



UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

LUCIANO JORGE MENEZES

**Teoria da potência conservativa aplicada ao compartilhamento de responsabilidades
sobre as distorções harmônicas de tensão**

Uberlândia

2022

LUCIANO JORGE MENEZES

**Teoria da potência conservativa aplicada ao compartilhamento de responsabilidades
sobre as distorções harmônicas de tensão**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Orientador: Dr. Ivan Nunes Santos

Uberlândia

2022

Ficha Catalográfica Online do Sistema de Bibliotecas da UFU
com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).

M543 Menezes, Luciano Jorge, 1988-
2022 Teoria da potência conservativa aplicada ao
compartilhamento de responsabilidades sobre as
distorções harmônicas de tensão [recurso eletrônico] /
Luciano Jorge Menezes. - 2022.

Orientador: Ivan Nunes Santos.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de
Uberlândia, Pós-graduação em Engenharia Elétrica.

Modo de acesso: Internet.

Disponível em: <http://doi.org/10.14393/ufu.di.2022.389>

Inclui bibliografia.

1. Engenharia elétrica. I. Santos, Ivan Nunes, 1979-,
(Orient.). II. Universidade Federal de Uberlândia. Pós-
graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDU: 621.3

Bibliotecários responsáveis pela estrutura de acordo com o AACR2:
Gizele Cristine Nunes do Couto - CRB6/2091
Nelson Marcos Ferreira - CRB6/3074

LUCIANO JORGE MENEZES

**Teoria da potência conservativa aplicada ao compartilhamento de responsabilidades
sobre as distorções harmônicas de tensão**

Dissertação apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Uberlândia como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia Elétrica

Uberlândia, 22 de julho de 2022

Banca Examinadora:

Ivan Nunes Santos – Prof. Dr. (UFU)

Luciano Coutinho Gomes – Prof. Dr. (UFU)

Jakson Paulo Bonaldo – Prof. Dr. (UFMT)



ATA DE DEFESA - PÓS-GRADUAÇÃO

Programa de Pós-Graduação em:	Engenharia Elétrica				
Defesa de:	Dissertação de Mestrado Acadêmico, 776,PPGEELT				
Data:	Vinte e dois de julho de dois mil e vinte e dois	Hora de início:	09:00	Hora de encerramento:	11:30
Matrícula do Discente:	12012EEL007				
Nome do Discente:	Luciano Jorge Menezes				
Título do Trabalho:	Teoria da potência conservativa aplicada ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão.				
Área de concentração:	Sistemas de energia elétrica				
Linha de pesquisa:	Qualidade da energia elétrica				
Projeto de Pesquisa de vinculação:	Coordenador do projeto: Prof. Ivan Nunes Santos. Título do projeto: Grupo de Pesquisa em Qualidade da Energia Elétrica. 2005-atual				

Reuniu-se por meio de conferência, Campus Santa Mônica, da Universidade Federal de Uberlândia, a Banca Examinadora, designada pelo Colegiado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, assim composta: Professores Doutores: Luciano Coutinho Gomes - FEELT/UFU; Jakson Paulo Bonaldo - UFMT; Ivan Nunes Santos - FEELT/UFU, orientador(a) do(a) candidato(a).

Iniciando os trabalhos o(a) presidente da mesa, Dr(a). Ivan Nunes Santos, apresentou a Comissão Examinadora e o candidato(a), agradeceu a presença do público, e concedeu ao Discente a palavra para a exposição do seu trabalho. A duração da apresentação do Discente e o tempo de arguição e resposta foram conforme as normas do Programa.

A seguir o senhor(a) presidente concedeu a palavra, pela ordem sucessivamente, aos(às) examinadores(as), que passaram a arguir o(a) candidato(a). Ultimada a arguição, que se desenvolveu dentro dos termos regimentais, a Banca, em sessão secreta, atribuiu o resultado final, considerando o(a) candidato(a):

Aprovado(a).

Esta defesa faz parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre.

O competente diploma será expedido após cumprimento dos demais requisitos, conforme as normas do Programa, a legislação pertinente e a regulamentação interna da UFU.

Nada mais havendo a tratar foram encerrados os trabalhos. Foi lavrada a presente ata que após lida e achada conforme foi assinada pela Banca Examinadora.



Documento assinado eletronicamente por **Ivan Nunes Santos, Professor(a) do Magistério Superior**, em 22/07/2022, às 11:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Luciano Coutinho Gomes, Professor(a) do Magistério Superior**, em 22/07/2022, às 11:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Jakson Paulo Bonaldo, Usuário Externo**, em 22/07/2022, às 11:16, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://www.sei.ufu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3760564** e o código CRC **24B8DC15**.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho à minha amada esposa Natália, por todo amor, amizade, cumplicidade, paciência e incentivos dispensados a mim durante nossa união.

Dedico também à minha amada mãe, Telma, que sempre incentivou que eu buscasse conhecimento. Sem ela, não conseguiria chegar até aqui.

À minha irmã Aline, que sempre me aconselhou nos momentos mais difíceis.

À minha filha Sofia, que veio ao mundo esse ano, para me trazer alegria e dar um novo sentido para minha vida.

AGRADECIMENTOS

Sou grato a todas as oportunidades que me trouxeram até aqui.

Agradeço ao meu professor e orientador Ivan Nunes Santos, por todo o apoio oferecido no desenvolvimento deste trabalho. Sou grato por todas as oportunidades e projetos que confiou a mim.

Agradeço também a amiga de laboratório Bárbara Morais Giancesini, pela atenção e vontade de sempre ajudar nas muitas dúvidas que surgiram no desenvolvimento dessa dissertação.

Estendo meus agradecimentos aos docentes do Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica, José Wilson, Paulo Henrique, Hélder, Isaque, Botu e José Carlos de Oliveira.

Agradeço também aos colegas de laboratório, Giordanni, Celso, Arthur, Márcio, Camila, Vinicius, Humberto, Ábner, Gabriel e Adrian

Expresso meus agradecimentos à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), pelo apoio financeiro concedido ao longo desses últimos dois anos.

Finalmente agradeço à Deus, pela vida.

“A expressão mais inteligente, mais forte que existe para criar renovação, reinvenção, inovar a vida, inovar a capacidade e reforçar é a expressão: “NÃO SEI”. É a expressão que inaugura o novo.”

Mário Sérgio Cortella

RESUMO

Nas últimas décadas tem-se verificado um aumento contínuo das distorções harmônicas de tensão no sistema elétrico, seja nos níveis de geração, transmissão ou distribuição da energia elétrica. Esse fato ocorre, principalmente pela inserção de cargas não lineares em diversos pontos do sistema elétrico. Como destaques positivos da aplicação de equipamentos elétricos que geram correntes distorcidas, podem ser elencados o avanço tecnológico e o aumento da produtividade. Contudo, essas mesmas cargas, na maioria dos casos, são sensíveis às próprias perturbações por elas geradas. Neste contexto, quando os limites de distorções harmônicas estão acima do máximo permitido por normativas, surge a preocupação de responsabilizar quem contribui para a deterioração da qualidade de energia elétrica, indicando aqueles que deverão arcar financeiramente com possíveis ações mitigatórias, que, em geral, podem ser a implantação de filtros passivos sintonizados, filtros ativos ou filtros híbridos. No entanto, tais correções são onerosas em termos financeiro. Como consequência disso, surge a temática do compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas, a qual busca determinar a origem do distúrbio, uma vez que a distorção harmônica é resultado da interação entre diversas fontes de perturbação. Para a determinação dos percentuais de responsabilidades, várias metodologias foram desenvolvidas, contudo ainda se carece de procedimentos capazes de aliar precisão matemática e aplicação prática. Alguns métodos possuem forte consistência matemática, porém são de difícil implementação em campo (Superposição das Tensões), enquanto outras metodologias apresentam facilidades de aplicação em campo e consistência matemática, porém são consideradas invasivas (Impedância Dominante, Chaveamento de Capacitores e Injeção de Correntes Harmônicas), podendo causar perturbações à rede elétrica. Buscando aliar as ideias de ser um método não invasivo e preciso no cálculo dos percentuais de responsabilidades, surge a proposta da Teoria da Potência Conservativa (CPT) aplicada ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão. Visto que a CPT ainda necessita de investigações para a referida aplicação, a presente dissertação torna-se relevante. Por isso, neste trabalho, são avaliados oito distintos estudo de casos, utilizando o software MATLAB/Simulink e comparando a CPT com as principais metodologias de compartilhamento de responsabilidade.

Palavras-chave: Teoria da Potência Conservativa; Compartilhamento de Responsabilidades; Distorções Harmônicas; Cargas Não Lineares.

ABSTRACT

In the last decades a continuous increase in harmonic voltage distortions in the electrical system has been verified, whether in the generation, transmission or distribution levels. This fact occurs mainly due to the insertion of non-linear loads in several points of the electrical system. As positive highlights of the application of electrical equipment that generate distorted currents, the technological advance and the increase in productivity can be mentioned. However, these same loads, in most cases, are sensitive to the disturbances they generate. In this context, when the harmonic distortion limits are above the maximum allowed by the normative, there is the concern to hold responsible those who contribute to the deterioration of the power quality, indicating those who should financially pay for possible mitigating actions, which, in general, can be the implementation of tuned passive filters, active filters or hybrid filters. However, such corrections are costly in financial terms. As a consequence of this, the issue of sharing responsibility for harmonic distortions arises, which seeks to determine the origin of the disturbance, since harmonic distortion is the result of the interaction between several sources of disturbance. For the determination of the responsibility percentages, several methodologies have been developed, however, procedures capable of combining mathematical precision and practical application are still lacking. Some methods have strong mathematical consistency, but are difficult to implement in the field (Voltage Superposition), while other methodologies present easy field application and mathematical consistency, but are considered invasive (Dominant Impedance, Capacitor Switching and Harmonic Current Injection), and can cause disturbances in the electrical grid. Seeking to combine the ideas of being a non-invasive and precise method to calculate the percentages of responsibilities, the Conservative Power Theory (CPT) proposal, applied to the sharing of responsibilities over the harmonic voltage distortions, arises. Since CPT still needs further investigation for such application, this dissertation becomes relevant. Therefore, in this work, eight distinct case studies are evaluated, using the MATLAB/Simulink software and comparing CPT with the main responsibility sharing methodologies.

Keywords: Conservative Power Theory; Responsibility Sharing; Harmonic Distortions; Non-Linear Loads.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Representação simplificada de uma rede elétrica equivalente, para aplicação da Superposição de tensões.....	30
Figura 2.2 – Equivalente de Norton para a rede elétrica equivalente mostrada na figura 2.1.....	31
Figura 2.3 – Circuitos equivalentes de Norton, para uma ordem harmônica h, considerando (a) contribuição do supridor e (b) contribuição do consumidor, para a tensão no PAC.....	31
Figura 2.4 – Projeções das contribuições de tensão do consumidor e do supridor para a tensão do PAC.....	32
Figura 2.5 – Circuito equivalente de Norton para um PAC. Sistema supridor, consumidor e a impedância dominante (filtro passivo sintonizado em uma ordem harmônica h).....	34
Figura 2.6 – Circuito equivalente de Norton considerando (a) contribuição do supridor e (b) contribuição do consumidor, para a corrente que flui através da impedância dominante.....	34
Figura 2.7 – Projeções das correntes $\dot{I}_{pac-in-h}$ e $\dot{I}_{pac-out-h}$ na corrente \dot{I}_{f-h}	35
Figura 2.8 – Circuito equivalente de Norton de uma rede elétrica genérica, entre supridor e consumidor, para uma ordem harmônica h (a) antes da conexão do banco capacitivo e (b) após a conexão do mesmo.....	37
Figura 2.9 – Projeção fasorial de \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} para determinar o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão pelo MCC.....	38
Figura 2.10 – Figura 2.10 – Circuito equivalente de Norton para (a) sistema sem a injeção de correntes harmônicas e (b) com a injeção de correntes harmônicas.....	39
Figura 2.11 – Projeção fasorial de \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} para determinar o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão, pelo método de injeção de correntes harmônicas.....	40
Figura 3.1 – Sistema trifásico (a) Carga trifásica (b) Equivalente em relação à potência ativa e (c) Carga equivalente em delta.....	51
Figura 4.1 - Diagrama unifilar de uma rede elétrica genérica, com as correntes dispersas fasoriais no ponto de acoplamento (PAC) e no consumidor de interesse.....	71

Figura 4.2 – Fasores da corrente dispersa utilizados no compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão.....	71
Figura 5.1 – Diagrama genérico da rede elétrica simulada no software MATLAB/Simulink....	74
Figura 5.2 – Disposição dos elementos presentes nas três indústrias, para o caso 1.....	76
Figura 5.3 – Resultados comparativos para o caso 01: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	78
Figura 5.4 – Resultados comparativos para o caso 02: (a) indústria 01, (b) indústria, 02 (c) indústria 03.....	79
Figura 5.5 – Resultados comparativos para o caso 03: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	80
Figura 5.6 – Resultados comparativos para o caso 04: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	81
Figura 5.7 – Resultados comparativos para o caso 05: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	82
Figura 5.8 – Resultados comparativos para o caso 06: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	83
Figura 5.9 – Resultados comparativos para o caso 07: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	84
Figura 5.10 – Resultados comparativos para o caso 08: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.....	85

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Limites das distorções harmônicas totais de tensão (em % da tensão fundamental).....	21
Tabela 1.2 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTS95%, para a rede básica brasileira.....	21
Tabela 5.1 – Parâmetros da fonte trifásica (casos 01, 02, 03 e 04) e da impedância de linha (todos os casos).....	75
Tabela 5.2 – Background distortion para os casos 05, 06, 07 e 08.....	75
Tabela 5.3 – Parâmetros dos transformadores (Tind).....	76
Tabela 5.4 – Parâmetros das cargas lineares/não lineares. Observação: impedâncias por fase e referidas para 13,8 kV.....	76
Tabela 5.5 – Dados da indústria 01 para os casos 02, 03 e 04.....	77
Tabela A1 – Percentuais de responsabilidades caso 01.....	96
Tabela A2 – Percentuais de responsabilidades caso 02.....	97
Tabela A3 – Percentuais de responsabilidades caso 03.....	98
Tabela A4 – Percentuais de responsabilidades caso 04.....	99
Tabela A5 – Percentuais de responsabilidades caso 05.....	100
Tabela A6 – Percentuais de responsabilidades caso 06.....	101
Tabela A7 – Percentuais de responsabilidades caso 07.....	102
Tabela A8 – Percentuais de responsabilidades caso 08.....	103

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Potência Aparente
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASD	Adjustable Speed Drives
B	Reatividade Equivalente
C	Capacitância
CA	Corrente Alternada
CPC	Currents' Physical Components
CPT	Teoria da Potência Conservativa
D	Potência Nula
D_{as}	Potência Ativa Dispersa
D_g	Potência Gerada Pela Carga
D_{rs}	Potência Reativa Dispersa
D_s	Potência Dispersa
DVR	Dynamic Voltage Regulator
DHT_{φ}	Distorção Harmônica Total de Tensão Imparcial
DHT_V	Distorção Harmônica Total de Tensão
F	Faraday
FACTS	Flexible AC Transmission System
FDB	Fryze-Buchholz-Depenbrock
G	Condutância Equivalente
H	Henry
h	Ordem Harmônica
HVDC	High-Voltage Direct Current
Hz	Hertz
i_a	Corrente Ativa
i_{an}	Corrente Ativa de Neutro
i_{as}	Corrente Ativa Dispersa
ICA	Análise de Componentes Independentes
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers

i_g	Corrente Gerada Pela Carga
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
i_r	Corrente Reativa
i_{rn}	Corrente Reativa de Neutro
i_{rs}	Corrente Reativa Dispersa
i_s	Corrente Dispersa
i_v	Corrente Residual (Nula)
i_{vn}	Corrente Residual de Neutro
i_{sh}^{CONS}	Corrente Dispersa do Consumidor
i_{sh}^{PAC}	Corrente Dispersa do PAC
k	Kilo
L	Indutância
LED	Light Emitting Diode
m	Mili
MCC	Método do Chaveamento de Capacitores
MID	Método da Impedância Dominante
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P	Potência Ativa
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PQ	Teoria da Potência Instantânea
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
Q	Potência Reativa
STATCOM	Static Synchronous Compensator
T	Período
V	Volt
W_r	Energia Reativa
$\langle x, y \rangle$	Produto Interno
\bar{x}	Valor Médio
$\ x\ $	Norma Euclidiana
ω	Frequência Angular
μ	Micro

SUMÁRIO

	CAPÍTULO I	
1 INTRODUÇÃO		17
1.1 Contextualização do tema		18
1.2 Objetivos e contribuições do trabalho		25
1.3 Estrutura da dissertação		26
	CAPÍTULO II	
2 PRINCIPAIS METODOLOGIAS APLICADAS AO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO		28
2.1 Considerações iniciais		29
2.2 Método da Superposição de Tensões		29
2.2.1 Método da Superposição de Tensões: análise matemática		30
2.3 Método da Impedância Dominante		33
2.3.1 Método da Impedância Dominante: análise matemática		33
2.4 Método do Chaveamento de Capacitores		36
2.4.1 Método do Chaveamento de Capacitores: análise matemática		36
2.5 Método da Injeção de Correntes Harmônicas		38
2.5.1 Método da Injeção de Correntes: análise matemática		39
2.6 Outras metodologias utilizadas para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão		41
2.6.1 Método do Fluxo de Potência Harmônica		41
2.6.2 Método da Corrente Conforme e Não Conforme		42
2.6.3 Método da Análise de Componentes Independentes (ICA)		42
	CAPÍTULO III	
3 PRINCIPAIS TEORIAS DE POTÊNCIA APLICADAS EM CIRCUITOS ELÉTRICOS NÃO LINEARES		44
3.1 Considerações iniciais		45
3.2 Teoria de potência proposta por Constantin Budeanu		45
3.3 Teoria de potência proposta por Stanislaw Fryze		46

3.4 Teoria de potência proposta por Buchholz	47
3.5 Teoria de potência proposta por Depenbrock	49
3.6 Teoria de potência proposta pelos autores Akagi et.al (Teoria PQ)	50
3.7 Teoria de potência proposta por Czarnecki	51
3.8 Teoria de potência proposta pelo IEEE 1459 2010	53
3.9 Breve discussão sobre as teorias de potência apresentadas	55

CAPÍTULO IV

4 TEORIA DA POTÊNCIA CONSERVATIVA APLICADA AO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO

4.1 Considerações iniciais	58
4.2 Operadores matemáticos aplicados na CPT	59
4.3 Definições de potência instantânea e ativa, energia reativa, potência reativa e potência aparente	60
4.3.1 Definição dos vetores de tensão e corrente para circuitos polifásicos	60
4.3.2 Potência instantânea coletiva e potência ativa coletiva	61
4.3.3 Energia reativa instantânea coletiva e energia reativa coletiva	62
4.3.4 Potência reativa e potência aparente	63
4.4 Correntes previstas na Teoria da Potência Conservativa	65
4.4.1 Corrente ativa	65
4.4.2 Corrente reativa	65
4.4.3 Corrente residual (nula)	66
4.4.4 Corrente residual e suas componentes	67
4.5 Potências nula, ativa dispersa, reativa dispersa, dispersa e harmônica gerada	69
4.6 Corrente dispersa aplicada ao compartilhamento de responsabilidade sobre as distorções harmônicas de tensão	70

CAPÍTULO V

5 ESTUDO DE CASOS E ANÁLISE DE DESEMPENHO DA CPT APLICADA AO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES HARMÔNICAS DE TENSÃO

5.1 Considerações iniciais	74
5.2 Casos implementados no MATLAB/Simulink	74

5.2.1 Considerações sobre a fonte trifásica e a impedância de linha	75
5.2.2 Considerações sobre as indústrias	75
5.3 Resultados das simulações computacionais	77
5.4 Análise de desempenho da CPT a partir da avaliação dos resultados encontrados	86
	CAPÍTULO VI
6 CONCLUSÕES	88
REFERÊNCIAS	91
APÊNDICE A	96

CAPÍTULO I

1 INTRODUÇÃO

O tema desta dissertação está inserido na área da qualidade da energia elétrica, visto que emprega a Teoria da Potência Conservativa para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão. Dessa maneira, este capítulo introdutório possui a finalidade de apresentar a contextualização da temática abordada, definir os objetivos e as contribuições deste trabalho e, finalmente, detalhar a estrutura estabelecida para cumprir as metas estipuladas.

1.1 Contextualização do tema

Tendo em vista que esta dissertação está vinculada à temática de qualidade da energia elétrica, faz-se necessária a apresentação de sua definição. Nestes termos, de acordo com [1], a qualidade de energia elétrica é qualquer desvio manifestado na tensão, corrente ou frequência que resulte em falha ou má operação de equipamento elétrico do consumidor.

Ainda sobre o tema qualidade da energia elétrica, o mesmo pode ser dividido em qualidade do atendimento, qualidade do serviço e qualidade do produto. A qualidade do atendimento se concentra no relacionamento comercial entre empresa e cliente. A qualidade do serviço está atrelada à continuidade no fornecimento de energia elétrica, que em síntese está correlacionada com as interrupções no sistema elétrico. Já a qualidade do produto é caracterizada pelas características da forma de onda da tensão disponibilizada para o cliente [2]. Caso a tensão esteja fora dos padrões de frequência, amplitude ou apresente componentes harmônicas distintas da frequência fundamental, pode-se inferir que há um problema relacionado à qualidade do produto.

A partir dessas definições, pode-se afirmar então, que essa dissertação está diretamente relacionada a qualidade do produto, pois tem a finalidade de avaliar uma metodologia para o compartilhamento de responsabilidade sobre as distorções harmônicas de tensão. A metodologia em questão é baseada na Teoria da Potência Conservativa (CPT).

Quanto ao problema de distorções harmônicas de tensão, esse é originado de cargas e elementos não lineares presentes no sistema elétrico, seja em nível de geração (fotovoltaica e eólica), transmissão (elos de transmissão em corrente contínua) ou distribuição de energia elétrica (equipamentos eletrônicos em geral).

Particularmente, no que tange à geração de energia através de sistemas fotovoltaicos, seu exponencial crescimento na matriz elétrica brasileira é justificado pelo baixo impacto ambiental, redução no custo de implantação e subsídios governamentais, o fato de acarretar a diminuição do carregamento das redes elétricas, o que leva à uma minimização das perdas técnicas e à uma diversificação da matriz energética [3]. Além dessas vantagens, nos últimos anos, o aumento das tarifas de energia elétrica das concessionárias de energia tem impulsionado sua adoção.

Diante desse cenário, de fato, um crescimento exponencial foi observado ao longo dos últimos dez anos. Segundo a ANEEL/Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica

(ABSOLAR), no mês de fevereiro de 2022, o Brasil possui mais de 14,0 GW de potência instalada, frente aos 7 MW verificados no ano de 2012 [4].

Quanto à energia proveniente dos ventos, de acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEÓlica), o Brasil possuía potência instalada de aproximadamente 17,75 GW, em dezembro de 2020, representando 10,1% do potencial de geração de energia elétrica do país [5]. Durante vários momentos durante os anos de 2020, 2021 e 2022 foi possível observar uma geração de energia eólica, na região nordeste brasileira, superior ao consumo desta região, o que torna o Nordeste o maior contribuidor para inserção deste tipo de geração renovável no país.

Não obstante a estas considerações, sabe-se que tanto a geração de energia fotovoltaica, quanto a geração de energia eólica, exigem dispositivos providos de elementos da eletrônica de potência em seus conversores de interfaceamento com a rede elétrica, tais como os IGBT's (*Insulated Gate Bipolar Transistor*). Tais conversores não lineares são potenciais geradores de distúrbios vinculados à qualidade da energia elétrica, principalmente vinculados a distorções da forma de onda de tensão. Este problema ganha maiores dimensões quando tem-se a utilização dessas tecnologias em larga escala [1], [6].

Quanto ao sistema de transmissão de energia elétrica, merece destaque o aumento do número de elos de transmissão HVDC (*High Voltage Direct Current*). Esse aumento ocorre devido a algumas vantagens, a saber: conexão de sistemas CA sem necessidade de sincronismo; menores níveis de isolamento, tanto para as linhas de transmissão quanto para os cabos; menor impacto ambiental, pois para redes aéreas são necessários apenas dois cabos, um para o terminal positivo e outro para o negativo, o que leva à uma menor faixa de servidão quando comparada com redes trifásica em CA; maior capacidade de transmissão de potência; distúrbios em um sistema não são propagados para o outro; controle preciso e inversão do fluxo de potência [7]. Outra vantagem está no fato do avanço tecnológico das chaves eletrônicas, utilizadas nas subestações retificadoras e inversoras e a sensível redução de custos de implantação da tecnologia.

