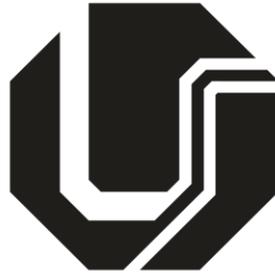


UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA

FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA



COMPENSAÇÃO DE REATIVOS EM AMBIENTES SENOIDAIS E DISTORCIDOS

ALEX DÊNER RODRIGUES ASSUNÇÃO

UBERLÂNDIA

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**COMPENSAÇÃO DE REATIVOS EM AMBIENTES SENOIDAIS E
DISTRORCIDOS**

ALEX DÊNER RODRIGUES ASSUNÇÃO

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Ferreira de Paula Silva

Assinatura do orientador

UBERLÂNDIA

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**COMPENSAÇÃO DE REATIVOS EM AMBIENTES SENOIDAIS E
DISTRORCIDOS**

ALEX DÊNER RODRIGUES ASSUNÇÃO

Trabalho apresentado como requisito parcial de avaliação na disciplina Trabalho de Conclusão de Curso do Curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia.

Banca examinadora

Prof. Dr. Sérgio Ferreira de Paula Silva - UFU

Prof. Dr. Antônio Carlos Delaiba - UFU

Prof. Dr. Wellington Maycon Santos Bernardes - UFU

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao criador do universo pela dádiva da vida, pela saúde e por ser minha fonte de força e de perseverança para superar cada adversidade e nunca desistir dos meus sonhos.

Agradeço de forma especial aos meus pais Miguel e Eva que sempre me apoiaram incondicionalmente em cada decisão relacionada à minha vida acadêmica e profissional. Também agradeço aos meus irmãos Alan e Laura, pelo incentivo e companheirismo dedicados a mim.

À minha avó Maria José pelo apoio imprescindível, principalmente nos anos iniciais do curso de graduação. Estendo meus agradecimentos a meus familiares em Uberlândia pelo auxílio em diversos momentos durante esta jornada.

Agradeço ao professor Dr. Sérgio Ferreira de Paula Silva, pela orientação, incentivo, paciência e pelas oportunidades concedidas durante todo o curso de graduação para atuação junto ao Laboratório de Eficiência Energética (LEFE-UFU). Estendo meus agradecimentos a todos os professores que, do ensino básico ao nível superior, contribuíram para a minha formação.

Agradecimento especial aos amigos e colegas companheiros do curso de graduação, em especial ao Samuel, Gabriel Caixeta, Néviton, Beatriz e Lukas. Obrigado pela ajuda e pelos momentos de descontração proporcionados durante esses anos de convivência e de parceria.

E por fim a todos que contribuíram direta ou indiretamente para o meu desenvolvimento durante o curso de graduação.

*“O que sabemos é uma gota, o
que ignoramos é um oceano.”*

(Isaac Newton)

RESUMO

O tema compensação de potência reativa em sistemas elétricos é amplamente difundido e empregado pois, dentre os principais benefícios advindos de sua aplicação, proporciona a redução de perdas elétricas, a melhoria do perfil de tensão e, no aspecto financeiro, evita a tarifação por baixo fator de potência em instalações elétricas. Dentre a vasta gama de equipamentos mitigatórios, os bancos de capacitores representam uma das soluções mais triviais quando se deseja prover a compensação de potência reativa em sistemas comerciais e industriais. Entretanto, com a ampliação da penetração de cargas não lineares em todos os níveis nos sistemas elétricos, a necessidade de compensação de potência reativa é, em muitas situações, acompanhada pela exigência de mitigação de componentes harmônicas. Em ambientes com distorções das formas de onda de tensão e corrente, as ressonâncias decorrentes da inserção de bancos puros de capacitores podem coincidir com as frequências harmônicas de correntes características e ocasionar a amplificação das distorções inicialmente existentes, o que inevitavelmente contribui para deterioração da qualidade da energia do sistema. Nesse sentido, o presente trabalho se propõe a analisar os principais equipamentos destinados à compensação de potência reativa em sistemas senoidais e em sistemas distorcidos, situação em que a correção do fator de potência e atenuação do conteúdo harmônico são requeridos de forma concomitante. Com o objetivo de avaliar a compensação de potência reativa em um ambiente industrial com penetração de cargas não lineares, são apresentados estudos de casos através de simulações computacionais, contemplando a inserção de bancos de capacitores e filtros harmônicos passivos. Os estudos incluem a análise harmônica do sistema e a avaliação técnica da performance dos dispositivos mitigadores, tanto na forma de capacitores quanto por meio de filtros harmônicos, com o objetivo de verificar o desempenho do sistema de compensação empregado.

Palavras chave: Capacitores; Compensação reativa; distorção harmônica; fator de potência, filtros harmônicos.

ABSTRACT

The subject of reactive power compensation in electrical systems is widely disseminated and employed because, among the main benefits derived from its application, it provides the reduction of electrical losses, the improvement of the voltage profile and, in the financial aspect, avoids the charging by low power factor in electrical installations. Among the wide range of mitigating equipment, the capacitor banks represent the most trivial solution when it is desired to provide reactive power compensation in commercial and industrial systems. However, with the expansion of the penetration of non-linear charges at all levels in electrical systems, the need for reactive power compensation is, in many situations, accompanied by the requirement to mitigate harmonic components. In environments with distortion of voltage and current waveforms, the resonances resulting from the insertion of pure capacitor banks can coincide with the harmonic frequencies of characteristic currents and cause amplification of the distortions initially existing, which inevitably contributes to power quality deterioration of the system. In this sense, the present study aims to analyze the main equipment destined to the compensation of reactive power in senoidal systems and in distorted systems, situation in which the correction of the power factor and attenuation of the harmonic content are required concomitantly. With the aim of evaluating reactive power compensation in an industrial environment with non-linear load penetration, case studies are presented through computer simulations, contemplating the insertion of capacitor banks and passive harmonic filters. The studies include the harmonic analysis of the system and the technical evaluation of the performance of the mitigating devices, both in the form of capacitors and through harmonic filters, in order to verify the performance of the compensation system employed.

Keywords: Capacitors; Reactive Compensation; Harmonic Distortion; Power Factor; Harmonic Filters.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Perdas técnicas por setor: Ano base 2020	18
Figura 2.1 – Forma de onda de tensão, corrente e potência instantânea	26
Figura 2.2 – Forma de onda de tensão, corrente e potência com defasagem angular igual a 90°	27
Figura 2.3 – Forma de onda de tensão e corrente com defasagem igual a 60°	28
Figura 2.4 – Formas de onda de potência para tensão e corrente com defasamento angular de 60°	28
Figura 2.5 – Triângulo das potências em circuitos com tensão e correntes senoidas.....	30
Figura 2.6: Representação no plano complexo dos vetores de potências.....	31
Figura 2.7 – Tetraedro de potências	34
Figura 2.8: Representação da decomposição da corrente instantânea segundo a preposição de <i>Fryze</i>	36
Figura 2.9 – Formas de onda em ambientes distorcidos: (a) Tensão; (b) Corrente; (c) Potência instantânea.	39
Figura 3.1: Representação gráfica da correção do fator de potência.....	45
Figura 3.2 – Representação de uma linha de transmissão utilizando o modelo π e com compensação por meio de reatores indutivos junto ao transmissor e receptor.....	48
Figura 3.3 – Tensão em linha de transmissão a vazio: a) sem reator em derivação; b) reator instalado no final da linha; c) reatores instalados no meio e no final da linha.....	48
Figura 3.4 – Linha de transmissão representada pelo modelo π	50
Figura 3.5 – Linha compensada em meia onda	52
Figura 3.6 – Localização da instalação do banco de capacitores no sistema elétrico: (a) Compensação geral em alta tensão; (b) compensação geral em baixa tensão; (c) compensação por grupo de cargas; (d) compensação individual	53
Figura 3.7 – Fluxo normal de correntes harmônicas	55
Figura 3.8 – Circuito RLC série	56
Figura 3.9 – Magnitude da impedância do circuito RLC série em função da ordem harmônica	58
Figura 3.10 – Circuito RLC paralelo	59
Figura 3.11 – Magnitude da impedância do circuito RLC paralelo em função da ordem harmônica	60

Figura 3.12 – Banco de capacitores conectado em estrela aterrada	61
Figura 3.13 – Banco de capacitores conectado dupla estrela aterrada	62
Figura 3.14 – Banco de capacitores conectado em estrela isolada.....	63
Figura 3.15 – Banco de capacitores conectado em dupla estrela isolada.....	63
Figura 3.16 – Banco de capacitores conectado em delta.....	64
Figura 3.17 – Compensação série a) no meio da linha; b) nas extremidades da linha.....	65
Figura 3.18 – Diagrama fasorial do sistema elétrico (a) sem compensação; (b) Com compensação.....	66
Figura 3.19 – Transferência de potência de uma linha sem e com capacitores série.....	67
Figura 3.20 – Circuito equivalente por fase de um motor síncrono	67
Figura 3.21 – Diagrama fasorial do motor síncrono.....	68
Figura 3.22 – Diagrama fasorial apresentado o efeito do aumento da corrente de excitação ..	69
Figura 3.23 – Diagrama fasorial de um motor síncrono: (a) sobre-excitado; (b) subexcitado.	70
Figura 3.24 – Chaveamento de capacitores em um sistema elétrico	73
Figura 3.25 – Transitório verificado ao se realizar o chaveamento de banco de capacitores: (a) Na passagem por zero da onda de tensão; (b) Na passagem pelo valor máximo da onda de tensão.....	73
Figura 3.26 – Esquema representativo do capacitor chaveador a tiristor.....	75
Figura 3.27 – Formas de onda do capacitor chaveado a tiristor: (a) Tensão; (b) Corrente.	76
Figura 3.28 – Potência reativa injetada por banco de capacitor chaveado a tiristor.....	77
Figura 3.29 – Representação esquemática de um reator controlado a tiristor.....	78
Figura 3.30 – Formas de onda de tensão e corrente do reator controlado a tiristor	79
Figura 3.31 – Reator controlado a tiristor operando em paralelo com filtros harmônicos.....	80
Figura 3.32 – Arranjo de um Compensador Estático de Reativos (SVC).....	81
Figura 3.33 – Curva típica de tensão por corrente (SVC)	82
Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico industrial.....	87
Figura 4.2 – Diagrama unifilar com a instalação de bancos de capacitores nas barras de baixa tensão	92
Figura 4.3 – Impedância equivalente vista pela barra B5 após a inserção do banco de capacitor	96
Figura 4.4 – Espectro harmônico da tensão resultante na barra B5 após a inserção do banco de capacitor.....	96

Figura 4.5 – Impedância equivalente vista pela barra B14 após a inserção do banco de capacitor	97
Figura 4.6 – Espectro harmônico da tensão resultante na Barra 14 após a inserção de banco de capacitor.....	97
Figura 4.7 – Impedância equivalente vista pelas barras B20, B32 e B49 após a inserção dos bancos de capacitores	98
Figura 4.8 – Diagrama unifilar com a instalação de um banco de capacitor na barra de média tensão	99
Figura 4.9 – Espectro harmônico da tensão resultante na barra B2 após a inserção de banco de capacitor.....	102
Figura 4.10 – Impedância equivalente vista pela barra B2 após a inserção do banco de capacitor	103
Figura 5.1 – Circuito equivalente do filtro de simples sintonia.....	108
Figura 5.2 – Resposta em frequência do filtro de simples sintonia: (a) Magnitude; (b) Fase.	109
Figura 5.3 – Impedância equivalente do filtro, para diversos valores do fator de qualidade.	112
Figura 5.4 – Circuito simplificado apresentando a impedância do sistema em paralelo com a do filtro sintonizado.....	115
Figura 5.5 – Circuito equivalente do filtro de dupla sintonia.....	117
Figura 5.6 – Resposta em frequência característica do filtro de dupla sintonia: (a) Magnitude; (b) Fase.	118
Figura 5.7 – Sistema de compensação conectado em delta com a inserção de reatores de dessintonia	120
Figura 5.8 – Diagrama do Sistema Elétrico.....	122
Figura 5.9 – Resposta em frequência da magnitude da impedância vista pela barra B2 após a inserção do banco de capacitores.....	123
Figura 5.10 – Resposta em frequência da magnitude da impedância vista pela barra B2 após a inserção do filtro dessintonizado	125
Figura 5.11 – Classificação dos filtros em derivação amortecidos mais comumente utilizados: (a) Amortecido de 2ª Ordem; (b) Amortecido de 3ª Ordem; (c) Tipo “C”	126
Figura 5.12 – Resposta em frequência do filtro amortecido de 2ª ordem: (a) Magnitude; (b) Fase.....	130

Figura 5.13 – Resposta em frequência do filtro amortecido de 3ª ordem: (a) Magnitude; (b) Fase.....	132
Figura 5.14 – Resposta em frequência do filtro amortecido de 3ª ordem: (a) Magnitude; (b) Fase.....	133
Figura 5.15 – Resposta em frequência do filtro tipo "C": (a) Magnitude; (b) Fase.	138
Figura 5.16 – Classificação dos conversores: (a) Tipo Fonte de Tensão; (b) Tipo Fonte de corrente.....	140
Figura 5.17 – Principais topologias de filtros ativos: (a) Filtro ativo paralelo ou shunt; (b) Filtro ativo série; (c) Associação de filtros ativos série paralelo.....	141
Figura 5.18 – Princípio de compensação do filtro paralelo.....	141
Figura 5.19 – Princípio de compensação do filtro série	142
Figura 5.20 – Associação de filtro ativo série e ativo paralelo.....	143
Figura 6.1 – Diagrama unifilar com a instalação dos filtros harmônicos sintonizados.....	148
Figura 6.2 – Distorções harmônicas totais de tensão antes e após a inserção dos filtros sintonizados	151
Figura 6.3 – Resposta em frequência da impedância da barra B49 após a inserção dos filtros de 5ª, 7ª e 11ª ordens	152
Figura 6.4 – Diagrama unifilar com a instalação dos filtros harmônicos amortecidos	154
Figura 6.5 – Distorções Harmônicas totais de tensão antes após a inserção dos filtros do tipo “C”	155
Figura 6.6 – Comparação entre os resultados de distorções harmônicas totais de tensão simulados nos três casos	159

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Parâmetros dos transformadores de potência de entrada do sistema elétrico.....	85
Tabela 4.2 – Parâmetros do ponto de conexão do sistema elétrico.....	86
Tabela 4.3 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso base	88
Tabela 4.4 – Perdas técnicas relativas ao caso base	90
Tabela 4.5 – Potências reativas de cada banco a ser inserido no sistema elétrico.....	91
Tabela 4.6 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso I.....	93
Tabela 4.7 – Perdas técnicas relativas ao caso I.....	95
Tabela 4.8 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso II.....	100
Tabela 4.9 – Perdas técnicas relativas caso II	103
Tabela 4.10 – Principais resultados obtidos nos casos simulados.....	104
Tabela 5.1 – Valores usualmente empregados de $p\%$ para diferentes frequências de ressonância	121
Tabela 5.2 – Principais resultados obtidos antes e após a inserção do banco de capacitores.	123
Tabela 5.3 – Resultado do dimensionamento do filtro dessintonizado	124
Tabela 5.4 – Resultados obtidos após a inserção do filtro dessintonizado.....	125
Tabela 6.1 – Parâmetros calculados dos filtros sintonizados	147
Tabela 6.2 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais após a instalação dos filtros sintonizados	149
Tabela 6.3 – Perdas técnicas obtidas após a instalação dos filtros sintonizados.....	152
Tabela 6.4 – Parâmetros calculados dos filtros do tipo “C”	155
Tabela 6.5 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais após a instalação dos filtros amortecidos	156
Tabela 6.6 – Perdas técnicas obtidas após a instalação dos filtros do tipo “C”.....	158
Tabela 6.7 – Principais resultados obtidos nos casos de aplicação de filtros passivos	159
Tabela A.1 – Dados da rede no ponto de conexão	166
Tabela A.2 – Transformadores do sistema elétrico industrial.....	166
Tabela A.3 – Parâmetros dos cabos elétricos do sistema de distribuição.....	167
Tabela A.4 – Dados das cargas lineares	168

Tabela A.5 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B5.....	169
Tabela A.6 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B14.....	169
Tabela A.7 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B20.....	169
Tabela A.8 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B32.....	169
Tabela A.9 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B49.....	169

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanço Energético Nacional
CSI	<i>Current Source Inverter</i>
FAP's	Filtros ativos de potência
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico
STD	<i>Standard</i>
SVC	<i>Static Var Compensator</i>
TCR	<i>Thyristor-controlled reactor</i>
TSC	<i>Thyristor Switched Capacitor</i>
UFU	Universidade Federal de Uberlândia
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	18
1.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	18
1.2	OBJETIVOS.....	20
1.3	ORGANIZAÇÃO DO TEXTO.....	20
2	TEORIAS DE POTÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS	22
2.1	BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA.....	22
2.2	POTÊNCIAS EM SISTEMAS COM TENSÃO E CORRENTES SENOIDAIS	23
2.3	POTÊNCIAS EM SISTEMAS COM TENSÃO E CORRENTES NÃO SENOIDAIS 32	
2.3.1	Proposição de Budeanu	33
2.3.2	Proposição de Fryze	35
2.3.3	Proposição da norma IEEE 1459-2010	37
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	43
3	COMPENSAÇÃO REATIVA.....	44
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	44
3.2	MÉTODOS BÁSICOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA.....	46
3.2.1	Reatores indutivos	47
3.2.1.1	Reatores indutivos ligados em derivação	47
3.2.1.2	Reatores indutivos ligados em série	50
3.2.2	Bancos de Capacitores.....	52
3.2.2.1	Capacitores conectados em derivação	52
3.2.2.1.1	Capacitores em ambientes com componentes harmônicas.....	55
3.2.2.1.2	Tipos de conexões usuais de capacitores em derivação em sistemas elétricos	61
3.2.2.2	Capacitores conectados em série	64
3.2.3	Compensadores Síncronos Rotativos	67
3.2.4	Filtros Harmônicos Passivos	70
3.3	COMPENSAÇÃO ATIVA DE POTÊNCIA REATIVA.....	71
3.3.1	Capacitores chaveados mecanicamente.....	72
3.3.2	Compensadores chaveados eletronicamente	74
3.3.2.1	Capacitor chaveado a tiristor (TSC).....	75

3.3.2.2	Reator controlado a tiristor (TCR)	77
3.3.3	Compensador estático de reativos (SVC).....	80
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	83
4	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS: ESTUDO DE CASO DE COMPENSAÇÃO REATIVA EM UM SISTEMA ELÉTRICO INDUSTRIAL.....	84
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	84
4.2	ESTUDO DE CASO	84
4.2.1	Descrição do sistema elétrico analisado.....	85
4.3	CASO BASE – SISTEMA ELÉTRICO ORIGINAL	86
4.3.1	Simulações computacionais do caso base	88
4.4	CASO I – INSTALAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES NAS BARRAS DE BAIXA TENSÃO.....	91
4.4.1	Determinação da potência reativa dos bancos de capacitores.....	91
4.4.2	Simulações computacionais do Caso I.....	93
4.5	CASO II – INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITOR NA BARRA DE MÉDIA TENSÃO	98
4.5.1	Simulações computacionais do Caso II.....	100
4.6	COMPARAÇÃO ENTRE OS CASOS ANALISADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	104
5	FILTROS HARMÔNICOS	106
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	106
5.2	FILTROS PASSIVOS EM DERIVAÇÃO	106
5.2.1	Filtros sintonizados.....	107
5.2.1.1	Filtro de simples sintonia	107
5.2.1.1.1	Fator de qualidade de filtros passivos	110
5.2.1.2	Dessintonização de filtros harmônicos.....	112
5.2.1.3	Especificação dos parâmetros do filtro de simples sintonia.....	114
5.2.1.4	Filtro de dupla sintonia.....	117
5.2.1.5	Filtro passivo dessintonizado	119
5.2.1.5.1	Exemplo de aplicação.....	122
5.2.2	Filtros Amortecidos.....	126
5.2.2.1	Filtro amortecido de 2ª ordem.....	127

5.2.2.2	Filtro amortecido de 3ª ordem	131
5.2.2.3	Filtro amortecido tipo “C”	134
5.3	FILTROS ATIVOS	139
5.3.1	Classificação dos filtros ativos de potência.....	139
5.3.1.1	Classificação quanto ao tipo de conversor	139
5.3.1.2	Classificação quanto a topologia.....	140
5.3.1.3	Classificação quanto ao tipo do sistema de suprimento de energia	143
5.3.2	Considerações finais do capítulo	143
6	SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS: ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE FILTROS PASSIVOS	145
6.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	145
6.2	CASO I – INSTALAÇÃO DE FILTROS PASSIVOS DE SIMPLES SINTONIA	146
6.2.1	Especificação dos parâmetros dos filtros sintonizados	146
6.2.2	Simulações computacionais do Caso I.....	149
6.3	CASO II: INSTALAÇÃO DE FILTROS PASSIVOS AMORTECIDOS DO TIPO “C”	153
6.3.1	Especificação dos parâmetros dos filtros amortecidos.....	153
6.3.2	Simulações computacionais do Caso II.....	155
6.4	COMPARAÇÃO ENTRE O DESEMPENHO DOS FILTROS E CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	158
7	CONCLUSÕES GERAIS	161
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	163
	APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DO ESTUDO DE CASO	166
A.1	– DADOS DA REDE DE ALIMENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO	166
A.2	– DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DO SISTEMA ELÉTRICO ...	166
A.3	– CARGAS LINEARES E NÃO LINEARES	168

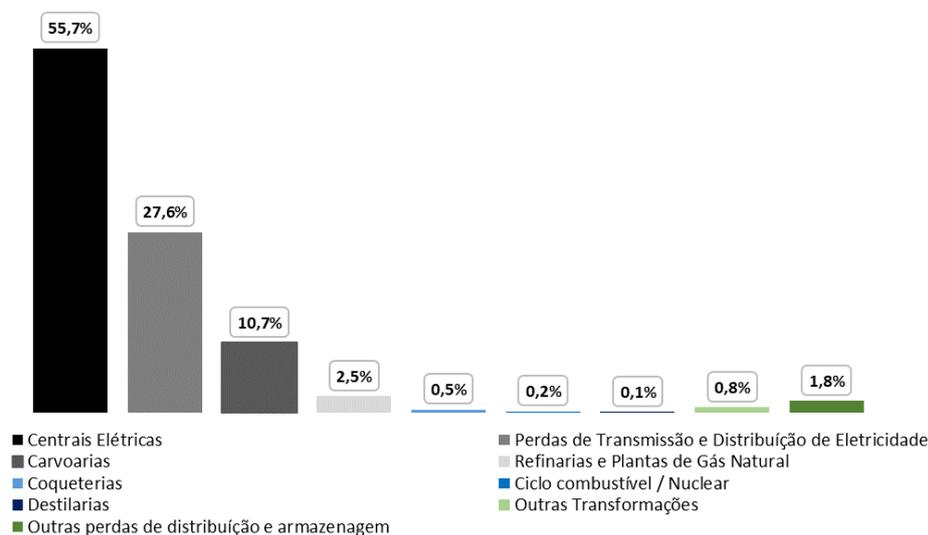
1 INTRODUÇÃO

1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A grande preocupação vivenciada nos últimos anos no Brasil em virtude das crises energéticas ocasionadas pela escassez cada vez mais frequente do volume hídrico em grande parte do território nacional evidencia a necessidade de diversificação da matriz energética brasileira, ainda muito dependente da geração hidrelétrica. Consequentemente, em períodos de crise como o vivenciado, ações que possibilitem a otimização da eficiência energética e a consequente redução de perdas técnicas no setor elétrico tornam-se ainda mais relevantes.

As perdas concentradas nos sistemas de transmissão e de distribuição constituem em um percentual significativo do total de energia elétrica despendido em processos técnicos, conforme indicam os dados do Balanço Energético Nacional referente ao ano de 2020. De acordo com as informações apresentadas neste documento, o percentual de perdas relativas aos sistemas de transmissão e distribuição correspondeu a 27,6% do montante total de perdas elétricas, conforme ilustra a Figura 1.1.

Figura 1.1 – Perdas técnicas por setor: Ano base 2020



Fonte: BEN (2021), com modificações.

Neste contexto, uma das vertentes tecnológicas usualmente empregada com o objetivo de se reduzir as perdas decorrentes do transporte de energia elétrica é a compensação de potência reativa. De forma sucinta, este tipo de compensação propicia que a parcela de potência reativa demandada por cargas ou equipamentos seja suprida localmente, o que permite

desonerar o tráfego desta componente pelo sistema elétrico e conseqüentemente reduzir as perdas associadas.

No âmbito da legislação nacional, os consumidores do grupo A, grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, devem satisfazer requisitos estabelecidos em termos de limites mínimos do fator de potência apresentado junto ao ponto de conexão com a concessionária. O não atendimento aos limites prescritos na legislação obriga tais consumidores ao faturamento pelo excedente de potência reativa consumida, ocasionando no desembolso de encargos adicionais nas faturas de energia elétrica.

A solução mitigatória usualmente empregada quando a compensação de potência reativa é necessária consiste na instalação de bancos de capacitores de potência, um dos dispositivos de compensação de reativos mais comuns em ambientes industriais livres de problemas relacionados a componentes harmônicas.

No entanto, com a significativa ampliação da penetração de cargas não lineares em sistemas elétricos de potência, a injeção de correntes harmônicas em redes elétricas tornou-se um inconveniente bastante comum, bem como os efeitos adversos decorrentes da operação destas cargas elétricas especiais. Em sistemas com elevada distorção das formas de onda de corrente e/ ou tensão em que a necessidade de injeção local de reativos seja indicada, os bancos de capacitores se mostram elementos sensíveis e a aplicação dos mesmos em alguns casos se torna inviabilizada.

Neste sentido, o projeto e especificação de componentes destinados à compensação de reativos, tema cujas contribuições científicas se apresentam muito estabelecidas em ambientes puramente senoidais, carece de uma análise mais detalhada e aprofundada quando destinados à compensação em sistemas com alto grau de distorção harmônica. Em ambientes com estas características, torna-se imprescindível a realização de análises do sistema elétrico, a partir de estudos de fluxo harmônico, para a correta aplicação de equipamentos mitigadores, seja na forma de capacitores ou de filtros de harmônicos.

Desta maneira, o trabalho proposto visa contribuir com os estudos relacionados à compensação de reativos em ambientes senoidais e distorcidos, apresentando discussões acerca do estado da arte desta temática e aspectos relacionados a utilização de equipamentos mitigatórios na forma de capacitores e filtros harmônicos.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é discorrer e analisar sobre métodos de compensação de potência reativa em ambientes senoidais e com distorções da forma de onda de tensão e corrente, apresentando os conceitos associados ao projeto e especificação de capacitores e filtros harmônicos destinados à mitigação do problema.

Também é objeto de estudo deste trabalho a avaliação do desempenho destes equipamentos em sistemas elétricos hipotéticos, representativos de sistemas com alta poluição harmônica, através de simulações computacionais.

1.3 ORGANIZAÇÃO DO TEXTO

Para atingir os objetivos propostos neste trabalho, optou-se pela divisão do texto em sete capítulos, conforme descrição apresentada a seguir.

O capítulo 2 se propõe a apresentar os conceitos básicos necessários para o entendimento do restante do trabalho. São explorados os aspectos básicos das teorias de potências em sistemas elétricos, contemplando um breve revisão acerca da quantificação de potências em sistemas perfeitamente senoidais e na presença de componentes harmônicas.

No capítulo 3, o tema compensação de potência reativa é introduzido. Neste capítulo são comentadas as formas elementares de compensação de potência reativa através de reatores e bancos de capacitores, a ocorrência das ressonâncias série e paralela entre os elementos capacitivos e indutivos em sistemas elétricos, bem como uma breve discussão acerca da compensação ativa de reativos.

O capítulo 4 apresenta um estudo de caso de aplicação sobre o tema compensação reativa em um sistema tipicamente industrial através de simulações computacionais. O sistema a ser explorado possui alta penetração de cargas não lineares, de forma que será avaliado o desempenho de bancos de capacitores inseridos neste ambiente.

O capítulo 5 discorre sobre as diferentes topologias de filtros harmônicos passivos, as principais equações para a especificação dos parâmetros e características de resposta em frequência da impedância desses equipamentos.

No capítulo 6, o desempenho de filtros passivos quanto a compensação de potência reativa na frequência fundamental e atenuação das distorções harmônicas de tensão e de

corrente são avaliadas. Duas das topologias apresentadas no capítulo 5 são empregadas neste contexto.

Finalmente, o capítulo 7 apresenta as conclusões deste trabalho, analisando os principais aspectos e resultados obtidos.

2 TEORIAS DE POTÊNCIA EM SISTEMAS ELÉTRICOS

As principais teorias voltadas à definição e quantificação de potências nos sistemas elétricos foram desenvolvidas no último século, com a contribuição de diversos autores para a temática. Embora a base já se encontre bem estabelecida, alguns tópicos correlacionados a este assunto são fontes de divergências entre alguns pesquisadores, principalmente no que tange à quantificação de potências em sistemas não senoidais, fomentando a realização de diversos trabalhos relacionados a este tema.

Neste contexto, este capítulo possui como principal objetivo possibilitar uma breve apresentação das principais postulações acerca da definição e quantificação de potências em sistemas elétricos. Estes conceitos constituem a base para o entendimento do tema principal deste trabalho, a compensação de reativos e a mitigação de componentes harmônicos em sistemas elétricos de potência não senoidais.

2.1 BREVE CONTEXTUALIZAÇÃO HISTÓRICA

As teorias de potência em sistemas de corrente alternada (CA) tal qual conhecemos atualmente foram discutidas por diversos autores no último século. Os trabalhos iniciais destinavam-se à definição das potências ativa e aparente, bem como meios de quantificá-las.

Um dos primeiros pesquisadores envolvido com esta temática foi *Steinmetz*, que em 1892 demonstrou que uma carga não linear produz correntes não ativas sem alterar o ângulo de fase (STEINMETZ, 1892). Um ano depois, o próprio *Steinmetz* publicou as primeiras definições de potência aplicadas a circuitos monofásicos de corrente alternada. Dois anos depois em 1894, data a utilização pela primeira vez do termo harmônico aplicado a sistemas elétricos em um trabalho publicado por *Houston e Kenenlly* (EMANUEL, 2000).

Em 1927, *Budeanu* foi o pioneiro a propor um equacionamento que contemplasse a quantificação de potências em sistemas com tensões e correntes não senoidais, estabelecendo a decomposição da potência aparente em três parcelas, potência ativa (P), potência reativa (Q) e potência de distorção (D) (BUDEANU, 1927).

Anos mais tarde, em 1932, *Stanislaw Fryze* (FRYZE, 1931) apresentou em sua teoria uma metodologia de decomposição de potências no domínio do tempo, resultado da decomposição da corrente elétrica em componentes instantâneas ortogonais, ativa e não ativa.

Essa teoria estabeleceu a base teórica sobre a qual outros autores como Buchholz (1950) e Depenbrock (1993) desenvolveram seus trabalhos.

Nas décadas que se seguiram, várias outras teorias foram propostas, sendo estas majoritariamente desenvolvidas a partir das postulações clássicas de *Budeanu* e *Fryze*. A relevância do tema contribuiu para a formação de dois grandes grupos de estudo do IEEE: o grupo de estudo para situações não senoidais e o grupo de estudos específicos de definições de potência, ambos constituídos por especialistas nesta temática.

Como resultado da atuação dos grupos de estudo do IEEE, uma série de documentos normativos foram publicados por parte deste órgão, sendo o mais recente a IEEE 1459, de 2010, que apresenta definições voltadas à medição e quantificação de potências em sistemas senoidais, não senoidais, equilibrados e em condições desequilibradas.

2.2 POTÊNCIAS EM SISTEMAS COM TENSÃO E CORRENTES SENOIDAIS

Na representação no domínio do tempo, a tensão e a corrente em sistemas alternados são oscilantes, e são expressos por senoides ou cossenoides. Em se tratando de um sistema monofásico puramente senoidal, isto é, sem a presença de componentes harmônicas, a tensão elétrica pode ser dada pela equação (2.1) a seguir:

$$v(t) = V_{pico} \times \text{sen}(\omega t + \alpha) [V] \quad (2.1)$$

Onde:

- $v(t)$: é a tensão em função do tempo;
- V_{pico} : é o valor de pico da onda de tensão;
- ω : é a frequência angular da onda de tensão;
- α : é o defasamento da onda de tensão.

Uma vez que o sinal é perfeitamente senoidal, a relação entre a tensão de pico e a tensão eficaz é dada pela equação (2.2) apresentada a seguir:

$$V_{pico} = V \times \sqrt{2} [V] \quad (2.2)$$

Logo, substituindo (2.2) em (2.1), tem-se:

$$v(t) = V \times \sqrt{2} \text{sen}(\omega t + \alpha) [V] \quad (2.3)$$

Onde:

- V : é o valor eficaz da onda de tensão.

De forma análoga, a equação no domínio do tempo correspondente à corrente alternada puramente senoidal é dada pela equação (2.4) que se segue:

$$i(t) = I_{pico} \times \text{sen}(\omega t + \beta) [A] \quad (2.4)$$

Onde:

- $i(t)$: é a corrente em função do tempo;
- I_{pico} : é o valor de pico da onda de corrente;
- ω : é a frequência angular da onda de corrente;
- β : é o defasamento da onda de corrente.

Haja vista que a equação (2.4) representa um sinal de corrente puramente senoidal, a corrente de pico pode ser expressa pela equação a seguir:

$$I_{pico} = I \times \sqrt{2} [A] \quad (2.5)$$

Substituindo-se a equação (2.5) em (2.4), a corrente pode ser expressa de forma equivalente pela equação (2.6).

$$i(t) = I \times \sqrt{2} \times \text{sen}(\omega t + \beta) [A] \quad (2.6)$$

Onde:

- I : é o valor eficaz da onda de corrente.

A potência elétrica instantânea absorvida por um determinado circuito linear é o produto, no domínio do tempo, da tensão instantânea $v(t)$ e a corrente elétrica instantânea $i(t)$ por ele absorvida:

$$p(t) = v(t) \times i(t) = 2 \times V \times I \times \text{sen}(\omega t + \alpha) \times \text{sen}(\omega t + \beta) [VA] \quad (2.7)$$

A equação (2.7) pode ser expandida a partir das relações trigonométricas fundamentais, conforme expresso em (2.8):

$$p(t) = V \times I [(1 - \cos(2\omega t)) \times \cos(\alpha) \times \cos(\beta) + \text{sen}(2\omega t) \times \text{sen}(\alpha) \times \cos(\beta) + \text{sen}(2\omega t) \times \text{sen}(\beta) \times \cos(\alpha) + (1 + \cos(2\omega t)) \times \text{sen}(\alpha) \times \text{sen}(\beta)] \quad (2.8)$$

Por fim, aplicando-se as identidades trigonométricas fundamentais pode-se obter:

$$p(t) = V \times I [\cos(\alpha - \beta) - \cos(\alpha - \beta) \times \cos(2\omega t) - \text{sen}(\alpha - \beta) \times \text{sen}(2\omega t)] \quad (2.9)$$

Sendo:

- $\varphi = \alpha - \beta$: ângulo do defasamento angular entre a tensão e a corrente elétrica.

Em circuitos em que a corrente elétrica e a tensão não apresentem defasamento angular, o ângulo φ assume valor nulo e a equação (2.9) se reduz à equação abaixo:

$$p(t) = V \times I - V \times I \cos(2\omega t) = P - P \times \cos(2\omega t) \quad (2.10)$$

A equação (2.10) é constituída por dois termos: um termo constante e um oscilante. O termo constante é denominado de potência real (P), ou ativa, e corresponde à parcela da potência instantânea responsável pela transformação de energia elétrica em trabalho. Além do mais, este termo corresponde ao valor médio da potência instantânea, representado pelo símbolo $\langle p(t) \rangle$ na equação (2.11).

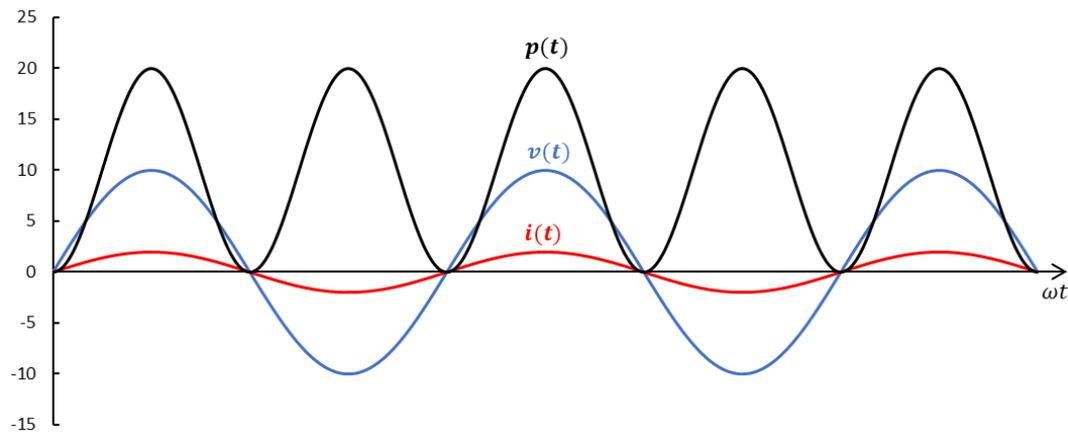
$$\langle p(t) \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt = V \times I \times \cos(\varphi) = P \quad (2.11)$$

O segundo termo da equação (2.10) é um termo oscilatório com o dobro da frequência das ondas de tensão e de corrente e está sempre presente quando existe fluxo de energia entre a

fonte a carga. Apesar de ser definido na norma IEEE 1459-2010 como a potência intrínseca, esta norma não apresenta uma explanação detalhada do significado físico deste componente.

De forma a exemplificar os conceitos apresentados até aqui, a Figura 2.1 seguir apresenta a representação gráfica de formas de onda de tensão e corrente, em fase, bem como o produto das duas grandezas, a potência instantânea. A amplitude da onda de tensão é de 10 V, enquanto que o valor máximo da onda de corrente é de 2 A.

Figura 2.1 – Forma de onda de tensão, corrente e potência instantânea



Fonte: Autoria própria, 2022.

Aplicando-se a equação (2.11), obtém-se um valor médio da onda de potência igual a 10 W. Este valor é numericamente igual à potência ativa fornecida pela fonte de suprimento.

A análise apresentada até o momento desconsiderou a existência de defasamento entre as ondas de tensão e corrente. Entretanto, os sistemas de corrente alternada são tipicamente constituídos por elementos indutivos e capacitivos, que conduzem ao defasamento angular dessas duas formas de onda.

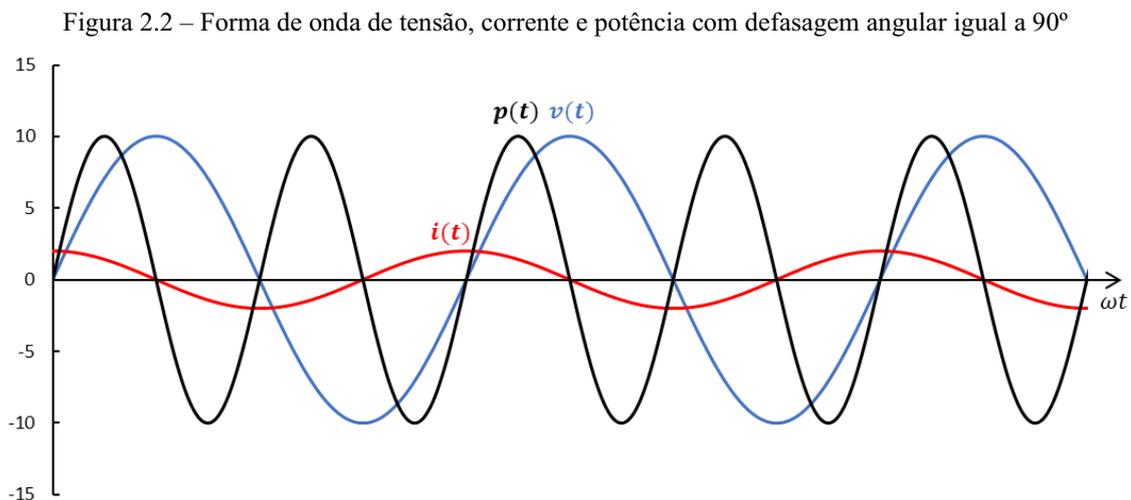
Em sistemas puramente indutivos ou capacitivos, a corrente elétrica resultante apresenta defasamento em quadratura da tensão. No domínio do tempo, a forma de onda da corrente elétrica em circuito indutivo se atrasa em relação à tensão elétrica. O contrário é observado em circuitos capacitivos, onde a onda de corrente se adianta em relação à tensão elétrica. Em se tratando de circuitos totalmente indutivos ou capacitivos, o ângulo de defasamento (φ) é igual a 90° . Sendo assim, a equação (2.8) se torna:

$$p(t) = -V \times I \times \text{sen}(2\omega t) \quad (2.12)$$

O termo apresentado na equação (2.12) é oscilante e, por conseguinte essa parcela da onda de potência não está relacionada ao processo de transformação de energia elétrica em trabalho. Esta conclusão é razoável, uma vez que em se tratando de circuitos puramente indutivos ou capacitivos, inexistente o fluxo de potência ativa.

Este termo oscilante, existente em todos os circuitos que apresentem defasamento angular entre tensão e corrente, representa em termos de amplitude a energia trocada entre a fonte e a carga de forma intermitente. Essa parcela por sua vez é denominada potência reativa (Q).

A Figura 2.2 apresenta a representação gráfica das formas de onda de tensão e corrente de um circuito puramente capacitivo. A tensão possui amplitude de 10 volts, enquanto que a corrente apresenta um valor máximo de 2 amperes.

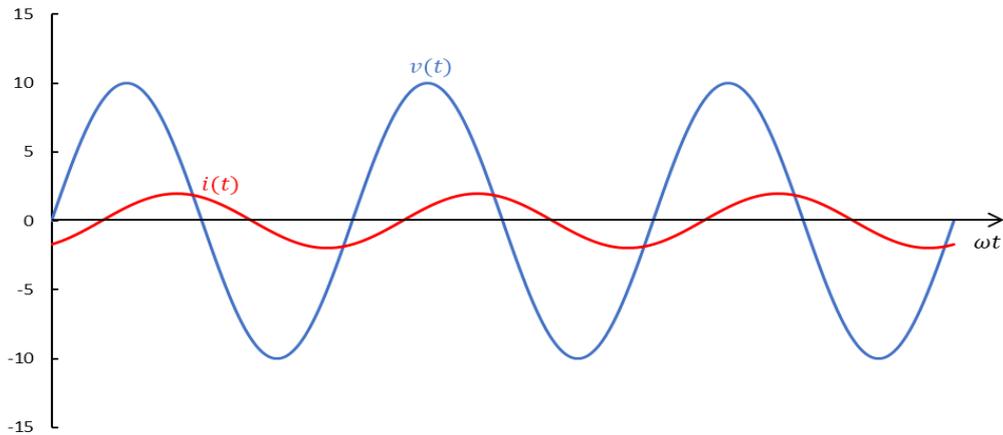


Fonte: Autoria própria, 2022.

A aplicação da equação (2.11) à onda de potência instantânea resultante da multiplicação de tensão e corrente defasados de 90° resulta em um valor médio igual a zero. Tal constatação pode ser obtida de forma gráfica, uma vez que a área definida pela curva da potência instantânea se anula em um intervalo de um período. Portanto, neste caso não existe fluxo de potência ativa conforme já comentado anteriormente.

Embora apresentados didaticamente de forma individual, os sistemas elétricos demandam, de forma geral, tanto componentes ativas quanto reativas de potência elétrica. Desta maneira, o defasamento angular entre tensão e corrente assume um ângulo intermediário entre zero e noventa graus. De forma representativa, a Figura 2.3 apresenta as formas de onda de tensão e corrente elétrica, estando esta última atrasada de 60° em relação à tensão.

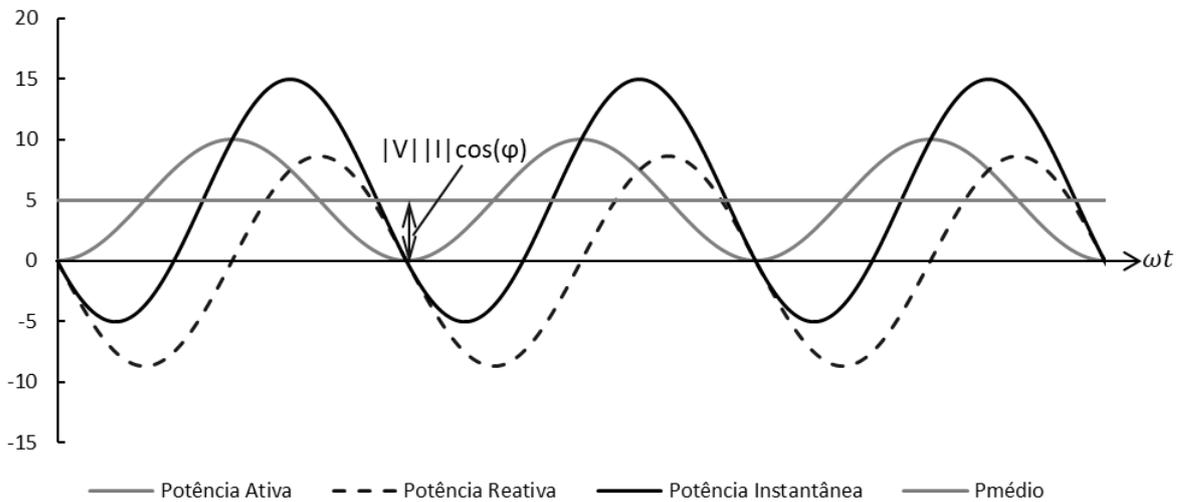
Figura 2.3 – Forma de onda de tensão e corrente com defasagem igual a 60°



Fonte: Autoria própria, 2022.

A potência instantânea, obtida a partir da multiplicação ponto a ponto das senoides apresentadas será a composição de uma senoide positiva, cujo valor médio corresponde à potência ativa (P) demandada pelo circuito, e um termo oscilante, cuja magnitude corresponde à potência reativa (Q). Estas formas de onda são apresentadas na Figura 2.4 a seguir.

Figura 2.4 – Formas de onda de potência para tensão e corrente com defasamento angular de 60°



Fonte: Autoria própria, 2022.

Apesar de propiciar algumas vantagens em determinados estudos de sistemas elétricos a utilização de grandezas representadas no domínio do tempo é em muitas das vezes de difícil manipulação matemática. Isto motivou Steinmetz a propor a representação de grandezas dinâmicas variantes no domínio do tempo em um domínio em que a frequência é constante, o denominado domínio da frequência (STEINMETZ, 1893).

Neste domínio, grandezas senoidais que apresentam a mesma frequência angular, isto é, diferem apenas em amplitude e em relação a um defasamento angular podem ser representadas em plano complexo a partir de suas componentes real e imaginária, ou alternativamente na forma polar, a partir do valor eficaz e do ângulo de fase. Assim, em um circuito linear que possua aplicado em seus terminais um sinal de tensão senoidal de valor eficaz V e defasamento angular α pode ser expresso no domínio da frequência conforme apresentado pela equação (2.13).

$$\dot{V} = V_{real} + j V_{imaginária} = V \angle \alpha [V] \quad (2.13)$$

Onde:

- \dot{V} : é o fasor da tensão;
- V_{real} : é a parcela real da tensão;
- $V_{imaginária}$: é a parcela imaginária da tensão.

A informação dinâmica no domínio do tempo pode ser facilmente recuperada a partir da seguinte sequência de equações:

$$\dot{V} = V \angle \alpha = V \times e^{j(\omega t + \alpha)} [V] \quad (2.14)$$

$$Re\{V e^{j(\omega t + \alpha)}\} = V \times \cos(\omega t + \alpha) [V] \quad (2.15)$$

De forma análoga, a representação da corrente elétrica no domínio da frequência é dada por:

$$\dot{I} = I_{real} + j I_{imaginária} = I \angle \beta [A] \quad (2.16)$$

Onde:

- \dot{I} : é o fasor da corrente;
- I_{real} : é a parcela real da corrente;
- $I_{imaginária}$: é a parcela imaginária da corrente elétrica.

Já a potência aparente complexa é dada pela equação (2.17):

$$\begin{aligned}\dot{S} &= \dot{V} \times \dot{I}^* = V \angle \alpha \times (I \angle \beta)^* = V \times I \cos(\varphi) + j V \times I \sin(\varphi) \text{ [VA]} \\ \dot{S} &= P + j Q \text{ [VA]}\end{aligned}\tag{2.17}$$

Onde:

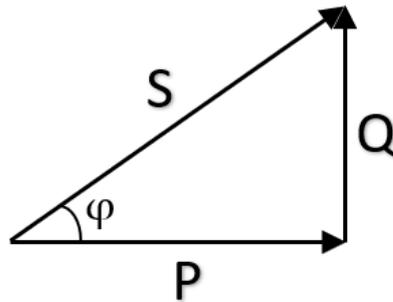
- \dot{S} : é o fasor da potência;
- P : é a parcela real da potência;
- Q : é a parcela reativa da potência.

