UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Vizzotto Bellinaso

INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA – CLASSIFICAÇÃO, RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS E GERENCIAMENTO

Santa Maria, RS
2017

Lucas Vizzotto Bellinaso

INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA – CLASSIFICAÇÃO, RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS E GERENCIAMENTO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Leandro Michels

Santa Maria, RS
2017

Ficha catalográfica elaborada através do Programa de Geração Automática
da Biblioteca Central da UFSM, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).

Bellinaso, Lucas Vizzotto
Inversores fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia – classificação, recomendações técnicas e gerenciamento / Lucas Vizzotto Bellinaso.- 2017.
323 p.; 30 cm

Orientador: Leandro Michels
Tese (doutorado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2017

1. Inversor fotovoltaico conectado à rede. Fonte ininterrupta de energia 2. Classificação 3. Recomendações técnicas 4. Segurança de sistemas fotovoltaicos 5. Gerenciamento de potência I. Michels, Leandro II. Título.

© 2017
Todos os direitos autorais reservados a Lucas Vizzotto Bellinaso. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.
E-mail: lbellinaso@gmail.com

Lucas Vizzotto Bellinaso

INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA – CLASSIFICAÇÃO, RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS E GERENCIAMENTO

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Doutor em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 08 de março de 2017:

_____
Leandro Michels, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

_____
Cassiano Rech, Dr. (UFSM)

_____
Fabrício Bradaschia, Dr. (UFPE) (videoconferência)

_____
Jorge Rodrigo Massing, Dr. (UFSM)

_____
Marcello Mezaroba, Dr. (UDESC) (videoconferência)

Santa Maria, RS
2017

AGRADECIMENTOS

A realização deste trabalho teve o apoio de muitas pessoas e organizações. Agradeço a todos que de, alguma maneira, contribuíram com esse estudo. De maneira especial, gostaria de agradecer:

– ao meu orientador Leandro Michels, que desde 2010 tem me orientado e ensinado a tornar-me um pesquisador;

– à minha esposa Mariana, pelo grande amor, companheirismo e por todo o seu apoio em todos os momentos;

– aos meus pais Edeno e Odila, pelo seu amor, pela minha educação e apoio;

– aos professores membros da banca, que significativamente contribuíram com a melhoria do trabalho desde o exame de qualificação;

– ao engenheiro Christoffer Schwertner, que trabalhou com a implementação do gerenciamento de potência e na escrita do principal artigo relacionado à tese;

– ao engenheiro Ademir Toebe, que auxiliou na prototipagem e montagem dos circuitos eletrônicos, permitindo a aceleração da tese;

– aos engenheiros Dr. Marcelo Pinho Almeida (USP), Ricardo Souza Figueredo (PHB) e à empresa PHB, que contribuíram nas discussões relacionadas à segurança de conversores fotovoltaicos multifuncionais;

– aos engenheiros Renan Diego de Oliveira Reiter e Carlos Lázaro Menco, pela amizade e companheirismo;

– aos professores e colegas do Grupo de Eletrônica de Potência e Controle e do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFSM que contribuíram de alguma forma com este trabalho;

– ao CNPq, pelo auxílio recebido durante o primeiro ano de doutorado.

A energia elétrica está presente em todo o lugar em quantidade ilimitada e pode acionar as máquinas do mundo sem a necessidade de carvão, óleo ou gás, ou qualquer outro tipo de combustível.

(Nikola Tesla)

Quanto mais complexo o todo, mais dependemos da divisão de conhecimento entre indivíduos cujos esforços separados são coordenados pelo mecanismo impessoal, transmissor dessas importantes informações, que denominamos sistema de preços.

(Friedrich August von Hayek)

RESUMO

INVERSORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA – CLASSIFICAÇÃO, RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS E GERENCIAMENTO

AUTOR: LUCAS VIZZOTTO BELLINASO
ORIENTADOR: LEANDRO MICHELS

Sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia são aqueles que conjugam características dos inversores conectados à rede convencionais e de fontes ininterruptas de energia. Nesses sistemas, todos os seus elementos, que incluem o gerador fotovoltaico, as baterias, as cargas e a rede elétrica, são conectados a um mesmo equipamento chamado de conversor fotovoltaico multifuncional. Por se tratar de uma tecnologia recente, existem muitas oportunidades de pesquisa inédita no tema, desde premissas e classificações básicas até a solução de problemas mais específicos. Este trabalho investiga o tema de maneira abrangente, propondo classificações, recomendações técnicas e uma estratégia para gerenciamento interno de potência dos conversores fotovoltaicos multifuncionais. Inicialmente, classificações são propostas considerando a configuração do sistema e a continuidade de fornecimento de energia às cargas. A seguir, são propostas recomendações técnicas relacionadas à compatibilidade com a rede e com as cargas, além de recomendações técnicas de segurança, baseando-se em normas existentes. A última proposta consiste em uma estratégia de gerenciamento interno de potência que define os modos de operação dos conversores estáticos e dos elementos do sistema em função da escassez de energia. Resultados experimentais do método proposto para o gerenciamento interno de potências são apresentados com o objetivo de validar as propostas desenvolvidas. Dessa forma, o presente trabalho contribui com o desenvolvimento da tecnologia de conversores fotovoltaicos multifuncionais, para que a geração distribuída de energia elétrica se torne mais independente da disponibilidade solar e possa melhor colaborar com o sistema elétrico.

Palavras-chave: Inversor fotovoltaico conectado à rede. Fonte ininterrupta de energia. Classificação. Recomendações técnicas. Segurança de sistemas fotovoltaicos. Gerenciamento de potência.

ABSTRACT

GRID-CONNECTED PHOTOVOLTAIC ENERGY STORAGE SYSTEMS – CLASSIFICATION, TECHNICAL RECOMMENDATIONS AND MANAGEMENT

AUTHOR: LUCAS VIZZOTTO BELLINASO
ADVISOR: LEANDRO MICHELS

Grid-connected photovoltaic systems with energy storage have features of conventional grid-connected inverters and uninterruptible power supplies. In these systems, all elements, which include photovoltaic generator, batteries, loads and electric grid, are connected to the same equipment named multifunctional photovoltaic converter. As it is a recent technology, there are many research opportunities in this theme, from classifications and standards to specific problems. This study investigates this field in a comprehensive manner, proposing classifications, technical recommendations and a power management strategy. Initially, classifications are proposed considering system configuration and continuity of supply to the loads. In the following, technical recommendations related to grid and load compatibility, as well as safety technical recommendations, are proposed. The last proposal consists on a power management strategy which defines the operation mode of the static converters and system elements as a function of the energy scarcity. Experimental results of the power management are presented in order to validate the proposals. In this way, this thesis contributes to the development of multifunctional photovoltaic converters technology so that the distributed generation becomes more independent of solar availability and can better collaborate with the electric system.

Keywords: Grid-connected photovoltaic inverter. Uninterruptible power supply. Classification. Technical recommendations. Safety of photovoltaic systems. Power management.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Conversor fotovoltaico multifuncional operando: (a) conectado à rede; (b) desconectado da rede (autônomo ou ilhado). 38
Figura 1.2 – Exemplo de operação conectada à rede 39
Figura 1.3 – Exemplo de operação desconectada da rede 40
Figura 1.4 – CFM desconectado da rede com cargas em: (a) sistema IT; (b) sistema TN..... 41
Figura 2.1 – Configuração de espera passiva: (a) com retificador para carregar baterias; (b) com conversor CC-CA único e chave de desconexão interna; (c) com conversor CC-CA único e chave de desconexão externa. 68
Figura 2.2 – Configuração de dupla conversão. A chave de by-pass (S_3) é opcional. 69
Figura 2.3 – Configuração interativa com a rede: (a) com impedância; (b) com chave de desconexão interna; (c) com chave de desconexão externa (GDM). 71
Figura 2.4 – Limites das classes de resposta transitória da IEC 62040-3. 75
Figura 2.5 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (LVFRT - *Low Voltage Fault Ride Through*) da NBR 16149. 78
Figura 2.6 – Diagrama das classificações de conversores fotovoltaicos multifuncionais quanto à configuração e quanto à continuidade do fornecimento de energia: (a) CFM com P < 6 kW (sem LVFRT); (b) CFM com P ≥ 6 kW (com LVFRT). 80
Figura 3.1 - Requisitos da NBR 16149 relacionados à frequência da rede. 87
Figura 3.2 – Requisitos relacionados à tensão eficaz da rede para inversores de potência ativa inferior a 3 kW. 88
Figura 3.3 – Requisitos relacionados à tensão eficaz da rede para inversores de potência ativa igual ou superior a 3 kW e inferior a 6 kW. 88
Figura 3.4 – Requisitos relacionados à tensão eficaz da rede para inversores de potência ativa igual ou superior a 6 kW. 89
Figura 3.5 – Limites de amplitude de harmônica da tensão e distorção harmônica total em porcentagem da tensão fundamental (PRODIST e IEC 62040-3) 92
Figura 3.6 – Faixas de frequência do PRODIST em comparação com NBR 16149..... 93
Figura 3.7 - Faixas de tensão de operação da rede do PRODIST em comparação com da NBR 16149, IEC 62040-3 e IEC 61000-4-11(e -14) 95
Figura 4.1 – Inversor fotovoltaico *Full-bridge* incluindo capacitâncias parasitas do sistema fotovoltaico: (a) inversor conectado à rede com sistema

fotovoltaico conectado diretamente ao barramento CC; (b) CFM de referência do Apêndice A. 102
Figura 4.2 – Modelo do conversor full-bridge desprezando componentes de alta frequência e indutâncias. 103
Figura 4.3 – Resultado experimental da corrente de fuga em função da capacitância parasita para o CFM de referência (Apêndice A.1): (a) 250 nF; (b) 1 μF. 105
Figura 4.4 – Tipos de sistemas fotovoltaicos permitidos: a) inversor sem transformador e sistema fotovoltaico sem aterramento; b) inversor com transformador e sistema fotovoltaico sem aterramento; c) inversor com transformador e sistema fotovoltaico com aterramento funcional. 112
Figura 4.5 – Método de implementação da desconexão automática da saída para rede com proteção contra falha simples empregando relés e controladores redundantes (IEC 62109-2).....116
Figura 4.6 – Sistema com conversor fotovoltaico multifuncional em modo conectado à rede sem transformador, incluindo caminho da corrente de fuga de operação normal.....123
Figura 4.7 – Circuitos equivalentes para análise de faltas: (a) CFM de referência do Apêndice A.1; (b) CFM de dupla conversão, com dois conversores CC-CA monofásicos. 124
Figura 4.8 – CFM conectado à rede. Falta a terra junto às cargas: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente do CFM de referência. 125
Figura 4.9 – CFM conectado à rede. Falta a terra junto ao sistema fotovoltaico: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente do CFM de referência.....125
Figura 4.10 – CFM conectado à rede. Falta a terra junto às baterias: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente de modo comum do CFM de referência. 125
Figura 4.11 – CFM conectado à rede. Falta a terra no lado CA da rede: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente do CFM de referência. 126
Figura 4.12 – Falta em CFM conectado à rede: (a) falta junto às cargas; (b) continuação da falta após abertura da rede. 127
Figura 4.13 – Sistema com conversor fotovoltaico multifuncional em modo autônomo: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência. 128
Figura 4.14 – CFM em modo autônomo. Falta junto às cargas: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência. 129

Figura 4.15 – CFM em modo autônomo. Falta junto à entrada CC: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência. 129
Figura 4.16 – CFM em modo autônomo, com cargas ligadas em TN: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência (com sistema TN). ... 130
Figura 4.17 – Faltas em sistema com carga de neutro aterrado: (a) falta do neutro a terra não é detectada; (b) Falta da fase a terra se resistência do aterramento é elevada; (c) Falta da fase a terra se resistência do aterramento é reduzida e resistência da primeira falta é elevada. 131
Figura 4.18 – Circuito de modo comum entre sistema fotovoltaico e baterias, se conectados a polos opostos do barramento CC : (a) situação normal; (b) situação de falta junto às baterias. 132
Figura 4.19 – Sistema isolado da rede com aterramento funcional: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência (com entrada da rede isolada). 133
Figura 4.20 – Faltas em sistema isolado da rede com aterramento funcional para CFM de referência: (a) falta a terra de um dos polos do sistema fotovoltaico; (b) falta a terra de um dos polos das baterias; (c) falta a terra da saída CA das cargas consumidoras. 134
Figura 4.21 – Esquema do sistema 1 – sem transformador. 146
Figura 4.22 – Esquema do sistema 2 – gerador fotovoltaico isolado e baterias isoladas 147
Figura 4.23 – Corrente de fuga de CFM em: (a) modo conectado à rede; (b) modo autônomo. 148
Figura 4.24 – Resultado experimental da corrente de fuga durante a conexão com a rede: (a) tensão junto às cargas (v_{gi}), corrente para rede (i_{ge}), corrente de fuga (i_{cm}) e tensão do neutro das cargas ($v_{N'G}$); (b) corrente de fuga filtrada ($i_{cm,f}$) e eficaz ($i_{cm,rms}$). 150
Figura 4.25 – Resultado experimental da corrente de fuga durante a desconexão da rede: (a) tensão junto às cargas (v_{gi}), corrente para rede (i_{ge}), corrente de fuga (i_{cm}) e tensão do neutro das cargas ($v_{N'G}$); (b) corrente de fuga filtrada ($i_{cm,f}$) e eficaz ($i_{cm,rms}$). 151
Figura 4.26 – Continuação da alimentação das cargas após falta no lado CC: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) Corrente de fuga filtrada e eficaz. 153

Figura 4.27 – Falta junto às cargas no sistema IT. Desconexão por DR: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) corrente de fuga filtrada e eficaz. 155
Figura 4.28 – Falta junto às cargas no sistema IT. Desconexão do sistema fotovoltaico: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) corrente de fuga filtrada e eficaz. 157
Figura 4.29 – Corrente de fuga de CFM em: (a) modo conectado à rede; (b) modo autônomo operando como sistema TN. 158
Figura 4.30 – Influência de degraus de controle na corrente de fuga: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) corrente de fuga filtrada; (d) corrente de fuga eficaz. 160
Figura 5.1 – Lei da utilidade marginal decrescente: (a) Utilidade marginal decrescente e positiva; (b) Utilidade marginal decrescente e negativa para quantidade excessiva de bens. 165
Figura 5.2 – Conceito de mercado de energia formado no barramento CC....169
Figura 5.3 – Oferta e demanda de energia em função do preço: (a) Aumento da oferta com aumento do preço; (b) Redução da demanda com aumento do preço. 173
Figura 5.4 – Formação do preço de mercado com o equilíbrio da oferta e demanda....173
Figura 5.5 – Níveis de controle / gerenciamento: gerenciamento de energia, gerenciamento de potência e controle dos conversores estáticos. 174
Figura 5.6 – Integração da estratégia de gerenciamento de potência com o controle dos conversores estáticos ou chaves. 175
Figura 5.7 – Níveis do barramento CC e estratégia de definição do preço....178
Figura 5.8 – Modos de operação das fontes e cargas em função do preço. 183
Figura 5.9 – Rede elétrica com diferentes preços de compra e venda. 185
Figura 5.10 – Gráfico com preços máximos de compra e preços mínimos de venda dos elementos. 186
Figura 5.11 – Etapas do algoritmo de cálculo das PRMs dos elementos....190
Figura 5.12 – Definição dos preços internos na Etapa 3 para o exemplo da Figura 5.10. 196
Figura 5.13 – Algoritmo de posicionamento dos modos de operação de referência (MRs) nas PRMs dos elementos. 200
Figura 5.14 – Demonstração do algoritmo de posicionamento dos MRs para o exemplo da Figura 5.10. 201

Figura 5.15 –Inicialização das PRMs e inclusão dos modos de referência (MRs) na Etapa 4 do exemplo da Figura 5.10. 202
Figura 5.16 – Etapa 5 – Inserção dos outros modos de operação nas PRMs para o exemplo da Figura 5.10. 203
Figura 5.17 – Sistema de controle da tensão do barramento CC para determinação dos valores de comparação. 206
Figura 5.18 – Teste A – resposta ao distúrbio de carga com condições iniciais nulas. 209
Figura 5.19 – Teste B – resposta à inicialização do sistema. 210
Figura 5.20 – Teste C – resposta ao degrau de carga com tensão inicial máxima. 211
Figura 5.21 – Teste D – resposta à condição inicial com carga nula. 212
Figura 5.22 – Simulação da resposta à condição inicial para definição de v_{h2}. 213
Figura 5.23 – Simulação da resposta ao degrau de carga para definição de v_{l2}. 215
Figura 5.24 – Máquina de estados proposta em (SCHWERTNER et al., 2013). 218
Figura 5.25 – Exemplos de aplicação da máquina de estados: (a) degrau de carga com bateria carregada e potência fotovoltaica intermediária; (b) carga completa da bateria; (c) Inserção de carga de potência superior à disponível. 220
Figura 5.26 – Resultados experimentais do tempo máximo de processamento no DSP TMS320F28335: (a) Máquina de estados da Figura 5.24; (b) Algoritmo de gerenciamento de potência baseado em preço. 221
Figura 5.27 – Gráfico dos preços máximos de compra e mínimos de venda dos elementos. 225
Figura 6.1 – CFM operando em modo autônomo alimentando carga não-linear com potência aparente de 100% da nominal. Resultados com controlador repetitivo desabilitado: (a) tensão e corrente; (b) THD e magnitude das harmônicas da tensão em comparação com limites das normas. 232
Figura 6.2 – CFM operando em modo autônomo alimentando carga não-linear com potência aparente de 100% da nominal. Resultados com controlador repetitivo habilitado: (a) tensão e corrente; (b) THD e magnitude das harmônicas da tensão em comparação com limites das normas. 233
Figura 6.3 – CFM operando em modo conectado à rede: (a) Tensões e correntes do conversor e da rede; (b) Magnitude das harmônicas e THD da corrente injetada na rede em comparação com limites da NBR 16149. 234
Figura 6.4 – Resultado experimental do processo de sincronização da tensão da rede interna (v_{gi}) com a tensão da rede externa (v_{ge}) após o retorno das

condições normais da rede: (a) janela de 1 s; (b) detalhamento mostrando os instantes próximos ao retorno da rece; (c) detalhamento mostrando os instantes próximos à conclusão do processo de sincronização.....235
Figura 6.5 – Ensaio em modo autônomo – degrau positivo de carga de 25% para 100% da potência nominal: (a) tensão e corrente do conversor; (b) detalhamento da tensão e corrente do conversor em torno do instante de aplicação do distúrbio; (c) erro da tensão eficaz após o instante de distúrbio comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.....237
Figura 6.6 – Ensaio em modo autônomo – degrau negativo de carga de 100% para 25% da potência nominal: (a) tensão e corrente do conversor; (b) detalhamento da tensão e corrente do conversor em torno do instante de aplicação do distúrbio; (c) erro da tensão eficaz após o instante do distúrbio comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.....238
Figura 6.7 – Ensaio de desconexão da rede após curto-circuito na rede no ângulo de 0°: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) erro da tensão eficaz após o curto-circuito comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3. 239
Figura 6.8 – Ensaio de desconexão da rede após curto-circuito na rede no ângulo de 90°: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) detalhamento da tensão em torno do instante do distúrbio; (c) erro da tensão eficaz comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.....240
Figura 6.9 – Ensaio de conexão com a rede: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) erro da tensão eficaz comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3. 241
Figura 6.10 – Ensaio de desconexão da rede após abertura da rede: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) erro da tensão eficaz comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.....242
Figura 6.11 – Descarga completa das baterias em modo autônomo – etapas relevantes dos resultados experimentais: (a) I: *price* = $0; (b) II: *price* = $4; (c) III: *price* = $6; (d) IV: *price* = $7; (a) V: *price* = $8. 245
Figura 6.12 – Descarga completa das baterias em modo autônomo: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) correntes e tensão no lado CA; (e) modos de operação dos elementos.....246

Figura 6.13 – Carga completa das baterias em modo autônomo – etapas relevantes dos resultados experimentais: (a) I: *price* = $8; (b) II: *price* = $6; (c) III: *price* = $4; (d) IV: *price* = $2; (a) V: *price* = $0. 248
Figura 6.14 – Carga completa das baterias em modo autônomo: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) correntes e tensão no lado CA; (e) modos de operação dos elementos. 249
Figura 6.15 – Inicialização do sistema em modo autônomo com energia fotovoltaica abundante. Preço inicializado no máximo..... 251
Figura 6.16 – Inclusão de bateria descarregada no sistema em modo autônomo – etapas relevantes: (a) antes da inclusão da bateria; (b) preço estável após a inclusão..... 252
Figura 6.17 – Inclusão de bateria descarregada no sistema em modo autônomo..... 253
Figura 6.18 – Carga da bateria com controle de tensão inserindo degraus de carga e de controle: (a) corrente da bateria e do sistema fotovoltaico; (b) tensão da bateria; (c) Corrente da carga CA. 255
Figura 6.19 – Demonstração do problema das oscilações cíclicas: (a) tensão do barraento CC e preço interno; (b) potência da carga; (c) corrente da carga..... 257
Figura 6.20 – Conectado à rede com SOC elevado e potência fotovoltaica intermediária – etapas relevantes: (a) I – rede normal; (b) II – rede cara; (c) III – rede barata. 259
Figura 6.21 – Conectado à rede com SOC elevado e potência fotovoltaica intermediária. Preço da energia da rede muda de normal para caro em t_1, e de caro para barato em t_3..... 260
Figura 6.22 – Conectado à rede com SOC intermediário e potência fotovoltaica intermediária. Etapas relevantes: (a) I – rede normal; (b) II – rede cara..... 261
Figura 6.23 – Conectado à rede com SOC intermediário e potência fotovoltaica intermediária. Preço da energia da rede muda de normal para caro em t_1. 262
Figura 6.24 – Conectado à rede com SOC reduzido. (a) I – antes da inclusão de gerador fotovoltaico; (b) II – após a inclusão do gerador fotovoltaico. 263
Figura 6.25 – Conectado à rede com SOC reduzido. Preço da rede é normal. Sistema fotovoltaico é inserido no instante t_1. 264
Figura 6.26 – Inicialização em modo conectado à rede. 266

Figura 6.27 – Conexão com a rede com baterias carregadas. Etapas relevantes: (a) I – CFM desconectado da rede; (b) II – CFM conectado à rede. 267
Figura 6.28 – Conexão com a rede com baterias carregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos. 268
Figura 6.29 – Conexão com a rede com baterias descarregadas. Etapas relevantes: (a) I – CFM desconectado da rede; (b) II – CFM conectado à rede. 269
Figura 6.30 — Conexão com a rede com baterias descarregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos.....270
Figura 6.31 – Desconexão da rede com baterias carregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos. 272
Figura 6.32 – Desconexão da rede com baterias descarregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos. 274
Figura A.1 – CFM implementado: (a) diagrama esquemático; (b) foto do protótipo.....294
Figura A.2 – Diagrama de blocos do controle. 298
Figura A.3 – Amostragem da tensão do barramento CC e definição do preço.....298
Figura A.4 – Controle das cargas. 299
Figura A.5 – Esquema de controle do conversor CC-CC do sistema fotovoltaico.....300
Figura A.6 – Esquema de controle do conversor CC-CC das baterias. 301
Figura A.7 – Interligação entre blocos de sincronismo, detecção de falhas e controle do módulo de desconexão da rede. 302
Figura A.8 – Identificador da frequência da rede. 303
Figura A.9 – Controle de transferência entre modos de operação. 304
Figura A.10 – Sincronismo e geração de referência. 305
Figura A.11 – Esquema de controle do conversor CC-CA. 306
Figura B.1 – Dados obtidos nos osciloscópios para o resultado da Figura 6.13: (a) osciloscópio 1; (b) osciloscópio 2. 311
Figura B.2 – Curvas V-I do sistema fotovoltaico emulado.....313

Figura B.3 – Redução da corrente máxima de carga e descarga em função do estado de carga. 314
Figura A.12 – Esquemático de conexão dos equipamentos para validação da proteção contra ilhamento (NBR IEC 62116). 317
Figura B.4 – Carga não-linear de referência da IEC 62040-3 e da NBR 15204. 318
Figura B.5 – Circuito de teste para ensaio de degrau de carga não-linear: (a) $S \leq 4$ kVA; (b) $S > 4$ kVA. 319
Figura B.6 – Circuito de teste para ensaio de transferência entre modos de operação 320
Figura C.1 – Circuito para determinação da corrente de toque utilizando modelo do corpo humano (IEC 60990). 321

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Tipos de interrupção de acordo com o PRODIST. 77
Tabela 2.2 – Comparação qualitativa das configurações de CFMs. 81
Tabela 2.3 – Aplicações das configurações de CFMs. 82
Tabela 3.1 – Faixas de tensão e frequência recomendadas para cada configuração 97
Tabela 4.1 – Corrente de fuga eficaz em função da capacitância parasita para rede monofásica de 220 V. 104
Tabela 4.2 – Classificação de tensão decisiva (DVC – *Decisive Voltage Classification*) em função da tensão de operação ($V_{op,rms}$ ou $V_{op,cc}$), de acordo com IEC 62109-1 106
Tabela 4.3 – Requisitos de inversores conectados à rede baseados na isolação do inversor e no aterramento do sistema fotovoltaico de acordo com IEC 62109-2 113
Tabela 4.4 - Requisitos de sistemas com inversores isolados de acordo com a IEC TS 62548. 115
Tabela 4.5 – Tempo máximo de desconexão para mudanças bruscas na corrente de modo comum em RCMU (IEC 62109-2). 118
Tabela 4.6 – Ações adotadas em função da resistência de isolação do sistema IT, de acordo com a norma VDE-AR-E 2510-2. 120
Tabela 4.7 – Sistema 1 – sem transformador 145
Tabela 4.8 – Sistema 2 – Sistema fotovoltaico isolado e baterias isoladas 147
Tabela 5.1 – Representação nas PRMs dos modos de operação dos elementos controladores do sistema. 181
Tabela 5.2 – Representação nas PRMs dos modos de operação dos elementos não-controladores do sistema. 182
Tabela 5.3 – Exemplo: matrizes de entrada para problema da Figura 5.10. 189
Tabela 5.4 – Geração das matrizes $\mathbf{M_{Ve}}$ para exemplo representado na Figura 5.10. 192
Tabela 5.5 – Funções de transferência utilizados em exemplo. 207
Tabela 5.6 – Constantes utilizadas no exemplo. 207
Tabela 5.7 – Matrizes de resposta ao preço para o sistema autônomo. 218
Tabela 5.8 – Número de estados considerando uma máquina de estados do tipo Moore 222
Tabela 5.9 – Matrizes de entrada para cálculo das PRMs relativas à Figura 5.27 226
Tabela 5.10 – PRMs dos elementos para dados de entrada da Figura 5.27 226

Tabela 5.11 – Tensões de comparação para o sistema do Apêndice A. 227
Tabela 5.12 – Resposta ao preço das cargas em modo conectado à rede 228
Tabela 5.13 – PRMs das cargas não-controladoras em modo autônomo e vetor de preços. 229
Tabela 6.1 – Carga não-linear de referência (Anexo B.1): valores calculados e valores utilizados para obtenção dos resultados experimentais. 231
Tabela A.1 – Parâmetros do sistema fotovoltaico de referência e do banco de baterias. 296
Tabela A.2 – Parâmetros do sistema fotovoltaico, bateria e conversores estáticos do sistema. 296
Tabela A.3 – Períodos de amostragem do sistema.....307
Tabela A.4 – Filtros, controladores e constantes empregados no sistema de controle. 308
Tabela A.5 – Especificações da corrente injetada na rede elétrica para inversores fotovoltaicos, de acordo com NBR 16149. 315

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
Bat	Bateria
BMS	*Battery Management System*
CFCE	Cumprimento de requisitos contra Fogo e Choque Elétrico
CFM	Conversor Fotovoltaico Multifuncional
con	modo conectado à rede
DCBVR	DC Bus Voltage Regulation
DR	Dispositivo de corrente Residual
DSI	Dispositivo de Supervisão de Isolamento
DVC	*Decisive Voltage Classification*
EMI	*Electromagnetic Interference*
FId	*Frequency Identification*
GDM	*Grid Disconnection Module*
GFD	*Grid Fault Detection*
GFV	Gerador fotovoltaico
IEC	*International Electrotechnical Commission*
isl	modo ilhado/autônomo
LDM	*Load Disconnection Module*
LPPT	*Limited Power Point Tracking*
LVFRT	*Low Voltage Fault Ride Through*
MC	*Marginal Costs*
MPPT	*Maximum Power Point Tracking*
MU	*Marginal Utility*
MR	Modo de operação de Referência
OMTC	*Operation Mode Transference Control*
PELV	*Protected Extra-Low Voltage*
PLL	*Phase-Locked Loop*
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PRM	*Price Response Matrix*
PWM	*Pulse Width Modulation*
RCD	*Residual Current Device* (o mesmo que DR)
RCMU	*Residual Current Monitoring Unit*
RMS	*Root Mean Square*
SELV	*Safety Extra-Low Voltage*
SOC	*State of Charge*
SOH	*State of Health*
SPMP	Seguimento do Ponto de Máxima Potência (o mesmo que MPPT)
SRG	*Synchronism and Reference Generation*
THD	*Total Harmonic Distortion*
UPS	*Uninterruptible Power Supply*
VDE	*Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik*
VFD	*Voltage and Frequency Dependent*
VFI	*Voltage and Frequency Independent*
VI	*Voltage Independent*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 35
1.1 MODOS DE OPERAÇÃO E PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS 38
1.1.1 Operação conectada à rede 39
1.1.2 Operação desconectada da rede 40
1.2 REQUISITOS E RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS APLICÁVEIS A CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS 42
1.2.1 Desempenho econômico 42
1.2.2 Robustez e confiabilidade 43
1.2.3 Compatibilidade e suporte à rede elétrica 45
1.2.4 Compatibilidade com as cargas 48
1.2.5 Compatibilidade com baterias 50
1.2.6 Compatibilidade com o sistema fotovoltaico 51
1.2.7 Requisitos de segurança 52
1.2.7.1 Segurança da rede 52
1.2.7.2 Segurança do usuário 53
1.2.7.3 Proteção contra falhas no sistema 53
1.3 SISTEMAS HÍBRIDOS, MICRORREDES E NANORREDES 53
1.3.1 Formas de acoplamento 54
1.3.2 Gerenciamento de potência e de energia 55
1.3.3 Paradigmas de gerenciamento de curto e longo prazo 56
1.4 GERENCIAMENTO DE CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS 58
1.4.1 Gerenciamento de energia 58
1.4.2 Gerenciamento de potência 61
1.5 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO 63
1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO 64
2 CLASSIFICAÇÃO DE CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS 67
2.1 QUANTO À CONFIGURAÇÃO 67
2.1.1 Espera passiva 67
2.1.2 Dupla conversão 69
2.1.3 Interativa com a rede 70
2.2 QUANTO À CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ÀS CARGAS 72
2.2.1 Sem interrupção 72
2.2.1.1 Compatibilidade das cargas 73
2.2.1.2 Definição de intervalos de interrupção a partir dos limites de subtensão transitória da norma IEC 62040-3 74
2.2.2 Com interrupção 77
2.2.2.1 Interrupção de fornecimento devido aos requisitos de LVFRT 77
2.3 RELAÇÃO ENTRE AS CLASSIFICAÇÕES 79
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 82
3 RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS RELACIONADAS À COMPATIBILIDADE COM A REDE E COM AS CARGAS PARA CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS 85
3.1 COMPATIBILIDADE COM A REDE EM MODO INVERSOR GRID-TIE 85

3.2 COMPATIBILIDADE COM A REDE EM MODO RETIFICADOR GRID-TIE ...89
3.3 COMPATIBILIDADE COM AS CARGAS EM MODO AUTÔNOMO ...90
3.3.1 Qualidade da energia ...91
3.3.2 Faixas de frequência e tensão ...92
3.3.2.1 Faixa de frequência ...92
3.3.2.2 Faixa de tensão em regime permanente ...94
3.3.3 Resposta transitória a degraus de carga e transferências ...97
3.3.4 Outras funções de CFMs ...99
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO ...100
4 RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS DE SEGURANÇA APLICADAS A CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS ...101
4.1 INTRODUÇÃO ...101
4.2 CORRENTE DE FUGA DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS SEM TRANSFORMADOR ...101
4.3 REVISÃO DE NORMAS DE SEGURANÇA APLICÁVEIS A CFM ...106
4.3.1 Classificação de tensão decisiva e circuitos de extrabaixa tensão ...106
4.3.2 Requisitos gerais para construção de conversores de potência ...107
4.3.3 Requisitos gerais da instalação elétrica ...109
4.3.4 Requisitos específicos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede ...111
4.3.4.1 Requisitos dos dispositivos de desconexão da rede ...115
4.3.4.2 Proteção contra perda de isolação do arranjo fotovoltaico ...116
4.3.4.3 Proteção contra corrente residual ...117
4.3.4.4 Outros requisitos ...119
4.3.5 Requisitos específicos para sistemas conectados à rede com armazenamento de energia ...119
4.3.5.1 Operação ilhada com cargas isoladas da terra (sistema IT) ...120
4.3.5.2 Operação ilhada com neutro aterrado (sistema TN) ...120
4.3.5.3 Tentativas de religamento após falhas ...121
4.3.5.4 Proteção contra corrente residual ...121
4.4 RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS DE SEGURANÇA APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ...121
4.4.1 Faltas em modo conectado à rede em sistema sem transformador ...122
4.4.2 Faltas em modo autônomo – cargas isoladas da terra (sistema IT) ...127
4.4.3 Faltas em modo autônomo – cargas com neutro aterrado (sistema TN) ...130
4.4.4 Corrente de modo comum entre sistema fotovoltaico e baterias ...131
4.4.5 Faltas devido ao aterramento funcional do sistema fotovoltaico ...133
4.4.6 Combinações possíveis e seleção de dispositivos de proteção ...135
4.4.7 Proteções contra corrente residual e falha de isolação ...136
4.4.7.1 Proteções contra corrente residual ...136
4.4.7.2 Proteções contra falhas de isolação ...140
4.5 EXEMPLOS DE SISTEMAS E SUAS PROTEÇÕES ...144
4.6 ANÁLISE DO IMPACTO DA CORRENTE DE FUGA EM CFMS E PROPOSTA DE SOLUÇÕES PRA MANTER A ALIMENTAÇÃO EM SITUAÇÃO DE FALTA ...148
4.6.1 Mudança de modo de operação ...148
4.6.2 Continuação da alimentação às cargas após falta a terra de um dos polos do sistema fotovoltaico ...152
4.6.3 Aumento da confiabilidade de fornecimento de energia às cargas operando como sistema IT ...154

4.6.4 Cargas com neutro aterrado durante modo autônomo (sistema TN) ... *158*
4.6.5 Influência do controle do CFM na corrente de fuga ... *159*
4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO ... 161
5 GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA BASEADA EM PREÇO INTERNO APLICADA A CFMS ... 163
5.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DO MÉTODO PROPOSTO ... 164
5.1.1 Lei da utilidade marginal decrescente ... *164*
5.1.2 Formação de preços no mercado ... *166*
5.1.3 Lei da utilidade marginal decrescente aplicada a sistemas de energia ... *168*
5.2 MÉTODO DE GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA BASEADO EM UM PREÇO INTERNO ... 174
5.2.1 Determinação do preço interno ... *176*
5.2.2 Determinação das estratégias de resposta ao preço dos elementos ... *178*
5.2.2.1 Modos de operação dos elementos do sistema e representação nas PRMs ... *180*
5.2.2.2 Dados de entrada para cálculo das PRMs ... *185*
5.2.2.3 Cálculo das matrizes de resposta ao preço - PRMs ... *189*
5.2.3 Determinação das tensões de comparação do barramento CC ... *204*
5.2.3.1 Sistema de controle da tensão do barramento CC ... *205*
5.2.3.2 Determinação da faixa de preços empregada ... *207*
5.2.3.3 Determinação da quantidade de níveis de tensão de comparação ... *207*
5.2.3.4 Escolha das tensões de comparação v_{h1} e v_{l1} ... *208*
5.2.3.5 Escolha das outras tensões de comparação superiores a v_{dc}^* (v_{h2}, v_{h3}, …) ... *212*
5.2.3.6 Escolha das outras tensões de comparação inferiores a v_{dc}^* (v_{l2}, v_{l3}, …) ... *214*
5.2.3.7 Verificação das restrições de tensão do barramento CC ... *216*
5.3 VANTAGENS COMPUTACIONAIS DO ALGORITMO PROPOSTO ... 217
5.3.1 Exemplos de aplicação da máquina de estados e comparação de seu desempenho transitório em relação ao algoritmo proposto ... *218*
5.3.2 Comparação experimental do tempo máximo de processamento ... *221*
5.3.3 Comparação da complexidade de uma máquina de estados do tipo Moore em relação ao algoritmo proposto ... *222*
5.3.4 Considerações finais da seção ... *223*
5.4 APLICAÇÃO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA PARA O CFM DE REFERÊNCIA ... 223
5.4.1 Elementos do sistema ... *224*
5.4.2 Cálculo das PRMs ... *226*
5.4.3 Determinação dos níveis de tensão ... *227*
5.4.4 Acionamento das cargas não-controladoras ... *227*
5.4.4.1 Modo conectado à rede ... *228*
5.4.4.2 Modo autônomo ... *228*
5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO ... 229
6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS – APLICAÇÃO DAS PROPOSTAS PARA UM CFM DE CONVERSOR CC-CA ÚNICO ... 231
6.1 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA ... 231
6.1.1 Avaliação da qualidade da tensão gerada no modo autônomo ... *231*
6.1.2 Avaliação da qualidade da corrente injetada em modo conectado à rede ... *233*
6.1.3 Avaliação do desempenho do método de sincronismo empregado ... *235*
6.2 ENSAIOS PARA VERIFICAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DO CFM QUANTO À INTERRUPÇÃO DE FORNECIMENTO ... 236
6.2.1 Modo autônomo: degrau de carga não-linear ... *236*
6.2.2 Transferência entre o modo conectado à rede e o autônomo ... *238*

6.2.3 Atendimento à classe 3 da IEC 62040-3 242
6.3 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE MODO AUTÔNOMO 243
6.3.1 Visualização dos resultados 243
6.3.2 Descarga completa das baterias 244
6.3.3 Carga completa das baterias 247
6.3.4 Inicialização 250
6.3.5 Inclusão de bateria descarregada 252
6.3.6 Outros resultados obtidos em modo autônomo 254
6.3.6.1 Controle da tensão das baterias 254
6.3.6.2 Oscilações cíclicas 256
6.4 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE MODO CONECTADO À REDE 257
6.4.1 Baterias com carga elevada. Rede torna-se cara e depois barata 257
6.4.2 Energia da rede torna-se cara, e baterias estão com carga intermediária 261
6.4.3 Inclusão de geração fotovoltaica 263
6.4.4 Inicialização em modo conectado à rede 265
6.5 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE CONEXÃO COM A REDE 267
6.5.1 Baterias carregadas 267
6.5.2 Baterias descarregadas 269
6.6 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE DESCONEXÃO DA REDE 271
6.6.1 Baterias carregadas 271
6.6.2 Baterias descarregadas 273
6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO 275
7 CONCLUSÃO 277
7.1 PUBLICAÇÕES DERIVADAS DO TRABALHO 279
7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS 279
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 281
APÊNDICE A – SISTEMA IMPLEMENTADO 293
A.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA 293
A.1.1 Tabelas de parâmetros do sistema fotovoltaico, baterias e conversores estáticos 295
A.2 DESCRIÇÃO DO CONTROLE 297
A.2.1 Amostragem da tensão do barramento CC e definição do preço 298
A.2.2 Controle do módulo de desconexão das cargas (LDM) 299
A.2.3 Conversor CC-CC – sistema fotovoltaico 299
A.2.4 Conversor CC-CC – bateria 300
A.2.5 Sincronismo, detecção de faltas e controle do módulo de desconexão da rede (GDM) 302
A.2.6 Conversor CC-CA 305
A.2.7 Tabelas de parâmetros do sistema de controle 307
APÊNDICE B – OBTENÇÃO E PROCESSAMENTO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA 310
B.1 OBTENÇÃO DOS DADOS 310
B.2 CÁLCULO DAS POTÊNCIAS 312
B.3 CORRENTE DAS BATERIAS EM FUNÇÃO DO ESTADO DE CARGA 313

ANEXO A – CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE NORMAS DE COMPATIBILIDADE COM A REDE DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS 315
A.1 QUALIDADE DA CORRENTE INJETADA NA REDE 315
A.2 ENSAIOS ANTI-ILHAMENTO 316
ANEXO B – CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE NORMAS RELACIONADAS A FONTES ININTERRUPTAS DE ENERGIA 318
B.1 CARGA NÃO-LINEAR DE REFERÊNCIA 318
B.2 ENSAIOS DE DEGRAU DE CARGA NÃO-LINEAR 319
B.3 ENSAIOS DE TRANSFERÊNCIA ENTRE MODOS DE OPERAÇÃO 320
ANEXO C – CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE NORMAS RELACIONADAS À SEGURANÇA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 321
C.1 DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE TOQUE 321
C.2 DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE FUGA CONTRA PERIGOS DE FOGO 322

1 INTRODUÇÃO

Inversores fotovoltaicos são a interface entre geradores fotovoltaicos (FV) e as cargas ou rede de corrente alternada (KJAER; PEDERSEN; BLAABJERG, 2005). São normalmente classificados em dois tipos: autônomos (*off-grid*) e conectados à rede (*grid-tie*) (BURGER; RÜTHER, 2006). Inversores *off-grid* operam sem a presença da rede elétrica, fornecendo energia às cargas, e normalmente utilizam baterias para alimentar as cargas quando a energia fotovoltaica é escassa. Por outro lado, inversores *grid-tie* injetam a potência gerada pelo sistema fotovoltaico diretamente na rede elétrica. A desconexão da rede é obrigatória em caso de condições não nominais de tensão e frequência, faltas ou ilhamento, de acordo com os critérios das normas NBR 16149 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a) e NBR IEC 62116 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012). Inversores conectados à rede devem apresentar requisitos de segurança da série IEC 62109 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010a, 2011). Por ser necessário desconectar da rede, inversores *grid-tie* não contemplam a alimentação de cargas em casos de falta de rede elétrica.

Recentemente, conversores fotovoltaicos multifuncionais que reúnem características de ambos os inversores *grid-tie* e *off-grid* têm sido estudados (CHEN et al., 2010; CHIANG et al., 2010; GUERRERO, 2011; HEREDERO-PERIS et al., 2013; JUNG et al., 2011; VASQUEZ et al., 2009; YANG et al., 2014). Esses conversores podem ser denominados de híbridos por apresentarem uma ou mais fontes de energia além da fotovoltaica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2008). Aqui, neste trabalho, considera-se um sistema fotovoltaico com armazenamento de energia em baterias, que opere conectado e desconectado da rede. Por esse motivo, o equipamento é aqui denominado de Conversor Fotovoltaico Multifuncional (CFM).

Conversores fotovoltaicos multifuncionais (CFM) operam em três modos relacionados à conexão com a rede e alimentação de cargas (CHIANG et al., 2010):

a) **modo conectado à rede como inversor** (modo inversor *grid-tie*): fornece potência à rede elétrica como inversor fotovoltaico conectado à rede convencional;
b) **modo conectado à rede como retificador** (modo retificador *grid-tie*): funciona conectado à rede como retificador para carregar baterias pela rede elétrica;
c) **modo autônomo, ilhado ou *off-grid***: fornece tensão a cargas prioritárias na ausência da rede elétrica. Nesse modo de operação, são necessárias baterias ou outra fonte ininterrupta caso a carga não tolere geração fotovoltaica intermitente.

Devido a esses três modos de operação, esses conversores podem ser mais bem caracterizados não como a união de inversores conectados à rede e autônomos, mas sim como a união de inversores conectados à rede e fontes ininterruptas de energia (UPS – *Uninterruptible Power Supply*), conhecidas popularmente no Brasil como *no-breaks*.

Diversos fabricantes já disponibilizam CFMs no mercado, entre as quais a série GTFX/GVFX da Outback Power (OUTBACK POWER, 2017), o Symo Hybrid da Fronius (FRONIUS GMBH, 2015), o Sunny Island da SMA (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2014), o SH2038/3048 da Moso (MOSO, 2017) e o React-3.6/4.6-TL da ABB (ABB, 2017). Essas soluções são monofásicas e apresentam potência inferior a 10 kVA. Podem-se destacar algumas questões relacionadas a esses equipamentos:

a) **quanto ao local da bateria**: a solução da fabricante ABB apresenta uma bateria de Lítio-íon integrada ao CFM. Para as outras fabricantes, a bateria deve ser conectada externamente;
b) **quanto à chave de desconexão da rede**: o CFM da fabricante Fronius apresenta chave de desconexão da rede externa, enquanto que as outras soluções apresentam chave de desconexão da rede dentro do CFM;
c) **quanto ao paralelismo com outros equipamentos**: o CFM Sunny Island, da fabricante SMA, permite que o CFM forme uma rede em que outros inversores fotovoltaicos convencionais podem ser conectados em paralelo, controlando-os através de sinalização por frequência e tensão (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2014). A série GTFX/GVFX da Outback Power permite a conexão em paralelo de diversos CFMs, formando nanorredes monofásicas ou trifásicas de maior potência;
d) **quanto ao atendimento a normas técnicas**: todos os CFMs atendem a normas técnicas semelhantes à NBR 16149 relacionadas à conexão de inversores fotovoltaicos com a rede. O Sunny Island e o GTFX/GVFX atendem à UL 1741 (UNDERWRITERS LABORATORY, 2010), que apresenta requisitos de conexão à rede e de segurança aplicados a inversores conectados à rede e autônomos. Além das normas de conexão à rede, o React-3.6/4.6-TL atende às normas de segurança da série IEC 62109. Os CFMs citados não apresentam certificados de normas de UPS como a IEC 62040-3.

Por ser uma tecnologia recente, normas específicas que definem os requisitos técnicos de CFMs ainda não foram desenvolvidas. Entretanto, podem ser consideradas separadamente as normas relacionadas a inversores conectados à rede, a UPS, e a sistemas conectados à rede

com armazenamento de energia. Atualmente, destacam-se as normas NBR 16149, NBR IEC 62116 e IEC 62109, relativas a inversores conectados à rede, e as normas NBR 15204 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005) e da série IEC 62040, relativas a UPS (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a). Além dessas normas, é importante destacar a norma alemã VDE-AR-E 2510-2 (VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V., 2015), que é a primeira norma relativa a requisitos para sistemas com armazenamento de energia operando conectados à rede e autônomo.

A determinação de requisitos técnicos para CFMs é necessária para projetar o equipamento, circuitos eletrônicos e os algoritmos de controle. Dentre os requisitos necessários, podem-se destacar:

a) requisitos de compatibilidade com a rede e com as cargas: importante para projeto da eletrônica de potência, filtros e projeto do controle de CFMs;
b) requisitos de segurança: importantes para comparar o custo, vantagens e desvantagens de diversas possíveis topologias de CFMs.

Outra questão relevante de CFMs é o gerenciamento da potência e da energia do sistema fotovoltaico e das baterias. Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede convencionais, sempre se injeta na rede a máxima potência possível. Em sistemas autônomos convencionais, o sistema fotovoltaico recarrega a bateria quando a energia é abundante, e a energia armazenada é utilizada quando a energia é escassa. Entretanto, em sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia, inclui-se a rede como fornecedora ou receptora de energia. Assim, surgem graus de liberdade para carga e descarga das baterias em diversos horários, potências e duração.

