]	2,356
Capacitor dos filtros [uF]	13,6
Indutor 3° Harmônica [mH]	32,6
Indutor 5° Harmônica [mH]	20,8
Indutor 7° Harmônica [mH]	10,6
Resistor 3° Harmônica [mΩ]	57,7
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	19,6
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	13,98

Tabela 6.15 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo: carga RL desbalanceada e rede com baixa impedância de linha.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo
A [MVA]	4,6042	4,6110	4,6605
P [MW]	4,1079	4,5914	4,6544
Q [MVA _r]	1,9464	0,3663	0,1373
U [MVA]	0,7319	0,0010	0,0066
D [MVA]	0,0004	0,2160	0,1948
λ	0,8922	0,9957	0,9987
λ_Q	0,4282	0,0795	0,0295
λ_U	0,1589	0,0002	0,0014
λ_D	0,0000	0,0468	0,0418

Os valores da tabela 6.15 mostram que o SVC conseguiu compensar todo o desbalanço da carga e o RCT distorceu bem pouco a corrente, considerando o valor de λ_D no PAC com o SVC. Já o filtro passivo pouco contribuiu para mitigar a pouca distorção causada pelo SVC, mesmo tendo sido projetado para as harmônicas dominantes, as quais eram a 3^o, 5^o e 7^o. O capacitor do filtro ainda compensou parte do reativo residual. O fator de potência é unitário após a compensação. A tabela 6.16 apresenta os valores eficazes das correntes e da DHT das tensões no PAC para este caso.

Tabela 6.16 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e DHT das tensões no PAC.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC + filtro passivo
I_{PACa} [A]	644,99	691,07	693,19
I_{PACb} [A]	705,67	690,58	693,32
I_{PACc} [A]	814,68	690,28	693,33
I_{FPa} [A]	-	-	46,94
I_{FPb} [A]	-	-	67,83
I_{FPc} [A]	-	-	46,78
I_{SVCa} [A]	-	336,65	338,14
I_{SVCb} [A]	-	151,47	165,37
I_{SVCc} [A]	-	354,77	356,91
I_{Ca} [A]	644,99	678,92	683,36
I_{Cb} [A]	705,67	729,08	734,04
I_{Cc} [A]	814,68	354,77	879,92
$DHTV_a$ (%)	0,000	2,472	2,298
$DHTV_b$ (%)	0,000	2,303	1,718
$DHTV_c$ (%)	0,000	1,344	1,019

A tabela 6.16 indica que as correntes do PAC ficaram equilibradas após a aplicação dos compensadores, embora a distorção harmônica na tensão não tenha sido muito reduzida.

As figuras 6.22 e 6.23 mostram o comportamento das tensões e correntes no PAC durante a aplicação dos compensadores.

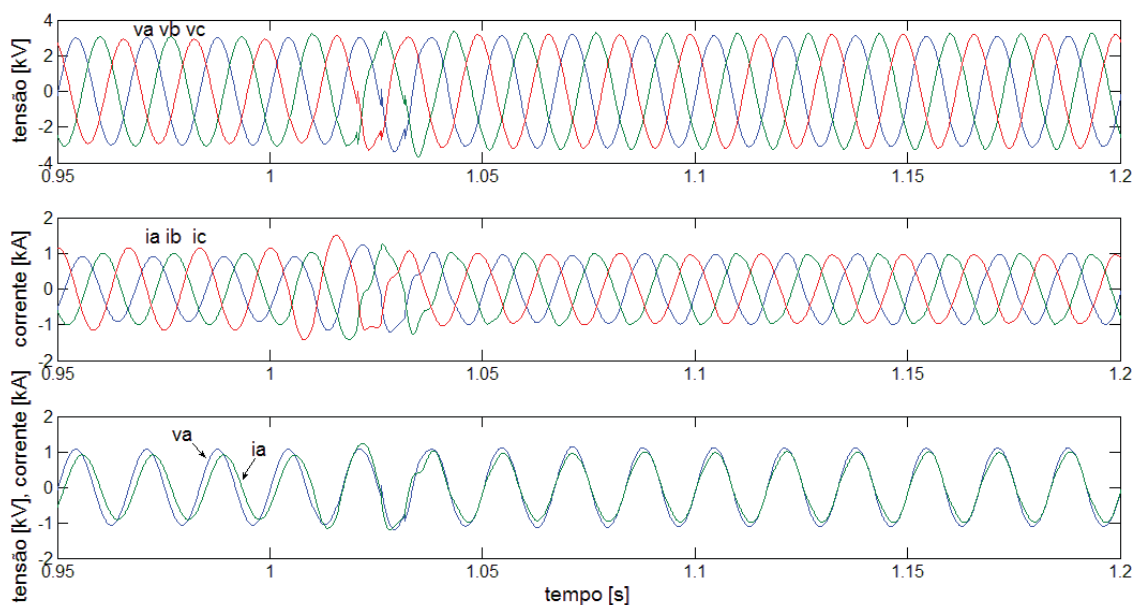


Figura 6.22 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).

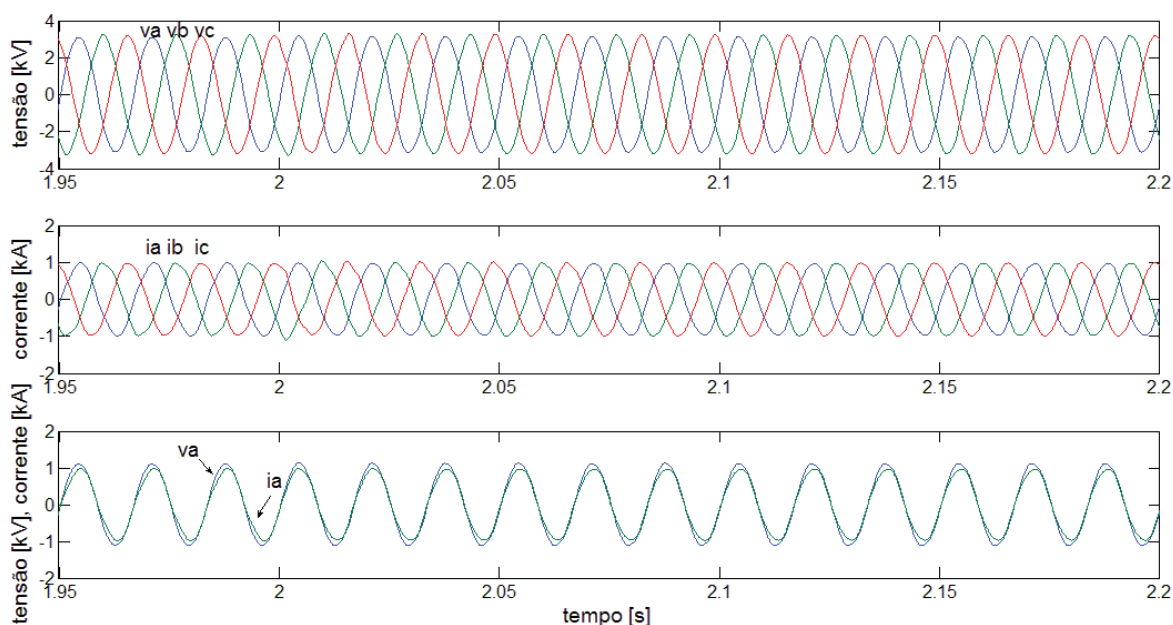


Figura 6.23 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).

Percebe-se ainda que, devido à alta impedância de linha, as tensões são permanentemente afetadas o tempo todo pelas correntes, resultando desequilibradas e distorcidas.

Já a figura 6.24 mostra o comportamento dos fatores calculados no PAC.

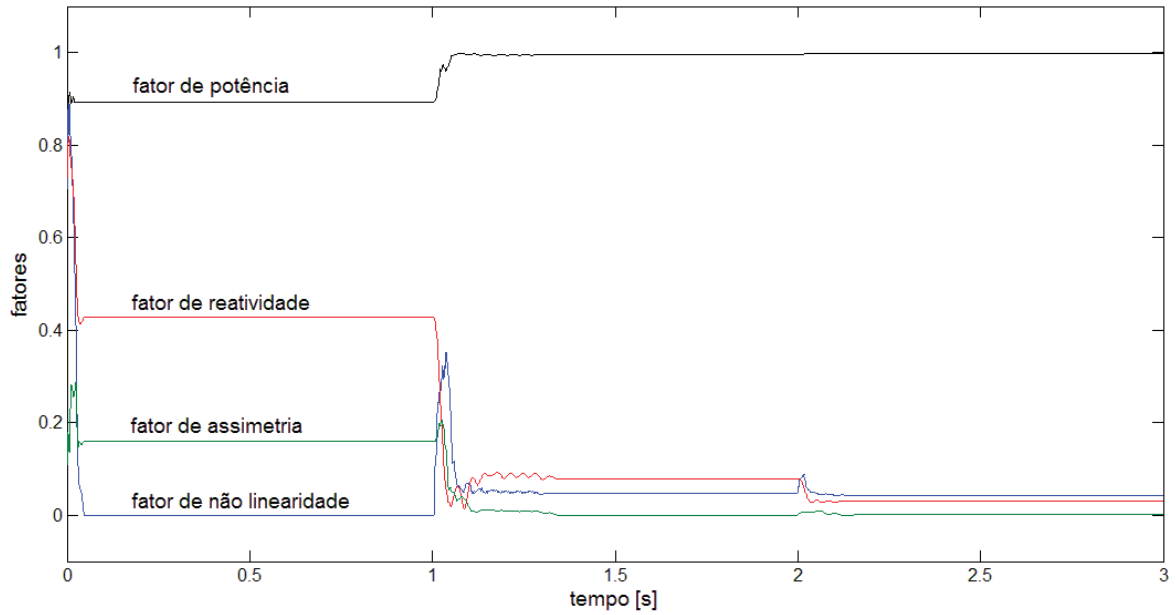


Figura 6.24 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.2.3. Carga RL balanceada mais carga não linear

A figura 6.25 mostra o esquemático do circuito para este caso.

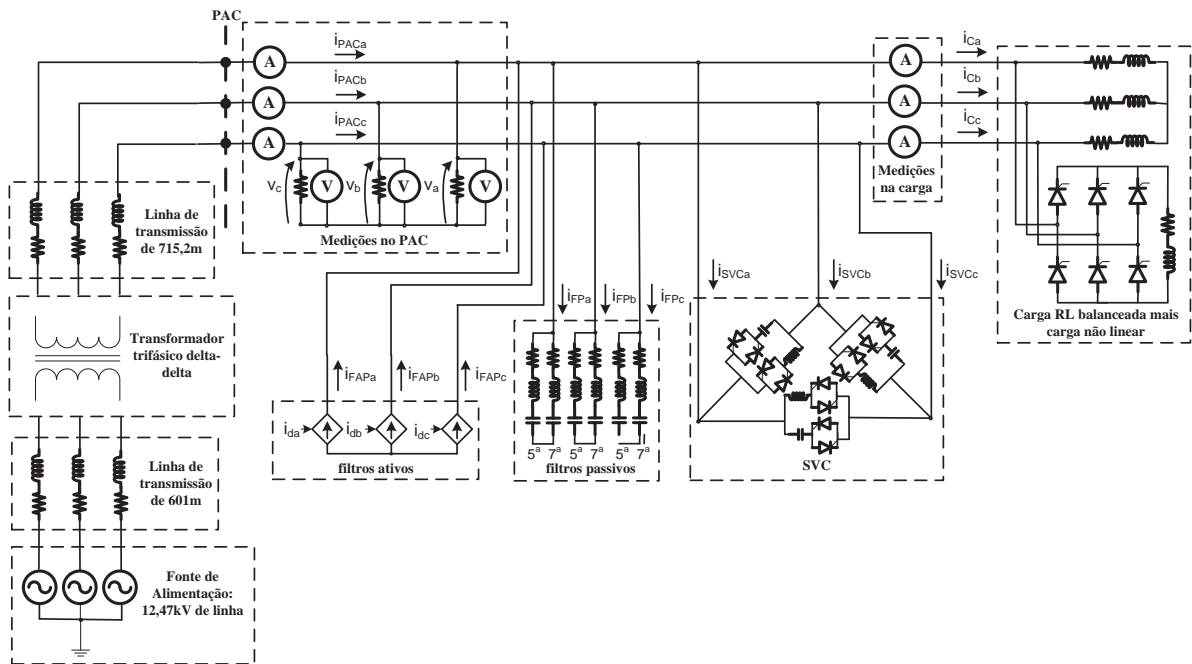


Figura 6.25 - Esquemático do circuito com carga RL balanceada mais carga não linear e rede com alta impedância de linha.

A tabela 6.17 apresenta os valores de projeto do CCT e do filtro passivo para este caso, no qual as correntes eram distorcidas e continham reativos, porém eram balanceadas; e a tabela 6.18 apresenta as potências e fatores calculados no PAC.

Tabela 6.17 - Valores de projeto do CCT e do filtro passivo.

Capacitor do CCT [uF]	188
Capacitor dos filtros [uF]	3,76
Indutor 5° Harmônica [mH]	74,85
Indutor 7° Harmônica [mH]	38,19
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	70,55
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	50,39

Tabela 6.18 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação e após aplicar os compensadores: carga RL balanceada mais carga não linear (rede com alta impedância de linha).

	Sem compensação	Com CCT	Com CCT e filtro passivo	Com CCT, filtro passivo e filtro ativo
A [MVA]	4,5671	4,6560	4,6429	4,6150
P [MW]	3,5467	4,5923	4,5880	4,5902
Q [MVAr]	2,7650	0,5771	0,6195	0,4719
U [MVA]	0,0000	0,0000	0,0004	0,0199
D [MVA]	0,7114	0,5063	0,3519	0,0698
λ	0,7805	0,9863	0,9882	0,9946
λ_Q	0,6129	0,1247	0,1338	0,1023
λ_U	0,0000	0,0000	0,0002	0,0004
λ_D	0,1558	0,1087	0,0754	0,0151

Pelos dados da tabela 6.18, verifica-se que apesar do fator de potência estar próximo da unidade, não foi possível eliminar totalmente os reativos neste caso. Já o fator de não linearidade foi praticamente zerado com a aplicação dos filtros ativos. A tabela 6.19 mostra as correntes do PAC, nos compensadores e na carga, além da DHT das tensões no PAC.

Assim como no caso descrito na seção 6.1.3, o filtro passivo poderia ser desligado após a aplicação dos filtros ativos, já que estas fornecem toda a corrente residual da carga, a qual no caso é a única fonte de harmônicos do sistema.

As figuras 6.26, 6.27 e 6.28 apresentam as formas de onda no PAC antes e depois de aplicar os compensadores, enquanto que a figura 6.29 mostra o comportamento dos fatores de desempenho calculados para o PAC durante a simulação.

Tabela 6.19 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e *DHT* das tensões no PAC.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC + filtro passivo	SVC+filtro passivo+ filtro ativo
I_{PACa} [A]	734,00	678,66	675,58	673,09
I_{PACb} [A]	734,00	676,25	673,74	668,43
I_{PACc} [A]	734,00	675,22	672,86	671,33
I_{FAPa} [A]	-	-	-	129,00
I_{FAPb} [A]	-	-	-	130,00
I_{FAPc} [A]	-	-	-	128,00
I_{FPa} [A]	-	-	102,50	11,98
I_{FPb} [A]	-	-	111,10	10,82
I_{FPc} [A]	-	-	102,32	12,59
I_{SVCa} [A]	-	532,59	519,25	484,48
I_{SVCb} [A]	-	532,69	520,33	484,34
I_{SVCc} [A]	-	533,84	519,50	488,96
I_{Ca} [A]	734,00	791,21	789,09	789,97
I_{Cb} [A]	734,00	791,39	789,19	790,10
I_{Cc} [A]	734,00	788,69	786,47	791,20
$DHTV_a$ (%)	11,857	6,554	4,714	0,860
$DHTV_b$ (%)	11,819	6,592	4,694	0,823
$DHTV_c$ (%)	11,831	6,749	4,610	0,699

As formas de onda mostram que, devido à alta impedância de linha da rede, as tensões são bastante afetadas pelos distúrbios presentes na corrente, seja por causa das cargas, seja pelos compensadores. Isto dificulta tanto o projeto dos elementos dos compensadores estacionários, que dependem dos valores da tensão medida na rede em um dado período, quanto o desempenho daqueles compensadores, pois eles atuam sobre a corrente, a qual vai alterar a tensão durante a compensação, fazendo com que os equipamentos operem sob condições diferentes de tensão para as quais foram projetados. Em consequência disso, os resultados podem ser menos eficientes em comparação com redes com baixa impedância de linha ou tensões senoidais equilibradas.