No Brasil, os elos HVDC's são destaques nos sistemas que interligam Foz do Iguaçu-PR à Ibiúna-SP e Porto Velho-RO à Araraquara-SP. Outro destaque é a transmissão de energia elétrica gerada pela usina de Belo Monte-PA, que é destinada para a região sudeste. Além desses exemplos, é importante destacar a implantação de estações *back-to-back*, que no Brasil estão instaladas em Porto Velho-RO [8] e em cidades de fronteira do Brasil com países vizinhos. Entretanto, elencadas as vantagens e citados alguns exemplos, os sistemas HVDC's necessitam

de dispositivos não lineares para interligação na rede elétrica, fato que potencializa a geração de distorções harmônicas de tensão no sistema elétrico nacional.

Na rede básica, os dispositivos FATCS (*Flexible AC Transmission System*), os DVR (*Dynamic Voltage Regulator*) e os Statcom's (*Static Synchronous Compesator*), empregado para regulação de tensão, podem provocar distorções harmônicas de tensão. Esses dispositivos possuem a finalidade de aumentar a confiabilidade e estabilidade de operação, melhorar os níveis de tensão e controle de reativos [9].

No que concerne ao nível de distribuição, a evolução na automação de processos industriais, com o emprego de ASD's (*Adjustable Speed Drives*), que visa controlar a velocidade e torque de motores elétricos, pode contribuir para o aumento das distorções harmônicas. Pode-se destacar também, nesse contexto, a incorporação da eletrônica nos diversos equipamentos elétricos, presentes em instalações comerciais e residenciais, gerando corrente elétrica distorcida. Também, o emprego de lâmpadas com tecnologia LED, principalmente na iluminação pública, pode contribuir para o aumento dos níveis de distorções harmônicas de tensão nos barramentos da rede elétrica [8], [10]

Diante do cenário apresentado até aqui, fica evidente, que apesar dos avanços tecnológicos promovidos com o emprego dos diversos equipamentos com características não lineares, esses são potenciais fontes de distorções harmônicas, a partir da injeção de correntes harmônicas nos sistemas elétricos. Como consequência, essas correntes, ao interagir com a impedância da rede elétrica, podem distorcer a tensão em diversos pontos da rede de conexão. É importante salientar, que esses mesmos dispositivos, responsáveis pela geração de correntes harmônicas, são em geral sensíveis às tensões distorcidas. Além disso, bancos de capacitores, transformadores, motores elétricos e geradores podem ser afetados por tensões distorcidas, o que pode levar à redução de sua vida útil.

Por esse motivo, as agências regulamentadoras, sejam nacionais ou internacionais, exercem o papel fundamental de estabelecer limites percentuais para distorção harmônica de tensão na rede elétrica. No Brasil, os procedimentos de distribuição de energia elétrica nacional (PRODIST), módulo 8, estabelece percentuais relativos às distorções harmônicas de tensão para níveis inferiores a 230 kV, conforme pode ser visto na Tabela 1.1.

Tabela 1.1 – Limites das distorções harmônicas totais de tensão (em % da tensão fundamental).

Indicador	Tensão nominal (V)		
	$V \leq 2,3 \text{ kV}$	$2,3 \text{ kV} < V < 69 \text{ kV}$	$69 \text{ kV} < V < 230 \text{ kV}$
DTT95%	10,0%	8,0%	5,0%
DTTp95%	2,5%	2,0%	1,0%
DTTi95%	7,5%	6,0%	4,0%
DTT395%	6,5%	5,0%	3,0%

Fonte: [11].

Em que:

- DTT95% é o valor da distorção harmônica total de tensão, que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas;
- DTTp95% é o valor da distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3, que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas;
- DTTi95% é a distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3, que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas;
- DTT395% é a distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3, que foi superado em apenas 5% das 1008 leituras válidas.

Complementarmente, tem-se, para a rede básica brasileira, os Procedimento de Rede do ONS, em que a distorção harmônica de tensão é avaliada a partir dos indicadores DTHI (distorção de tensão harmônica individual) e DTHTS95% (Distorção de Tensão Harmônica Total, que foi superado em apenas 5%). Tais indicadores são classificados em limites globais inferiores e superiores. Os limites globais inferiores são mostrados na Tabela 1.2.

Tabela 1.2 – Limites globais inferiores para os indicadores DTHI e DTHTS95%, para a rede básica brasileira.

$V < 69 \text{ kV}$				$V \geq 69 \text{ kV}$			
DTHI, h ímpar		DTHI, h par		DTHI, h ímpar		DTHI, h par	
Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)	Ordem	Valor (%)
3,5,7	5%			3,5,7	2%		
		2,4,6	2%			2,4,6	1%
9,11,13	3%			9,11,13	2%		
		≥ 8	1%			≥ 8	1%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	1%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Fonte: [12].

Já os limites globais superiores são determinados pela multiplicação dos limites globais inferiores correspondentes pelo fator 4/3. Como exemplo, analisando a tabela 1.2, os limites globais superiores relativos aos indicadores DTHTS95% para $V < 69$ kV e $V \geq 69$ kV são, respectivamente, 8% e 4 % [12].

Feitas essas considerações, caso os limites regulamentados sejam ultrapassados, surge então a necessidade de levantar possíveis soluções mitigatórias, que podem contemplar a inserção de filtros passivos, filtros ativos ou até mesmo substituição de equipamentos de modo a minimizar a emissão harmônica. Todavia, é importante salientar, que a depender da situação encontrada, tais implementações podem ser onerosas. Logo, surge a necessidade de se identificar qual agente, supridor ou consumidor, deverá arcar com a responsabilidade financeira dessas ações corretivas ou, ainda, a depender do ponto avaliado, pode-se também levar em consideração de geração (parques eólicos e fotovoltaicos). Dito isso, a temática do compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão ganha destaque no cenário científico, com o surgimento da proposição de vários métodos. Dentre eles, podem ser destacados:

- o método do Fluxo de Potência Harmônica, que busca identificar a fonte principal de distorção harmônica, sem determinar percentuais de responsabilidade [13], [14];
- o método da Corrente Conforme e Não Conforme, que separa a corrente em duas parcelas: uma linear (dita conforme) e outra não linear (não conforme) [15], [16];
- o método da Superposição, que é baseado na teoria clássica de circuitos elétricos [17], [18]. É importante salientar que esse método é utilizado como gabarito para outras metodologias;
- o método da Impedância Dominante, proposto em [19]; que propõe a conexão de uma impedância no PAC, com baixo valor na frequência de análise (filtro passivo harmônico sintonizado). Como consequência, essa impedância torna-se dominante em relação às outras, atraindo correntes de frequências iguais a da impedância dominante;
- o método do Chaveamento de Capacitores, de acordo com [20], que estabelece que sejam feitas medições de tensões e correntes, antes e após a inserção de unidades capacitivas em um determinado ponto de interesse (PAC);

- o método de Injeção de Corrente Harmônica, conforme [21], que busca determinar os percentuais de responsabilidade injetando correntes de pequeno valor, nas frequências de interesse do compartilhamento;
- o método que aplica Análise de Componentes Independentes, evidenciado em [22], [23], [24], [25] e [26], aplica técnicas usadas com frequência na área de processamento de sinais, utilizando-se de parâmetros estatísticos, para a determinação dos percentuais de responsabilidade.

Diante das metodologias mencionadas, ressalta-se que as mesmas são classificadas em invasivas e não invasivas. Como exemplos de metodologias invasivas, são destacadas o Chaveamento Capacitivo, Injeção de Corrente Harmônica e Impedância Dominante. Por outro lado, os métodos da Superposição, do Fluxo de Potência Harmônica, da Corrente Conforme e não Conforme e Análise de Componentes Independentes são classificados como não invasivos.

A principal vantagem dos métodos não invasivos reside no fato de não causarem perturbações na rede elétrica e não necessitarem da inserção de componentes físico no sistema a ser avaliado. Porém, segundo a literatura existente, alguns métodos apresentaram falhas. Como exemplos, podem ser citados o método de Fluxo de Potência Harmônica, que apresentou fragilidades apontadas em [27], e o método da Corrente Conforme e Não Conforme, que se mostrou insatisfatório de acordo com [28]. Nesse cenário, um destaque especial deve ser dado ao método da Superposição, pois ele apresenta uma fundamentação bem sólida de circuitos elétricos, o que faz com que seus resultados possam servir inclusive como gabarito (referência comparativa) para outras metodologias que estão sob análise. Contudo, a obtenção das impedâncias harmônicas, imperativo para incrementação desta metodologia, torna-se inviável em avaliações práticas, conforme foi demonstrado em [29] e [30].

Assim, com a finalidade de solucionar o problema anteriormente elencado, surgiram métodos invasivos. A principal vantagem de tais metodologias está no fato de não ser necessário o conhecimento prévio das impedâncias harmônicas equivalentes dos sistemas analisados.

Uma vez que perturbações podem surgir quando da aplicação de procedimentos invasivos, a busca por uma metodologia não invasiva para o compartilhamento de responsabilidades e que forneça resultados confiáveis é demandada por pesquisadores da temática.

Neste contexto apresentado, tem-se o surgimento da Teoria da Potência Conservativa (CPT), proposta pelos pesquisadores P. Tenti e P. Mattaveli, em 2003. Como última atualização, destacam-se as definições apresentadas na tese de doutorado do também

pesquisador Helmo Kelis Morales Paredes. Nessa tese, a CPT apresenta-se promissora em relação a vários aspectos, tais como: integração de redes inteligentes, controle cooperativo para compensadores de potência chaveados, compensadores estáticos de potência e também compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas [31].

Especificamente, sobre o compartilhamento de responsabilidades, em [31], a investigação foi baseada na potência de distorção apresentada pela carga, sem a preocupação de calcular percentuais de responsabilidade por ordem harmônica, buscando identificar apenas a carga de maior contribuição para a distorção harmônica de tensão em um ponto de acoplamento comum (PAC).

Além dessa tentativa, é importante destacar o trabalho apresentado em [32], que buscou realizar o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão. Nele, foi medida a corrente dispersa de cada consumidor, avaliando a contribuição de cada um relação à corrente total dispersa, medida em um ponto de acoplamento comum. Como principal contribuição desse trabalho, o compartilhamento de responsabilidades foi feito considerando as ordens harmônicas individualmente. Contudo, a metodologia foi aplicada apenas para um único tipo de arranjo elétrico. Isso implica que mais situações devem ser avaliadas, com o objetivo de sua validação, perante à outros métodos.

Outro trabalho que também investigou a aplicação da Teoria da Potência Conservativa no compartilhamento de responsabilidades foi [33]. Nele, foi proposta a atribuição de responsabilidade em uma rede elétrica com geração distribuída, utilizando o método da Potência Reativa Dispersa e o método da Potência Gerada pela Carga, considerados inéditos até então. No entanto, no referido artigo não foi mostrado o percentual de responsabilidade para ordens harmônicas específicas.

Diante dos poucos trabalhos publicados até o presente momento, utilizando a Teoria da Potência Conservativa, e das lacunas elencadas, a presente dissertação está direcionada em comparar a metodologia que utiliza conceitos teóricos da Teoria da Potência Conservativa, mais precisamente através da corrente dispersa, com outros métodos tidos como de referência ou ainda que se mostram promissores de forma prática, contudo, invasivos.

O método da Corrente Dispersa, que é determinada através da Teoria da Potência Conservativa, proposto em [32], foi escolhido por se apresentar como o mais promissor dentre os enumerados até aqui, pois efetivamente, está voltado para a realização do compartilhamento de responsabilidades indicando percentuais para cada ordem harmônica em separado. Todavia, essa metodologia precisa ser testada diante de outros arranjos elétricos, fato que motiva a presente dissertação.

Contextualizado o tema e elucidada a razão do trabalho em questão, o presente trabalho busca alcançar seu objetivo geral utilizando o software MATLAB/Simulink. Nesta ferramenta computacional serão implementados distintos arranjos elétricos de modo a poder avançar com as análises e discussões de resultados.

1.2 Objetivos e contribuições do trabalho

A presente dissertação tem como objetivo principal a implementação computacional e o estudo comparativo da metodologia baseada na Teoria da Potência Conservativa de casos em arranjos elétricos em condições diversas, o que até o momento não tinha sido conduzida com tal nível de detalhamento. Neste ínterim, ressalta-se que há também um ineditismo no fato que a metodologia da CPT está sendo comparada com outros procedimentos estabelecidos para o compartilhamento de responsabilidade harmônica, até então não explorados, a saber: Superposição, Injeção de Correntes e Impedância Dominante, além do Chaveamento Capacitivo.

Uma vez destacado o objetivo central do trabalho, tem-se como objetivos específicos os seguintes desenvolvimentos:

- mostrar brevemente as principais teorias de potência desenvolvidas nas últimas décadas, que buscaram aplicar seus conceitos em cargas não lineares;
- apresentar o estado da arte no que tange ao compartilhamento de responsabilidades harmônicas;
- apresentação dos termos relacionados à CPT, que aborda, conceitualmente, uma proposta de teoria de potência, quando se tem na rede elétrica tensões e correntes distorcidas;
- implementação, no software MATLAB/Simulink, de um medidor das variáveis descritas na Teoria da Potência Conservativa, contribuindo, dessa maneira, para o Núcleo de Qualidade da Energia Elétrica, da Universidade Federal de Uberlândia, com o desenvolvimento de um modelo para o cálculo das diversas variáveis previstas na CPT;
- avaliar a resposta da CPT no compartilhamento de responsabilidades, frente à outras metodologias. Neste trabalho, a corrente dispersa será utilizada como

parâmetro de comparação, com vistas à realização do compartilhamento de responsabilidades em cada ordem harmônica;

- analisar a resposta da CPT em algumas situações que ainda não foram exploradas na literatura científica existente.

1.3 Estrutura da dissertação

Para atingir os objetivos expostos no item 1.2, além deste capítulo introdutório, essa dissertação está organizada conforme se segue:

Capítulo 2 – Principais metodologias aplicadas ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão

O capítulo 2 tem a função de apresentar o estado da arte atual sobre o tema de compartilhamento de responsabilidades harmônicas.

Capítulo 3 – Principais teorias de potência em circuitos elétricos não lineares

O capítulo 3 tem o objetivo de elucidar as principais teorias de potência desenvolvidas nas últimas décadas, que podem ser aplicadas em redes elétricas que apresentam tensões e/ou correntes distorcidas.

Capítulo 4 – Teoria da Potência Conservativa aplicada ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão

O capítulo 4 tem a finalidade de explicitar a fundamentação teórica da Teoria da Potência Conservativa. Nele, são vistos os operadores matemáticos aplicados à CPT, as definições de potência ativa, reativa, aparente e de distorção. Além disso, são definidas a corrente ativa, a corrente reativa, a corrente ativa dispersa, a corrente reativa dispersa e a corrente dispersa. É importante deixar claro, que a metodologia implementada e testada neste trabalho, utiliza-se da corrente dispersa como grandeza para o compartilhamento de responsabilidades.

Capítulo 5 – Casos simulados e avaliação da CPT no compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão

No capítulo 5 é mostrado o sistema elétrico teste, com seus respectivos parâmetros, bem como os casos para avaliação da Teoria da Potência Conservativa, diante de outras metodologias utilizadas para o compartilhamento.

Capítulo 6 – Conclusões

O capítulo 6 realiza uma síntese dos resultados alcançados neste trabalho. Também, são elencadas sugestões de trabalhos futuros na área de pesquisa.

Referencial bibliográfico

Por fim, neste item tem-se uma indicação do material bibliográfico utilizado para o desenvolvimento da dissertação.

CAPÍTULO II

2 PRINCIPAIS METODOLOGIAS APLICADAS AO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO

Neste capítulo será dado o devido destaque ao estado da arte de algumas metodologias destinadas ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão. Os métodos abordados serão: da Superposição, da Impedância Dominante, do Chaveamento de Capacitores, da Injeção de Correntes Harmônicas, do Fluxo de Potência Harmônica, da Corrente Conforme e Não Conforme e da Análise de Componentes Independentes (ICA).

2.1 Considerações iniciais

Como resultado das mudanças ocorridas na natureza das cargas e dos equipamentos presentes nos sistemas elétricos ao longo dos anos, a temática do compartilhamento de responsabilidades harmônicas ganhou destaque [34]. Logo, em consequência, esse tema vem ganhando maior relevância nas últimas décadas.

Diante disto, o presente capítulo busca mostrar o estado da arte das principais metodologias estabelecidas para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas.

Quanto aos métodos da Superposição, da Impedância Dominante, do Chaveamento de Capacitores e Injeção de Correntes Harmônicas, além do estado da arte, será mostrada a análise matemática correlata para obtenção dos percentuais de responsabilidades.

Para os métodos do Fluxo de Potência Harmônica, da Corrente Conforme e Não Conforme e Análise de Componentes Independentes (ICA), apenas uma revisão do estado da arte será destacada.

2.2 Método da Superposição de Tensões

O método da Superposição, aplicado ao compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas, foi inicialmente publicado em 1999, de acordo com [17]. Nesse artigo foram mostrados os fundamentos teóricos do método, buscando determinar os percentuais de responsabilidade dos agentes presentes no sistema elétrico (consumidor e supridor), ligados a um ponto de acoplamento comum.

Para essa metodologia, o clássico princípio de resolução de circuitos elétricos representa sua base teórica. É importante destacar que essa metodologia permite a obtenção das responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão e corrente [34].

Em [18], além dos aspectos explorados em [17], outros detalhes foram avaliados, tais como os efeitos da mudança dos ângulos de fase de harmônicos, erros de equipamentos de medição, ressonâncias e o cancelamento de correntes [10].

Visto que o método da Superposição necessita do conhecimento das impedâncias harmônicas envolvidas, [35] propõe uma metodologia que busca modelar cargas harmônicas de

consumidores, utilizando como parâmetros a tensão e a corrente medidas em um ponto de interesse do sistema elétrico.

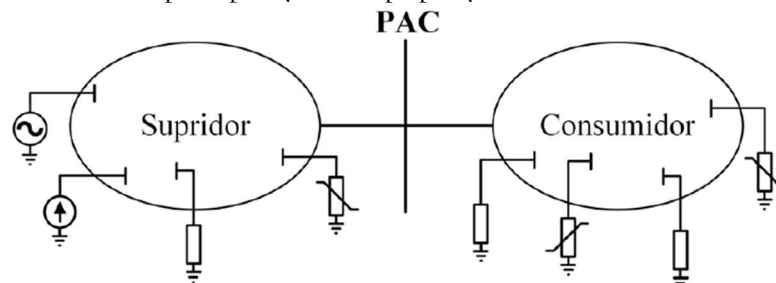
Feitas essas considerações, sabe-se que o método da Superposição proporciona resultados consistentes, sendo, até mesmo, utilizado como gabarito em alguns trabalhos [10], [36]. Entretanto, sua limitação está relacionada à necessidade do conhecimento das impedâncias harmônicas do sistema supridor e consumidor, fato que dificulta ou impossibilita sua aplicação prática [37]–[39].

2.2.1 Método da Superposição de Tensões: análise matemática

Diante das considerações feitas anteriormente, o método da Superposição é utilizado como referência pela sua consistência física e matemática. Basicamente, essa metodologia fornece as contribuições harmônicas de tensão e/ou corrente, para um determinado ponto da rede elétrica. Diante desse contexto, esse item apresenta uma análise matemática da metodologia focada no compartilhamento da grandeza tensão, haja vista que a corrente elétrica, na maioria das normativas nacionais e internacionais, não possui valores limítrofes estabelecidos.

Para aplicar a Superposição de tensões, o sistema elétrico é dividido em duas partes, em que a primeira representa o sistema supridor e a segunda o sistema consumidor, de acordo com a Figura 2.1.

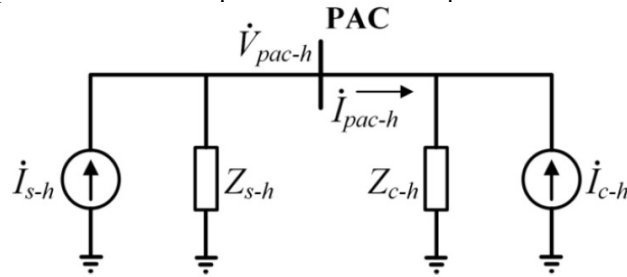
Figura 2.1 – Representação simplificada de uma rede elétrica equivalente, para aplicação da Superposição de tensões.



Fonte: [34].

Na figura acima, existe um circuito equivalente de Norton para cada ordem harmônica h , como é mostrado na Figura 2.2.

Figura 2.2 – Equivalente de Norton para a rede elétrica equivalente mostrada na figura 2.1.



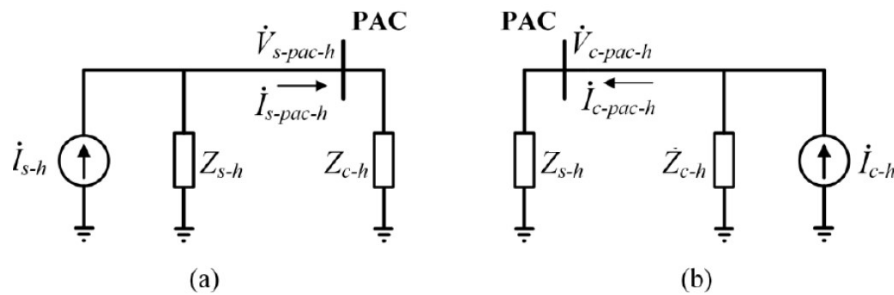
Fonte: [34].

Em que:

- \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} representam as fontes harmônica equivalentes de ordem h do lado do supridor e consumidor, respectivamente;
- \dot{I}_{pac-h} corrente total de ordem h no PAC;
- Z_{s-h} e Z_{c-h} são as impedâncias harmônicas equivalentes de ordem h do sistema supridor e consumidor, respectivamente.

Analisando a Figura 2.2, observa-se que a tensão no PAC (\dot{V}_{pac-h}) é resultado da superposição dos efeitos das fontes de corrente, provenientes dos sistemas supridor e consumidor, de acordo com a Figura 2.3.

Figura 2.3 – Circuitos equivalentes de Norton, para uma ordem harmônica h , considerando (a) contribuição do supridor e (b) contribuição do consumidor, para a tensão no PAC.



Fonte: [34].

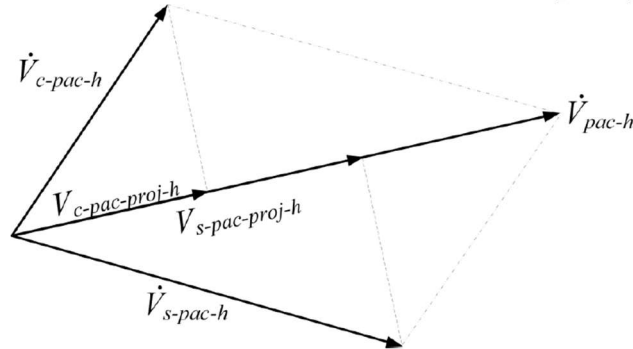
Baseando-se na Figura 2.3, as tensões dos sistemas supridor ($\dot{V}_{s-pac-h}$) e consumidor (\dot{V}_{c-pac}), no ponto de acoplamento comum, são determinadas em (2.1) e (2.2).

$$\dot{V}_{s-pac-h} = \frac{Z_{s-h}Z_{c-h}}{Z_{s-h} + Z_{c-h}} \dot{I}_{s-h} \quad (2.1)$$

$$\dot{V}_{c-pac-h} = \frac{Z_{s-h}Z_{c-h}}{Z_{s-h} + Z_{c-h}} i_{c-h} \quad (2.2)$$

Após o cálculo de $\dot{V}_{s-pac-h}$ e $\dot{V}_{c-pac-h}$, basta realizar a projeção de cada um desses agentes na tensão do PAC (\dot{V}_{pac-h}), de acordo com a Figura 2.4.

Figura 2.4 – Projeções das contribuições de tensão do consumidor e do supridor para a tensão do PAC.



Fonte: [34].

Finalmente, para estabelecer os percentuais referentes à responsabilidade de cada um dos agentes, as expressões (2.3) e (2.4) são utilizadas.

$$\%V_{pac-cons-h} = \frac{|V_{c-pac-proj-h}|}{|V_{s-pac-proj-h}| + |V_{c-pac-proj-h}|} \times 100\% \quad (2.3)$$

$$\%V_{pac-sup-h} = \frac{|V_{s-pac-proj-h}|}{|V_{s-pac-proj-h}| + |V_{c-pac-proj-h}|} \times 100\% \quad (2.4)$$

Em que:

- $\%V_{pac-cons-h}$ é o percentual de responsabilidade do consumidor;
- $\%V_{pac-sup-h}$ é o percentual de responsabilidade do supridor.

De acordo com as equações mostradas, verifica-se a necessidade de se conhecer as tensões e correntes harmônicas no PAC, além dos valores das impedâncias harmônicas das partes envolvidas. Dito isso, apesar da simplicidade matemática de implementação da metodologia, sua aplicação em campo é difícil, devido a obrigação do conhecimento das impedâncias harmônicas. Ainda, outro fator complicador é a dinâmica dos sistemas elétricos, que pode resultar na mudança permanente dos parâmetros da rede.