O tema de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia é bastante vasto. Este trabalho aborda questões que afetam o projeto da eletrônica de potência e o controle de CFMs. Os tópicos abordados são:

a) classificação de conversores fotovoltaicos multifuncionais: são propostas classificações relativas à configuração e quanto à interrupção do fornecimento de energia às cargas;
b) análise de requisitos e propostas de recomendações técnicas relacionados à compatibilidade com a rede e com as cargas, relacionando com as classificações consideradas;
c) análise de requisitos e propostas de recomendações técnicas relacionados à segurança;

d) proposta de uma estratégia de gerenciamento da potência que define os modos de operação dos conversores estáticos do sistema a partir de um preço interno relacionado à escassez de energia.

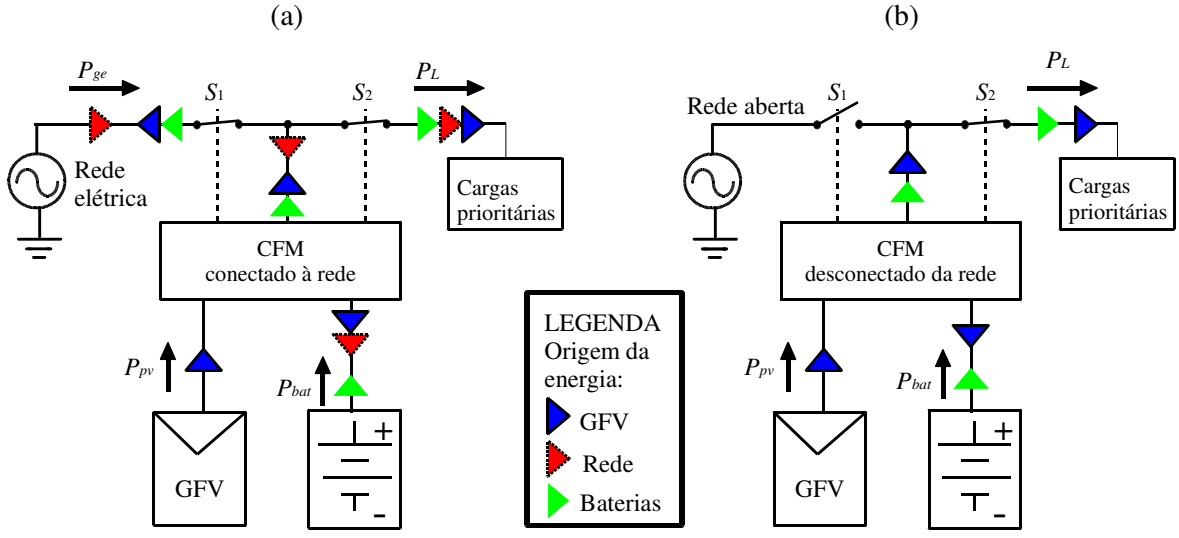
1.1 MODOS DE OPERAÇÃO E PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO DE CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

Os modos conectado e desconectado da rede de um CFM são ilustrados na Figura 1.1, onde se apresenta a direção da energia originada do gerador fotovoltaico (GFV), rede elétrica e baterias em um CFM com um único conversor CC-CA.

Durante operação conectada à rede (Figura 1.1(a)), a energia gerada pelo GFV pode ser utilizada para carregar as baterias, alimentar as cargas prioritárias ou injetar o excedente na rede elétrica. Já a energia armazenada nas baterias pode ser utilizada para alimentar as cargas ou injetar na rede. A energia da rede pode ser utilizada para alimentar as cargas ou carregar as baterias se o conversor CC-CA operar como retificador.

Em operação desconectada da rede (Figura 1.1(b)), a energia do GFV é utilizada para carregar as baterias e alimentar a carga. Quando há escassez de energia fotovoltaica, a energia armazenada nas baterias alimenta as cargas.

Figura 1.1 – Conversor fotovoltaico multifuncional operando: (a) conectado à rede; (b) desconectado da rede (autônomo ou ilhado).



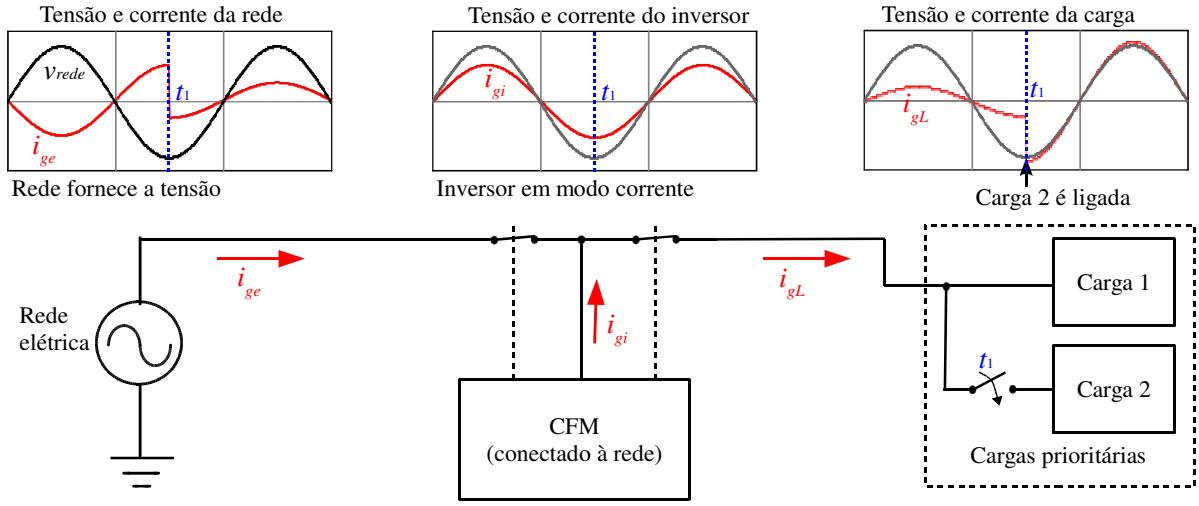
Fonte: próprio autor.

1.1.1 Operação conectada à rede

Quando conectado à rede, o CFM deve funcionar da mesma maneira que um inversor conectado à rede convencional, visto que no Brasil vigora a norma NBR 16149. O inversor deve controlar sua corrente de saída de forma senoidal, com conteúdo harmônico reduzido e independente de distorções da tensão e curto-circuitos. A referência de corrente senoidal é normalmente obtida sincronizando a tensão da rede com uma malha de captura de fase (PLL – *Phase Locked Loop*) (FREIJEDO et al., 2009).

A Figura 1.2 ilustra um exemplo da operação conectada à rede, válida tanto para um inversor conectado à rede convencional quanto para um CFM. Na situação apresentada, o inversor injeta corrente na rede elétrica, que fornece a tensão de referência. Inicialmente, a carga 1 está ligada com corrente inferior à do inversor. Como o inversor injeta mais potência do que a carga absorve, a potência excedente é injetada na rede elétrica. No instante t_1, a carga 2 é ligada com potência superior à do inversor. Verifica-se que ocorre um degrau na corrente da rede para atender essa carga, e o sentido do fluxo de potência da rede é trocado. Entretanto, a corrente de saída do inversor não é afetada. Dessa forma, verifica-se que o modo conectado à rede pode manter a corrente de saída do inversor constante, de maneira independente da carga.

Figura 1.2 – Exemplo de operação conectada à rede



Fonte: próprio autor.

Durante operação conectada à rede, um CFM pode operar em dois modos de operação:

a) **modo inversor *grid-tie***: opera como um inversor conectado à rede convencional. O CFM fornece potência à rede e às cargas. Assim, a corrente i_{gi} da Figura 1.2 é em fase com a tensão da rede;

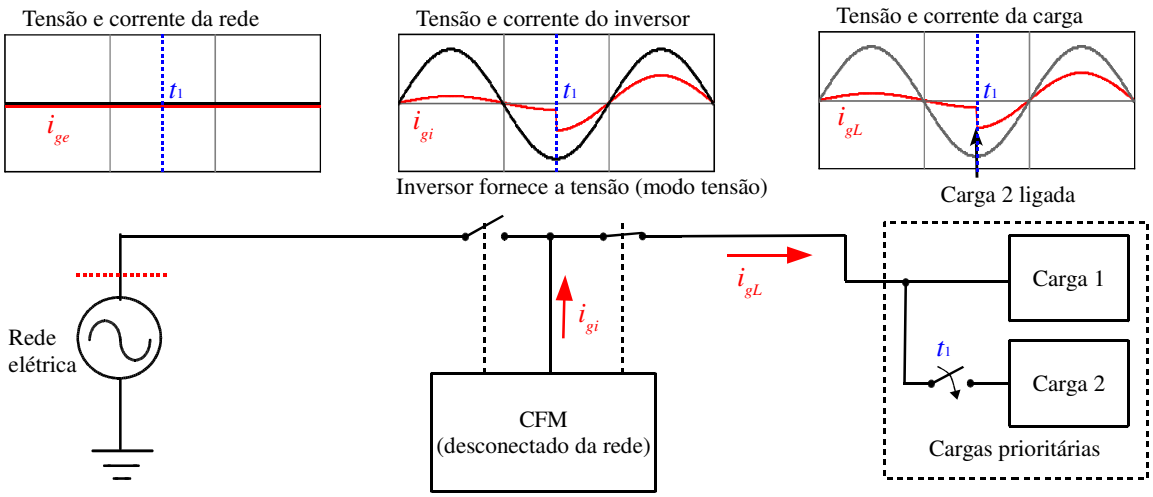
b) **modo retificador *grid-tie***: opera como uma carga para a rede, obtendo energia da rede para carregar as baterias. Assim, a corrente i_{gi} da Figura 1.2 é defasada de 180° da tensão da rede.

1.1.2 Operação desconectada da rede

Quando há falta da rede elétrica ou a tensão da rede está fora dos padrões da NBR 16149, o CFM opera de maneira desconectada da rede (autônoma, ilhada ou *off-grid*) para suprir as cargas consumidoras. Atuando como uma UPS, o CFM deve apresentar capacidade suficiente para suprir a corrente da carga.

A Figura 1.3 ilustra um exemplo da operação autônoma. A tensão é controlada pelo CFM e a corrente do inversor depende da carga. No instante em que a carga 2 é ligada, ocorre um degrau na corrente para suprir essa carga, mas a tensão é mantida constante. Dessa forma, verifica-se que a tensão de saída do CFM deve ser idealmente independente da carga nesse modo de operação.

Figura 1.3 – Exemplo de operação desconectada da rede



Fonte: próprio autor.

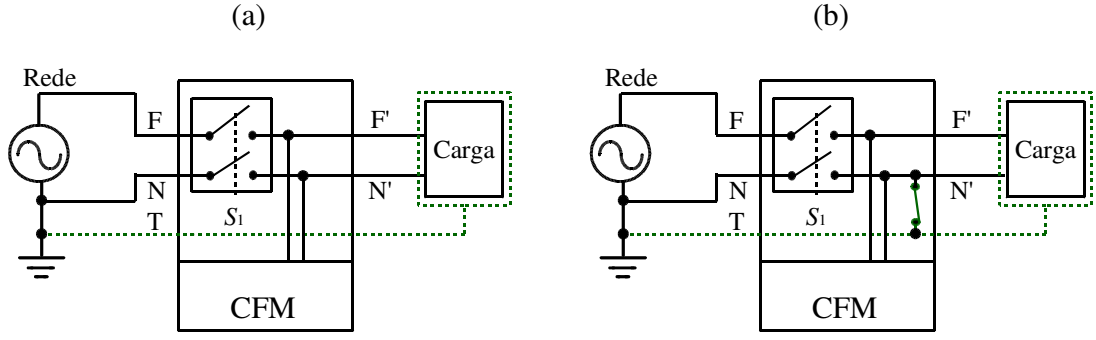
Inversores fotovoltaicos convencionais são conectados a redes de distribuição em ligação monofásica, bifásica ou trifásica. Redes de distribuição convencionais são do tipo TN (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004a), em que o condutor

neutro é aterrado junto ao transformador de distribuição e não pode ser aterrado em nenhum outro ponto. Assim, as tensões das fases e do neutro tornam-se atreladas ao potencial da terra.

Por exigências de segurança, a desconexão da rede de um inversor fotovoltaico deve ser física, exigindo-se a desconexão dos condutores fase e neutro da rede. Por esse motivo, um CFM operando em modo autônomo não possui conexão física com o neutro aterrado ou das fases provenientes da rede. A partir disso, de acordo com a VDE-AR-E 2501-2, podem ser escolhidas duas opções para alimentação das cargas em modo autônomo:

a) **Neutro flutuante** (sistema IT): ao desconectar as fases e neutro da rede, a tensão das cargas consumidoras torna-se flutuante em relação a terra. Pela classificação da NBR 5410, esse sistema é do tipo IT, em que a alimentação das cargas é isolada da terra, como apresentado na Figura 1.4(a). Esse tipo de sistema apresenta idealmente uma vantajosa confiabilidade, pois o contato direto com um único condutor de alimentação das cargas não resulta em choque elétrico. Assim, é possível manter-se em operação mesmo após uma falha simples a terra. Uma possível desvantagem desse tipo de sistema é que algumas cargas que necessitam da referência da terra podem não funcionar corretamente (VDE-AR-E 2501-2)(VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V., 2015). Contudo, cargas com essa restrição são raramente encontradas na prática.
b) **Neutro aterrado dentro do inversor** (sistema TN): nesse caso, o CFM apresenta uma chave (relé) interna que conecta o neutro das cargas a um condutor de proteção (terra) proveniente da entrada da instalação elétrica. Essa chave opera normalmente aberta durante modo conectado à rede. Ao iniciar operação em modo autônomo, o CFM fecha a chave interna, aterrando o neutro, como mostrado na Figura 1.4(b). Assim, as cargas passam a operar com neutro aterrado, da mesma maneira que no modo conectado à rede.

Figura 1.4 – CFM desconectado da rede com cargas em: (a) sistema IT; (b) sistema TN.



Fonte: próprio autor.

1.2 REQUISITOS E RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS APLICÁVEIS A CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

Normas específicas para conversores fotovoltaicos multifuncionais ainda não foram desenvolvidas. Contudo, requisitos de diversas normas, juntamente com outras recomendações técnicas, podem ser adaptados a essa aplicação. Os principais requisitos e recomendações técnicas que podem ser aplicados a conversores fotovoltaicos multifuncionais são aqui listados e descritos a seguir.

1.2.1 Desempenho econômico

O desempenho econômico de CFM não restringe a sua utilização para conexão à rede ou a qualidade de energia às cargas. Porém, são importantes para que o usuário obtenha um custo/benefício importante na compra de um CFM. Algumas questões relacionadas ao desempenho econômico podem ser listadas:

a) **Eficiências de conversão**: em sistemas fotovoltaicos, a eficiência dos conversores é dependente da potência instantânea do sistema. Por esse motivo, eficiências em diversos níveis de potência são empregadas para calcular eficiências médias ponderadas, que dependem do perfil de irradiação local de instalação do sistema. As eficiências ponderadas mais utilizadas para comparar desempenho de inversores fotovoltaicos são a Europeia, Californiana e a da revista Photon (BLETTERIE et al., 2008; BOWER et al., 2004; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a, 1999b; PHOTON LABORATORY, 2015). Em CFMs, essas eficiências ponderadas são importantes para analisar o conversor quando operando conectado à rede e com a bateria carregada. Porém, a eficiência média do sistema nos outros modos de operação é complexa de ser calculada, pois depende da estratégia de gerenciamento da carga/descarga das baterias juntamente com questões relativas à rede elétrica;
b) **Eficiência e desempenho de algoritmo de Seguimento do Ponto de Máxima Potência (SPMP ou MPPT) do sistema fotovoltaico**: o algoritmo de SPMP (ou MPPT – *Maximum Power Point Tracking*) deve maximizar a extração de energia do sistema fotovoltaico, pois a energia não extraída é perdida. É importante que essas técnicas apresentem elevada eficiência em regime transitório e permanente. Diversas técnicas são empregadas como algoritmos SPMP (ESRAM; CHAPMAN,

2007; SALAS et al., 2006). A eficiência de algoritmos SPMP de inversores fotovoltaicos comerciais é normalmente superior a 99% em regime permanente;

c) **Qualidade da carga e descarga das baterias**: as baterias devem ser carregadas e descarregadas de maneira correta para que sua vida útil seja estendida (ZHAO et al., 2013). Isso é muito importante para sistemas em que as baterias sejam utilizadas com o objetivo de fornecer energia para a rede. A norma IEC 62427-2 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2015) apresenta métodos de ensaios de baterias para uso em sistemas conectados à rede;

d) **Minimização de custos ou maximização de lucros**: CFMs possibilitam escolher quando, como e quanto carregar e descarregar baterias. Em caso de tarifa de energia variável ao longo do dia, isso permite carregar as baterias em horários em que a energia da rede é barata e descarregar para a rede quando é cara (horário de pico) (CHEN et al., 2011), possibilitando redução de custos ou maximização de lucros para o proprietário do sistema. Entretanto, essa estratégia reduz a disponibilidade de energia em caso de falta de energia após descarga das baterias e pode se tornar economicamente inviável caso reduza a vida útil das baterias (RIFFONNEAU et al., 2011). Por esse motivo, é importante conhecer o modelo correto das baterias empregadas, para assim planejar corretamente a operação do sistema. Dessa maneira, é possível minimizar custo ou maximizar lucros do proprietário do sistema de maneira correta, sem desprezar questões como a vida útil e a disponibilidade de energia em caso de falta.

1.2.2 Robustez e confiabilidade

A robustez e a confiabilidade são requisitos para os CFM operarem adequadamente em seu ambiente e em caso de mau uso. Entre os requisitos relacionados à robustez e confiabilidade do equipamento, podem-se destacar:

a) **Vida útil do CFM**: é relacionada à confiabilidade do equipamento, mas também reflete na viabilidade econômica do sistema. O projeto da eletrônica pode ser realizado com o objetivo de maximizar a vida útil do conversor e assim reduzir os custos totais (KOUTROULIS; BLAABJERG, 2013). Entre os componentes eletrônicos com maiores taxas de falhas destacam-se capacitores eletrolíticos (SEO; CHO; LEE, 2012) e relés;

b) **Disponibilidade do equipamento:** quando CFMs apresentarem a função de substituir UPS, é necessário garantir elevada disponibilidade do equipamento (A – *Availability*), que é a fração média de tempo em que o equipamento opera sem falhas (99% do tempo, 99,999% do tempo, ...). Esse requisito é extremamente importante em locais que necessitam de UPS, como hospitais e data centers, pois, nesses casos, o custo da falta de energia pode se tornar muito elevado. A disponibilidade pode ser calculada através da confiabilidade do equipamento, representada pelo tempo médio entre falhas (MTBF – *Mean Time Between Failures*) e pelo tempo médio para reparo (MTTR - *Mean Time To Repair*) (KARPATI et al., 2012). Tal conceito também é importante para sistemas fotovoltaicos conectados à rede, pois a ausência de geração em períodos de falha resulta em perdas econômicas (MORADI-SHAHRBABAK; TABESH; YOUSEFI, 2014). Por esse motivo, a disponibilidade e a confiabilidade do equipamento são especificações relevantes para CFMs;

c) **Suporte a diferentes condições ambientais**: CFM podem ser instalados em locais com diferentes faixas de temperatura e umidade. Por esse motivo, é importante que o equipamento seja especificado para operar adequadamente no local de instalação. As normas IEC 62040-3 e a IEC 62109-1 apresentam requisitos de condições ambientais para, respectivamente, UPS e conversores aplicados em sistemas fotovoltaicos (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a)(INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010a). Em um sistema com CFM, a vida útil das baterias também pode ser muito sensível às condições do ambiente como a temperatura, tanto para baterias de chumbo-ácido quanto de lítio-íon. Em (POWERTHRU, 2012), verifica-se que a vida útil de uma bateria de chumbo-ácido regulada por válvula (VRLA – *Valve Regulated Lead Acid*) especificada para operar durante 5 anos na temperatura de 25°C, apresenta a expectativa de vida-útil de somente 2,5 anos na temperatura de 35°C. Para baterias de lítio-íon, em (LENG; TAN; PECHT, 2015), verifica-se que a resistência total dos eletrodos de uma bateria de lítio-íon aumenta de 10 Ω para 13 Ω após 250 ciclos de carga/descarga na temperatura de 25°C, e de 10Ω para 14Ω após 250 ciclos na temperatura de 35°C;

d) **Robustez mecânica**: o equipamento também necessita ser mecanicamente robusto e seguro. A IEC 62109-1 apresenta requisitos para segurança e robustez da montagem mecânica do equipamento;

e) **Imunidade eletromagnética**: é a capacidade do equipamento não sofrer ou não se danificar na ocorrência de interferências eletromagnéticas externas. Entre os requisitos de imunidade eletromagnética, pode-se destacar: imunidade a descargas eletrostáticas, a campos eletromagnéticos irradiados, a surtos de tensão, a transitórios rápidos, a variações da tensão da rede e a sinais de baixa frequência. A IEC 62040-2 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999c) apresenta requisitos de imunidade eletromagnética para UPS. A série IEC 61000-4 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2006a) apresenta testes para imunidade eletromagnética de equipamentos gerais. A IEC 62109-1 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010a) apresenta requisitos de surtos de tensão para equipamentos empregados em sistemas fotovoltaicos;

f) **Proteções contra sobrecarga e curto-circuito**: o equipamento deve ser protegido contra sobrecarga e curto-circuito, que podem ser provenientes de mau uso ou de falhas. A IEC 62040-3 e a NBR 16149 apresentam esses requisitos;

g) **Proteções contra conexões indevidas**: o equipamento deve ser robusto em caso de conexões externas indevidas, como inversão de polaridade do sistema fotovoltaico. Os ensaios atuais para certificação do INMETRO (Portaria 357/2014) de inversores fotovoltaicos exigem que seja ensaiada a inversão de polaridade nos terminais CC do sistema fotovoltaico.

1.2.3 Compatibilidade e suporte à rede elétrica

Os requisitos de compatibilidade com a rede referem-se à qualidade da energia fornecida ou absorvida pelo equipamento durante operação conectada à rede, além de requisitos para garantir a estabilidade da rede. São válidos tanto para o modo inversor *grid-tie* (FIGUEIRA et al., 2015) quanto para o modo retificador *grid-tie*. Os principais requisitos são:

a) **Distorção harmônica e limites de harmônicos da corrente**: tanto a corrente injetada quanto a absorvida da rede devem ser senoidais com conteúdo harmônico reduzido. As normas NBR 16149, IEEE 1547 e IEC 61727 tratam da corrente injetada de inversores fotovoltaicos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2014). Normas da série IEC 61000 como a IEC 61000-3-2 apresentam requisitos

para harmônicos da corrente emitidos por cargas (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2006b, 2014);

b) **Limites de corrente continua injetada na rede**: as normas também limitam a corrente contínua injetada na rede. As principais normas são: NBR 16149, IEEE 1547, IEC 61727 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2004a);

c) **Emissão eletromagnética**: a emissão eletromagnética do equipamento deve ser reduzida para que seja compatível com a rede elétrica e também com as cargas. Diversas normas apresentam requisitos de emissão eletromagnética máxima (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999c, 2006b, 2006c);

d) **Cintilação**: oscilações de baixa frequência do equipamento podem ocasionar oscilação da tensão da rede, ocasionando cintilação (*flicker*) de lâmpadas incandescentes. Diversas normas apresentam como requisito os limites dessas cintilações (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2004a, 2013a);

e) **Limites de fator de potência**: as normas limitam o fator de potência da corrente injetada na rede, para que seja próximo do unitário. As principais normas que apresentam esse requisito são a NBR 16149, IEEE 1547 e a IEC 61727;

f) **Curva de fator de potência em função da potência injetada na rede**: normas recentes relacionadas à conexão de inversores fotovoltaicos (NBR 16149) determinam que os inversores devem apresentar uma curva de fator de potência indutivo em função da potência injetada, a fim de reduzir a tensão da rede quando esta for elevada. Esse requisito foi inicialmente implementado na Alemanha e na Itália (COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO, 2013; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V., 2011) e é necessário para evitar que vários inversores fotovoltaicos possam provocar excessiva elevação da tensão da rede local, devido à elevada injeção de potência ativa, o que resulta em desconexão concomitante de todos os inversores. Este processo pode provocar problemas de instabilidade no sistema elétrico ou na operação conjunta dos inversores;

g) **Modulação da potência ativa do inversor em função da frequência da rede**: essa função é obrigatória nas normas atuais (NBR 16149, VDE 4105, CEI 0-21). Na NBR 16149, a potência ativa injetada pelo inversor deve ser reduzida em até 60% quando a frequência da rede varia de 60,5 Hz para 62 Hz. A redução da potência em caso de sobrefrequência é importante para reduzir o risco de excesso de oferta de energia na rede;

h) **Suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (*Low-Voltage Fault Ride Through* – LVFRT)**: as normas determinam que inversores com potência elevada devem se manter temporariamente conectados na ocorrência de subtensões decorrentes de faltas na rede (NBR 16149, CEI 0-21). Isso evita que as fontes se desconectem e a oferta se torne muito inferior à demanda após o reestabelecimento de uma falta de curta duração, colapsando o sistema elétrico. Assim, os requisitos de LVFRT são necessários para garantir a estabilidade do sistema.

Requisitos de suporte à rede são importantes para a otimização do sistema elétrico. Dentre os requisitos de suporte à rede estão os serviços ancilares (CLASTRES et al., 2010) e outros serviços controlados pelo operador da rede:

a) **Regulação da tensão da rede**: embora seja estudada na literatura (BRANDAO et al., 2013), essa função é atualmente proibida nas normas técnicas de inversores fotovoltaicos conectados à rede como a NBR 16149. Com a função de regulação da tensão da rede através da injeção de potência reativa, o CFM operaria como um STATCOM (compensador síncrono estático de ação rápida – *Fast Acting Static Synchronous Compensator*) (SINGH et al., 2009), podendo ser útil para locais em que a impedância da rede é elevada, como redes rurais. Essa regulação pode ser realizada por controladores centralizados nas distribuidoras de energia, como especificado na *Rule 21* da Califórnia (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION; CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION, 2015), com o objetivo de evitar possíveis instabilidades geradas pela atuação conjunta de vários inversores em paralelo;

b) **Compensação de harmônicos de tensão da rede**: nessa função, o CFM pode operar como filtro ativo em paralelo com a rede com a finalidade de melhorar a qualidade da tensão da rede. Essa função não é permitida nas normas atuais, mas seria importante para redes com muitas cargas não lineares, para que a distorção harmônica da tensão da rede mantenha-se dentro dos limites especificados em

normas como o PRODIST (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a);

c) **Controle externo**: pode ser necessário que a empresa distribuidora ou outro operador da rede controle a potência ativa e reativa gerada pelo inversor, além de desconectar remotamente o equipamento da rede. Esse controle externo é previsto na NBR 16149. Para que seja possível, é necessário existir uma comunicação padronizada entre o inversor e o operador da rede (CALIFORNIA ENERGY COMMISSION; CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION, 2015; SUNSPEC ALLIANCE, 2016).

1.2.4 Compatibilidade com as cargas

O equipamento deve ser compatível com as cargas consumidoras alimentadas pelo CFM em modo autônomo. Os principais requisitos de compatibilidade com as cargas são:

a) **Faixa nominal de frequência e amplitude da tensão**: o CFM deve fornecer tensão e frequência compatível com as cargas. O PRODIST apresenta as faixas de frequência e tensão adequadas para a rede elétrica de distribuição (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a). A IEC 62040-3 apresenta faixas de frequência e tensão para UPS (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a);

b) **Nível contínuo máximo da tensão**: inversores que fornecem tensão devem apresentar um nível máximo de tensão contínua para evitar a saturação de transformadores e máquinas elétricas. A IEC 62040-3 apresenta níveis máximos de nível CC da tensão gerada por UPS (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a);

c) **Desequilíbrio entre fases:** para algumas cargas trifásicas, é importante que a amplitude das tensões das fases não apresente um desequilíbrio maior que determinado percentual. Esse é um requisito da IEC 62040-3;

d) **Limites de distorção harmônica e harmônicos da tensão**: a qualidade da tensão gerada pelo inversor deve ser suficiente para evitar perdas desnecessárias ou incorreto funcionamento de algumas cargas. O PRODIST e a IEC 62040-3 apresentam limites para harmônicas individuais e distorção harmônica total da rede elétrica de distribuição e de UPS respectivamente (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL

COMMISION, 1999a). Os limites de harmônicas individuais e distorção harmônica total podem ser especificados para cargas lineares e não-lineares;

e) **Esquema de aterramento**: ao desconectar da rede, as cargas tornam-se geralmente isoladas da terra, operando como sistema IT. Porém, algumas cargas necessitam operar com neutro aterrado, como sistema TN. A norma alemã VDE-AR-E-2510 apresenta requisitos que o CFM necessita ter para que as cargas operem como sistema TN;

f) **Emissão eletromagnética**: é importante que o CFM apresente reduzida emissão eletromagnética para não afetar o funcionamento das cargas. A IEC 62040-2 apresenta limites de emissão eletromagnética conduzida e irradiada de UPS (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999c);

g) **Quadrantes de operação do conversor**: a potência aparente complexa de um inversor pode ser representada em um gráfico em que a potência ativa é representada no eixo horizontal (real), e a potência reativa no eixo vertical (imaginário). Os quadrantes de operação referem-se à possibilidade de fornecer ou consumir potência ativa e de fornecer ou consumir potência reativa. Se for alimentar determinadas máquinas elétricas, por exemplo, o inversor deve ser capaz de operar nos quatro quadrantes do gráfico da potência aparente. Por isso, o CFM deve ser compatível com o fator de potência das cargas. A IEC 62040-3 apresenta como especificação da saída de UPS a potência de saída juntamente com o fator de potência;

h) **Potência aparente nominal:** importante para que o equipamento esteja dimensionado para as cargas empregadas durante modo autônomo. Especificação presente na IEC 62040-3;

i) **Corrente de pico e de sobrecarga**: a especificação de corrente de pico máxima é importante para a alimentação de cargas com retificador não-controlado, em que a corrente concentra-se no pico da onda senoidal da tensão. É necessário que todos os componentes sejam dimensionados para a corrente de pico. Além disso, é importante que o CFM suporte sobrecarga temporária durante a partida de cargas como motores elétricos, em que a corrente de partida pode superar muitas vezes a nominal. Essas especificações estão presentes na IEC 62040-3;

j) **Resposta a transitórios de carga e a transferências entre modo conectado e desconectado da rede**: a IEC 62040-3 classifica UPSs em função da resposta a transitórios, incluindo transitórios de carga e transferências entre modos de

operação. CFMs devem apresentar essas características compatíveis com as cargas empregadas. A resposta a transitórios de carga depende da banda passante do controle de tensão. Já a resposta transitória durante transferências entre modos conectado e desconectado da rede depende também da velocidade da chave mecânica de desconexão da rede. Diversos trabalhos recentes propõem soluções para transição suave entre os modos de operação (KIM et al., 2015; LIU; LIU; ZHAO, 2014; PEÑA, 2016);

k) **Intervalo de interrupção de fornecimento durante transitórios**: durante mudanças entre modo conectado à rede e autônomo, a alimentação das cargas pode ser temporariamente interrompida. O CFM deve ser compatível com o intervalo de interrupção máximo das cargas, caso estas não puderem ser desligadas. Essa especificação está presente na IEC 62040-3. Cargas que atendem à IEC 61000-4-11 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2004b), com exceção da classe 1 dessa norma, suportam afundamento total da tensão durante 1 período da tensão da rede sem desligar-se, o que corresponde a 16,6 ms para frequência de 60 Hz.

1.2.5 Compatibilidade com baterias

Além de ser compatível com a rede e com as cargas consumidoras, um CFM deve também ser compatível com as baterias e com o sistema fotovoltaico.

A norma IEC 62509 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010b) apresenta requisitos de desempenho e funcionamento de controladores de carga de baterias de chumbo-ácido empregadas em sistemas fotovoltaicos. A norma IEC 61427-2 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2015) especifica requisitos para baterias em aplicação conectada à rede, não somente para baterias de chumbo-ácido, mas também outras tecnologias como a de lítio-íon (JOSSEN; GARCHE; SAUER, 2004).

a) **Tensão de operação e limites de correntes compatíveis**: a tensão e a corrente fornecida devem ser compatíveis com a bateria empregada;

b) **Qualidade e forma da corrente de carga e descarga**: a qualidade (presença de harmônicos) e a forma da corrente de carga e descarga das baterias devem ser adequadas para estender a sua vida útil. Em (KOUTROULIS; KALAITZAKIS, 2004), são apresentados métodos de carga e descarga adequados para baterias de chumbo-ácido;

c) **Determinação do estado de carga e de saúde da bateria**: quando o CFM apresentar função de gerenciador da bateria (BMS – *Battery Management System*) (DURYEA; ISLAM; LAWRANCE, 1999), é necessário determinar de maneira precisa o estado de carga (SOC – *State of Charge*) (SCHIFFER et al., 2007) e o estado de saúde (SOH – *State of Health*) (ZOU et al., 2015) das baterias. Além disso, pode ser necessário realizar a tarefa de equilibrar a carga das baterias e suas células (CAO; SCHOFIELD; EMADI, 2008);

d) **Comunicação com BMS externo**: se o BMS é externo, pode ser necessário comunicação para obter o SOC e SOH das baterias. Assim, o sistema de gerenciamento de energia pode planejar a carga e descarga das baterias (RIFFONNEAU et al., 2011).

1.2.6 Compatibilidade com o sistema fotovoltaico

Os principais requisitos para um CFM ser compatível com o arranjo fotovoltaico são:

a) **Faixas de tensão e de corrente**: o CFM deve apresentar uma faixa de operação de corrente e tensão adequada para arranjos fotovoltaicos nas condições de circuito aberto e curto-circuito, considerando diversas possíveis configurações de arranjos;

b) **Modos de operação**: o CFM deve ser capaz de operar em modo de seguimento do ponto de máxima potência (SPMP ou MPPT) (ESRAM; CHAPMAN, 2007; SALAS et al., 2006) e no modo de limitação de potência (LPPT – *Limited Power Point Tracking*) (URTASUN; SANCHIS; MARROYO, 2013). O modo de limitação de potência é especialmente importante para operação desconectada da rede elétrica, em que pode ser necessário limitar a potência do sistema fotovoltaico quando as baterias estão completamente carregadas;

c) **Isolação galvânica**: o conversor estático conectado ao arranjo fotovoltaico deve ser compatível com o arranjo fotovoltaico em relação à necessidade ou não de isolação galvânica. Módulos fotovoltaicos com degradação induzida por potencial (PID – *Potential Induced Degradation*) (ADVANCED ENERGY INDUSTRIES, 2013) podem necessitar de aterramento funcional em um de seus terminais, para não apresentarem corrente de fuga através de suas capacitâncias parasitas. Isso é atualmente permitido somente se o conversor estático conectado ao sistema fotovoltaico é galvanicamente isolado da terra (ou da rede) (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2002a, 2013b). A isolação galvânica

juntamente com o aterramento dos módulos permite a eliminação completa da corrente de fuga dos polos dos módulos fotovoltaicos para a terra (KEREKES; SERA; MATHE, 2012). Porém, em alguns casos, pode-se mitigar essa corrente de fuga através da escolha de topologias não isoladas e estratégias de modulação adequadas (ARAÚJO; ZACHARIAS; SAHAN, 2008; GU et al., 2013).

1.2.7 Requisitos de segurança

Os requisitos relacionados à segurança são aqui divididos em: segurança da rede, segurança do usuário e proteção contra falhas.

1.2.7.1 Segurança da rede

Os requisitos de segurança da rede são importantes para proteger os trabalhadores da rede e garantir a segurança do sistema. Todos esses requisitos estão contemplados na NBR 16149, integrados com os requisitos de compatibilidade com a rede. Os principais requisitos são:

a) **Interrupção de fornecimento e desconexão da rede em caso de condições anormais de tensão ou frequência da rede**: o inversor deve desconectar em situações de sobre e subtensão, além de situações de sobre e subfrequência (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a; INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, 2003; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2004a);
b) **Desconexão em caso de ilhamento não-intencional**: o ilhamento não-intencional é uma situação em que a rede é desconectada em determinado ponto, de modo que as cargas conectadas ao inversor consumam potência ativa e reativa igual à produzida. Isso pode manter a tensão e a frequência dentro dos limites normais de operação, impedindo a desconexão do inversor. Por isso, devem-se utilizar métodos que detectem ilhamento não-intencional (LAOUR et al., 2014). A norma NBR IEC 62116 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2012) apresenta ensaios para verificar o atendimento do inversor a esse requisito;
c) **Tempo mínimo de reconexão após retorno das condições normais da rede**: a reconexão deve ser realizada depois de um tempo mínimo de reestabelecimento das condições normais da rede (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS

TÉCNICAS, 2013a; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2004a).

1.2.7.2 Segurança do usuário

Os principais requisitos associados à segurança do usuário do sistema fotovoltaico são:

a) **Proteção contra choque elétrico**: as normas NBR 15274, IEC 62040-3, IEC 60364-7-712, IEC 62109-1, IEC 62109-2, a IEC TS 62548 e a VDE-AR-E-2510 apresentam requisitos relacionados à proteção contra choque elétrico (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a, 2002a, 2010a, 2011, 2013b; VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V., 2015). Esses requisitos são mais bem detalhados no Capítulo 4;
b) **Proteção contra temperaturas elevadas, fogo e outros perigos**: além de choque elétrico, um CFM pode oferecer outros riscos como fogo e temperaturas elevadas. As normas NBR 15274, IEC 62040-3 e IEC 62109-1 apresentam requisitos para reduzir esses riscos (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005; INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999a, 2010a).

1.2.7.3 Proteção contra falhas no sistema

As normas IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010a, 2011) apresentam requisitos de proteção contra falha simples em inversores fotovoltaicos. Esses requisitos de proteção contra falhas são importantes para garantir a proteção da rede, segurança dos trabalhadores da rede, e segurança do usuário, ou seja, são importantes para garantir os outros requisitos de segurança e proteção. Detalhes sobre esses requisitos são apresentados no Capítulo 4.

1.3 SISTEMAS HÍBRIDOS, MICRORREDES E NANORREDES

Conversores fotovoltaicos multifuncionais processam a energia de sistemas fotovoltaicos, baterias, rede elétrica e cargas consumidoras. De acordo com a NBR 11704 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2008), sistemas fotovoltaicos

híbridos devem apresentar mais de uma fonte de geração além da fotovoltaica, como diesel (AN; QUOC-TUAN; SEDDIK, 2013), eólica (WANG; NEHRIR, 2008), hidráulica e célula a combustível (BAMBANG; R; DRONKERS, 2014). Por apresentar somente a fotovoltaica como fonte de geração, sistemas fotovoltaicos conectados à rede com bateria não são classificados como híbridos de acordo com a NBR 11704, embora sejam chamados comercialmente de "inversores híbridos".

Este trabalho aborda um sistema com geração fotovoltaica, baterias, rede elétrica e cargas consumidoras, reunidos em um único conversor fotovoltaico multifuncional. O sistema abordado é uma nanorrede, que é uma microrrede de pequeno porte. Uma microrrede é definida como uma rede de baixa tensão com as seguintes características (PARHIZI et al., 2015):

a) Pode apresentar diversas fontes de geração distribuída, como gerador fotovoltaico, baterias, gerador eólico, gerador diesel, etc. Assim, microrredes podem ser também sistemas híbridos;
b) Apresenta cargas consumidoras;
c) Opera como uma única entidade controlável perante a rede elétrica externa;
d) Pode operar conectada à rede elétrica externa, fornecendo ou obtendo energia, ou de maneira ilhada. Por isso, necessita de um dispositivo (relé) para conexão/desconexão da rede.

Uma nanorrede deve também apresentar essas características, porém abrange um único prédio ou consumidor, enquanto uma microrrede pode abranger maior número de consumidores (HARDESTY, 2014). Uma microrrede necessita de coordenação entre as fontes de geração distribuídas, normalmente realizada através de comunicação (PARHIZI et al., 2015). Um CFM tem o objetivo de prover energia a um sistema local, normalmente para um único consumidor, e todas as fontes de geração são interligadas em um único equipamento. Por esse motivo, a rede formada por uma CFM é considerada uma nanorrede.

1.3.1 Formas de acoplamento

Micro e nanorredes podem apresentar diversas fontes e cargas. A interface de acoplamento entre as fontes pode ser através de barramentos CC ou CA (GUERRERO et al., 2013b; NEHRIR et al., 2011) . A seguir são explicadas essas formas de acoplamento:

a) **Acoplamento CA**: nesse caso, todas as fontes em corrente contínuas são ligadas a um barramento CA através de conversores CC-CA. A frequência do barramento CA pode ser:
   - *Frequência da rede elétrica* (60 Hz): nesse caso, cargas convencionais podem ser conectadas diretamente ao barramento CA. A conexão com a rede externa pode ser realizada através de um dispositivo de conexão/desconexão;
   - *Alta frequência*: algumas situações especiais podem empregar frequências superiores à da rede, com o objetivo de reduzir o tamanho dos componentes magnéticos e capacitores. Barramentos de 400 Hz são empregados em aviões, submarinos e naves espaciais (NEHRIR et al., 2011);
b) **Acoplamento CC**: nesse sistema, todas as fontes em corrente contínua são conectadas a um barramento CC através de conversores CC-CC (DRAGICEVIC et al., 2014; NASIRIAN et al., 2014). Fontes em corrente alternada devem ser conectadas ao barramento CC através de conversores CA-CC. Cargas em corrente alternada devem ser alimentadas através de um inversor. A conexão com a rede elétrica externa deve ser realizada através de um conversor CC-CA bidirecional;
c) **Acoplamento híbrido**: esse sistema apresenta mais de um barramento de interconexão entre fontes e cargas, podendo apresentar barramentos CC e CA interconectados com conversores estáticos adequados (LIU; WANG; LOH, 2011).

1.3.2 Gerenciamento de potência e de energia

O controle de micro/nanorredes pode ser realizado em vários níveis hierárquicos (GUERRERO et al., 2013a; NEHRIR et al., 2011), de acordo com a estratégia de controle empregada. Os controles podem ser divididos em níveis de acordo com a dinâmica de resposta (KANCHEV et al., 2011):

a) **Gerenciamento da potência de curto prazo**: no curto-prazo, o controle da micro/nanorrede deve atender a dois objetivos principais: i) controlar o despacho de potência ativa e reativa entre fontes e cargas; e ii) em modo ilhado, controlar o balanço das potências entre geração e consumo, com o objetivo de manter os níveis adequados de tensão do barramento CC, ou tensão e frequência do barramento CA. O gerenciamento de potência deve ser rápido para garantir a estabilidade do sistema. Em (GUERRERO et al., 2013a), o controle de balanceamento de potência é dividido em controle primário, secundário e terciário;

b) **Gerenciamento da energia de longo prazo**: não é necessário para a estabilidade do sistema, porém é importante para otimizar a operação da micro/nanorrede, com o objetivo de minimizar custos, aumentar confiabilidade ou atingir outro objetivo desejado. Pode operar em modo ilhado ou em modo conectado à rede. Envolve planejamento da operação ao longo de minutos, horas ou até dias.

1.3.3 Paradigmas de gerenciamento de curto e longo prazo

Os gerenciamentos de curto e longo prazo podem ser realizados através de diversas técnicas, de maneira centralizada ou descentralizada. De acordo com (NEHRIR et al., 2011), podem-se classificar as estratégias em três paradigmas:

a) **Centralizado**: (DAS; AGARWAL, 2014; GUO et al., 2012; HATTI; PHONTIP; NUILERS, 2013; INDU RANI; SARAVANA ILANGO; NAGAMANI, 2013; LIAO; RUAN, 2009; LOCMENT; SECHILARIU; HOUSSAMO, 2012; MAHMOOD; MICHAELSON; JIANG, 2012; TANKARI et al., 2013; ZHU; LIAO, 2009) esse paradigma apresenta dois níveis de hierarquia:
   - *Controlador central*: atua no gerenciamento de curto e longo prazo, enviando sinais de comando e referência para os controladores locais;
   - *Controladores locais*: controlam a potência, tensão ou corrente dos conversores de acordo com as ordens do controlador central.

   A abordagem centralizada pode permitir a obtenção do ponto ótimo de operação global, com objetivo de minimizar custos ou maximizar a eficiência. Porém, pode tornar-se computacionalmente muito difícil de implementar ou até impossível em caso de muitos elementos do sistema. Além disso, outra desvantagem desse paradigma é que uma falha no controlador central torna o sistema inoperante;

b) **Descentralizado**: nesse paradigma, não existe hierarquia, existindo somente controladores locais. No gerenciamento de potência de curto-prazo, os controladores locais descentralizados podem atuar sem comunicação através de níveis do barramento de acoplamento empregando estratégias como a de controle por inclinação (*droop*) de tensão e frequência (DRAGICEVIC et al., 2014; GUERRERO et al., 2013b, 2009; KATIRAEI; IRAVANI, 2006) ou sinalização do barramento CC (DCB – *DC Bus Signaling*) (BRYAN; DUKE; ROUND, 2004). Para o gerenciamento de energia no longo prazo, é necessário comunicação entre os

controladores, com o objetivo de se obter a otimização global (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005).

A abordagem descentralizada apresenta elevada confiabilidade, pois o sistema pode se manter funcional na ocorrência de uma falha em um dos controladores descentralizados. Além disso, a otimização global pode ser obtida com capacidade computacional inferior à da abordagem centralizada. Uma desvantagem da abordagem descentralizada é a possível complexidade do sistema de comunicação para gerenciamento de energia.

Uma importante estratégia de gerenciamento de energia descentralizada são os sistemas multiagente (DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2005; LEITÃO; MAŘÍK; VRBA, 2013; YGGE; AKKERMANS, 1996; YU et al., 2013). Essa estratégia tem sido muito estudada para o controle de redes elétricas inteligentes em mercados de energia liberalizados, com preços dinâmicos (ADIKA; WANG, 2014; BINETTI et al., 2014; KOK; WARMER; KAMPHUIS, 2005; LI; CHEN; LOW, 2011; MULLER; HAGER; REHTANZ, 2014; NUNNA; DOOLLA, 2014; OYARZABAL et al., 2005; RAHBARI ASR; ZHANG; CHOW, 2013; SAFDARIAN; FOTUHI-FIRUZABAD; LEHTONEN, 2014; SAMADI et al., 2010; YU; YANG; RAHARDJA, 2012). Cada elemento da rede atua como um agente econômico que se comunica, valora a energia e toma decisão em função do preço da energia, atuando para maximizar seu benefício (KOK; WARMER; KAMPHUIS, 2005; YGGE; AKKERMANS, 1996);

c) **Híbrido**: esse paradigma pode combinar as vantagens da abordagem centralizada com a da descentralizada (JIANG; DOUGAL, 2008). A abordagem híbrida pode ser realizada de várias maneiras. Uma maneira é agrupar as fontes em diversos subsistemas, em que cada subsistema controla de maneira centralizada suas fontes. Os subsistemas comunicam-se entre si a fim de obter a otimização global do sistema completo, como na abordagem descentralizada. Outra abordagem híbrida é empregar, por exemplo, o gerenciamento de potência descentralizado, e o gerenciamento de energia centralizado, com diversos níveis de descentralização.

1.4 GERENCIAMENTO DE CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

CFMs são empregados para criar nanorredes. O sistema operando em modo conectado à rede ou ilhado apresenta as seguintes características:

a) **Fontes de energia**: a energia para alimentação das cargas pode ser proveniente da rede elétrica, do gerador fotovoltaico ou de baterias (energia armazenada);
b) **Acoplamento**: o processamento da energia entre gerador fotovoltaico e baterias ocorre dentro do CFM. Um barramento CC é empregado entre gerador fotovoltaico, baterias e conversor(es) CC-CA. O barramento CC apresenta uma capacitância que opera como armazenador de energia em curto prazo (ms). As cargas consumidoras são alimentadas em corrente alternada.

Por ser um equipamento único, o gerenciamento da energia e da potência de um CFM pode ser realizado de maneira centralizada, mas o algoritmo pode ser implementado de maneira descentralizada. A seguir são revisadas estratégias de gerenciamento de energia e potência que podem ser aplicadas a CFMs.