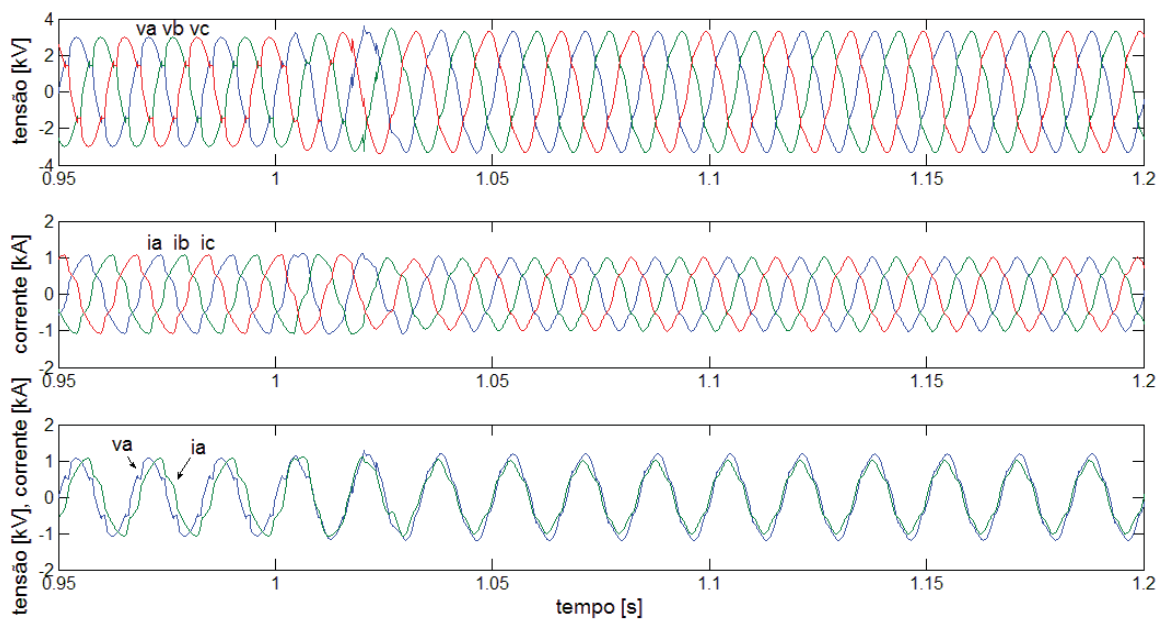


Figura 6.26 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o CCT (em tempo = 1s).

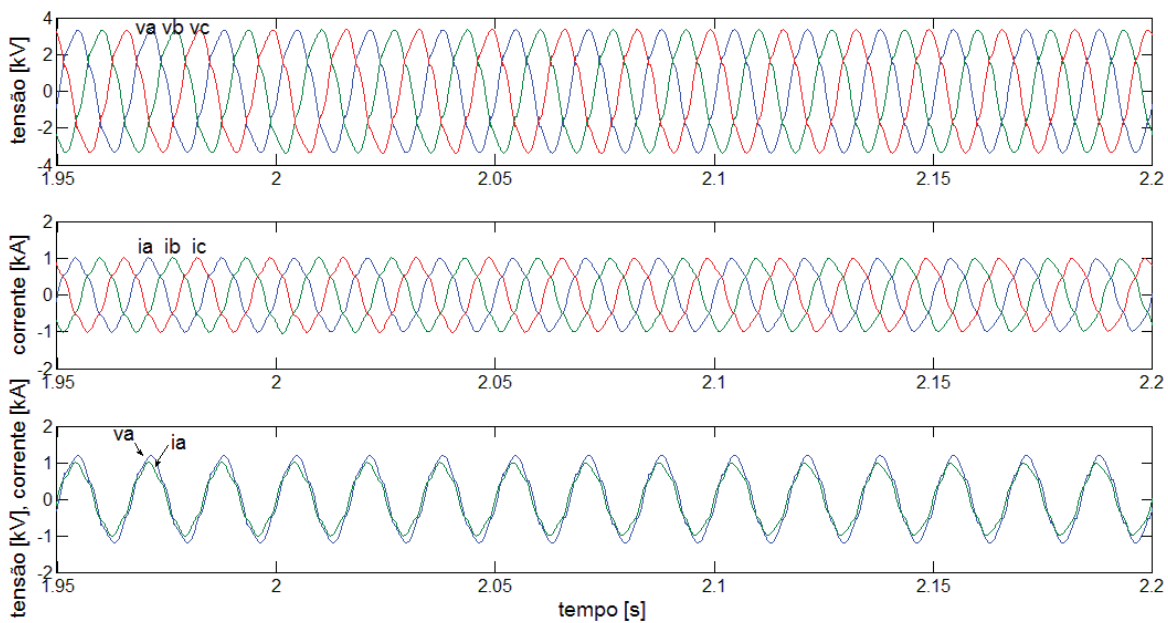


Figura 6.27 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).

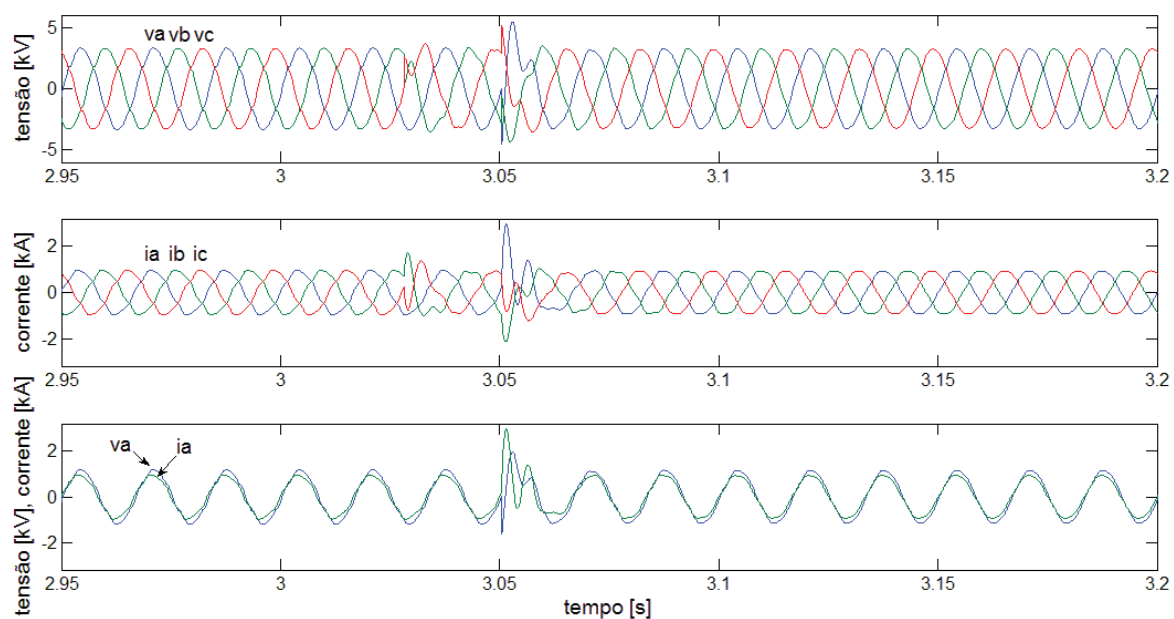


Figura 6.28 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).

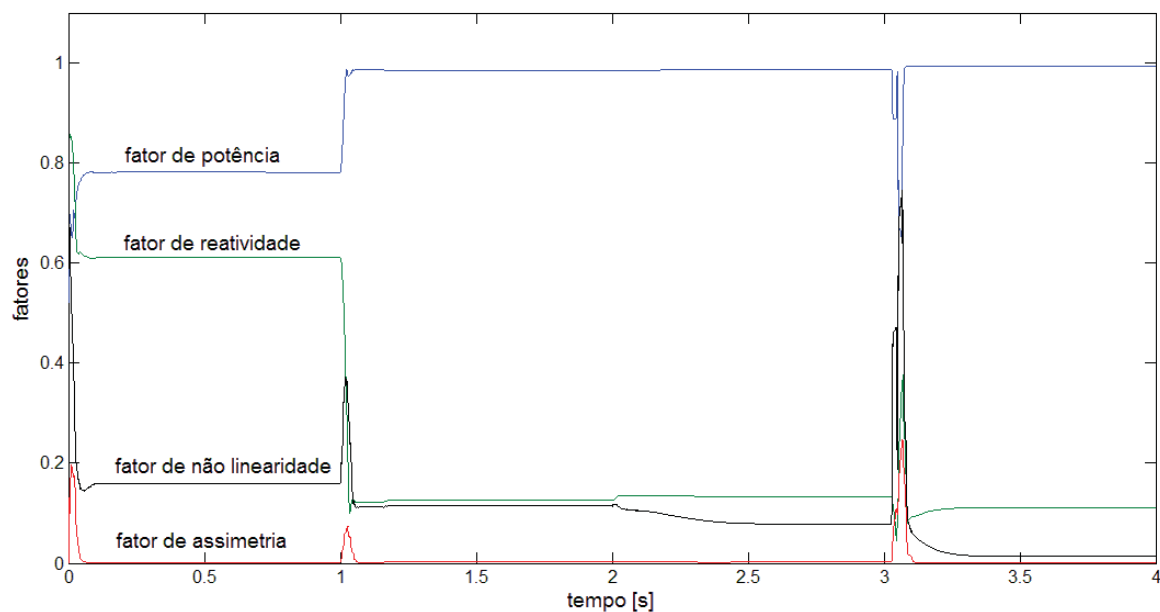


Figura 6.29 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

6.2.4. Carga RL desbalanceada mais carga não linear

Este pode ser considerado o caso mais crítico entre as simulações apresentadas até aqui, já que contém os três principais distúrbios de QEE (potência reativa, desbalanceamento e distorção harmônica) em uma rede com alta impedância de linha. A figura 6.30 mostra o esquemático do circuito deste caso.

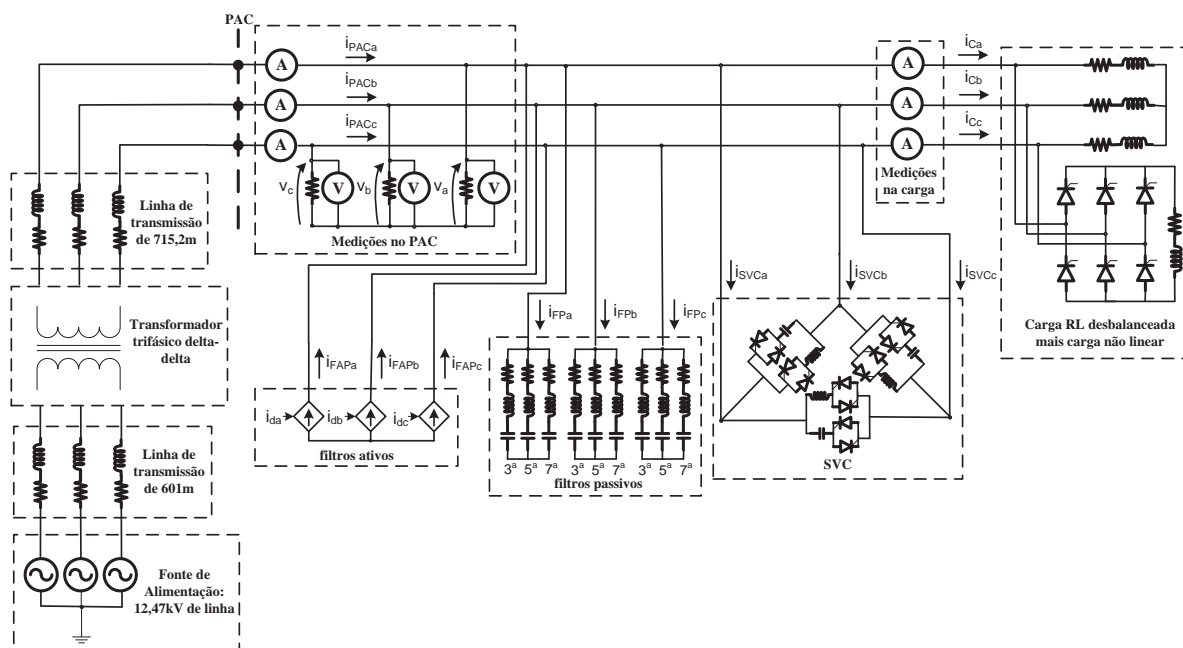


Figura 6.30 - Esquémático do circuito com carga RL desbalanceada mais carga não linear e rede com alta impedância de linha.

A tabela 6.20 apresenta os valores de projeto do SVC e do filtro passivo, enquanto a tabela 6.21 apresenta os valores das parcelas de potência e fatores calculados no PAC, antes de depois de inserir cada compensador.

Tabela 6.20 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo..

Capacitor do CCT [uF]	209
Indutor do RCT [mH]	16,9
α_{ab} [rad]	1,979
α_{bc} [rad]	2,804
α_{ca} [rad]	2,593
Capacitor dos filtros [uF]	10,5
Indutor 3° Harmônica [mH]	74,8
Indutor 5° Harmônica [mH]	26,93
Indutor 7° Harmônica [mH]	13,74
Resistor 3° Harmônica [mΩ]	42,3
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	25,4
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	18,13

Os valores da tabela 6.21 indicam que o SVC alcançou de forma satisfatória os objetivos de compensar reativos e desbalanço, embora este último não tenha sido totalmente anulado devido a diferenças nas amplitudes das harmônicas nas três fases, o que resultou em formas de onda diferentes em cada fase. Como esperado, a distorção harmônica aumentou após a aplicação do

SVC, porém a ação do filtro passivo diminuiu tal distorção em mais de 75%, e os filtros ativos a reduziram ainda mais, resultando em um fator de potência praticamente unitário.

Tabela 6.21 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação e após aplicar os compensadores: carga RL desbalanceada mais carga não linear e rede com alta impedância de linha.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo	Com SVC, filtro passivo e filtro ativo
A [MVA]	4,6307	4,7635	4,7236	4,7350
P [MW]	3,8272	4,6195	4,7001	4,7242
Q [MVar]	2,2104	0,0367	0,2794	0,2153
U [MVA]	1,1188	0,1680	0,2044	0,1753
D [MVA]	0,8112	1,1495	0,3172	0,1606
λ	0,8265	0,9698	0,9950	0,9977
λ_Q	0,5001	0,0080	0,0593	0,0455
λ_U	0,2454	0,0363	0,0434	0,0370
λ_D	0,1752	0,2413	0,0671	0,0339

A tabela 6.22 mostra as correntes do PAC, da carga e dos compensadores, além da DHT das tensões do PAC.

Tabela 6.22 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e DHT das tensões no PAC.