2.3 Método da Impedância Dominante

O método da Impedância Dominante (MID), apresentado de forma inédita em [36], visa determinar as contribuições harmônicas de tensão em um determinado ponto da rede elétrica, sem a necessidade do conhecimento das impedâncias harmônicas do supridor e consumidor. Logo, o MID busca contornar a dificuldade da metodologia da Superposição no compartilhamento de responsabilidades.

Inicialmente, o MID recebeu o nome de método da Superposição Modificado [36]. Todavia, na sequência, o mesmo passou a ser chamado de método da Impedância Dominante [10], por questão de maior adequação ao seu princípio de funcionamento.

Em [10], buscou-se a consolidação da metodologia, com minuciosas análises, possuindo a finalidade de uma aplicação segura e eficaz do método.

Em linhas gerais, para determinação dos percentuais de responsabilidade, o MID propõe a conexão de uma impedância no PAC, com baixo valor na frequência de análise. Como consequência, esta impedância torna-se dominante em relação às outras, atraindo a corrente harmônica dessa referida ordem. A partir desse conceito, pode-se inferir que essa impedância funciona como um filtro harmônico passivo sintonizado [34].

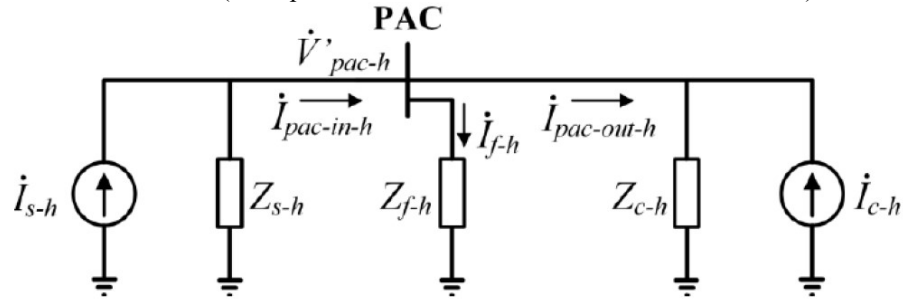
Estabelecida a fundamentação do MID, percebe-se claramente que o método é invasivo, ou seja, podendo modificar as características do sistema elétrico analisado. E, como o mesmo precisa que seja realizada a inserção de um dispositivo (impedância dominante), percebe-se que isto pode dificultar ou tornar dispendiosa sua aplicação em campo.

2.3.1 Método da Impedância Dominante: análise matemática

Sabe-se que o método da Impedância Dominante requer a inserção de uma impedância, com valor baixo, perante as outras impedâncias do sistema elétrico sob análise, em uma dada ordem harmônica. Na prática, tem-se a aplicação de um filtro passivo sintonizado. Neste momento, tem-se a apresentação de uma breve análise matemática do MID.

Para tanto, considere o circuito equivalente de Norton, na Figura 2.5, de um arranjo genérico da rede elétrica, com um filtro (impedância dominante) colocado no PAC.

Figura 2.5 – Circuito equivalente de Norton para um PAC. Sistema supridor, consumidor e a impedância dominante (filtro passivo sintonizado em uma ordem harmônica h)



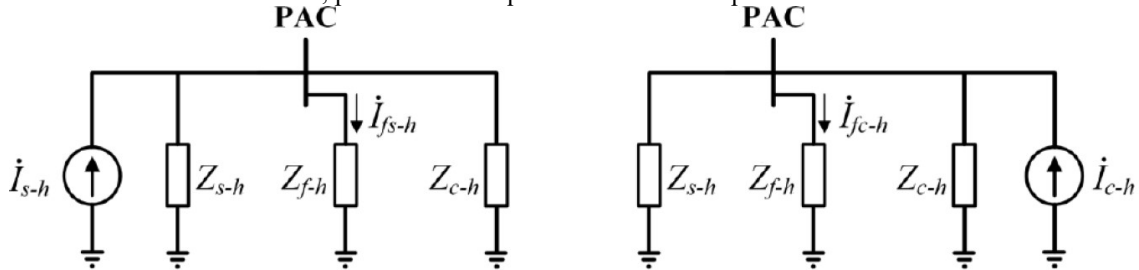
Fonte: [34].

Onde:

- \dot{V}'_{pac-h} é a tensão medida, após a inserção da impedância dominante;
- $\dot{I}_{pac-in-h}$ e $\dot{I}_{pac-out-h}$ são as correntes medidas à montante e à jusante do PAC, após a conexão da impedância dominante;
- Z_{f-h} é a impedância dominante ou a impedância do filtro passivo sintonizado.

Com os dados apresentados na Figura 2.5, e aplicando o teorema da Superposição de efeitos, obtém-se a Figura 2.6.

Figura 2.6 – Circuito equivalente de Norton considerando (a) contribuição do supridor e (b) contribuição do consumidor, para a corrente que flui através da impedância dominante.



Fonte: [34].

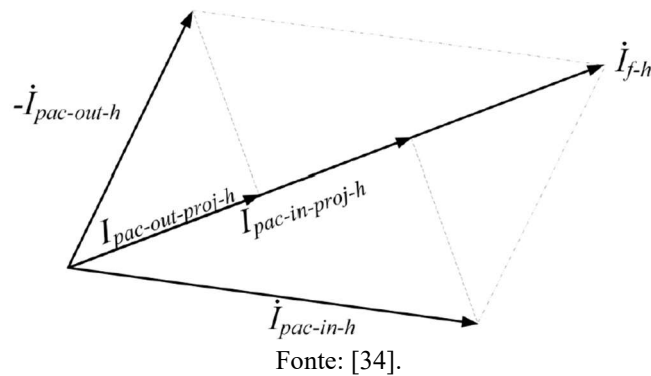
Na figura anterior, tem-se que \dot{I}_{fs-h} e \dot{I}_{fc-h} são as contribuições de corrente do supridor e consumidor, respectivamente, para a corrente total que flui pelos terminais da impedância dominante.

Dando continuidade, sabe-se que Z_{f-h} apresenta valor significativamente menor que as impedâncias do consumidor e supridor. Portanto, considera-se que a corrente \dot{I}_{fs-h} é praticamente igual a \dot{I}_{s-h} , e que \dot{I}_{fc-h} é praticamente igual a \dot{I}_{c-h} . Desse modo, a corrente total no filtro (\dot{I}_{f-h}) pode ser escrita de acordo com (2.5).

$$\dot{I}_{f-h} = \dot{I}_{fs-h} + \dot{I}_{fc-h} \cong \dot{I}_{s-h} + \dot{I}_{c-h} = \dot{I}_{pac-in-h} + (-\dot{I}_{pac-out-h}) \quad (2.5)$$

A partir da igualdade expressa em (2.5), nota-se que as medições das correntes $\dot{I}_{pac-in-h}$, $\dot{I}_{pac-out-h}$ e \dot{I}_{f-h} podem ser feitas facilmente. Com esses dados, para aplicar o compartilhamento de responsabilidades, utilizando o MID, basta projetar os fasores $\dot{I}_{pac-in-h}$ e $-\dot{I}_{pac-out-h}$ no fador \dot{I}_{f-h} , de acordo com a próxima figura.

Figura 2.7 – Projeções das correntes $\dot{I}_{pac-in-h}$ e $\dot{I}_{pac-out-h}$ na corrente \dot{I}_{f-h} .



Com $I_{pac-out-proj}$ e $I_{pac-in-proj-h}$ é possível determinar os percentuais de responsabilidade do sistema supridor e consumidor, de acordo com (2.6) e (2.7).

$$\%V_{pac-supridor-h} = \left(\frac{|I_{pac-in-proj-h}|}{|I_{pac-in-proj-h}| + |I_{pac-out-proj-h}|} \right) \times 100\% \quad (2.6)$$

$$\%V_{pac-consumidor-h} = \left(\frac{|I_{pac-out-proj-h}|}{|I_{pac-in-proj-h}| + |I_{pac-out-proj-h}|} \right) \times 100\% \quad (2.7)$$

Analisando as duas últimas igualdades, observa-se que embora sejam utilizadas grandezas associadas a medição de correntes, o compartilhamento de responsabilidades é feito para as distorções harmônicas de tensão.

2.4 Método do Chaveamento de Capacitores

O método do Chaveamento de Capacitores (MCC) foi proposto de maneira inédita na tese [10]. Em consequência desse trabalho, o artigo [20] também foi publicado.

Em síntese, o MCC propõe que sejam feitas medições de tensões e correntes, antes e após a inserção de unidades capacitivas, em um determinado ponto de interesse (PAC), obtendo dessa maneira os percentuais de responsabilidades do supridor e consumidor. Dessa forma, esse método também não necessita do conhecimento prévio das impedâncias harmônicas, a exemplo do método da Impedância Dominante.

Como vantagens do MCC podem ser destacados os seguintes aspectos [10], [34]:

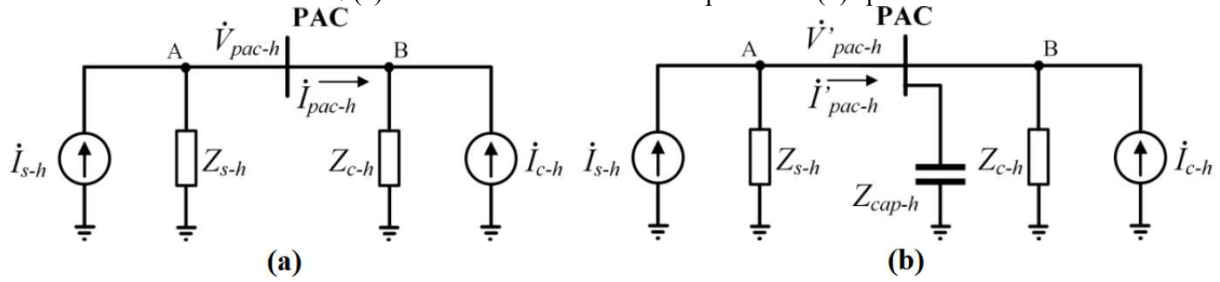
- a facilidade de ser implementado em campo, devido a ampla presença de banco de capacitores, nos níveis de distribuição e transmissão de energia elétrica;
- a consistência física da proposta metodológica;
- o fato de que bancos de capacitores podem ser manobrados em pequenos estágios, possibilitando variações mínimas nas tensões e correntes após sua conexão.

Todavia, o MCC é, de fato, um método invasivo, o que pode caracterizar uma possível desvantagem.

2.4.1 Método do Chaveamento de Capacitores: análise matemática

Para o entendimento físico e matemático da aplicação do método do Chaveamento de Capacitores, tem-se, na próxima figura, a apresentação de um equivalente de Norton para uma rede elétrica genérica sem a conexão (Figura 2.8a) e com a conexão (Figura 2.8b) de um banco de capacitores. A partir dessa consideração inicial, objetiva-se realizar o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão.

Figura 2.8 – Circuito equivalente de Norton de uma rede elétrica genérica, entre supridor e consumidor, para uma ordem harmônica h (a) antes da conexão do banco capacitivo e (b) após a conexão do mesmo.



Fonte: adaptado de [34].

Na figura anterior, tem-se que:

- Z_{cap-h} é a impedância do banco capacitivo;
- \dot{V}'_{pac-h} é a tensão no PAC após a inserção do banco capacitivo;
- \dot{I}'_{pac-h} é a corrente no PAC após a inserção do banco capacitivo.

Para a metodologia aqui discutida, considera-se que não ocorrem modificações nas impedâncias equivalentes do sistemas supridor (Z_{s-h}) e consumidor (Z_{c-h}), e nas correntes equivalentes de Norton \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} .

Feitas essas considerações, o MCC busca realizar o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão através das correntes \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} .

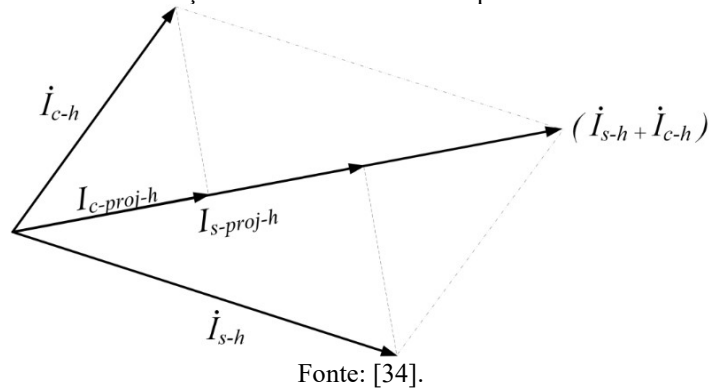
Visto que esta dissertação não tem o objetivo de aprofundar nas demonstrações matemáticas para determinar as variáveis \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} , a seguir são apresentadas apenas as equações (2.8) e (2.9), mostrando como são determinadas tais incógnitas. Em [10] e [34] são explicitadas suas respectivas deduções matemáticas.

$$\dot{I}_{s-h} = \frac{\dot{V}'_{pac-h} \cdot \dot{I}_{pac-h} - \dot{V}_{pac-h} \dot{I}'_{pac-h}}{\dot{V}'_{pac-h} - \dot{V}_{pac-h}} \quad (2.8)$$

$$\dot{I}_{c-h} = \frac{Z_{cap-h}(\dot{V}_{pac-h} \dot{I}'_{pac-h} - \dot{V}'_{pac-h} \dot{I}_{pac-h}) - (\dot{V}_{pac-h} \dot{V}'_{pac-h})}{Z_{cap-h}(\dot{V}'_{pac-h} - \dot{V}_{pac-h})} \quad (2.9)$$

Pelas equações acima, percebe-se que a partir das medições das tensões e correntes, antes e após a inserção do banco de capacitores, e por meio do conhecimento da impedância Z_{cap-h} , torna-se possível determinar os fasores \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} . Na sequência, para realizar o compartilhamento, basta projetar os fasores \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} no resultado da soma dos mesmos ($\dot{I}_{s-h} + \dot{I}_{c-h}$), de acordo com a Figura 2.9.

Figura 2.9 – Projeção fasorial de \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} para determinar o compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas de tensão pelo MCC.



E finalmente, para obter os percentuais de responsabilidade, são utilizadas (2.10) e (2.11).

$$\%V_{pac-supridor-h} = \left(\frac{|I_{s-proj-h}|}{|I_{s-proj-h}| + |I_{c-proj-h}|} \right) \times 100\% \quad (2.10)$$

$$\%V_{pac-consumidor-h} = \left(\frac{|I_{c-proj-h}|}{|I_{s-proj-h}| + |I_{c-proj-h}|} \right) \times 100\% \quad (2.11)$$

2.5 Método da Injeção de Correntes Harmônicas

Semelhante às metodologias do Chaveamento Capacitivo e da Impedância Dominante, o método da Injeção de Correntes Harmônicas causa uma pequena perturbação na rede elétrica, pois são injetadas correntes harmônicas nas frequências de interesse do compartilhamento de responsabilidades. Com isso, pode-se concluir inicialmente, que o conhecimento das impedâncias harmônicas dos sistemas supridor e consumidor é desnecessário, ao aplicar o referido método. É importante destacar também que essa metodologia foi proposta em [10].

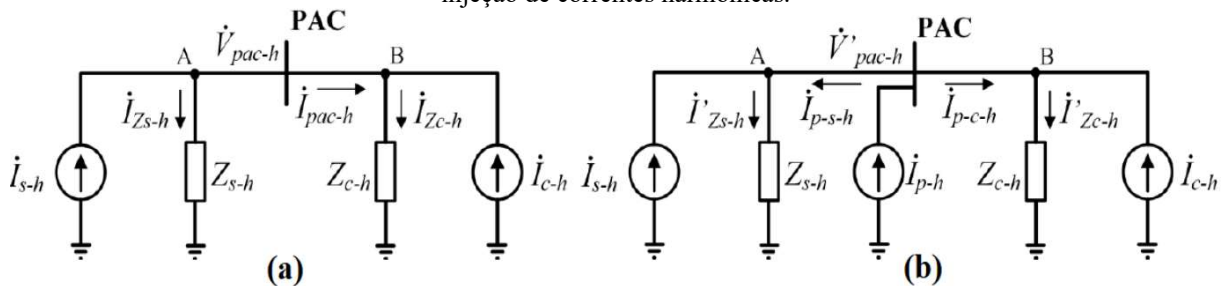
Segundo [34], a fundamentação física do método da Injeção de Correntes requer duas condições distintas, que podem se caracterizar por:

- um primeiro caso em que não é injetada nenhuma corrente no PAC e um segundo caso em que é injetada uma corrente harmônica;
- duas situações em que são injetadas duas correntes harmônicas distintas.

2.5.1 Método da Injeção de Correntes: análise matemática

Para a discussão sobre a formulação matemática do método da Injeção de Correntes são consideradas duas situações. A primeira sem a presença de correntes harmônicas e a segunda com a injeção de correntes harmônicas. Essa injeção ocorre em um PAC da rede elétrica, que pode, por sua vez, ser representado a partir do equivalente de Norton dos sistemas supridor e consumidor. Essa representação está representada na Figura 2.10.

Figura 2.10 – Circuito equivalente de Norton para (a) sistema sem a injeção de correntes harmônicas e (b) com a injeção de correntes harmônicas.



Fonte: adaptado de [34].

Em que:

- \dot{I}_{p-h} é a corrente harmônica injeta no PAC;
- \dot{V}'_{pac-h} é a tensão harmônica no PAC após a injeção da corrente em uma dada ordem harmônica h ;
- \dot{I}_{p-s-h} e \dot{I}_{p-c-h} são as correntes que fluem para o sistema supridor e consumidor, respectivamente, devido à injeção de \dot{I}_{p-h} ;
- \dot{I}'_{Zs-h} e \dot{I}'_{Zc-h} são as correntes que passam através das impedâncias equivalentes, que representam os sistemas supridor e consumidor, respectivamente.

Estabelecidas as variáveis de interesse, para determinar os percentuais de responsabilidade devem ser conhecidas as variáveis \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} . Em [34], a dedução matemática, para chegar nas correntes equivalentes de Norton, dos sistemas supridor e consumidor, é explorada com o devido detalhamento. Dito isso, a presente dissertação apresenta as correntes \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} na sequência, conforme (2.12) e (2.13).

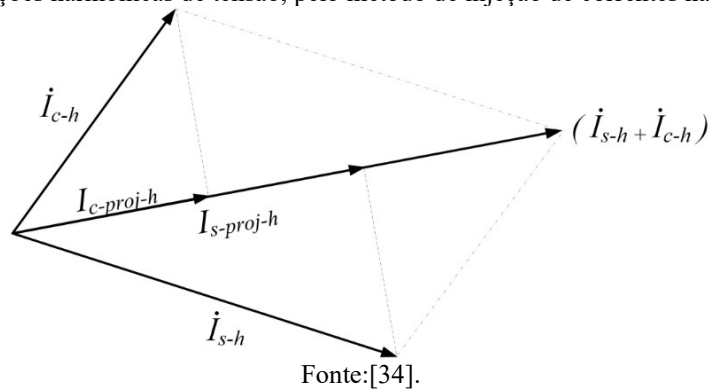
$$\dot{I}_{s-h} = \frac{\dot{V}_{pac-h} \cdot \dot{I}_{p-s-h} + \dot{V}'_{pac-h} \dot{I}_{pac-h}}{\dot{V}'_{pac-h} - \dot{V}_{pac-h}} \quad (2.12)$$

$$\dot{i}_{c-h} = \frac{\dot{V}_{pac-h} \cdot \dot{I}_{p-c-h} - \dot{V}'_{pac-h} \dot{I}_{pac-h}}{\dot{V}'_{pac-h} - \dot{V}_{pac-h}} \quad (2.13)$$

Conforme (2.12) e (2.13), para determinar as correntes do sistema supridor e consumidor, são tão somente suficientes as medições de tensões e correntes no PAC, antes e após a injeção de corrente. Em consequência disso, fica evidente não ser necessário o conhecimento das impedâncias harmônicas, que são complicadas de se obter.

Para calcular os percentuais de responsabilidade, inicialmente, deve-se projetar os fasores \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} no resultado da soma fasorial dos mesmos, de acordo com a Figura 2.11. Tais projeções obedecem os mesmos princípios das metodologias até então detalhadas.

Figura 2.11 – Projeção fasorial de \dot{I}_{s-h} e \dot{I}_{c-h} para determinar o compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas de tensão, pelo método de injeção de correntes harmônicas.



Após a projeção, a partir das igualdades (2.14) e (2.15), os percentuais de responsabilidade são determinados.

$$\%V_{pac-supridor-h} = \left(\frac{|I_{s-proj-h}|}{|I_{s-proj-h}| + |I_{c-proj-h}|} \right) \times 100\% \quad (2.14)$$

$$\%V_{pac-consumidor-h} = \left(\frac{|I_{c-proj-h}|}{|I_{s-proj-h}| + |I_{c-proj-h}|} \right) \times 100\% \quad (2.15)$$

2.6 Outras metodologias utilizadas para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão

Apresentadas as metodologias da Superposição, Impedância Dominante, Chaveamento de Capacitores e Injeção de Correntes Harmônicas, que serão utilizadas para comparação com o método que utiliza a Teoria da Potência Conservativa (CPT), este tópico final, do presente capítulo, busca discutir alguns outros métodos para o compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas de tensão, a saber: Método do Fluxo de Potência Harmônica, Método da Corrente Conforme e Não Conforme e Análise de Componentes Independentes (ICA).

2.6.1 Método do Fluxo de Potência Harmônica

O método do Fluxo de Potência foi proposto em 1995 [13]. Nesse trabalho, a análise do fluxo de potência ativa é usada como parâmetro, buscando determinar a fonte dominante da distorção harmônica de tensão. Com isso, percebe-se, então, que não são estabelecidos percentuais de responsabilidades.

Em [40] é apresentada uma proposta para determinar quais agentes, supridor ou consumidor, são responsáveis pelas maiores distorções harmônicas de tensão no PAC. Para tanto, o fluxo de potência ativa, determinado através da teoria de potência instantânea, ou Teoria PQ, é usado.

No artigo [14], são evidenciadas dificuldades para determinação da direção do fluxo de potência, devido às variações do ângulo de disparo de conversores e outros tipos de cargas não-lineares [10], que são características inerentes da dinâmica presente no sistema elétrico.

A publicação [27] identifica problemas associados ao método do Fluxo de Potência Harmônica através de estudos de casos e análises matemáticas. Nessa publicação é afirmado que a referida metodologia não pode ser usada para determinar a fonte de distorção harmônica de tensão.

Em [41] é proposta uma técnica chamada de correlação em cascata, a partir do fluxo harmônico identificado. Como sistema teste, foi usado o IEEE 14 barras. A principal contribuição desse trabalho foi a diminuição de alocação de medidores de qualidade da energia elétrica, otimizando o processo de medição [10].

2.6.2 Método da Corrente Conforme e Não Conforme

O método da Corrente Conforme e Não Conforme foi proposto no ano de 1996, em [15], com a finalidade de determinar percentuais de responsabilidades dos sistemas supridor e consumidor.

Em resumo, a referida metodologia separa as cargas em dois grupos. O primeiro grupo refere-se às cargas que não produzem distorções adicionais àquelas já existentes na fonte de tensão de suprimento. Por outro lado, o segundo grupo de cargas é responsável por produzir distorções harmônicas adicionais àquelas presentes originalmente [28].

Uma vantagem da metodologia, reside no fato de ser aplicável também para o compartilhamento de responsabilidades devido a desequilíbrios e flutuações de tensão, de acordo com [16].

Por fim, apesar da metodologia ser não invasiva, ou seja, necessitar apenas de medições, problemas foram apontados na referência [28], por meio de simulações computacionais e ensaios laboratoriais.

2.6.3 Método da Análise de Componentes Independentes (ICA)

O método da Análise de Componentes Independentes (ICA) tem como proposta identificar os percentuais de responsabilidades harmônicas através de uma análise estatística.

Nos artigos [22] e [23] é apresentado o ICA aplicado ao compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas de tensão, visto que o mesmo é uma técnica usada com frequência na área de processamento de sinais. Nesse trabalho, a eficácia da metodologia é verificada através de simulações computacionais e um estudo de caso real.

Em [24] é proposta uma melhoria para estimar as diversas impedâncias da rede elétrica (supridor e consumidor), melhorando consideravelmente o ICA, quando os dados de entrada para aplicação da metodologia não são suficientes.

Já em [25] é possível encontrar contribuições no sentido de utilizar a maximização complexa de não Gaussianidade, buscando aprimorar o ICA no cálculo da matriz de impedâncias.

Na publicação [26] é destacado que o ICA apresenta-se como uma metodologia promissora e nova no que tange o compartilhamento de responsabilidades, propondo então uma

investigação mais profunda do método. Nesse artigo, buscou-se levantar o impacto das fontes de correntes harmônicas na precisão do ICA, com avaliações computacionais e experimentais.