A potência ativa e reativa apresentadas na equação (2.17) estão em quadratura e, dessa forma, conhecidos os seus valores pode-se calcular a magnitude da potência aparente a partir da equação (2.18):

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \text{ [VA]}\tag{2.18}$$

As parcelas da potência aparente são comumente apresentadas graficamente por meio de soma fasorial, onde o triângulo retângulo resultante é denominado como triângulo das potências, representado graficamente na Figura 2.5 a seguir.

Figura 2.5 – Triângulo das potências em circuitos com tensão e correntes senoidas



Fonte: Autoria própria, 2022.

No triângulo apresentado na Figura 2.5, a potência reativa em circuitos com predominância indutiva é convencionalmente adotada com um sinal positivo, o que implica na representação do vetor no sentido positivo do eixo. Já para circuitos com predominância capacitiva, a potência aparente é convencionada com o sinal negativo.

No contexto apresentado, define-se o fator de potência de deslocamento, ou simplesmente fator de potência, como sendo a grandeza adimensional resultante da razão entre a potência ativa e a potência aparente:

$$fp = \frac{P}{S} = \cos(\varphi) \quad (2.19)$$

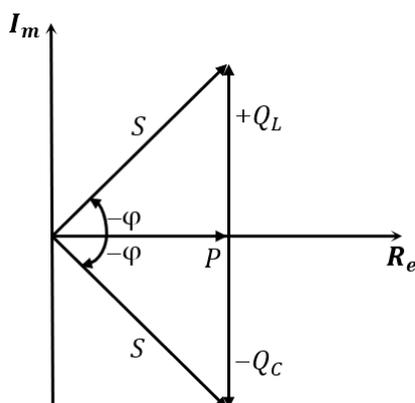
Onde:

- $\cos(\varphi)$ é o cosseno do ângulo formado pelos vetores P e S.

O fator de potência tal como definido na equação (2.19) estabelece a relação entre as potências ativa e aparente, ou seja, pode ser interpretado como a fração da potência elétrica efetivamente destinada à realização de trabalho.

Conforme discutido anteriormente, a característica de um sistema elétrico, com relação à potência reativa resultante, pode ser indutivo ou capacitivo. Logo, a depender da característica predominante do sistema, o fator de potência pode ser considerado atrasado, quando da predominância do efeito indutivo, ou adiantado quando o oposto é verificado. Esta consideração é importante uma vez que no domínio do tempo, as potências resultantes da aplicação de uma tensão de mesma magnitude em ambos os elementos resultam em ondas de potência deslocadas em noventa graus. A Figura 2.6 apresenta a representação no plano complexo dos vetores de potências, em que a parcela reativa indutiva é adotada em sentido positivo e a componente reativa capacitiva em sentido oposto.

Figura 2.6: Representação no plano complexo dos vetores de potências



Fonte: Autoria própria, 2022.

Dessa observação conclui-se que ambos os elementos se comportam de maneira oposta do ponto de vista do fluxo de potência. Enquanto o indutor demanda potência da fonte de suprimento, o capacitor fornece reativos ao sistema elétrico ao qual encontra-se conectado. Este fato possibilita que em sistemas puramente senoidais a potência reativa demandada por elementos indutivos, seja compensada por banco de capacitores. Por outro lado, o

comportamento indutivo, de absorver reativos, pode ser empregado em circuitos em que exista um fluxo excessivo de potência reativa capacitiva. Estas características constituem-se como a base da teoria da compensação de potência reativa.

2.3 POTÊNCIAS EM SISTEMAS COM TENSÃO E CORRENTES NÃO SENOIDAIS

As discussões referentes à quantificação e definição de potências em sistemas elétricos não senoidais vem sendo levantadas desde o final do século XIX, período de onde datam os primeiros trabalhos científicos publicados sobre este tema.

O próprio Steinmetz, um dos grandes nomes a que se atribui o desenvolvimento da teoria de potência em sistemas puramente senoidais, apresentou, em 1893, contribuições iniciais ao tema ao analisar o defasamento angular entre tensão e corrente e as medições de potência em um sistema elétrico de suprimento de um forno à arco. Embora o defasamento angular fosse nulo, o fator de potência não era unitário, o que não era compreensível tampouco mensurável a partir das teorias já desenvolvidas naquele momento (STEINMETZ, 1892).

Anos mais tarde, em 1927, Budeanu foi um dos primeiros autores a apresentar um modelo teórico destinado à quantificação de potências em sistemas elétricos puramente senoidais e distorcidos. Neste trabalho, Budeanu expôs uma nova metodologia para o cálculo da potência aparente em sistemas com a presença de componentes harmônicas, incluindo um novo termo denominado potência de distorção. Este termo, conforme descrito em Budeanu (1927), representa a contribuição para o total de potência aparente devido à interação entre tensões e correntes de diferentes frequências.

Em 1932, *Stanislaw Fryze* apresentou suas próprias definições acerca da temática, utilizando uma nova abordagem na qual a corrente é dividida em duas componentes ortogonais, a corrente ativa e reativa. Esta teoria, juntamente com a proposta por Budeanu, constituem as teorias clássicas de quantificação de potências, e apresentaram forte influência no desenvolvimento de diversos trabalhos posteriormente.

A mais recente e influente postulação foi divulgada em 2010 pelo IEEE, por meio da norma padrão 1459 que estabelece as próprias definições do órgão acerca dessa temática (IEEE STD 1459, 2010). Devido à vasta quantidade de proposições para as propriedades de potência em regime não senoidal apresentadas no decorrer de mais de um século, nesta seção serão apresentados apenas os principais aspectos das teorias clássicas supracitadas, bem como da referida norma divulgada pelo IEEE.

2.3.1 Proposição de Budeanu

No teorema desenvolvido por Budeanu, a potência ativa em um circuito elétrico, pode ser calculada tanto para circuitos com ondas de tensão e corrente puramente senoidais quanto distorcidas, como o valor médio da onda de potência em um determinado período. De forma equivalente, como resultado do *Teorema de Fourier*, este resultado pode ser expresso pelo somatório da potência fundamental e das respectivas potências de cada ordem harmônica, acrescido do nível contínuo, conforme expresso pela equação (2.20).

$$P = V_0 \times I_0 + \sum_{\substack{h=1 \\ h, n \in \mathbb{N}^+}}^n V_h \times I_h \times \cos(\theta_h) \quad (2.20)$$

Onde:

- V_0 é o nível contínuo de tensão;
- I_0 é a corrente contínua;
- V_h é a tensão na h-ésima ordem harmônica;
- I_h a corrente na h-ésima ordem harmônica;
- θ_h é o ângulo entre tensão e corrente na h-ésima harmônica.

A definição generalista da potência ativa apresentada na equação (2.20) é um consenso entre todas as teorias de potência desenvolvidas posteriormente à de Budeanu. Isso justifica-se pelo fato desta equação representar uma grandeza física mensurável, que é a transferência de potência ativa.

A parcela restante da potência aparente, denominada de potência não ativa é constituída por dois termos: a potência reativa intrínseca, também denominada na literatura como potência individual (Q) e a potência de distorção (D).

A potência reativa individual é determinada em função de correntes e tensões de mesma ordem harmônica, conforme expresso pela equação (2.21) a seguir.

$$Q = \sum_{\substack{h=1 \\ h, n \in \mathbb{N}^+}}^n V_h \times I_h \times \text{sen}(\theta_h) \quad (2.21)$$

Já a potência de distorção é função dos termos de tensão e corrente de diferentes ordens harmônicas, e representa a contribuição destes termos para a potência aparente total, conforme expresso pela equação (2.22):

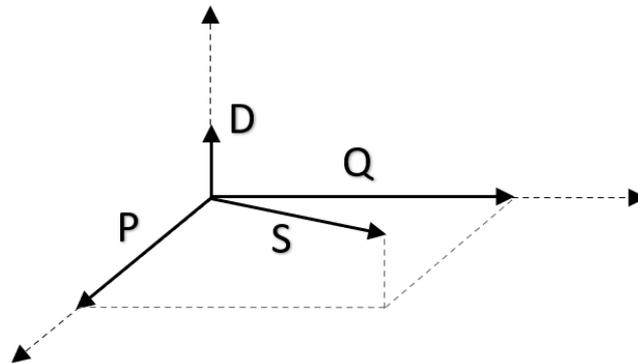
$$D = \sqrt{\sum_{p=1}^{n-1} \sum_{q=p+1}^n \left[(V_p \times I_q)^2 + (V_q \times I_p)^2 - 2V_p \times V_q \times I_p \times I_q \times \cos(\varphi_p - \varphi_q) \right]} \quad (2.22)$$

A potência aparente, dada pela equação (2.23), constitui-se da soma vetorial dos três termos de potência apresentados:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2 + D^2} \text{ [VA]} \quad (2.23)$$

Estas potências podem ser representadas graficamente através de um diagrama tridimensional, o denominado tetraedro de potências, apresentado na Figura 2.7, no qual a potência aparente é representada como sendo a soma vetorial dos demais termos de potência.

Figura 2.7 – Tetraedro de potências



Fonte: Autoria própria, 2022.

O fator de potência total, segundo o modelo proposto por Budeanu, é dado pela equação (2.24).

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2 + D^2}} \text{ [VA]} \quad (2.24)$$

Embora se tratasse de uma das primeiras proposições para a quantificação de potências em sistemas não senoidais, e tendo sido aceita pela sociedade científica por boa parte do último

século, a teoria proposta por Budeanu foi alvo de contestação de diversos pesquisadores. Dentre os aspectos mais questionados destaca-se a ausência de um significado físico para a potência não ativa.

Outro aspecto controverso diz respeito ao termo potência de distorção (D), cujo o próprio nome sugere uma correlação com o grau de distorção das formas de onda do circuito. Entretanto, essa nomenclatura não parece ser a mais apropriada, uma vez que embora a distorção da forma de onda possa afetar o valor da potência de distorção, esta potência não fornece uma informação precisa sobre a distorção da forma de onda (CZARNECKI, 1987).

2.3.2 Proposição de Fryze

A formulação proposta por Fryze (1932) baseia-se no domínio do tempo, diferentemente de diversos outros trabalhos que empregam a análise no domínio da frequência.

De acordo com *Fryze*, uma carga suprida por uma fonte de tensão não senoidal absorve uma corrente instantânea $i(t)$, que se constitui de duas componentes mutuamente ortogonais, denominadas como componente ativa e não ativa, conforme expresso pela equação (2.25).

$$i(t) = i_a(t) + i_b(t) \quad (2.25)$$

Onde:

- $i_a(t)$: é a componente ativa da corrente;
- $i_b(t)$: é a componente não ativa da corrente.

A componente ativa de corrente, se relaciona com a parcela de potência ativa, através da seguinte equação:

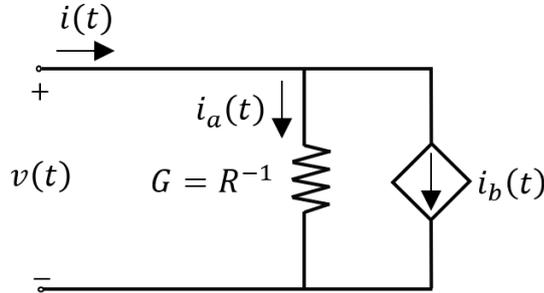
$$i_a(t) = \frac{P}{\|v(t)\|} \times v(t) = G \times v(t) \quad (2.26)$$

Onde:

- $\|v(t)\|$ é o valor eficaz de $v(t)$;
- G é definida como sendo a condutância equivalente da carga.

A Figura 2.8 representa a decomposição da corrente instantânea através de um elemento de circuito qualquer.

Figura 2.8: Representação da decomposição da corrente instantânea segundo a preposição de Fryze



Fonte: Adaptado de Santos et al. (2018)

A corrente não ativa, também denominada como corrente de Fryze, corresponde à parcela remanescente da corrente da fonte. No circuito apresentado na Figura 2.8, esta componente pode ser representada por uma fonte de corrente conectada em paralelo com a condutância G . Desta forma, a corrente não ativa pode ser calculada pela equação (2.27).

$$i_b(t) = i(t) - i_a(t) \quad (2.27)$$

Esta parcela de corrente não resulta em trabalho útil, estando relacionada com a potência não ativa. O termo não ativo de potência (Q_F), é frequentemente denominado na literatura como potência fictícia ou simplesmente potência de Fryze. O produto escalar das componentes ativa e não ativa é dada pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} i_a \cdot i_b &= \frac{1}{T} \int_0^T i_a i_b dt = \frac{1}{T} \int_0^T i_a (i - i_a) dt \\ &= \frac{P}{\|v(t)\|^2} \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t) - \frac{P^2}{\|v(t)\|^4} \frac{1}{T} \int_0^T v(t)^2 dt = 0 \end{aligned} \quad (2.29)$$

Uma vez que:

- $\frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t) = P$
- $\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) = \|v(t)\|^2$

Sendo o produto escalar a condição de ortogonalidade, a relação apresentada em (2.29) comprova que as componentes ativa e não ativa da corrente absorvida da fonte são ortogonais.

Portanto, calculados os valores das componentes ativa e não ativa da corrente do circuito, pode-se obter as potências ativa e reativa por meio das seguintes equações:

$$P = \|v(t)\| \times \|i_a(t)\| \quad (2.30)$$

$$Q_F = \|v(t)\| \times \|i_b(t)\| \quad (2.31)$$

Por fim, a potência aparente é dada por:

$$S^2 = P^2 + Q_F^2 \quad (2.32)$$

A teoria introduzida inicialmente por *Fryze*, apesar da originalidade, ao possibilitar a análise no domínio do tempo introduzindo o conceito de ortogonalidade entre as parcelas de corrente ativa e não ativa, também apresenta uma série de limitações. Embora seja possível quantificar a potência não ativa de um circuito com a sua aplicação, os valores obtidos correspondem à parcela total desta grandeza. Assim, torna-se impossível quantificar as grandezas de corrente e potência para cada frequência de interesse. Além do mais, a teoria proposta inicialmente se restringia à análise de circuitos monofásicos.

Mesmo, com as limitações citadas, esta teoria constituiu o arcabouço inicial a partir do qual diversos autores posteriormente lapidaram suas teorias, com destaque para *Czarnecki*, *Buchholz* e *Depenbrock*, os dois últimos responsáveis pela expansão da mesma para circuitos polifásicos.

2.3.3 Proposição da norma IEEE 1459-2010

Em sistemas não senoidais, as equações de tensão e corrente elétrica no domínio do tempo propostas pela norma IEEE 1459 são constituídos por dois termos, representando a componente fundamental e as harmônicas, conforme apresentado respectivamente em (2.33) e (2.34).

$$v(t) = V_0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^n V_h \text{sen}(h\omega t - \alpha_h) [V] \quad (2.33)$$

$$V_{rms}^2 = V_0^2 + \sum_{h=1}^n V_h^2 \quad (2.34)$$

$$i(t) = I_0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^n I_h \times \text{sen}(h\omega t - \beta_h) [V] \quad (2.35)$$

$$I_{rms}^2 = I_0^2 + \sum_{h=1}^n I_h^2 \quad (2.36)$$

Onde:

- α_h : é o deslocamento angular de tensão para a ordem harmônica h ;
- β_h : é o deslocamento angular de corrente para a ordem harmônica h ;

A potência instantânea é dada pela equação (2.37):

$$p(t) = v(t) \times i(t) \quad (2.37)$$

De forma análoga à apresentada para circuitos puramente senoidais, a potência ativa é calculada como sendo o valor médio da onda da potência instantânea, em um período de integração, conforme expresso pela equação (2.38) a seguir.

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p(t) dt = P_1 + P_h \quad (2.38)$$

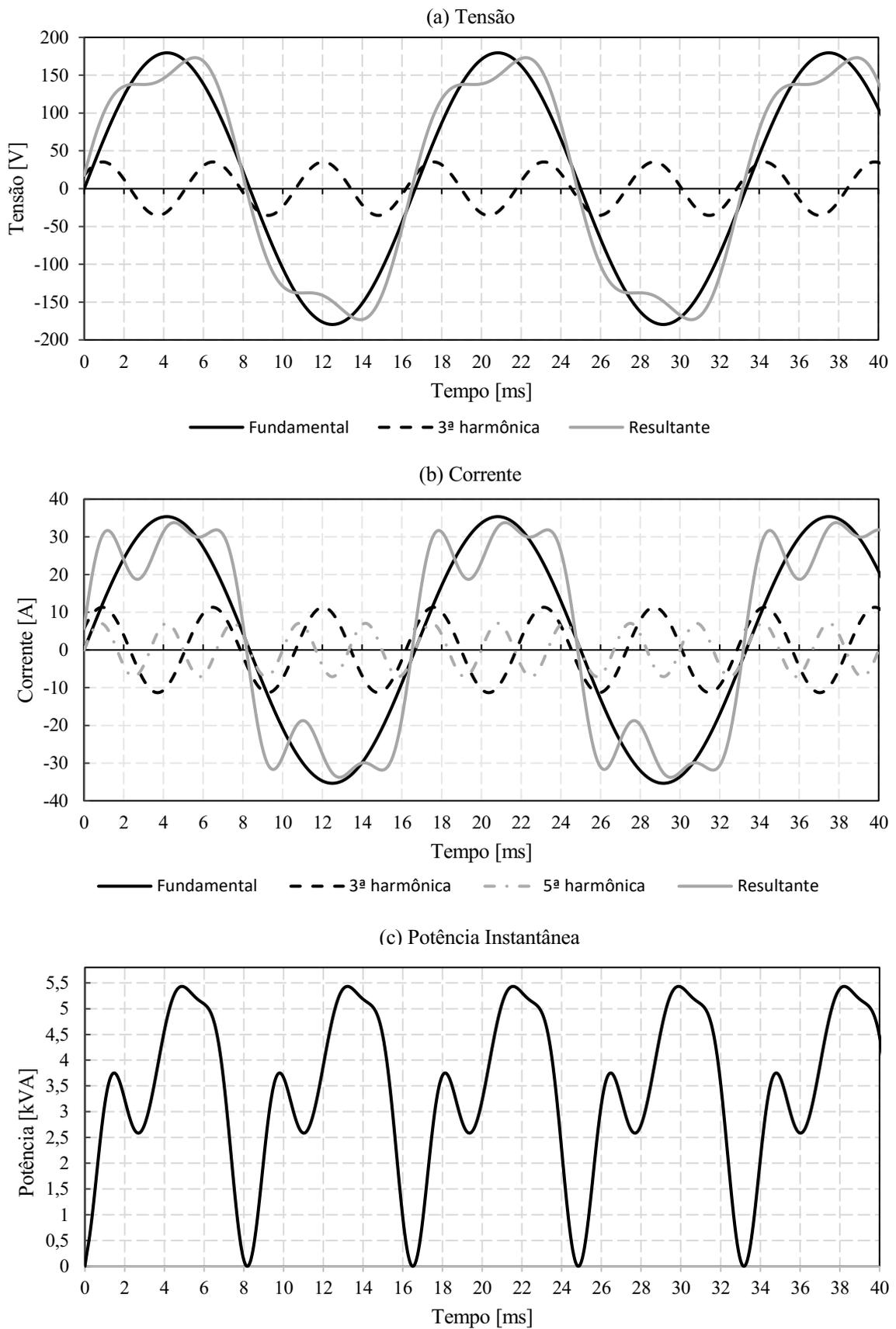
$$P_h = V_0 \times I_0 + \sum_{h \neq 1}^n V_h \times I_h \times \cos(\theta_h) = P - P_1 \quad (2.39)$$

Onde:

- P_1 : é a componente de potência ativa fundamental;
- P_h : é a potência ativa harmônica;

A Figura 2.9 apresenta as formas de onda características de corrente e tensão com componentes harmônicas de terceira e quinta ordem, bem como a da potência instantânea resultante.

Figura 2.9 – Formas de onda em ambientes distorcidos: (a) Tensão; (b) Corrente; (c) Potência instantânea.



Fonte: Autoria própria, 2022.

O IEEE disserta que potência aparente pode ser segmentada em quatro termos, a potência aparente fundamental, a potência de distorção de corrente, a potência de distorção de tensão e a potência aparente harmônica (IEEE STD 1459, 2010, p. 23). Estes termos podem ser explicitados em função dos valores eficazes de tensão e corrente elétrica a partir da definição de potência aparente, conforme apresentado em (2.40).

$$\begin{aligned}
 S^2 &= (V \times I)^2 = (V_1^2 + V_H^2) \times (I_1^2 + I_H^2) \\
 S^2 &= (V_1 \times I_1)^2 + (V_1 \times I_H)^2 + (V_H \times I_1)^2 + (V_H \times I_H)^2 \\
 S^2 &= S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2 = S_1^2 + S_N^2
 \end{aligned} \tag{2.40}$$

Onde:

$$V_H = \sqrt{V_0^2 + \sum_{h \neq 1}^h V_h^2} \tag{2.41}$$

$$I_H = \sqrt{I_0^2 + \sum_{h \neq 1}^h I_h^2} \tag{2.42}$$

Sendo:

- V_H : é a tensão harmônica eficaz;
- I_H : é a corrente harmônica eficaz;
- S_N : é a potência aparente não-fundamental.

Conforme apresentado na equação (2.40), o primeiro termo corresponde à potência aparente fundamental, cuja magnitude é dada pela multiplicação dos respectivos valores eficazes de tensão e corrente fundamentais:

$$S_1 = V_1 \times I_1 \text{ [VA]} \tag{2.43}$$

A potência de distorção de corrente representa a parcela da potência não ativa não fundamental decorrente da distorção de corrente. Este termo é dado pela multiplicação da tensão na frequência fundamental pelo valor eficaz da corrente harmônica.

$$D_I = V_1 \times I_H = S_1 \times DHT_i \text{ [VAr]} \quad (2.44)$$

Onde:

- DHT_i : é a distorção harmônica total de corrente, dada pela seguinte equação;

$$DHT_i = \frac{I_H}{I_1} \quad (2.45)$$

Com interpretação análoga à potência de distorção de corrente, a potência de distorção de tensão representa a componente de potência não ativa não fundamental devido à distorção de tensão:

$$D_V = V_H \times I_1 = S_1 \times DHT_v \text{ [VAr]} \quad (2.46)$$

Onde:

- DHT_v : é a distorção harmônica total de tensão, dada pela seguinte equação;

$$DHT_v = \frac{V_H}{V_1} \quad (2.47)$$

As potências de distorção de corrente e tensão representam o acréscimo da potência aparente ocasionado pelas distorções harmônicas de tensão e corrente individualmente.

O último dos quatro termos da potência aparente é a chamada potência aparente harmônica, parcela da potência aparente resultante da interação das ondas de tensão e corrente de mesma ordem harmônica.

$$S_H = V_H \times I_H = S_1 \times DHT_v \times DHT_i \text{ [VA]} \quad (2.48)$$

Apresentado o equacionamento utilizado para o cálculo da potência aparente, a norma da IEEE define ainda a fração da potência não transformada em trabalho útil, denominada por esta norma como potência não ativa (N), dada pela seguinte equação:

$$N = \sqrt{S^2 - P^2} \text{ [VAr]} \quad (2.49)$$

Conforme discutido anteriormente, o fator de potência dado pela equação (2.19), em um sistema puramente senoidal sofre alterações quando da presença de componentes harmônicos. Por este motivo, a IEEE 1459 define dois tipos de fator de potência, denominados como fator de potência fundamental e o fator de potência total.

O fator de potência fundamental é dado pela relação entre a potência ativa de ordem fundamental e a potência aparente de mesma ordem, conforme expresso pela equação (2.50):

$$FP_1 = \frac{P_1}{S_1} = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + Q_1^2}} \quad (2.50)$$

O fator de potência fundamental é também amplamente denominado na literatura especializada como fator de deslocamento, uma vez que apresenta valor corresponde ao cosseno da defasagem angular verificada entre tensão e corrente elétrica na frequência fundamental. Por relacionar os termos de ordem fundamental, este fator de potência possibilita a mensuração do aproveitamento da potência aparente para a produção de trabalho, uma vez que a potência harmônica embora contribua para o acréscimo do valor eficaz da potência total não é convertida em trabalho útil.

Embora represente uma parcela de potência não proveitosa do ponto de vista do sistema elétrico, as componentes harmônicas de potenciais ativa e não ativa contribuem para o incremento da potência aparente e, conseqüentemente, para a elevação dos valores eficazes de tensão e corrente da rede. Assim, de forma a considerar este efeito, a IEEE 1459 define o fator de potência total, dado pela equação (2.51).

$$f_p = \frac{P}{S} = \frac{P_1 + P_H}{\sqrt{S_1^2 + S_N^2}} = \frac{V_0 \times I_0 + \sum_{h>0}^n V_h \times I_h \times \cos(\theta_h)}{\sqrt{S_1^2 + S_N^2}} \quad (2.51)$$

No contexto da legislação brasileira, vale destacar que os regulamentos estabelecidos pelo PRODIST e os Procedimentos de Rede do ONS, consideram, para efeito de controle e correção, o fator de potência fundamental e não o fator de potência total.

A norma da IEEE fornece definições relevantes no que se refere à quantificação de potências em circuitos elétricos em condições não senoidais, balanceados e desequilibrados. No entanto, mesmo se tratando de um documento publicado por um órgão renomado no setor

elétrico, algumas discussões no que tange à compensação do fator de potência em condições não senoidais perduram até os dias atuais.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

O presente capítulo, de caráter informativo, destinou-se a apresentar de forma geral algumas das principais teorias e postulações voltadas a definição e quantificação de potências em sistemas elétricos senoidais e não senoidais, cuja contextualização é imprescindível para a melhor compreensão do tema principal deste trabalho.

No que tange à quantificação de potências em sistemas com presença de distorções harmônicas foram apresentadas duas das teorias clássicas, que influenciaram diversos outros pesquisadores ao longo do século XX: as postulações de *Budeanu* e *Fryze*. Na análise apresentada foram citados algumas das limitações de ambas as teorias, fatores que levaram diversos pesquisadores a questionarem sua aplicabilidade. A falta de consenso sobre este tema contribuiu para a divulgação da IEEE 1459-2010, visando uma padronização dos parâmetros atribuídos ao tema quantificação de potências.

Por fim, tendo em vista a relevância e a influência direta do tema distorções harmônicas para os propósitos deste trabalho, algumas das principais postulações definidas na IEEE 1459 acerca da quantificação de potências foram apresentadas e discutidas.

3 COMPENSAÇÃO REATIVA

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

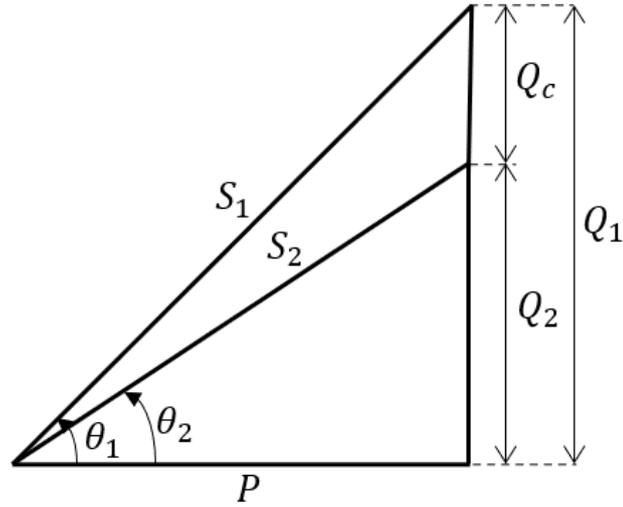
Na seção anterior foram introduzidos os conceitos básicos acerca da quantificação de potências em sistemas elétricos senoidais e não senoidais. Neste contexto, a potência não ativa foi definida como a parcela da potência aparente que não produz trabalho útil, sendo indesejável a sua circulação excessiva em sistemas elétricos.

De forma geral, a potência aparente pode ser dividida em duas parcelas: a parcela ativa e a não ativa. A potência elétrica ativa resulta dos processos de conversão de outras fontes de energia em energia elétrica, como por exemplo a conversão de energia mecânica em elétrica propiciada por máquinas síncronas quando atuando como geradores. Quanto ao fluxo de potência, este se caracteriza pela unidirecionalidade, isto é, partindo sempre da unidade geradora em direção à carga. A potência não ativa, por sua vez, não é proveniente de processos de conversão de outras formas de energia em elétrica e, embora seja necessária à operação de equipamentos e das próprias linhas de transmissão, é passível de compensação.

Dado o exposto, a compensação da potência não ativa de um determinado sistema elétrico consiste, de forma geral, na anulação total ou parcial desta potência em um ponto de interesse do sistema elétrico. Evidentemente, os dispositivos instalados com este propósito devem possuir uma característica oposta à da carga, fornecendo a quantidade de reativos necessários à unidade consumidora.

Com o fornecimento total ou parcial de reativos localmente, a potência aparente à montante do ponto de compensação decresce devido à redução da componente de potência não ativa e, permanecendo a potência ativa inalterada, verifica-se uma conseqüente elevação do fator de potência fundamental. A Figura 3.1 apresenta o triângulo de potências ilustrando graficamente a correção do fator de potência fundamental.

Figura 3.1: Representação gráfica da correção do fator de potência



Fonte: Autoria própria, 2022.

A potência reativa a ser injetada localmente (Q_c), de forma a conduzir o ângulo de defasagem entre tensão e corrente de um valor θ_1 para um novo valor θ_2 nada mais é que a subtração entre a potência reativa na condição inicial (Q_1) e a observada após a inserção dos compensadores (Q_2), tal como expresso na equação (3.1).

$$Q_c = Q_1 - Q_2 \quad (3.1)$$

Aplicando-se as relações trigonométricas elementares, a equação (3.4) pode ser reescrita em termos dos ângulos θ_1 e θ_2 , conforme apresentado na equação (3.2).

$$Q_c = P [\tan(\theta_1) - \tan(\theta_2)] \quad (3.2)$$

Os ângulos θ_1 e θ_2 podem ser determinados, respectivamente, em função do fator de potência antes da correção (fp_1) e o novo valor desejado após a inserção de equipamentos compensadores (fp_2). Assim, a equação da potência reativa a ser injetada após a inserção dos compensadores é dada pela equação (3.3).

$$Q_c = P [\tan(\arccos(fp_1)) - \tan(\arccos(fp_2))] \quad (3.3)$$

Uma particular atenção deve ser dada a sistemas elétricos que apresentem distorções na forma de onda de tensão e corrente elétrica. O fluxo de componentes não fundamentais no

sistema elétrico, como já explanado anteriormente não é proveitoso do ponto de vista de utilização da energia, podendo provocar diversos efeitos indesejáveis, tais como o superaquecimento de condutores, aumento de perdas em máquinas rotativas, efeitos sobre bancos de capacitores devido a ocorrência de ressonâncias, mau funcionamento de equipamentos eletrônicos, erros em equipamentos de medição, dentre outros efeitos (WAGNER *et al.*, 1993).

Em sistemas com a presença de componentes harmônicas, a compensação de potência não ativa requer uma análise mais aprofundada do sistema e a utilização de equipamentos diferenciados para este tipo de compensação. Neste contexto, estes aspectos serão explorados de forma detalhada nos tópicos subsequentes, em que serão apresentados os principais métodos destinados à compensação de potência não ativa e mitigação de componentes harmônicas nos sistemas elétricos de potência.

3.2 MÉTODOS BÁSICOS DE COMPENSAÇÃO REATIVA

A compensação de potência reativa em sistemas elétricos de potência é uma linha temática já muito bem explorada, com uma ampla gama de equipamentos mitigatórios já concebidos e novas metodologias de compensação em estudo e desenvolvimento.

Cada uma destas metodologias mitigatórias apresentam diferenciações entre si, que vão desde o princípio de funcionamento ao nível de tecnologia empregado. Assim, ao se especificar um sistema de compensação de potência reativa, a análise a ser realizada deve contemplar tanto as características do sistema elétrico quanto as especificidades de cada uma das possíveis formas de compensação.

Dentre as principais características que devem ser analisadas ao se determinar o método de compensação mais indicado para um sistema elétrico de potência, pode-se citar o perfil de variação de potência reativa ao longo do tempo, o tipo de carga a qual a compensação se aplica e o tempo de resposta requerido pela compensação (LIMA, 2017).

O comportamento temporal da potência reativa constitui-se como uma das informações relevantes para a determinação do melhor método de compensação. Os sistemas que apresentam uma pequena variação de potência reativa podem ser mais facilmente compensados utilizando-se elementos passivos, como banco de capacitores fixos. Por outro lado, essa tecnologia é pouco indicada para sistemas que apresentam grande variação de potência reativa, em que o emprego de dispositivos chaveados em estágio se tornam mais indicados.

Adicionalmente, o conhecimento da característica da carga a qual o sistema de compensação será instalado é imprescindível. Neste pormenor, além da necessidade de se conhecer a natureza da carga, isto é, se a mesma apresenta predominância indutiva ou capacitiva deve-se avaliar se a introdução do elemento compensador não implicará no surgimento de ressonâncias em frequências harmônicas presentes no sistema.

Por outro lado, o perfil de variação da potência reativa em função do tempo é outro aspecto preponderante para a escolha da metodologia de compensação. Alguns tipos de cargas apresentam grandes variações de potência em um curto intervalo de tempo, o que inviabiliza a utilização de compensadores com longo tempo de resposta, como, por exemplo, os que apresentem chaveamento mecânico. Para cargas que apresentem esta característica, os compensadores cujo chaveamento seja realizado por meio eletrônico apresentam resultados mais significativos, haja vista a velocidade de chaveamento proporcionada pelas chaves semicondutoras.

Sendo assim, esta seção destina-se à apresentação dos aspectos gerais sobre o tema compensação reativa, contemplando uma abordagem das formas básicas de compensação empregadas, precursoras das demais tecnologias de compensação ativa disponíveis atualmente.

3.2.1 Reatores indutivos

Os reatores indutivos são empregados majoritariamente quando existe a necessidade de absorção de potência reativa excedente em linhas de transmissão de energia elétrica. Estes equipamentos podem ser conectados tanto em série quanto em paralelo com os sistemas elétricos, sendo o tipo de ligação dependente da finalidade da compensação.

As seções que se seguem destinam-se a apresentar de forma sucinta a aplicação de reatores indutivos para a compensação em sistemas de potência.

3.2.1.1 Reatores indutivos ligados em derivação

As grandes cargas conectadas nos sistemas elétricos de potência, a exemplo dos grandes consumidores industriais, são em sua maioria de característica indutiva, e por conseguinte absorvem potência reativa do sistema elétrico.

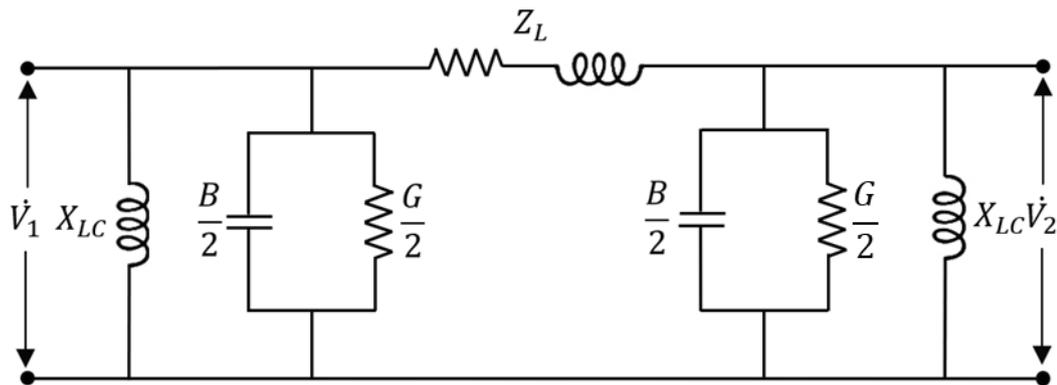
Nos períodos de baixa utilização das linhas de transmissão, especialmente nas situações em que o transporte de potência ativa é inferior à potência natural, observa-se uma geração

excessiva de potência reativa por parte da linha, que se torna mais significativa quanto maior for o nível de tensão e a sua extensão. A depender da variação dessa grandeza, a tensão ao longo da linha pode ser elevada para além dos níveis normais de operação.

Uma das alternativas para a mitigação deste problema é a utilização de reatores indutivos conectados em derivação com a rede de transmissão. Quando esta solução é empregada, o efeito *Ferranti*, nome dado ao fenômeno de elevação de tensão ao longo da linha em situação de baixo carregamento é amortizado, contribuindo para a manutenção dos níveis de tensão abaixo dos limites máximos toleráveis.

A Figura 3.2 apresenta a representação de uma linha de transmissão por meio do modelo pi, com reatores indutivos instalados junto ao receptor e transmissor.

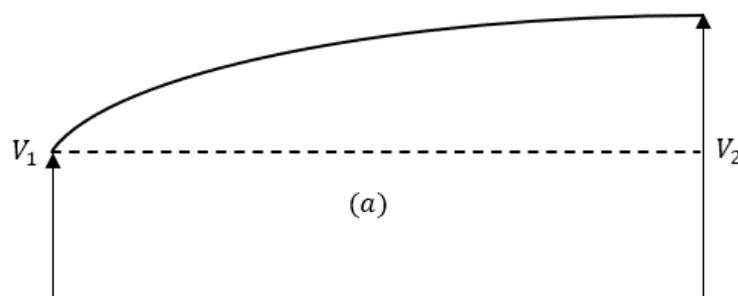
Figura 3.2 – Representação de uma linha de transmissão utilizando o modelo π e com compensação por meio de reatores indutivos junto ao transmissor e receptor

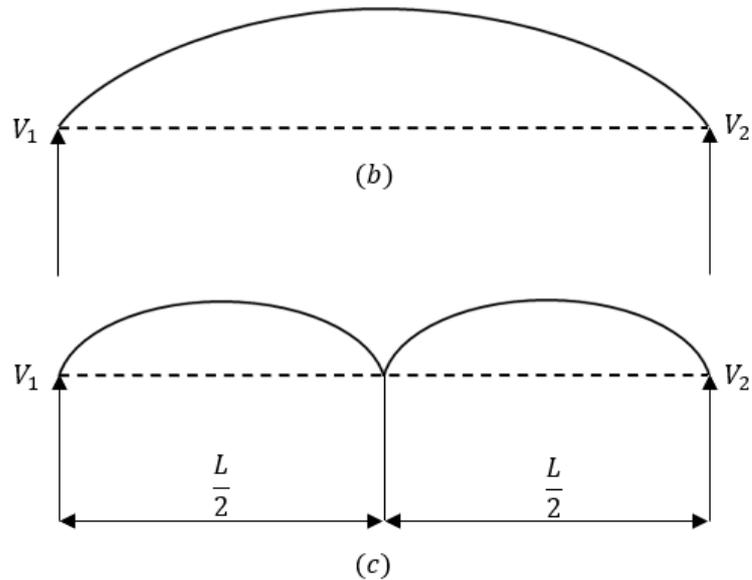


Fonte: Autoria própria, 2022.

De forma a exemplificar de forma qualitativa o efeito da instalação deste tipo de equipamento a uma linha de transmissão, a Figura 3.3 apresenta o perfil de tensão de uma linha de transmissão antes e após a instalação de reatores indutivos conectados em derivação.

Figura 3.3 – Tensão em linha de transmissão a vazio: a) sem reator em derivação; b) reator instalado no final da linha; c) reatores instalados no meio e no final da linha.





Fonte: Adaptado de Fuchs (1977, p. 241)

O perfil de tensão apresentado em “a” corresponde à operação da linha com baixo carregamento. Quando isso acontece, a tensão no receptor eleva-se a níveis muito superiores em relação à tensão apresentada junto ao transmissor. Conforme já discutido anteriormente, essa condição é desfavorável, uma vez que os limites máximos de tensão permissíveis pela linha de transmissão podem ser ultrapassados.

Já a condição ilustrada em “b” apresenta o efeito na tensão ao se instalar um banco de reatores junto ao receptor da linha de transmissão. No entanto, quando se adota esta metodologia de compensação a tensão no meio da linha apresenta um valor elevado quando comparado ao valor apresentado nas extremidades.

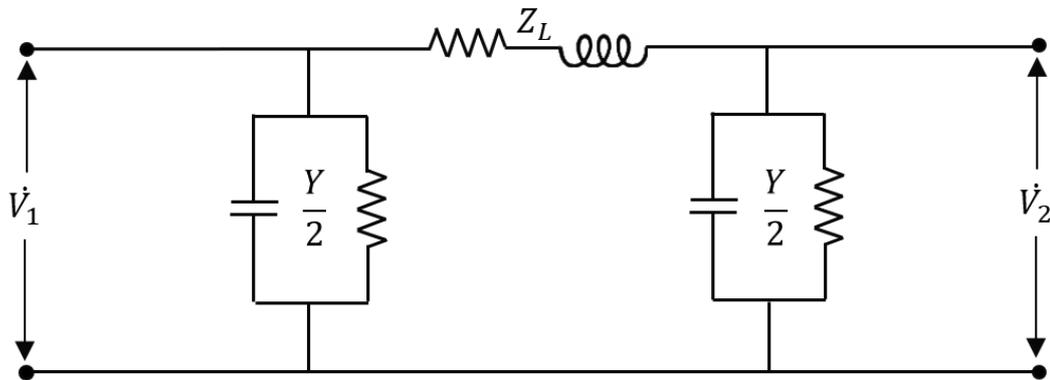
Por fim, o caso “c” representa o efeito da instalação de bancos de reatores no final e no meio da linha, o que possibilita a adequação dos níveis de tensão a valores próximos do nominal no transmissor.

Entretanto, mesmo se tratando de uma metodologia eficaz no controle do reativo da rede em momentos de baixo carregamento, este tipo de equipamento apresenta desvantagens quando a linha de transmissão a que se aplicam apresenta uma grande variação de potência reativa. Isto acontece porque são projetados para a operação em um ponto de operação específico da linha de transmissão e não apresentam um controle ativo de absorção da potência reativa (LIMA, 2017).

3.2.1.2 Reatores indutivos ligados em série

As linhas de transmissão, quando em operação necessitam de potência reativa para o estabelecimento de campo magnético, bem como apresentam perdas técnicas associadas principalmente ao efeito joule. Nas representações em circuitos equivalentes, estas perdas são representadas por elementos resistivos e indutivos em série, também denominados como impedância série da linha (Z_L).

Figura 3.4 – Linha de transmissão representada pelo modelo π



Fonte: Autoria própria, 2022.

Os parâmetros série das linhas de transmissão, resistência e reatância indutiva são os responsáveis pelas grandes quedas de tensão nas linhas. Além do mais, a reatância indutiva possui influência direta no ângulo de potência (defasagem angular entre a tensão no receptor e no transmissor), que por sua vez possui relação direta com o grau de estabilidade da linha de transmissão (FUCHS, 1977).

Por outro lado, linhas de transmissão quando operam à vazio ou com baixo carregamento apresentam um considerável aumento da tensão no receptor com relação à tensão aplicada no transmissor. Este comportamento de elevação de tensão possui uma relação com o comprimento de onda da linha, calculado pela equação (3.4) a seguir.

$$\lambda = \frac{v}{f} [km] \quad (3.4)$$

Onde:

- λ : é o comprimento de onda;
- v : é a velocidade de propagação dos campos elétricos e magnéticos ao longo da linha;

- f : é a frequência do sistema.

O comportamento de uma linha à vazio e cujo comprimento seja próximo de $\lambda/4$ é tal que a diferença de tensão ao longo da linha em relação à tensão aplicada apresenta um comportamento crescente, máximo junto ao receptor (FUCHS, 1977). Fenômeno inverso é verificado quando o comprimento da linha é aumentado além de $\lambda/4$, apresentando uma diferença mínima entre transmissor e receptor quando sua extensão é igual a $\lambda/2$.

Por esse motivo, linhas de transmissão que apresentam comprimento próximo de meia onda apresentam melhor desempenho quando operam com baixo carregamento. Para linhas que apresentam comprimento físico inferior à meia onda, uma alternativa viável passa pela alteração artificial do comprimento elétrico da linha. Este processo pode ser entendido ao se analisar as equações (3.5) e (3.6), que fornecem a velocidade de propagação na linha e o comprimento de onda, respectivamente, em função das indutâncias série e capacitâncias paralelas da linha.

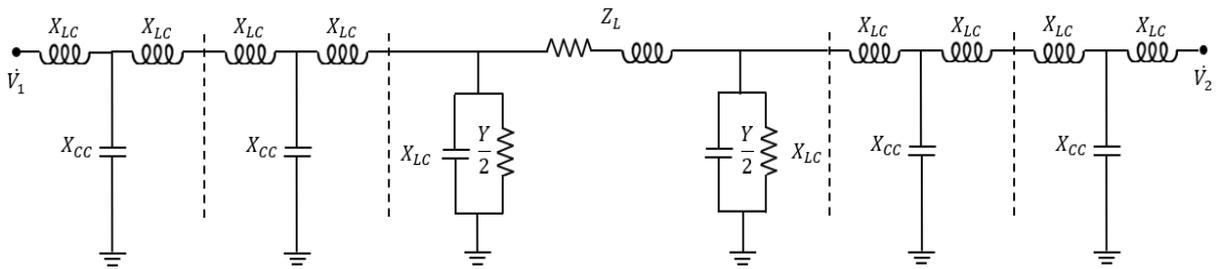
$$v = \frac{1}{\sqrt{LC}} \text{ [km/s]} \quad (3.5)$$

$$\lambda = \frac{1}{f \times \sqrt{LC}} \text{ [km]} \quad (3.6)$$

Da análise da equação (3.6), verifica-se que o comprimento de onda para uma linha de frequência constante pode ser reduzido com a conveniente alteração dos parâmetros de L e C (FUCHS, 1977). Nesta perspectiva, a simples adição de reatores em série com a linha não apresenta bons resultados, uma vez que isto implicaria em um aumento da reatância série e na limitação da potência transmissível pela linha.

Um método aplicável nesta situação consiste na adição conjunta de reatores em série e capacitores em paralelo com a linha, possibilitando a alteração do comprimento de onda e mantendo a sua potência natural praticamente inalterada (FUCHS, 1977). A compensação em meia onda, nome dado a este método de compensação, é usualmente realizada junto ao transmissor e receptor da linha de transmissão, conforme apresentado esquematicamente na Figura 3.5 a seguir.

Figura 3.5 – Linha compensada em meia onda



Fonte: Adaptado de (FUCHS, 1977).

3.2.2 Bancos de Capacitores

Os bancos de capacitores são um dos dispositivos de mitigação de reativos mais utilizados em sistemas elétricos de potência. Sua principal aplicação é possibilitar a injeção de potência reativa para o suprimento local de cargas indutivas. Quando destinados a esta aplicação são conectados em derivação com a rede elétrica.

Além da conexão em derivação, os capacitores são usualmente empregados quando se deseja realizar a compensação série de linhas de transmissão. Nesta situação, como o próprio nome sugere, são conectados em série com as linhas e, conforme discutido em seção apropriada, proporcionam a redução das quedas de tensão e melhorias relacionadas ao aumento de estabilidade.

3.2.2.1 Capacitores conectados em derivação

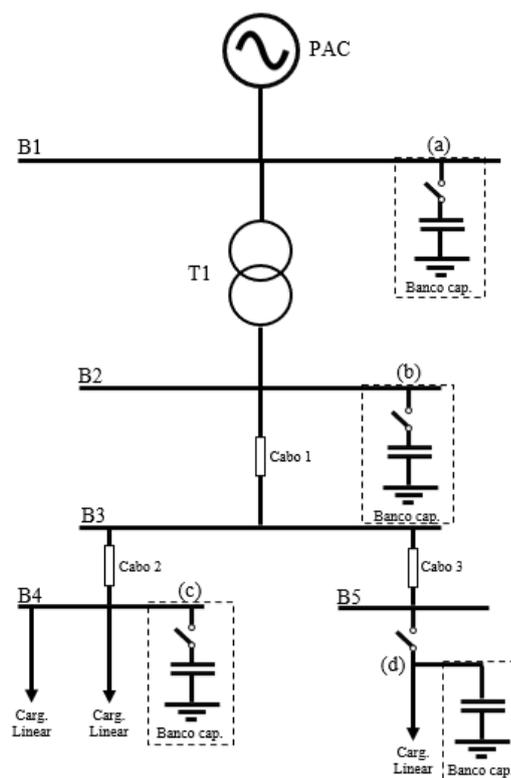
Os capacitores conectados em derivação destinam-se ao fornecimento de potência reativa capacitiva para cargas indutivas. A opção por esta metodologia de compensação possibilita a injeção local de potência reativa no ponto de consumo, o que leva a uma diminuição da corrente circulante à montante pela rede e, conseqüentemente, na redução de perdas joulicas nos condutores e demais elementos do sistema elétrico.

Além dos ganhos relacionados à melhoria da eficiência energética do sistema, o emprego de bancos de capacitores é uma alternativa mitigatória para o problema de variação de tensão de longa duração, haja vista a relação direta existente entre o controle de reativos e a regulação de tensão em sistemas de potência.

Quando conectados em derivação, os bancos de capacitores podem ser instalados em sistemas elétricos em diferentes tipos de configurações. A Figura 3.6 apresenta

esquemáticamente quatro possíveis localizações de instalações de bancos de capacitores em um sistema elétrico tipicamente industrial.

Figura 3.6 – Localização da instalação do banco de capacitores no sistema elétrico: (a) Compensação geral em alta tensão; (b) compensação geral em baixa tensão; (c) compensação por grupo de cargas; (d) compensação individual



Fonte: Autoria própria, 2022.