	Sem compensação	Com SVC	Com SVC + filtro passivo	SVC+filtro passivo+ filtro ativo
I_{PACa} [A]	572,10	696,59	711,75	706,20
I_{PACb} [A]	836,95	734,80	706,89	708,95
I_{PACc} [A]	758,86	681,84	667,82	670,54
$I_{FCORRENTEa}$ [A]	-	-	-	142,57
$I_{FCORRENTEb}$ [A]	-	-	-	136,41
$I_{FCORRENTEc}$ [A]	-	-	-	139,86
$I_{FILTROa}$ [A]	-	-	180,43	54,54
$I_{FILTROb}$ [A]	-	-	138,92	72,44
$I_{FILTROc}$ [A]	-	-	142,48	40,67
I_{SVCa} [A]	-	310,13	302,82	257,42
I_{SVCb} [A]	-	393,74	328,74	307,50
I_{SVCc} [A]	-	511,81	515,92	484,20
I_{CARGAa} [A]	572,10	596,45	601,63	603,96
I_{CARGAb} [A]	836,95	909,75	912,94	914,52
I_{CARGAc} [A]	758,86	798,13	807,07	810,96
$DHTV_a$ (%)	12,776	9,399	4,400	1,406
$DHTV_b$ (%)	12,171	12,841	3,522	2,048
$DHTV_c$ (%)	12,818	9,161	3,803	1,044

Pela tabela 6.22 verifica-se que as correntes no PAC, mesmo após a aplicação dos compensadores ainda ficou desbalanceada, devido a diferenças nas suas formas de onda. Já a distorção harmônica na tensão, a qual era alta antes dos compensadores atuarem, foi reduzida a no máximo 2%.

As figuras 6.31, 6.32 e 6.33 apresentam as formas de onda para este caso, e a figura 6.34 mostra o comportamento dos fatores durante toda a simulação.

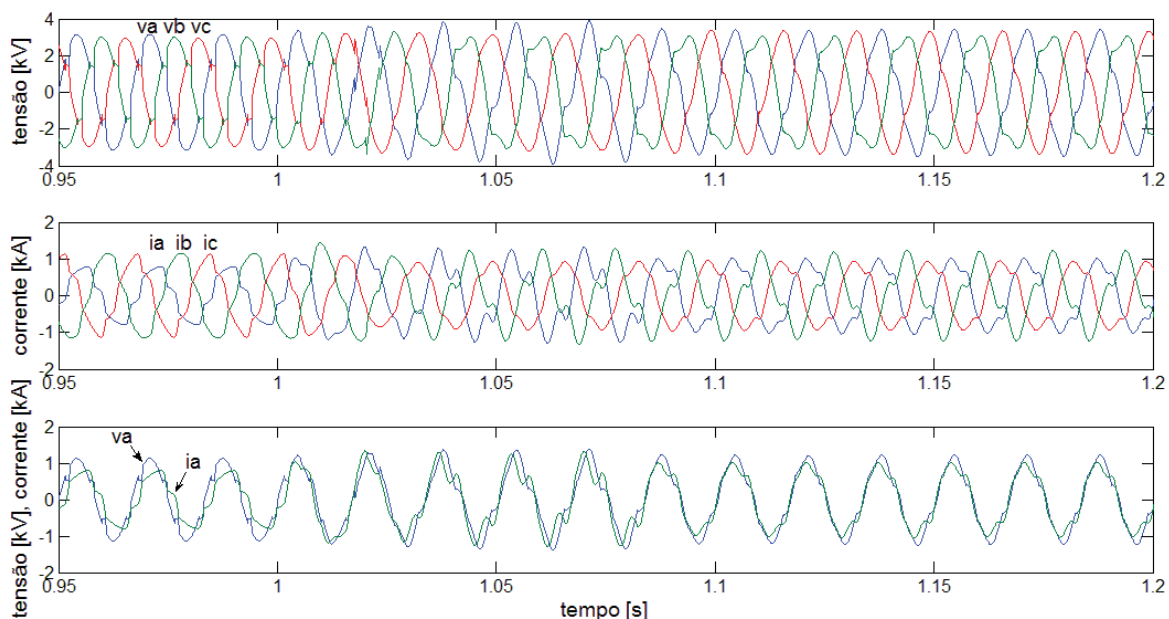


Figura 6.31 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o SVC (em tempo = 1s).

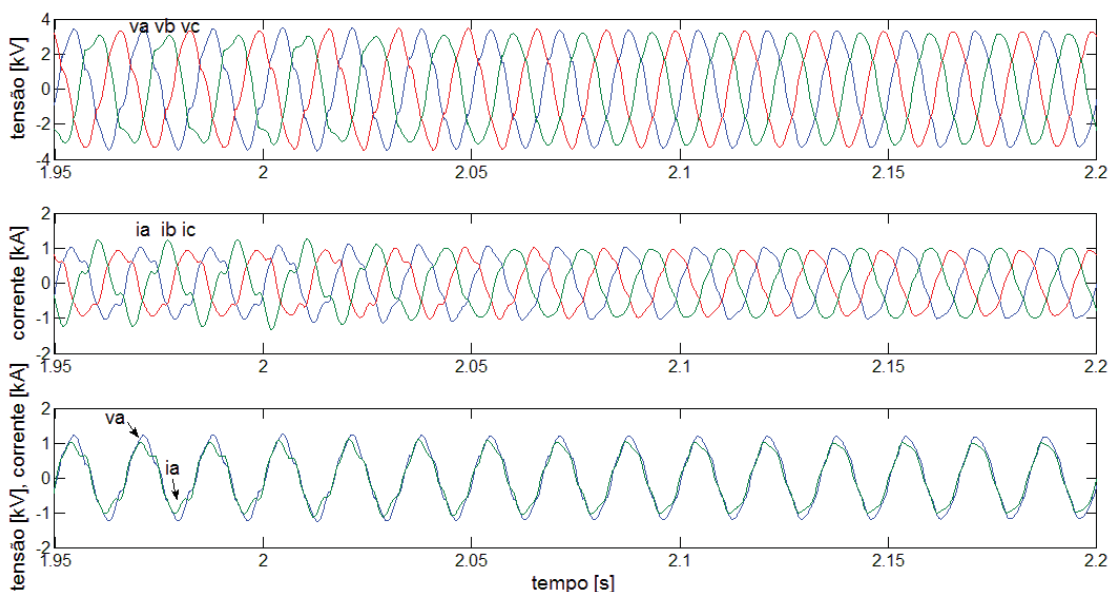


Figura 6.32 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro passivo (em tempo = 2s).

Na figura 6.31 fica evidente o quão diferentes ficam as formas de onda das correntes após a entrada do SVC na rede, o que é interpretado pela formulação da TPC como desbalanço e não linearidade entre tensão e corrente. Com a entrada dos filtros passivos (figura 6.32) e dos filtros ativos (figura 6.33), as correntes e as tensões, ainda que ligeiramente distorcidas, apresentam formas de onda aparentemente mais equilibradas.

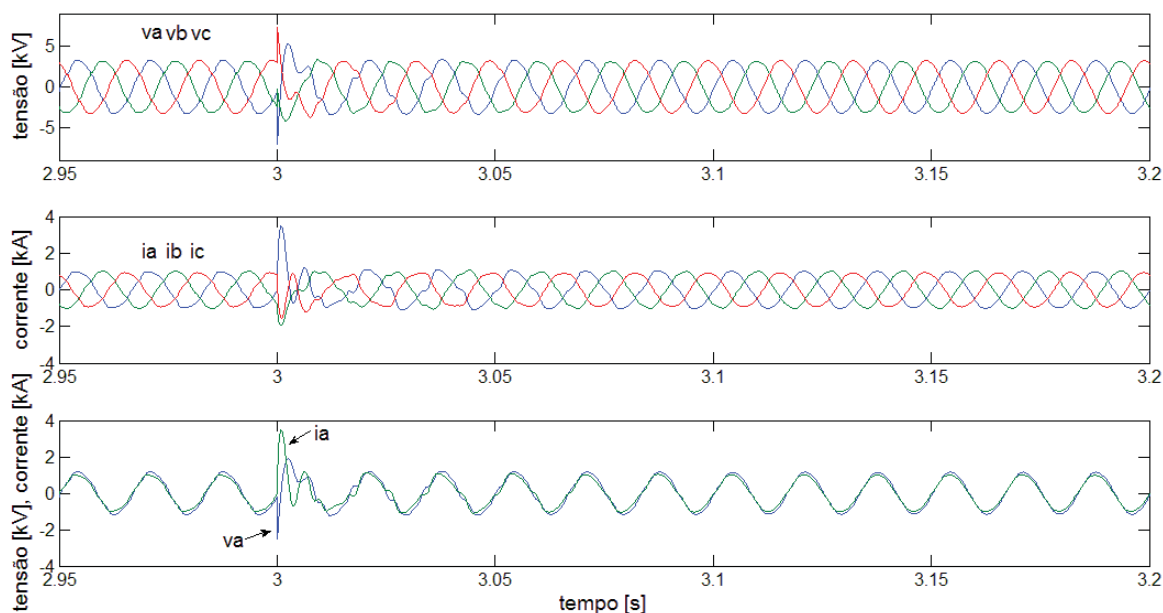


Figura 6.33 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), antes e depois de ligar o filtro ativo (em tempo = 3s).

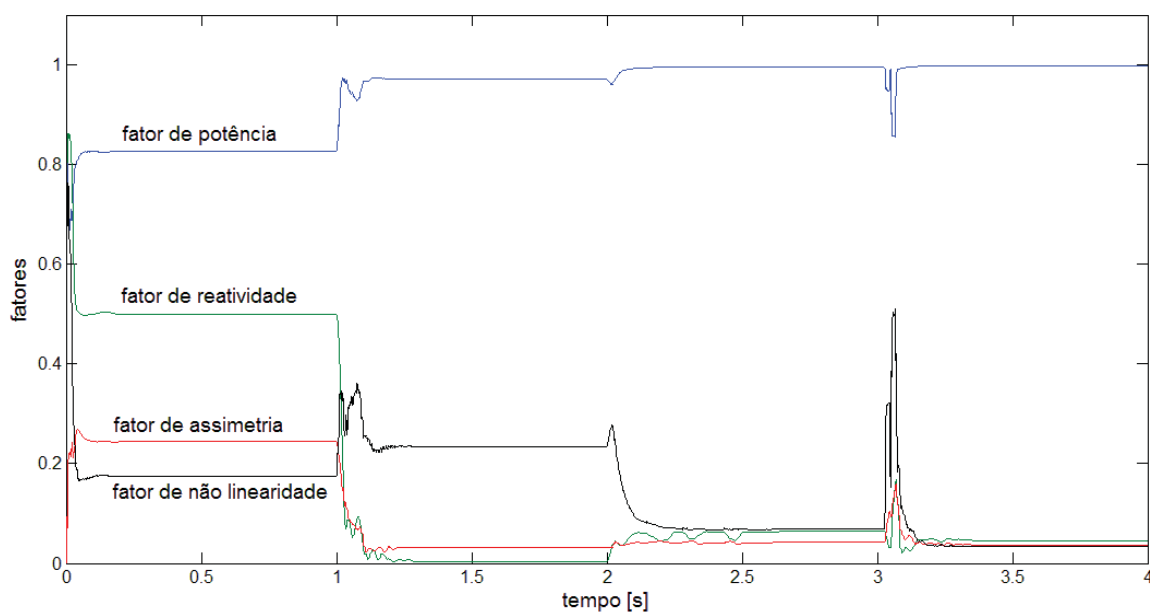


Figura 6.34 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

Por fim, considerando a figura 6.34, pode-se afirmar que a compensação dos distúrbios de QEE neste caso foi bastante satisfatória. O aumento do fator de reatividade após a entrada do filtro passivo pode ser considerado uma sobre compensação de reativos causada pelo capacitor do filtro.

6.3. Comparação entre a metodologia de projeto proposta em [4] e a metodologia proposta neste trabalho

Com o objetivo de comparar a metodologia de projeto do SVC de [4] e aquela proposta neste trabalho, os casos com carga não linear das seções 6.1.3, 6.1.4, 6.2.3 e 6.2.4 foram simulados novamente, mas com SVCs projetados de acordo com as equações (3-39), para o capacitor do CCT, e (3-43) para determinar a indutância do RCT. Para os filtros passivos, o critério de projeto é o mesmo descrito na seção 4.2. Dessa forma, as tabelas 6.23 e 6.24 apresentam os valores de projeto dos SVCs e dos filtros passivos projetados novamente para aqueles quatro casos com carga não linear.

Comparando os valores das tabelas 6.23 e 6.24 com as tabelas 6.6, 6.9, 6.17 e 6.20, verifica-se que para os casos nos quais a carga RL é balanceada o capacitor resultante é o mesmo, se calculado por (3-39) ou (4-6). Tal correspondência pode ser explicada pelo fato de que tais fórmulas sintonizam o capacitor resultante na frequência fundamental da rede, tanto através do uso da energia reativa fundamental de sequência positiva em (3-39), como pelo termo ω em (4-6).

Tabela 6.23 – Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para os circuitos com carga não linear e rede com baixa impedância de linha.

	RL balanceado mais carga não linear	RL desbalanceado mais carga não linear
Capacitor do CCT [uF]	174	133,9
Indutor do RCT [mH]	-	33,9
α_{ab} [rad]	-	1,849
α_{bc} [rad]	-	3,141
α_{ca} [rad]	-	2,83
Capacitor dos filtros [uF]	3,5	6,7
Indutor 5° Harmônica [mH]	80,9	42
Indutor 7° Harmônica [mH]	41,3	21,43
Indutor 11° Harmônica [mH]	16,7	8,7
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	76,2	39,6
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	54,4	28,3
Resistor 11° Harmônica [mΩ]	34,6	18

Tabela 6.24 – Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para os circuitos com carga não linear e rede com alta impedância de linha.

	RL balanceado mais carga não linear	RL desbalanceado mais carga não linear
Capacitor do CCT [uF]	187	146,5
Indutor do RCT [mH]	-	36,2
α_{ab} [rad]	-	1,822
α_{bc} [rad]	-	3,141
α_{ca} [rad]	-	2,776
Capacitor dos filtros [uF]	3,76	7,3
Indutor 3° Harmônica [mH]	-	106,7
Indutor 5° Harmônica [mH]	74,85	38,4
Indutor 7° Harmônica [mH]	38,19	19,6
Resistor 3° Harmônica [m Ω]	-	60,3
Resistor 5° Harmônica [m Ω]	70,55	36,2
Resistor 7° Harmônica [m Ω]	50,39	25,9

Já nos casos em que o tanto o CCT quanto o RCT são necessários, os valores do capacitor do CCT e do indutor do RCT divergem entre as duas abordagens. No caso do capacitor, apesar de as equações (3-39) e (4-11) sintonizarem o capacitor na frequência fundamental, a parcela de corrente utilizada nas duas formulações é diferente: no caso da equação (3-39) a energia reativa fundamental de sequência positiva leva em consideração apenas a corrente fundamental de sequência positiva, enquanto que em (4-11) são utilizadas as correntes reativa balanceada e a corrente de desbalanço, às quais consideram também todas as componentes harmônicas presentes nestas parcelas. No caso do indutor do RCT, as equações (3-43) e (4-10) também diferem quanto à corrente utilizada: em (3-43) é utilizada a parcela fundamental de sequência negativa através da potência de desbalanço U_f , enquanto em (4-10) é considerada tanto a corrente reativa balanceada e a corrente de desbalanço totais. Portanto, é esperado que os componentes projetados por uma ou outra abordagem apresentem valores diferentes para uma mesma configuração de carga e rede.

Vale a pena observar também que nos ângulos de disparo dos tiristores do RCT, nas tabelas 6.23 e 6.24 aparecem valores iguais a 3,141 entre as fases *b* e *c*, o que significa em termos práticos que o RCT ligado entre estas fases não atuou, e em termos de projeto significa que não houve valor de ângulo de disparo dentro da faixa de condução do tiristor que produzisse a reatividade requisitada para aquelas fases.

As tabelas 6.25 e 6.26 apresentam os resultados das potências e fatores antes e depois de aplicar os compensadores projetados segundo a abordagem proposta em [4], para os circuitos com cargas não lineares apresentados neste trabalho.

Tabela 6.25 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo nos casos com carga não linear e rede com baixa impedância de linha.

