

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
CÂMPUS CORNÉLIO PROCÓPIO
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

RAFAELA DIZARÓ SILVEIRA

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
MULTIFUNCIONAIS DE ÚNICO E DUPLO ESTÁGIOS DE CONVERSÃO DE
ENERGIA**

DISSERTAÇÃO

CORNÉLIO PROCÓPIO

2019

RAFAELA DIZARÓ SILVEIRA

**ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
MULTIFUNCIONAIS DE ÚNICO E DUPLO ESTÁGIOS DE CONVERSÃO DE
ENERGIA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para a obtenção do título de “Mestra em Engenharia Elétrica”.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio

CORNÉLIO PROCÓPIO

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

S587 Silveira, Rafaela Dizaró

Análise comparativa entre sistemas fotovoltaicos multifuncionais de único e duplo estágios de conversão de energia / Rafaela Dizaró Silveira. – 2019.
149 p. : il. color. ; 31 cm.

Orientador: Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

Coorientador: Leonardo Poltronieri Sampaio.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Cornélio Procópio, 2019.

Bibliografia: p. 137-141.

1. Conversão de energia elétrica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Energia-transferência. 4. Engenharia Elétrica – Dissertações. I. Silva, Sérgio Augusto Oliveira da, orient. II. Sampaio, Leonardo Poltronieri, coorient. III. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

CDD (22. ed.) 621.3

Biblioteca da UTFPR - Câmpus Cornélio Procópio

Bibliotecário/Documentalista responsável:
Simone Fidêncio de Oliveira Guerra – CRB-9/1276

TERMO DE APROVAÇÃO
Título da Dissertação Nº 056:

“Análise Comparativa Entre Sistemas Fotovoltaicos Multifuncionais de Único e Duplo Estágios de Conversão de Energia”.

por

Rafaela Dizaro Silveira

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio

Esta dissertação foi apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA – Área de Concentração: Sistemas Eletrônicos Industriais, pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR – Câmpus Cornélio Procópio, às 09 horas do dia 27 de junho de 2019. O trabalho foi _____ pela Banca Examinadora, composta pelos professores:

Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva
Presidente

Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio
UTFPR-CP

Prof. Dr. Lúcio dos Reis Barbosa
UEL

Prof. Dr. Paulo Júnior Silva Costa
UTFPR-CP

Visto da coordenação:

Prof. Dr. Alessandro do Nascimento Vargas
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
UTFPR Câmpus Cornélio Procópio

A Folha de Aprovação assinada encontra-se na Coordenação do Programa.

Às minhas irmãs, Ruana e Raíssa.

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Sérgio Augusto Oliveira da Silva, pela orientação deste trabalho, pelo suporte, paciência e por todas as oportunidades. Muito obrigada!

Ao Professor Leonardo Poltronieri Sampaio, coorientador do trabalho, pelas sugestões e colaboração.

Aos Professores Lúcio dos Reis Barbosa e Paulo Júnior Silva Costa, membros da banca, pela disposição em avaliar o trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da UTFPR câmpus Cornélio Procópio, por contribuírem com minha formação pessoal e profissional.

À UTFPR câmpus Cornélio Procópio por toda a estrutura disponibilizada no Laboratório de Eletrônica de Potência, Qualidade de Energia e Energias Renováveis (LEPQER).

Aos integrantes do grupo de pesquisa do LEPQER, Danilo Henrique Wollz, Guilherme Masquetti Pelz, Marcelo Hideo de Freitas Takami, Maykon Vichoski da Rocha, Leonardo Bruno Garcia Campanhol, Vinícius Souza, Vinicius Dário Bacon e Sebastian Manrique pelas discussões pertinentes ao tema e colaboração com o desenvolvimento do trabalho.

À CAPES pelo apoio financeiro.

E por fim, à minha família. Agradeço meus pais, Marisa Dizaró e Rogério Magno da Silveira, minhas irmãs, Ruana Cristina Dizaró Silveira e Raíssa Dizaró Freiria, ao Edivaldo Orsi, à Shirlene Dumont e ao meu amor Rafael Garbelini Lorena por todo apoio, torcida e por entenderem a minha ausência.

O sucesso é a habilidade de ir de uma falha
para a outra sem perder o entusiasmo.
Winston Churchill

RESUMO

SILVEIRA, Rafaela Dizaró. **Análise comparativa entre sistemas fotovoltaicos multifuncionais de único e duplo estágios de conversão de energia.** 2019. 149f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2019.

Este trabalho apresenta o estudo, implementação e análise comparativa envolvendo quatro topologias de sistemas fotovoltaicos multifuncionais (FV-M). Os sistemas FV-M, os quais incluem único e duplo estágios de conversão de energia, são conectados a sistemas elétricos trifásicos a quatro-fios. Os sistemas FV-M são projetados para desempenhar as seguintes funcionalidades: 1) rastreamento da máxima potência nos arranjos FV; 2) injeção de energia ativa na rede elétrica; 3) condicionamento ativo de potência incluindo compensação de reativos, desbalanços, bem como supressão de harmônicos das correntes das cargas. Portanto, além das funções básicas de sistemas FV convencionais, os FV-M abordados neste trabalho também contribuem para a melhoria dos indicadores de qualidade de energia elétrica. Quatro topologias de sistemas FV-M são estudadas neste trabalho, utilizando inversores monofásicos *full-bridge* (1-FB) para conexão à rede elétrica. A primeira, denominada SFVM-1E-C, envolve único estágio de conversão de energia. Ela é implementada utilizando três inversores 1-FB conectados a um barramento CC de tensão comum. A segunda, chamada SFVM-2E-C, é implementada incorporando um conversor CC-CC elevador (conversor *boost*) na topologia SFVM-1E-C. Já a terceira topologia, chamada SFVM-1E-I, também utiliza três inversores 1-FB para conexão com a rede, no entanto, cada um deles é conectado a um barramento CC de tensão independente. Por último, a topologia denominada SFVM-2E-I incorpora três conversores *boost* à topologia SFVM-1E-I. Todas as topologias empregam estratégias de controle independente, de forma que um sistema trifásico a quatro-fios possa ser tratado como três sistemas monofásicos, ou seja, a corrente de cada fase pode ser controlada individualmente. Para garantir a extração da máxima potência dos arranjos FV, a técnica de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) *Perturb and Observe* (P&O) é implementada. Resultados de simulação e testes experimentais são apresentados para avaliar os desempenhos estáticos e dinâmicos das topologias de SFVM. Análises comparativas são realizadas para determinar as vantagens, limitações e aplicabilidade entre cada topologia estudada.

Palavras Chave: Geração distribuída, sistemas fotovoltaicos multifuncionais, condicionamento ativo de potência, conversão de energia de único e duplo estágio.

ABSTRACT

SILVEIRA, Rafaela Dizaró. **Comparative analysis involving multifunctional single- and double-stage photovoltaic energy conversion systems**. 2019. 149f. Dissertação – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2018.

This work presents the study, implementation and comparative analysis involving four topologies of multifunctional photovoltaic (M-PV) systems. The M-PV systems, which include both single- and double- stage energy conversion, are connected to three-phase four-wire electrical systems. The M-PV systems are designed to perform the following functionalities: 1) maximum power tracking in PV arrays; 2) injection of active power into the grid and 3) active power-line conditioning including compensation of load reactive power, unbalances, as well as suppressing of load harmonic currents. Therefore, besides the basic functions of conventional PV systems, the M-PV systems discussed in this work also contribute to power quality indicators improvement. Four topologies of PV systems are studied in this work by using three single-phase full-bridge (1-FB) grid-connected inverters. The first, named SFVM-1E-C, involves a single stage of energy conversion. It is implemented using three 1-FB inverters connected to a common DC-bus voltage. The second, called SFVM-2E-C, is implemented incorporating a step-up DC-DC converter (Boost converter) in the SFVM-1E-C topology. The third topology, called SFVM-1E-I, also makes use of three grid-tied 1-FB inverters; however, each one of them is connected to an independent DC-bus voltage. Finally, in the topology named SFVM-2E-I, three Boost converters are incorporated to the SFVM-1E-I topology. All topologies employ independent control strategies, meaning that the three-phase four-wire system can be treated as three single-phase systems, such that the current of each phase can be controlled individually. In order to guarantee the extraction of the maximum power from the PV arrays, Perturb and Observe (P&O) maximum power point tracking (MPPT) technique is employed. In this work, simulation results and experimental tests are presented to evaluate the static and dynamic performances of the M-PV topologies. Comparative analyses are performed to determine the advantages, limitations and applicability involving each studied topology.

Keywords: Distributed generation, multifunctional photovoltaic systems, power-line conditioning, single- and double- stage energy conversion.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.....	27
Figura 1.2 – Curva característica I-V.....	28
Figura 1.3 – Curva I-V para variações de irradiação solar.....	28
Figura 1.4 – Curva I-V para variações de temperatura.....	28
Figura 1.5 – Associação de módulos fotovoltaicos.....	29
Figura 1.6 – Configuração de único estágio.....	30
Figura 1.7 – Configuração de duplo estágio.....	31
Figura 1.8 – Formas de conexão das unidades consumidoras ao sistema de distribuição...	32
Figura 1.9 – Princípio de funcionamento de um FAPP.....	39
Figura 2.1 – Sistema SFVM-1E-C.....	44
Figura 2.2 – Sistema SFVM-2E-C.....	45
Figura 2.3 – Sistema SFVM-1E-I.....	46
Figura 2.4 – Sistema SFVM-2E-I.....	47
Figura 3.1 – Circuitos monofásicos dos inversores 1-FB: (a) Topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C; (b) Topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I.....	50
Figura 3.2 – Circuitos equivalentes por fase dos inversores 1-FB: (a) Topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C; (b) Topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I.....	50
Figura 3.3 – Etapa 1 de operação do inversor <i>full-bridge</i> : ($0 < t < dT_s$)	51
Figura 3.4 – Etapa 2 de operação do inversor <i>full-bridge</i> : ($dT_s < t < T_s$).....	51
Figura 3.5 – Modelo do conversor <i>boost</i>	57
Figura 3.6 – Primeira etapa de funcionamento do conversor <i>boost</i> , S_b conduzindo.....	58
Figura 3.7 – Segunda etapa de funcionamento do conversor <i>boost</i> , S_b bloqueada.....	59
Figura 4.1 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias SFVM-1E-C SFVM-2E-C: (a) Algoritmos monofásicos baseados no SRF; (b) Algoritmo de compensação de desbalanços de corrente (c) Controle do da tensão no barramento CC.....	63
Figura 4.2 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I: (a) Algoritmos monofásicos baseados no método SRF; (b) Controle do da tensão no barramento CC.....	64
Figura 4.3 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-1E-C: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.....	67

Figura 4.4 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-1E-I: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.....	68
Figura 4.5 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-2E-C: (a) Controle multi-malhas do conversor <i>boost</i> ; (b) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.....	69
Figura 4.6 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-2E-I: (a) Controle multi-malhas do conversor <i>boost</i> ; (b) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.....	70
Figura 4.7 – MCFF operando na topologia SFVM-1E-C.....	72
Figura 4.8 – MCFF operando na topologia SFVM-2E-C.....	74
Figura 4.9 – MCFF operando na topologia SFVM-1E-I.....	76
Figura 4.10 - MCFF operando na topologia SFVM-2E-I.....	78
Figura 5.1 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-C (45V- 4A-850W/div; 0,5s/div).....	95
Figura 5.2 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-C (45V- 4A-850W/div; 0,5s/div).....	95
Figura 5.2 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-I (45V- 4A-850W/div; 0,5s/div).....	96
Figura 5.2 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-I (45V- 4A-850W/div; 0,5s/div).....	97
Figura 5.5 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 1: (a) Topologia SFVM-1E-C; (b) Topologia SFVM-2E-C; (c) Topologia SFVM-1E-I; (d) Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).....	98
Figura 5.6 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-1E-C; (50V-10A/div; 5ms/div)	99
Figura 5.7 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-2E-C; (50V-10A/div; 5ms/div)	99
Figura 5.8 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-1E-I; (50V-10A/div; 5ms/div)	100
Figura 5.9 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div)	100
Figura 5.10 – Resultados de simulação: Tensões da rede elétrica v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , e correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$ no MOP 3 (100V-20A/div; 5ms/div).....	101
Figura 5.11 – Resultados de simulação: Tensões na rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}), correntes na rede elétrica ($i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$), correntes injetadas na rede elétrica ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e	

correntes das cargas ($i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$) no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-C (100V-20A/div; 5ms/div).....	102
Figura 5.12 – Resultados de simulação: Tensões na rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}), correntes na rede elétrica ($i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$), correntes injetadas na rede elétrica ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e correntes das cargas ($i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$) no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-I (100V-20A/div; 5ms/div).....	103
Figura 5.13 – Resultados de simulação: Tensões da rede elétrica v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , e correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$ no MOP 4 (100V-10A/div; 5ms/div).....	104
Figura 5.14 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$ e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-C (100V-10A/div; 5ms/div).	105
Figura 5.15 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$ e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-2E-C (100V-10A/div; 5ms/div).	106
Figura 5.16 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$ e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-I (100V-10A/div; 5ms/div).	106
Figura 5.17 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$ e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-2E-I (100V-10A/div; 5ms/div).	106
Figura 5.18 – Resultados experimentais: (a) Rotina de partida inicial dos inversores nas topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C (100V-10A/div; 5s/div); (b) Controle do barramento CC (30V-10A/div; 250s/div).....	108
Figura 5.19 – Resultados experimentais: (a) Rotina de partida inicial dos inversores nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I (100V-10A/div; 5s/div); (b) Controle do barramento CC (30V-10A/div; 250s/div).....	108
Figura 5.20 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-C (45V-3A-850W/div; 2s/div).....	110
Figura 5.21 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-C (45V-3A-850W/div; 2s/div).....	110
Figura 5.22 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-I (45V-3A-850W/div; 1s/div).....	110

Figura 5.23 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-I (45V-3A-850W/div; 2s/div).....	111
Figura 5.24 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 1: (a) Topologia SFVM-1E-C; (b) Topologia SFVM-2E-C (c) Topologia SFVM-1E-I (d) Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).....	112
Figura 5.25 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	113
Figura 5.26 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	113
Figura 5.27 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	114
Figura 5.28 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	114
Figura 5.29 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	115
Figura 5.30 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	115
Figura 5.31 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	115
Figura 5.32 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	116
Figura 5.33 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-1E-C; (50V-10A/div; 5ms/div).....	116
Figura 5.34 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-2E-C; (50V-10A/div; 5ms/div).....	117

Figura 5.35 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-1E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).....	117
Figura 5.36 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).....	118
Figura 5.37 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 2 : (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	118
Figura 5.38 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 2 : (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	119
Figura 5.39 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 2 : (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	119
Figura 5.40 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 2 : (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	119
Figura 5.41 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 2: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	120
Figura 5.42 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 2: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	120
Figura 5.43 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 2: (a) fase ‘b’; (b) fase ‘c’.....	121
Figura 5.44 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 2: (a) fase ‘b’; (b) fase ‘c’.....	121
Figura 5.45 – Resultados experimentais: Tensões da rede elétrica v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , e correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$ no MOP 3 (100V-20A/div; 5ms/div).....	121
Figura 5.46 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes das cargas do MOP 3: (a) Corrente i_{La} ; (b) Corrente i_{Lb} ; (c) Corrente i_{Lc}	122
Figura 5.47 – Resultados experimentais: Potências e FP das cargas no MOP 3: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	122

Figura 5.48 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-C (100V-20A/div; 5ms/div).....	123
Figura 5.49 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 3: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	123
Figura 5.50 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 3: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	124
Figura 5.51 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-I (100V-20A/div; 5ms/div).....	125
Figura 5.52 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 3: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	125
Figura 5.53 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 3: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	126
Figura 5.54 – Resultados experimentais: Tensões da rede elétrica v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , e correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$ no MOP 4 (100V-10A/div; 5ms/div).....	126
Figura 5.55 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes das cargas do MOP 4: (a) Corrente i_{La} ; (b) Corrente i_{Lb} ; (c) Corrente i_{Lc}	127
Figura 5.56 – Resultados experimentais: Potências e FP das cargas no MOP 4: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	127
Figura 5.57 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-C (100V-20A/div; 5ms/div).....	128
Figura 5.58 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 4: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	128
Figura 5.59 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 4: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	129

Figura 5.60 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-I (100V-20A/div; 5ms/div).....	129
Figura 5.61 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 4: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc}	130
Figura 5.62 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 4: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.....	130
Figura B.1 – Sistema PLL monofásico.....	143
Figura C.1 – Fluxograma do Algoritmo P&O para as topologias: SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.....	144
Figura C.2 – Fluxograma do Algoritmo P&O para as topologias: SFVM-1E-C e SFVM-1E-I.....	145
Figura D.1 – Cenários de falha no MOP 2: (a) Falha no arranjo FV da topologia SFVM-1E-C; (b) Falha no arranjo FV da fase ‘a’ da topologia SFVM-1E-I; (c) Falha no arranjo FV da topologia SFVM-2E-C; (d) Falha no arranjo FV da fase ‘a’ na topologia SFVM-2E-I.....	147

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1 – Níveis de tensões consideradas para conexão de centrais geradoras.....	32
Tabela 1.2 – Tensões nominais padronizadas de baixa tensão.....	33
Tabela 1.3 – Faixas de operação do Fator de Potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.....	34
Tabela 1.4 – Tempo de respostas às condições anormais de tensão.....	35
Tabela 1.5 – Limites de distorção harmônica de tensão.....	37
Tabela 1.6 – Limites de distorção harmônica de tensão no PAC.....	37
Tabela 1.7 – Limites de distorção das harmônicas de correntes em % de I_L	38
Tabela 4.1 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de corrente dos inversores.....	80
Tabela 4.2 – Ganhos dos controladores PI de corrente dos inversores.....	82
Tabela 4.3 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de tensão dos barramentos CC.....	83
Tabela 4.4 – Ganhos dos controladores PI de tensão dos barramentos CC.....	85
Tabela 4.5 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha interna de corrente do <i>boost</i>	86
Tabela 4.6 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor <i>boost</i>	88
Tabela 4.7 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha externa de tensão do <i>boost</i>	89
Tabela 4.8 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor <i>boost</i>	91
Tabela 5.1 – Parâmetros das topologias SFVM.....	94
Tabela 5.2 – Parâmetros das cargas utilizadas nas topologias SFVM.....	94
Tabela 5.3 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 1.....	98
Tabela 5.4 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 2.....	101
Tabela 5.5 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 3.....	103
Tabela 5.6 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 4.....	107
Tabela 5.7 – Valores de potência fornecida pelos arranjos FV.....	109
Tabela 5.8 – Aspectos construtivos das topologias SFVM.	131
Tabela D.1 – Especificações do módulo fotovoltaico utilizado nas topologias SFVM.....	145
Tabela D.2 – Especificações dos arranjos FV de acordo com cada topologia SFVM.....	145
Tabela D.3 – Especificações dos arranjos FV no caso de falha.....	147

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

1-FB	<i>Single Phase Full Bridge</i>
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DHT	Distorção Harmônica Total
FAPP	Filtro Ativo de Potência Paralelo
FP	Fator de Potência
FPB	Filtro Passa Baixa
FV	Fotovoltaico
LMPP	<i>Local Maximum Power Point</i>
MCFF	Malha de Controle <i>Feed Forward</i>
MOP	Modo de Operação
MOP 1	Modo de Operação 1
MOP 2	Modo de Operação 2
MOP 3	Modo de Operação 3
MOP 4	Modo de Operação 4
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NBR	Norma Brasileira
VSI	<i>Voltage Source Inverter</i>
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PI	Proporcional-Integral

PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
PRODIST	Procedimentos de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	<i>Photovoltaic</i>
SFVM-1E-C	Sistema FV Multifuncional de Único Estágio com Barramento CC Compartilhado
SFVM-2E-C	Sistema FV Multifuncional de Duplo Estágio com Barramento CC Compartilhado
SFVM-1E-I	Sistema FV Multifuncional de Único Estágio com Barramento CC Independente
SFVM-2E-I	Sistema FV Multifuncional de Duplo Estágio com Barramento CC Independente
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
SRF	<i>Synchronous Reference Frame</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>

Sumário

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO GERAL	23
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO	23
1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS	25
1.2.1 Módulo Fotovoltaico: Tecnologia para Geração da Energia Fotovoltaica.....	26
1.2.2 Configurações de Sistemas Fotovoltaicos	29
1.2.3 Características Normativas	31
1.2.3.1 <i>Tipo de Conexão com a Rede Elétrica</i>	31
1.2.3.2 <i>Recomendações para Interface de Conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede Elétrica</i>	33
1.2.3.3 <i>Normas e Recomendações Relacionadas à Qualidade da Energia Elétrica e aos</i> <i>Harmônicos</i>	35
1.2.4 Sistema FV com a Funcionalidade de Filtro Ativo de Potência Paralelo.....	38
1.3 PROPOSTA DO TRABALHO	39
1.4 OBJETIVOS	41
1.4.1 Objetivo Geral.....	41
1.4.2 Objetivos Específicos	41
1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	42
CAPÍTULO 2 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS EM ESTUDO	43
2.1 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE ÚNICO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (SFVM-1E-C).....	43
2.2 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (SFVM-2E-C).....	44
2.3 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE ÚNICO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE POR FASE (SFVM-1E-I)	45
2.4 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE POR FASE (SFVM-2E-I)	47
2.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	48
CAPÍTULO 3 – MODELAGEM MATEMÁTICA	49
3.1 MODELAGEM DA PLANTA DE CORRENTE DO INVERSOR <i>FULL-BRIDGE</i>	49
3.2 MODELAGEM DA PLANTA DE TENSÃO DO INVERSOR <i>FULL-BRIDGE</i>	53
3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC <i>BOOST</i>	57
3.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	61

CAPÍTULO 4 – SISTEMA DE CONTROLE	62
4.1 GERAÇÃO DAS CORRENTES DE REFERÊNCIA	62
4.2 MALHAS DE CONTROLE: CORRENTE DOS INVERSORES <i>FULL-BRIDGE</i> , CONTROLE DA TENSÃO NOS BARRAMENTOS CC E CONVERSORES CC-CC <i>BOOST</i>	66
4.3 MALHA <i>FEED-FORWARD</i>	70
4.3.1 Malha <i>Feed-Forward</i> para a Topologia SFVM-1E-C	71
4.3.2 Malha <i>Feed-Forward</i> para a Topologia SFVM-1E-I.....	72
4.3.3 Malha <i>Feed-Forward</i> para a Topologia SFVM-2E-C	75
4.3.4 Malha <i>Feed-Forward</i> para a Topologia SFVM-2E-I.....	76
4.4 PROJETO DOS CONTROLADORES	78
4.4.1 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle de Corrente dos Inversores	80
4.4.2 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Tensão dos barramentos CC.....	83
4.4.3 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle do Conversor <i>Boost</i>	85
4.4.3.1 <i>Controlador PI da Malha Interna de Corrente</i>	86
4.4.3.2 <i>Controlador PI da Malha Externa de Tensão</i>	88
4.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	91
CAPÍTULO 5 – RESULTADOS	92
5.1 MODOS DE OPERAÇÃO DOS SFVM.....	93
5.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	95
5.2.1 Modo de operação 1 (MOP 1)	95
5.2.2 Modo de operação 2 (MOP 2)	99
5.2.3 Modo de Operação 3 (MOP 3).....	101
5.2.4 Modo de Operação 4 (MOP 4).....	101
5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	107
5.3.1 Controle da Tensão do Barramento CC.....	107
5.3.2 Modo de operação 1 (MOP1)	109
5.3.3 Modo de operação 2 (MOP2)	116
5.3.4 Modo de operação 3 (MOP 3)	121
5.3.5 Modo de operação 4 (MOP 4)	126
5.4 ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS SFVM.....	131
5.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO	133
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES FINAIS	134
6.1 CONCLUSÕES	134

6.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE DO TRABALHO	135
REFERÊNCIAS	136
APÊNDICE A – MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA	141
APÊNDICE B – SISTEMA DE SINCRONISMO PLL	143
APÊNDICE C – TÉCNICA DE MPPT	144
APÊNDICE D – UNIDADE DE GERAÇÃO DA ENERGIA: ARRANJOS FV	146
APÊNDICE E – PROTÓTIPO	149

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO GERAL

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

O crescimento da demanda por energia elétrica percebido nos últimos anos está diretamente relacionado aos índices de qualidade de vida e desenvolvimento econômico social. Dados publicados pelo relatório da agência americana EIA (*Energy Information Administration*), mostram que a projeção de crescimento da demanda por energia global situa-se em 0,9% ao ano até 2050 (EIA, 2018). No Brasil, por sua vez, a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) estimou um aumento no consumo em 3,7% ao ano entre os anos de 2017 e 2026 (EPE, 2018). Isso implica na necessidade de planejamento do setor energético incluindo o sistema elétrico de potência (SEP), para expansão da geração de energia (OLIVEIRA, 2016). Por outro lado, a conjuntura socioeconômica e os sérios impactos ambientais causados tanto para construção de novas usinas e centrais elétricas, quanto pela utilização de fontes de energia baseadas em combustíveis fósseis, têm impulsionado governos e pesquisadores em âmbito mundial, a buscarem outras soluções e estratégias para o atendimento da crescente demanda energética.

Nesse contexto, a geração de energia elétrica a partir de fontes alternativas e renováveis tem sido considerada uma opção sustentável para aumentar a oferta de energia (REN21, 2018). Esse modelo se apresenta como um elevado potencial disruptivo no panorama energético que pode aliar economia financeira, modernização dos SEP, diminuição das agressões ao meio ambiente e ainda promover a diversificação da matriz energética global.

Uma forte tendência para o aproveitamento das fontes alternativas de energia são os sistemas de geração distribuída (GD), os quais geralmente empregam geradores fotovoltaicos (FV), células à combustível, aerogeradores, dentre outros, conectados à rede de distribuição do SEP por meio de instalações em unidades consumidoras. Tal modalidade pode proporcionar benefícios como auto suprimento de eletricidade, redução no carregamento das redes, adiamento em investimentos para expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, minimização de perdas de potência, uma vez que a geração de energia é posicionada próxima ao consumidor e melhoria do nível de tensão na rede elétrica (INEE, 2018). Além disso, políticas de incentivo por meio de regulamentações e programas governamentais têm sido anunciadas em diversos países de forma a criar condições isonômicas para o aumento da inserção de sistemas de GD ao sistema elétrico.

Diante desse cenário, a geração de energia solar FV tem ganhado destaque e sua utilização vem crescendo significativamente devido as suas características de geração silenciosa e estática, de baixo impacto ambiental e facilidade e rapidez para instalação em residências e empreendimentos comerciais e industriais (MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB, 2017). De acordo com o relatório de análise de mercado *Global Market Outlook for Solar Power*, apresentado pela *SolarPower Europe*, no ano de 2017 a energia solar fotovoltaica apresentou a maior taxa de crescimento de novas capacidades instaladas em comparação a qualquer outra fonte de geração (EUROPE, 2018). Ainda, no mesmo relatório é previsto um crescimento em 50% das instalações com módulos solares, em âmbito global, entre os anos de 2018 e 2022. Já no cenário brasileiro, mediante a Norma Técnica nº 0056/2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) projetou um aumento de 26.834 para 886.700 conexões em unidades consumidoras no horizonte 2017-2024 (ANEEL, 2017).

A conexão de sistemas fotovoltaicos (FV) na rede elétrica de distribuição deve atender requisitos de segurança e satisfazer critérios de qualidade de energia, geralmente estabelecidos por normas técnicas, de forma que o desempenho do sistema elétrico não seja prejudicado. No Brasil, a Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) por meio da Norma Brasileira NBR 16149 de 2013, determina as características para interface da conexão, enquanto que a ANEEL estabelece as condições gerais para que os sistemas FV conectados ao SEP operem injetando potência ativa na rede elétrica.

A energia elétrica oriunda dos módulos FV é gerada em corrente contínua (CC), neste caso, é necessário converter essa energia em corrente alternada (CA) para que esta seja devidamente injetada na rede elétrica. Normalmente, o processo de conversão de energia pode ser realizado de duas maneiras distintas, sendo elas, duplo estágio ou único estágio. Na conversão de energia de duplo estágio, o primeiro estágio, CC-CC, é usado para elevar a tensão proveniente de um arranjo de módulos FV, enquanto que o segundo estágio, CC-CA, é usado para conectar o sistema FV à rede elétrica (CAMPANHOL; SILVA; SAMPAIO, 2014; WU et al., 2011). Já na conversão de simples estágio o arranjo FV é conectado diretamente ao barramento CC do conversor CC-CA conectado à rede elétrica (SILVA et al., 2015).

Embora sejam evidentes as vantagens da geração de energia FV, esta tecnologia apresenta características intermitentes relacionadas à variabilidade climática da irradiação solar e da temperatura, impactando diretamente na quantidade de energia gerada (BRITO et al., 2013). Dessa forma, o desenvolvimento de estratégias de controle, topologias de conversores e outras questões de como permitir o melhor aproveitamento dos sistemas de energia solar têm

sido crescentes (BASTIDAS-RODRIGUEZ et al., 2014; MALINOWSKI; LEON; ABU-RUB, 2017; SILVA et al., 2016; SRINIVAS et al., 2018).

Pelo lado técnico, os conversores que compõem o sistema FV, devem ser controlados para garantir a máxima extração da energia produzida pelo arranjo FV. Isso pode ser conseguido com a utilização de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) (BRITO et al., 2013). Algumas técnicas, como P&O (*Perturb and Observe*) e IC (*Incremental Conductance*) são bastante difundidas na literatura e apresentam boa capacidade no rastreamento da máxima potência e facilidade de implementação.

Ademais, tendo em vista que um sistema FV não injeta potência nominal durante o dia todo, devido suas características intermitentes, existe a possibilidade da implementação de multifuncionalidades ao sistema a partir da disponibilidade da capacidade remanescente dos conversores. O emprego de multifuncionalidades permite agregar serviços auxiliares para melhoria da qualidade de energia elétrica dos sistemas de fornecimento de energia como regulação de tensão, compensação de reativos, compensação de desbalanços e ainda supressão de harmônicos (BONALDO; POMILIO, 2013).

De forma particular, as distorções harmônicas são conhecidas por acarretar diversos possíveis problemas ao SEP bem como em equipamentos elétricos. Correntes com conteúdo harmônico, drenadas por cargas não-lineares conectadas à rede elétrica, podem causar distorções na tensão do Ponto de Acoplamento Comum (PAC) da rede de alimentação do sistema (AKAGI, 1996; NETO et al., 2004). Além disso, as distorções harmônicas podem causar sobreaquecimento e perdas em condutores e em transformadores, vibrações em máquinas elétricas, influência na operação de dispositivos de proteção, diminuição do fator de potência, entre outros problemas (SANKARAN, 2001).

Em virtude destas considerações, a compensação de reativos, desbalanços e supressão de harmônicos, primariamente realizadas por meio de aplicações envolvendo filtros ativos de potência (FAP) (AKAGI, 1996), têm sido incorporadas como funções adicionais na operação e controle de sistemas FV conectados na rede elétrica, tornando estes sistemas mais flexíveis, multifuncionais e atrativos para diversas aplicações.

1.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

Na literatura, muitos trabalhos propõem a operação multifuncional para sistemas FV, os quais apresentam as funcionalidades de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), injeção de potência ativa e adicionalmente, realizam uma ou mais funções de compensação de

distúrbios presentes na rede elétrica. Em (BRANDÃO et al, 2013), uma estratégia de controle multifuncional é aplicada à um sistema FV monofásico que opera como regulador de tensão ou filtro ativo de potência, enquanto que em (YANG et al., 2016), um sistema FV também monofásico, é implementado para realizar compensação de potência reativa. Já em (SILVA et al., 2016) é apresentado a aplicação de uma malha de controle *feed-forward* para melhorar a resposta dinâmica da tensão no barramento CC de um sistema FV de duplo estágio e, além disso, tal sistema é capaz de atuar no condicionamento ativo de potência. Para sistemas trifásicos a três fios, em (SHAH; HUSSAIN; SINGH, 2017, SRINIVAS et al., 2018) são propostos algoritmos e técnicas de controle para melhorar a qualidade da energia em sistemas de distribuição atuando em balanceamento de cargas, supressão de harmônicos e correção do fator de potência. Já o trabalho em (CAMPANHOL, 2017), apresenta um sistema FV de único estágio com a função de condicionador de qualidade de energia unificado para sistemas elétricos trifásicos a três e a quatro-fios.

A operação multifuncional tem possibilitado o desenvolvimento de técnicas de controle flexíveis visando um melhor aproveitamento do sistema FV (YANG et al., 2016). Juntamente com a injeção de energia ativa à rede elétrica, é possível atuar na melhoria da qualidade da energia tornando o desempenho do sistema adequado e confiável.

Considerando as vantagens dos sistemas FV com operação multifuncional, é importante que esta abordagem, bem como suas aplicações, seja estudada e consolidada. Este trabalho se insere neste cenário buscando contribuir com discussões a partir de uma análise comparativa de topologias de sistemas FV multifuncionais conectados à rede elétrica com único e duplo estágios de conversão de energia. Além das funcionalidades fundamentais, os sistemas FV propostos podem compensar reativos, desbalanços e realizar a supressão de harmônicos de corrente de cargas conectadas ao sistema elétrico, contribuindo assim para a melhoria dos indicadores de qualidade de energia.

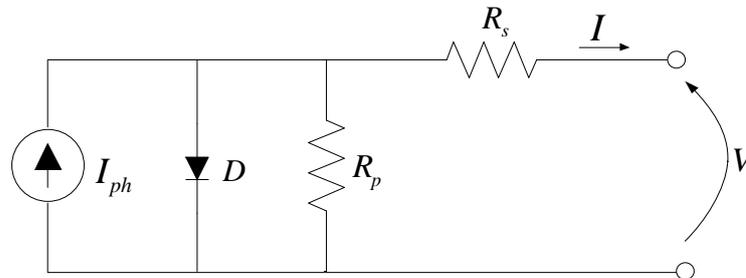
1.2.1 Módulo Fotovoltaico: Tecnologia para Geração da Energia Fotovoltaica

Um módulo FV é constituído por um conjunto de células FV, as quais são dispositivos de material semicondutor, responsáveis pela conversão direta da irradiação solar em eletricidade. Geralmente, para fabricação de células FV, utiliza-se o silício, podendo ser monocristalino, policristalino ou amorfo (ABINEE, 2012).

O funcionamento de uma célula FV pode ser determinado conforme o circuito elétrico equivalente, representado pelo modelo de um diodo, da Figura 1.1. Este modelo, por representar

satisfatoriamente uma célula fotovoltaica, tem sido muito utilizado em estudos e aplicações que envolvem sistemas FV (SAMPAIO; SILVA, 2017; OLIVEIRA et al., 2016; GUO et al., 2012; CASARO; MARTINS, 2008).

Figura 1.1 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.



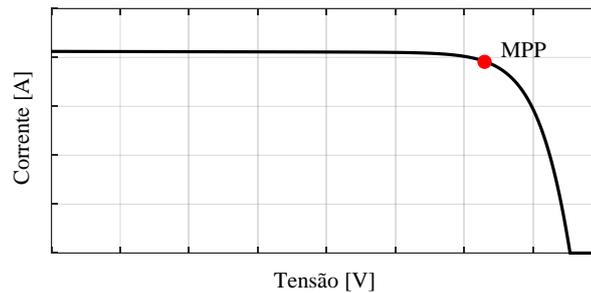
Fonte: Adaptado de Casaro; Martins, 2008.

A corrente gerada pela célula FV pode ser obtida por:

$$I = I_{ph} - I_r \left[e^{q \left(\frac{V + IR_s}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1.1)$$

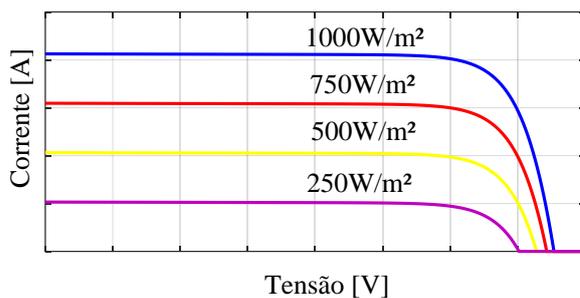
onde, V e I são respectivamente tensão e corrente nos terminais de saída da célula; I_{ph} é a fotocorrente; I_r a corrente de saturação reversa da célula; R_s e R_p são respectivamente as resistências série e paralela do circuito equivalente; q é a carga do elétron $1,6 \cdot 10^{-19}$, k é a constante de Boltzmann $1,38 \cdot 10^{-23}$, T é a temperatura em Kelvin e n é o fator de idealidade da junção p-n. A modelagem completa do circuito equivalente da Figura 1.1 está apresentada no Apêndice A.

A partir da solução da equação (1.1), é possível obter a curva característica de corrente e tensão (I-V) de um módulo FV, como mostrado na Figura 1.2, sendo o MPP (*Maximum Power Point*), o ponto de operação em que a máxima potência do módulo é extraída.

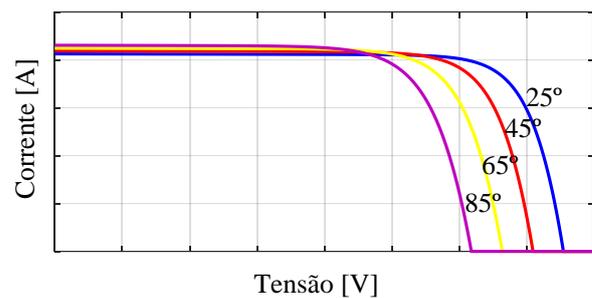
Figura 1.2 – Curva característica I-V.

Fonte: Autoria própria.

O MPP é influenciado pelas condições de irradiação solar e temperatura, resultando em alterações da corrente e da tensão de saída da célula fotovoltaica (CASARO; MARTINS, 2008; BRITO et al., 2013; PANDIARAJAN; MUTHU, 2011). A Figura 1.3, apresenta um exemplo do comportamento da curva característica I-V devido às variações de irradiação solar. Como pode ser visto a corrente é quase linearmente proporcional à irradiação solar enquanto que a tensão é pouco modificada. Já a Figura 1.4 mostra o efeito referente à variação da temperatura, que pouco influencia na corrente gerada pelo módulo FV, porém, sua tensão é significativamente alterada.

Figura 1.3 – Curva I-V para variações de irradiação solar.

Fonte: Autoria própria.

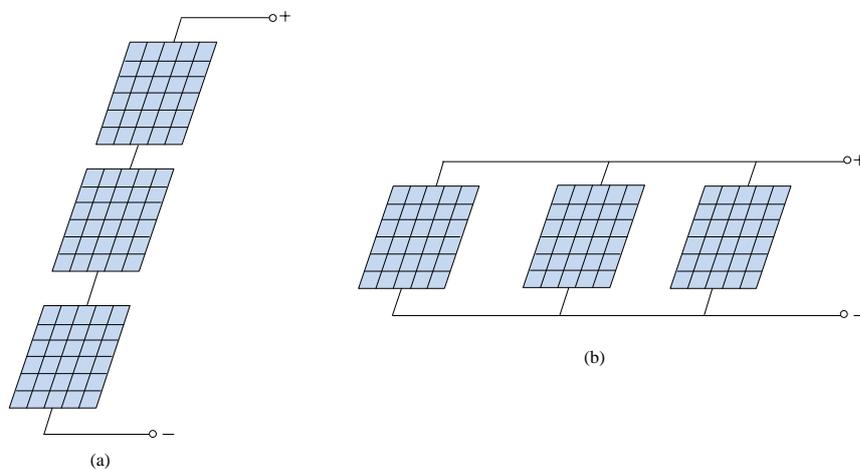
Figura 1.4 – Curva I-V para variações de temperatura.

Fonte: Autoria própria.

Sendo assim, em função da não linearidade da curva I-V, bem como da influência que a irradiação solar e temperatura exercem sobre a mesma, é desejável que o sistema FV opere sempre no MPP. Com este propósito, técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) têm sido comumente empregadas, cuja função é garantir a maximização da transferência de potência gerada para cada ponto de operação definida pelas condições de temperatura e irradiação solar em que o módulo FV é submetido (BARRETO, 2014).

Além disso, os módulos FV podem ser associados em série e/ou paralelo resultando nos arranjos FV, conforme mostrado na Figura 1.5. Quando os módulos são associados em série, como na Figura 1.5 (a), tem-se um arranjo em forma de *string* onde é possível aumentar o nível de tensão de saída nos terminais deste arranjo. Por outro lado, ao realizar a associação de módulos em paralelo, de acordo com a Figura 1.5 (b), obtém-se um aumento da corrente fornecida pelo arranjo de módulos. A escolha da estrutura do arranjo depende da aplicação e dos conversores utilizados para o processamento da energia do sistema.

Figura 1.5 – Associação de módulos fotovoltaicos.



Fonte: Autoria própria.

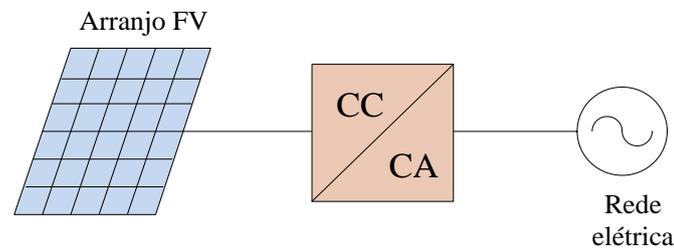
1.2.2 Configurações de Sistemas Fotovoltaicos

O estágio de conversão de energia de um sistema FV é realizado por um sistema de processamento de energia, o qual é constituído por equipamentos de condicionamento de potência como conversores de potência, elementos de filtragem, barramento de tensão CC, e além disso, integra um sistema de controle composto pela técnica de MPPT, algoritmos para geração de referências das grandezas de corrente e tensão, algoritmo de sincronismo com a rede elétrica, controladores, dentre outros.

Na configuração de único estágio, CC-CA, como ilustrado na Figura 1.6, somente um conversor CC-CA, também chamado inversor, é utilizado para realizar a interface de conexão entre o arranjo FV e a rede elétrica (JAIN; AGARWAL, 2007; RODRIGUES; TEIXEIRA; BRAGA, 2003). Neste caso, o inversor é responsável pela execução da técnica de MPPT do arranjo FV, bem como pelo controle da tensão no barramento CC e da corrente a ser injetada

na rede elétrica. As vantagens desse tipo de configuração estão na utilização de menos componentes, tamanho e custo reduzidos e diminuição das perdas no processamento da energia (HUSSAIN; KANDPAL; SINGH, 2016; JAIN; AGARWAL, 2007). Entretanto, muitas vezes, é necessário um número maior de módulos FV associados em série, quando comparados com a estrutura de duplo estágio, para se obter o nível mínimo de tensão no barramento CC que possibilite o funcionamento correto do inversor. Além disso, o sistema é fortemente afetado em condições de sombreamento parcial, pois os módulos conectados em série ficam limitados aos níveis de corrente dos módulos sombreados (OLIVEIRA, 2015).

Figura 1.6 – Configuração de único estágio.



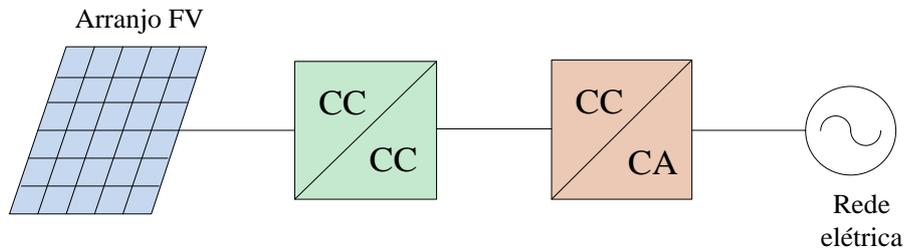
Fonte: Autoria própria.

Já a configuração mostrada na Figura 1.7 representa um sistema com conversão de energia com duplo estágio. Neste caso, um conversor elevador de tensão CC-CC compreende o primeiro estágio, o qual é responsável pelo rastreamento do ponto de máxima potência e adequação do nível da tensão de saída do arranjo FV, enquanto que um inversor representa o segundo estágio, CC-CA, sendo este encarregado pelo controle da corrente injetada na rede, bem como pelo controle da tensão do barramento CC (SILVA, et. al 2016).

Uma vantagem apresentada por esta configuração está na possibilidade da elevação da tensão contínua, visto que a tensão nos terminais de saída de um arranjo FV pode ser reduzida quando comparada à tensão necessária para alimentar o barramento CC do inversor (SAMPAIO, 2010). Adicionalmente, também há o desacoplamento do arranjo FV com o inversor, de modo que as funções de controle e execução do MPPT não é mais centralizada apenas no inversor, como o caso da configuração de único estágio. Todavia, algumas desvantagens podem ser citadas como maior número de componentes e possível redução da eficiência (YONGLI; JIANGUO; DI, 2011). Por outro lado, os sistemas FV de duplo estágio são menos afetados às condições de sombreamento parcial, pois o sombreamento em módulos

de uma *string*, por exemplo, não limita a corrente dos módulos associados nas outras *strings* conectadas em paralelo.

Figura 1.7 – Configuração de duplo estágio.



Fonte: Autoria própria.

1.2.3 Características Normativas

O estabelecimento de normas, recomendações e/ou diretrizes que abordam as condições para interface de conexão de sistemas FV à rede elétrica, bem como parâmetros e limites relacionados à qualidade de energia elétrica para estes sistemas, tem permitido orientar consumidores e concessionárias de energia além de fornecer referências para a análise quantitativa dos distúrbios que podem estar presentes na rede elétrica.

A seguir, são descritos os tópicos mais relevantes abordados em normas técnicas que relaciona as características e recomendações para conexão de sistemas FV à rede elétrica.

1.2.3.1 Tipo de Conexão com a Rede Elétrica

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é composto por redes de linhas de alta, média e baixa tensão. O Modulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), estabelece as condições de acesso ao sistema de distribuição definindo critérios técnicos, operacionais e implementação da conexão de novos acessantes.

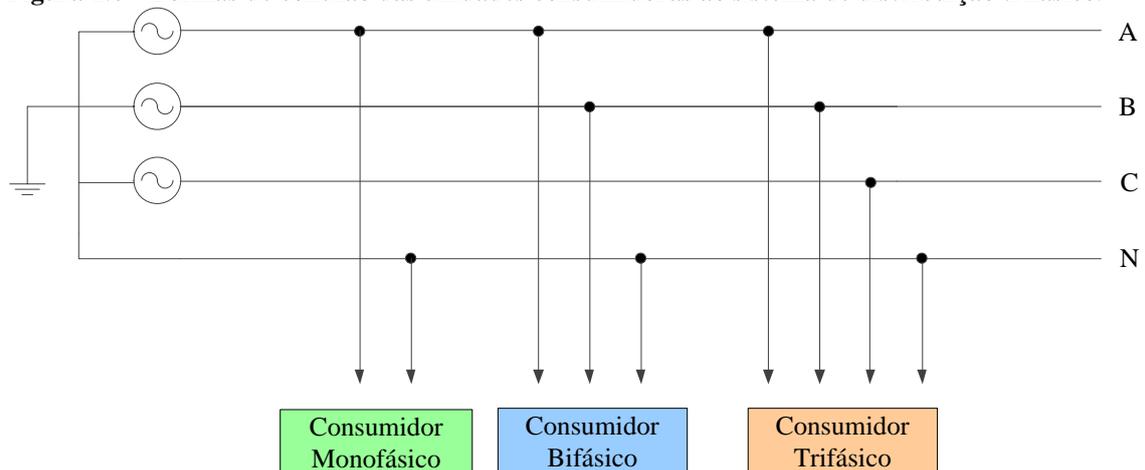
Para a conexão de centrais geradoras ao sistema de distribuição, são consideradas as faixas de potência indicadas na Tabela 1.1, de acordo com o nível de tensão da conexão.

Tabela 1.1 – Níveis de tensões consideradas para conexão de centrais geradoras.

Potência Instalada	Nível de Tensão
< 10 kW	Baixa tensão
10 kW a 75 kW	Baixa tensão
76 kW a 150 kW	Baixa tensão/Média tensão
151 kW a 500 kW	Baixa tensão/Média tensão
501 kW a 10 MW	Média tensão/Alta tensão
11 MW a 30 MW	Média tensão/Alta tensão
>30 MW	Alta tensão

Fonte: Módulo 3 do PRODIST - ANEEL, 2017.