A instalação da compensação em cada um dos locais indicados na Figura 3.6 apresenta vantagens e desvantagens, que devem ser analisadas técnica e economicamente de forma a se determinar a solução de compensação ótima para o sistema elétrico a que se aplicam.

A implementação da compensação na barra de alta tensão, indicada em (a) tem como um dos resultados mais significativos a efetiva correção do fator de potência no ponto de conexão com a concessionária. No entanto, quando da opção pela instalação da compensação reativa nesta localização, o transformador e os circuitos alimentadores dos quadros de distribuição não são aliviados e as perdas técnicas do sistema são mantidas em um patamar praticamente inalterado. Além da pouca efetividade na redução das perdas, a instalação em nível primário de tensão requer a utilização de dispositivos de comando e proteção com nível adequado de isolamento, o que tende a tornar mais onerosa esta topologia de compensação.

Na localização indicada em (b) o banco de capacitor encontra-se conectado no secundário do transformador de potência. Dentre os benefícios decorrentes da utilização deste tipo de configuração, podem ser citados a melhoria geral do nível de tensão, além da correção do fator de potência no ponto de conexão. Outro aspecto a se destacar é que a supervisão e manutenção do banco instalado em nível de tensão inferior se torna menos onerosa e as instalações adicionais suplementares são relativamente mais simples (CODI, 2004). Todavia, assim como no caso anterior, este tipo de configuração não apresenta bom desempenho no que tange à redução de perdas técnicas do sistema.

Dentre as possibilidades existentes, a instalação da compensação de potência reativa junto às cargas apresenta os melhores resultados no que concerne à redução de perdas técnicas, pois promove a diminuição da corrente drenada junto à fonte de suprimento ao eliminar a componente decorrente da parcela de potência reativa demandada pelas cargas. Este tipo de configuração é usualmente empregada por grupo de cargas, conforme representado em (c), ou junto a cada alimentador individualmente (d).

Na compensação por grupo de cargas (c), um único banco propicia a compensação de um determinado conjunto de cargas. A vantagem desta topologia em relação à compensação individual advém da utilização de unidades capacitivas condensadas, propiciando a redução de sistemas auxiliares de controle e proteção, o que somado ao menor custo de bancos de capacitores de potência mais elevada contribuem para tornar a implementação desta topologia mais viável economicamente.

Na compensação individual (d), os bancos de capacitores são alocados individualmente junto aos circuitos terminais de suprimento das cargas, possibilitando a correção local do fator de potência e o incremento do nível de tensão para próximo dos valores nominais. Apesar de propiciar melhor performance quanto à redução de perdas, a desvantagem desta configuração está relacionada ao custo mais elevado de várias unidades individuais de bancos de capacitores que um único banco de potência mais elevada. Além do mais, caso as cargas não sejam de uso constante existe também o risco de baixa utilização dos bancos (CODI, 2004).

Para cargas que apresentem grande variação de consumo de potência reativa indutiva, a utilização de bancos de capacitores fixos é desaconselhada, uma vez que a diminuição do consumo de potência reativa por parte da carga ocasiona em um desbalanço de potência, o que pode resultar em aumento significativo do nível de tensão do barramento no qual o banco encontra-se instalado.

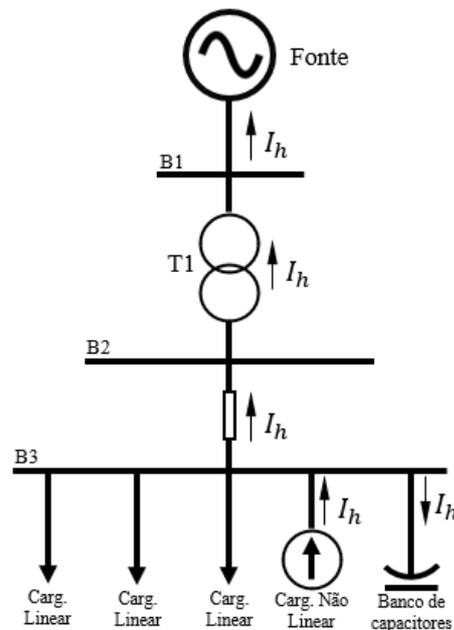
Além do mais, por se tratar de um elemento capacitivo, deve-se prever a possível influência destes elementos no sistema elétrico para a ocorrência de ressonâncias indesejáveis, que conforme explorado nas seções posteriores, tratam-se de fenômenos de grande criticidade para o sistema elétrico.

3.2.2.1.1 Capacitores em ambientes com componentes harmônicas

As componentes harmônicas de corrente geradas por cargas não lineares conectadas aos sistemas elétricos tendem a fluir através das menores impedâncias do sistema. Em ambientes tipicamente industriais, conforme representação apresentada na Figura 3.7, a impedância do sistema é usualmente muito menor que a das cargas, propiciando um caminho de baixa impedância para as componentes harmônicas características de corrente.

No entanto, quando bancos de capacitores são inseridos no sistema, este fluxo característico pode ser alterado. A resposta em frequência da magnitude da impedância de capacitores apresenta uma drástica redução para altas frequências, o que naturalmente os torna um caminho propício para o fluxo de componentes harmônicas de corrente.

Figura 3.7 – Fluxo normal de correntes harmônicas



Fonte: Adaptado de (IEEE 519-1992, 1992), com modificações.

Situação mais adversa é observada quando a inserção dos elementos capacitivos proporciona a ocorrência de ressonâncias, fatores que podem contribuir para a amplificação dos

níveis de distorções harmônicas e até mesmo colocar a integridade dos próprios capacitores e do sistema em risco.

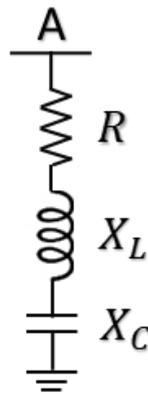
De forma a melhor detalhar os fenômenos citados anteriormente, os tópicos a seguir apresentam as principais características e efeitos sobre os bancos de capacitores quando da ocorrência das ressonâncias série e paralela.

3.2.2.1.1.1 Ressonância série

A ressonância série é uma condição em que um circuito que contém ao menos um elemento indutivo e um elemento capacitivo, apresenta para uma determinada frequência uma baixa magnitude de impedância, decorrente da equivalência em magnitude das reatâncias indutiva e capacitiva. A ressonância série é, portanto, o resultado da combinação série entre as impedâncias do banco de capacitor e da linha de distribuição e/ou transformadores de potência.

Seja no circuito RLC série apresentado na Figura 3.8 a seguir o parâmetro X_C a reatância do banco de capacitores conectado a um sistema que possua impedância da linha e do transformador dados por R e X_L .

Figura 3.8 – Circuito RLC série



Fonte: Autoria própria, 2022.

No circuito apresentado na Figura 3.8, a impedância equivalente vista pela barra A é dada por:

$$Z_{equivalente} = R + j(X_L - X_C) = R + j\left(2 \times \pi \times f \times L - \frac{1}{2 \times \pi \times f \times C}\right) [\Omega] \quad (3.7)$$

Onde:

- $Z_{equivalente}$: é a impedância vista pela barra;
- R : é a parcela resistiva da impedância equivalente;
- X_L : é a parcela indutiva da impedância equivalente;
- X_C : é a parcela capacitiva da impedância equivalente.

Os valores das reatâncias indutiva e capacitiva podem ser expressas para uma determinada ordem harmônica em função dos valores apresentados na frequência fundamental, de forma que a equação (3.8) se torna:

$$Z_{equivalente}(h) = R + j \left(h \times X_{L1} - \frac{X_C}{h} \right) [\Omega] \quad (3.8)$$

Onde:

- $Z_{equivalente}$: é o valor da impedância equivalente na ordem harmônica h ;
- h : é a ordem harmônica;
- X_{L1} : é a parcela indutiva da impedância equivalente na frequência fundamental;
- X_{C1} : é a parcela capacitiva da impedância equivalente na frequência fundamental.

Há de se ressaltar que as resistências apresentam modificações de magnitude em função do aumento da frequência nas análises harmônicas, devido ao efeito pelicular (*Skin*). No entanto, para as análises apresentadas neste trabalho este efeito será desconsiderado, de modo que as magnitudes das resistências não apresentarão alterações em função da frequência.

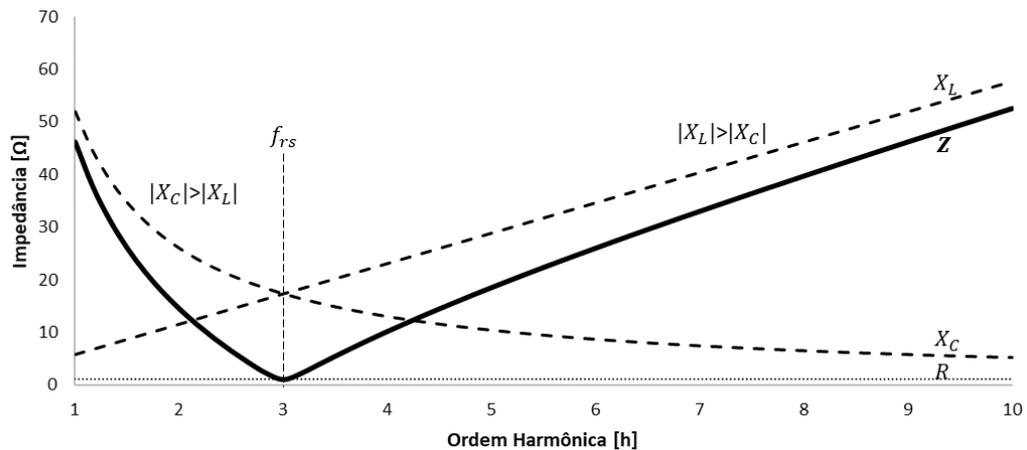
Na equação (3.8), o valor mínimo da impedância equivalente visto pela barra A é observado quando a reatância indutiva para uma determinada ordem harmônica apresenta a mesma magnitude da reatância capacitiva nesta frequência. Sendo ambas as grandezas representadas por sinais opostos, a impedância nesta condição se limita ao valor da resistência.

A frequência para o qual verifica-se a ressonância em um circuito série, tal como o apresentado na Figura 3.8 é denominada frequência de ressonância (f_{rs}), e é dada unicamente em função dos parâmetros L e C do circuito, conforme apresentado na equação (3.9).

$$f_{rs} = \frac{1}{2 \times \pi \times \sqrt{LC}} [Hz] \quad (3.9)$$

De forma a exemplificar o conceito aqui apresentado, assumindo que os parâmetros R , X_L e X_C possuem, respectivamente, os valores de 1Ω , $5,78 \Omega$ e $52,01 \Omega$, a Figura 3.9 apresenta a magnitude da impedância do circuito RLC série em função da ordem harmônica, em que a frequência fundamental é de 60 Hertz.

Figura 3.9 – Magnitude da impedância do circuito RLC série em função da ordem harmônica



Fonte: Autoria própria, 2022.

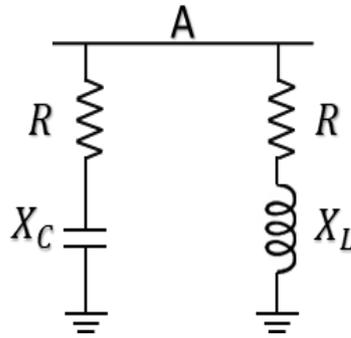
Percebe-se que a impedância equivalente apresenta valor mínimo para a quinta ordem harmônica ($f_{rs} = 300 \text{ Hz}$), frequência em que as magnitudes das reatâncias indutivas e capacitivas apresentam o mesmo valor. Nesta condição, existindo componente de quinta ordem harmônica de tensão na barra A, a componente harmônica de corrente de mesma ordem enxergaria um caminho de baixa impedância e, portanto, fluiria pelo ramo do circuito.

Como consequência, o banco de capacitor inserido com a finalidade de promover simplesmente a compensação de reativos para a frequência fundamental poderá ser submetido a elevadas correntes na frequência de ressonância, de forma que o valor eficaz de corrente resultante pode ultrapassar o limite de suportabilidade de tal equipamento, podendo em casos extremos, danificá-lo.

3.2.2.1.1.2 Ressonância paralela

Em um sistema com elementos conectados em paralelo tal como representado na Figura 3.10, a ressonância paralela ocorre quando a reatância capacitiva do banco de capacitor (X_C) equivale à reatância indutiva (X_L) do sistema para determinada ordem harmônica.

Figura 3.10 – Circuito RLC paralelo



Fonte: Autoria própria, 2022.

A impedância equivalente vista pela barra A do circuito apresentado na Figura 3.10 é dado pela equação (3.10):

$$Z_{equivalente} = \frac{(R_A + jX_L) \times (R_B - jX_C)}{(R_A + jX_L) + (R_B - jX_C)} [\Omega] \quad (3.10)$$

A equação (3.10) pode ser expressa a partir das reatâncias indutivas e capacitivas fundamentais em função da ordem harmônica (h), conforme apresentado na equação (3.11) a seguir.

$$Z_{equivalente}(h) = \frac{(R_A + j \times h \times X_L) \times \left(R_B - \frac{jX_C}{h}\right)}{(R_A + R_B) + j \left(h \times X_L - \frac{X_C}{h}\right)} [\Omega] \quad (3.11)$$

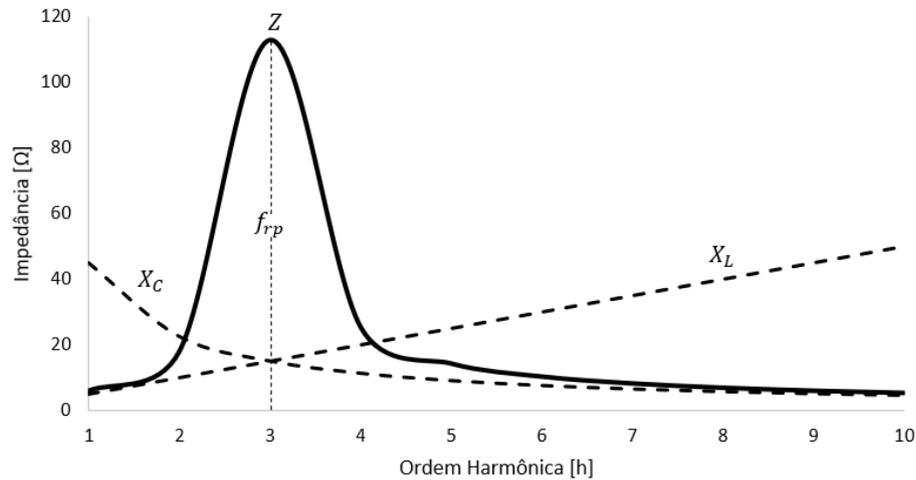
Na condição de ressonância paralela, em que as reatâncias indutiva e capacitiva se anulam para uma determinada ordem harmônica, obtém-se o maior valor possível para a equação (3.10), pois nesta condição o denominador apresenta valor mínimo. A frequência de ressonância paralela, em termos dos parâmetros do circuito é dada pela equação (3.12):

$$f_{rp} = \frac{1}{2 \times \pi \times \sqrt{LC}} \times \sqrt{\frac{L - C \times R_B^2}{L - C \times R_A^2}} [Hz] \quad (3.12)$$

Assumindo que os parâmetros apresentados no circuito da Figura 3.10 possuam os valores de $R_A = 1 \Omega$, $R_B = 1 \Omega$, $X_L = 5 \Omega$, e $X_C = 45 \Omega$ quando submetidos à frequência

fundamental de 60 Hertz, a resposta em frequência da magnitude da impedância equivalente vista pela rede é apresentada na Figura 3.11 a seguir.

Figura 3.11 – Magnitude da impedância do circuito RLC paralelo em função da ordem harmônica



Fonte: Autoria própria, 2022.

Na Figura 3.11 apresentada acima, verifica-se que para a terceira ordem harmônica ($f_{rp} = 180 \text{ Hz}$), a magnitude da impedância equivalente do circuito apresenta valor máximo. Existindo injeção de corrente de quinta ordem na barra A, ter-se-á uma componente de quinta ordem de tensão significativa, que ocasionará na elevação da tensão eficaz deste barramento e na conseqüente amplificação da corrente de mesma ordem.

Pelo motivo citado anteriormente, a ocorrência de ressonâncias paralelas podem ocasionar em sérios problemas relacionados à ultrapassagem dos limites dielétricos dos componentes conectados à rede elétrica, podendo, em muitos casos danificar os próprios capacitores conectados com o intuito de promoção da compensação reativa.

Desta forma, em sistemas com alta penetração de cargas harmônicas, a realização de estudos harmônicos é indispensável de forma a prever o comportamento da resposta em frequência do sistema a partir da inserção dos capacitores. Neste contexto, uma equação que permite a determinação aproximada da ordem de ressonância paralela no ponto de conexão de bancos de capacitores é dada por (3.13):

$$N = \sqrt{\frac{kVACC}{kVAr}} \quad (3.13)$$

Onde:

- N : é a ordem harmônica de ocorrência da ressonância paralela;
- $kVACC$: Nível de curto circuito no ponto de instalação do banco de capacitores, em kVA;
- $kVAr$: Potência do banco de capacitores, em kVAr;

3.2.2.1.2 Tipos de conexões usuais de capacitores em derivação em sistemas elétricos

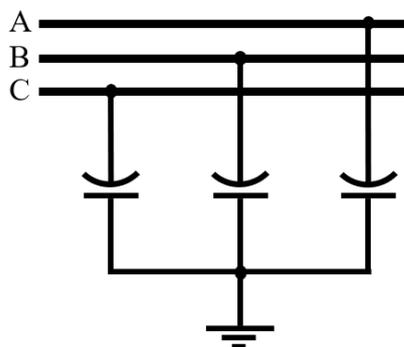
Os bancos de capacitores conectados em derivação podem ser conectados em diferentes configurações em sistemas trifásicos. As conexões mais usualmente empregadas são estrela aterrada, dupla estrela aterrada, estrela isolada, dupla estrela isolada e delta. Nas seções a seguir serão apresentadas as principais características de cada configuração.

3.2.2.1.2.1 Estrela aterrada

A configuração em estrela aterrada de bancos de capacitores é apresentada na Figura 3.12. Dentre as principais vantagens deste tipo de conexão em comparação com a ligação estrela isolada podem ser citados a não necessidade de isolamento do neutro ao nível básico de isolamento do sistema, o que conduz a um menor custo inicial dos bancos de capacitores.

Além do mais, por estarem conectados em estrela, as unidades capacitivas são submetidas a uma tensão reduzida de um fator equivalente de raiz de três em relação à tensão fase-fase do sistema, o que justifica a utilização desta topologia em sistemas de alta tensão.

Figura 3.12 – Banco de capacitores conectado em estrela aterrada



Fonte: Autoria própria, 2022.

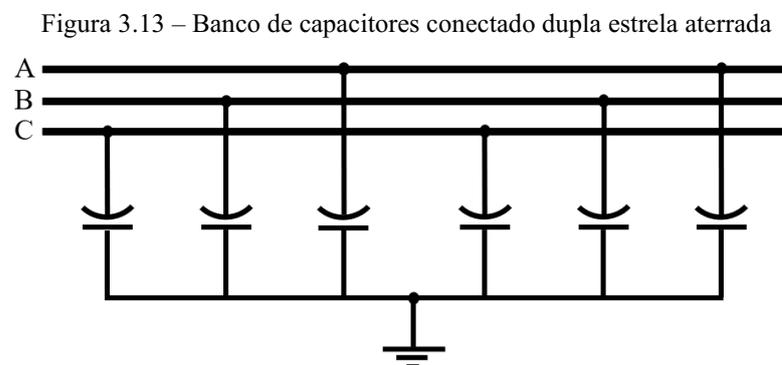
Todavia, existem diversas desvantagens relacionadas ao uso deste tipo de conexão. Os bancos conectados em estrela aterrada apresentam corrente de inrush mais elevada quando

comparados aos conectados em estrela isolada. Além do mais, os esquemas aterrados oferecem um caminho de baixa impedância para correntes de falta e, por esse motivo, requerem um relé de supervisão de neutro (NATARAJAN, 2005).

3.2.2.1.2.2 Dupla estrela aterrada

Em muitas aplicações destinadas à compensação de potência reativa em sistemas elétricos os bancos de capacitores especificados apresentam potência elevada. Nestas situações, uma prática usualmente empregada é a divisão do banco em dois grupos conectados em estrela aterrada, conforme apresentado esquematicamente na Figura 3.13.

Nesta configuração, os neutros de ambas as seções são conectados diretamente e levados à terra através de uma única conexão. As principais características são similares às da configuração com apenas uma seção. Como qualquer componente de sequência zero afeta ambas as seções igualmente, esta topologia deve possuir proteção contra desequilíbrios (NATARAJAN, 2005).

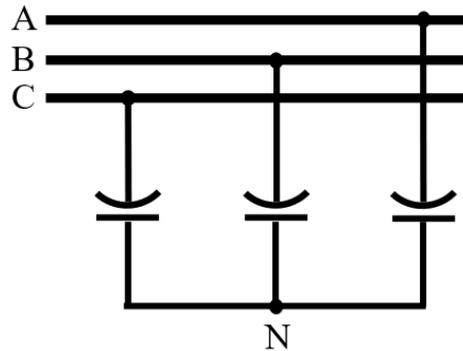


Fonte: Adaptado de Natarajan (2005), com modificações.

3.2.2.1.2.3 Estrela isolada

Na configuração estrela isolada, as tensões e correntes são simétricas durante a operação normal. Dentre as vantagens possibilitadas por este tipo de configuração pode-se citar a impossibilidade de fluxo de componentes de corrente de sequência zero, correntes de terceiro harmônico e altas correntes de descarga capacitiva durante faltas fase-terra. Além do mais, as sobretensões verificadas nos secundários de transformadores de corrente são menores que aquelas observadas quando da conexão em estrela aterrada.

Figura 3.14 – Banco de capacitores conectado em estrela isolada



Fonte: Autoria própria, 2022.

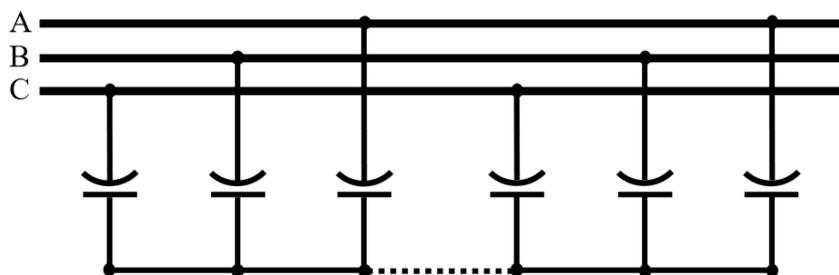
Uma característica operativa deste tipo de conexão é que no momento de manobra do banco ou quando da ocorrência de falha de uma das unidades capacitivas o neutro é submetido à tensão de linha da rede, o que necessariamente obriga que o neutro tenha nível de isolamento compatível com a tensão de linha do sistema (NATARAJAN, 2005). Esta requisito a ser observado implica em elevação de custo de implementação deste esquema de ligação para bancos a serem instalados em sistemas de alta tensão.

3.2.2.1.2.4 Dupla estrela isolada

A configuração em dupla estrela isolada apresenta as mesmas características que às da estrela isolada simples. De forma similar ao que ocorre com a configuração em dupla estrela aterrada, essa topologia é indicada quando da necessidade de conexão de bancos de capacitores de elevada potência nos sistemas elétricos.

Ademais, uma vantagem adicional deste esquema de ligação se refere à fácil detecção de desequilíbrio no neutro, mediante a conexão dos neutros de ambas as estrelas por meio de um transformador de corrente ou de potencial (NATARAJAN, 2005).

Figura 3.15 – Banco de capacitores conectado em dupla estrela isolada

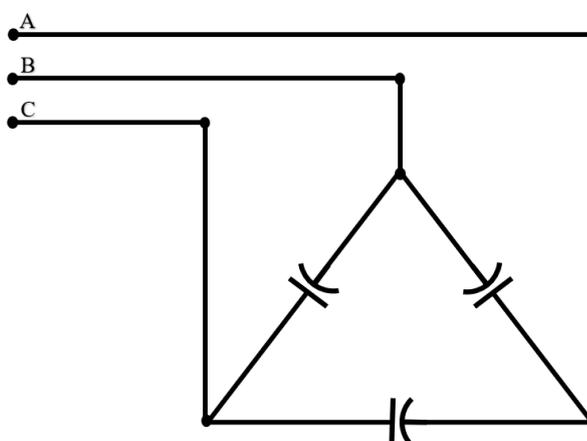


Fonte: Adaptado de Natarajan (2005), com modificações.

3.2.2.1.2.5 Delta

Os bancos de capacitores conectados em delta são usualmente empregados em redes de distribuição e em sistemas elétricos industriais. Conforme apresentado na Figura 3.17, esta topologia é tipicamente constituída por apenas um grupo série de capacitores por fase, que são submetidos à tensão fase-fase da rede. Por esse motivo, a desconexão de uma unidade capacitiva do arranjo não provoca sobretensões nas demais do mesmo grupo, e, por conseguinte, a detecção de desequilíbrios não é necessária (NATARAJAN, 2005).

Figura 3.16 – Banco de capacitores conectado em delta



Fonte: Autoria própria, 2022.

3.2.2.2 Capacitores conectados em série

Uma aplicação adicional de capacitores destina-se à compensação série de linhas de transmissão e de distribuição. Conforme discutido anteriormente, os elementos série destas linhas, resistência e reatância indutiva, representam uma significativa componente de queda de tensão.

Ao se inserir elementos capacitivos em série com as linhas de transmissão, a queda de tensão sobre estes elementos se opõe à queda de tensão devido à reatância indutiva. Este fenômeno é perfeitamente explicável ao se analisar a característica oposta em termos de reatância apresentada por ambos os elementos.

Por conseguinte, um dos efeitos advindos da instalação de capacitores em série com as linhas é a diminuição da queda de tensão ao longo de alimentadores radiais. Em outras palavras, a inserção de capacitores em série com uma linha possibilita a redução, ou mesmo a anulação do efeito indutivo característico por ela apresentada.

A compensação série utilizando-se capacitores pode ser implementada visando-se compensar toda a reatância indutiva da linha, ou somente parte da mesma. No primeiro caso, em que os capacitores são projetados de forma a anular todo o efeito indutivo da linha de transmissão, diz-se que a compensação é total. Por outro lado, quando apenas parte da reatância série da linha é compensada, diz-se que a compensação é parcial.

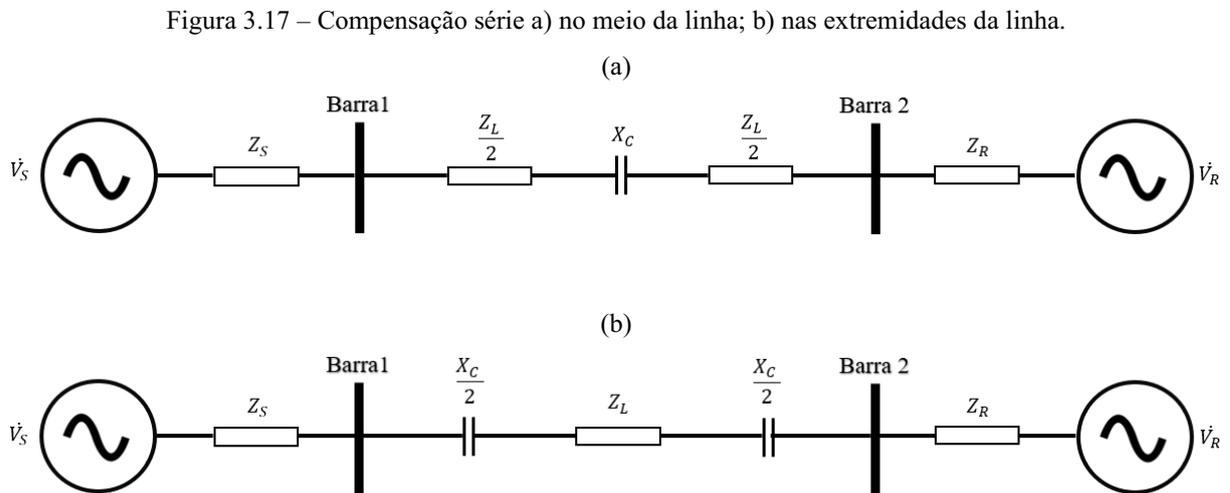
O índice que possibilita a quantificação do percentual da reatância indutiva compensada da linha é o fator de compensação série, dado pela equação (3.14):

$$K = \frac{X_c}{X_L} \times 100 \quad (3.14)$$

Onde:

- X_c : é a reatância capacitiva na frequência fundamental;
- X_L : é a reatância indutiva na frequência fundamental;
- K : é o fator de compensação série.

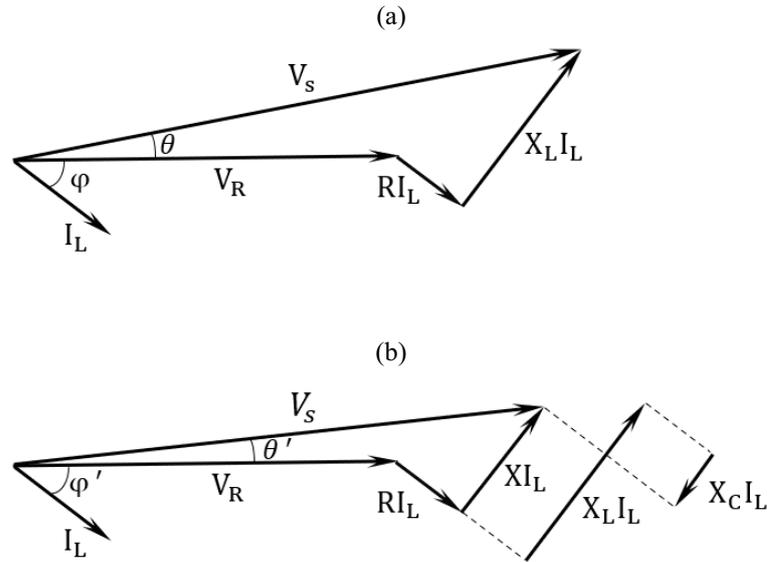
A Figura 3.17 ilustra, esquematicamente, a compensação série no meio (a) e nas extremidades (b) de uma linha radial.



Fonte: Autoria própria, 2022

O efeito da compensação série na magnitude e no ângulo de potência da tensão em uma linha de transmissão radial pode ser melhor observado ao se analisar o diagrama fasorial apresentado na Figura 3.18, em que a tensão no receptor (\dot{V}_R) é tomada como referência.

Figura 3.18 – Diagrama fasorial do sistema elétrico (a) sem compensação; (b) Com compensação.



Fonte: Autoria própria, 2022

Conforme apresentado no diagrama fasorial, estando a linha transmitindo uma mesma potência em ambas as situações e com a tensão no receptor mantida constante, a transmissão quando da utilização de compensadores série é viabilizada com um ângulo de potência menor.

A operação com este ângulo reduzido confere uma maior margem de estabilidade estática e transitória à linha de transmissão.

Ao se analisar as equações básicas que modelam fluxo de potência em uma linha de transmissão, a potência transferida do transmissor ao receptor é dada pela equação (3.15).

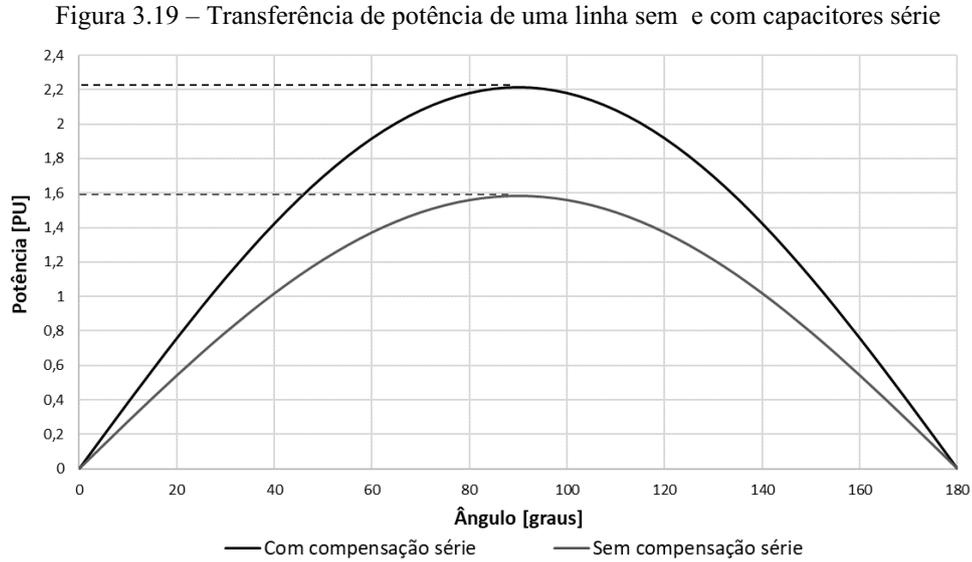
$$P = \frac{E \times V \times \text{sen}(\theta)}{X_L} \quad (3.15)$$

Após a inserção de capacitores em série com a linha, a equação de transferência de potência resultante se modifica para:

$$P = \frac{E \times V \times \text{sen}(\theta)}{(X_L - X_C)} \quad (3.16)$$

Da comparação entre as Equações (3.15) e (3.18) pode-se concluir que fixado o ângulo de potência, a compensação série possibilita um aumento da capacidade de transferência de potência através da linha de transmissão. Essa situação é retratada graficamente na Figura 3.19,

que apresenta as curvas típicas de transferência de potência através de uma linha de transmissão sem e com compensação série.



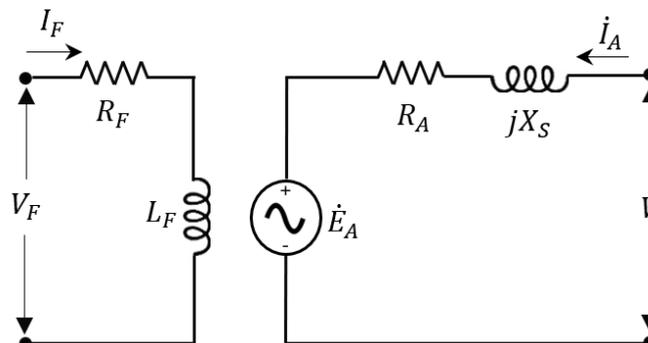
Fonte: Adaptado de Natarajan (2005).

Outro benefício advém da redução da tensão necessária junto ao transmissor para prover o nível de tensão constante junto ao receptor, o que se deve à redução da queda de tensão nos elementos série ao longo da linha de transmissão.

3.2.3 Compensadores Síncronos Rotativos

Os compensadores síncronos rotativos são outra opção destinada à compensação de potência reativa em sistemas elétricos. Estes compensadores são máquinas síncronas atuando como motor síncrono, cujo circuito equivalente por fase é apresentado na Figura 3.20.

Figura 3.20 – Circuito equivalente por fase de um motor síncrono



Fonte: Autoria própria, 2022.

Aplicando-se a *Lei de Kirchhoff* à malha do circuito da armadura, obtêm-se as seguintes equações:

$$\dot{V} = \dot{E}_A + j X_S \times \dot{I}_A + R_A \times \dot{I}_A [V] \quad (3.17)$$

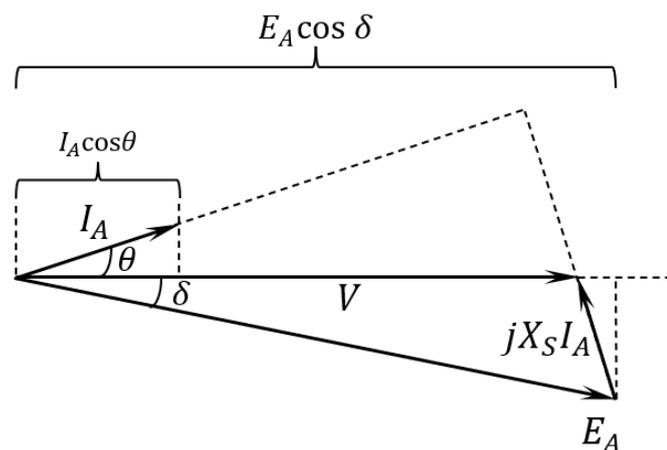
$$\dot{E}_A = V_\varphi - j X_S \times \dot{I}_A - R_A \times \dot{I}_A [V] \quad (3.18)$$

Onde:

- R_A : é a resistência do enrolamento de armadura;
- X_S : é a reatância síncrona da máquina;
- \dot{I}_A : é a corrente de armadura.
- V : é a tensão da rede a qual o motor encontra-se conectado;
- V_F : é a tensão aplicada ao enrolamento de campo;
- I_F : é a corrente do enrolamento de campo, também denominada corrente de excitação da máquina síncrona;

O diagrama fasorial de um motor síncrono, operando com fator de potência atrasado é apresentado na Figura 3.21. Neste diagrama desconsidera-se a influência da resistência do enrolamento de armadura, que usualmente apresenta um valor muito inferior quando comparado à reatância síncrona da máquina.

Figura 3.21 – Diagrama fasorial do motor síncrono

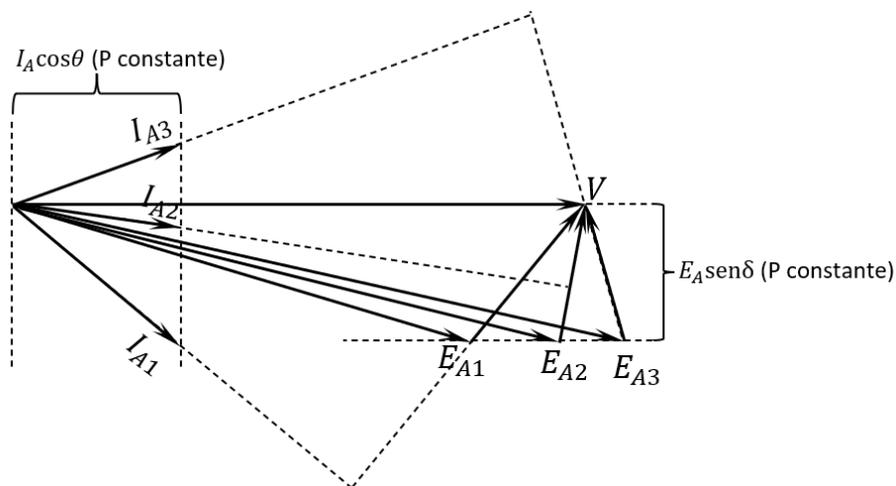


Fonte: Autoria própria, 2022.

No diagrama apresentado acima, o comprimento geométrico $E_A \text{sen}(\delta)$ e $I_A \text{sen}(\theta)$ são proporcionais à magnitude da potência ativa, enquanto que $E_A \text{cos}(\delta)$ possui relação com a potência reativa.

Nas máquinas síncronas, a variação corrente de campo (I_F) provoca uma alteração no módulo da tensão (E_A), sem provocar, entretanto, uma alteração na potência ativa fornecida pelo motor (CHAPMAN, 2013). De forma a ilustrar esta condição de operação, a Figura 3.22 apresenta os diagramas fasoriais resultantes ao aumentar a corrente de excitação de um motor síncrono inicialmente operando com o fator de potência atrasado. Como a potência elétrica ativa permanece inalterada, os termos $E_A \text{sen}(\delta)$ e $I_A \text{sen}(\theta)$ devem permanecer constantes, conforme indicado na figura.

Figura 3.22 – Diagrama fasorial apresentado o efeito do aumento da corrente de excitação



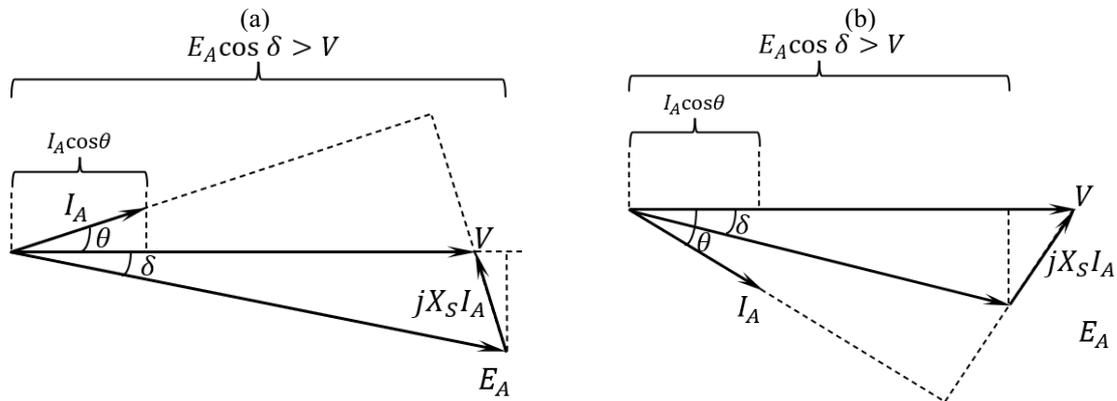
Fonte: Adaptado de Chapman (2013), com modificações.

A Figura 3.22 apresentada anteriormente, evidencia que a alteração de E_A , devido à alteração da corrente de campo da máquina síncrona (I_F), é acompanhada por uma mudança tanto em magnitude, quanto em fase da corrente de armadura do motor síncrono (I_A). Desta forma, ao se variar a corrente de campo do motor síncrono, torna-se possível estabelecer controle sobre o fator de potência da máquina. Em outras palavras, o controle da excitação da máquina síncrona permite que a mesma atue tanto fornecendo, quanto absorvendo reativos da rede elétrica.

O funcionamento da máquina síncrona como motor é tal que na condição de subexcitada, a corrente de armadura encontra-se atrasada da tensão terminal do motor e o mesmo consome potência reativa. Por outro lado, quando a corrente do enrolamento de campo é ajustada de forma a estabelecer uma corrente de armadura adiantada da tensão terminal do motor, diz-se que o mesmo encontra-se operando sobre-excitado e fornecendo potência reativa

ao sistema elétrico. A Figura 3.23 apresenta o diagrama fasorial representativo de ambas as condições de operação.

Figura 3.23 – Diagrama fasorial de um motor síncrono: (a) sobre-excitado; (b) subexcitado



Fonte: Adaptado de Chapman (2013), com modificações.

Baseados neste princípio de funcionamento, os compensadores síncronos rotativos são máquinas síncronas operando como motor à vazio, isto é, sem nenhuma carga ligada em seu eixo. Por não acionarem cargas mecânicas, a parcela de potência ativa absorvida por estas máquinas destina-se unicamente ao suprimento das perdas elétricas inerentes de seu funcionamento, que representam um pequeno valor em relação à potência nominal.

Desta forma, a atuação no sistema de excitação da máquina, possibilita a geração ou absorção da potência reativa de forma automática e conforme a necessidade do sistema elétrico. Nesta perspectiva, o controle estabelecido permite que o despacho de potência reativa se dê de maneira suave e dinâmica, sem a necessidade de chaveamentos de elementos capacitivos ou indutivos.

Mesmo com a flexibilidade operativa apresentada, os compensadores síncronos rotativos apresentam uma aplicação mais restrita em sistemas elétricos de potência. O principal motivo é o custo de aquisição destes equipamentos, muito superior quando comparados aos dos compensadores estáticos tradicionais. Além do mais, soma-se a isso a necessidade de realização de manutenções periódicas, o que implica em custo adicional durante todo período de operação do equipamento.

3.2.4 Filtros Harmônicos Passivos

Nas seções anteriores foram comentados alguns dos impactos das distorções harmônicas de corrente e tensão nos sistemas elétricos, com ênfase particular voltada ao fator de potência

e na conseqüente elevação da potência aparente à montante do sistema. De forma geral, a presença dessas componentes impactam negativamente na operação dos sistemas elétricos de potência, contribuindo de forma incisiva para o aumento de perdas ôhmicas, por solicitações anormais de isolamento e pela má operação de equipamentos, o que inevitavelmente se traduz em gastos financeiros adicionais por parte de concessionárias e consumidores.

Desenvolvidos visando a mitigação dos problemas oriundos das distorções harmônicas, os filtros harmônicos passivos são elementos constituídos por elementos resistivos (R), indutivos (L) e capacitivos (C), em diversos tipos de combinações, podendo ser conectados ao sistema elétrico tanto em série quanto em derivação (*shunt*).

Embora apresentem como principal finalidade a mitigação de componentes harmônicas presentes no sistema elétrico, os filtros passivos, quando instalados próximos às cargas não lineares geradoras de componentes harmônicas ao possibilitarem a redução da corrente harmônica que circula à jusante do filtro acarretam na diminuição da corrente eficaz que flui para o sistema e na conseqüente melhoria do fator de potência visto pela fonte (DAS, 2015). Além do mais, estes filtros podem ser projetados de forma a possibilitarem a compensação de potência reativa para a frequência fundamental, conforme será discutido detalhadamente em capítulo posterior.

O princípio elementar de funcionamento deste tipo de equipamento baseia-se na resposta em frequência apresentada pelos elementos que o constituem, determinados de modo a possibilitarem um caminho de baixa impedância para as correntes das ordens harmônicas que se deseja eliminar. As diferentes topologias existentes e as principais características destes filtros serão apresentadas de forma detalhada no capítulo 5.

3.3 COMPENSAÇÃO ATIVA DE POTÊNCIA REATIVA

Na seção anterior, foram apresentados de forma generalista algumas das topologias existentes destinadas à compensação de potência reativa em sistemas elétricos de potência. Estas metodologias caracterizam-se pela utilização de elementos passivos na forma de bancos fixos, o que impossibilita o controle sobre a absorção ou fornecimento de potência reativa à rede elétrica.

Quando o fluxo da potência reativa proveniente de compensação é controlado, diz-se que o sistema de compensação é ativo. Em outras palavras, a compensação ativa de potência

reativa pode ser definida quando da utilização de elementos de controle para o gerenciamento do fluxo de potência.

Assim, nesta seção serão apresentadas algumas das formas de compensação ativa de potência reativa mais comuns, tais como: capacitores chaveados, capacitores controlados a tiristor, reatores controlados a tiristor bem como o compensador estático de reativos (SVC).

3.3.1 Capacitores chaveados mecanicamente

Em algumas aplicações nos sistemas elétricos de potência, a utilização de bancos de capacitores fixos não é aconselhável, especialmente em sistemas com grande variação de demanda de potência reativa. Em casos como esses, a utilização de capacitores fixos pode levar ao surgimento de sobretensões no momento de baixa demanda da rede elétrica.

Nestas situações, a aplicação de bancos de capacitores chaveados se mostra uma solução mais efetiva. Os bancos de capacitores chaveados mecanicamente são bancos constituídos por vários estágios, de forma que a partir do controle existente, cada estágio pode ser retirado ou colocado em operação, a depender da demanda de potência reativa do sistema.

Assim, a utilização deste tipo de banco de capacitores apresenta como principal vantagem o despacho ajustável de potência reativa, e não somente um valor constante como observado para os bancos de capacitores fixos. É evidente que por se tratar de um sistema equipado com controle, os bancos de capacitores chaveados mecanicamente apresentam um custo superior ao dos bancos fixos.

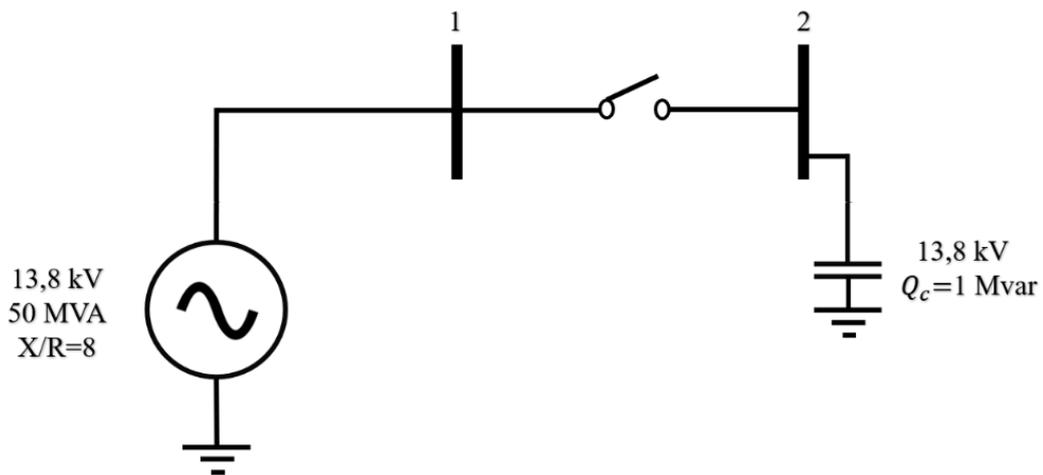
Apesar das vantagens possibilitadas pela utilização deste tipo de compensador, o mesmo se configura por um sistema de chaveamento mecânico e, por conseguinte, deve-se avaliar os possíveis impactos decorrentes deste chaveamento para a ocorrência de transitórios oscilatórios. De forma geral, a energização e desenergização de bancos de capacitores *shunt* são operações que podem ocasionar transitórios significativos. Por esse motivo, os bancos de capacitores chaveados mecanicamente não devem ser aplicados em sistemas que exijam uma resposta rápida, sendo recomendados para a compensação de reativos em regime permanente.

Os transitórios verificados devido ao chaveamento de elementos capacitivos nos sistemas elétricos de potência podem apresentar diferentes severidades, dependendo dentre outros fatores, do valor da tensão aplicada no instante de chaveamento, da capacitância e indutância do circuito, da tensão inicial do capacitor e da parcela resistiva do circuito (LIMA, 2017), que possui influência direta no amortecimento do transitório.