	RL balanceado mais carga não linear			RL desbalanceado mais carga não linear		
	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo
A [MVA]	5,4920	4,9425	4,8215	5,5021	5,1328	4,9685
P [MW]	4,4630	4,6730	4,7003	4,7122	4,8415	4,8682
Q [MVA r]	3,0930	0,2510	0,3407	2,3628	0,5910	0,4427
U [MVA]	0,0000	0,0000	0,0000	1,2915	0,4954	0,4921
D [MVA]	0,8231	1,5902	1,0184	0,9040	1,5201	0,7404
λ	0,8126	0,9455	0,9749	0,8564	0,9432	0,9798
λ_Q	0,5696	0,0536	0,0723	0,4482	0,1212	0,0905
λ_U	0,0000	0,0000	0,0000	0,2380	0,1010	0,1001
λ_D	0,1499	0,3217	0,2112	0,1643	0,2962	0,1490

Comparando as tabelas 6.25 e 6.26 com as tabelas 6.7, 6.10, 6.18 e 6.21, verifica-se que os resultados dos casos com carga RL balanceada são idênticos para as duas abordagens, já que os componentes do SVC e do filtro passivo resultantes foram os mesmos.

Tabela 6.26 - Parcelas de potência e fatores calculados para o PAC sem compensação, após aplicar o SVC e após aplicar o filtro passivo nos casos com carga não linear e rede com alta impedância de linha.

	RL balanceado mais carga não linear			RL desbalanceado mais carga não linear		
	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo	Sem compensação	Com SVC	Com SVC e filtro passivo
A [MVA]	4,5671	4,6560	4,6429	4,6307	4,6527	4,5968
P [MW]	3,5467	4,5923	4,5880	3,8272	4,5262	4,5691
Q [MVA r]	2,7650	0,5771	0,6195	2,2104	0,1885	0,1220
U [MVA]	0,0000	0,0000	0,0004	1,1188	0,4742	0,4545
D [MVA]	0,7114	0,5063	0,3509	0,8112	0,9490	0,1811
λ	0,7805	0,9863	0,9882	0,8265	0,9728	0,9939
λ_Q	0,6129	0,1247	0,1338	0,5001	0,0416	0,0267
λ_U	0,0000	0,0000	0,0002	0,2454	0,1041	0,0989
λ_D	0,1558	0,1087	0,0754	0,1752	0,204	0,0394

Já nos casos com carga RL desbalanceada, em que os componentes projetados resultam em valores diferentes, os resultados também foram diferentes: o SVC projetado de acordo com [4] compensou um valor menor de potência reativa e potência de desbalanço que aquele projetado pela abordagem proposta neste trabalho. Isso pode ser justificado pelo fato de que a abordagem definida em [4] e a metodologia proposta neste trabalho tratam potência reativa e desbalanço usando componentes distintas das correntes definidas pela TPC: enquanto [4] se preocupa apenas com os distúrbios presentes na corrente fundamental, neste trabalho optou-se por utilizar parcelas de

corrente com componentes harmônicas, lembrando que qualquer bipolo armazenador de energia possui um valor de impedância (ainda que muitas vezes desprezível) em todas as frequências, o que tornaria capaz a compensação de reativos e desbalanço em outras frequências além da fundamental. Sendo assim, é natural que os resultados sejam diferentes para o mesmo sistema, mas ainda não é possível afirmar que alguma das duas abordagens é mais eficaz em qualquer situação, sugere-se analisar cada caso e avaliar qual é a melhor para cada situação.

6.4. Resultados obtidos com o sistema com cargas variáveis

A figura 6.35 apresenta o esquemático do circuito para o caso em que as cargas variaram durante a simulação. Também é indicado nesta figura quais cargas ficaram conectadas ao mesmo tempo ao circuito para formar as configurações descritas a seguir:

- A primeira carga presente no sistema é o RL balanceado com carga não linear: **carga 1**;
- Após 1,5s de simulação, o RL balanceado é desligado e entra no sistema o RL desbalanceado, a carga não linear continua ligada, configurando a **carga 2**;
- Após 3,0s o RL desbalanceado e a carga não linear são desligados e entra um RL desbalanceado diferente daquele da **carga 2**, resultando na **carga 3**.

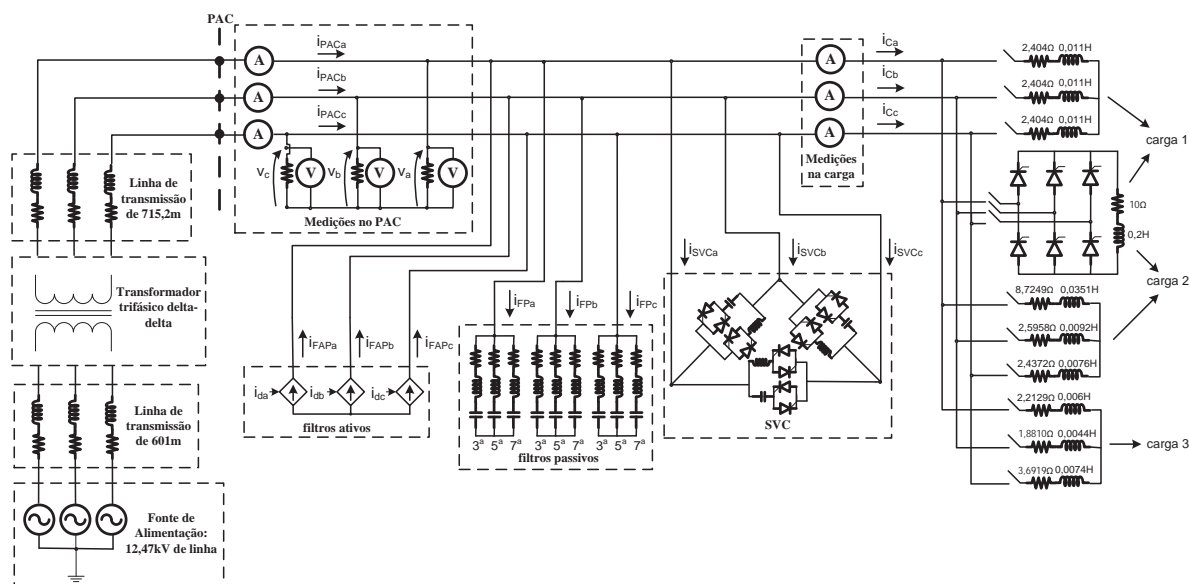


Figura 6.35 - Esquemático do circuito no qual os tipos de carga variavam durante a simulação.

A tabela 6.27 apresenta a decomposição das potências e fatores calculados para cada uma das cargas, sem compensação.

Tabela 6.27 - Potências e fatores calculados para as cargas 1, 2 e 3.

	carga 1	carga 2	carga 3
A [MVA]	4,6063	4,4700	4,0500
P [MW]	3,6000	3,6547	3,0050
Q [MVAr]	2,7800	2,1859	2,6441
U [MVA]	0,0000	1,1368	0,6156
D [MVA]	0,7290	0,7437	0,0000
λ	0,7815	0,8177	0,7420
λ_Q	0,6112	0,5132	0,6606
λ_U	0,0000	0,2579	0,1520
λ_D	0,1582	0,1664	0,0000

Analisando os fatores apresentados na tabela 6.27 de acordo com o fluxograma da figura 4.5, pode-se constatar que:

- a **carga 1** possui um baixo fator de assimetria porém um alto fator de reatividade, logo o RCT e o filtro passivo podem ser desligados, enquanto um banco de capacitores do CCT específico para esta carga deve ser acionado. O fator de não linearidade pode ser considerado alto, logo um filtro ativo deve atuar neste caso;
- a **carga 2** está com todos os fatores consideravelmente altos, logo todos os compensadores devem atuar em conjunto para esta carga;
- a **carga 3** necessita apenas do RCT, do CCT e dos filtros passivos, pois apenas os fatores de assimetria e reatividade são consideráveis neste caso.

A tabela 6.28 apresenta os valores eficazes das correntes nas três cargas e a distorção harmônica total nas tensões no PAC.

Tabela 6.28 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e DHT das tensões no PAC.

	carga 1	carga 2	carga 3
I_{Ca} [A]	734,00	534,09	679,86
I_{Cb} [A]	734,00	801,00	680,21
I_{Cc} [A]	734,00	727,21	547,90
$DHTV_a$ (%)	11,856	11,841	0,000
$DHTV_b$ (%)	11,818	11,602	0,000
$DHTV_c$ (%)	11,829	11,816	0,000

As figuras 6.36, 6.37 e 6.38 mostram as tensões e correntes quando cada carga encontra-se conectada ao sistema.

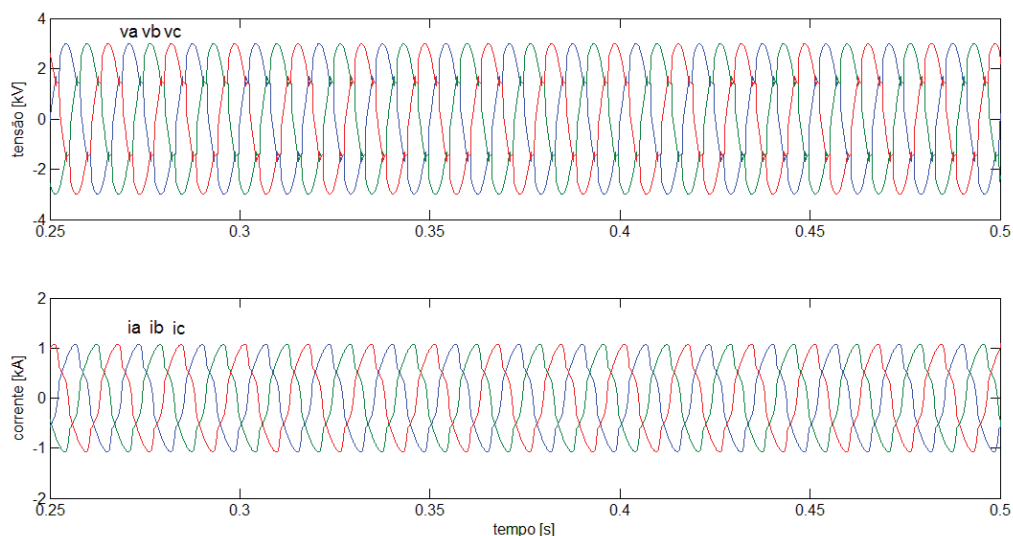


Figura 6.36 - Tensões e correntes da carga 1.

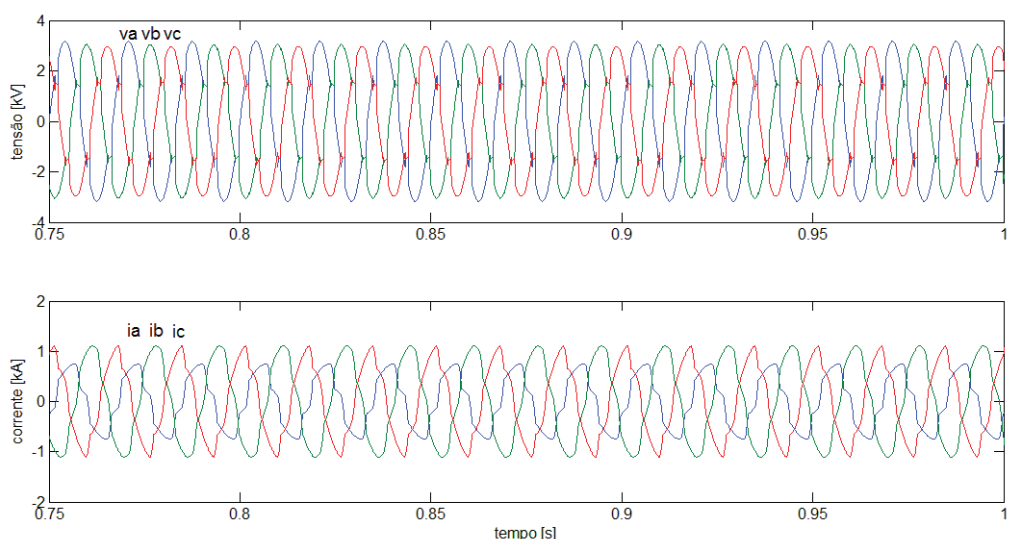


Figura 6.37 - Tensões e correntes da carga 2.

Com relação ao projeto dos compensadores, para a carga 1, que era balanceada, a capacitância que o CCT deve oferecer é $187,27\mu\text{F}$. Para as outras duas cargas, a tabela 6.29 apresenta os valores de projeto.

Como os valores de indutor do RCT projetados para as cargas 2 e 3 são próximos, convém utilizar apenas um indutor para os dois casos, que será de 17mH . Já para os capacitores, procurou-se associar dois bancos com capacitores iguais de maneira que produzissem valores próximos aos de projeto em cada caso. Dessa forma, foi utilizado um banco que oferecia $183,33\mu\text{F}$ para as cargas 1 e 2, valor próximo aos de projeto dessas duas cargas, e para carga 3 mais um banco de $183,33\mu\text{F}$ seria adicionado ao banco já em uso para as cargas 1 e 2, resultando em um valor de capacitância igual a $366,67\mu\text{F}$ (valor próximo ao de projeto para a carga 3). Para os filtros passivos foi preferível

utilizar os mesmos valores para as cargas 2 e 3 pois, além das harmônicas serem as mesmas nos dois casos, o capacitor dos filtros é cerca de 9 vezes menor que o CCT das cargas 1 e 2 e 18 vezes menor que o CCT da carga 3.

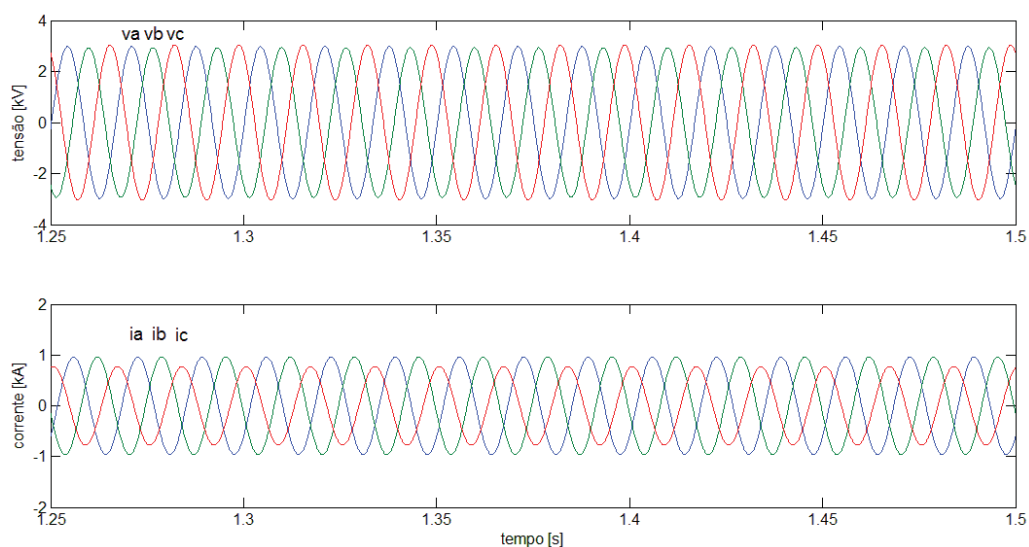


Figura 6.38 - Tensões e correntes da carga 3.

Tabela 6.29 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para as cargas 2 e 3.

	carga 2	carga 3
Capacitor do CCT [uF]	204,5	361,8
Indutor do RCT [mH]	17,2	16,8
α_{ab} [rad]	1,938	2,141
α_{bc} [rad]	2,691	2,104
α_{ca} [rad]	2,52	1,858
Capacitor dos filtros [uF]	20	20
Indutor 3° Harmônica [mH]	39	39
Indutor 5° Harmônica [mH]	13	13
Indutor 7° Harmônica [mH]	7,5	7,5
Resistor 3° Harmônica [mΩ]	22,1	22,1
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	13,3	13,3
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	6	6

Vale a pena ressaltar que a comutação dos bancos do CCT, bem como a inserção dos compensadores durante esta simulação ocorre a partir da identificação da mudança nos valores dos fatores de desempenho calculados para a carga durante a simulação. Quando a mudança é identificada, é feita a análise descrita no fluxograma da figura 4.5 e são realizadas as mudanças necessárias nos compensadores.

A tabela 6.30 mostra as potências e os fatores calculados quando cada carga estava ligada no sistema, mas com os compensadores conectados.