Por fim, o método da Análise de Componentes Independentes apresenta como ponto positivo a sua característica não invasiva. Contudo, maiores investigações ainda são necessárias, para sua consolidação no meio científico.

CAPÍTULO III

3 PRINCIPAIS TEORIAS DE POTÊNCIA APLICADAS EM CIRCUITOS ELÉTRICOS NÃO LINEARES

Este capítulo possui a finalidade de apresentar as principais teorias de potência desenvolvidas no último século, que podem ser aplicadas em análises de redes elétricas que apresentam tensões e/ou correntes com frequências múltiplas da fundamental. Para tanto, uma breve introdução sobre o tema será feita. Em seguida, as definições matemáticas propostas pelos principais autores serão apresentadas. Por fim, o presente capítulo apresentará possíveis inconsistências para cada uma das teorias discutidas. Dentre os diversos trabalhos publicados, este capítulo busca fazer uma breve análise dos seguintes pesquisadores: Budeanu, Fryze, Buchholz, Depenbrock, Agaki et.al, Czarnecki e Alexander Eigeles Emanuel (proposta do IEEE 1459 2010). Ressalta-se que a Teoria da Potência Conservativa não será neste capítulo detalhada, haja vista que em capítulo subsequente a mesma será adequadamente esmiuçada.

3.1 Considerações iniciais

O desenvolvimento de uma teoria de potência elétrica, que leva em consideração distorções harmônicas, seja de tensão e/ou corrente é desafiador. Por isso, ao longo dos últimos 100 anos, vários pesquisadores propuseram métodos para interpretar os fenômenos de transferência de energia nos circuitos elétricos [42], [43].

As primeiras definições de potência na presença de tensões distorcidas são de 1927, com Constantin Budeanu [44], que empregou Séries de Fourier para descrever as propriedades dos circuitos elétricos em condições distorcidas [43]. Em seguida, em 1932, Stanislaw Fryze [45] fez uma abordagem sobre a temática, que envolveu a tentativa de conceituar as potências ativa, reativa e aparente em condições não senoidais no domínio do tempo.

Segundo [43], até o ano de 2010, 41 autores contribuíram com o temática de potência elétrica em condições não senoidais. Portanto, elencar todas as teorias de potência, que se propõe a definir matematicamente e fisicamente a potência elétrica em redes elétricas, que apresentam sinais distorcidos, é uma tarefa difícil. Ademais, tendo em vista que este trabalho está focado na aplicação da Teoria da Potência Conservativa no compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas de tensão, optou-se pela análise das principais teorias em conjunto com esta metodologia aqui citada.

Dito isso, o objetivo deste tópico da dissertação é apresentar as principais teorias de potência desenvolvidas até a presente data, mostrando a evolução científica na área supracitada.

Nesse contexto, dentre os diversos trabalhos publicados sobre teorias de potência, foram escolhidas metodologias desenvolvidas pelos seguintes autores: Constantin Budeanu; Stanislaw Fryze; Buchholz; Depenbrock; Agaki et. al (teoria PQ); Leszek S. Czarnecki e Alexander Eigeles Emanuel. Na sequência, tais teorias serão apresentadas com seus respectivos conceitos matemáticos.

3.2 Teoria de potência proposta por Constantin Budeanu

A teoria proposta por Budeanu [44], para circuitos monofásicos, expressa a tensão e a corrente através da série de Fourier. Logo, o valor eficaz dessas grandezas elétricas pode ser determinado de acordo com (3.1).

$$V = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} V_h^2} \quad ; \quad I = \sqrt{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2} \quad (3.1)$$

Em que h representa as ordens harmônicas inteiras, inclusive a frequência fundamental, da tensão e corrente.

Com esses valores eficazes, foram definidas a potência aparente (S_B), potência ativa (P_B), potência reativa (Q_B) e potência de distorção (D_B). Tais potências são mostradas em (3.2), (3.3), (3.4) e (3.5).

$$S_B = V \cdot I \quad (3.2)$$

$$P_B = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \alpha_h \quad (3.3)$$

$$Q_B = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin \alpha_h \quad (3.4)$$

$$D_B = \sqrt{S_B^2 - P_B^2 - Q_B^2} \quad (3.5)$$

Em que α_h é o ângulo de defasagem entre tensão e corrente (ângulo do fator de potência) para cada ordem harmônica.

3.3 Teoria de potência proposta por Stanislaw Fryze

A teoria proposta por Fryze [45], também para circuitos monofásicos, difere da teoria proposta por Budeanu, principalmente, por ser definida no domínio do tempo.

Com essa consideração inicial, Fryze define a potência aparente (S_F), a potência ativa (P_F), a potência reativa (Q_F) e o fator de potência (λ) de acordo com (3.6), (3.7), (3.8) e (3.9).

$$S_F = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v(t)^2 dt} \times \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i(t)^2 dt} = V \cdot I \quad (3.6)$$

$$P_F = \frac{1}{T} \int_0^T v(t)i(t)dt \quad (3.7)$$

$$Q_F = \sqrt{S_F^2 - P_F^2} \quad (3.8)$$

$$\lambda = \frac{P_F}{S_F} \quad (3.9)$$

Fryze ainda introduziu o conceito da corrente (i) ser decomposta em duas parcelas instantâneas e ortogonais, nomeadas de ativa (i_{a-F}) e não ativa (i_{na-F}) [31]. A corrente ativa está mostrada em (3.10) e a corrente não ativa em (3.11).

$$i_{a-F} = \frac{P_F}{V^2} v = G_a v \quad (3.10)$$

$$i_{na-F} = i - i_{a-F} \quad (3.11)$$

O parâmetro G_a representa a condutância equivalente da carga monofásica. Também, é importante salientar que a corrente ativa representa à parcela da corrente total, que transfere potência para a carga, tendo a mesma forma de onda da tensão [31].

3.4 Teoria de potência proposta por Buchholz

Buchholz, em 1950, estendeu o trabalho de Fryze para sistemas polifásicos. De acordo com Buchholz, uma rede elétrica é representada através de um circuito homogêneo, em que o neutro é tratado como uma fase, no caso de sistemas a quatro fios [31], [46]. Dessa maneira, as tensões de “m” terminais são medidas em relação à uma referência “x”, que pode ser escolhida arbitrariamente.

Após esse breve comentário sobre a referência adotada para medição de tensão, o referido autor conceituou os valores eficazes coletivos de tensão (V_Σ) e corrente (I_Σ), de acordo com (3.12) e (3.13).

$$V_\Sigma = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \sum_{\mu=1}^m v_{\mu x}^2 dt} \quad (3.12)$$

$$I_{\Sigma} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T \sum_{\mu=1}^m i_{\mu}^2 dt} \quad (3.13)$$

Além dessas definições, Buchholz conceituou a potência instantânea coletiva (p_{Σ}), e potência ativa coletiva (P_{Σ}), para “m” fases do circuito, conforme (3.14) e (3.15).

$$p_{\Sigma} = \sum_{\mu=1}^m v_{\mu x} i_{\mu} \quad (3.14)$$

$$P_{\Sigma} = \frac{1}{T} \int_0^T p_{\Sigma} dt \quad (3.15)$$

Nesse contexto, a potência aparente coletiva é determinada em (3.16).

$$S_{\Sigma} = V_{\Sigma} I_{\Sigma} \quad (3.16)$$

Definidas a potência aparente coletiva e a potência ativa coletiva, Buchholz sugeriu que as correntes instantâneas (i_{μ}), em cada condutor, podem ser decompostas em uma parcela ativa ($i_{a\mu}$) e uma não ativa ($i_{na\mu}$) [31], de acordo com (3.17) e (3.18).

$$i_{a\mu} = \frac{P_{\Sigma}}{V_{\Sigma}^2} v_{\mu x} \quad (3.17)$$

$$i_{na\mu} = i_{\mu} - i_{a\mu} \quad (3.18)$$

Segundo Buchholz, a potência não ativa não contribui com a potência ativa coletiva, podendo ser compensada [31].

Por fim, destaca-se como principal contribuição de Buchholz, a inserção conceitual dos valores coletivos (tensão, corrente e potência).

3.5 Teoria de potência proposta por Depenbrock

Depenbrock deu continuidade aos trabalhos desenvolvidos por Fryze [45] e Buchholz [46], o que resultou na teoria denominada de método FDB (Fryze-Buchholz-Depenbrock) [47].

Além das definições estabelecidas por Buchholz e Fryze, Depenbrock estabeleceu novas componentes de corrente para sistemas polifásicos. Logo, a corrente instantânea de uma rede elétrica por fase (i_μ), pode ser separada em parcelas ortogonais entre si, que são: correntes de potência ($i_{p\mu}$), corrente ativa ($i_{a\mu}$), correntes de potência zero ($i_{z\mu}$), correntes não-ativas ($i_{na\mu}$) e correntes de variação ($i_{v\mu}$). Nas próximas expressões tais correntes são explicitadas matematicamente.

$$i_{p\mu} = \frac{p_\Sigma}{\sum_{\mu=1}^m v_{\mu x}^2} v_{\mu x} \quad (3.19)$$

$$i_{a\mu} = \frac{P_\Sigma}{V_\Sigma^2} v_{\mu x} \quad (3.20)$$

$$i_{z\mu} = i_\mu - i_{p\mu} \quad (3.21)$$

$$i_{na\mu} = i_\mu - i_{a\mu} \quad (3.22)$$

$$i_{v\mu} = i_{p\mu} - i_{a\mu} = i_{na\mu} - i_{z\mu} \quad (3.23)$$

Definidas matematicamente, algumas considerações podem ser feitas [31]:

- as correntes de potência são responsáveis pela potência instantânea;
- a corrente ativa é responsável pela transferência de energia média para a carga;
- as correntes de potência zero não contribuem para a transferência de energia, podendo ser compensadas sem a necessidade de armazenadores de energia [47], [48];
- as correntes não-ativas são associadas aos vários tipos de distúrbios e oscilações que afetam a potência instantânea, mas não transferem energia média para a carga;
- as correntes de variação são responsáveis pelas oscilações de potência, sendo compensadas apenas com a utilização de filtros ativos.

3.6 Teoria de potência proposta pelos autores Akagi et.al (Teoria PQ)

A primeira versão da Teoria de Potência Instantânea PQ foi publicada em julho de 1982 pelos pesquisadores Akagi, Kanazawa e Nabae. Após isso, vários cientistas aplicaram tais conceitos na compensação de reativos, controle de filtros ativos e compensação de desequilíbrios, mostrando-se muito útil em vários casos de aplicação prática [49].

Basicamente, a teoria PQ emprega a transformada de Clarke nas tensões (v_a, v_b, v_c) e correntes (i_a, i_b, i_c), ambas trifásicas. Como resultado, têm-se tensões e correntes nas coordenadas $\alpha\beta 0$. Essa transformação é mostrada em (3.12) e (3.13).

$$\begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

A partir das tensões e correntes nos eixos $\alpha\beta 0$, são definidas as potências instantâneas real (p), imaginária (q) e de sequência zero (p_0) [50], de acordo com (3.14).

$$\begin{bmatrix} p_0 \\ p \\ q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_0 & 0 & 0 \\ 0 & v_\alpha & v_\beta \\ 0 & v_\beta & -v_\alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Por fim, as potências instantâneas real, imaginária e de sequência zero podem ser decompostas nas suas parcelas médias e oscilantes, conforme (3.15), (3.16) e (3.17).

$$p = \bar{p} + \tilde{p} \quad (3.15)$$

$$q = \bar{q} + \tilde{q} \quad (3.16)$$

$$p_0 = \bar{p}_0 + \tilde{p}_0 \quad (3.17)$$

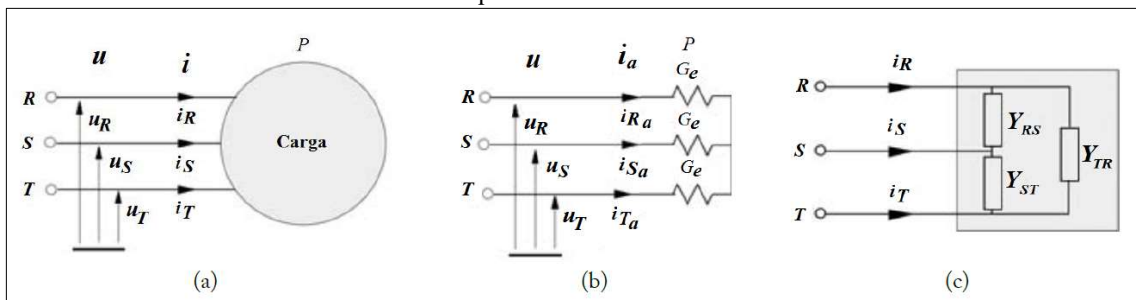
Segundo [49], as parcelas oscilantes são originadas de distorções harmônicas e desequilíbrios, provenientes da fonte e/ou carga.

3.7 Teoria de potência proposta por Czarnecki

Leszek S. Czarnecki iniciou o desenvolvimento da teoria dos Componentes Físicos da Corrente (Currents' Physical Components), ou Teoria CPC, em 1984. A teoria CPC divide a corrente em várias parcelas, que são ortogonais entre si, sendo que cada uma delas está associada a uma propriedade física do circuito (não linearidades e/ou desequilíbrios) [43], [51].

Com a finalidade de fazer uma breve descrição da referida teoria, considere um sistema trifásico, com as tensões eficazes denotadas por U_{Rh} , U_{Sh} e U_{Th} , todas referenciadas à terra e que h representa uma ordem harmônica qualquer. Para representar essa situação, considere a Figura 3.1.

Figura 3.1 – Sistema trifásico (a) Carga trifásica (b) Equivalente em relação à potência ativa e (c) Carga equivalente em delta.



Fonte: [43].

Feitas essas considerações, o vetor das tensões (u) balanceadas é dado conforme (3.18).

$$u = \sqrt{2} \operatorname{Re} \sum_{h \in \mathbb{N}} \begin{bmatrix} U_{Rh} \\ U_{Sh} \\ U_{Th} \end{bmatrix} e^{jh\omega_1 t} \quad (3.18)$$

Além da tensão, a corrente total (i) é dividida em suas respectivas componentes, que são: corrente ativa (i_a), corrente reativa (i_r), corrente de desequilíbrio (i_u) e corrente dispersa (i_s). Em (3.19), (3.20), (3.21) e (3.22) essas correntes são mostradas.

$$i_a = \sqrt{2}Re \sum_{h \in \mathbb{N}} G_e \begin{bmatrix} U_{Rh} \\ U_{Sh} \\ U_{Th} \end{bmatrix} e^{jh\omega_1 t} \quad (3.19)$$

$$i_r = \sqrt{2}Re \sum_{h \in \mathbb{N}} jB_{eh} \begin{bmatrix} U_{Rh} \\ U_{Sh} \\ U_{Th} \end{bmatrix} e^{jh\omega_1 t} \quad (3.20)$$

$$i_u = \sqrt{2}Re \sum_{h \in \mathbb{N}} A_h \begin{bmatrix} U_{Rh} \\ U_{Th} \\ U_{Sh} \end{bmatrix} e^{jh\omega_1 t} \quad (3.21)$$

$$i_s = \sqrt{2}Re \sum_{h \in \mathbb{N}} (G_{eh} - G_e) \begin{bmatrix} U_{Rh} \\ U_{Th} \\ U_{Sh} \end{bmatrix} e^{jh\omega_1 t} \quad (3.22)$$

Para estas equações, têm-se que:

- G_e é a condutância equivalente, conforme está em (3.23);
- G_{eh} é a condutância equivalente para cada ordem harmônica, de acordo com (3.23);
- B_{eh} é a susceptância equivalente para cada ordem harmônica, sendo a parte imaginária da admitância (Y_{eh}), de acordo com (3.24);
- A_h é a admitância desbalanceada de ordem harmônica h , conforme 3.25.

$$G_e = \frac{P}{\|u\|^2}; G_{eh} = \frac{P_h}{\|u_h\|^2} \quad (3.23)$$

$$Y_{eh} = G_{eh} + jB_{eh} \quad (3.24)$$

$$A_h = -(Y_{STh} + Y_{TRh}e^{jh120^\circ} + Y_{RSh}e^{-jh120^\circ}) \quad (3.25)$$

Com as correntes definidas anteriormente, a potência ativa (P), potência reativa (Q), potência de desequilíbrio (D_u) e potência dispersa (D_s) são determinadas de acordo com (3.26), (3.27), (3.28) e (3.29).

$$P = \|i_a\| \cdot \|u\| \quad (3.26)$$

$$Q = \pm \|i_r\| \cdot \|u\| \quad (3.27)$$

$$D_u = \|i_u\| \cdot \|u\| \quad (3.28)$$

$$D_s = \|i_s\| \cdot \|u\| \quad (3.29)$$

Em que:

- $\|u\|$ é a Norma Euclidiana (valor eficaz) do vetor das tensões balanceadas;
- $\|i_a\|, \|i_r\|, \|i_u\|, \|i_s\|$ representam as Normas Euclidianas dos vetores de corrente ativa, corrente reativa, corrente de desequilíbrio e corrente dispersa, respectivamente.

Por fim, a potência aparente (S) é calculada conforme (3.30).

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D_u^2 + D_s^2 \quad (3.30)$$

3.8 Teoria de potência proposta pelo IEEE 1459 2010

Alexander Eigeles Emanuel liderou o grupo de trabalho que propôs a norma IEEE 1459 2010 [52]. Nesse documento, a potência instantânea é decomposta em três parcelas, similares às propostas por Budeanu. Tais componentes são a potência ativa, reativa e de distorção [43].

Dando continuidade, considera-se inicialmente a tensão e a corrente, para uma rede elétrica monofásica, não senoidal, em (3.31) e (3.32), respectivamente.

$$v(t) = V_0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} V_h \text{sen}(h2\pi f_1 t - \alpha_h) \quad (3.31)$$

$$i(t) = I_0 + \sqrt{2} \sum_{h=1}^{\infty} I_h \text{sen}(h2\pi f_1 t - \beta_h) \quad (3.32)$$

Em que:

- f_1 é a frequência fundamental;
- h representa as ordens harmônicas presentes na tensão e/ou corrente;
- V_0 e I_0 são as componentes contínuas da tensão e corrente;
- α_h é a defasagem angular da tensão, para uma ordem harmônica h ;
- β_h é a defasagem angular da corrente, para uma ordem harmônica h ;

A partir da tensão e da corrente, a potência ativa (P) é calculada de acordo com (3.33).

$$P = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} v(t) \cdot i(t) dt = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p(t) dt = P_1 + P_h \quad (3.33)$$

Em que:

- k é um número inteiro;
- T é o período;
- τ é o instante de início da medição da tensão.

Em (3.33) está o termo P_H , que é determinado conforme (3.34).

$$P_H = V_0 I_0 + \sum_{h \neq 1} V_h I_h \cos(\beta_h - \alpha_h) \quad (3.34)$$

Além da potência ativa, a teoria de potência proposta pelo IEEE 1459 2010 define outras potências associadas a redes elétricas não senoidais, que são:

$$\text{Potência reativa fundamental} \quad Q_1 = V_1 I_1 \text{sen}(\beta_1 - \alpha_1) \quad (3.35)$$

$$\text{Potência aparente fundamental} \quad S_1 = V_1 I_1 \quad (3.36)$$

$$\text{Potência de distorção de corrente} \quad D_I = V_1 \sqrt{(I_0^2 + \sum_{h \neq 1} I_h^2)} \quad (3.37)$$

$$\text{Potência de distorção de tensão} \quad D_V = I_1 \sqrt{(V_0^2 + \sum_{h \neq 1} V_h^2)} \quad (3.38)$$

$$\text{Potência aparente harmônica} \quad S_H = \sqrt{(V_0^2 + \sum_{h \neq 1} V_h^2)} \times \sqrt{(I_0^2 + \sum_{h \neq 1} I_h^2)} \quad (3.39)$$

$$\text{Potência de distorção harmônica} \quad D_H = \sqrt{S_H^2 - P_H^2} \quad (3.40)$$

$$\text{Potência aparente} \quad S = \sqrt{S_1^2 + D_I^2 + D_V^2 + S_H^2} \quad (3.41)$$

$$\text{Potência aparente não fundamental} \quad S_N = \sqrt{S^2 - S_1^2} \quad (3.42)$$

$$\text{Potência não ativa} \quad N = \sqrt{S^2 - P^2} \quad (3.43)$$

Mostradas as definições para circuitos monofásicos, para aplicação em circuitos trifásicos, são necessárias as tensões de fase e as correntes de linha, sendo utilizados os mesmos conceitos matemáticos destacados no presente item. Finalmente, maiores detalhes podem ser vistos em [52].

3.9 Breve discussão sobre as teorias de potência apresentadas

Budeanu foi o primeiro pesquisador que desenvolveu uma teoria de potência contemplando uma descrição matemática e física para redes elétricas que possuem cargas lineares e não lineares. Todavia, algumas inconsistências foram verificadas. Czarnecki, em 1987, demonstrou com detalhes alguns desses problemas [53]. A principal crítica à teoria proposta por Budeanu foi que a redução de potência reativa não resulta, necessariamente, em uma diminuição da corrente eficaz de alimentação (corrente total) [31]. Além disso, segundo [53], compensadores não podem ser projetados com a proposta de Budeanu.

Quanto ao trabalho proposto por Fryze, pode-se destacar como contribuição principal, o conceito de ortogonalidade entre as componentes de corrente ativa e não ativa [31]. Contudo, apenas a parcela não ativa de corrente, não consegue explicar com detalhamento cada fenômeno físico envolvido (desequilíbrios e harmônicos).

Sobre a proposta de Buchholz é importante destacar a inclusão dos valores coletivos de tensão e corrente, sendo aplicável para sistemas polifásicos. Semelhante à teoria de Fryze, Buchholz também propôs a decomposição da corrente nas parcelas ativa e não ativa.

O trabalho de Depenbrock, que resultou na teoria Fryze-Buchholz-Depenbrock (FDB), buscou avançar no controle de compensadores de distúrbios, seja em desequilíbrios e/ou harmônicos, visto que separou a corrente total em várias componentes.

Semelhante à Buchholz, Depenbrock também sugeriu que o condutor de neutro deve ser tratado como fase, visto que circuitos desequilibrados e/ou não lineares produzem corrente no neutro [31].

Sobre o trabalho desenvolvido por Agaki et.al, é imperativo destacar que o mesmo apresenta uma contribuição relevante na área de compensação de desequilíbrios e/ou harmônicos. Contudo, a teoria PQ não permite facilmente separar e identificar a origem de distúrbios relacionados à qualidade da energia elétrica, quando estão presentes simultaneamente [31].

A proposição de Czarnecki, com a teoria CPC (Currents' Physical Components), possui como principal contribuição a separação da corrente em diversas componentes, sendo que cada uma delas busca estar associada a um fenômeno de potência e, conseqüentemente, a um respectivo distúrbio. Porém, devido ao seu desenvolvimento ser no domínio da frequência, a aplicação da CPC em aplicações como tarifação, medição e compensação pode-se tornar difícil [54].

A norma IEEE 1459 2010, elaborada pelo grupo de trabalho liderado por Alexander Eigeles Emanuel, propõe a decomposição da potência em várias componentes, sendo cada uma delas associada também a um possível distúrbio da rede elétrica. Contudo, de acordo com [43], a parte controversa do documento normativo é sobre existir apenas a definição de potência reativa fundamental.

Diante disto, percebe-se que desafios ainda se mostram presentes neste contexto da concepção de uma teoria de potência que possa ser empregada de maneira ampla na rede elétrica, bem como em análises avançadas de circuitos elétricos.

Mais uma vez, é importante salientar que a Teoria da Potência Conservativa não foi neste capítulo detalhada, porque tal princípio será no próximo capítulo adequadamente esmiuçado. Esta estratégia foi feita devido ao fato que o presente trabalho dissertativo possui como foco o emprego da CPT no compartilhamento de responsabilidade.

CAPÍTULO IV

4 TEORIA DA POTÊNCIA CONSERVATIVA APLICADA AO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES SOBRE AS DISTORÇÕES HARMÔNICAS DE TENSÃO

O presente capítulo visa apresentar os conceitos estabelecidos pela Teoria da Potência Conservativa. Esta teoria trata-se, de fato, na atualidade, de um dos mais promissores métodos para compreensão do comportamento de circuitos com não linearidade. Nele, também será mostrada a formulação matemática própria, utilizando tal teoria, para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão, por meio do emprego da corrente dispersa calculada.

4.1 Considerações iniciais

Diante da análise sintética das principais teorias de potência, voltadas para situações em que a rede elétrica se apresenta com tensões e/ou correntes distorcidas, mostradas no capítulo anterior, pode-se verificar que ainda não há um consenso sobre qual delas deve ser adotada nas mais diversas aplicações.