O valor da tensão da rede aplicada ao banco de capacitores é um dos fatores que mais contribui para o nível de perturbação transitória durante o chaveamento, podendo ser minimizado com a colocação em operação do banco no instante em que sua tensão residual e a tensão da rede possuírem a mesma magnitude. Logo, estando o banco de capacitores desenergizado, o mesmo deve ser chaveado quando a tensão sobre ele for zero, ou seja, com a passagem por zero da onda de tensão da rede (MARTHUR e VARMA, 2002).

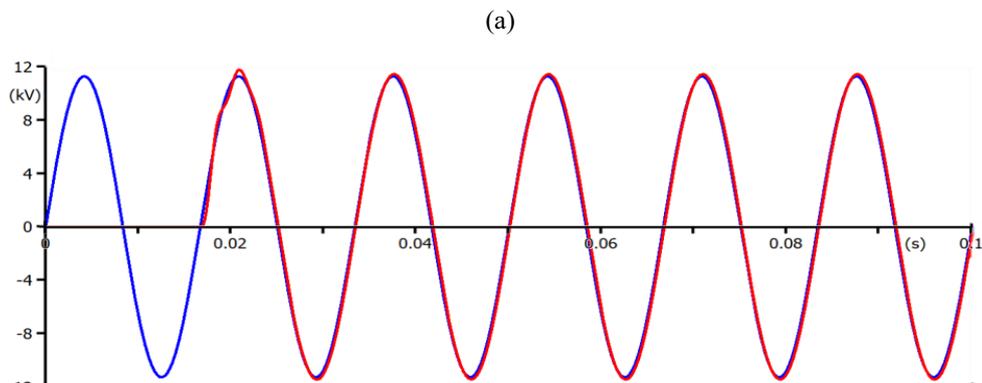
De forma a ilustrar o impacto decorrente do instante de chaveamento destes bancos nas redes elétricas, a Figura 3.25 apresenta o transitório de tensão observado por meio de simulação computacional ao se chavear um banco de capacitores conectado a uma rede de 13,8 kV, ilustrado na Figura 3.24, em diferentes instantes da onda de tensão da rede elétrica. O *software* utilizado para a avaliação dos transitórios é o ATPDraw.

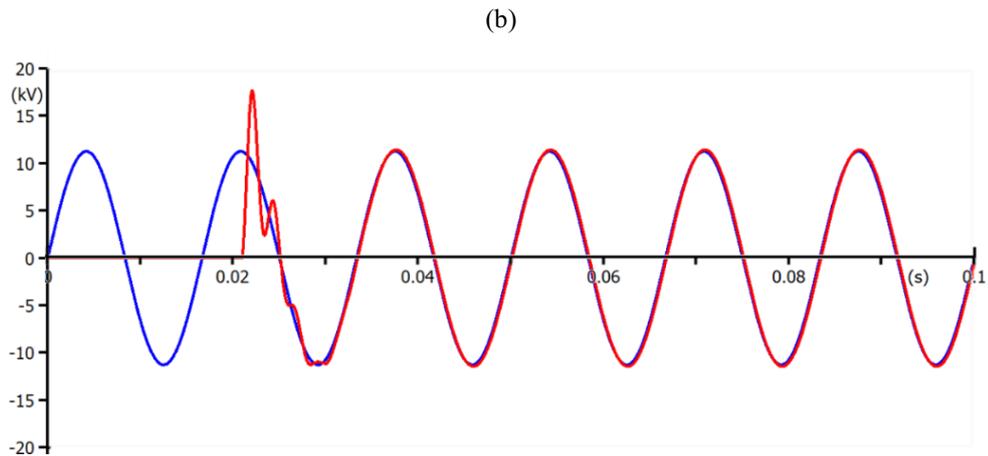
Figura 3.24 – Chaveamento de capacitores em um sistema elétrico



Fonte: Aatoria própria, 2022.

Figura 3.25 – Transitório verificado ao se realizar o chaveamento de banco de capacitores: (a) Na passagem por zero da onda de tensão; (b) Na passagem pelo valor máximo da onda de tensão.





Fonte: Autoria própria, 2022.

Observa-se que o transitório no momento da passagem por zero da onda de tensão apresenta uma menor severidade. Por esse motivo, uma das técnicas voltadas à redução de transitórios é a implementação da conexão e desconexão dos bancos de forma controlada, o que é possível mediante a utilização de sistemas de controle eletrônico sofisticados.

Dado a versatilidade apresentada por este tipo de compensador reativo, o mesmo é utilizado em larga escala em sistemas industriais e, geralmente conectados nos barramentos de baixa tensão. Dentre as razões consideradas para se escolher este nível de tensão para a instalação dos bancos, Lima (2017) comenta que um dos mais relevantes diz respeito à possibilidade de segmentação da compensação em vários pontos da instalação, o que promove uma diminuição das perdas à montante e a consequente melhoria da eficiência energética dos circuitos de alimentação.

3.3.2 Compensadores chaveados eletronicamente

De forma geral, os compensadores estáticos de reativos são constituídos por elementos passivos, tais como capacitores e reatores, colocados em operação por meio do chaveamento de chaves tiristorizadas.

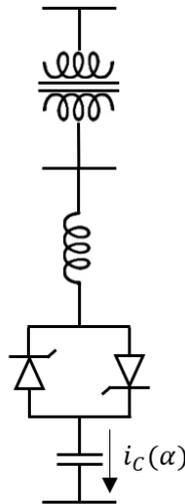
Dentre as diversas topologias existentes, serão brevemente apresentadas neste trabalho as mais elementares, isto é, os capacitores chaveados a tiristores, indutores controlados a tiristores e a combinação de ambos, os capacitores chaveados a tiristores e reatores controlados a tiristores. Estas estruturas operam conectadas em paralelo com os sistemas elétricos, atuando como compensadores do tipo “*shunt*”.

3.3.2.1 Capacitor chaveado a tiristor (TSC)

Os capacitores chaveados a tiristor apresentam uma topologia similar aos capacitores chaveados mecanicamente, no entanto, a principal diferença está no fato de que as chaves semicondutoras utilizadas possibilitam um baixo tempo de resposta, o que confere a este tipo de compensação uma característica muito mais rápida.

A Figura 3.26, representa esquematicamente o circuito de equivalente de um capacitor chaveado a tiristor.

Figura 3.26 – Esquema representativo do capacitor chaveador a tiristor



Fonte: Autoria própria, 2022.

O circuito equivalente apresentado na Figura 3.26 contém além das chaves semicondutoras e do capacitor um indutor conectado em série. Dentre os motivos da utilização deste elemento pode-se citar a redução da corrente de *inrush* no momento de chaveamento do capacitor bem como impedir que ocorram ressonâncias entre o capacitor e a impedância equivalente do sistema elétrico.

Para uma tensão da rede senoidal, dada por $V = V_m \times \text{sen}(\omega t + \alpha)$, a corrente instantânea $i(t)$ que flui pelo ramo do circuito é dada por:

$$i(t) = C \frac{dv(t)}{dt} = \omega \times C \times V_m \cos(\omega t)$$
$$i(t) = \frac{\sqrt{2} \times V}{X_c} \times \text{sen}(\omega t - \pi/2) \quad (3.19)$$

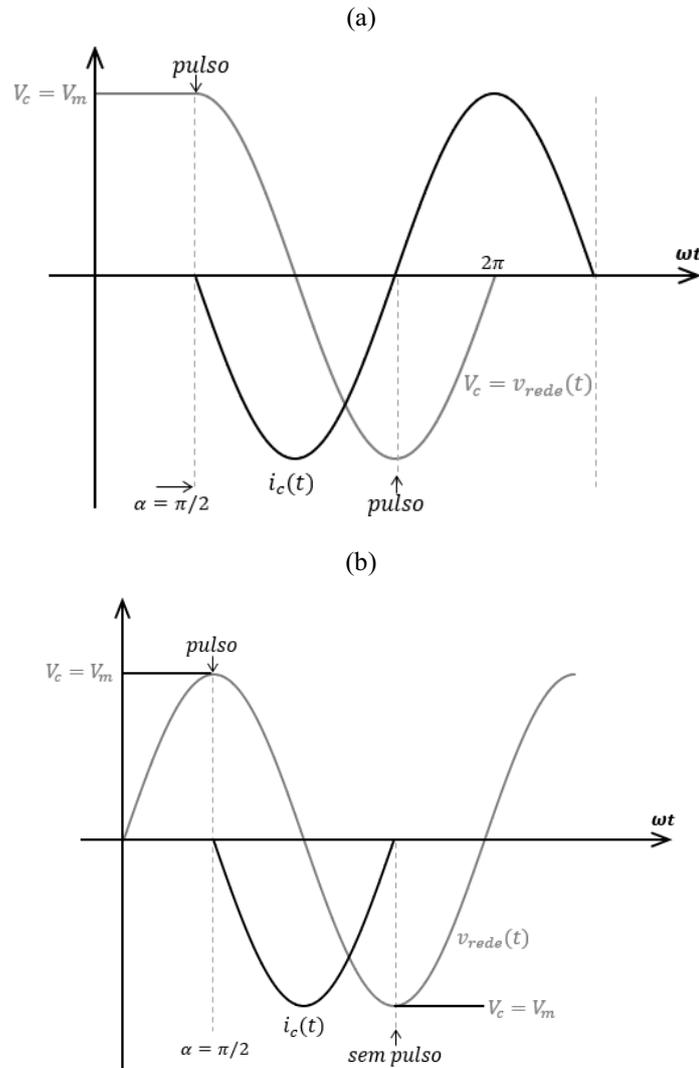
Onde:

- $X_c = 1/\omega C$

Da análise da equação (3.22) pode-se constatar que para a realização de chaveamentos sem transitórios, deve-se gerar os pulsos dos tiristores em torno dos picos de tensão, situação em que a corrente no capacitor é mínima. Caso o pulso não ocorra, a corrente que flui através do ramo do circuito é bloqueada e a tensão sobre o capacitor permanece constante com o valor igual a tensão de pico, enquanto a tensão da rede continua variando. Como consequência o religamento só pode ocorrer no próximo ciclo (POMILIO e DECKMANN, 2013).

A Figura 3.27 apresenta a sequência de pulsos e formas de onda de tensão e corrente características do ciclo de operação do capacitor chaveado a tiristor.

Figura 3.27 – Formas de onda do capacitor chaveado a tiristor: (a) Tensão; (b) Corrente.

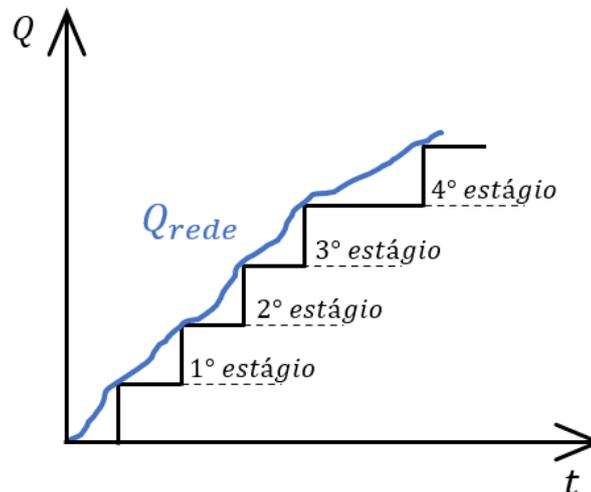


Fonte: Adaptado de Pomilio e Deckmann (2013), com modificações.

Além do baixo tempo de resposta conferido pela utilização de chaves semicondutoras, outras vantagens do chaveamento estático em relação ao mecânico são verificadas, tais como a redução de transitórios no momento de manobra dos bancos e a possibilidade de retorno à operação após a desconexão de forma muito mais rápida que os capacitores chaveados (MARTHUR e VARMA, 2002).

Pelo motivo citado anteriormente, como só existe circulação de corrente elétrica quando os tiristores encontram-se em condução, existem apenas dois estados possíveis de operação do equipamento: conectado ao sistema ou desconectado. Por esse motivo não existe um controle contínuo da potência reativa injetada na rede, apenas a entrada ou retirada do banco no sistema a partir do chaveamento dos capacitores. O controle estabelecido permite que o mesmo injete potência reativa à rede a qual se encontra conectado por meio de degraus, em uma alta velocidade de comutação, conforme ilustrado na Figura 3.28. Assim, a depender da demanda de potência reativa do sistema, estágios capacitivos são colocados e retirados de operação.

Figura 3.28 – Potência reativa injetada por banco de capacitor chaveado a tiristor

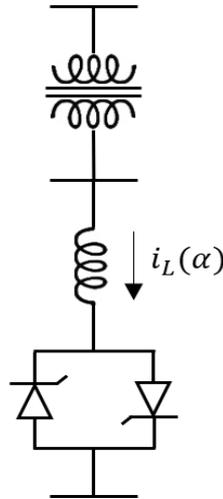


Fonte: Adaptado de Lima (2017), com modificações.

3.3.2.2 Reator controlado a tiristor (TCR)

Os reatores controlados a tiristor são equipamentos destinados à absorção de potência reativa da rede elétrica de forma controlada, a partir do chaveamento de tiristores. Este equipamento é usualmente constituído por um reator fixo com indutância L e uma chave bidirecional com tiristores em antiparalelo, conforme apresentado esquematicamente na Figura 3.29.

Figura 3.29 – Representação esquemática de um reator controlado a tiristor



Fonte: Autoria própria, 2022.

A corrente que percorre o reator (i_L) pode ser controlada desde zero até o valor máximo, variando-se o ângulo de disparo α de chaveamento dos tiristores, que nada mais é que o ângulo de atraso da tensão aplicada ao indutor do compensador em relação à tensão máxima da rede. Tipicamente, este ângulo pode assumir valores de $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$.

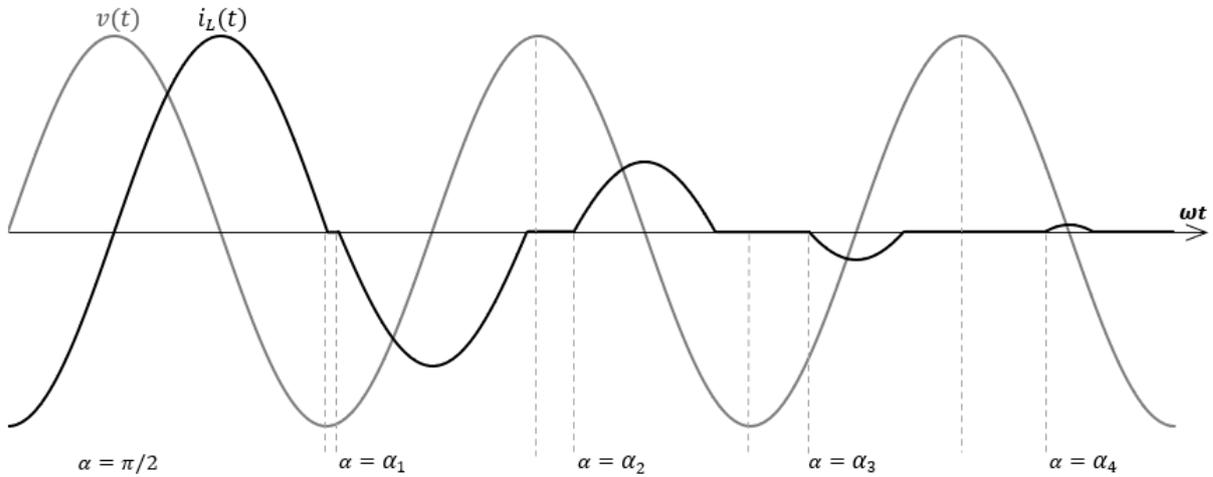
Tomando como referência a tensão da rede de alimentação, a corrente elétrica absorvida pelo compensador pode ser expressa em termos da equação (3.20), apresentada a seguir.

$$i_L(t) = \frac{1}{L} \int_{\omega}^{\omega t} V_m \times \text{sen}(\omega t) \times dt = \frac{V_m}{\omega L} \times [\text{cos}(\alpha) - \text{cos}(\omega t)] \quad (3.20)$$

Sendo o ângulo de disparo α do tiristor igual a 90° , a chave permanece fechada e a máxima corrente é absorvida pelo compensador. Nesta condição de operação, o reator absorve a máxima potência reativa da rede elétrica e a forma de onda da corrente elétrica é senoidal. Valores intermediários de corrente elétrica são absorvidos com a variação do ângulo de disparo no intervalo de $\pi/2 \leq \alpha \leq \pi$. Na condição limite em que $\alpha = \pi$, a corrente absorvida pelo compensador é nula.

A Figura 3.30 apresenta as formas de onda de tensão e corrente do reator controlado em função do ângulo de disparo α do tiristor.

Figura 3.30 – Formas de onda de tensão e corrente do reator controlado a tiristor



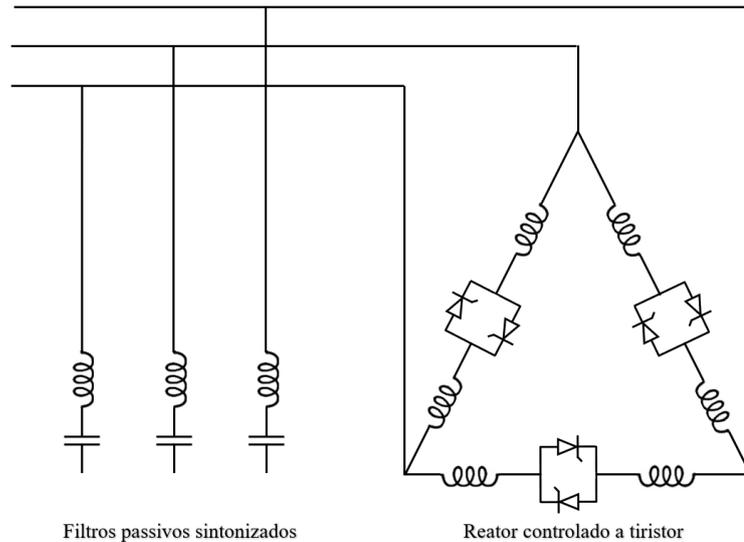
Fonte: Adaptado de Acha *et al.* (2004).

Conforme visualizado na Figura 3.30, o controle do ângulo de disparo dos tiristores possibilita que o reator absorva correntes de diferentes magnitudes e, por consequência, diferentes valores de potência reativa da rede elétrica.

Além do mais, diferentemente dos capacitores controlados, os reatores chaveados podem operar continuamente, haja vista que as chaves podem atuar em uma faixa de operação e não somente em pontos específicos como verificado para os capacitores. Isso é possível uma vez que a energização do indutor não ocasiona transitórios de corrente, presentes quando do chaveamento de capacitores. Por outro lado, com a atuação das chaves semicondutoras a tensão aplicada ao reator apresenta uma forma de onda recortada, fator que contribui para que a corrente apresente conteúdo harmônico, com predominância para as baixas frequências.

A presença de componentes de corrente distorcidas, decorrentes do funcionamento do compensador, implica na necessidade do emprego de técnicas destinadas à atenuação dessas componentes harmônicas. Por esse motivo, filtros passivos sintonizados são comumente conectados em paralelo com este tipo de compensador, conforme apresentado esquematicamente no circuito da Figura 3.31.

Figura 3.31 – Reator controlado a tiristor operando em paralelo com filtros harmônicos



Autoria própria, 2022.

Além da mitigação das componentes harmônicas presentes no sistema elétrico, a operação do reator controlado a tiristor em conjunto com o filtro passivo, apresentado na Figura 3.31 possibilita a injeção de potência reativa na rede a depender da necessidade do sistema, uma vez que à frequência fundamental o filtro apresenta predominância capacitiva. Para esta condição operativa, o controle do chaveamento dos tiristores é feito de forma que o banco de reatores absorva a mínima potência reativa, e a potência líquida resultante é injetada na rede elétrica.

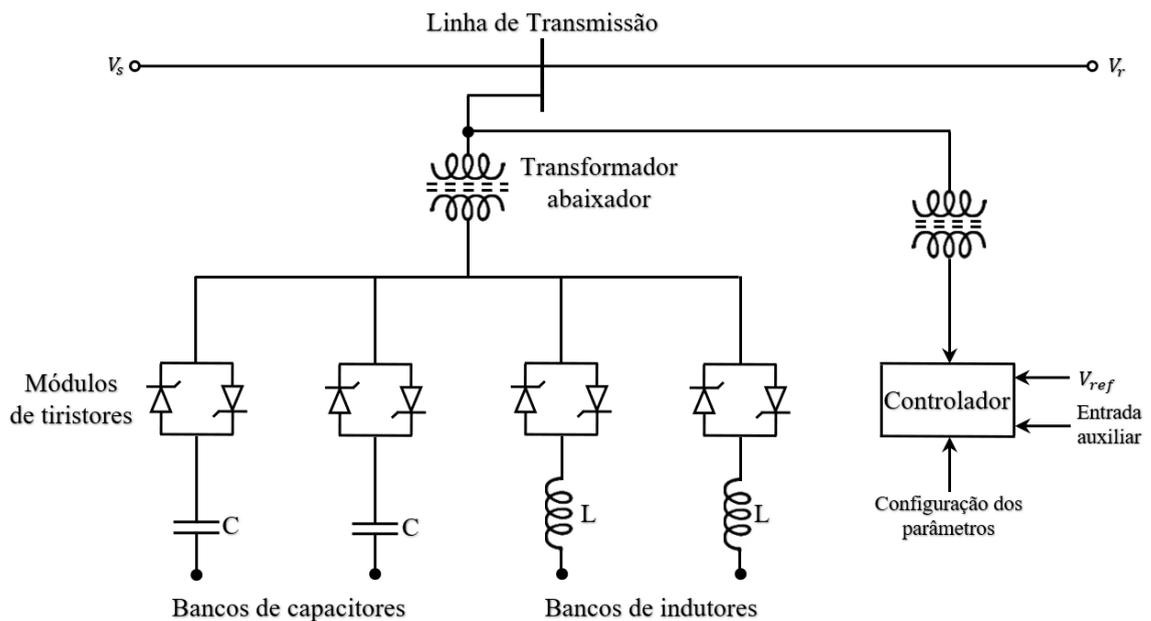
Dentre outras possibilidades destinadas à minimização dos impactos das distorções harmônicas de corrente, pode-se citar a utilização de transformadores Y- Δ nas barras emissoras objetivando-se evitar a injeção de harmônicos nas linhas de transmissão (MARTHUR e VARMA, 2002).

3.3.3 Compensador estático de reativos (SVC)

Em algumas aplicações nos sistemas elétricos, principalmente naqueles que apresentam uma grande variação de potência reativa, é necessário que ambos os tipos de compensação estejam presentes. Nesse sentido, a topologia de compensadores que combina um TCR em paralelo com um ou mais TSC's, denominado compensador estático de reativos (SVC), proporciona tanto a absorção quanto a injeção de corrente elétrica na rede, o que possibilita que o compensador ora atue absorvendo, ora fornecendo potência reativa à rede.

A Figura 3.32 mostra um arranjo esquemático de um SVC aplicado a uma linha de transmissão. A atuação do sistema de controle permite que o fluxo de potência reativa em ambos os sentidos seja gerenciado de tal forma que a tensão de referência do barramento seja mantida constante, independentemente das variações de carga.

Figura 3.32 – Arranjo de um Compensador Estático de Reativos (SVC)

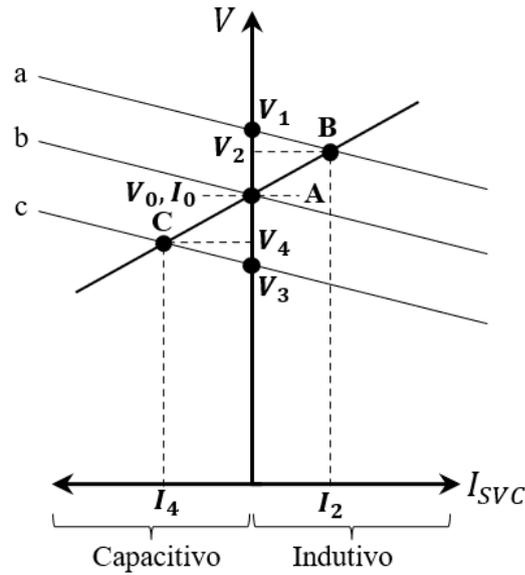


Fonte: Adaptado de Rashid (2014), com modificações.

A partir do controle estabelecido, quando o ângulo de disparo dos tiristores (α) é configurado para estar em 180° , os estágios dos bancos de capacitores são colocados em operação, ao passo que os reatores são desconectados. Por outro lado, quando da necessidade de absorção de potência reativa excedente da rede, o ângulo α é configurado para valores próximos a 90° , provocando a retirada de operação de unidades capacitivas e a inserção dos reatores do compensador.

A Figura 3.33 apresenta a curva típica de tensão por corrente deste dispositivo, indicando três pontos de sua operação.

Figura 3.33 – Curva típica de tensão por corrente (SVC)



Fonte: Adaptado de Rashid (2014), com modificações.

No ponto A, a potência reativa requerida pelas cargas é a nominal, de forma que a tensão do barramento a que o compensador se encontra conectado não é afetada. Nesta condição de operação tem-se que a corrente do compensador, I_0 é nula.

Havendo a desconexão de cargas do sistema, a rede apresentará excesso de potência reativa e, conseqüentemente ter-se-á uma elevação de tensão, conforme representado pelo ponto em que a tensão da rede é igual a V_1 . O sistema de controle do compensador atuará de forma a inserir unidades de reatores, absorvendo potência reativa e conduzindo o ponto de operação para B, mantendo a tensão em V_2 (reta B).

Por fim, havendo uma diminuição da tensão da rede no ponto de acoplamento devido a uma elevação de carga, tal como apresentado no ponto em que a tensão da rede é igual a V_3 , o controle do compensador irá atuar de forma que o mesmo forneça potência reativa à rede, o que fará com que a tensão do barramento se eleve para um novo valor (V_4). Nesta situação, a corrente elétrica do compensador apresenta característica capacitiva (I_4).

A impedância equivalente apresentada por este compensador, em função do ângulo de disparo dos tiristores e dos valores dos elementos capacitivos (C) e indutivos do circuito (L), é dada pela equação (3.21) a seguir.

$$X_{SVC}(\alpha) = \frac{\pi \times \omega \times L}{2 \times \alpha - \text{sen}(2\alpha) - \pi \times \omega^2 \times L \times C} \quad (3.21)$$

Já a potência reativa absorvida ou injetada na rede elétrica, é determinada por meio da equação (3.22), em função da tensão de linha (V_L), das reatâncias indutiva (X_L) e capacitiva (X_C) e do ângulo de disparo α dos tiristores do TCR (RASHID, 2014).

$$Q_{SVC}(\alpha) = V_{Linha}^2 \times \frac{X_C \times (2\pi - \alpha + 2 \times \alpha) - \pi \times X_L}{\pi \times X_C \times X_L} \quad (3.22)$$

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Este capítulo destinou-se à apresentação geral do tema compensação de potência reativa em sistemas elétricos. Foram apresentados de maneira sucinta algumas das principais metodologias destinadas à compensação de potência reativa em sistemas elétricos.

As formas de compensação previamente apresentadas datam de longa utilização nos sistemas elétricos, além de constituírem a base para o desenvolvimento de tecnologias mais sofisticadas.

Cada uma das metodologias citadas previamente possui vantagens e desvantagens, devendo a sua escolha estar pautada em um estudo pormenorizado do sistema elétrico a qual se destinam, bem como da análise de características técnicas e econômicas que devem ser contempladas.

4 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS: ESTUDO DE CASO DE COMPENSAÇÃO REATIVA EM UM SISTEMA ELÉTRICO INDUSTRIAL

4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O capítulo anterior destinou-se a discutir e apresentar os principais métodos destinados à compensação de potência reativa em sistemas elétricos, tendo como ênfase os bancos de capacitores. Neste capítulo, de forma a avaliar o desempenho destes equipamentos, será apresentada uma análise na forma de estudo de caso de um sistema elétrico de um complexo industrial, através de simulações computacionais.

No presente estudo, além do desempenho técnico dos equipamentos no que se refere à correção do fator de potência e otimização da eficiência energética do sistema, serão avaliados a influência advinda da localização da compensação, bem como a ocorrência de ressonâncias paralelas decorrentes da inserção dos bancos de capacitores.

A análise do sistema elétrico será realizada utilizando-se o *software* SSEP, que se fundamenta em técnicas no domínio da frequência, para a solução do fluxo de potência, fluxo harmônico e correção do fator de potência. O referido *software* possibilita a modelagem completa de sistemas elétricos, a partir de uma ampla gama de componentes, tais como, transformadores, bancos de capacitores, motores de indução, cargas lineares e não lineares, dentre outros componentes.

As cargas não lineares presentes no sistema em estudo, em particular, são representadas no SSEP como fontes de corrente harmônicas, cujos parâmetros (ordem harmônica, amplitude e ângulo de fase) são definidos pelo usuário, podendo estes serem dados provenientes de medições de campo ou obtidos a partir de soluções analíticas.

4.2 ESTUDO DE CASO

O complexo elétrico objeto de análise desta seção refere-se a um ambiente tipicamente industrial, constituído massivamente por cargas indutivas lineares e cargas não-lineares. De forma a promover a avaliação do fator de potência em cada uma das barras constituintes do sistema e a necessidade de utilização de dispositivos compensadores de potência reativa destinados à compatibilização desta grandeza aos valores de referência estabelecidos pela

legislação vigente, o sistema foi modelado e simulado computacionalmente por meio do *software* SSEP.

Em primeira análise, serão avaliados os valores das grandezas elétricas de interesse obtidos a partir de simulação computacional sem que qualquer dispositivo adicional destinado à compensação de potência reativa tenha sido instalado. Neste pormenor, deve-se ressaltar que os equipamentos apresentados no diagrama unifilar correspondem a elementos já instalados, cujo desempenho deve ser reavaliado.

Uma vez obtidos os resultados oriundos das simulações computacionais do sistema elétrico inicialmente modelado no SSEP, será avaliada a necessidade de alocação de bancos de capacitores junto às barras do sistema elétrico em diferentes localizações, objetivando-se a compatibilização do fator de potência no ponto de conexão com a concessionária aos valores mínimos exigidos pela legislação e a minimização das perdas técnicas do sistema.

4.2.1 Descrição do sistema elétrico analisado

O diagrama unifilar do sistema elétrico analisado nesta seção é apresentado na Figura 4.1. O consumidor industrial é suprido pela concessionária local em nível de tensão de 138.000 [V] e frequência de 60 [Hz], sendo que a conversão para o nível de tensão de distribuição interno do sistema é possibilitado pela utilização de dois transformadores de potência conectados em paralelo, cujos dados nominais são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Parâmetros dos transformadores de potência de entrada do sistema elétrico.

Transformador	Potência Nominal [MVA]	Tipo de conexão	Relação de transformação	Reatância [%]	Resistência [%]
T1	20	Δ - Y	138 kV/13,8 kV	11,58	0,58
T2	18	Δ - Y	138 kV/13,8 kV	11,22	0,54

Fonte: Autoria própria, 2022

Os dados do nível de curto-circuito no ponto de conexão com a concessionária, utilizados para a modelagem do sistema elétrico no *software* SSEP, são apresentados na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Parâmetros do ponto de conexão do sistema elétrico.

Tensão Nominal [kV]	Potência de Curto - Circuito [MVA]	Frequência fundamental [Hz]
138	451,286469,3°	60

Fonte: Autoria própria, 2022

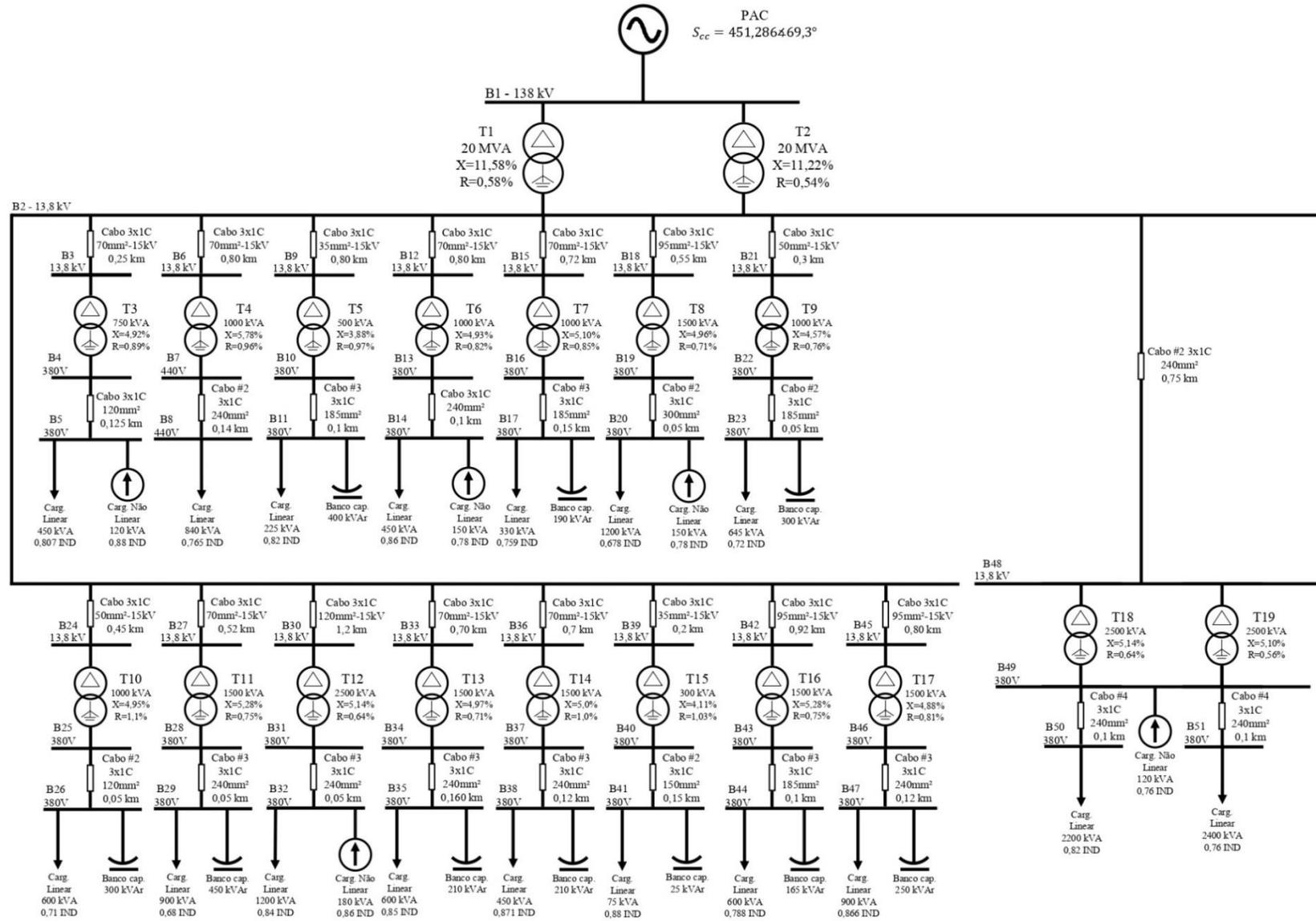
O sistema elétrico interno da instalação industrial, para fim de análise neste trabalho, é uma adaptação de um sistema de uma indústria mineradora. As principais cargas desta indústria constituem-se de motores elétricos trifásicos, aplicados no acionamento de sistemas de bombeamento. Devido à existência de conversores de frequência para o acionamento das cargas motrizes, constata-se em alguns pontos do sistema industrial consideráveis índices de distorções harmônicas totais de tensão e corrente.

Os parâmetros de cabos, transformadores e cargas lineares foram extraídos do diagrama unifilar do complexo industrial. Já as cargas não lineares foram definidas hipoteticamente, levando-se em consideração as ordens harmônicas características mais significativas presentes em ambientes com conversores de seis pulsos (5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens). A descrição completa dos cabos e das cargas lineares e não lineares constituintes do sistema elétrico pode ser consultada no Apêndice A desta monografia.

4.3 CASO BASE – SISTEMA ELÉTRICO ORIGINAL

No primeiro caso a ser analisado, será avaliado o fator de potência e as distorções harmônicas totais de tensão do sistema elétrico apresentado na Figura 4.1. A configuração inicial do sistema será mantida inalterada, uma vez que nenhum dispositivo adicional destinado à promoção de compensação reativa foi inserido ao sistema.

Figura 4.1 – Diagrama unifilar do sistema elétrico industrial



4.3.1 Simulações computacionais do caso base

O caso base constitui-se na simulação computacional do sistema elétrico apresentado no diagrama unifilar da Figura 4.1, com o objetivo de se avaliar as grandezas tensão, potências trifásicas, fator de potência e distorções harmônicas totais em cada uma das barras do sistema elétrico.

Os resultados de potências, fator de potência e distorções harmônicas totais obtidos nas principais barras do sistema, oriundos da simulação de fluxo de potência são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso base

Local	Potências trifásicas					Fator de potência		Tensão [fase-fase]		Corrente	Distorções	
	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B1 - PAC	11.976,67	8.784,37	847,58	14.876,96	14.857,2	0,805	0,806	138.005	1,000	62,240	5,07	0,93
T1 - B2	2.063,47	1.398,80	167,08	2.498,49	2.494,6	0,826	0,827	13.423,9	0,973	322,370	5,07	2,34
T2 - B2	1.917,87	1.305,34	155,53	2.325,15	2.321,5	0,825	0,826	13.423,9	0,973	322,370	5,07	2,34
B4	152,110	113,973	44,715	195,261	191,785	0,779	0,795	358,830	0,944	942,503	17,59	7,39
B5	146,935	111,034	46,705	190,000	186,328	0,773	0,791	349,160	0,919	942,503	17,59	9,26
B7	223,921	191,276	3,429	294,515	294,414	0,760	0,760	408,310	0,928	1.249,330	1,35	2,25
B8	214,284	180,340	3,687	280,096	280,000	0,765	0,765	388,320	0,883	1.249,330	1,35	2,25
B10	62,065	20,194	6,630	65,603	65,251	0,946	0,950	366,180	0,964	310,310	9,87	3,25
B11	61,687	19,850	6,763	65,154	64,797	0,947	0,951	363,670	0,957	310,310	9,87	3,60
B13	171,438	109,553	59,443	211,958	205,906	0,809	0,837	361,590	0,952	1.015,287	23,31	7,08
B14	166,892	102,904	64,090	206,275	199,630	0,809	0,842	351,880	0,926	1.015,287	23,31	11,20
B16	85,101	13,692	23,491	89,339	86,001	0,953	0,985	368,000	0,968	420,490	27,76	4,37
B17	84,061	12,437	23,949	88,286	84,913	0,952	0,987	363,660	0,957	420,490	27,76	6,07
B19	315,284	320,288	89,068	458,172	452,907	0,688	0,699	354,720	0,933	2.237,167	13,89	6,31

Tabela 4.3: Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso base

(conclusão)

Local	P [KW]	Q [KVA _r]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B20	305,475	318,906	89,845	450,652	445,344	0,678	0,689	348,900	0,918	2.237,167	13,89	6,75
B22	158,957	60,592	38,183	174,346	170,101	0,912	0,931	364,930	0,960	827,490	21,90	4,96
B23	155,766	58,639	39,262	171,006	166,729	0,911	0,931	357,940	0,942	827,490	21,90	6,18
B25	444,839	172,700	87,974	485,228	476,658	0,917	0,930	364,080	0,958	769,470	18,71	3,52
B26	428,284	163,180	92,490	467,557	458,946	0,916	0,931	350,820	0,923	769,470	18,71	5,27
B28	622,942	253,053	201,124	701,814	672,975	0,888	0,921	364,810	0,960	1.110,710	29,07	5,30
B29	616,891	242,289	207,605	694,520	665,186	0,888	0,923	361,010	0,950	1.110,710	29,07	7,21
B31	1.170,331	756,051	326,121	1.430,958	1.403,555	0,818	0,838	361,470	0,951	2.285,537	19,31	4,55
B32	1.144,709	718,041	349,139	1.395,650	1.366,414	0,820	0,843	352,540	0,928	2.285,537	19,31	7,56
B34	504,272	170,915	54,567	535,238	531,913	0,942	0,946	367,480	0,967	840,910	10,83	2,84
B35	493,173	156,408	59,587	520,801	517,272	0,947	0,952	357,570	0,941	840,910	10,83	4,41
B37	398,481	32,979	60,361	404,374	399,053	0,985	0,996	368,090	0,969	634,260	16,01	3,44
B38	393,746	26,330	62,073	399,477	393,995	0,986	0,997	363,630	0,957	634,260	16,01	4,83
B40	107,758	37,879	23,904	116,697	114,254	0,923	0,941	366,240	0,964	183,960	20,34	4,22
B41	106,638	36,939	24,368	115,455	112,994	0,924	0,942	362,350	0,954	183,960	20,34	5,06
B43	482,542	229,284	41,665	535,867	534,110	0,900	0,902	365,220	0,961	847,120	7,52	3,06
B44	474,103	221,849	44,226	525,306	523,473	0,903	0,905	358,020	0,942	847,120	7,52	3,69
B46	799,223	271,626	54,962	845,907	843,402	0,945	0,946	363,460	0,956	1.343,690	7,07	3,08
B47	781,511	249,335	61,299	822,609	819,882	0,950	0,952	353,450	0,930	1.343,690	7,07	4,07
T19 - B49	1.906,740	1.492,439	305,672	2.440,587	2.428,801	0,781	0,785	354,820	0,934	3.971,250	8,15	5,54
T20 - B49	1.902,767	1.534,505	309,048	2.463,887	2.452,015	0,772	0,776	354,820	0,934	4.009,160	8,13	5,54
B50	1.726,157	1.202,400	61,732	2.104,565	2.099,999	0,820	0,820	338,660	0,891	3.587,920	3,61	5,52
B51	1.828,188	1.560,355	80,106	2.404,869	2.399,998	0,760	0,760	330,750	0,870	4.197,930	3,19	5,51

Da análise dos resultados apresentados na Tabela 4.3 pode-se perceber que devido à presença de cargas não lineares, o valor eficaz da potência aparente resultante em alguns dos pontos analisados é superior àquele apresentado pela componente fundamental, existindo, portanto, circulação de potência não ativa pelo sistema.

Como consequência, o fator de potência fundamental e o fator de potência total apresentam valores distintos nos pontos de medição que possuem cargas não lineares conectadas. O baixo fator de potência apresentado pelas cargas do complexo industrial contribui para que no ponto de conexão do sistema elétrico com a concessionária, o fator de potência fundamental resultante seja de 0,806 indutivo, abaixo do limite mínimo de referência estabelecido pela legislação brasileira. Neste caso, a adoção da compensação torna-se necessária, pois, caso contrário, a indústria estaria sujeita ao faturamento por excedente de potência reativa.

Os resultados de tensão entre fases no ponto de conexão com a concessionária (B1), barramento secundário da subestação (B2) e barras de baixa tensão tornam evidente que algumas das barras apresentam queda de tensão significativa, em especial as barras B8, B50 e B51, cujos níveis de tensão podem ser classificados em relação à tensão nominal como precários, de acordo com as faixas de classificação de tensões em regime permanente estabelecidas pelo PRODIST (ANEEL, 2017).

Outro fator passível de observação é a elevada distorção harmônica total de corrente verificada em alguns dos pontos analisados, comprovando a alta penetração de cargas não lineares no sistema industrial. Como decorrência, percebe-se a significativa distorção da forma de onda de tensão, comprovada pelos significativos índices de distorção harmônica total de tensão.

Por fim, as perdas técnicas resultantes quando da operação da configuração atual do sistema são apresentados na Tabela 4.4.

Tabela 4.4 – Perdas técnicas relativas ao caso base

Descrição	Perdas [kW]
Perdas em Transformadores	117,23
Perdas em Cabos / Linhas	390,62
TOTAL	507,86

Fonte: Autoria própria, 2022.

4.4 CASO I – INSTALAÇÃO DE BANCOS DE CAPACITORES NAS BARRAS DE BAIXA TENSÃO

Nesta primeira análise acerca da compensação reativa, será avaliada a inserção de bancos de capacitores nas barras de baixa tensão desprovidas de compensadores. O objetivo inicial é que o fator de potência nestas barras seja elevado para 0,95 indutivo e que, no ponto de conexão com a concessionária, o fator de potência fundamental seja corrigido para um valor em conformidade com a exigência da legislação.

A determinação da potência reativa necessária a cada um dos bancos de capacitores a serem conectados nas barras de baixa tensão do sistema elétrico é apresentada no item 4.4.1. O diagrama unifilar a ser analisado neste cenário, com a indicação da localização dos bancos de capacitores, é apresentado na Figura 4.2.

4.4.1 Determinação da potência reativa dos bancos de capacitores

A potência reativa nominal de cada um dos bancos de capacitores (Q_c) a serem conectados nas barras de baixa tensão do sistema elétrico analisado nesta seção pode ser calculada por meio da equação (3.3).

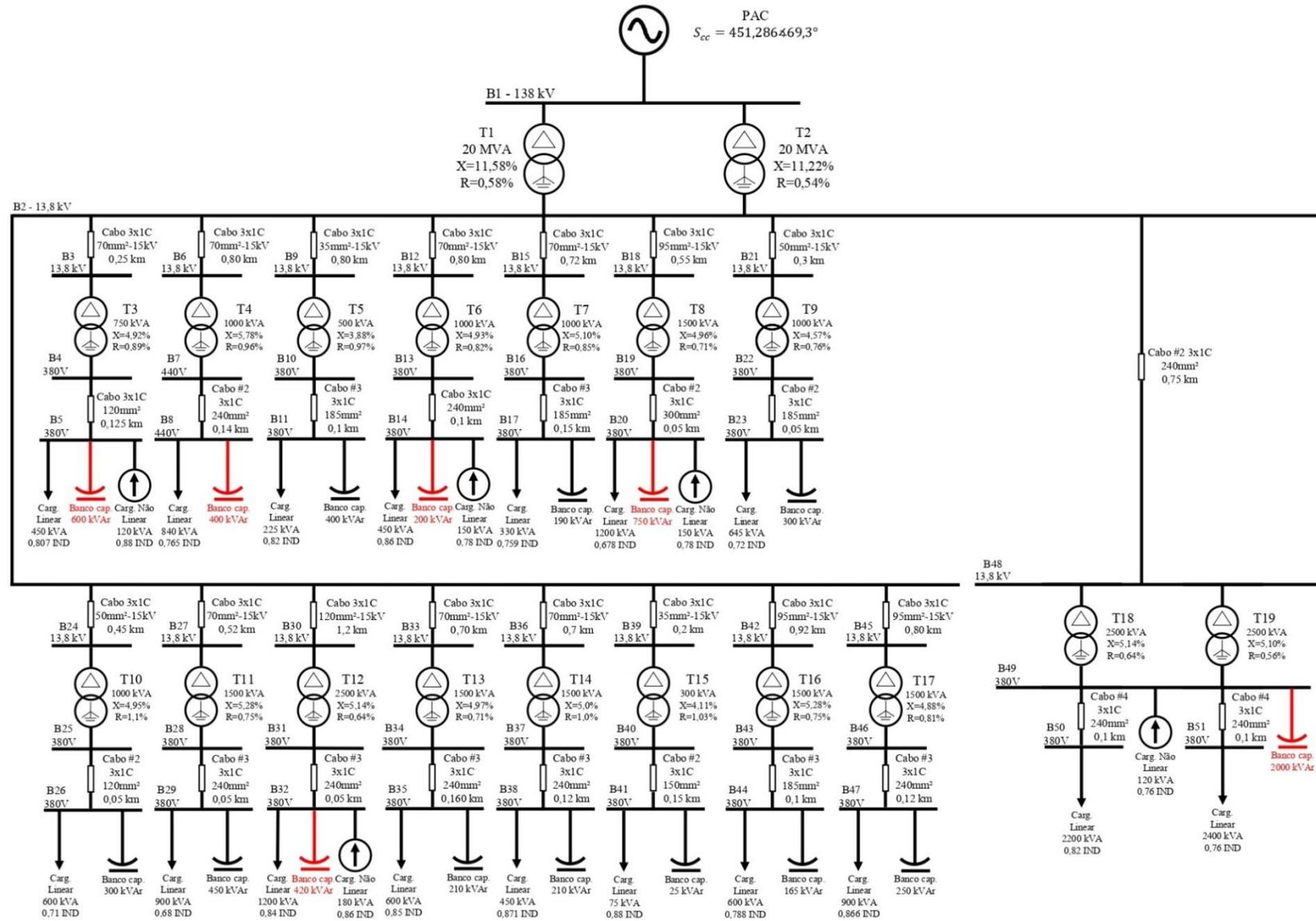
De posse dos dados obtidos na simulação do caso base, que refletem a operação do sistema elétrico na situação de máximo carregamento, os valores calculados por meio da equação (3.3), são sintetizados na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Potências reativas de cada banco a ser inserido no sistema elétrico

Local de conexão	FP_{atual}	FP_{desejável}	P [kW]	Q_c [kVAr]
B5	0,78	0,95	457,13	216,50
B8	0,76	0,95	671,58	353,57
B14	0,81	0,95	510,07	200,31
B20	0,69	0,95	948,36	685,87
B32	0,82	0,95	1.173,12	436,31
B49	0,78	0,95	3.810,92	1.833,54

Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 4.2 – Diagrama unifilar com a instalação de bancos de capacitores nas barras de baixa tensão



4.4.2 Simulações computacionais do Caso I

Uma vez especificados os bancos de capacitores, os dispositivos foram conectados às barras de baixa tensão, conforme apresentado na Figura 4.2, e o sistema elétrico foi novamente simulado no *software* SSEP.