Tabela 6.30 - Potências e fatores calculados para as cargas 1, 2 e 3.

	carga 1	carga 2	carga 3
A [MVA]	4,5770	4,3350	3,6477
P [MW]	4,5589	4,3192	3,6460
Q [MVA _r]	0,3938	0,3092	0,0682
U [MVA]	0,0000	0,2173	0,0522
D [MVA]	0,0983	0,1247	0,0718
λ	0,9960	0,9954	0,9995
λ_Q	0,0861	0,0644	0,0187
λ_U	0,0000	0,0551	0,0143
λ_D	0,0215	0,0271	0,0197

Durante a simulação da carga 1, o CCT com um banco de 183,33 μ F atuou em conjunto com os filtros ativos, às quais injetavam toda parcela de corrente residual requisitada pela carga. Assim, o fator de potência ficou próximo da unidade, como mostrado na tabela 6.30.

Após a mudança para a carga 2, foram ligados o RCT e o filtro passivo. O CCT e os filtros ativos foram mantidos. Neste caso, o fator de potência também ficou próximo da unidade.

Para a carga 3, os filtros ativos foram desligados, o segundo banco de 183,33 μ F foi adicionado ao CCT e os ângulos de disparo do RCT foram atualizados. Com isso, além do fator de potência ter se mantido unitário, os demais fatores indicam que a compensação para esta carga foi a mais eficiente dentre as três presentes no sistema durante a simulação.

A tabela 6.31 mostra as correntes no PAC, nos compensadores e nas cargas, além da DHT das tensões no PAC para as três situações de carga.

Vale a pena ressaltar na tabela 6.31 que a distorção harmônica na tensão foi bastante reduzida, em comparação com os valores da tabela 6.28, pela compensação das componentes harmônicas da corrente nas cargas 1 e 2. No caso da carga 3, a qual não gerava distorção na corrente, a ação do filtro passivo impediu a propagação excessiva da distorção causada pelo RCT, resultando em valores de DHT em torno de 1%.

As figuras 6.39, 6.40 e 6.41 apresentam as formas de onda das tensões e correntes no PAC durante as transições das cargas e dos compensadores. Já a figura 6.42 apresenta o comportamento dos fatores durante toda a simulação.

Tabela 6.31 - Valores eficazes das correntes no PAC, compensadores e carga e DHT das tensões no PAC para as três situações de carga simuladas.

	carga 1	carga 2	carga 3
I_{PACa} [A]	666,86	665,43	536,12
I_{PACb} [A]	666,37	643,15	525,99
I_{PACc} [A]	666,55	611,00	524,67
I_{FAPa} [A]	132,43	130,08	-
I_{FAPb} [A]	133,00	126,64	-
I_{FAPc} [A]	132,85	121,16	-
I_{FPa} [A]	-	61,06	61,78
I_{FPb} [A]	-	68,84	56,14
I_{FPc} [A]	-	59,92	61,87
I_{SVCa} [A]	480,59	185,85	382,99
I_{SVCb} [A]	481,59	220,84	509,90
I_{SVCC} [A]	480,96	390,10	365,66
I_{Ca} [A]	788,89	550,53	744,39
I_{Cb} [A]	789,00	860,00	755,10
I_{Cc} [A]	787,90	763,94	587,54
$DHTV_a$ (%)	1,203	1,505	0,979
$DHTV_b$ (%)	1,266	1,536	0,731
$DHTV_c$ (%)	1,235	1,112	1,036

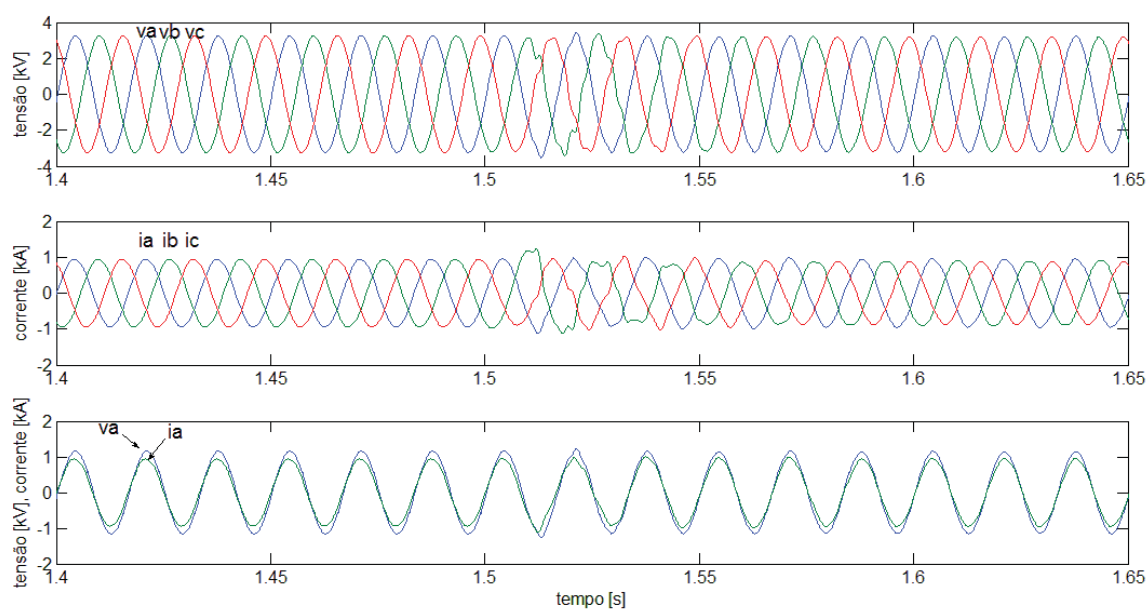


Figura 6.39 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), durante a mudança da carga 1 para a carga 2 (em tempo = 1,5s).

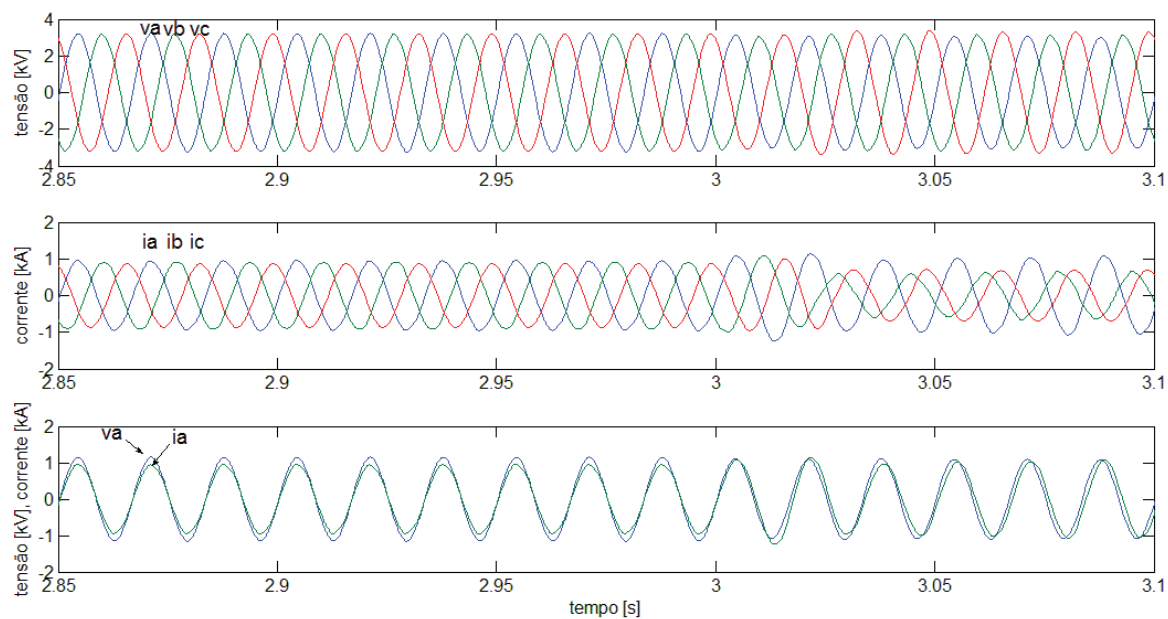


Figura 6.40 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), durante a mudança da carga 2 para a carga 3 (em tempo = 3,0s).

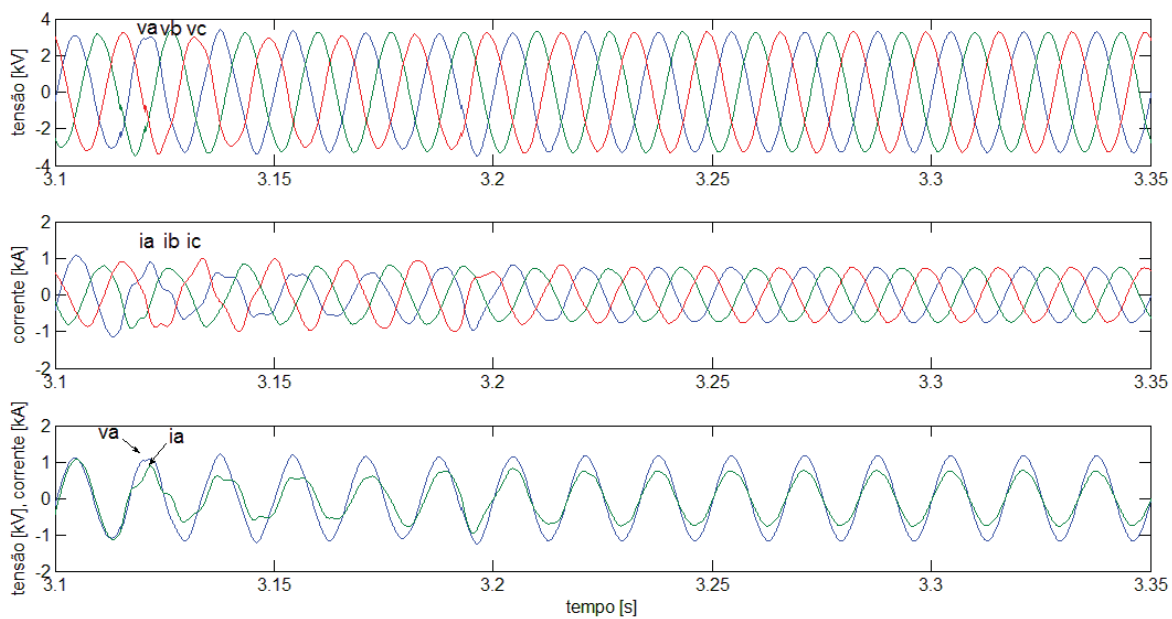


Figura 6.41 - Tensões (acima), correntes (meio), tensão na fase a em escala 1:3 e corrente na fase a (abaixo), ao final do transitório de mudança da carga 2 para a carga 3.

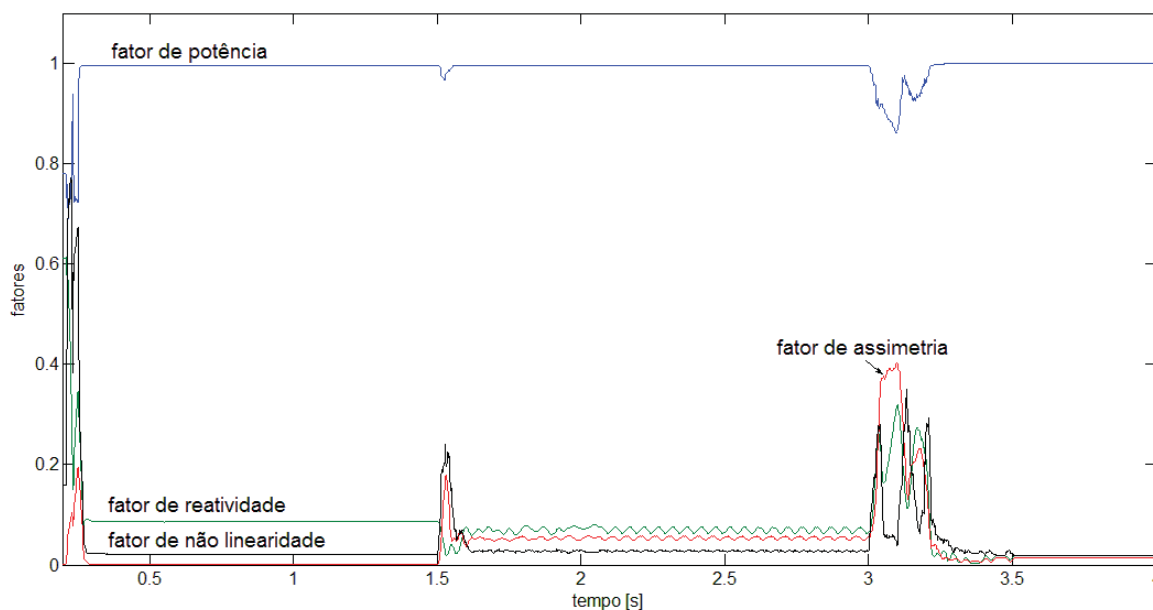


Figura 6.42 - Fatores calculados no PAC durante toda a simulação.

A figura 6.39 mostra que as correntes ficaram praticamente senoidais com a aplicação dos compensadores para a carga 1. Já as figuras 6.39 e 6.40 mostram que correntes no PAC quando carga 2 estava conectada aparecem ligeiramente distorcidas e desequilibradas. Isto se deve ao fato de o capacitor do CCT estar um pouco abaixo do valor de projeto, o qual, teoricamente, seria suficiente para compensar toda a corrente reativa mais a de desbalanço da carga e do indutor. Logo, embora o ângulo de disparo dos tiristores do RCT estivesse considerando o valor real do capacitor instalado no sistema, o conjunto CCT mais RCT nesse caso não foi tão eficiente. No caso da carga 3, as correntes ficaram praticamente senoidais após o transitório de mudança de carga e compensadores, como mostra a figura 6.41.

A figura 6.42 mostra que o fator de potência se manteve próximo da unidade durante todo o período em que o sistema estava em regime e com os compensadores em operação, o que indica a eficácia da metodologia de controle dos compensadores em caso de mudança de cargas.

6.5. Simulações com a rede de cargas distribuídas

Para o sistema de cargas distribuídas descrito na seção 5.6, foi definido como PAC o nó 632, de maneira que as potências e fatores são calculados levando em consideração as medições naquele nó. Além disso, o projeto dos compensadores também será feito com relação àquele nó.

Também foram realizadas medições no nó 671, visando monitorar o comportamento de um nó diferente do PAC durante a aplicação dos compensadores.

6.5.1. Resultados sem compensação

A tabela 6.31 apresenta as potências e fatores calculados para o PAC.

Tabela 6.32 - Potências e fatores do nó 632.

A [MVA]	P [MW]	Q [MVar]	U [MVA]	D [MVA]	λ	λ_Q	λ_U	λ_D
3,1563	2,8431	1,2655	0,5270	0,0000	0,9008	0,4066	0,1670	0,0000

Os valores da tabela 6.31 mostram que o PAC tem parcelas de potência reativa e desbalanço, necessitando de um SVC com filtro passivo. As figuras 6.43 e 6.44 mostram as tensões e correntes nos nós 632 e 671, respectivamente.