1.4.1 Gerenciamento de energia

O gerenciamento da energia de um CFM apresenta os seguintes objetivos principais:

a) **Minimização de custos / maximização de lucros**: a otimização econômica pode ser realizada através de diversas maneiras, em função do sistema de tarifação ou contrato escolhido para compra/venda de energia. Deve-se também levar em conta a redução da vida útil das baterias em função da profundidade de descarga empregada. As principais ações para otimização econômica do sistema são:

   – ***Atraso no fornecimento de energia*** (*energy time-shift*): (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010c) consiste em carregar as baterias em horários em que o preço da energia é barato e descarregar nos horários em que o preço da energia é caro, injetando energia na rede. No Brasil, essa estratégia pode ser implantada com a adoção de tarifa horária, em que o preço da energia é mais elevado em horário de ponta. Para consumidores em baixa tensão, será possível optar pela adoção da tarifa branca a partir de 2018 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015b), com tarifas diferenciadas para

horário de ponta, intermediário e fora de ponta. No sistema de tarifação, o horário para descarga das baterias é sempre fixo. A única informação que o algoritmo de gerenciamento de energia deve fornecer é a quantidade máxima de energia que a bateria pode descarregar a fim de não comprometer sua vida útil e não comprometer a disponibilidade de energia em caso de falta de rede.

A estratégia de atraso no fornecimento de energia pode ser também adotada caso o preço da energia seja dinâmico em função da oferta e demanda de energia, como implementado no estado da Califórnia (SHI et al., 2015). Nesse sistema de preços livres, o algoritmo de otimização econômica torna-se muito mais complexo: é importante utilizar uma previsão de preços futuros da energia ao longo de pelo menos um dia. Os dados devem ser integrados em um algoritmo de otimização econômica para planejar os intervalos ideais para carga e descarga das baterias. Além disso, o algoritmo deve levar em conta a energia máxima que pode ser descarregada sem comprometer a vida útil da bateria;

- ***Corte do pico de demanda*** (*peak shaving*): se a tarifa da energia é muito mais cara em caso de ultrapassagem da uma demanda instantânea contratada, a demanda pode ser reduzida com o fornecimento da energia das baterias às cargas (INDU RANI; SARAVANA ILANGO; NAGAMANI, 2013; RIFFONNEAU et al., 2011). Nessa situação, o algoritmo de gerenciamento de energia deve idealmente prever a curva de demanda ao longo do dia a fim de planejar o processo de carga das baterias em períodos de baixa demanda e descarga nos períodos de alta demanda;

- ***Aumento do autoconsumo***: o autoconsumo de energia é a taxa da energia fotovoltaica produzida que é consumida instantaneamente na residência (FIGUEREDO; BET, 2016; RIFFONNEAU et al., 2011). Como exemplo, um autoconsumo de 75% significa que 75% da energia produzida é imediatamente consumida na residência, enquanto 25% da energia é injetada na rede durante o dia, quando há excedente produção fotovoltaica. O aumento do autoconsumo é uma medida para otimização econômica quando o preço de venda de energia para a rede (geração) é inferior ao preço de compra (consumo). O aumento do autoconsumo é realizado com duas ações: i) carga das baterias quando a potência fornecida pelo sistema fotovoltaico é superior à consumida pela residência; e ii) descarga das baterias em horários em que a produção fotovoltaica é inferior ao consumo da residência. O algoritmo de gerenciamento

de energia deve levar em conta a energia máxima que pode ser descarregada das baterias sem prejudicar sua vida útil;

- ***Corte de cargas*** (*load shedding*): outra medida possível para a otimização econômica do sistema é o desligamento de cargas não prioritárias quando a energia é cara (PARHIZI et al., 2015; SHI et al., 2015). O gerenciamento de cargas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia é um caso particular de gerenciamento da demanda, que pode ser implementado de modo centralizado ou descentralizado (ADIKA; WANG, 2014; DEINDL et al., 2008; NUNNA; DOOLLA, 2014). As cargas não prioritárias podem ser cortadas em horários de ponta ou intervalos de ultrapassagem de demanda, por isso é realizado em conjunto com as outras estratégias de minimização de custos ou maximização de lucros;
- ***Atraso na alimentação de cargas*** *(load shifting):* algumas cargas como cargas térmicas (refrigeradores, ar condicionado, aquecedores de água), podem permanecer temporariamente sem alimentação sem prejudicar seu funcionamento. São chamadas de cargas postergáveis (*deferrable loads*) (ADIKA; WANG, 2014; YU; YANG; RAHARDJA, 2012). Controlando as cargas postergáveis, é possível, em curto e médio prazo, deslocar o consumo de intervalos em que a energia é cara para intervalos em que a energia é mais barata (PARHIZI et al., 2015; SHI et al., 2015), minimizando os custos da energia. Essa estratégia é realizada em conjunto com a de corte de cargas.

b) **Disponibilidade de energia**: quando o CFM opera como uma UPS, é necessário manter uma carga mínima nas baterias durante o modo conectado à rede, para que a energia restante esteja disponível em caso de falta da rede. A disponibilidade de energia é uma restrição para a otimização econômica em modo conectado à rede, pois limita a profundidade de descarga máxima das baterias nesse modo. A energia mínima que deve ser mantida nas baterias é calculada considerando o tempo de autonomia desejado, a potência das cargas e a eficiência dos conversores. Para que essa energia mínima possa ser reduzida, o algoritmo de gerenciamento de energia pode reduzir a potência das cargas desligando cargas não prioritárias durante modo autônomo.

Da mesma forma que para micro e nanorredes, o gerenciamento da energia de um CFM pode ser realizado por um algoritmo centralizado (KANCHEV et al., 2011),

descentralizado ou híbrido (centralizado/descentralizado). Por apresentar somente sistema fotovoltaico e baterias, pode-se realizar o gerenciamento de energia de um CFM de maneira centralizada com custo computacional inferior ao de uma microrrede de grande porte. Porém, podem-se empregar gerenciamentos de energia descentralizados como sistemas multi-agente a fim de facilitar a expansão e a inclusão de novas fontes de geração ao sistema.

1.4.2 Gerenciamento de potência

O gerenciamento da potência de um CFM consiste em manter o equilíbrio entre a potência fotovoltaica, a potência de carga ou descarga das baterias, a potência das cargas consumidoras e a potência da rede. As potências das baterias, sistema fotovoltaico e a potência absorvida ou injetada na rede são processadas por conversores estáticos. Desconsiderando perdas de conversão, a equação do equilíbrio de potências de um conversor fotovoltaico multifuncional da Figura 1.1(a) é dada por:

$$P_{pv} + P_{bat} - P_L = P_{ge} \tag{1.1}$$

onde:

P_L: potência consumida pelas cargas prioritárias;

P_{ge}: potência injetada na rede elétrica (nula para operação desconectada da rede);

P_{pv}: potência gerada pelo sistema fotovoltaico (GFV);

P_{bat}: potência de descarga das baterias.

P_{pv}, P_{bat} e P_{ge} são controladas pelos conversores estáticos do CFM, dentro de seus limites instantâneos. P_L é determinada pelas cargas, que normalmente não são controladas, mas podem ser ligadas e desligadas de acordo com prioridades. Portanto, para garantir o equilíbrio de potências do inversor, existem quatro graus de liberdade: controle das potências P_{pv}, P_{bat} e P_{ge}, e desligamento de cargas.

O gerenciamento da potência de um CFM deve determinar a potência de cada um dos conversores considerando todos os graus de liberdade. O balanço de potências pode ser atingido através da tensão do barramento CC, pois a energia armazenada na capacitância do barramento CC é dada pela acumulação (integração) no tempo da soma da potência dos conversores. Para a tensão do barramento CC permanecer estável, é necessário que a soma das potências seja igual a zero (FAKHAM; LU; FRANCOIS, 2011; TOFIGHI; KALANTAR, 2011). Não é possível atribuir a potência de cada um dos conversores estáticos separadamente, uma vez que um pequeno erro no cálculo das potências pode resultar em

divergência da tensão do barramento CC. Por esse motivo, é necessário que pelo menos um dos conversores apresente potência variável, controlando a tensão do barramento CC para garantir a sua estabilidade.

Mesmo sendo um único equipamento, o gerenciamento da potência pode ser centralizado, descentralizado ou híbrido (centralizado/descentralizado):

a) **Algoritmos centralizados**: os sinais dos conversores são enviados para um controlador central que prioriza, gerencia e determina a potência e/ou modos de operação de todos os elementos (CANDIDO; MICHELS; HEY, 2010; HATTI; PHONTIP; NUILERS, 2013; INDU RANI; SARAVANA ILANGO; NAGAMANI, 2013; LOCMENT; SECHILARIU; HOUSSAMO, 2012; SALMASI; HOSSEINZADEH, 2015; SCHWERTNER et al., 2013; TANKARI et al., 2013; ZHU; LIAO, 2009). Esse gerenciamento é normalmente baseado em máquinas de estado. A adição de novas fontes, elementos de armazenamento de energia ou cargas de diferentes prioridades pode aumentar muito a complexidade do algoritmo, o que necessita de grande esforço de programação;
b) **Algoritmos descentralizados**: nesses algoritmos, cada um dos conversores conectados ao barramento CC atua de modo independente, sem que um algoritmo central determine a potência de cada conversor. Algumas técnicas descentralizadas podem ser listadas:
   - ***Sinalização pelo barramento CC (DBS – DC Bus Signaling)***: (EGHTEDARPOUR; FARJAH, 2014; GUERRERO, 2011; SCHÖNBERGER; DUKE; ROUND, 2006) nessa técnica, os modos de operação dos conversores correspondem a níveis de tensão do barramento CC. Não é necessário que um controlador central determine a potência de cada um dos conversores, pois os conversores podem obter individualmente sua potência através do sinal da tensão do barramento CC. A redução da tensão do barramento CC significa que é necessário aumentar a produção de energia ou diminuir o consumo, enquanto o aumento da tensão simboliza a necessidade de reduzir a produção ou aumentar o consumo. Uma possível desvantagem dessa estratégia é que o desempenho da estratégia de gerenciamento depende de medições precisas do barramento CC e rápidas detecções dos modos de operação (EGHTEDARPOUR; FARJAH, 2014). Outra desvantagem é que não existe uma única tensão de referência para o barramento CC, pois é necessário operar em diversos níveis;

- ***Droop de tensão***: o equilíbrio de potência entre os conversores pode ser garantido através de estratégias de controle *droop* da tensão barramento CC (DRAGICEVIC et al., 2014). Mais de um conversor pode operar em modo de controle da tensão do barramento CC com a utilização de uma impedância virtual inserida nas malhas de controle. Essa técnica somente garante a estabilidade da tensão do barramento CC, porém não determina a distribuição de potência dos conversores. Por isso, pode-se aliar esse controle com outra estratégia, como exemplo a DBS, multi-agente, ou outra centralizada, a fim de determinar a distribuição de potência dos conversores.

c) **Algoritmos híbridos (centralizados/descentralizados):** nesse caso, podem-se empregar partes de algoritmo centralizado e partes de descentralizado, a fim de facilitar a implementação ou tornar o algoritmo modular.

Neste trabalho, propõe-se uma estratégia de gerenciamento de potência de conversores fotovoltaicos multifuncionais em que o algoritmo é implementado de maneira descentralizada. A técnica proposta é baseada na teoria de formação de preços em microeconomia, em sistemas multi-agente e na sinalização pelo barramento CC (DBS). A técnica proposta é apresentada no Capítulo 5.

1.5 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

O objetivo geral desta tese é dar contribuições diversas ao tema de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia. Esse tema é relevante, pois conversores fotovoltaicos multifuncionais podem ser empregados em diversas aplicações, como residenciais, comerciais, industriais, hospitalares, entre outras. Acredita-se que CFMs podem tornar-se atrativos especialmente para locais que necessitam de UPS, mas que opcionalmente podem gerar energia fotovoltaica. À medida que baterias e sistemas fotovoltaicos se tornam mais baratos e eficientes, essa tecnologia tende a se tornar acessível para grande parte da população, tornando-se fundamental para a sociedade moderna.

Por se tratar de uma tecnologia recente, existem muitas oportunidades de pesquisa inédita referentes ao tema, desde premissas e classificações básicas até a solução de problemas mais específicos. Por isso, este trabalho investiga o tema de maneira abrangente, propondo classificações, recomendações técnicas e uma estratégia para gerenciamento de potência.

São objetivos específicos do trabalho:

a) **Propor classificações para os conversores fotovoltaicos multifuncionais**: através da análise de normas, são propostas classificações de sistemas fotovoltaicos multifuncionais relacionadas à configuração e à continuidade do fornecimento de energia em caso de falta de rede;

b) **Propor um conjunto de recomendações técnicas para CFMs, relacionadas à compatibilidade com a rede e com as cargas**: requisitos de normas de sistemas fotovoltaicos e de fontes ininterruptas de energia são analisados, com o objetivo de propor recomendações técnicas que possam ser base para futuras definições de requisitos normativos para CFMs;

c) **Propor um conjunto de recomendações técnicas relacionadas à segurança de CFMs**: requisitos de segurança de normas existentes são analisados. A partir disso, recomendações técnicas relacionadas à segurança de CFMs são propostas;

d) **Propor uma nova estratégia para gerenciamento de potência para os conversores fotovoltaicos multifuncionais**: a estratégia proposta baseia-se na teoria da formação de preços de mercado, sinalização pelo barramento CC e sistemas multi-agente. O barramento CC é considerado um ambiente de mercado em que as fontes e cargas compram e vendem energia e, assim, um preço interno fictício é formado em função da escassez de energia. Cada um dos elementos (fontes, cargas) apresenta uma resposta diferente em relação a esse preço de acordo com seus custos e valorações individuais. O algoritmo proposto é descentralizado e modular, permitindo a inclusão de novas fontes e cargas com reduzido esforço de programação.

1.6 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O trabalho foi organizado nos seguintes capítulos:

- ***Capítulo 2***: são propostas classificações de CFMs quanto à configuração e quanto à continuidade do fornecimento de energia às cargas;
- ***Capítulo 3***: são analisados requisitos de compatibilidade com a rede e com as cargas para CFMs, relacionando-os com as classificações propostas no capítulo 2. A partir disso, são propostas recomendações técnicas;
- ***Capítulo 4***: são analisadas questões relacionadas à segurança de CFMs, e recomendações técnicas são propostas. Para demonstrar algumas questões de

segurança específicas de CFMs, são também demonstrados resultados experimentais com o sistema do Apêndice A;

- ***Capítulo 5***: é proposta uma nova estratégia para gerenciamento da potência de um CFM, com o objetivo de definir os modos de operação dos elementos do sistema em função da escassez de energia.
- ***Capítulo 6***: o sistema apresentado no Apêndice A é utilizado para a obtenção de resultados experimentais. São apresentados resultados experimentais referentes à recomendações técnicas do Capítulo 3, além da comprovação da estratégia de gerenciamento de potência proposta no Capítulo 5;
- ***Capítulo 7***: são apresentadas as conclusões e considerações finais da tese;
- ***Apêndice A***: é apresentado o sistema implementado para a obtenção dos resultados experimentais dos capítulos 3, 4 e 5, juntamente com o seu sistema de controle;
- ***Apêndice B***: a obtenção e o processamento dos resultados experimentais relacionados ao gerenciamento de potência são explicados;
- ***Anexos***: apresentam características relevantes de normas relacionadas a UPS, inversores fotovoltaicos conectados à rede e segurança desses equipamentos.

2 CLASSIFICAÇÃO DE CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

2.1 QUANTO À CONFIGURAÇÃO

Conversores fotovoltaicos multifuncionais podem ser classificados de uma forma similar às fontes ininterruptas de energia (UPSs). A IEC 62040-3 classifica UPSs em três configurações: espera passiva (*passive stand-by*), dupla conversão (*double conversion*) e interativa com a rede (*line interactive*) (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004b; BEKIAROV; EMADI, 2002; KARVE, 2000). Neste trabalho é proposto o uso dessas mesmas configurações para classificar conversores fotovoltaicos multifuncionais. A seguir, são apresentadas as características de cada configuração.

2.1.1 Espera passiva

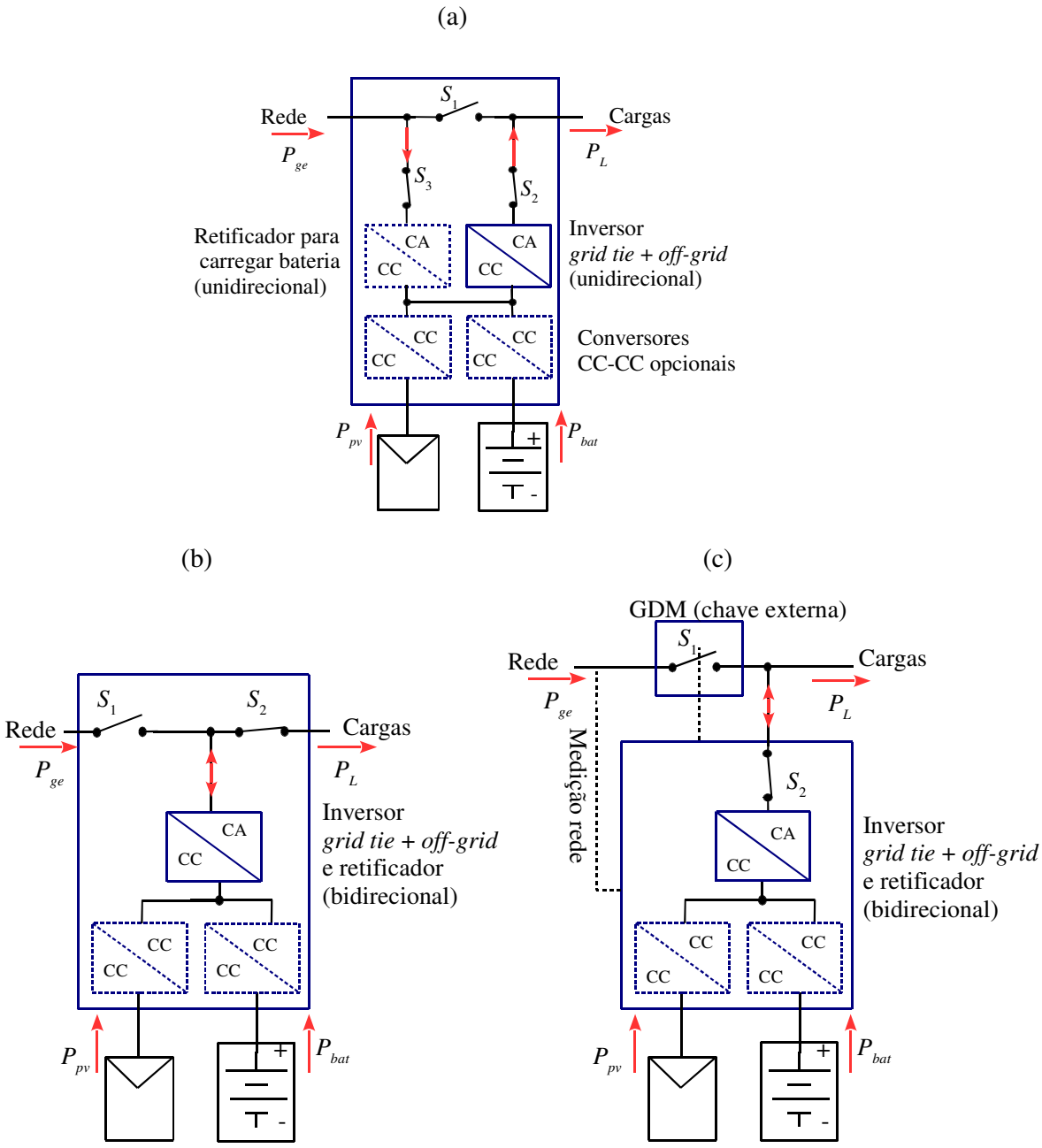
Em uma UPSs de espera passiva, as cargas são normalmente alimentadas pela rede, e o inversor de saída (CC-CA) opera somente quando há falta da rede elétrica. A configuração de espera passiva é classificada como VFD (*voltage and frequency dependent*) pela IEC 62040-3, pois, durante operação conectada à rede, a tensão e frequência da carga consumidora são impostas pela rede.

Aplicando a mesma configuração de UPSs para CFMs, o inversor de saída deve operar também em modo conectado à rede, injetando energia na rede. Na Figura 2.1 são apresentados diagramas de CFMs com a configuração de espera passiva. Na Figura 2.1(a), um retificador na entrada da rede permite carregar as baterias com potência reduzida. Esse retificador é opcional. Nas Figuras 2.1 (b) e (c), o CFM apresenta um único conversor CC-CA bidirecional, que opera como retificador e inversor (*grid-tie* e *off-grid*). Podem-se dividir os CFMs com conversor CC-CA único em duas configurações:

a) **Chave de desconexão da rede (S_1) interna** (Figura 2.1(b)): o equipamento apresenta duas saídas separadas, uma para a rede e a outra para as cargas consumidoras. A principal vantagem dessa configuração é poder apresentar todos os dispositivos de desconexão, medição e segurança integrados em um único equipamento;
b) **Chave de desconexão da rede (S_1) externa** (Figura 2.1(c)): o equipamento apresenta uma única saída para rede e para cargas. Por esse motivo, é necessário

que a chave de desconexão da rede seja instalada externamente, podendo ser em um módulo de desconexão da rede (GDM - *Grid Disconnection Module*). Nesse sistema, o monitoramento da tensão da rede para sincronização e reconexão deve ser realizado no lado da rede do GDM (à esquerda na Figura 2.1(c)).

Figura 2.1 – Configuração de espera passiva: (a) com retificador para carregar baterias; (b) com conversor CC-CA único e chave de desconexão interna; (c) com conversor CC-CA único e chave de desconexão externa.



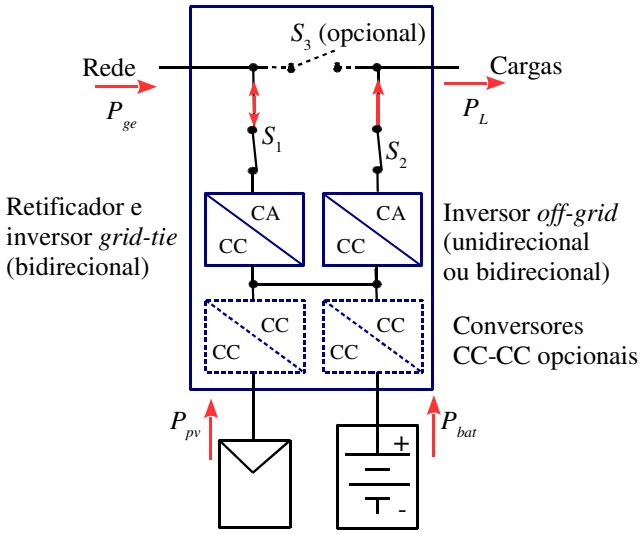
Fonte: próprio autor.

A escolha entre CFMs com chave interna ou externa pode levar em conta a instalação elétrica do local de funcionamento do CFM. Se as cargas consumidoras forem concentradas próximas ao equipamento, a configuração com a chave de desconexão interna pode ser mais adequada. Entretanto, caso as cargas consumidoras sejam distribuídas em diversos locais afastados do equipamento, a chave de desconexão externa pode ser mais adequada. Nesse caso, o GDM com a chave de desconexão externa e medição da tensão da rede pode ser instalado junto ao quadro de distribuição, juntamente com a medição de tensão da rede. Independentemente da forma de instalação, é importante que o GDM (e a chave externa) seja dimensionado e testado em conjunto com o CFM.

2.1.2 Dupla conversão

Uma UPS de dupla conversão apresenta dois estágios de conversão de energia: um retificador que obtém energia da rede e um inversor *off-grid* que alimenta as cargas. As cargas são alimentadas pelo inversor, assim a tensão e frequência fornecida são independentes da rede, garantindo-se qualidade e confiabilidade no fornecimento de energia durante transferências entre as fontes de energia (rede para baterias e vice-versa). Por esse motivo, a configuração de dupla conversão pertence à classe VFI da IEC 62040-3 (*voltage and frequency independent*). Um conversor fotovoltaico multifuncional da configuração de dupla conversão é apresentado na Figura 2.2. Nessa configuração, o retificador na entrada da rede também opera como inversor *grid-tie*.

Figura 2.2 – Configuração de dupla conversão. A chave de by-pass (S_3) é opcional.



Fonte: próprio autor.

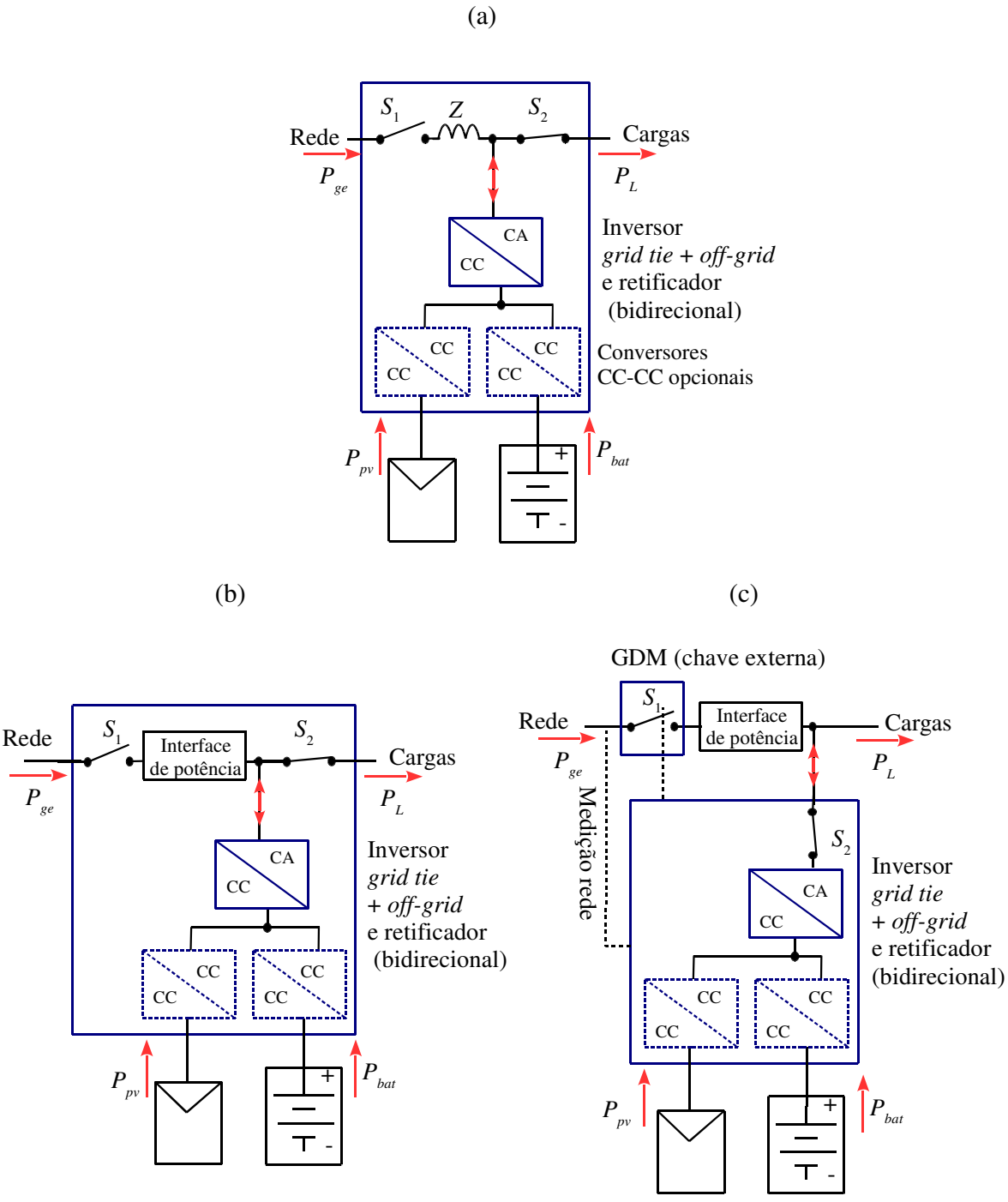
Uma desvantagem dessa configuração é que o duplo processamento da energia que alimenta as cargas consumidoras reduz a eficiência do sistema. Tal como empregado em UPSs, uma chave de by-pass (S_3) pode ser adicionada com o objetivo de alimentar as cargas pela rede elétrica em caso de falha dos conversores estáticos. Essa chave de *by-pass* também pode ser empregada para aumentar a eficiência do sistema durante operação conectada à rede. Porém, isso torna a alimentação dependente da tensão e da frequência da rede elétrica, reduzindo a confiabilidade na alimentação das carga.

2.1.3 Interativa com a rede

Essa configuração apresenta um único conversor CC-CA bidirecional, que opera como retificador e inversor. Conversores fotovoltaicos multifuncionais dessa configuração são apresentados na Figura 2.3. São semelhantes à configuração de espera passiva, porém apresentam uma impedância Z (Figura 2.3(a)) ou uma interface de potência junto à entrada da rede (Figuras 2.3(b) e (c)). Em UPSs, essa interface de potência é usualmente um estabilizador de tensão (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004b), que corrige a tensão nas cargas modificando a relação de espiras de um transformador ou autotransformador. Assim, a impedância Z ou interface de potência pode apresentar até três objetivos: i) reduzir a distorção harmônica da corrente fornecida ou obtida da rede; ii) limitar a corrente de curto circuito presumida; e iii) permitir a regulação da tensão nas cargas prioritárias, dentro de determinados limites, o que torna o CFM da configuração interativa com a rede pertencente à classe VI (*voltage independent*) da IEC 62040-3.

A configuração interativa com a rede apresenta um único conversor CC-CA, que atua como retificador e inversor (*grid-tie* e *off-grid*). Da mesma maneira que para a configuração de espera passiva, pode apresentar chave de desconexão S_1 interna (Figura 2.3(b)) ou externa (Figura 2.3(c)). A escolha entre essas duas possibilidades pode levar em conta a instalação elétrica local.

Figura 2.3 – Configuração interativa com a rede: (a) com impedância; (b) com chave de desconexão interna; (c) com chave de desconexão externa (GDM).



Fonte: próprio autor.

2.2 QUANTO À CONTINUIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ÀS CARGAS

Este trabalho também propõe classificar conversores fotovoltaicos multifuncionais de acordo com a continuidade do fornecimento de energia às cargas durante transferências entre modos *grid-tie* e *off-grid*.

2.2.1 Sem interrupção

Na classe de CFMs sem interrupção, respostas transitórias ou transferências entre modos de operação não provocam o desligamento das cargas. Isso é importante para aplicações que necessitam de elevada confiabilidade no fornecimento, onde interrupções podem provocar prejuízos.

As configurações de espera passiva e interativa com a rede podem apresentar interrupção de curta duração devido ao tempo não-nulo de abertura e de fechamento da chave de desconexão da rede (S_1). Essa chave é normalmente mecânica (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013a), com tempos de abertura e fechamento superiores a um período da tensão da rede. Assim, para que essas configurações sejam classificadas como sem interrupção, a chave S_1 deve ser rápida, a detecção da falta deve ser rápida, e um sistema de controle adequado deve ser empregado durante a transferência.

A configuração de dupla conversão normalmente não apresenta interrupção, pois a alimentação das cargas é independente da rede. Porém, se a chave de *by-pass* (chave S_3 da 2.2) é utilizada com o objetivo de aumentar a eficiência durante operação conectada à rede, essa vantagem é perdida. Nesse caso, para que o CFM possa ser classificada como “sem interrupção”, a chave de *by-pass* deve ser rápida para que o período de interrupção seja desprezível. Para isso, pode-se utilizar, por exemplo, chave estática a tiristor ou chave mecânica rápida com sistema de controle adequado durante as tranferências.

Um CFM deve apresentar um período de interrupção limitado para que possa ser classificado como “sem interrupção”. Para definir a duração máxima de uma interrupção, analisam-se a seguir normas relacionadas à compatibilidade de cargas e também normas de UPS.

2.2.1.1 Compatibilidade das cargas

Para definir o intervalo de interrupção das cargas, é importante analisar as classes de ambientes eletromagnéticos industriais da norma IEC 61000-2-4 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2002b). As três classes de ambientes são:

a) **Ambiente classe 1**: são ambientes com qualidade da tensão superior à da rede. O nível de compatibilidade das cargas é inferior ao normal.
   - Exemplo de cargas que necessitam desse ambiente: instrumentos laboratoriais, alguns equipamentos de proteção, etc..

b) **Ambiente classe 2**: são ambientes com qualidade de tensão igual ao padrão da rede. O nível de compatibilidade das cargas é normal.
   - Cargas desse ambiente: qualquer carga projetada para ser alimentada pela rede.

c) **Ambiente classe 3**: são ambientes com qualidade de tensão inferior à da rede. O nível de compatibilidade das cargas é superior ao normal.
   - Exemplo de cargas desse ambiente: equipamentos projetados para operar na presença de máquinas de solda ou de conversores estáticos de grande porte.

Observando as classes de ambientes da IEC 61000-2-4, verifica-se que CFMs das configurações de espera passiva e interativa com a rede não podem formar um ambiente classe 1, pois as cargas consumidoras são normalmente alimentadas pela rede. Somente a configuração de dupla conversão pode formar um ambiente classe 1, desde que a tensão fornecida atenda aos requisitos de qualidade de energia dessa classe (IEC 61000-2-4).

A norma IEC 61000-4-11 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2004b) apresenta ensaios de afundamentos de tensão que equipamentos (cargas) devem ser submetidos em função de sua classe de ambiente. Os seguintes ensaios de afundamento completo da tensão são definidos em função das classes dos equipamentos:

a) **Ambiente classe 1**: a norma não define os ensaios. Deve-se avaliar caso a caso em função dos requisitos da carga;

b) **Ambientes classe 2 e 3**: os ensaios de afundamento completo da tensão (100% para 0% da tensão eficaz) são realizados durante 1/2 período e 1 período da rede. Para a frequência de 60 Hz, os ensaios correspondem a 8,33 ms e 16,66 ms.

A IEC 61000-4-11 não determina critérios de passa/falha dos ensaios (CALIFORNIA INSTRUMENTS, 2004), mas recomenda que o fabricante classifique o seu equipamento de acordo com os seguintes resultados:

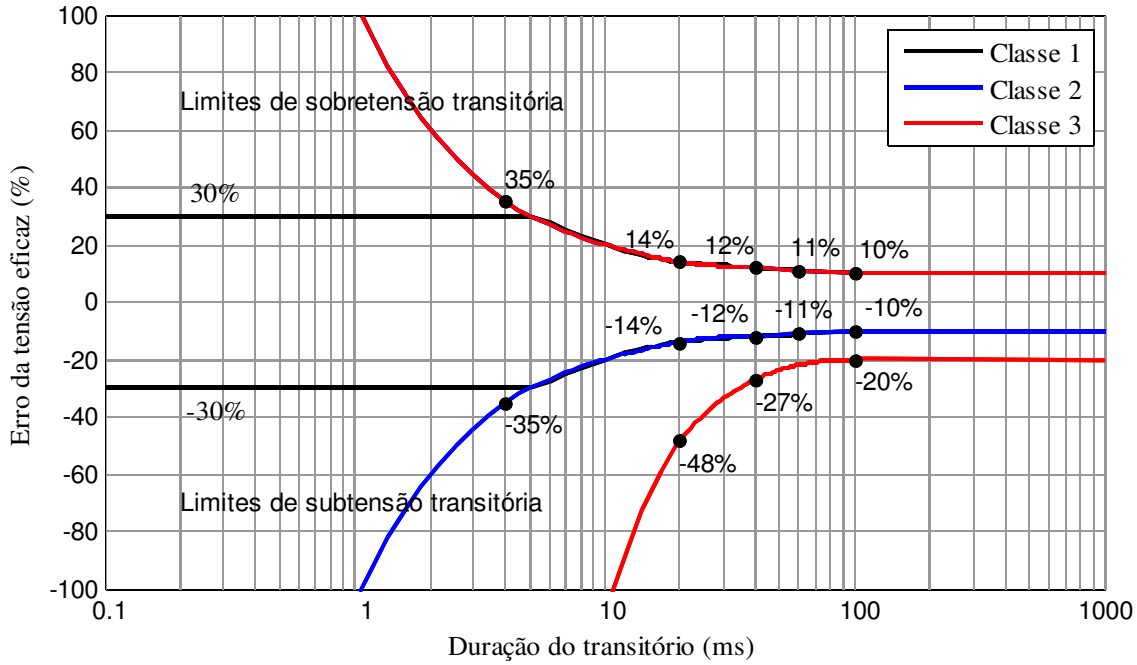
a) **Resultado A:** não se desligou e funcionou normalmente após o ensaio. Nesse caso, o equipamento sempre passa no ensaio independentemente de sua função;
b) **Resultado B:** perdeu funções durante o afundamento da tensão, mas continuou operando normalmente após o reestabelecimento da tensão. Nesse caso, o equipamento normalmente passa no ensaio, de acordo com sua aplicação;
c) **Resultado C:** perdeu funções ou se degradou durante o ensaio, necessitando do operador para voltar a operar normalmente. Nesse caso, pode-se definir como aceitável, dependendo de sua aplicação;
d) **Resultado D:** o equipamento sofreu perdas de funções ou danos irreversíveis durante o ensaio, como perda de dados ou danos materiais. Nesse caso, normalmente define-se que o equipamento não passa no ensaio.

A "classe sem interrupção" de CFMs pode ser definida a partir dos resultados dos equipamentos (cargas) locais. Pode-se considerar que o CFM é da classe "sem interrupção" se todas as cargas conectadas a esse CFM apresentam o resultado A durante transitórios. Como exemplo, se todas as cargas apresentarem os resultados A para interrupções máximas de 1 (um) período da tensão da rede, pode-se definir que o período máximo de interrupção para a classe "sem interrupção" seja de 1 (um) período da tensão da rede. Porém, o resultado B pode ser também satisfatório em algumas situações, por não necessitar de um operador para reestabelecer as funções das cargas após a interrupção da tensão. Assim, não é possível estabelecer uma definição exata da classe "sem interrupção" baseando-se somente nos resultados das cargas para afundamento da tensão durante transitórios.

2.2.1.2 Definição de intervalos de interrupção a partir dos limites de subtensão transitória da norma IEC 62040-3

Outra maneira de definir a "classe sem interrupção" de CFMs é a partir dos limites de subtensão transitória da norma IEC 62040-3, relacionada a requisitos de UPS. Essa norma define três classes de resposta transitória devido a degraus de carga e transferência de modos de operação. As classes são obtidas comparando o erro da tensão eficaz que alimenta as cargas com os limites apresentados na Figura 2.4.

Figura 2.4 – Limites das classes de resposta transitória da IEC 62040-3.



Fonte: adaptação de IEC 62040-3.

O erro da tensão eficaz é calculado através da amostragem da tensão de alimentação das cargas a partir do início do transitório (BOTTERON; PINHEIRO, 2007). A equação da tensão eficaz é dada por:

$$v_{rms}[k] = \sqrt{\frac{1}{n}\left(v^2[k] + v^2[k-1] + \cdots + v^2[k-n+1]\right)} \tag{2.1}$$

onde:

$v[k]$: tensão alternada amostrada nas cargas na amostra k;

k: número da amostra;

n: tamanho do *buffer* (memória) de armazenamento correspondente a meio ciclo da tensão da rede. Para rede de 60 Hz, o tamanho do *buffer* é calculado por:

$$n = \frac{f_s}{120\,\text{Hz}} \tag{2.2}$$

onde f_s é a frequência de amostragem da tensão que alimenta as cargas. Essa frequência de amostragem deve ser superior a 10 kHz (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013c).

O erro da tensão eficaz é comparado com a Figura 2.4 para verificar a compatibilidade de resposta transitória:

$$e_{rms}[k] = \frac{v_{rms}[k] - v_{rms,ref}}{v_{rms,ref}} \tag{2.3}$$

onde $v_{rms,ref}$ é a tensão eficaz nominal de alimentação das cargas, que é normalmente 127 V ou 220 V.

A partir da Figura 2.4, analisam-se as três classes de resposta transitória:

a) **Classe 1**: é a mais rigorosa, pois não admite interrupção no fornecimento de energia. Somente CFMs da configuração de dupla conversão podem atender a essa classe;
b) **Classe 2**: admite sobretensão de até 100% da tensão nominal durante até 1 ms, e período de interrupção de fornecimento de até 1 ms. Possivelmente somente CFMs da configuração de dupla conversão podem atender a essa classe. O motivo é que as chaves mecânicas de desconexão da rede normalmente apresentam período de conexão/desconexão muito superiores a 1 ms;
c) **Classe 3**: admite sobretensão de até 100% da tensão nominal durante até 1 ms, e período de interrupção de fornecimento de até 10 ms. Essa classe pode ser atendida não somente pela configuração de dupla conversão, mas também pela interativa com a rede e de espera passiva de potência reduzida. Alguns relés mecânicos podem apresentar período de desconexão de somente 5 ms (AMERICAN ZETTLER INC, 2015), tornando possível o isolamento da rede em um período máximo de 10 ms.

As três classes de resposta transitória podem ser classificadas como “sem interrupção”, pois a maior parte dos equipamentos eletrônicos não perde função após período de interrupção de até 10 ms. Porém, alguns equipamentos podem demandar interrupções de fornecimento inferiores a 1 ms. Nesse caso, é necessário que o CFM seja da configuração de dupla conversão e que apresente resposta transitória compatível com as classes 2 ou até 1.

2.2.2 Com interrupção

Na classe com interrupção, o fornecimento de tensão às cargas prioritárias é interrompido por um intervalo de tempo superior ao período no qual as cargas suportam sem desligar. De acordo com o PRODIST (módulo 8) (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2015a), a interrupção é considerada momentânea quando inferior a 3 s, e temporária quando superior a 3 s e inferior a 3 min, como apresentado na Tabela 2.1. Interrupções momentâneas são normalmente toleráveis em aplicações residenciais e comerciais convencionais, pois cargas críticas podem ser alimentadas por UPSs de pequeno porte individuais.

Tabela 2.1 – Tipos de interrupção de acordo com o PRODIST.

Tipo de interrupção	**Intervalo de duração**
Momentânea	$t < 3$ s
Temporária	3 s $< t <$ 3 min

Fonte: PRODIST.

Conversores fotovoltaicos multifuncionais podem apresentar interrupção momentânea do fornecimento caso a chave de desconexão da rede apresente tempos de abertura e fechamento significativos. Caso esta chave seja projetada para atender à norma NBR IEC 60957-6-1 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2015), que trata de chaves de transferência entre múltiplas fontes, o período de interrupção deve ser superior a 50 ms. Caso contrário, a norma recomenda realizar um estudo detalhado para garantir a segurança da transferência.

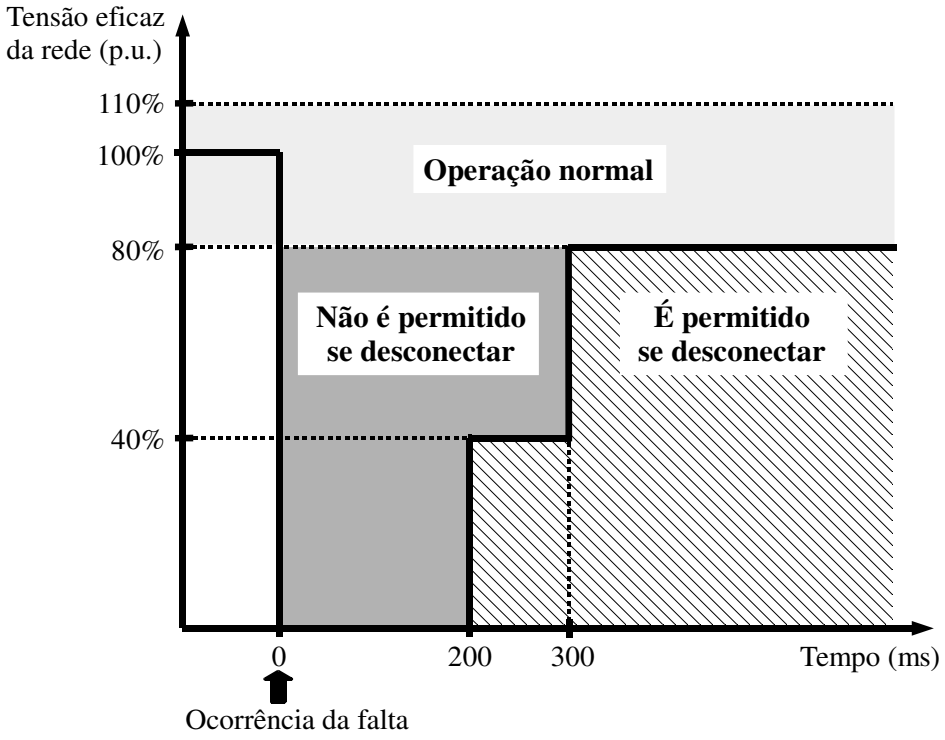
2.2.2.1 Interrupção de fornecimento devido aos requisitos de LVFRT

De acordo com a NBR 16149, os requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (LVFRT – *Low Voltage Fault Ride Through*) são obrigatórios para inversores fotovoltaicos conectados à rede com potência nominal igual ou superior a 6 kW. Na Figura 2.5 são apresentados os requisitos de LVFRT da NBR 16149. Verifica-se que um inversor fotovoltaico deve manter-se conectado à rede durante o período mínimo de 200 ms na ocorrência de um afundamento de 100% da tensão eficaz da rede.

Um CFM pode operar conectado à rede como inversor ou como retificador. Requisitos de LVFRT não são aplicados a retificadores. Porém, supondo que os requisitos de LVFRT sejam aplicados a CFMs de potência superior a 6 kW operando como um inversor *grid-tie*, pode-se constatar que:

a) cargas consumidoras conectadas à CFMs de configuração interativa com a rede ou espera passiva deverão apresentar interrupção de fornecimento de no mínimo 200 ms após uma falta na rede. Esse período é suficiente para desligar muitos equipamentos eletrônicos. Assim, CFMs das configurações interativa com a rede e espera passiva com potência superior a 6 kW podem ser sempre classificados como "com interrupção";
b) a configuração de dupla conversão é a única que pode ser classificada como "sem interrupção" para CFMs de potência superior a 6 kW.

Figura 2.5 – Requisitos de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas na rede (LVFRT - *Low Voltage Fault Ride Through*) da NBR 16149.



Fonte: NBR 16149.

2.3 RELAÇÃO ENTRE AS CLASSIFICAÇÕES

As classificações propostas para conversores fotovoltaicos multifuncionais foram agrupadas no diagrama da Figura 2.6 (a), para sistemas sem necessidade de LVFRT. Supondo que os requisitos de LVFRT sejam aplicados a CFMs de potência superior a 6 kW, as classificações para sistemas com LVFRT são mostrados na Figura 2.6 (b).

A Tabela 2.2 apresenta uma comparação qualitativa entre configurações de CFMs. Verifica-se que a classe de espera passiva é a menos vantajosa das três em relação à dependência da tensão e frequência da rede. A classe interativa com a rede apresenta a tensão parcialmente independente da rede, dependendo do controle e do tipo da impedância ou interface de potência empregada. A configuração de dupla conversão apresenta independência da tensão da rede e das cargas. Se a chave de *by-pass* opcional não é utilizada com o objetivo de aumentar a eficiência durante operação *grid-tie*, não é possível existir curto-circuito entre rede elétrica e saída do inversor que alimenta as cargas, o que torna mais simples a proteção contra curtos-circuitos. Além disso, a qualidade de energia às cargas não é deteriorada durante transferência dos modos *grid-tie* para *off-grid*, pois os conversores CC/CA conectados à rede e à carga são independentes. Entretanto, isso eleva os custos do sistema.