A rede de distribuição de baixa tensão, foco de aplicação deste trabalho, é geralmente baseada em linhas trifásicas com condutor neutro aterrado, das quais derivam os ramos de ligação para o atendimento de energia aos consumidores residenciais e pequenos comércios e indústrias (ABRADEE, 2018). A Figura 1.8 ilustra, de forma genérica, as principais formas de conexão das unidades consumidoras com a rede elétrica. O ponto de conexão do acessante com geração distribuída é o próprio ponto de entrega de energia da unidade consumidora.

Figura 1.8 – Formas de conexão das unidades consumidoras ao sistema de distribuição trifásico.

Fonte: Autoria própria.

Já os níveis de tensão para conexão de unidades consumidoras ao sistema de distribuição, também definidos pelo PRODIST, estão mostrados na Tabela 1.2. Dessa forma, o acesso de sistemas FV à rede elétrica pode se dar da forma monofásica, bifásica ou trifásica.

Tabela 1.2 – Tensões nominais padronizadas de baixa tensão.

Tensão Nominal [V]	Sistema
220/127	Trifásico
380/220	
254/127	Monofásico
440/220	

Fonte: Módulo 3 do PRODIST - ANEEL, 2017.

1.2.3.2 Recomendações para Interface de Conexão de Sistemas Fotovoltaicos à Rede Elétrica

A energia fornecida de um sistema FV à rede elétrica e/ou às cargas locais em corrente alternada, deve ser mantida nos devidos padrões, de modo a não causar falhas de operação no sistema elétrico. Ou seja, deve haver compatibilidade entre o sistema FV e a interface de conexão.

No Brasil, a Norma Brasileira NBR 16149 de 2013 da ABNT, estabelece recomendações para conexão de sistemas FV à rede elétrica e seus requisitos. A seguir, são descritos os principais itens abordados na NBR 16149.

- 1) Compatibilidade com a Rede Elétrica:
 - a) Tensão e frequência: A tensão e a frequência do sistema fotovoltaico devem ser compatíveis com a rede elétrica local.
 - b) Faixa operacional de tensão: A faixa operacional de tensão do sistema fotovoltaico é determinada para garantir proteção visto que, normalmente controla-se a corrente injetada na rede elétrica. O sistema fotovoltaico deve operar com tensão entre $80\% \leq V \leq 110\%$ com relação à tensão nominal do sistema elétrico.
 - c) Faixa operacional de frequência: O sistema fotovoltaico deve operar de forma sincronizada com a rede elétrica, dentro dos limites de frequência definidos entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Caso, a frequência da rede elétrica assuma valores abaixo de 57,5 Hz ou valores acima de 62 Hz, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede elétrica dentro de 0,2s.
 - d) Proteção de injeção de componente CC na rede elétrica: Caso a injeção de componentes CC na rede elétrica ultrapassar 0,5% da corrente nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve cessar o fornecimento de energia à rede em até 1s.

- e) Fator de potência: O valor do fator de potência do sistema elétrico, pode ser calculado a partir dos valores de potências ativa energia ativa (EA) e energia reativa (ER) como dado em (1.2).

$$FP = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (1.2)$$

Quando a potência do sistema FV a ser injetada na rede for maior que 20% da potência nominal do inversor, o sistema deve operar nas faixas de FP estabelecidos na Tabela 1.3.

Tabela 1.3 – Faixas de operação do Fator de Potência para sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Potência Nominal do Sistema PV (P_{PVn})	Fator de Potência (FP)	Observação
$P_{PVn} \leq 3 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	-
$3 \text{ kW} < P_{PVn} \leq 6 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	Possibilidade de operar com FP ajustável em 0,95 indutivo até 0,95 capacitivo
$P_{PVn} > 6 \text{ kW}$	0,98 indutivo até 0,98 capacitivo	Possibilidade de operar com FP ajustável em 0,90 indutivo até 0,90 capacitivo

Fonte: NBR 16149 ABNT, 2013.

2) Segurança Pessoal e Proteção do Sistema Fotovoltaico

- a) Perda da tensão da rede: Se a rede elétrica não estiver energizada por motivos de atuações contra faltas ou por manutenção, o sistema fotovoltaico deve cessar seu fornecimento de energia para prevenir o ilhamento.
- b) Variações de tensão: As variações de tensão e a desconexão do sistema fotovoltaico da rede elétrica, pode representar um ilhamento, se caracterizando por condições anormais de operação da rede elétrica. Neste caso, o sistema fotovoltaico deve atuar, e fornecer uma resposta ao sistema para garantir a segurança e evitar danos para a rede elétrica. A Tabela 1.4, mostra o tempo de desligamento do sistema fotovoltaico com relação às faixas de tensão de operação.
- c) Proteção contra ilhamento: O sistema fotovoltaico deve interromper o fornecimento de energia à rede elétrica em até 2 s após a perda da rede (ilhamento).

- d) Reconexão: Após uma desconexão, devido condições anormais no sistema, o sistema fotovoltaico não pode retomar o fornecimento de energia à rede, por um tempo de 20 s a 300 s após a retomada das condições normais de operação.

Tabela 1.4 – Tempo de respostas às condições anormais de tensão.

Tensão no ponto de acoplamento comum (% da tensão nominal V_n)	Tempo máximo de desligamento
$V < 80\%$	0,2 s
$80\% < P_{PVn} \leq 110\%$	Regime normal de operação
$110\% < V$	0,4 s

Fonte: NBR 16149 ABNT, 2013.

1.2.3.3 Normas e Recomendações Relacionadas à Qualidade da Energia Elétrica e aos Harmônicos

A qualidade de energia elétrica (QEE) está relacionada à continuidade do serviço, ou seja, o fornecimento de energia sem interrupções; e à qualidade do produto, que segundo (DUGAN et al., 1996), consiste em evitar qualquer problema de tensão, corrente ou nas variações de frequência da rede elétrica que resultem em falhas de equipamentos.

Logo, para garantir uma boa qualidade de energia, é importante manter prudência na interação entre consumidores e concessionárias de energia elétrica. Enquanto que as concessionárias garantem a disponibilidade de energia, a responsabilidade dos consumidores é conferida à sua interferência no ponto de acoplamento comum (PAC) do sistema elétrico.

Como mencionado anteriormente, um sistema FV a ser conectado à rede elétrica de distribuição, deve cumprir os requisitos de qualidade e segurança e também ser capaz de fornecer à rede elétrica, uma energia em conformidade com os padrões estabelecidos.

Por outro lado, no que tange à ocorrência de problemas no PAC, estes também podem estar relacionados às distorções de tensão resultantes da circulação de correntes harmônicas drenadas da rede elétrica por conta de conexão de cargas não-lineares cujas características contribuem com a degradação da QEE (SILVA, 2001; STONES; COLLINSON, 2001).

No Brasil, o módulo 8 do PRODIST desenvolvido pela ANEEL, apresenta a caracterização dos fenômenos, indicadores e as recomendações relativas às perturbações de tensão na rede elétrica e define padrões de conformidade para o fornecimento de energia (ANEEL, 2018).

Com relação aos harmônicos de tensão ou corrente, estes podem ser definidos como sinais com componentes de frequências múltiplas da frequência fundamental. Além de causar distorções na tensão de alimentação do PAC, a circulação de componentes harmônicas no sistema elétrico pode acarretar falhas em equipamentos sensíveis, perdas de capacitores, aquecimento de motores e transformadores e redução do fator de potência (FP). Ainda, em sistemas trifásicos a quatro-fios, mesmo quando há cargas equilibradas conectadas à rede elétrica, harmônicos de ordem 3 e seus múltiplos circulam pelo condutor neutro, podendo resultar em sobreaquecimentos e exceder sua capacidade elétrica.

Para as distorções harmônicas, no modulo 8 do PRODIST são estabelecidos limites que correspondem ao valor máximo de distorção a ser observado no sistema de distribuição de acordo com sua tensão nominal. Os indicadores considerados são: distorção harmônica total de tensão ($DTT\%$), distorção harmônica total de tensão para componentes múltiplas de 3 ($DTT_3\%$), distorção harmônica total de tensão para componentes pares não múltiplas de 3 ($DTT_p\%$) e distorção harmônica total de tensão para componentes ímpares não múltiplas de 3 ($DTT_i\%$), as quais podem ser calculadas respectivamente por (1.3), (1.4), (1.5) e (1.6), onde h é a ordem harmônica; h_{max} é a ordem harmônica máxima; h_3 são as ordens harmônicas múltiplas de 3; h_p são as ordens harmônicas pares não múltiplas de 3; h_i são as ordens harmônicas ímpares não múltiplas de 3; V_h é a tensão harmônica de ordem h e V_1 é a tensão fundamental.

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.3)$$

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h_3} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.4)$$

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.5)$$

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \cdot 100\% \quad (1.6)$$

Na Tabela 1.5, constam os limites das distorções harmônicas totais de tensão em porcentagem da tensão fundamental, considerando os valores dos indicadores $DTT_p\%$ e $DTT_l\%$ superados em 5% de 1008 leituras válidas.

Tabela 1.5 – Limites de distorção harmônica de tensão.

Indicador (superado em 5% de 1008 leituras válidas)	Tensão nominal		
	Vn < 1kV	1kV < Vn < 69kV	69KV < Vn < 230kV
$DTT\%$	10,0 %	8,0 %	5,0 %
$DTT_p\%$	2,5 %	2,0 %	1,0 %
$DTT_l\%$	7,5 %	6,0 %	4,0 %
$DTT_3\%$	6,5 %	5,0 %	3,0 %

Fonte: Módulo 8 do PRODIST - ANELL, 2018.

Outra norma frequentemente utilizada como referência em aplicações que envolvem análises de conteúdo harmônico, é a norma americana IEEE Std. 519-2014 elaborada pelo Instituto dos Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos (*IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers*), a qual tem a finalidade de estabelecer limites de harmônicos injetados na rede elétrica por consumidores e os referidos valores são medidos no PAC. A Tabela 1.6 apresenta os limites máximos de distorção harmônica de tensão individual e total no PAC, relacionados com os níveis de tensão do barramento do sistema.

Tabela 1.6 – Limites de distorção harmônica de tensão no PAC.

Tensão no PAC	Harmônica individual (%)	Distorção Harmônica Total (DHT) (%)
$V_s \leq 1,0 \text{ kV}$	5,0	8,0
$1,0 \text{ KV} \leq V_s \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ KV} \leq V_s \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$V_s > 161 \text{ kV}$	1,0	1,5

Fonte: IEEE Std. 519, 2014.

Para as distorções harmônicas de corrente, os limites são estabelecidos conforme o nível de tensão e também o nível de curto-circuito do PAC. Quanto maior a corrente de curto-circuito (I_{CC}) em relação à corrente de demanda da carga (I_L), maior é o limite de distorção admissível. Porém, à medida que se eleva a tensão, menores são os limites aceitáveis (IEEE

Std. 519-2014, 2014). Na Tabela 1.7 estão mostrados os limites de distorções harmônicas de corrente, com valores em porcentagem relacionados a I_L de acordo com o nível de tensão.

Tabela 1.7 – Limites de distorção das harmônicas de correntes em % de I_L .

Ordem individual das harmônicas (harmônicas ímpares)						
120 V $\leq V_s \leq$ 69 kV						
I_{cc} / I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	TDD
< 20	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
69 kV < $V_s \leq$ 161 kV						
< 20	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
20 < 50	3,5	1,75	1,25	0,5	0,25	4,0
50 < 100	5,0	2,25	2,0	0,75	0,35	6,0
100 < 1000	6,0	2,75	2,5	1,0	0,5	7,5
>1000	7,5	3,5	3,0	1,25	0,7	10,0
$V_s > 161$ kV						
< 25	1,0	0,5	0,38	0,15	0,1	1,5
25 < 50	2,0	1,0	0,75	0,3	0,15	2,5
≥ 50	3,0	1,5	1,15	0,45	0,22	3,75

Fonte: IEEE Std. 519, 2014.

1.2.4 Sistema FV com a Funcionalidade de Filtro Ativo de Potência Paralelo

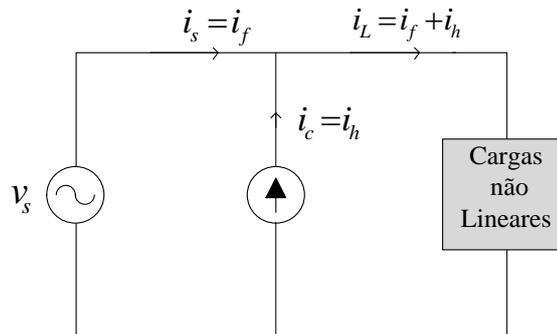
A fim de permanecer em conformidade com os critérios estabelecidos por normas e recomendações de qualidade de energia relacionadas aos harmônicos, aplicações envolvendo filtros ativos de potência paralelos (FAPPs), se classificam como uma boa opção na mitigação dos problemas de correntes harmônicas que circulam pelo sistema elétrico (NETO et al., 2004; SILVA, 2001).

Os FAPPs são equipamentos eletrônicos capazes de atuar na supressão de correntes harmônicas e se necessário, realizar compensação de reativos e desbalanços de correntes das cargas (SINGH et al., 1999; CAMPANHOL; SILVA; GOEDTEL 2014).

A Figura 1.9 mostra o princípio de funcionamento de um FAPP onde, a corrente da carga não-linear (i_L) é composta por uma componente fundamental (i_f) e por uma componente harmônica (i_h). Em um sistema ideal, a corrente fornecida pela fonte (i_s), deveria ser igual a

componente fundamental da carga (i_f). Portanto, o FAPP é responsável por fornecer uma corrente (i_c), a qual deve ser igual às componentes harmônicas (i_h) da carga de modo que ocorra o cancelamento.

Figura 1.9 – Princípio de funcionamento de um FAPP.



Fonte: Adaptado de Silva, 2001.

Um sistema FV pode incorporar a função de FAPP por meio de adaptações e configurações em seu sistema de controle a partir da disponibilidade de capacidade remanescente dos conversores que compõem o sistema FV. Dessa forma, uma melhor utilização da estrutura é proporcionada agregando serviços auxiliares ao sistema.

É importante mencionar que ainda não há padrões e normatizações específicas para sistemas que operam de forma simultânea injetando energia ativa à rede elétrica e atuando na compensação de distúrbios. Porém, tais sistemas vêm sendo amplamente empregados em diversos trabalhos na literatura. Isso sugere para os próximos anos, uma maior visibilidade e possibilidades para regulamentação desses sistemas.

1.3 PROPOSTA DO TRABALHO

De acordo com as considerações supracitadas, este trabalho tem como proposta realizar um estudo comparativo entre quatro topologias de sistemas FV multifuncionais de único e duplo estágios de conversão de energia conectados à sistemas trifásicos a quatro-fios. Os sistemas operam em suas funções básicas de extração da máxima potência e injeção de energia ativa à rede elétrica e, adicionalmente, atuam como FAPP de forma a melhorar a qualidade de energia no PAC quando cargas não-lineares são conectadas ao sistema elétrico.

Optou-se por implementar os sistemas FV com conexão à rede elétrica trifásica a quatro-fios por sua aplicação ser abrangente, permitindo a possibilidade de conexão com o condutor neutro e abastecimento de cargas monofásicas bem como trifásicas.

A interface de conexão entre os sistemas de geração de energia FV e a rede elétrica, é realizada utilizando três inversores monofásicos em ponte completa (*full-bridge*) (1-FB), sendo cada unidade inversora conectada a uma fase do sistema elétrico. Essa configuração apresenta como vantagem a característica modular, permitindo a implementação e controle individual por fase, ou seja, o sistema trifásico pode operar como três sistemas monofásicos independentes. Outro aspecto vantajoso, é a redução do valor da tensão do barramento CC quando comparado com outras topologias inversoras, como Split-Capacitor e Four-Legs por exemplo, ambas utilizadas também em sistemas trifásicos a quatro-fios (CAMPANHOL, 2012). Tensão reduzida resulta em menor número de módulos FV conectados em série no arranjo FV, além de menor tensão aplicada nas chaves de potência. Além disso, há flexibilidade e facilidade de manutenção entre os inversores, pois, caso haja falha ou necessidade de interromper a operação de um dos inversores, os demais continuam realizando suas funções normalmente.

Para as topologias que operam com duplo estágio, são empregados conversores CC-CC do tipo *boost* no primeiro estágio de conversão de energia. Este conversor é classificado como um elevador de tensão e é amplamente utilizado em aplicações que envolvem sistemas FV pela simplicidade de implementação.

Com relação à técnica de MPPT, optou-se por implementar a técnica P&O, devido sua simplicidade e desempenho satisfatório quando a irradiação solar é uniforme sobre os módulos FV.

Sendo assim, as topologias estudadas neste trabalho, são denominadas a seguir:

- Sistema fotovoltaico multifuncional de único estágio com barramento CC compartilhado (SFVM-1E-C);
- Sistema fotovoltaico multifuncional de duplo estágio com barramento CC compartilhado (SFVM-2E-C);
- Sistema fotovoltaico multifuncional de único estágio com barramento CC independente por fase (SFVM-1E-I);
- Sistema fotovoltaico multifuncional de duplo estágio com barramento CC independente por fase (SFVM-2E-I).

Para a primeira topologia, denominada SFVM-1E-C, é utilizando três inversores monofásicos do tipo ponte completa (1-FB) conectados a um mesmo barramento CC de tensão, no qual é implementada uma técnica de MPPT envolvendo assim um único estágio de

conversão de energia. A segunda, denominada SFVM-2E-C, é implementada incorporando na topologia SFVM-1E-C o estágio de elevação de tensão, por intermédio de um conversor CC-CC *boost* onde a técnica de MPPT é agora implementada neste conversor. Já a terceira topologia, chamada SFVM-1E-I, também utiliza três inversores 1F-B para conexão com a rede, porém, cada um deles é conectado a um barramento CC de tensão independente. Por último, a topologia denominada SFVM-2E-I incorpora à topologia SFVM-1E-I os estágios de elevação de tensão composta por três conversores *boost*.

A partir disso, é possível avaliar os desempenhos estáticos e dinâmicos das estruturas em diferentes condições de operação, fornecendo uma análise de suas vantagens, limitações e aspectos construtivos.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo Geral

Estudar e implementar quatro topologias de sistemas FV multifuncionais de único e duplo estágios de conversão de energia, conectados à sistemas elétricos trifásicos a quatro-fios. Os sistemas em estudo são projetados para desempenhar as seguintes funcionalidades: extração da máxima potência disponível no arranjo FV, injeção de potência ativa à rede elétrica, compensação de reativos, desbalanços e supressão de harmônicos de correntes advindos da conexão de cargas ao sistema elétrico. Além disso, realizar análises comparativas entre as topologias envolvendo aspectos de desempenho.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Estudar os conceitos relacionados aos sistemas FV e suas configurações de simples e duplo estágios de conversão de energia;
- Estudar as características normativas relacionadas aos sistemas FV, os conceitos referentes à QEE bem como as normas e recomendações para os harmônicos de corrente e tensão;
- Estudar e implementar a técnica de MPPT-P&O;
- Implementar estratégias de controle que permita a operação dos SFVM;
- Realizar simulações computacionais de cada uma das topologias SFVM;

- Realizar ensaios experimentais utilizando protótipo das topologias SFVM, de forma a analisar e avaliar seus desempenhos para diferentes condições de operação.

1.5 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em seis capítulos.

No Capítulo 2, são apresentadas as topologias de SFVM estudadas neste trabalho, elucidando as características construtivas de cada topologia bem como os princípios de funcionamento das mesmas.

No Capítulo 3, é realizada a modelagem matemática dos circuitos que compõem as topologias dos SFVM, considerando as diferenças e particularidades de cada uma delas.

Já no Capítulo 4, é descrito o sistema de controle aplicado à cada topologia de SFVM, o qual é composto pela geração das correntes de referência a serem sintetizadas pelos inversores, controle da corrente nos inversores, controle da tensão nos barramentos CC e, no caso das topologias de duplo estágio, controle do conversor *boost*. Também, é apresentado a metodologia e projeto dos controladores implementados nas estruturas.

No Capítulo 5, é apresentado os resultados obtidos a partir de simulações computacionais bem como dos ensaios experimentais. Além disso, as análises relativas à comparação das topologias em estudo, é apresentada.

No Capítulo 6, são apresentadas as conclusões do trabalho.

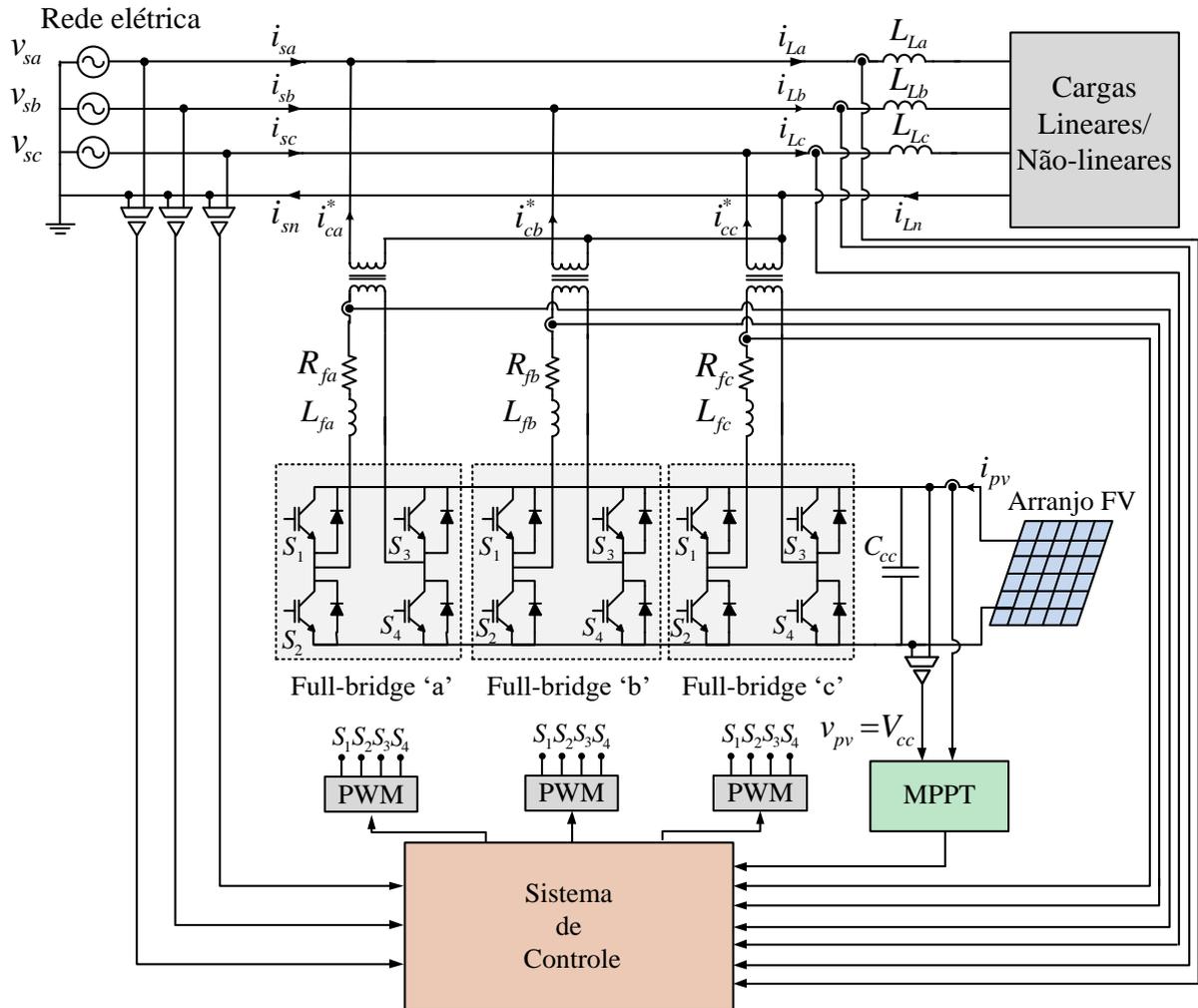
CAPÍTULO 2 – SISTEMAS FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS EM ESTUDO

A seguir, neste capítulo, são descritas as topologias de Sistemas Fotovoltaicos Multifuncionais (SFVM) em estudo, classificadas de acordo com o número de estágios de conversão de energia e quanto à configuração do barramento de tensão dos inversores.

2.1 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE ÚNICO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (SFVM-1E-C)

A Figura 2.1 apresenta a primeira topologia em estudo, chamada neste trabalho, SFVM-1E-C. Esta estrutura é implementada utilizando três inversores monofásicos *full-bridge* (1-FB), um capacitor no barramento de tensão CC, três indutores como filtros de acoplamento, e também requerem o uso de três transformadores para garantir isolamento galvânica. Nota-se que, a interface de conexão entre os inversores 1-FB e a rede elétrica, é realizada por intermédio dos transformadores, sendo que a utilização destes é obrigatória nesta topologia de forma a evitar curto-circuito entre as fases da rede elétrica. Nesta estrutura, o sistema de geração de energia fotovoltaica é representado por um único arranjo FV, o qual é composto por três *strings* em paralelo, e cada *string* com oito módulos FV conectados em série. Tal arranjo FV é conectado diretamente ao barramento CC dos inversores envolvendo assim, apenas um estágio de conversão de energia. A máxima potência disponibilizada pelo arranjo FV é extraída implementando uma técnica de MPPT diretamente no controle da tensão no barramento CC dos inversores. Já as estratégias de controle das correntes, são implementadas de forma independente por fase de forma que o sistema trifásico a quatro-fios seja tratado como três sistemas monofásicos independentes.

Figura 2.1 – Sistema SFVM-1E-C.



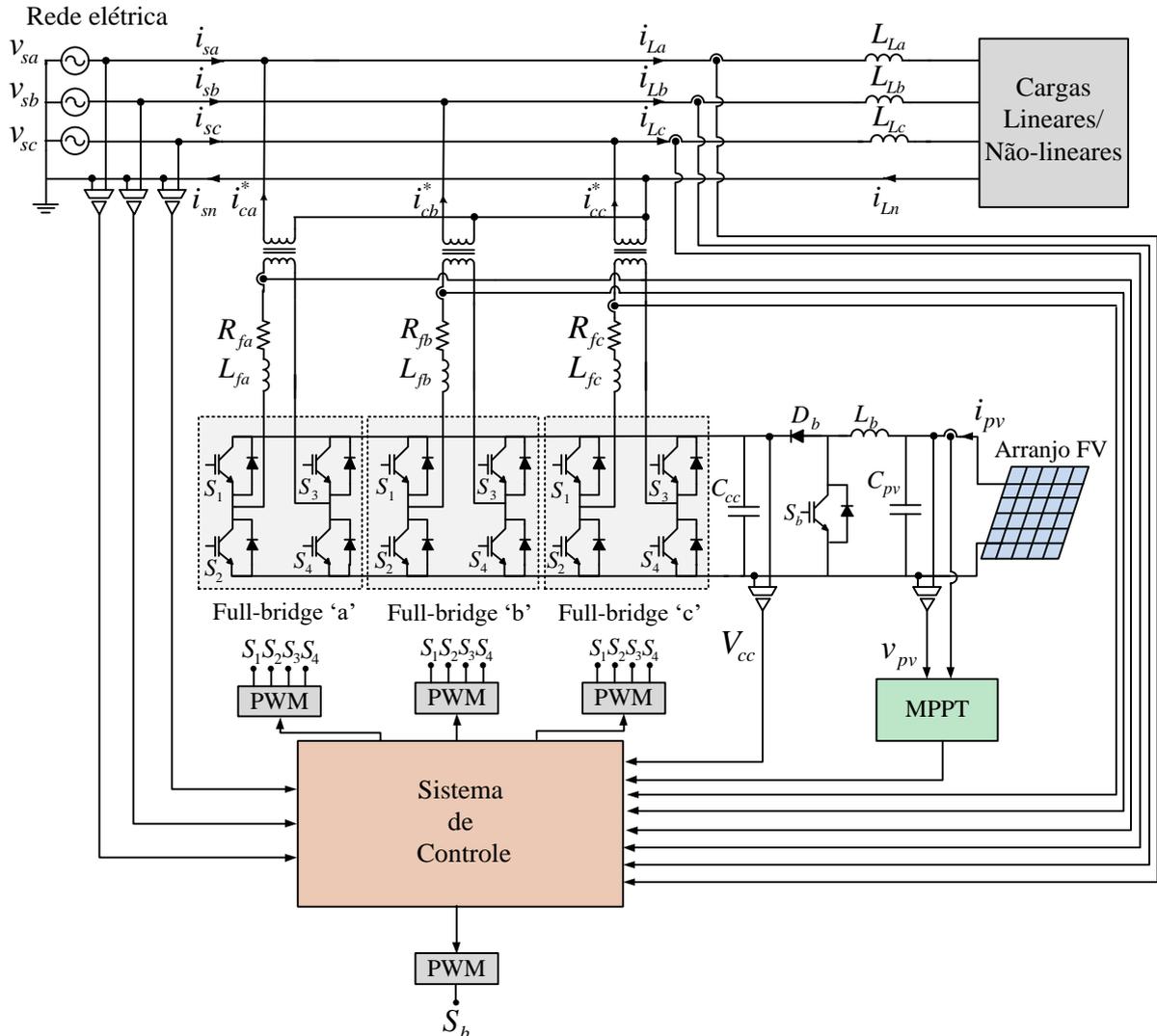
Fonte: Autoria própria.

2.2 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC COMPARTILHADO (SFVM-2E-C)

A segunda topologia, SFVM-2E-C, está mostrada na Figura 2.2. Observa-se que esta estrutura apresenta uma configuração muito similar à apresentada na seção anterior, contudo, o estágio de conversão CC-CC é incluído no sistema. Neste caso, um conversor elevador de tensão *boost* compreende o primeiro estágio da conversão de energia do arranjo FV, o qual é composto por quatro *strings* em paralelo, sendo cada *string* composta por seis módulos FV conectados em série. A técnica de MPPT é agora implementada no conversor *boost*, também responsável por adequar o nível da tensão de saída do arranjo FV, para posteriormente ser devidamente acoplado ao barramento de tensão CC dos inversores 1-FB. Agora, os inversores têm apenas a função de controlar suas respectivas correntes a serem injetadas na rede elétrica

bem como controlar a tensão em seu barramento CC. Nesta topologia, as estratégias de controle também são empregadas de forma independente por fase.

Figura 2.2 – Sistema SFVM-2E-C.



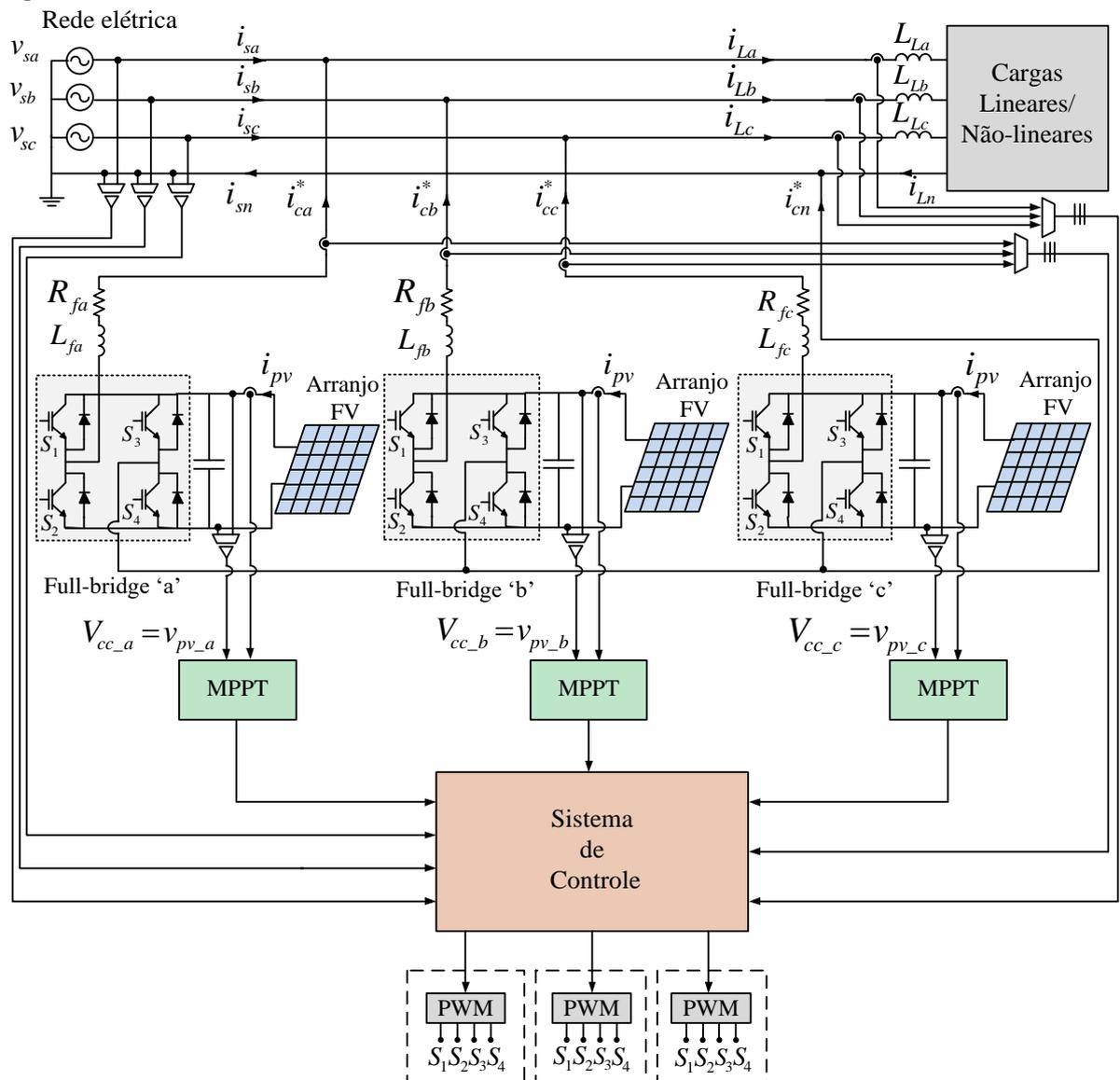
Fonte: Autoria própria.

2.3 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE ÚNICO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE POR FASE (SFVM-1E-I)

A Figura 2.3 apresenta a topologia SFVM-1E-I. Esta estrutura é composta por três inversores 1-FB, três capacitores para os barramentos de tensão CC e três indutores de acoplamento. Observa-se que cada inversor é conectado a um barramento de tensão CC independente, tornando desnecessário o uso dos transformadores de isolamento, uma vez que os

conversores não compartilham mais o mesmo barramento CC. Nesta topologia, o sistema de geração de energia FV é constituído por três arranjos FV, sendo cada um composto por uma *string* de oito módulos FV conectados em série. Cada arranjo FV é conectado a um inversor 1-FB ou seja, esta topologia apresenta apenas um estágio de conversão de energia. Devido ao sistema apresentar configurações totalmente independentes por fase e ser tratado como três sistemas monofásicos, as técnicas de MPPT e estratégias de controle são aplicados em cada uma das fases separadamente.

Figura 2.3 – Sistema SFVM-1E-I.

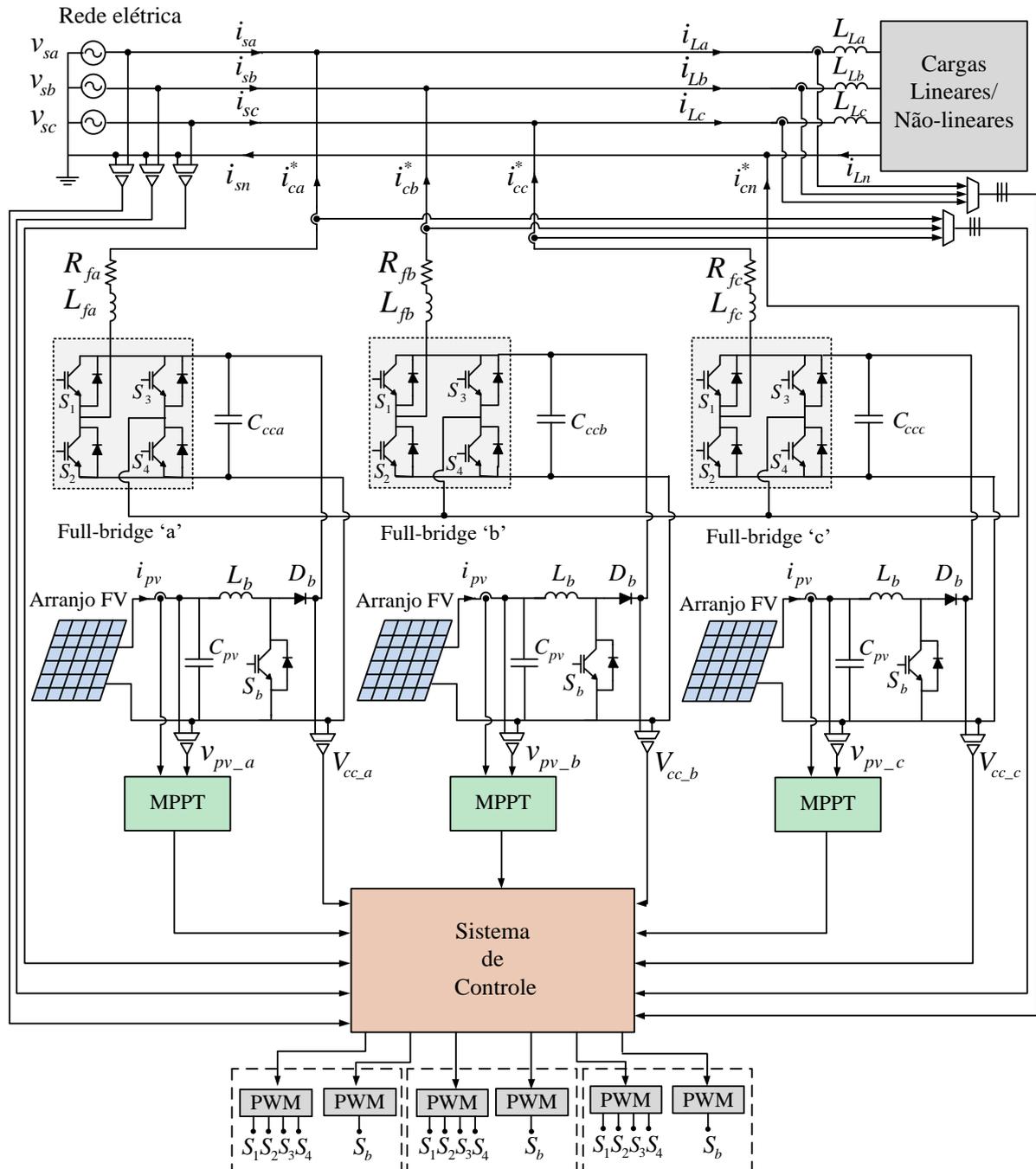


Fonte: Autoria própria.

2.4 SISTEMA FV MULTIFUNCIONAL DE DUPLO ESTÁGIO COM BARRAMENTO CC INDEPENDENTE POR FASE (SFVM-2E-I)

A última topologia em estudo, SFVM-2E-I, está mostrada na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Sistema SFVM-2E-I.



Fonte: Autoria própria.

Esta configuração também é composta por três inversores 1-FB, três capacitores para os barramentos CC e três indutores de acoplamento, implementada com duplo estágio de conversão de energia. Para isso, são utilizados três conversores elevadores de tensão CC-CC *boost* que além de adequar os níveis da tensão disponibilizada pelos arranjos FV, também garantem o desempenho de seus respectivos algoritmos de MPPT. Cada arranjo FV é composto por duas *strings* em paralelo, sendo cada *string* composta por quatro módulos FV conectados em série. Já os inversores, têm somente a função de controlar as suas respectivas correntes a serem injetadas da rede elétrica e tensões nos barramentos CC. Portanto, cada fase desta estrutura terá um conjunto inversor 1-FB, conversor CC-CC e arranjo FV independente. As técnicas de controle também são implementadas de forma independente para cada fase.

2.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo foram apresentadas as configurações das topologias de sistemas SFVM estudadas neste trabalho, as quais foram classificadas de acordo com o número de estágios de conversão de energia e quanto à configuração do barramento de tensão dos inversores. As informações topológicas são importantes para determinar a representação matemática das estruturas bem como identificar as variáveis a serem controladas. No próximo capítulo, é apresentado a modelagem matemática dos circuitos de potência dos sistemas SFVM.

CAPÍTULO 3 – MODELAGEM MATEMÁTICA

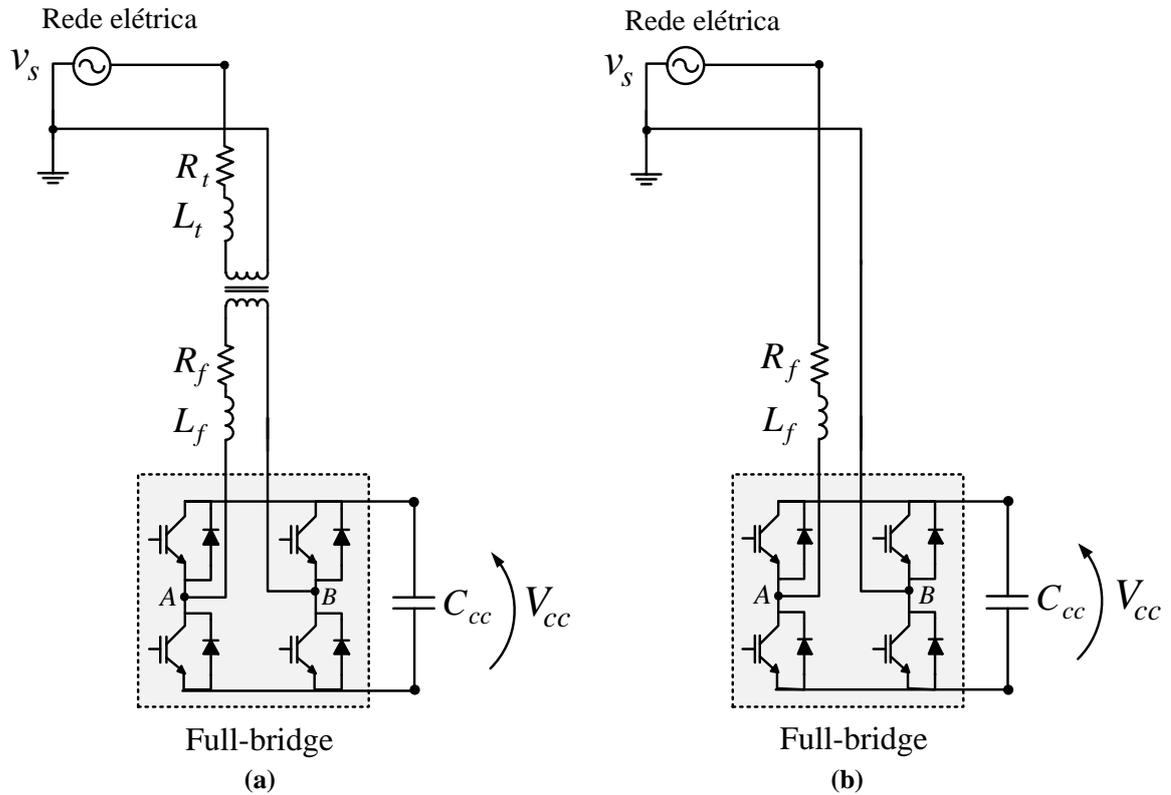
Neste capítulo, é apresentado a modelagem matemática dos circuitos de potência das topologias SFVM estudadas neste trabalho, com o objetivo de obter as funções transferências que representam fisicamente as referidas estruturas. Estes modelos são necessários devido à utilização de malhas de controle, as quais garantem que a energia seja injetada na rede elétrica. As topologias SFVM apresentam único e duplo estágio de conversão de energia, onde ambos os tipos de topologias utilizam inversores 1-FB e, apenas as topologias de duplo estágio apresentam o conversor CC-CC *boost* em sua estrutura. A seguir, na seção 3.1 é apresentada a modelagem da planta de corrente dos inversores 1-FB, na seção 3.2 é descrita a obtenção da planta de tensão para os barramentos CC e por fim, a obtenção das plantas de corrente e tensão do conversor *boost*, é apresentada na seção 3.2.

3.1 MODELAGEM DA PLANTA DE CORRENTE DO INVERSOR *FULL-BRIDGE*

O método empregado para a modelagem matemática dos circuitos utiliza a técnica de pequenos sinais. Como as topologias operam com inversores monofásicos 1-FB, a análise pode ser realizada considerando os circuitos equivalentes de uma única fase, sendo o modelo igual para as demais fases (CAMPANHOL, 2012). A Figura 3.1 apresenta os circuitos monofásicos dos inversores 1-FB, onde as indutâncias e resistências de acoplamento são admitidas iguais para todas as fases, ou seja, $L_{fa} = L_{fb} = L_{fc} = L_f$ e $R_{fa} = R_{fb} = R_{fc} = R_f$, assim para todas as topologias. Nesta análise, quando pertinente, também são consideradas as indutância (L_t) e resistência (R_t) de dispersão, presentes no circuito da Figura 3.1 (a), as quais são referidas do lado secundário para o lado primário do transformador com relação de transformação unitária.

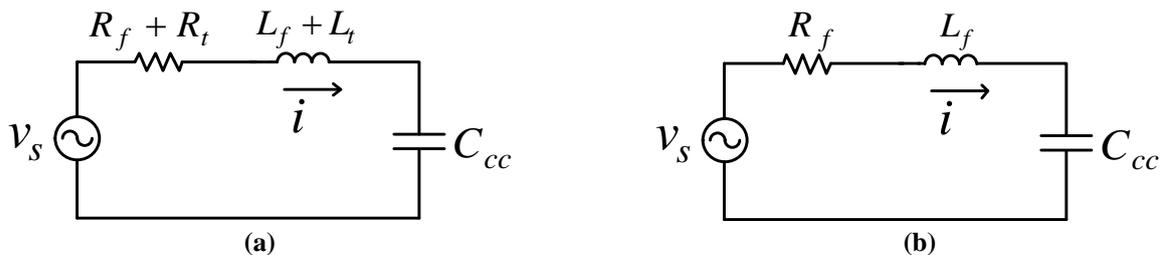
A modulação utilizada no comando das chaves de potência dos inversores é do tipo PWM (*Pulse Width Modulation*) a três níveis. Neste caso, considerando as etapas de operação do inversor, a tensão entre os pontos A e B variam entre $+V_{cc}$, zero e $-V_{cc}$. Segundo (LINDEKE, 2003), a simetria apresentada pelo inversor *full-bridge* permite analisar o modelo apenas quando a tensão média nos terminais AB assume valores positivos. Dessa forma, os circuitos equivalentes foram obtidos conforme a Figura 3.2, e devido às similaridades e também por maior generalidade, a modelagem matemática será realizada apenas para o circuito da Figura 3.2 (b).

Figura 3.1 – Circuitos monofásicos dos inversores 1-FB: (a) Topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C; (b) Topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I.



Fonte: Autoria própria.

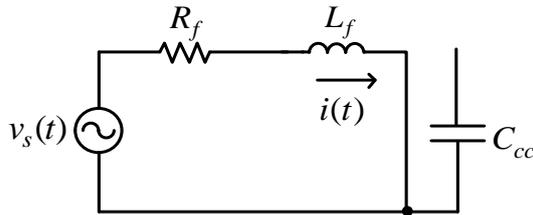
Figura 3.2 – Circuitos equivalentes por fase dos inversores 1-FB: (a) Topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C; (b) Topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I.



Fonte: Autoria própria.

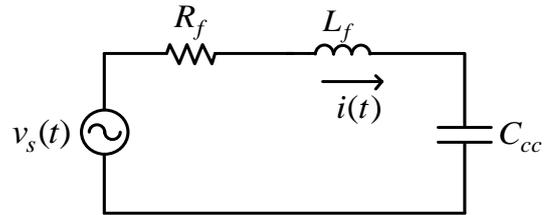
Admitindo então, o circuito mostrado na Figura 3.2 (b), este ainda pode ser representado pelos circuitos das Figuras 3.3 e 3.4, os quais consideram as duas etapas de operação do inversor, quando a tensão média nos pontos AB é positiva, com intervalos de tempo definidos em $(0 < t < dT_s)$ e $(dT_s < t < T_s)$ respectivamente, onde d é a razão cíclica e T_s o período total de chaveamento.