Os resultados das grandezas elétricas oriundos da simulação de fluxo de potência nos principais pontos do circuito, relativos ao caso I, são apresentados na Tabela 4.6.

Tabela 4.6 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso I

Local	Potências trifásicas					Fator de potência		Tensão [fase-fase]		Corrente	Distorções	
	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B1 - PAC	11.911,75	4.656,183	1.195,353	12.845,18	12.795,55	0,927	0,931	138.012	1,000	53,740	8,72	1,30
T1 - B2	6.159,248	2.141,169	673,632	6.555,510	6.527,339	0,940	0,944	13.598,1	0,985	278,330	8,72	3,22
T2 - B2	5.728,169	2.003,320	627,084	6.100,692	6.074,480	0,939	0,943	13.598,1	0,985	259,020	8,72	3,22
B4	450,101	123,226	266,074	537,188	480,619	0,838	0,948	371,040	0,976	835,900	47,80	13,00
B5	437,892	111,015	272,988	527,822	469,674	0,830	0,949	364,570	0,959	835,900	47,80	16,74
B7	663,963	206,190	122,502	705,952	693,605	0,941	0,953	424,490	0,965	960,160	18,42	4,39
B8	646,887	184,019	130,830	685,159	672,306	0,944	0,958	411,990	0,936	960,160	18,42	6,72
B10	186,285	58,519	20,856	196,371	195,151	0,949	0,953	371,100	0,977	305,510	10,41	4,11
B11	185,188	57,530	21,197	195,073	193,837	0,949	0,954	368,650	0,970	305,510	10,41	4,40
B13	505,887	124,662	327,568	615,438	536,657	0,822	0,958	371,210	0,977	957,200	54,85	10,45
B14	493,766	92,547	343,170	608,388	524,759	0,812	0,962	366,940	0,966	957,200	54,85	18,20
B16	255,948	34,305	89,913	273,442	257,154	0,936	0,988	373,080	0,982	423,160	35,64	5,73
B17	252,790	29,892	91,489	270,493	254,029	0,935	0,989	369,060	0,971	423,160	35,64	7,79
B19	936,690	264,896	337,605	1.030,309	986,148	0,909	0,956	369,690	0,973	1.609,110	28,83	8,82

Tabela 4.6 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso I

(conclusão)

Local	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B20	921,468	262,208	338,911	1.016,226	972,187	0,907	0,955	364,640	0,960	1.609,110	28,83	9,37
B22	477,936	170,639	146,828	528,298	507,232	0,905	0,936	370,170	0,974	823,980	28,33	6,48
B23	468,444	164,116	150,668	518,724	497,514	0,903	0,936	363,460	0,956	823,980	28,33	7,96
B25	445,519	162,462	117,111	488,463	473,206	0,912	0,935	369,240	0,972	763,760	25,08	4,94
B26	429,208	152,061	122,585	471,561	456,236	0,910	0,937	356,470	0,938	763,760	25,08	7,12
B28	625,105	234,774	258,585	716,060	668,340	0,873	0,927	370,130	0,974	1.116,950	37,73	6,98
B29	618,986	221,977	266,276	709,450	660,927	0,872	0,929	366,710	0,965	1.116,950	37,73	9,30
B31	1.175,731	341,441	601,385	1.364,034	1.235,526	0,862	0,952	370,220	0,974	2.127,090	46,06	7,40
B32	1.153,537	285,676	631,251	1.345,636	1.211,319	0,857	0,955	365,220	0,961	2.127,090	46,06	13,41
B34	504,657	164,259	70,112	535,327	529,778	0,943	0,949	372,390	0,980	829,960	13,97	3,88
B35	493,845	149,625	76,060	521,590	515,713	0,947	0,955	362,840	0,955	829,960	13,97	5,77
B37	399,066	26,200	77,068	407,284	398,514	0,980	0,997	373,070	0,982	630,310	20,56	4,61
B38	394,389	19,175	79,068	402,694	393,667	0,979	0,998	368,860	0,971	630,310	20,56	6,28
B40	107,933	35,361	30,446	117,588	113,594	0,918	0,946	371,340	0,977	182,820	26,13	5,54
B41	106,826	34,337	30,984	116,408	112,386	0,918	0,947	367,620	0,967	182,820	26,13	6,56
B43	482,701	224,344	49,894	534,621	532,025	0,903	0,905	370,180	0,974	833,820	9,00	4,09
B44	474,524	217,090	52,523	524,462	521,763	0,905	0,908	363,140	0,956	833,820	9,00	4,75
B46	799,644	264,139	71,485	845,169	840,823	0,946	0,948	368,490	0,970	1.324,200	9,26	4,20
B47	782,442	242,119	79,135	822,861	818,161	0,951	0,954	358,770	0,944	1.324,200	9,26	5,40
T19 - B49	1.894,120	509,472	649,006	2.066,026	1.982,751	0,917	0,958	369,340	0,972	3.229,580	27,04	10,86
T20 - B49	1.903,854	542,195	656,378	2.085,537	2.001,702	0,913	0,954	369,340	0,972	3.260,080	26,99	10,86
B50	1.739,227	1.203,827	115,818	2.118,377	2.099,999	0,821	0,820	353,720	0,931	3.457,690	7,64	10,81
B51	1.841,392	1.562,122	151,045	2.419,455	2.399,999	0,761	0,760	346,120	0,911	4.035,840	6,78	10,78

Da análise dos resultados apresentados na Tabela 4.6, percebe-se que o fator de potência fundamental no ponto de conexão elevou-se de 0,806 para 0,931, este último em conformidade com a regulamentação vigente. Comportamento similar de elevação do fator de potência foi verificado nas demais barras após a inserção dos bancos de capacitores, com exceção das barras B50 e B51, que não apresentaram elevação desta grandeza.

Além da elevação do fator de potência fundamental, os resultados expostos na Tabela 4.6 revelam um acréscimo do nível de tensão nas barras do sistema elétrico. Para efeito comparativo, os piores resultados em termos de nível de tensão relativos ao caso base foram obtidos junto às barras B50 e B51, que apresentavam, respectivamente, 0,89 e 0,87 p.u em relação à tensão nominal do barramento. Após a inserção dos capacitores, a tensão elevou-se para 0,931 e 0,911 p.u nos respectivos barramentos, valores que podem ser classificados como adequados segundo as definições do PRODIST (ANEEL, 2017).

As perdas técnicas resultantes quando da operação do sistema com os novos bancos de capacitores são apresentados na Tabela 4.7. Percebe-se que com a inserção destes elementos, as perdas técnicas, quando comparadas ao caso base, apresentam uma redução percentual de 16,32 %. Desta feita, a eficiência energética do sistema elétrico também é otimizada, pois menos energia é absorvida da rede para suprir as perdas técnicas do sistema.

Tabela 4.7 – Perdas técnicas relativas ao caso I

Descrição	Perdas [kW]
Perdas em Transformadores	86,76
Perdas em Cabos / Linhas	338,24
TOTAL [kW]	424,99

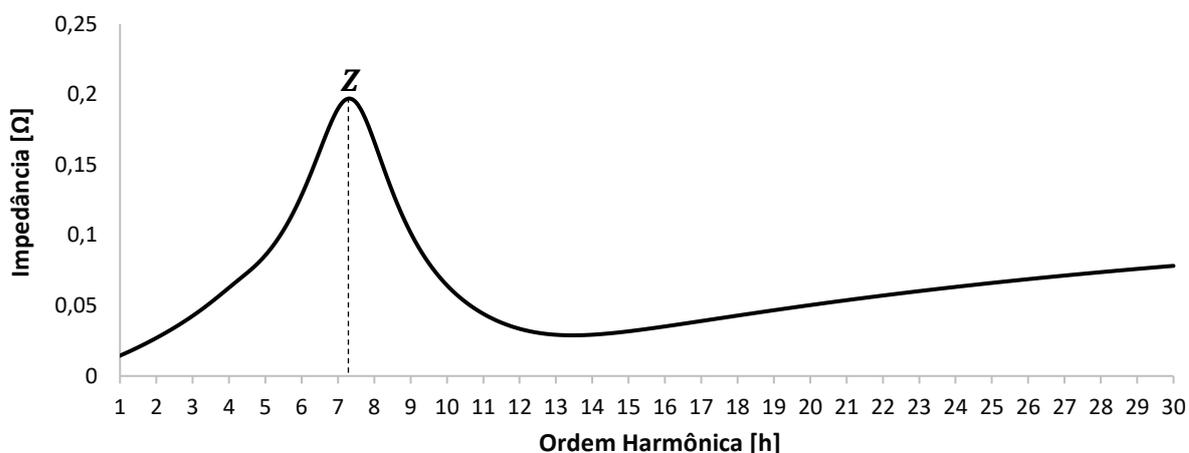
Fonte: Autoria própria, 2022.

A despeito dos benefícios observados com a instalação de capacitores junto às barras de baixa tensão, constata-se uma elevação significativa das distorções totais de tensão de algumas das barras do sistema elétrico. Maior criticidade é atribuída às Barras B5, B14, B32 e B49, que apresentam distorção harmônica total de tensão superior ao valor de referência de 10 % tolerável para este nível de tensão, segundo as diretrizes do PRODIST (ANEEL, 2017).

O diagnóstico inicial é que a inserção dos bancos de capacitores tenha provocado o surgimento de ressonâncias paralelas com as impedâncias do sistema, o que será averiguado ao se analisar a resposta em frequência da impedância equivalente vista por cada uma destas barras.

A impedância equivalente vista a partir da barra B5 para cada ordem harmônica após a conexão do banco de capacitor é apresentada na Figura 4.3. Ao se analisar esta resposta em frequência, torna-se evidente que a inserção do banco de capacitor puro propiciou a ocorrência de uma ressonância paralela próximo à 7ª ordem harmônica. Como consequência, verifica-se a elevação das distorções individuais de tensão das componentes próximas à ordem de ressonância e o consequente aumento da distorção total de tensão da barra.

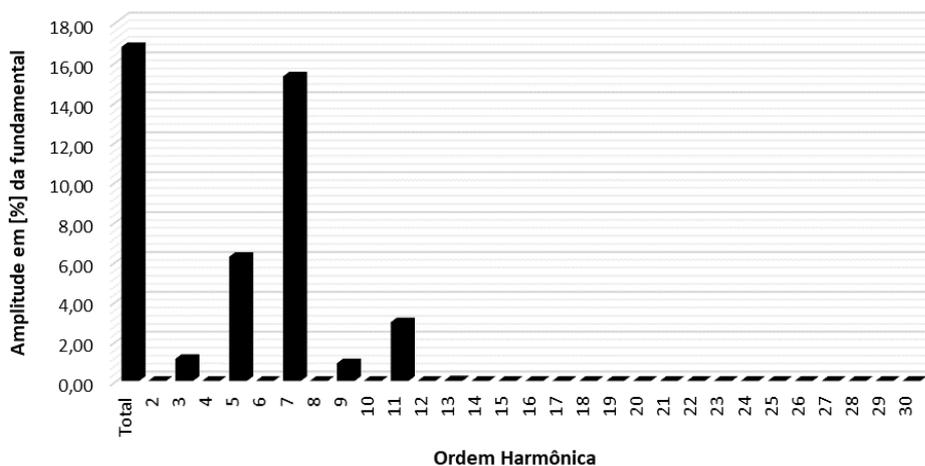
Figura 4.3 – Impedância equivalente vista pela barra B5 após a inserção do banco de capacitor



Fonte: Autoria própria, 2022.

A Figura 4.4 apresenta o espectro harmônico da tensão e a distorção harmônica total resultante na barra B5. Pode-se perceber que a distorção individual de tensão é predominante para a nona ordem harmônica e que a distorção harmônica total de tensão é superior a 16%.

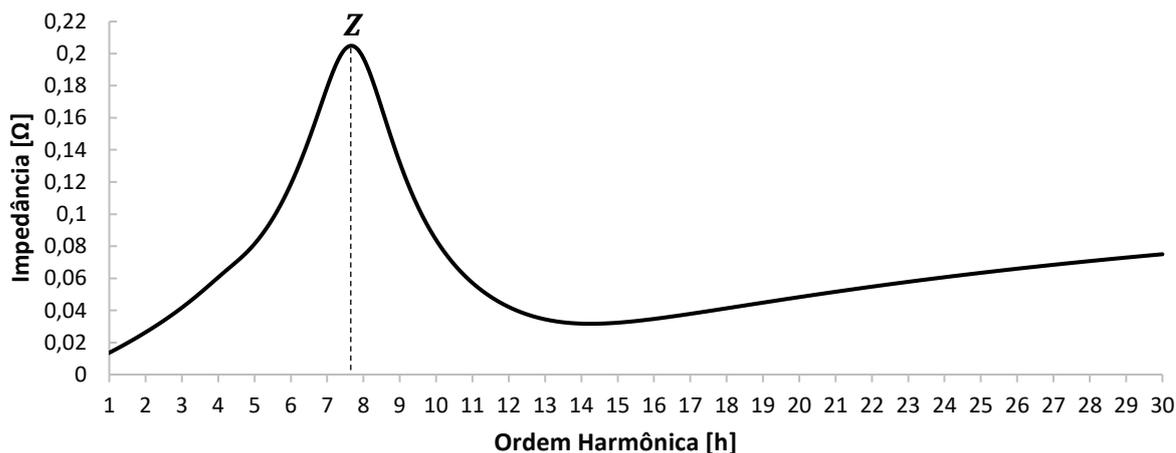
Figura 4.4 – Espectro harmônico da tensão resultante na barra B5 após a inserção do banco de capacitor



Fonte: Autoria própria, 2022.

Já a Figura 4.5 apresenta a resposta em frequência da impedância equivalente vista a partir da barra B14. Neste caso, a inserção do banco de capacitor propiciou o aparecimento de uma ressonância paralela próxima à oitava ordem harmônica, justificando o aumento excessivo da distorção individual de tensão observada na 7ª ordem.

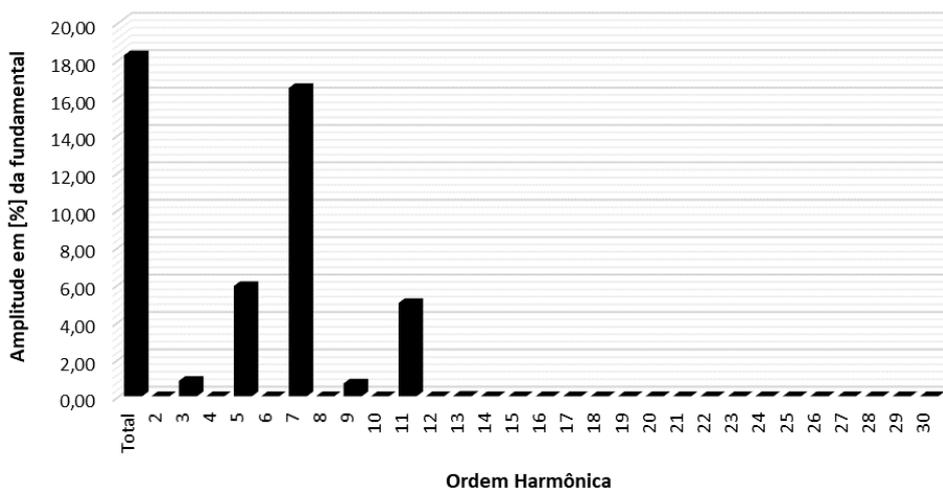
Figura 4.5 – Impedância equivalente vista pela barra B14 após a inserção do banco de capacitor



Fonte: Autoria própria, 2022.

Os resultados obtidos para a barra B14 são ainda mais críticos. Conforme apresentado no espectro harmônico da Figura 4.6, a distorção total de tensão verificada na barra após a inserção do banco de capacitor corresponde a 18,20 %, sendo a distorção individual de tensão de 7ª ordem predominante.

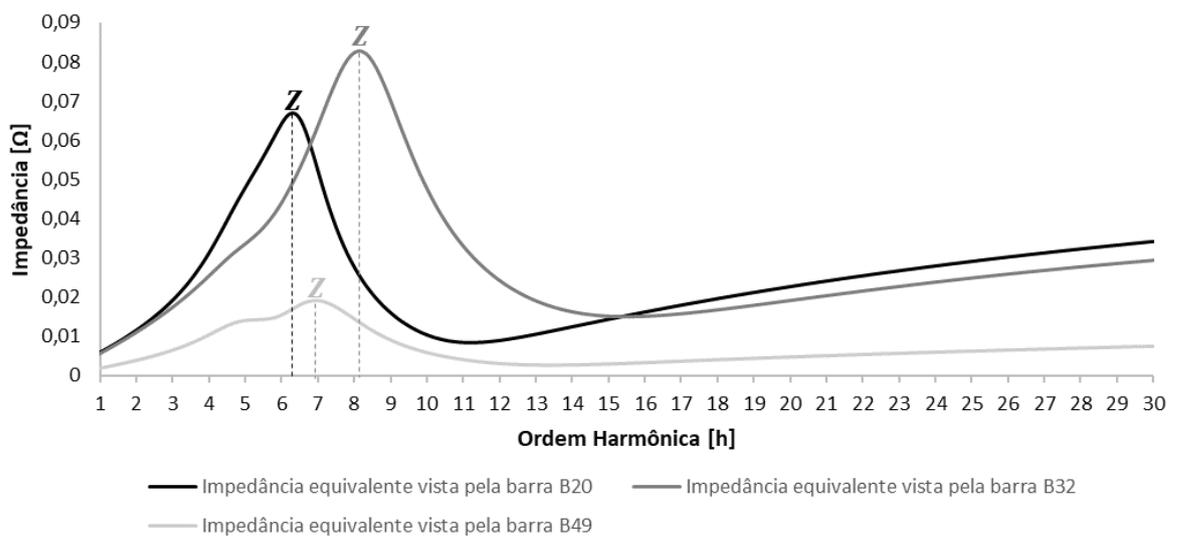
Figura 4.6 – Espectro harmônico da tensão resultante na Barra 14 após a inserção de banco de capacitor



Fonte: Autoria própria, 2022.

A resposta em frequência das impedâncias equivalentes das demais barras são apresentadas na Figura 4.7. De forma similar ao verificado para as barras B5 e B14, a inserção de bancos de capacitores puros propiciou o surgimento de ressonâncias paralelas com a impedância do sistema e, devido à injeção de componentes harmônicas de corrente para as ordens de ressonância por parte das cargas não lineares, constatou-se a amplificação das distorções harmônicas totais de tensão nestes barramentos.

Figura 4.7 – Impedância equivalente vista pelas barras B20, B32 e B49 após a inserção dos bancos de capacitores



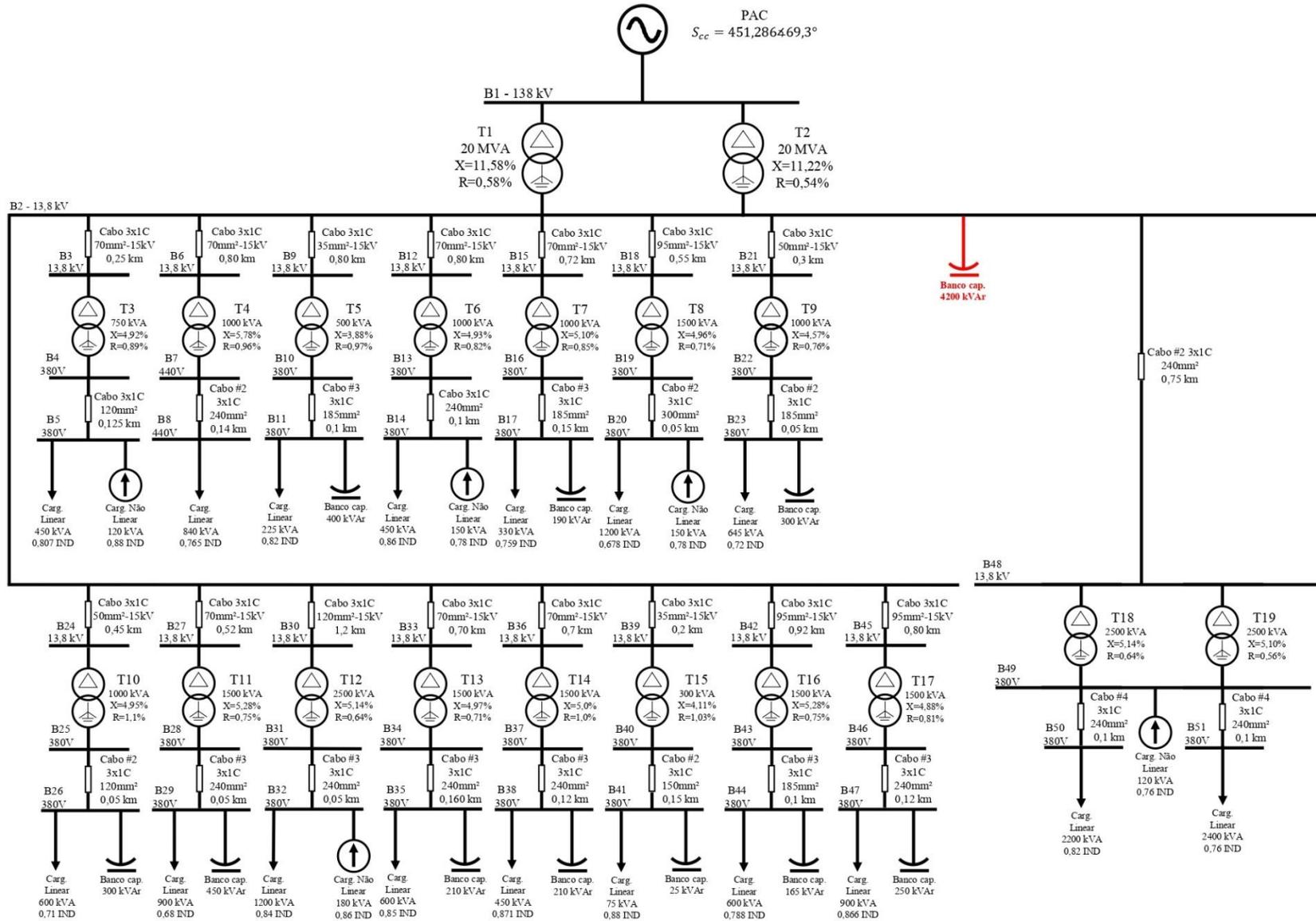
Fonte: Autoria própria, 2022.

4.5 CASO II – INSTALAÇÃO DE BANCO DE CAPACITOR NA BARRA DE MÉDIA TENSÃO

De modo a se observar a possível influência da localização da instalação dos dispositivos compensadores de potência reativa, neste segundo caso serão analisados os resultados oriundos de simulações computacionais ao se inserir a compensação de forma condensada na barra secundária de média tensão.

A potência reativa do banco de capacitores a ser inserido ao sistema é calculada por meio da equação (3.3), resultando em um valor aproximado para 4.200 [kVAr]. O diagrama unifilar referente ao caso analisado nesta seção é apresentado na Figura 4.8.

Figura 4.8 – Diagrama unifilar com a instalação de um banco de capacitor na barra de média tensão



4.5.1 Simulações computacionais do Caso II

Com a conexão do banco de capacitores de 4.200 [kVAr] junto à barra de média tensão, o sistema elétrico foi novamente simulado no *software* SSEP.

Os resultados de potências e fator de potência obtidos nas principais barras do sistema elétrico relativos ao caso II são apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso II

Local	Potências trifásicas					Fator de potência		Tensão [fase-fase]		Corrente	Distorções	
	P [KW]	Q [KVAR]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B1 - PAC	11.979,51	4.422,057	1.220,535	12.827,82	12.775,83	0,934	0,938	138.012	1,000	53,660	8,93	1,36
T1 - B2	6.194,272	2.020,013	688,054	6.551,555	6.521,892	0,945	0,950	13.608,4	0,986	277,960	8,93	3,37
T2 - B2	5.760,973	1.890,631	640,515	6.097,012	6.069,411	0,945	0,949	13.608,4	0,986	258,670	8,93	3,37
B4	455,409	343,939	134,445	586,316	576,607	0,777	0,794	363,900	0,958	930,210	16,91	7,19
B5	440,288	335,446	139,661	570,861	560,627	0,771	0,791	354,300	0,932	930,210	16,91	8,92
B7	671,126	572,859	14,449	882,489	881,847	0,760	0,760	414,510	0,942	1.229,180	2,01	3,24
B8	643,141	541,064	15,630	840,610	840,000	0,765	0,765	394,840	0,897	1.229,180	2,01	3,24
B10	186,574	57,506	37,773	198,855	195,118	0,938	0,953	371,550	0,978	309,000	18,96	5,13
B11	185,451	56,262	38,569	197,598	193,806	0,939	0,954	369,200	0,972	309,000	18,96	5,86
B13	512,120	330,498	177,264	634,759	617,164	0,807	0,837	366,490	0,964	999,910	23,17	6,18
B14	498,892	311,175	189,677	617,819	598,889	0,808	0,842	356,690	0,939	999,910	23,17	9,88
B16	255,858	34,346	88,234	272,815	257,109	0,938	0,989	373,320	0,982	421,920	34,99	5,58
B17	252,717	29,961	89,782	269,860	253,992	0,936	0,990	369,280	0,972	421,920	34,99	7,58
B19	945,061	965,351	256,971	1.375,165	1.360,176	0,687	0,699	359,690	0,947	2.207,190	13,86	5,28

Tabela 4.8 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais referentes ao caso II

(conclusão)

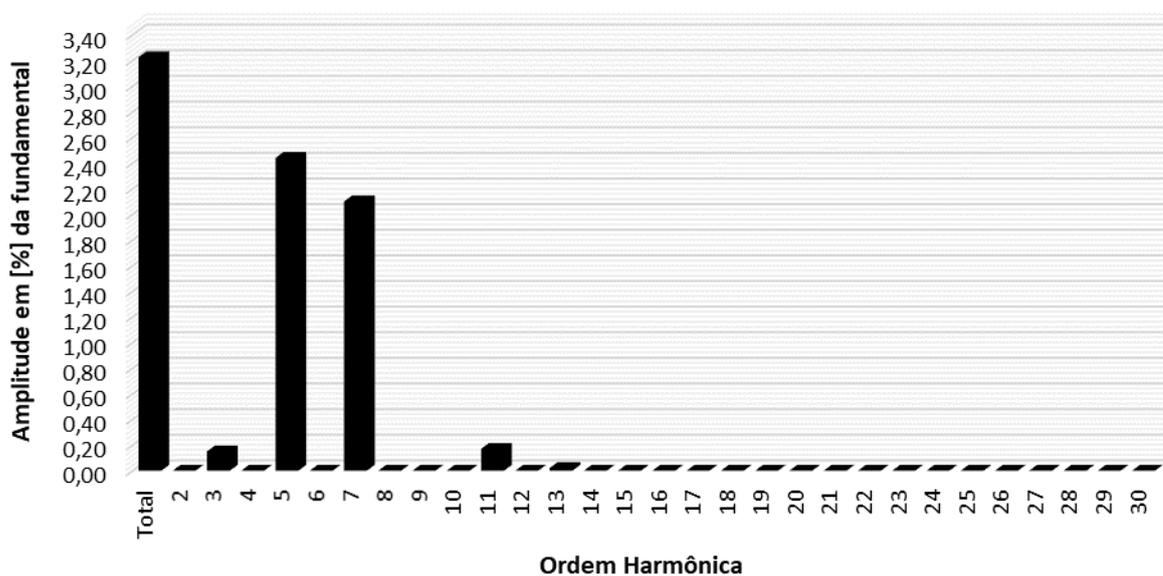
Local	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B20	916,414	961,311	259,056	1.353,160	1.338,087	0,677	0,689	353,940	0,931	2.207,190	13,86	5,72
B22	477,732	170,743	142,730	527,022	507,062	0,906	0,936	370,400	0,975	821,470	27,57	6,30
B23	468,298	164,323	146,483	517,458	497,366	0,905	0,936	363,680	0,957	821,470	27,57	7,73
B25	445,396	162,178	114,716	487,687	473,015	0,913	0,936	369,520	0,972	761,980	24,58	4,93
B26	429,162	151,913	120,051	470,818	456,086	0,912	0,937	356,740	0,939	761,980	24,58	7,02
B28	624,737	235,236	248,970	712,473	668,082	0,877	0,927	370,360	0,975	1.110,660	36,34	6,79
B29	618,686	222,909	256,345	705,814	660,690	0,877	0,929	366,900	0,966	1.110,660	36,34	9,00
B31	1.173,349	760,465	319,435	1.434,257	1.405,072	0,818	0,838	366,410	0,964	2.259,840	20,14	3,56
B32	1.148,298	722,607	342,295	1.399,255	1.368,878	0,821	0,843	357,460	0,941	2.259,840	20,14	6,34
B34	504,680	164,113	73,491	535,757	529,659	0,942	0,950	372,660	0,981	830,030	14,71	3,86
B35	493,866	149,143	79,940	522,052	515,626	0,946	0,955	363,130	0,956	830,030	14,71	5,81
B37	399,061	26,036	79,563	407,747	398,486	0,979	0,997	373,320	0,982	630,590	21,18	4,54
B38	394,380	18,801	81,595	403,171	393,650	0,978	0,998	369,130	0,971	630,590	21,18	6,25
B40	107,929	35,279	31,185	117,753	113,558	0,917	0,946	371,600	0,978	182,950	26,85	5,45
B41	106,821	34,214	31,762	116,577	112,353	0,916	0,947	367,110	0,966	182,950	26,85	6,51
B43	483,036	223,546	67,326	536,497	531,908	0,900	0,906	370,490	0,975	836,050	12,42	4,33
B44	474,816	215,741	71,750	526,443	521,667	0,902	0,908	363,550	0,957	836,050	12,42	5,40
B46	799,644	263,833	73,946	845,284	840,679	0,946	0,949	368,760	0,970	1.323,410	9,61	4,17
B47	782,462	241,667	82,091	823,037	818,065	0,951	0,954	359,060	0,945	1.323,410	9,61	5,42
T19 - B49	1.901,117	1.491,913	304,223	2.435,693	2.425,150	0,781	0,786	360,060	0,948	3.905,630	7,48	5,57
T20 - B49	1.897,132	1.533,928	307,233	2.458,951	2.448,329	0,772	0,777	360,060	0,948	3.942,902	7,47	5,57
B50	1.726,329	1.202,439	60,655	2.104,697	2.099,999	0,820	0,820	344,150	0,906	3.530,850	3,74	5,55
B51	1.828,364	1.560,404	78,885	2.404,994	2.399,999	0,760	0,760	336,390	0,885	4.127,760	3,32	5,53

Da análise dos resultados apresentados na Tabela 4.8 percebe-se que o fator de potência fundamental no ponto de conexão elevou-se de 0,806 para 0,938, resultado superior ao obtido no Caso I. O menor valor constatado quando da compensação junto aos barramentos de baixa tensão é devido, principalmente, à existência dos transformadores de potência, dispositivos que absorvem potência reativa e, por consequência, contribuem para a redução do fator de potência à montante.

Ao se analisar os resultados de tensão e distorções harmônicas totais de tensão advindos das simulações computacionais do Caso II, constata-se, novamente, a melhoria dos níveis de tensão na barra de média tensão, cujo valor inicial correspondia a 0,973 p.u e, após a instalação do banco de capacitor, teve seu valor ampliado para 0,986 p.u.

A Figura 4.9 apresenta o espectro harmônico da tensão resultante na barra B2, de onde identifica-se que a distorção individual de tensão de sétima ordem é a mais significativa, no entanto, tanto as distorções individuais quanto a total encontram-se dentro dos limites toleráveis.

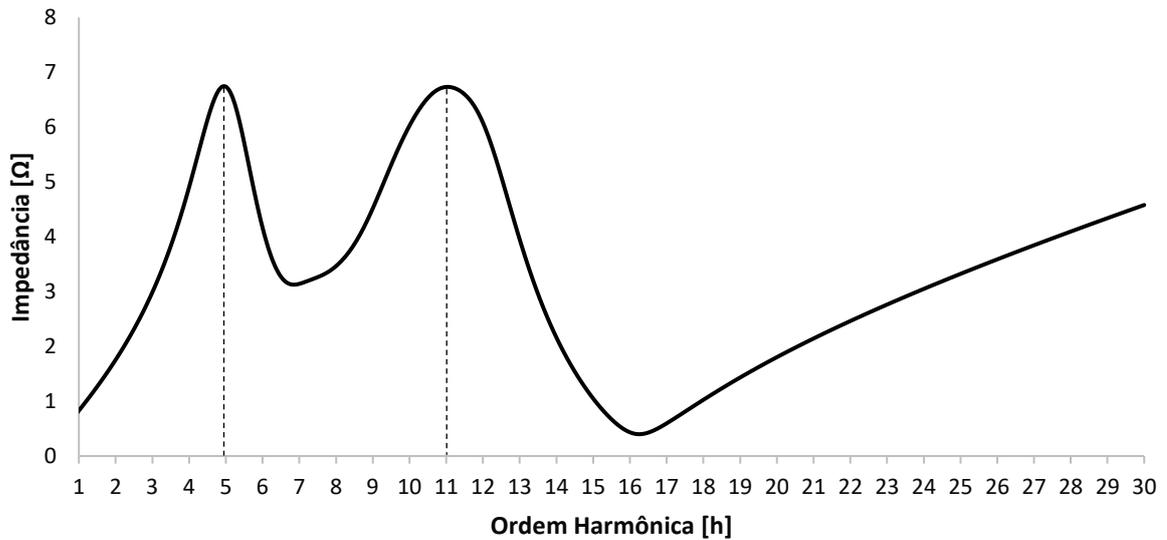
Figura 4.9 – Espectro harmônico da tensão resultante na barra B2 após a inserção de banco de capacitor



Fonte: Autoria própria, 2022.

Já a resposta em frequência da impedância equivalente vista por essa barra após a inserção do banco de capacitor é apresentado na Figura 4.10.

Figura 4.10 – Impedância equivalente vista pela barra B2 após a inserção do banco de capacitor



Fonte: Autoria própria, 2022.

Embora a resposta em frequência da impedância vista pela barra B2 revele a ocorrência de ressonâncias paralelas próximas à quinta e décima primeira ordem harmônica, a inexistência de componentes de corrente significativas para estas ordens de sintonia não conduziram a ampliações expressivas das distorções de tensão.

Por fim, a Tabela 4.9 apresenta os resultados referentes às perdas técnicas do sistema quando da instalação da compensação junto à barra de média tensão.

Tabela 4.9 – Perdas técnicas relativas caso II

Descrição	Perdas [kW]
Perdas em Transformadores	106,538
Perdas em Cabos / Linhas	377,843
TOTAL	484,381

Fonte: Autoria própria, 2022.

No que tange às perdas técnicas, constata-se uma redução de 4,62 % em relação ao caso base, redução inferior à verificada no Caso I. A justificativa plausível é que a instalação da compensação junto à barra B2 promove a eliminação da circulação da potência reativa demandada à montante do local de sua instalação. Todavia, o fluxo de potência reativa em direção às cargas através dos cabos e transformadores a jusante permanece praticamente inalterado e, por conseguinte, acarreta na manutenção de parcela considerável de perdas, mitigadas no caso anterior.

4.6 COMPARAÇÃO ENTRE OS CASOS ANALISADOS E CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Diante das simulações computacionais realizadas e dos resultados obtidos para cada um dos casos, torna-se possível estabelecer algumas comparações entre os cenários analisados. A Tabela 4.10 apresenta uma síntese comparativa entre os principais resultados encontrados.

Tabela 4.10 – Principais resultados obtidos nos casos simulados

	Caso Base	Caso I – Compensação na baixa tensão	Caso II – Compensação na média tensão
Tensão na barra B1 - PAC [p.u]	1,00	1,00	1,00
Tensão na barra B2 - Média Tensão [p.u]	0,973	0,985	0,986
Corrente drenada da Fonte [A]	62,24	53,74	53,66
Fator de potência no PAC	0,806	0,931	0,938
Fator de potência no secundário de T1	0,827	0,944	0,950
Fator de potência no secundário de T2	0,826	0,943	0,949
Perdas Técnicas [kW]	507,86	424,99	484,38

Fonte: Autoria própria, 2022.

A síntese apresentada na Tabela 4.10 evidencia que a localidade escolhida para a instalação dos compensadores de potência reativa possibilita a obtenção de resultados distintos, que apresentam aspectos positivos e negativos sob a ótica de funcionamento do sistema.

No que concerne à redução das perdas técnicas do sistema e melhoria do fator de potência e tensão junto à carga, a localização da compensação reativa apresentada no Caso I propiciou os melhores resultados. De fato, com a instalação de bancos de capacitores nas barras de baixa tensão, a circulação de potência reativa da fonte para as cargas é minimizada e, por conseguinte, as perdas à montante do sistema são reduzidas. Outro benefício advindo da instalação da compensação nesta localidade é a elevação do nível de tensão junto à carga, possibilitando que as mesmas operem próximo ao valor nominal de tensão do barramento. Além do mais, como consequência, o fator de potência fundamental no ponto de conexão com a

concessionária foi conduzido ao valor de 0,931, valor este em consonância com a legislação vigente.

Contudo, por se tratar de um sistema com alta penetração de cargas não lineares, a inserção de bancos de capacitores ocasionou a amplificação das distorções harmônicas de tensão e de corrente em algumas barras, devido à ocorrência de ressonâncias paralelas resultantes da interação entre a impedância dos capacitores e do sistema. Neste caso, a aplicação de compensadores puramente capacitivos se torna inapropriada, pois a elevação das distorções harmônicas totais de tensão pode resultar em impactos extremamente nocivos às cargas sensíveis conectadas a esses barramentos. Neste sentido, a aplicação de filtros de harmônicas, objeto de estudo do Capítulo 5 deste trabalho torna-se uma solução a ser avaliada.

A instalação da compensação em nível de média tensão, apresentada no Caso II, propiciou a obtenção de valores mais elevados de fator de potência tanto no ponto de acoplamento comum, quanto no secundário dos transformadores de entrada do sistema industrial. Outra vantagem observada foi a minimização dos impactos da ressonância paralela ocasionada pela inserção do banco de capacitor nesta barra, haja vista a inexistência de componentes harmônicas de corrente significativas para as ordens de ressonância observadas.

Por outro lado, as barras de baixa tensão desprovidas de bancos de capacitores individuais apresentaram níveis de tensão inferiores aos obtidos no Caso I, pois a implementação da compensação neste ponto do sistema não elimina o fluxo de potência reativa em direção às cargas, culminando em queda de tensão através dos elementos do sistema e na manutenção de percentual significativo das perdas verificadas na condição inicial.

5 FILTROS HARMÔNICOS

5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Em sistemas com a presença de componentes harmônicos e, conseqüentemente, componentes de potências ativa e não ativa, além de se compensar a potência não ativa, de forma a otimizar o fluxo de potência do sistema, faz-se necessário empregar métodos voltados à minimização ou mesmo mitigação destas componentes indesejáveis da rede.

Na literatura diversas são as possibilidades destinadas à mitigação de harmônicos em sistemas elétricos. De forma frequente, objetiva-se eliminar os problemas decorrentes da presença destas componentes quando da existência de cargas não lineares, geradoras de distorções de corrente e/ou tensão. Quando isso acontece, uma das soluções mais empregadas consiste na instalação de equipamentos atenuadores de harmônicos em conjunto com o sistema elétrico.

Dentre a ampla gama de equipamentos empregados com esta finalidade, destacam-se os filtros harmônicos passivos, os filtros harmônicos ativos e os filtros harmônicos híbridos. Há de se ressaltar que estes filtros podem ser combinados de diferentes formas a depender da aplicação.

Desta forma, este capítulo tem como principal objetivo apresentar as principais topologias de filtros de harmônicos, com ênfase nos filtros passivos, contemplando aspectos básicos de sua utilização nos sistemas elétricos, modelagens, respostas em frequência características e um exemplo de aplicação.

5.2 FILTROS PASSIVOS EM DERIVAÇÃO

Os filtros sintonizados constituem uma das soluções mais simples destinadas à mitigação de componentes harmônicas de corrente em sistemas elétricos. Conforme mencionado anteriormente, o princípio de operação deesese equipamentos baseia-se nos circuitos ressonantes, e na resposta em frequência dos elementos que o constituem.

Além de operarem como mitigadores de componentes harmônicas de corrente para a frequência de ressonância especificada, esta topologia de filtro via de regra apresenta predominância capacitiva para frequências inferiores à de ressonância, sendo, portanto, utilizados como compensadores de potência reativa na frequência fundamental.

Os filtros passivos em derivação podem apresentar diversas topologias, sendo classificados como filtros sintonizados e filtros amortecidos.

Os filtros sintonizados caracterizam-se pela maior simplicidade em termos de arranjo elétrico, sendo constituídos por elementos R, L e C em série ou em combinações série-paralela destes elementos de circuito. Nesta topologia de filtro, os elementos que o constituem são tipicamente especificados de forma que o circuito apresente uma, duas ou três frequências de ressonância.

Por outro lado, os filtros amortecidos apresentam um maior nível de complexidade, sendo constituídos por diversas combinações de resistores, capacitores e indutores. Além da diferença estrutural quando comparados aos filtros sintonizados, os filtros amortecidos apresentam resposta em frequência também particular: apresentam predominância capacitiva como todo filtro passivo, para todas as frequências inferiores à denominada frequência característica, e, baixa impedância para as frequências superiores. Por este motivo também são conhecidos como filtros passa banda.

Nas seções que se seguem são apresentadas as principais topologias dos filtros sintonizados e amortecidos, características e aspectos relativos à modelagem matemática destes equipamentos.

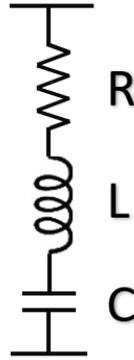
5.2.1 Filtros sintonizados

5.2.1.1 Filtro de simples sintonia

Os filtros de simples sintonia constituem um dos elementos de filtragem mais simples e apresentam excelentes resultados quando se deseja a mitigação de uma componente harmônica específica do sistema elétrico.

O filtro de simples sintonia, por se tratar de um circuito ressonante série, apresenta baixa impedância para a frequência de sintonia, o que permite com que a filtragem seja eficiente e em uma estreita faixa de frequência. O circuito desta topologia de filtro é apresentado na Figura 5.1:

Figura 5.1 – Circuito equivalente do filtro de simples sintonia.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Conforme apresentado previamente, o circuito RLC série apresenta a impedância dada pela equação (5.1) a seguir:

$$Z(h) = R + j \left(h \times X_{L1} - \frac{X_C}{h} \right) [\Omega] \quad (5.1)$$

De modo que a sua magnitude e fase podem ser expressos, respectivamente, pelas equações (5.2) e (5.3):

$$Z(h) = \sqrt{R^2 + \left(h X_{L1} - \frac{X_C}{h} \right)^2} [\Omega] \quad (5.2)$$

$$\varphi(h) = \text{tg}^{-1} \left(\frac{h X_{L1} - \frac{X_C}{h}}{R} \right) [^\circ] \quad (5.3)$$

Onde:

- $Z(h)$: é a magnitude da impedância complexa;
- $\varphi(h)$: Ângulo da impedância $Z(h)$.

A frequência de ressonância deste filtro pode ser obtida a partir da equação (5.4), na situação em que para determinada ordem harmônica ambas as reatâncias apresentem a mesma magnitude:

$$\left(h X_{L1} - \frac{X_C}{h} \right) = 0 \quad (5.4)$$

De onde se obtém:

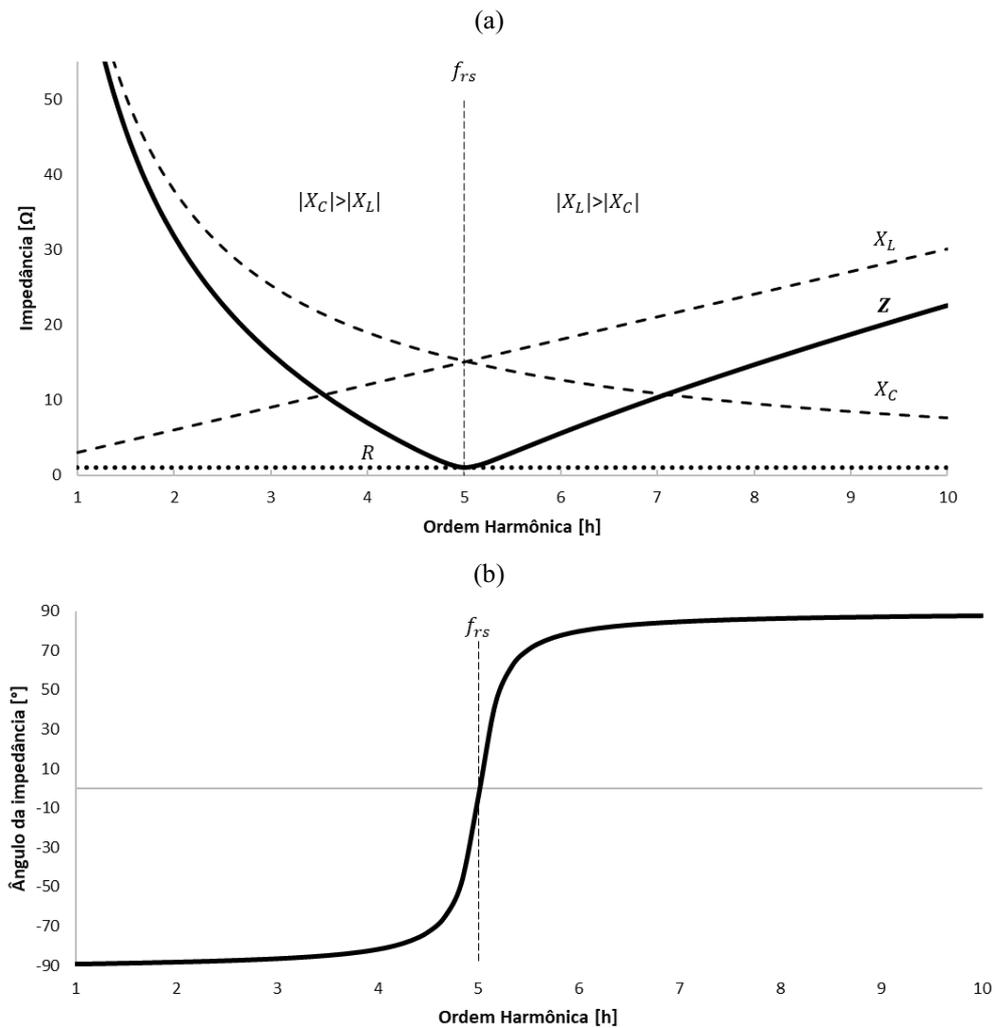
$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} = 2\pi f_0 \text{ [rad/s]} \quad (5.5)$$

Onde:

- ω_0 : é a frequência angular de ressonância do filtro de simples sintonia;

A Figura 5.2 apresenta a resposta em frequência de um filtro de simples sintonia, que apresenta os parâmetros $R = 1$, $L = 8 \text{ mH}$ e $C = 35 \mu\text{F}$.

Figura 5.2 – Resposta em frequência do filtro de simples sintonia: (a) Magnitude; (b) Fase.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Antes da apresentação das equações destinadas à especificação dos parâmetros R, L e C do filtro de simples sintonia, será introduzido sucintamente no próximo tópico a definição de um dos termos mais relevantes para o projeto dos filtros sintonizados: o fator de qualidade.

5.2.1.1.1 Fator de qualidade de filtros passivos

No que tange aos filtros passivos sintonizados, um dos parâmetros usualmente utilizados para o projeto e especificação destes dispositivos é o fator de qualidade.

O fator de qualidade é um parâmetro definido como sendo a relação entre a máxima energia armazenada e a energia total dissipada por período. Em outras palavras, o mesmo apresenta uma relação entre a energia armazenada e a parcela de perdas, dissipadas na resistência do equipamento. O fator de qualidade se aplica tanto para circuitos tanto para componentes e geralmente é expresso pelo símbolo Q_f .

Assim, de forma geral, o fator de qualidade para os filtros sintonizados é expresso pela equação (5.6) a seguir:

$$Q_f = \frac{\omega_0 \times L}{R} = \frac{1}{\omega_0 \times C \times R} \quad (5.6)$$

Na equação (5.6), os termos $\omega_0 L$ e $1/\omega_0 C$ possuem dimensão de impedância e, apresentam o mesmo valor para a frequência de ressonância. Em um filtro passivo sintonizado, como de simples sintonia apresentado anteriormente, estes termos representam a impedância natural ou característica do circuito, que pode ser expressa alternativamente por meio da equação (5.7) em função dos parâmetros L e C.

$$Z_0 = \omega_0 L = \frac{1}{\omega_0 C} = \sqrt{L/C} \text{ } [\Omega] \quad (5.7)$$

A largura de faixa ou banda passante de um filtro BW (do inglês *Band Width*) é definida como sendo o tamanho da faixa de frequência de atuação do filtro. Esta grandeza relaciona-se com o fator de qualidade, conforme expresso pela equação (5.8).

$$BW = \frac{\omega_0}{Q} \quad (5.8)$$

A equação (5.8) permite verificar que o fator de qualidade de um filtro é inversamente proporcional à largura de faixa. Sendo assim, quanto maior for o fator de qualidade de um filtro passivo, maior será sua seletividade. Por outro lado, será mais susceptível ao fenômeno da dessintonização.