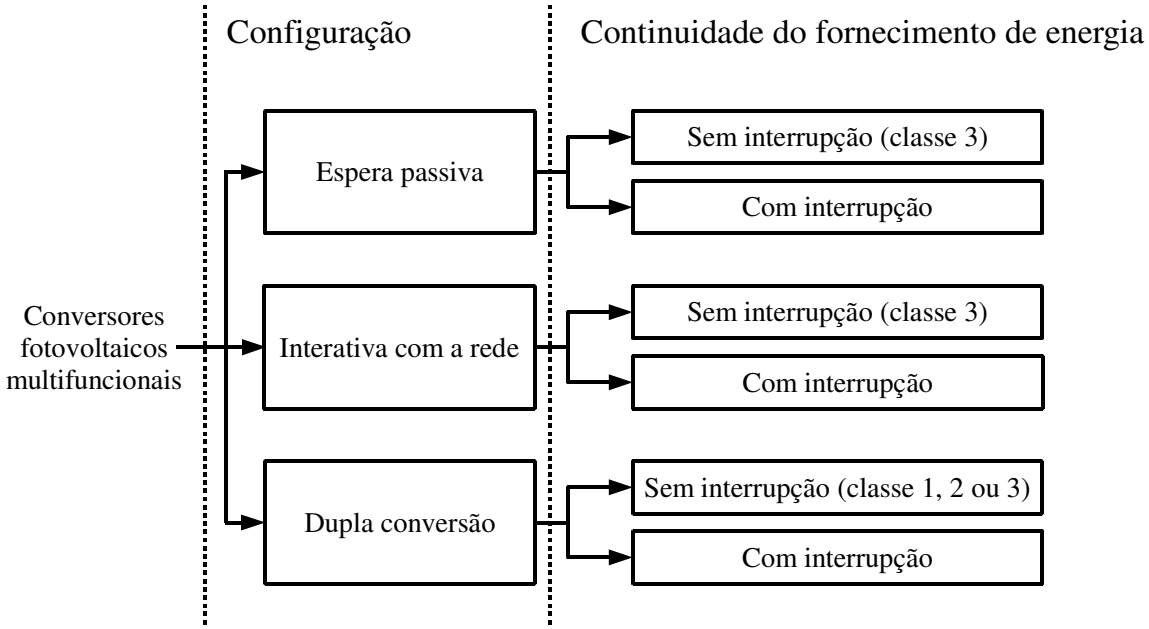
As classes de espera passiva e interativa com a rede apresentam um único conversor CC-CA, o que pode resultar em menor custo. Porém, a interativa com a rede apresenta custo maior, devido à inclusão da impedância/interface de potência. A segurança dessas duas configurações é mais crítica do que a de dupla conversão, pois a rede e a saída para as cargas são separadas unicamente pela chave de desconexão da rede S_1 da Figura 2.1 e da Figura 2.3. A desconexão dessa chave deve ser garantida durante a transferência do modo conectado à rede para modo autônomo.

Caso as configurações interativa com a rede ou de espera passiva necessitem dos requisitos de LVFRT, são sempre classificadas como “com interrupção”. Nesse caso, somente a configuração de dupla conversão pode ser “sem interrupção”.

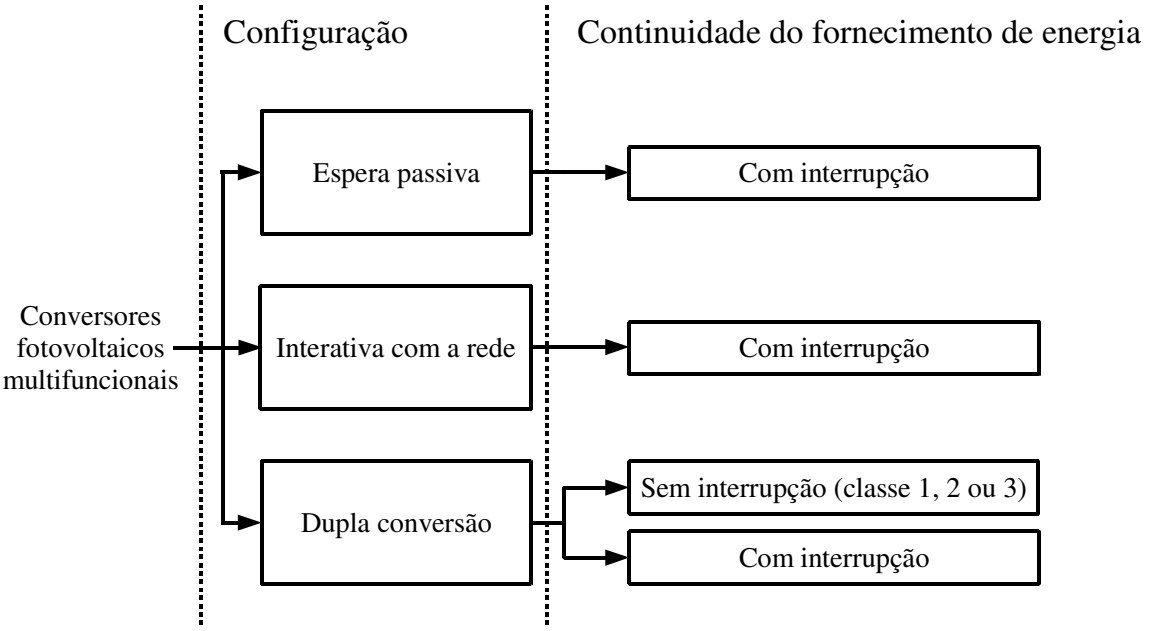
Através da Tabela 2.2, pode-se concluir que a configuração de dupla conversão é a mais adequada quando as cargas necessitam de elevada qualidade de energia. Somente essa configuração pode ser classificada como “sem interrupção” quando os requisitos de LVFRT são obrigatórios. Em aplicações nas quais a qualidade de energia não é crítica ou interrupções momentâneas de fornecimento são toleradas, as configurações de espera passiva e interativa com a rede podem ser mais vantajosas, pois apresentam um único conversor CC-CA (menor custo), além de apresentarem eficiência de conversão superior à de dupla conversão.

Figura 2.6 – Diagrama das classificações de conversores fotovoltaicos multifuncionais quanto à configuração e quanto à continuidade do fornecimento de energia: (a) CFM com P < 6 kW (sem LVFRT); (b) CFM com P ≥ 6 kW (com LVFRT).

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

Tabela 2.2 – Comparação qualitativa das configurações de CFMs.

Característica \ Configuração	**Espera passiva**	**Dupla conversão**	**Interativa com a rede**
Número de conversores CC/CA e CA/CC	1 ou 2	2	1
Impedância / interface de potência adicional	0	0	1
Eficiência da conversão da rede para as cargas	Elevada (1 conversão)	Média (até 2 conversões)	Elevada (1 conversão)
Tensão nas cargas (*grid-tie*)	Dependente da rede (VFD)	Independentes da rede (VFI)	Parcialmente independente (VI)
Frequência (*grid-tie*)			Dependente
Qualidade da energia durante transferências	Impactada[1]	Não impactada	Impactada[1]
Classe de interrupção para P < 6 kW (sem LVFRT)	Com ou sem interrupção	Com ou sem interrupção	Com ou sem interrupção
Classe de interrupção para P ≥ 6 kW (com LVFRT)	Com interrupção	Com ou sem interrupção	Com interrupção
Complexidade do sistema de proteção	Elevada	Reduzida	Elevada

[1] A qualidade da energia durante transferências depende do tipo de chave de desconexão e das estratégias de controle e comando.
Fonte: próprio autor.

A escolha entre a configuração de espera passiva e interativa com a rede depende da necessidade de regulação de tensão das cargas. Se a tensão da rede é estável ou as cargas não necessitam de tensão regulada, pode-se empregar a configuração de espera passiva. Porém, se a tensão da rede é variante ao longo do tempo (instável) e as cargas necessitem de tensão regulada, recomenda-se empregar a configuração interativa com a rede. A partir da análise qualitativa, a Tabela 2.3 apresenta as possíveis aplicações das configurações de CFMs.

Tabela 2.3 – Aplicações das configurações de CFMs.

Classificação		**Aplicações possíveis**
Configuração	**Continuidade do fornecimento**	
Espera passiva	Sem interrupção	- Somente para potência de até 6 kW (sem LVFRT) - Afundamento de tensão momentâneo que não desligue a carga é tolerado[2] - Tensão da rede elétrica é estável ou cargas não necessitam de tensão regulada
	Com interrupção	- Interrupção momentânea é tolerada - Tensão da rede elétrica é estável ou cargas não necessitam de tensão regulada
Interativa com a rede	Sem interrupção	- Somente para potência de até 6 kW (sem LVFRT) - Afundamento de tensão momentâneo que não desligue a carga são tolerado[2] - Tensão da rede elétrica é instável e cargas necessitam de tensão regulada
	Com interrupção	- Interrupção momentânea é tolerada - Tensão da rede elétrica é instável e cargas necessitam de tensão regulada
Dupla conversão	Sem interrupção	- Necessária elevada qualidade de energia - Necessário V e f independentes da rede - Necessária resposta transitória classe 1, 2 ou 3[1]
	Com interrupção	- *By-pass* é empregado para aumentar eficiência

[1] Classes de resposta transitória da IEC 62040-3
[2] A definição da classe "sem interrupção" depende do período máximo de afundamento da tensão que as cargas suportam sem se desligar
Fonte: próprio autor.

2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesse capítulo, foram propostas classificações de CFMs. As classificações foram divididas quanto à configuração dos conversores e quanto à continuidade do fornecimento de energia. Os CFMs foram divididos em três classes quanto à configuração: espera passiva, dupla conversão e interativa com a rede. Também foram divididos em duas classes quanto à continuidade do fornecimento de energia: com interrupção e sem interrupção, sendo que definição exata dessas classes depende da resposta das cargas durante afundamentos momentâneos de tensão. Porém, pode-se considerar que um período de afundamento de

tensão inferior a 10 ms já classifique o CFM como sendo "sem interrupção", pois esse período é tolerado em normas de fontes ininterruptas de energia (classe 3 da IEC 62040-3).

Através das análises realizadas, conclui-se que a escolha das configurações de CFM depende da aplicação. Conclusões relativas a essas configurações:

a) **Dupla conversão**: pode ser classificada como "sem interrupção" independentemente da faixa de potência. A tensão e frequência de alimentação das cargas podem ser independentes e com qualidade superior à da rede. Por esse motivo, possivelmente seu maior uso ocorre em aplicaões onde se necessita elevada confiabilidade, disponibilidade e qualidade de energia, ou onde a rede apresenta reduzida qualidade de energia. Vislumbram-se potenciais de aplicações em hospitais e *data-centers*, que já utilizam UPS e podem agregar a função de geração de energia fotovoltaica, em aplicações rurais onde a qualidade da energia é precária, e em ambientes eletromagnéticos classe 1 (IEC 61000-2-4), em que os equipamentos apresentam compatibilidade inferior à da rede;
b) **Espera passiva**: embora possa apresentar requisitos de segurança mais complexos do que a configuração de dupla conversão, pode apresentar custo menor se apresentar um único CC-CA. Se a transferência entre modos de operação for rápida (< 10 ms), essa configuração pode ser classificada como "sem interrupção" somente se requisitos de LVFRT não forem obrigatórios. Caso contrário, é necessário submeter as cargas a afundamentos de tensão de até 200 ms, o que caracteriza a classe "com interrupção". Acredita-se que essa configuração com conversor CC-CA único se consolidará como a mais adotada para aplicações gerais, tais como residências, comércio e indústrias em que qualidade de energia elevada e ausência de interrupção não são relevantes;
c) **Interativa com a rede**: apresenta menor custo do que a de dupla conversão, porém pode apresentar custo maior do que a de espera passiva, devido à impedância/interface de potência adicional. Permite a regulação da tensão das cargas, dentro de certos limites. Acredita-se que essa configuração possa ser adotada para locais que não necessitem da confiabilidade obtida pela configuração de dupla conversão, mas as cargas necessitem de regulação da tensão. Um possível local de aplicação são consumidores rurais cuja impedância da rede de distribuição é elevada, tornando a tensão muito dependente da potência.

3 RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS RELACIONADAS À COMPATIBILIDADE COM A REDE E COM AS CARGAS PARA CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

A partir dos requisitos listados na Seção 1.2 são analisadas as questões mais relevantes dos CFMs associadas à compatibilidade e suporte à rede, compatibilidade com as cargas, bem como algumas questões sobre segurança e proteção relacionadas à rede. A partir disso, recomendações técnicas são propostas com base em normas brasileiras e, na ausência dessas, normas internacionais da IEC, da qual o Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações da ABNT é membro pleno e cujas normas são adotadas como base para as nacionais.

As questões apresentadas são também válidas se o conversor não apresentar armazenamento de energia por baterias. Nesse caso, as cargas devem tolerar a energia fotovoltaica intermitente durante o modo autônomo, como sistemas de bombeamento de água e sistemas térmicos com elevada constante de tempo.

3.1 COMPATIBILIDADE COM A REDE EM MODO INVERSOR GRID-TIE

No modo que opera como inversor *grid-tie*, o CFM deve fornecer corrente senoidal sincronizada com a tensão da rede. Recomenda-se que o CFM apresente os mesmos requisitos de um inversor fotovoltaico conectado à rede convencional, descritos na NBR 16149. Nessa norma, a regulação da tensão da rede e compensação de harmônicos não é permitida. Outros requisitos apresentados na Seção 1.2.3 são obrigatórios na NBR 16149 em função da potência do inversor. Os principais requisitos dessa norma são:

a) **Distorção harmônica e limites de harmônicos da corrente**: apresentados na Tabela do Anexo A. Recomenda-se realizar esse ensaio com carga nula conectada à saída do CFM;
b) **Limites de corrente contínua injetada na rede**: apresentados na Tabela do Anexo A. Recomenda-se realizar esse ensaio com carga nula conectada à saída do CFM;
c) **Limites de fator de potência**: por padrão, o fator de potência mínimo é de 0,98 indutivo ou capacitivo. Recomenda-se realizar esse ensaio com carga nula conectada à saída do CFM;

d) **Curva de fator de potência em função da potência injetada na rede**: a NBR 16149 estabelece que inversores de potência superior a 3 kW devem poder ajustar seu fator de potência (indutivo ou capacitivo) quando a tensão da rede for superior a 104% da nominal. Além disso, inversores com potência superior a 6 kW devem permitir injetar potência reativa fixa e apresentarem controle externo da potência ativa/reativa;

e) **Modulação da potência ativa do inversor em função da frequência da rede**: a redução da potência ativa em caso de sobrefrequência é obrigatória na NBR 16149 com a finalidade de auxiliar na estabilidade da rede elétrica;

f) **LVFRT**: esses requisitos são exigidos pela NBR 16149 para inversores de potência superior a 6 kW;

g) **Controle externo**: inversores com potência superior a 6 kW devem possibilitar controle externo para desconexão da rede e controle da potência ativa e reativa.

Em relação à emissão eletromagnética, é importante que os CFMs atendam à norma NBR IEC/CISPR (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b) correspondente a sua aplicação, para evitar interferência em outros equipamentos do local de instalação. Porém, atualmente não existe exigência do INMETRO para aplicações relacionadas a conversores fotovoltaicos multifuncionais.

Os requisitos da NBR 16149 relacionados à segurança da rede são:

a) **Desconexão da rede em caso de condições anormais de tensão ou frequência**: o inversor deve desconectar em situações de sobre e subtensão, além de situações de sobre e subfrequência;

b) **Desconexão em caso de ilhamento não-intencional**: o inversor deve desconectar em caso de ilhamento não-intencional. O Anexo A.2 apresenta ensaios que o inversor deve passar para garantir o atendimento a esse requisito;

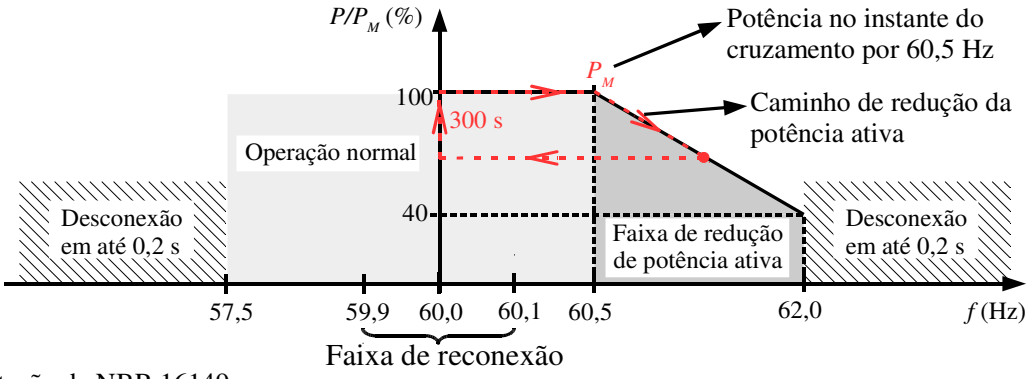
c) **Tempo mínimo de reconexão após retorno das condições normais da rede**: após o retorno de condições normais da rede, o inversor deve fornecer energia à rede somente após um período de 30 s a 300 s. Esse período é especificado de acordo com as condições locais da rede.

A desconexão da rede de CFMs deve ser definida como a desconexão da chave S_1 das configurações (Figuras 2.1, 2.2 e 2.3). Nas configurações com chave externa para desconexão da rede (Figuras 2.1(c) e 2.3(c), por exemplo), o CFM e a chave externa devem atuar em conjunto.

Na Figura 3.1, os requisitos de desconexão em função da frequência foram agrupados com os requisitos de modulação da potência ativa em situações de sobrefrequência. Se a frequência da rede torna-se inferior a 57,5 Hz ou superior a 62 Hz, o inversor deve desconectar em até 0,2 s. Acima de 60,5 Hz, há uma faixa de redução da potência ativa. A potência P_M é a potência ativa no instante em que a frequência da rede ultrapassa 60,5 Hz. De 60,5 Hz a 62 Hz, deve-se reduzir a potência ativa injetada na rede como uma fração de P_M, até o mínimo de $40\% \cdot P_M$. Para aumentar novamente a potência, a frequência da rede deve permanecer durante 300 s na frequência de 60 ± 0,05 Hz.

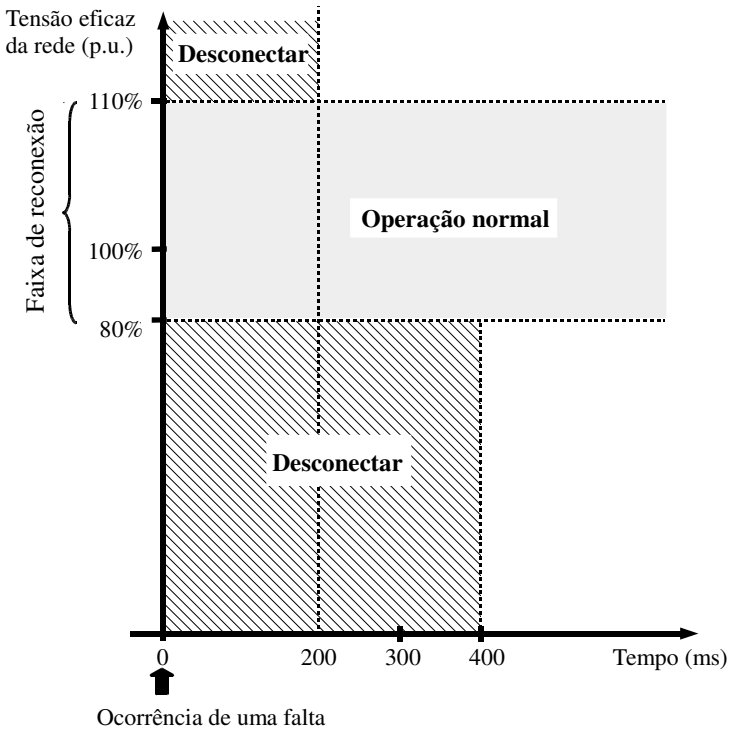
Os requisitos de desconexão da rede em condições de sub e sobretensão, LVFRT e curva-padrão do fator de potência foram agrupados na Figura 3.2, para inversores de até 3 kW, na Figura 3.3, para inversores de potência igual ou superior a 3 kW e inferior a 6 kW e na Figura 3.4, para inversores de potência igual ou superior a 6 kW. A curva do fator de potência é obrigatória para inversores com potência ativa igual ou superior a 3 kW, enquanto os requisitos de LVFRT são obrigatórios para inversores com potência ativa igual ou superior a 6 kW.

Figura 3.1 - Requisitos da NBR 16149 relacionados à frequência da rede.



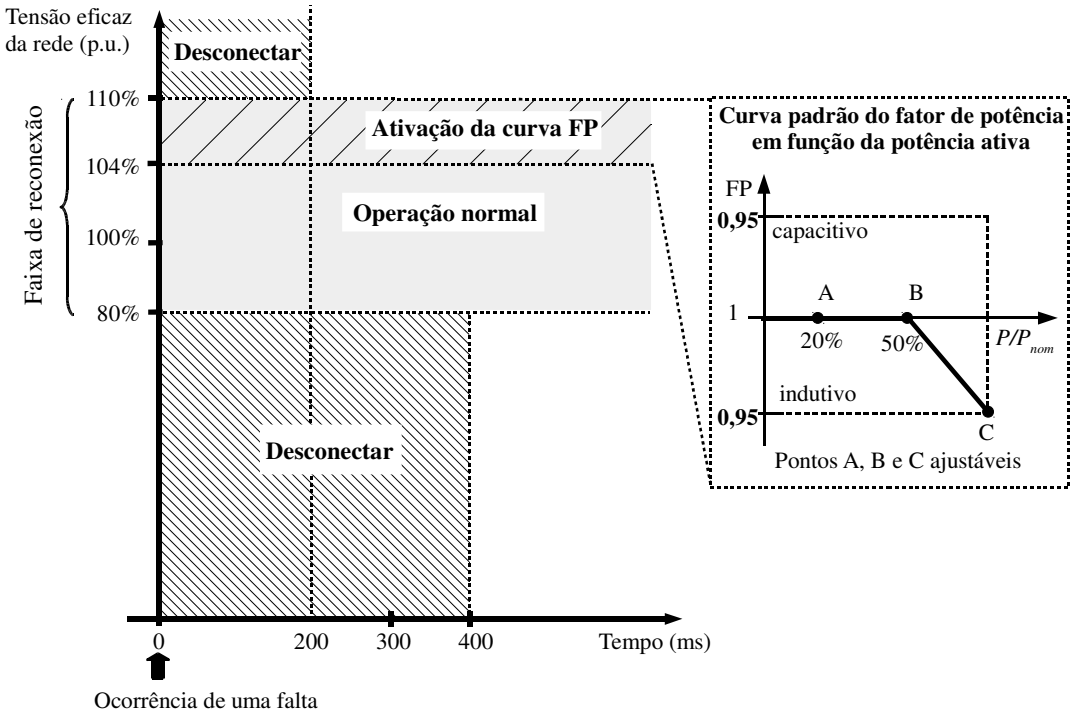
Fonte: adaptação da NBR 16149.

Figura 3.2 – Requisitos relacionados à tensão eficaz da rede para inversores de potência ativa inferior a 3 kW.



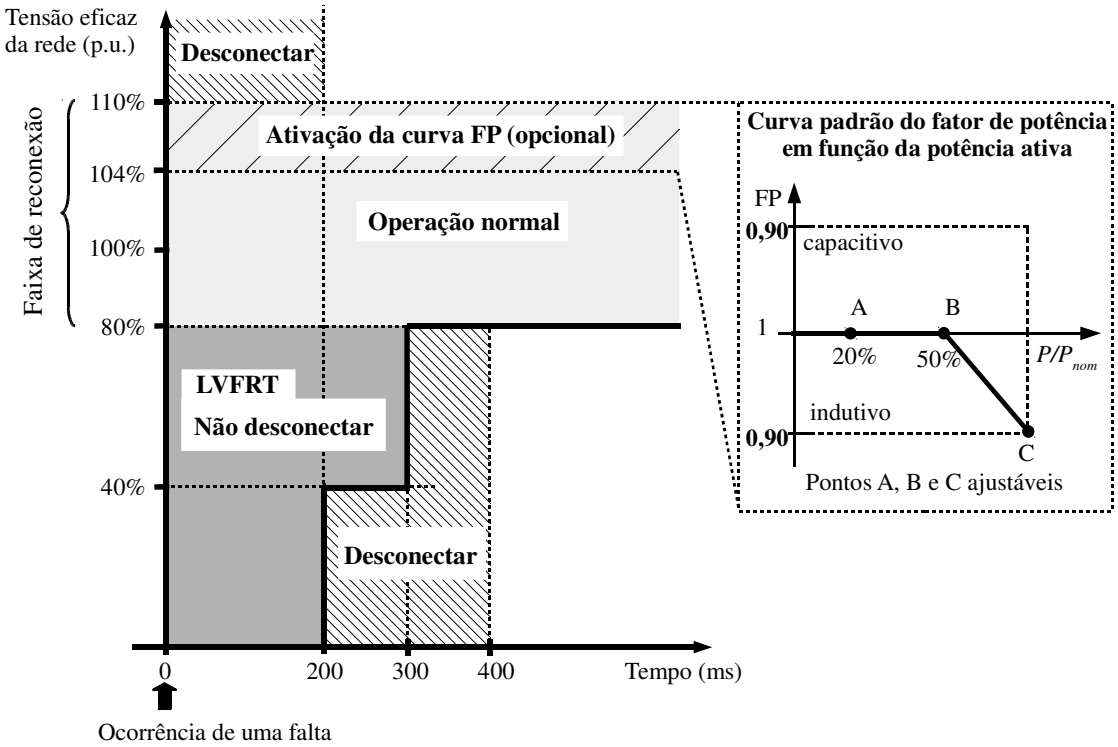
Fonte: adaptação da NBR 16149.

Figura 3.3 – Requisitos relacionados à tensão eficaz da rede para inversores de potência ativa igual ou superior a 3 kW e inferior a 6 kW.



Fonte: adaptação da NBR 16149.

Figura 3.4 – Requisitos relacionados à tensão eficaz da rede para inversores de potência ativa igual ou superior a 6 kW.



Fonte: adaptação da NBR 16149.

3.2 COMPATIBILIDADE COM A REDE EM MODO RETIFICADOR GRID-TIE

No modo retificador *grid-tie*, o conversor multifuncional obtém energia da rede para carregar o banco de baterias. A corrente de entrada pode ser controlada para obter elevado fator de potência, ou não controlada em caso de retificador não controlado.

É recomendável que o inversor em modo retificador *grid-tie* atenda às exigências da série IEC 61000-3 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2014) em relação a limites de harmônicos, e apresente elevado fator de potência. Entretanto, atualmente não existem no Brasil requisitos para retificadores de uso geral.

A norma NBR 16149 não se aplica para o modo retificador *grid-tie*. Portanto, CFMs podem operar nesse modo mesmo em caso de condições anormais de tensão e frequência da rede. Além disso, o período mínimo para reconexão com a rede (30 s a 300 s) vigente na NBR 16149 é válido somente para inversores conectados à rede, e não para retificadores. Assim, podem-se agregar funções às configurações de CFMs sem infringir as normas vigentes, da seguinte maneira:

a) **Configuração de espera passiva com retificador para carga das baterias** (Figura 2.1(a)): o retificador na entrada da rede pode operar mesmo em caso de

condições anormais de tensão e frequência da rede. Após retorno das condições normais da rede, duas possibilidades de reconexão podem ser escolhidas:

- *Possibilidade 1*: desligar o conversor CC-CA conectado às cargas e imediatamente fechar a chave S_1 para que as cargas sejam alimentadas pela rede. O conversor CC-CA pode ser religado em modo inversor *grid-tie* somente após o período mínimo de reconexão da NBR 16149;
- *Possibilidade 2*: deixar a chave S_1 aberta até a finalização do período de reconexão. Após esse período, fechar a chave S_1 e imediatamente mudar o modo de operação do inversor para *grid-tie*.

b) **Configuração de espera passiva com conversor CC-CA único** (Figura 2.1(b) e (c)): é importante que a chave de desconexão da rede S_1 permaneça desligada durante condições anormais da rede, para que as cargas não sejam alimentadas com tensão inadequada. Essa questão é melhor abordada na Seção 3.3.2. Porém, o conversor CC-CA pode operar em modo retificador *grid-tie* imediatamente após o retorno das condições normais de tensão e frequência da rede (NBR 16149). Para mudar para o modo inversor *grid-tie*, é necessário aguardar o período mínimo de reconexão;

c) **Configuração de dupla conversão** (Figura 2.2): o conversor CC-CA bidirecional na entrada da rede pode operar em modo retificador *grid-tie* mesmo em caso de condições anormais de tensão e frequência da rede. Para mudar para o modo inversor *grid-tie*, é necessário aguardar o período mínimo de reconexão após o restabelecimento das condições normais;

a) **Configuração interativa com a rede** (Figura 2.3): é importante que a chave de desconexão da rede S_1 permaneça desligada se a tensão da rede estiver em uma faixa de frequência inadequada. Porém, dentro de certos limites, é possível conectar na rede operando como retificador *grid-tie* mesmo em caso de condições anormais de tensão, pois o equipamento pode regular a tensão de alimentação das cargas. Para que o conversor CC-CA opere como inversor, é necessário aguardar o período mínimo de reconexão após o restabelecimento das condições normais.

3.3 COMPATIBILIDADE COM AS CARGAS EM MODO AUTÔNOMO

Durante operação autônoma nas configurações interativa com a rede e espera passiva ou durante operação normal da configuração de dupla conversão, o conversor deve fornecer

tensão às cargas com uma qualidade de energia mínima. Como conversores fotovoltaicos multifuncionais podem ser empregados para uso geral (iluminação, motores elétricos, cargas eletrônicas), é importante que forneçam tensão senoidal com características similares às da rede elétrica. As recomendações técnicas relacionadas à compatibilidade com as cargas são aqui divididas em: i) qualidade da energia; ii) faixa de tensão e frequência; e iii) resposta transitória a degraus de carga e transferências.

3.3.1 Qualidade da energia

A IEC 62040-3 apresenta requisitos de distorção harmônica da tensão fornecida por UPSs. No Brasil, pode-se utilizar para modo *off-grid* os limites do PRODIST ou da IEC 62040-3 sem conflito com normas vigentes no Brasil. Essas especificações são dadas por:

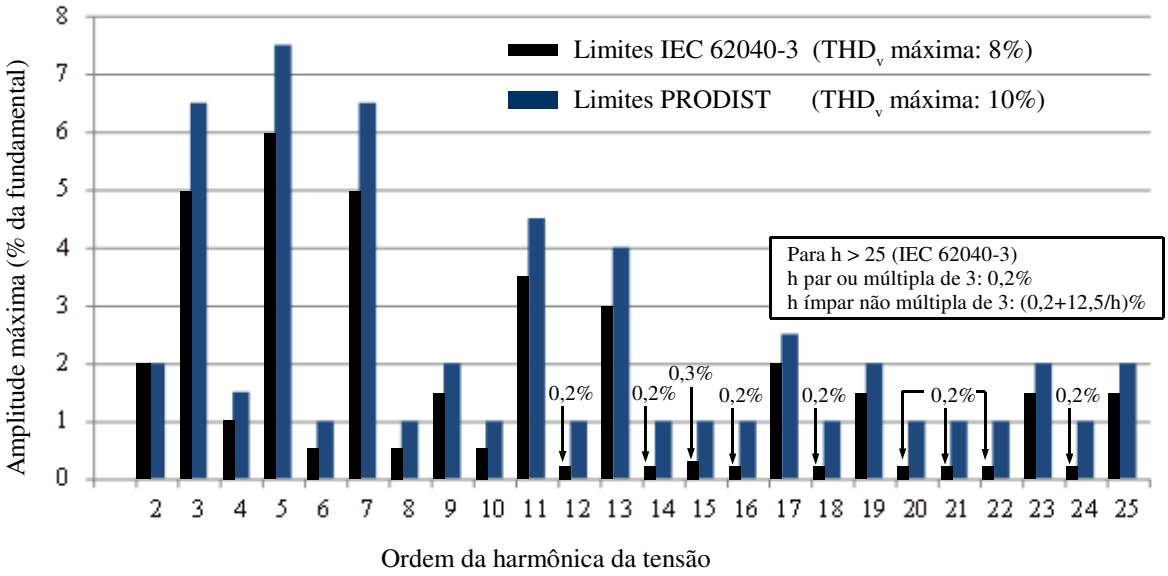
a) **Distorção harmônica total da tensão (THD_v)**: 10% (PRODIST) e 8% (IEC 6204-3);
b) **Limites de harmônicas individuais**: tabeladas no PRODIST até a 25ª harmônica. A IEC 62040-3 apresenta limites até a 40ª harmônica. Na Figura 3.5 são apresentados os limites dessas duas normas.

De acordo com a NBR 15204, os limites de distorção harmônica e harmônicas individuais devem ser medidos para diferentes cargas: sem carga, com carga resistiva, carga indutiva, carga capacitiva e a carga não-linear (Anexo B.1) (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2005). Para a IEC 62040-3, o inversor é classificado como de onda senoidal somente se os limites de distorção harmônica e harmônicas individuais são respeitados para todas essas condições de carga. Usualmente, o ensaio que resulta na maior THD e harmônicas da tensão é com a carga não-linear de referência (Anexo B.1) de potência aparente igual à nominal do CFM (S = 100% S_{nom}). Assim, recomenda-se ensaiar o CFM para essa condição de carga.

O nível de tensão CC é outro requisito importante para que transformadores e máquinas elétricas funcionem adequadamente. Pode-se considerar o limite de nível de tensão CC da IEC 62040-3, que é de 0,1% da tensão eficaz nominal. Uma tensão CC superior a esse limite é admitida durante um período máximo de 10 s.

Em relação à emissão eletromagnética durante modo autônomo, não há exigência atual no Brasil. Contudo, podem-se adotar os limites das normas NBR IEC/CISPR (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2013b) caso necessário.

Figura 3.5 – Limites de amplitude de harmônica da tensão e distorção harmônica total em porcentagem da tensão fundamental (PRODIST e IEC 62040-3)



Fontes: IEC 62040-3 e PRODIST

3.3.2 Faixas de frequência e tensão

A frequência e a tensão nominal de alimentação das cargas em modo *off-grid* devem ser iguais às do modo inversor *grid-tie*. Contudo, deve-se adotar uma faixa de tensão e frequência que o CFM pode operar durante esses modos de operação. Algumas normas podem ser analisadas para isso: a IEC 62040-3 (UPS), a série IEC 61000-4 (compatibilidade das cargas), o PRODIST e a NBR 16149.

3.3.2.1 Faixa de frequência

A IEC 62040-3 não especifica a faixa de frequência que a UPS deve operar. A IEC 61000-4-28 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999d) apresenta 4 níveis de ensaios de variação de frequência para equipamentos (cargas) gerais:

a) Nível 1: nenhuma variação de frequências é requerida. Para equipamentos especificados para o ambiente classe 1 da norma IEC 61000-2-4 (ver seção 2.2.1.1);
b) Nível 2: variação de frequências de ±3% durante 10 s, para ambiente classe 2 da norma IEC 61000-2-4 (seção 2.2.1.1);

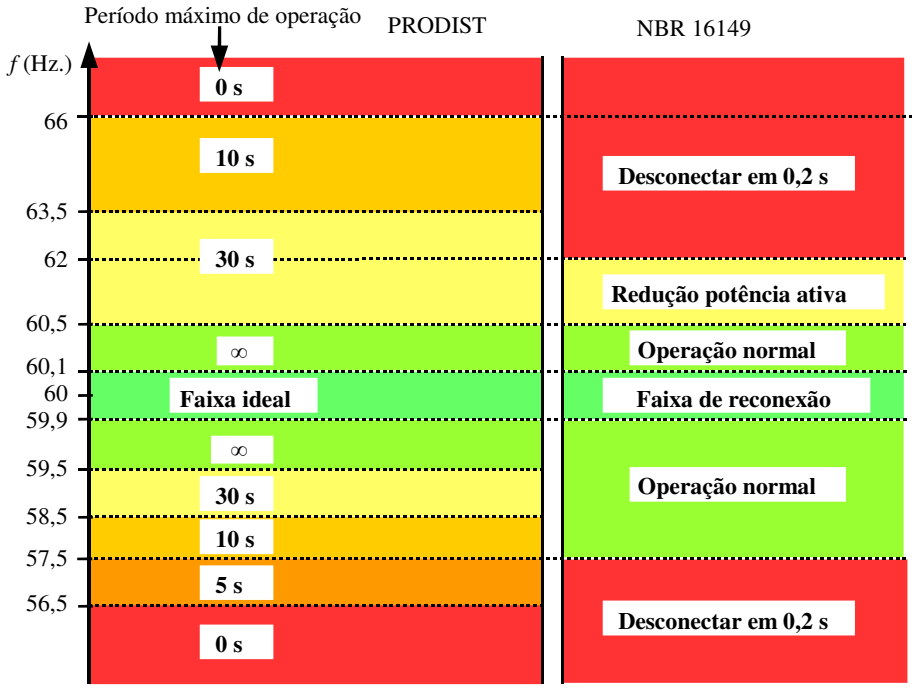
c) Nível 3: variação de frequências de +4% e -6% durante 10 s, para equipamentos cujo mau funcionamento é crítico para alguma aplicação específica, em sistemas conectados à rede;

d) Nível 4: variação de frequências de ±15% durante 1 s, para equipamentos cujo mau funcionamento é crítico para alguma aplicação específica, em sistemas autônomos.

Os equipamentos são ensaiados para as variações de frequência de acordo com os ensaios especificados na IEC 61000-4-28. Essa norma não obriga que os equipamentos devam operar adequadamente sob essas variações de frequências, mas somente classifica os equipamentos de acordo com os resultados A, B, C e D mostrados na seção 2.2.1.1. Por esse motivo, não é possível determinar a faixa de frequências do CFM de acordo com essa norma. Porém, pode-se concluir que cargas usuais para aplicação residencial (ambiente classe 2) devem ser submetidas ao ensaio de nível 2, cuja variação de frequência é de 58,2 a 61,8 Hz. Se as cargas utilizadas no sistema apresentam o resultado A, então essa faixa de frequências é compatível para a operação normal de todas as cargas.

O PRODIST regulamenta a faixa de frequências que as distribuidoras de energia devem respeitar, enquanto a NBR 16149 apresenta as frequências em que um inversor fotovoltaico deve desconectar ou operar no modo de redução de potência ativa. As faixas de frequências dessas duas normas são mostradas na Figura 3.6.

Figura 3.6 – Faixas de frequência do PRODIST em comparação com NBR 16149



Fontes: PRODIST e NBR 16149.

Verifica-se que a NBR 16149 determina a operação conectada à rede na faixa de 57,5 Hz a 62,0 Hz, sendo que no PRODIST é permitida a operação da rede por um período máximo de 10 s. A escolha da faixa de frequências depende da compatibilidade das cargas e da configuração do CFM. Podem-se considerar as seguintes questões relacionadas à faixa de frequência e configurações de CFMs:

a) **Configurações de espera passiva e interativa com a rede**: a frequência da alimentação das cargas é dependente da frequência da rede. Considerando que o CFM deva desconectar da rede de acordo com a faixa de frequências da NBR 16149, recomenda-se que o CFM opere dentro dessa faixa de frequências durante modo *off-grid* para maximizar a geração de energia fotovoltaica.

   Verifica-se que a faixa de frequências da NBR 16149 (57,5 a 62 Hz) é mais larga do que a faixa ideal do PRODIST. Se algum equipamento conectado ao CFM necessitar de uma faixa de frequências mais estreita, o CFM pode desconectar da rede de acordo com a faixa de frequências tolerada por esse equipamento. Porém, nesses casos especiais, recomenda-se o uso de um CFM de dupla conversão, cuja frequência é independente da rede elétrica;

b) **Configuração de dupla conversão**: a frequência de alimentação das cargas pode ser independente da frequência da rede. Pode-se assim adotar uma faixa de frequências estreita, como a faixa ideal do PRODIST (59,9 a 60,1 Hz).

3.3.2.2 Faixa de tensão em regime permanente

A faixa de tensão em regime permanente pode ser analisada a partir de todas as normas citadas anteriormente. Algumas questões sobre as normas:

a) IEC 62040-3: a faixa de tensão em regime permanente que uma UPS deve operar é apresentada na Figura 2.4. Para as classes 1 e 2 de resposta transitória de UPSs, tolera-se a variação de tensão eficaz de ±10% em torno da nominal. Para a classe 3, tolera-se a variação de -20% a +10% em torno da nominal;

b) IEC 61000-4-14 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 1999e): apresenta ensaios de flutuação de tensão que equipamentos devem suportar para serem classificados nos resultados A, B, C ou D (seção 2.2.1.1). Todos os ensaios iniciam com tensão de ± 10% da nominal. Assim, essa faixa de tensão deve ser suportada pelos equipamentos que apresentam resultado A;

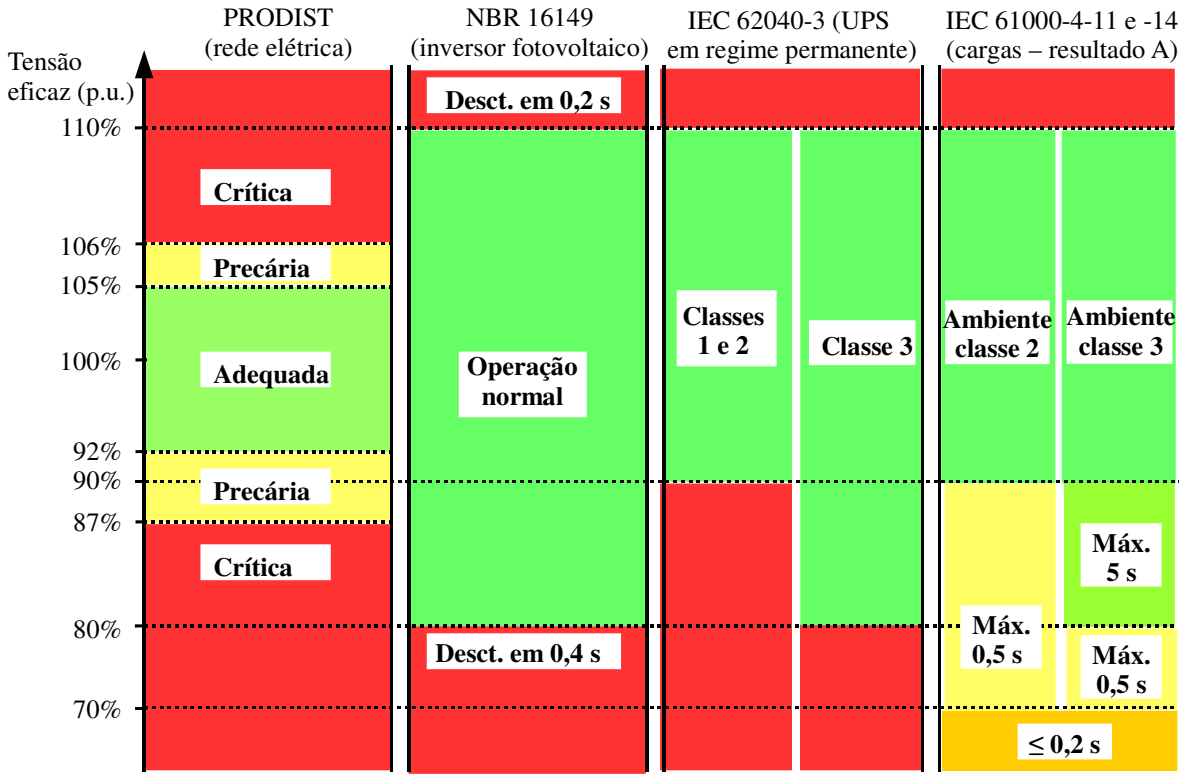
c) IEC 61000-4-11: descreve ensaios de afundamentos de tensão temporários que as cargas devem suportar, em função de sua classe de ambiente (ambiente classe 1, 2 ou 3 da seção 2.2.1.1). Equipamentos para ambiente classe 2 (residenciais) devem suportar 70% da tensão nominal durante 0,5 s operando normalmente para serem classificados pelo resultado A;

a) PRODIST: apresenta a faixa de tensão adequada de 92% a 105% da nominal que as distribuidoras devem fornecer no ponto de conexão com a unidade consumidora;

b) NBR 16149: o inversor fotovoltaico opera conectado à rede com tensão de 80% a 110% da nominal, considerados críticos no PRODIST.

A Figura 3.7 compara as faixas de tensão do PRODIST, da NBR 16149, da IEC 62040-3 e as normas da série IEC 61000-4.

Figura 3.7 - Faixas de tensão de operação da rede do PRODIST em comparação com da NBR 16149, IEC 62040-3 e IEC 61000-4-11(e -14)



Fontes: PRODIST, NBR 16149, IEC 62040-3, IEC 61000-4-11 e IEC 61000-4-14.

Observando as faixas de tensão das normas, verifica-se que a tensão máxima não é superior a 110% da nominal em nenhuma norma. A escolha da faixa de tensão depende da

aplicação, compatibilidade das cargas e da configuração do CFM. As seguintes recomendações são propostas em função das configurações de CFMs:

a) **Configuração de espera passiva (VFD)**: uma vez que a tensão das cargas é dependente da tensão da rede, recomenda-se considerar a faixa de tensão da NBR 16149 (80% a 110% p.u.), que é igual à tensão de regime permanente da classe 3 da IEC 62040-3. Dessa forma, o CFM pode desconectar da rede de acordo com os limites dessa norma. Porém, se algum equipamento não suporta essa faixa de tensão, então é possível desconectar da rede com uma faixa mais estreita do que a da NBR 16149, o que não é proibido por essa norma. Entretanto, essa alternativa pode ocasionar ciclos de desconexão/reconexão do CFM: se a impedância da rede é elevada e o CFM estiver operando com potência elevada, a operação normal do CFM pode ocasionar uma queda de tensão na rede que resulta em sua própria desconexão. Assim que o CFM se desconecta da rede, a tensão retorna aos limites permitidos e o CFM inicia um processo de reconexão. Logo após reconectar, a tensão da rede ultrapassa os limites permitidos devido à potência injetada/absorvida, reiniciando o ciclo de desconexão/reconexão;
b) **Configuração interativa com a rede (VI):** para essa configuração, a amplitude da tensão de alimentação das cargas pode ser independente da tensão da rede, dentro dos limites de queda de tensão da impedância ou interface de potência da Figura 2.3. Pode-se, por exemplo, alimentar as cargas com a faixa adequada do PRODIST ou classes 1 ou 2 da IEC 62040-3, e o CFM desconectar da rede de acordo com a faixa da NBR 16149, tornando a tensão de saída compatível com mais equipamentos do que a tensão gerada pela configuração de espera passiva. Porém, se o CFM é classificado na classe 3 da IEC 62040-3, pode-se adotar a faixa dessa classe para operação em regime permanente, desde que todas as cargas sejam compatíveis;
c) **Configuração de dupla conversão (VFI):** a alimentação das cargas é independente da rede. Essa configuração pode ser empregada para equipamentos especiais que demandam qualidade de energia superior à da rede. Assim, pode-se adotar a faixa de tensão adequada do PRODIST ou da classe 1 da IEC 62040-3 para alimentação das cargas independentemente da faixa de desconexão da rede (NBR 16149).

A Tabela 3.1 apresenta o resumo das recomendações das faixas de frequência e tensão em função da configuração do CFM.

Tabela 3.1 – Faixas de tensão e frequência recomendadas para cada configuração

	Faixa de frequência	**Faixa de tensão**
Espera passiva (VFD)	57,5 – 62 Hz (NBR 16149)	80% – 110% p.u (NBR 16149 ou IEC 62040-3 – classe 3)
Interativa com rede (VI)	57,5 – 62 Hz (NBR 16149)	92% – 105% p.u (PRODIST – faixa adequada) ou 90% – 110% p.u. (IEC 62040-3 – classe 1/2) ou 80% – 110% p.u. (IEC 62040-3 – classe 3)
Dupla conversão (VFI)	59,9 – 60,1 Hz[1] (PRODIST - ideal)	92% – 105% p.u (PRODIST – faixa adequada) ou 90% – 110% p.u. (IEC 62040-3 – classe 1/2)[1]

[1] A configuração de dupla conversão permite a adoção de qualquer faixa de tensão e frequência em função da aplicação e compatibilidade das cargas.
Fonte: próprio autor.