Figura 3.3 – Etapa 1 de operação do inversor full-bridge: ($0 < t < dT_s$)



Fonte: Autoria própria.

Figura 3.4 – Etapa 2 de operação do inversor full-bridge: ($dT_s < t < T_s$)



Fonte: Autoria própria.

Desenvolvendo o equacionamento para o intervalo ($0 < t < dT_s$), a tensão no indutor e corrente no capacitor, são dadas pelas equações (3.1) e (3.2) nessa ordem.

$$v_{L_f}(t) = L_f \frac{di(t)}{dt} = v_s(t) - R_f i(t) \quad (3.1)$$

$$i_C(t) = C_{cc} \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = 0 \quad (3.2)$$

Já para o intervalo ($dT_s < t < T_s$) as grandezas de tensão no indutor e corrente no capacitor são agora descritas por (3.3) e (3.4) respectivamente.

$$v_{L_f}(t) = L_f \frac{di(t)}{dt} = v_s(t) - R_f i(t) - v_{cc}(t) \quad (3.3)$$

$$i_C(t) = C_{cc} \frac{dv_{cc}(t)}{dt} = i(t) \quad (3.4)$$

O emprego da técnica de modelagem em pequenos sinais despreza as influências da frequência de chaveamento. Logo, as ondulações de tensão e corrente dos elementos passivos, não são consideradas. Sendo assim, os valores médios de tensão no indutor e corrente no capacitor podem ser obtidos a partir da equação (3.5) (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2001).

$$\langle x(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{T_s} \int_{\tau}^{\tau+T_s} x(\tau) d\tau \quad (3.5)$$

Desse modo, a tensão média no indutor e a corrente média no capacitor são obtidas conforme mostrado em (3.6) e (3.8) respectivamente, onde d' representa a razão cíclica complementar de d .

$$\begin{aligned} \langle v_{L_f}(t) \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} [(d(t)T_s)(\langle v_s(t) \rangle_{T_s} - R_f \langle i(t) \rangle_{T_s}) \\ &+ (d'(t)T_s)(\langle v_s(t) \rangle_{T_s} - R_f \langle i(t) \rangle_{T_s} - \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s})] \end{aligned} \quad (3.6)$$

$$\langle v_{L_f}(t) \rangle_{T_s} = L_f \frac{d\langle i(t) \rangle_{T_s}}{dt} = \langle v_s(t) \rangle_{T_s} - R_f \langle i(t) \rangle_{T_s} - d'(t) \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.7)$$

$$\langle i_C(t) \rangle_{T_s} = \frac{1}{T_s} [d'(t)T_s \langle i(t) \rangle_{T_s}] \quad (3.8)$$

$$\langle i_C(t) \rangle_{T_s} = C_{cc} \frac{d\langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = d'(t) \langle i(t) \rangle_{T_s} \quad (3.9)$$

Já as perturbações do sistema são definidas de acordo com (3.10), onde D , D' , V_s , V_{cc} e I representam as componentes CC das grandezas e $\hat{d}(t)$, $\hat{v}_s(t)$, $\hat{v}_{cc}(t)$ e $\hat{i}(t)$ correspondem às parcelas oscilatórias CA.

$$\begin{aligned} d(t) &= D + \hat{d}(t) \\ d'(t) &= D' - \hat{d}(t) \\ \langle v_s(t) \rangle_{T_s} &= V_s + \hat{v}_s(t) \\ \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} &= V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t) \\ \langle i(t) \rangle_{T_s} &= I + \hat{i}(t) \end{aligned} \quad (3.10)$$

Aplicando as perturbações nas equações (3.7) e (3.9), tem-se:

$$L_f \frac{d(I + \hat{i}(t))}{dt} = (V_s + \hat{v}_s(t)) - R_f(I + \hat{i}(t)) - (D' - \hat{d}(t))(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t)) \quad (3.11)$$

$$C_{cc} \frac{d(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t))}{dt} = (D' - \hat{d}(t))(I + \hat{i}(t)) \quad (3.12)$$

No processo de linearização das equações (3.11) e (3.12), os termos CC se tornam nulos, pois se referem à resposta em regime permanente do sistema, e os termos CA de segunda ordem são desprezados devido seus valores serem muito pequenos. Logo,

$$L_f \frac{d\hat{i}(t)}{dt} = \hat{v}_s(t) - R_f \hat{i}(t) + \hat{d}(t)V_{cc} - D' \hat{v}_{cc}(t) \quad (3.13)$$

$$C_{cc} \frac{d\hat{v}_{cc}(t)}{dt} = D' \hat{i}(t) - \hat{d}(t)I \quad (3.14)$$

Admitindo que a tensão no barramento CC (V_{cc}) seja constante, a função de transferência do inversor 1-FB é obtida aplicando a transformada de Laplace na equação (3.13). Dessa forma,

$$L_f s \hat{i}(s) = \hat{v}_s(s) - R_f \hat{i}(s) + \hat{d}(s)V_{cc} \quad (3.15)$$

$$G_{id_{FBI}}(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{d}(s)} \Big|_{\hat{v}_s(s) = 0} \quad (3.16)$$

$$G_{id_{FBI}}(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{cc}}{L_f s + R_f} \quad (3.17)$$

A equação (3.17) determina então, a função de transferência da planta de corrente do inversor 1-FB referente ao circuito equivalente da Figura 3.1 (b). Já em (3.18) é mostrada uma adaptação da equação (3.17), de forma a obter uma função de transferência para o circuito equivalente da Figura 3.1 (a).

$$G_{id_{FBC}}(s) = \frac{\hat{i}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{cc}}{(L_f + L_t)s + (R_f + R_t)} \quad (3.18)$$

3.2 MODELAGEM DA PLANTA DE TENSÃO DO INVERSOR *FULL-BRIDGE*

A tensão nos barramentos CC das estruturas deve ser mantida em um valor constante. Para isso, uma malha de controle é utilizada e seu sinal de saída representa a amplitude da

corrente de referência a ser drenada ou injetada na rede elétrica, conforme o modo de operação dos sistemas SFVM, controlando assim, a potência no barramento CC.

Dessa forma, para a obtenção da função de transferência da planta de tensão do barramento CC, foi realizada uma análise do fluxo de potência no inversor, a fim de obter uma relação entre a tensão do barramento CC e a corrente a ser drenada ou injetada na rede elétrica.

Considerando um sistema monofásico, onde a tensão e a corrente são senoidais e estão em fase, a potência ativa instantânea, pode ser dada por (3.19), onde v_s e i_s representam, respectivamente, as tensão e corrente instantâneas da rede elétrica.

$$p = v_s i_s \quad (3.19)$$

Essas grandezas de tensão e corrente podem ser representadas por componentes contínuas no sistema de eixos de referência síncrona (SILVA, 2001). Assim, a potência média na entrada do sistema monofásico, é dada por:

$$\bar{p} = \frac{v_d}{\sqrt{2}} \frac{i_d}{\sqrt{2}} = \frac{v_d i_d}{2} \quad (3.20)$$

onde, v_d e i_d são as componentes contínuas de tensão e corrente, respectivamente, no eixo síncrono direto d .

De modo análogo, quando há conexão de carga no sistema, a potência a ser fornecida, pode ser expressa por (3.21), onde i_{dL} é a corrente da carga no eixo síncrono direto, e $i_{dL_{cc}}$ e $i_{dL_{ac}}$ representam, respectivamente, as parcelas contínuas e alternadas da corrente i_{dL} .

$$p_L = \frac{v_d i_{dL}}{2} = \frac{v_d (i_{dL_{cc}} + i_{dL_{ac}})}{2} \quad (3.21)$$

Considerando que i_d é igual a $i_{dL_{cc}}$, a equação (3.21) pode ser reescrita conforme mostrado em (3.22).

$$p_L = \frac{v_d (i_d + i_{dL_{ac}})}{2} = \bar{p} + \frac{v_d (i_{dL_{ac}})}{2} \quad (3.22)$$

Sendo assim, por meio das equações (3.20) e (3.22) é possível determinar a potência que flui no inversor:

$$p_F = \bar{p} - p_L = \bar{p} - \left[\bar{p} + \frac{v_d(i_{dLac})}{2} \right] = \frac{v_d(i_{dLac})}{2} \quad (3.23)$$

Ainda, existe a parcela de potência ativa, que circula no inversor, e que representa a energia disponibilizada por um arranjo FV que além de manter controlada a tensão no barramento CC, também compensa as perdas no inversor relacionadas aos dispositivos de comutação e indutores de filtragem (SILVA et al., 2016). Dessa forma, a equação (3.23) pode ser escrita por (3.24), onde i_{bcc} representa esta parcela ativa que flui através do inversor.

$$p_F = \frac{v_d(i_{dLac})}{2} + \frac{v_d(i_{bcc})}{2} = p_{Fac} + p_{Fcc} \quad (3.24)$$

Assumindo que p_{Fcc} é igual à potência no barramento CC (p_{cc}), é possível determinar a equação (3.25), onde v_{cc} e i_c são, respectivamente, a tensão e a corrente no barramento CC.

$$p_{Fcc} = p_{cc} = \frac{v_d(i_{bcc})}{2} = v_{cc} i_c \quad (3.25)$$

Já a corrente no barramento CC é definida por (3.26).

$$i_c = C_{cc} \frac{dv_{cc}}{dt} \quad (3.26)$$

Igualando (3.25) e (3.26), tem-se:

$$\frac{v_d(i_{bcc})}{2v_{cc}} = C_{cc} \frac{dv_{cc}}{dt} \quad (3.27)$$

Aplicando a técnica de modelagem em pequenos sinais na equação (3.27), obtém-se a equação (3.28), onde as grandezas v_{cc} e i_{bcc} estão representadas pelos seus valores médios.

$$\langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} \frac{d\langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = \frac{v_d}{2C_{cc}} \langle i_{bcc}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.28)$$

As perturbações desse sistema são definidas conforme em (3.29).

$$\begin{aligned} \langle v_{cc}(t) \rangle_{T_s} &= V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t) \\ \langle i_{bcc}(t) \rangle_{T_s} &= I_{bcc} + \hat{i}_{bcc}(t) \end{aligned} \quad (3.29)$$

Aplicando as perturbações na equação (3.28), esta pode ser reescrita por:

$$(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t)) \frac{d(V_{cc} + \hat{v}_{cc}(t))}{dt} = \frac{v_d}{2C_{cc}} (I_{bcc} + \hat{i}_{bcc}(t)) \quad (3.30)$$

Linearizando a equação (3.30), os termos CC se tornam nulos e os termos CA de segunda ordem são desprezados. Dessa forma, obtém-se a equação (3.31).

$$V_{cc} \frac{d\hat{v}_{cc}(t)}{dt} = \frac{v_d}{2C_{cc}} \hat{i}_{bcc}(t) \quad (3.31)$$

Aplicando a transformada de Laplace na equação (3.31), tem-se:

$$\hat{v}_{cc}(s) = \frac{v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \hat{i}_{bcc}(s) \quad (3.32)$$

Por fim, a função de transferência da planta de tensão do barramento CC do é dada por (3.33).

$$G_{vi_{FBI}}(s) = \frac{\hat{v}_{cc}(s)}{\hat{i}_{bcc}(s)} = \frac{v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \quad (3.33)$$

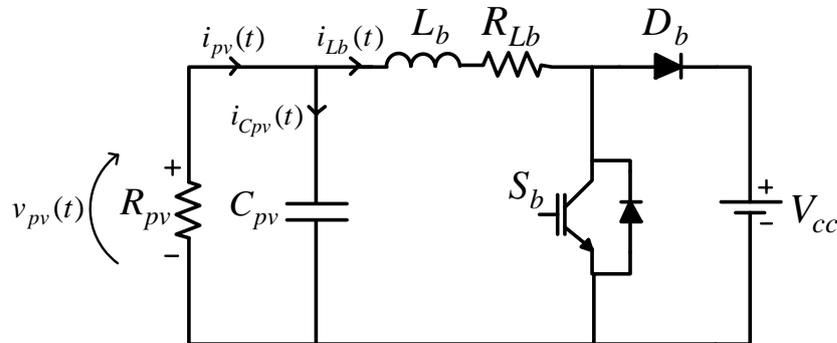
Nota-se que, a equação (3.33) representa a função de transferência da planta de tensão do barramento CC no inversor 1-FB. Uma vez que as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C possui o barramento CC compartilhado por três inversores 1-FB, a função de transferência mostrada em (3.33) deve ser multiplicada por 3. Sendo assim,

$$G_{vi_{FBC}}(s) = \frac{\hat{v}_{cc}(s)}{\hat{i}_{bcc}(s)} = \frac{3v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \quad (3.34)$$

3.3 MODELAGEM DO CONVERSOR CC-CC *BOOST*

O modelo do conversor *boost* utilizado na modelagem matemática, está apresentado na Figura 3.5. A resistência R_{pv} representa o comportamento do arranjo fotovoltaico na modelagem a pequenos sinais, C_{pv} representa um filtro de tensão, R_{Lb} é a resistência série do indutor L_b , e as grandezas $i_{pv}(t)$ e $v_{pv}(t)$ são, respectivamente, a corrente e a tensão disponíveis no arranjo FV. Neste trabalho, o estágio de saída do conversor *boost* é conectado ao barramento CC dos inversores 1-FB. Dessa forma, nesta análise, a saída do conversor *boost* pode ser representada por uma fonte de tensão, uma vez que o controle do inversor é responsável por manter em um valor constante a tensão no barramento CC.

Figura 3.5 – Modelo do conversor *boost*.



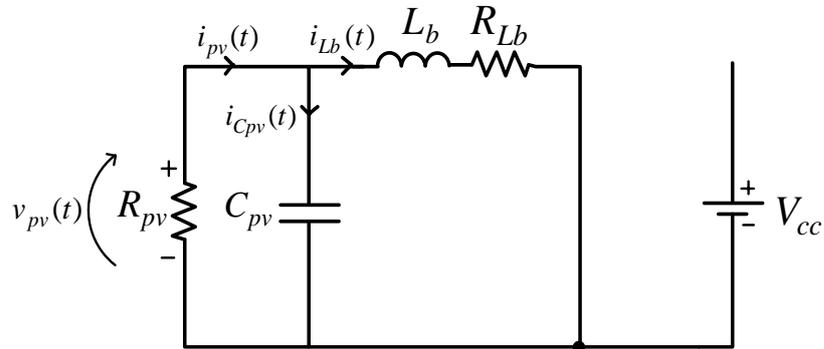
Fonte: Autoria própria.

O método de controle adotado no conversor *boost*, é o controle multi-malhas, o qual é constituído por uma malha interna de corrente e uma malha externa de tensão. Segundo (SAMPAIO, 2010), esse método garante a estabilidade do sistema apresentando maiores dinâmicas. No caso do conversor *boost*, a malha externa será responsável por controlar a tensão no capacitor C_{pv} , ou seja, $v_{pv}(t)$, cuja referência de controle, é o valor de tensão obtido com uma técnica de MPPT. A partir disso, o sinal de saída da malha externa de tensão, é utilizado como referência na malha interna de corrente, a qual tem a função de controlar a corrente $i_{Lb}(t)$ no indutor L_b .

As funções de transferências das malhas de controle foram obtidas empregando a técnica de modelagem em pequenos sinais, a partir da análise do conversor *boost* em suas duas etapas de funcionamento (ERICKSON; MAKSIMOVIC, 2001).

A primeira etapa de funcionamento do conversor *boost* pode ser representada conforme a Figura 3.6, onde a chave S_b está conduzindo.

Figura 3.6 – Primeira etapa de funcionamento do conversor *boost*, S_b conduzindo.



Fonte: Autoria própria.

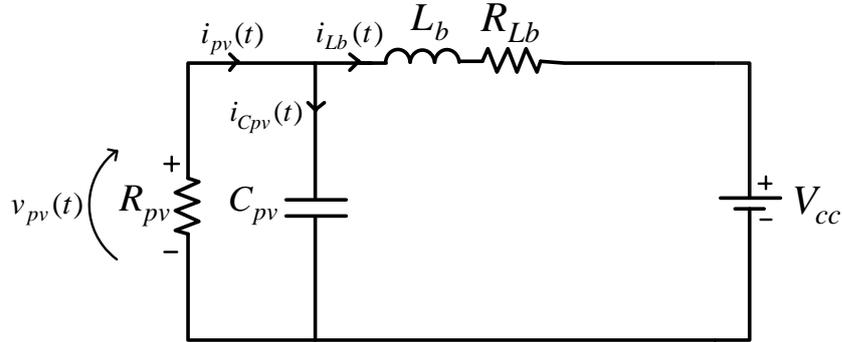
Durante esse período, de condução da chave, a tensão no indutor L_b e a corrente no capacitor C_{pv} , são calculadas pelas equações (3.35) e (3.36) respectivamente.

$$v_{L_b}(t) = L_b \frac{di_{L_b}(t)}{dt} = v_{pv}(t) - R_{L_b}i_{L_b}(t) \quad (3.35)$$

$$i_{C_{pv}}(t) = C_{pv} \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = i_{pv}(t) - i_{L_b}(t) = -\frac{v_{pv}(t)}{R_{pv}} - i_{L_b}(t) \quad (3.36)$$

Já na segunda etapa, período em que a chave S_b está bloqueada, conforme mostrado na Figura 3.7, as grandezas de tensão no indutor e corrente no capacitor são agora determinadas por (3.37) e (3.38).

Figura 3.7 – Segunda etapa de funcionamento do conversor *boost*, S_b bloqueada.



Fonte: Autoria própria.

$$v_{L_b}(t) = L_b \frac{di_{L_b}(t)}{dt} = v_{pv}(t) - R_{L_b}i_{L_b}(t) - V_{cc} \quad (3.37)$$

$$i_{C_{pv}}(t) = C_{pv} \frac{dv_{pv}(t)}{dt} = i_{pv}(t) - i_{L_b}(t) = -\frac{v_{pv}(t)}{R_{pv}} - i_{L_b}(t) \quad (3.38)$$

Admitindo a mesma análise realizada na seção 3.1, onde as influências da frequência de chaveamento são desprezadas e, as ondulações de tensão e corrente dos elementos passivos não são consideradas, os valores médios de tensão no indutor e corrente no capacitor, considerando as duas etapas de funcionamento do conversor, podem ser obtidos a partir da equação (3.5), resultando em (3.39) e (3.41).

$$\begin{aligned} \langle v_{L_b}(t) \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} \left[(d(t)T_s) (\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} - R_{L_b} \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s}) \right. \\ &\quad \left. + (d'(t)T_s) (\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} - R_{L_b} \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} - \langle V_{cc}(t) \rangle_{T_s}) \right] \end{aligned} \quad (3.39)$$

$$\langle v_{L_b}(t) \rangle_{T_s} = L_b \frac{d \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = \langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} - R_{L_b} \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} - d'(t) \langle V_{cc}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.40)$$

$$\begin{aligned} \langle i_{C_{pv}}(t) \rangle_{T_s} &= \frac{1}{T_s} \left[(d(t)T_s) \left(-\frac{\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{R_{pv}} - \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} \right) \right. \\ &\quad \left. + (d'(t)T_s) \left(-\frac{\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{R_{pv}} - \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} \right) \right] \end{aligned} \quad (3.41)$$

$$\langle i_{C_{pv}}(t) \rangle_{T_s} = C_{pv} \frac{d\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{dt} = -\frac{\langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s}}{R_{pv}} - \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} \quad (3.42)$$

As perturbações do sistema são definidas em (3.43), onde D , D' , V_{pv} , I_{L_b} e I_{pv} representam as componentes CC das grandezas e $\hat{d}(t)$, $\hat{v}_{pv}(t)$, $\hat{i}_{L_b}(t)$ e $\hat{i}_{pv}(t)$ correspondem às parcelas oscilatórias CA.

$$\begin{aligned} d(t) &= D + \hat{d}(t) \\ d'(t) &= D' - \hat{d}(t) \\ \langle v_{pv}(t) \rangle_{T_s} &= V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t) \\ \langle i_{pv}(t) \rangle_{T_s} &= I_{pv} + \hat{i}_{pv}(t) \\ \langle i_{L_b}(t) \rangle_{T_s} &= I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t) \end{aligned} \quad (3.43)$$

Aplicando as perturbações da equação (3.43) em (3.40) e (3.42), tem-se:

$$L_b \frac{d(I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t))}{dt} = (V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t)) - R_{L_b}(I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t)) - (D' - \hat{d}(t))V_{cc} \quad (3.44)$$

$$C_{pv} \frac{d(V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t))}{dt} = -\frac{(V_{pv} + \hat{v}_{pv}(t))}{R_{pv}} - (I_{L_b} + \hat{i}_{L_b}(t)) \quad (3.45)$$

Linearizando as equações (3.44) e (3.45), os termos CC se tornam nulos pois se referem à resposta em regime permanente do sistema, e os termos CA de segunda ordem são desprezados devido seus valores serem muito pequenos. Logo,

$$L_b \frac{d\hat{i}_{L_b}(t)}{dt} = \hat{v}_{pv}(t) - R_{L_b}\hat{i}_{L_b}(t) + \hat{d}(t)V_{cc} \quad (3.46)$$

$$C_{pv} \frac{d\hat{v}_{pv}(t)}{dt} = -\frac{\hat{v}_{pv}(t)}{R_{pv}} - \hat{i}_{L_b}(t) \quad (3.47)$$

Aplicando a transformada de Laplace nas equações (3.47) e (3.48), tem-se:

$$L_b s \hat{i}_{L_b}(s) = \hat{v}_{pv}(s) - R_{L_b}\hat{i}_{L_b}(s) + \hat{d}(s)V_{cc} \quad (3.48)$$

$$C_{pv}s\hat{v}_{pv}(s) = -\frac{\hat{v}_{pv}(s)}{R_{pv}} - \hat{i}_{Lb}(s) \quad (3.49)$$

Isolando $\hat{v}_{pv}(s)$ na equação (3.49) e substituindo-o na equação (3.48), obtêm-se a função de transferência da malha interna de corrente, a qual relaciona a corrente $\hat{i}_{Lb}(s)$ com a razão cíclica $\hat{d}(s)$. Logo,

$$G_{id_B}(s) = \frac{\hat{i}_{Lb}(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{V_{cc}(1 + sC_{pv}R_{pv})}{s^2(C_{pv}R_{pv}L_b) + s(L_b + C_{pv}R_{pv}R_{Lb}) + (R_{pv} + R_{Lb})} \quad (3.50)$$

A equação (3.51), por sua vez, fornece a função transferência da malha externa de tensão, a qual relaciona a tensão de entrada $\hat{v}_{pv}(s)$ e a corrente $\hat{i}_{Lb}(s)$.

$$G_{vi_B}(s) = \frac{\hat{v}_{pv}(s)}{\hat{i}_{Lb}(s)} = -\frac{R_{pv}}{(1 + sC_{pv}R_{pv})} \quad (3.51)$$

3.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi apresentado a modelagem matemática dos circuitos de potência das topologias SFVM estudadas neste trabalho, sendo elas SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I. As modelagens foram realizadas considerando as similaridades entre as topologias, adaptando cada uma à sua particularidade em termos da conexão do barramento de tensão CC e do número de estágios utilizado na conversão da energia do arranjo FV. O método utilizado para obter os modelos matemáticos foi a técnica de pequenos sinais, de forma a obter as funções de transferência das plantas de corrente e tensão para o controle das referidas topologias.

CAPÍTULO 4 – SISTEMA DE CONTROLE

Neste capítulo, é descrito o sistema de controle das topologias SFVM, os quais são compostos pela geração das correntes de referência, controle das correntes no inversor, controle do barramento CC, e quando pertinente, o controle multi-malhas do conversor *boost*. Os algoritmos para geração das correntes de referência são apresentados na seção 4.1, enquanto que na seção 4.2, são descritas as malhas de controle dos inversores, dos barramentos CC e dos conversores *boost*. Por fim, na seção 4.4 é apresentada a metodologia e projeto dos controladores.

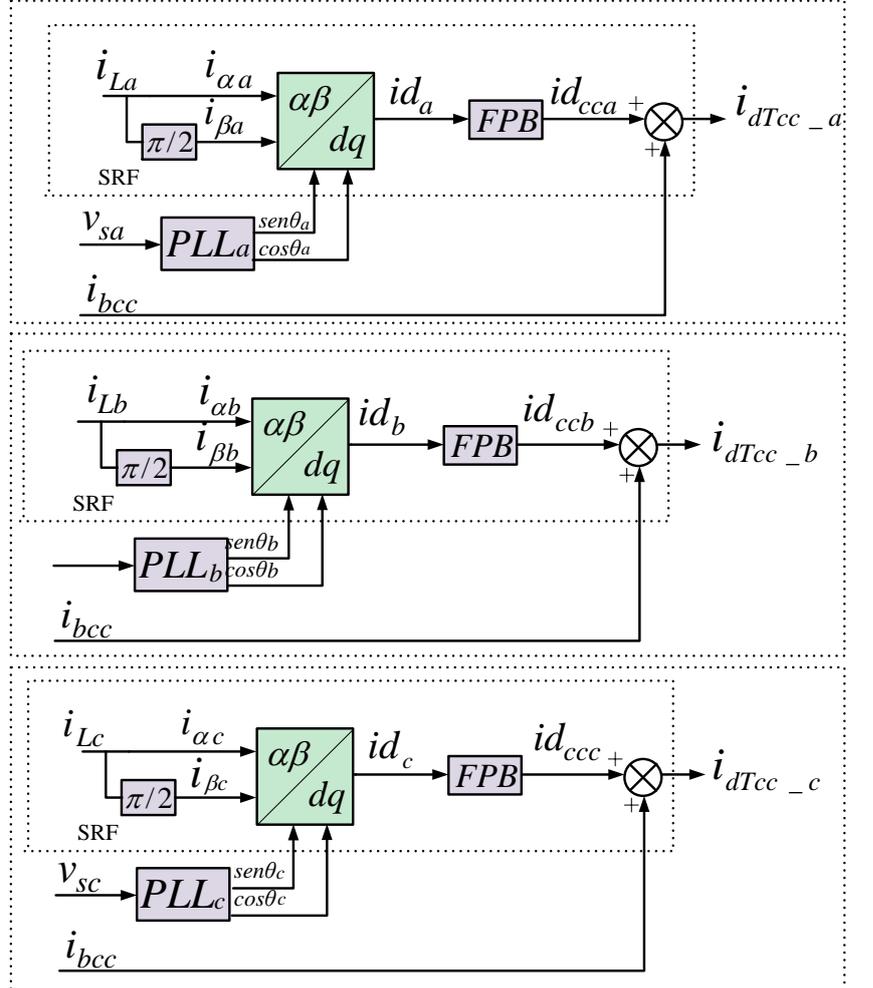
4.1 GERAÇÃO DAS CORRENTES DE REFERÊNCIA

A amplitude da referência da componente de corrente ativa que será injetada na rede elétrica, a partir da energia proveniente do arranjo FV, é obtida por meio do controle do barramento CC dos inversores 1-FB, e posteriormente utilizada para geração das referências senoidais das correntes destes inversores. Contudo, uma vez que as topologias SFVM apresentam a funcionalidade de filtro ativo de potência, os inversores também injetam na rede elétrica, componentes não ativas de corrente (SILVA et al., 2016). Dessa maneira, neste trabalho, o algoritmo utilizado para obter as parcelas não ativas é baseado no referencial síncrono, denominado deste trabalho por algoritmo SRF (*Synchronous Reference Frame*).

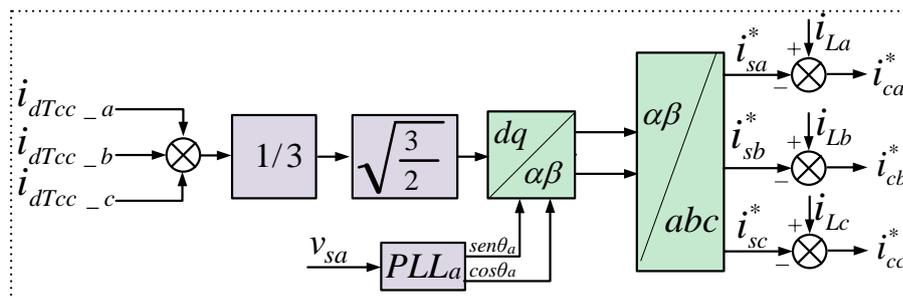
O algoritmo SRF foi primeiramente concebido para ser utilizado em sistemas trifásicos. Todavia, visto que os sistemas trifásicos aqui estudados, operam de forma independente por fase, ou seja, três sistemas monofásicos, é necessário que o algoritmo SRF convencional seja adaptado para que o mesmo possa ser aplicado em sistemas monofásicos. Portanto, em cada topologia SFVM, são implementados três algoritmos SRF monofásicos para que os sistemas possam realizar as compensações de correntes não ativas além da injeção da parcela ativa de corrente produzida pelo arranjo FV.

As Figuras 4.1 e 4.2 apresentam os algoritmos de geração das correntes de referência, implementados neste trabalho. A Figura 4.1 mostra o algoritmo empregado nas topologias com barramento CC compartilhado, ou seja, SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, enquanto que a Figura 4.2 apresenta o algoritmo utilizado nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, ambas com o barramento CC independente.

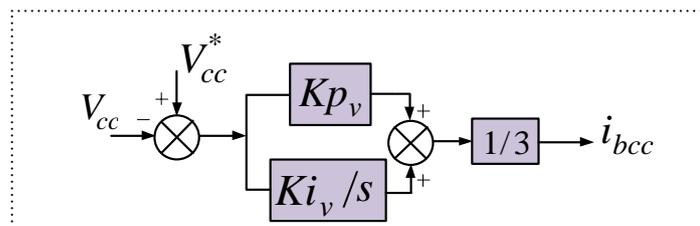
Figura 4.1 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias SFVM-1E-C SFVM-2E-C: (a) Algoritmos monofásicos baseados no SRF; (b) Algoritmo de compensação de desbalanços de corrente (c) Controle da tensão no barramento CC.



(a)



(b)

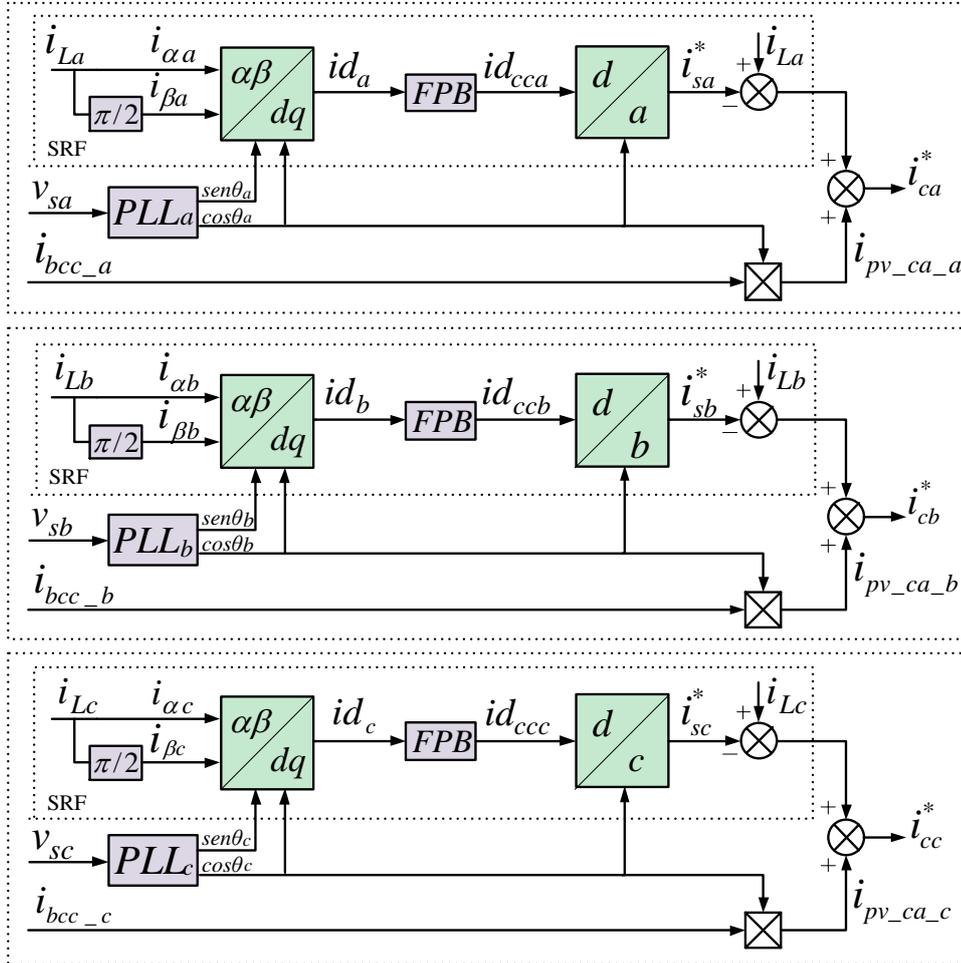


Malha de controle da tensão no barramento CC

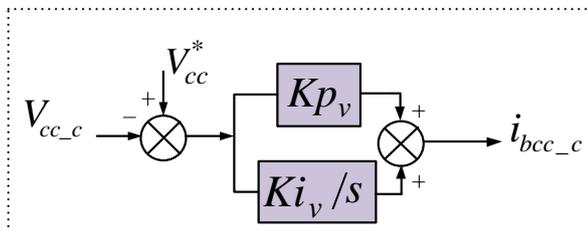
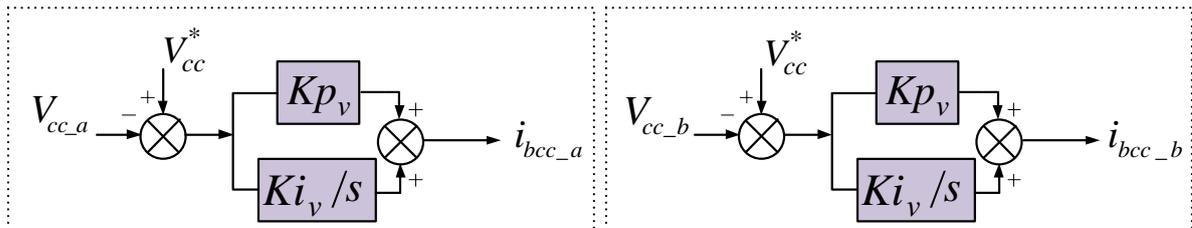
(c)

Fonte: Autoria própria.

Figura 4.2 – Diagrama em blocos do algoritmo de geração das correntes de referência para as topologias SFVM-1E-I SFVM-2E-I: (a) Algoritmos monofásicos baseados no SRF; (b) Controle da tensão no barramento CC.



(a)



Malhas de controle das tensões nos barramentos CC (por fase)

(b)

Fonte: Autoria própria.

O algoritmo SRF monofásico consiste em criar um sistema trifásico fictício, o qual é representado no sistema de eixos estacionário bifásico $\alpha\beta$. Para que isto seja possível, as correntes de carga ($i_{L(a,b,c)}$) são medidas e consideradas como correntes fictícias no eixo α , ou seja, $i_{\alpha(a,b,c)}$. A partir disso, é introduzido em $i_{\alpha(a,b,c)}$ um atraso de $\pi/2$ radianos resultando nas outras três correntes fictícias $i_{\beta(a,b,c)}$, agora no eixo β , conforme é mostrado na equação (4.1) (SILVA; MODESTO, 2008).

$$\begin{bmatrix} i_{\alpha(a,b,c)} \\ i_{\beta(a,b,c)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{L(a,b,c)}(\omega t) \\ i_{L(a,b,c)}(\omega t - \pi/2) \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Em seguida, as componentes $i_{\alpha(a,b,c)}$ e $i_{\beta(a,b,c)}$ são transformadas do sistema de eixos estacionário bifásico $\alpha\beta$ para o sistema de eixos síncrono bifásico dq por meio da equação (4.2), onde $\cos\theta_{(a,b,c)}$ e $\sin\theta_{(a,b,c)}$ são definidos como as coordenadas dos vetores síncronos unitários, os quais são obtidos a partir de um sistema PLL (*Phase-Locked-Loop*) a fim de garantir o sincronismo entre as correntes injetadas na rede elétrica e as suas respectivas tensões (CHUNG, 2000). Neste trabalho é utilizado o sistema PLL monofásico descrito no Apêndice B, o qual é apresentado detalhadamente em (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008).

$$id_{(a,b,c)} = i_{\alpha(a,b,c)}\cos\theta_{(a,b,c)} + i_{\beta(a,b,c)}\sin\theta_{(a,b,c)} \quad (4.2)$$

No referencial síncrono bifásico dq , as componentes das correntes na frequência fundamental são decompostas em termos contínuos (CC), enquanto que as correntes harmônicas são decompostas em termos oscilantes (CA). Dessa forma, as componentes CC das correntes $id_{(a,b,c)}$, podem ser obtidas por um filtro passa baixa (FPB) como pode ser observado nas Figuras 4.1 (a) e 4.2 (a).

Sendo assim, é possível obter as correntes fundamentais de referência pela equação (4.3), enquanto que as correntes de referência fornecidas pelo algoritmo SRF, responsáveis pela supressão de harmônicos e compensação reativa, são calculadas por (4.4).

$$i_{s(a,b,c)}^* = id_{cc(a,b,c)}\cos\theta_{(a,b,c)} \quad (4.3)$$

$$i_{(a,b,c)}^* = i_{L(a,b,c)} - i_{s(a,b,c)}^* \quad (4.4)$$

Já as componentes i_{bcc} e $i_{bcc_{(a,b,c)}}$ apresentadas nas Figuras 4.1 (c) e 4.2 (b), respectivamente, são obtidas a partir do controle da tensão dos barramentos CC. Neste caso, observa-se o uso de controladores PI (proporcional-integral), onde Kp_v e Ki_v são os ganhos proporcional e integral respectivamente. Uma vez que os inversores compartilham o mesmo barramento de tensão nas topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, apenas um controlador de tensão é utilizado e sendo assim, o sinal de saída do PI deve ser dividido por três, resultando na componente i_{bcc} conforme na Figura 4.1 (b). Por outro lado, no algoritmo utilizado nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, as parcelas $i_{bcc_{(a,b,c)}}$ são os próprios sinais de saída de cada controlador PI de tensão, como mostrado na Figura 4.2 (b).

Dessa forma, as parcelas ativas de corrente a serem injetadas na rede elétrica, podem ser calculadas a partir das componentes i_{bcc} e $i_{bcc_{a,b,c}}$ com os respectivos sinais $\cos\theta_{(a,b,c)}$ determinados pelo sistema PLL. Ou seja, i_{bcc} e $i_{bcc_{(a,b,c)}}$ representam as amplitudes das correntes $i_{pv_ca_{(a,b,c)}}$ que controlam a tensão dos barramentos CC no valor de referência desejado, atuando também na compensação das perdas relacionadas com os dispositivos de comutação e indutâncias de filtragem.

Por fim, as correntes de referência dos inversores $i_{c(a,b,c)}^*$, são obtidas por (4.5).

$$i_{c(a,b,c)}^* = i_{(a,b,c)}^* + i_{pv_ca_{(a,b,c)}} \quad (4.5)$$

4.2 MALHAS DE CONTROLE: CORRENTE DOS INVERSORES *FULL-BRIDGE*, CONTROLE DA TENSÃO NOS BARRAMENTOS CC E CONVERSORES CC-CC *BOOST*

Uma vez determinadas as correntes de referência a serem injetadas na rede elétrica, é possível representar as malhas de controle que compõem as estruturas SFVM estudadas neste trabalho.

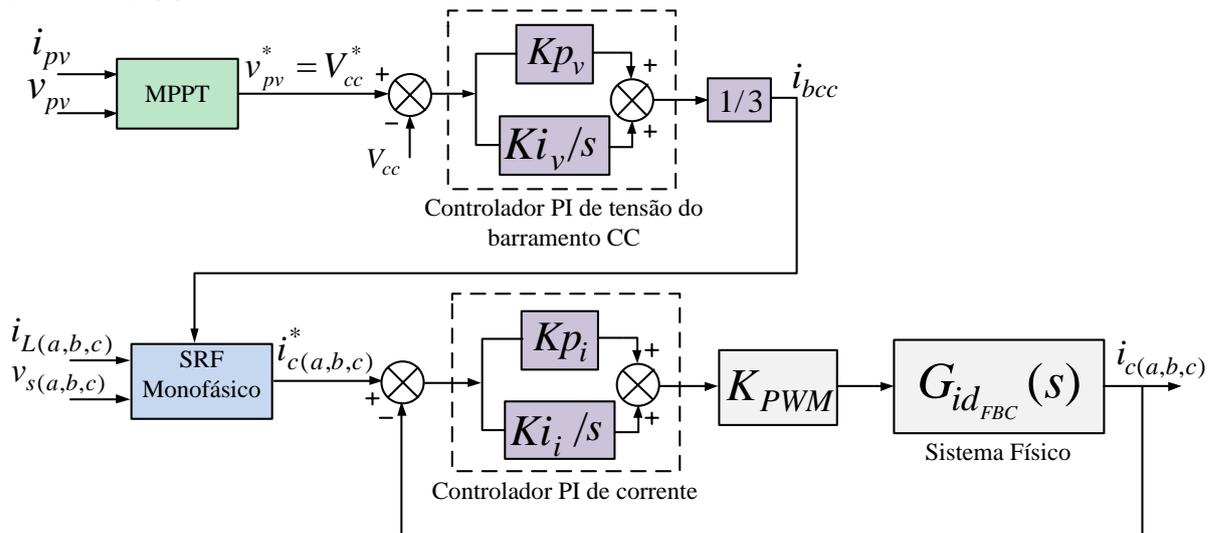
As Figuras 4.3 e 4.4 apresentam os respectivos diagramas em blocos das malhas de controle de corrente dos inversores 1-FB para as topologias de simples estágio, ou seja, SFVM-1E-C e SFVM-1E-I. Em ambas, utilizam-se controladores PI de corrente onde, Kp_i e Ki_i são os ganhos proporcional e integral respectivamente, de tal modo que os sinais de saída destes controladores são responsáveis pelo acionamento das chaves de potência dos inversores. A grandeza K_{PWM} corresponde ao ganho do modulador PWM e é determinado pela equação (4.6),

onde P_{PWM} é o valor de pico da portadora triangular (LINDEKE, 2003), enquanto que $G_{id_{FBC}}$ e $G_{id_{FBI}}$ são, respectivamente, as equações que descrevem as plantas de corrente nas estruturas SFVM-1E-C e SFVM-1E-I e são dadas por (3.33) e (3.34).

$$K_{PWM} = \frac{2}{P_{PWM}} \quad (4.6)$$

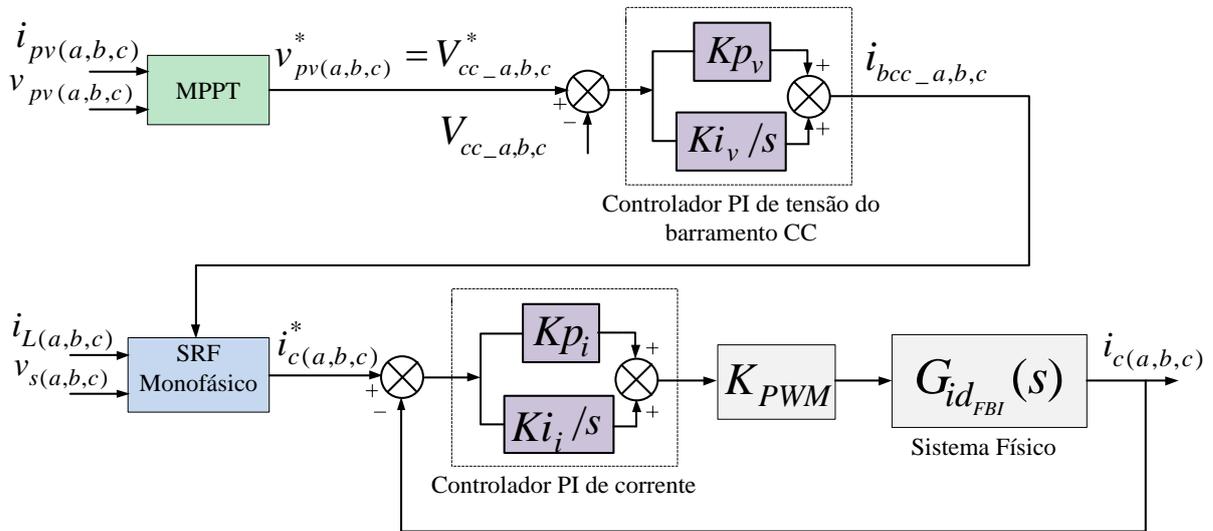
Os controladores PI de tensão dos barramentos CC dos inversores, também são mostrados nas Figuras 4.3 e 4.4. Uma vez que nas topologias SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, de único estágio, o arranjo FV é conectado diretamente ao barramento CC dos inversores, a tensão de referência $v_{pv}^* = V_{cc}^*$ é determinada por um algoritmo de MPPT para garantir que a máxima potência do arranjo FV seja disponibilizada ao sistema. Como já mencionado, neste trabalho, em todas as topologias são implementadas as técnicas de MPPT P&O e ED, as quais estão descritas detalhadamente no Anexo C. Sendo assim, no caso da Figura 4.3, as grandezas i_{pv} e v_{pv} representam respectivamente a corrente e a tensão de saída do arranjo FV existente na topologia SFVM-1E-C. Por outro lado, devido à configuração independente por fase na topologia SFVM-1E-I, as parcelas $i_{pv(a,b,c)}$ e $v_{pv(a,b,c)}$ representam nesta ordem, a corrente e a tensão de saída do arranjo FV de cada fase.

Figura 4.3 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-1E-C: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.4 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-1E-I: Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.



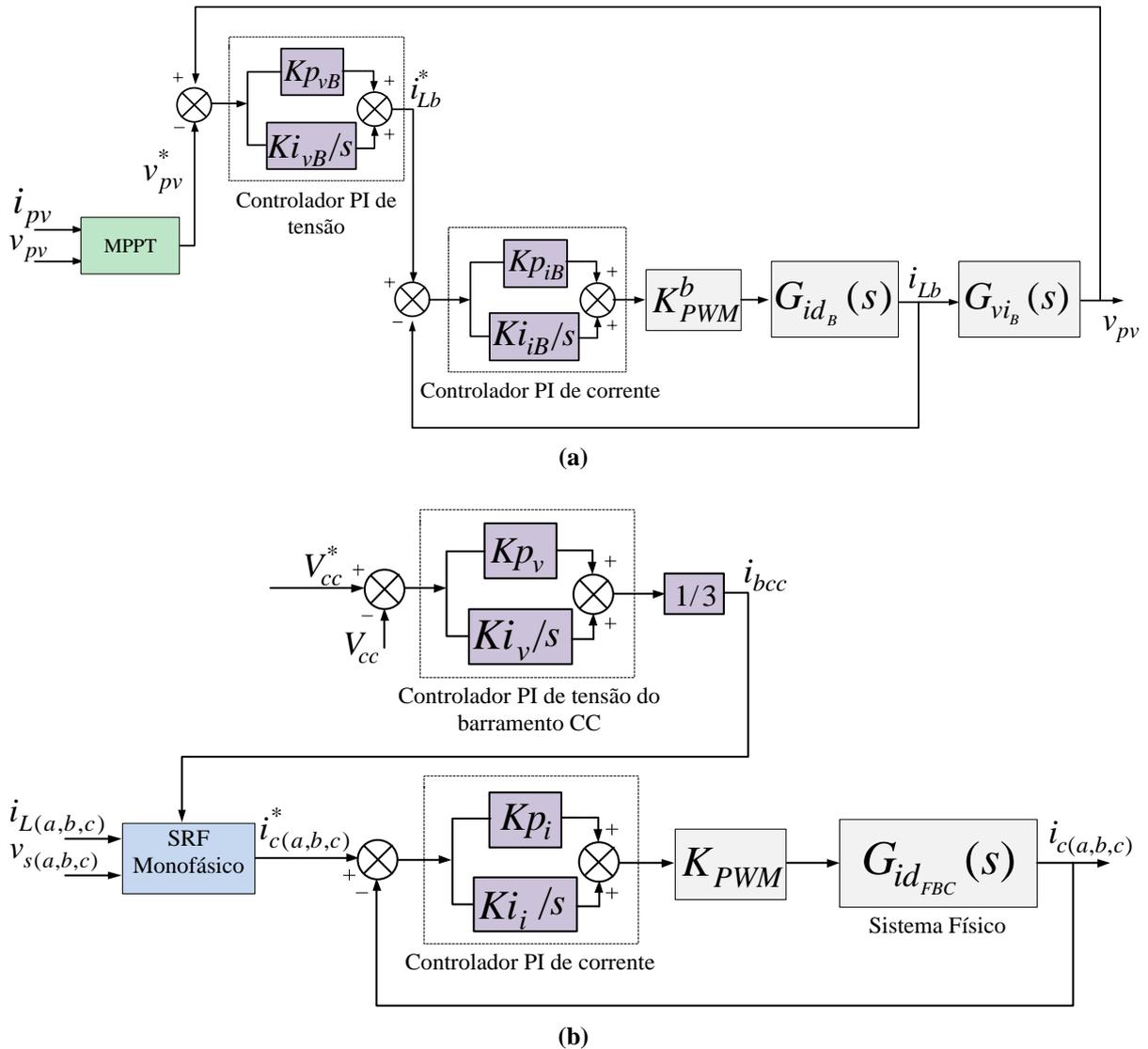
Fonte: Autoria própria.