Nesse cenário, a Teoria da Potência Conservativa, que não foi explorada até o presente capítulo, surge como uma possível alternativa para ser aplicada ao compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão, pois decompõe a corrente total em diversas parcelas, sendo cada uma associada a um distúrbio. Ademais, nela estão inseridos diversos aspectos destacados em outras teorias de potência, fato que evidencia o acúmulo de conhecimento dada pela evolução sofrida ao longo do último século, no que tange às teorias de potência aplicáveis em condições não senoidais.

Além dessas considerações sobre a Teoria da Potência Conservativa aplicada diretamente ao compartilhamento de responsabilidades, algumas importantes publicações precisam ser aqui pautadas, a saber:

- em [31] foi proposto o primeiro trabalho com essa finalidade, sendo nomeado por atribuição de responsabilidade. Contudo, nenhum percentual foi determinado para cada agente (supridor e consumidor), sendo indicada apenas a principal fonte das distorções;
- em [32] foi feito o compartilhamento de responsabilidades, pois foi apresentados percentuais de responsabilidade para cada ordem harmônica, para cada agente, utilizando o espectro de frequências da corrente dispersa. Esse trabalho apresentou resultados animadores utilizando o método do chaveamento capacitivo como gabarito;
- em [33] foi proposta a atribuição de responsabilidade em uma rede elétrica com geração distribuída. Nessa referência foi proposto, de maneira inédita, o Método da Potência Reativa Dispersa e o Método da Potência Gerada pela Carga. Nesses dois métodos não foi possível determinar o percentual de responsabilidade por ordem harmônica.

De acordo com o levantamento bibliográfico feito, nota-se um reduzido número de publicações nesta área do conhecimento. E, como consequência, percebe-se uma carência em

trabalhos focados na análise da aplicação da Teoria da Potência Conservativa em processos de compartilhamento de responsabilidades, bem como o seu emprego em sistemas elétricos com topologias mais correlatas com a rede real.

Assim, o presente capítulo busca, após fundamentação física e matemática da Teoria da Potência Conservativa, realizar a devida comparação desta teoria, no que tange ao compartilhamento de responsabilidades harmônicas, com outras metodologias existentes. Além disso, pretende-se, em capítulo subsequente, aplicar a teoria aqui detalhada em estudos de casos com um amplo leque de arranjos elétricos.

4.2 Operadores matemáticos aplicados na CPT

Para a construção de uma teoria de potência, que seja aplicável em condições senoidais e distorcidas é necessário emprego de alguns operadores matemáticos. Por isso, neste subitem, uma breve atenção será dada para esses aspectos.

A primeira definição com essa finalidade é o valor médio. Portanto, para uma grandeza $x(t)$, que pode ser tensão ou corrente, por exemplo, o seu valor médio é determinado mediante a equação que segue:

$$\bar{x} = \frac{1}{T} \int_0^T x(t) dt \quad (4.1)$$

Nessa mesma linha, a Norma Euclidiana para essa grandeza é caracterizada de acordo com a igualdade 4.2.

$$\|x\| = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T x^2(t) dt} = X \quad (4.2)$$

Na expressão acima, a Norma Euclidiana fornece o valor eficaz de uma grandeza, representada pelo símbolo X .

Também, é importante destacar o produto interno de duas grandezas periódicas, ditas de $x(t)$ e $y(t)$, que é dado em (4.3).

$$\langle x, y \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T x(t)y(t)dt \quad (4.3)$$

Como última definição a se destacar, existe a integral imparcial da variável $x(t)$, que é determinada de acordo com as equações (4.4) e (4.5).

$$x_f(t) = \int_0^t x(t)dt \quad (4.4)$$

$$\hat{x}(t) = x_f(t) - \bar{x}_f \quad (4.5)$$

Em que:

- \bar{x}_f : é o valor médio de $x_f(t)$ sobre o período T;
- $\hat{x}(t)$: integral imparcial da variável $x(t)$. Ela é chamada de integral imparcial por não possuir valor médio.

Por fim, para o entendimento da Teoria da Potência Conservativa, as definições explicitadas até aqui, através dos operadores matemáticos apresentados, representam os alicerces teóricos para compreensão dos tópicos que estão na sequência.

4.3 Definições de potência instantânea e ativa, energia reativa, potência reativa e potência aparente

Neste momento são apresentadas as definições de potência instantânea, potência ativa, energia reativa, potência reativa e potência aparente, segundo a Teoria da Potência Conservativa.

4.3.1 Definição dos vetores de tensão e corrente para circuitos polifásicos

Para facilitar o entendimento das expressões matemáticas que estão na sequência, este tópico busca esclarecer a definição dos vetores de tensão e corrente, medidos em um corte genérico da rede elétrica, com “m” condutores. Eles são mostrados em (4.6) e (4.7), respectivamente.

$$\underline{v}(t) = \begin{bmatrix} v_a(t) \\ v_b(t) \\ \vdots \\ v_m(t) \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

$$\underline{i}(t) = \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ \vdots \\ i_m(t) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Sobre a igualdade (4.6), para o cálculo das tensões de fase ($v_a(t)$, $v_b(t)$ e $v_c(t)$), em um circuito trifásico sem condutor retorno (3 fios), a referência [31] recomenda que sejam utilizadas as tensões de linha, de acordo com as equações que seguem:

$$v_a(t) = \frac{1}{3} (v_{ab} + v_{ac}) \quad (4.8)$$

$$v_b(t) = \frac{1}{3} (v_{ba} + v_{bc}) \quad (4.9)$$

$$v_c(t) = \frac{1}{3} (v_{cb} + v_{ca}) \quad (4.10)$$

O equacionamento descrito acima busca solucionar o problema da ponto de referência para a medição da tensão de fase, exposto em [31]. Visto que esse tema foge do objetivo desta dissertação, o mesmo não será aqui tratado.

Por fim, no caso de circuitos a quatro fios (3F + N), o neutro é adotado como referencial.

4.3.2 Potência instantânea coletiva e potência ativa coletiva

A potência instantânea coletiva, em um dado ponto da rede elétrica, para um circuito polifásico, é definida como sendo o produto dos vetores instantâneos da tensão e da corrente [31], de acordo com (4.11).

$$p(t) = \underline{v}(t) \cdot \underline{i}(t) = \sum_{\mu=a}^m v_{\mu}(t) i_{\mu}(t) \quad (4.11)$$

Agora, calculando o valor médio da potência instantânea, chega-se então a potência ativa coletiva (P), conforme está destacado em (4.12).

$$P = \langle \underline{v}, \underline{i} \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T \underline{v}(t) \cdot \underline{i}(t) dt = \frac{1}{T} \sum_{\mu=a}^m \int_0^T v_{\mu}(t) i_{\mu}(t) dt = \sum_{\mu=a}^m P_{\mu} \quad (4.12)$$

Analisando esta equação, a potência ativa pode ser definida, também, como o resultado do produto interno da tensão e da corrente.

Dando continuidade, caso seja necessário calcular a potência ativa, por fase, é utilizada a igualdade que segue:

$$P_{\mu} = \langle v_{\mu}, i_{\mu} \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T v_{\mu}(t) i_{\mu}(t) dt \quad (4.13)$$

Mostradas as definições matemáticas de potência instantânea coletiva e potência ativa coletiva, algumas considerações são feitas em [31], que são:

- a potência ativa representa o fluxo permanente de energia por unidade de tempo, em um dado corte da rede elétrica;
- a potência ativa é dita conservativa, pois é aditiva sobre todas as componentes da rede.

4.3.3 Energia reativa instantânea coletiva e energia reativa coletiva

Tanto a potência instantânea, quanto a potência ativa, não conseguem caracterizar completamente o funcionamento da rede elétrica [31]. Por isso, a Teoria da Potência Conservativa introduziu uma nova grandeza elétrica chamada de energia reativa instantânea coletiva, sendo determinada de acordo com (4.14).

$$w_r(t) = \underline{\hat{v}}(t) \cdot \underline{i}(t) = \sum_{\mu=a}^m \hat{v}_{\mu}(t) i_{\mu}(t) \quad (4.14)$$

Pela igualdade acima, a energia reativa instantânea é o resultado do produto entre os vetores da tensão imparcial e a corrente. Portanto, a diferença básica entre a potência coletiva instantânea e energia reativa coletiva instantânea, é a utilização, ou não, do conceito de integral imparcial. Para o cálculo da potência instantânea, a tensão é usada. E, para o cálculo da energia reativa instantânea, a integral imparcial da tensão é necessária.

Dando continuidade, a energia reativa é determinada a partir do valor médio da energia reativa instantânea, conforme (4.15).

$$W_r = \langle \underline{\hat{v}}, \underline{i} \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T \underline{\hat{v}}(t) \cdot \underline{i}(t) dt = \frac{1}{T} \sum_{\mu=a}^m \int_0^T \hat{v}_{\mu}(t) i_{\mu}(t) dt = \sum_{\mu=a}^m W_{r\mu} \quad (4.15)$$

Sobre a energia reativa, é importante salientar que sua definição pode ser dada como o produto interno entre a integral imparcial da tensão e a corrente.

Semelhante ao item anterior, a energia reativa, por fase, pode ser determinada de acordo com (4.16).

$$W_{r\mu} = \langle \hat{v}_{\mu}, i_{\mu} \rangle = \frac{1}{T} \int_0^T \hat{v}_{\mu}(t) i_{\mu}(t) dt \quad (4.16)$$

Por fim, segundo [31], a energia reativa instantânea e conseqüentemente a energia reativa, são consideradas grandezas conservativas, podendo ser determinadas de maneira aditiva.

4.3.4 Potência reativa e potência aparente

Antes de apresentar os conceitos matemáticos para caracterização da potência reativa e potência aparente, a partir da Teoria da Potência Conservativa, os valores eficazes coletivos de tensão, integral imparcial da tensão e corrente devem ser analisados, conforme as duas próximas igualdades, respectivamente:

$$V = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} \quad (4.17)$$

$$\hat{V} = \sqrt{\hat{V}_a^2 + \hat{V}_b^2 + \hat{V}_c^2} \quad (4.18)$$

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2} \quad (4.19)$$

Em que:

- V_a, V_b e V_c são os valores eficazes (Norma Euclidiana) de $v_a(t), v_b(t)$ e $v_c(t)$, respectivamente;
- \hat{V}_a, \hat{V}_b e \hat{V}_c são os valores eficazes (Norma Euclidiana) de $\hat{v}_a(t), \hat{v}_b(t)$ e $\hat{v}_c(t)$, respectivamente;
- I_a, I_b e I_c são os valores eficazes (Norma Euclidiana) de $i_a(t), i_b(t)$ e $i_c(t)$, respectivamente;

Após as considerações anteriores, de acordo com [31], a potência reativa (Q) é calculada conforme (4.20).

$$Q = \omega W_r \frac{\sqrt{1 + DHT_V^2}}{\sqrt{1 + DHT_{\hat{V}}^2}} \quad (4.20)$$

Em que:

- DHT_V é a distorção harmônica total da tensão;
- $DHT_{\hat{V}}$ é a distorção harmônica total de tensão imparcial.

Na equação (4.19), verifica-se que a potência reativa não é conservativa, pois depende da frequência da linha e da distorção total da tensão [31].

Além da potência reativa, este item propõe a compreensão da potência aparente. Na próxima expressão pode ser verificado como a mesma é caracterizada:

$$A = V \cdot I = \sqrt{V_a^2 + V_b^2 + V_c^2} \sqrt{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2} \quad (4.21)$$

Sobre a potência aparente, em [31], é afirmado que ela não é uma grandeza física, mas sim matemática. A exemplo da potência reativa, a potência aparente também é não conservativa.

4.4 Correntes previstas na Teoria da Potência Conservativa

Nesta seção são mostradas a corrente ativa, corrente reativa, corrente residual, corrente ativa dispersa, corrente reativa dispersa, corrente dispersa e corrente harmônica gerada pela carga. Todas essas parcelas compõe a corrente total de uma dada fase da rede elétrica.

4.4.1 Corrente ativa

Segundo [31], a corrente ativa de cada fase ($i_{a\mu}$), é definida como a corrente com norma mínima, ou seja, valor eficaz mínimo, para transportar potência ativa por fase (P_μ), de um ponto a outro em uma rede elétrica. Como consequência dessa definição, a corrente ativa é expressa conforme a igualdade (4.22).

$$i_{a\mu} = \frac{\langle v_\mu, i_\mu \rangle}{\|v_\mu\|^2} v_\mu = \frac{P_\mu}{V_\mu^2} v_\mu = G_\mu v_\mu \quad (4.22)$$

Em que:

- G_μ representa a condutância de fase equivalente;
- V_μ é o valor eficaz, ou Norma Euclidiana, da tensão de fase (v_μ).

Por fim, a corrente ativa no neutro (i_{an}), quando existente, é determinada de acordo com (4.23).

$$i_{an} = - \sum_{\mu=a}^m i_{a\mu} \quad (4.23)$$

4.4.2 Corrente reativa

Semelhante a proposição de corrente ativa mostrada anteriormente, a corrente reativa por fase ($i_{r\mu}$), é definida como a corrente com norma mínima, ou seja, valor eficaz mínimo,

para transportar energia reativa ($W_{r\mu}$), também por fase, de um ponto a outro em uma rede elétrica [31]. A igualdade matemática que expressa essa afirmação está na sequência:

$$i_{r\mu} = \frac{\langle \hat{v}_\mu, i_\mu \rangle}{\|\hat{v}_\mu\|^2} \hat{v}_\mu = \frac{W_{r\mu}}{\hat{V}_\mu^2} \hat{v}_\mu = B_\mu \hat{v}_\mu \quad (4.24)$$

Em que:

- B_μ é a reatidade equivalente de fase;
- \hat{V}_μ é o valor eficaz, ou Norma Euclidiana, da integral imparcial da tensão por fase (\hat{v}_μ).

Nota-se, que a diferença principal entre corrente ativa e reativa, está no fato de que a corrente ativa está vinculada à tensão instantânea, enquanto que a corrente reativa está vinculada à integral imparcial de tensão. É importante ressaltar que o conceito de integral imparcial de tensão é uma definição específica da Teoria da Potência Conservativa.

Caso seja necessário determinar a corrente reativa de neutro (i_{rn}), é utilizada a expressão (4.25).

$$i_{rn} = - \sum_{\mu=a}^m i_{r\mu} \quad (4.25)$$

4.4.3 Corrente residual (nula)

A corrente residual por fase ($i_{v\mu}$), ou corrente nula, representa uma parcela de corrente que não transporta potência ativa e/ou energia reativa [31]. Essa componente de corrente está definida matematicamente em (4.26).

$$i_{v\mu} = i_\mu - i_{a\mu} - i_{r\mu} \quad (4.26)$$

Nesta equação, o termo i_μ é a corrente instantânea medida em um determinado ponto da rede elétrica.

Dando continuidade, a corrente nula do neutro, quando existe, é calculada por:

$$i_{vn} = - \sum_{\mu=a}^m i_{v\mu} \quad (4.27)$$

Finalmente, cabe dizer, que os termos em que a corrente foi decomposta (ativa, reativa e residual), são ortogonais entre si [31], ou seja, vale a igualdade mostrada a seguir:

$$I_{\mu}^2 = I_{a\mu}^2 + I_{r\mu}^2 + I_{v\mu}^2 \quad (4.28)$$

4.4.4 Corrente residual e suas componentes

A corrente residual, segundo a Teoria da Potência Conservativa, é decomposta em quatro componentes, que são: corrente ativa dispersa, corrente reativa dispersa, corrente dispersa e corrente harmônica gerada pela carga. A seguir, cada uma delas é definida matematicamente.

a) Corrente ativa dispersa

A definição matemática da corrente ativa dispersa por fase ($i_{as\mu}$) é dada em (4.29).

$$i_{as\mu} = i_{ah\mu} - i_{a\mu} = \sum_{k \in \{K\}} \frac{P_{k\mu}}{V_{k\mu}^2} v_{k\mu} - \frac{P_{\mu}}{V_{\mu}^2} v_{\mu} \quad (4.29)$$

Em que $\{K\}$ é o conjunto das harmônicas comuns entre tensão e corrente.

Logo, pode-se concluir, que a corrente ativa dispersa é o resultado da diferença entre o somatório das correntes ativas, em cada ordem harmônica ($i_{ah\mu}$), pela corrente ativa total ($i_{a\mu}$). Por isso, para o cálculo da corrente ativa dispersa é necessário decompor a corrente medida no seu respectivo espectro de frequências.

b) Corrente reativa dispersa

A definição matemática da corrente ativa dispersa por fase ($i_{rs\mu}$) é dada em (4.30).

$$i_{rs\mu} = i_{rh\mu} - i_{r\mu} = \sum_{k \in \{K\}} \frac{W_{rk\mu}}{\hat{V}_{k\mu}^2} \hat{v}_{k\mu} - \frac{W_{r\mu}}{\hat{V}_{\mu}^2} \hat{v}_{\mu} \quad (4.30)$$

Segundo (4.30), para determinar a corrente reativa dispersa também é necessário calcular a corrente reativa para cada ordem harmônica. Após isso, essas componentes harmônicas são somadas, resultando em $i_{rh\mu}$. Por fim, basta subtrair $i_{r\mu}$ da corrente reativa total $i_{r\mu}$.

c) Corrente dispersa

A corrente dispersa por fase ($i_{s\mu}$) é o resultado da soma das correntes ativa e reativa, ambas também dispersas, de acordo com (4.31).

$$i_{s\mu} = i_{as\mu} + i_{rs\mu} \quad (4.31)$$

Analisando a definição matemática da corrente dispersa, verifica-se que a mesma existe apenas para frequências harmônicas em que tensão e corrente coexistem.

d) Corrente harmônica gerada pela carga

A corrente harmônica gerada pela carga por fase ($i_{g\mu}$) surge quando termos harmônicos existem apenas no espectro de frequências da corrente e não na tensão [31]. Para seu cálculo a expressão (4.32) é indicada.

$$i_{g\mu} = i_{v\mu} - i_{as\mu} - i_{rs\mu} = i_{v\mu} - i_{s\mu} \quad (4.32)$$

Por (4.32), verifica-se que a corrente gerada pela carga é a diferença entre as correntes nula e dispersa (ativa dispersa + reativa dispersa).

4.5 Potências nula, ativa dispersa, reativa dispersa, dispersa e harmônica gerada

Este subitem tem como finalidade evidenciar a definição física e matemática da potência residual (nula), bem como suas respectivas componentes (ativa dispersa, reativa dispersa, dispersa e gerada pela carga).

Em termos físicos, a potência residual é gerada por uma corrente que não transporta potência ativa, nem energia reativa. E, como consequência, a potência nula está presente somente na absorção de corrente nula. Outra consideração a ser feita, é que essa potência é proveniente de não linearidades entre tensão e corrente e/ou variações dos parâmetros de condutância equivalente (G) e reatidade equivalente (B) [31].

Feitas tais afirmações, mais precisamente em termos físicos da potência residual, a equação matemática que descreve a potência nula (D) está em (4.33).

$$D = VI_v \quad (4.33)$$

Em que:

- V é o valor eficaz coletivo da tensão;
- I_v é o valor eficaz coletivo da corrente residual.

De acordo com [31], a potência residual não deve ser confundida com a(s) chamada(s) potências de distorção, encontradas na literatura.

Continuando, a potência ativa dispersa (D_{as}) é calculada conforme está em (4.34).

$$D_{as} = VI_{as} \quad (4.34)$$

Onde:

- I_{as} é o valor eficaz coletivo da corrente ativa dispersa.

Já a potência reativa dispersa (D_{rs}) é determinada a partir de (4.35).

$$D_{rs} = VI_{rs} \quad (4.35)$$

Onde:

- I_{rs} é o valor eficaz coletivo da corrente reativa dispersa

Aplicando uma análise semelhante ao que foi desenvolvido até aqui, no presente item da dissertação, a potência dispersa (D_s) é definida em (4.36).

$$D_s = VI_s \quad (4.36)$$

Em que:

- I_s é o valor eficaz coletivo da corrente dispersa.

Por último, a definição da potência harmônica gerada pela carga está na sequência:

$$D_g = VI_g \quad (4.37)$$

Em que:

- I_g é o valor eficaz coletivo da corrente harmônica gerada pela carga.

Pela igualdade (4.37), vale destacar que a potência harmônica gerada existe apenas quando a carga gera harmônicas de corrente distintas da tensão [31].

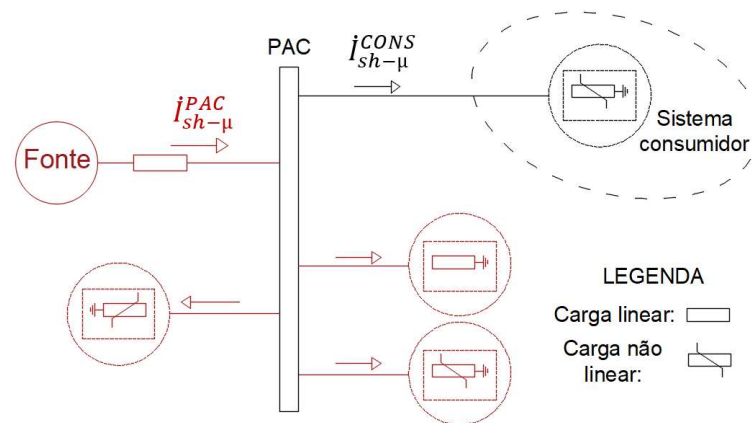
4.6 Corrente dispersa aplicada ao compartilhamento de responsabilidade sobre as distorções harmônicas de tensão

Conforme apresentado, a corrente dispersa existe quando tensão e corrente são comuns em uma dada ordem harmônica. Por essa razão, ela é o termo mais adequado para ser utilizado como parâmetro para realizar o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão.

Inicialmente, a corrente dispersa é determinada no domínio do tempo. Então, para realizar o compartilhamento, deve-se num primeiro momento fazer sua decomposição no espectro de frequências, obtendo assim seu valor em módulo e ângulo, em uma referida ordem harmônica h .

Buscando uma melhor compreensão, a Figura 4.1 mostra uma rede elétrica genérica, que possui uma fonte, cargas lineares e não lineares, conectadas a um ponto de acoplamento comum.

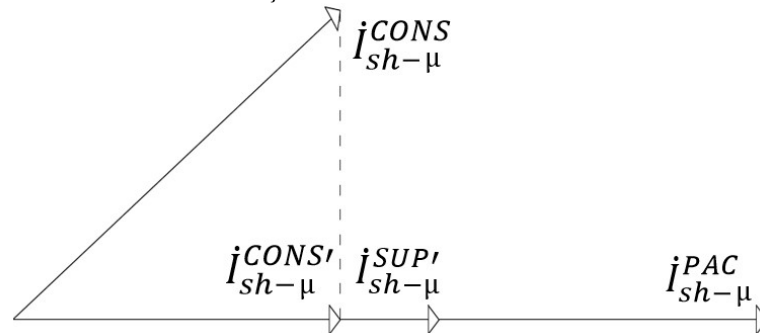
Figura 4.1 – Diagrama unifilar de uma rede elétrica genérica, com as correntes dispersas fasoriais no ponto de acoplamento (PAC) e no consumidor de interesse.



Fonte: autoria própria.

As correntes fasoriais dispersas, em cada ordem harmônica h , por fase μ , do consumidor em destaque ($i_{sh-\mu}^{CONS}$) e a corrente total do PAC ($i_{sh-\mu}^{PAC}$) são utilizadas para fazer o compartilhamento na respectiva frequência de interesse. Para isso, basta realizar a projeção do fasor obtido da corrente do consumidor sobre o fasor da corrente do PAC. Na Figura 4.2 tem-se essa representação.

Figura 4.2 – Fasores da corrente dispersa utilizados no compartilhamento de responsabilidades devido às distorções harmônicas de tensão.



Fonte: autoria própria.

Em que:

- $I_{sh-\mu}^{CONS'}$ é o resultado da projeção do fasor da corrente dispersa do consumidor ($I_{sh-\mu}^{CONS}$) no fasor da corrente dispersa do ponto de acoplamento comum ($I_{sh-\mu}^{PAC}$);
- $I_{sh-\mu}^{SUP'}$ é o resultado da subtração entre os fasores $I_{sh-\mu}^{PAC}$ e $I_{sh-\mu}^{CONS}$, que também pode ser considerado como a projeção do fasor de corrente dispersa do sistema supridor ($I_{sh-\mu}^{SUP}$) no fasor ($I_{sh-\mu}^{PAC}$);

A partir dessas informações, o percentual de responsabilidade do consumidor ($\%V_{pac-cons-h}$) será obtido de acordo com (4.38).

$$\%V_{pac-cons-h} = \frac{I_{sh-\mu}^{CONS'}}{I_{sh-\mu}^{PAC}} \times 100\% \quad (4.38)$$

E o percentual de responsabilidade do sistema supridor ($\%V_{pac-sup-h}$) é obtido em (4.39).

$$\%V_{pac-sup-h} = \frac{I_{sh-\mu}^{PAC} - I_{sh-\mu}^{CONS'}}{I_{sh-\mu}^{PAC}} \times 100\% = \frac{I_{sh-\mu}^{SUP'}}{I_{sh-\mu}^{PAC}} \times 100\% \quad (4.39)$$

O mesmo procedimento é replicado para determinar as responsabilidades dos demais consumidores.