3.3.3 Resposta transitória a degraus de carga e transferências

É importante que o conversor fotovoltaico multifuncional apresente resposta transitória satisfatória para evitar distúrbios de tensão prejudiciais às cargas. Transitórios podem ocorrer após degraus de carga ou transferência entre modos de operação.

Sobretensões excessivas durante os transitórios podem causar danos às cargas, por isso devem ser sempre evitadas. Entretanto, é necessária a rejeição a subtensões ou afundamentos momentâneos de tensão somente se o conversor fotovoltaico multifuncional for da classe sem interrupção de fornecimento de tensão (Figura 2.4 da Seção 2.2.1). Se for da classe com interrupção (Seção 2.2.2), afundamentos momentâneos são tolerados. Assim, recomendam-se os seguintes limites de sub e sobretensão:

a) **Classe "com interrupção"**:
   - ***Limites de sobretensão*:** pode-se adotar o limite das classes 2 e 3 da IEC 62040-3, que é uma sobre-elevação de 100% da tensão nominal em até 1 ms após o início do transitório. Porém, recomenda-se adotar preferencialmente os limites da classe 1 dessa norma (sobre-elevação de 30% da tensão nominal durante até 5 ms), a fim de tornar a alimentação compatível com uma maior quantidade de cargas;
   - ***Limites de subtensão*:** interrupções momentâneas são toleradas durante transferências entre modos de operação, ou seja, o CFM não opera como fonte ininterrupta de energia. Assim, as classes da IEC 62040-3 não são aplicadas.

b) **Classe "sem interrupção"**:

- ***Limites de sobretensão***: mesmos limites considerados para a classe "com interrupção";
- ***Limites de subtensão***: podem-se adotar os limites das classes 3 da IEC 62040-3 para as configurações de espera passiva e interativa com a rede. Para a configuração de dupla conversão, podem-se adotar os limites das classes 1 ou 2 da IEC 62040-3, uma vez que a alimentação das cargas pode ser indiferente às transferências entre modos de operação.

Baseando-se nos ensaios da IEC 62040-3, recomenda-se que o CFM atenda aos critérios acima (classes da IEC 62040-3) nos seguintes ensaios:

a) Em modo autônomo, realizar os ensaios de degrau de carga não-linear, mostrados no Anexo B.2. A carga não-linear de referência é mostrada no Anexo B.1. Os seguintes ensaios são realizados para CFM com potência aparente, igual ou inferior a 4 kVA:
   - Inicializar o sistema com a carga 1 ($S = 25\%S_{nom}$). No pico da tensão (ângulo de 90°), **conectar** a carga 2 ($S = 75\%S_{nom}$). A partir desse instante, calcular o erro eficaz da tensão, de acordo com a Seção 2.2.1.2;
   - Inicializar o sistema com as cargas 1 e 2 ($S = 100\%S_{nom}$). No pico da tensão (ângulo de 90°), **desconectar** a carga 2 ($S = 75\%S_{nom}$). Calcular o erro eficaz da tensão a partir desse momento.
b) Transferências de modo conectado à rede para autônomo empregando carga resistiva com potência igual à potência nominal do CFM, como mostrado no Anexo B.3. São realizados dois ensaios, que aplicam curto-circuito na rede elétrica nos seguintes instantes:
   - No cruzamento por zero da tensão da rede (ângulo de 0°). Calcular o erro eficaz da tensão a partir desse momento;
   - No pico da tensão da rede (ângulo de 90°). Calcular o erro eficaz da tensão a partir desse momento.
c) Transferência de modo autônomo para conectado à rede: empregando carga resistiva linear (Anexo B.3), analisar o erro da tensão durante comutação de modo autônomo para conectado à rede.

3.3.4 Outras funções de CFMs

As faixas de tensão e frequência discutidas na Seção 3.3.2 podem servir a funções adicionais dos CFMs. A frequência ou a tensão gerada pelo CFM podem servir como variáveis de controle, desde que dentro das faixas permitidas. O CFM pode formar uma nano/microrrede *off-grid* com controle por inclinação (*droop*) de frequência e tensão, a fim de compartilhar a potência ativa e reativa com outros geradores ou inversores conectados em paralelo (VASQUEZ et al., 2009). Essa solução já é comercialmente empregada no Sunny Island da SMA (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2014), que utiliza controle *droop* de frequência para controlar a potência ativa e *droop* de tensão para controlar a potência reativa de geradores síncronos conectados à nanorrede formada pelo CFM. O uso de controle *droop* possui as seguintes restrições:

a) as faixas de frequência e/ou tensão devem ser suficientemente largas para permitir o controle dos equipamentos conectados à nanorrede;
b) todos os equipamentos (cargas e geradores) devem ser compatíveis com essas faixas de frequência e/ou tensão adotadas;
c) os geradores ou inversores conectados em paralalelo na rede devem responder ao controle *droop* adequadamente. Em (SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, 2014), são apresentadas as restrições para uso de gerador síncrono conectado à nanorrede.

A condição (c) não é atendida se um inversor fotovoltaico convencional é conectado à nanorrede, que opera de acordo a NBR 16149, mas que não responde ao *droop*. Quando o CFM se desconecta da rede, um excedente de potência desse inversor pode ocasionar a sua desconexão da nanorrede por sobretensão. Ao desconectar, a tensão da nanorrede é normalizada, o que provoca a reconexão desse inversor, criando um ciclo de desconexão/reconexão. A norma VDE-AR-E 2510 apresenta uma solução para permitir a conexão desses inversores em uma nanorrede formada por um CFM e, ao mesmo tempo, evitar o problema das desconexões/reconexões cíclicas juntamente com as sobretensões. O seguinte procedimento é seguido pela VDE-AR-E 2510:

a) Ao desconectar da rede e iniciar operação em modo autônomo, o CFM deve elevar momentaneamente a frequência para 62 Hz. Dessa maneira, os inversores fotovoltaicos não compatíveis desconectam em até 0,2 s (NBR 16149);
b) Em modo autônomo, operar em regime permanente com uma leve sobrefrequência (60,1 Hz a 60,5 Hz), de modo que os inversores não compatíveis não se reconectem à nanorrede do CFM.

As funções de controle por inclinação (*droop*) e desconexão de inversores podem ser agregadas aos CFMs de modo a permitir a geração de nanorredes com vários conversores e geradores. Dessa forma, pode-se aumentar a disponibilidade de energia no sistema com uma diversidade de fontes.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram propostas recomendações técnicas de compatibilidade com a rede e com as cargas aplicados a conversores fotovoltaicos multifuncionais. As principais contribuições foram:

a) analisar diversas normas para contribuir com o desenvolvimento de requisitos para CFMs;
b) comparar as faixas de tensão e frequência de várias normas, propondo recomendações técnicas para cada configuração de CFM;
c) propor o emprego das classes da IEC 62040-3 para avaliar a resposta transitória de conversores fotovoltaicos multifuncionais sob degraus de carga e em mudanças de modos de operação.

4 RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS DE SEGURANÇA APLICADAS A CONVERSORES FOTOVOLTAICOS MULTIFUNCIONAIS

4.1 INTRODUÇÃO

A segurança de conversores fotovoltaicos multifuncionais abrange questões relacionadas à rede (desconexão por sobre/sub tensão, sobre/sub frequência, anti-ilhamento) e segurança do sistema para não oferecer risco ao usuário e perdas materiais. A segurança da rede é tratada nas normas NBR 16149 e na NBR IEC 62116. Em relação à segurança do equipamento, podem-se considerar as normas de UPS e de inversores fotovoltaicos conectados à rede, listadas na Seção 1.2.7. Neste capítulo, serão tratados somente as questões de proteção contra choque elétrico e proteção contra falha simples. Baseando-se nas normas IEC 62109-1, IEC 62109-2, IEC TS 62548, NBR 5410 e VDR-AR-E 2510-2, são propostas recomendações técnicas de segurança aplicadas a conversores fotovoltaicos multifuncionais. Por fim, algumas soluções para contingenciamento de faltas relacionadas à corrente residual são propostas. Resultados experimentais obtidos com o CFM sem transformador apresentado no Apêndice A.1 contribuem com a demonstração dessas propostas.

4.2 CORRENTE DE FUGA DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS SEM TRANSFORMADOR

Um problema relacionado à segurança de sistemas fotovoltaicos é a corrente de fuga de modo comum devido à capacitância parasita dos módulos fotovoltaicos e à utilização de inversores fotovoltaicos sem transformador. Módulos fotovoltaicos de silício cristalino podem apresentar capacitância parasita de 50 a 150 nF/kW_p entre os terminais de potência (positivo e negativo) e a terra, e módulos de filmes finos podem apresentar capacitância de até 1 μF/kW_p (CALAIS; AGELIDIS; MEINHARDT, 1999; MYRZIK; CALAIS, 2003; SCHMIDT; BURGER; SIEDLE, 2003). Sujeira e umidade podem aumentar a capacitância nominal (CALAIS; AGELIDIS; MEINHARDT, 1999). Essa capacitância elevada pode resultar em choque elétrico em caso de um simples contato humano com a carcaça dos módulos. Por esse motivo, é um requisito que a carcaça metálica de módulos fotovoltaicos seja aterrada (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2002a, 2013b).

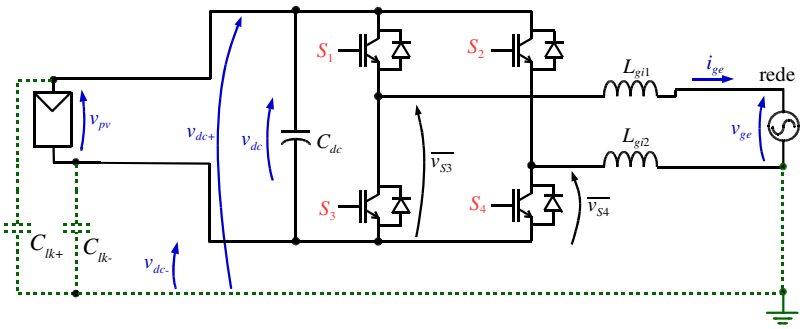
A corrente de fuga nas capacitâncias parasitas dos módulos fotovoltaicos é decorrente das oscilações da tensão dos polos do sistema fotovoltaico em relação a terra durante

operação normal (conectada à rede), o que ocorre em diversas topologias de inversores (ZHANG et al., 2014). Na Figura 4.1(a), é apresentado um inversor *full-bridge* com essa característica, juntamente com as capacitâncias parasitas.

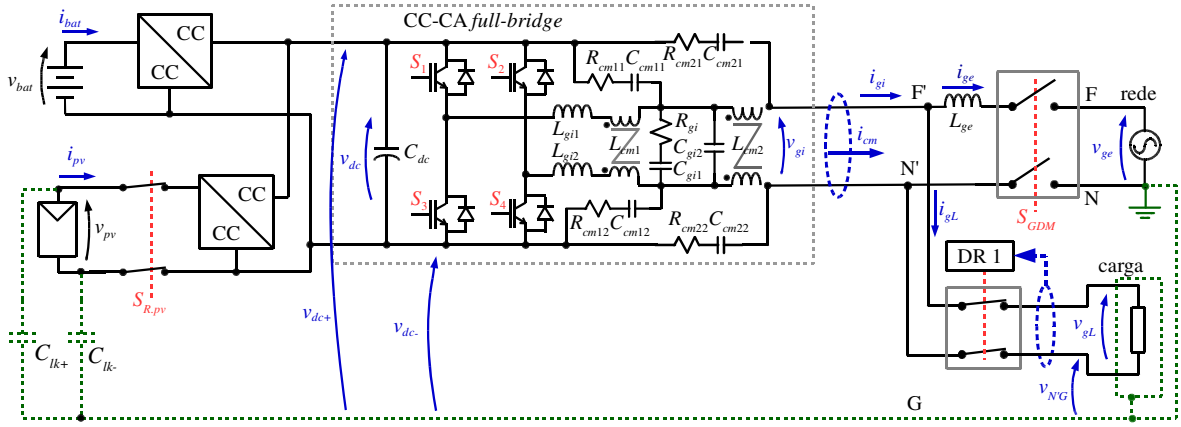
A oscilação da tensão do barramento CC em relação a terra apresenta harmônicas de baixa e alta frequência. As harmônicas de alta frequência, múltiplas da frequência de comutação do inversor, podem ser filtradas através de filtros de modo comum (FIGUEREDO et al., 2013), como no conversor CC-CA do CFM do Apêndice A.1, mostrado na Figura 4.1(b). Entretanto, as componentes de baixa frequência não são filtradas, pois, para isso, o filtro de modo comum se tornaria muito volumoso, inviabilizando sua utilização.

Figura 4.1 – Inversor fotovoltaico *Full-bridge* incluindo capacitâncias parasitas do sistema fotovoltaico: (a) inversor conectado à rede com sistema fotovoltaico conectado diretamente ao barramento CC; (b) CFM de referência do Apêndice A.

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

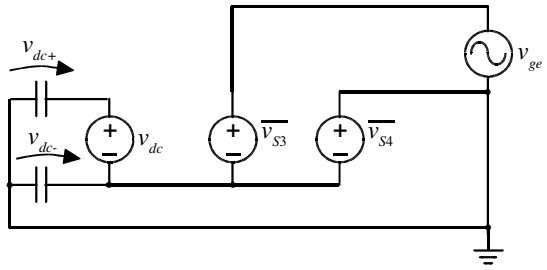
Considerando que as componentes de alta frequência são filtradas, o modelo do conversor *full-bridge* pode ser representado pela Figura 4.2. Se a razão cíclica do PWM apresentar valor médio de 50% somado a uma componente senoidal de baixa frequência, as tensões de baixa frequência sobre as chaves semicondutoras S_3 e S_4 são dadas por:

$$\overline{v_{S3}} = \frac{1}{2}\left(v_{dc} + v_{ge}\right) \tag{4.1}$$

$$\overline{v_{S4}} = \frac{1}{2}\left(v_{dc} - v_{ge}\right) \tag{4.2}$$

onde v_{ge} é a tensão alternada da rede, considerando-se o neutro aterrado, e v_{dc} é a tensão do barramento CC. Observa-se que $v_{ge} = \overline{v_{S3}} - \overline{v_{S4}}$.

Figura 4.2 – Modelo do conversor full-bridge desprezando componentes de alta frequência e indutâncias.



Fonte: próprio autor.

Analisando o circuito da Figura 4.2, obtém-se que as tensões sobre as capacitâncias parasitas do inversor da Figura 4.1 são dadas por:

$$v_{dc+} = \frac{1}{2}\left(v_{ge} + v_{dc}\right) \tag{4.3}$$

$$v_{dc-} = \frac{1}{2}\left(v_{ge} - v_{dc}\right) \tag{4.4}$$

Essas tensões de modo comum são também válidas para algumas outras topologias de inversores sem transformador monofásicos, como H5, H6 e Heric (ZHANG et al., 2014).

As tensões de modo comum apresentam uma componente contínua (1/2 v_{dc}) e uma componente alternada com frequência de 60 Hz (1/2 v_{ge}). A componente contínua torna necessária a detecção de dispositivos de corrente residual do tipo B para proteger contra fogo e choque elétrico (vide seção 4.3.4). A componente alternada gera uma corrente de fuga nas capacitâncias parasitas entre os polos do sistema fotovoltaico e a carcaça aterrada durante operação normal do inversor, que retorna pelo aterramento do neutro no transformador de distribuição (rede elétrica TN). A corrente de fuga eficaz é dada por:

$$i_{cm,rms} = \pi f_1 C_{lk,pv} v_{ge,rms} \tag{4.5}$$

onde:

f_1: frequência da rede elétrica (60 Hz);

$C_{lk,pv}$: capacitância parasita total, dada pela soma da capacitância entre polo positivo e carcaça com a capacitância entre polo negativo e carcaça;

$v_{ge,rms}$: valor eficaz da tensão da rede.

Para exemplificar o cálculo da corrente de fuga eficaz durante a operação normal de um inversor, apresenta-se, na Tabela 4.1, a corrente de fuga em função da capacitância parasita do sistema fotovoltaico. Verifica-se que capacitâncias parasitas superiores a 720 nF produzem correntes de fuga eficazes superiores a 30 mA, que é o limite de atuação de dispositivos de corrente residual com a finalidade de proteger contra choque elétrico (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004a). Nesses casos, é necessária a utilização de unidades de monitoramento da corrente residual (RCMU – *Residual Current Monitoring Unit*) com requisitos estabelecidos de acordo com a norma IEC 62109-2 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2011).

Em (SMA, 2015), define-se **corrente de fuga** como a corrente de modo comum durante operação normal do inversor, e **corrente residual** como a corrente devido a choque elétrico. O objetivo de um RCMU é discriminar a corrente de fuga da corrente residual. Dessa forma, permite-se a utilização de inversores fotovoltaicos sem transformador mesmo se a corrente de fuga for várias vezes superior ao limite dos DRs. Porém, recomenda-se em (SMA, 2015) que o valor eficaz da corrente de fuga normal não seja superior a 50 mA, para que flutuações aleatórias dessa corrente não gerem falsos positivos na detecção do choque elétrico e consequente mau funcionamento do sistema.

Tabela 4.1 – Corrente de fuga eficaz em função da capacitância parasita para rede monofásica de 220 V.

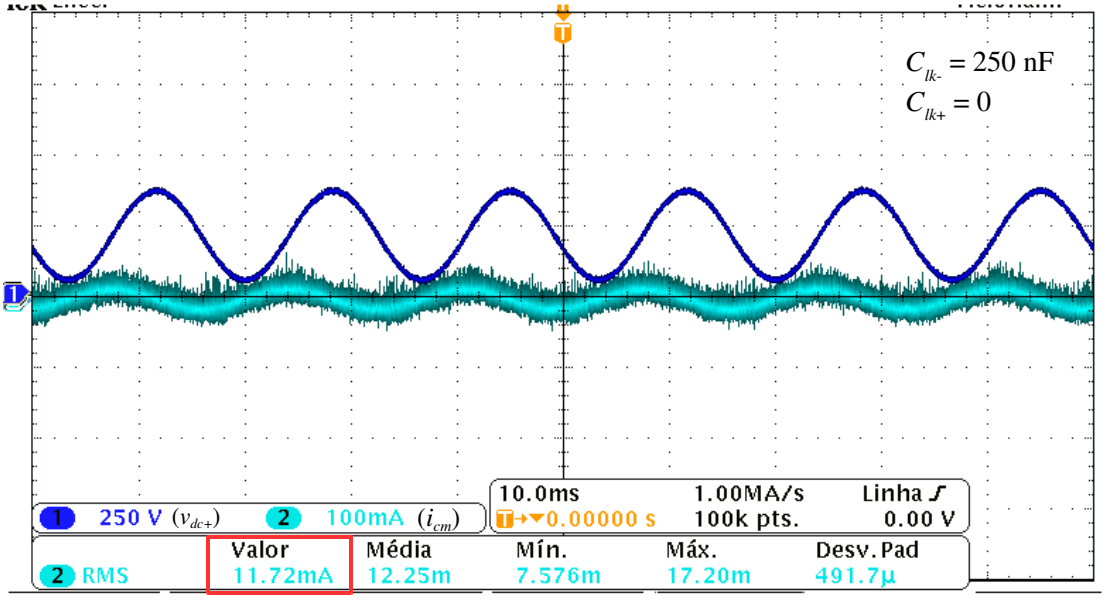
Capacitância parasita	Corrente de fuga eficaz
250 nF	10 mA
720 nF	30 mA
1,0 μF	41,4 mA

Fonte: próprio autor.

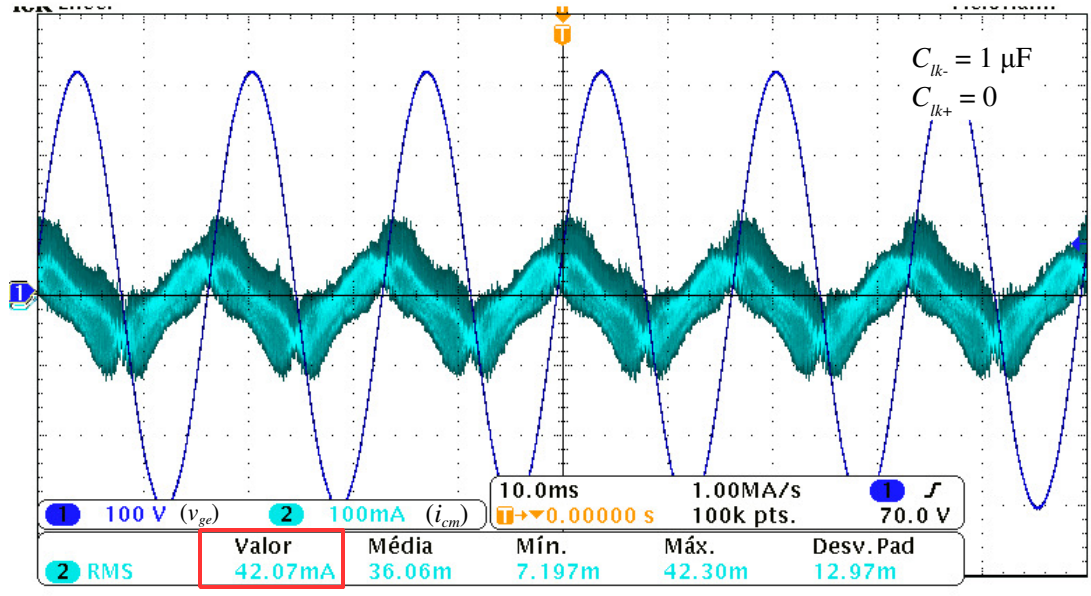
Foram obtidos resultados experimentais de corrente de fuga com o CFM de referência, cujos parâmetros estão apresentados no Apêndice A, utilizando modulação unipolar (3 níveis). A corrente medida apresenta componentes de baixa e de alta frequência. Na Figura 4.3(a), a capacitância parasita é igual a 250 nF, e a corrente de fuga eficaz é de 11,7 mA. Na Figura 4.3(b), a capacitância parasita é igual a 1 µF e a corrente de fuga eficaz obtida é de 42,0 mA. Verifica-se que ambos os resultados condizem com os calculados na Tabela 4.1.

Figura 4.3 – Resultado experimental da corrente de fuga em função da capacitância parasita para o CFM de referência (Apêndice A.1): (a) 250 nF; (b) 1 µF.

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

4.3 REVISÃO DE NORMAS DE SEGURANÇA APLICÁVEIS A CFM

As normas analisadas que possuem aplicabilidade para estabelecer requisitos de proteção contra choque elétrico e falha simples de conversores fotovoltaicos multifuncionais são a NBR 5410 (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2004a), a IEC 62109-1 e IEC 62109-2 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2010a, 2011), as especificações técnicas da IEC TS 62548 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2013b), a IEC 60364-7-712 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2002a) e a norma alemã VDE-AR-E 2510-2 (VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V., 2015), publicada em setembro de 2015.

4.3.1 Classificação de tensão decisiva e circuitos de extrabaixa tensão

De acordo com a NBR 5410, assim como na IEC 62109-1, a necessidade de proteção contra choques elétricos e falhas no inversor depende do nível de tensão do circuito, do risco que ele possa apresentar e de sua separação em relação a outros circuitos. A Tabela 4.2 apresenta os níveis de classificação de tensão da IEC 62109-1 que interferem na decisão das proteções contra choque elétrico.

Tabela 4.2 – Classificação de tensão decisiva (DVC – *Decisive Voltage Classification*) em função da tensão de operação ($V_{op,rms}$ ou $V_{op,cc}$), de acordo com IEC 62109-1.

Classificação DVC	Ambiente	Limites de tensão de operação	
		Tensão alternada eficaz (V)	Tensão contínua sem ondulação (V)
A[1]	Seco[2]	$V_{op,rms} \leq 25\ V$	$V_{op,cc} \leq 60\ V$
	Úmido[3]	$V_{op,rms} \leq 16\ V$ [4]	$V_{op,cc} \leq 35\ V$ [4]
B	Seco	$25 < V_{op,rms} \leq 50\ V$	$60 < V_{op,cc} \leq 120\ V$
	Úmido	$16 < V_{op,rms} \leq 33\ V$	$35 < V_{op,cc} \leq 70\ V$
C	Seco	$V_{op,rms} > 50\ V$	$V_{op,cc} > 120\ V$
	Úmido	$V_{op,rms} > 33\ V$	$V_{op,cc} > 70\ V$

[1] Sob condição de falha simples, circuitos DVC-A podem operar como DVC-B durante o período máximo de 0,2 s.
[2] Ambiente seco é um ambiente interno em que o equipamento não está sujeito a chuva e umidade.
[3] Ambiente úmido é um ambiente externo, em que o equipamento está sujeito a intempéries.
[4] Na NBR 5410, os limites equivalentes à DVC-A para ambiente úmido são 12 *V* e 30 *V,* para valores eficaz e cc, respectivamente.
Fonte: IEC 62109-1.

Deve-se também mencionar a definição de extrabaixa tensão, que interfere na definição das proteções. Circuitos de extrabaixa tensão não devem ultrapassar os níveis de 50 *V* de tensão eficaz em corrente alternada ou 120 *V* de corrente contínua. Dois tipos de circuitos de extrabaixa tensão são:

a) SELV (*Separated Extra-Low Voltage*): a tensão do circuito não pode exceder os limites de extrabaixa tensão em condições normais e de falha simples, incluindo faltas a terra em outros circuitos. Características de circuitos SELV:
   - isolado de circuitos que não sejam SELV ou PELV (*Protected Extra-Low Voltage*), empregando isolação dupla ou reforçada (isolação Classe II da IEC 61140 (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION, 2001));
   - isolado de outros circuitos SELV ou PELV (isolação classe I da IEC 61140);
   - isolado da terra, de maneira que um contato com qualquer condutor vivo não ocasione choque elétrico (isolação classe I da IEC 61140).
b) PELV (*Protected Extra-Low Voltage*): a tensão do circuito não pode exceder os limites de extrabaixa tensão em condições normais e de faltas simples, exceto faltas a terra em outros circuitos. Características de circuitos PELV:
   - isolado de circuitos que não sejam SELV ou PELV utilizando isolação dupla ou reforçada (isolação Classe II da IEC 61140);
   - pode ser conectado a outros circuitos PELV através da terra;
   - pode ser aterrado por um condutor de proteção.

Circuitos com nível de DVC-A são sempre SELV (isolados da terra) ou PELV (não isolados da terra), e não necessitam de proteção contra choque elétrico, podendo ter os condutores expostos, de acordo com a IEC 62109-1. Devem ser isolados de circuitos DVC-B e DVC-C através de isolação dupla ou reforçada para evitar choque elétrico por contato indireto. Circuitos com o nível DVC-B, apesar de poderem ser SELV ou PELV, necessitam de proteção adicional caso acessíveis ao usuário, assim como circuitos DVC-C. Na seção seguinte, são tratadas proteções necessárias de acordo com os níveis de tensão de um circuito.

4.3.2 Requisitos gerais para construção de conversores de potência

Na IEC 62109-1, são apresentados os requisitos de proteção contra choque elétrico para a construção de conversores de potência aplicados em sistemas fotovoltaicos. Na

construção de um equipamento para uso em sistemas fotovoltaicos, os seguintes requisitos básicos devem ser seguidos para os circuitos internos e acessíveis ao usuário:

a) **Circuitos DVC-A** (SELV ou PELV): podem ser acessíveis ao usuário, não ocasionando risco em caso de contato direto. Para isso, devem apresentar os seguintes requisitos:
   - proteção contra falha simples: qualquer falha em um único componente do sistema (circuito aberto, curto-circuito) não pode ocasionar aumento da tensão do sistema para níveis superiores aos limites de DVC-A;
   - se conectados a outros circuitos, não podem perder suas características de nível seguro de tensão;
   - serem isolados de circuitos DVC-B e DVC-C através de isolação classe II da IEC 61140, empregando:
     - isolação dupla ou reforçada;
     - ou isolação básica mais uma barreira.

b) **Circuitos DVC-B e DVC-C com impedância de proteção ou limitação de tensão**: podem ser acessíveis ao usuário, não proporcionando risco em caso de contato direto. As duas opções de proteção são:
   - ***impedância de proteção***: deve apresentar os seguintes requisitos:
     - limite de corrente de falta a terra: deve ser de 3,5 mA eficazes em corrente alternada ou 10 mA em corrente contínua;
     - limite de energia armazenada, de modo que a descarga de energia não seja perigosa ao usuário;
     - proteção contra falha simples: uma falha simples na impedância de proteção não pode ocasionar descumprimento do limite de corrente de falta a terra e no limite de energia armazenada.
   - ***limitação da tensão***: o ponto central de divisor resistivo conectado a uma tensão de nível DVC-B ou DVC-C, por exemplo, pode estar exposto ao usuário desde que atenda aos seguintes requisitos:
     - a tensão acessível ao usuário não ultrapasse os limites de DVC-A;
     - apresente proteção contra falha simples: a tensão não pode ultrapassar os limites de DVC-A mesmo na ocorrência de uma falha simples em um componente.

c) **Circuitos DVC-B e DVC-C em geral**: devem ser protegidos contra contatos diretos e indiretos através das seguintes medidas:
   - ***Proteção contra contato direto***: através de isolação classe I da IEC 61140, através de uma das maneiras:
     - isolação de partes vivas;
     - barreiras de proteção.
   - ***Proteção contra contato indireto***: através de isolação classe II da IEC 61140, por alguma das seguintes maneiras:
     - isolação básica e envoltória externa aterrada;
     - isolação dupla ou reforçada.

4.3.3 Requisitos gerais da instalação elétrica

Conversores fotovoltaicos multifuncionais apresentam diversas conexões elétricas externas. As conexões de potência são:

a) cargas consumidoras;
b) rede elétrica;
c) sistemas fotovoltaico;
d) baterias;
e) outros possíveis equipamentos (comandos elétricos, cargas em corrente contínua, etc.).

Na NBR 5410, assim como na VDE-AR-E 2510-2 e na IEC TS 62548, são apresentados requisitos de proteção do ponto de vista da instalação elétrica. A IEC 62109-2 apresenta os requisitos específicos para os inversores conectados à rede, também considerando a proteção da instalação elétrica. Analisando todas as normas, as seguintes conclusões podem ser obtidas:

a) **Circuitos SELV ou PELV com limites de DVC-A:** condutor pode ser exposto para o contato do usuário. A única medida de proteção obrigatória é a equipotencialização das massas (carcaças). Para ambiente úmido, os limites da NBR 5410 são 12 *V* eficazes em corrente alternada e 30 *V* em corrente contínua, enquanto os limites da IEC TS 52548 são idênticos aos da Tabela 4.2;
b) **Circuitos SELV ou PELV com limites de DVC-B de acordo com NBR 5410**: através de intepretação da NBR 5410, conclui-se que as únicas medidas de proteção obrigatórias para esse tipo de sistema são:

- equipotencializar as massas;
- proporcionar isolação básica ou barreira.

  Na norma IEC TS 62548, é necessário incluir as proteções do item (c) para esse tipo de sistema.

c) **Circuitos DVC-B e DVC-C**: as seguintes medidas são aplicadas:
   - equipotencialização das massas;
   - isolação ou barreira para evitar contato direto com os circuitos;
   - considerar as seguintes medidas adicionais para sistemas não isolados da terra (tipo TN):
     - seccionamento automático da alimentação em caso de detecção de corrente residual e sobrecorrente;
     - proteção contra falha simples no seccionamento automático da alimentação: de acordo com IEC 62109-2, um inversor fotovoltaico deve detectar falhas na proteção contra corrente residual e nos dispositivos de seccionamento da alimentação para que não se conecte em caso de falhas;
     - a NBR obriga a utilização de DRs de alta sensibilidade (≤ 30 mA) para tomadas e pontos de utilização de locais sujeitos à umidade, como cozinhas, banheiros, tomadas em áreas externas da edificação ou outras tomadas que possam alimentar equipamentos no exterior da edificação.
   - medidas aplicadas a sistemas isolados da terra (tipo IT):
     - supervisão de isolamento: um Dispositivo Supervisor de Isolamento (DSI) supervisiona a resistência de isolação do sistema. Um sinal de alerta deve ser emitido para indicar falhas;
     - proteção contra falha simples: as normas apresentam diferentes medidas em caso de ocorrer a primeira falha no sistema.
       - ⇒ IEC 62109-2 e IEC TS 62548: essas normas apresentam os requisitos da entrada fotovoltaica (sistema IT) em caso de inversores com transformador. Como o inversor não pode seccionar a alimentação junto ao sistema gerador fotovoltaico, essas normas não apresentam requisitos adicionais em caso de falha simples;
       - ⇒ NBR 5410: para sistema IT em corrente alternada, inclui-se a possibilidade de seccionamento automático da alimentação através de proteção contra sobrecorrente e contra corrente residual. Entretanto,

devem-se analisar os possíveis caminhos da corrente residual para que a proteção funcione efetivamente. O uso de DRs de alta sensibilidade é obrigatório de acordo com os mesmos critérios adotados para sistemas TN;

⇒ VDE-AR-E-2510: para sistemas IT, o requisito apresentado na norma é o seccionamento automático da alimentação em até 1 minuto após o dispositivo supervisor de isolamento detectar a primeira falha. Dessa maneira, a primeira falha deve ser detectada e corrigida em até 1 minuto para que não haja interrupção no fornecimento do sistema IT.

4.3.4 Requisitos específicos para sistemas fotovoltaicos conectados à rede

A IEC 62109-2, a IEC TS 62548 e a IEC 60364-7-712 abordam questões de segurança específicas de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Essas normas delimitam os requisitos de três tipos de sistemas permitidos em função do aterramento do sistema fotovoltaico (lado CC):

a) **Inversor sem transformador e sistema fotovoltaico sem aterramento** (Figura 4.4(a)): os terminais do gerador fotovoltaico tornam-se vinculados à tensão da rede (seção 4.2) durante a operação conectada à rede. Como a rede elétrica é do tipo TN, a proteção contra faltas a terra e choque elétrico é realizada através de seccionamento automático de todas as fases e neutro da rede. Assim, quando o inversor desconecta da rede, o sistema fotovoltaico torna-se isolado (flutuante), e a corrente de falta é anulada;

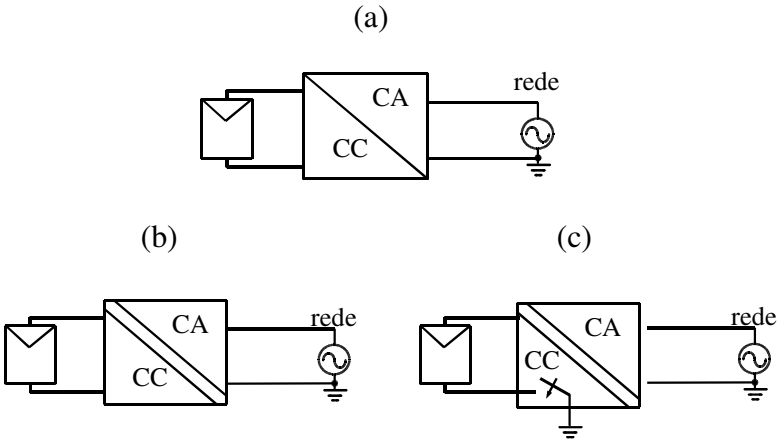
b) **Inversor com transformador e sistema fotovoltaico sem aterramento** (Figura 4.4(b)): nesse caso, o sistema fotovoltaico é do tipo IT (isolado) e, portanto, uma falta a terra na entrada CC não ocasiona corrente;

c) **Inversor com transformador e sistema fotovoltaico com aterramento funcional** (Figura 4.4(c)): é permitido que o sistema fotovoltaico seja aterrado quando o sistema é isolado da rede, desde que o aterramento possa ser desconectado em caso de falta a terra em qualquer um dos polos do sistema fotovoltaico.

Apesar de tecnicamente possíveis, sistemas com inversor sem transformador e sistema fotovoltaico aterrado (PATEL; AGARWAL, 2009) não são permitidos pelas normas. De acordo com a IEC 62109-2, esses sistemas podem apresentar corrente elevada pelos

condutores de aterramento, prejudicando a funcionalidade dos dispositivos de proteção contra corrente residual.

Figura 4.4 – Tipos de sistemas fotovoltaicos permitidos: a) inversor sem transformador e sistema fotovoltaico sem aterramento; b) inversor com transformador e sistema fotovoltaico sem aterramento; c) inversor com transformador e sistema fotovoltaico com aterramento funcional.



Fonte: próprio autor.

De acordo com a IEC 62109-2, um inversor conectado à rede deve:

a) ser tolerante a uma falha simples ocorrida em qualquer ponto do inversor. Sempre que uma falha simples ocorrer, o inversor pode permanecer conectado à rede. Porém, quando desconectar-se da rede em períodos sem produção de energia, deve detectar a falha ocorrida e manter-se desconectado;
b) indicar as falhas ao detectá-las. A indicação deve ser:
   - local: indicação visível ou audível integrada no inversor;
   - remota: indicação elétrica ou eletrônica para monitoramento remoto.
c) apresentar os requisitos de proteção da Tabela 4.3, de acordo com a isolação do inversor (com/sem transformador) e do aterramento do sistema fotovoltaico. Esses requisitos são:
   - tipo de isolação (inversor com transformador);
   - proteção contra perda de isolação do arranjo fotovoltaico: a resistência de isolação do arranjo fotovoltaico é medida antes da conexão com a rede;
   - proteção contra corrente residual medida no lado CA: a corrente residual do inversor (modo comum) é monitorada continuamente durante a operação do inversor a fim de proteger contra fogo e choque elétrico.

Tabela 4.3 – Requisitos de inversores conectados à rede baseados na isolação do inversor e no aterramento do sistema fotovoltaico de acordo com IEC 62109-2

Aterramento de terminal CC do sistema fotovoltaico	**Não aterrado**	**Não aterrado**	**Aterrado**
Isolação do inversor	**Não isolado**	**Isolado**	**Isolado**
Tipo de isolação do inversor	Não se aplica	Isolação simples ou reforçada[1]	
Proteção contra perda de isolação do arranjo fotovoltaico (supervisão da resistência de isolação)	Necessário medir resistência antes da conexão com a rede[3] Ação na falta: indicar a falta e não conectar à rede	Necessário medir resistência antes da conexão com a rede[3] Ação na falta: - se CFCE[2], pode-se conectar à rede. - se não CFCE[2], não conectar à rede. Em ambos os casos, indicar falta	Não é necessária
Proteção contra corrente residual medida no lado CA	Necessária Ação na falta: desligar inversor, desconectar da rede e indicar falta	Se CFCE[2]: não é necessária Se não CFCE[2]: proteção necessária Ação na falta: desligar inversor, desconectar da rede e indicar falta	

[1] Se a tensão de circuito aberto do sistema fotovoltaico for inferior a 35 V (DVC-A, IEC 62109-1), a isolação deve ser obrigatoriamente reforçada.
[2] CFCE: condição em que o inversor cumpre requisitos de corrente máxima contra perigos de fogo e contra choque elétrico (corrente de toque). Os ensaios para determinar a corrente de toque e a corrente residual contra choque elétrico são apresentados no Anexo C.
[3] De acordo com a IEC TS 62548, o teste deve ser realizado pelo menos uma vez a cada 24 h, o que já acontece para inversores fotovoltaicos conectados à rede sem armazenamento de energia.
Fonte: IEC 62109-2.

Através da Tabela 4.3, pode-se analisar a segurança dos tipos de sistemas:

a) **Inversor não isolado**: permitido somente se nenhum terminal CC do arranjo fotovoltaico for aterrado. A medição da resistência de isolação antes da conexão com a rede impede a ocorrência de falhas devido à ação do próprio equipamento. A proteção contra corrente residual medida lado CA protege contra falhas ocasionadas durante a operação, incluindo choques elétricos no lado CC;
b) **Inversor isolado e sistema fotovoltaico com terminais CC não aterrados**: medição da resistência de isolação antes da conexão com a rede reduz riscos devido

a falhas de isolação no inversor. Se a corrente de fuga do transformador interno for reduzida, não é necessário incluir proteção contra choque elétrico no lado CC pois a tensão do arranjo fotovoltaico é flutuante;

c) **Inversor isolado e sistema fotovoltaico com terminal CC aterrado**: a IEC 62109-2 não exige nenhum requisito de proteção para esse sistema quando o inversor apresenta corrente de fuga reduzida. O contato humano com o condutor vivo não aterrado do lado CC resulta em choque elétrico. Por esse motivo, a inclusão de uma proteção contra choque elétrico no lado CC é importante.

A IEC TS 62548 apresenta uma tabela semelhante à Tabela 4.3, porém incluindo a proteção para o sistema com inversor isolado e sistema fotovoltaico com terminais aterrados. A Tabela 4.4 apresenta os requisitos para sistemas com inversor isolado da IEC TS 62548. Os requisitos para inversor não isolado são idênticos aos da IEC 62109-2, e por isso não foram apresentados. Comparando a Tabela 4.3 com a Tabela 4.4, pode-se concluir que:

a) A norma IEC 62109-2 considera a corrente de fuga nominal do inversor isolado, enquanto a IEC TS 62548 desconsidera essa corrente. Portanto, os requisitos da IEC 62109-2 reduzem o risco de fogo e choque elétrico;

b) No sistema com inversor isolado e sistema fotovoltaico aterrado, o aterramento do sistema fotovoltaico deve ser realizado por uma chave comandada dentro do inversor. A medição da resistência de isolação do sistema fotovoltaico é realizada com a chave de aterramento funcional aberta, antes da operação conectada à rede. A proteção contra choque elétrico no lado CC é realizada monitorando a corrente residual do lado CC, e abrindo a chave de aterramento funcional em caso de corrente residual excessiva. Dessa maneira, esse requisito reduz significativamente o risco de falhas e choque elétrico nesse tipo de sistema fotovoltaico.

Nas seções seguintes, são detalhados os requisitos dos dispositivos de desconexão da rede, além da proteção contra perda de isolação do arranjo fotovoltaico e da proteção contra corrente residual.

Tabela 4.4 - Requisitos de sistemas com inversores isolados de acordo com a IEC TS 62548.

Aterramento de terminal CC do sistema fotovoltaico	**Não aterrado**	**Aterramento funcional[1]**
Isolação do inversor	**Isolado**	**Isolado**
Proteção contra perda de isolação do arranjo fotovoltaico	Necessário medir resistência de isolamento antes da conexão com a rede Ação na falta: indicar falta. Conexão com a rede é permitida.	
Proteção contra corrente residual medida no lado CA	Não é necessária	
Proteção contra corrente residual medida no lado CC	Não é necessária	Necessária Ação na falta: desconectar aterramento funcional e indicar falta. Inversor pode conectar-se à rede.

[1] O aterramento funcional do arranjo fotovoltaico é realizado por uma chave comandada dentro do inversor. Fonte: IEC TS 62548.

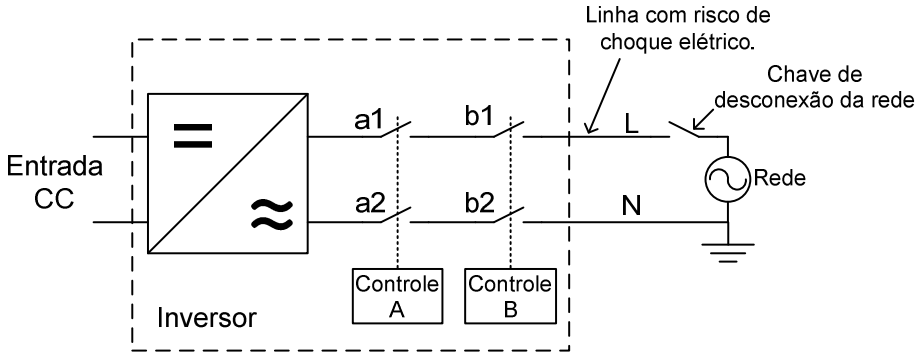
4.3.4.1 Requisitos dos dispositivos de desconexão da rede

De acordo com a NBR 16149, se a entrada CC for em SELV (*safety extra-low voltage*) e o equipamento apresentar potência acumulada menor ou igual a 1 kW, não é obrigatória desconexão física (mecânica) da rede. Isso é válido para microinversores isolados conectados diretamente a 1 ou 2 módulos fotovoltaicos. Entretanto, para inversores convencionais, de porte maior, a desconexão mecânica da rede é sempre obrigatória. De acordo com a IEC 62109-2, os dispositivos de desconexão (relés) devem:

a) desconectar todos os condutores portadores de corrente (fases e neutro) quando o inversor desconectar da rede, garantindo a isolação entre o sistema fotovoltaico e a rede;
b) ser projetados para que, caso uma falha simples seja aplicada no dispositivo de desconexão (curto-circuito) ou em outra parte do inversor (curto-circuito, circuito aberto, etc.), a condição descrita no item (a) continue sendo satisfeita;
c) ser automaticamente ensaiados pelo inversor sempre antes de se conectar à rede. Caso alguma falha (isolação, comando, etc.) seja detectada, a conexão com a rede não é permitida, garantindo ao menos uma isolação simples entre o sistema fotovoltaico e a rede.

Para garantir a separação entre o inversor e os condutores da rede em caso de falha simples no inversor, um modo de implementação para inversores sem transformador é utilizar dois relés em série em cada condutor fase e dois relés em série no condutor neutro da saída do inversor, com controladores separados (A e B), como apresentado na Figura 4.5. No caso de uma falha simples envolvendo um único relé ou circuito de controle, garante-se a separação simples entre todos os condutores fase ou neutro da rede e o sistema fotovoltaico.

Figura 4.5 – Método de implementação da desconexão automática da saída para rede com proteção contra falha simples empregando relés e controladores redundantes (IEC 62109-2).



Fonte: IEC 62109-2.

De acordo com a IEC 62109-2, pelo menos um relé em cada condutor fase ou neutro da rede deve ser desconectado, para que tensões de impulso da rede se distribuam em pelo menos 2 relés.

O inversor deve suportar uma tensão de impulso 4464 V para sistemas fotovoltaicos de 1000 V de pico. De acordo com a norma, o distanciamento físico mínimo entre os condutores (*creepage distance*) necessário para suportar essa tensão de impulso é de 3,58 mm. Assim, para dois relés suportarem essa tensão, o espaço de ar mínimo de cada relé deve ser de 1,6 mm. Relés para essa aplicação são disponíveis comercialmente (AMERICAN ZETTLER INC, 2015).

4.3.4.2 Proteção contra perda de isolação do arranjo fotovoltaico

O inversor deve realizar um teste da resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico para a terra antes de iniciar a sua operação. Esse teste é importante para verificar se o usuário está em contato com algum condutor vivo do lado CC, o que pode resultar em choques elétricos na conexão com a rede.

O inversor deve indicar a falha e não se conectar à rede quando a resistência para a terra no lado CC for inferior à resistência de falta. O valor da resistência de falta mínima estabelecido na norma é:

$$R_f = \frac{v_{dc,max}}{30\,mA} \ , \tag{4.6}$$

onde v_{dcmax} é a tensão CC máxima do sistema fotovoltaico.

Caso a resistência de falta se torne superior ao valor especificado, o inversor pode se conectar à rede e parar a indicação de falha. A norma IEC 62109-2 apresenta os testes para verificar se o inversor cumpre essa especificação.