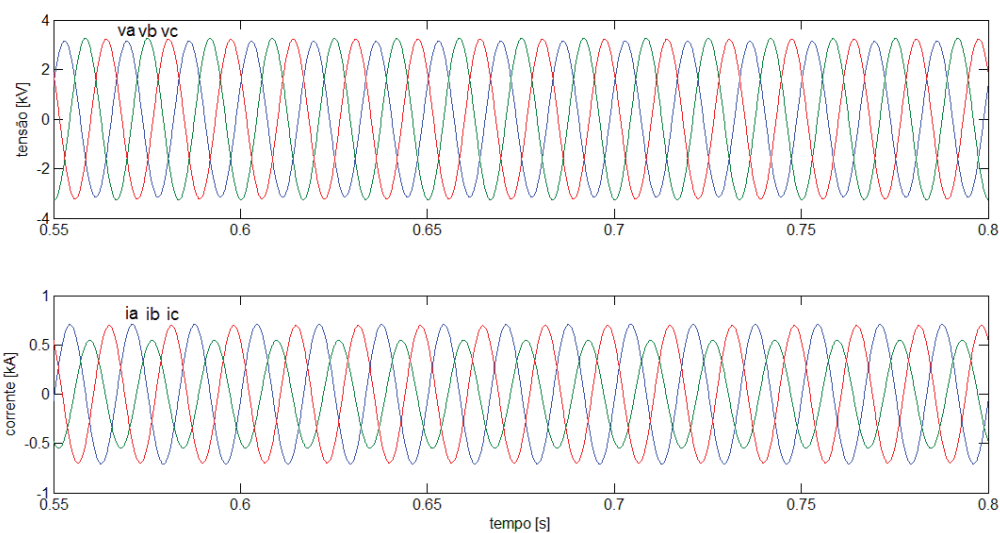


Figura 6.43 - Tensões e correntes do nó 632.

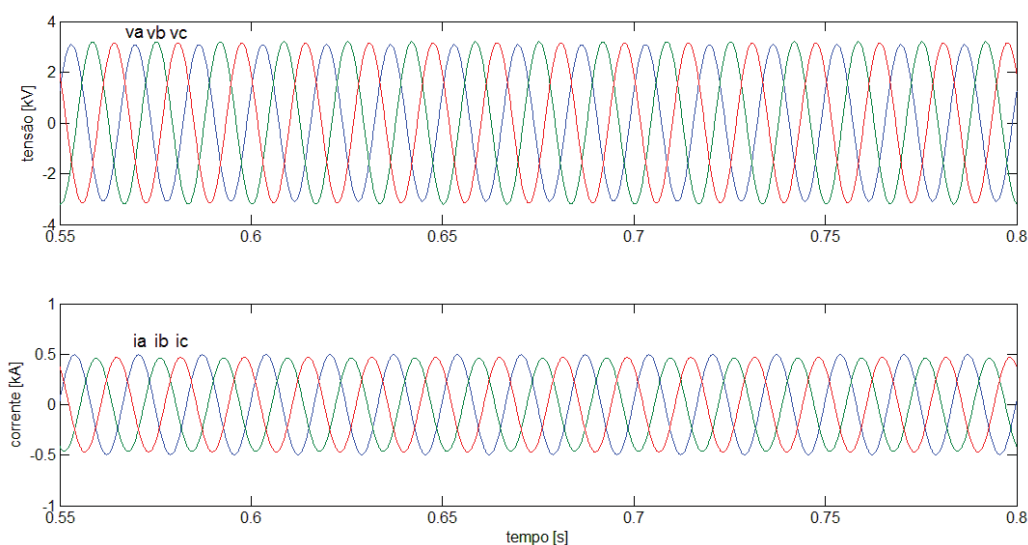


Figura 6.44 - Tensões e correntes do nó 671.

6.5.2. Simulações com um SVC e um filtro passivo

Com o objetivo de avaliar o comportamento dos compensadores distribuídos pela rede e sua influência não apenas no PAC, mas também nos demais nós, um SVC e um filtro passivo foram projetados para compensar os distúrbios do nó considerado como PAC.

Apesar de ser voltada à compensação cooperativa local, a metodologia de projeto definida neste trabalho foi utilizada para projetar o filtro passivo e o SVC, neste caso, considerando as tensões e correntes do PAC nas especificações. A tabela 6.33 apresenta os valores para estes compensadores.

Tabela 6.33 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para o nó 632.

Capacitor do CCT [uF]	172
Indutor do RCT [mH]	35,43
α_{ab} [rad]	2,192
α_{bc} [rad]	1,742
α_{ca} [rad]	2,058
Capacitor dos filtros [uF]	11,5
Indutor 3° Harmônica [mH]	68,2
Indutor 5° Harmônica [mH]	24,5
Indutor 7° Harmônica [mH]	12,5
Indutor 11° Harmônica [mH]	5,0
Resistor 3° Harmônica [mΩ]	38
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	23
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	16
Resistor 11° Harmônica [mΩ]	10

Foram realizadas diversas simulações com os compensadores projetados, sendo que em cada simulação os compensadores foram instalados em um nó diferente. A tabela 6.34 apresenta os fatores calculados para o PAC com o SVC e o filtro passivo instalados em cada nó.

Tabela 6.34 - Potências e fatores calculados para as cargas 1, 2 e 3.

	632	633	671	675	680
λ	0,9981	0,9986	0,9999	0,9999	0,9999
λ_Q	0,0576	0,0507	0,0006	0,0070	0,0003
λ_U	0,0114	0,0100	0,0041	0,0046	0,0050
λ_D	0,0129	0,0122	0,0110	0,0103	0,0102

Os valores da tabela 6.34 indicam que os resultados da compensação para um determinado nó escolhido como PAC muda ligeiramente dependendo do ponto da rede em que o compensador está instalado. A justificativa para isso pode ser a impedância da linha entre o compensador e o PAC. Considerando as matrizes de impedância e as distâncias entre os nós definidas nas tabelas 5.3 e 5.4, verifica-se que os resultados para o PAC foram melhores quando o compensador foi instalado em nós mais distantes e que ofereciam maior impedância de linha, pois nestas situações o filtro passivo oferece um caminho de circulação menor que a rede para as componentes harmônicas, impedindo a propagação delas pela rede. Assim, somente as parcelas de corrente necessárias à compensação das correntes reativa e de desbalanço no PAC irão circular pela rede e efetuar a compensação. A análise das figuras 6.45 e 6.46, as quais apresentam as tensões e correntes dos nós 632 e 671 com o SVC e o filtro operando conectado ao nó 680, podem auxiliar no entendimento deste raciocínio.

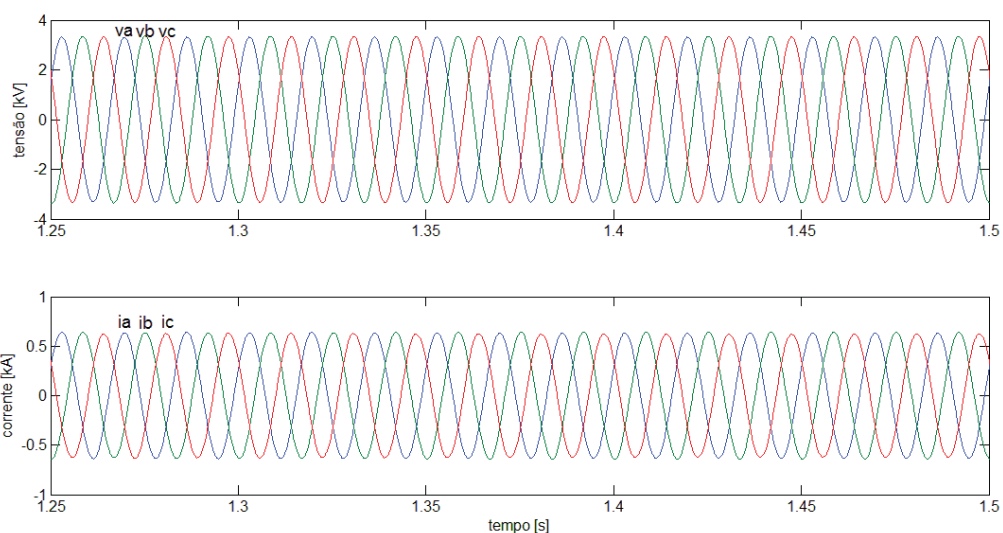


Figura 6.45 - Tensões e correntes do nó 632 quando os compensadores estavam operando no nó 680.

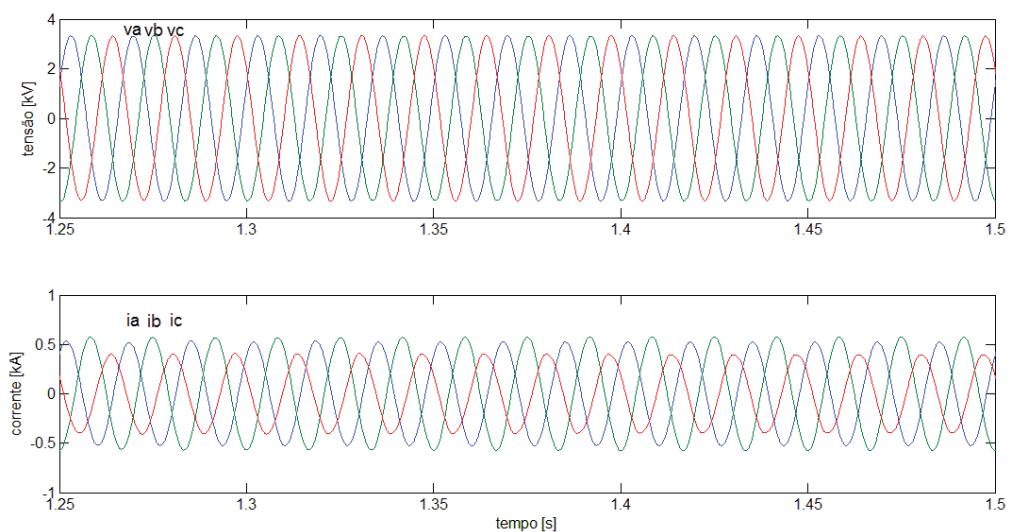


Figura 6.46 - Tensões e correntes do nó 671 quando os compensadores estavam operando no nó 680.

As figuras 6.45 e 6.46 mostram que as correntes dos nós 632 e 671 estão praticamente senoidais. Estando os compensadores instalados no nó 680, o qual é um dos mais distantes do PAC, pode-se afirmar pelas figuras 6.45 e 6.46 que a distorção harmônica da corrente ocasionada pelo RCT não se propagou pela rede, devido ao fato de a impedância do filtro passivo para harmônicas ser menor que a impedância da rede. No entanto, as parcelas relativas à corrente reativa e a corrente de desbalanço se propagaram do ponto onde o compensador estava até o nó 632, equilibrando as correntes do PAC. A propagação de tais parcelas fica evidente ao observar novamente as correntes do nó 671 antes de aplicar os compensadores (figura 6.44) e as da figura 6.46, as quais continuaram praticamente senoidais porém mais desequilibradas com a atuação dos compensadores.

As figuras 6.47 e 6.48 apresentam as tensões e correntes dos nós 632 e 671 da simulação na qual os filtros foram ligados ao nó 633.

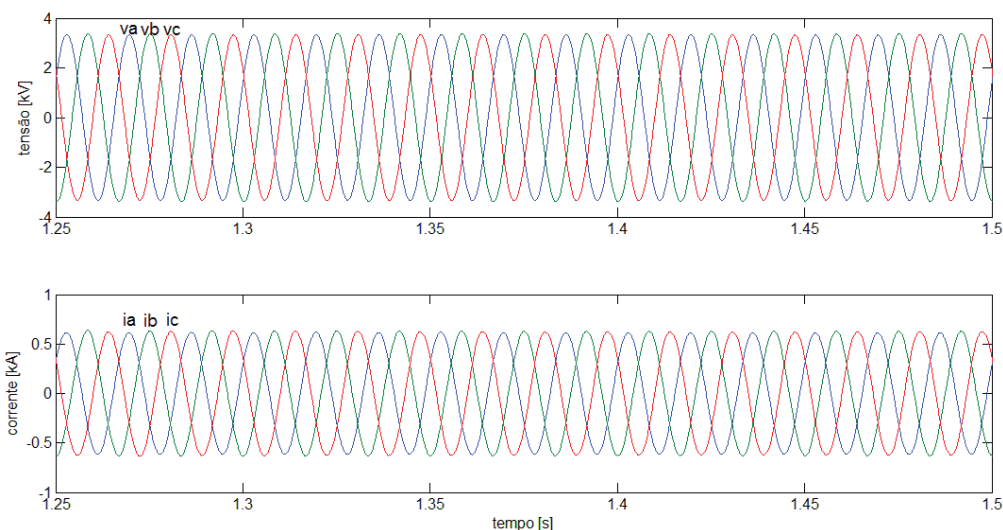


Figura 6.47 - Tensões e correntes do nó 632 quando os compensadores estavam conectados ao nó 633.

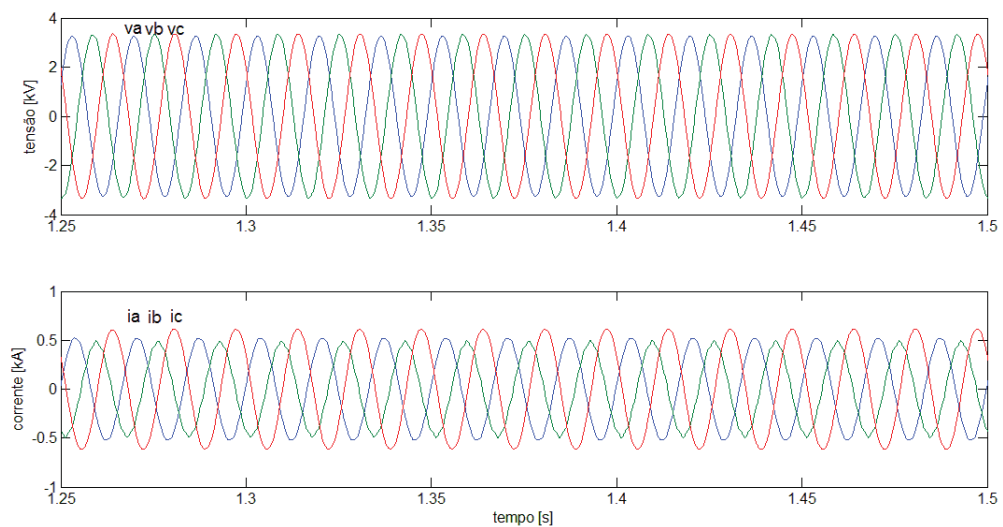


Figura 6.48 - Tensões e correntes do nó 671 quando os compensadores estavam conectados ao nó 633.

Comparando as tensões e correntes das figuras 6.47 e 6.48 com as tensões e correntes correspondentes das figuras 6.45 e 6.46, verifica-se que quando o compensador está conectado ao nó 633, apesar de a compensação ser satisfatória no PAC, as correntes do nó 671 ficaram mais desequilibradas e distorcidas. Considerando novamente as impedâncias de linha da rede, pode-se dizer que quando o filtro passivo foi instalado no nó 633 a impedância da rede passou a ser menor do que a dele, favorecendo a propagação da distorção harmônica pela rede.

Baseado na análise destes casos nos quais os compensadores foram instalados em pontos diferentes, a impedância da rede pode ser vista como uma variável importante durante o estudo de alocação de compensadores, já que a atuação destes afeta não só o PAC, mas também os demais pontos da rede.

6.5.3. Simulações com dois SVCs e dois filtros passivos

Visando avaliar a cooperação entre compensadores de mesma tecnologia distribuídos pela rede, foram projetados dois SVCs, sendo que cada um deles ficaria responsável por 50% da demanda de compensação do nó 632, considerado como o PAC. No caso dos filtros passivos, foram utilizados os mesmos valores da tabela 6.33, exceto o filtro de 11^o Harmônica, para os dois exemplares. A tabela 6.35 mostra os valores de projeto para este caso.

Os nós escolhidos para alocar cada compensador foram o 680 e o 633.

Tabela 6.35 - Valores de projeto do SVC e do filtro passivo para o nó 632.

Capacitor do CCT [uF]	86
Indutor do RCT [mH]	70,9
α_{ab} [rad]	2,192
α_{bc} [rad]	1,742
α_{ca} [rad]	2,058
Capacitor dos filtros [uF]	11,5
Indutor 3 ^o Harmônica [mH]	68,2
Indutor 5 ^o Harmônica [mH]	24,5
Indutor 7 ^o Harmônica [mH]	12,5
Resistor 3 ^o Harmônica [m Ω]	38
Resistor 5 ^o Harmônica [m Ω]	23
Resistor 7 ^o Harmônica [m Ω]	16

Ao aplicar os compensadores na rede, os fatores calculados para o PAC foram os seguintes:

$$\lambda = 0,9971; \lambda_Q = 0,0741; \lambda_U = 0,0060; \lambda_D = 0,0158$$

A tabela 6.36 mostra os valores eficazes das correntes dos filtros passivos, os quais drenaram valores semelhantes de corrente já que são iguais.