Finalmente, é importante ressaltar que a metodologia exposta no presente item necessita somente dos sinais instantâneos de tensão e corrente no PAC, e a corrente instantânea de cada consumidor. Portanto, essa metodologia possui a vantagem de ser não invasiva, não existindo a possibilidade de causar qualquer perturbação na rede elétrica. Porém, por outro lado, o processo de aplicação da CPT necessita da existência de múltiplas medições de corrente elétrica em um PAC, o que implica na existência de diversos consumidores.

CAPÍTULO V

5 ESTUDO DE CASOS E ANÁLISE DE DESEMPENHO DA CPT APLICADA AO COMPARTILHAMENTO DE RESPONSABILIDADES HARMÔNICAS DE TENSÃO

Neste capítulo, tem-se a implementação dos estudos de casos com o emprego da CPT. Para tanto, verifica-se o detalhamento do arranjo elétrico, assim como, a apresentação dos distintos casos avaliados. Uma análise de estudo de casos é realizada por meio da comparação dos resultados advindos da Teoria da Potência Conservativa com aqueles alcançados através da implementação das metodologias da Superposição, Impedância Dominante, Chaveamento de Capacitores e Injeção de Correntes Harmônicas.

5.1 Considerações iniciais

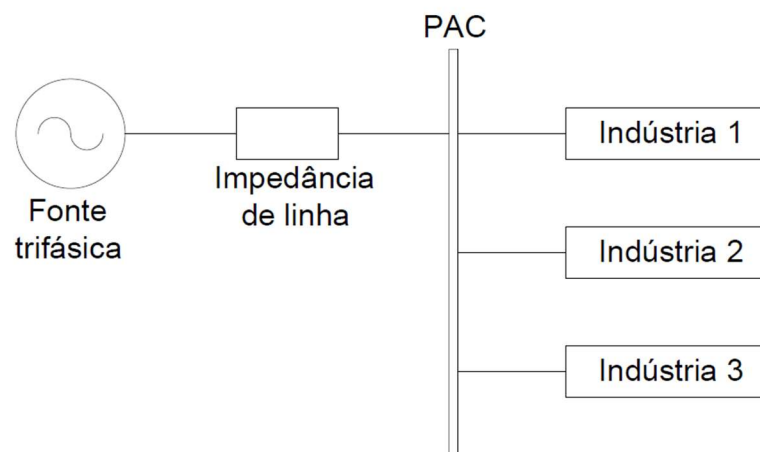
Com a finalidade de avaliar a aplicação da Teoria da Potência Conservativa, a partir das correntes dispersas medidas em cada consumidor e comparada com a corrente total verificada no PAC, no cenário do compartilhamento de responsabilidades, serão implementadas no MATLAB/Simulink arranjos elétricos representativos de sistemas hipotéticos. Os resultados de compartilhamento encontrados serão comparados com as seguintes metodologias: Superposição, Impedância Dominante, Chaveamento de Capacitores e Injeção de Correntes Harmônicas.

Quanto aos casos simulados, foram escolhidas oito situações, que serão abordadas com maior detalhamento na sequência.

5.2 Casos implementados no MATLAB/Simulink

Com o objetivo de avaliar a resposta da CPT para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão, frente à existência de diferentes tipos de consumidores conectados a um PAC, utilizou-se o arranjo do sistema elétrico mostrado na Figura 5.1, para todos os casos propostos.

Figura 5.1 – Diagrama genérico da rede elétrica simulada no software MATLAB/Simulink.



Fonte: autoria própria.

5.2.1 Considerações sobre a fonte trifásica e a impedância de linha

Para a Figura 5.1, os parâmetros adotados para a fonte trifásica foram idênticos nos casos 01, 02, 03 e 04, de acordo com a Tabela 5.1

Tabela 5.1 – Parâmetros da fonte trifásica (casos 01, 02, 03 e 04) e da impedância de linha (todos os casos).

Tensão de linha da fonte/frequência	13,8 kV/60Hz
Resistência da impedância de linha	0,09 Ω
Indutância da impedância de linha	3,36 mH

Fonte: autoria própria.

Para os casos 05, 06, 07 e 08, a impedância de linha foi mantida (Tabela 5.1). Por outro lado, além da tensão na frequência fundamental mostrada na tabela acima, foram inseridas distorções harmônicas prévias de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens harmônicas, conforme Tabela 5.2.

Tabela 5.2 – *Background distortion* para os casos 05, 06, 07 e 08.

Valores eficazes de tensão por fase em [V]			
Harmônica	Fase A	Fase B	Fase C
5^a	140 _L -10°	140 _L 110°	140 _L 230°
7^a	87 _L -60°	87 _L 180°	87 _L 60°
11^a	48 _L -10°	48 _L 110°	48 _L 230°
13^a	32 _L -40°	32 _L -160°	32 _L 80°

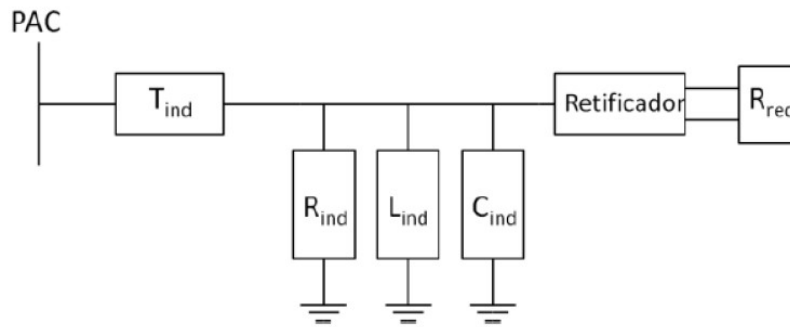
Fonte: autoria própria

5.2.2 Considerações sobre as indústrias

Definidas as características do sistema de alimentação de conexão do PAC, a seguir são feitas considerações sobre as indústrias.

- **Caso 01:** nesse caso as três indústrias possuem topologia conforme a Figura 5.2.

Figura 5.2 – Disposição dos elementos presentes nas três indústrias, para o caso 1.



Fonte: [32].

Na Figura 5.2 todas as cargas lineares são trifásicas, equilibradas e ligadas em estrela. O retificador é caracterizado como não controlado e supre apenas uma resistência (R_{rec}).

Outra consideração importante é que o caso 01 fora anteriormente implementado em [32], porém em outro software de simulação (PSIM). O mesmo foi aqui reavaliado com o propósito de validação do arranjo no MATLAB e também para ser um balizador das demais situações analisadas (outros sete casos).

Nas duas próximas tabelas são mostrados os parâmetros dos transformadores e dos demais elementos de cada indústria para o caso 01.

Tabela 5.3 – Parâmetros dos transformadores (T_{ind}).

Parâmetros	Indústrias 01, 02 e 03
Potência nominal	6 MVA
Resistência	1,5 %
Reatância Indutiva	7 %
Conexão	$\Delta - Y$ (aterrado)
Tensão primária/tensão secundária	13,8 kV/380 V

Fonte: [32].

Tabela 5.4 – Parâmetros das cargas lineares/não lineares.
Observação: impedâncias por fase e referidas para 13,8 kV.

Parâmetros	Indústria 01	Indústria 02	Indústria 03
R_{ind} (Ω)	69,90	94,96	50,12
L_{ind} (mH)	233,33	263,77	224,20
C_{ind} (μF)	6,07	5,80	5,03
R_{rec} (μF)	123,97	120,01	131,88

Fonte: [32].

- **Casos 02, 03 e 04:** nessas três situações a indústria 01 foi substituída por cargas lineares, com seus parâmetros mostrados na Tabela 5.5. Além disso é importante ressaltar que não foi inserido *background distortion*.

Tabela 5.5 – Dados da indústria 01 para os casos 02, 03 e 04. Observação: valores apresentados por fase.

	Resistência (Ω)	Indutância (mH)	Capacitância (μF)	Configuração da carga trifásica
Caso 02	190,44			Estrela aterrada e equilibrada
Caso 03	152,35	303		RL série, ligada em estrela aterrada e equilibrada
Caso 04	165,28	249,07	1,7	RL série em paralelo com a capacitância, ligada em estrela aterrada e equilibrada

Fonte: autoria própria.

- **Casos 05, 06, 07 e 08:** nesses casos foram adicionadas tensões harmônicas de 5^a, 7^a, 11^a e 13^a ordens, conforme descrito na Tabela 5.2. Quanto aos parâmetros das cargas (indústrias) e configuração da rede elétrica foram adotadas as seguintes equivalências:
 - ✓ Caso 05 = Caso 01;
 - ✓ Caso 06 = Caso 02;
 - ✓ Caso 07 = Caso 03;
 - ✓ Caso 08 = Caso 04.

5.3 Resultados das simulações computacionais

Nesta subseção serão mostrados os resultados obtidos, advindos da implementação dos casos no simulador MATLAB/Simulink, para efetivação da comparação da metodologia da Teoria da Potência Conservativa com os demais procedimento de compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão selecionados nesta dissertação.

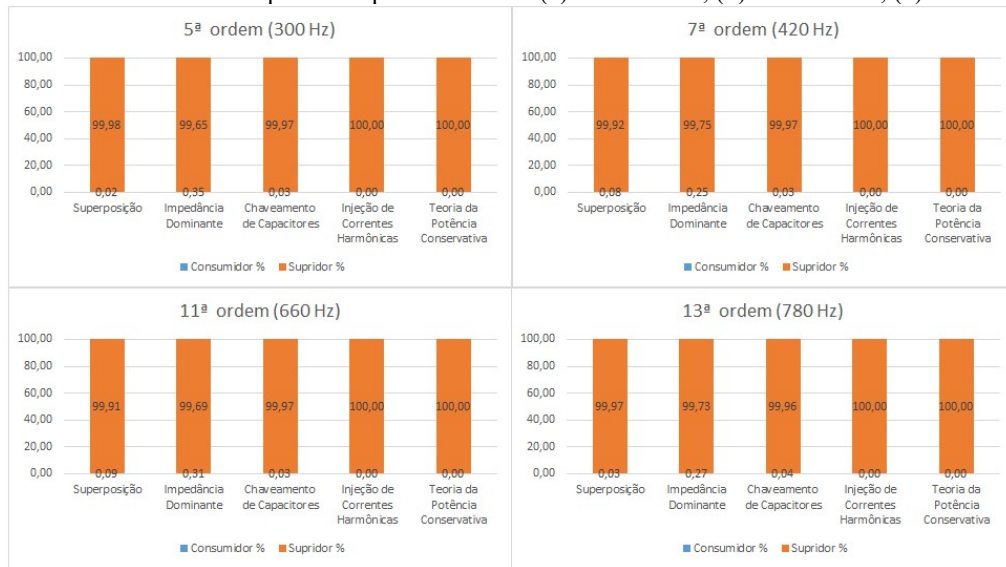
Nas Figuras 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9 e 5.10 são mostrados os resultados para os oito casos analisados, considerando, para tanto, as seguintes ordens harmônicas: quinta, sétima, décima primeira e décima terceira.

Figura 5.3 – Resultados comparativos para o caso 01: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.

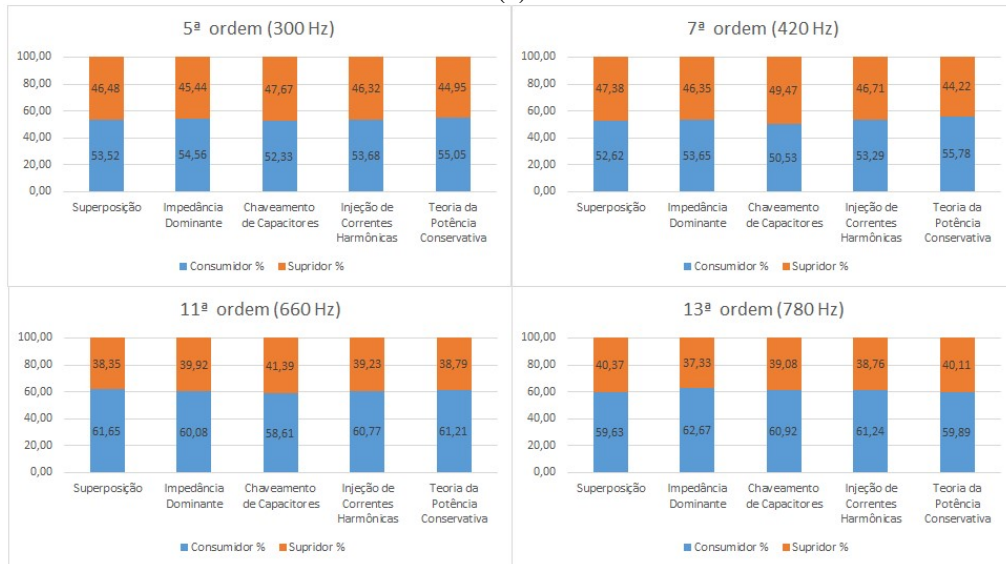


Fonte: autoria própria.

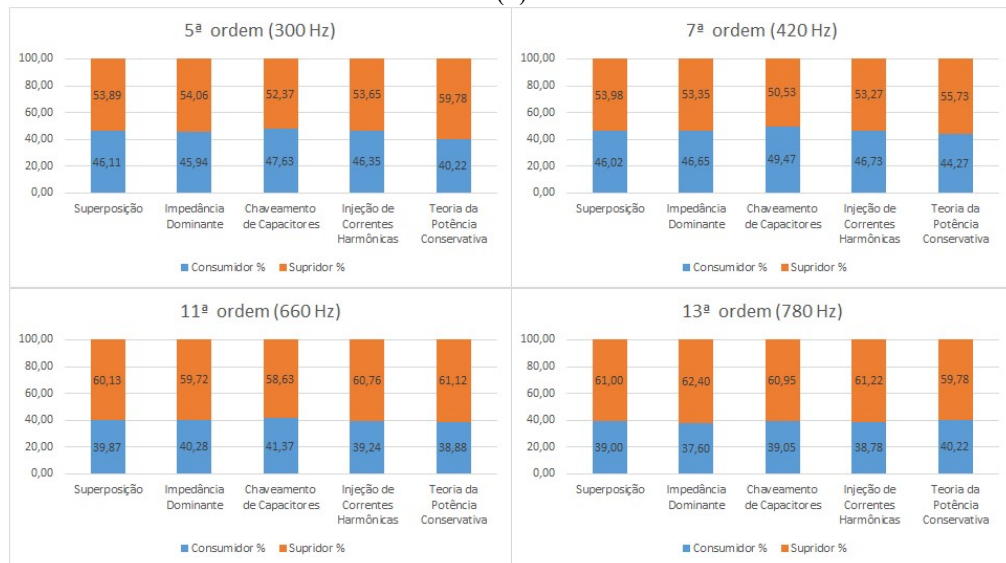
Figura 5.4 – Resultados comparativos para o caso 02: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.



(a)



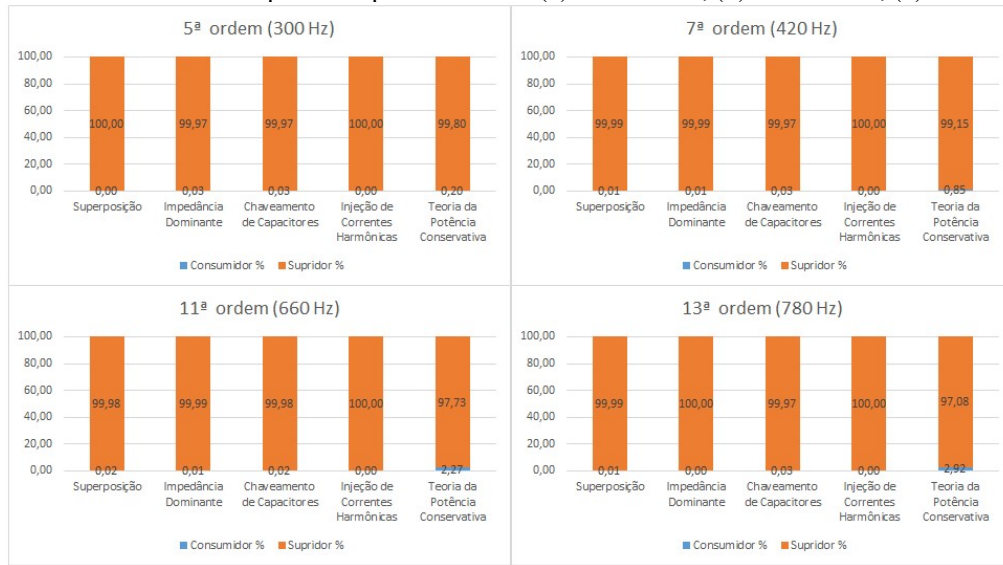
(b)



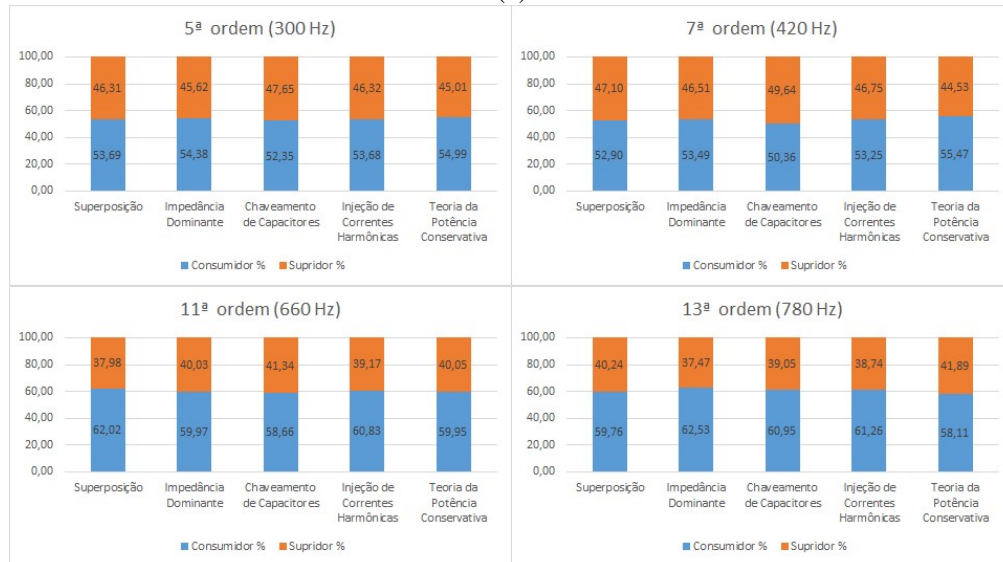
(c)

Fonte: autoria própria.

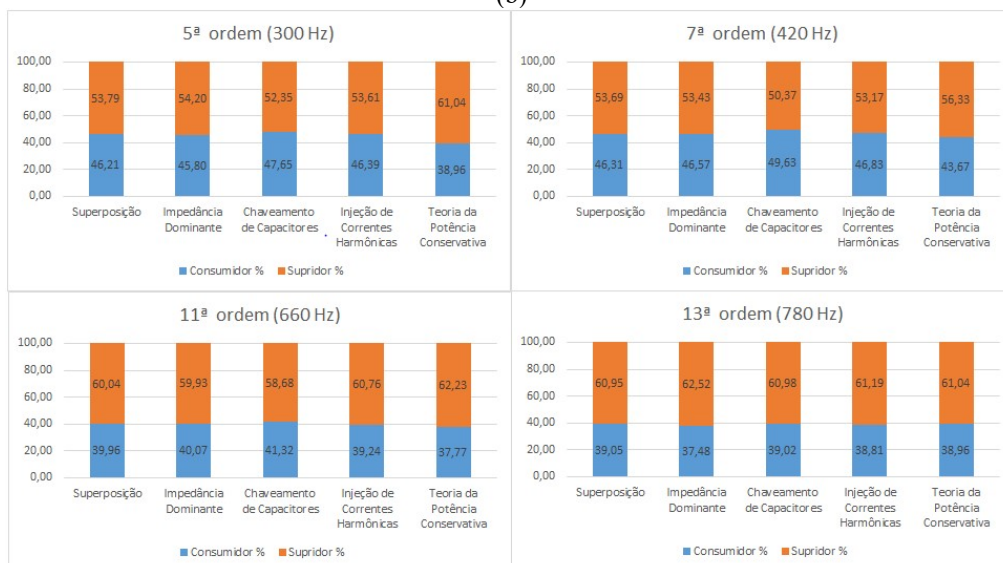
Figura 5.5 – Resultados comparativos para o caso 03: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.



(a)



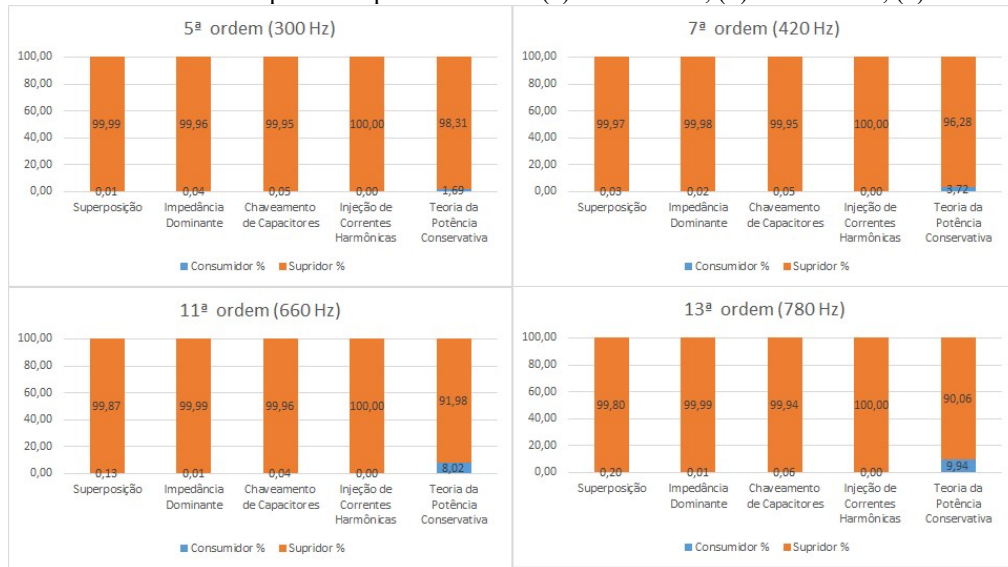
(b)



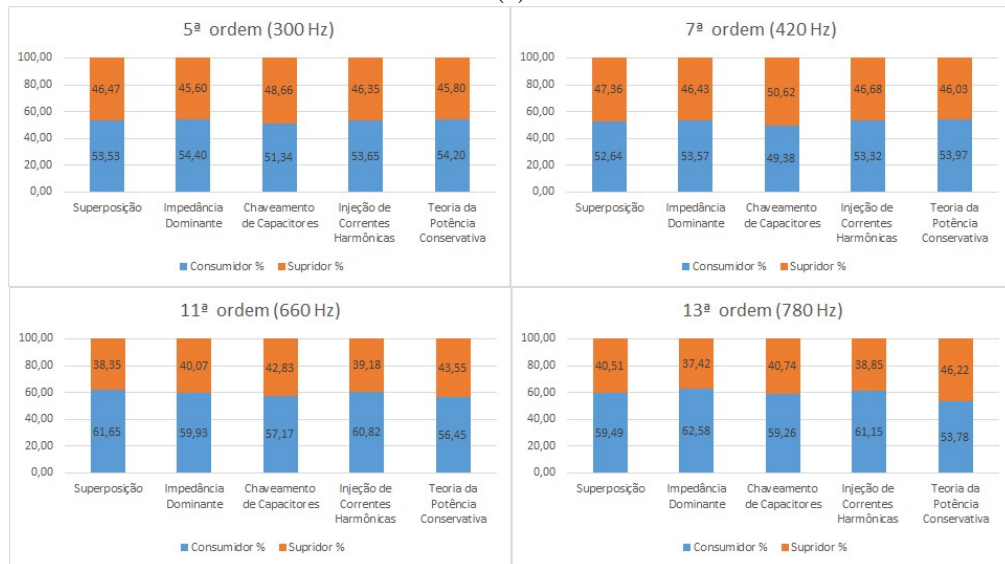
(c)

Fonte: autoria própria.