Já as Figuras 4.5 e 4.6, apresentam os diagramas em blocos das malhas de controle empregadas nas topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I respectivamente. As referidas estruturas envolvem dois estágios de conversão de energia, de modo que o arranjo FV é agora conectado ao conversor CC-CC *boost* e este acoplado ao barramento CC do inversor. Dessa forma, os controladores de corrente e tensão dos barramentos CC, implementados nas topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I estão representados nas Figuras 4.5 (a) e 4.6 (a) nesta ordem, onde V_{cc}^* é agora fixado em um valor constante, garantindo o nível de tensão adequado para a operação dos inversores. Os ganhos dos controladores PI de tensão e corrente, são também representados por $(Kp_v$ e $Ki_v)$ e $(Kp_i$ e $Ki_i)$ respectivamente enquanto que as plantas de corrente das estruturas SFVM-2E-C e SFVM-2E-I são descritas por $G_{id_{FBC}}$ e $G_{id_{FBI}}$ nesta ordem.

Além disso, as Figuras 4.5 (b) e 4.6 (b) correspondem à representação do controle multi-malhas aplicado nos conversores *boost* das topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I respectivamente. Nestes casos, a malha interna de corrente controla a corrente do indutor do conversor *boost*, a qual é considerada igual à corrente do arranjo FV, e a malha externa de tensão é responsável por controlar a tensão do arranjo FV cujo valor de referência é determinado pelo algoritmo de MPPT. Verifica-se na Figura 4.5 (b), uma situação semelhante à apresentada na Figura 4.3, onde as grandezas i_{pv} e v_{pv} são nesta ordem, a corrente e tensão de saída de um único arranjo FV, agora na topologia SFVM-2E-C. E na Figura 4.6 (b), essas mesmas grandezas, são representadas em suas respectivas fases da rede elétrica, visto que a topologia SFVM-2E-I apresenta configuração independente por fase, situação agora similar à da Figura

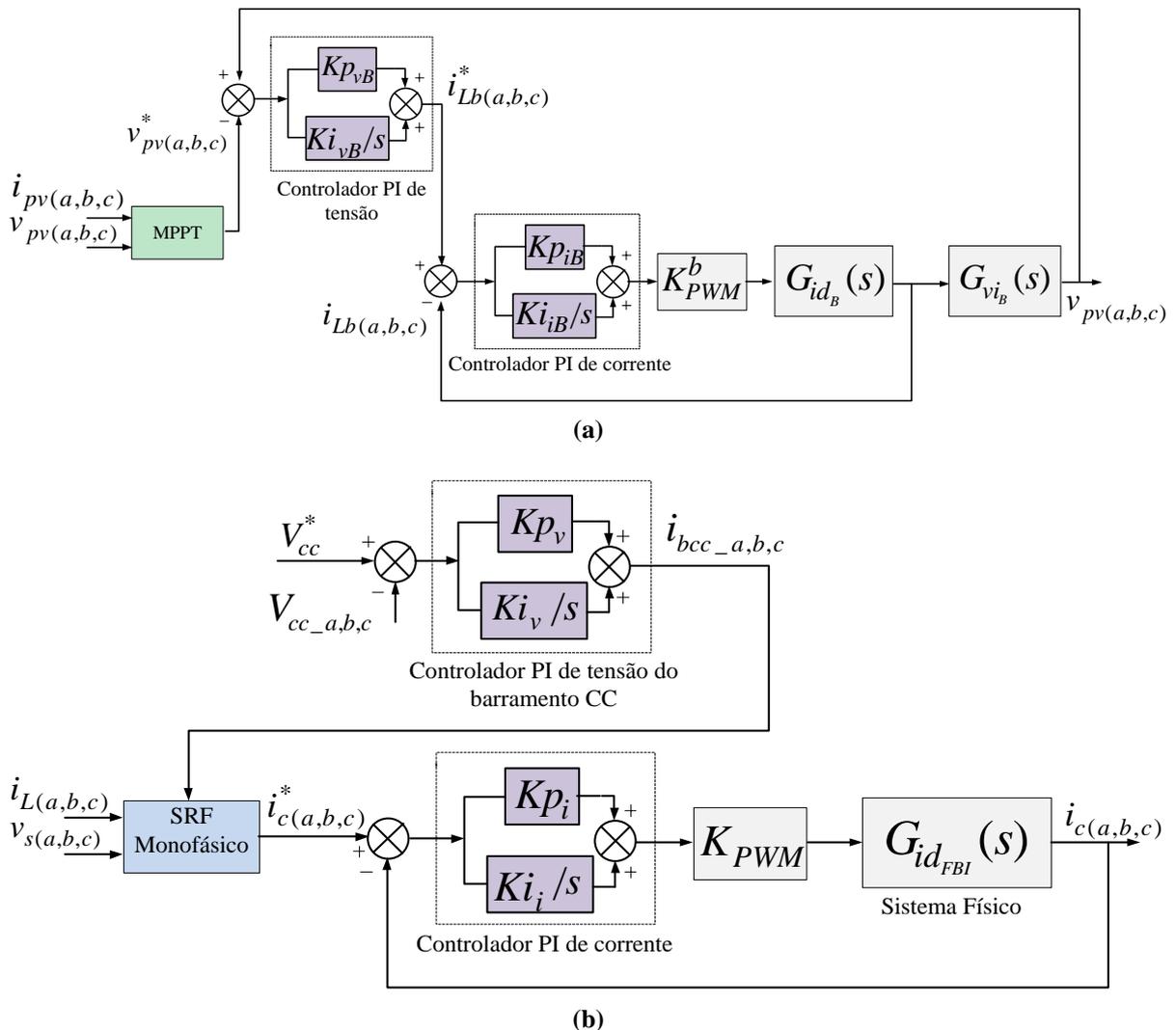
4.4. Ainda, conforme mostrado nas Figuras 4.5 (b) e 4.6 (b), dois controladores PI são empregados no controle multi-malhas dos conversores *boost* tais que, Kp_{iB} e Ki_{iB} são os respectivos ganhos proporcional e integral do controlador da malha interna de corrente e Kp_{vB} e Ki_{vB} são os respectivos ganhos proporcional e integral do controlador da malha externa de tensão.

Figura 4.5 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-2E-C: (a) Controle multi-malhas do conversor *boost*; (b) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.6 – Diagrama em blocos do sistema SFVM-2E-I: (a) Controle multi-malhas do conversor *boost*; (b) Malhas de controle de corrente e tensão do barramento CC.



Fonte: Autoria própria.

4.3 MALHA *FEED-FORWARD*

Devido às características de variabilidade climática dos sistemas FV, a energia gerada pelos módulos solares não é constante durante o dia todo. Além disso, podem ocorrer variações bruscas de irradiação solar e/ou temperatura, as quais podem acarretar em altas oscilações na tensão do barramento CC dos inversores 1-FB influenciando diretamente no desempenho da geração das referências de controle dos sistemas FV.

Diante desse problema, em (TAKAMI; SILVA; SAMPAIO, 2014) foi proposto a utilização de uma malha de controle do tipo *feed-forward* (MCFF), com o objetivo de melhorar a resposta dinâmica da tensão no barramento CC por meio do equilíbrio de energia entre o

sistema FV e a rede elétrica. Ou seja, a MCFE atua juntamente com o controle do barramento CC, de forma a acelerar a geração das amplitudes das correntes de referência dos inversores diante da ocorrência de distúrbios.

A seguir estão descritas as estratégias empregadas na malha MCFE e suas adaptações de acordo com os requisitos das topologias estudadas neste trabalho.

4.3.1 Malha *Feed-Forward* para a Topologia SFVM-1E-C

A topologia SFVM-1E-C, emprega apenas um arranjo FV cuja energia é transferida para as três fases do sistema. Dessa forma, a potência ativa fornecida pelo arranjo FV pode ser calculada conforme a equação (4.7), onde i_{pv} e v_{pv} são corrente e tensão de saída do arranjo FV respectivamente.

$$P_{pv} = v_{pv}i_{pv} \quad (4.7)$$

Considerando que as tensões e correntes na rede elétrica estão balanceadas e equilibradas, a potência trifásica na rede, pode ser determinada pela equação (4.8), onde V_s e I_s são respectivamente tensão e corrente eficazes na rede elétrica e V_{sp} e I_{sp} os valores de pico correspondentes.

$$P_s = 3V_sI_s = \frac{3V_{sp}I_{sp}}{2} \quad (4.8)$$

Para que ocorra o equilíbrio de potência, assume-se que toda a energia do arranjo FV seja fornecida à rede elétrica. Logo, tem-se que:

$$\begin{aligned} P_{pv} &= P_s \\ v_{pv}i_{pv} &= \frac{3V_{sp}I_{sp}}{2} \end{aligned} \quad (4.9)$$

Isolando I_{sp} a partir da equação (4.9), obtém-se a corrente de pico estimada na rede elétrica, como mostrado em (4.10).

$$I_{sp} = \frac{2v_{pv}i_{pv}}{3V_{sp}} \quad (4.10)$$

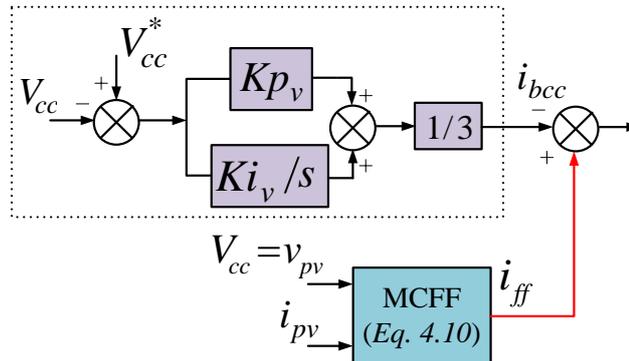
Por fim, a corrente *feed-forward* (i_{ff}), é definida sendo igual a I_{sp} , porém representada no eixo de referência síncrona dq , dada por (4.11).

$$i_{ff} = \sqrt{\frac{3}{2}} I_{sp} \quad (4.11)$$

A Figura 4.7 apresenta o diagrama em blocos da MCFF operando em conjunto com a malha de controle do barramento CC dos inversores, na topologia SFVM-1E-C.

Figura 4.7 – MCFF operando na topologia SFVM-1E-C.

Malha de controle da tensão no barramento CC



Fonte: Autoria própria.

4.3.2 Malha *Feed-Forward* para a Topologia SFVM-1E-I

Para a topologia SFVM-1E-I, cada inversor possui o próprio barramento de tensão, ou seja, a energia dos arranjos FV é transferida para cada fase do sistema de forma independente. Logo, as potências ativa fornecida pelos arranjos FV podem ser calculadas por fase, de acordo com a equação (4.12).

$$\begin{aligned} P_{pv_a} &= v_{pv_a} i_{pv_a} \\ P_{pv_b} &= v_{pv_c} i_{pv_b} \end{aligned} \quad (4.12)$$

$$P_{pv_c} = v_{pv_c} i_{pv_c}$$

Já as potências monofásicas na rede elétrica, podem ser determinada pela equação (4.13), onde V_{sa}, V_{sb}, V_{sc} e I_{sa}, I_{sb}, I_{sc} são respectivamente as tensões e correntes eficazes nas fases a, b e c da rede elétrica e $V_{sap}, V_{sbp}, V_{scp}$ e $I_{sap}, I_{sbp}, I_{scp}$ os seus valores de pico.

$$\begin{aligned} P_{s_a} &= V_{sa} I_{sa} = \frac{V_{sap} I_{sap}}{2} \\ P_{s_b} &= V_{sb} I_{sb} = \frac{V_{sbp} I_{sbp}}{2} \\ P_{s_c} &= V_{sc} I_{sc} = \frac{V_{scp} I_{scp}}{2} \end{aligned} \quad (4.13)$$

De modo análogo à seção anterior, para que ocorra o equilíbrio de potência, é assumido que toda a energia disponível nos arranjos FV é fornecida à rede elétrica. Logo, tem se que:

$$\begin{aligned} P_{pv_a} &= P_{sa} \\ P_{pv_b} &= P_{sb} \\ P_{pv_c} &= P_{sc} \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$\begin{aligned} v_{pv_a} i_{pv_a} &= \frac{V_{sap} I_{sap}}{2} \\ v_{pv_b} i_{pv_b} &= \frac{V_{sbp} I_{sbp}}{2} \\ v_{pv_c} i_{pv_c} &= \frac{V_{scp} I_{scp}}{2} \end{aligned} \quad (4.15)$$

Isolando as grandezas $I_{sap}, I_{sbp}, I_{scp}$ da equação (4.15), obtém-se as correntes de pico estimadas para cada fase da rede elétrica, como mostrado em (4.16).

$$\begin{aligned} I_{sap} &= \frac{2v_{pv_a} i_{pv_a}}{V_{sap}} \\ I_{sbp} &= \frac{2v_{pv_b} i_{pv_b}}{V_{sbp}} \end{aligned} \quad (4.16)$$

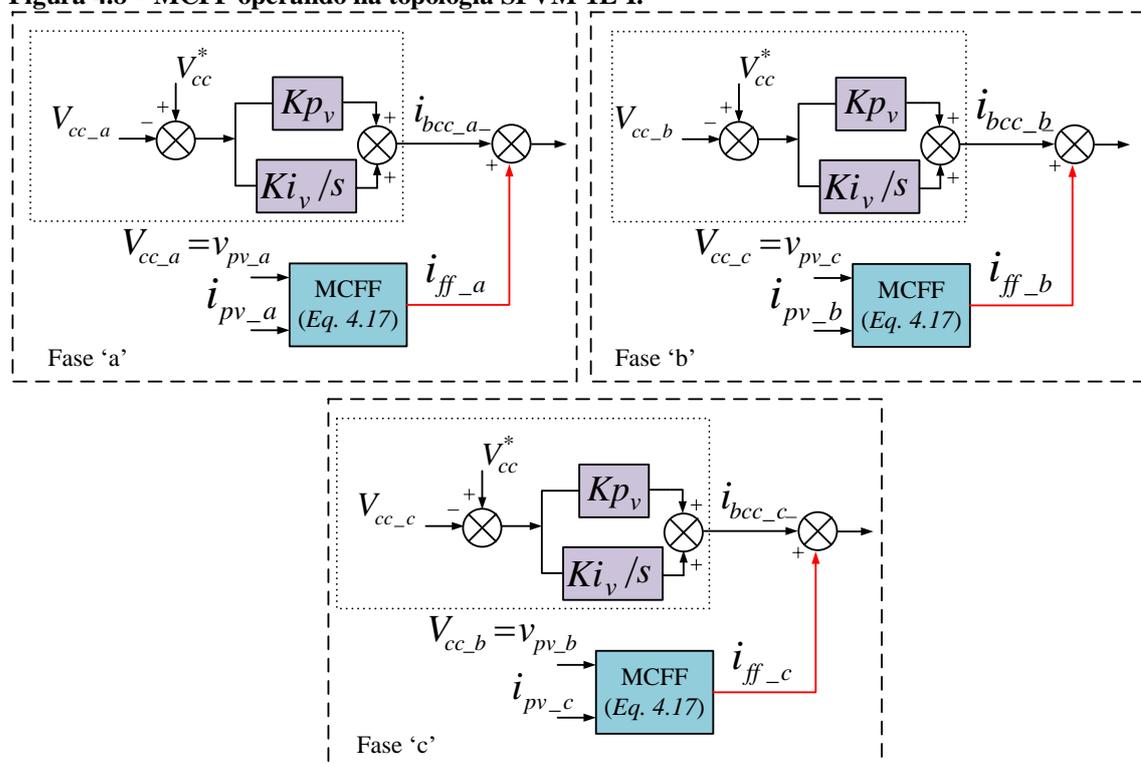
$$I_{sc_p} = \frac{2v_{pv_c}i_{pv_c}}{V_{sc_p}}$$

Portanto, as correntes *feed-forward* ($i_{ff_a}, i_{ff_b}, i_{ff_c}$), são agora definidas por fase, sendo equivalentes aos respectivos valores de $I_{sa_p}, I_{sb_p}, I_{sc_p}$.

$$\begin{aligned} i_{ff_a} &= \frac{2v_{pv_a}i_{pv_a}}{V_{sa_p}} \\ i_{ff_b} &= \frac{2v_{pv_b}i_{pv_b}}{V_{sb_p}} \\ i_{ff_c} &= \frac{2v_{pv_c}i_{pv_c}}{V_{sc_p}} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Dessa forma, para a topologia SFVM-1E-I, são implementadas três malhas de controle MCFF, conforme a Figura 4.8.

Figura 4.8 – MCFF operando na topologia SFVM-1E-I.



Fonte: Autoria própria.

4.3.3 Malha *Feed-Forward* para a Topologia SFVM-2E-C

Já para a topologia SFVM-2E-C, a qual emprega duplo estágio de conversão de energia, algumas considerações devem ser levadas em conta, pois, tem-se um conversor *boost* entre o arranjo FV e os inversores. Nesta topologia, é utilizado apenas um arranjo FV cuja energia é transferida para as três fases do sistema.

Novamente, considerando o sistema ideal, o ganho estático do conversor *boost* é determinado por (4.18), onde i_{pv} é a corrente de saída do arranjo FV, i_{bcc} a corrente no barramento CC dos inversores e D a razão cíclica do conversor *boost*.

$$\frac{i_{pv}}{i_{bcc}} = \frac{1}{1 - D} \quad (4.18)$$

Já a potência disponível no barramento CC pode ser determinada por:

$$P_{cc} = V_{cc} i_{pv}(1 - D) \quad (4.19)$$

Admitindo que as tensões e correntes na rede elétrica estão balanceadas e equilibradas, a potência trifásica na rede pode ser determinada pela equação (4.20), onde V_s e I_s são respectivamente tensão e corrente eficazes na rede elétrica e V_{sp} e I_{sp} os valores de pico correspondentes.

$$P_s = 3V_s I_s = \frac{3V_{sp} I_{sp}}{2} \quad (4.20)$$

Para que ocorra o equilíbrio de potência, assume-se novamente que toda a energia do arranjo FV seja fornecida à rede elétrica. Logo, tem-se que:

$$\begin{aligned} P_{pv} &= P_{cc} = P_s \\ v_{pv} i_{pv} &= \frac{3V_{sp} I_{sp}}{2} \end{aligned} \quad (4.21)$$

Isolando I_{sp} a partir da equação (4.21), obtém-se a corrente de pico estimada na rede elétrica, como mostrado em (4.10).

$$I_{sp} = \frac{2v_{pv}i_{pv}}{3V_{sp}} \quad (4.22)$$

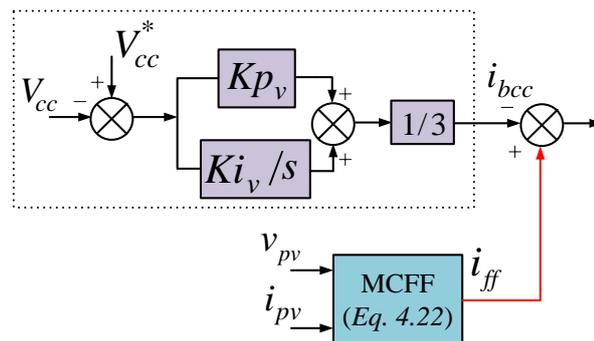
Por fim, a corrente *feed-forward* (i_{ff}), é definida sendo igual a I_{sp} , porém representada no eixo de referência síncrona dq , dada por (4.11).

$$i_{ff} = \sqrt{\frac{3}{2}} I_{sp} \quad (4.23)$$

A Figura 4.9 apresenta o diagrama em blocos da MCFF operando em conjunto com a malha de controle do barramento CC dos inversores, na topologia SFVM-2E-C.

Figura 4.9 – MCFF operando na topologia SFVM-2E-C.

Malha de controle da tensão no barramento CC



Fonte: Autoria própria.

4.3.4 Malha *Feed-Forward* para a Topologia SFVM-2E-I

Na topologia SFVM-2E-I, são utilizados três arranjos FV conectados aos seus respectivos conversores *boost*, fornecendo energia para cada fase da rede elétrica de forma independente.

Dessa forma, os ganhos estáticos dos conversores *boost* são determinados em (4.24), conspirando cada fase da rede elétrica.

$$\frac{i_{pv_a}}{i_{bcc_a}} = \frac{1}{1 - D_a}$$

$$\frac{i_{pv_b}}{i_{bcc_b}} = \frac{1}{1 - D_a} \quad (4.24)$$

$$\frac{i_{pv_c}}{i_{bcc_c}} = \frac{1}{1 - D_c}$$

Já as potências disponíveis nos barramentos CC podem ser determinadas por:

$$P_{cc_a} = V_{cc_a} i_{pv_a} (1 - D_a)$$

$$P_{cc_b} = V_{cc_b} i_{pv_b} (1 - D_b)$$

$$P_{cc_c} = V_{cc_c} i_{pv_c} (1 - D_c) \quad (4.25)$$

De acordo com as considerações abordadas na seção 4.3.2, a potência em cada fase da rede elétrica pode ser determinada pela equação (4.13).

E para que ocorra o equilíbrio de potência, assume-se que toda a energia do arranjo FV seja fornecida à rede elétrica. Logo, tem-se que:

$$P_{pv_a} = P_{cc_a} = P_{sa}$$

$$P_{pv_b} = P_{cc_b} = P_{sb}$$

$$P_{pv_c} = P_{cc_c} = P_{sc} \quad (4.26)$$

ou ainda,

$$v_{pv_a} i_{pv_a} = \frac{V_{sap} I_{sap}}{2}$$

$$v_{pv_b} i_{pv_b} = \frac{V_{sbp} I_{sbp}}{2}$$

$$v_{pv_c} i_{pv_c} = \frac{V_{scp} I_{scp}}{2} \quad (4.27)$$

Isolando as grandezas I_{sap} , I_{sbp} , I_{scp} da equação (4.27), obtém-se as correntes de pico estimadas para cada fase da rede elétrica, como mostrado em (4.28).

$$I_{sap} = \frac{2v_{pv_a} i_{pv_a}}{V_{sap}} \quad (4.28)$$

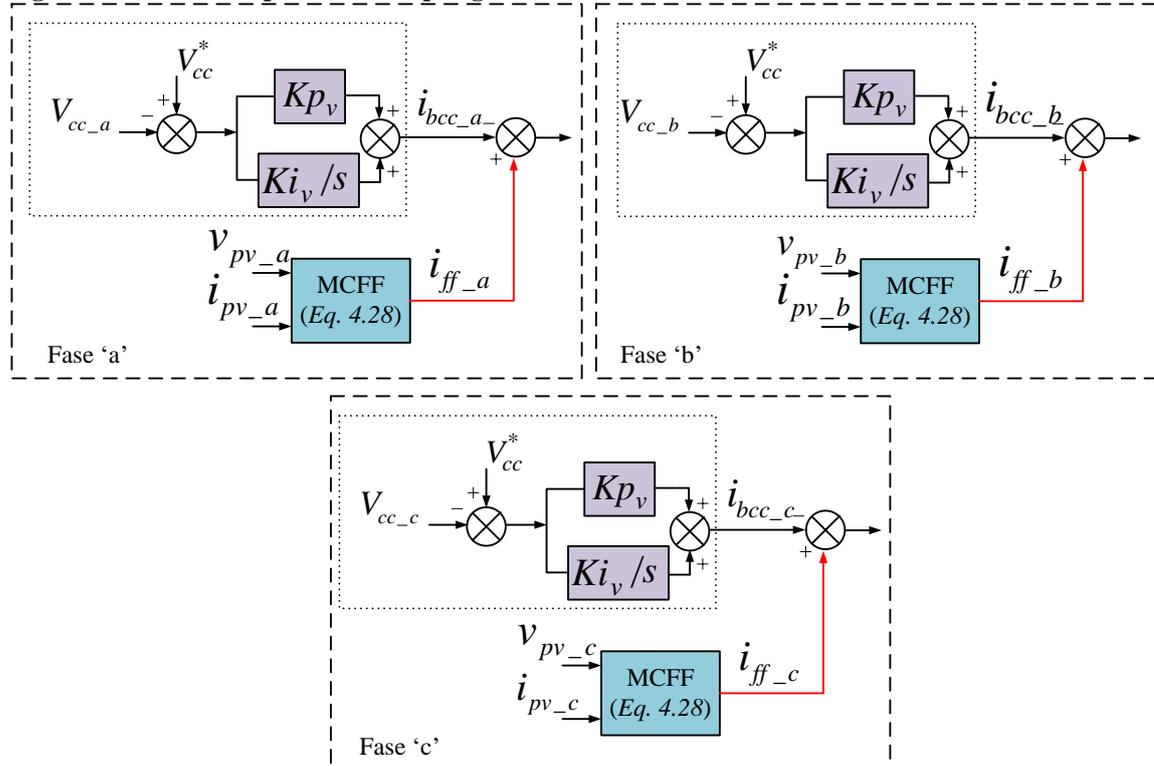
$$I_{sbp} = \frac{2v_{pv_b}i_{pv_b}}{V_{sbp}}$$

$$I_{scp} = \frac{2v_{pv_c}i_{pv_c}}{V_{scp}}$$

Por fim, as correntes *feed-forward*, i_{ff_a} , i_{ff_b} , i_{ff_c} , são definidas iguais a I_{sa_p} , I_{sb_p} , I_{sc_p} respectivamente.

A Figura 4.10 apresenta o diagrama em blocos das MCFF implementadas na topologia SFVM-2E-I.

Figura 4.10 – MCFF operando na topologia SFVM-2E-I.



Fonte: Autoria própria.

4.4 PROJETO DOS CONTROLADORES

Neste trabalho, todas as malhas de controle utilizam controladores PI, os quais foram projetados seguindo a metodologia proposta em (ANGÉLICO; CAMPANHOL; SILVA, 2014). Esta metodologia é baseada na análise da resposta em frequência via diagramas de Bode, onde

a frequência de cruzamento e a margem de fase desejada são especificações de projeto, e pode ser descrita conforme as etapas a seguir:

Etapa 1: Plotar o diagrama de Bode da planta a ser compensada ($G_P(s)$), e avaliar o ângulo de fase φ_P apresentado na frequência de cruzamento especificada ω_c .

Etapa 2: Calcular a contribuição angular (φ_C), a ser adicionado em φ_P a fim de obter a margem de fase desejada MF_d na frequência de cruzamento especificada ω_c , onde φ_C pode ser determinado por (4.30).

$$\varphi_C = MF_d - (\varphi_P + 180^\circ) \quad (4.30)$$

Etapa 3: Incluir um compensador de fase, o qual é dado por (4.31), em série com a planta a ser compensada (G_P), com o objetivo de ajustar o ângulo de fase do sistema compensado em malha aberta G_{MAC} , conforme a margem de fase desejada MF_d .

$$C(s) = \frac{T_i s + 1}{s} = \frac{\left(\frac{\operatorname{tg}(\varphi_C + 90^\circ)}{\omega_c}\right) s + 1}{s} \quad (4.31)$$

Etapa 4: Por fim, incluir um compensador conforme dado em (4.32), em série com o sistema compensado para que o módulo do sistema compensado em malha aberta G_{MAC} apresente 0dB na frequência de cruzamento especificada ω_c .

$$K_C = \frac{1}{|G_{MAC}|} \quad (4.32)$$

Dessa forma, a função transferência do controlador PI pode ser descrita por (4.33), onde os ganhos proporcional e integral K_p e K_i respectivamente são obtidos a partir de K_C e T_i conforme (4.34) e (4.35).

$$G_{PI}(s) = K_i \left(\frac{T_i s + 1}{s}\right) = K_p + \frac{K_i}{s} \quad (4.33)$$

$$K_p = K_i T_i \quad (4.34)$$

$$K_i = K_C \quad (4.35)$$

4.4.1 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle de Corrente dos Inversores

Os parâmetros de projeto dos controladores PI de corrente dos inversores das topologias de SFVM em estudo estão apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de corrente dos inversores.

Parâmetros	SFVM-1E-C e SFVM-2E-C	SFVM-1E-I e SFVM-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{ci} = 2,0 \text{ kHz}$	$\omega_{ci} = 2,0 \text{ kHz}$
Margem de fase desejada	$MF_{di} = 85^\circ$	$MF_{di} = 85^\circ$
Frequência de chaveamento	$f_{sw} = 20 \text{ kHz}$	$f_{sw} = 20 \text{ kHz}$
Indutância de acoplamento	$L_f = 1,5 \text{ mH}$	$L_f = 1,5 \text{ mH}$
Resistência de acoplamento	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$
Indutância de dispersão do transformador	$L_t = 115 \mu\text{H}$	-
Resistência de dispersão do transformador	$R_t = 0,08 \Omega$	-
Tensão no barramento CC	$V_{cc} = 230 \text{ V}$	$V_{cc} = 230 \text{ V}$
Ganho do PWM	$K_{PWM} = 2/3750$	$K_{PWM} = 2/3750$

Fonte: Autoria Própria.

De acordo com as descrições matemáticas do capítulo 3, a planta de corrente das topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C é representada por $G_{idFBC}(s)$, enquanto que para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I essa representação é dada por $G_{idFBI}(s)$.

Na etapa 1 do procedimento de projeto dos controladores PI, os ângulos de fase das plantas de corrente $G_{idFBC}(s)$ e $G_{idFBI}(s)$ foram avaliados e determinados conforme é mostrado em (4.36) e (4.37) nesta ordem.

$$\varphi_{PiFBC} = -90,7904^\circ \quad (4.36)$$

$$\varphi_{PiFBI} = -90,6079^\circ \quad (4.37)$$

Na segunda etapa, são estabelecidas as contribuições angulares φ_{CiFBC} e φ_{CiFBI} conforme (4.38) e (4.39), nesta ordem, de acordo com suas respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CiFBC} = MF_{di} - (\varphi_{PiFBC} + 180^\circ) = 85^\circ - (-90,7904^\circ + 180^\circ) = -5,7904^\circ \quad (4.38)$$

$$\varphi_{CiFBI} = MF_{di} - (\varphi_{PiFBI} + 180^\circ) = 85^\circ - (-90,6079^\circ + 180^\circ) = -5,6079^\circ \quad (4.39)$$

Em seguida, as constantes T_{iFBC} e T_{iFBI} podem ser calculadas pelas equações (4.40) e (4.41) respectivamente.

$$T_{iFBC} = \frac{tg(\varphi_{CiFBC} + 90^\circ)}{\omega_{ci}} = \frac{tg(-5,7904^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 2,0 \cdot 10^3} = 7,8473 \cdot 10^{-4} \quad (4.40)$$

$$T_{iFBI} = \frac{tg(\varphi_{CiFBI} + 90^\circ)}{\omega_{ci}} = \frac{tg(-5,6079^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 2,0 \cdot 10^3} = 8,1044 \cdot 10^{-4} \quad (4.41)$$

Dessa forma, conforme a etapa 3 da metodologia, as funções de transferência dos compensadores de fase $C_{FBC}(s)$ e $C_{FBI}(s)$, são determinadas por (4.42) e (4.43) nesta ordem, e os ganhos dos compensadores estabelecidos em (4.44) e (4.45).

$$C_{FBC}(s) = \frac{T_{iFBC} s + 1}{s} = \frac{7,8473 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \quad (4.42)$$

$$C_{FBI}(s) = \frac{T_{iFBI} s + 1}{s} = \frac{8,1044 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \quad (4.43)$$

$$K_{CFBC} = \frac{1}{|G_{MACFBC}|} = \frac{1}{|G_{idFBC}(s) \cdot C_{FBC}(s)|} = 2,0978 \cdot 10^5 \quad (4.44)$$

$$K_{CFBI} = \frac{1}{|G_{MACFBI}|} = \frac{1}{|G_{idFBI}(s) \cdot C_{FBI}(s)|} = 1,8871 \cdot 10^5 \quad (4.45)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI por meio de (4.33), conforme mostrado em (4.46) e (4.47).

$$G_{PI_{FBC}} = K_{CFBC} \left(\frac{T_{iFBC} s + 1}{s} \right) = 2,0978 \cdot 10^5 \left(\frac{7,8473 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \right) = Ki_i + \frac{Kp_i}{s} \quad (4.46)$$

$$G_{PI_{FBI}} = K_{CFBI} \left(\frac{T_{iFBI} s + 1}{s} \right) = 1,8871 \cdot 10^5 \left(\frac{8,1044 \cdot 10^{-4} s + 1}{s} \right) = Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \quad (4.47)$$

Por fim, as expressões (4.48) e (4.49), nesta ordem, representam os sistemas controlado em malha aberta.

$$G_{MAPI_{FBC}}(s) = G_{PI_{FBC}} \cdot G_{idFBC} = \left(Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \right) \left(\frac{V_{cc}}{(L_f + L_t)s + (R_f + R_t)} \right) \quad (4.48)$$

$$G_{MAPI_{FBI}}(s) = G_{PI_{FBI}} \cdot G_{idFBI} = \left(Kp_i + \frac{Ki_i}{s} \right) \left(\frac{V_{cc}}{L_f s + R_f} \right) \quad (4.49)$$

Os valores encontrados para os ganhos Kp_i e Ki_i referentes aos controladores PI de corrente dos inversores estão apresentados na Tabela 4.2, de acordo com cada topologia PV-FAPP.

Tabela 4.2 – Ganhos dos controladores PI de corrente dos inversores.

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
SFVM-1E-C	$Kp_i = 164,6173$
	$Ki_i = 2,0978 \cdot 10^5$
SFVM-2E-C	$Kp_i = 164,6173$
	$Ki_i = 2,0978 \cdot 10^5$
SFVM-1E-I	$Kp_i = 152,9380$
	$Ki_i = 1,8871 \cdot 10^5$
SFVM-2E-I	$Kp_i = 152,9380$
	$Ki_i = 1,8871 \cdot 10^5$

Fonte: Autoria Própria.

4.4.2 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Tensão dos barramentos CC

Os parâmetros de projeto dos controladores PI de tensão dos barramentos CC das topologias de SFVM em estudo estão apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Especificações de projeto dos controladores PI das malhas de tensão dos barramentos CC.

Parâmetros	SFVM-1E-C e SFVM-2E-C	SFVM-1E-I e SFVM-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{cv} = 7,5 \text{ Hz}$	$\omega_{cv} = 5 \text{ Hz}$
Margem de fase desejada	$MF_{dv} = 85^\circ$	$MF_{dv} = 85^\circ$
Frequência de ondulação do capacitor	$f_o = 360 \text{ Hz}$	$f_o = 120 \text{ Hz}$
Capacitância do barramento CC	$C_{cc} = 2115\mu\text{F}$	$C_{cc} = 705\mu\text{F}$
Tensão do barramento CC	$V_{cc} = 230 \text{ V}$	$V_{cc} = 230 \text{ V}$
Tensão no eixo síncrono direto	$v_d = 180 \text{ V}$	$v_d = 180 \text{ V}$

Fonte: Autoria Própria.

As plantas de tensão dos barramentos CC foram determinadas na seção 3.2 do capítulo 3, e são representadas por $G_{viFBC}(s)$ para as topologias com barramento CC compartilhado (SFVM-1E-C e SFVM-2E-C) e $G_{viFBI}(s)$ para as topologias com barramento CC independente (SFVM-1E-I e SFVM-2E-I).

Utilizando os procedimentos de projeto dos controladores PI, os ângulos de fase das plantas $G_{viFBC}(s)$ e $G_{viFBI}(s)$ foram avaliados e são apresentados em (4.50) e (4.51) respectivamente.

$$\varphi_{PvFBC} = -90^\circ \quad (4.50)$$

$$\varphi_{PvFBI} = -90^\circ \quad (4.51)$$

Em seguida, são estabelecidas as contribuições angulares φ_{CvFBC} e φ_{CvFBI} conforme (4.52) e (4.53), nesta ordem, de acordo com suas respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CvFBC} = MF_{dv} - (\varphi_{PvFBC} + 180^\circ) = 85^\circ - (-90^\circ + 180^\circ) = -5^\circ \quad (4.52)$$

$$\varphi_{CvFBI} = MF_{dv} - (\varphi_{PvFBI} + 180^\circ) = 85^\circ - (-90^\circ + 180^\circ) = -5^\circ \quad (4.53)$$

Com isso, as constantes T_{ivFBC} e T_{ivFBI} foram encontradas conforme em (4.54) e (4.55) nesta ordem. Assim, de acordo com a etapa 3 da metodologia de projeto, as funções de transferência dos compensadores de fase $C_{vFBC}(s)$ e $C_{vFBI}(s)$, são determinadas e dadas por (4.56) e (4.57) respectivamente, já os ganhos dos compensadores são estabelecidos em (4.58) e (4.59).

$$T_{ivFBC} = \frac{tg(\varphi_{CvFBC} + 90^\circ)}{\omega_{cv}} = \frac{tg(-5^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 7,5} = 0,242628 \quad (4.54)$$

$$T_{ivFBI} = \frac{tg(\varphi_{CvFBI} + 90^\circ)}{\omega_{cv}} = \frac{tg(-3^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 5} = 0,3638 \quad (4.55)$$

$$C_{vFBC}(s) = \frac{T_{ivFBC} s + 1}{s} = \frac{0,2426s + 1}{s} \quad (4.56)$$

$$C_{vFBI}(s) = \frac{T_{ivFBI} s + 1}{s} = \frac{0,3638s + 1}{s} \quad (4.57)$$

$$K_{CvFBC} = \frac{1}{|G_{MACFBC}|} = \frac{1}{|G_{viFBC}(s) \cdot C_{FBC}(s)|} = 0,3487 \quad (4.58)$$

$$K_{CvFBI} = \frac{1}{|G_{MACFBI}|} = \frac{1}{|G_{viFBI}(s) \cdot C_{FBI}(s)|} = 0,1550 \quad (4.59)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI por (4.33), conforme mostrado em (4.60) e (4.61).

$$G_{PIvFBC} = K_{CvFBC} \left(\frac{T_{vFBC} s + 1}{s} \right) = 0,3487 \left(\frac{0,2426s + 1}{s} \right) = Ki_v + \frac{Kp_v}{s} \quad (4.60)$$

$$G_{PIvFBI} = K_{CvFBI} \left(\frac{T_{vFBI} s + 1}{s} \right) = 0,1550 \left(\frac{0,3638s + 1}{s} \right) = Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \quad (4.61)$$

Por fim, os sistemas controlados em malha aberta podem ser representados conforme mostrado em (4.62) e (4.63).

$$G_{MAPIvFBC}(s) = G_{PIvFBC} \cdot G_{viFBC} = \left(Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \right) \left(\frac{3v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \right) \quad (4.62)$$

$$G_{MAPIvFBI}(s) = G_{PIvFBI} \cdot G_{viFBI} = \left(Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \right) \left(\frac{v_d}{2C_{cc}V_{cc}s} \right) \quad (4.63)$$

Os valores encontrados para os ganhos Kp_v e Ki_v referentes aos controladores PI de tensão dos barramentos CC estão apresentados na Tabela 4.4, de acordo com cada topologia SFVM.

Tabela 4.4 – Ganhos dos controladores PI de tensão dos barramentos CC.

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
SFVM-1E-C	$Kp_v = 0,0843$
	$Ki_v = 0,3487$
SFVM-1E-I	$Kp_v = 0,0564$
	$Ki_v = 0,1550$
SFVM-2E-C	$Kp_v = 0,0843$
	$Ki_v = 0,3487$
SFVM-2E-I	$Kp_v = 0,0564$
	$Ki_v = 0,1550$

Fonte: Autoria Própria.

4.4.3 Projeto dos Controladores PI das Malhas de Controle do Conversor *Boost*

O conversor CC-CC *boost*, é empregado apenas nas topologias SFVM com duplo estágio de conversão de energia, ou seja, SFVM-2E-C e SFVM-2E-I. O método de controle aplicado para todos os conversores *boost*, é o método multi-malhas, o qual apresenta uma malha interna para controle da corrente do referido conversor, e uma malha externa de tensão, a qual controla a tensão de saída do arranjo fotovoltaico da estrutura. Para ambas as malhas de controle, são utilizados controladores PI, cujos ganhos são determinados a seguir:

4.4.3.1 Controlador PI da Malha Interna de Corrente

A Tabela 4.5 apresenta os parâmetros de projeto dos controladores PI das malhas internas de corrente dos conversores *boost* das topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.

Tabela 4.5 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha interna de corrente do *boost*.

Parâmetros	SFVM-2E-C	PV-FAPP-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{ciB} = 700 \text{ Hz}$	$\omega_{ciB} = 700 \text{ Hz}$
Margem de fase desejada	$MF_{diB} = 59^\circ$	$MF_{diB} = 59^\circ$
Frequência de chaveamento	$f_s = 20 \text{ KHz}$	$f_s = 20 \text{ KHz}$
Indutância do <i>boost</i>	$L_b = 1,5 \text{ mH}$	$L_b = 1,5 \text{ mH}$
Resistência série do indutor do <i>boost</i>	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$
Resistência do PV	$R_{pv} = 5,888\Omega$	$R_{pv} = 7,71 \Omega$
Capacitância	$C_{pv} = 470 \mu F$	$C_{pv} = 470 \mu F$
Tensão de referência de saída do conversor	$V_{cc} = 230 \text{ V}$	$V_{cc} = 230 \text{ V}$
Ganho do PWM	$K_{PWM} = 1/7500$	$K_{PWM} = 1/7500$

Fonte: Autoria Própria.

A planta de corrente do conversor *boost* é representada por $G_{id_B}(s)$, dada pela equação (3.50) e são iguais para ambos conversores das topologias de duplo estágio.

A partir dos procedimentos de projeto, o ângulo de fase da planta $G_{id_B}(s)$ de cada topologia, foi avaliado e são mostrados em (4.64) e (4.65) respectivamente para SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.

$$\varphi_{PiBC} = -93,3645^\circ \quad (4.64)$$

$$\varphi_{PiBI} = -93,3367^\circ \quad (4.65)$$

As contribuições angulares φ_{CiBC} e φ_{CiBI} foram calculadas conforme em (4.66) e (4.67), nesta ordem, de acordo com as respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CiBC} = MF_{diB} - (\varphi_{PiBC} + 180^\circ) = 59^\circ - (-93,3645^\circ + 180^\circ) = -5,3645^\circ \quad (4.66)$$

$$\varphi_{CiBI} = MF_{diB} - (\varphi_{PiBI} + 180^\circ) = 88^\circ - (-93,3367^\circ + 180^\circ) = -5,3367^\circ \quad (4.67)$$

Com isso, as constantes T_{ivFBC} e T_{ivFBI} foram determinadas de acordo com (4.68) e (4.69) respectivamente. A partir disso, as funções de transferência dos compensadores de fase $C_{FBC}(s)$ e $C_{FBI}(s)$, foram determinadas e são mostradas em (4.70) e (4.71) nesta ordem. Já os ganhos dos compensadores são estabelecidos em (4.72) e (4.73).

$$T_{iBC} = \frac{tg(\varphi_{CiBC} + 90^\circ)}{\omega_{ciB}} = \frac{tg(-5,3645 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 900} = 0,0019 \quad (4.68)$$

$$T_{iBI} = \frac{tg(\varphi_{CiBI} + 90^\circ)}{\omega_{ciB}} = \frac{tg(-5,3367 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 900} = 0,0019 \quad (4.69)$$

$$C_{BC}(s) = \frac{T_{ivFBC} s + 1}{s} = \frac{0,0019s + 1}{s} \quad (4.70)$$

$$C_{BI}(s) = \frac{T_{ivFBI} s + 1}{s} = \frac{0,0019s + 1}{s} \quad (4.71)$$

$$K_{CiBC} = \frac{1}{|G_{MACBC}|} = \frac{1}{|G_{idB}(s) \cdot C_{BC}(s)|} = 1,4341 \cdot 10^5 \quad (4.72)$$

$$K_{CiBI} = \frac{1}{|G_{MACBI}|} = \frac{1}{|G_{idB}(s) \cdot C_{BI}(s)|} = 1,4266 \cdot 10^5 \quad (4.73)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI por meio de (4.33), conforme mostrado em (4.74) e (4.75).

$$G_{PIBC} = K_{CiBC} \left(\frac{T_{ivFBC} s + 1}{s} \right) = 1,4341 \cdot 10^5 \left(\frac{0,0019s + 1}{s} \right) = Ki_v + \frac{Kp_v}{s} \quad (4.74)$$

$$G_{PIBI} = K_{CiBI} \left(\frac{T_{ivFBI} s + 1}{s} \right) = 1,4266 \cdot 10^5 \left(\frac{0,0019s + 1}{s} \right) = Kp_v + \frac{Ki_v}{s} \quad (4.75)$$

Por fim, os sistemas controlados em malha aberta podem ser representados conforme mostrado em (4.76) e (4.77).

$$G_{MAPIBC}(s) = G_{PIBC} \cdot G_{idBC} =$$

$$= \left(Kp_{iB} + \frac{Ki_{iB}}{s} \right) \left(\frac{V_{cc}(1 + sC_{pv}R_{pv})}{s^2(C_{pv}R_{pv}L_b) + s(L_b + C_{pv}R_{pv}R_{Lb}) + (R_{pv} + R_{Lb})} \right) \quad (4.76)$$

$$G_{MAPIBI}(s) = G_{PIBI} \cdot G_{idBI} =$$

$$= \left(Kp_{iB} + \frac{Ki_v}{s} \right) \left(\frac{V_{cc}(1 + sC_{pv}R_{pv})}{s^2(C_{pv}R_{pv}L_b) + s(L_b + C_{pv}R_{pv}R_{Lb}) + (R_{pv} + R_{Lb})} \right) \quad (4.77)$$

Os valores encontrados para os ganhos Kp_{iB} e Ki_{iB} referentes aos controladores PI da malha interna do conversor *boost*, estão apresentados na Tabela 4.6, de acordo com as topologias SFVM-2E.

Tabela 4.6 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor *boost*.

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
SFVM-2E-C	$Kp_{iB} = 170,063$
	$Ki_{iB} = 1,4341 \cdot 10^6$
SFVM-2E-I	$Kp_{iB} = 170,059$
	$Ki_{iB} = 1,4266 \cdot 10^4$

Fonte: Autoria Própria.

4.4.3.2 Controlador PI da Malha Externa de Tensão

A Tabela 4.7 apresenta os parâmetros de projeto dos controladores PI das malhas externas de tensão dos conversores *boost* das topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.

A planta de tensão do conversor *boost* de ambas as topologias de duplo estágio, é representada por $G_{viB}(s)$, dada pela equação (3.51).

A partir dos procedimentos de projeto, o ângulo de fase da planta $G_{idB}(s)$ de cada topologia, foi avaliado e são mostrados em (4.78) e (4.79) respectivamente para SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.

$$\varphi_{PvBC} = -124,5723^\circ \quad (4.78)$$

$$\varphi_{PvBI} = -109,1633^\circ \quad (4.79)$$

Tabela 4.7 – Especificações de projeto dos controladores PI da malha externa de tensão do boost.