4.3.4.3 Proteção contra corrente residual

A proteção contra corrente residual é importante para minimizar riscos decorrentes de choque elétrico, falhas de isolação e de incêndio durante operação conectada à rede. A corrente de modo comum deve ser monitorada para desconectar da rede e isolar a falha quando ela é detectada. A detecção da corrente residual deve ser realizada na saída CA do inversor, a fim de detectar falhas dentro do inversor e também na entrada fotovoltaica. A detecção de corrente residual pode ser realizada por dois tipos de dispositivos:

a) **Dispositivo de Corrente Residual** (DR ou RCD – *Residual Current Device*): somente utilizados para inversores com transformador e inversores sem transformador de potência reduzida (< 3 kVA). Pode ser integrado no inversor ou instalado externamente. A corrente residual de desarme deve ser de 30 mA eficazes, e o tipo de DR deve ser selecionado de acordo com a topologia do inversor:
   - ***inversor com transformador de 60 Hz na saída CA***: pode ser empregado DR do tipo A ou AC, que detectam corrente residual alternada;
   - ***outros casos***: quando a topologia do inversor puder apresentar corrente de saída CC, deve ser empregado DR do tipo B, capaz de detectar corrente residual CC e CA.

b) **Unidade de Monitoramento de Corrente Residual** (RCMU – *Residual Current Monitoring Unit*): deve ser integrado no inversor quando a corrente de fuga eficaz (modo comum) nominal do sistema pode ser superior a 30 mA. Deve ser monitorada a corrente de modo comum CC e CA eficaz com uma banda passante mínima de 2 kHz. A desconexão do lado CA é determinada pelas seguintes formas:

- ***corrente de modo comum operacional excessiva***: o inversor deve desconectar em 0,3 s e indicar uma falha se a corrente eficaz de modo comum exceder 300 mA para inversores com potência inferior a 30 kVA, ou exceder 10 mA/kVA para inversores com potência superior a 30 kVA;
- ***variações bruscas da corrente de modo comum***: caso ocorram mudanças bruscas na corrente de modo comum, o inversor deve indicar a falha e desconectar-se da rede, de acordo com a Tabela 4.5. A norma IEC 62109-2 apresenta os testes necessários para verificar a adequação a essa especificação.

Como já citado na Seção 4.2, (SMA, 2015) recomenda que a corrente de fuga eficaz durante a operação normal do inversor não exceda 50 mA, para evitar que variações aleatórias dessa corrente possam gerar falsas indicações de detecção de choque elétrico pelo RCMU. Porém, (SMA, 2015) não mostra como o RCMU utilizado mede e calcula a corrente eficaz e contingencia as faltas, nem em quais situações podem ocorrer variações aleatórias dessa corrente. Acredita-se que seja possível discriminar adequadamente a corrente de fuga normal da ocasionada por choques elétricos (ou faltas) através de filtragem e processamento adequados, permitindo que o inversor possa operar com corrente de fuga eficaz normal superior a 50 mA. Ao final deste capítulo, são apresentados resultados experimentais demonstrando que, através de filtragem, variações da corrente devido ao controle são muito menores do que a corrente de fuga de operação normal.

Tabela 4.5 – Tempo máximo de desconexão para mudanças bruscas na corrente de modo comum em RCMU (IEC 62109-2).

Mudança na corrente de modo comum eficaz	Tempo máximo de desconexão da rede
30 mA	0,30 s
60 mA	0,15 s
150 mA	0,04 s

Fonte: IEC 62109-2.

A monitoração da corrente de modo comum medida entre os terminais CA é importante em inversores sem transformador para evitar que contatos acidentais resultem em choques elétricos no lado CC do sistema fotovoltaico. O dispositivo de detecção deve ser tolerante a uma falha simples. O teste é realizado aplicando uma falha simples no dispositivo durante operação conectada à rede. De acordo com a IEC 62109-2, se ocorrer uma falha simples no RCMU durante operação conectada à rede, o inversor atende à norma se:

a) se desconectar da rede e parar completamente de operar, indicar a falha e não reconectar ao sistema fotovoltaico, à rede ou aos dois;
b) ou continuar a operar, com o dispositivo de corrente residual ainda funcional após a ocorrência da falha simples (RCMU com redundância), e indicar a ocorrência da falha simples;
c) ou continuar a operar, mesmo com o DR ou RCMU não operantes, porém indicar a falha e não reconectar à rede após ser desligado. Neste caso, considera-se que a probabilidade de ocorrência de uma 2ª falha no mesmo dia é muito pequena, por isso é permitido que o inversor continue a operar até o final do dia, quando desconecta da rede.

4.3.4.4 Outros requisitos

Outros requisitos de segurança aplicados a inversores fotovoltaicos são:

a) **Proteção contra sobrecarga e curto-circuito**: todas as entradas e saídas devem ser protegidas contra sobrecarga e curto-circuito. Essa proteção não é requerida somente quando não existir perigo em caso de curto-circuito;
b) **Corrente de retorno para o arranjo fotovoltaico**: na ocorrência de uma falha no inversor ou um curto-circuito na entrada fotovoltaica, é produzida uma corrente de retorno para o sistema fotovoltaico. Todos os condutores devem ser dimensionados para essa corrente. Caso contrário, devem ser adicionados dispositivos de proteção.

4.3.5 Requisitos específicos para sistemas conectados à rede com armazenamento de energia

A norma alemã VDE-AR-E 2510-2 apresenta algumas questões relacionadas à segurança de sistemas com armazenamento de energia conectados à rede. Durante operação ilhada (autônoma), a norma permite que as cargas consumidoras operem de duas maneiras (já apresentados na Seção 1.1.2):

a) **isoladas da terra**: o sistema torna-se IT durante operação ilhada, de maneira que o contato com qualquer um dos terminais das cargas não ocasiona corrente de choque elétrico;

b) **aterradas**: o sistema torna-se TN durante operação ilhada. O aterramento deve ser realizado por dentro do inversor, de modo que a proteção contra corrente residual possa detectar qualquer falta a terra dos terminais das cargas.

A seguir, são apresentados os requisitos específicos de cada um desses sistemas.

4.3.5.1 Operação ilhada com cargas isoladas da terra (sistema IT)

O sistema deve desligar em até 5 s na ocorrência de curto-circuito. Além disso, é obrigatório utilizar um dispositivo de supervisão de isolamento (DSI) que opera continuamente durante operação em modo ilhado. O DSI deve ser também capaz de detectar faltas simétricas a terra em sistemas trifásicos. A Tabela 4.6 apresenta as ações adotadas em função da resistência de isolação medida.

Tabela 4.6 – Ações adotadas em função da resistência de isolação do sistema IT, de acordo com a norma VDE-AR-E 2510-2.

Resistência de isolação do sistema IT (parâmetros recomendados)	**Ações adotadas**
$R_{iso} > 300\ \Omega/V$[1]	Operação normal
$100\ \Omega/V \leq R_{iso} < 300\ \Omega/V$	Indicar falha de isolação
$R_{iso} < 100\ \Omega/V$	Indicar falha de isolação e seccionar a alimentação em até 1 minuto na ocorrência da falha

[1] Para tensão eficaz de 220 V, a operação normal é determinada por uma resistência de isolação superior a $220V \cdot 300\Omega/V = 66\ k\Omega$.
Fonte: VDE-AR-E 2510-2.

4.3.5.2 Operação ilhada com neutro aterrado (sistema TN)

Algumas cargas específicas não permitem a operação em modo IT, funcionando somente se o neutro estiver aterrado. Para que o sistema ilhado funcione como TN, a conexão do neutro com o condutor de proteção deve ser realizada com uma chave comandada dentro do inversor, de modo que as proteções possam operar adequadamente. Nesses casos, o condutor de proteção deve ser proveniente da barra de equipotencialização da entrada da rede elétrica, apresentar seção mínima de 10 mm² e suportar a corrente de curto-circuito do inversor.

Durante o modo conectado à rede, a chave de conexão neutro-proteção deve permanecer aberta, de maneira que o dispositivo de proteção contra corrente residual da rede

possa operar. Ao ocorrer a desconexão da rede, as fases e o neutro da rede são desconectados. A chave de conexão neutro-proteção deve ser fechada em até 100 ms. Assim, o sistema ilhado torna-se TN. Ao ocorrer o processo de reconexão com a rede, essa chave deve ser aberta em até 100 ms antes da reconexão.

O sistema ilhado operando como TN deve apresentar proteção contra curto-circuito, desligando em até 5 s após a falta. Além disso, deve apresentar proteção contra corrente residual para seccionar a alimentação em caso de falta a terra ou choque elétrico. Na ocorrência de choque elétrico, o inversor deve ser desligado automaticamente em até 0,4 s se a tensão eficaz da rede é inferior a 230 V, ou em 0,8 s se a tensão eficaz da rede é inferior a 120 V. Se não atender esses tempos de desconexão máximos, deve reduzir sua tensão para níveis de DVC-B (50 V eficazes em corrente alternada ou 120 V em corrente contínua) e desligar o fornecimento em até 5 s.

4.3.5.3 Tentativas de religamento após falhas

Após uma falta ou falha, é permitido realizar no máximo 3 tentativas de religamento, iniciando com níveis de tensão de DVC-B. Na permanência da falta, as tentativas de religamento devem ser espaçadas de 90 s. Após 3 tentativas, o inversor deve desligar definitivamente, podendo ser religado somente por comando externo do usuário.

4.3.5.4 Proteção contra corrente residual

De acordo com a VDE-AR-E 2510, as baterias podem apresentar, em caso de falhas, correntes de fuga superiores a 6 mA de componente contínua ou alternada. Por esse motivo, a norma recomenda a utilização de DRs do tipo B/B+ no lado CA do inversor. Esse requisito está de acordo com a Tabela 4.3 da IEC 62109-2, que recomenda a utilização de dispositivo de proteção contra corrente residual em caso de corrente de fuga nominal elevada.

4.4 RECOMENDAÇÕES TÉCNICAS DE SEGURANÇA APLICADAS A SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

A partir das normas existentes, são analisadas possíveis faltas a terra do sistema para determinar a necessidade de dispositivos de proteção contra corrente residual e assim proteger

o sistema contra fogo e choque elétrico. Por fim, são propostas recomendações técnicas de segurança com o objetivo de fornecer subsídios para a elaboração futura de requisitos normativos. O CFM do Apêndice A.1 é utilizado como referência para análise e exemplificação dos problemas. A utilização desse sistema como exemplo não invalida a aplicação das mesmas recomendações técnicas para outros sistemas possíveis.

4.4.1 Faltas em modo conectado à rede em sistema sem transformador

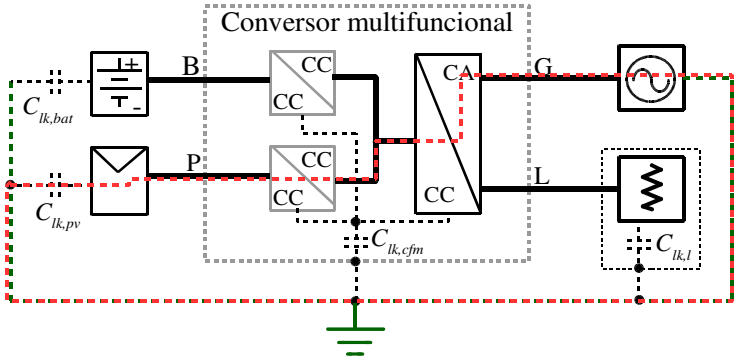
Um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento de energia pode ser representado genericamente pela Figura 4.6(a). Algumas observações para o entendimento dessa figura:

a) todos os conversores são analisados **sem** transformador, pois esse é o caso mais crítico para a ocorrência de faltas. Caso o conversor fosse analisado com transformador (isolação galvânica), os problemas de segurança não seriam observados, pois a corrente de modo comum seria próxima de zero;
b) o conversor CC-CA foi representado alongado, pois pode representar 1 ou 2 conversores CC-CA. Dessa maneira, o diagrama é válido para qualquer configuração de CFM. A interface de potência da configuração interativa com a rede é desprezada, pois se considera que a rede opera com tensão nominal;
c) os condutores positivo e negativo do lado CC, assim como as fases e neutro do lado CA, foram agrupados em uma única linha espessa, a fim de simplificar a figura;
d) as linhas pontilhadas representam as capacitâncias parasitas e circuito de proteção (terra). A rede apresenta neutro aterrado (sistema TN). As cargas, as baterias, sistema fotovoltaico e conversor multifuncional apresentam carcaças aterradas. Dessa maneira, existem capacitâncias parasitas entre esses elementos e o circuito de proteção;
e) a carga apresenta capacitâncias parasitas para a terra, representadas por $C_{lk,l}$. Considera-se que a impedância dessa capacitância em baixa frequência é muito superior à impedância da carga, de modo que a impedância da carga pode ser desprezada (curto-circuito) para o circuito equivalente de modo comum;
f) em vermelho pontilhado está representado o caminho da corrente de fuga de operação normal, cuja maior parcela considerou-se ser através da capacitância

parasita do sistema fotovoltaico, por ser a maior capacitância dentre todas[1]. Destaca-se que sistemas nos quais um dos terminais do sistema fotovoltaico é conectado ao neutro aterrado apresentam corrente de fuga reduzida (ARAÚJO; ZACHARIAS; SAHAN, 2008). Nesses casos, a corrente de fuga depende da oscilação da tensão do neutro para a terra no ponto de conexão com o sistema fotovoltaico;

g) as capacitâncias parasitas internas do conversor multifuncional são representadas como uma única capacitância $C_{lk,cfm}$. Entretanto, sabe-se que essas capacitâncias são dispersas e não podem ser sempre agrupadas. Por isso, foram desprezadas nos modelos utilizados nas análises de faltas a terra.

Figura 4.6 – Sistema com conversor fotovoltaico multifuncional em modo conectado à rede sem transformador, incluindo caminho da corrente de fuga de operação normal.



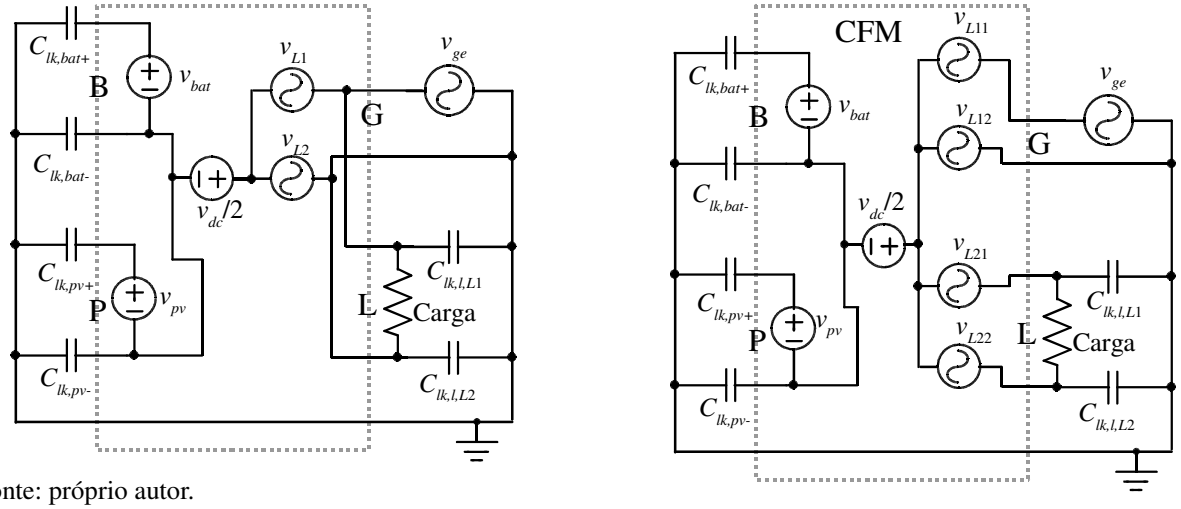
Fonte: próprio autor.

A análise de faltas a terra em modo conectado à rede é realizada a partir do modelo equivalente do CFM de referência, mostrado na Figura 4.7(a). As tensões v_{L1} e v_{L2} são as componentes alternadas das tensões médias das chaves semicondutoras S_3 e S_4, mostradas nas equações (4.1) e (4.2). A mesma análise pode ser realizada para outras topologias e configurações, como inversores trifásicos e topologias com barramento CC dividido. Na Figura 4.7(b), é mostrado como seria o circuito equivalente da configuração de dupla conversão sem transformador com dois conversores CC-CA *full-bridge* monofásicos.

[1] Casos excepcionais poderiam resultar na violação dessa condição, mas sua análise torna-se sem relevância para uma análise geral.

Figura 4.7 – Circuitos equivalentes para análise de faltas: (a) CFM de referência do Apêndice A.1; (b) CFM de dupla conversão, com dois conversores CC-CA monofásicos.

(a) (b)



Fonte: próprio autor.

O circuito equivalente da Figura 4.7(a) foi obtido considerando que as componentes de alta frequência das tensões e correntes de modo comum são desprezadas, pois podem ser filtradas. Além disso, as indutâncias e resistências são desprezadas, supondo que em baixa frequência as impedâncias das capacitâncias são muito maiores do que dos outros elementos.

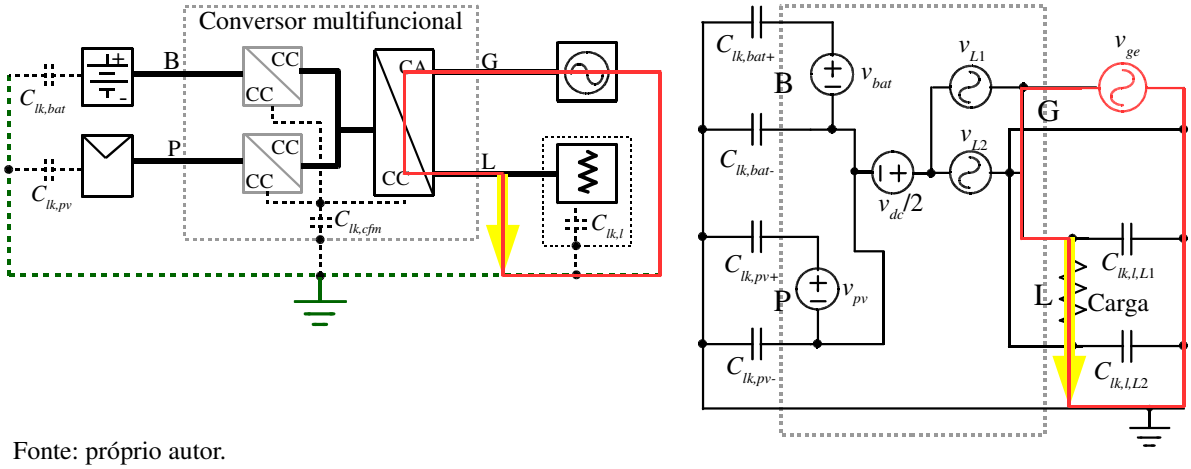
A partir do diagrama de blocos e circuito equivalente da Figura 4.7(a), ilustraram-se possíveis faltas a terra nas seguintes partes do sistema:

- junto às cargas (Figura 4.8);
- junto ao sistema fotovoltaico (Figura 4.9);
- junto às baterias (Figura 4.10);
- no lado CA da rede (Figura 4.11);

A seta amarela das figuras representa a falta a terra, enquanto a linha contínua vermelha é o caminho da corrente de falta. Nas partes (a) dessas figuras é representado o diagrama de blocos de um CFM multifuncional genérico, enquanto que nas partes (b) é apresentado o circuito equivalente do CFM de referência.

Figura 4.8 – CFM conectado à rede. Falta a terra junto às cargas: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente do CFM de referência.

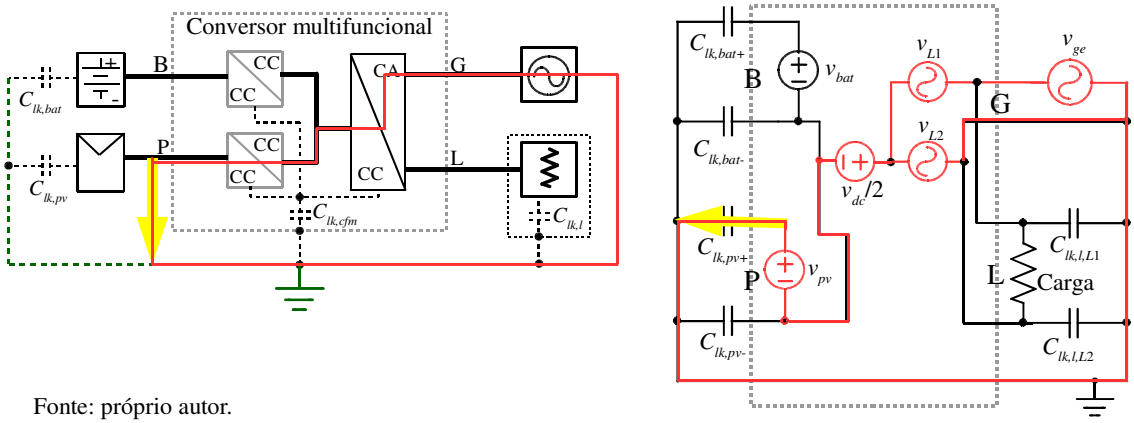
(a) (b)



Fonte: próprio autor.

Figura 4.9 – CFM conectado à rede. Falta a terra junto ao sistema fotovoltaico: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente do CFM de referência.

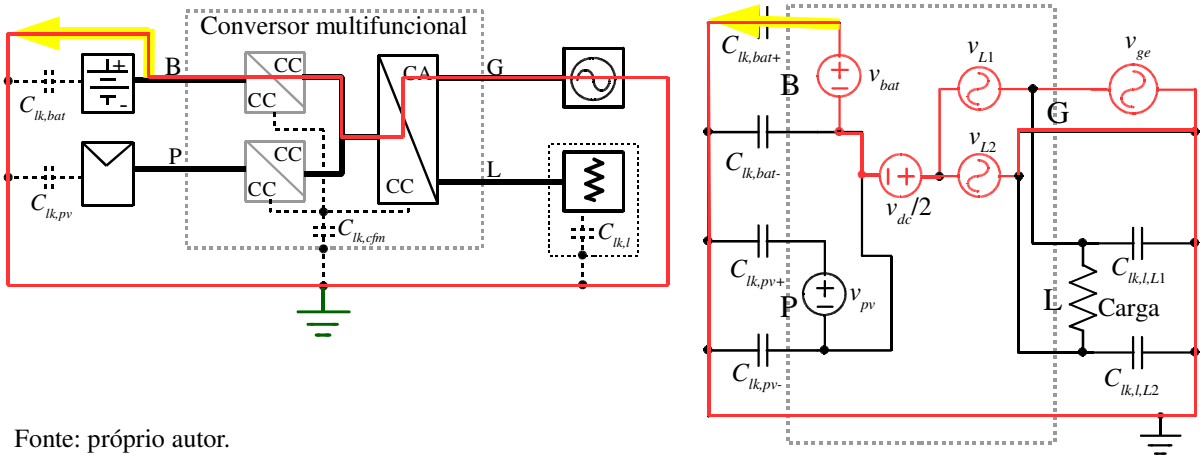
(a) (b)



Fonte: próprio autor.

Figura 4.10 – CFM conectado à rede. Falta a terra junto às baterias: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente de modo comum do CFM de referência.

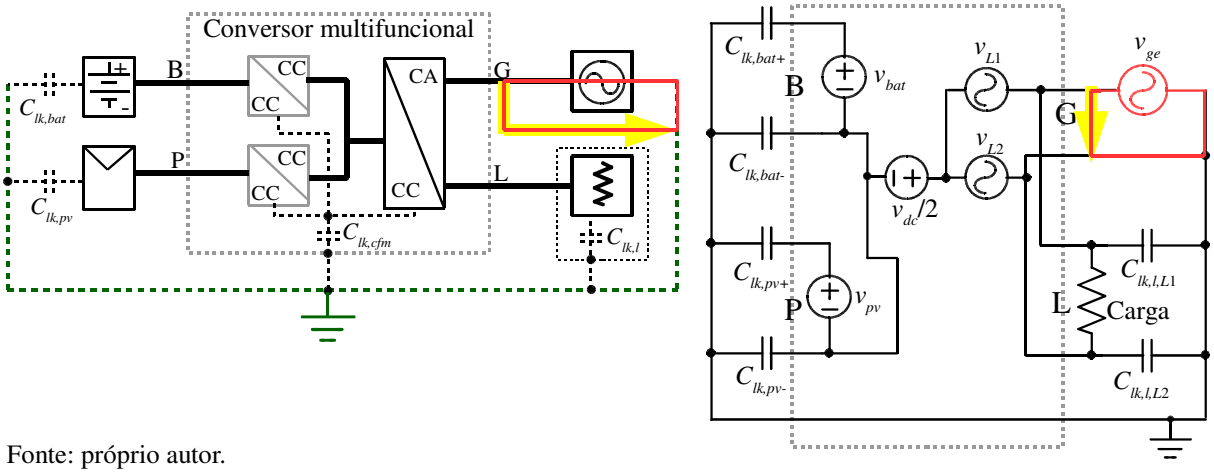
(a) (b)



Fonte: próprio autor.

Figura 4.11 – CFM conectado à rede. Falta a terra no lado CA da rede: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente do CFM de referência.

(a) (b)



Fonte: próprio autor.

Pode-se observar que, para o CFM de referência (parte (b) das figuras), as faltas no lado CA geram corrente de modo comum CA, enquanto as faltas no lado CC geram corrente de modo comum com componente CC e CA, pois a impedância CC torna-se nula. Observa-se que um dispositivo de proteção contra corrente residual instalado junto à entrada de energia da rede é capaz de detectar todas as faltas apresentadas.

Entretanto, se um dispositivo de proteção contra corrente residual for instalado integrado ao inversor em sua saída CA para a rede, então a falta a terra no lado CA da rede (Figura 4.11) pode não ser detectada. Essa integração do dispositivo no inversor é obrigatória (IEC 62109-2) se for utilizado RCMU, como mostrado na Seção 4.3.4.3. Nesse caso, um dispositivo de proteção adicional deve ser instalado na entrada de energia da rede (quadro de distribuição).

Destaca-se que se torna dispensável o uso de dispositivo de proteção contra corrente residual junto à saída CA da rede em CFM para atender à norma IEC 62109-2 quando as seguintes condições forem simultaneamente satisfeitas:

a) existir isolação galvânica entre rede CA e baterias;

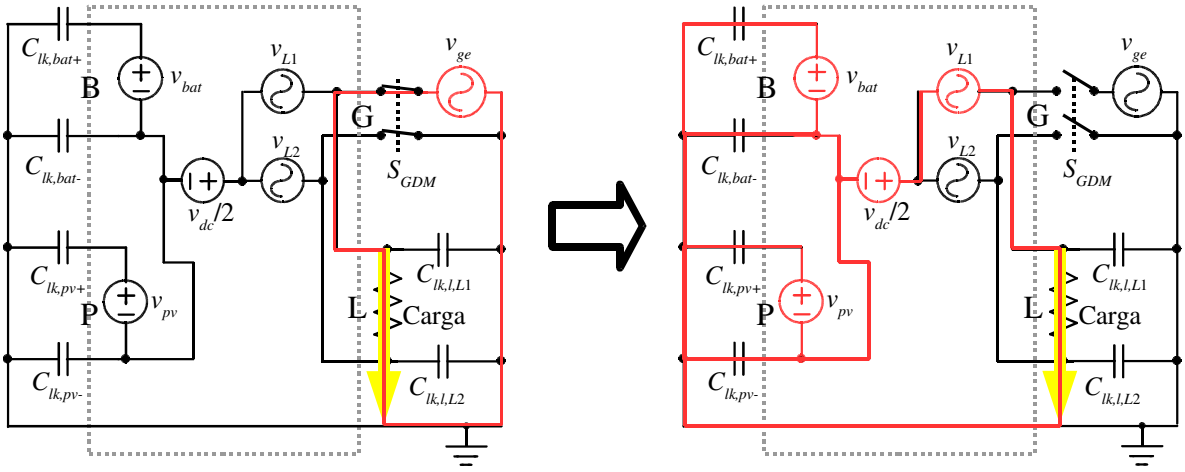
b) existir isolação galvânica entre a rede CA e sistema fotovoltaico;

c) forem atendidos os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (CFCE da Tabela 4.3), sendo essas correntes determinadas em todas as entradas isoladas da rede, de acordo com o explicado no Anexo C.

Deve-se destacar que a desconexão da rede após a detecção da falta não garante a eliminação da corrente residual e, consequentemente, a segurança plena do usuário. Para ilustrar o que ocorre nesta situação, representou-se, na Figura 4.12(a), uma falta junto às cargas em um CFM de dupla conversão com conversores CC-CA que geram tensão de modo comum. A corrente de falta da Figura 4.12(a), que é idêntica à representada na Figura 4.8, passa pelo caminho de menor impedância, que é a rede. Entretanto, caso a rede seja fisicamente desconectada como mostrado na Figura 4.12(b), observa-se que a tensão de modo comum gerada pelo conversor CC-CA que alimenta as cargas permanece gerando uma corrente de falta através das capacitâncias parasitas do sistema. Portanto, pode ser necessária a inclusão de um dispositivo de proteção contra corrente residual adicional na saída para as cargas. Essa situação é equivalente a uma falta em modo autônomo, que é discutida na Seção 4.4.2.

Figura 4.12 – Falta em CFM conectado à rede: (a) falta junto às cargas; (b) continuação da falta após abertura da rede.

(a) (b)



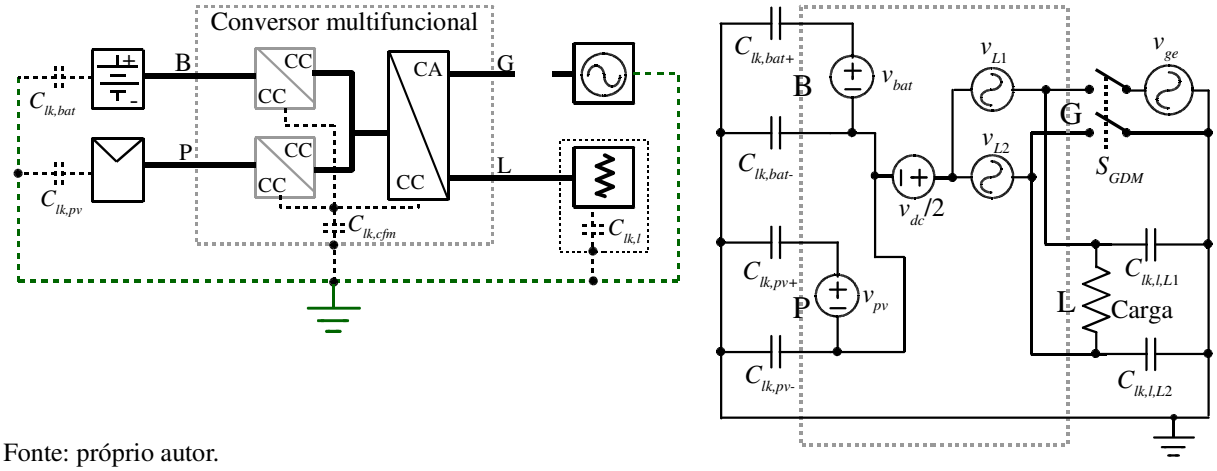
Fonte: próprio autor.

4.4.2 Faltas em modo autônomo – cargas isoladas da terra (sistema IT)

A Figura 4.13(a) apresenta o mesmo sistema da Figura 4.6(a), mas operando em modo autônomo, desconectado da rede elétrica. As cargas operam como um sistema IT, flutuante em relação a terra. O circuito equivalente do CFM de referência é mostrado Figura 4.13(b). É importante destacar que a capacitância parasita das cargas para a terra é dividida em duas, $C_{lk,l,L1}$, da fase 1 para a terra, e $C_{lk,l,L2}$ da fase 2 para a terra.

Figura 4.13 – Sistema com conversor fotovoltaico multifuncional em modo autônomo: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência.

(a) (b)



Fonte: próprio autor.

A partir do diagrama de blocos e circuito equivalente mostrado na Figura 4.13(b), são representadas na Figura 4.14 e Figura 4.15 possíveis faltas a terra junto às cargas e junto às entradas CC, respectivamente. Destaca-se que a falta dentro do conversor não foi representada, pois o comportamento do sistema nesse caso é dependente do local do circuito onde ela ocorre. A seta amarela nessas figuras representa a falta a terra, enquanto a linha contínua vermelha é o caminho da corrente de falta.

Na ocorrência de uma falta a terra junto às cargas, como mostrada na Figura 4.14, a corrente residual torna-se igual à corrente de fuga durante a operação normal em modo conectado à rede (rede TN) apresentada na Figura 4.6. Por isso, é importante que o sistema de proteção consiga diferenciar a operação normal em modo conectado à rede, mostrada na Figura 4.6, da falta em modo autônomo, mostrada na Figura 4.14.

A Figura 4.15 ilustra uma condição de falta a terra no lado CC em um CFM. Observa-se na Figura 4.15(b) que o resultado da ocorrência de uma falta na entrada fotovoltaica é similar a uma falta na entrada das baterias. Podem-se analisar as fontes de tensão no caminho da falta mostrada na Figura 4.15(b):

a) **fonte $v_{dc}/2$**: por ser uma fonte de tensão contínua, não gera corrente de modo comum em regime permanente, pois as capacitâncias parasitas da carga apresentam impedância infinita em 0 Hz;

b) **fontes alternadas v_{L1} e v_{L2}**: representam a onda senoidal sintetizada pelo conversor CC-CA. Tem-se que $v_{L2} = - v_{L1}$. Portanto, $v_{L2}+v_{L1} = 0$, ou seja, a tensão de modo comum seria nula. Entretanto, não é possível afirmar que a corrente de modo comum é nula, pois depende da relação entre as capacitâncias $C_{lk,l,L1}$ e $C_{lk,l,L2}$. Se

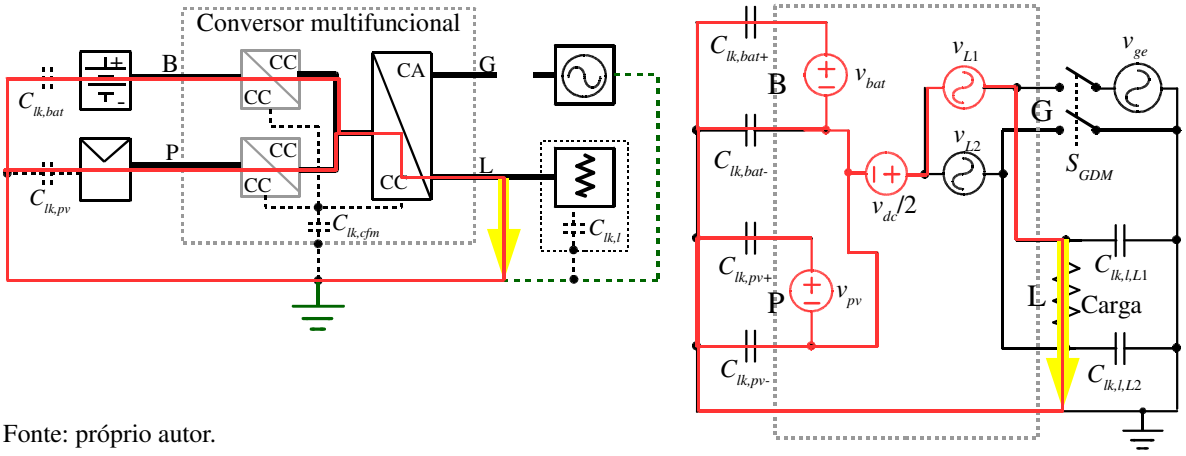
essas capacitâncias forem iguais, tem-se que $i_1 = i_2$, assim a corrente de modo comum é nula ($i_1 - i_2 = 0$). Se forem diferentes, existe uma corrente de modo comum proporcional à diferença entre essas capacitâncias.

Normalmente as capacitâncias parasitas das cargas são muito menores do que a capacitância parasita do sistema fotovoltaico. Portanto, a corrente decorrente da falta representada na Figura 4.15 é normalmente desprezível.

Observa-se que as faltas mostradas nas Figuras 4.14 e 4.15 podem ser detectadas através do monitoramento da corrente residual na saída CA do CFM para as cargas (terminal L). A corrente de todas as fases mais a corrente do neutro dessa saída devem ser somadas dentro do dispositivo de proteção para obter a corrente residual monitorada para proteção.

Figura 4.14 – CFM em modo autônomo. Falta junto às cargas: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência.

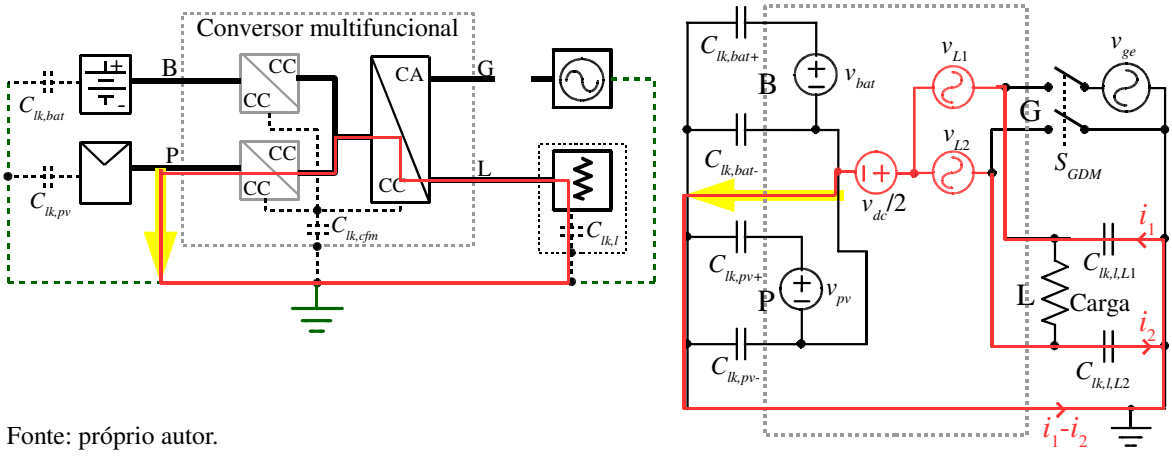
(a) (b)



Fonte: próprio autor.

Figura 4.15 – CFM em modo autônomo. Falta junto à entrada CC: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência.

(a) (b)

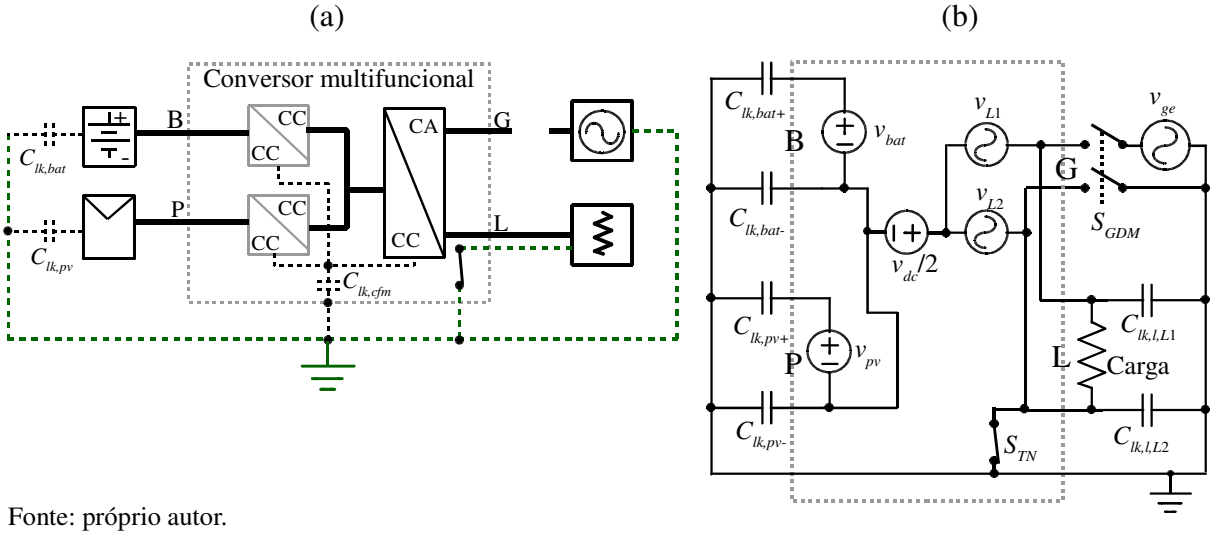


Fonte: próprio autor.

4.4.3 Faltas em modo autônomo – cargas com neutro aterrado (sistema TN)

De acordo com a norma alemã VDE-AR-E 2510, é possível transformar o sistema autônomo em TN através de uma conexão do neutro das cargas consumidoras com o condutor de equipotencialização (terra), através de uma chave dentro do inversor. Essa conexão deve ser realizada somente durante a operação em modo autônomo. Na Figura 4.16(a), é ilustrado o diagrama de blocos do circuito em modo autônomo operando com neutro aterrado. O circuito equivalente para o CFM de referência (vide Apêndice A) em operação no sistema TN em modo autônomo é apresentado na Figura 4.16(b). Esse circuito, durante operação normal, é equivalente ao circuito da Figura 4.14 em situação de falta. Assim, apresenta uma corrente de fuga nominal devido às capacitâncias parasitas do sistema fotovoltaico, baterias e inversor. Faltas que ocorrem nesse circuito podem ser detectadas através de um dispositivo de proteção contra corrente residual instalado em série com a chave de aterramento S_{TN} mostrada na Figura 4.16(b), interna ao conversor.

Figura 4.16 – CFM em modo autônomo, com cargas ligadas em TN: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência (com sistema TN).

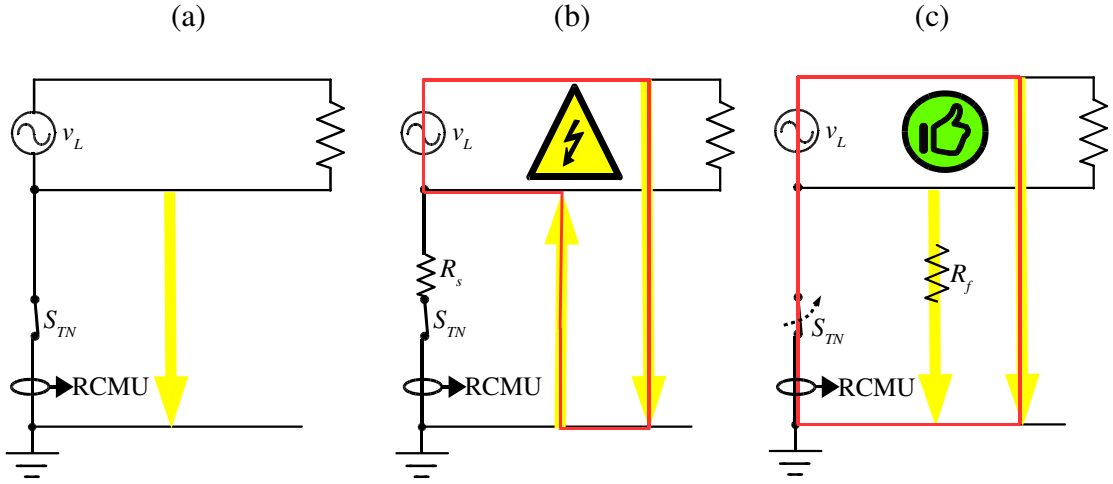


Fonte: próprio autor.

É necessário destacar que a resistência do condutor de aterramento da chave S_{TN} deve ser reduzida para evitar riscos de choque elétrico. Na Figura 4.17(a), demonstra-se que uma falta que ocorra do neutro das cargas para a terra pode não gerar corrente de modo comum, e assim o dispositivo de proteção contra corrente residual (DR ou RCMU) não pode detectar. Caso a resistência do aterramento (R_s) seja elevada, uma segunda falta da fase para a terra pode não ser detectada, representando risco elevado de choque elétrico, como ilustrado na Figura 4.17(b). Para que essa falta seja detectada, a resistência do aterramento do neutro deve

ser muito menor do que a resistência da primeira falta (R_f) do neutro a terra, como representado na Figura 4.17(c). A norma VDE-AR-E-2510 especifica que o aterramento do neutro deve ser realizado com condutor de cobre de, no mínimo, 10 mm². Assim, garante-se que a resistência do aterramento seja pequena.

Figura 4.17 – Faltas em sistema com carga de neutro aterrado: (a) falta do neutro a terra não é detectada; (b) Falta da fase a terra se resistência do aterramento é elevada; (c) Falta da fase a terra se resistência do aterramento é reduzida e resistência da primeira falta é elevada.



Fonte: próprio autor.

4.4.4 Corrente de modo comum entre sistema fotovoltaico e baterias

É possível ocorrer uma corrente de modo comum entre o sistema fotovoltaico e as baterias quando existir uma fonte de tensão de modo comum entre esses sistemas. Um caso em que isso ocorre é quando as seguintes condições forem simultaneamente satisfeitas:

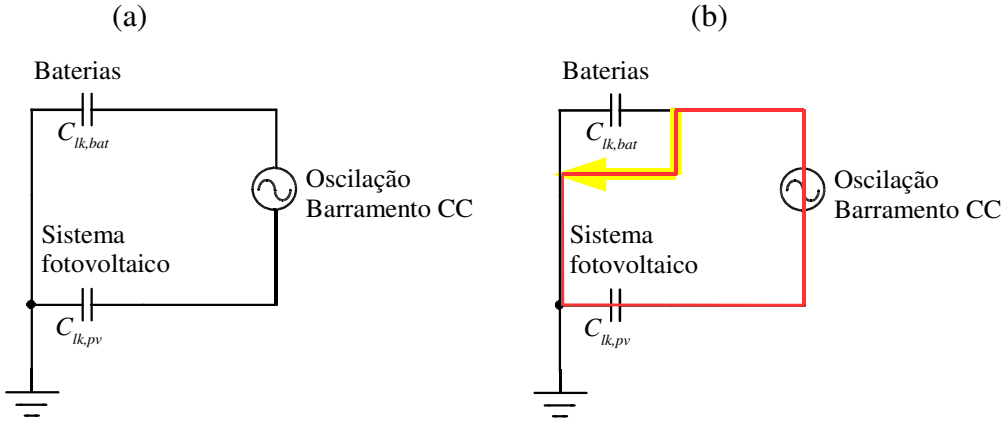
a) os conversores CC-CC do sistema fotovoltaico e das baterias forem não-isolados;
b) o sistema fotovoltaico e as baterias forem conectados a polos opostos do barramento CC, tal como quando o polo negativo do sistema fotovoltaico é conectado ao polo negativo do barramento CC, e o polo positivo das baterias é conectado ao polo positivo do barramento CC;
c) ocorrer oscilação da tensão do barramento CC gerada pela modulação senoidal do conversor CC-CA, pela corrente pulsada da carga de saída, ou por outra origem.

Quando essas condições forem simultaneamente satisfeitas, existe uma tensão de modo comum CA entre sistema fotovoltaico e baterias, o que equivale à existência de uma fonte no circuito equivalente de modo comum.

Na Figura 4.18(a), é apresentado o circuito equivalente de modo comum entre sistema fotovoltaico e baterias, quando as condições acima são satisfeitas. Observa-se que existe uma

corrente de modo comum circulante durante operação normal que é limitada pela associação série das capacitâncias parasitas entre baterias e terra e sistema fotovoltaico e terra. Na Figura 4.18(b), é aplicada uma falta em um dos polos das baterias para a terra. Nesse caso, a corrente de modo comum é limitada somente pela capacitância parasita do sistema fotovoltaico. Pode-se verificar que a corrente obtida pode ultrapassar os limites considerados seguros para se garantir a não ocorrência de choque elétrico. Para exemplificar, dado um sistema fotovoltaico de 13 kW_p com capacitância parasita de 2 μF. Caso a oscilação do barramento CC seja de 15 V de amplitude em 120 Hz, obtém-se uma corrente eficaz de falta de 16 mA. Caso a capacitância parasita e/ou a oscilação do barramento CC sejam aumentados, a corrente de fuga pode ultrapassar 30 mA, tornando obrigatória a utilização de um dispositivo contra corrente residual.