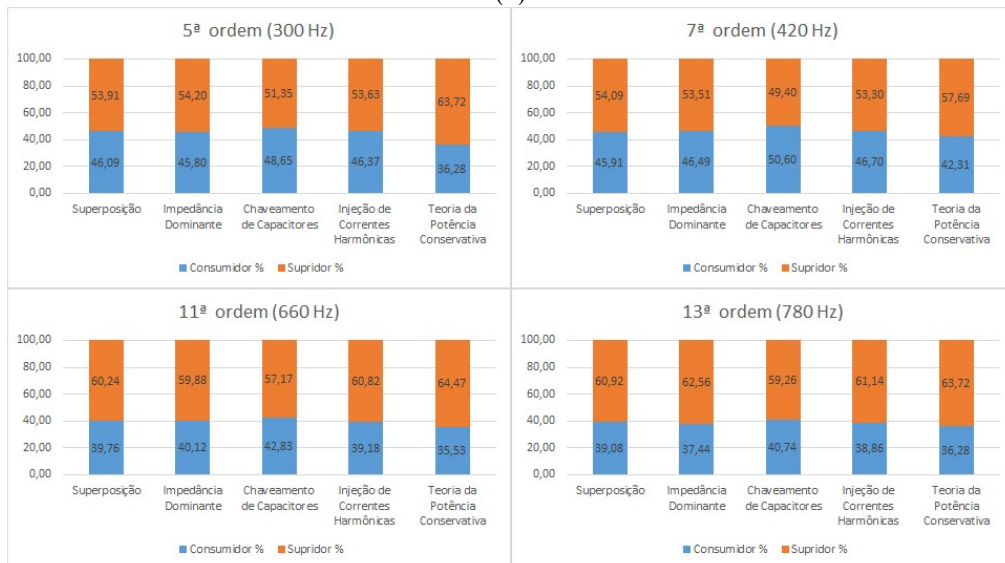
Figura 5.6 – Resultados comparativos para o caso 04: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.



(a)



(b)



(c)

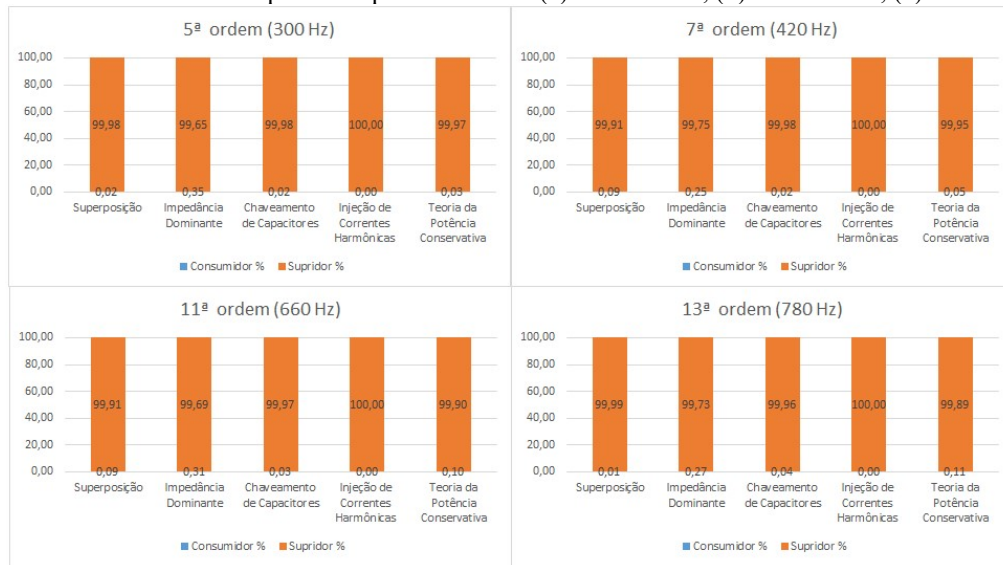
Fonte: autoria própria.

Figura 5.7 – Resultados comparativos para o caso 05: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.

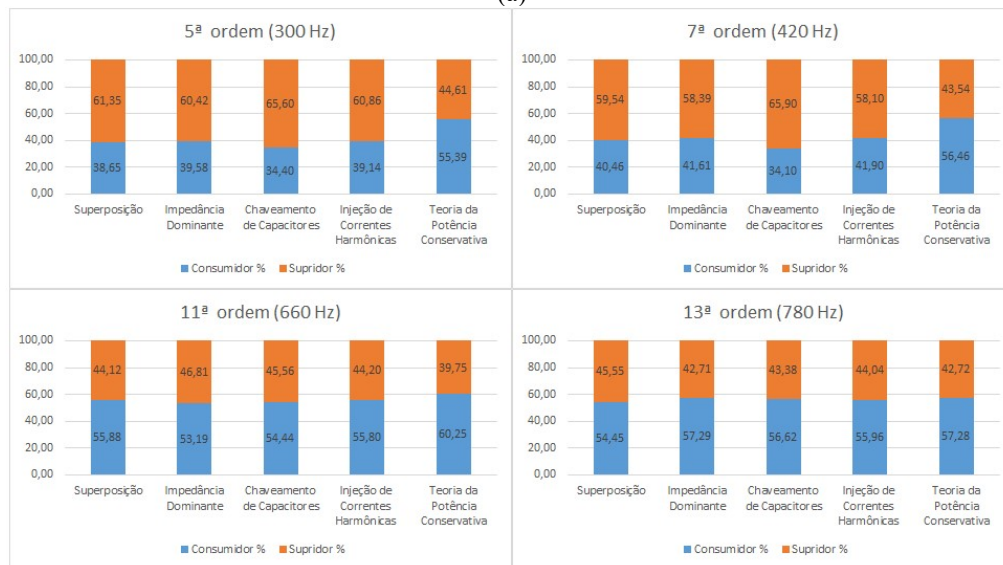


Fonte: autoria própria.

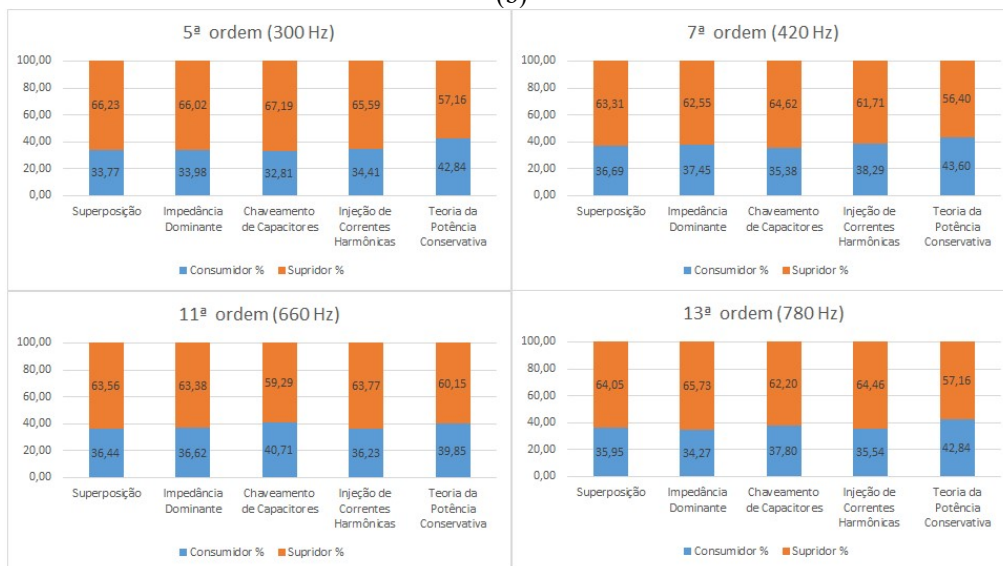
Figura 5.8 – Resultados comparativos para o caso 06: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.



(a)



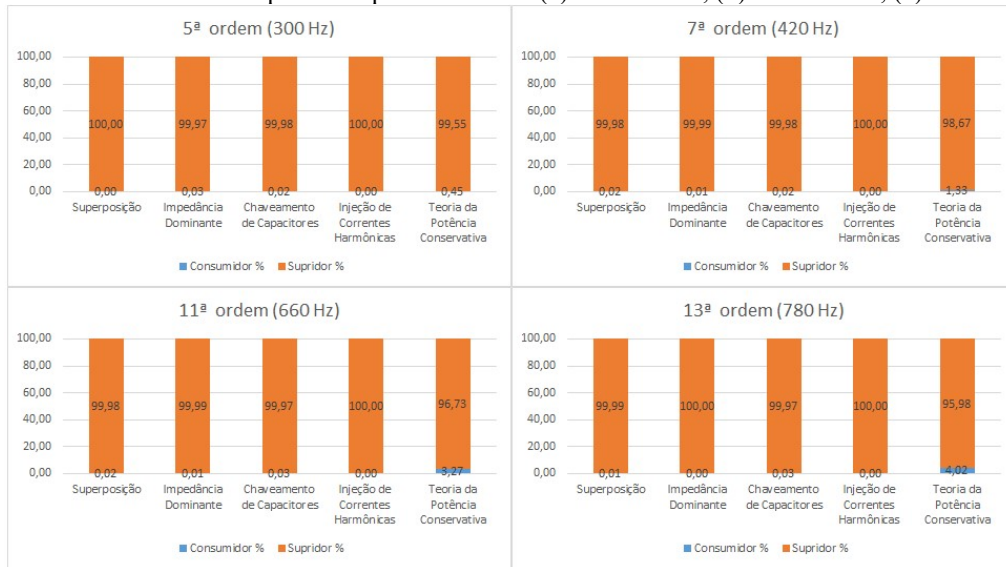
(b)



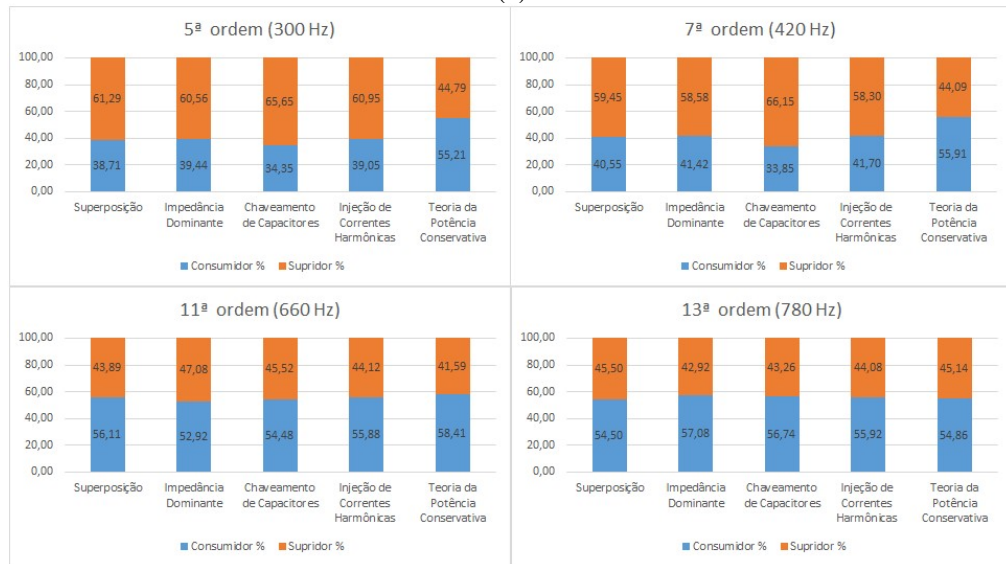
(c)

Fonte: autoria própria.

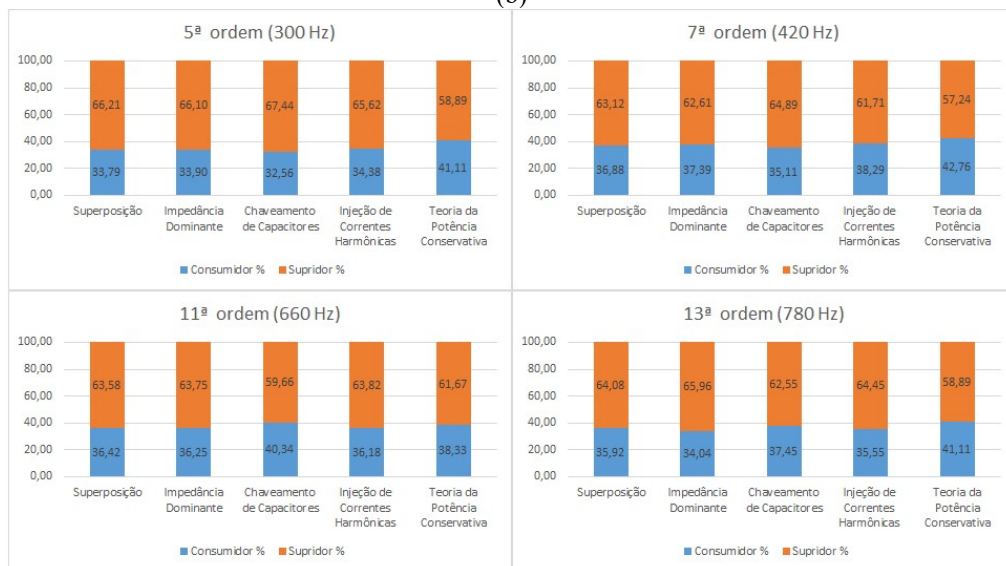
Figura 5.9 – Resultados comparativos para o caso 07: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.



(a)



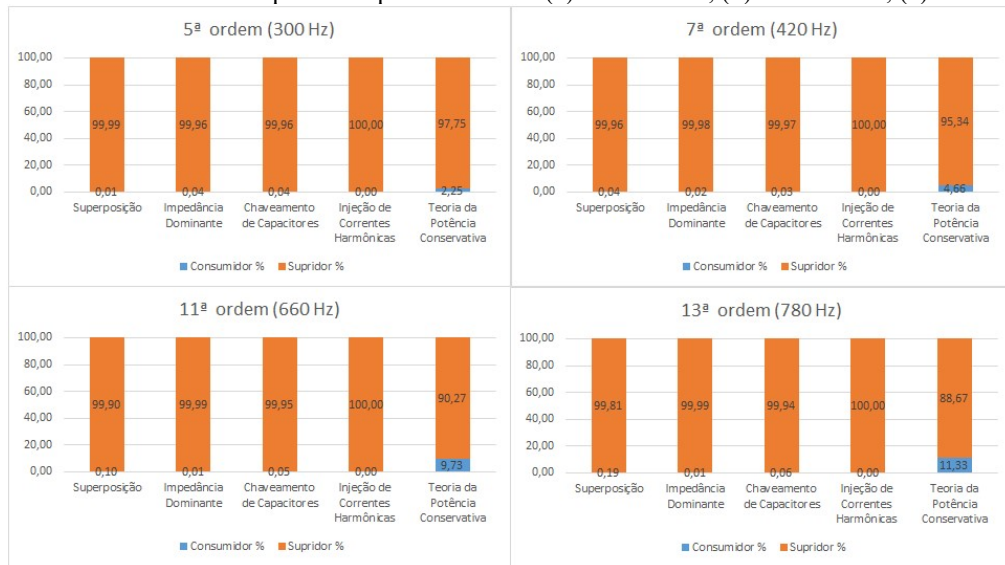
(b)



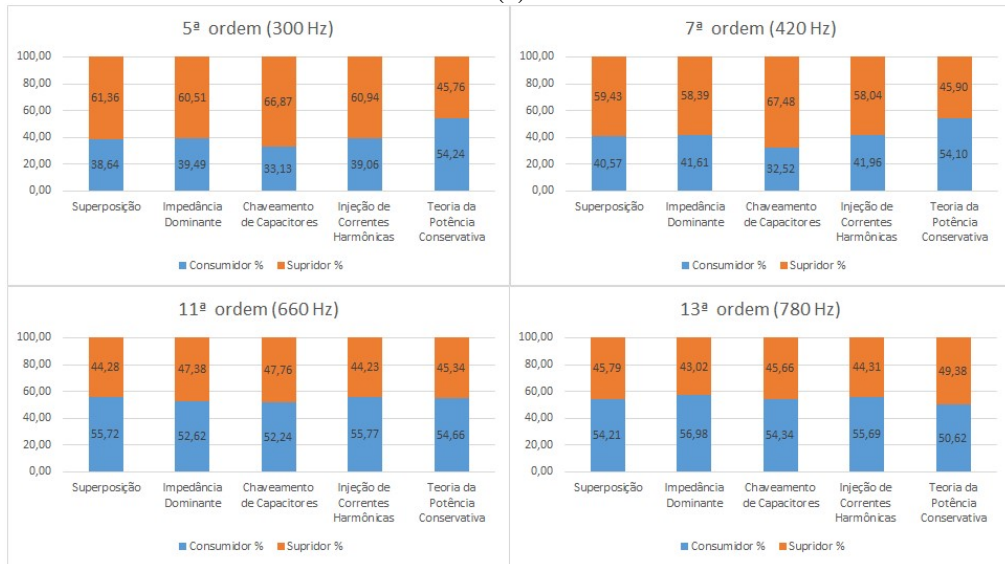
(c)

Fonte: autoria própria.

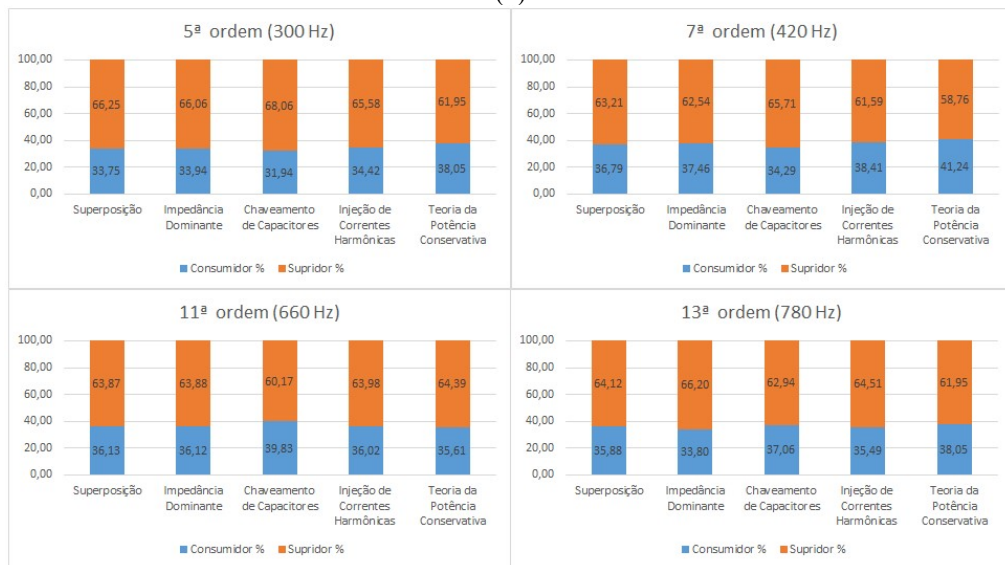
Figura 5.10 – Resultados comparativos para o caso 08: (a) indústria 01, (b) indústria 02, (c) indústria 03.



(a)



(b)



(c)

Fonte: autoria própria.

5.4 Análise de desempenho da CPT a partir da avaliação dos resultados encontrados

Observando os gráficos mostrados na Figura 5.3, que se referem ao caso 01, percebe-se que os resultados obtidos através da CPT ficaram próximos das outras metodologias. A maior divergência encontrada foi na 13ª harmônica, que foi igual a 3,89 pontos percentuais para a indústria 3, quando comparada com a Superposição, 4,85% quando comparada com o Método da Impedância Dominante, 2,43% quando comparada com comparada com o Método do Chaveamento Capacitivo e 3,99% quando comparada com o Método da Injeção de Correntes Harmônicas. Nessa mesma ordem harmônica é importante destacar que a indústria 01 apresentou discrepância de 2,91 pontos percentuais em relação ao método da Superposição.

Para o caso 02, conforme está na Figura 5.4, há uma convergência dos resultados, semelhante aos apresentados no caso 01. A maior diferença ocorreu na quinta ordem harmônica, na indústria três, com 5,89 pontos percentuais, quando o método da Superposição é usado como referencial. Sobre o caso 02, pode-se afirmar que não houve parcela de responsabilidade atribuída para a carga puramente resistiva em todos as metodologias.

Quando se trata do caso 03, de acordo com a Figura 5.5, pode-se notar percentuais atribuídos para a carga linear RL pela CPT, principalmente para ordens harmônicas mais elevadas, tais como décima primeira e décima terceira, em que se obteve responsabilidades entre 2 e 3%. Esse fato demonstra que para a situação proposta, houve uma pequena divergência de resultados.

No caso 04, que apresentou uma carga RLC para a indústria 1, foi percebida uma diferença um pouco maior. Analisando a Figura 5.6, a Teoria da Potência Conservativa atribuiu percentuais de responsabilidade para todas as ordens harmônicas, com destaque para a 7ª (3,72%), 11ª (8,02%) e 13ª (9,94%) ordens. Esse fato pode indicar uma possível fragilidade na metodologia, uma vez que se esperava valores pequenos (menores que 5%), ou, mais precisamente, nulos, para a responsabilidade de cargas lineares.

Quanto ao caso 05 (Figura 5.7), onde foram inseridas distorções harmônicas prévias (*background distortion*), constatou-se consideráveis diferenças de percentuais, a saber:

- na indústria 01, para a 5ª ordem harmônica houve uma diferença percentual igual a 7,79 pontos percentuais e para a 7ª, 5,72%, com ambos os resultados comparados com a Superposição das Tensões;

- na indústria 02, para a 5ª harmônica houve uma discrepância de 8,73%. Na sétima 7,89%;
- na indústria 03, na frequência de 300 Hz, a divergência foi ainda maior, alcançando aproximadamente 9%.

Sobre o caso 06, conforme a Figura 5.8, um destaque positivo está no fato da não atribuição de percentuais de responsabilidades para a indústria 01, que é sabidamente uma carga linear (puramente resistiva). Contudo, principalmente para a indústria 02, até aqui, foram identificadas as maiores divergências de resultados, que são 16,74%, na frequência de 300 Hz, e 16% em 420 Hz.

Na Figura 5.9 estão os resultados obtidos para o caso 07. Nela pode-se constatar que novamente foram atribuídos percentuais para a indústria 01, sendo 1,33% para 7ª, 3,27% para 11ª, e 4,02% para 13ª. Visto que essa indústria é representada por uma carga linear (RL – série), percentuais de responsabilidades não deveriam ser apurados.

Ainda sobre o caso 07, para indústria 02 foram verificados percentuais distintos quando são comparados as metodologias da Superposição e CPT. Na quinta harmônica é evidenciada uma diferença igual a 16,5%, enquanto que para a sétima uma diferença igual a 15,36%.

Finalmente, sobre o caso 08, conforme a Figura 5.10, semelhante aos casos 03, 04 e 07, a metodologia da Teoria da Potência Conservativa imputou percentuais para a carga linear, que na situação oito possui característica RLC, sendo 2,25% (5ª), 4,66% (7ª), 9,73% (11ª) e 11,33% (13ª), o que está incorreto. Da mesma maneira que os casos 06 e 07, na indústria 02, são verificadas diferenças da ordem de 15%, quando são comparadas as outras metodologias com o método proposto pela CPT.

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSÕES

Este capítulo busca realizar uma síntese dos capítulos apresentados ao longo trabalho, mostrar as principais contribuições da dissertação, identificar pontos positivos e negativos da aplicação da Teoria da Potência Conservativa no cenário do compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão e apontar necessidades adicionais de desenvolvimentos.

O primeiro capítulo primou por contextualizar o tema de compartilhamento de responsabilidades, indicando várias metodologias aplicadas até a presente data. Também, apresentou a justificativa e a necessidade de maiores investigações no que tange a aplicação da Teoria da Potência Conservativa para estabelecer percentuais de responsabilidades. Além disso, no capítulo introdutório, foram elencados os objetivos e as contribuições do trabalho, com a sua respectiva estrutura.

No capítulo 02, foi dado o devido destaque ao estado da arte de algumas metodologias destinadas ao compartilhamento de responsabilidades, que foram: o método da Superposição, método da Impedância Dominante, método do Chaveamento de Capacitores, método da Injeção de Correntes Harmônicas, método do Fluxo de Potência Harmônica, método da Corrente Conforme e Não Conforme e o método da Análise de Componentes Independentes (ICA).

Quanto ao terceiro capítulo, houve uma preocupação de mostrar as principais teorias de potência, destinadas a caracterizar redes elétricas em condições não senoidais. Ao longo de aproximadamente 100 anos vários avanços foram evidenciados nessa perspectiva. Como principais pesquisadores foram destacados Budeanu, Fryze, Buchholz, Depenbrock, Agaki et.al, Czarnecki e Alexander Eigeles Emanuel.

Concentrou-se, no capítulo 04, o cerne desta dissertação, o qual compreendeu a apresentação dos conceitos matemáticos estabelecidos pela Teoria da Potência Conservativa. Ademais foi apresentada a formulação matemática para o compartilhamento de responsabilidades sobre as distorções harmônicas de tensão, utilizando-se da corrente fasorial dispersa de cada consumidor, projetada na corrente total, medida em um dado ponto de acoplamento comum (PAC).