Para o filtro passivo de simples sintonia, a equação (5.2), que quantifica a magnitude da impedância em função da ordem harmônica, pode ser expressa alternativamente em termos do fator de qualidade do filtro. Colocando-se o termo referente à resistência do filtro em evidência, e reescrevendo as reatâncias indutiva e capacitiva em função dos valores de capacitância e indutância, obtém-se o seguinte resultado:

$$Z(h) = \sqrt{R^2 \times \left[1 + \left(\frac{h \times \omega_1 \times \omega_0 \times L}{\omega_0 \times R} - \frac{\omega_0}{h \times \omega_1 \times \omega_0 \times C \times R} \right)^2 \right]} \quad [\Omega] \quad (5.9)$$

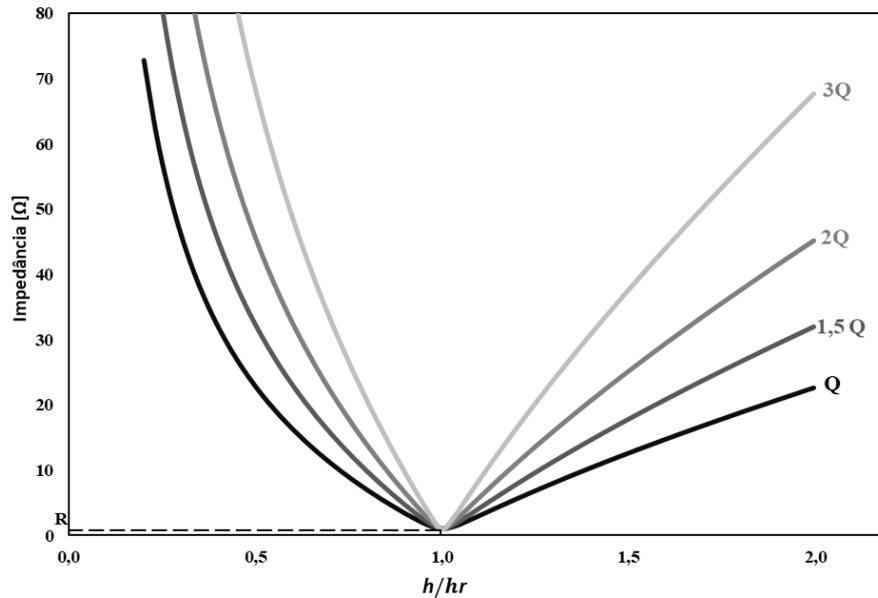
Substituindo-se os termos da equação (5.9) pela definição do fator de qualidade, conforme expresso pela equação (5.7), e manipulando-se algebricamente obtém-se:

$$Z(h) = R \times \sqrt{1 + Q^2 \times \left(\frac{h}{h_r} - \frac{h_r}{h} \right)^2} \quad [\Omega] \quad (5.10)$$

Para o filtro passivo cujos parâmetros foram apresentados anteriormente, a aplicação da equação (5.6) conduz ao resultado de 15,12. Variando-se o fator de qualidade deste equipamento, pode-se perceber a variação da impedância do filtro, tal como apresentado na Figura 5.3.

Deve-se ressaltar que os resultados dos fatores de qualidade apresentados na Figura 5.3 possuem caráter unicamente didático. Para filtros passivos comerciais, o fator de qualidade usualmente encontra-se na faixa de 15 a 80 (F. C. DE LA ROSA, 2006).

Figura 5.3 – Impedância equivalente do filtro, para diversos valores do fator de qualidade.



Fonte: Aatoria própria, 2022.

5.2.1.2 Dessintonização de filtros harmônicos

Os filtros passivos sintonizados são projetados de forma a atenuarem ou mitigarem as componentes harmônicas de determinadas frequências de interesse, conforme discutido anteriormente. No entanto, estão sujeitos às oscilações de frequência do sistema elétrico, bem como das variações naturais dos valores dos componentes capacitivos e indutivos que os constituem.

A frequência do sistema elétrico relaciona-se intimamente com as modificações de carga e geração, fenômenos observados comumente na dinâmica dos sistemas elétricos. Apesar de se caracterizar por variações de pequena intensidade, a variação de frequência é um dos fenômenos que mais contribuem para a dessintonia dos filtros.

Outro fator preponderante é a variação natural da capacitância com o tempo de operação dos capacitores. Idealmente, este parâmetro deveria se manter inalterado, entretanto, observa-se uma diminuição do mesmo com o passar do tempo de operação dos capacitores. Deve ser considerado ainda que as variações de temperatura acarretam em variações da capacitância e indutância dos elementos que constituem o filtro.

A influência de ambas as grandezas citadas anteriormente para a dessintonização do filtro é quantificada por meio de uma grandeza denominada desvio equivalente de frequência (δ), calculado, segundo Nascimento (2007), por meio da equação (5.11).

$$\delta = \delta_s + \delta_c \quad (5.11)$$

Onde:

- δ_s : é o desvio devido à variação da frequência do sistema elétrico;
- δ_c : é o desvio natural relativo à variação dos valores de indutância e capacitância dos componentes do filtro.

O desvio relativo à frequência do sistema elétrico, é dado diretamente pela relação entre a variação de frequência e o valor nominal do sistema, conforme apresentado na equação (5.12) a seguir.

$$\delta_s = \frac{\Delta f}{f_n} \quad (5.12)$$

Onde:

- Δf : é a variação de frequência [Hz];
- f_n : é a frequência nominal (frequência fundamental) [Hz].

Já o desvio relativo devido à variação dos valores dos componentes constituintes do filtro pode ser calculado através da equação (5.13):

$$\delta_c = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \right) \quad (5.13)$$

Onde:

- $\Delta L/L$: é a variação da indutância do filtro relativamente ao seu valor nominal;
- $\Delta C/C$: é a variação da capacitância do filtro relativamente ao seu valor nominal.

Substituindo-se as equações (5.12) e (5.13) na equação (5.11), obtém-se em (5.14) a equação resultante para o desvio equivalente de frequência.

$$\delta = \frac{\Delta f}{f_1} + \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta L}{L} + \frac{\Delta C}{C} \right) \quad (5.14)$$

A equação (5.14) indica que a depender das magnitudes das variações observadas, e de possível simultaneidade nas ocorrências das mesmas, a frequência de ressonância do filtro pode se afastar daquela inicialmente desejada, o que culmina na redução da eficiência de filtragem nesta ordem harmônica. Assim, os filtros podem se tornar incapazes de atenderem as especificações requeridas para a qual foram projetados.

Por esse motivo, a frequência de sintonia utilizada para a especificação do filtro é usualmente definida considerando-se um intervalo de tolerância entre $\pm 5\%$ da frequência da harmônica a ser filtrada (ARRILLAGA e WATSON, 1985).

5.2.1.3 Especificação dos parâmetros do filtro de simples sintonia

O projeto de um filtro harmônico sintonizado consiste na especificação dos parâmetros de R, L e C do circuito equivalente apresentado na Figura 5.1. As equações apresentadas na sequência para o cálculo desses parâmetros podem ser obtidas considerando-se os seguintes critérios:

- A condição de ressonância entre o sistema CA e o ramo do filtro para as frequências harmônicas;
- A potência reativa necessária para o suprimento do sistema a ser compensado;
- Um fator de qualidade que propicie a obtenção do menor valor possível de tensão harmônica na barra a que o filtro será inserido.

O capacitor do filtro é calculado a partir da potência reativa que deve ser fornecida ao sistema elétrico (Q_c) quando da operação do equipamento. Assim, este parâmetro pode ser calculado através da equação (5.15) a seguir:

$$Q_c = \frac{V_n^2}{X_c} = \omega_1 \times C \times V_n^2$$
$$C = \frac{Q_c}{\omega_1 \times V_n^2} \quad (5.15)$$

A indutância é obtida pela relação:

$$L = \frac{1}{C \times \omega_o^2} \quad (5.16)$$

Já a resistência, que conforme discutido anteriormente está fortemente associada com o fator de qualidade, pode ser calculada através da equação (2.17):

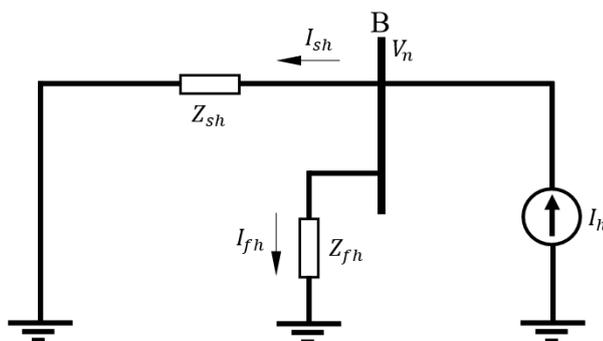
$$R = \frac{\omega_o \times L}{Q} \quad (5.17)$$

A escolha do fator de qualidade estará associado ao desempenho do filtro e, conseqüentemente com o grau de sintonia e as perdas apresentadas pelo equipamento. Neste conexto, o fator de qualidade ótimo é aquele cuja escolha proporciona a obtenção da mínima tensão harmônica na barra em que é conectada.

Embora não seja o objeto de estudo deste trabalho, a especificação de filtros para sistemas de transmissão e de alta potência requer que as condições de otimização sejam consideradas, objetivando-se a obtenção de resultados ótimos quando da inserção dos filtros harmônicos.

Neste conexto, diversas metodologias já foram apresentadas na literatura. Uma das mais simples, apresentada por Alves (1991) consiste na análise do local geométrico das impedâncias do sistema. De forma a apresentar em linhas gerais a idéia principal desta teoria, apresenta-se na Figura 5.4 o circuito equivalente de representação de um sistema elétrico hipotético, cuja impedância equivalente do sistema vista pela barra B é dada por Z_{sh} e a impedância do filtro sintonizado conectado a este barramento é dado por Z_{fh} . A fonte não linear é modelada como uma fonte de corrente harmônica de ordem h.

Figura 5.4 – Circuito simplificado apresentando a impedância do sistema em paralelo com a do filtro sintonizado



Fonte: Adaptado de Alves (1991), com modificações.

A admitância total vista pela barra B é dada pela soma das admitâncias do sistema e do filtro, conforme expresso pela equação (5.18):

$$Y_{Th} = Y_{sh} + Y_{fh} = \frac{1}{Z_{sh}} + \frac{1}{Z_{fh}} \quad (5.18)$$

Logo, a tensão harmônica na barra B, para cada componente harmônica é calculada pela seguinte equação:

$$\dot{V}_h = \frac{\dot{I}_h}{Y_{sh} + Y_{fh}} = \frac{\dot{I}_h}{Y_{Th}} \quad (5.19)$$

Onde:

- \dot{V}_h : é a tensão harmônica na barra B;

O valor mínimo de \dot{V}_h é obtido quando Y_{Th} assume o valor máximo. No entanto, Y_{Th} constitui-se da soma das admitâncias do filtro e do sistema alimentador, cuja determinação prática não é trivial. Assim, o método apresentado por Alves (1991) consiste em admitir Y_{sh} mínimo, que leva a uma máxima tensão harmônica na barra B.

No desenvolvimento matemático apresentado por Alves (1991), o fator de qualidade ótimo é determinado de forma que a mínima tensão harmônica seja observada na barra B, quando da combinação crítica entre as admitâncias do filtro e do sistema e para a condição de máxima dessintonização. A equação resultante para cálculo do fator de qualidade ótimo do filtro sintonizado (ALVES, 1991) é dada pela equação (5.20):

$$Q_o = \frac{1 + \cos(\varnothing_{sm})}{2 \times \delta_{m\acute{a}x} \times \text{sen}(\varnothing_{sm})} \quad (5.20)$$

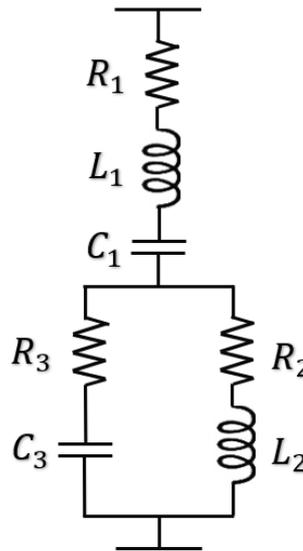
Onde:

- Q_o : é o fator de qualidade ótimo do filtro passivo;
- \varnothing_{sm} : é o ângulo máximo da impedância CA;
- $\delta_{m\acute{a}x}$: é o máximo desvio da frequência do sistema.

5.2.1.4 Filtro de dupla sintonia

O filtro de dupla sintonia apresenta possibilidade de sintonização para duas frequências de ressonância. O circuito equivalente deste filtro é apresentado na Figura 5.5 a seguir:

Figura 5.5 – Circuito equivalente do filtro de dupla sintonia



Fonte: Autoria própria, 2022.

No circuito apresentado na Figura 5.5, o ramo série sintoniza uma frequência de ressonância. No entanto, quando a impedância do ramo paralelo apresentar a mesma magnitude do ramo série, sendo ambas de sinal oposto, a impedância equivalente verificada é mínima. Para esta frequência, tem-se a segunda frequência de ressonância.

A impedância equivalente vista a partir dos terminais do circuito apresentado na Figura 5.5 é dada por:

$$Z = Z_s + Z_p \text{ } [\Omega] \quad (5.21)$$

Onde:

- Z_s : é a impedância do ramo série do filtro;
- Z_p : é a impedância paralela do filtro.

O termo correspondente à impedância série do filtro, é dado pela equação (5.22).

$$Z_s = R_1 + j \left(\omega \times L_1 + \frac{1}{\omega \times C_1} \right) \text{ } [\Omega] \quad (5.22)$$

Percebe-se que este termo corresponde à impedância equivalente do filtro de simples sintonia, e, assim, a frequência de ressonância série pode ser calculada por meio da equação (5.5).

Já o termo correspondente à impedância paralela do filtro é dado pela equação (5.23).

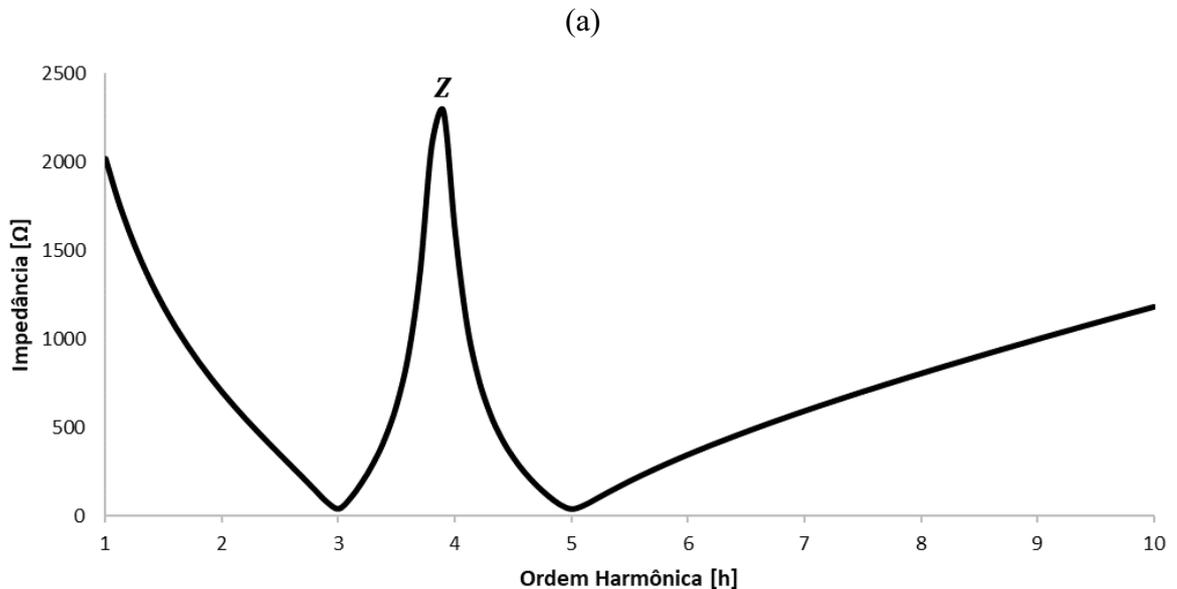
$$Z_p = \frac{(R_2 + j \times \omega \times L_2) \times (R_3 + 1/j\omega C_3)}{(R_2 + j \times \omega \times L_2) + (R_3 + 1/j\omega C_3)} [\Omega] \quad (5.23)$$

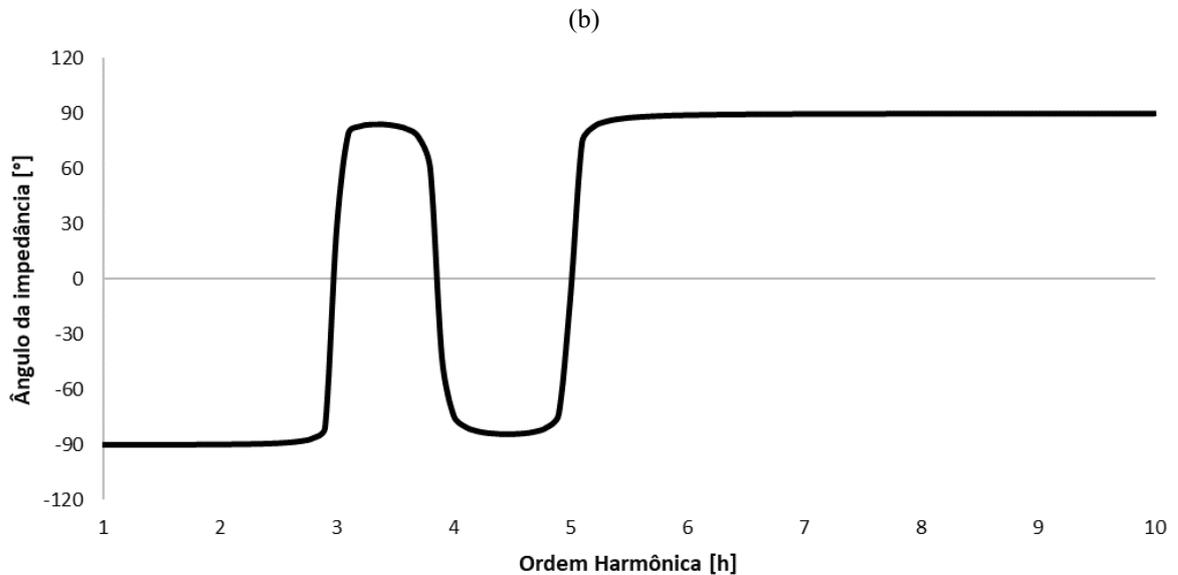
Da equação (5.22), pode-se determinar a frequência de ressonância paralela igualando-se as reatâncias capacitiva e indutiva. O resultado deste desenvolvimento algébrico é dado pela equação (5.24).

$$f_{rp} = \frac{1}{2 \times \pi \times \sqrt{L_2 C_3}} \sqrt{\frac{L_2 - C_3 \times R_2^2}{L_2 - C_3 \times R_3^2}} [Hz] \quad (5.24)$$

A resposta em frequência de magnitude e de fase características desta topologia de filtro são apresentados na Figura 5.6.

Figura 5.6 – Resposta em frequência característica do filtro de dupla sintonia: (a) Magnitude; (b) Fase.





Fonte: Autoria própria, 2022.

5.2.1.5 Filtro passivo dessintonizado

Conforme discutido anteriormente, em instalações elétricas industriais com baixo fator de potência fundamental, uma das soluções amplamente utilizadas é a aplicação de bancos de capacitores destinados ao suprimento local de potência reativa, o que possibilita a correção do fator de deslocamento do circuito e, conseqüentemente na redução de perdas devido à eliminação da componente reativa de corrente circulante pelo sistema elétrico.

No entanto, em sistemas industriais que apresentem baixo fator de deslocamento e penetração de cargas não lineares, a inserção de banco de capacitores puros para a correção do fator de potência fundamental deve ser rigorosamente analisada. No estudo de caso apresentado no Capítulo 4 ficou evidente que a inserção dos capacitores proporcionou o surgimento de ressonâncias paralelas e, por se tratar de um ambiente com alta penetração de cargas não lineares, percebeu-se a amplificação das distorções harmônicas de tensão e corrente. Além do mais, os próprios bancos de capacitores podem ser submetidos a componentes de corrente e de tensão de elevada magnitude, que a depender da severidade podem ultrapassar os limites de suportabilidade dos equipamentos, podendo em casos extremos danificá-los.

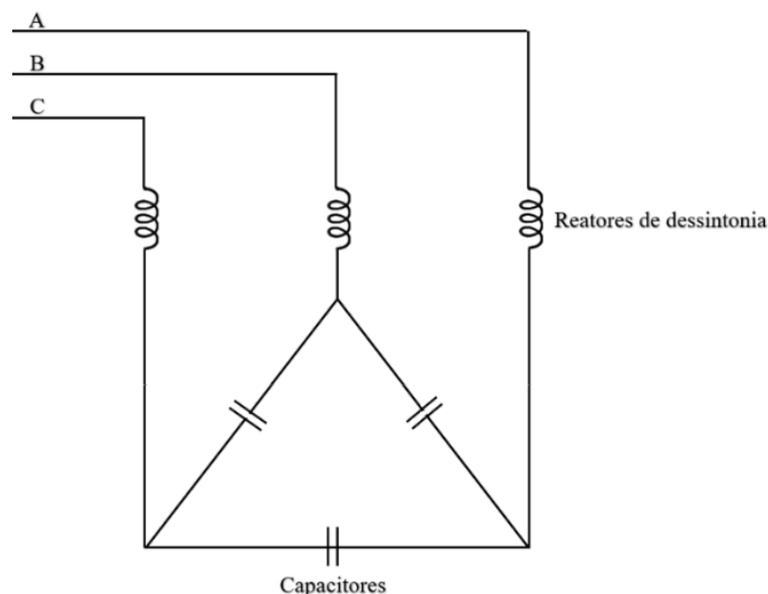
Em situações como esta apresentada, em que se faz necessário corrigir o fator de deslocamento da instalação na presença de componentes harmônicas de corrente, uma das alternativas existentes é a utilização do filtro passivo dessintonizado. Este filtro constitui-se da inserção de reatores, denominado reator de dessintonia, em série com os capacitores de tal

forma que a frequência de ressonância série entre ambos os elementos ocorra em uma frequência em que não existam componentes harmônicos de corrente.

Na frequência fundamental, o filtro é projetado de forma que a sua reatância indutiva apresente um valor insignificante e, conseqüentemente, o mesmo atue como um capacitor, fornecendo potência reativa ao sistema e corrigindo o fator de potência fundamental. Por outro lado, para as ordens harmônicas superiores, o comportamento característico da reatância indutiva com o aumento da frequência ocasiona a elevação da impedância equivalente do filtro, que passa a bloquear a absorção de eventuais componentes harmônicas de correntes presentes na rede. Além do mais, como o filtro se comporta essencialmente como um indutor nesta situação, a impedância equivalente resultante com a rede não mais resultará no surgimento de ressonâncias paralelas.

A Figura 5.7 apresenta uma das topologias encontradas para os filtros dessintonizados em que os reatores de dessintonia são conectados, em cada fase, em série com a configuração em triângulo.

Figura 5.7 – Sistema de compensação conectado em delta com a inserção de reatores de dessintonia



Fonte: Autoria própria, 2022.

Uma vez especificada a potência reativa necessária do banco de capacitores, inicialmente calculada desprezando-se a existência de componentes harmônicas no sistema elétrico, a reatância por fase do banco de capacitores, considerando-se a conexão em delta, é calculada pela equação (5.29).

$$X_c = 3 \times \frac{V_n^2}{Q_c} \quad (5.25)$$

A reatância por fase do reator de dessintonia é calculada através da equação (5.26), em que $p_{\%}$ é uma porcentagem da reatância do banco de capacitores.

$$X_L = \frac{p_{\%}}{100} \times \frac{X_c}{3} \quad (5.26)$$

O termo $p_{\%}$ possui relação com a frequência de dessintonia, conforme expresso pela equação (5.27). A frequência de dessintonia é geralmente especificada para um valor próximo e inferior à frequência de ressonância verificada devido à inserção do banco ao sistema elétrico.

$$f_s = 60 \times \frac{10}{\sqrt{p_{\%}}} \quad (5.27)$$

Os valores de $p_{\%}$ usualmente adotados para as frequências de ressonância que geralmente apresentam maior incidência de componentes não lineares são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Valores usualmente empregados de $p_{\%}$ para diferentes frequências de ressonância

Frequência de ressonância paralela [Hz]	Frequência de dessintonia [Hz]	$p_{\%}$
180	134	20,00
	160	14,00
300	227	7,00
	252	5,67
420	346	3,00
	362	2,75

Fonte: Extraído de Alves (2020).

Com a inserção do reator de dessintonia e da consequente modificação da reatância equivalente do conjunto, a potência reativa especificada inicialmente para o banco de capacitores é aumentada, conforme expresso pela equação (5.28):

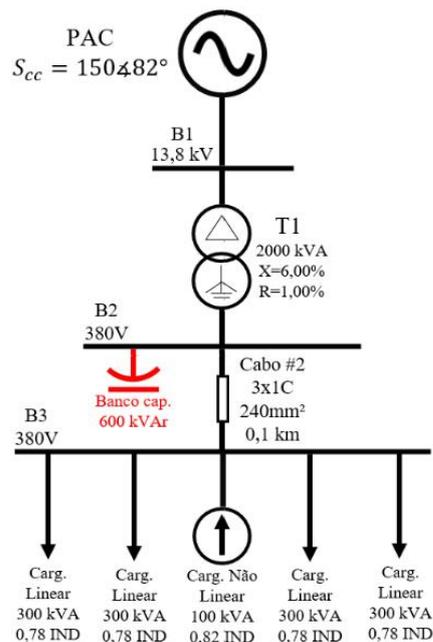
$$Q_{\text{úq.}} = 3 \times \frac{V_n^2}{3 X_L - X_C} \quad (5.28)$$

Na seção subsequente é apresentado um exemplo de aplicação do filtro passivo dessintonizado.

5.2.1.5.1 Exemplo de aplicação

Seja o sistema elétrico apresentado no diagrama unifilar a seguir. Trata-se de uma rede de distribuição interna de um sistema elétrico industrial, destinado à alimentação de motores elétricos acionados por conversores de frequência e, por consequência, um ambiente com injeção de componentes harmônicas de corrente.

Figura 5.8 – Diagrama do Sistema Elétrico

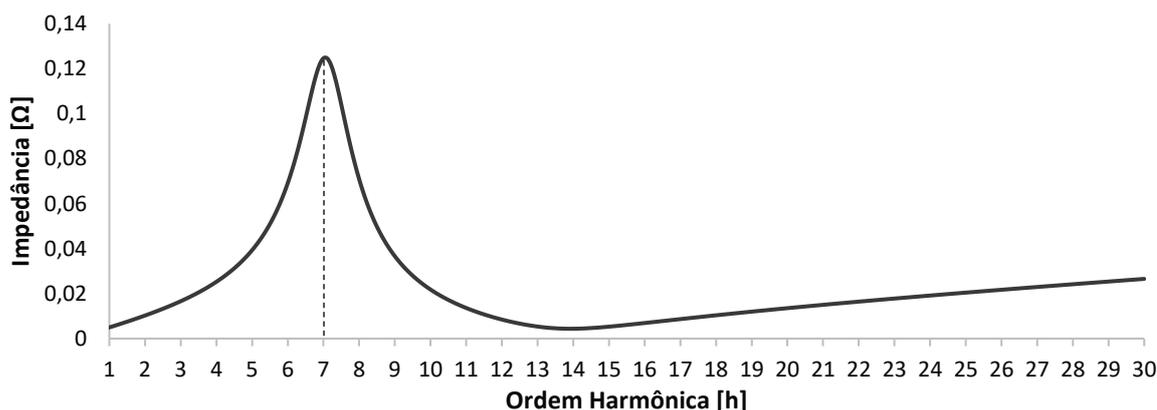


Fonte: Autoria própria, 2022.

Objetivando-se a elevação do fator de potência junto ao secundário do transformador para 0,95, um banco de capacitores de potência nominal de 600 [kVAr] é especificado para ser conectado à barra B2 ignorando-se a injeção de componentes harmônicas de corrente no sistema pelas cargas não lineares.

Caso o banco de capacitor puro seja conectado ao sistema, a resposta em frequência da impedância equivalente vista pela barra B2 será a apresentada na Figura 5.9. Como pode ser observado, ocorre uma ressonância paralela para a sétima ordem harmônica.

Figura 5.9 – Resposta em frequência da magnitude da impedância vista pela barra B2 após a inserção do banco de capacitores



Fonte: Autoria própria, 2022.

Os principais resultados obtidos através de simulações computacionais antes e após a inserção do banco de capacitores ao sistema são apresentados na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – Principais resultados obtidos antes e após a inserção do banco de capacitores

Grandezas	Antes da conexão do banco de capacitores	Após a conexão do banco de capacitores
Tensão na barra B1 [V]	13.800	13.800
Tensão na barra B2 [V]	367,56	374,03
Tensão na barra B3 [V]	343,19	349,03
Distorções harmônicas totais de tensão na barra B1 [%]	0,54	2,12
Distorções harmônicas totais de tensão na barra B2 [%]	3,10	11,96
Distorções harmônicas totais de tensão na barra B3 [%]	6,48	12,09
Fator de potência fundamental no PAC	0,757	0,955
Fator de potência fundamental secundário de T1	0,775	0,966

Fonte: Autoria própria, 2022.

Além da elevação considerável das distorções harmônicas totais de tensão, a corrente eficaz por fase verificada através do banco de capacitores corresponde a 1191,80 [A], valor 30% superior à corrente nominal do banco.

Devido aos problemas observados, será analisado o desempenho do sistema com a inserção de um filtro dessintonizado. Os capacitores do filtro apresentarão a mesma potência definida inicialmente, isto é 600 kVAr, e serão conectados em delta. Assim, resta especificar o reator de dessintonia do filtro.

Uma vez que existem componentes de corrente significativas para a quinta e sétima ordens harmônicas, o filtro será projetado de forma que sua frequência de dessintonia se encontre abaixo de 300 Hz. Da Tabela 5.1 verifica-se duas opções padronizadas de $p_{\%}$: o valor de 2,75%, que conduz a uma frequência de dessintonia de 252 hertz, e a porcentagem de 3%, que resulta em uma dessintonia de 227 hertz. Os resultados do dimensionamento do filtro para ambos os valores de $p_{\%}$ são apresentados na Tabela 5.3.

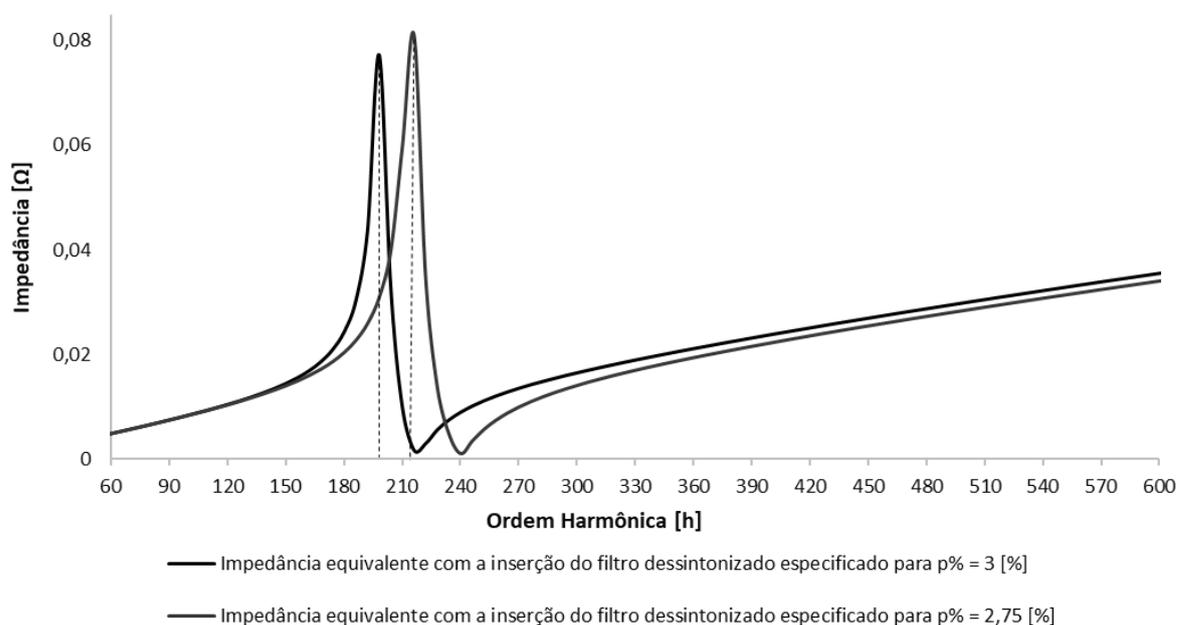
Tabela 5.3 – Resultado do dimensionamento do filtro dessintonizado

Grandezas	Valores para a porcentagem 2,75 %	Valores para a porcentagem 3 %
Frequência de sintonia [Hz]	252,00	227,00
Reatância capacitiva na fase do delta [Ω /fase]	0,722	0,722
Reatância indutiva em série com o delta [$m\Omega$ /fase]	13,646	16,847
Tensão de linha eficaz na fase do delta [V]	395,88	401,66
Tensão de fase eficaz no reator [V]	22,43	28,09
Potência reativa fornecida pelos capacitores [kVAr]	651,702	670,198
Potência reativa absorvida pelos reatores [kVAr]	38,184	47,915
Potência reativa líquida total [kVAr]	613,518	622,283

Fonte: Autoria própria, 2022.

A Figura 5.10 apresenta a resposta em frequência da magnitude da impedância equivalente vista pela barra B2 após a conexão das duas opções de filtro dessintonizado. Pode-se constatar a eliminação da ressonância paralela verificada para a sétima ordem harmônica quando da inserção do banco puramente capacitivo.

Figura 5.10 – Resposta em frequência da magnitude da impedância vista pela barra B2 após a inserção do filtro dessintonizado



Fonte: Autoria própria, 2022.

Os resultados obtidos por meio de simulação computacional após a inserção de ambas as possibilidades de filtros de dessintonizados são apresentados na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Resultados obtidos após a inserção do filtro dessintonizado

Grandezas	Filtro especificado para a porcentagem 2,75 %	Filtro especificado para a porcentagem 3,00 %
Tensão na barra B1 [V]	13.800	13.800
Tensão na barra B2 [V]	374,86	374,99
Tensão na barra B3 [V]	350,95	351,10
Distorções harmônicas totais de tensão na barra B1 [%]	0,36	0,40
Distorções harmônicas totais de tensão na barra B2 [%]	2,00	2,23
Distorções harmônicas totais de tensão na barra B3 [%]	5,34	5,56
Corrente através do filtro [A]	956,43	969,59
Fator de potência fundamental na fonte	0,964	0,965
Fator de potência fundamental secundário de T1	0,970	0,976

Fonte: Autoria própria, 2022.

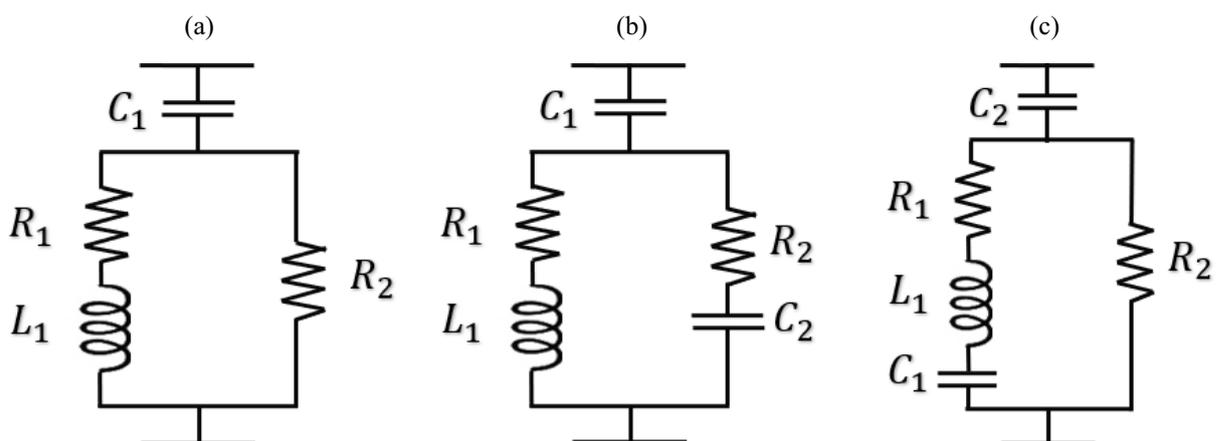
Pode-se observar que após a inserção do filtro de dessintonia a correção do fator de potência fundamental é oportunizada sem que sejam verificadas ampliações das distorções harmônicas totais de tensão. Ademais, com a elevação da impedância equivalente do conjunto devido ao comportamento predominantemente indutivo para as ordens harmônicas superiores, nota-se a redução da corrente eficaz sobre os capacitores, minimizando os efeitos decorrentes de sobrecorrentes.

5.2.2 Filtros Amortecidos

Os filtros amortecidos são constituídos pela combinação de elementos passivos R, L e C e, diferentemente dos filtros sintonizados, possibilitam a filtragem de componentes harmônicos de um intervalo de frequência, não se limitando a apenas uma ordem especificamente.

Dentre as topologias existentes, as mais comumente utilizadas em sistemas elétricos são os filtros amortecidos de segunda e terceira ordens e o filtro tipo “C”. Estes modelos de filtros são apresentados na Figura 5.11. O filtro amortecido de primeira ordem não é utilizado em aplicações práticas já que apresenta perdas excessivas na frequência fundamental e requer um grande capacitor.

Figura 5.11 – Classificação dos filtros em derivação amortecidos mais comumente utilizados: (a) Amortecido de 2ª Ordem; (b) Amortecido de 3ª Ordem; (c) Tipo “C”



Fonte: Autoria própria, 2022.

Cada topologia de filtro apresenta um modelo de representação distinto e, sendo assim, um comportamento dinâmico característico frente às variações de frequência. Isto permite uma maior opção de escolha do filtro que mais se adeque aos requisitos do sistema elétrico. Os

aspectos relacionados à modelagem de cada uma das topologias dos filtros amortecidos bem como suas principais características são apresentados nas seções a seguir.

5.2.2.1 Filtro amortecido de 2ª ordem

A análise do circuito equivalente apresentado na Figura 5.11 (a) permite concluir que impedância equivalente apresentada pelo filtro amortecido de 2ª ordem, é dada pela equação (5.29):

$$Z_f(\omega) = \frac{1}{j\omega C_1} + \left(\frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_1 + j\omega L_1} \right)^{-1} \quad (5.29)$$

A frequência característica do filtro é a frequência a partir da qual o filtro passa a apresentar uma redução da magnitude da impedância em função do aumento da frequência. O valor desta grandeza é dado pela equação (5.30), em função dos parâmetros L_1 e C_1 do circuito. Devido a este comportamento característico da impedância do filtro em função do aumento da frequência, esta topologia é comumente classificada como um filtro passa alta.

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}} = \omega_1 \times h \quad (5.30)$$

Já o valor da impedância natural, conforme definido anteriormente, é dado pela equação (5.31):

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L_1}{C_1}} = \omega_0 \times L_1 = \frac{1}{\omega_0 \times C_1} \quad (5.31)$$

Para a especificação dos parâmetros do circuito equivalente do filtro amortecido de 2ª ordem, deve-se definir inicialmente a tensão nominal (V_n) de operação do filtro, a frequência de sintonia (ω_0) e a potência reativa que deve ser suprida pelo filtro na frequência fundamental (Q_c).

Desprezando-se a resistência do reator, a equação da impedância equivalente apresentada pelo filtro se torna:

$$Z_f(\omega) = \frac{1}{j\omega \times C_1} + \left(\frac{1}{R_2} + \frac{1}{j\omega \times L_1} \right)^{-1} = \frac{R_2 \times j\omega \times L_1}{R_2 + j\omega \times L_1} - j \left(\frac{1}{\omega \times C_1} \right) \quad (5.32)$$

Supondo que o parâmetro R_2 seja muito menor que a reatância $\omega_1 L_1$, a reatância equivalente do filtro à frequência fundamental pode ser expressa por:

$$X_f(\omega = \omega_1) = \omega_1 \times L_1 - \frac{1}{\omega_1 \times C_1} = \frac{V_n^2}{Q_c} \quad (5.33)$$

Na frequência de sintonia, a reatância equivalente apresentada pelo filtro, que deve ser nula, é dada pela equação (5.34):

$$X_f(\omega = \omega_0) = \omega_0 \times L_1 - \frac{1}{\omega_0 \times C_1} = 0 \quad (5.34)$$

Da equação (5.40), é possível obter uma relação entre os elementos C_1 e L_1 , expressa na equação a seguir:

$$L_1 = \frac{1}{\omega_0^2 \times C_1} \quad (5.35)$$

Ao substituir a equação (5.35) em (5.34) e desenvolvendo algebricamente, obtém-se a equação para a determinação do parâmetro C_1 :

$$C_1 = \frac{h^2 - 1}{\omega_1 \times h^2} \frac{Q_c}{V_n^2} \quad (5.36)$$

Já a equação para determinação da indutância do reator é determinada ao substituir o resultado obtido em (5.42) na equação (5.33):

$$L_1 = \frac{1}{h^2 - 1} \frac{V_n^2}{\omega_1 \times Q_c} \quad (5.37)$$

O fator de qualidade do filtro amortecido de segunda ordem, também denominado na literatura como fator de amortecimento, apresenta influência direta no comportamento da

impedância, sendo definido como a razão entre a resistência de amortecimento do circuito (R_2) e a impedância natural, o recíproco do fator de qualidade dos filtros harmônicos sintonizados, conforme apresentado na equação (5.38).

$$Q_f = \frac{R_2}{Z_0} = \frac{R_2}{\omega_0 \times L_1} \quad (5.38)$$

A depender do valor apresentado pelo fator de amortecimento, a impedância do filtro em função da frequência pode apresentar característica resistiva, capacitiva ou indutiva. Esta é uma das principais diferenças observadas por este filtro quando comparados aos filtros sintonizados convencionais.

Se o fator de amortecimento apresenta valor menor ou igual à unidade, o filtro apresenta característica capacitiva, independentemente da frequência. Por outro lado, para valores do fator de amortecimento maiores que um ($Q > 1$), a impedância do filtro pode apresentar predominância capacitiva, indutiva ou resistiva, a depender da frequência a que estão submetidos:

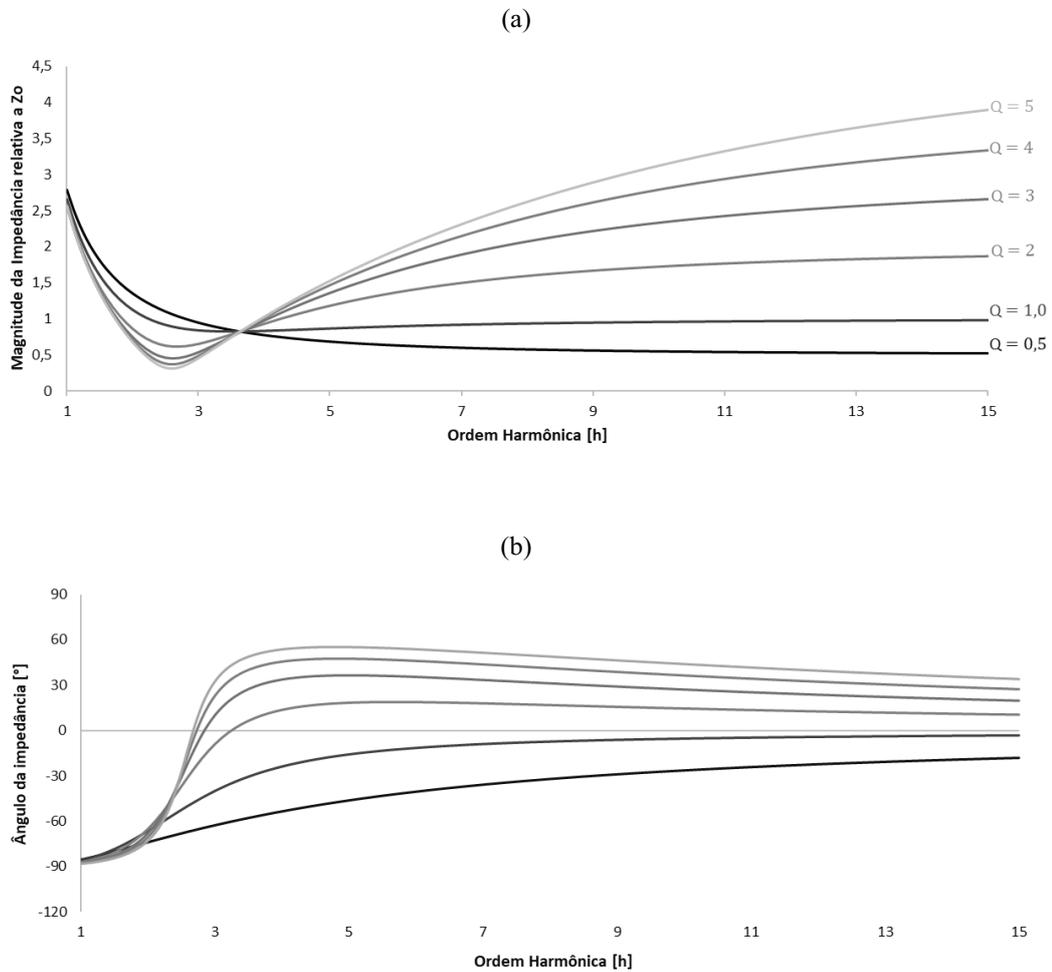
$$se, \omega < \omega_0 \times \sqrt{\frac{Q^2}{Q^2 - 1}} \longrightarrow Z_f(\omega) \text{ capacitiva} \quad (5.39)$$

$$se, \omega = \omega_0 \times \sqrt{\frac{Q^2}{Q^2 - 1}} \longrightarrow Z_f(\omega) \text{ resistiva} \quad (5.40)$$

$$se, \omega > \omega_0 \times \sqrt{\frac{Q^2}{Q^2 - 1}} \longrightarrow Z_f(\omega) \text{ indutiva} \quad (5.41)$$

A Figura 5.12 apresenta a resposta em frequência de um filtro amortecido de 2ª ordem, sintonizado na terceira ordem harmônica, ao se variar o valor de R_2 e, conseqüentemente, o parâmetro Q_f desde o valor inicial de 0,50 a 5.

Figura 5.12 – Resposta em frequência do filtro amortecido de 2ª ordem: (a) Magnitude; (b) Fase.



Fonte: A autoria própria, 2022.

As curvas apresentadas na Figura 5.12 permitem a verificação de que para a frequência fundamental o filtro apresenta comportamento capacitivo, independentemente do valor do fator de amortecimento. O mesmo comportamento é observado para os valores de Q_f menores ou iguais a unidade, independentemente da frequência a que o filtro é submetido.

Por outro lado, para os valores de Q_f superiores à unidade, o filtro se comporta como um elemento indutivo quando submetido a frequências superiores àquela apresentada na equação (5.41), como pode ser observado pelo gráfico de fase. Além do mais, com o aumento da frequência, a magnitude da impedância equivalente do filtro tende ao valor numérico da resistência R_2 .

Portanto, a depender da combinação das grandezas Q , ω_0 e Z_0 , esta topologia de filtro pode apresentar comportamento capacitivo à frequência fundamental, além de uma baixa

impedância a partir da frequência característica, possibilitando a filtragem de componentes harmônicos de ordens superiores à da frequência característica do circuito e imune ao fenômeno de dessintonia.