Figura 4.18 – Circuito de modo comum entre sistema fotovoltaico e baterias, se conectados a polos opostos do barramento CC : (a) situação normal; (b) situação de falta junto às baterias.



Fonte: próprio autor.

Para solucionar o problema da corrente de fuga entre baterias e sistema fotovoltaico sem necessitar de dispositivo contra corrente residual, uma das seguintes medidas pode ser adotada:

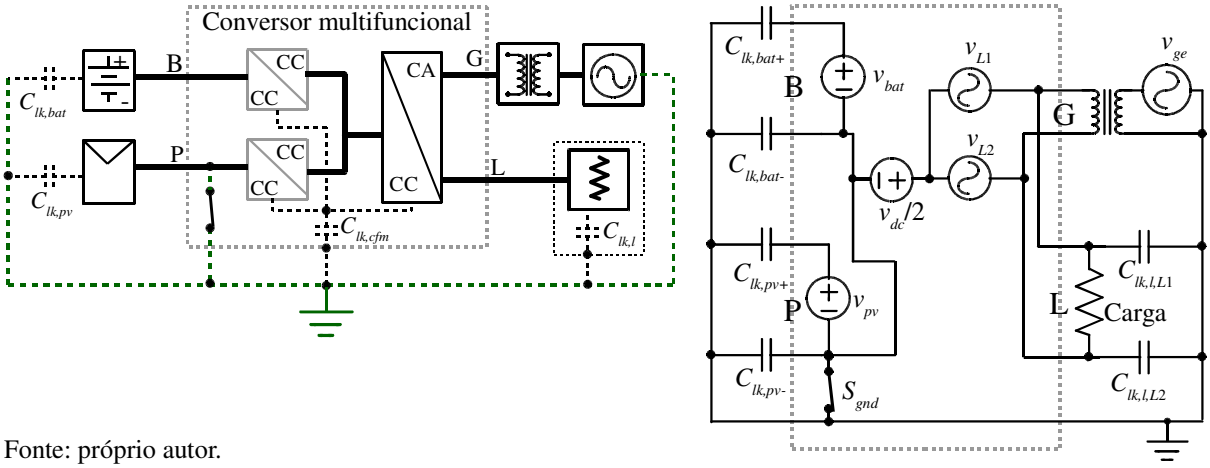
a) isolar galvanicamente as baterias do sistema fotovoltaico através de conversor CC-CC isolado;
b) conectar o sistema fotovoltaico e as baterias a um mesmo polo do barramento CC, de modo que não haja oscilação de modo comum entre eles.

4.4.5 Faltas devido ao aterramento funcional do sistema fotovoltaico

O aterramento funcional de sistemas fotovoltaicos é permitido somente se o sistema fotovoltaico estiver isolado da rede elétrica através de transformador, de acordo com a IEC 62109-2 e a IEC TS 62548. Em um sistema multifuncional, pode-se isolar somente a rede elétrica, como ilustrado na Figura 4.19(a). O aterramento funcional é realizado através de uma chave interna ao CFM conectando um dos polos do sistema fotovoltaico a terra. Se não houver isolação entre sistema fotovoltaico, baterias e cargas consumidoras, diversas situações de falta podem surgir. O circuito equivalente do CFM de referência (Apêndice A.1) é apresentado na Figura 4.19(b), considerando que um transformador de baixa frequência é incluído na entrada da rede, permitindo o aterramento funcional do sistema fotovoltaico. Destaca-se que para o circuito equivalente de modo comum, o transformador é um circuito-aberto.

Figura 4.19 – Sistema isolado da rede com aterramento funcional: (a) diagrama de blocos; (b) circuito equivalente para CFM de referência (com entrada da rede isolada).

(a) (b)



Fonte: próprio autor.

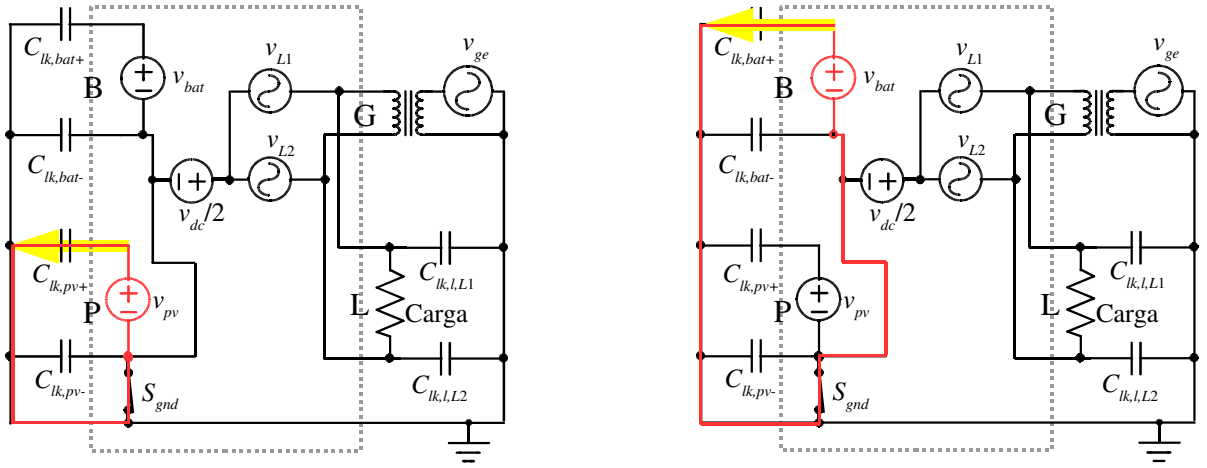
Na Figura 4.20(a), é ilustrada uma falta a terra do polo do sistema fotovoltaico oposto ao aterramento funcional para o CFM de referência. Nessa situação, a corrente torna-se igual à corrente de curto-circuito do sistema fotovoltaico, que é limitada. Na Figura 4.20(b), é mostrada uma falta a terra junto ao polo da bateria oposto ao aterramento funcional, resultando em um curto-circuito da bateria. Na Figura 4.20(c), é ilustrada uma falta junto à saída CA das cargas a terra, o que resulta em um curto-circuito na saída do inversor.

Observa-se que a circulação da corrente em todas as situações de falta acima descritas se dá através da chave de aterramento funcional S_{gnd}. Assim, pode-se proteger o CFM contra

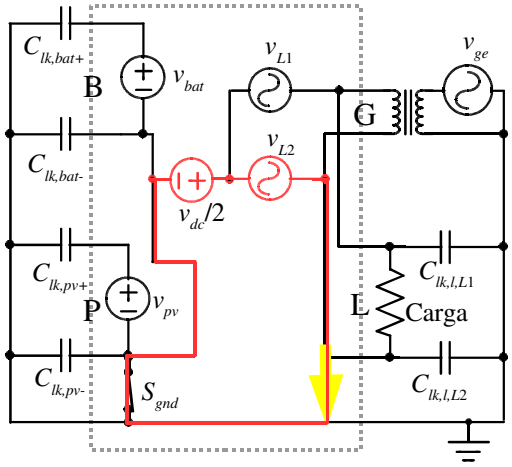
todas essas possíveis faltas utilizando um dispositivo contra sobrecorrente em série com a chave de aterramento funcional. A IEC TS 62548 apresenta as correntes consideradas na especificação dos fusíveis que devem ser utilizados em série com S_{gnd}. Contudo, como os limites de corrente desses fusíveis são muito superiores a 30 mA, conclui-se que apenas o uso de fusíveis não é suficientes para proteger o usuário contra choque elétrico. Por esse motivo, é importante monitorar a corrente da chave de aterramento funcional com o objetivo detectar variações bruscas de correntes superiores a 30 mA, como utilizado para RCMUs (vide Seção 4.3.4.3). A chave S_{gnd} deve ser aberta caso uma falha seja detectada.

Figura 4.20 – Faltas em sistema isolado da rede com aterramento funcional para CFM de referência: (a) falta a terra de um dos polos do sistema fotovoltaico; (b) falta a terra de um dos polos das baterias; (c) falta a terra da saída CA das cargas consumidoras.

(a) (b)



(c)



Fonte: próprio autor.

Destaca-se que caso a carga necessitar de neutro aterrado (sistema TN), o aterramento funcional no sistema fotovoltaico somente pode ser empregado quando existir isolação galvânica entre o sistema fotovoltaico e as cargas, ou quando for utilizada uma topologia de conversor onde o barramento CC possuir ponto central ligado tanto ao neutro das cargas quanto ao polo aterrado do sistema fotovoltaico. Como regra geral, caso seja necessário utilizar mais de um ponto de aterramento funcional no sistema, é necessário isolar galvanicamente esses circuitos. Desse modo, as correntes de falta podem ser detectadas independentemente para cada caso, nunca ocorrendo correntes circulantes entre os diferentes pontos de aterramento funcional.

Destaca-se que é possível utilizar aterramento funcional nas baterias, desde que estas estejam galvanicamente isoladas de outros circuitos aterrados. Os mesmo requisitos aplicados a sistemas fotovoltaicos com aterramento funcional também valem para o caso de aterramento funcional junto às baterias.

4.4.6 Combinações possíveis e seleção de dispositivos de proteção

Com base nas recomendações técnicas descritas na seção anterior, é possível determinar quais dispositivos de proteção são necessários. O conhecimento das seguintes características são relevantes para a determinação das proteções:

a) o nível de tensão do sistema fotovoltaico, baterias e cargas, classificando-os como DVC-A ou não;
b) a existência de isolação galvânica entre rede elétrica, sistema fotovoltaico, baterias e cargas;
c) o tipo de configuração do CFM: se dupla conversão, espera passiva, interativa com a rede, com chave de desconexão interna ou externa;
d) a utilização ou não de aterramento funcional do sistema fotovoltaico;
e) necessidade de aterramento do neutro das cargas durante modo autônomo (sistema TN);
f) possível circulação de corrente de modo comum entre baterias e sistema fotovoltaico;
g) a máxima corrente de toque e corrente de fuga contra perigos de fogo (vide Anexo B) na entrada fotovoltaica, na entrada das baterias e na saída para as cargas.

A análise da combinação de todas essas características resulta em múltiplos sistemas de proteção diferentes. Por isso, a análise realizada é muito mais complexa do que a apresentada na Tabela 4.3 e na Tabela 4.4.

4.4.7 Proteções contra corrente residual e falha de isolação

A partir da Tabela 4.3, obtida da IEC 62109-2, da Tabela 4.4, obtida da IEC TS 62548, e da análise das possíveis faltas, são propostos e sintetizados os requisitos para garantir a segurança dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia. Por serem muitas combinações de sistemas, os requisitos não puderam ser organizados em tabelas. Os requisitos foram organizados de acordo com a proteção, que deve ser analisada para cada sistema individualmente.

4.4.7.1 Proteções contra corrente residual

As seguintes proteções contra corrente residual devem ser analisadas em um sistema fotovoltaico conectado à rede com armazenamento de energia:

a) Proteção contra corrente residual proveniente da rede:

- ***Necessidade***: é necessário incluir um dispositivo de proteção contra corrente residual proveniente da rede elétrica TN sempre que qualquer uma dessas situações ocorrer:
  - sistema fotovoltaico e rede não forem isolados galvanicamente;
  - e/ou baterias e rede não forem isolados galvanicamente;
  - e/ou cargas apresentarem saída exclusiva não isolada galvanicamente da rede;
  - ou **não** cumprir os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (CFCE da Tabela 4.3). As correntes devem ser determinadas em todas as entradas isoladas da rede, de acordo com o apresentado no Anexo C.
- ***Detecção de faltas***: a detecção de corrente residual de falta deve ser realizada de acordo com as seguintes regras:
  - Utilizar DR do tipo B ou RCMU (vide seção 4.3.4.3) caso seja possível existir corrente de modo comum CC. Portanto, esses dispositivos são obrigatórios se:

⇒ o sistema fotovoltaico e a rede não forem galvanicamente isolados;

⇒ e/ou baterias e rede não forem galvanicamente isolados;

⇒ e/ou as cargas não forem galvanicamente isolados da rede e o sistema for da configuração de dupla conversão, pois nesse caso a corrente residual CC nas cargas pode ser gerada pelos conversores CC-CA.

- Caso nenhuma das condições acima seja satisfeita, pode-se utilizar um DR tipo A de 30 mA. Um RCMU torna-se necessário somente se a corrente de fuga nominal ensaiada de acordo com Anexo C for superior a 30 mA.

– ***Procedimento em caso de falta***: para todos os casos, deve-se inicialmente indicar a falta local e, remotamente, de acordo com IEC 62109-2. Depois disso, seccionar todas as fases e neutro da saída para a rede. O CFM pode continuar a operar alimentando as cargas em modo autônomo, desde que a corrente de falta seja interrompida, e que haja proteção contra falha simples no dispositivo de desconexão da rede (vide seção 4.3.4.1). Para isso, é necessário desconectar ao menos dois relés entre a falta e a rede, como apresentado na seção 4.3.4.1;

– ***Retorno à operação normal após falta***: o retorno à operação conectada à rede pode ser realizado automaticamente. Na ocorrência de uma falta, existe perda de isolação do local da falta em relação a terra. Portanto, o retorno pode ser sinalizado através de supervisão de isolamento. Caso a resistência de isolação de todos os supervisores de isolamento do CFM tornem-se superiores à nominal, pode-se reconectar à rede.

b) Proteção adicional contra corrente residual (proteção das cargas)

– ***Necessidade***: em qualquer um dos seguintes casos:

- cargas não isoladas galvanicamente do sistema fotovoltaico;
- e/ou cargas não isoladas galvanicamente das baterias;
- e/ou não cumprimento dos requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (vide Anexo C) medida junto às cargas;
- e/ou cargas não isoladas galvanicamente da rede: na configuração interativa com a rede com chave de desconexão externa, há uma única saída para rede e cargas, portanto essa proteção deve ser externa ao inversor.

– ***Detecção de faltas***:

- Utilizar DR do tipo B ou RCMU (seção 4.3.4.3) caso seja possível existir corrente de modo comum CC. Esses dispositivos são obrigatórios se:
  - ⇒ o sistema fotovoltaico e as cargas não forem isolados galvanicamente;
  - ⇒ e/ou baterias e cargas não forem isolados galvanicamente;
- Caso contrário, é permitido utilizar DR tipo A ou AC.

– ***Procedimento em caso de falta***: inicialmente indicar a falta local e remotamente, de acordo com IEC 62109-2. A indicação de falta é dispensável se a proteção for externa ao inversor. Deve-se também interromper a corrente de falta:

- seccionar todas as fases e neutro de alimentação das cargas;
- ou interromper a corrente de falta em outro ponto possível, caso o objetivo seja manter a alimentação das cargas mesmo na situação de falta.

A interrupção da falta deve ser realizada com proteção contra falha simples no dispositivo de desconexão (vide seção 4.3.4.1). Para isso, é necessário desconectar ao menos dois relés entre a falta e a fonte de tensão de modo comum que gerou a corrente de falta.

c) **Proteção contra corrente residual para sistema TN em modo autônomo**:

– ***Necessidade***: sempre que as cargas operarem como sistema TN durante modo autônomo.

– ***Detecção de faltas***: a corrente do aterramento funcional deve ser monitorada.

- Utilizar DR do tipo B ou RCMU (seção 4.3.4.3) caso seja possível existir corrente de modo comum CC. Esses dispositivos são obrigatórios se:
  - ⇒ o sistema fotovoltaico e as cargas não forem isolados galvanicamente;
  - ⇒ e/ou baterias e cargas não forem isolados galvanicamente;
- Caso contrário, pode-se utilizar DR tipo A ou AC de 30 mA.

– ***Procedimento em caso de falta***: desconectar aterramento funcional do sistema TN e indicar a falta local e remotamente, de acordo com IEC 62109-2. Os tempos de desconexão devem atender aos da seção 4.3.5.2. Além do aterramento funcional, deve-se desconectar a carga caso não seja permitido operar como sistema IT;

– ***Retorno à operação normal após falta***: de acordo com VDE-AR-E 2510 (seção 4.3.5.3), as cargas devem ser alimentadas em modo tensão durante o retorno à operação normal, iniciando com níveis de DVC-B (50 V eficazes), para depois retornar à tensão nominal. São admitidas no máximo três tentativas de retorno

automáticas temporalmente espaçadas de, no mínimo, 90 s. Depois disso, o retorno é permitido somente em modo manual;

d) **Proteção contra corrente residual entre sistema fotovoltaico e baterias**:
   - ***Necessidade***: somente nos seguintes casos:
     - baterias e sistema fotovoltaico forem não isolados entre si;
     - e existir fonte de tensão de modo comum entre baterias e sistema fotovoltaico, por exemplo, se a bateria e o sistema fotovoltaico forem conectados a diferentes polos do barramento CC.
   - ***Detecção de faltas***: a corrente residual pode ser detectada na entrada do sistema fotovoltaico ou na entrada das baterias. Pode-se utilizar DR tipo A ou AC em local adequado, pois a corrente de modo comum é alternada e limitada pelas capacitâncias parasitas do sistema;
   - ***Procedimento em caso de falta***: indicar a falta local e remotamente, de acordo com IEC 62109-2 e interromper a corrente residual:
     - seccionando todos os polos do sistema fotovoltaico;
     - ou seccionando todos os polos das baterias;
     - ou interrompendo a operação dos conversores CC-CA, para que o barramento CC não apresente oscilações.
   - ***Retorno à operação normal após falta***: pode-se retornar à operação normal através da supervisão de isolamento do local da falta. Se o local da falta apresentar resistência de isolação superior à nominal, é possível reestabelecer o funcionamento normal.

e) **Proteção contra corrente residual do aterramento funcional**:
   - ***Necessidade***: se o sistema fotovoltaico apresentar aterramento funcional. O aterramento funcional é permitido somente se o sistema fotovoltaico for galvanicamente isolado de outros circuitos aterrados;
   - ***Detecção de faltas***: a corrente do aterramento funcional deve ser monitorada através de DR tipo B ou RCMU (vide seção 4.3.4.3);
   - ***Procedimento em caso de falta***: desconectar aterramento funcional e indicar a falta local e remotamente, de acordo com IEC 62109-2. É permitido conectar o sistema fotovoltaico ao CFM somente se cumprir os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo do Anexo C, considerando as correntes ensaiadas na entrada fotovoltaica. Caso contrário,

deve-se desconectar ou manter todos os polos do sistema fotovoltaico desconectados do CFM;

- ***Retorno à operação normal após falta***: deve-se manter o aterramento funcional desconectado. É permitido conectar o sistema fotovoltaico ao CFM somente se cumprir os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (Anexo C). Caso contrário, deve-se desconectar ou manter todos os polos do sistema fotovoltaico desconectados.

Deve-se destacar que é possível integrar mais de uma proteção contra corrente residual em um mesmo dispositivo, caso esse dispositivo possa medir todas as possíveis correntes residuais das proteções integradas. Entretanto, em sistemas sem transformador, a medição da corrente residual será realizada em pelo menos dois locais.

4.4.7.2 Proteções contra falhas de isolação

Podem-se adicionar proteções contra falhas de isolação em todos os circuitos do conversor fotovoltaico multifuncional: no sistema fotovoltaico, nas baterias e nas cargas consumidoras. A proteção é dispensável somente se os circuitos forem isolados, com níveis de tensão DVC-A. A seguir são descritas as proteções:

a) Supervisão da resistência de isolação do sistema fotovoltaico:

- ***Necessidade***: sempre que a tensão do sistema fotovoltaico for de nível DVC-B ou DVC-C, ou seja, sempre que a tensão de contato puder ser superior a 35 V (ambiente úmido);
- ***Frequência de supervisão da resistência de isolamento***: depende se a tensão do sistema fotovoltaico é flutuante ou não em relação a terra durante operação normal.
  - *Sistema fotovoltaico com tensão flutuante em relação a terra*: se não apresentar aterramento funcional, for isolado da rede e isolado de cargas com neutro aterrado (sistema TN), a resistência de isolamento do sistema fotovoltaico pode ser supervisionada ao menos 1 vez a cada 24 horas, de acordo a IEC 62109-2 e a IEC TS 62548. Entretanto, pode-se supervisionar a resistência de isolação de maneira contínua sem prejudicar a operação do sistema, em conformidade com os requisitos para sistemas IT da NBR 5410;

- *Sistema fotovoltaico com tensão não flutuante em relação a terra*: nessa situação, a resistência de isolação do sistema fotovoltaico deve ser supervisionada ao menos 1 vez a cada 24 h. Durante a medição da resistência de isolação, é necessário desconectar o sistema fotovoltaico dos circuitos aterrados ou referenciados a terra (rede elétrica, cargas com neutro aterrado ou aterramento funcional), caso contrário a resistência medida é nula.

– ***Detecção de faltas***: se a resistência de isolação medida for inferior à indicada na seção 4.3.4.2, considera-se que o sistema fotovoltaico está sob falta;

– ***Procedimento em caso de falta***: para todos os casos, deve-se inicialmente indicar a falta local e remotamente, de acordo com IEC 62109-2. Além disso, as seguintes ações devem ser realizadas em função do tipo do sistema:

- *Sistema fotovoltaico com tensão flutuante em relação a terra*: nesse caso, é permitido conectar o sistema fotovoltaico ao CFM somente se cumprir os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (Anexo C) no lado CC do sistema fotovoltaico. Caso contrário, deve-se desconectar ou manter todos os polos do sistema fotovoltaico desconectados ou, de maneira alternativa, desconectar da rede ou de cargas com neutro aterrado;
- *Sistema fotovoltaico com tensão não flutuante em relação a terra*: ao detectar a falta, deve-se manter o sistema fotovoltaico totalmente isolado de circuitos aterrados. Além disso, outras ações devem ser tomadas:
  - ⇒ Sistema fotovoltaico com aterramento funcional: deve-se manter o aterramento funcional desconectado. É permitido conectar o sistema fotovoltaico ao CFM somente se cumprir os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (Anexo C) no lado CC do sistema fotovoltaico. Caso contrário, deve-se desconectar ou manter todos os polos do sistema fotovoltaico desconectados;
  - ⇒ Sistema fotovoltaico não isolado galvanicamente da rede: devem-se manter os polos do sistema fotovoltaico desconectados do CFM, ou, de maneira alternativa, desconectar da rede;

⇒ Sistema fotovoltaico não isolado galvanicamente de cargas com neutro aterrado: devem-se manter os polos do sistema fotovoltaico desconectados do CFM ou, de maneira alternativa, desconectar as cargas.

- ***Retorno à operação normal após falta**:* pode ser realizada de maneira automática, caso a resistência supervisionada tornar-se superior à indicada na seção 4.3.4.2.

b) Supervisão da resistência de isolação das cargas:

- ***Necessidade*:** sempre que as cargas apresentarem níveis de tensão DVC-B ou DVC-C, ou seja, apresentar tensão superior a 25 V eficazes (ambiente seco), e as cargas forem alimentadas como sistema IT durante modo autônomo. Se as cargas são alimentadas como sistema TN, a supervisão da resistência não é necessária. Outro caso necessário: se o sistema fotovoltaico apresentar aterramento funcional e não for isolado das cargas;
- ***Frequência***: supervisão realizada de maneira contínua, em conformidade com os requisitos para sistemas IT da NBR 5410. Outro caso: se o sistema fotovoltaico apresentar aterramento funcional e não for isolado das cargas, a supervisão pode ser realizada no mínimo 1 vez a cada 24 horas;
- ***Detecção de faltas***: se a resistência for inferior aos limites sugeridos na VDE-AR-E 2510 (seção 4.3.5.1), considera-se que o sistema está sob falta. Para realizar a supervisão de isolamento, as cargas devem estar isoladas de circuitos aterrados como, por exemplo, um sistema fotovoltaico com aterramento funcional;
- ***Procedimento em caso de falta***: para todos os casos, deve-se inicialmente indicar a falta local e remotamente, de acordo com IEC 62109-2. Se o critério da NBR 5410 for utilizado (seção 4.3.3), a alimentação das cargas pode ser mantida. Utilizando o critério da VDE-AR-E 2510 (seção 4.3.5.1), deve-se desligar o sistema (seccionar a alimentação das cargas) em até 1 minuto na ocorrência da falta. Se o sistema fotovoltaico apresentar aterramento funcional e não for isolado das cargas, devem-se manter os dois circuitos isolados até a falta ser interrompida;
- ***Retorno à operação normal após falta***: de acordo com VDE-AR-E 2510 (seção 4.3.5.3). Se a resistência de isolação das cargas tornar-se superior ao limite para

indicação de falta (Tabela 4.6), considera-se que o sistema opera normalmente. As cargas devem ser alimentadas em modo tensão durante o retorno à operação normal, iniciando com níveis de DVC-B (50 V eficazes), para depois retornar à tensão nominal. São admitidas no máximo três tentativas de retorno automáticas, espaçadas temporalmente entre si em, no mínimo, 90 s. Depois disso, o retorno é permitido somente de modo manual;

c) Supervisão da resistência de isolação das baterias:

- ***Necessidade***: sempre que a tensão das baterias for de nível DVC-B ou DVC-C, ou seja, sempre que a tensão de contato puder ser superior a 60 V (ambiente seco);
- ***Frequência***: depende se a tensão das baterias é flutuante ou não em relação a terra durante operação normal.
  - *Baterias com tensão flutuante em relação a terra*: mesma regra da supervisão de isolamento do sistema fotovoltaico. Sugere-se supervisionar a isolação de maneira contínua, em conformidade com os requisitos para sistemas IT da NBR 5410;
  - *Baterias com tensão não flutuante em relação a terra*: sugere-se supervisionar a resistência das baterias 1 vez a cada 24 h, desconectando os circuitos referenciados a terra durante o ensaio, da mesma maneira que a supervisão de isolamento de sistemas fotovoltaicos. Caso o sistema estiver operando em modo autônomo durante o horário de supervisão, sugere-se permitir que a supervisão de isolamento seja realizada somente durante modo conectado à rede, com o objetivo de evitar interromper o fornecimento de energia às cargas.
- ***Detecção de faltas***: a resistência de isolação de referência pode ser a mesma para o sistema fotovoltaico (vide seção 4.4.7.2). Assim, caso for inferior a esse valor, considera-se que o sistema está sob falta. Para supervisão da resistência de isolamento, as baterias devem ser desconectadas de circuitos aterrados, caso contrário a resistência medida será nula;
- ***Procedimento em caso de falta***: o procedimento depende do tipo de sistema.
  - *Baterias com tensão flutuante em relação a terra*: nesse caso, é permitido conectar as baterias ao CFM somente se cumprir os requisitos de corrente de toque máxima e corrente residual máxima contra perigos de fogo (Anexo C)

no lado CC das baterias. Caso contrário, deve-se desconectar ou manter todos os polos das baterias desconectados ou, de maneira alternativa, desconectar da rede ou de cargas com neutro aterrado;

- *Baterias com tensão não flutuante em relação a terra*: ao detectar a falta, deve-se manter as baterias totalmente isoladas de circuitos aterrados como a rede.

– ***Retorno à operação normal após falta***: pode ser realizada de maneira automática, caso a resistência supervisionada tornar-se superior à indicada na seção 4.3.4.2.

Destaca-se que é tecnologicamente possível integrar mais de um dispositivo supervisor de isolamento em um único dispositivo. A resistência de isolação das baterias e do sistema fotovoltaico, por exemplo, pode ser supervisionada por um único dispositivo, caso os dois circuitos não sejam isolados. Entretanto, a desvantagem disso é a impossibilidade de isolar os dois circuitos para operarem de maneira independente em caso de falha em um deles. Por esse motivo, recomenda-se utilizar DSIs separados para as baterias, sistema fotovoltaico e cargas, além de utilizar chaves de desconexão separada para cada entrada.

4.5 EXEMPLOS DE SISTEMAS E SUAS PROTEÇÕES

Dois sistemas são apresentados como exemplo para demonstrar as proteções necessárias. Os conversores fotovoltaicos multifuncionais dos exemplos são da configuração de espera passiva com chave de desconexão interna.

No Sistema 1, cujas especificações são apresentadas na Tabela 4.7, os conversores CC-CC e o CC-CA são todos não-isolados. Logo, as baterias e o sistema fotovoltaico são não isolados da rede. Por esse motivo, um DR tipo B ou RCMU deve ser instalado na saída do CFM para a rede elétrica. Além disso, devido à possibilidade de existir elevada corrente residual devido à falta junto às cargas em modo autônomo, é necessário incluir outro DR tipo B ou RCMU na saída para as cargas.

Verifica-se nesse sistema também a necessidade de incluir supervisão do isolamento das baterias, do sistema fotovoltaico e das cargas, que operam como sistema IT durante modo autônomo. A isolação do sistema fotovoltaico e das baterias deve ser verificada pelo menos uma (1) vez a cada 24 h, antes de ligar essas fontes no CFM. Já a supervisão da isolação das cargas durante operação autônoma é realizada de maneira contínua.

Tabela 4.7 – Sistema 1 – sem transformador

Elemento	Especificação	Proteções necessária
Sistema fotovoltaico	- Conversor CC-CC não-isolado - Tensão de 120 V a 500 V - Sem aterramento funcional	- DR tipo B ou RCMU na entrada da rede - Supervisão de isolamento (DSI) do sistema fotovoltaico na inicialização
Baterias	- Conversor CC-CC não-isolado - Tensão máxima de 200 V	- DR tipo B ou RCMU na entrada da rede - Supervisão de isolamento (DSI) das baterias na inicialização
Cargas	- Não isoladas da rede, baterias e sistema fotovoltaico - Operação IT durante modo autônomo	- DR de 30 mA na saída para cargas (ou RCMU) - Supervisão de isolamento (DSI) das cargas em modo autônomo
CFM em geral	- Configuração espera passiva - Corrente de fuga superior a 30 mA para a rede	- RCMU na saída para rede

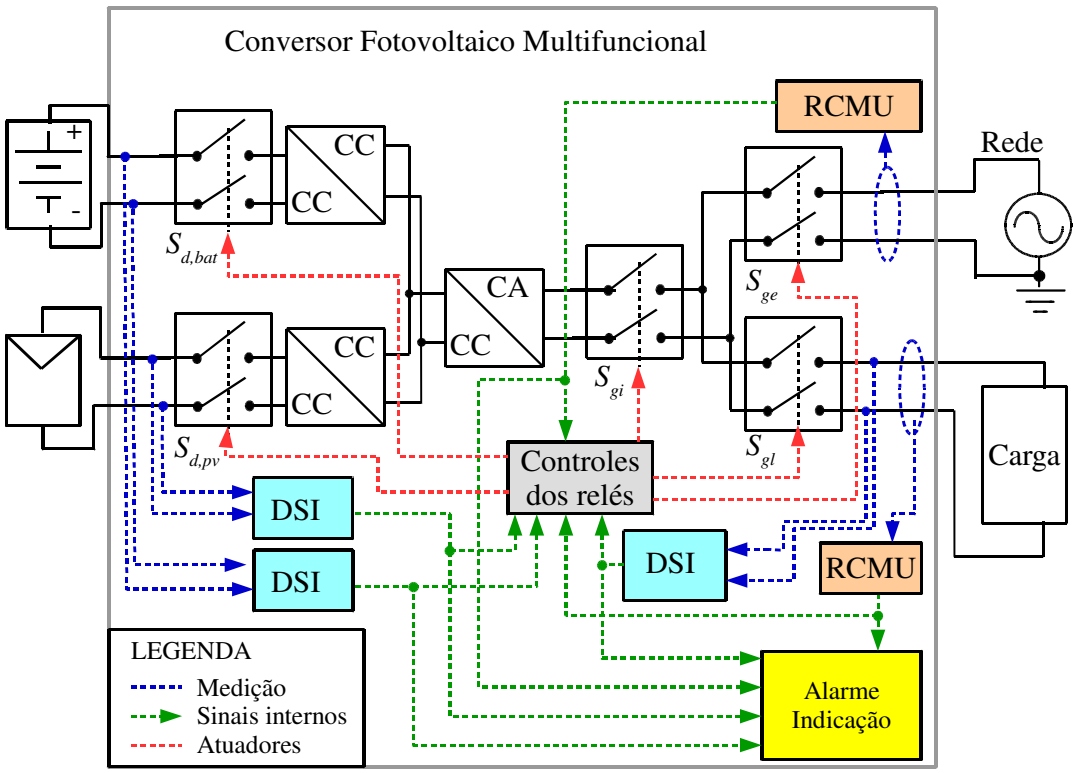
Fonte: próprio autor.

A Figura 4.21 apresenta um esquema das proteções necessárias para o Sistema 1. São empregados dois RCMUs (ou DRs) e três DSIs. Como as cargas operam como sistema IT durante modo autônomo, é necessário incluir um DSI para as cargas. Verifica-se que vários relés são empregados para garantir a proteção contra falha simples nos dispositivos de desconexão. Os relés $S_{d,bat}$ e $S_{d,pv}$ são necessários para monitorar a resistência de isolação a terra das baterias e sistemas fotovoltaico, sem que a rede seja desconectada ou as cargas deixem de ser alimentadas. Todas as falhas do sistema devem ser indicadas ao responsável.

É importante destacar que a necessidade de RCMU ou de DR para proteção contra corrente residual depende da corrente de fuga nominal durante modo conectado à rede. O CFM de referência (Apêndice A) necessita de RCMU quando a capacitância parasita do sistema fotovoltaico é elevada, como observado na Figura 4.3. Entretanto, sendo utilizado um conversor que permite a conexão de um dos polos do sistema fotovoltaico ao neutro aterrado, a corrente de fuga nominal pode ser reduzida (PATEL; AGARWAL, 2009). Isso possibilita o uso de DR para capacitâncias parasitas elevadas, reduzindo o custo dos dispositivos de proteção necessários.

No Sistema 2, cujas especificações são apresentadas na Tabela 4.8, os dois conversores CC-CC são isolados. Além disso, as baterias apresentam tensão máxima de 60 V, o que caracteriza nível de tensão DVC-A, enquanto o sistema fotovoltaico apresenta nível de tensão DVC-C.

Figura 4.21 – Esquema do sistema 1 – sem transformador.



Fonte: próprio autor.

O sistema 2 necessita de somente três dispositivos de segurança: um dispositivo de proteção contra corrente residual para evitar faltas junto às cargas, a supervisão de isolamento do sistema fotovoltaico, e a supervisão do isolamento das cargas durante modo autônomo. A corrente de modo comum monitorada pelo DR é originada da rede elétrica. Dessa forma, o DR pode ser colocado junto à saída para as cargas ou junto à saída para a rede elétrica.

A Figura 4.22 apresenta um esquema das proteções necessárias para o Sistema 2. São empregados um DR e dois DSIs. Se o DSI conectado ao sistema fotovoltaico detecta alguma falha de isolação, deve-se acionar o alarme, mas é permitido que o CFM se conecte à rede (Seção 4.4.7.2). O DR foi posicionado na saída para a rede elétrica. Verifica-se que a configuração dos relés S_{gi}, S_{ge} e S_{gl} permite garantir a proteção contra falha simples nos dispositivos de desconexão.

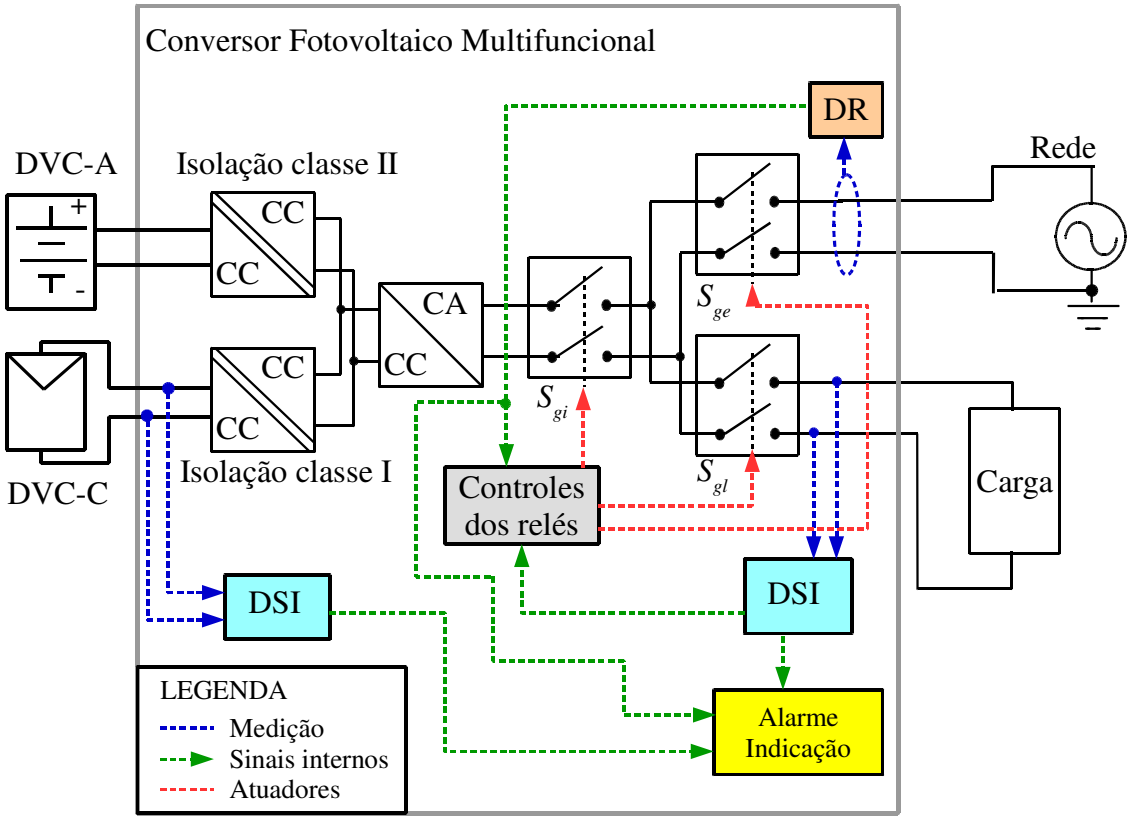
Verifica-se que o sistema 1 necessita de mais dispositivos de proteção do que o sistema 2, o que aumenta o custo total dos dispositivos de proteção. Porém, é possível que os custos de conversores CC-CC isolados e da possível redução da eficiência de conversão sejam maiores do que os custos das proteções. Assim, antes de escolher a topologia de conversores fotovoltaicos multifuncionais, é importante considerar o compromisso entre custo/eficiência dos conversores (isolados ou não isolados) e custo dos dispositivos de proteção necessários.

Tabela 4.8 – Sistema 2 – Sistema fotovoltaico isolado e baterias isoladas

Elemento	Especificação	Proteções necessária
Sistema fotovoltaico	- Conversor CC-CC isolado - Tensão de 120 V a 500 V - Sem aterramento funcional	- Circuito DVC-C: conversor CC-CC deve apresentar isolação básica - Supervisão de isolamento (DSI) do sistema fotovoltaico
Baterias	- Conversor CC-CC isolado - Tensão máxima de 60 V	- Circuito DVC-A: conversor CC-CC deve apresentar isolação dupla ou reforçada (classe II)
Cargas	- Não isoladas da rede - Isoladas das baterias e sistema fotovoltaico - Operação IT durante modo autônomo	- DR na entrada da rede ou na saída para cargas (proteção contra choque elétrico) - Supervisão de isolamento (DSI) das cargas em modo autônomo
CFM em geral	- Configuração espera passiva - Corrente de fuga desprezível	Nenhuma proteção adicional necessária

Fonte: próprio autor.

Figura 4.22 – Esquema do sistema 2 – gerador fotovoltaico isolado e baterias isoladas



Fonte: próprio autor.

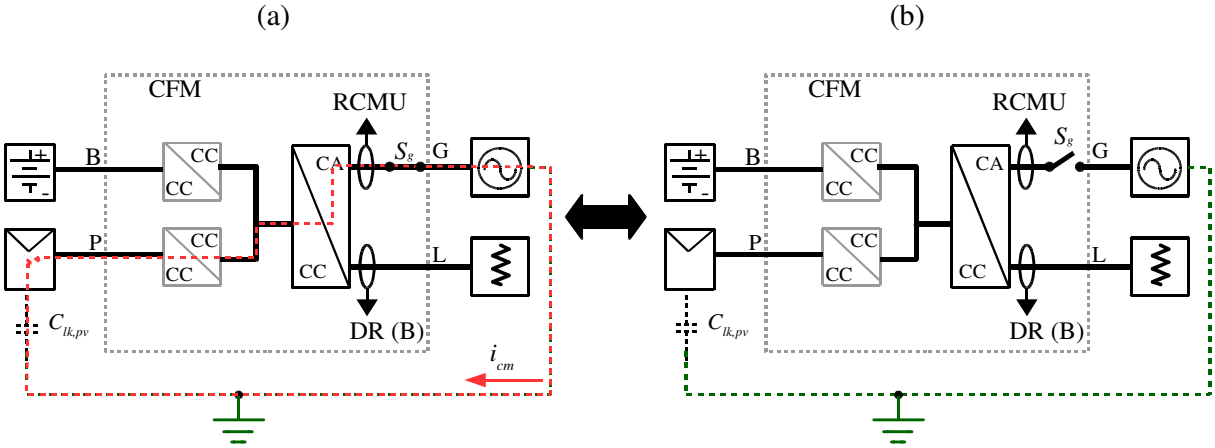
4.6 ANÁLISE DO IMPACTO DA CORRENTE DE FUGA EM CFMS E PROPOSTA DE SOLUÇÕES PRA MANTER A ALIMENTAÇÃO EM SITUAÇÃO DE FALTA

A corrente de fuga nominal de sistemas fotovoltaicos pode ser bastante significativa durante modo conectado à rede. A IEC 62109-2 permite a ocorrência de corrente eficaz de até 300 mA para sistemas de até 30 kW_p, e de até 10 mA/kW_p (eficazes) para sistemas de potência superior a 30 kW_p. Essa corrente de fuga deve ser levada em conta para a atuação dos dispositivos de proteção contra corrente residual. A seguir são analisados problemas decorrentes desta corrente elevada dos sistemas fotovoltaicos, são propostos métodos para evitar detecções falsas e são propostos métodos para manter a alimentação das cargas em situações de falta.

4.6.1 Mudança de modo de operação

Durante mudança de modos de operação, ocorrem mudanças bruscas da corrente de fuga do sistema. Na Figura 4.23(a), um CFM sem transformador está operando em modo conectado à rede. Existe uma corrente de fuga nominal i_{cm} devido à capacitância parasita do sistema fotovoltaico. Caso houver uma desconexão da rede, a chave S_g abre, e o sistema passa a operar em modo autônomo, como apresentado na Figura 4.23(b). No instante da comutação entre modos de operação, ocorre uma variação brusca na corrente de fuga eficaz do RCMU da saída para a rede, que pode ser muito superior a 30 mA. No retorno para a operação conectada à rede, ocorre a variação contrária, onde a corrente de fuga medida passa de zero para o valor nominal.

Figura 4.23 – Corrente de fuga de CFM em: (a) modo conectado à rede; (b) modo autônomo.



Fonte: próprio autor.

Para que o sistema funcione adequadamente, o RCMU deve ser programado para ignorar as variações bruscas da corrente de fuga durante a comutação de modos de operação. Essa variação deve ser entendida como inerente ao processo de conexão com a rede, e não devido a choques elétricos. Essas questões são demonstradas a seguir a partir de resultados experimentais.

Na Figura 4.24(a) são apresentados resultados experimentais de conexão com a rede, obtidos com o CFM de referência do Apêndice A.1, utilizando capacitância parasita de 1 μF conectada ao polo negativo da entrada fotovoltaica. No instante em que a rede é conectada, a tensão do neutro para a terra das cargas ($v_{N'G}$) torna-se nula. Nesse instante, ocorre um pico da corrente de modo comum i_{cm}, até tornar-se aproximadamente senoidal em regime permanente na conexão com a rede.

Na Figura 4.24(b), a corrente de modo comum i_{cm} foi filtrada com um filtro passa-baixa de 2ª ordem, com banda passante de 2 kHz, de acordo com a IEC 62109-2 (Seção 4.3.4.3), obtendo-se $i_{cm,f}$. A função de transferência do filtro utilizado é dada por:

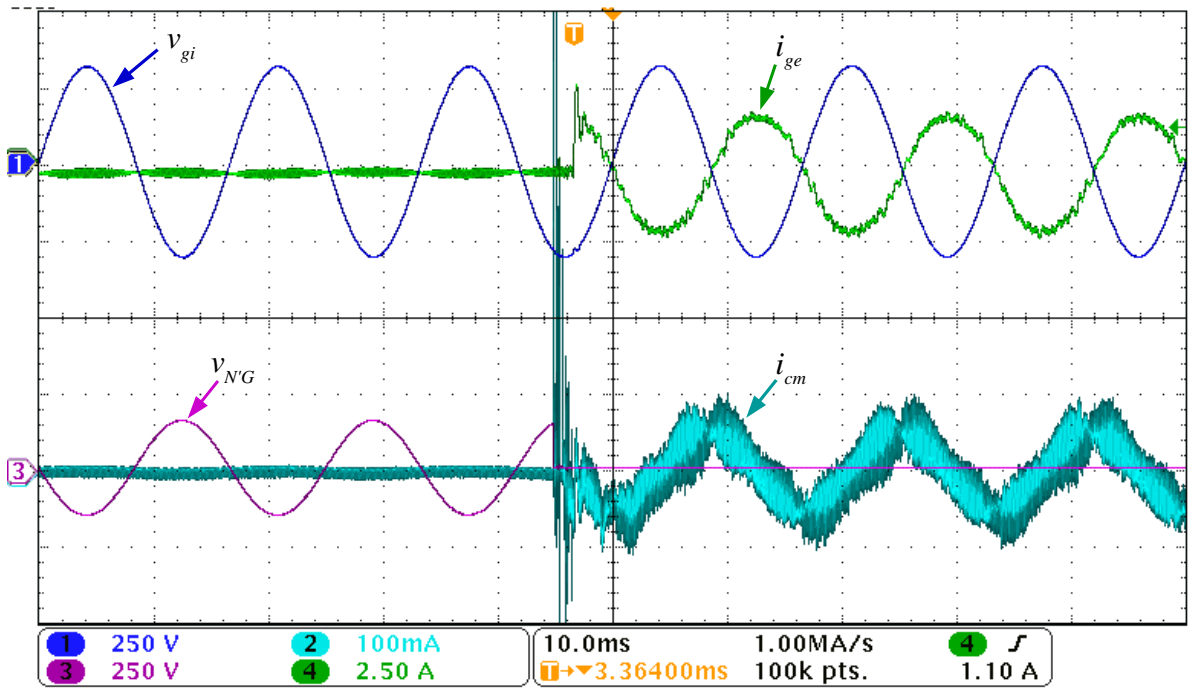
$$G_{f,icm} = \frac{1}{\left(\frac{s}{2\pi 3100} + 1\right)^2} \tag{4.7}$$

A IEC 62109-2 não especifica o método de cálculo do valor eficaz da corrente de fuga. Aqui, o valor eficaz da corrente de modo comum filtrada ($i_{cm,f}$) foi calculado digitalmente com uma janela de 120 Hz, obtendo-se a variável $i_{cm,rms}$ da Figura 4.24(b). Verifica-se que, durante a conexão com a rede, ocorre uma variação superior a 30 mA na corrente de fuga, o que faria um RCMU desconectar. Como já destacado, essa variação ocorrida durante mudanças entre o modo conectado à rede e o autônomo deve ser entendida como inerente ao processo de conexão com a rede, e não resultante de faltas.