Parâmetros	SFVM-2E-C	SFVM-2E-I
Frequência de cruzamento	$\omega_{cvB} = 60 \text{ Hz}$	$\omega_{cvB} = 60 \text{ Hz}$
Margem de fase desejada	$MF_{dvB} = 80^\circ$	$MF_{dvB} = 80^\circ$
Frequência de chaveamento	$f_s = 20 \text{ KHz}$	$f_s = 20 \text{ KHz}$
Resistência do PV	$R_{pV} = 5,888 \Omega$	$R_{pV} = 7,71 \Omega$
Capacitância	$C_{pV} = 470 \mu F$	$C_{pV} = 470 \mu F$

Fonte: Autoria Própria.

As contribuições angulares φ_{CiBC} e φ_{CiBI} foram calculadas conforme em (4.80) e (4.81), nesta ordem, de acordo com as respectivas margens de fase desejadas.

$$\varphi_{CvBC} = MF_{dvB} - (\varphi_{PvBC} + 180^\circ) = 80^\circ - (-124,5723^\circ + 180^\circ) = -44,5723^\circ \quad (4.80)$$

$$\varphi_{CvBI} = MF_{dvB} - (\varphi_{PvBI} + 180^\circ) = 80^\circ - (-109,1633^\circ + 180^\circ) = -29,1633^\circ \quad (4.81)$$

Com isso, as constantes T_{ivBC} e T_{ivBI} foram determinadas de acordo com (4.82) e (4.83) respectivamente. A partir disso, as funções de transferência dos compensadores de fase $C_{FBC}(s)$ e $C_{FBI}(s)$, foram determinadas e são mostradas em (4.84) e (4.85), respectivamente. Já os ganhos dos compensadores são estabelecidos em (4.86) e (4.87).

$$T_{ivBC} = \frac{tg(\varphi_{CvBC} + 90^\circ)}{\omega_{cvB}} = \frac{tg(-44,5723 + 90^\circ)}{2\pi \cdot 60} = 0,0027 \quad (4.82)$$

$$T_{ivBI} = \frac{tg(\varphi_{CvBI} + 90^\circ)}{\omega_{cvB}} = \frac{tg(-29,1633^\circ + 90^\circ)}{2\pi \cdot 60} = 0,0048 \quad (4.83)$$

$$C_{BC}(s) = \frac{T_{ivBC}s + 1}{s} = \frac{0,0027s + 1}{s} \quad (4.84)$$

$$C_{BI}(s) = \frac{T_{ivBI}s + 1}{s} = \frac{0,0048s + 1}{s} \quad (4.85)$$

$$K_{CvBC} = \frac{1}{|G_{MACBC}|} = \frac{1}{|G_{viB}(s) \cdot C_{BC}(s)|} = 119,9221 \quad (4.86)$$

$$K_{CvBI} = \frac{1}{|G_{MACBI}|} = \frac{1}{|G_{viB}(s) \cdot C_{BI}(s)|} = 72,5860 \quad (4.87)$$

Com isso, é possível obter as expressões dos controladores PI por meio de (4.33), conforme mostrado em (4.88) e (4.89).

$$G_{PIBC} = K_{CvFBC} \left(\frac{T_{ivBC}s + 1}{s} \right) = 119,9221 \left(\frac{0,0027s + 1}{s} \right) = Ki_{vB} + \frac{Kp_{vB}}{s} \quad (4.88)$$

$$G_{PIBI} = K_{CvFBI} \left(\frac{T_{ivBI}s + 1}{s} \right) = 72,5860 \left(\frac{0,0048s + 1}{s} \right) = Kp_{vB} + \frac{Ki_{vB}}{s} \quad (4.89)$$

Por fim, os sistemas controlados em malha aberta podem ser representados conforme mostrado em (4.90) e (4.91).

$$G_{MAPIFBC}(s) = G_{PIFBC} \cdot G_{viFBC} = \left(Kp_{vB} + \frac{Ki_{vB}}{s} \right) \left(-\frac{R_{pv}}{(1 + sC_{pv}R_{pv})} \right) \quad (4.90)$$

$$G_{MAPIFBI}(s) = G_{PIFBI} \cdot G_{viFBI} = \left(Kp_{vB} + \frac{Ki_{vB}}{s} \right) \left(-\frac{R_{pv}}{(1 + sC_{pv}R_{pv})} \right) \quad (4.91)$$

Os valores encontrados para os ganhos Kp_{vB} e Ki_{vB} referentes aos controladores PI da malha externa do conversor *boost*, estão apresentados na Tabela 4.8, de acordo com as topologias SFVM-2E.

Tabela 4.8 – Ganhos dos controladores PI de corrente do conversor *boost*.

Topologia	Ganhos dos Controladores PI
SFVM-2E-C	$Kp_{vB} = 0,3229$
	$Ki_{vB} = 119,9221$
SFVM-2E-I	$Kp_{vB} = 0,3450$
	$Ki_{vB} = 75,5860$

Fonte: Autoria Própria.

4.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Este capítulo apresentou os algoritmos de controle bem como a metodologia e projeto dos controladores implementados em cada topologia SFVM em estudo. O algoritmo baseado no SRF é então utilizado para gerar as correntes de referência que representam as parcelas não ativas a serem sintetizadas pelos inversores. A parcela obtida com o algoritmo SRF, é somada à corrente de referência que representa a energia ativa disponibilizada pelo sistema FV, e dessa forma, obteve-se a corrente de referência, a qual é então composta por componentes ativas, reativas e harmônicas. Além disso, foram apresentadas as malhas de controle de cada estrutura SFVM, sendo os projetos dos controladores PI, realizados a partir da análise de resposta em frequência.

CAPÍTULO 5 – RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados obtidos em simulações computacionais e ensaios experimentais, bem como as análises comparativas das topologias implementadas neste trabalho.

As simulações foram realizadas em tempo discreto utilizando a ferramenta computacional MATLAB/Simulink, onde foi possível implementar as topologias, os algoritmos e sistemas de controle que compõem os sistemas SFVM. Além disso, os atrasos das aquisições das grandezas de tensão e corrente introduzidos pelos filtros *anti-aliasing* foram considerados, assim como os atrasos referente ao tempo de atuação dos conversores e tempo morto das chaves de potência.

Já o protótipo, utilizado para os ensaios experimentais, é composto por três inversores monofásicos SKS 30F B2CI 10 V12 da SEMIKRON, os quais são acoplados à rede elétrica por meio de três indutores de filtragem e três transformadores de isolamento. Também, três conversores do tipo *boost* compõem o protótipo. Além disso, são utilizados circuitos de aquisição de sinais, onde são integrados sensores de efeito hall para mediação das tensões e correntes. Os sinais são condicionados por meio de circuitos eletrônicos e adquiridos por Processadores Digitais de Sinais (DSP – *Digital Signal Processor*).

Os algoritmos implementados, os quais compõem as aquisições de dados, algoritmos de geração das referências de correntes, sistemas PLL, algoritmos de MPPT, rotinas do modulador PWM e controladores de tensão e corrente, foram desenvolvidos em linguagem C e embarcados no kit DSP TMDSPRE28335. No caso das topologias SFVM que apresentam duplo estágio de conversão de energia, foram utilizados dois kits DSP, sendo um para operação e controle das unidades inversoras e outro para os conversores *boost*.

As formas de onda das tensões e correntes foram coletadas por meio de um osciloscópio digital TPS2024 da TEKTRONIX. Para medição das grandezas de tensão, corrente e potência dos arranjos FV das topologias SFVM, utilizou-se o wattímetro WT3000 YOKOGAWA. Já os espectros harmônicos, DHT das correntes na rede elétrica e valores numéricos das grandezas de potência e fator de potência, foram medidos a partir de um analisador de qualidade de energia elétrica monofásico modelo 43B da FLUKE.

Por fim, os resultados de cada topologia foram analisados e comparados considerando aspectos construtivos e desempenhos.

5.1 MODOS DE OPERAÇÃO DOS SFVM

Os sistemas SFVM foram implementados para quatro modos distintos de operação, sendo estes descritos a seguir:

Modo de Operação 1 (MOP 1) – Neste caso, considera-se que não há cargas conectadas à rede elétrica, de forma que toda a energia produzida pelos arranjos FV é injetada na rede elétrica. Logo, tais correntes injetadas são compostas apenas por componentes ativas.

Modo de Operação 2 (MOP 2) – Neste caso, similar ao MOP 1, também não há cargas conectadas à rede elétrica. Porém, é considerado um cenário de falha em arranjos FV das topologias SFVM limitando assim, a energia injetada à rede elétrica.

Modo de Operação 3 (MOP 3) – Nesta operação, considera-se que não há energia disponível nos arranjos FV, tornando os sistemas SFVM restritivamente FAPP ou seja, atuam na supressão dos conteúdos harmônicos de corrente e na compensação de potência reativa e desbalanços das cargas conectadas aos sistemas. Sendo assim, as correntes injetadas na rede elétrica serão agora compostas por componentes harmônicas e componentes reativas. Ainda, toda a potência ativa consumida pelas cargas, é fornecida exclusivamente pela rede elétrica.

Modo de Operação 4 (MOP 4) – Neste caso, as topologias SFVM fornecem energia ativa, disponibilizada pelos arranjos FV, à rede elétrica e simultaneamente realizam a supressão de correntes harmônicas e compensação de potência reativa e desequilíbrios das cargas conectadas aos sistemas. Sendo assim, as correntes injetadas na rede elétrica são compostas por componentes ativas, componentes harmônicas e componentes reativas. Considerando este caso, as potências consumidas pelas cargas, são fornecidas pelos sistemas SFVM e a energia excedente é injetada à rede elétrica.

As conexões dos arranjos FV foram definidas conforme as necessidades e limitações técnicas de cada topologia. No Apêndice D, é apresentado as características dos módulos FV utilizados, bem como as configurações dos arranjos FV.

A Tabela 5.1 apresenta os principais parâmetros para implementação de cada topologia SFVM. Já na Tabela 5.2, estão mostrados os dados referentes às cargas utilizados para os modos de operação 3 e 4. Neste trabalho, foram utilizados dois conjuntos de cargas não-lineares monofásicas, sendo estes denominados cargas 1 e 2. Para o MOP 3, utiliza-se o conjunto de cargas 1, enquanto que para o MOP 4, utiliza-se o conjunto de cargas 2. A utilização desses dois conjuntos de cargas foi definida para que na situação considerada no MOP 4, o arranjo FV consiga fornecer energia para alimentar as cargas conectadas ao sistema, e injetar o excedente

à rede elétrica. Logo a potência consumida pelo conjunto de cargas 2 é menor que a energia produzida pelos arranjos FV.

Tabela 5.1 – Parâmetros das topologias SFVM.

Parâmetros	SFVM-1E-C	SFVM-2E-C	SFVM-1E-I	SFVM-2E-I
Tensão eficaz na rede elétrica	$v_s = 127 V$	$v_s = 127 V$	$v_s = 127 V$	$v_s = 127 V$
Frequência nominal da rede elétrica	$f_s = 60 Hz$	$f_s = 60 Hz$	$f_s = 60 Hz$	$f_s = 60 Hz$
Frequência de chaveamento dos conversores	$f_{sw} = 20 kHz$	$f_{sw} = 20 kHz$	$f_{sw} = 20 kHz$	$f_{sw} = 20 kHz$
Frequência de amostragem do conversor A/D	$f_{sw} = 40 kHz$	$f_{sw} = 40 kHz$	$f_{sw} = 40 kHz$	$f_{sw} = 40 kHz$
Indutância de acoplamento	$L_f = 1,5 mH$	$L_f = 1,5 mH$	$L_f = 1,5 mH$	$L_f = 1,5 mH$
Resistência de acoplamento	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$	$R_f = 0,21 \Omega$
Indutância de dispersão do transformador	$L_t = 115 \mu H$	$L_t = 115 \mu H$	-	-
Resistência de dispersão do transformador	$R_t = 0,08 \Omega$	$R_t = 0,08 \Omega$	-	-
Tensão de referência no barramento CC	$V_{cc} = 230 V$	$V_{cc} = 230 V$	$V_{cc} = 230 V$	$V_{cc} = 230 V$
Capacitância do barramento CC	$C_{cc} = 2115 \mu F$	$C_{cc} = 2115 \mu F$	$C_{cc} = 705 \mu F$	$C_{cc} = 705 \mu F$
Ganho PWM dos inversores	$K_{PWM} = 2/3750$	$K_{PWM} = 2/3750$	$K_{PWM} = 2/3750$	$K_{PWM} = 2/3750$
Filtro capacitivo do arranjo FV	-	$C_{pv} = 470 \mu F$	-	$C_{pv} = 470 \mu F$
Indutância do conversor boost	-	$L_b = 1,5 mH$	-	$L_b = 1,5 mH$
Resistência série do indutor do boost	-	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$	-	$R_{Lb} = 0,21 \Omega$
Resistência do arranjo PV	-	$R_{pv} = 5,804 \Omega$	-	$R_{pv} = 7,71 \Omega$
Ganho PWM do conversor boost	-	$K_{PWM} = 1/7500$	-	$K_{PWM} = 1/7500$
Frequência de amostragem do MPPT P&O	$f_{MPPT} = 2 Hz$	$f_{MPPT} = 12 Hz$	$f_{MPPT} = 2 Hz$	$f_{MPPT} = 12 Hz$

Fonte: Autoria própria.

Tabela 5.2 – Parâmetros das cargas utilizadas nas topologias SFVM.

Cargas 1

Fase	Carga Não-Linear	Resistência (R)	Indutância (L)
'a'	Retificador monofásico	10,1 Ω	16 mH
'b'	Retificador monofásico	9,5 Ω	16 mH
'c'	Retificador monofásico	13,2 Ω	16 mH

Tabela 5.2 – Parâmetros das cargas utilizadas nas topologias SFVM.

Cargas 2			
Fase	Carga Não-Linear	Resistência (R)	Indutância (L)
'a'	Retificador monofásico	28,9 Ω	16 mH
'b'	Retificador monofásico	20,1 Ω	16 mH
'c'	Retificador monofásico	33,7 Ω	16 mH

Fonte: Autoria própria.

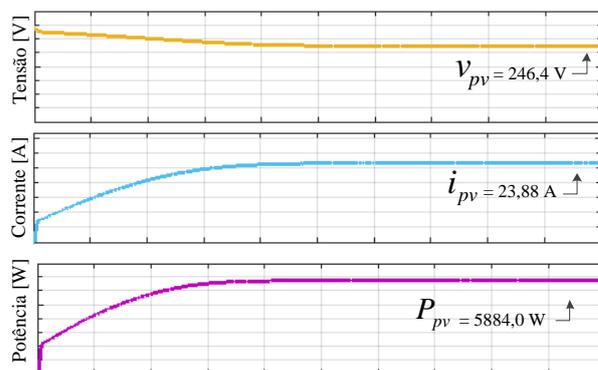
5.2 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

5.2.1 Modo de operação 1 (MOP 1)

Neste cenário, para todas as topologias, é considerado a situação de condições padronizadas de teste (STC), em que a irradiação solar incidente sobre os módulos FV é uniforme. As Figuras 5.1, 5.2, 5.3 e 5.4 apresentam os resultados obtidos em simulação para as tensões, correntes e potências extraídas dos arranjos FV nas topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I respectivamente.

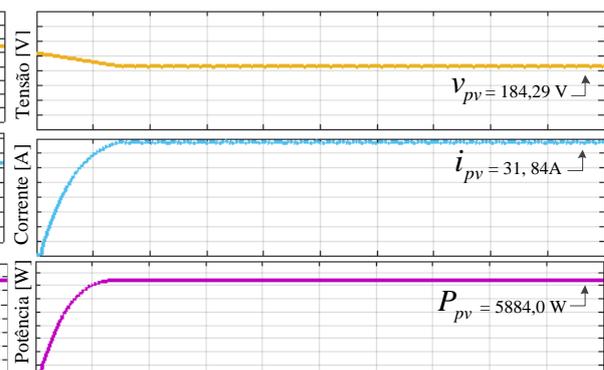
Para a topologia SFVM-1E-C, tais grandezas, conforme a Figura 5.1, são medidas nos terminais do barramento CC dos inversores, cuja tensão é controlada no valor de referência fornecido pelo algoritmo de MPPT. Já para a topologia SFVM-2E-C, as medições, mostradas na Figura 5.2, são realizadas nos terminais de entrada do conversor *boost*, sendo este agora o responsável por executar o algoritmo de MPPT.

Figura 5.1 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-C (45V- 4A-850W/div; 0,5s/div).



Fonte: Autoria própria.

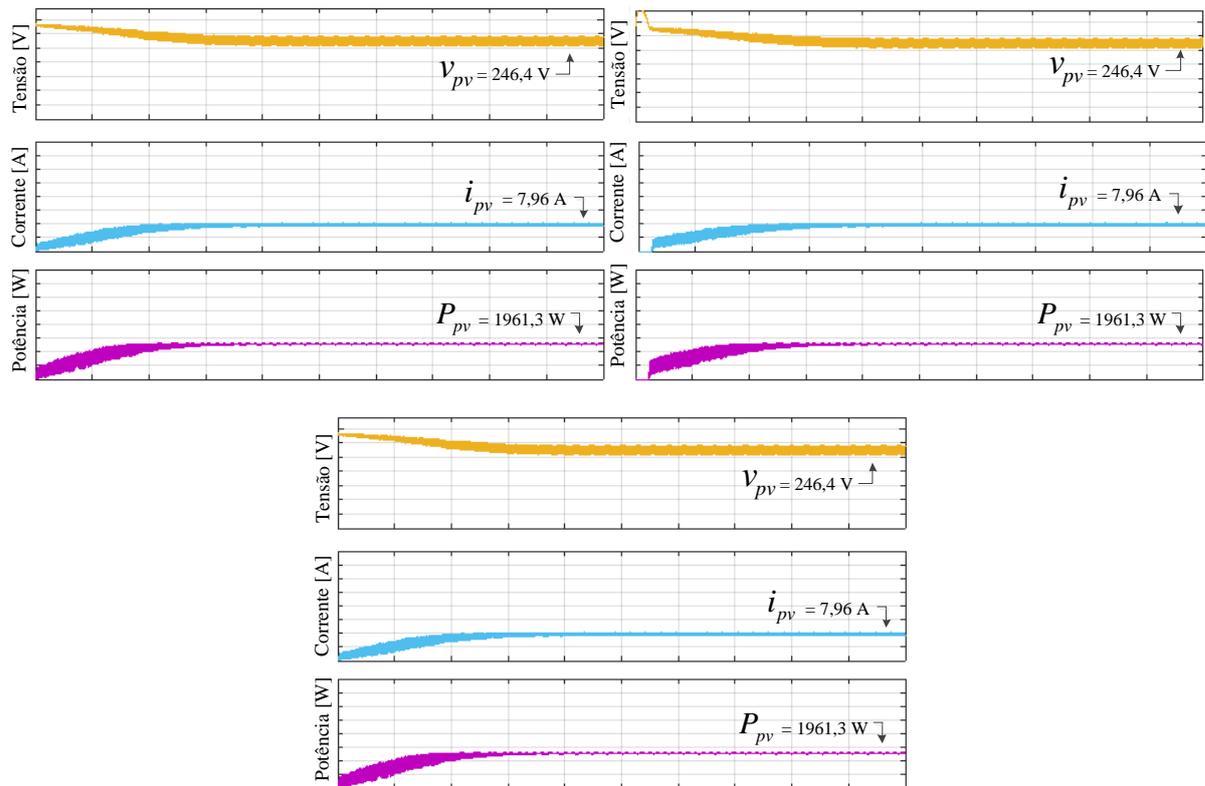
Figura 5.2 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-C (45V- 4A-850W/div; 0,5s/div).



Fonte: Autoria própria.

Para a topologia SFVM-1E-I, conforme a Figura 5.3, as grandezas de saída dos arranjos FV estão mostradas para casa fase de forma independente, e são medidas nos terminais dos barramentos CC dos inversores, cujas tensões são controladas nos valores de referência estabelecidos pelos algoritmos de MPPT.

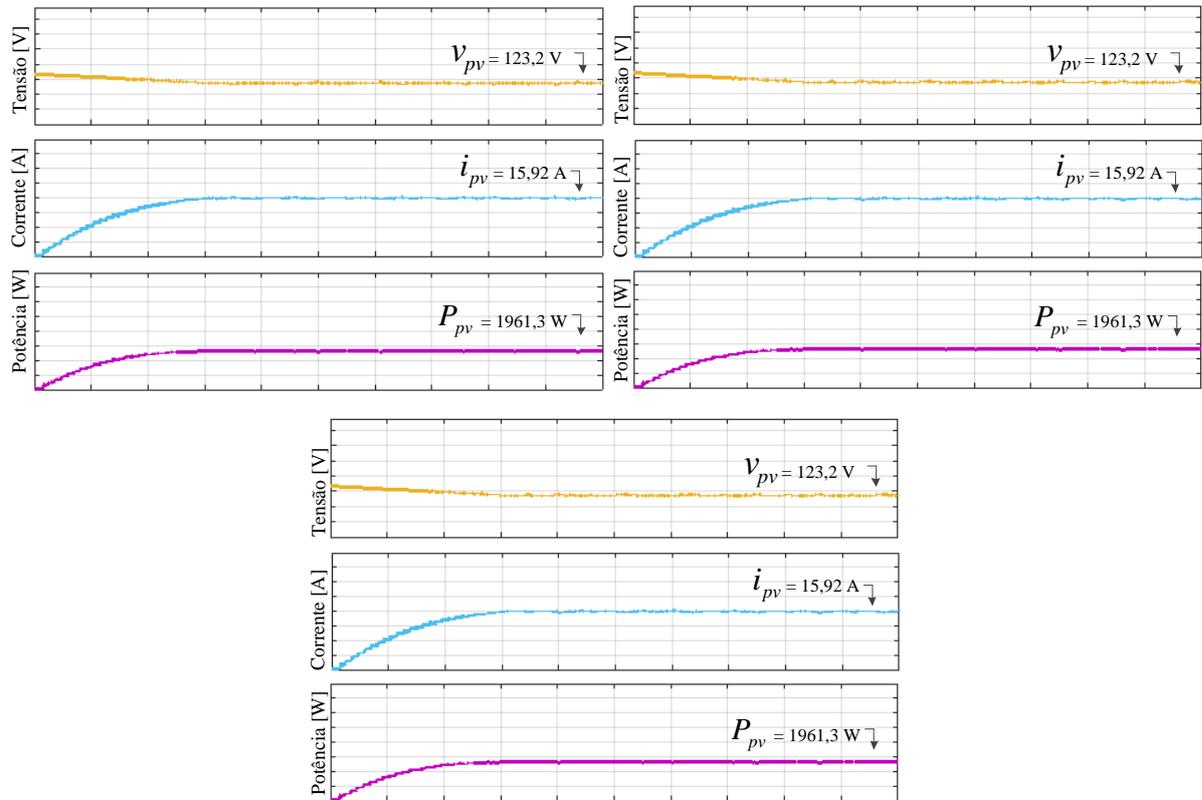
Figura 5.3 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-I (45V-4A-850W/div; 0,5s/div).



Fonte: Autoria própria.

Já para a topologia SFVM-2E-I, as medições são mostradas na Figura 5.4 para o arranjo FV de cada fase, e são adquiridas nos terminais de entrada dos conversores *boost*.

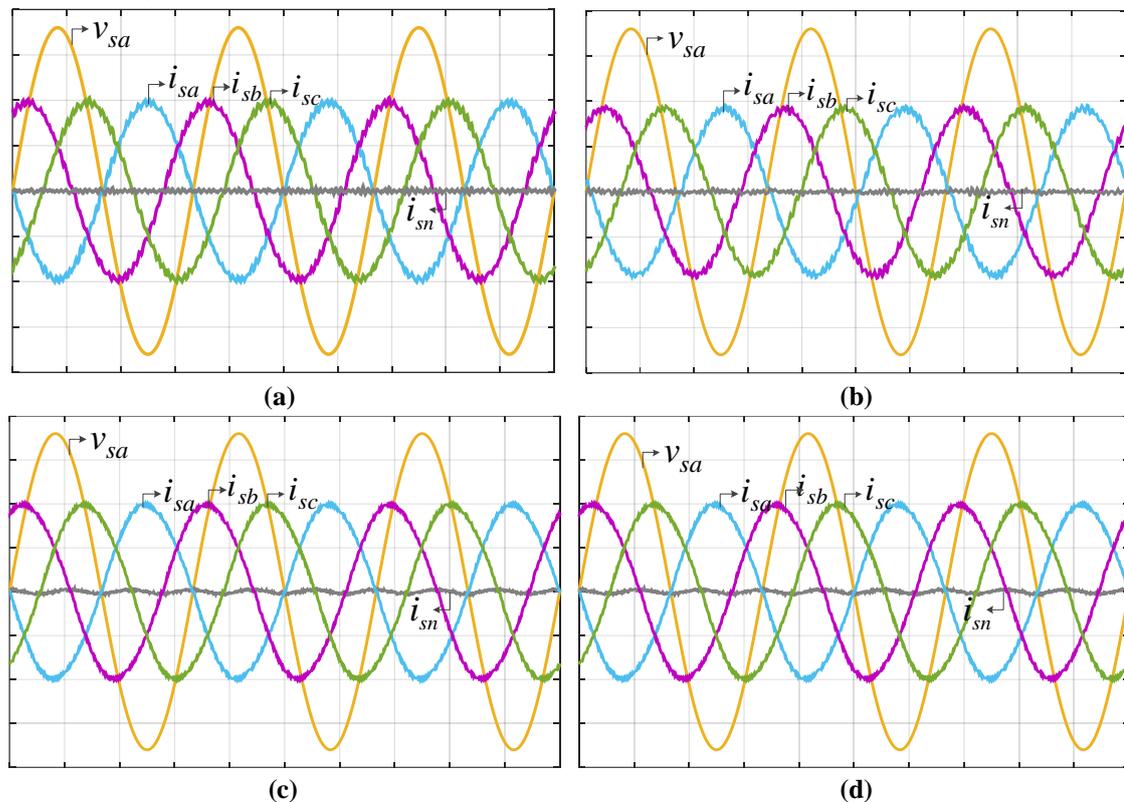
Figura 5.4 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-I (45V-4A-850W/div; 0.5s/div).



Fonte: Autoria própria.

As Figuras 5.5 (a, b, c, d), mostram a tensão na fase ‘a’ (v_{sa}) em conjunto com as correntes injetadas na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}) e a corrente no condutor neutro (i_{sn}), para as topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I. Toda a energia produzida pelos arranjos FV é disponibilizada à rede elétrica, não havendo cargas conectadas aos sistemas. Dessa forma, as correntes da rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), para todas as topologias em operação, apresentam perfis senoidais, e estão em fase oposta às suas respectivas tensões. Para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, nota-se que existe uma parcela de corrente que circula pelo condutor neutro. Isso ocorre devido a influência da oscilação de frequência de 120 Hz na tensão dos barramentos CC destas estruturas. Essa influência pode ocorrer uma vez que o sinal de saída da malha de controle da tensão do barramento CC é utilizado no algoritmo de geração das correntes de referência dos inversores. Já para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, a corrente no condutor neutro é muito próxima de zero. Nestes casos, o barramento CC apresenta oscilação menor, com frequência de 360 Hz e, além disso, o sistema de controle destas estruturas possibilita a compensação de desequilíbrios.

Figura 5.5 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 1: (a) Topologia SFVM-1E-C; (b) Topologia SFVM-2E-C; (c) Topologia SFVM-1E-I; (d) Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 5.3 apresenta as DHT das correntes na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), para cada topologia SFVM operando no MOP 1. Observa-se que as DHT são maiores para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, devido às influências das oscilações de tensão no barramentos CC destas topologias. Todas as topologias apresentam DHT abaixo do limite estabelecido pela norma IEEE Std. 519-2014 no entanto, a topologia SFVM-1E-C apresenta a menor DHT nas condições consideradas neste modo de operação.

Tabela 5.3 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 1.

Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
SFVM-1E-C	2,36	2,37	2,36
SFVM-2E-C	2,99	3,06	3,08
SFVM-1E-I	3,27	3,24	3,27
SFVM-2E-I	3,97	3,97	3,98

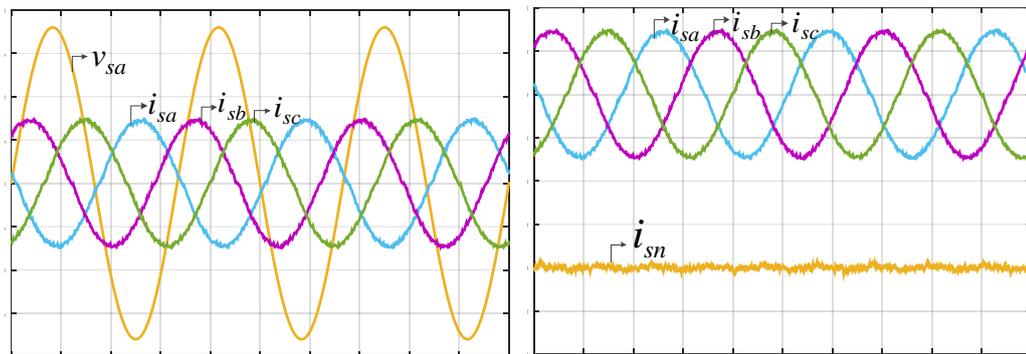
Fonte: Autoria própria.

5.2.2 Modo de operação 2 (MOP 2)

Neste cenário, é considerado uma falha em arranjos FV das topologias SFVM limitando assim, a energia injetada à rede elétrica. Na Tabela D.3 no Apêndice D, é apresentado as características dos arranjos FV de cada topologia nas situações de falhas consideradas.

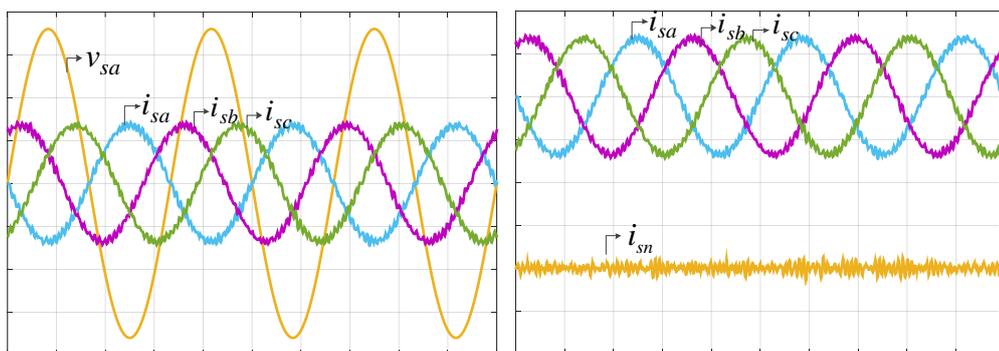
As Figuras 5.6, 5.7, 5.8 e 5.9, mostram a tensão na fase ‘a’ (v_{sa}), as correntes injetadas na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}) e a corrente no condutor neutro (i_{sn}), para as topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, respectivamente. Para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, a falha ocorre em uma das *strings* do arranjo FV porém, as demais *strings* operam normalmente e a energia que ainda está disponível, é injetada igualmente entre as fases da rede elétrica, resultando em corrente no condutor neutro próxima de zero, conforme as Figuras 5.6 e 5.7.

Figura 5.6 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-1E-C; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

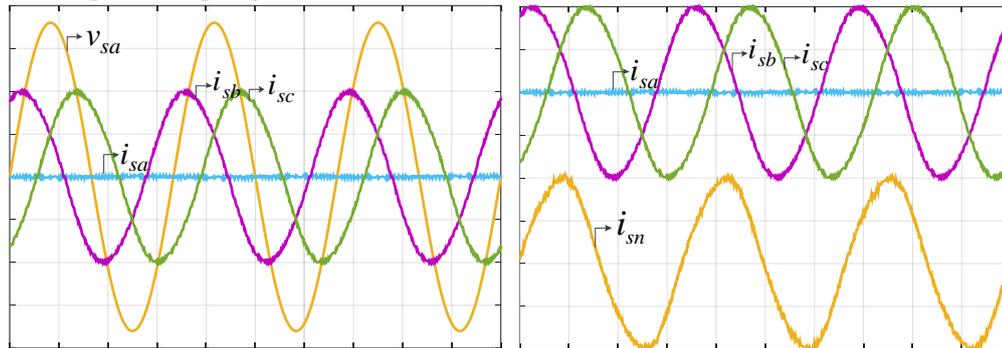
Figura 5.7 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-2E-C; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

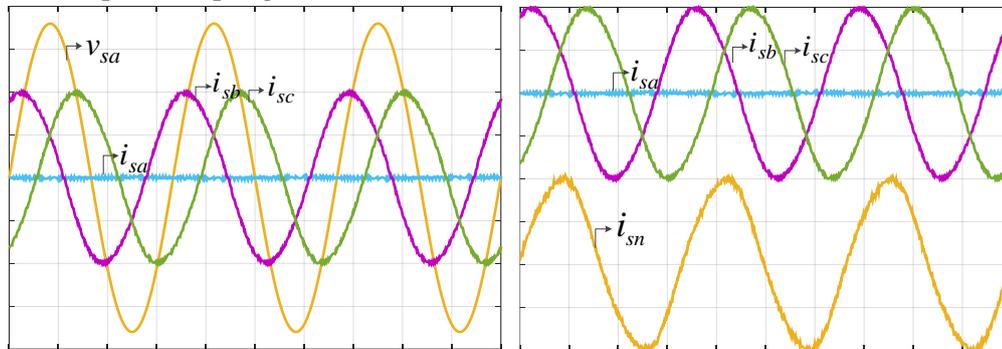
Por outro lado, nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, a falha ocorre na *string* conectada à fase ‘a’, e devido ao controle independente por fase, apenas os arranjos FV nas fases ‘b’ e ‘c’ operam injetando energia ativa à rede elétrica. Logo, uma parcela significativa de corrente, circula pelo condutor neutro, conforme mostrado nas Figuras 5.8 e 5.9.

Figura 5.8 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-1E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.9 – Resultados de simulação: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 para a Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 5.4 apresenta as DHT das correntes na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), para cada topologia SFVM operando no MOP 2. Observa-se que para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, as DHT são maiores que as DHT obtidas para estas mesmas topologias no MOP 1. Uma vez que a energia do arranjo FV diminuiu, as distorções das correntes sintetizadas pelos inversores, tendem a aumentar. Por outro lado, as DHT para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, permaneceram as mesmas nos MOP 1 e MOP 2 para as correntes das fases ‘b’ e ‘c’, pois a energia ativa processada nestas fases das estruturas, não foi alterada.

Tabela 5.4 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 2.

Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
SFVM-1E-C	2,96	2,98	2,96
SFVM-2E-C	3,30	3,30	3,42
SFVM-1E-I	-	3,24	3,27
SFVM-2E-I	-	3,97	3,98

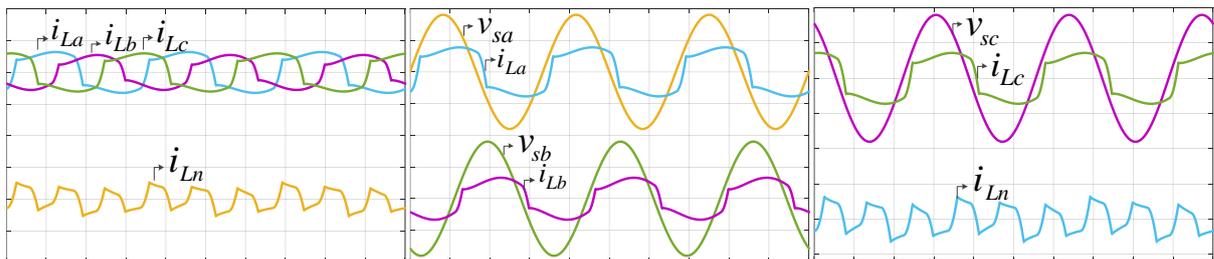
Fonte: Autoria própria.

5.2.3 Modo de Operação 3 (MOP 3)

Neste modo de operação, não há produção de energia nos arranjos FV e o conjunto de cargas 1, cujos parâmetros são apresentados na Tabela 5.2, está conectado aos sistemas. Sendo assim, as topologias SFVM operam restritivamente como FAPP e a potência consumida pelas cargas é fornecida exclusivamente pela rede elétrica.

A Figura 5.10 apresenta as correntes das cargas (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc}), a corrente de neutro da carga (i_{Ln}), e as tensões da rede elétrica (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}). Observa-se que tais correntes são defasadas de suas respectivas tensões de alimentação, apresentam alto conteúdo harmônico e estão desbalanceadas, resultando em corrente no neutro i_{Ln} .

Figura 5.10 – Resultados de simulação: Tensões da rede elétrica v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , e correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} no MOP 3 (100V-20A/div; 5ms/div).

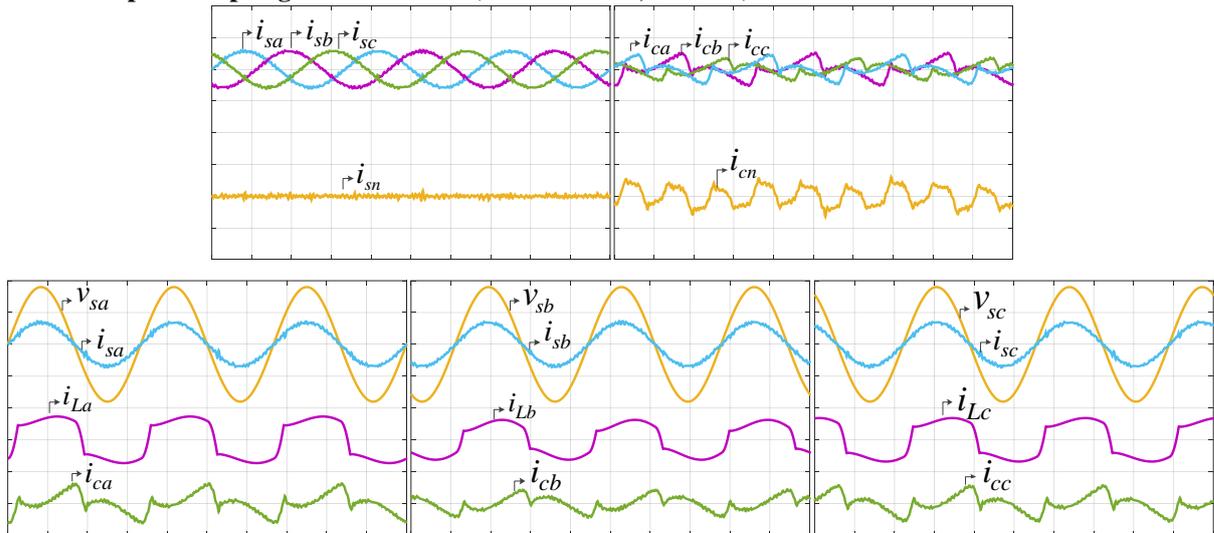


Fonte: Autoria própria.

Já na Figura 5.11 é mostrado as tensões de fase da rede elétrica (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}), as correntes da rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn}), as correntes sintetizadas (i_{ca} , i_{cb} , i_{cc} , i_{cn}), e as correntes das cargas (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln}) para as topologias SFVM-1E-C. O sistema atua na supressão de correntes harmônicas e compensação reativa das cargas, tornando as correntes da rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), aproximadamente senoidais e em fase com suas respectivas tensões

de alimentação. Com a atuação da topologia SFVM-1E-C, os desequilíbrios de correntes também são compensados, resultando em corrente de neutro i_{sn} próxima de zero, de acordo com a Figura 5.11.

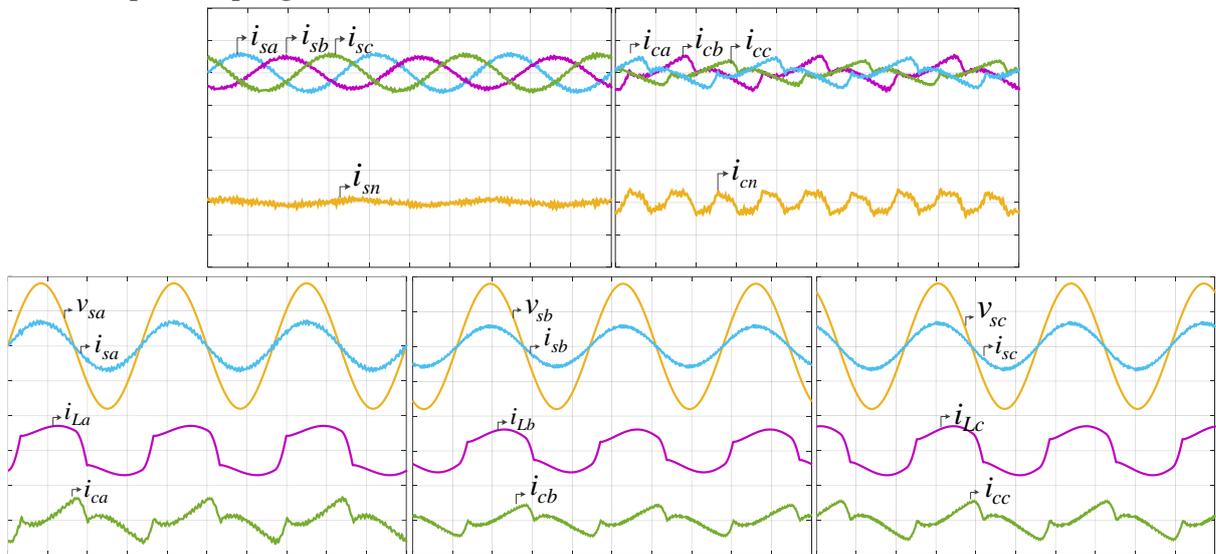
Figura 5.11 – Resultados de simulação: Tensões na rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}), correntes na rede elétrica ($i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$), correntes injetadas na rede elétrica ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e correntes das cargas ($i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$) no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-C (100V-20A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

De modo análogo, na Figura 5.12 é mostrado as tensões de fase da rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}), as correntes da rede elétrica ($i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$), as correntes sintetizadas ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$), e as correntes das cargas ($i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$) para as topologias SFVM-1E-I. Este sistema também atua na supressão das correntes harmônicas e compensação reativa das cargas, tornando as correntes da rede elétrica (i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}), aproximadamente senoidais e em fase com suas respectivas tensões de alimentação. Contudo, os algoritmos de compensação não foram projetados para compensar desequilíbrios, dessa forma uma parcela de corrente i_{sn} circula pelo condutor neutro, conforme apresentado na Figura 5.12.

Figura 5.12 – Resultados de simulação: Tensões na rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}), correntes na rede elétrica ($i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$), correntes injetadas na rede elétrica ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e correntes das cargas ($i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$) no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-I ((100V-20A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 5.5 apresenta as DHT das correntes na rede elétrica (i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}), com a atuação das topologias SFVM-1E-C e SFVM-1E-I como FAPP. Ambas topologias apresentam DHT abaixo dos limites estabelecidos pela norma IEEE.

Tabela 5.5 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 3.

Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
SFVM-1E-C	4,37	4,38	4,37
SFVM-1E-I	4,35	4,61	4,02

Fonte: Autoria própria.

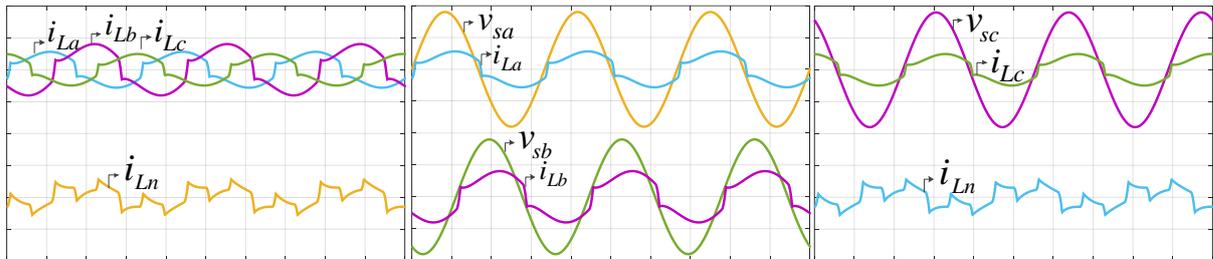
5.2.4 Modo de Operação 4 (MOP 4)

Para este modo de operação, foi considerado que os arranjos FV operam sob condições de STC e o conjunto de cargas 2, cujos parâmetros estão apresentados na tabela 5.2, foi conectado ao sistema elétrico. Dessa forma, as potências consumidas pelas cargas, é fornecida pelos arranjos FV, e o excedente de energia é injetado na rede elétrica.

A Figura 5.13 apresenta as correntes das cargas (i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}), a corrente de neutro da carga (i_{Ln}), e as tensões da rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}). Tais correntes são defasadas de suas

respectivas tensões de alimentação, apresentam alto conteúdo harmônico e estão desbalanceadas, resultando em corrente no neutro i_{Ln} .

Figura 5.13 – Resultados de simulação: Tensões da rede elétrica v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , e correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} no MOP 4 (100V-10A/div; 5ms/div).

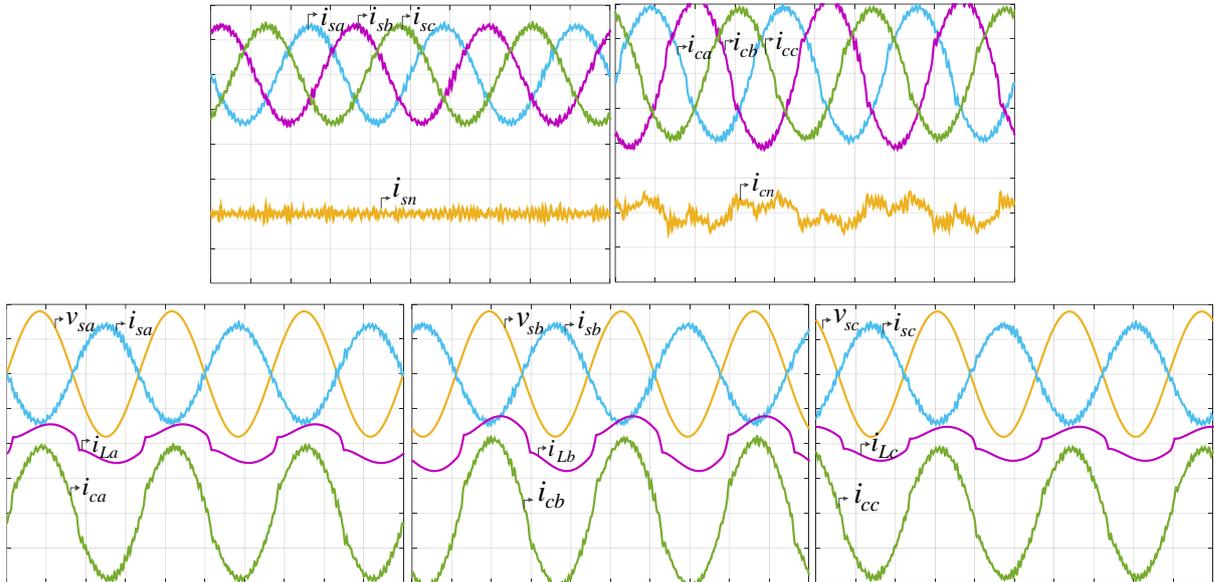


Fonte: Autoria própria.

As Figuras 5.14, 5.15, 5.16 e 5.17 mostram as tensões de fase da rede elétrica (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}), as correntes da rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn}), as correntes sintetizadas (i_{ca} , i_{cb} , i_{cc} , i_{cn}), e as correntes das cargas (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln}), para as topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I respectivamente, operando no MOP 4. Com a atuação de todas as topologias, as correntes da rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}) apresentam perfis aproximadamente senoidais e estão em fase oposta com suas respectivas tensões de alimentação, isso significa que a potência fornecida à rede elétrica, através dos arranjos FV, é maior que a potência consumida pelas cargas conectadas aos sistemas. Logo, além da injeção da energia ativa à rede elétrica, os sistemas SFVM realizam a supressão dos conteúdos harmônicos de corrente bem como a compensação da potência reativa das cargas.