Tabela 6.36 - Valores eficazes das correntes dos filtros passivos instalados nos nós 680 e 633.

	nó 680	nó 633
I_{FPa} [A]	36,0	35,5
I_{FPb} [A]	38,0	37,0
I_{FPC} [A]	40,0	38,0

A figura 6.49 mostra as formas de onda das correntes dos nós 632 e 671, durante o funcionamento dos dois compensadores instalados.

As correntes do PAC ficaram equilibradas e praticamente sem distorções harmônicas, enquanto que as correntes do nó 671 foram pouco afetadas pela ação dos compensadores, quando comparadas aos casos em que havia apenas um SVC e um filtro passivo na rede. Isso se deve ao fato de que, ao dividir a demanda igualmente entre duas unidades compensadoras de cada tipo, estando elas submetidas ao nível de tensão da rede (o qual não muda significativamente), é a corrente de cada um que é reduzida, e neste caso é reduzida pela metade, e menores parcelas de corrente têm menor impacto quando se propagam por uma rede distribuída.

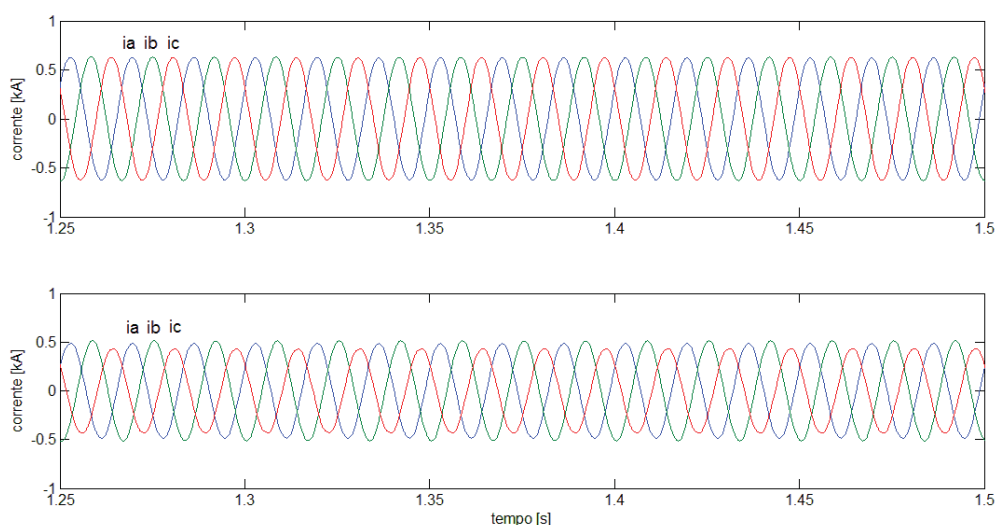


Figura 6.49 - Correntes dos nós 632 (acima) e 671 (abaixo) durante o funcionamento dos compensadores.

Em seguida, foram projetados dois SVCs com capacidades diferentes: um com 30% da demanda de compensação do nó 632 e outro responsável por 70%. Já os valores dos filtros passivos foram mantidos como no caso anterior. A tabela 6.37 apresenta os valores de projeto para este caso.

Tabela 6.37 - Valores do projeto dos SVCs com capacidades diferentes e dos filtros passivos.

	SVC 30%	SVC 70%
Capacitor do CCT [uF]	51,6	121
Indutor do RCT [mH]	118	50,6
α_{ab} [rad]	2,192	2,192
α_{bc} [rad]	1,742	1,742
α_{ca} [rad]	2,058	2,058
Capacitor dos filtros [uF]	11,5	11,5
Indutor 3° Harmônica [mH]	68,2	68,2
Indutor 5° Harmônica [mH]	24,5	24,5
Indutor 7° Harmônica [mH]	12,5	12,5
Resistor 3° Harmônica [mΩ]	38	38
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	23	23
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	16	16

O SVC com 70% da demanda do nó 632 foi instalado no nó 633, enquanto que o de 30% foi instalado no nó 680. Os valores dos fatores calculados para o PAC durante a operação dos compensadores foram os seguintes:

$$\lambda = 0,9960; \lambda_Q = 0,0866; \lambda_U = 0,0070; \lambda_D = 0,0180$$

A tabela 6.38 mostra os valores eficazes das correntes dos filtros passivos, os quais drenaram quantidades semelhantes de corrente já que são iguais.

Tabela 6.38 - Valores eficazes das correntes dos filtros passivos instalados nos nós 680 e 633.

	nó 680	nó 633
I_{FPa} [A]	34,7	36,5
I_{FPb} [A]	35,5	38,8
I_{FPC} [A]	36,5	41,2

A figura 6.50 mostra as correntes do nó 632 e do nó 671 durante o funcionamento dos compensadores. Neste caso, as correntes ficaram bastante equilibradas no nó 632, enquanto que as correntes do nó 671 praticamente não foram afetadas pelos compensadores, já que a maior porção de corrente a ser compensada encontrava-se mais próxima ao PAC, proveniente do nó 633.

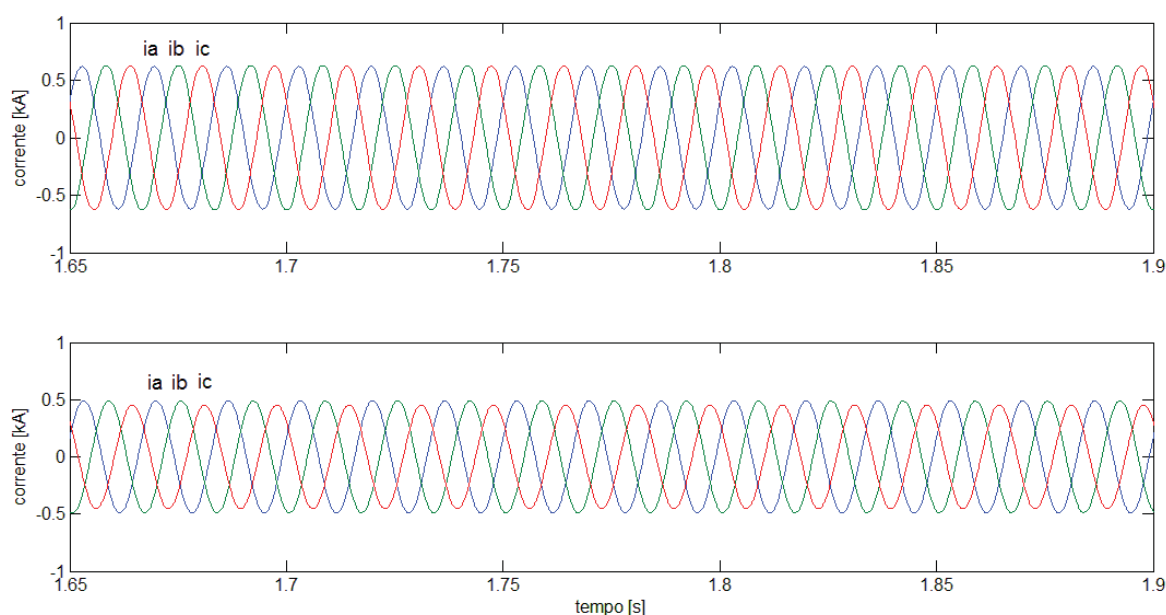


Figura 6.50 - Correntes dos nós 632 (acima) e 671 (abaixo) durante com os compensadores em funcionamento.

6.5.4. Simulação com dois SVCs e dois filtros passivos de mesma capacidade e uma carga não linear

Uma ponte retificadora trifásica de 6 pulsos a tiristor, semelhante à da figura 5.3, foi adicionada à rede com cargas distribuídas com o objetivo de avaliar a propagação da distorção harmônica da corrente através da rede. O resistor e o indutor do lado CC valem, respectivamente, 20Ω e 0,2H; drenando cerca de 1MVA de potência da rede.

A tabela 6.39 apresenta as potências e fatores calculados para o PAC considerando a nova carga, que foi conectada ao nó 680.

Tabela 6.39 - Potências e fatores do nó 632.

A [MVA]	P [MW]	Q [MVA r]	U [MVA]	D [MVA]	λ	λ_Q	λ_U	λ_D
4,3950	4,0042	1,4028	0,4553	1,0466	0,9114	0,3306	0,1067	0,2382

Os valores da tabela 6.39 mostram que o PAC tem parcelas de potência reativa, de desbalanço e de potência residual, o que mostra que houve propagação de distorção harmônica na rede devido à carga não linear. A figura 6.51 mostra as tensões e correntes no PAC.

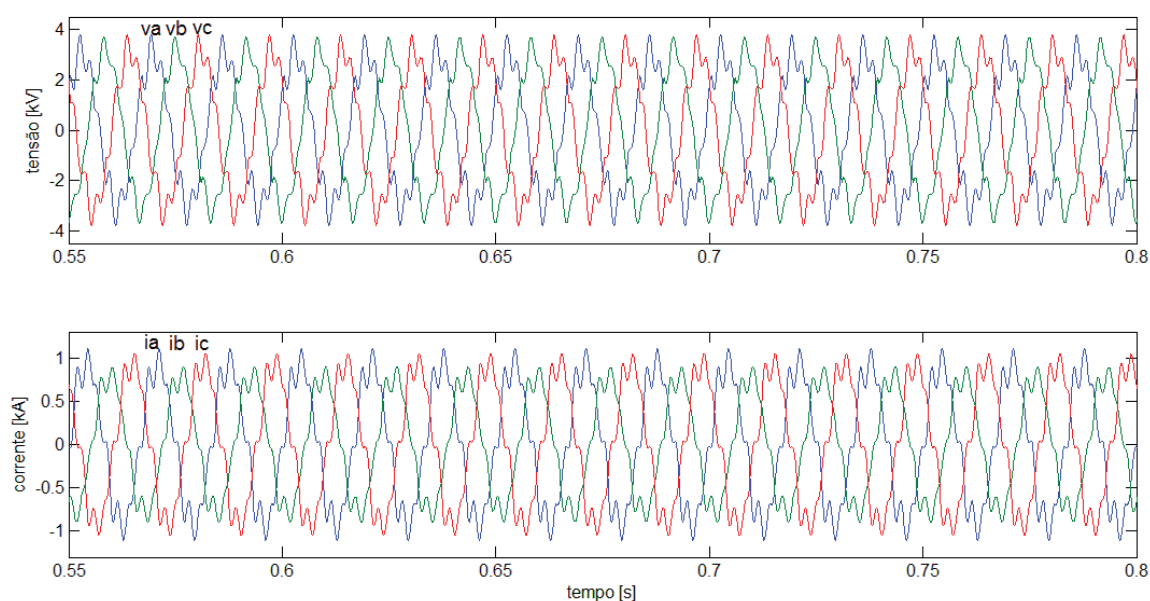


Figura 6.51 - Tensões (acima) e correntes (abaixo) do nó 632 na rede com carga não linear sem compensador.

A figura 6.51 mostra que as correntes e tensões foram severamente afetadas pela presença da carga não linear na rede, devido à alta impedância das linhas.

Foram projetados dois SVCs e dois filtros passivos para este caso, sendo que cada SVC foi dimensionado para compensar 50% da demanda no PAC. A tabela 6.40 apresenta os valores de projeto do SVC e do filtro passivo.

Os compensadores foram instalados nos nós 633 e 675.

Tabela 6.40 - Valores de projeto dos SVCs e dos filtros passivos considerando 50% da demanda de compensação do nó 632.

Capacitor do CCT [uF]	90,52
Indutor do RCT [mH]	67,32
α_{ab} [rad]	2,197
α_{bc} [rad]	1,796
α_{ca} [rad]	2,066
Capacitor dos filtros [uF]	11,5
Indutor 3° Harmônica [mH]	68,2
Indutor 5° Harmônica [mH]	24,5
Indutor 7° Harmônica [mH]	12,5
Resistor 3° Harmônica [mΩ]	38
Resistor 5° Harmônica [mΩ]	23
Resistor 7° Harmônica [mΩ]	16

Os valores dos fatores calculados para o PAC durante a operação dos compensadores foram os seguintes:

$$\lambda = 0,9994; \lambda_Q = 0,0207; \lambda_U = 0,0086; \lambda_D = 0,0256$$

Tais valores indicam que a compensação foi bastante eficaz nesse caso. A tabela 6.41 mostra os valores eficazes das correntes dos filtros passivos.

Tabela 6.41 - Valores eficazes das correntes dos filtros passivos instalados nos nós 675 e 633.

	nó 675	nó 633
I_{FPa} [A]	56,0	37,5
I_{FPb} [A]	67,5	42,0
I_{FPC} [A]	65,0	40,0

Apesar de iguais, os filtros passivos neste caso drenaram quantidades diferentes de corrente, devido à presença da carga não linear na rede. Como o filtro localizado no nó 675 estava mais próximo da ponte retificadora, ele oferecia menor impedância para as componentes harmônicas que o filtro do nó 633 ou mesmo os outros nós da rede, por isso aquele filtro drenou mais corrente.

A figura 6.52 mostra as tensões e correntes do nó 632 e a figura 6.53 mostra as correntes do nó 671, ambas após a compensação.

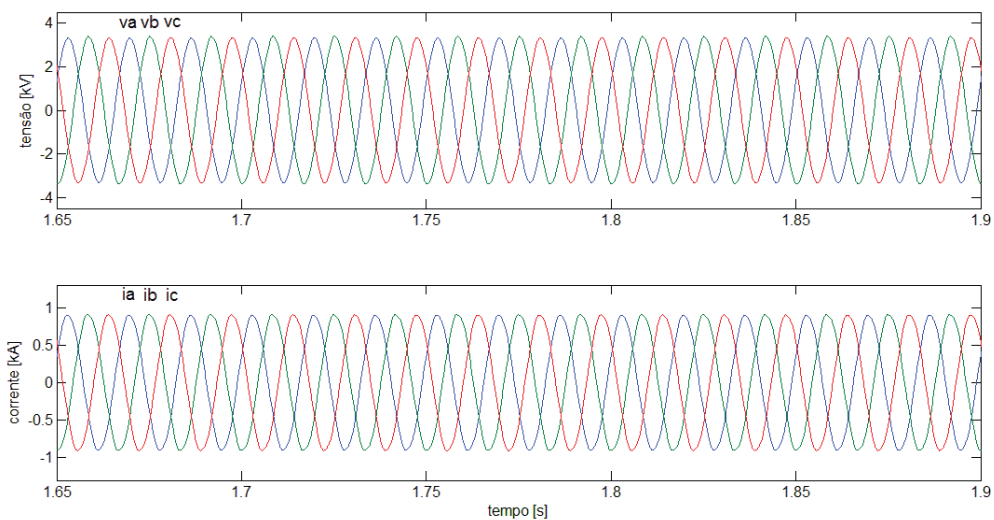


Figura 6.52 - Tensões e correntes do nó 632 após a compensação.

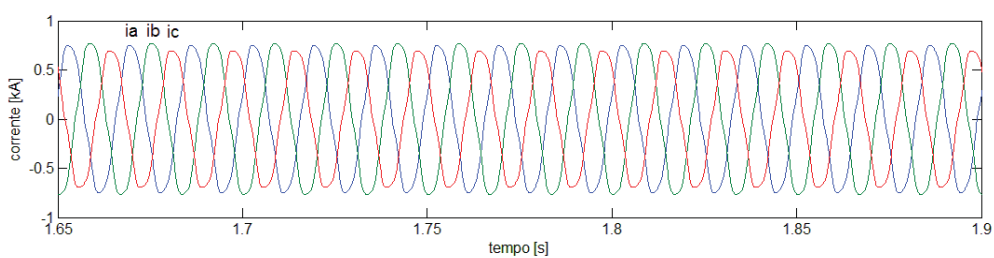


Figura 6.53 - Correntes do nó 671 após a compensação.