5.2.2.2 Filtro amortecido de 3ª ordem

O filtro amortecido de terceira ordem, cujo arranjo elétrico é apresentado na Figura 5.11 (b), apresenta impedância equivalente dada pela equação (5.42):

$$Z_f(\omega) = \frac{1}{j\omega C_1} + \left(\frac{1}{R_2 + \frac{1}{j\omega C_2}} + \frac{1}{R_1 + j\omega L_1} \right)^{-1} \quad (5.42)$$

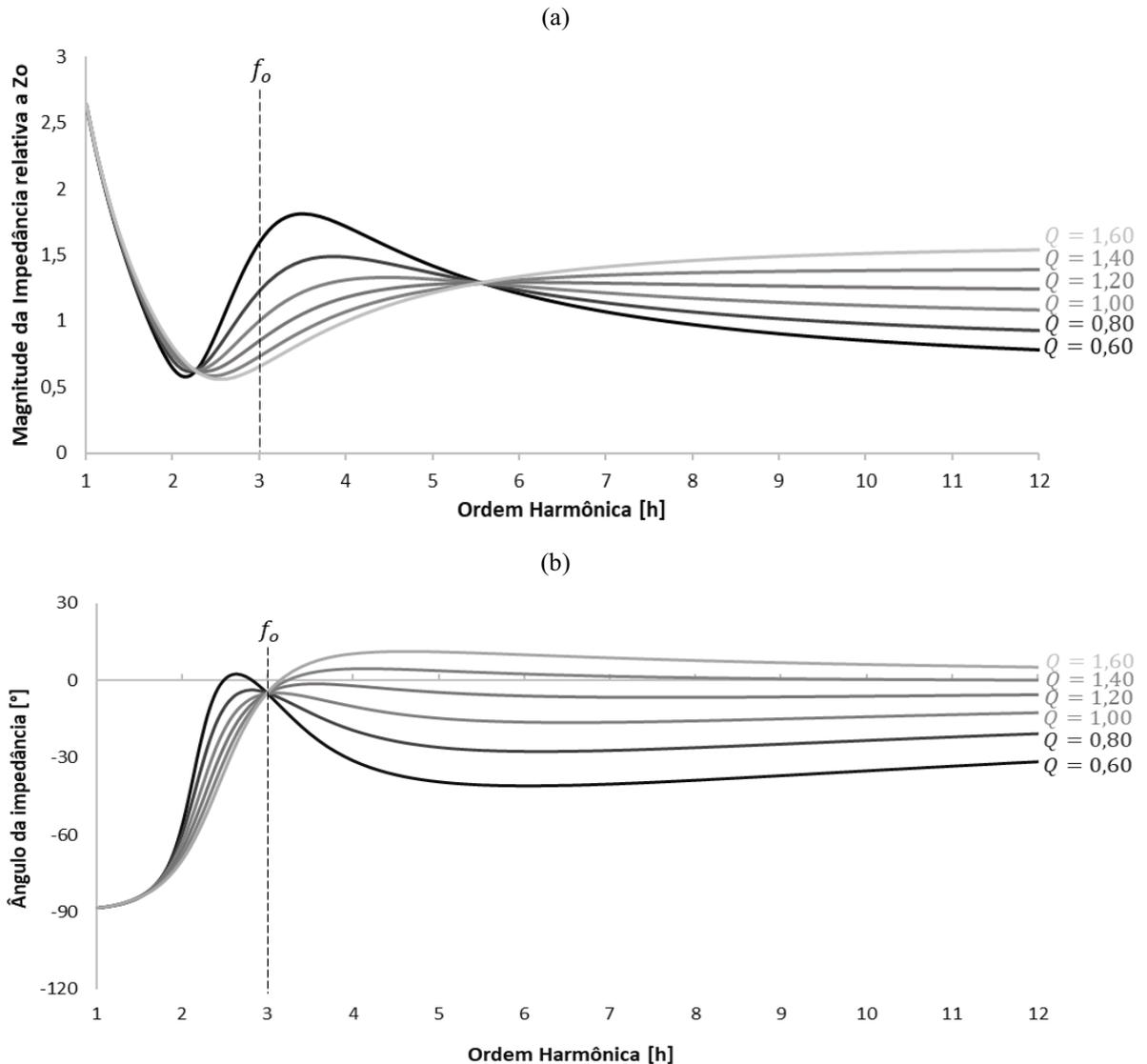
Para esta topologia de filtro, o parâmetro fator de amortecimento (Q_f) é definido de forma similar aos filtros de segunda ordem, conforme expresso pela equação (5.38). O mesmo se verifica para a frequência característica (ω_0), cujo valor pode ser expresso em função dos componentes do circuito conforme expresso pela equação (5.30).

Quando submetido a frequências muito altas, a magnitude da impedância do filtro converge para o valor de R_2 . Para as frequências inferiores à frequência característica do circuito, a impedância equivalente apresentada pelo filtro apresenta elevada magnitude. Por outro lado, quando a frequência harmônica apresenta o mesmo valor definido para a frequência característica do filtro, o mesmo apresentará uma impedância puramente resistiva, independentemente do valor do parâmetro Q_f (NASCIMENTO, 2007). Assim, na situação em que $\omega = \omega_0$ a impedância equivalente do filtro é dada pela equação (5.43).

$$Z_f(\omega = \omega_0) = \frac{Z_0}{Q_f} \quad (5.43)$$

De forma a melhor observar o comportamento filtro de 3ª ordem em função da variação da frequência e do fator de amortecimento (Q_f), as curvas características de magnitude e fase da impedância deste filtro são apresentadas na Figura 5.13 em função do aumento destas grandezas.

Figura 5.13 – Resposta em frequência do filtro amortecido de 3ª ordem: (a) Magnitude; (b) Fase.



Fonte: Autoria própria, 2022.

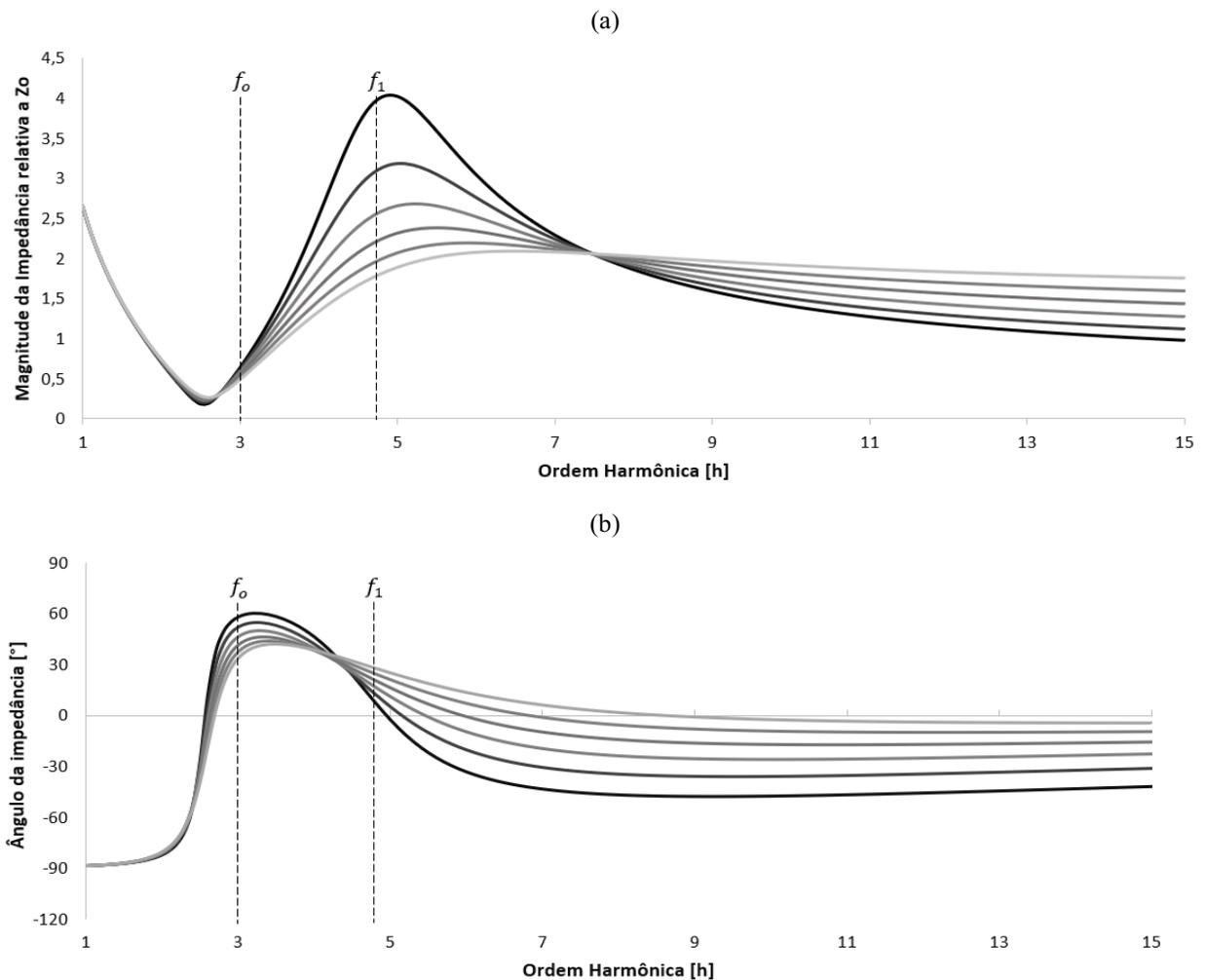
A principal diferença do circuito equivalente do filtro de terceira ordem quando comparado ao de segunda ordem é a presença de um capacitor adicional C_2 . A presença deste elemento possibilita a obtenção de duas frequências características, na situação em que C_1 é diferente de C_2 . No intervalo correspondente entre estas frequências, a impedância do filtro apresenta característica indutiva, sendo capacitiva para os demais intervalos de frequência (NASCIMENTO, 2007).

No gráfico apresentado, em que ambas as capacitâncias apresentam o mesmo valor ($C_1 = C_2$), apenas uma frequência característica é observada e a impedância do filtro apresenta característica capacitiva para a maior faixa de frequências. A resposta em frequência da fase da

impedância deste filtro indica ainda que na frequência característica o filtro apresenta uma característica puramente resistiva.

A Figura 5.14 apresenta a resposta em magnitude e fase na situação em que as capacitâncias C_1 e C_2 apresentam valores distintos. Pode-se observar claramente o comportamento predominantemente indutivo do filtro entre as duas frequências características (f_0 e f_1).

Figura 5.14 – Resposta em frequência do filtro amortecido de 3ª ordem: (a) Magnitude; (b) Fase.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Embora o projeto do filtro de terceira ordem possibilite que o mesmo apresente característica indutiva para um dado intervalo de frequência, o projeto comumente prevê a utilização de capacitâncias de mesmo valor, possibilitando que o filtro tenha predominância capacitiva para uma larga faixa de frequências, inclusive próximo à frequência característica (NASCIMENTO, 2007).

5.2.2.3 Filtro amortecido tipo “C”

A análise do circuito equivalente apresentado na Figura 5.11 (c) permite concluir que impedância equivalente apresentada pelo filtro amortecido do tipo “C” é dada pela equação (5.44).

$$Z_f(\omega) = \frac{1}{j\omega \times C_2} + \left(\frac{1}{R_2} + \frac{1}{R_1 + j\omega \times L_1 + \frac{1}{j\omega \times C_1}} \right)^{-1} \quad (5.44)$$

Uma vez que a resistência do reator (R_1) é muito pequena quando comparada à resistência de amortecimento (R_2), este termo pode ser desprezado e a impedância equivalente resultante do filtro pode ser expressa de acordo com a equação (5.45):

$$Z_f(\omega) = \frac{1}{j\omega \times C_2} + \left(\frac{1}{R_2} + \frac{1}{j\omega \times L_1 - \frac{1}{j\omega \times C_1}} \right)^{-1} \quad (5.45)$$

À frequência fundamental, os elementos L_1 e C_1 são especificados de forma a propiciarem a ocorrência de uma ressonância série. Sendo assim, desconsiderando-se a resistência do reator (R_1), a impedância do ramo $L_1 C_1$ apresenta magnitude mínima na frequência fundamental e, portanto, a impedância equivalente do filtro é dada pela equação (5.46). Por esse motivo, as perdas de potência à frequência fundamental no resistor de amortecimento (R_2) são evitadas, o que confere a esta topologia de filtro uma melhor performance no que concerne à redução de perdas.

$$Z_f(\omega = \omega_1) = -j \frac{1}{\omega_1 \times C_1} = -j \frac{V_n^2}{Q_c} \quad (5.46)$$

Da equação (5.46) o capacitor C_2 pode ser calculado de forma direta, conforme apresentado na equação (5.47).

$$C_2 = \frac{Q_c}{\omega_1 \times V_n^2} \quad (5.47)$$

Assim, a impedância equivalente do filtro na frequência de sintonia (ω_0) é dada pela equação (5.48):

$$Z_f(\omega = \omega_0) = \frac{R_2(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2 + jR_2^2 \omega_0 C_1(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)}{(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2 + (\omega_0 R_2 C_1)^2} - \frac{j}{\omega_0 C_2}$$

$$Z_f(\omega = \omega_0) = \frac{R(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2}{(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2 + (\omega_0 R_2 C_1)^2} + j \left(\frac{R^2 \omega_0 C_1 (\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)}{(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2 + (\omega_0 R_2 C_1)^2} - \frac{1}{\omega_0 C_2} \right) \quad (5.48)$$

Na equação (5.48), o primeiro termo corresponde à resistência equivalente do filtro na frequência de ressonância (r), enquanto que o segundo termo é a reatância total por ele apresentada (X_0). Portanto:

$$r = \frac{R_2(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2}{(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2 + (\omega_0 R_2 C_1)^2} \quad (5.49)$$

$$X_0 = \frac{R_2^2 \omega_0 C_1 (\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)}{(\omega_0^2 L_1 C_1 - 1)^2 + (\omega_0 R_2 C_1)^2} - \frac{1}{\omega_0 C_2} \quad (5.50)$$

Na frequência de sintonia, a reatância total equivalente do filtro deve ser nula, de onde resulta:

$$\frac{\omega_0 \times R_2 \times C_1}{\omega_0^2 \times L_1 \times C_1 - 1} = \frac{1}{r \times \omega_0 \times C_2} \quad (5.51)$$

Substituindo a equação (5.51) na equação (5.49) obtém-se:

$$r = \frac{R_2}{\frac{1}{(r \omega_0 C_2)^2} + 1} \quad (5.52)$$

Resolvendo a equação (5.51) para r obtém-se:

$$r^2 - R_2 \times r + \frac{1}{(\omega_0 \times C_2)^2} = 0 \quad (5.53)$$

Uma vez que:

$$h = \frac{\omega_0}{\omega_1} = \omega_0 \times \sqrt{LC} \quad (5.54)$$

E supondo que a resistência de amortecimento do circuito na frequência de sintonia seja dada pela seguinte equação (XIAO, ZHAO e MAO, 2004):

$$R_0 = \frac{2}{\omega_0 \times C_2} = \frac{2 \times V_n^2}{h \times Q_c} \quad (5.55)$$

Assim, a partir dos termos expressos nas equações (5.54) e (5.55) a equação (5.53), pode ser reescrita como:

$$r^2 - R_2 \times r + \frac{R_0^2}{4} = 0 \quad (5.56)$$

Supondo ainda que:

$$R_2 = k \times R_0, \text{ para } k \geq 1 \quad (5.57)$$

Substituindo a equação (5.57) na equação (5.56) obtém-se:

$$r^2 - R_2 \times r + \frac{R_0^2}{4} = 0 \quad (5.58)$$

A solução válida da equação (5.57) deve apresentar um valor positivo, pois modela fisicamente a resistência equivalente do filtro para a situação de sintonia (XIAO, ZHAO e MAO, 2004). Feita esta consideração, obtém-se como solução válida o seguinte resultado:

$$r = \frac{k - \sqrt{k^2 - 1}}{2} R_0 \quad (5.59)$$

A substituição das relações expressas em (5.54), (5.55), (5.57) e (5.59), na equação (5.51) possibilita a obtenção de uma equação para o cálculo do parâmetro C_1 do circuito equivalente do filtro, conforme desenvolvimento apresentado em (XIAO, ZHAO e MAO, 2004).

$$C_1 = \left(\frac{h^2 - 1}{k^2 - k \times \sqrt{k^2 - 1}} \right) \times \left(\frac{Q_c}{2 \times \omega_1 \times V_n^2} \right) \quad (5.60)$$

Como na frequência de ressonância as reatâncias capacitiva e indutiva do ramo $L_1 C_1$ se anulam, é possível expressar o parâmetro L em função do resultado apresentado em (5.60).

$$L_1 = \frac{k^2 - k \times \sqrt{k^2 - 1}}{h^2 - 1} \times \frac{2 \times V_n^2}{\omega_1 \times Q_c} \quad (5.61)$$

As equações apresentadas em (5.60) e (5.61) possibilitam a obtenção dos parâmetros L_1 e C_1 do circuito equivalente do filtro ao se escolher um valor razoável de k. Entretanto, não conduzem aos valores ótimos de seleção de ambos os parâmetros.

A metodologia apresentada em Xiao (2004) descreve o desenvolvimento matemático destinado à obtenção dos valores ótimos de C_1 e L_1 , tomando como base a minimização de ambos os parâmetros. As equações resultantes para o cálculo de C_1 e L_1 são dadas, respectivamente, por (5.62) e (5.63).

$$C_1 = \frac{(h^2 - 1) \times Q_c}{\omega_1 \times V_n^2} \quad (5.62)$$

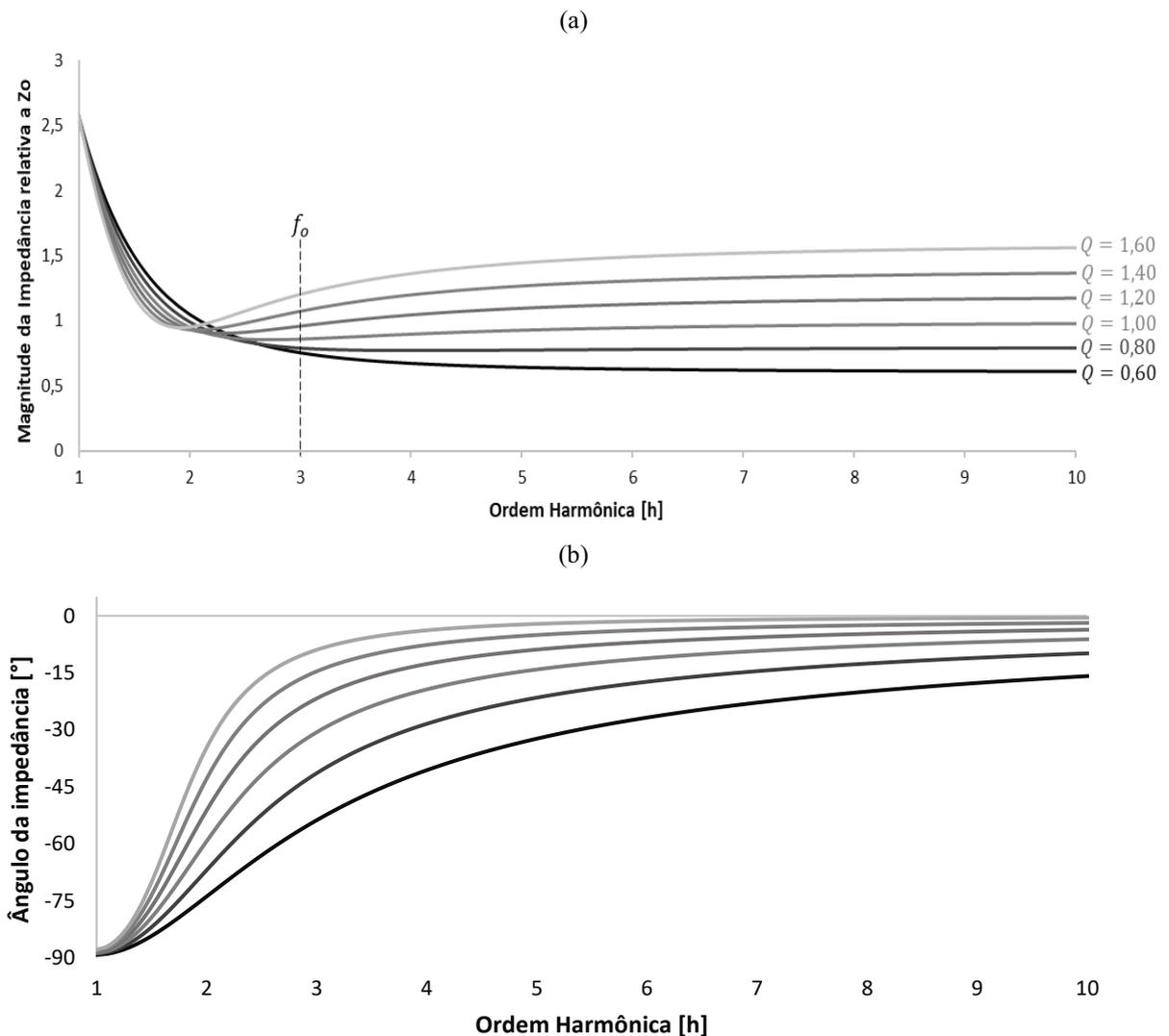
$$L_1 = \frac{V_n^2}{(h^2 - 1) \times \omega_1 \times Q_c} \quad (5.63)$$

O fator de qualidade do filtro amortecido do tipo “C”, também descrito na literatura como fator de amortecimento, é dado pela equação (5.64). Desta equação pode-se obter o valor do resistor de amortecimento do circuito.

$$Q_f = \frac{R_2}{\omega_0 \times L} \quad (5.64)$$

A resposta em frequência do filtro amortecido tipo “C” é muito similar à apresentada pelo filtro amortecido de segunda ordem, dada a semelhança de seus circuitos. Para frequências superiores à característica, a magnitude da impedância do filtro tende ao valor da resistência R_2 , enquanto que para valores inferiores a magnitude da impedância é elevada, impossibilitando a filtragem de componentes harmônicas de corrente destas ordens. A resposta em frequência característica típica deste filtro amortecido é apresentada na Figura 5.15.

Figura 5.15 – Resposta em frequência do filtro tipo "C": (a) Magnitude; (b) Fase.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Uma desvantagem do filtro amortecido do tipo “C” em relação aos demais apresentados é a ocorrência da dessintonização, devido à presença do ramo RLC no circuito. A insensibilidade a este fenômeno nas demais topologias de filtros amortecidos apresentadas se

caracteriza como uma das principais vantagens verificadas na utilização destes dispositivos em detrimento ao filtro amortecido do tipo “C”.

5.3 FILTROS ATIVOS

Os Filtros Ativos de Potência (FAP's) são filtros cujo funcionamento é controlado a partir do chaveamento de chaves semicondutoras, o que confere a este tipo de equipamento uma melhor resposta dinâmica quando comparados aos filtros passivos. De forma geral, os filtros ativos podem ser aplicados à compensação em amplitude e fase de componentes harmônicas de corrente e tensão, em ordens harmônicas específicas ou de forma ampla, destinando-se à redução igual de cada ordem harmônica presente.

Além de possibilitarem a mitigação de componentes harmônicas e de promoverem a correção do fator de potência, outros benefícios são verificados quando da utilização deste tipo de filtro. Dentre eles, pode-se citar: regulação da tensão de sistemas trifásicos, balanceamento de correntes e tensões, diminuição da corrente de neutro do sistema elétrico e eliminação de *flickers* de tensão (LEMES, 2010).

Mesmo com todas as vantagens apresentados, a principal desvantagem dos filtros ativos, quando comparados aos passivos tradicionais, é o maior custo e complexidade, principalmente quando utilizados isoladamente.

5.3.1 Classificação dos filtros ativos de potência

As estruturas básicas de filtros ativos de potência podem ser classificadas da seguinte forma:

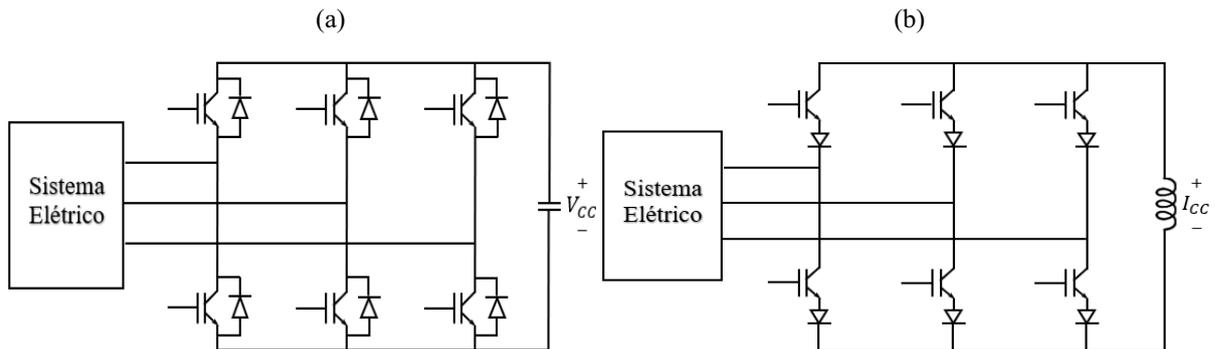
- Quanto ao tipo de conversor;
- Quanto a topologia;
- Quanto ao sistema de suprimento de energia.

Nas seções a seguir, serão apresentadas as principais características de cada uma dessas classificações.

5.3.1.1 Classificação quanto ao tipo de conversor

Um dos estágios constituintes do filtro ativo é a conversão da energia armazenada no elemento armazenador, do barramento CC do conversor por meio de uma ponte inversora. A fonte da ponte inversora pode apresentar uma estrutura baseada em fonte de tensão (VSI, *Voltage Source Inverter*) ou de corrente (CSI, *Current Source Inverter*), mostradas respectivamente na Figura 5.16 (a) e (b).

Figura 5.16 – Classificação dos conversores: (a) Tipo Fonte de Tensão; (b) Tipo Fonte de corrente.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Na ponte inversora alimentada por fonte de corrente, o elemento armazenador de energia é do tipo indutivo, ao passo que na estrutura em que esta ponte é alimentada por fonte de tensão o elemento no elo CC é capacitivo. De forma geral, o conversor de fonte de tensão apresenta maior eficiência e menor custo quando comparado com o de fonte de corrente, possuindo, por conseguinte uma ampla utilização (HINGORANI e GYUGYI, 2000).

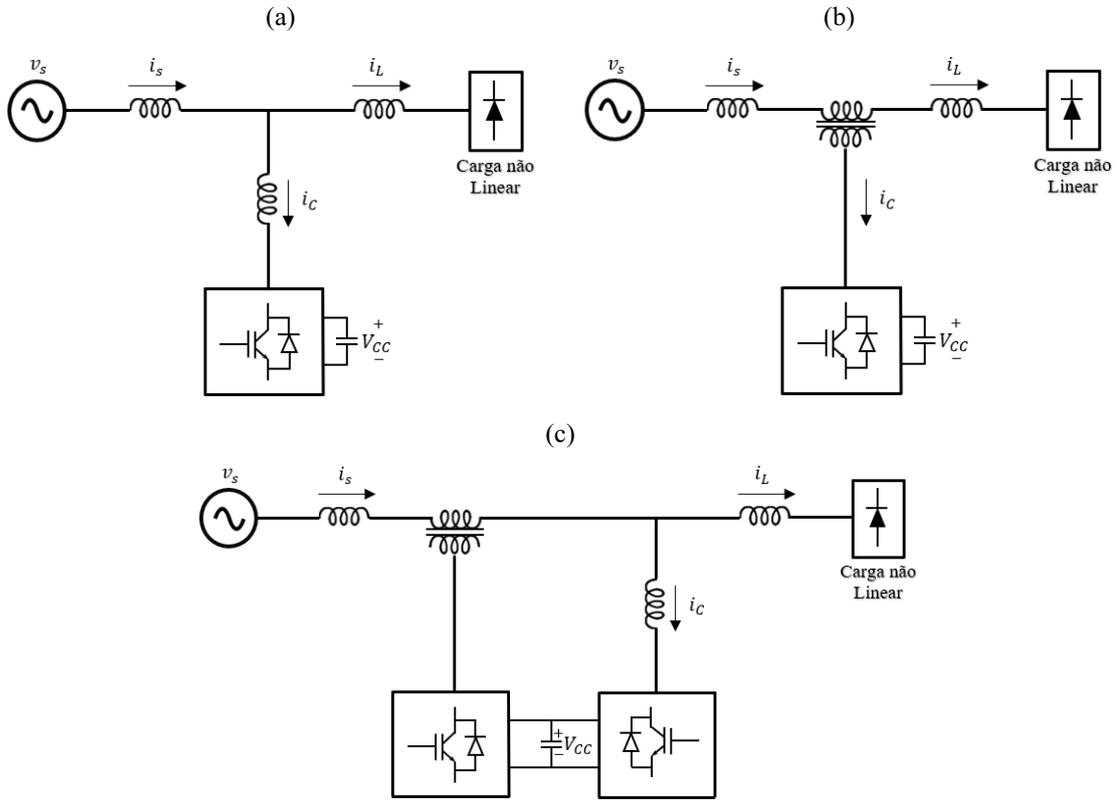
5.3.1.2 Classificação quanto a topologia

Os filtros ativos podem ser classificados quanto à topologia de que são constituídos. As principais classificações são:

- Filtro ativo paralelo ou *shunt*;
- Filtro ativo série;
- Associação de filtros ativos série e paralelo.

Estas topologias são apresentadas na Figura 5.17.

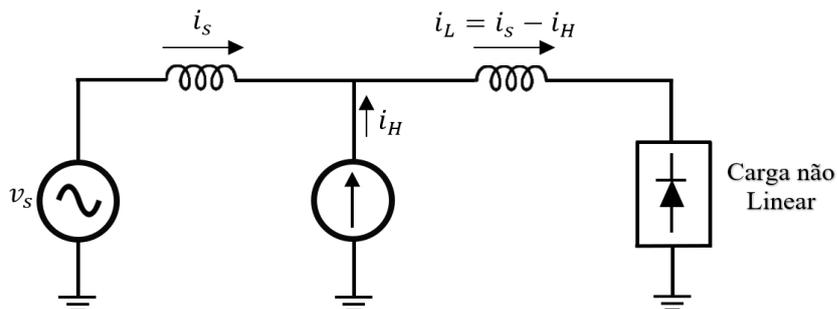
Figura 5.17 – Principais topologias de filtros ativos: (a) Filtro ativo paralelo ou shunt; (b) Filtro ativo série; (c) Associação de filtros ativos série paralelo.



Fonte: Autoria própria, 2022.

Os filtros ativos *shunt*, conectados em paralelo com o sistema elétrico funcionam como uma fonte controlada de corrente. A partir do monitoramento da corrente harmônica que flui pela rede, e do controle implementado, esta topologia de filtro atua aplicando ao sistema elétrico componentes harmônicas de corrente de mesma amplitude e com fase invertida daquelas circulantes pela rede elétrica. Assim, no ponto de acoplamento deste dispositivo com o sistema elétrico, a corrente resultante à montante é puramente senoidal, uma vez que as componentes harmônicas são eliminadas. O princípio de funcionamento deste filtro é apresentado na Figura 5.18.

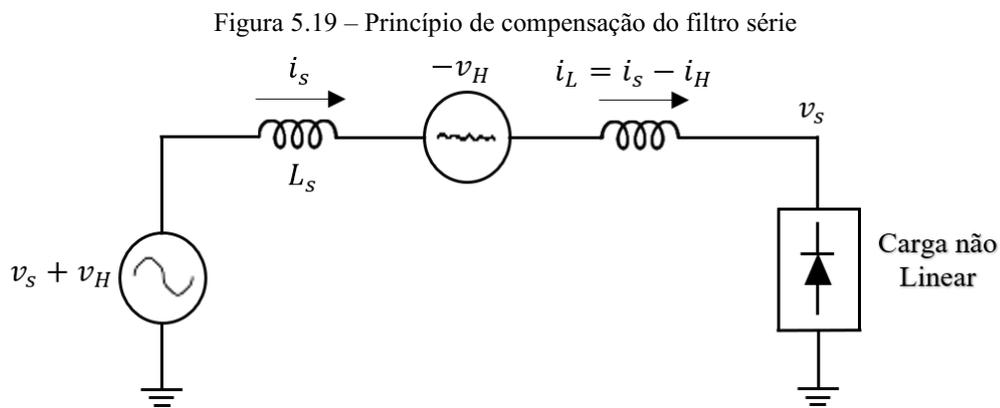
Figura 5.18 – Princípio de compensação do filtro paralelo



Fonte: Autoria própria, 2022.

Da Figura 5.18, verifica-se que existindo componente harmônica de corrente gerada junto a carga, o filtro ativo *shunt* atua injetando uma corrente que, somada à corrente da carga, resulta em uma corrente drenada da rede perfeitamente senoidal.

Já o filtro ativo série, como o próprio nome sugere, é conectado em série entre o sistema de suprimento e a carga. Apresenta funcionamento similar ao das fontes controladas de tensão, atuando de forma a minimizar a distorção de tensão do sistema de alimentação, proporcionando que a tensão fornecida à carga seja perfeitamente senoidal. A Figura 5.19 apresenta esquematicamente o princípio de funcionamento do filtro série.



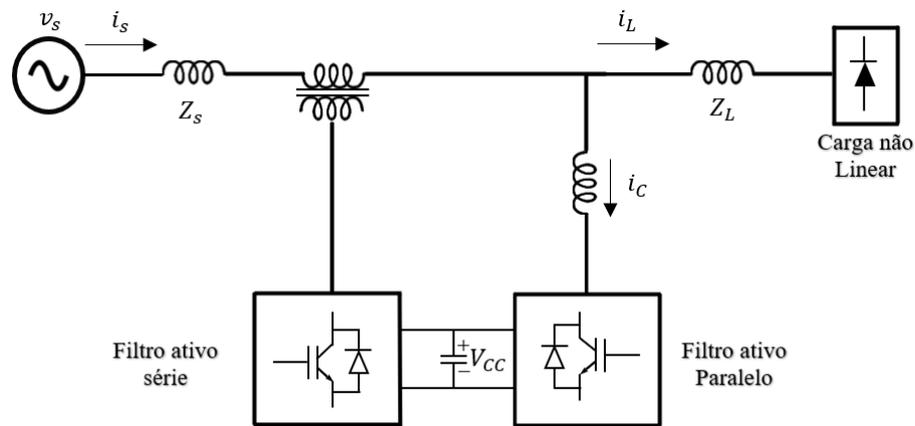
Fonte: Adaptado de Limongi (2006), com modificações.

Aplicando-se a *Lei de Kirchoof* das tensões ao circuito apresentado na Figura 5.19, verifica-se que existindo componentes harmônicas de tensão (v_h), o filtro ativo série existente atua aplicando uma tensão harmônica de mesma magnitude, mas de fase invertida ($-v_h$), de forma que a tensão resultante sobre a carga, dada pela soma entre a corrente elétrica de suprimento e a gerada pelo filtro ativo, será puramente senoidal (v_s).

Além da compensação dos harmônicos de tensão da rede, o filtro ativo série pode ser projetado de forma a atuar visando a mitigação de desbalanços de tensão e afundamentos, contribuindo para uma melhoria significativa da qualidade da energia fornecida ao consumidor.

Por fim, existindo a necessidade de se compensar desequilíbrios e componentes harmônicas tanto de tensão, quanto de corrente, uma das possibilidades mitigatórias existentes é a associação de filtros ativos séries e paralelos, conforme apresentado esquematicamente na Figura 5.20.

Figura 5.20 – Associação de filtro ativo série e ativo paralelo



Fonte: Autoria própria, 2022.

Portanto, a utilização deste tipo de topologia de filtro, possibilita a obtenção de uma corrente drenada da fonte e de uma tensão na saída do filtro puramente senoidais, equilibradas e em fase.

5.3.1.3 Classificação quanto ao tipo do sistema de suprimento de energia

A classificação quanto ao tipo de suprimento refere-se à quantidade de fases utilizadas para a conexão do filtro ativo ao sistema elétrico. Usualmente, esta classificação se divide em sistemas de suprimento monofásicos e trifásicos.

Quando empregados a sistemas de suprimento de energia monofásicos, os filtros ativos são normalmente conectados utilizando-se dois condutores e, destinam-se à compensação de componentes harmônicas de cargas monofásicas não lineares conectadas aos sistemas de suprimento de energia elétrica trifásico.

Já em sistemas trifásicos, os filtros ativos de potência podem ser conectados utilizando-se sistemas a três fios condutores ou sistemas a quatro fios. Este último é usualmente empregado em sistemas de distribuição, na presença de cargas trifásicas a quatro fios e cargas monofásicas (LEMES, 2010).

5.3.2 Considerações finais do capítulo

O presente capítulo destinou-se à apresentação e análise dos principais filtros ativos encontrados em sistemas elétricos de potência. A análise apresentada estendeu-se aos filtros

passivos e ativos, contemplando aspectos básicos do funcionamento destes equipamentos, suas principais funções e classificações quanto as suas topologias e principais características.

Ao se analisar os filtros passivos, os filtros *shunt* foram analisados de forma mais aprofundada haja vista que constituem a topologia de filtro passivo mais largamente empregados nos sistemas elétricos de potência. Estes, por sua vez, a depender da característica da resposta em frequência que apresentam podem ser classificados em sintonizados ou amortecidos.

As principais topologias de filtros sintonizados e amortecidos foram apresentadas e analisadas quanto suas características em termos de arranjo elétrico, parâmetros característicos, equações de projeto e resposta em frequência. A partir das análises desenvolvidas, pôde-se perceber que ambos os tipos de filtros passivos apresentam característica capacitiva à frequência fundamental, podendo, desta forma serem projetados com o objetivo de possibilitarem a compensação da potência reativa de ordem fundamental.

Em contrapartida, ao se analisar a resposta em frequência de ambos os filtros para diversas ordens harmônicas, pôde-se verificar as especificidades de cada modelo. Os filtros sintonizados apresentam baixa impedância equivalente para frequências de ressonância específicas, e para o restante do intervalo de frequência alta impedância. Já os filtros amortecidos, com o aumento da frequência a partir da frequência característica apresentam uma redução acentuada da impedância equivalente, que em magnitude tende ao valor da resistência fixada do circuito. Assim, o ajuste de seus parâmetros permite a filtragem de componentes harmônicas de uma ampla faixa de frequências, com a vantagem de serem imunes ao fenômeno da dessintonização.

Por fim, foram apresentados os aspectos gerais dos filtros ativos de potência. Conforme discutido, este tipo de filtro apresenta uma melhor resposta dinâmica na compensação de componentes harmônicas quando comparados aos filtros passivos, uma vez que se utilizam de chaves eletrônicas cujo chaveamento é controlado a partir de técnicas avançadas. Não restrito à compensação de componentes harmônicas, a utilização de filtros ativos pode conferir ao sistema elétrico melhorias de demais fenômenos periódicos, que impactam a qualidade da energia de suprimento. No entanto, apesar de todas estas vantagens, apresentam preço mais elevado quando comparados aos filtros passivos tradicionais.

6 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS: ESTUDO DE CASO DE APLICAÇÃO DE FILTROS PASSIVOS

6.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

No estudo de caso apresentado no capítulo 4 foram analisados os resultados obtidos quando da utilização de bancos de capacitores para a compensação de potência reativa em um sistema industrial com alta penetração de cargas não lineares. Nos diferentes casos analisados verificou-se que a inserção de capacitores junto à algumas barras provocou o surgimento de ressonâncias paralelas coincidentes com ordens harmônicas de corrente injetadas por fontes não lineares e na conseqüente amplificação das distorções harmônicas totais de tensão e de corrente nos pontos e na vizinhança em que foram conectados.

Neste contexto, o presente capítulo tem como objetivo apresentar um estudo de caso através de simulações computacionais evidenciando o emprego de filtros harmônicos passivos no que concerne à compensação de potência reativa e mitigação de harmônicos em ambientes industriais com elevados níveis de distorções das formas de onda de tensão e de corrente. O sistema elétrico objeto de estudo desta seção será o mesmo apresentado no caso base do capítulo 4 (Figura 4.1).

Será avaliado o desempenho de duas das topologias de filtros passivos: os filtros sintonizados de simples sintonia e os filtros amortecidos do tipo “C”. Portanto, os estudos de caso avaliados por meio de simulações computacionais serão os seguintes:

- Caso 1 – Instalação de filtros passivos de simples sintonia;
- Caso 2 – Instalação de filtros amortecidos do tipo “C”.

Em cada um dos casos estudados, os níveis de distorções harmônicas totais de tensão resultantes das simulações computacionais em cada uma das barras serão comparados com os valores de referência estabelecidos no PRODIST, objetivando-se avaliar o desempenho dos filtros para a atenuação das distorções harmônicas do sistema.

6.2 CASO I – INSTALAÇÃO DE FILTROS PASSIVOS DE SIMPLES SINTONIA

Conforme discussão apresentada no capítulo anterior, a aplicação de filtros passivos sintonizados confere uma alta eficácia na filtragem de componentes harmônicas de corrente e ainda possibilitam a compensação de potência reativa na frequência fundamental. Dentre as topologias apresentadas de filtros sintonizados, analisar-se-á, neste caso inicial, a aplicação dos filtros passivos de simples sintonia objetivando-se mutuamente a promoção da compensação de potência reativa e redução das distorções harmônicas do sistema.

Os filtros podem ser instalados junto às cargas não lineares, isto é, conectados nas barras de baixa tensão do sistema elétrico ou de forma condensada nas barras de distribuição em média tensão. Em geral, a instalação destes filtros próximos às cargas não lineares torna mais eficiente a mitigação de componentes harmônicas, enquanto a conexão nas barras de distribuição propicia melhores resultados quando a correção do fator de potência é prioridade.

Como a instalação elétrica analisada nessa seção possui um baixo fator de potência e um alto índice de distorção harmônica, os filtros serão especificados para serem alocados junto às barras de baixa tensão desprovidas de dispositivos compensadores de potência reativa e que apresentaram altos índices de distorções harmônicas quando da realização das simulações do caso base. O diagrama unifilar simplificado com a indicação dos locais de instalação dos filtros sintonizados na baixa tensão é apresentado na Figura 6.1.

6.2.1 Especificação dos parâmetros dos filtros sintonizados

Os filtros harmônicos sintonizados serão especificados para serem conectados junto às barras cujos resultados das simulações computacionais apresentados no Caso II do capítulo 4 evidenciaram a amplificação das distorções harmônicas de tensão e de corrente em decorrência da utilização de bancos de capacitores puros para a correção do fator de potência.

Os equipamentos deverão ser projetados de forma a possibilitarem a injeção da potência reativa necessária para que se observe a elevação do fator de potência fundamental no ponto de conexão para 0,95 indutivo.

Visando a obtenção de melhores resultados no que concerne à redução das distorções harmônicas, os filtros serão instalados para as frequências em que foram verificadas as maiores distorções (5ª, 7ª e 11ª ordens). Conforme discutido no capítulo 5, a frequência de sintonia dos filtros deve ser definida para valores ligeiramente inferiores que a ordem escolhida para

filtragem, visando evitar possíveis dessintonias futuras em virtude das variações naturais dos componentes do filtro. No caso em estudo, as frequências de sintonia serão definidas para as ordens 4,8, 6,8 e 10,8. Quando da necessidade de instalação de filtros sintonizados para diferentes ordens em paralelo, o montante total de potência reativa necessária no ponto de conexão será distribuída uniformemente entre as unidades de filtros.

Por fim, tomando-se como referência os valores usuais do fator de qualidade destinados a filtros instalados em ambientes industriais, os filtros passivos de menor potência serão especificados de forma a apresentarem um fator de qualidade correspondente a 30. Os demais, filtros, conectados à barra B49 deverão possuir um fator de qualidade igual a 40.

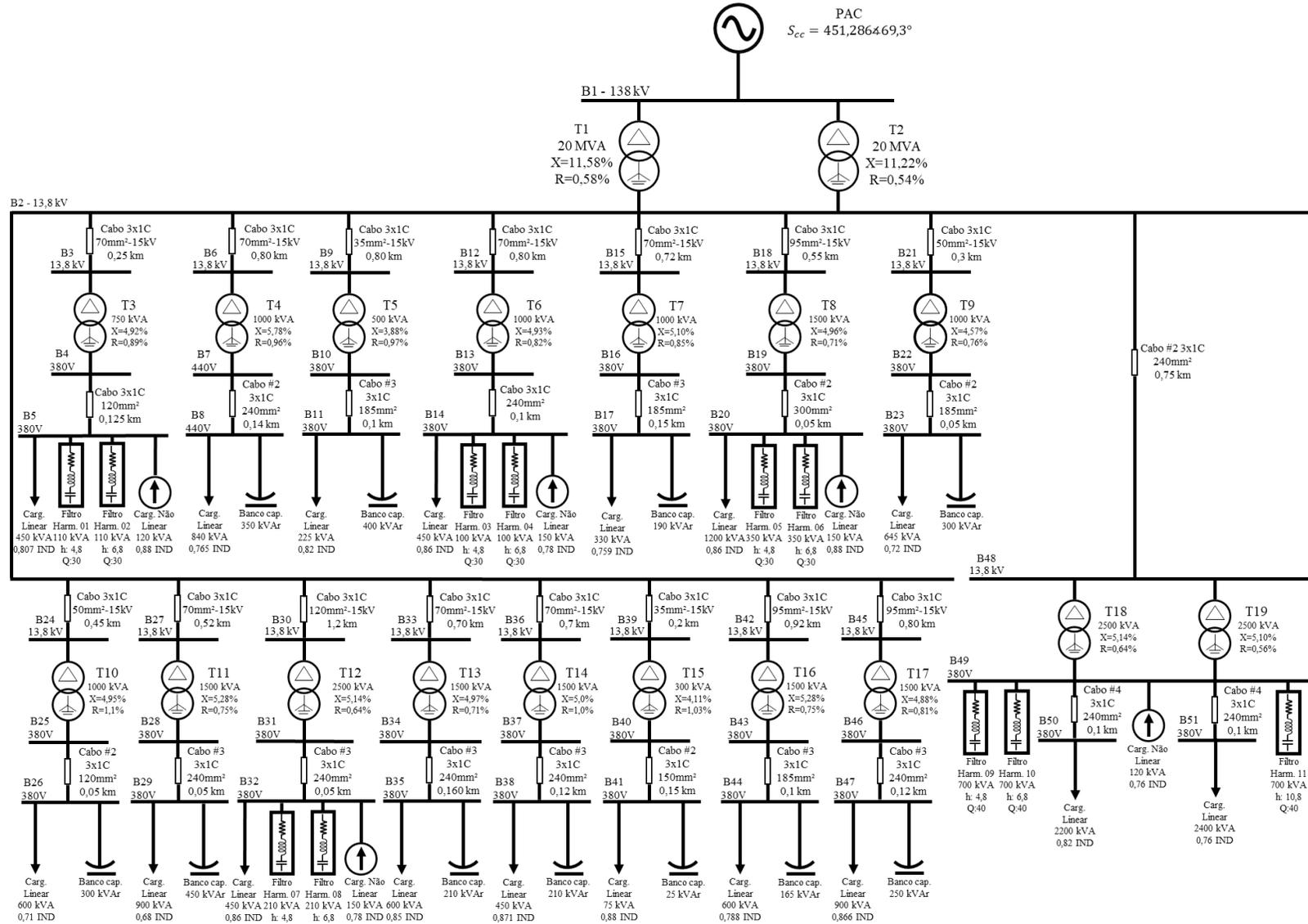
De posse dos dados obtidos na simulação do caso base, que refletem a operação do sistema elétrico na situação de máximo carregamento, e as equações apresentadas anteriormente no capítulo 5 para o cálculo dos parâmetros do filtro de simples sintonia, obtém-se os resultados dispostos na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 – Parâmetros calculados dos filtros sintonizados

Local de conexão	Q_c [kVAR]	Ordem de sintonia	Q_f	R [mΩ]	C [μf]	L [mH]
B5	110	4,8	30	9,116	2020,67	0,152
B5	110	6,8	30	6,435	2020,67	0,075
B14	100	4,8	30	10,028	1836,97	0,166
B14	100	6,8	30	7,078	1836,97	0,082
B20	350	4,8	30	2,865	6429,39	0,048
B20	350	6,8	30	2,022	6429,39	0,024
B32	210	4,8	30	4,775	3857,63	0,079
B32	210	6,8	30	3,371	3857,63	0,040
B49	700	4,8	40	1,074	12.858,78	0,024
B49	700	6,8	40	0,758	12.858,78	0,012
B49	700	10,8	40	0,478	12.858,78	0,0047

Fonte: Autoria própria, 2022.

Figura 6.1 – Diagrama unifilar com a instalação dos filtros harmônicos sintonizados



6.2.2 Simulações computacionais do Caso I

Uma vez especificados os parâmetros dos filtros harmônicos sintonizados, os dispositivos foram conectados às barras de baixa tensão, conforme apresentado na Figura 6.1, e o sistema elétrico foi novamente simulado no *software* SSEP. Os resultados das grandezas elétricas oriundos da simulação de fluxo de potência nos principais pontos do sistema elétrico, relativos ao caso I, são apresentados na Tabela 6.2.