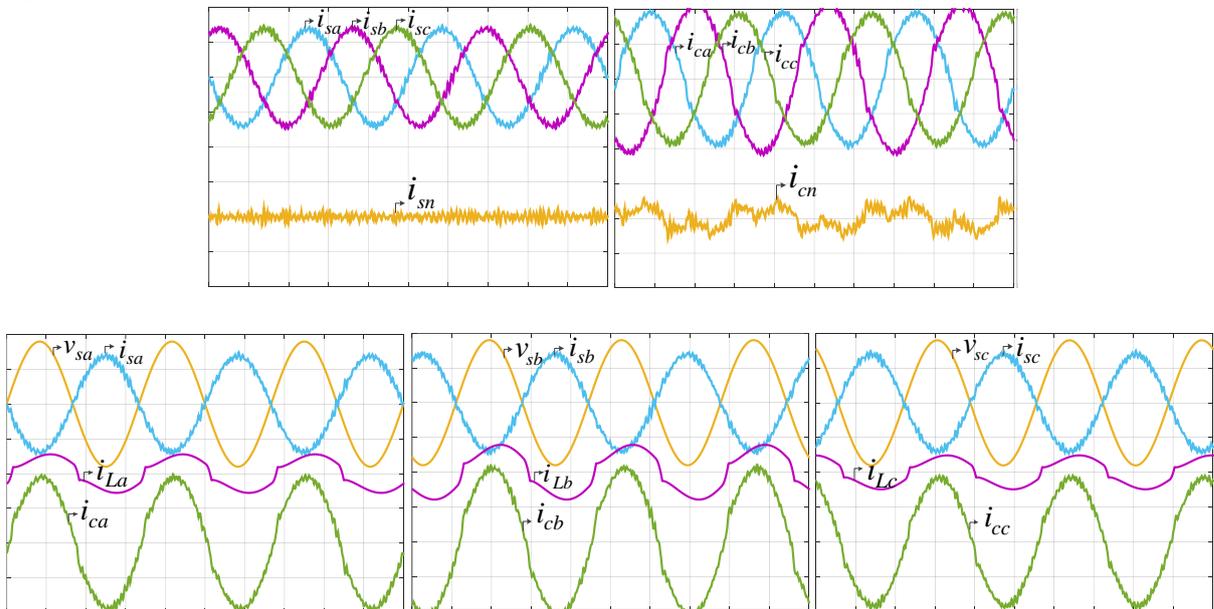
Além disso, apenas as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, podem atuar na compensação de desbalanços das cargas, de forma que a corrente de neutro é próxima de zero, de acordo com as Figuras 5.14 e 5.15. Nota-se que ambas topologias apresentam resultados muito próximos.

Figura 5.14 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$ e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-C (100V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

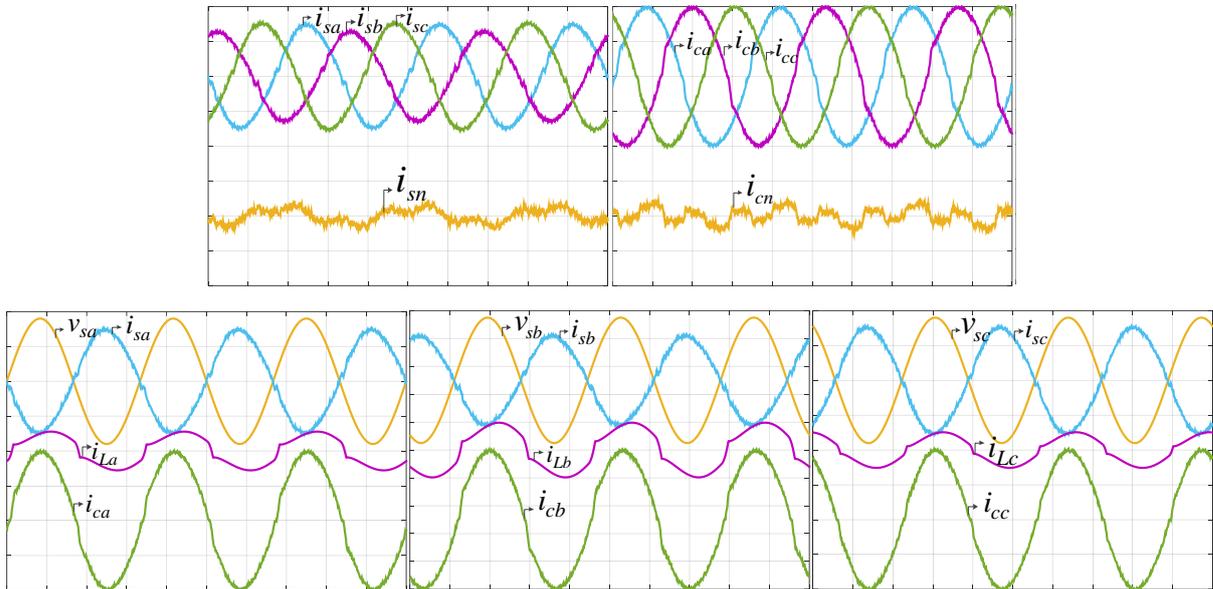
Figura 5.15 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação $i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$ e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-2E-C (100V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

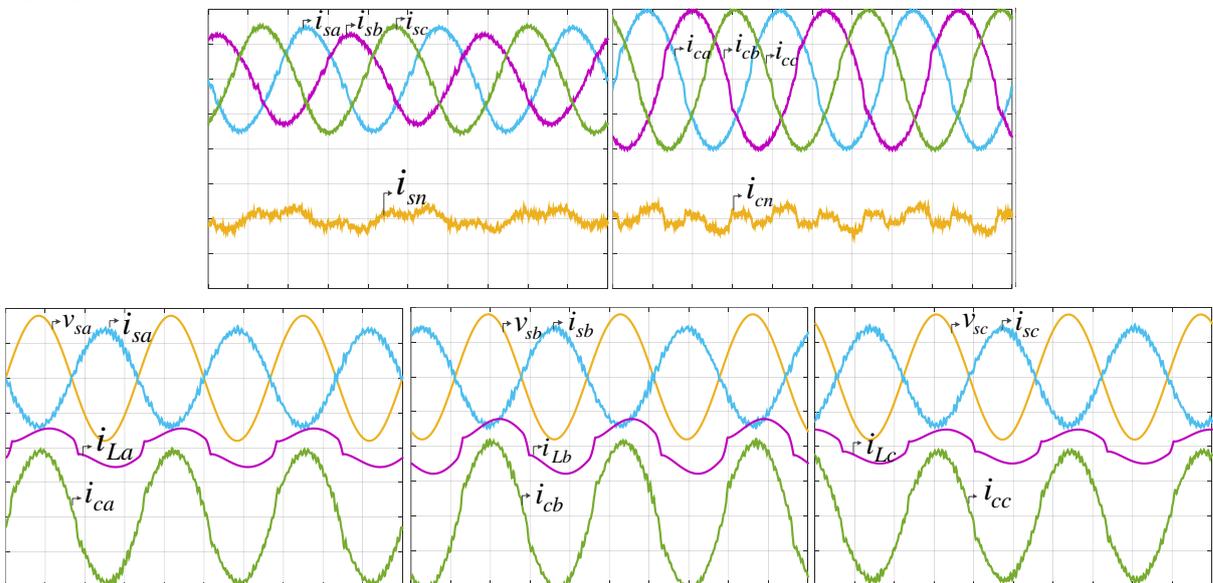
Já as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, não operam na compensação dos desbalanços, resultando em uma parcela de corrente no condutor neutro, conforme mostrado nas Figuras 5.16 e 5.17.

Figura 5.16 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} , correntes de compensação i_{ca} , i_{cb} , i_{cc} , i_{cn} e tensões da rede v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-I (100V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.17 – Resultados de simulação: Correntes na rede elétrica i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} , correntes de compensação i_{ca} , i_{cb} , i_{cc} , i_{cn} e tensões da rede v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-2E-I (100V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

A Tabela 5.6 apresenta as DHT das correntes na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), para cada topologia SFVM no MOP 4. Observa-se que as DHT das correntes na rede elétrica no MOP 4 são mais elevadas quando comparadas com as DHT obtidas para o MOP 1. Isto ocorre, pois no

MOP 4, a energia proveniente dos arranjos FV é utilizada para alimentar as cargas conectadas ao sistema elétrico e a energia excedente é injetada na rede elétrica. Desse modo, as amplitudes das correntes injetadas na rede elétrica são menores e as DHT tendem ser maiores.

Tabela 5.6 – Distorção Harmônica Total das correntes na rede elétrica no MOP 4.

Topologia	$DHT_{i_{sa}}$ [%]	$DHT_{i_{sb}}$ [%]	$DHT_{i_{sc}}$ [%]
SFVM-1E-C	6,75	6,70	6,70
SFVM-2E-C	6,40	6,37	6,41
SFVM-1E-I	6,93	6,92	6,92
SFVM-2E-I	7,13	7,14	7,13

Fonte: Autoria própria.

5.3 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

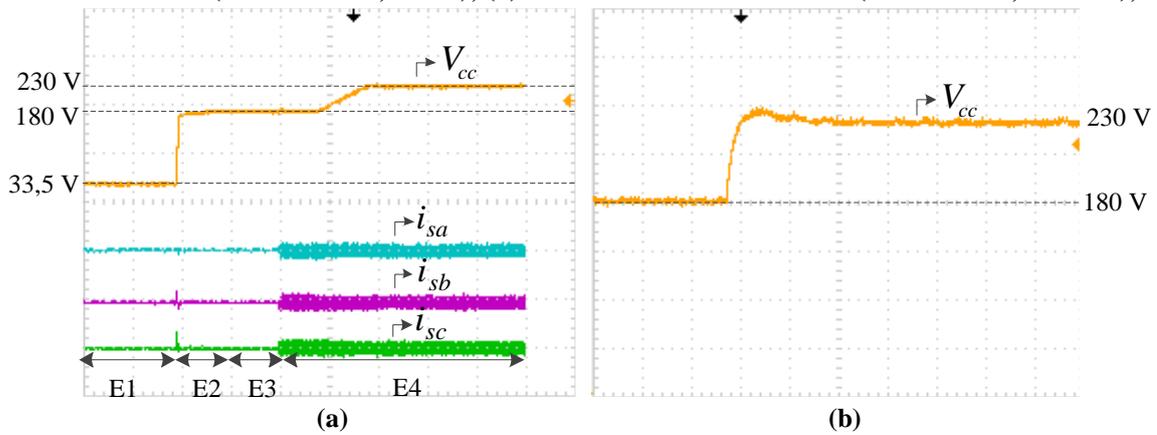
5.3.1 Controle da Tensão do Barramento CC

A dinâmica de partida, etapas de pré-carga do banco de capacitores e comportamento da tensão no barramento CC dos inversores, são apresentadas na Figura 5.18 para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C e na Figura 5.19 para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I.

Nas Figuras 5.18 (a) e 5.19 (a), são mostradas as etapas de pré-carga dos bancos de capacitores e as correntes na rede elétrica. Na etapa E1, a tensão de 33,5 V é proveniente da fonte de alimentação dos *drivers* das chaves de potência dos inversores. Já na etapa E2, os inversores são conectados à rede elétrica e se comportam como retificadores não controlados ou seja, não há comutação das chaves de potência. A tensão no barramento CC é elevada para aproximadamente 177 V por meio da utilização de resistores de pré-carga. Na etapa E3, um contator de partida é acionado, elevando V_{cc} para 180 V, valor da tensão de pico da rede elétrica. Por fim, na etapa E4, a tensão do barramento CC é elevada até o valor de referência desejado. Nota-se nesta etapa (E4), que os inversores drenam da rede elétrica uma parcela de corrente necessária para manter a tensão do barramento CC controlada no valor desejado, neste caso, 230V. Como as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C apresentam barramento CC compartilhado, esta parcela de corrente, é igualmente drenada pelas três fases da rede elétrica, conforme mostrado na Figura 5.18 (a). Enquanto que para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, o controle da tensão do barramento CC é independente por fase, assim cada fase fornece

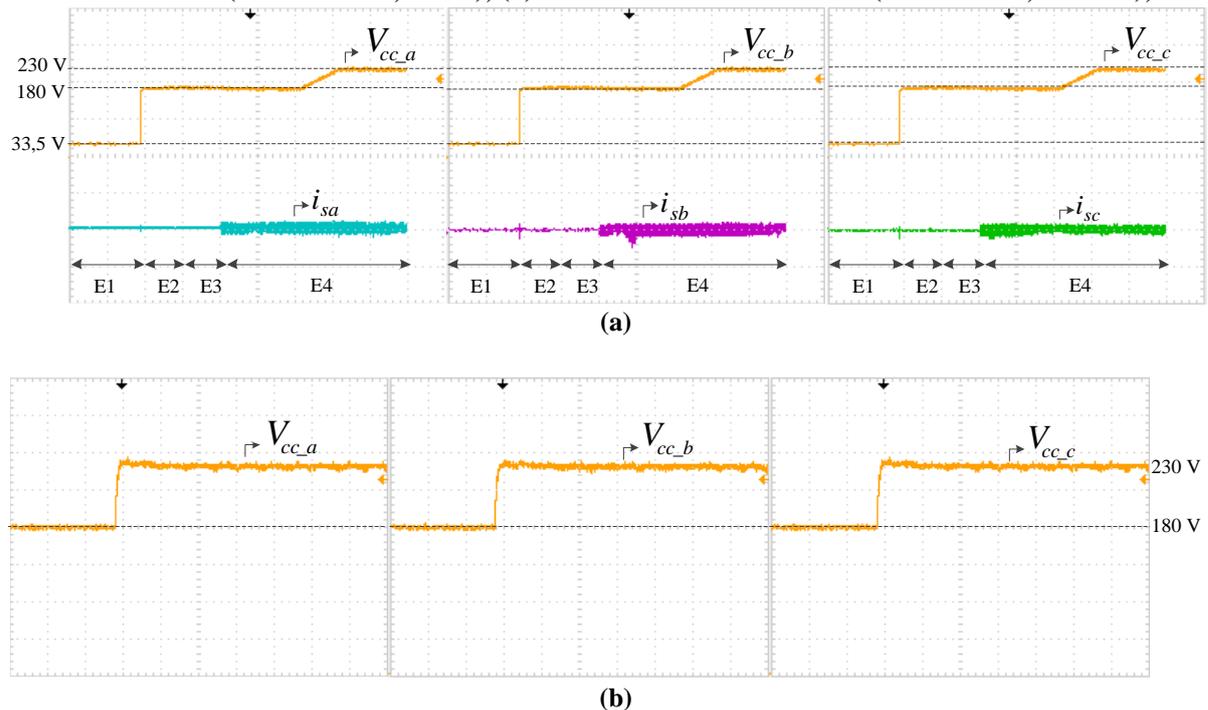
tal parcela de corrente para seu respectivo inversor, de acordo com a Figura 5.19 (a). Já a Figura 5.18 (b), mostra a dinâmica do controle da tensão no barramento CC dos inversores, para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C. Nota-se que, a tensão apresenta tempo de assentamento de aproximadamente 550 ms e *overshoot* de 3,3%. Para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, a dinâmica do controle da tensão no barramento CC de cada inversor é mostrada na Figura 5.19 (b). Neste caso, as tensões apresentam tempo de assentamento de 350 ms e *overshoot* de 1,8%.

Figura 5.18 – Resultados experimentais: (a) Rotina de partida inicial dos inversores nas topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C (100V-10A/div; 5s/div); (b) Controle do barramento CC (30V-10A/div; 250s/div);



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.19 – Resultados experimentais: (a) Rotina de partida inicial dos inversores nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I (100V-10A/div; 5s/div); (b) Controle do barramento CC (30V-10A/div; 250s/div);



Fonte: Autoria própria.

5.3.2 Modo de operação 1 (MOP1)

As Figuras 5.20 à 5.32 apresentam os resultados experimentais obtidos para as topologias SFVM operando no MOP 1, quando apenas o processamento de energia ativa, gerada pelos arranjos FV, é realizado.

Na Tabela 5.7 são mostrados os valores de potência fornecida pelos arranjos FV de cada topologia SFVM. Tais valores são distintos daqueles considerados nas simulações computacionais, devido às influências das condições de irradiação solar e temperatura. Além disso, para as topologias com barramento de tensão CC independente, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, nota-se que os valores de potência são diferentes entre os arranjos FV das fases ‘a’, ‘b’ e ‘c’.

Tabela 5.7 – Valores de potência fornecida pelos arranjos FV.

Topologia	Potência		
SFVM-1E-C	$P_{pv} = 3696,7 \text{ W}$		
SFVM-2E-C	$P_{pv} = 3039,0 \text{ W}$		
SFVM-1E-I	$P_{pv_a} = 1324,3 \text{ W}$	$P_{pv_b} = 1206,0 \text{ W}$	$P_{pv_c} = 1204,0 \text{ W}$
SFVM-2E-I	$P_{pv_a} = 1213,6 \text{ W}$	$P_{pv_b} = 1198,8 \text{ W}$	$P_{pv_c} = 1187,7 \text{ W}$

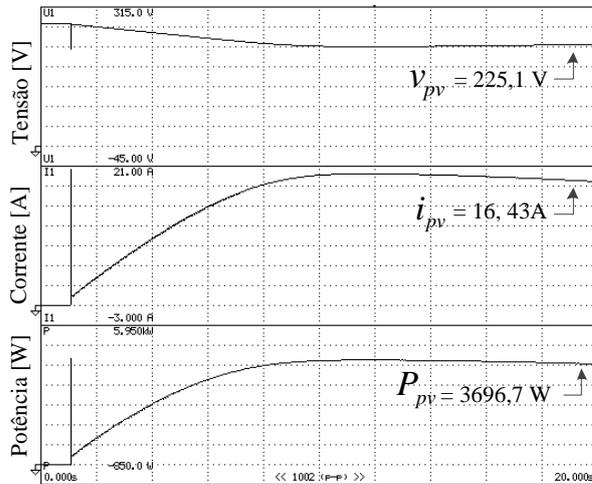
Fonte: Autoria própria.

As Figuras 5.20, 5.21, 5.22 e 5.23 apresentam as tensões, correntes e potências extraídas dos arranjos FV nas topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I respectivamente.

Para a topologia SFVM-1E-C, tais grandezas, conforme a Figura 5.20, são medidas nos terminais do barramento CC dos inversores, cuja tensão apresenta dinâmica lenta e é controlada no valor de referência fornecido pelo algoritmo de MPPT P&O.

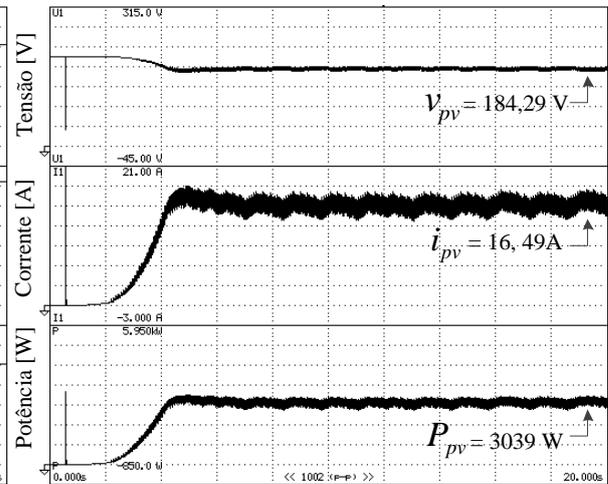
Já para a topologia SFVM-2E-C, as medições, mostradas na Figura 5.21, são realizadas nos terminais de entrada do conversor *boost*, sendo este agora o responsável por executar o algoritmo de MPPT, permitindo que a dinâmica do controle da tensão de saída do arranjo FV, e consequentemente a busca do ponto de máxima potência do sistema, seja mais rápida.

Figura 5.20 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-C (45V-3A-850W/div; 2s/div).



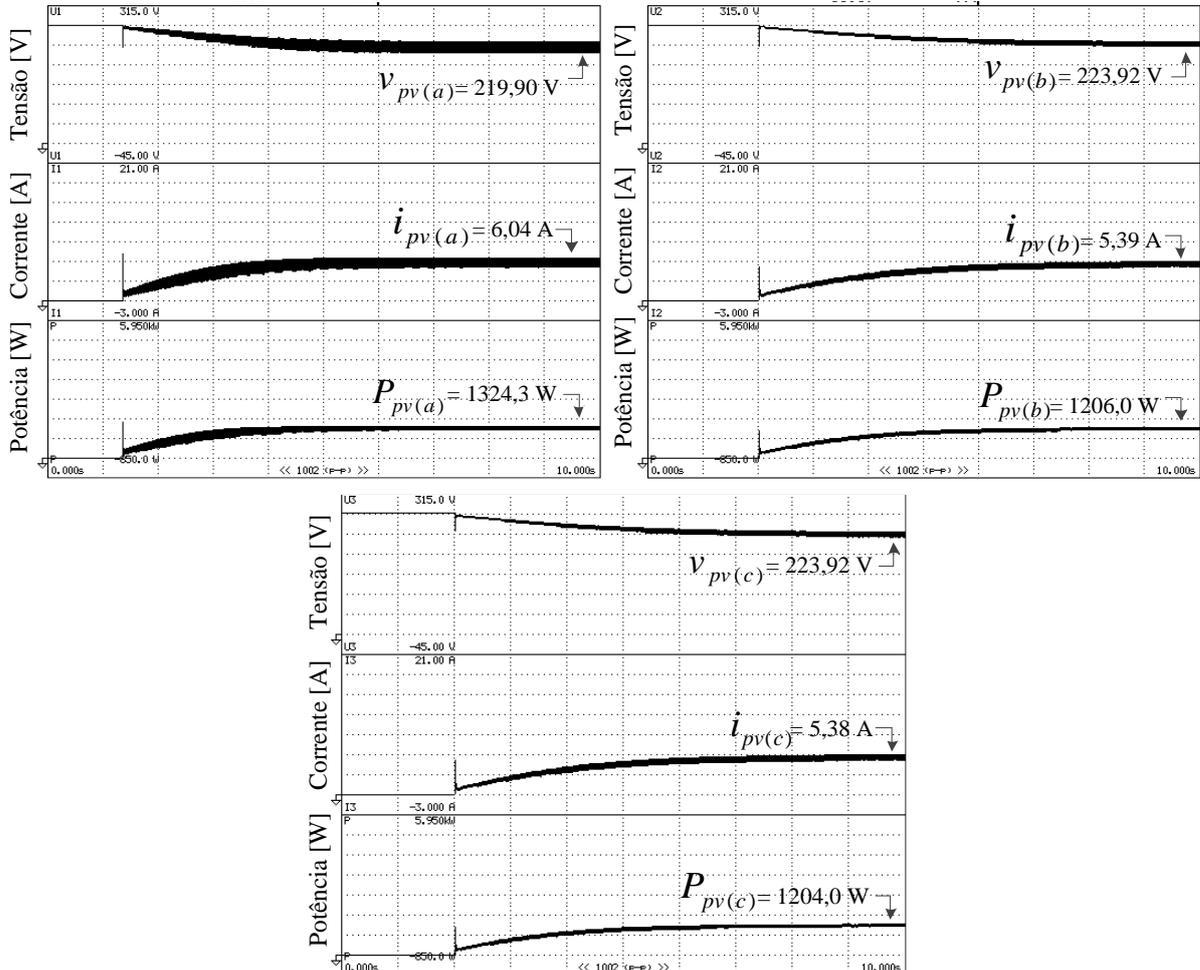
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.21 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-C (45V-3A-850W/div; 2s/div).



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.22 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-1E-I (45V-3A-850W/div; 1s/div).

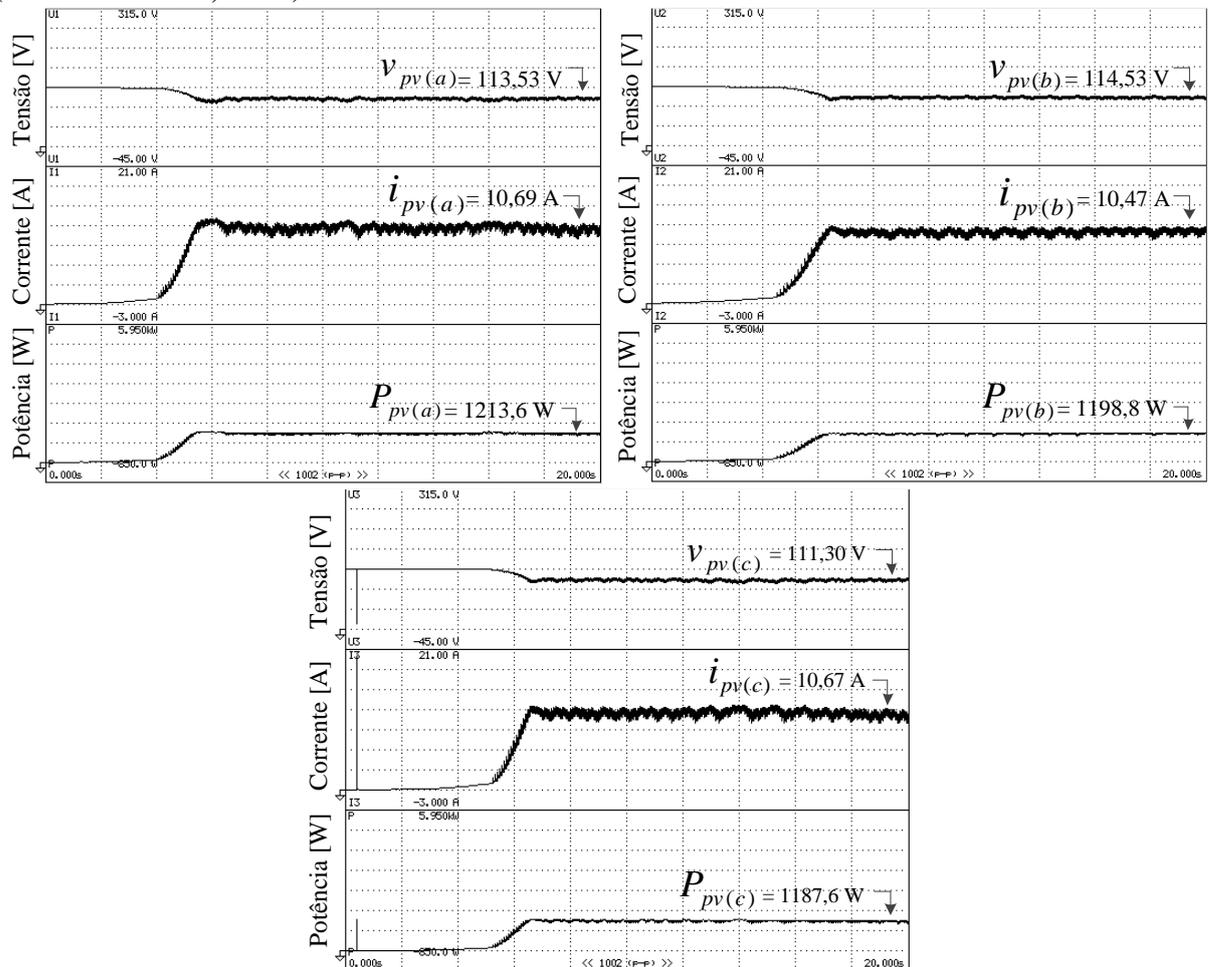


Fonte: Autoria própria.

Para a topologia SFVM-1E-I, conforme a Figura 5.22, as grandezas de saída dos arranjos FV estão mostradas para casa fase de forma independente, e são medidas nos terminais dos barramentos CC dos inversores, cujas tensões também apresentam dinâmica lenta e são controladas nos seus respectivos valores de referência estabelecidos pelos algoritmos de MPPT.

Já para a topologia SFVM-2E-I, as grandezas de saída dos arranjos FV também são mostradas para cada fase e são adquiridas nos terminais de entrada dos conversores *boost*, de acordo com a Figura 5.23. Nestes casos, a busca do ponto de máxima potência também apresenta dinâmica mais rápida quando comparada com as topologias de único estágio.

Figura 5.23 – Tensão (v_{pv}), corrente (i_{pv}) e potência (P_{pv}) do arranjo FV para a topologia SFVM-2E-I (45V-3A-850W/div; 2s/div).

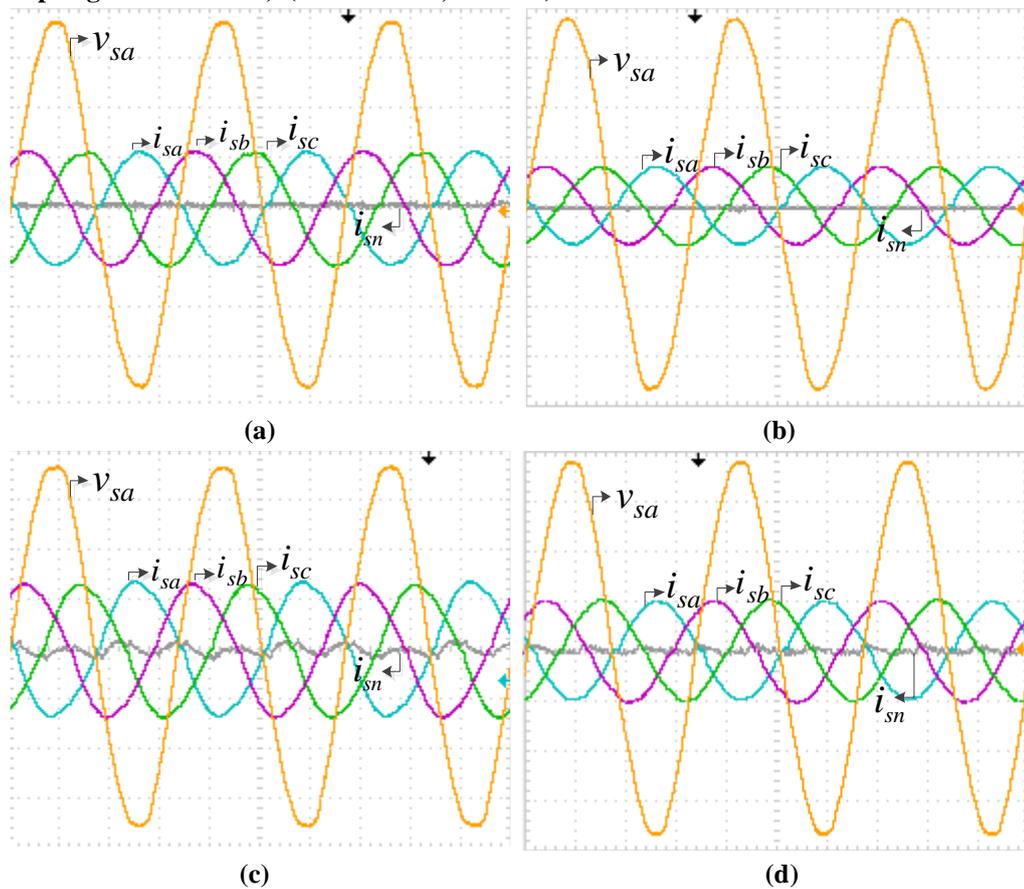


Fonte: Autoria própria.

Já as Figuras 5.24 (a, b, c, d), mostram a tensão na fase 'a' (v_{sa}) em conjunto com as correntes injetadas na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}) e a corrente no condutor neutro (i_{sn}), para as

topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I. Verifica-se que as correntes injetadas na rede são senoidais e em oposição de fase com as respectivas tensões. Para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, nota-se que existe uma parcela de corrente que circula pelo neutro. Além da influência da oscilação de tensão nos barramentos CC destas estruturas, em cada fase desses sistemas é conectado um arranjo FV, cujo controle é independente por fase, sem compensação de quaisquer desequilíbrios presentes no sistema. Dessa forma, com a diferença entre as potências geradas por cada arranjo FV, as correntes injetadas podem apresentar amplitudes diferentes. Já para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, a corrente no condutor neutro é muito próxima de zero. Nestes casos, a saída do controlador de tensão do barramento CC é dividida por três, permitindo que as amplitudes de correntes sejam iguais para todas as fases e além disso, o sistema de controle destas estruturas possibilita a compensação de desequilíbrios.

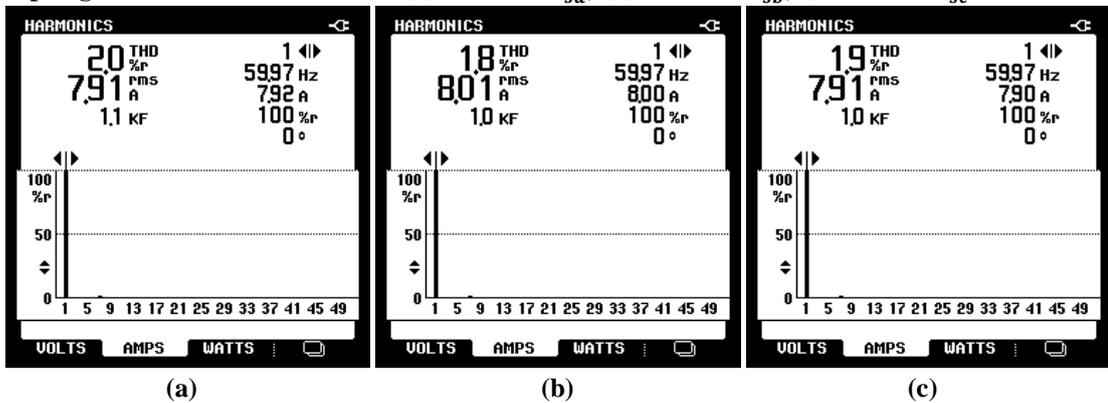
Figura 5.24 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 1: (a) Topologia SFVM-1E-C; (b) Topologia SFVM-2E-C (c) Topologia SFVM-1E-I (d) Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

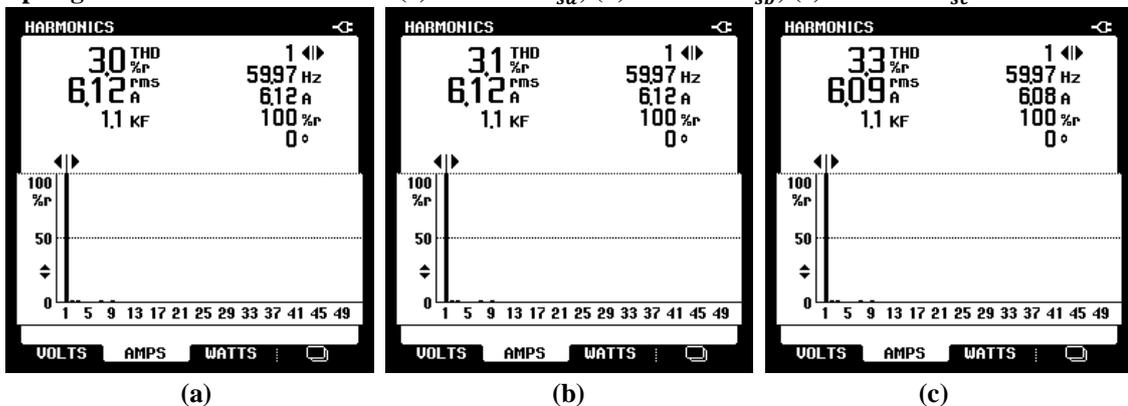
Os espectros harmônicos, DHTs e valores eficazes das correntes injetadas em cada fase da rede elétrica, para cada topologia, são mostradas nas Figuras 5.25, 5.26, 5.27 e 5.28. Estes resultados mostram que em todas as topologias SFVM, as correntes apresentam DHT menor que 5% atendendo ao limite máximo estabelecidos por norma. Contudo, observa-se que as DHT são maiores para as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, podendo ser justificado devido as oscilações de tensão no barramento CC destas topologias serem maiores quando comparadas às topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C. Outro aspecto que influencia na DHT é a quantidade de energia processada pelos conversores, quanto menor o valor eficaz da corrente injetada na rede elétrica, maior poderá ser a DHT.

Figura 5.25 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



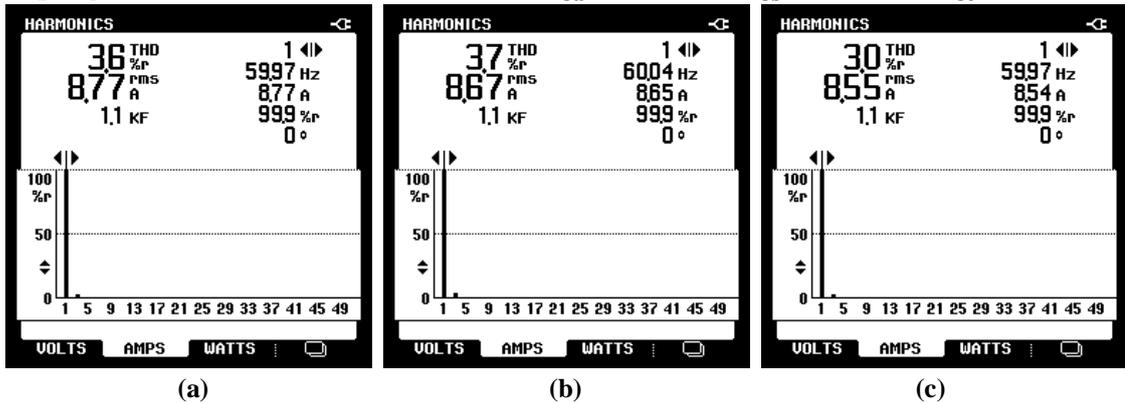
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.26 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



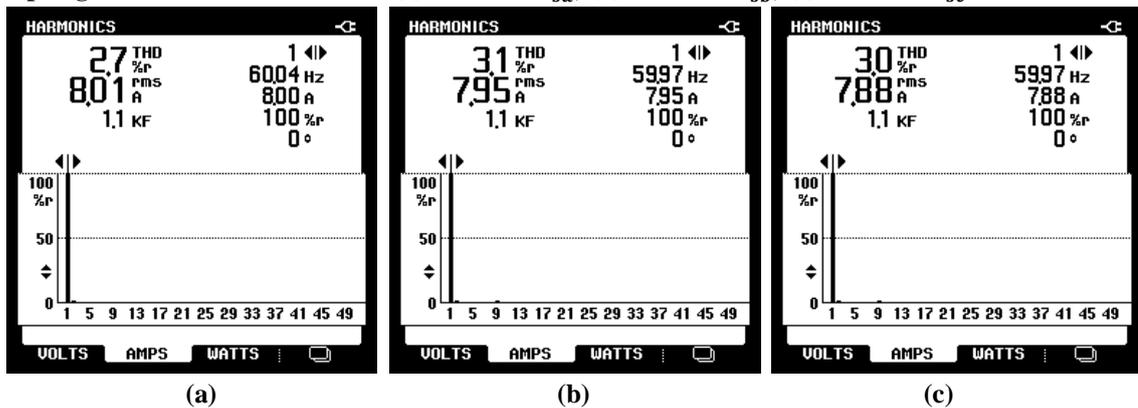
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.27 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



Fonte: Autoria própria.

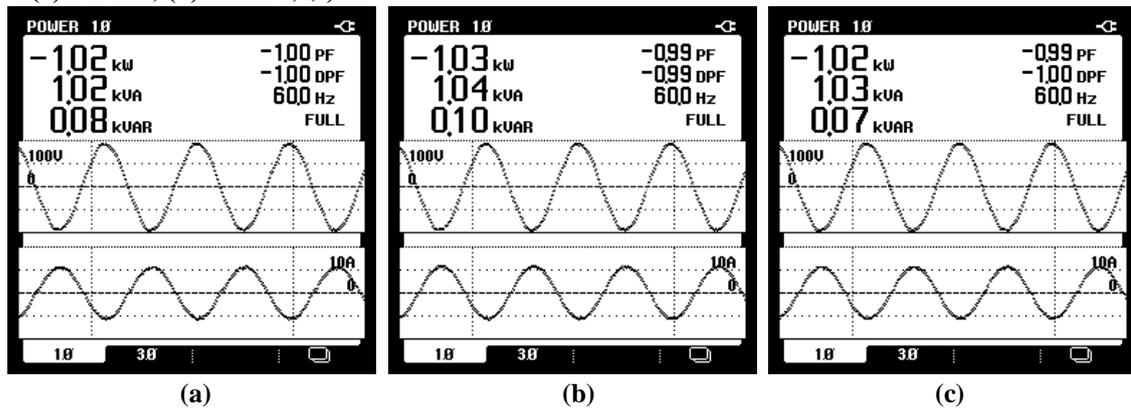
Figura 5.28 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 1: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



Fonte: Autoria própria.

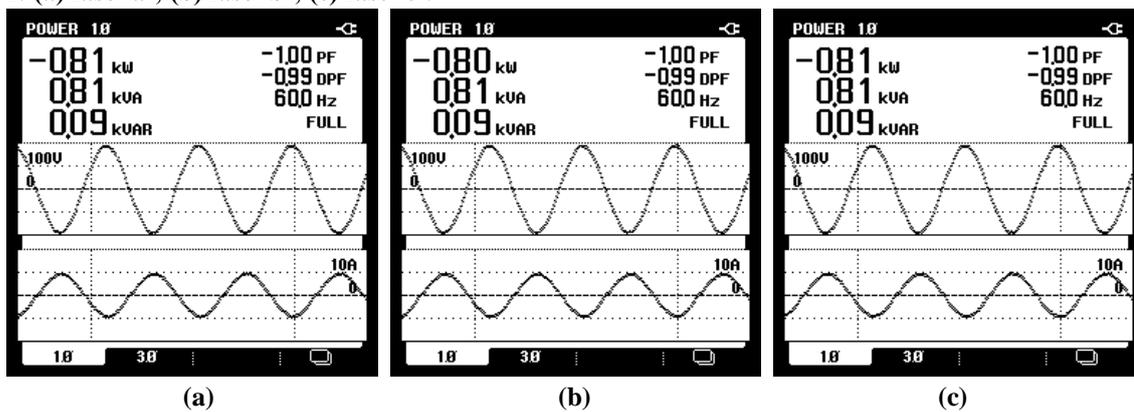
Por fim, as grandezas de potência e fator de potência, para cada topologia, são apresentados nas Figuras 5.29, 5.30, 5.31 e 5.32, mostrando que os sistemas SFVM fornecem somente energia ativa à rede elétrica. Nota-se que as potências injetadas na rede elétrica, não são iguais para todas as topologias pois, além das potências de saída dos arranjos FV serem diferentes, os sistemas de processamento de energia e estágios de conversão, também são diferentes. Além disso, observa-se que o fator de potência é próximo ao unitário, para todas as fases da rede elétrica, para todas topologias. Logo, as topologias SFVM operam injetando energia ativa à rede elétrica de acordo com os critérios de qualidade de energia.

Figura 5.29 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



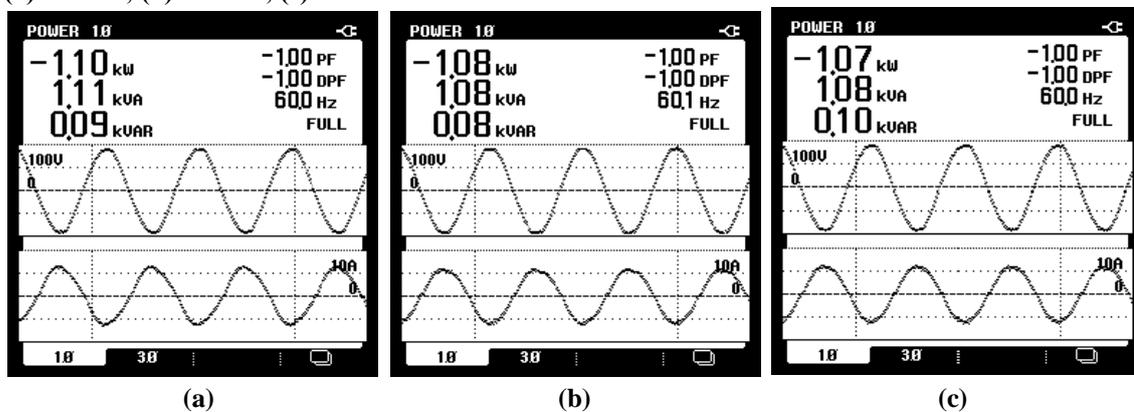
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.30 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



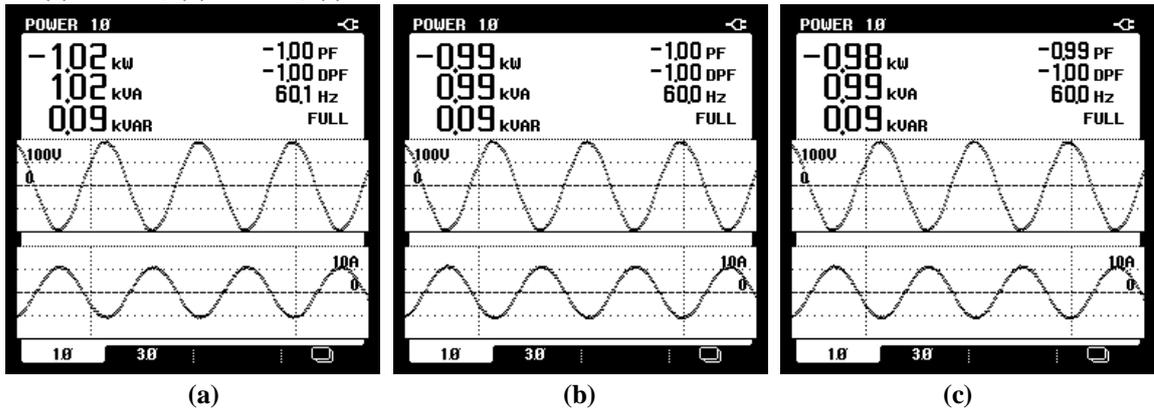
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.31 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.32 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 1: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



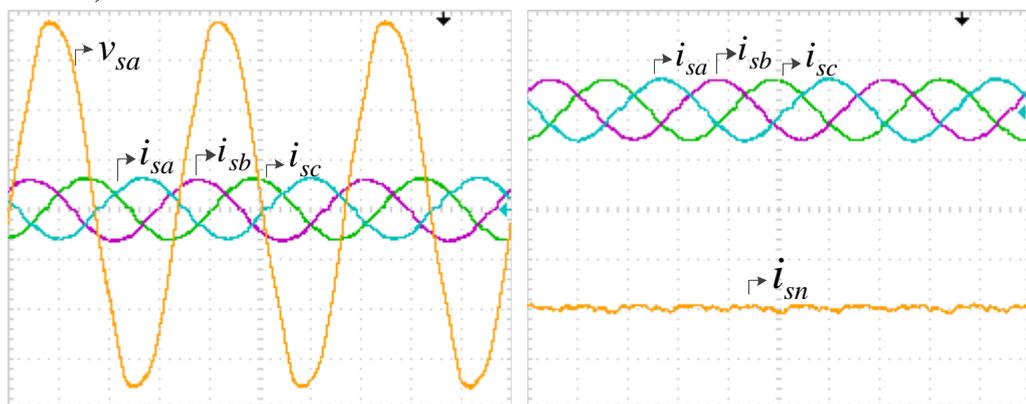
Fonte: Autoria própria.

5.3.3 Modo de operação 2 (MOP2)

As Figuras 5.33 à 5.44 apresentam os resultados experimentais obtidos para as topologias SFVM operando no MOP 2, no cenário de falha nos arranjos FV.

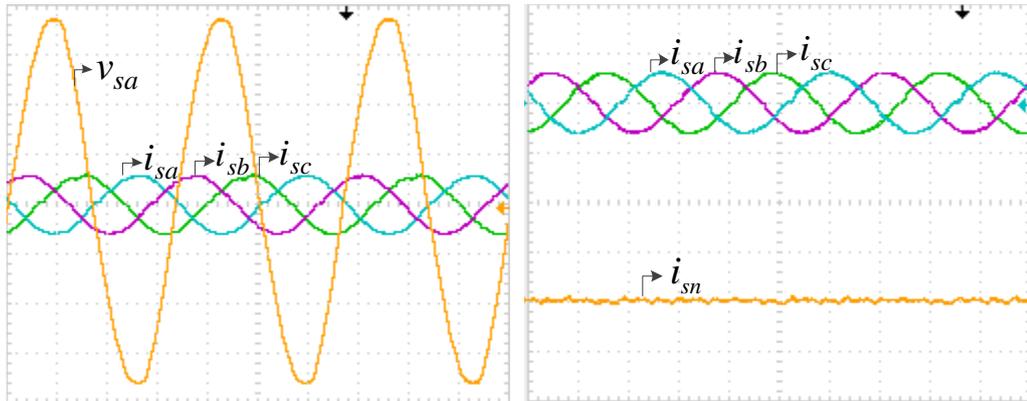
As Figuras 5.33, 5.34, 5.35 e 5.36, mostram a tensão na fase ‘a’ (v_{sa}) em conjunto com as correntes injetadas na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}) e a corrente no condutor neutro (i_{sn}), para as topologias SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, respectivamente. Para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, a energia que ainda está disponível, é injetada igualmente entre as fases da rede elétrica e a corrente no condutor neutro é próxima de zero, conforme mostrado nas Figuras 5.33 e 5.34.