Dando sequência, o capítulo 05 destinou-se a apresentar a estrutura base do sistema elétrico simulado no software MATLAB/Simulink, com os respectivos parâmetros da fonte, da impedância de linha e das indústrias, para os oito casos propostos. Além disso, foi realizada uma discussão sobre os resultados obtidos, comparando a Teoria de Potência Conservativa com outras metodologias amplamente aceitas no cenário científico.

Em resumo, para os casos 01, 02, 03 e 04, os resultados demonstrados pela CPT mostraram-se próximos aos determinados em outros métodos. Outro ponto positivo, foi que a Teoria da Potência Conservativa não atribui percentuais de responsabilidades para a carga puramente resistiva (casos 02 e 06). Todavia, a mesma atribuiu pequenos percentuais para a carga RL (até 3%) e responsabilidades maiores para a carga RLC (até 10%). Acredita-se que a presença da capacitância em paralelo, pode ser a causa dos percentuais mais acentuados encontrados para a carga linear RLC.

Nos casos 05, 06, 07 e 08, onde foram inseridas fontes previamente distorcidas ao PAC, caracterizando dessa forma o *background distortion*, foram encontradas as maiores discrepâncias, algumas chegando inclusive a ordem de 16%. Verificou-se também, que nessas condições, os percentuais de responsabilidade foram acentuados para as cargas lineares do tipo RL e RLC (casos 07 e 08).

Diante disso, verifica-se que a Teoria da Potência Conservativa assinala um norte para o compartilhamento de responsabilidades e que a sua aplicação em redes elétricas com a presença de cargas indutivas e/ou capacitivas devem ser observadas com cautela, haja vista que maiores discrepâncias ocorreram em circuitos com essas características. Não obstante à problemática apresentada, percebe-se que existe um apontamento para o principal poluidor da rede e as disparidades, de uma forma geral, se apresentaram dentro de uma normalidade.

Assim sendo, sugere-se investigações adicionais em situações em que exista uma grande predominância de equipamentos com características indutivas e/ou capacitivas. Além desses estudos, é muito salutar a avaliação da CPT em um ambiente controlado (laboratório) com elementos de circuitos reais. Adicionalmente, aponta-se a necessidade de uma análise em campo, onde seja possível a comparação da CPT com outras metodologias.

Por fim, conclui-se que a CPT apresenta vantagens em relação a outros métodos, por necessitar apenas de medições dos sinais de tensão e corrente. Todavia, a depender da situação, como foi evidenciado no decorrer da dissertação, a Teoria da Potência Conservativa aplicada ao compartilhamento de responsabilidades harmônicas de tensão, pode apresentar resultados contendo algumas divergências em relação às outras metodologias.

REFERÊNCIAS

- [1] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, *Electrical Power Systems Quality, Second Edition*. New York: Mc. Graw-Hill, 2003.
- [2] N. Kagan, E. J. Robba, and H. P. Schmidt, *Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica*, 1ª edição. Blucher, 2009.
- [3] R. Zilles, W. N. Macêdo, M. A. B. Galhardo, and S. H. F. de Oliveira, *Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica*, 1ª Edição. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- [4] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)/Associação Brasileira de Energia Fotovoltaica (ABSOLAR), “Infográfico ABSOLAR nº41,” 2022. <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/> (accessed Apr. 11, 2022).
- [5] Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), “Boletim Anual de Geração,” *Abeeolica*, 2020. http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2021/06/PT_Boletim-Anual-de-Geração_2020.pdf
- [6] A. Baggini, M. Chindris, and A. Sudrià-Andreu, “Static converters and power quality,” in *Handbook of power quality*, London: John Wiley & Sons, 2008, pp. 463–464.
- [7] E. W. Kimbark, *Direct Current Transmission*. New York: John Wiley & Sons, 1971.
- [8] G. da S. Troncha, “Uma contribuição à aplicação dos filtros ativos em sistemas elétricos de potência,” Dissertação, Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- [9] I. N. Santos and A. C. dos Santos, “Uma forma de onda cada vez mais distorcida,” *O Setor Elétrico*, vol. 153, p. 86, 2018.
- [10] A. C. dos Santos, “Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: análises, contribuições e proposições,” Tese, Universidade Federal de Uberlândia, 2019.
- [11] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico nacional (PRODIST): Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica. Brasil.” 2022.
- [12] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico: Sumódulo 2.9 - Requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica para acesso ou integração à rede básica. Brasil.” 2020.
- [13] L. Cristaldi and A. Ferrero, “Harmonic Power Flow Analysis for the Measurement of the Electric Power Quality,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 44, no. 3, pp. 683–685, 1995, doi: 10.1109/19.387308.
- [14] P. H. Swart, M. J. Case, and J. D. Van Wyk, “On techniques for localization of sources producing distortion in electric power networks,” *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 4, no.

- 6, pp. 485–489, 1994, doi: 10.1002/etep.4450040611.
- [15] K. Srinivasan, “On separating customer and supply side harmonic contributions,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 2, pp. 1003–1008, 1996, doi: 10.1109/61.489362.
- [16] K. Srinivasan and R. Jutras, “Conforming and non-conforming current for attributing steady state power quality problems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 13, no. 1, pp. 212–217, 1998, doi: 10.1109/61.660880.
- [17] W. Xu and Y. Liu, “A method to determine customer harmonic contributions for incentive-based harmonic control applications,” *1999 IEEE Power Eng. Soc. Summer Meet. PES 1999 - Conf. Proc.*, vol. 1, pp. 361–366, 1999, doi: 10.1109/PESS.1999.784375.
- [18] W. Xu and Y. Liu, “A method for determining customer and utility harmonic contributions at the point of common coupling,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 15, no. 2, pp. 804–811, 2000, doi: 10.1109/61.853023.
- [19] I. N. Santos, J. C. de Oliveira, and A. C. dos Santos, “Dominant impedance method to assign harmonic voltage contributions at a point of common coupling,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 1–16, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.12895.
- [20] A. C. dos Santos, I. N. Santos, and J. C. de Oliveira, “Capacitor switching methodology for responsibility sharing of harmonic voltage distortions,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 29, no. 12, pp. 1–16, 2019, doi: 10.1002/2050-7038.12135.
- [21] A. C. dos Santos and I. N. Santos, “Assignment of harmonic voltage contributions using the harmonic current injection method,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 31, no. 1, pp. 1–15, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.12608.
- [22] F. Karimzadeh, S. Esmaili, and S. H. Hosseini, “Method for determining utility and consumer harmonic contributions based on complex independent component analysis,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 2, pp. 526–534, 2016, doi: 10.1049/iet-gtd.2015.0997.
- [23] X. Zhao and H. Yang, “A New Method to Calculate the Utility Harmonic Impedance Based on FastICA,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 31, no. 1, pp. 381–388, 2016, doi: 10.1109/TPWRD.2015.2491644.
- [24] X. Zheng, X. Xiao, and Y. Wang, “An impedance matrix constrained-based method for harmonic emission level estimation,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 30, no. 9, pp. 1–18, 2020, doi: 10.1002/2050-7038.12479.
- [25] Y. M. Liu, L. H. Wang, X. Y. Xiao, Y. Wang, and F. Y. Chen, “Complex blind source separation based harmonic contribution assessment,” *Proc. Int. Conf. Harmon. Qual.*

- Power, ICHQP*, vol. 2016-Decem, pp. 176–180, 2016, doi: 10.1109/ICHQP.2016.7783452.
- [26] F. A. Pereira, S. F. d. P. Silva, and I. N. Santos, “Blind source separation methods applied to evaluate harmonic contribution,” *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 31, no. 12, pp. 1–18, 2021, doi: 10.1002/2050-7038.13149.
- [27] W. Xu, X. Liu, and Y. Liu, “An investigation on the validity of power-direction method for harmonic source determination,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 18, no. 1, pp. 214–219, 2003, doi: 10.1109/TPWRD.2002.803842.
- [28] I. N. Santos, “Uma Contribuição à Avaliação de Desempenho dos Principais Métodos para a Atribuição de Responsabilidades Sobre as Distorções Harmônicas,” Dissertação, Universidade Federal de Uberlândia, 2007.
- [29] A. F. Zobaa and S. H. E. Abdel Aleem, *Power Quality in Future Electrical Power Systems*. London: The Institution of Engineering and Technology, 2017.
- [30] M. Lamich, J. Balcells, M. Corbalán, and E. Griful, “Nonlinear Loads Model for Harmonics Flow Prediction, Using Multivariate Regression,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 64, no. 6, pp. 4820–4837, 2017, doi: 10.1109/TIE.2017.2674596.
- [31] H. K. M. Paredes, “Teoria de potência conservativa: uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades,” no. 2011, p. 221, 2011.
- [32] D. T. Rodrigues, M. B. Arcadepani, H. K. M. Paredes, A. C. Moreira, and J. P. Bonaldo, “Aplicação da Teoria de Potência Conservativa para Compartilhamento de Responsabilidade Devido à Distorções Harmônicas de Tensão,” 2020, doi: 10.48011/asba.v2i1.1613.
- [33] I. Neto Alves, M. V. Borges Mendonça, A. J. Pereira Rosentino Junior, F. A. M. Moura, and M. Albertini, “Atribuição de responsabilidade devido à distorção harmônica em rede elétrica com geração distribuída usando a Teoria da Potência Conservativa,” pp. 1–6, 2021, doi: 10.17648/cbqee-2021-130572.
- [34] B. Giancesini Morais, “Compartilhamento de responsabilidades harmônicas: implementação de benchmark do IEEE e aplicação de metodologias,” Dissertação, Universidade Federal de Uberlândia, 2020.
- [35] S. Ferreira de Paula Silva, “Uma proposta para o compartilhamento das responsabilidades sobre as distorções harmônicas,” Tese, Universidade Federal de Uberlândia, 2007.
- [36] I. Nunes Santos, “Método da superposição modificado como uma nova proposta de

- atribuição de responsabilidades sobre distorções harmônicas,” Tese, 2011.
- [37] A. Špelko, B. Blaži, I. Papi, E. Pow, and H. V. Eng, “CIGRE / CIRED JWG C4 . 42 : Overview of common methods for assessment of harmonic contribution from customer installation.” IEEE Manchester Power Tech, 2017. doi: <https://doi.org/10.1109/PTC.2017.7981195>.
- [38] B. Wang, G. Ma, J. Xiong, H. Zhang, L. Zhang, and Z. Li, “Several Sufficient Conditions for Harmonic Source Identification in Power Systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 33, no. 6, pp. 3105–3113, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2018.2870051.
- [39] I. N. Santos and F. H. Costa, “Avaliação do Desempenho das Metodologias para a Representação de Consumidores Visando o Compartilhamento das Distorções Harmônicas,” *Conferência Bras. sobre Qual. da Energ. Elétrica (VIII CBQEE)*, 2009.
- [40] H. Akagi, “A New Method of Harmonic Power Detection Based on the Instantaneous Active Power in Three-Phase Circuits,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 4, pp. 1737–1742, 1995, doi: 10.1109/61.473386.
- [41] W. Lin, C. Lin, K. Tu, and C. Wu, “Identification With Cascade Correlation Network,” vol. 20, no. 3, pp. 2166–2173, 2005.
- [42] Andrzej Firlit and A. Baggini, “Power theory with non-sinusoidal waveforms,” in *Handbook of power quality*, London: John Wiley & Sons, 2008, pp. 27–51.
- [43] E. J. de Lima, “Reflexões sobre as teorias de potência elétrica em regime não senoidal,” Dissertação, Universidade Federal de Uberlândia, 2014.
- [44] C. I. Budeanu, “Puissances reactives et fictives (Potências reativas e fictícias).” Institute Romain de l.Energie, Bucarest, 1927.
- [45] S. Fryze, “S. Wirk-, Blind-, und Scheinleistung in Elektrischen Stromkreisen Mit Nichtsinusoidalformingen Verlauf von Strom und Spannung (Potência ativa, reativa e aparente em circuitos elétricos com características não senoidais),” *Elektrotechnische Zeitschrift*, vol. 53, pp. 596–599, 1932.
- [46] F. Buchholz, “Das Begriffssystem Rechteistung, Wirkleistung, totale Blindleistung.” Selbstverlag Munchen, 1950.
- [47] M. Depenbrock, “The FBD-Method, a generally applicable tool for analyzing power relations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 381–387, 1993, doi: 10.1109/59.260849.
- [48] M. Depenbrock, “Investigation of the voltage and power conditions at converter without energy storage,” PhD thesis, Technical University of Hannover, Gernany, 2008.
- [49] H. Akagi, E. Hirokazu Watanabe, and M. Aredes, “*Instantaneous power theory and*

- applications to power conditioning.*” New Jersey: John Wiley & Sons, 2017.
- [50] A. Bogila, “Teorias de Potência Conservativa e Instantânea: Análise Comparativa,” Dissertação, Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho - Faculdade de Engenharia Campus Bauru, 2014.
- [51] L. S. Czarnecki, “Currents’ Physical Components (CPC) concept: A fundamental of power theory,” *Int. Sch. Nonsinusoidal Curr. Compens.*, pp. 1–11, 2008, doi: 10.1109/ISNCC.2008.4627483.
- [52] IEEE STANDARD 1459, “IEEE Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions.” p. 42, 2010. doi: 10.1109/IEEESTD.2010.5439063.
- [53] L. S. Czarnecki, “What is Wrong with the Budeanu Concept of Reactive and Distortion Power and Why It Should be Abandoned,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. IM–36, no. 3, pp. 834–837, 1987, doi: 10.1109/TIM.1987.6312797.
- [54] M. B. Arcadepani, “Análise do impacto das distorções harmônicas de tensão nas componentes de corrente definidas pela CPT e CPC.,” Dissertação, Universidade Estadual Paulista: Câmpus de Bauru, 2021.

APÊNDICE A

Este apêndice objetiva mostrar os resultados obtidos para os oito casos simulados, utilizando as metodologias para compartilhamento de responsabilidades (Superposição, Impedância Dominante, Chaveamento de Capacitores, Injeção de Correntes Harmônicas e CPT).

Tabela A1 – Percentuais de responsabilidades caso 01.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	33,78	66,22	34,27	65,73	33,50	66,50	34,14	65,86	34,47	65,53
7^a	34,50	65,50	34,94	65,06	33,99	66,01	34,91	65,09	34,96	65,04
11^a	33,99	66,01	33,57	66,43	33,75	66,25	34,43	65,57	31,77	68,23
13^a	33,13	66,87	33,28	66,72	33,30	66,70	33,83	66,17	30,22	69,78
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	35,16	64,84	35,97	64,03	34,20	65,80	35,51	64,49	36,41	63,59
7^a	34,65	65,35	35,30	64,70	33,32	66,68	34,89	65,11	36,81	63,19
11^a	39,94	60,06	39,24	60,76	36,92	63,08	39,92	60,08	40,73	59,27
13^a	39,76	60,24	41,41	58,59	38,93	61,07	39,97	60,03	39,60	60,40
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	30,17	69,83	29,92	70,08	32,19	67,81	30,81	69,19	29,11	70,89
7^a	29,92	70,08	29,81	70,19	32,73	67,27	30,14	69,86	28,22	71,78
11^a	26,25	73,75	27,23	72,77	29,27	70,73	25,89	74,11	27,48	72,52
13^a	26,28	73,72	25,32	74,68	27,74	72,26	26,18	73,82	30,17	69,83

Fonte: autoria própria.

Tabela A2 – Percentuais de responsabilidades caso 02.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	0,02	99,98	0,35	99,65	0,03	99,97	0,00	100,00	0,00	100,00
7^a	0,08	99,92	0,25	99,75	0,03	99,97	0,00	100,00	0,00	100,00
11^a	0,09	99,91	0,31	99,69	0,03	99,97	0,00	100,00	0,00	100,00
13^a	0,03	99,97	0,27	99,73	0,04	99,96	0,00	100,00	0,00	100,00
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	53,52	46,48	54,56	45,44	52,33	47,67	53,68	46,32	55,05	44,95
7^a	52,62	47,38	53,65	46,35	50,53	49,47	53,29	46,71	55,78	44,22
11^a	61,65	38,35	60,08	39,92	58,61	41,39	60,77	39,23	61,21	38,79
13^a	59,63	40,37	62,67	37,33	60,92	39,08	61,24	38,76	59,89	40,11
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	46,11	53,89	45,94	54,06	47,63	52,37	46,35	53,65	44,98	55,02
7^a	46,02	53,98	46,65	53,35	49,47	50,53	46,73	53,27	44,27	55,73
11^a	39,87	60,13	40,28	59,72	41,37	58,63	39,24	60,76	38,88	61,12
13^a	39,00	61,00	37,60	62,40	39,05	60,95	38,78	61,22	40,22	59,78

Fonte: autoria própria.

Tabela A3 – Percentuais de responsabilidades caso 03.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	0,00	100,00	0,03	99,97	0,03	99,97	0,00	100,00	0,2	99,80
7^a	0,01	99,99	0,01	99,99	0,03	99,97	0,00	100,00	0,85	99,15
11^a	0,02	99,98	0,01	99,99	0,02	99,98	0,00	100,00	2,27	97,73
13^a	0,01	99,99	0,00	100,00	0,03	99,97	0,00	100,00	2,92	97,08
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	53,69	46,31	54,38	45,62	52,35	47,65	53,68	46,32	54,99	45,01
7^a	52,90	47,10	53,49	46,51	50,36	49,64	53,25	46,75	55,47	44,53
11^a	62,02	37,98	59,97	40,03	58,66	41,34	60,83	39,17	59,95	40,05
13^a	59,76	40,24	62,53	37,47	60,95	39,05	61,26	38,74	58,11	41,89
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	46,21	53,79	45,80	54,20	47,65	52,35	46,39	53,61	44,79	55,21
7^a	46,31	53,69	46,57	53,43	49,63	50,37	46,83	53,17	43,67	56,33
11^a	39,96	60,04	40,07	59,93	41,32	58,68	39,24	60,76	37,77	62,23
13^a	39,05	60,95	37,48	62,52	39,02	60,98	38,81	61,19	38,96	61,04

Fonte: autoria própria.

Tabela A4 – Percentuais de responsabilidades caso 04.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	0,01	99,99	0,04	99,96	0,05	99,95	0,00	100,00	1,69	98,31
7^a	0,03	99,97	0,02	99,98	0,05	99,95	0,00	100,00	3,72	96,28
11^a	0,13	99,87	0,01	99,99	0,04	99,96	0,00	100,00	8,02	91,98
13^a	0,20	99,80	0,01	99,99	0,06	99,94	0,00	100,00	9,94	90,06
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	53,53	46,47	54,40	45,60	51,34	48,66	53,65	46,35	54,20	45,80
7^a	52,64	47,36	53,57	46,43	49,38	50,62	53,32	46,68	53,97	46,03
11^a	61,65	38,35	59,93	40,07	57,17	42,83	60,82	39,18	56,45	43,55
13^a	59,49	40,51	62,58	37,42	59,26	40,74	61,15	38,85	53,78	46,22
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	46,09	53,91	45,80	54,20	48,65	51,35	46,37	53,63	44,11	55,89
7^a	45,91	54,09	46,49	53,51	50,60	49,40	46,70	53,30	42,31	57,69
11^a	39,76	60,24	40,12	59,88	42,83	57,17	39,18	60,82	35,53	64,47
13^a	39,08	60,92	37,44	62,56	40,74	59,26	38,86	61,14	36,28	63,72

Fonte: autoria própria.

Tabela A5 – Percentuais de responsabilidades caso 05.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	26,73	73,27	27,41	72,59	25,01	74,99	27,35	72,65	34,52	65,48
7^a	29,08	70,92	29,71	70,29	26,46	73,54	30,12	69,88	34,80	65,20
11^a	29,99	70,01	28,56	71,44	31,62	68,38	30,54	69,46	30,86	69,14
13^a	29,89	70,11	29,49	70,51	30,89	69,11	30,00	70,00	29,36	70,64
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	27,91	72,09	28,71	71,29	25,24	74,76	28,44	71,56	36,64	63,36
7^a	29,15	70,85	29,91	70,09	25,61	74,39	29,99	70,01	37,04	62,96
11^a	35,43	64,57	34,14	65,86	33,41	66,59	36,02	63,98	39,90	60,10
13^a	35,95	64,05	37,04	62,96	35,37	64,63	36,71	63,29	37,61	62,39
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	24,06	75,94	24,15	75,85	24,78	75,22	25,07	74,93	28,84	71,16
7^a	25,58	74,42	25,78	74,22	26,43	73,57	26,61	73,39	28,16	71,84
11^a	23,09	76,91	23,10	76,90	29,47	70,53	22,77	77,23	29,24	70,76
13^a	23,54	76,46	22,17	77,83	27,31	72,69	23,33	76,67	33,03	66,97

Fonte: autoria própria.

Tabela A6 – Percentuais de responsabilidades caso 06.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	0,02	99,98	0,35	99,65	0,02	99,98	0,00	100,00	0,03	99,97
7^a	0,09	99,91	0,25	99,75	0,02	99,98	0,00	100,00	0,05	99,95
11^a	0,09	99,91	0,31	99,69	0,03	99,97	0,00	100,00	0,10	99,90
13^a	0,01	99,99	0,27	99,73	0,04	99,96	0,00	100,00	0,11	99,89
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	38,65	61,35	39,58	60,42	34,40	65,60	39,14	60,86	55,39	44,61
7^a	40,46	59,54	41,61	58,39	34,10	65,90	41,90	58,10	56,46	43,54
11^a	55,88	44,12	53,19	46,81	54,44	45,56	55,80	44,20	60,25	39,75
13^a	54,45	45,55	57,29	42,71	56,62	43,38	55,96	44,04	57,28	42,72
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	33,77	66,23	33,98	66,02	32,81	67,19	34,41	65,59	44,65	55,35
7^a	36,69	63,31	37,45	62,55	35,38	64,62	38,29	61,71	43,60	56,40
11^a	36,44	63,56	36,62	63,38	40,71	59,29	36,23	63,77	39,85	60,15
13^a	35,95	64,05	34,27	65,73	37,80	62,20	35,54	64,46	42,84	57,16

Fonte: autoria própria.

Tabela A7 – Percentuais de responsabilidades caso 07.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	0,00	100,00	0,03	99,97	0,02	99,98	0,00	100,00	0,45	99,55
7^a	0,02	99,98	0,01	99,99	0,02	99,98	0,00	100,00	1,33	98,67
11^a	0,02	99,98	0,01	99,99	0,03	99,97	0,00	100,00	3,27	96,73
13^a	0,01	99,99	0,00	100,00	0,03	99,97	0,00	100,00	4,02	95,98
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	38,71	61,29	39,44	60,56	34,35	65,65	39,05	60,95	55,21	44,79
7^a	40,55	59,45	41,42	58,58	33,85	66,15	41,70	58,30	55,91	44,09
11^a	56,11	43,89	52,92	47,08	54,48	45,52	55,88	44,12	58,41	41,59
13^a	54,50	45,50	57,08	42,92	56,74	43,26	55,92	44,08	54,86	45,14
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	33,79	66,21	33,90	66,10	32,56	67,44	34,38	65,62	44,33	55,67
7^a	36,88	63,12	37,39	62,61	35,11	64,89	38,29	61,71	42,76	57,24
11^a	36,42	63,58	36,25	63,75	40,34	59,66	36,18	63,82	38,33	61,67
13^a	35,92	64,08	34,04	65,96	37,45	62,55	35,55	64,45	41,11	58,89

Fonte: autoria própria.

Tabela A8 – Percentuais de responsabilidades caso 08.

Indústria 01										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	0,01	99,99	0,04	99,96	0,04	99,96	0,00	100,00	2,25	97,75
7^a	0,04	99,96	0,02	99,98	0,03	99,97	0,00	100,00	4,66	95,34
11^a	0,10	99,90	0,01	99,99	0,05	99,95	0,00	100,00	9,73	90,27
13^a	0,19	99,81	0,01	99,99	0,06	99,94	0,00	100,00	11,33	88,67
Indústria 02										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	38,64	61,36	39,49	60,51	33,13	66,87	39,06	60,94	54,24	45,76
7^a	40,57	59,43	41,61	58,39	32,52	67,48	41,96	58,04	54,10	45,90
11^a	55,72	44,28	52,62	47,38	52,24	47,76	55,77	44,23	54,66	45,34
13^a	54,21	45,79	56,98	43,02	54,34	45,66	55,69	44,31	50,62	49,38
Indústria 03										
<i>h</i>	Superposição		Impedância Dominante		Chaveamento de Capacitores		Injeção de Correntes		CPT	
	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)	Cons. (%)	Sup. (%)
5^a	33,75	66,25	33,94	66,06	31,94	68,06	34,42	65,58	43,51	56,49
7^a	36,79	63,21	37,46	62,54	34,29	65,71	38,41	61,59	41,24	58,76
11^a	36,13	63,87	36,12	63,88	39,83	60,17	36,02	63,98	35,61	64,39
13^a	35,88	64,12	33,80	66,20	37,06	62,94	35,49	64,51	38,05	61,95

Fonte: autoria própria.