Tabela 6.2 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais após a instalação dos filtros sintonizados

Local	Potências trifásicas					Fator de potência		Tensão [fase-fase]		Corrente	Distorções	
	P [KW]	Q [KVAR]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B1 - PAC	11.912,45	4.555,425	201,894	12.755,36	12.753,91	0,934	0,934	138.000	1,000	53,360	1,49	0,19
T1 - B2	6.159,734	2.101,071	111,681	6.509,170	6.508,370	0,946	0,946	13.595,9	0,985	276,410	1,49	0,47
T2 - B2	5.728,717	1.966,003	103,958	6.057,571	6.056,827	0,946	0,946	13.595,9	0,985	257,230	1,49	0,47
B4	456,098	144,832	34,665	479,795	478,684	0,951	0,953	368,320	0,969	751,767	6,68	1,80
B5	446,213	139,949	35,668	469,004	467,866	0,951	0,954	360,040	0,947	751,767	6,68	2,30
B7	661,571	258,114	14,490	710,288	710,117	0,931	0,932	422,950	0,961	969,570	2,10	0,65
B8	644,159	238,334	15,654	687,015	686,835	0,938	0,938	409,090	0,930	969,477	2,10	0,92
B10	185,950	59,170	5,313	195,209	195,135	0,953	0,953	370,930	0,976	303,840	2,67	0,71
B11	184,864	58,242	5,428	193,898	193,822	0,953	0,954	368,440	0,970	303,840	2,67	0,82
B13	514,314	145,917	63,338	538,352	534,995	0,955	0,961	369,540	0,972	841,110	11,03	2,13
B14	504,955	134,752	66,052	526,783	523,277	0,959	0,965	361,580	0,952	841,110	11,03	3,47
B16	254,185	38,910	9,980	257,340	257,132	0,988	0,988	372,610	0,981	398,740	3,96	0,69
B17	251,380	36,506	10,155	254,220	254,011	0,989	0,990	368,100	0,969	398,740	3,96	0,90
B19	943,600	313,126	72,645	996,848	994,505	0,947	0,949	368,090	0,969	1.563,680	6,86	1,29
B20	929,225	311,266	72,855	982,677	980,354	0,946	0,948	362,860	0,955	1.563,680	6,86	1,37

Tabela 6.2 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais após a instalação dos filtros sintonizados

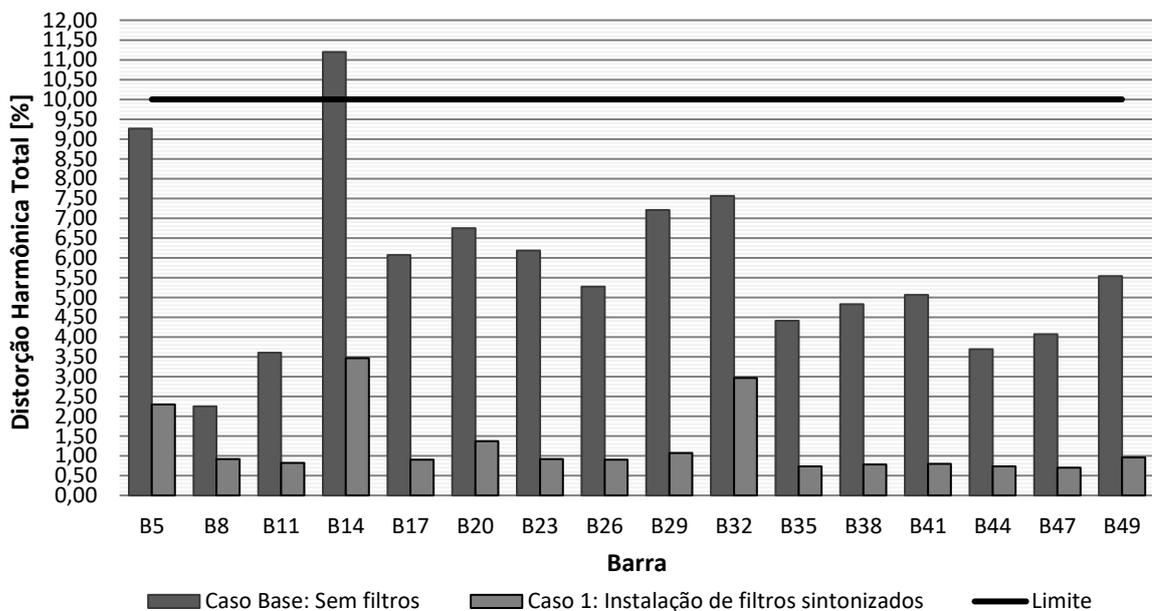
(conclusão)

Local	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V [V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B22	474,586	178,805	16,132	507,409	507,148	0,935	0,936	369,540	0,972	792,750	3,11	0,77
B23	465,801	174,539	16,549	497,703	497,441	0,936	0,936	362,470	0,954	792,750	3,11	0,92
B25	442,684	166,971	13,669	473,324	473,112	0,935	0,936	368,940	0,971	740,700	2,92	0,66
B26	427,344	159,532	14,281	456,374	456,162	0,936	0,937	355,730	0,936	740,700	2,92	0,90
B28	619,503	250,426	27,923	668,788	668,213	0,926	0,927	369,380	0,972	1.045,320	4,07	0,84
B29	614,144	243,811	28,729	661,394	660,810	0,929	0,929	365,300	0,961	1.045,320	4,07	1,07
B31	1.175,842	364,586	118,298	1.236,739	1.231,900	0,951	0,955	369,520	0,972	1.932,190	8,60	1,82
B32	1.157,528	341,279	123,955	1.213,139	1.208,037	0,954	0,959	362,460	0,954	1.932,190	8,60	2,97
B34	502,977	166,236	8,906	529,811	529,719	0,949	0,949	372,250	0,980	821,720	1,79	0,52
B35	492,379	153,246	9,686	515,766	515,670	0,955	0,955	362,380	0,954	821,720	1,79	0,73
B37	397,445	29,277	9,440	398,633	398,500	0,997	0,997	372,810	0,981	617,340	2,52	0,59
B38	392,958	23,768	9,680	393,795	393,659	0,998	0,998	368,280	0,969	617,340	2,52	0,78
B40	107,442	36,821	3,676	113,636	113,576	0,945	0,946	370,920	0,976	176,880	3,17	0,68
B41	106,406	36,112	3,745	112,429	112,370	0,946	0,947	366,980	0,966	176,880	3,17	0,80
B43	481,680	225,789	8,985	532,050	531,967	0,905	0,905	370,010	0,974	830,190	1,67	0,58
B44	473,575	218,888	9,594	521,802	521,716	0,908	0,908	362,880	0,955	830,190	1,67	0,73
B46	797,499	266,268	9,021	840,823	840,752	0,948	0,949	368,310	0,969	1.318,050	1,18	0,55
B47	780,456	245,404	10,003	818,190	818,113	0,954	0,954	358,400	0,943	1.318,050	1,18	0,70
T18 - B49	1.898,205	491,095	63,819	1.961,741	1.960,848	0,968	0,968	367,960	0,968	3.078,050	2,86	0,96
T19 - B49	1.908,947	523,543	64,499	1.980,488	1.979,590	0,964	0,964	367,960	0,968	3.107,460	2,86	0,96
B50	1.722,135	1.201,983	9,708	2.100,144	2.099,999	0,820	0,820	352,490	0,928	3.439,900	0,68	0,96
B51	1.824,136	1.559,839	12,720	2.400,153	2.399,998	0,760	0,760	345,960	0,910	4.017,090	0,61	0,96

Os resultados apresentados na Tabela 6.2 indicam que a instalação dos filtros harmônicos possibilitou localmente a correção do fator de potência fundamental, o que conduziu à elevação desta grandeza no ponto de conexão com a concessionária para 0,934 indutivo, valor em consonância com a legislação.

Além da melhoria do fator de potência, constata-se a redução das distorções harmônicas totais de tensão para percentuais inferiores a 5% em todas as barras, índices muito abaixo dos limites estabelecidos no PRODIST para níveis de tensão inferiores a 1 kV. A Figura 6.2 ilustra a comparação entre os valores de distorções harmônicas totais apresentados pelas barras finais de baixa tensão antes e após a inserção dos filtros sintonizados e o limite de referência estabelecido por norma.

Figura 6.2 – Distorções harmônicas totais de tensão antes e após a inserção dos filtros sintonizados



Fonte: Autoria própria, 2022.

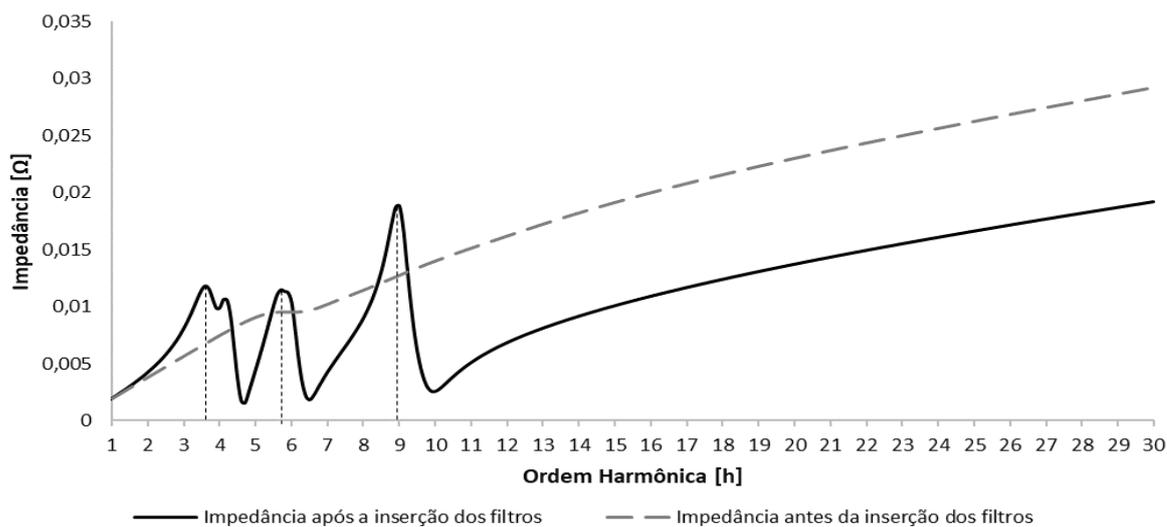
As distorções harmônicas de corrente também foram minimizadas após a inserção dos filtros de simples sintonia, comprovando a eficácia desses equipamentos quando da necessidade de atenuação dos efeitos das componentes harmônicas.

Outro aspecto relevante a ser observado é a redução do fluxo de potência não ativa nos pontos monitorados. Consequentemente, constata-se a aproximação dos valores apresentados pelas potências aparente e ativa fundamentais, tal como expresso pela equação (2.23).

De forma a observar a resposta em frequência característica da impedância após a inserção de filtros sintonizados em paralelo para diferentes ordens harmônicas, a Figura 6.3

apresenta a magnitude da impedância equivalente vista pela barra B12. Conforme esperado, nas ordens harmônicas de sintonia dos filtros, a impedância apresenta magnitude mínima, proporcionando um caminho de baixa impedância para as correntes harmônicas.

Figura 6.3 – Resposta em frequência da impedância da barra B49 após a inserção dos filtros de 5^a, 7^a e 11^a ordens



Fonte: Autoria própria, 2022.

A Figura 6.3 revela ainda a ocorrência de picos de ressonâncias em frequências inferiores às de sintonia de cada um dos filtros. Desta observação, concluiu-se que a instalação do filtro sintonizado na 10,8^a ordem deve ser acompanhada da instalação dos filtros sintonizados para as ordens 6,8 e 4,8, pois, em caso contrário, os picos de ressonância poderiam coincidir com ordens características de corrente, provocando a ampliação das distorções harmônicas de ordens inferiores.

As perdas técnicas resultantes quando da operação do sistema com os filtros sintonizados são apresentados na Tabela 6.3. A redução percentual do total de perdas quando comparado aos resultados do caso base corresponde a 20,29 %, comprovando a eficácia dos dispositivos no que se refere a otimização da eficiência energética do sistema elétrico.

Tabela 6.3 – Perdas técnicas obtidas após a instalação dos filtros sintonizados

Descrição	Perdas [kW]
Perdas em Transformadores	81,02
Perdas em Cabos / Linhas	322,65
TOTAL [kW]	403,54

Fonte: Autoria própria, 2022.

6.3 CASO II: INSTALAÇÃO DE FILTROS PASSIVOS AMORTECIDOS DO TIPO “C”

Neste segundo caso, será analisado o desempenho do sistema quando da aplicação de filtros amortecidos. Dentre as topologias de filtros amortecidos, o filtro do tipo “C” apresenta perdas elétricas resistivas inferiores que aquelas verificadas nos demais tipos de filtros amortecidos, sendo esta a justificativa pela escolha desta topologia em detrimento das demais configurações.

De forma similar ao critério utilizado para a especificação dos filtros sintonizados, os filtros harmônicos amortecidos do tipo “C” serão empregados tanto para possibilitarem a injeção da potência reativa necessária para que se observe a elevação do fator de potência fundamental no ponto de conexão para 0,95 indutivo, tanto para a mitigação harmônica do sistema elétrico em estudo.

6.3.1 Especificação dos parâmetros dos filtros amortecidos

Os filtros harmônicos amortecidos do tipo “C” serão conectados nos pontos indicados no diagrama unifilar apresentado na Figura 6.4. Para este caso especificamente, optou-se pela instalação dos filtros 3, 4 e 5, que possuem potência mais elevada, em nível de média tensão (13,8 kV), com o objetivo de se reduzir o tamanho dos elementos capacitivos do filtro.

Devido ao fato de que os filtros devem ser sintonizados logo abaixo da menor ordem harmônica dominante presente no sistema, a frequência de corte será inicialmente selecionada como a quinta harmônica (300 Hz). A excessão será para o filtro conectado junto à barra B48, cuja frequência de corte será definida para a terceira ordem harmônica.

Além do mais, de acordo com a literatura, a resistência do filtro passivo do tipo “C” deve ser consideravelmente superior que a reatância do indutor para que se atinja uma efetiva mitigação harmônica. Em outras palavras, quando a mitigação de componentes harmônicas é prioridade, o valor do fator de qualidade a ser considerado para o projeto do filtro, dado pela equação (5.64), não deve ser muito reduzido. Assim, para os objetivos iniciais deste estudo de caso, o fator de qualidade será definido inicialmente como sendo igual a 2,0.

De posse dos dados obtidos na simulação do caso base, que refletem a operação do sistema elétrico na situação de máximo carregamento, e as equações de modelagem do filtro harmônico do tipo “C” apresentadas anteriormente no capítulo 5, os parâmetros calculados dos filtros, considerando a conexão em estrela isolada, são apresentados na Tabela 6.4.

Figura 6.4 – Diagrama unifilar com a instalação dos filtros harmônicos amortecidos

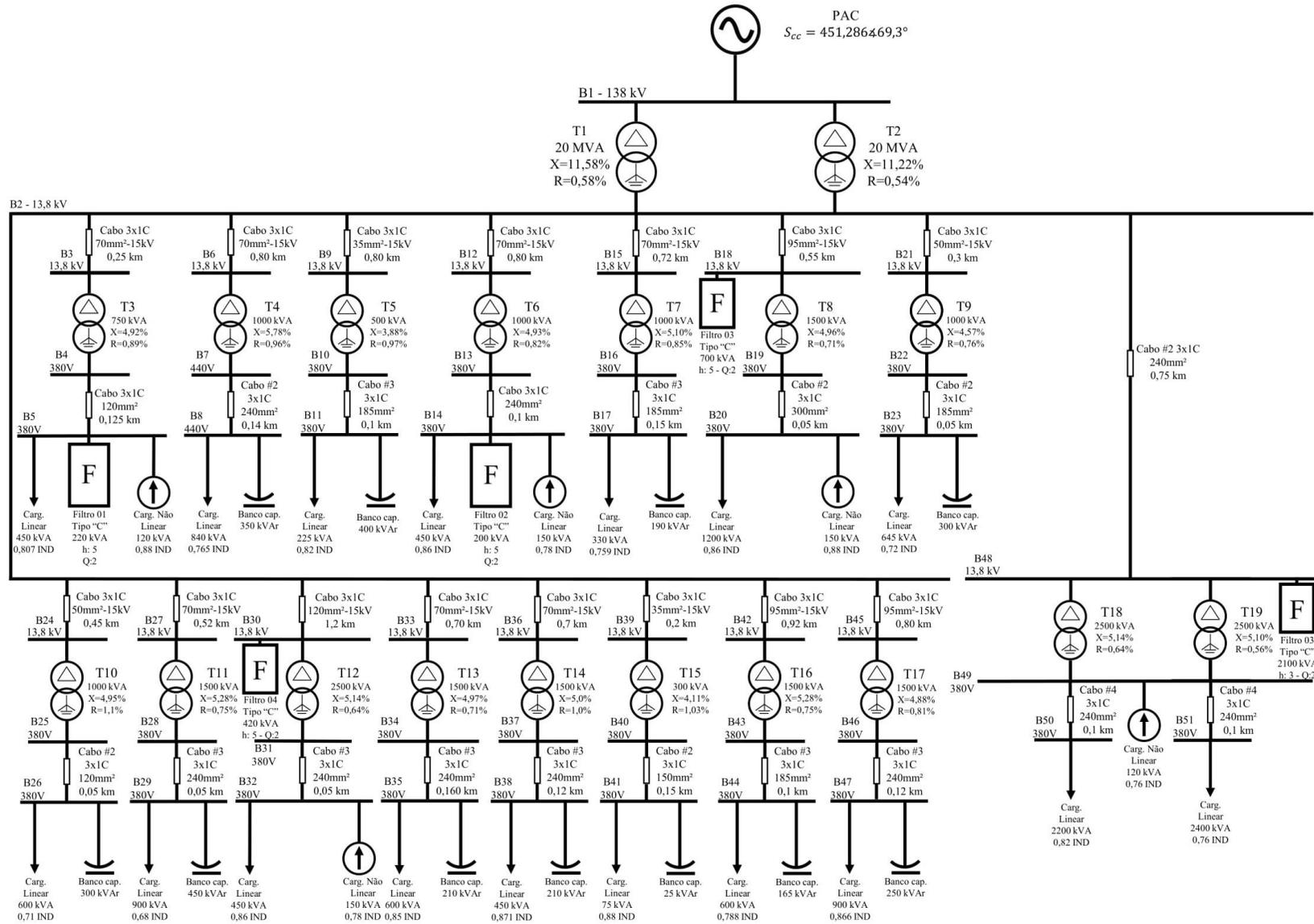


Tabela 6.4 – Parâmetros calculados dos filtros do tipo “C”

Local de conexão	Q_c [kVAr]	Q_f	C_2 [μ f]	C_1 [μ f]	L_1 [mH]	R_1 [m Ω]	R_2 [Ω]
B5	220	2	4.041,33	97.000	0,072	0,547	0,273
B14	200	2	3.673,94	88.200	0,079	0,602	0,301
B18	700	2	9,75	234,00	30,06	226,714	113,36
B30	420	2	5,85	140,40	50,12	419,841	188,93
B48	2.100	2	29,25	234,00	30,06	226,714	68,01

Fonte: Aatoria própria, 2022.

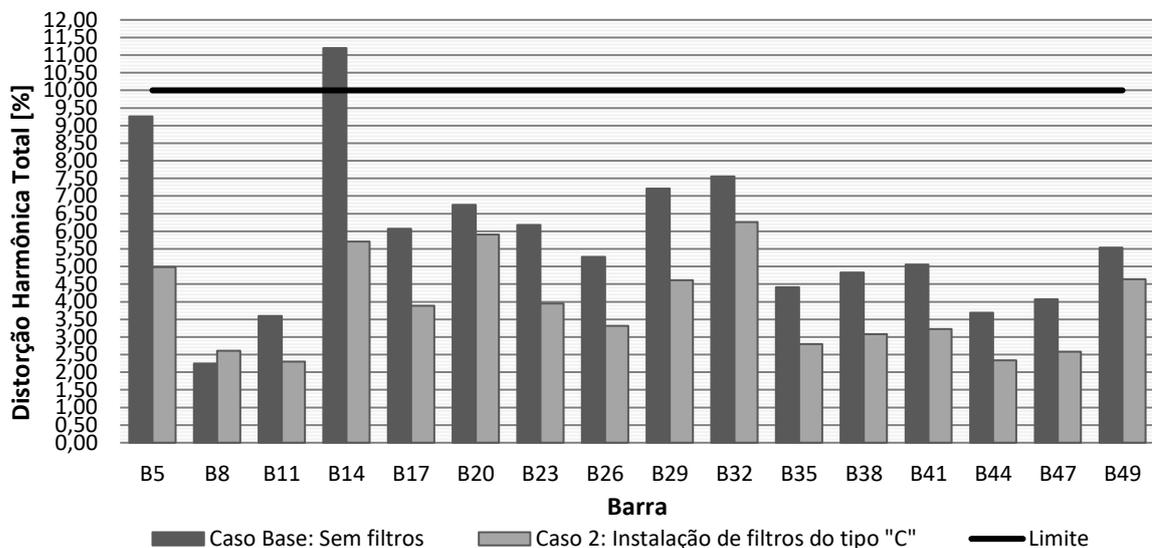
6.3.2 Simulações computacionais do Caso II

Com a inserção dos filtros amortecidos especificados no item anterior no sistema elétrico original, as análises computacionais no simulador de sistemas elétricos trifásicos SSEP foram novamente realizadas. Os resultados das principais grandezas elétricas monitoradas nos pontos de interesse do sistema são dados na Tabela 6.5.

Da análise dos resultados após a inserção dos filtros amortecidos, conclui-se que o fator de potência fundamental no ponto de conexão com a concessionária foi elevado para 0,931, o que indica que o primeiro objetivo, a compensação de potência reativa localmente através dos filtros é possibilitada.

Já a Figura 6.5 sintetiza a comparação entre os valores de distorções harmônicas totais de tensão apresentadas pelas barras finais de baixa tensão antes e após a conexão dos filtros do tipo “C”.

Figura 6.5 – Distorções Harmônicas totais de tensão antes após a inserção dos filtros do tipo “C”



Fonte: Aatoria própria, 2022.

Tabela 6.5 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais após a instalação dos filtros amortecidos

Local	Potências trifásicas					Fator de potência		Tensão [fase-fase]		Corrente	Distorções	
	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	V	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B1 - PAC	11.943,30	4.693,223	377,912	12.837,89	12.833,02	0,930	0,931	138.001	1,000	53,720	3,69	0,59
T1 - B2	6.175,613	2.168,324	210,476	6.548,597	6.545,959	0,943	0,943	13.591,4	0,985	278,270	3,69	1,46
T2 - B2	5.743,374	2.028,618	195,936	6.094,262	6.091,808	0,942	0,943	13.591,4	0,985	258,960	3,69	1,46
B4	454,907	150,074	74,058	484,713	479,801	0,939	0,948	368,250	0,969	758,900	12,64	4,18
B5	444,811	144,697	76,051	473,897	468,893	0,939	0,949	360,030	0,947	758,900	12,64	4,98
B7	661,756	258,175	30,611	710,994	710,230	0,931	0,931	422,800	0,961	972,200	6,71	1,67
B8	644,295	238,160	33,302	687,710	686,919	0,937	0,938	409,000	0,930	972,200	6,71	2,61
B10	185,992	59,115	10,463	195,441	195,151	0,952	0,953	370,840	0,976	304,560	6,63	2,07
B11	184,903	58,169	10,678	194,131	193,837	0,952	0,954	368,360	0,969	304,560	6,63	2,30
B13	513,000	149,760	113,904	546,417	535,896	0,939	0,958	369,520	0,972	851,110	17,68	4,38
B14	503,355	136,797	119,108	535,039	524,030	0,941	0,962	361,810	0,952	851,110	17,68	5,71
B16	254,378	38,527	30,902	259,128	257,153	0,982	0,988	372,590	0,981	405,360	18,43	2,79
B17	960,389	363,346	183,570	1.043,104	1.027,385	0,921	0,935	13.580,0	0,984	44,050	12,89	1,48
B18	251,530	35,878	31,452	256,015	254,029	0,982	0,989	368,190	0,969	405,360	18,43	3,89
B19	949,118	962,642	262,309	1.377,065	1.360,120	0,689	0,699	359,530	0,946	2.210,020	14,42	5,48
B20	920,362	958,535	264,791	1.354,980	1.338,009	0,679	0,689	353,780	0,931	2.210,020	14,42	5,91
B22	474,952	178,103	49,969	509,703	507,229	0,932	0,936	369,550	0,973	801,260	14,57	3,16
B23	466,077	173,565	51,311	499,985	497,512	0,932	0,936	362,570	0,954	801,260	14,57	3,95
B25	442,965	166,762	38,140	474,850	473,203	0,933	0,935	368,850	0,971	746,540	12,35	2,19
B26	427,510	158,993	39,990	457,867	456,233	0,934	0,937	355,730	0,936	746,540	12,35	3,32

Tabela 6.5 – Resultados das grandezas elétricas obtidas através de simulações computacionais após a instalação dos filtros amortecidos

(conclusão)

Local	P [KW]	Q [KVAr]	D [KVAd]	S [KVA]	S1 [KVA]	FP	FP ₁	[V]	V/V _n	I [A]	DHIT %	DHVT %
B28	620,100	249,029	87,506	673,941	668,335	0,920	0,927	369,410	0,972	1.064,580	19,36	3,37
B29	614,648	241,679	90,169	666,582	660,922	0,922	0,929	365,490	0,962	1.064,580	19,36	4,61
B30	1.181,553	405,378	284,279	1.281,098	1.251,183	0,922	0,946	13.566,2	0,983	54,260	19,82	1,41
B31	1.174,653	755,148	329,040	1.434,687	1.405,022	0,819	0,838	366,320	0,964	2.260,310	20,03	4,11
B32	1.149,581	717,436	353,358	1.400,397	1.368,798	0,821	0,843	357,520	0,941	2.260,310	20,03	6,26
B34	503,154	166,185	24,319	530,446	529,776	0,949	0,949	372,140	0,979	824,170	7,17	1,78
B35	492,523	152,980	26,474	516,413	515,712	0,954	0,955	362,350	0,954	824,170	7,17	2,80
B37	397,614	29,091	26,831	399,579	398,513	0,995	0,997	372,730	0,981	620,890	10,59	2,18
B38	393,103	23,391	27,527	394,759	393,666	0,996	0,998	368,280	0,969	620,890	10,59	3,08
B40	107,494	36,709	10,580	114,081	113,594	0,942	0,946	370,880	0,976	178,520	13,53	2,68
B41	106,449	35,961	10,777	112,875	112,386	0,943	0,947	366,990	0,966	178,520	13,53	3,23
B43	481,795	225,729	20,056	532,430	532,023	0,905	0,905	369,910	0,973	831,590	5,00	1,93
B44	473,673	218,760	21,328	522,185	521,762	0,907	0,908	362,810	0,955	831,590	5,00	2,34
B46	797,717	266,216	24,302	841,317	840,820	0,948	0,948	368,210	0,969	1.320,110	4,66	1,94
B47	780,644	245,199	27,020	818,693	818,159	0,954	0,954	358,330	0,943	1.320,110	4,66	2,58
B48	3.842,874	1.277,782	432,528	4.072,774	4.051,692	0,944	0,949	13.581,7	0,984	173,060	9,71	1,50
T18 - B49	1.904,536	1.491,493	293,448	2.436,785	2.425,271	0,782	0,786	359,710	0,947	3.910,650	8,42	4,64
T19 - B49	1.900,578	1.533,513	296,583	2.460,045	2.448,452	0,773	0,777	359,710	0,947	3.947,980	8,40	4,64
B50	1.724,671	1.202,233	48,117	2.102,896	2.099,999	0,820	0,820	344,800	0,907	3.532,000	3,11	4,61
B51	1.826,687	1.560,148	62,480	2.403,071	2.399,999	0,760	0,760	342,800	0,902	4.129,410	2,75	4,60

Da Figura 6.5 percebe-se que a aplicação dos filtros amortecidos também oportunizou a redução das distorções harmônicas totais de tensão nos barramentos de baixa tensão da instalação elétrica industrial. Todavia, há de se observar que os filtros conectados junto às barras de média tensão apresentaram uma eficiência de filtragem inferior àqueles conectados nos barramentos finais de suprimento das cargas não lineares.

Por fim, a Tabela 6.6 expõe as perdas técnicas apresentadas pelo sistema quando da operação com os filtros amortecidos do tipo “C”.

Tabela 6.6 – Perdas técnicas obtidas após a instalação dos filtros do tipo “C”

Descrição	Perdas [kW]
Perdas em Transformadores	100,46
Perdas em Cabos / Linhas	354,90
TOTAL [kW]	455,363

Fonte: Autoria própria, 2022.

As perdas técnicas totais apresentadas pelo sistema após a conexão dos filtros amortecidos representa uma redução de 10,06 % em relação ao valor obtido sem a instalação de nenhum elemento compensador de potência reativa, ilustrando mais uma vez os benefícios advindos da operação destes equipamentos em sistemas elétricos industriais.

6.4 COMPARAÇÃO ENTRE O DESEMPENHO DOS FILTROS E CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, com o objetivo de se analisar o desempenho de filtros harmônicos passivos, foram apresentados dois estudos de casos aplicados a um sistema elétrico industrial com alta penetração harmônica, cuja aplicação de bancos de capacitores puros para a viabilização da compensação de potência reativa apresentou resultados desfavoráveis.

Em ambos os casos, os filtros foram empregados com o intuito principal de promoverem a compensação de potência reativa na frequência fundamental e atenuarem as distorções harmônicas totais de tensão junto aos barramentos do complexo industrial. Os resultados obtidos através de simulações computacionais em ambos os casos, são apresentados de forma sintetizada na Tabela 6.7.

Tabela 6.7 – Principais resultados obtidos nos casos de aplicação de filtros passivos

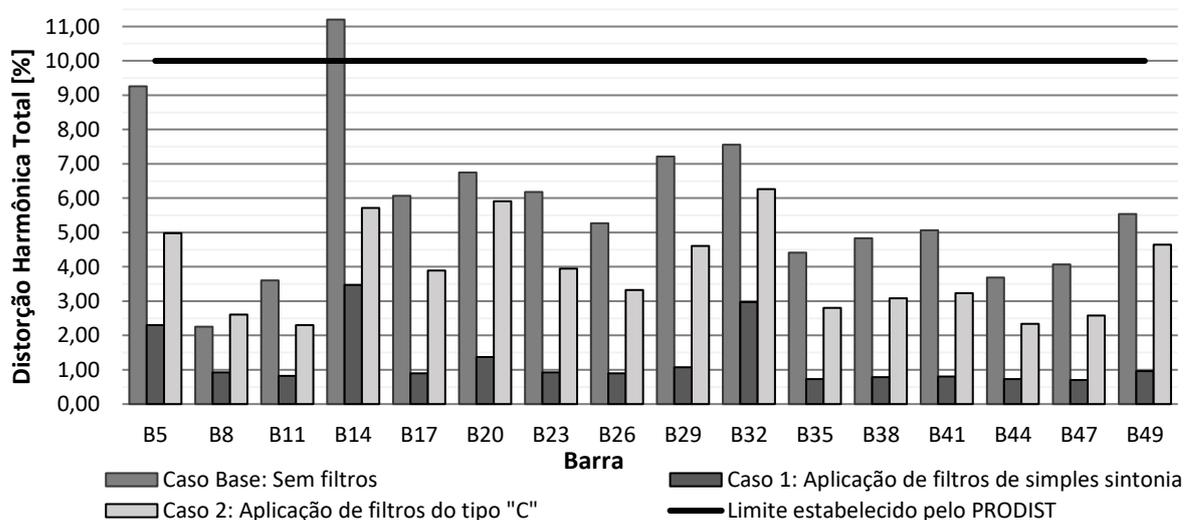
	Caso Base	Caso I – Aplicação de filtros sintonizados	Caso II – Aplicação de filtros tipo “C”
Tensão na barra B1 - PAC [p.u]	1,00	1,00	1,00
Tensão na barra B2 - Média Tensão [p.u]	0,973	0,985	0,985
Corrente drenada da Fonte [A]	62,24	53,36	53,72
Fator de potência no PAC	0,806	0,934	0,931
Fator de potência no secundário de T1	0,827	0,946	0,943
Fator de potência no secundário de T2	0,826	0,946	0,943
Perdas Técnicas [kW]	507,86	403,536	455,36

Fonte: Autoria própria, 2022.

Conforme indicado na Tabela 6.7, em ambos os casos explorados, a aplicação dos filtros passivos propiciou a elevação do fator de potência fundamental no ponto de acoplamento com a concessionária para valores em consonância com a normativa vigente.

Além do mais, de forma geral, as distorções harmônicas totais de tensão nos barramentos de baixa tensão apresentaram significativa redução em relação à situação inicial, como pode ser observado na Figura 6.6, que exhibe a comparação das distorções no cenário antes e após a conexão dos equipamentos mitigadores.

Figura 6.6 – Comparação entre os resultados de distorções harmônicas totais de tensão simulados nos três casos



Fonte: Autoria própria, 2022.

No aspecto relativo a eficiência de filtragem dos equipamentos, a análise comparativa entre as duas topologias indica que as distorções harmônicas totais de corrente e de tensão sofreram maior atenuação no caso de aplicação do filtro de simples sintonia. Tal constatação pode ser justificada pelo fato de que os filtros amortecidos do tipo “C” usualmente apresentam melhor desempenho quando aplicados a sistemas que requerem uma grande quantidade de potência reativa (NASSIF, XU e FREITAS, 2009, p. 1715), o que não é o caso do sistema industrial apresentado.

7 CONCLUSÕES GERAIS

O tema quantificação de potências em sistemas elétricos, especialmente em ambientes não senoidais, constituiu-se da área de investigação de diversos pesquisadores e, ainda nos dias atuais, atrai o interesse de diversos autores. Neste sentido, visando apresentar o referencial teórico introdutório deste trabalho, foram enunciadas as principais teorias destinadas a quantificação de potências em sistemas puramente senoidais e na presença de componentes harmônicas. As principais discussões concentraram-se nas proposições apresentadas por Budeanu, Fryze e pelo grupo de estudos do IEEE, a norma 1459 (IEEE Std. 1459), que se constituiu como um das teorias fundamentadas no domínio da frequência mais aceitas pela comunidade científica.

Objetivando-se explorar o estado da arte relacionado ao tema compensação de potência reativa, o capítulo III destinou-se a apresentar os principais dispositivos utilizados para promover este tipo de compensação. Dentre os dispositivos clássicos, foram explorados a aplicação de bancos de capacitores, bancos de reatores e compensadores síncronos. Uma breve discussão acerca da compensação ativa de reativos foi introduzida, contemplando a análise dos dispositivos chaveados de forma mecânica e eletrônica e as principais vantagens e desvantagens associadas a adoção deste tipo de compensação.

No capítulo IV foram desenvolvidas análises computacionais ilustrando a aplicação de compensadores de potência reativa em um sistema elétrico industrial com elevada penetração de cargas não lineares. Neste sistema, o fator de potência no ponto de conexão com a concessionária se encontrava abaixo dos limites de referência estabelecidos pela normativa brasileira e, com o objetivo de mitigar tal inconveniente, avaliou-se a instalação de bancos de capacitores em diferentes pontos da instalação elétrica. Dentre os principais resultados observados, verificou-se em ambos os casos avaliados a elevação do fator de potência fundamental no ponto de conexão, a melhoria dos níveis de tensão dos barramentos e a redução de perdas elétricas através dos elementos do sistema. Todavia, como efeito adverso, pôde-se perceber a amplificação das distorções harmônicas totais de corrente e de tensão após a conexão dos bancos de capacitores junto aos barramentos de baixa tensão, evidenciando um dos problemas que pode se manifestar quando da utilização de elementos puramente capacitivos em ambientes com elevada distorção harmônica.

De forma a apresentar uma das alternativas destinadas à compensação de potência reativa em ambientes com significativa penetração harmônica, o capítulo V destinou-se a

elencar as principais topologias de filtros harmônicos, tendo como ênfase os filtros passivos sintonizados e amortecidos. Foram abordados as diferentes configurações, principais aspectos correlatos à modelagem matemática e característica em resposta em frequência típica por eles apresentados.

A aplicação de filtros passivos com o intuito duplo de prover a compensação de potência reativa e de atenuar distorções harmônicas foi o objeto de estudo das simulações computacionais do capítulo VI. As análises apresentadas compreenderam a avaliação do desempenho de duas das configurações de filtros passivos aplicados ao sistema elétrico: o filtro de simples sintonia e o amortecido do tipo “C”. Em linhas gerais, as simulações revelaram que ambas as configurações de filtros proporcionaram a elevação do fator de potência fundamental para valores requeridos, a melhoria dos perfis de tensão dos barramentos e a redução de perdas técnicas. Além do mais, diferentemente da situação observada quando da aplicação de bancos de capacitores puros, as distorções harmônicas totais de tensão e de corrente foram reduzidas, o que permitiu comprovar a eficácia desses equipamentos para a mitigação de harmônicos.

Dado o exposto, os resultados obtidos neste trabalho corroboram com o fato de que a escolha da metodologia de compensação de potência reativa deve ser embasada em estudos técnicos do sistema elétrico. Nos ambientes com alta penetração de cargas especiais, como o explorado no presente trabalho, os estudos harmônicos através de simulações computacionais tornam-se ainda mais necessários, de forma a evitar a amplificação das distorções das formas de onda de tensão e corrente que, em casos extremos, podem conduzir à danificação dos dispositivos compensadores e de demais equipamentos elétricos sensíveis.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ACHA, E. *et al.* **FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2004. 420 p.
- ALVES, A. C. B. Análise de problemas e procedimentos na determinação de filtros harmônicos. **Dissertação de Mestrado - UFU**, Uberlândia, 1991.
- ALVES, A. C. B. Capacitores dessintonizados para compensação reativa na presença de harmônicos. **Vorbe**, 19Junho. 2020. Disponível em: <https://www.vorbe.com.br/artigos/capacitores-dessintonizados-compensacao-reativa/>. Acesso em: 04 Janeiro 2022.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília. 2017.
- ARRILLAGA, J.; WATSON, N. R. **Power System Harmonics**. New York: John Wiley & Sons, 1985.
- BEN. **BEN 2021 - Relatório Síntese 2021**. [S.l.], p. 73. 2021.
- BUCHHOLZ, F. Das Begriffsystem Rechteistung, Wirkleistung, totale Blindleistung. **Selbstverlag München**, 1950.
- BUDEANU, C. I. Puissances Reactives et Fictives. **Institute Romain de l'Energie**, n. 2, 1927.
- BUDEANU, C. I. The Different Options and Conceptions Regarding Active Power in Nonsinusoidal Systems. **Instytut Romain de l'Energie**, Bucharest, 1927.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de máquinas elétricas**. Porto Alegre: AMGH, 2013. 700 p.
- CODI. **Manual de orientação aos consumidores – Energia reativa excedente**. [S.l.]. 2004.
- CZARNECKI, L. S. What is wrong with the Budeanu concept of reactive and distortion power and why it should be abandoned. **IEEE Transactions on Instrumentation and measurement**, 1001, 1987. 834-837.
- DAS, J. C. **Power system harmonics and passive filter designs**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2015.
- DEPENBROCK, M. The FBD-Method, a Generally Applicable Tool for Analyzing Power. **IEEE Trans. on Power Systems**, 8, May 1993. 381-387.
- EMANUEL, A. E. Harmonic in the Early of Electrical Engineering: A Brief Review of Events. **IEEE - Ninth International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP.**, Orlando, 2000. 1-7.
- F. C. DE LA ROSA. **Harmonics and Power Systems**. Boca Raton: CRC Press Taylor & Francis Group, 2006. 179 p.
- FRYZE, S. Moc, Rzeczywista, Urojona i Pozorna w Obwodach Elektrycznych o Przebiegach Odkształconych Prądu i Napięcia. **Przegląd Elektrotechniczny**, XIII, n. 7, 1931. 193-203 i 225-234.

FRYZE, S. Wirk-, Blind- und Scheinleistung in Elektrischen Stromkreisen mit Nichtsinusförmigem Verlauf von Strom und Spannung. **ETZ-A Elektrotech Zeitschrift**, 53, n. 25, 1932. 596-599, 625-627, 700-702.

FUCHS, R. D. **Transmissão de energia elétrica Linhas Aéreas**. [S.l.]: [s.n.], v. 2, 1977.

HINGORANI, N. G.; GYUGYI, L. **Understanding Facts: Concepts and Technology of Flexible**. [S.l.]: IEEE Series on Power Engineering Society; Mohamed E. El-Hawary, Séries 2000, 2000.

IEEE 519-1992. **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**. [S.l.]. 1992.

IEEE STD 1459. **IEEE 1459: Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions**. Nova Iorque. 2010.

LEMES, M. I. Comparação Técnico-Econômica entre equipamentos mitigadores de harmônicos e compensadores de energia reativa. **Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia**, 2010.

LIMA, E. J. D. Reflexões sobre as teorias de potência elétrica em regime não senoidal. **Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia**, 2014.

LIMA, N. D. C. Compensação dinâmica de potência não ativa em média tensão. **Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia**, 2017.

LIMONGI, L. R. Filtros Ativos de Potência para Compensação de Harmônicos de Corrente e Potência Ativa. **Dissertação (Mestrado em Ciências) – Universidade Federal de Pernambuco CTG**, 2006.

MARTHUR, R. M.; VARMA, R. K. **Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems**. [S.l.]: IEEE Series on Power Engineering Society; Mohamed E. El-Hawary, Séries 2002, 2002. 495 p.

NASCIMENTO, R. P. D. Propostas de procedimentos para projetar filtros harmônicos a partir de um programa de penetração harmônica, incluindo cálculos de desempenho e de suportabilidade. **Dissertação (Mestrado em Ciências) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia**, 2007.

NASSIF, B.; XU, W.; FREITAS, W. An Investigation on the Selection of Filter Topologies for Passive Filter Applications. **IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY**, v. 24, n. 3, p. 1710 - 1718, JULY. 2009.

NATARAJAN, R. **Power System Capacitors**. Boca Raton: FL: Taylor & Francis Group, 2005. 557 p.

POMILIO, J. A.; DECKMANN, S. M. **Eletrônica de Potência para Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. [S.l.]: [s.n.], 2013.

RASHID, M. H. **Eletrônica de Potência - Dispositivos, circuitos e aplicações. Tradução de L. Abramowicz**. 4. ed. São Paulo: Person Education, 2014.

SANTOS, G. F. D. *et al.* Aplicação da Teoria de Fryze das Potências no Conversor Forward S-CPC Empregado em Sistemas Fotovoltaicos, 2018.

STEINMETZ, C. P. Does a phase shift occur in an AC arc? **Elektrotechnische Zeitschrift**, 1892. 567-568.

STEINMETZ, C. P. Theory and calculation of alternating current phenomena. **McGraw-Hill Book Company, Incorporated**, I, 1893.

STEINMETZ, P. "Is there a phase displacement in AC electrical arcs? (In German)". **ETZA Elektrotech Zeitschrift**, 1892. 567-568.

WAGNER, V. E. *et al.* Effects of harmonics on equipment. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 8, n. 2, 1993. 672-680.

XIAO, Y.; ZHAO, J.; MAO, S. Theory for the design of C-type filter. **2004 11th International Conference on Harmonics and Quality of Power**, 04EX951, December 2004.

APÊNDICE A – DADOS DO SISTEMA ELÉTRICO DO ESTUDO DE CASO

A.1 – DADOS DA REDE DE ALIMENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico industrial explorado no decorrer deste trabalho é suprido pela concessionária local por uma linha de subtransmissão de 138 kV, cujos principais parâmetros no ponto de conexão são apresentados na Tabela A.1.

Tabela A.1 – Dados da rede no ponto de conexão

Tensão do sistema [kV]	Potência de curto circuito [MVA]	X''/R
138,00	451,286 – 3F	2,693 (+)
	390,802 – FF	2,6930 (-)
	123,335 – LG	3,1961(0)

A.2 – DADOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO INTERNA DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema elétrico interno da instalação industrial é constituído por um total de dezenove transformadores de potência, cujos principais parâmetros técnicos são apresentados na Tabela A.2.

Tabela A.2 – Transformadores do sistema elétrico industrial

Transformador	Potência [kVA]	X [%]	R [%]
T3	750	4,92	0,89
T4	1000	5,78	0,96
T5	500	3,88	0,97
T6	1000	4,93	0,82
T7	1000	5,1	0,85
T8	1500	4,96	0,71
T9	1000	4,57	0,76
T10	1000	4,95	1,1
T11	1500	5,28	0,75
T12	2500	5,14	0,64
T13	1500	4,97	0,71
T14	1500	4,99	0,98
T15	300	4,11	1,03
T16	1500	5,28	0,75
T17	1500	4,88	0,81
T18	2500	5,14	0,64
T19	2500	5,1	0,56

Já os parâmetros elétricos dos condutores, com a identificação dos trechos em que estão conectados no sistema elétrico são apresentados na Tabela A.3.

Tabela A.3 – Parâmetros dos cabos elétricos do sistema de distribuição

Barra Inicial	Barra Final	Cabos por fase	Descrição	Classe	Comprimento [km]	R [Ω /km]	X [Ω /km]
B2	B3	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,25	0,3364	0,145
B4	B5	1	Cabo 3x1C - 120mm ²	1 kV	0,125	0,0466	0,0225
B2	B6	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,8	0,3364	0,145
B7	B8	2	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,14	0,0441	0,05
B2	B9	1	Cabo 3x1C - 35mm ²	15 kV	0,8	0,7	0,137
B10	B11	3	Cabo 3x1C - 185mm ²	1 kV	0,1	0,0392	0,0333
B2	B12	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,8	0,3364	0,145
B13	B14	1	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,1	0,0441	0,05
B2	B15	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,72	0,3364	0,145
B16	B17	3	Cabo 3x1C - 185mm ²	1 kV	0,15	0,0392	0,0333
B2	B18	1	Cabo 3x1C - 95mm ²	15 kV	0,55	0,2432	0,138
B19	B20	2	Cabo 3x1C - 300mm ²	1 kV	0,05	0,0392	0,005
B2	B21	1	Cabo 3x1C - 50mm ²	15 kV	0,3	0,4855	0,155
B22	B23	2	Cabo 3x1C - 120mm ²	1 kV	0,1	0,0932	0,045
B2	B24	1	Cabo 3x1C - 50mm ²	15 kV	0,45	0,4855	0,155
B25	B26	2	Cabo 3x1C - 120mm ²	1 kV	0,1	0,0932	0,045
B2	B27	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,52	0,3364	0,145
B28	B29	3	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,05	0,0327	0,04
B2	B30	1	Cabo 3x1C - 120mm ²	15 kV	1,2	0,1942	0,134
B31	B32	3	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,05	0,0327	0,04
B2	B33	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,7	0,3364	0,145
B34	B35	3	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,05	0,0327	0,04
B2	B36	1	Cabo 3x1C - 70mm ²	15 kV	0,48	0,3364	0,145
B37	B38	3	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,12	0,0327	0,04
B2	B39	1	Cabo 3x1C - 35mm ²	15 kV	0,2	0,7	0,137
B40	B41	1	Cabo 3x1C - 150mm ²	1 kV	0,15	0,0736	0,05
B2	B42	1	Cabo 3x1C - 95mm ²	15 kV	0,92	0,2432	0,138
B43	B44	3	Cabo 3x1C - 185mm ²	1 kV	0,1	0,0392	0,0333
B2	B45	1	Cabo 3x1C - 95mm ²	15 kV	0,8	0,2432	0,138
B46	B47	1	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,1	0,0327	0,04
B2	B48	3	Cabo 3x1C - 240mm ²	15 kV	0,75	0,0327	0,04
B49	B50	4	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,08	0,0221	0,025
B49	B51	4	Cabo 3x1C - 240mm ²	1 kV	0,1	0,0221	0,025

A.3 – CARGAS LINEARES E NÃO LINEARES

A descrição das cargas lineares presentes no complexo elétrico industrial é dada na Tabela A.4. Para a realização das simulações computacionais, as cargas lineares foram definidas como sendo do tipo potência constante.

Tabela A.4 – Dados das cargas lineares

Barra de conexão	Potência [kVA]	Fator de potência
B5	450	0,807 IND
B8	840	0,765 IND
B11	225	0,765 IND
B14	450	0,86 IND
B17	330	0,759 IND
B20	1200	0,678 IND
B23	645	0,72 IND
B26	600	0,71 IND
B29	900	0,68 IND
B32	1200	0,84 IND
B35	600	0,85 IND
B38	450	0,871 IND
B41	150	0,707 IND
B44	600	0,788 IND
B44	600	0,788 IND
B47	900	0,866 IND
B50	2200	0,82 IND
B51	2400	0,76 IND

Já as cargas não lineares presentes no sistema em estudo são representadas como fontes harmônicas de corrente. Os parâmetros (amplitude e ângulo de fase) foram definidos hipoteticamente para as ordens harmônicas características mais significativas presentes em ambientes com conversores de frequência de seis pulsos (5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens). Para a simplificação das análises, as fontes harmônicas de corrente foram definidas como equilibradas, conforme dados apresentados nas tabelas que se seguem.

Tabela A.5 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B5

Ordem	Ia (A)	Âng. (°)	Ib (A)	Âng. (°)	Ic (A)	Âng. (°)
3	34,2	0	34,2	0	34,2	0
5	82	0	82	120	82	-120
7	146	0	146	-120	146	120
11	60	0	60	120	60	-120

Tabela A.6 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B14

Ordem	Ia (A)	Âng. (°)	Ib (A)	Âng. (°)	Ic (A)	Âng. (°)
3	72	0	72	0	72	0
5	124	0	124	120	124	-120
7	192	0	192	-120	192	120
11	88	0	88	120	88	-120

Tabela A.7 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B20

Ordem	Ia (A)	Âng. (°)	Ib (A)	Âng. (°)	Ic (A)	Âng. (°)
3	98,2	0	98,2	0	98,2	0
5	152,48	0	152,48	120	152,48	-120
7	288	0	288	-120	288	120
11	92	0	92	120	92	-120

Tabela A.8 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B32

Ordem	Ia (A)	Âng. (°)	Ib (A)	Âng. (°)	Ic (A)	Âng. (°)
3	108	0	108	0	108	0
5	218,2	0	218,2	120	218,2	-120
7	386	0	386	-120	386	120
11	156,8	0	156,8	120	156,8	-120
13	68,4	0	68,4	-120	68,4	120

Tabela A.9 – Correntes harmônicas injetadas pelas cargas não lineares na barra B49

Ordem	Ia (A)	Âng. (°)	Ib (A)	Âng. (°)	Ic (A)	Âng. (°)
3	102	0	102	120	102	-120
5	320	0	320	120	320	-120
7	680	0	680	-120	680	120
11	188	0	188	120	188	-120
13	67,2	0	67,2	-120	67,2	120