Figura 5.33 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-1E-C; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

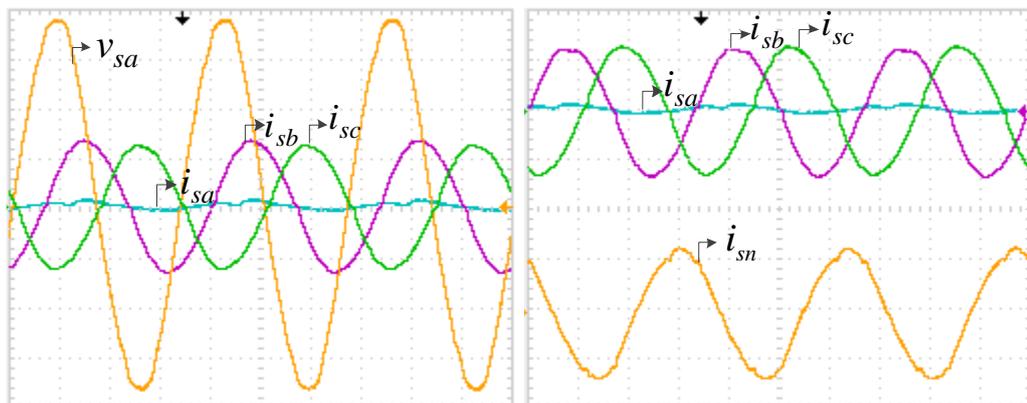
Figura 5.34 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-2E-C; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

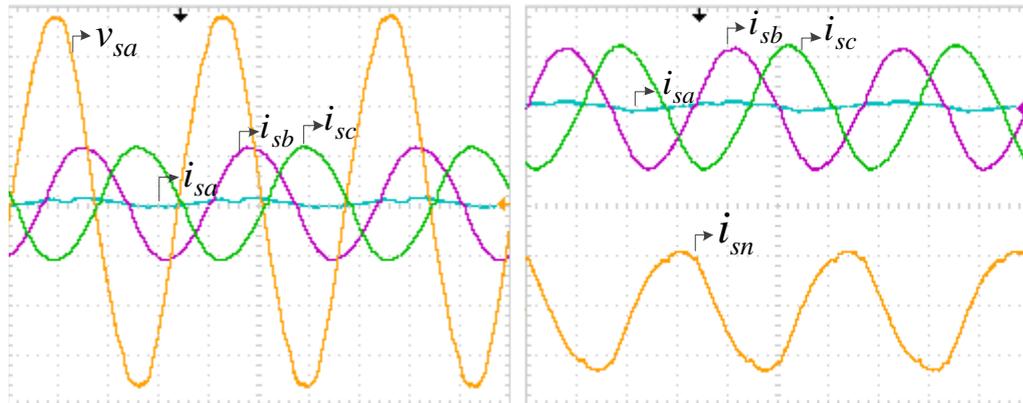
Por outro lado, nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, devido ao controle independente por fase, apenas os arranjos FV nas fases ‘b’ e ‘c’ operam injetando energia à rede elétrica, uma vez que a falha ocorre na *string* conectada à fase ‘a’. Dessa forma, na fase ‘a’, circula apenas a parcela de corrente necessária para manter controlada a tensão do barramento CC do seu respectivo inversor. E sendo assim, uma parcela significativa de corrente, circula pelo condutor neutro, conforme apresentado nas Figuras 5.35 e 5.36.

Figura 5.35 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-1E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

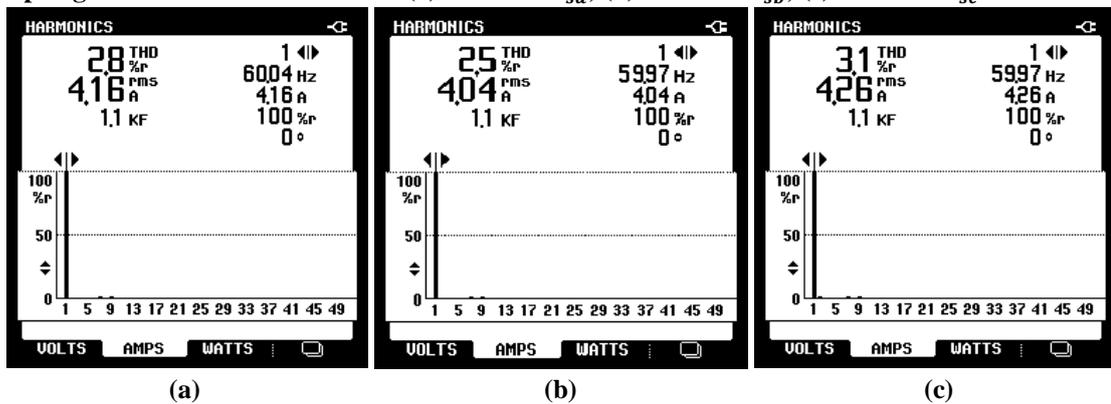
Figura 5.36 – Resultados experimentais: Tensão v_{sa} e correntes i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , na rede elétrica no MOP 2 considerando falha em um arranjo FV para a Topologia SFVM-2E-I; (50V-10A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

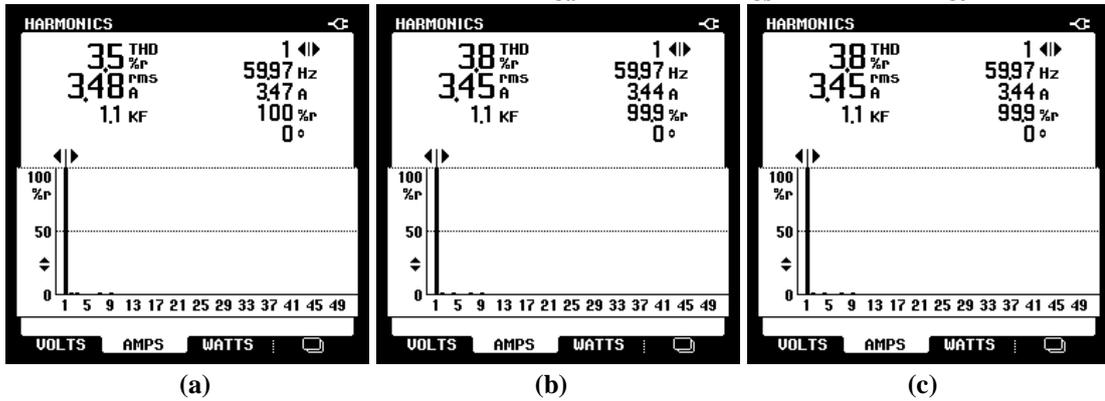
Os espectros harmônicos, DHTs e valores eficazes das correntes injetadas em cada fase da rede elétrica, para cada topologia no MOP 2, são mostradas nas Figuras 5.37, 5.38, 5.39 e 5.40. Estes resultados mostram que em todas as topologias SFVM, as correntes apresentam DHT menor que 5% atendendo ao limite máximo estabelecidos por norma. Por fim, as grandezas de potência e fator de potência, para cada topologia, são apresentados nas Figuras 5.41, 5.42, 5.43 e 5.44, mostrando que os sistemas SFVM fornecem somente energia ativa à rede elétrica.

Figura 5.37 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 2 : (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



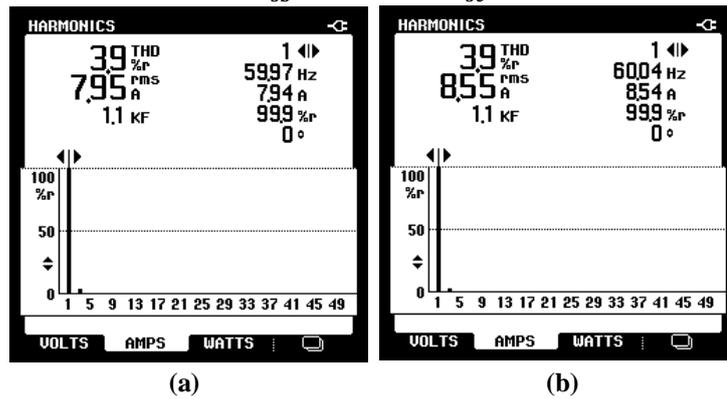
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.38 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 2: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



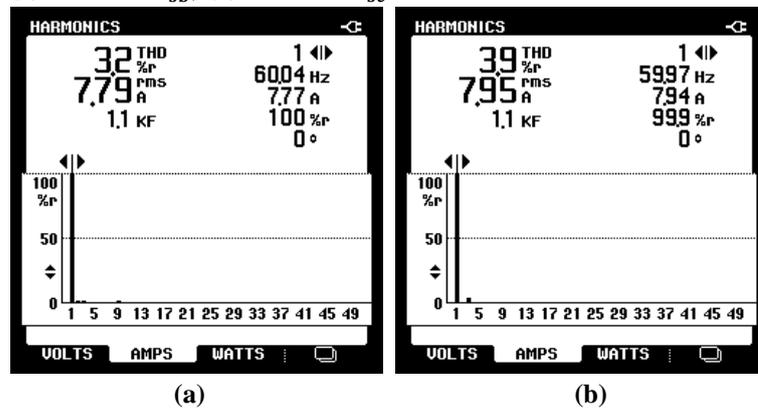
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.39 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 2: (a) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



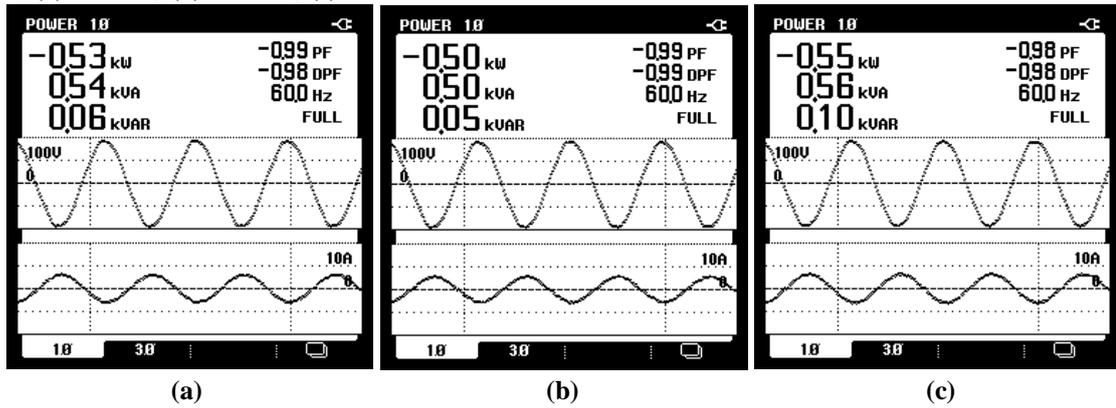
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.40 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 2: (a) Corrente i_{sb} ; (b) Corrente i_{sc} .



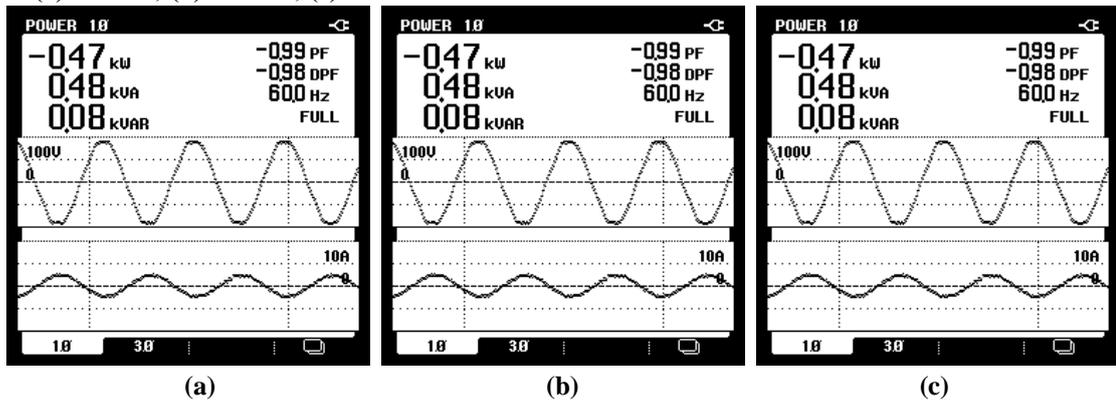
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.41 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 2: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



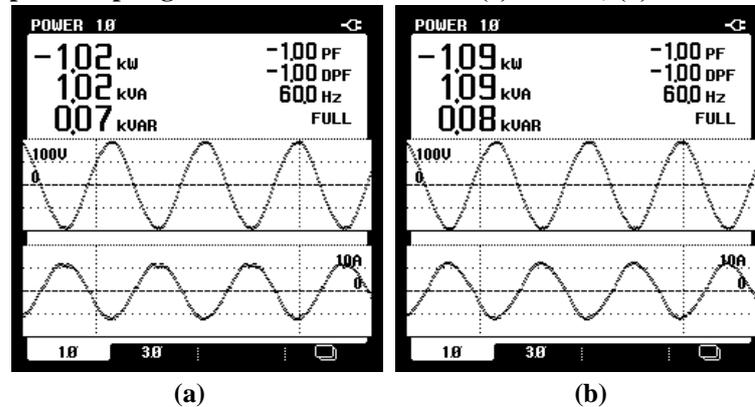
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.42 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-2E-C no MOP 2: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



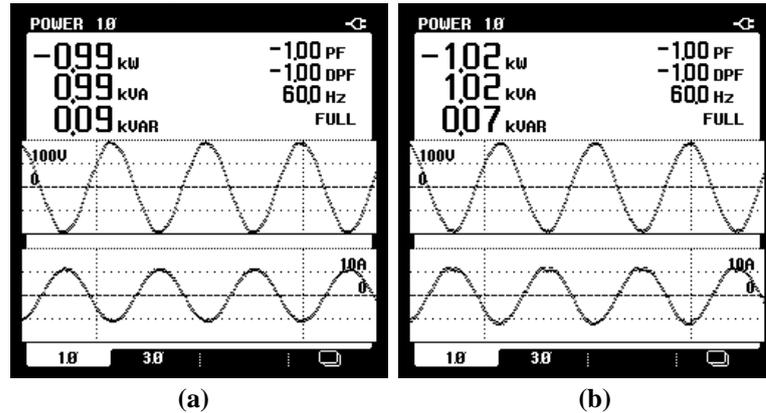
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.43 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 2: (a) fase ‘b’; (b) fase ‘c’.



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.44 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-2E-I no MOP 2: (a) fase ‘b’; (b) fase ‘c’.



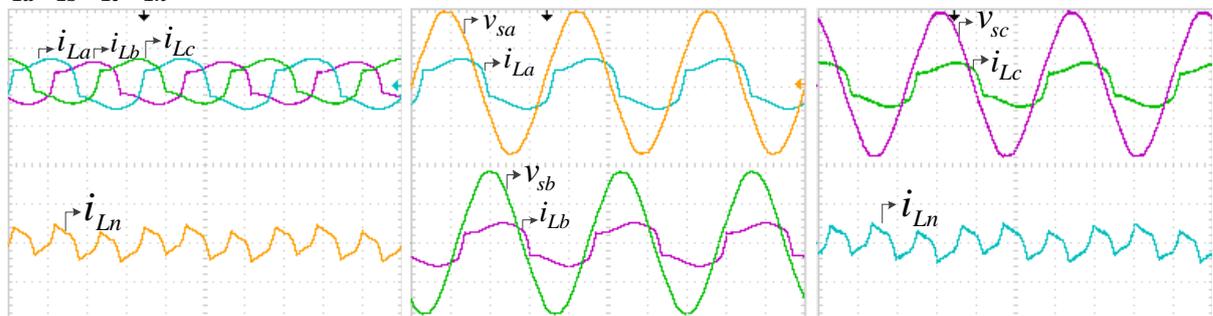
Fonte: Autoria própria.

5.3.4 Modo de operação 3 (MOP 3)

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos nos testes experimentais para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, operando no MOP 3.

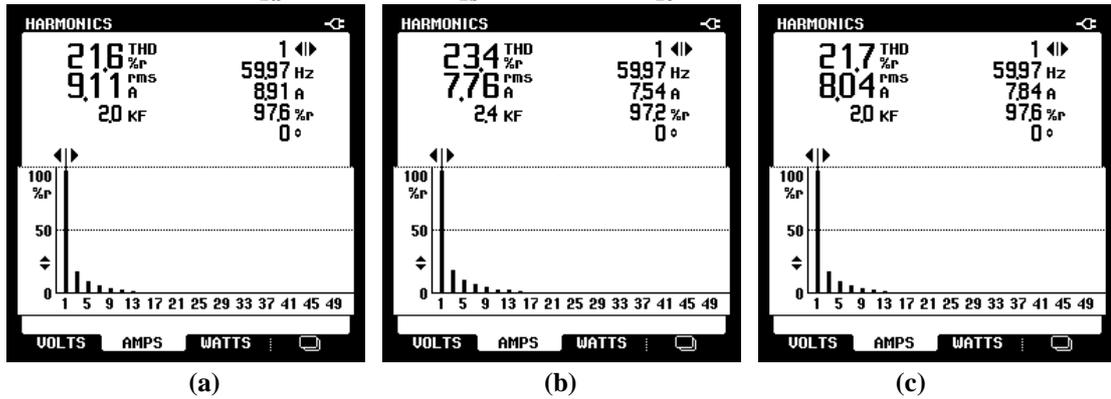
A Figura 5.45 apresenta as correntes das cargas (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc}), a corrente de neutro da carga (i_{Ln}), e as tensões da rede elétrica (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}). Tais cargas drenam da rede correntes com alto conteúdo harmônico, conforme os espectros harmônicos e DHT mostrados na Figura 5.46. Ademais, além das características não-lineares, as cargas são desbalanceadas, implicando na circulação de corrente pelo condutor neutro. Já os valores numéricos das potências consumidas pelas cargas em cada fase da rede elétrica, são apresentadas na Figura 5.47.

Figura 5.45 – Resultados experimentais: Tensões da rede elétrica v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , e correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} no MOP 3 (100V-20A/div; 5ms/div).



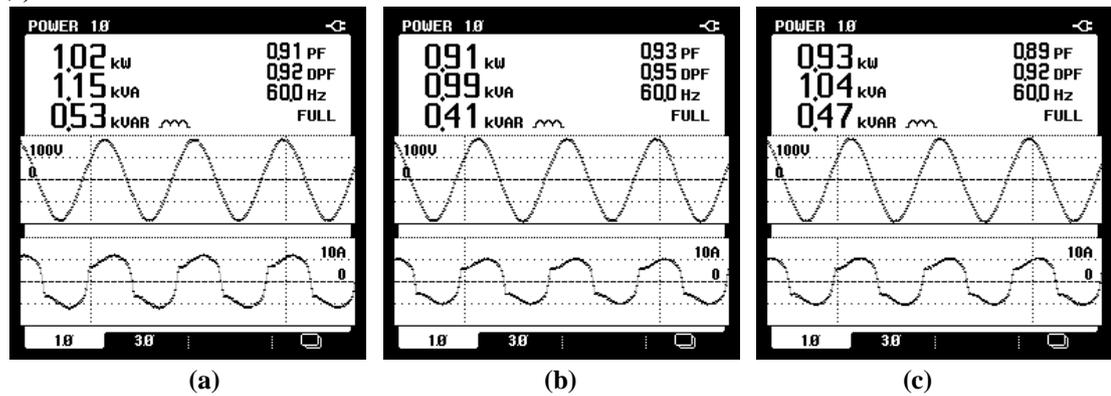
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.46 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes das cargas do MOP 3: (a) Corrente i_{La} ; (b) Corrente i_{Lb} ; (c) Corrente i_{Lc} .



Fonte: Autoria própria.

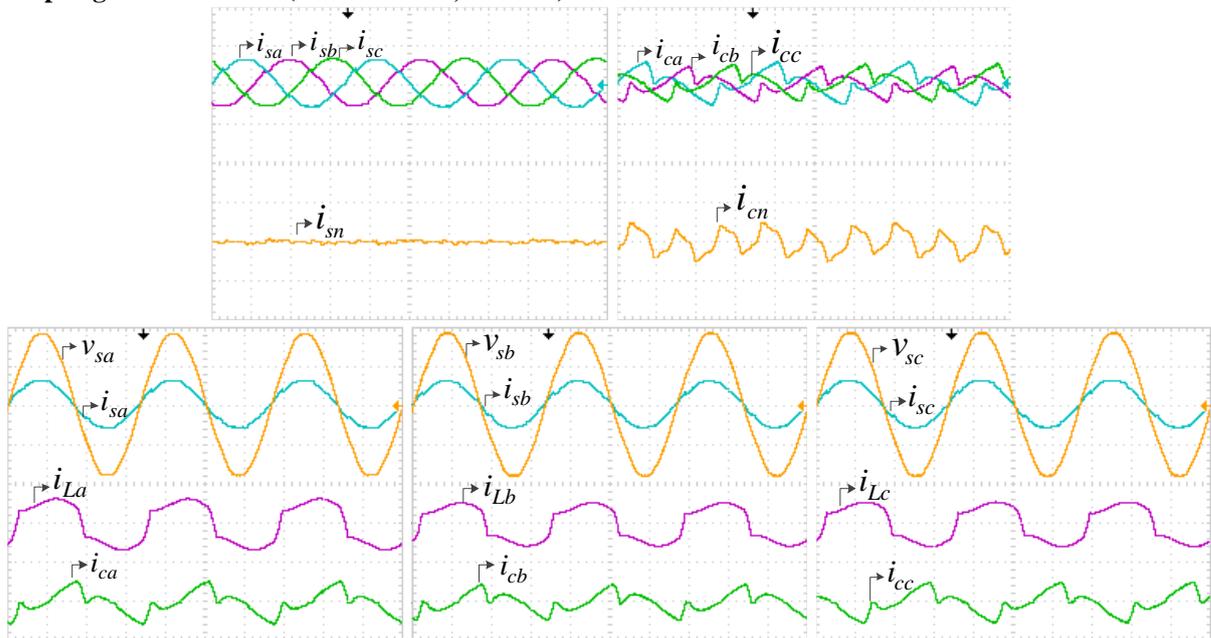
Figura 5.47 – Resultados experimentais: Potências e FP das cargas no MOP 3: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



Fonte: Autoria própria.

As Figuras 5.48, 5.49 e 5.50 apresentam os resultados obtidos para a topologia SFVM-1E-C em operação. Na Figura 5.48 são mostradas as correntes da rede elétrica ($i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$), as correntes sintetizadas pelos inversores ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$), as correntes das cargas ($i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$) e as tensões da rede elétrica (v_{sa}, v_{sb}, v_{sc}). Este sistema atua na supressão de correntes harmônicas e compensação de potência reativa das cargas, tornando as correntes da rede elétrica (i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}) aproximadamente senoidais e em fase com suas respectivas tensões de alimentação. Além disso, o sistema de controle da estrutura permite que os desequilíbrios das correntes das cargas também sejam compensados, resultando em corrente de neutro i_{sn} próxima de zero.

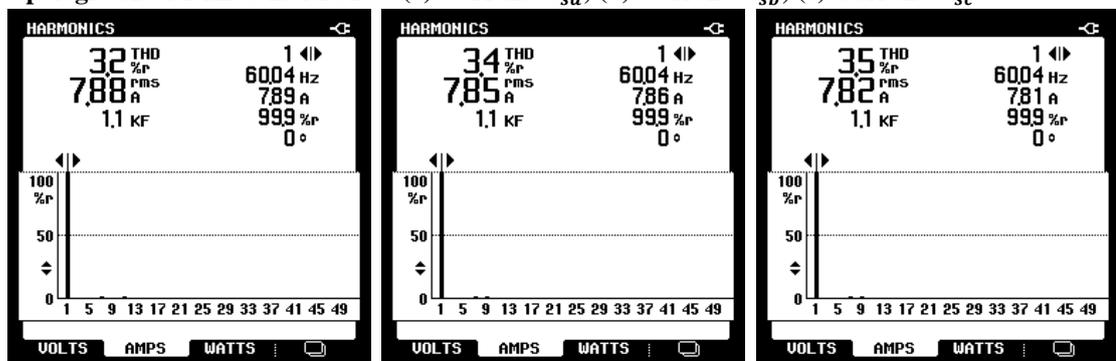
Figura 5.48 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica $i_{sa}, i_{sb}, i_{sc}, i_{sn}$, correntes das cargas $i_{La}, i_{Lb}, i_{Lc}, i_{Ln}$, correntes de compensação ($i_{ca}, i_{cb}, i_{cc}, i_{cn}$) e tensões da rede v_{sa}, v_{sb}, v_{sc} , no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-C (100V-20A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

Os espectros harmônicos e DHT das correntes na rede elétrica, com a atuação da topologia SFVM-1E-C como FAPP, estão mostrados na Figura 5.49. Observa-se uma redução significativa do conteúdo harmônico em comparação com os valores apresentados anteriormente, na Figura 5.46, resultando em valores de DHT abaixo dos limites estabelecidos pela norma IEEE.

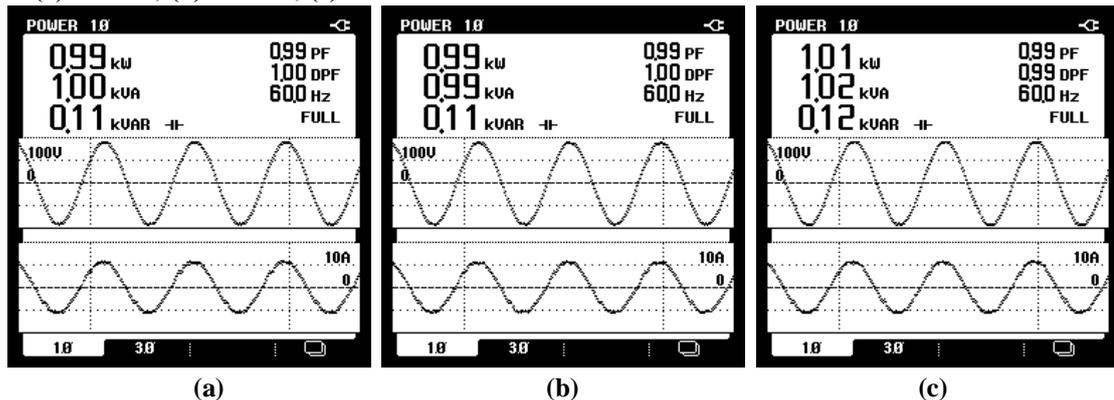
Figura 5.49 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 3: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



Fonte: Autoria própria.

Por fim, as grandezas de potência e fator de potência, para cada fase da rede elétrica, são mostradas na Figura 5.50. Nota-se que o sistema atua na correção do fator de potência por meio da compensação de potência reativa.

Figura 5.50 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 3: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.

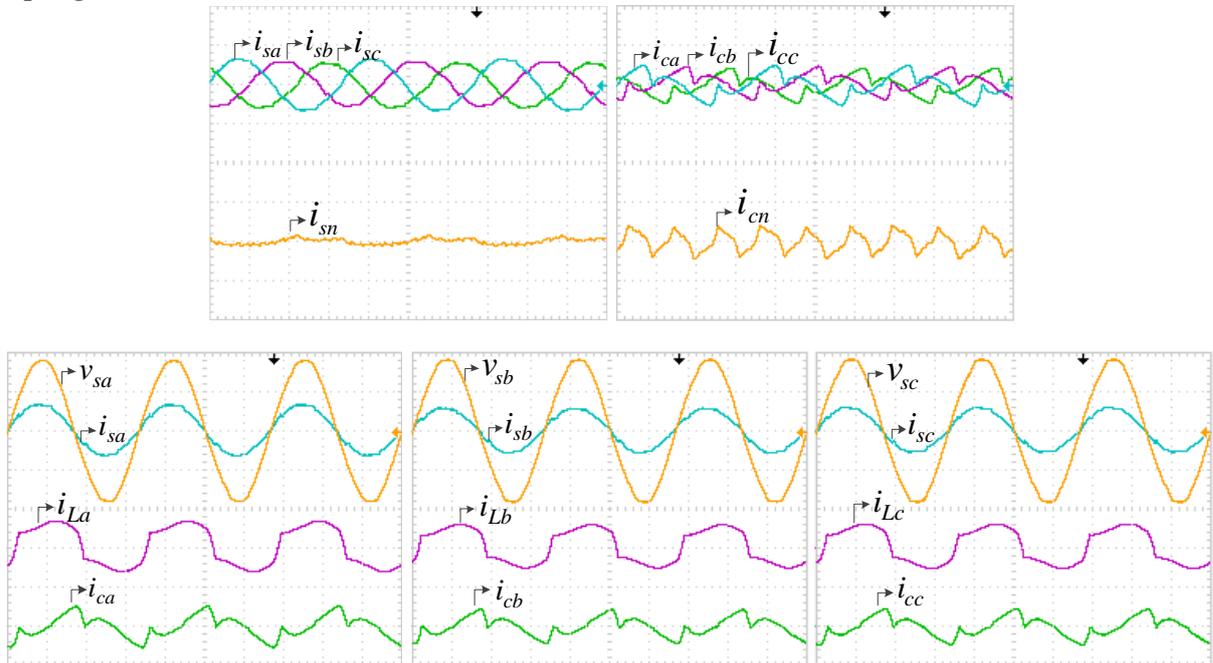


Fonte: Autoria própria.

De modo análogo, os resultados foram obtidos para a topologia SFVM-1E-I e são mostrados nas Figuras 5.51, 5.52 e 5.53. As formas de onda das grandezas de tensões e correntes são mostradas na Figura 5.51. É possível observar, que as correntes da rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}) tornaram-se aproximadamente senoidais e em fase com suas respectivas tensões de alimentação porém, desequilibradas, pois os algoritmos para geração das referências de correntes de compensação, na topologia SFVM-1E-I, não foram projetados para compensar desbalanços, uma vez que o controle desta estrutura é totalmente independente por fase. Logo, uma parcela de corrente i_{sn} circula pelo condutor neutro.

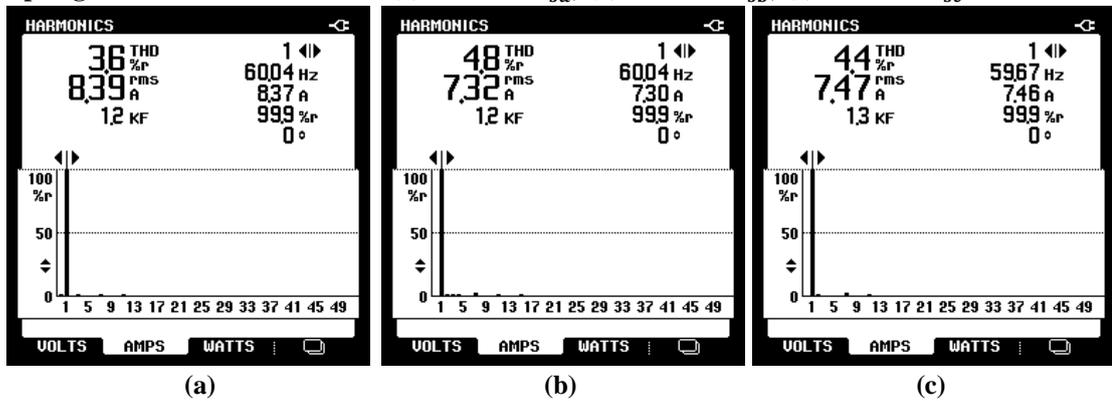
Os espectros harmônicos e DHT das correntes na rede elétrica, com a topologia SFVM-1E-I atuando como FAPP, estão apresentados na Figura 5.52. Tais DHT são maiores que aquelas obtidas com a atuação da topologia SFVM-1E-C, o que pode ser justificado devido à influência das oscilações de tensão do barramento CC da topologia SFVM-1E-I, e também devido à não compensação dos desequilíbrios de corrente porém, ainda assim as DHT estão abaixo dos limites estabelecidos pela norma IEEE Std. 519-2014.

Figura 5.51 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} , correntes de compensação (i_{ca} , i_{cb} , i_{cc} , i_{cn}) e tensões da rede v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , no MOP 3 para a topologia SFVM-1E-I (100V-20A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

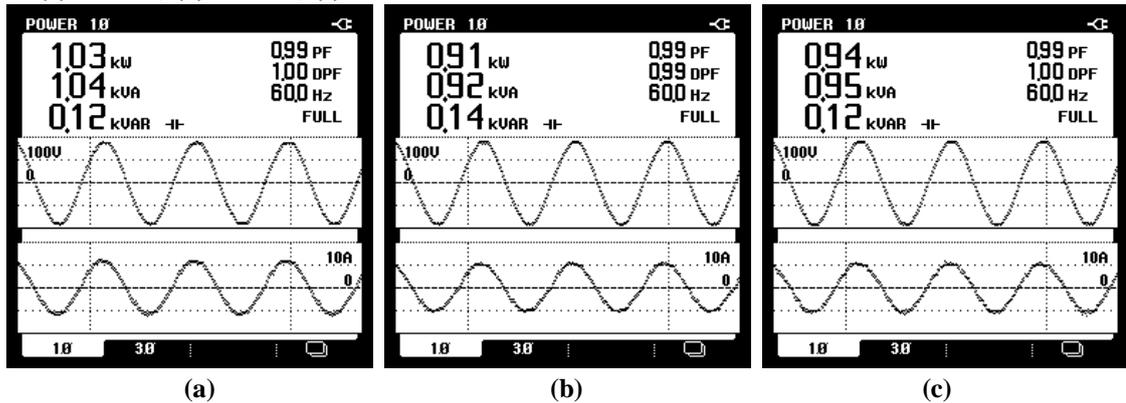
Figura 5.52 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 3: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



Fonte: Autoria própria.

Já a Figura 5.53 mostra as grandezas de potência e fator de potência para cada fase da rede elétrica. O sistema atua na compensação de potência reativa resultando na correção do fator de potência.

Figura 5.53 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 3: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



Fonte: Autoria própria.

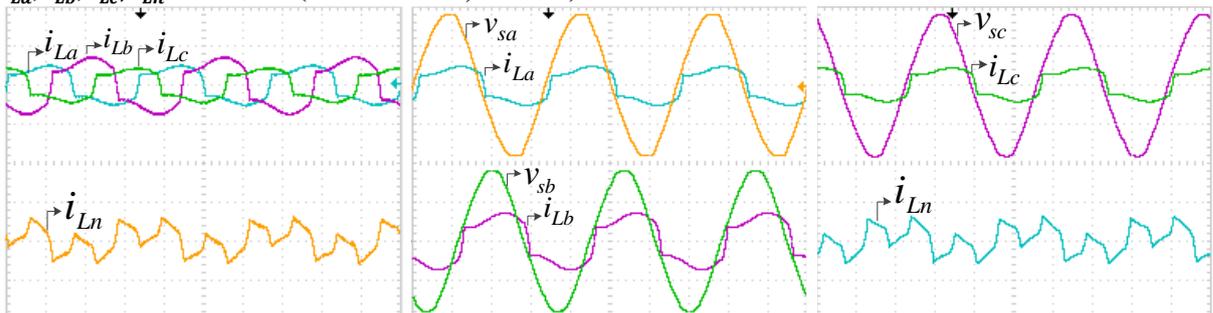
De acordo com os resultados obtidos, os sistemas SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, contribuem para a melhoria dos indicadores de QEE, de acordo com as recomendações normativas.

5.3.5 Modo de operação 4 (MOP 4)

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos nos ensaios experimentais para as topologias SFVM-1E-C e SFVM-1E-I operando no MOP 4, ou seja, há energia disponível nos arranjos FV e o conjunto de cargas 2 está conectado aos sistemas.

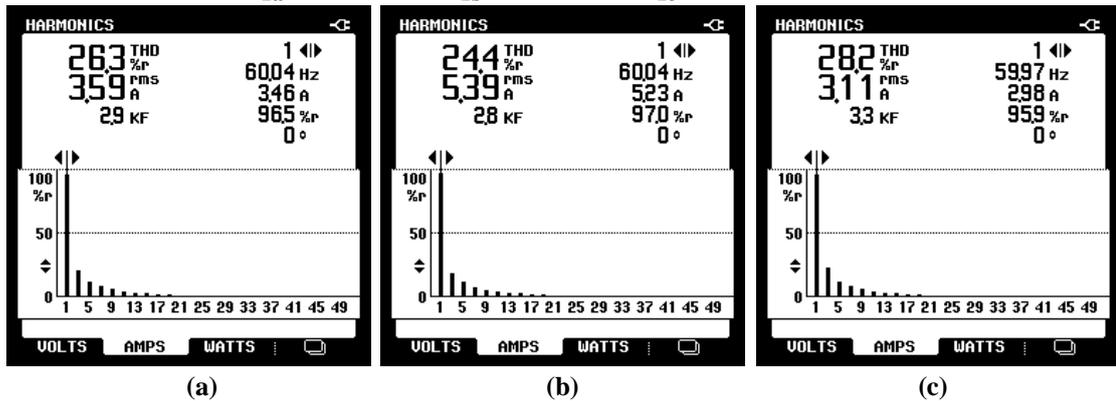
A Figura 5.54 apresenta as correntes das cargas (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc}), a corrente de neutro da carga (i_{Ln}) e as tensões da rede elétrica (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}). Na Figura 5.55 são mostrados os espectros harmônicos e DHT das correntes drenadas pelas cargas, enquanto que as potências consumidas por estas cargas, são apresentadas na Figura 5.56.

Figura 5.54 – Resultados experimentais: Tensões da rede elétrica v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , e correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} no MOP 4 (100V-10A/div; 5ms/div).



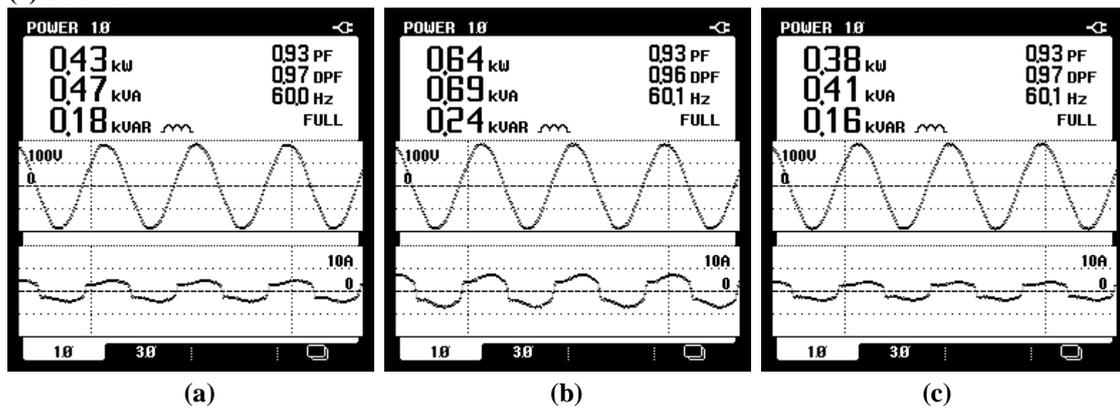
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.55 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes das cargas do MOP 4: (a) Corrente i_{La} ; (b) Corrente i_{Lb} ; (c) Corrente i_{Lc} .



Fonte: Autoria própria.

Figura 5.56 – Resultados experimentais: Potências e FP das cargas no MOP 4: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.

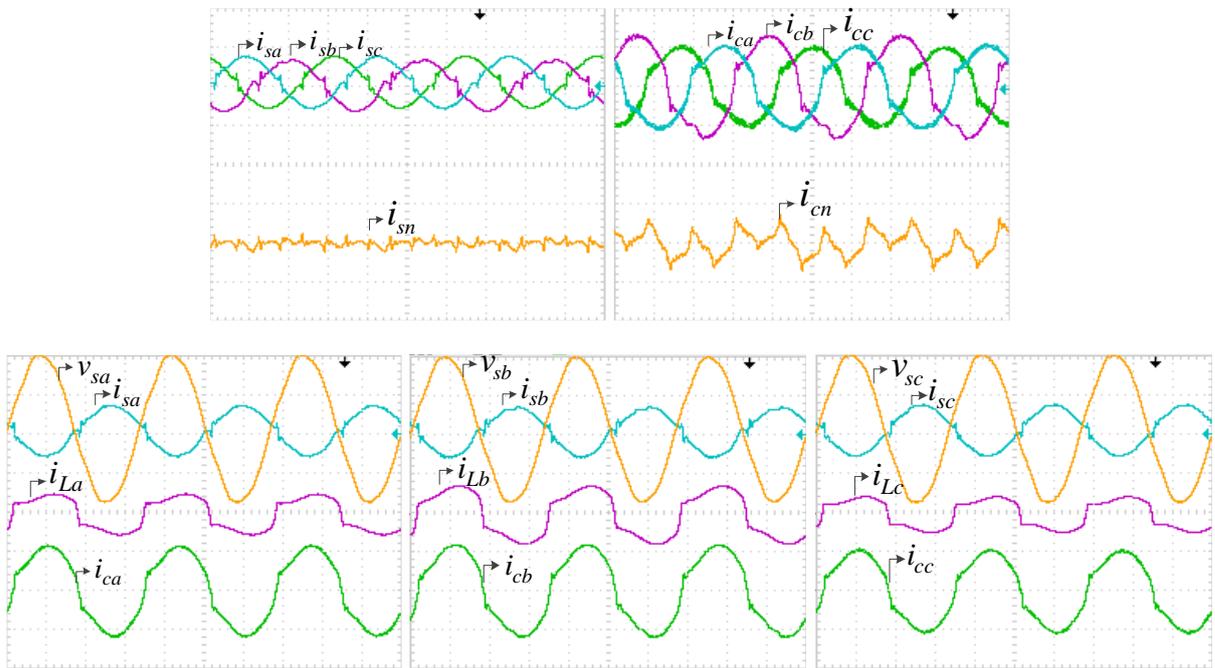


Fonte: Autoria própria.

As Figuras 5.57, 5.58 e 5.59 apresentam os resultados obtidos para a topologia SFVM-1E-C. A Figura 5.57 apresenta as formas de onda das correntes na rede elétrica (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn}), as correntes de compensação sintetizadas pelos inversores (i_{ca} , i_{cb} , i_{cc} , i_{cn}), as tensões de fase da rede elétrica (v_{sa} , v_{sb} , v_{sc}) e as correntes das cargas (i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln}). As correntes na rede (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), estão em fase oposta com suas respectivas tensões de alimentação, isso significa que a potência fornecida à rede elétrica, por meio dos arranjos FV, é maior que a potência consumida pelas cargas. Além da injeção da energia ativa, o sistema também atua na supressão dos conteúdos harmônicos de corrente bem como a compensação da potência reativa e de desequilíbrios das cargas, resultando em corrente no neutro próxima de zero. Já os espectros harmônicos, valores eficazes e DHT das correntes na rede, são mostrados na Figura 5.58. É importante ressaltar que a norma IEEE não estabelece limites de DHT para sistemas FV que operam simultaneamente como FAPP contudo, nota-se que a partir da atuação do sistema

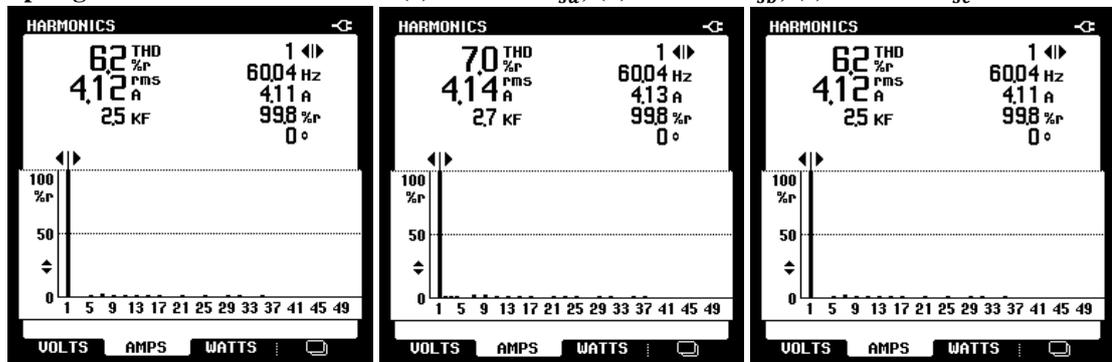
SFVM-1E-C, as DHT reduziram significativamente quando comparadas com as DHT obtidas na Figura 5.54. Por fim, as grandezas de potência e fator de potência, são mostradas na Figura 5.59. O sinal negativo na potência ativa, implica que o sistema está injetando energia na rede elétrica.

Figura 5.57 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} e tensões da rede v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-C (100V-10A/div; 5ms/div).



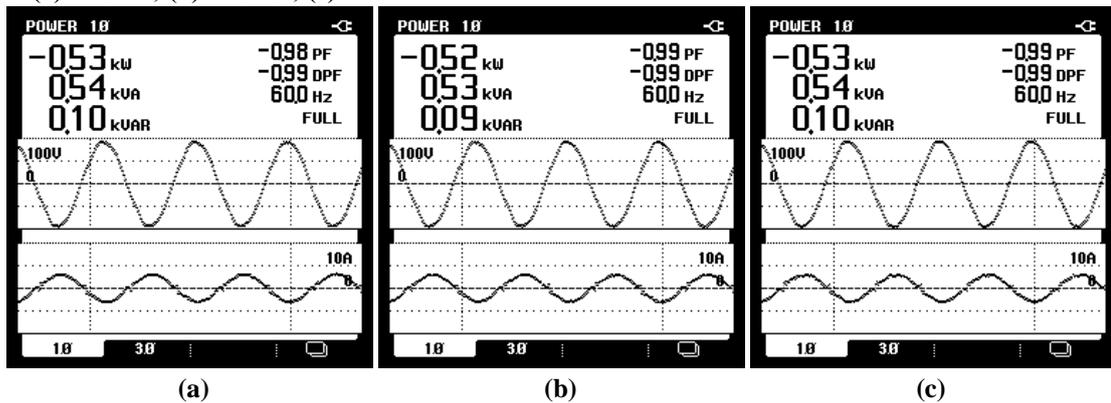
Fonte: Autoria própria.

Figura 5.58 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 4: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



Fonte: Autoria própria.

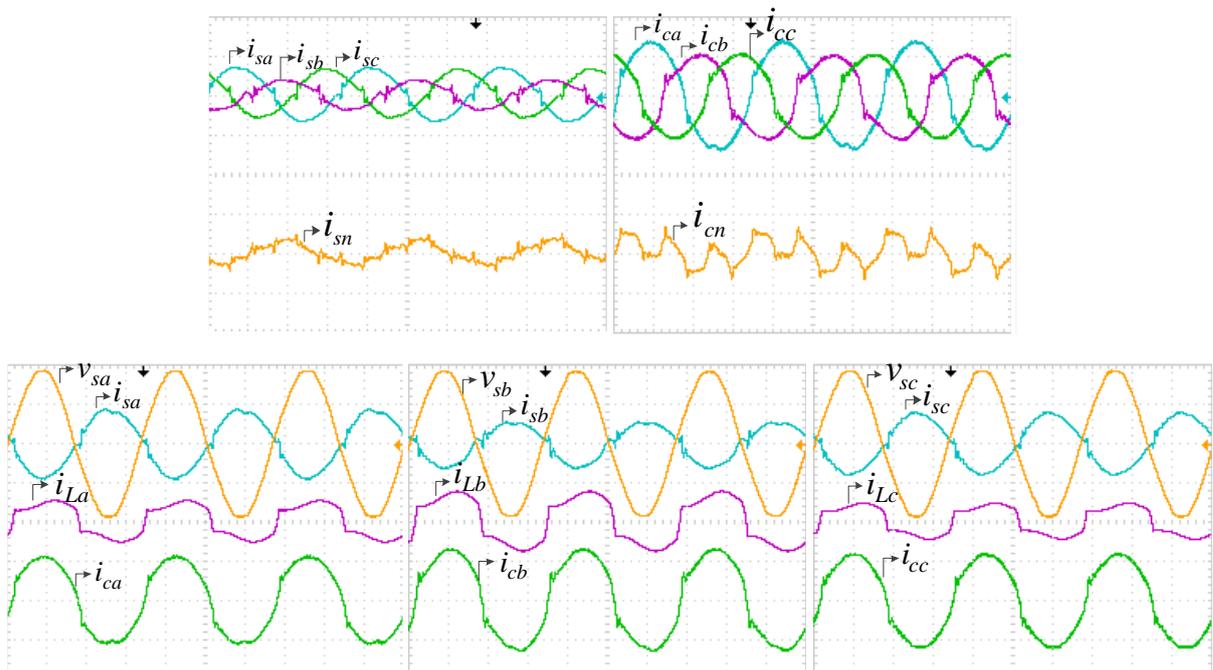
Figura 5.59 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-C no MOP 4: (a) fase ‘a’; (b) fase ‘b’; (c) fase ‘c’.