As figuras 6.52 e 6.53 mostram que apenas utilizando compensadores estacionários ou quase estacionários foi possível obter correntes praticamente senoidais no PAC, sendo um fator determinante a localização dos filtros em relação à propagação da distorção harmônica. Já no caso do nó 671, o qual se localiza entre a carga não linear e o filtro passivo mais próximo (nó 675), este ainda foi afetado pela propagação das componentes harmônicas pela rede.

6.6. Considerações finais

Neste capítulo foram apresentados os resultados das simulações realizadas para analisar a aplicação da metodologia proposta no capítulo 4. Através da associação das cargas e das redes descritas no capítulo 5, foi possível observar o comportamento dos compensadores em situações bastante diversas, desde as mais simples, como no caso de carga RL balanceada conectada a uma rede com baixa impedância de linha; até os casos mais complexos, como no caso apresentado na seção 6.2.4 e o sistema em que as cargas mudaram durante a simulação.

Em todos aqueles casos, os compensadores foram eficazes, compensando a totalidade (ou próximo dela, nos casos mais complexos) dos distúrbios de QEE, sem interações prejudiciais entre eles, caracterizando a cooperação entre esses equipamentos, objetivo principal deste trabalho.

Com relação às simulações da rede com treze nós baseada no modelo do IEEE, pode-se reunir as seguintes observações:

- a compensação dos distúrbios de um determinado ponto da rede pode ser realizada por compensadores inseridos de qualquer outro ponto da rede;
- os compensadores distribuídos afetam todos os pontos da rede ao qual estão conectados;
- unidades compensadoras de mesma tecnologia distribuídas pela rede podem operar de maneira cooperativa para solucionar um problema de QEE de um determinado ponto da rede. Isto contribui para o projeto de unidades menores, reduzindo os impactos destas unidades nos demais pontos da rede;
- a distorção harmônica se propaga com maior intensidade pelos pontos que oferecem menor impedância a tais frequências, portanto a localização dos filtros de harmônicas é uma variável importante no projeto da compensação distribuída.

Demais considerações e conclusões sobre este trabalho são apresentadas no capítulo seguinte.

7. Conclusões e propostas para trabalhos futuros

Este trabalho apresentou as principais tendências na área de compensação de distúrbios de QEE em discussão atualmente, apontando para o fato de que cada uma das propostas utiliza formulações e estratégias próprias para condicionar a energia elétrica.

Vindo de encontro a tais tendências, foi apresentada uma proposta própria de compensação cooperativa local, através do uso de três tecnologias de compensadores: filtros passivos, compensadores estáticos de reativos (SVCs) e filtros ativos de potência.

Tal proposta foi implementada por meio de simulações em redes com altas e baixas impedâncias de linha e com cargas lineares e não lineares, de maneira tal que foi possível observar o funcionamento dos compensadores em situações nas quais diversos distúrbios de QEE estavam presentes. Os resultados obtidos mostraram que os compensadores projetados e controlados de acordo com a proposta deste trabalho, atingiram os objetivos de compensação de maneira bastante satisfatória. Salvo limitações dos próprios compensadores utilizados, todos os distúrbios foram reduzidos a níveis próximos de zero e o fator de potência ficou bem próximo da unidade em todos os casos.

A metodologia de controle dos compensadores, no caso em que o perfil da carga muda ao longo do tempo, foi testada em um sistema no qual três configurações de cargas eram comutadas durante a simulação. Neste caso o fator de potência manteve-se próximo da unidade durante toda a simulação, enquanto os demais fatores também se mantiveram sob controle.

Em termos de cooperação entre os compensadores, pode-se dizer que foi possível dividir os distúrbios presentes na corrente entre as tecnologias de compensação aplicadas sem interações prejudiciais entre elas. O filtro passivo melhorou o desempenho do SVC, atenuando os harmônicos gerados pelo RCT nos casos de carga desbalanceada, além de contribuir para a mitigação da distorção harmônica da corrente no PAC, distúrbio esse que não é objetivo de um SVC. Nos casos em que cargas não lineares estavam presentes, foi utilizada uma fonte de corrente controlada, a qual simulava o comportamento de um filtro ativo, injetando na rede a corrente residual da carga. Dessa forma, a distorção harmônica na corrente causada pela carga foi eliminada, deixando os filtros passivos responsáveis por mitigar a distorção causada pelo RCT. Nesse sentido, pode-se

concluir que a associação destes três compensadores contribui plenamente para a melhoria da QEE no ponto da rede em que estão instalados.

As simulações da rede com cargas distribuídas serviram para realizar as primeiras observações do comportamento de compensadores também distribuídos na rede. Foi possível verificar que a localização dos compensadores [38], ainda que tenha influenciado pouco nos resultados da compensação dos distúrbios do PAC, tem a sua importância, pois os demais pontos da rede podem ser comprometidos pela propagação das correntes dos compensadores. Além disso, foi observado também que mais unidades do mesmo compensador podem dividir satisfatoriamente a demanda de compensação do PAC, podendo-se então projetar compensadores de menor capacidade e, conseqüentemente, com menor influência nos demais pontos da rede.

No entanto, tais observações ainda são bastante preliminares e não configuram ainda o desenvolvimento de uma nova estratégia de compensação distribuída.

Com relação à modelagem utilizada, considerando a sua utilização também em outros trabalhos citados, a TPC oferece uma modelagem matemática com definições que servem de base para caracterizar os diferentes comportamentos dos sistemas elétricos. Deve-se ressaltar também o emprego dos fatores de desempenho definidos pela TPC, os quais se mostraram úteis para avaliação, monitoramento e controle dos condicionadores de energia elétrica.

Por fim, espera-se que os trabalhos futuros possam expandir a metodologia proposta para contemplar casos em que as fontes de tensão contenham distúrbios, tais como desequilíbrio e distorção harmônica, ainda considerando compensação local, além de explorar casos trifásicos com condutor de retorno e outras tecnologias de compensação. Em seguida, deve-se expandir o estudo e a metodologia proposta para então partir para a compensação distribuída ao longo das redes.

8. Bibliografia

- [1] R H Lasseter, "Microgrids," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, 2002, pp. 305-308.
- [2] R Strzelecki and G Benysek, *Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks*, 1st ed. Polônia: Springer, 2008.
- [3] Elisabetta Tedeschi, "Cooperative Control of Distributed Compensation Systems in Electric Networks Under Non-sinusoidal Operations," Università degli Studi di Padova, Pádua, Itália, Tese de Doutorado 2009.
- [4] Helmo Kelis Morales Paredes, "Teoria de Potência Conservativa: Uma Nova Abordagem Para o Controle Cooperativo de Condicionadores de Energia e Considerações Sobre Atribuição de Responsabilidades," Universidade de Campinas, Campinas, Tese de Doutorado 2011.
- [5] P Tenti and P Mattavelli, "A Time-Domain Approach to Power Term Definitions under Non-Sinusoidal Conditions," *L'Energia Elettrica*, vol. 81, pp. 75-84, 2004.
- [6] Narain G. Hingorani and Laszlo Gyugyi, *Understanding FACTS*, 1st ed., Mohamed E. El-Hawary, Ed. Nova York, Estados Unidos: IEEE Press, 2000.
- [7] T. J. E. Miller, *Reactive Power Control in Electric Systems*, 1st ed. New York, Estados Unidos: John Wiley & Sons, 1982.
- [8] Thiago Terrazas, Paulo Serni, Eduardo Verri Liberado, and et al, "Observações sobre compensação reativa em sistemas com cargas não-lineares," in *IX Induscon – IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, São Paulo, 2010.
- [9] P T Cheng, T L Lee, H Akagi, and H Fujita, "A Dynamic Tuning Method for Distributed Active Filter Systems," in *IEEE IAS 41th Annual Meeting*, 2008, pp. 175 - 182.
- [10] Valdeir José Farias, "Uma proposta de compensador do tipo reator controlado a tiristor com controle a base de microprocessador para compensação de desequilíbrios de carga e fator de potência," Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, Tese de Doutorado

1989.

- [11] H. Akagi, Y. Kanazawa, and A. Nabae, "Instantaneous Reactive Power Compensators Comprising Switching Devices without Energy Storage Components," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 20, pp. 625-630, junho 1984.
- [12] H Akagi and A Nabae, "The p-q theory in three-phase systems under non-sinusoidal conditions," *ETEP European Trans. on Electrical Power Engineering*, vol. III, no. 1, pp. 27-31, 1993.
- [13] E H Watanabe, R M Stephan, and M Aredes, "Instantaneous p-q power theory for compensating nonsinusoidal systems," in *Proc. of the International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*, Lagów - Polônia, 2008.
- [14] T. E. N. Zuniga and J. A. Pomilio, "Shunt active power filter synthesizing resistive load," *IEEE Transaction on Power Electronics*, vol. 12, no. 2, pp. 311-318, março 1997.
- [15] Fernando Pinhabel Marafão, Sigmar M. Deckmann, and J. A. Pomilio, "Selective Disturbance Compensation and Comparisons of Active Filtering Strategies," in *Proceedings of 10th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 2002, pp. 484-489.
- [16] M. Aredes, K. Heumann, and E. Watanabe, "An universal active power line conditioner," *IEEE Transaction on Power Delivery*, junho 1998.
- [17] Thiago M. Terrazas, "Algoritmos para Geração de Referências, Inicialização e Proteção de um Condicionador Unificado de Qualidade de Energia," Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho" - Faculdade de Engenharia de Bauru, Bauru, Dissertação de Mestrado 2010.
- [18] Fang Z Peng, "Harmonic Sources and Filtering Approaches," *IEEE Industry Applications Magazine*, Julho 2001.
- [19] P Jintakosonwit, H Fujita, H Akagi, and S Ogasawara, "Implementation and Performance of Cooperative Control of Shunt Active Filters for Harmonic Damping Throughout a Power Distribution System," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 39, no. 2, pp. 556-564, Março 2003.
- [20] IEEE Standard 519-1992, IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems, 1992.
- [21] T L Lee and P T Cheng, "Design of a new cooperative harmonic filtering strategy for the distributed generation systems," in *IEEE/IAS 40th Annual Meeting*, 2005, pp. 549-556.

- [22] P T Cheng, C Chen, and et al, "A Cooperative Imbalance Compensation Method for Distributed-Generation Interface Converters," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 45, no. 2, pp. 805-815, 2009.
- [23] P T Cheng and T L Lee, "Distributed active filter systems (DAFS): A new approach to power systems harmonics," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 42, no. 5, pp. 1301-1309, Setembro 2006.
- [24] Pavel Santarius and et al, "Harmonic voltage mitigation in power systems by using cooperative control of active power filters without mutual communication," in *IEEE International Conference on Industrial Technology, ICIT 2008*, 2008, pp. 1-6.
- [25] Z Shuai, W Zhu, and et al, "A Dynamic Hybrid Var Compensator and a Two-Level Collaborative Optimization Compensation Method," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no. 9, pp. 2091-2100, 2009.
- [26] Elisabetta Tedeschi, P Tenti, and P Mattavelli, "Cooperative Operation of Active Power Filters by Instantaneous Complex Power Control," in *Proc. of the 7th Int. Conf. on Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, Bangkok, 2007.
- [27] Elisabetta Tedeschi, P Tenti, and P Mattavelli, "Synergistic Control and Cooperative Operation of Distributed Harmonic and Reactive Compensators," in *Proc. of the IEEE Power Electronics Conference (PESC)*, Rhodes, 2008.
- [28] Elisabetta Tedeschi and P Tenti, "Cooperative Design and Control of Distributed Harmonic and Reactive Compensators," in *International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*, Łagów, Polônia, 2008.
- [29] P Tenti, D Trombetti, Elisabetta Tedeschi, and P Mattavelli, "Compensation of Load Unbalance, Reactive Power and Harmonic Distortion by Cooperative Operation of Distributed Compensators," in *European Conference on Power Electronics and Drives*, Barcelona, 2009.
- [30] Elisabetta Tedeschi, P Tenti, P Mattavelli, and D Trombetti, "Cooperative Control of Electronic Power Processors in Micro-grid," *Brazilian Transactions on Power Electronics*, vol. 14, no. 4, pp. 241-249, 2009.
- [31] Helmo Kelis Morales Paredes, A Costabeber, and P Tenti, "Application of Conservative Power Theory to Cooperative Control of Distributed Compensators in Smart Grids," in *International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*, Łagów, Polônia, 2010.
- [32] P Tenti, P Mattavelli, and Helmo Kelis Morales Paredes, "Conservative Power Theory,

- Sequence Components and Accountability in Smart Grids," *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 6, pp. 30-37, 2010.
- [33] P Tenti, H K Morales P, F P Marafão, and P Mattavelli, "Accountability and Revenue Metering in Smart Micro-Grids," *International Workshop of Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Achen, Sept 2010.
- [34] P Penfield, R Spencer, and S Duinker, *Tellegen's Theorem and Electrical Networks*. Cambridge, MA & London: M.I.T. Press, 1970.
- [35] Distribution System Analysis Subcommittee IEEE, "Radial Distribution Test Feeders," in *PES Summer Meeting*, 2000.
- [36] Manitoba HVDC Research Centre. (2011, Novembro) PSCAD. [Online]. www.pscad.com
- [37] IEEE Power & Energy Society. (2012, Janeiro) Distribution Test Feeders. [Online]. <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/index.html>
- [38] Cresencio S. S. Salas, "Alocação de Capacitores em Redes de Distribuição Primárias e Secundárias Incluindo Restrições de Ressonância," Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, Campinas, Tese de Doutorado 2010.

9. Publicações correlatas

Marafão, F. P.; Liberado, E. V.; Paredes, H. K. M.; Silva, L. C. P.. "Three-phase four-wire circuits interpretation by means of different power theories". *Przegląd Elektrotechniczny*, v. 01, p. 28-33, 2011.

Paredes, H. K. M., Brandão, D. I., Liberado, E. V., Marafão, F. P., "Compensação ativa paralela baseada na teoria de potência conservativa". *Revista SOBRAEP*, 2012 (no prelo).

Marafão, F. P.; Liberado, E. V.; Paredes, H. K. M.; Silva, L. C. P.. "Three-Phase Four-Wire Circuits Interpretation by means of Different Power Theories". In: *International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*, 2010, Lagów. *Proceedings of ISNCC 2010*, 2010.

Souza, W. A.; Liberado, E. V.; Fraissat, F. B.; Paredes, H. K. M.; Marafão, F. P.. "Análise de circuitos elétricos com formas de onda não senoidais e/ou desequilibradas através da Teoria de Potência Conservativa". In: *IX CBQEE Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*, 2011, Cuiabá-MT. *Anais do CBQEE 2011*. São Paulo : Tec Art, 2011. v. 9.

Brandão, D. I.; Liberado, E. V.; Marafão, F. P.; Paredes, H. K. M.. "Ferramenta para Análise da Qualidade da Energia Elétrica utilizando Instrumento Virtual e a Teoria de Potência Conservativa". In: *VII Concurso da melhor aplicação acadêmica baseada em PC*, 2010, São Paulo. *VII Concurso da melhor aplicação acadêmica baseada em PC*, 2010.

Terrazas, T. M.; Serni, P. J. A.; Liberado, E. V.; Fraissat, F. B.; Marafão, F. P.. "Observações sobre compensação reativa em sistema com cargas não lineares". In: *9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 2010, São Paulo. *9th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications*, 2010.

Brandão, D. I.; Liberado, E. V.; Silva, M. R. P.; Souza, A. N.. "Análise dos indicadores de eficiência energética do PROCEL sob o ponto de vista da qualidade de energia elétrica". In: *9th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE 2011*, 2011, Mar del Plata. *Proceedings of CLAGTEE 2011*, 2011.

Brandão, D. I. ; Liberado, E. V. ; Paredes, H. K. M. ; Marafão, F. P.. Ferramenta para Análise da Qualidade da Energia Elétrica Utilizando Instrumento Virtual e a Teoria de Potência Conservativa. *Saber Eletrônica*, p. 45 - 49, 01 jul. 2011.