Fonte: Autoria própria.

Os resultados obtidos para a topologia SFVM-1E-I em operação, são mostrados nas Figuras 5.60, 5.61 e 5.62. A Figura 5.60 apresenta as formas de onda das grandezas de corrente e tensão. As correntes na rede (i_{sa} , i_{sb} , i_{sc}), são aproximadamente senoidais e em fase oposta com suas respectivas tensões de alimentação ou seja, o sistema atua na injeção da energia ativa à rede elétrica e na supressão dos conteúdos harmônicos de corrente e compensação da potência reativa. Uma vez que o controle desta topologia é independente por fase, os desequilíbrios de corrente não são compensados, logo uma componente de corrente i_{sn} circula pelo neutro.

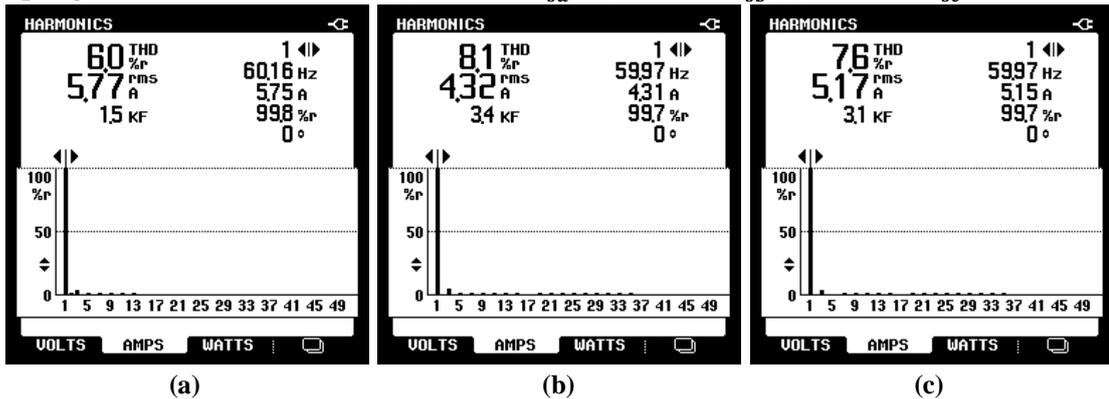
Figura 5.60 – Resultados experimentais: Correntes na rede elétrica i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} , i_{sn} , correntes das cargas i_{La} , i_{Lb} , i_{Lc} , i_{Ln} e tensões da rede v_{sa} , v_{sb} , v_{sc} , no MOP 4 para a topologia SFVM-1E-I (100V-20A/div; 5ms/div).



Fonte: Autoria própria.

Já na Figura 5.61 são mostrados os espectros harmônicos, valores eficazes e DHT das correntes na rede elétrica. Com a atuação do sistema SFVM-1E-I, as DHT reduziram quando comparadas com as DHT obtidas na Figura 5.55.

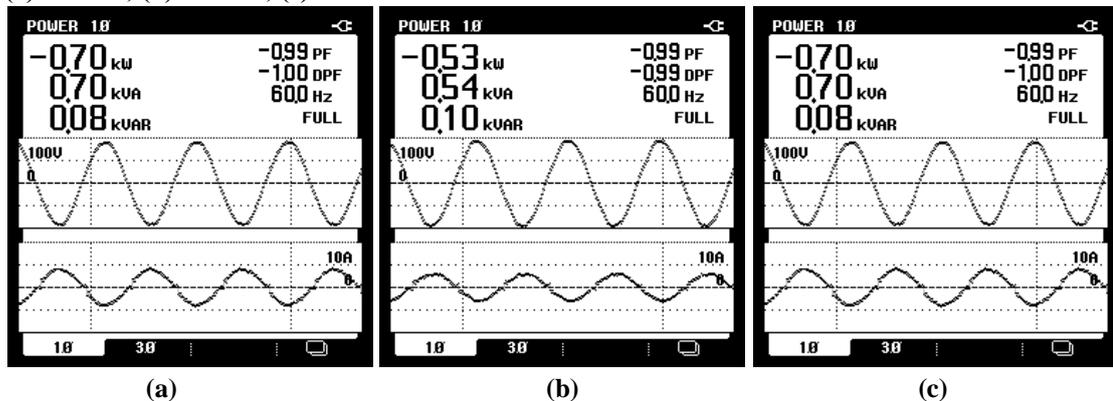
Figura 5.61 – Resultados experimentais: Espectros harmônicos e DHT das correntes da rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP 4: (a) Corrente i_{sa} ; (b) Corrente i_{sb} ; (c) Corrente i_{sc} .



Fonte: Autoria própria.

Por fim, as grandezas de potência e fator de potência são mostradas na Figura 5.62, comprovando que o sistema está injetando energia à rede elétrica, de acordo com o sinal negativo na potência ativa.

Figura 5.62 – Resultados experimentais: Potências e FP na rede para a topologia SFVM-1E-I no MOP4: (a) fase 'a'; (b) fase 'b'; (c) fase 'c'.



Fonte: Autoria própria.

De acordo com os resultados obtidos no MOP 4, os sistemas SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, atuam injetando energia ativa à rede elétrica e simultaneamente desempenham as funções

de FAPP, como supressão de harmônicos e compensação de potência reativa das cargas, e apenas a topologia SFVM-1E-C atua na compensação de desbalanços. Embora não exista normativas que estabelecem níveis máximos de DHT para sistemas FV operando com multifuncionalidades, os sistemas SFVM contribuem para a melhoria dos indicadores de QEE.

5.4 ANÁLISE COMPARATIVA DAS TOPOLOGIAS SFVM

Nesta seção, é apresentada uma análise comparativa entre as topologias estudadas, considerando aspectos construtivos e de desempenho.

A Tabela 5.8 apresenta resumidamente os aspectos construtivos das topologias SFVM.

Tabela 5.8 – Aspectos construtivos das topologias SFVM.

Aspectos construtivos das topologias SFVM				
Item	SFVM-1E-C	SFVM-2E-C	SFVM-1E-I	SFVM-2E-I
Nº de inversores 1-FB	3	3	3	3
Indutores de acoplamento	3	3	3	3
Transformadores de isolamento	3	3	-	-
Conversores <i>boost</i>	-	1	-	3
Chaves de potência (total)	12	13	12	15
Sensores de efeito <i>hall</i>	11	12	15	18
Kit DSP	1	2	1	2

Fonte: Autoria própria.

Com relação às estruturas físicas, todas as topologias utilizam três inversores 1-FB, totalizando doze chaves de potência e três indutores de acoplamento. As topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, requerem um banco de capacitores, para o barramento CC, e três transformadores de isolamento, sendo que estes últimos podem representar um aumento de peso e volume para estas topologias. Além disso, a topologia SFVM-2E-C, apresenta um conversor CC-CC *boost*, ou seja, um indutor, um diodo e uma chave de potência a mais no circuito, quando comparada à topologia SFVM-1E-C. Por outro lado, as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I dispensam o uso dos transformadores. O banco de capacitores utilizado nestas topologias é o mesmo que o utilizado nas topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I, porém dividido por três. Ainda, para a topologia SFVM-2E-I, há a presença de três conversores CC-CC *boost*, o que representa três chaves de potência, três indutores e três diodos a mais, aumentando assim o peso e volume

da topologia. Com relação aos circuitos de aquisição de sinais, a topologia SFVM-1E-C necessita de 11 sensores de efeito hall, para medição das grandezas de tensão e corrente, já a topologia SFVM-2E-C, utiliza 12 sensores do mesmo tipo, enquanto que as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, necessitam respectivamente de 15 e 18 sensores. Além disso, para as topologias de único estágio, SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, apenas um kit DSP é utilizado para o condicionamento dos sinais, enquanto que para as topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I, são utilizados dois kits DSP, um para o controle e operação das unidades inversoras e outro para o controle e operação dos conversores *boost*.

Já com relação aos resultados de desempenho apresentados, considerando a extração da máxima potência nos arranjos FV, a técnica de MPPT, nas topologias de duplo estágio, atuam no controle dos conversores *boost*, sem influenciar diretamente o controle do inversor. Já nas topologias de único estágio, SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, as técnicas de MPPT são responsáveis por gerar a referência de tensão para o controle do barramento CC, logo existe uma certa limitação de operação, considerando que os inversores necessitam de um valor de tensão mínimo no barramento para garantir seu funcionamento. Sendo assim, quando a tensão nos terminais do arranjo FV for menor que esta tensão mínima, o MPPT irá manter a referência fixa, se deslocando da região de MPPT. Isso não ocorre nas topologias de duplo estágio, pois caso a energia no arranjo FV diminuir, o conversor *boost* se encarrega de elevar o nível de tensão nos terminais do arranjo e estará sempre operando na região do MPP.

As quatro topologias SFVM desempenham suas funções em seus devidos modos de operação. Contudo, para a situação de falha considerada no MOP 2, verificou-se que apenas as topologias que apresentam barramento CC de tensão compartilhado, SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, possibilitam que a energia ativa, gerada pelos arranjos FV, seja processada igualmente pelas três fases da rede elétrica. O que não ocorre nas topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, pois os inversores são controlados de forma totalmente independente por fase. Além disso, as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C atuam na compensação de desbalanços das correntes das cargas, tornando as correntes na rede elétrica equilibradas enquanto que as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, não compensam quaisquer desbalanços presente no sistema.

Em relação à DHT, não há uma norma específica que define limites de distorções de corrente para sistemas que operam injetando potência ativa à rede elétrica e simultaneamente atuam na compensação de distúrbios. Porém, é desejável que a DHT seja o menor valor possível. Entretanto, para sistemas que atuam somente fornecendo energia à rede elétrica, ou somente como FAPP, é recomendado pela Norma IEEE que as correntes na rede elétrica apresentem uma taxa de DHT de até 5%. E de acordo com os resultados obtidos, as topologias

SFVM atuaram de acordo com as normativas existentes e contribuíram para a melhoria dos indicadores de QEE.

5.5 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados os resultados obtidos em simulações computacionais e ensaios experimentais para as topologias estudadas neste trabalho, sendo elas SFVM-1E-C, SFVM-2E-C, SFVM-1E-I e SFVM-2E-I. As referidas topologias, foram implementadas considerando quatro modos de operação (MOP), e foram apresentados os principais resultados relacionados à cada MOP. Por fim, uma análise comparativa entre as topologias, foi fornecida. Nesta análise, foram abordados aspectos construtivos das topologias e desempenho, mostrando que as topologias contribuem com a melhoria dos indicadores de QEE, como as DHT das correntes na rede elétrica e fator de potência.

CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

Neste trabalho, foi apresentado o estudo, simulação computacional e testes experimentais envolvendo quatro topologias de sistemas FV multifuncionais, sendo estas denominadas SFVM-1E-C e SFVM-1E-I com único estágio de conversão de energia e, SFVM-2E-C e SFVM-2E-I com duplo estágio de conversão de energia. Tais topologias foram implementadas em sistemas trifásicos a quatro-fios e foram projetadas para desempenhar as seguintes funcionalidades: 1) rastreamento da máxima potência nos arranjos FV; 2) injeção de energia ativa na rede elétrica; 3) condicionamento ativo de potência incluindo compensação de reativos, desbalanços bem como supressão de harmônicos das correntes de cargas conectadas aos sistemas elétricos. Os principais aspectos relacionados aos sistemas FV conectados à rede elétrica foram apresentados assim como a abordagem relativa à QEE nos sistemas elétricos.

Para obtenção das correntes de referência dos inversores, foram utilizados algoritmos monofásicos baseados no método SRF, enquanto que o aproveitamento da máxima potência dos arranjos fotovoltaicos foi garantido pelo algoritmo de MPPT P&O. Os resultados apresentados validaram os estudos teóricos e comprovaram que as topologias podem desempenhar as multifuncionalidades para as quais foram projetadas, ou seja, extrair a máxima potência dos arranjos FV, injetar energia ativa na rede elétrica e/ou atuar no condicionamento de potência.

Em todas as topologias, foi implementado o controle independente por fase de modo que os sistemas trifásicos a quatro-fios são tratados como três sistemas monofásicos. Assim, as correntes injetadas na rede elétrica, foram controladas individualmente. No entanto, apenas as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C, possibilitam que energia ativa, gerada pelos arranjos FV, seja processada igualmente pelas três fases da rede elétrica e além disso, atuam na compensação de desbalanços das correntes das cargas, tornando as correntes na rede elétrica equilibradas, enquanto que as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I, não compensam quaisquer desbalanços presente no sistema. Logo, as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C se tornam vantajosas com relação à flexibilidade do controle das correntes a serem sintetizadas pelos inversores.

De acordo com os resultados obtidos, as topologias apresentaram desempenhos satisfatórios nos modos de operação considerados. As topologias atuaram na injeção de energia

ativa à rede elétrica, garantindo qualidade de energia, ou seja, fator de potência adequado e DHT abaixo do limite estabelecido pela norma IEEE 519-2012 em dois modos de operação, MOP 1 e MOP 2. No MOP 3, as topologias atuaram como FAPP, reduzindo a DHT das correntes da rede elétrica, para valores abaixo do limite definido pela norma. Já no MOP 4, operação simultânea de FAPP e injeção da energia excedente à rede elétrica, as DHT obtidas foram maiores que 5% para as topologias consideradas.

A partir da análise comparativa entre as topologias, também verificou-se que as topologias SFVM-1E-C e SFVM-2E-C requerem três transformadores de isolamento em suas estruturas, o que pode aumentar os custos destas topologias. Por outro lado, as topologias SFVM-1E-I e SFVM-2E-I dispensam o uso dos transformadores, no entanto na estrutura SFVM-2E-I há a presença de três conversores CC-CC *boost*. Logo, para uma aplicação em se deseja uma estrutura com menor peso e volume, a topologia SFVM-1E-I seria a mais indicada. Ainda, a topologia SFVM-1E-C utiliza o menor número de sensores para as medições de tensão e corrente, totalizando onze sensores, enquanto que a topologia SFVM-2E-I utiliza o maior número desses sensores, sendo dezoito o total. Tais sensores podem representar elevado custo na implementação de uma topologia.

As topologias de único estágio, como SFVM-1E-C e SFVM-1E-I, necessitam de um valor mínimo de tensão nos barramentos CC dos inversores, para que estes operem de forma adequada. Com isso, muitos módulos FV são conectados em série para que se atinja o nível de tensão requerido. Além disso, outra desvantagem relacionada às topologias de único estágio é que caso a energia no arranjo FV diminui, as técnicas de MPPT empregadas irão gerar um valor fixo de tensão, saindo da região de operação de MPPT. Considerando estes casos, as topologias de duplo estágio são mais vantajosas, pois com a utilização dos conversores CC-CC *boost*, é possível aumentar a flexibilidade de operação de trabalho dos sistemas. Ou seja, nas topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I, a capacidade de extração da máxima potência nos arranjos FV pode ser maior, uma vez que a técnica de MPPT não atua diretamente no controle do inversor.

6.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE DO TRABALHO

- Analisar as perdas envolvidas no processamento de energia dos conversores das topologias SFVM;
- Realizar testes experimentais para situações de sombreamentos parciais nos arranjos FV;
- Implementar algoritmos de MPPT baseados em otimização metaheurística.

REFERÊNCIAS

- ABINEE, **Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica**. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira, 2012. Disponível em: <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>,>. Acesso em 16 de Agosto de 2018.
- ABNT, NBR. 16149. **Sistemas fotovoltaicos (FV)-Características de interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**, 2013.
- ABRADEE. Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Visão Geral do Setor Elétrico**, 2018. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>> Acesso em 29 de Agosto, 2018.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA – ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>> Acesso em 23 de Agosto, 2018.
- ANEEL. **Resolução Normativa Nº 482 (REN 482)**: Agência Nacional de Energia Elétrica 2018.
- AKAGI, Hirofumi. New trends in active filters for power conditioning. **IEEE transactions on industry applications**, v. 32, n. 6, p. 1312-1322, 1996.
- ANGÉLICO, Bruno A.; CAMPANHOL, Leonardo B. G; SILVA, Sérgio A. Oliveira da. Proportional–integral/proportional–integral–derivative tuning procedure of a single-phase shunt active power filter using Bode diagram. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 10, p. 2647-2659, 2014.
- BALASUBRAMANIAN, Indu Rani; GANESAN, Saravana Ilango; CHILAKAPATI, Nagamani. Impact of partial shading on the output power of PV systems under partial shading conditions. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 3, p. 657-666, 2013.
- BARRETO, Rodrigo Lopes. **Contribuições ao método de rastreamento de máxima potência para sistemas fotovoltaicos**. 2014. 70f. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2014.
- BASTIDAS-RODRIGUEZ, Juan David et al. Maximum power point tracking architectures for photovoltaic systems in mismatching conditions: a review. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 6, p. 1396-1413, 2014.
- BRANDÃO, D. I. et al. Estratégia de controle multifuncional para sistemas fotovoltaicos de geração de energia elétrica. **Brazilian Journal of Power Electronics**, v. 18, n. 4, 2013.
- BRITO, Moacir. A. G de et al. Evaluation of the main MPPT techniques for photovoltaic applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, vol. 60, no. 3, pp.1156 -1167, 2013.

BONALDO, Jakson P.; POMILIO, José Antenor. Multi-functional use of single-phase power converters. In: **Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LA), 2013 IEEE PES Conference On**. IEEE, 2013. p. 1-6.

CAMPANHOL, Leonardo Bruno Garcia. **Sistema fotovoltaico trifásico de único estágio conectado a sistemas de geração distribuída operando como condicionador de qualidade de energia unificado usando uma estratégia dual de compensação ativa de potência**. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo, 2017.

CAMPANHOL, Leonardo B. Garcia; DA SILVA, Sérgio A. Oliveira; GOEDTEL, Alessandro. Application of shunt active power filter for harmonic reduction and reactive power compensation in three-phase four-wire systems. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 11, p. 2825-2836, 2014.

CAMPANHOL, Leonardo B. G; SILVA, Sérgio A. Oliveira da; SAMPAIO, Leonardo P. A three-phase four-wire grid-connected photovoltaic system with active power line conditioning. In: **PCIM Europe 2014; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy and Energy Management; Proceedings of**. VDE, 2014. p. 1-8.

CAMPANHOL, Leonardo B. G. **Filtro ativo de potência paralelo utilizando inversores monofásicos *full-bridge* aplicado em sistemas trifásicos a quatro-fios**. 2012. 148f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2012.

CASARO, Marcio M.; MARTINS, Denizar C. Modelo de arranjo fotovoltaico destinado a análises em eletrônica de potência via simulação. **Revista Eletrônica de Potência**, v. 13, n. 3, p. 141-146, 2008.

CHUNG, Se-Kyo. A phase tracking system for three phase utility interface inverters. **IEEE Transactions on Power electronics**, v. 15, n. 3, p. 431-438, 2000.

DUGAN, Roger C.; MCGRANAGHAN, Mark F.; BEATY, H. Wayne. Electrical power systems quality. **New York, NY: McGraw-Hill, c1996**, 1996.

EIA. **International Energy Outlook 2018**. U.S. Energy Information and Administration - EIA. 2018

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2026. **MME/EPE-Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética**, 2018.

ERICKSON, Robert W.; MAKSIMOVIC, Dragan. **Fundamentals of power electronics**. 2001.

EUROPE, SolarPower. **Global market outlook for solar power 2018–2022**. **European Photovoltaic Industry Association**, 2018

FENILI, Murilo P. **Estudo e implementação de um filtro ativo paralelo monofásico de 8kva**. 2007. 109f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2007.

GEHRING, Adriano de A.; LOPES, Lucas F. da S.; DALMOLIN, Rodrigo. S., **Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede: acompanhamento dos índices de mérito no escritório verde da UTFPR e análise da viabilidade econômica de implementação em residências**. 2015. 85f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2015.

GUO, Siyu et al. Analysing solar cells by circuit modelling. **Energy Procedia**, v. 25, p. 28-33, 2012.

HUSSAIN, Ikhlmaq; KANDPAL, Maulik; SINGH, Bhim. Grid integration of single stage solar PV system using three-level voltage source converter. **International Journal of Emerging Electric Power Systems**, v. 17, n. 4, p. 425-434, 2016

IEEE. **IEEE Recommended practice and requirements for harmonic control in electric power systems**. IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992). 2014

JAIN, Sachin; AGARWAL, Vivek, A single stage grid connected inverter topology for solar pv systems with maximum power point tracking. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v.22, n. 5, p. 1928-1940, 2007.

JAIN, Chinmay; SINGH, Bhim. Single-phase single-stage multifunctional grid interfaced solar photo-voltaic system under abnormal grid conditions. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 10, p. 886-894, 2015.

INEE. **Instituto Nacional de Eficiência Energética**. GD e Cogeração. 2018. Disponível em: < http://www.inee.org.br/default.asp?Cat=h_page>. Acesso em 16 de Julho, 2018.

KARANKI, Srinivas Bhaskar et al. A modified three-phase four-wire UPQC topology with reduced DC-link voltage rating. **IEEE transactions on industrial electronics**, v. 60, n. 9, p. 3555-3566, 2013.

LINDEKE, Dirk. **Projeto de um filtro ativo paralelo de 1KVA usando técnicas de controle analógico digital**. 2003. 197f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Florianópolis, Santa Catarina, 2003.

MA, Jieming et al. Estimation and revision: a framework for maximum power point tracking on partially shaded photovoltaic arrays. In: **Computer, Consumer and Control (IS3C), 2014 International Symposium on**. IEEE, 2014. p. 162-165.

MALINOWSKI, Mariusz; LEON, Jose I.; ABU-RUB, Haitham. Solar photovoltaic and thermal energy systems: current technology and future trends. **Proceedings of the IEEE**, v. 105, n. 11, p. 2132-2146, 2017.

MINAMBRES-MARCOS, Victor et al. Three-phase single stage photovoltaic inverter with active filtering capabilities. In: **IECON 2012-38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society**. IEEE, 2012. p. 5253-5258.

MOHAN, Ned; ROBBINS, William P.; UNDELAND, Tore. Power electronics. 1995.

MURDIANTO, Farid Dwi et al. Comparison method of MPSO, FPA, and GWO algorithm in MPPT SEPIC converter under dynamic partial shading condition. In: **2017 International**

Conference on Advanced Mechatronics, Intelligent Manufacture, and Industrial Automation (ICAMIMIA). IEEE, 2017. p. 315-320.

NETO, João A. M. et al., Implementações digitais para o controle de filtros ativos paralelo a quatro-fios. In: **Congresso Brasileiro de Automática**, 2004.

OLIVEIRA, Fernando M. de, **Rastreamento da máxima potência em arranjos fotovoltaicos sob efeito de sombreamento parcial baseado no método de otimização por enxame de partículas**. 2015. 99f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Cornélio Procópio, 2015.

OLIVEIRA, Thiago R. de. **Distribuição local de energia em corrente contínua: estudo desenvolvimento e implementação de um protótipo de nanorrede c.c. dedicado aos setores residencial e comercial**. 2016. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

PATNAIK, Sushree Sangita; PANDA, Anup Kumar. Three-level H-bridge and three H-bridges-based three-phase four-wire shunt active power filter topologies for high voltage applications. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 51, p. 298-306, 2013.

PANDIARAJAN, Natarajan; MUTHU, Ranganath. Mathematical modeling of photovoltaic module with Simulink. In: **Electrical Energy Systems (ICEES), 2011 1st International Conference on**. IEEE, 2011. p. 258-263.

REN21. **Renewable 2018 Global Status Report**. Renewable Energy Polity Network for 21^o Century, 2018.

RODRIGUES, Márcio do C. B.; TEIXEIRA, Estêvão C.; BRAGA, Henrique A. C. Uma visão topológica sobre sistemas fotovoltaicos monofásicos conectados à rede de energia elétrica. In: **Proc. 5th Latin-Amer. Congress: Electr. Gen. Transm.(5th CLAGTEE)**. 2003.

SANKARAN, C. **Power quality**. CRC press, 2001.

SAMPAIO, Leonardo P.; SILVA, Sérgio A. O.. Graphic computational platform integrated with an electronic emulator dedicated to photovoltaic systems teaching. **IET Power Electronics**, v. 10, n. 14, p. 1982-1992, 2017.

SAMPAIO, Leonardo P.; **Uma nova metodologia de projeto e controle para o inversor Boost (CSI) monofásico para o aproveitamento de fontes alternativas e renováveis de energia elétrica**. 2010. 111f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Ilha Solteira, São Paulo, 2010.

SCHONARDIE, Mateus F. **Sistema fotovoltaico trifásico conectado à rede com controle de potência ativa e reativa utilizando transformada dq0**. 2011. 248f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

SILVA, Sérgio A. O. da. et al. Sistema fotovoltaico com condicionamento ativo de energia usando mppt baseado em pso e malha feed-forward de controle de tensão do barramento cc. **Eletrônica de Potência**, v.21, n.2, p. 105-116, 2016

SILVA, Sérgio A. O. da; CAMPANHOL, Leonardo B. G.; BACON, Vinícius D.; SAMPAIO, Leonardo P., A single-phase grid-connected photovoltaic system with active power line conditioning. **Eletrônica de Potência**, v. 20, n.1, p. 8-18, 2015.

SILVA, Sérgio A. O. da. NOVOCHADLO, Rodrigo; MODESTO, Rodrigo A. Single-phase pll structure using modified p-q theory for utility connected systems. In: **Power Electronics Specialists Conference, 2008. PESC 2008. IEEE**. IEEE, 2008. p. 4706-4711.

SILVA, Sérgio A. O. da, **Sistema de energia ininterrupta line interactive trifásicos com compensação ativa de potência série e paralela**. 2001. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2001.

SILVA, Sérgio A. O. da; MODESTO, Rodrigo A. A comparative analysis of SRF-based controllers applied to active power line conditioners. In: **Industrial Electronics, 2008. IECON 2008. 34th Annual Conference of IEEE**. IEEE, 2008. Orlando, p. 405-410.

SINGH, Bhim; AL-HADDAD, Kamal; CHANDRA, Ambrish. A review of active filters for power quality improvement. **IEEE transactions on industrial electronics**, v. 46, n. 5, p. 960-971, 1999.

SHAH, Priyank; HUSSAIN, Ikhlaz; SINGH, Bhim. Multi-resonant FLL-based control algorithm for grid interfaced multi-functional solar energy conversion system. **IET Science, Measurement & Technology**, v. 12, n. 1, p. 49-62, 2017.

SRINIVAS, Vedantham Lakshmi et al. A multifunctional GPV system using adaptive observer based harmonic cancellation technique. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, n. 2, p. 1347-1357, 2018.

STONES, John; COLLINSON, Alan. Power quality. **power engineering journal**, v. 15, n. 2, p. 58-64, 2001.

TAKAMI, M. H. F. ; SILVA, S. A. O. ; SAMPAIO, L. P. . Implementação de uma Malha de Controle Feed-Forward em um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica com Compensação Ativa de Potência. In: XI IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, 2014, Juiz de Fora-MG. INDUSCON-2014, 2014. p. 1-8

ZENG, Zheng et al. Multi-objective control of multi-functional grid-connected inverter for renewable energy integration and power quality service. **IET Power Electronics**, v. 9, n. 4, p. 761-770, 2016.

ZHU, YongLi; YAO, JianGuo; WU, Di. Comparative study of two stages and single stage topologies for grid-tie photovoltaic generation by PSCAD/EMTDC. In: **Advanced Power System Automation and Protection (APAP), 2011 International Conference on**. IEEE, 2011. p. 1304-1309.

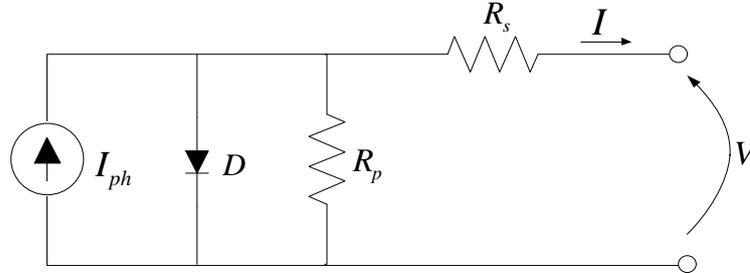
YANG, Yongheng et al. Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 4, p. 504-513, 2016.

WU, Tsai-Fu et al. Power loss comparison of single-and two-stage grid-connected photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 26, n. 2, p. 707-715, 2011.

APÊNDICE A – MODELAGEM DA CÉLULA FOTOVOLTAICA

O modelo da célula fotovoltaica utilizada neste trabalho está mostrada na Figura A.1.

Figura 1.1 – Circuito elétrico equivalente de uma célula fotovoltaica.



Fonte: Adaptado de Casaro; Martins, 2008.

A corrente gerada pela célula fotovoltaica representada no circuito anterior, pode ser obtida através da equação (A.1).

$$I = I_{ph} - I_r \left[e^{q \left(\frac{V + IR_s}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (\text{A.1})$$

Onde:

V, I - Tensão e corrente nos terminais de saída da célula fotovoltaica;

I_{ph} - Fotocorrente;

I_r - Corrente de saturação reversa da célula;

R_s, R_p - Resistências série e paralela do circuito equivalente;

q - Carga do elétron, $1,6 * 10^{-19}$ C;

n - Fator de idealidade da junção p-n;

k - Constante de Boltzmann, $1,38 * 10^{-23}$ J/K;

T - Temperatura ambiente, K.

Considerando que a célula fotovoltaica é submetida à parâmetros de condições climáticas de radiação solar e temperatura, o valor da fotocorrente I_{ph} pode ser influenciado por tais parâmetros conforme mostrado em (A.2). Sendo que I_r e I_{rr} são obtidas por (A.3) e (A.4) respectivamente.

$$I_{ph} = [I_{sc} + \alpha(T - T_r)] \left(\frac{G}{1000} \right) \quad (\text{A.2})$$

$$I_r = I_{rr} \left(\frac{T}{T_r} \right)^3 e^{\left[\left(\frac{qE_G}{nk} \right) \left(\frac{1}{T_r} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (\text{A.3})$$

$$I_{rr} = \frac{I_{sc} - \frac{V_{oc}}{R_p}}{e^{\frac{qV_{oc}}{\eta k T_r}} - 1} \quad (\text{A.4})$$

Onde:

I_{sc} - Corrente de curto-circuito por célula;

V_{oc} - Tensão de circuito aberto por célula;

α - Coeficiente de temperatura de I_{sc} ;

T_r - Temperatura de referência, 298 K;

I_{rr} - Corrente de saturação reversa de referência;

G - Radiação solar, W/m²;

E_G - Energia da banda proibida, 1,1eV.

A equação (A.1) não possui solução algébrica, dessa forma, para encontrar a corrente de saída da célula fotovoltaica, é usado um método numérico de Newton Raphson como apresentado em (CASARO; MARTINS, 2008).

Aplicando o Método de Newton Raphson, obtém-se as equações (A.5) e (A.6).

$$f(I) = I_{ph} - I - I_r \left[e^{q \left(\frac{V + IR_s}{nkT} \right)} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (\text{A.5})$$

$$f'(I) = -1 - I_r e^{q \left(\frac{V + IR_s}{nkT} \right)} \frac{qR_s}{nkT} - \frac{R_s}{R_p} \quad (\text{A.6})$$

A solução das equações apresentadas, resultam nas curvas características I-V e P-V de uma célula fotovoltaica.

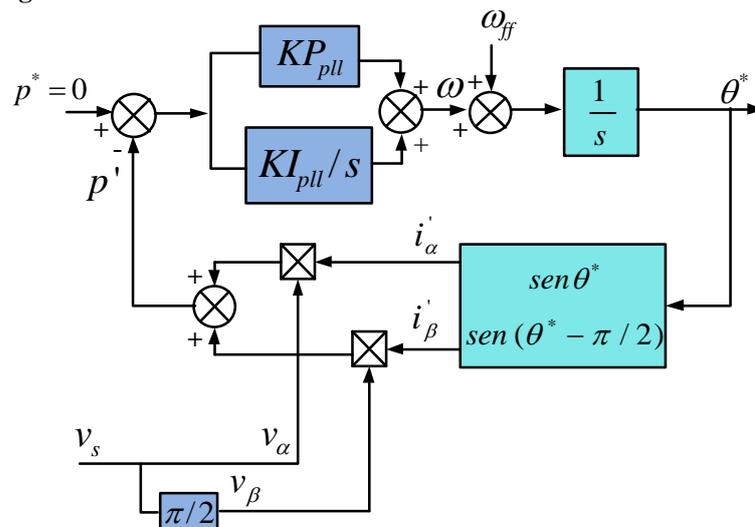
APÊNDICE B – SISTEMA DE SINCRONISMO PLL

O bom desempenho dos sistemas conectados à rede elétrica depende da precisão das informações de ângulo de fase e frequência da rede, as quais são necessárias para gerar os vetores síncronos unitários $\cos\theta_{(a,b,c)}$ e $\sin\theta_{(a,b,c)}$ utilizados no algoritmo SRF. Essas informações podem ser obtidas utilizando um algoritmo PLL (*Phase-Locked Loop*), o qual garante o sincronismo entre as correntes injetadas na rede elétrica e as suas respectivas tensões.

Neste trabalho, os sistemas trifásicos a quatro-fios são tratados como três sistemas monofásicos independentes. Dessa forma, as estratégias de controle são aplicadas também de forma independente por fase, assim, neste trabalho são utilizados três algoritmos PLL monofásicos, o qual é apresentado em (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008).

A Figura B.1 apresenta o diagrama em blocos do algoritmo PLL monofásico utilizado neste trabalho. O princípio de operação deste PLL consiste em anular a componente p' para que a saída do algoritmo esteja atracada com a componente de frequência fundamental do sinal de entrada. A dinâmica do PLL deve ajustar a saída do controlador PI na frequência angular de referência $\omega^* = 2\pi f$, onde f é a frequência nominal da rede elétrica. Através da integração da frequência angular de referência, o ângulo θ^* é obtido e utilizado para calcular as correntes fictícias i'_α e i'_β .

Figura B.1 – Sistema PLL monofásico.



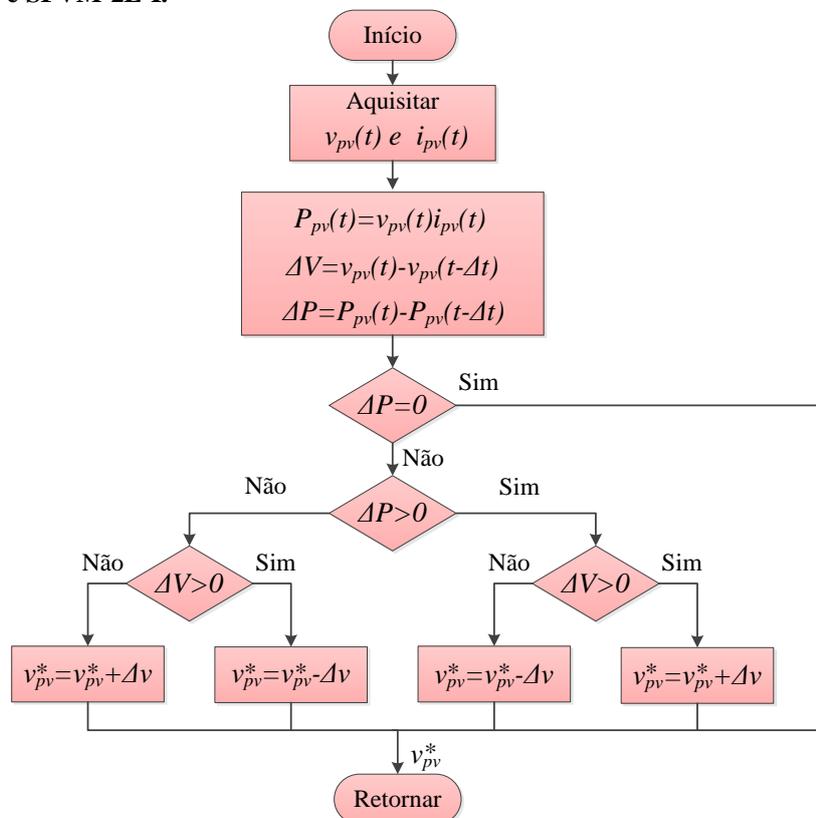
Fonte: Adaptado de (SILVA; NOVOCHADLO; MODESTO, 2008).

APÊNDICE C – TÉCNICA DE MPPT

A utilização de técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) em um sistema fotovoltaico é necessária para que o sistema possa obter a máxima eficiência quando em operação (BRITO et al., 2013).

Neste trabalho, é empregado a técnica de MPPT P&O, a qual consiste em aplicar uma perturbação no sistema e monitorar sua resposta. Se uma perturbação positiva resultar em um acréscimo de potência fornecida pelo arranjo fotovoltaico, indica que o sistema está em direção do MPP (*Maximum Power Point*). Caso contrário, uma perturbação positiva resulte em decréscimo de potência, o sistema estará para o sentido oposto. Essa análise determinará o sentido da próxima perturbação (BARRETO, 2014; BRITO et al., 2012). A Figura C.1 ilustra o fluxograma correspondente ao funcionamento do P&O implementado no controle dos conversores *boost* nas topologias SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.

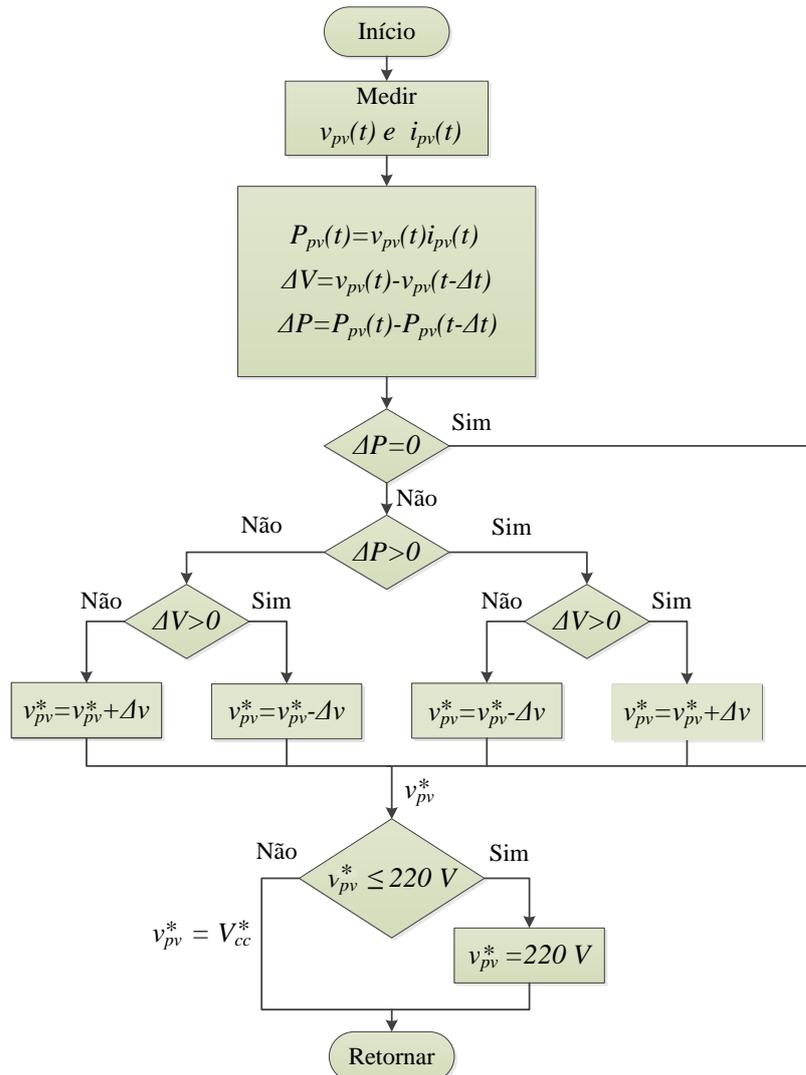
Figura C.1 – Fluxograma do Algoritmo P&O para as topologias: SFVM-2E-C e SFVM-2E-I.



Fonte: Adaptado de (BRITO et al., 2013).

Já a Figura C.2 apresenta o fluxograma do P&O implementado diretamente na malha de controle da tensão do barramento CC dos inversores nas topologias de único estágio, SFVM-1E-C e SFVM-1E-I. Nota-se que, caso o valor da tensão de referência fornecido pelo MPPT não seja suficiente para manter o barramento CC controlado (tensão igual ou superior à 220 V), o algoritmo passa a operar com tensão constante de 220 V. Isso é necessário para garantir o funcionamento adequado dos inversores 1-FB.

Figura C.2 – Fluxograma do Algoritmo P&O para as topologias: SFVM-1E-C e SFVM-1E-I.



Fonte: Adaptado de (BRITO et al., 2013).

APÊNDICE D – UNIDADE DE GERAÇÃO DA ENERGIA: ARRANJOS FV

O sistema de geração da energia fotovoltaica concebida nas simulações deste trabalho é determinada de acordo com as características e limitações técnicas das topologias SFVM. Neste trabalho, são utilizados módulos FV modelo Sunmodule pertencente à fabricante SolarWorld. A Tabela D.1 apresenta as especificações do modelo dos módulos.

Tabela D.1 – Especificações do módulo fotovoltaico utilizado nas topologias SFVM.

Módulo FV modelo Sunmodule SW 245 SolarWorld	
Especificações (STC)	
Potência máxima	$P_{máx} = 245 \text{ Wp}$
Tensão de circuito aberto	$V_{oc} = 37,7 \text{ V}$
Corrente de curto-circuito	$I_{sc} = 8,25 \text{ A}$
Tensão de máxima potência	$V_{MPP} = 30,8 \text{ V}$
Corrente de máxima potência	$I_{MPP} = 7,96 \text{ A}$

Fonte: Autoria própria.

Os arranjos FV foram determinados de acordo com Tabela D.2.

Tabela D.2 – Especificações dos arranjos FV de acordo com cada topologia SFVM.

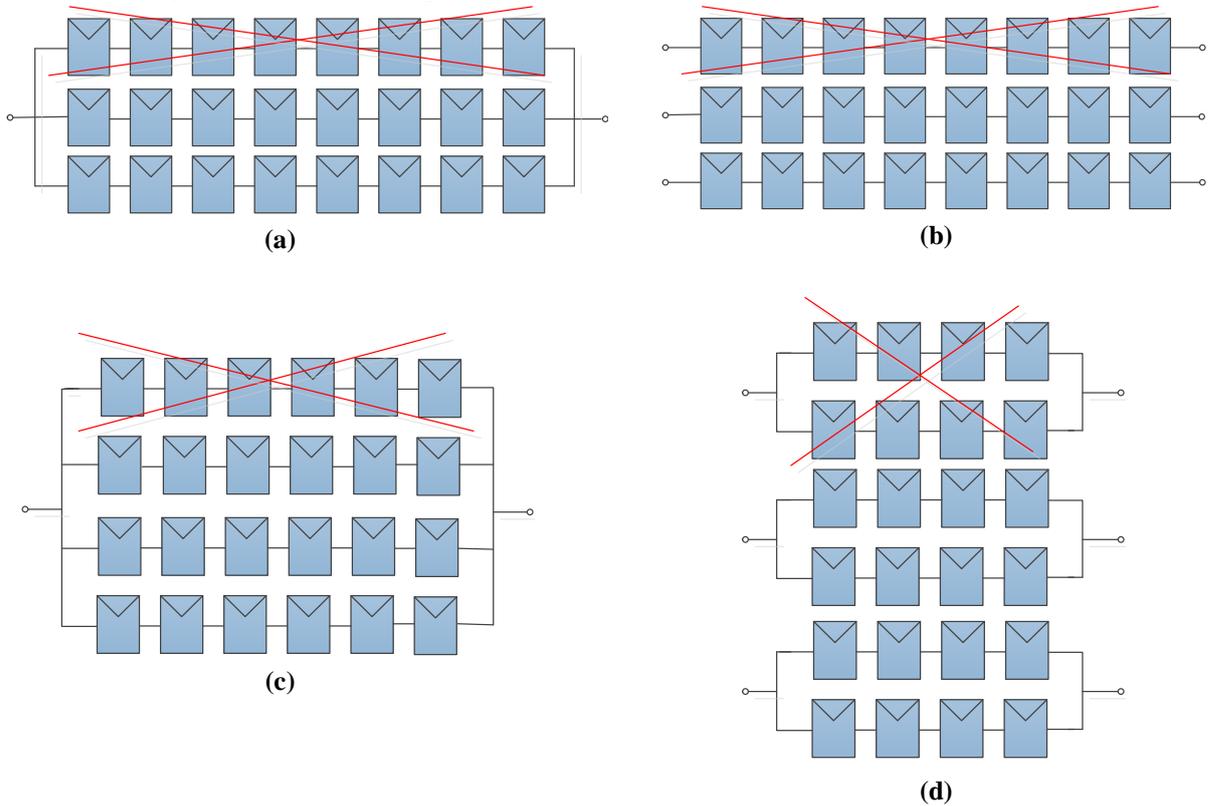
Topologia	Nº de Arranjos	Descrição do Arranjo FV	V_{MPP}	I_{MPP}	Potência Total
SFVM-1E-C	1	Associação paralelo 3 strings, cada <i>string</i> de 8 módulos em série.	246,4 V	23,88 A	5884,032 Wp
SFVM-2E-C	1	Associação paralelo de 4 strings, cada <i>string</i> de 6 módulos em série.	184,8 V	31,85 A	5884,032 Wp
SFVM-1E-I	3	Associação em série de 8 módulos.	246,4 V	7,96 A	1961,344 Wp/fase
SFVM-2E-I	3	Associação paralelo de 2 strings, cada <i>string</i> de 4 módulos em série.	123,2 V	15,92 A	1961,344 Wp/fase

Fonte: Autoria própria.

Na topologia SFVM-1E-I, os inversores necessitam de um valor mínimo de tensão para o adequado funcionamento. Logo, em cada inversor, foram necessários 8 módulos FV conectados em série, conforme mostrado na tabela D.2, garantindo assim uma tensão suficiente para garantir o funcionamento do sistema e ainda compensar perdas relacionadas ao chaveamento e aos indutores de acoplamento.

A Figura D.1 apresenta os cenários de falha nos arranjos FV das topologias SFVM no MOP 2, enquanto que na Tabela D.3 é apresentado os novos valores de potência fornecidos pelos arranjos FV, nas condições consideradas.

Figura D.1 – Cenários de falha no MOP 2: (a) Falha no arranjo FV da topologia SFVM-1E-C; (b) Falha no arranjo FV da fase ‘a’ da topologia SFVM-1E-I; (c) Falha no arranjo FV da topologia SFVM-2E-C; (d) Falha no arranjo FV da fase ‘a’ na topologia SFVM-2E-I.



Fonte: Autoria própria.

Tabela D.3 – Especificações dos arranjos FV no caso de falha.

Topologia	Nº de Arranjos	Descrição do Arranjo FV	V_{MPP}	I_{MPP}	Potência Total
SFVM-1E-C	1	Associação paralelo 2 strings, cada <i>string</i> de 8 módulos em série.	246,4 V	15,92 A	3922,688 Wp
SFVM-2E-C	1	Associação paralelo de 3 strings, cada <i>string</i> de 6 módulos em série.	184,8 V	23,88 A	4413,024 Wp
SFVM-1E-I	2	Associação em série de 8 módulos. (Falha na <i>string</i> da fase 'a').	246,4 V	7,96 A	1961,344 Wp/fase
SFVM-2E-I	2	Associação paralelo de 2 strings, cada <i>string</i> de 4 módulos em série. (Falha na <i>string</i> da fase 'a').	123,2 V	15,92 A	1961,344 Wp/fase

Fonte: Autoria própria.

APÊNDICE E – PROTÓTIPO

Fotografias do protótipo utilizado na implementação das topologias SFVM.