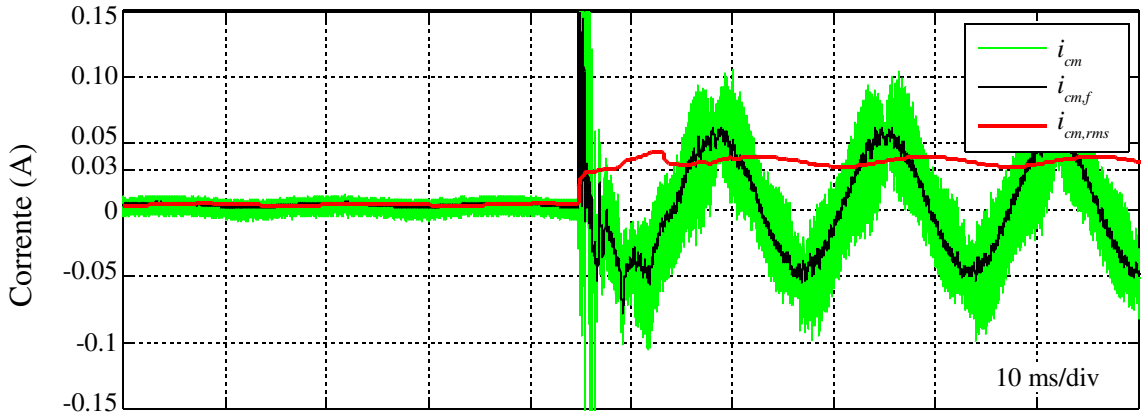
Na Figura 4.25(a), são apresentados resultados experimentais de desconexão da rede. Os resultados foram obtidos com a abertura da rede com um disjuntor bipolar, ocorrida no instante t_1 (i_{ge} torna-se nula). O CFM detecta a falta da rede e envia sinal para o relé de desconexão (S_{GDM}). A isolação completa da rede ocorre no instante t_2. A partir desse instante, verifica-se, na Figura 4.25(b), que ocorre uma variação brusca da corrente residual eficaz ($i_{cm,rms}$) superior a 30 mA eficazes. Isso faria o RCMU detectar uma falta. Entretanto, essa variação deve ser considerada inerente ao processo de desconexão da rede.

Figura 4.24 – Resultado experimental da corrente de fuga durante a conexão com a rede: (a) tensão junto às cargas (v_{gi}), corrente para rede (i_{ge}), corrente de fuga (i_{cm}) e tensão do neutro das cargas ($v_{N'G}$); (b) corrente de fuga filtrada ($i_{cm,f}$) e eficaz ($i_{cm,rms}$).

(a)



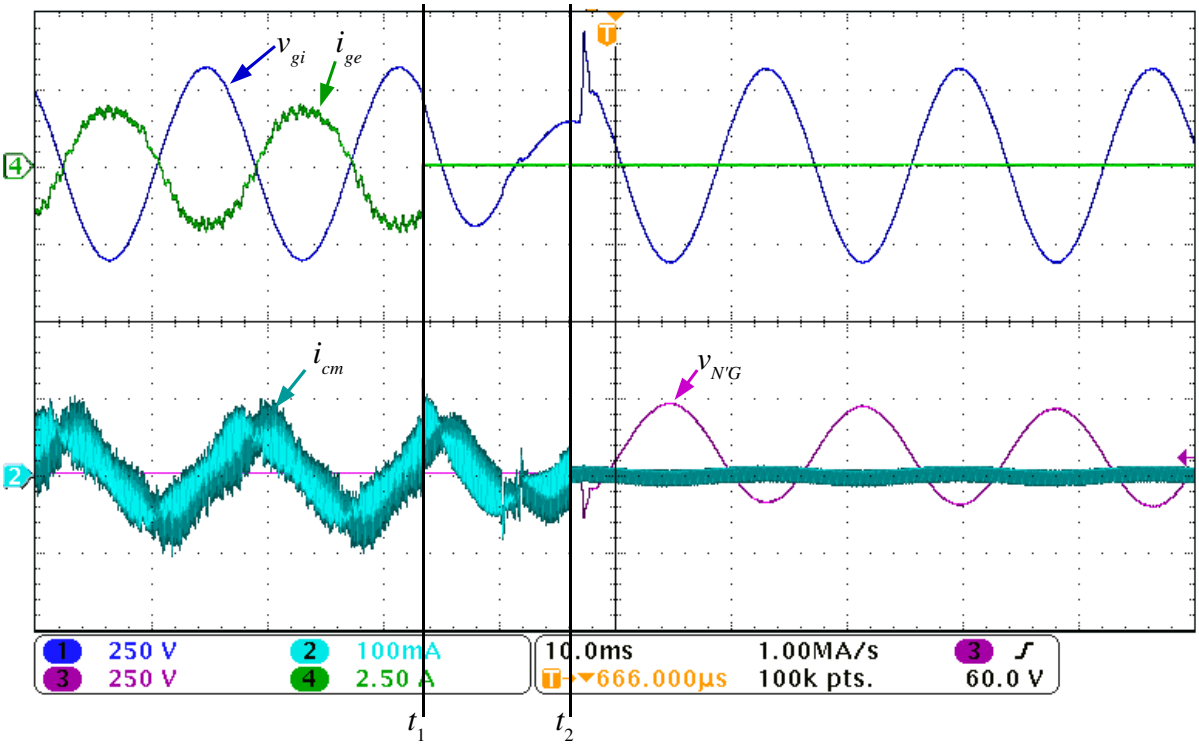
(b)



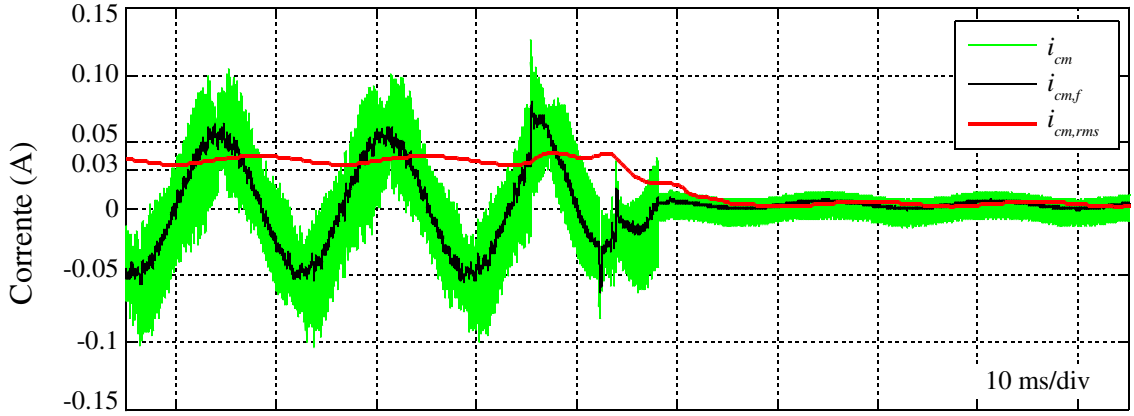
Fonte: próprio autor.

Figura 4.25 – Resultado experimental da corrente de fuga durante a desconexão da rede: (a) tensão junto às cargas (v_{gi}), corrente para rede (i_{ge}), corrente de fuga (i_{cm}) e tensão do neutro das cargas ($v_{N'G}$); (b) corrente de fuga filtrada ($i_{cm,f}$) e eficaz ($i_{cm,rms}$).

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

4.6.2 Continuação da alimentação às cargas após falta a terra de um dos polos do sistema fotovoltaico

Uma característica importante de CFMs sem transformador é a possibilidade de continuar alimentando as cargas mesmo na ocorrência de uma falta no lado CC. De acordo com a IEC 62109-2, é necessário desconectar da rede em caso de falta no lado CC. Como descrito na Seção 4.3.4.1, a desconexão da rede deve ser realizada com proteção contra falha simples, que é obtida com dois relés em série com controles separados.

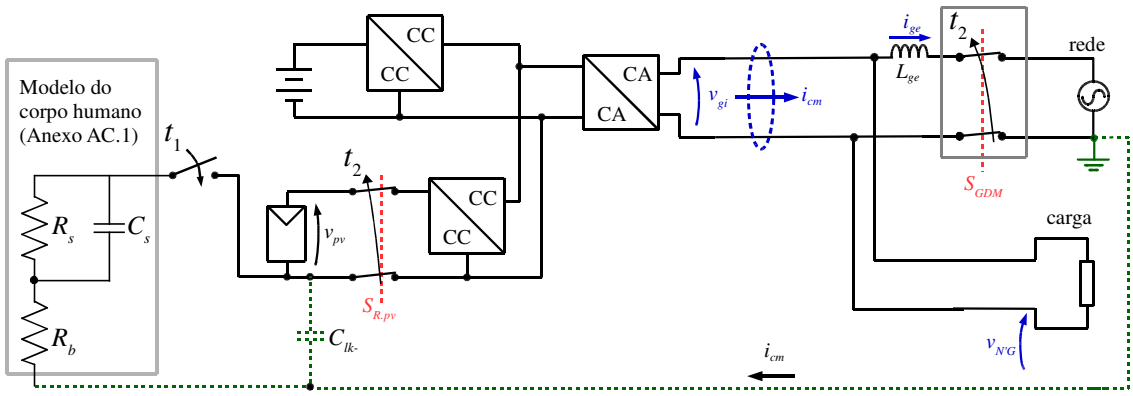
Em um CFM sem transformador, é possível manter a alimentação das cargas na ocorrência de uma falta no lado CC do sistema fotovoltaico. Após a detecção dessa falta, podem-se desconectar a rede e o sistema fotovoltaico ou dois relés em série com a rede, a fim de garantir a proteção contra falha simples. Caso somente a rede seja desconectada e assumindo-se que são seguidos os requisitos da VDE-AR-E 2510-2 para sistemas IT (Seção 4.3.5.1), a alimentação das cargas deve ser seccionada em até 1 minuto após a ocorrência da falta, pois a resistência de isolação do sistema torna-se inferior ao limite de 100 Ω/V. Entretanto, se os polos do gerador fotovoltaico são desconectados, a carga pode continuar sendo alimentada através das baterias. Por esse motivo, recomenda-se a desconexão da rede e do sistema fotovoltaico após a ocorrência de uma falta a terra no lado CC do sistema fotovoltaico.

Deve-se destacar que para uma falta no lado CC das baterias, os procedimentos de resolução podem ser similares aos de uma falta no lado CC do sistema fotovoltaico. Porém, a desconexão da rede e das baterias impossibilita garantir o suprimento de energia às cargas, pois a produção fotovoltaica depende do horário, de condições meteorológicas, assim como de sombreamentos imprevisíveis. Isso deve ser considerado pelo projetista.

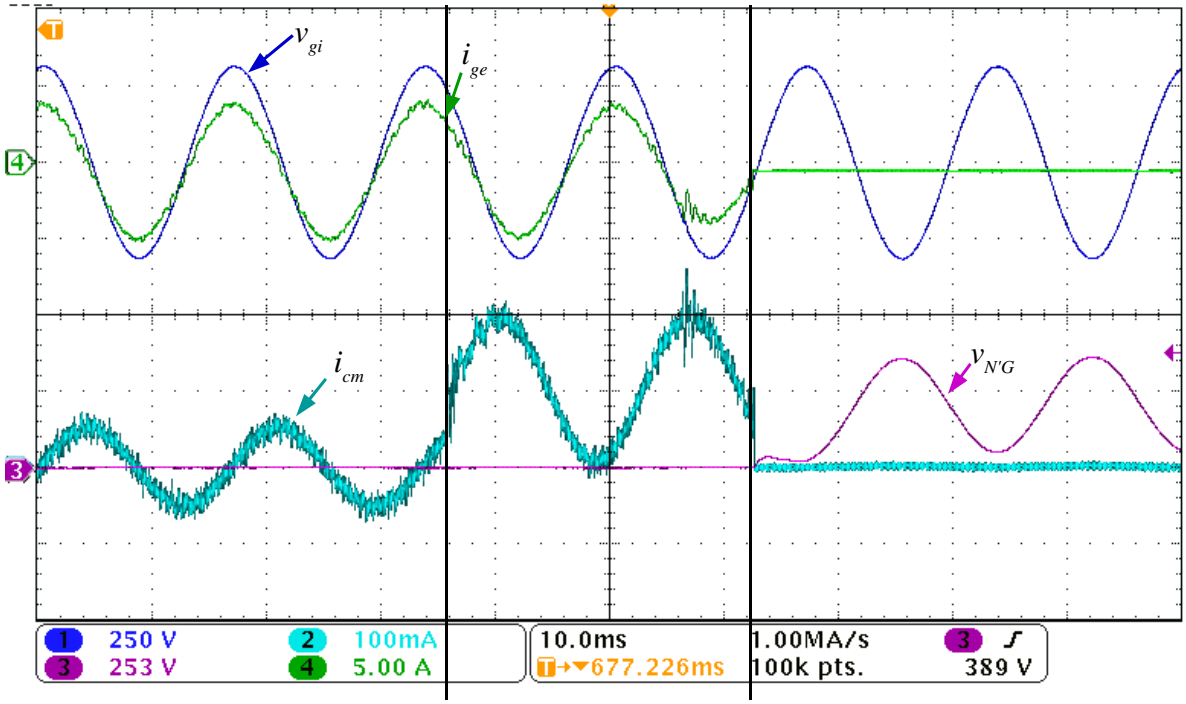
Na Figura 4.26(a), é representada uma falta a terra no lado CC do sistema fotovoltaico no instante t_1, utilizando o modelo de toque do corpo humano (Anexo C.1) para emular um choque elétrico. A corrente de fuga eficaz (Figura 4.26(c)) varia do valor nominal (aprox. 40 mA) para 120 mA, apresentando componente CC e CA devido à corrente residual da falta. No resultado experimental da Figura 4.26(b), a rede é isolada após a falta, no instante t_2. A corrente de modo comum (de fuga + residual) torna-se nula, eliminando o choque elétrico. Assim, a alimentação das cargas (tensão v_{gi}) pode ser mantida. Entretanto, deve-se indicar a falha da isolação no lado CC do sistema fotovoltaico para que ela seja resolvida.

Figura 4.26 – Continuação da alimentação das cargas após falta no lado CC: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) Corrente de fuga filtrada e eficaz.

(a)

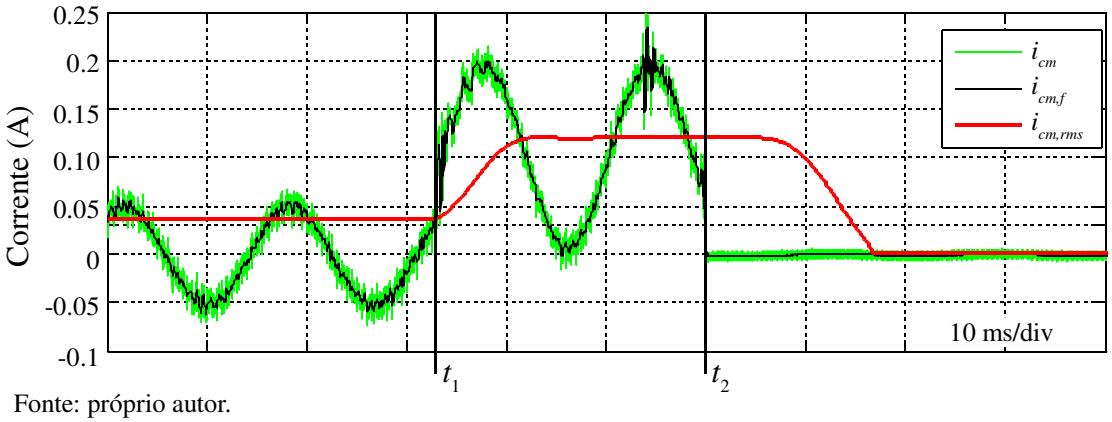


(b)



t_1: falta no lado CC t_2: isolamento da rede

(c)



Fonte: próprio autor.

4.6.3 Aumento da confiabilidade de fornecimento de energia às cargas operando como sistema IT

Na Seção 4.4.2, foram descritas as faltas que podem ocorrer em um sistema sem transformador em que as cargas operam sem neutro aterrado durante modo autônomo. Uma falta a terra junto às cargas encontra caminho pelas capacitâncias parasitas do sistema, como mostrado na Figura 4.14. Como não é possível saber previamente o valor das capacitâncias parasitas, não se pode garantir que a corrente residual seja limitada a níveis seguros de 30 mA eficazes. Por esse motivo, é necessário utilizar um dispositivo de proteção contra corrente residual na saída das cargas, como já apresentado na Seção 4.4.7.1.

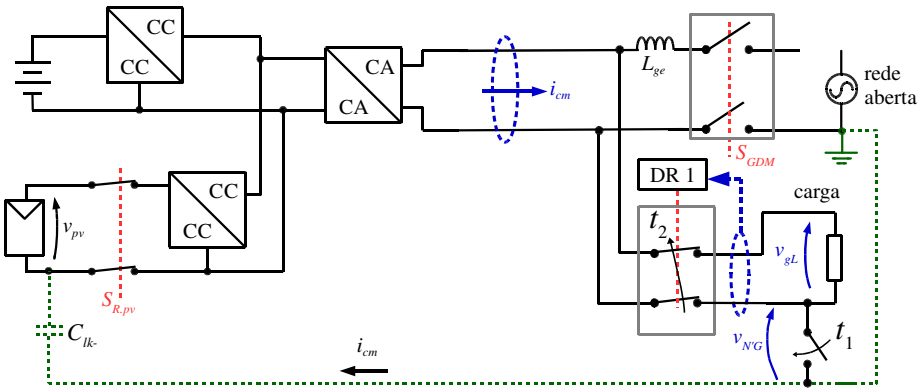
Um sistema IT convencional normalmente apresenta a vantagem de poder continuar operando após uma primeira falta, e por isso é empregado onde se necessita elevada confiabilidade, como hospitais e data centers. Entretanto, a possibilidade de correntes de fuga superiores a 30 mA eficazes pode tornar necessária a desconexão das cargas logo na primeira falta. Essa situação é mostrada através do resultado experimental da Figura 4.27(b), em que a proteção é realizada com um DR de 30 mA eficazes (DR convencional). Como mostrado no diagrama da Figura 4.27(a), uma falta é introduzida junto às cargas no instante t_1, e a corrente de fuga torna-se cerca de 40 mA eficazes. O DR desarma no instante t_2, cerca de 32 ms após a falta, seccionando a alimentação das cargas (tensão v_{gL}). Assim, a alimentação das cargas é perdida.

Para aumentar a confiabilidade de suprimento da energia, uma possibilidade é utilizar um CFM em que as cargas são galvanicamente isoladas do sistema fotovoltaico e das baterias, e que cumpra as exigências de corrente de toque máxima e corrente de fuga contra perigos de fogo (Anexo C) medidas na saída das cargas. Dessa maneira, na ocorrência de uma falta simples no sistema, pode-se isolar a falta e corrigi-la em até 1 minuto (vide seção 4.3.5.1) sem que o fornecimento de energia às cargas seja interrompido.

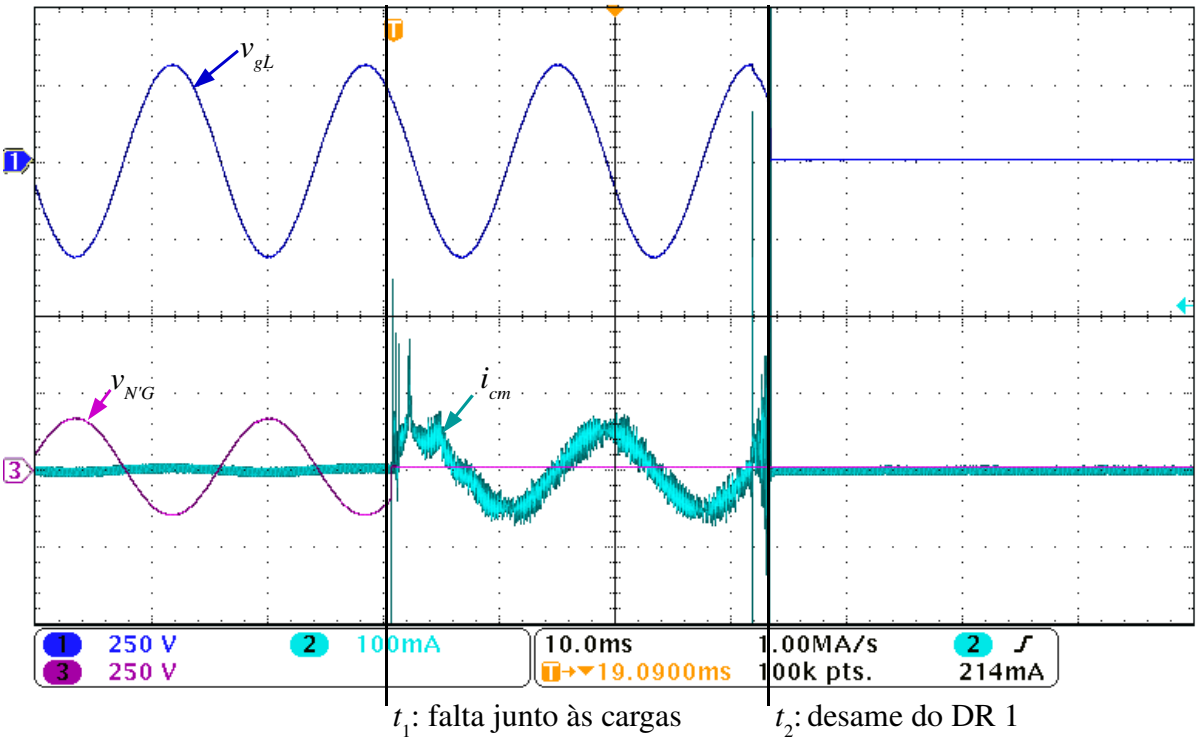
Porém, se o CFM é sem transformador, propõe-se não desconectar as cargas após a detecção da primeira falta, mas sim o sistema fotovoltaico, de onde a maior parte da corrente é supostamente proveniente. Após essa desconexão, as cargas podem continuar sendo alimentadas pelas baterias. Se a corrente residual persistir sendo superior a 30 mA eficazes, deve-se desconectar as cargas, pois nesse caso a origem da corrente residual é desconhecida. O processo inteiro deve apresentar duração inferior aos tempos máximos para atuação dos dispositivos de proteção contra corrente residual estabelecidos nas normas.

Figura 4.27 – Falta junto às cargas no sistema IT. Desconexão por DR: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) corrente de fuga filtrada e eficaz.

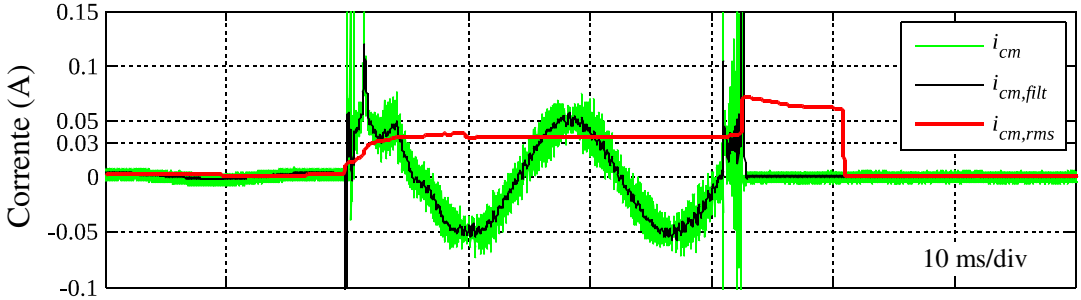
(a)



(b)



(c)



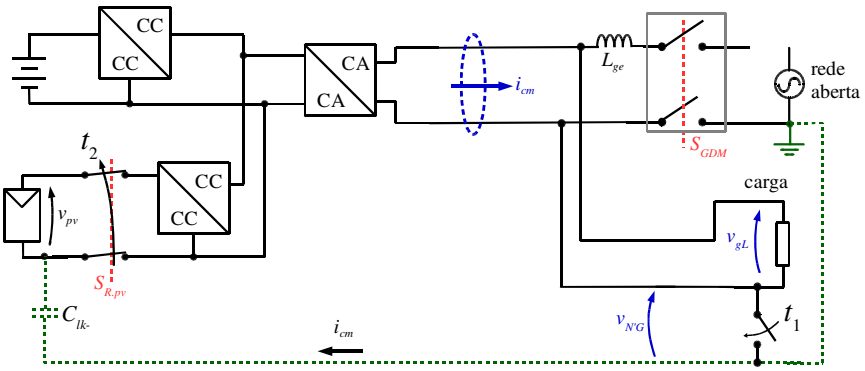
Fonte: próprio autor.

Na Figura 4.28, essa alternativa é demonstrada através de resultados experimentais com o CFM de referência do Apêndice A. O esquemático do sistema é apresentado na Figura 4.28(a). No instante t_1, uma falta ocorre do neutro das cargas (sistema IT) para a terra, e a corrente de fuga eficaz torna-se aproximadamente 40 mA. No instante t_2, o sistema fotovoltaico é desconectado, resultando na anulação da corrente de fuga. Assim, as cargas podem continuar sendo alimentadas (tensão v_{gL}).

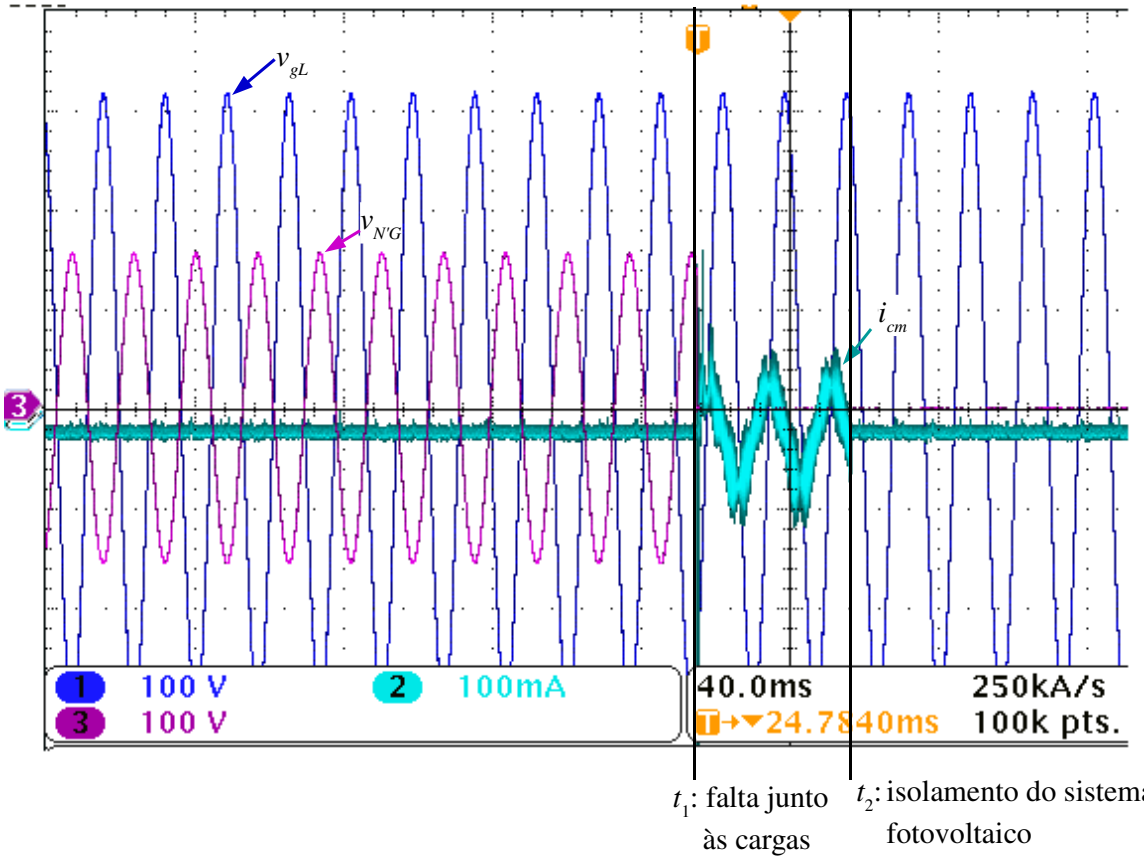
Se os requisitos da VDE-AR-E 2510-2 para sistemas IT (Seção 4.3.5.1) são considerados, a alimentação das cargas deve ser seccionada em até 1 minuto após a ocorrência da falta, pois a resistência de isolação do sistema torna-se inferior ao limite de 100 Ω/V. Porém, se for utilizado o critério da NBR 5410 (Seção 4.3.3), a alimentação das cargas pode ser mantida. Para ambos os casos, a falta deve ser sinalizada.

Figura 4.28 – Falta junto às cargas no sistema IT. Desconexão do sistema fotovoltaico: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) corrente de fuga filtrada e eficaz.

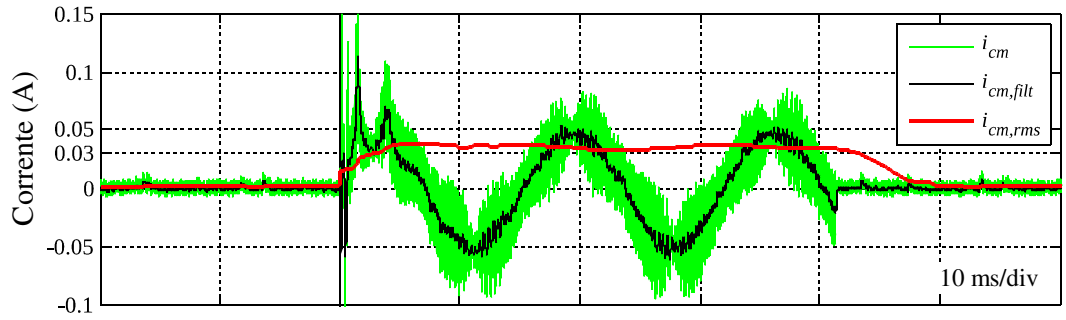
(a)



(b)



(c)

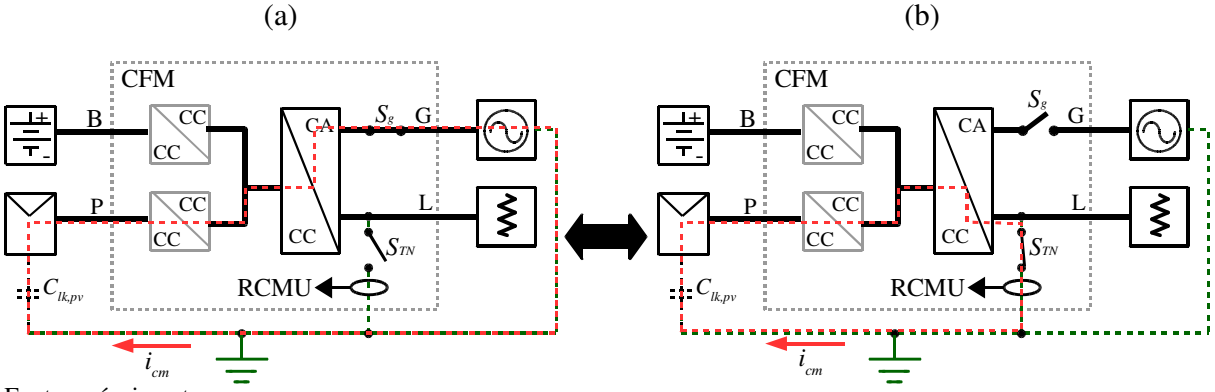


Fonte: próprio autor.

4.6.4 Cargas com neutro aterrado durante modo autônomo (sistema TN)

Em um sistema em que as cargas devem operar com neutro aterrado (sistema TN), o neutro deve ser conectado ao condutor de equipotencialização através de uma chave dentro do CFM. Durante modo conectado à rede, essa chave (S_{TN}) deve permanecer aberta, como apresentado na Figura 4.29(a). Ao ocorrer desconexão da rede, o sistema passa a atuar em modo autônomo, e a chave deve ser fechada em até 100 ms, como apresentado na Figura 4.29(b).

Figura 4.29 – Corrente de fuga de CFM em: (a) modo conectado à rede; (b) modo autônomo operando como sistema TN.



Fonte: próprio autor.

Em modo conectado à rede, a corrente de fuga nominal do sistema fotovoltaico é gerada pela rede. Em modo autônomo, passa a ser gerada pelo inversor, encontrando caminho no aterramento do neutro do sistema TN. Assim, a corrente desse aterramento deve ser monitorada através de um RCMU ou DR tipo B.

O seccionamento (abertura/fechamento) da chave S_{TN} pode gerar variações bruscas da corrente de fuga superiores a 30 mA. Para o sistema de proteção operar adequadamente, essas variações devem ser consideradas como inerentes ao processo, e não como decorrentes de faltas. O fechamento da chave S_{TN} é equivalente a uma conexão com a rede (Figura 4.24), enquanto a abertura dessa chave é equivalente a uma desconexão da rede (Figura 4.25).

4.6.5 Influência do controle do CFM na corrente de fuga

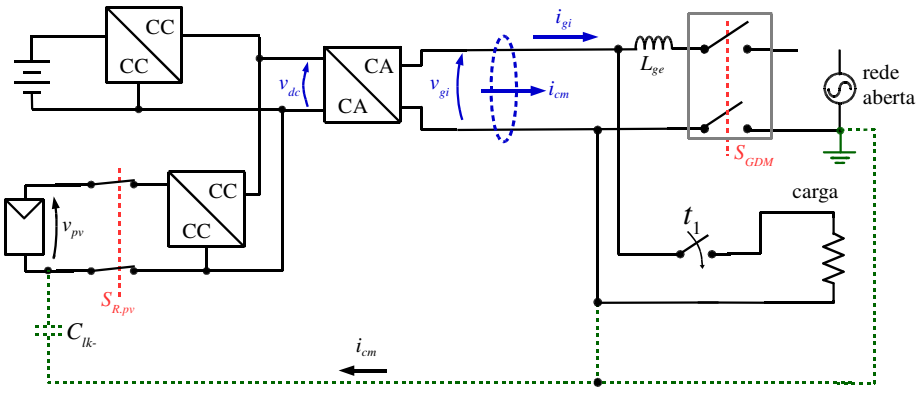
Mudanças do controle do CFM podem desencadear variações da corrente de fuga de operação normal do sistema em alguns casos como: variação da tensão do sistema fotovoltaico, variação da frequência, tensão de saída, etc.. Como exemplo, se a tensão do barramento CC (ou do sistema fotovoltaico) varia, a tensão v_{dc+} aumenta, enquanto v_{dc-} diminui, como mostrado em (4.3) e (4.4). Se as capacitâncias parasitas C_{lk+} e C_{lk-} (Seção 4.2) são assimétricas, a variação de v_{dc} causa variação na corrente de fuga. Em (SMA, 2015), não se recomenda operar com corrente de fuga normal superior a 50 mA eficazes, para que mudanças aleatórias da corrente de fuga não resultem em detecção errada de faltas, e consequente mau funcionamento do sistema.

Para verificar a influência de variações do controle na corrente de fuga do CFM de referência do Apêndice A, foi obtido um resultado experimental de degrau de carga. O diagrama esquemático do ensaio é apresentado na Figura 4.30(a), e os resultados são mostrados na Figura 4.30(b). Na Figura 4.30(c) e na Figura 4.30(d), são mostradas as correntes de fuga filtrada e a eficaz com aproximação temporal em torno do instante t_1.

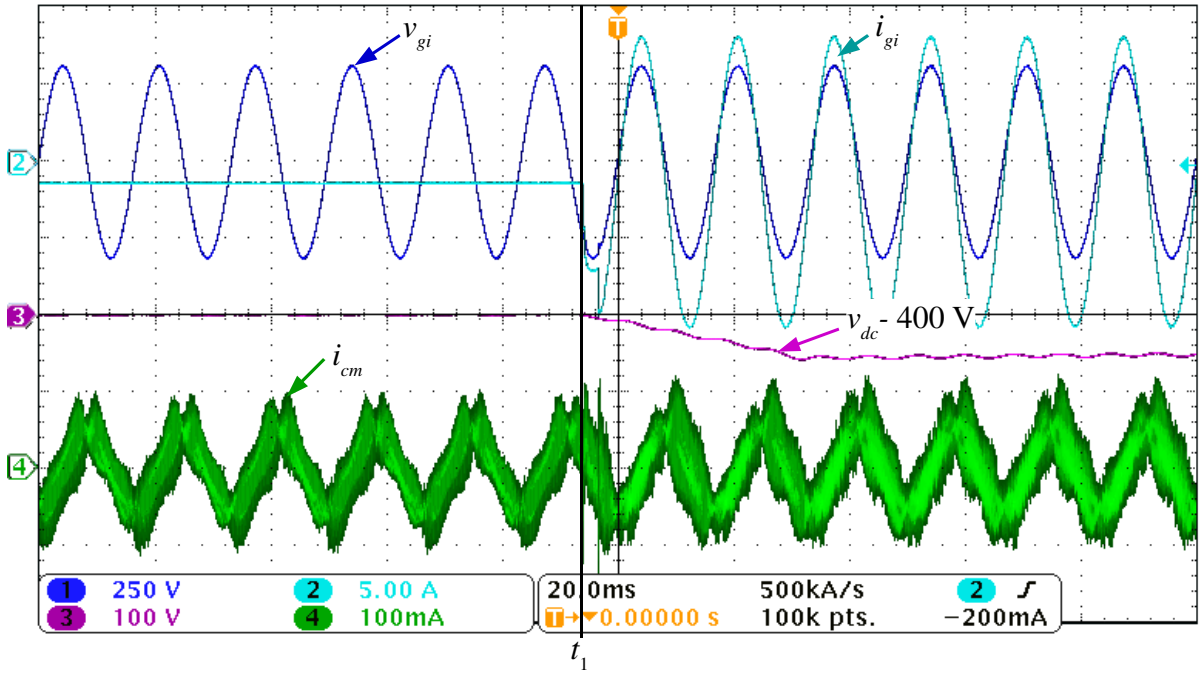
Inicialmente, o sistema opera com corrente de fuga eficaz de cerca de 36 mA eficazes . Na ocorrência do degrau de carga (instante t_1), a tensão do barramento CC (v_{dc}) diminui cerca de 50 V, enquanto a corrente de fuga eficaz aumenta cerca de 2 mA eficazes, tornando-se 38 mA eficazes. Após 10 ms, a corrente de fuga retorna para o nível de 36 mA eficazes. Assim, verifica-se que esse degrau de controle apresenta influência pouco significativa na corrente de fuga, não interferindo na proteção contra corrente residual do sistema.

Figura 4.30 – Influência de degraus de controle na corrente de fuga: (a) diagrama esquemático; (b) resultado experimental; (c) corrente de fuga filtrada; (d) corrente de fuga eficaz.

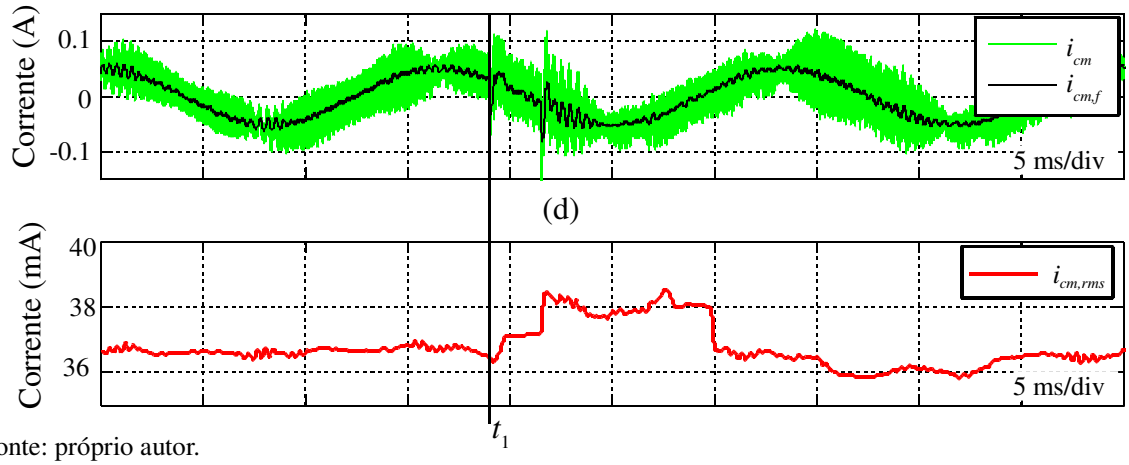
(a)



(b)



(c)



(d)

Fonte: próprio autor.

4.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Conversores fotovoltaicos multifuncionais necessitam de diversos dispositivos de proteção para garantir a segurança do usuário e do sistema contra choque elétrico e fogo. Neste capítulo, foram analisados os requisitos de proteção existentes em normas relativas à segurança de equipamentos de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, instalações elétricas e sistemas conectados à rede com baterias. A partir desses requisitos, foram propostas recomendações técnicas genéricas para conversores fotovoltaicos multifuncionais.

Por fim, analisou-se o impacto da corrente de fuga em CFMs, com o objetivo de diferenciar a corrente de fuga normal da corrente de fuga resultante de faltas. Foram também propostos métodos para manter a alimentação das cargas durante situações de falta e, assim, aumentar a confiabilidade do sistema.

As questões analisadas tornam possível comparar diferentes configurações e especificações de CFMs, considerando proteções necessárias, isolação, custo, entre outros. A sistematização e proposta de requisitos deste trabalho podem ser úteis para projetistas, pois é necessário conhecer todas as vantagens e desvantagens de cada topologia para assim selecionar a que resulte em maior custo-benefício.

5 GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA BASEADA EM PREÇO INTERNO APLICADA A CFMS

Nesse capítulo, é proposta uma nova estratégia de gerenciamento de potência para CFMs com o objetivo de regular o equilíbrio das potências dos conversores no curto-prazo. Na revisão bibliográfica apresentada na Seção 1.4, verificou-se que, em estratégias de sinalização pelo barramento CC (DBS) (BRYAN; DUKE; ROUND, 2004; GUERRERO, 2011; SCHÖNBERGER; DUKE; ROUND, 2006), o nível de tensão do barramento CC é inversamente relacionado com a escassez de energia: níveis baixos de tensão significam elevada escassez de energia, enquanto níveis elevados significam abundância de energia. É possível relacionar um preço a essa escassez, de maneira análoga a um mercado livre de energia. Assim, um preço proporcional à escassez de energia pode ser calculado na estratégia DBS: níveis baixos da tensão do barramento CC podem significar preço elevado, enquanto níveis elevados podem significar preço reduzido.

A estratégia de gerenciamento de potência proposta emprega um **preço interno fictício** proporcional à escassez de energia medida no barramento CC e se baseia nas ideias de sistemas multi-agente e de sinalização pelo barramento CC (DBS). O barramento CC é considerado um ambiente de mercado onde os elementos do sistema (sistema fotovoltaico, baterias, cargas, rede) interagem e respondem ao preço para maximizar seu benefício. O paradigma do algoritmo pode ser considerado híbrido centralizado e descentralizado, pois o preço é obtido de maneira centralizada, enquanto as respostas ao preço são descentralizadas nos conversores estáticos e interruptores do sistema.

Na estratégia DBS, o preço seria inversamente proporcional à tensão do barramento CC. De modo diferente, propõe-se calcular o preço através de comparações da tensão do barramento CC com valores de tensão superiores ou inferiores à sua referência, o que permite que a referência da tensão do barramento CC seja fixa. Vantagens dessa proposta são:

a) simplicidade de programação, pois novas fontes e cargas podem ser adicionadas com mudanças incrementais no algoritmo;
b) a analogia com a formação de preços no mercado é intuitiva, o que facilita o entendimento do usuário e do desenvolvedor;
c) a referência da tensão do barramento CC é única, o que simplifica o controle da tensão;

d) é possível controlar não somente cargas CC, mas também cargas CA conectadas ao inversor em modo autônomo, pois a energia que alimenta essas cargas é proveniente do barramento CC.

Deve-se destacar que essa estratégia de integração da tensão do barramento CC para cálculo do preço necessita de comunicação para informar o preço aos elementos do sistema. Isso não é problema para um CFM, pois a maioria dos elementos é integrada em um único equipamento.

5.1 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DO MÉTODO PROPOSTO

5.1.1 Lei da utilidade marginal decrescente

Na teoria econômica, a utilidade é a satisfação ou benefício obtido do consumo de um bem ou produto. A utilidade marginal é a variação da utilidade com o consumo de uma unidade adicional do produto.

A lei da utilidade marginal decrescente (MCCULLOCH, 1977) estabelece que a utilidade marginal decresce com o aumento do consumo do bem. Assim, o consumo da primeira (1ª) unidade do bem gera mais utilidade que o consumo da segunda (2ª) unidade, que gera mais utilidade que o consumo da terceira (3ª) unidade, e assim por diante. Assim, a utilidade marginal está relacionada com o **valor** subjetivo atribuído ao bem. O valor de 1 unidade quando se tem somente 5 unidades é superior ao valor de 1 unidade quando se tem 20 unidades. Da lei da utilidade marginal decrescente, pode-se concluir:

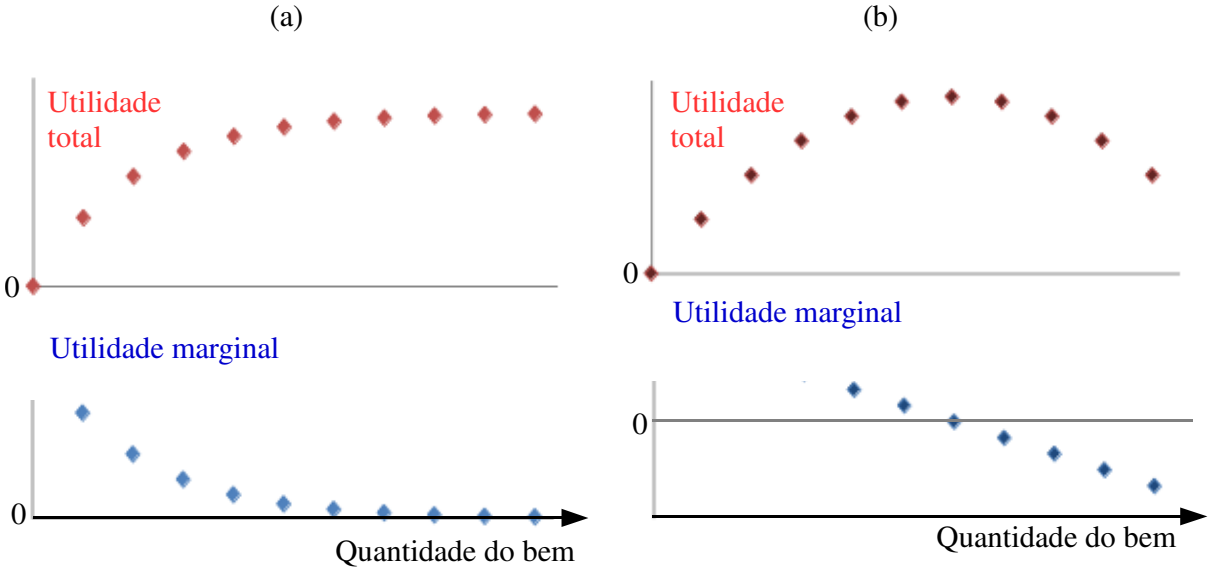
a) Quanto maior é a quantidade disponível de um bem, menor é a utilidade de uma unidade adicional desse bem. Aplicando-se ao problema em questão, quanto mais energia estiver armazenada na bateria de um CFM em modo autônomo, maior é a quantidade de cargas menos prioritárias (menos úteis) que podem ser ligadas sem comprometer o atendimento das cargas mais prioritárias;
b) A utilidade total de grande quantidade de bens normalmente é maior do que a de pequena quantidade de bens. Entretanto, a utilidade total pode reduzir-se com o aumento da quantidade de bens, caso o excesso seja prejudicial (utilidade marginal negativa).

A Figura 5.1 ilustra a lei de utilidade marginal decrescente. Na Figura 5.1(a), a utilidade marginal decresce exponencialmente com o aumento da quantidade do bem, porém é sempre positiva. Nessa situação, a utilidade total converge para um valor máximo, sem

diminuir. Na Figura 5.1(b), a utilidade marginal é decrescente com o aumento da quantidade do bem, tornando-se nula para determinada quantidade de bens. Nesse ponto, a utilidade total é máxima, e o aumento do consumo do bem torna a utilidade marginal negativa, o que significa insatisfação (efeito negativo).

A situação da Figura 5.1(b) é válida para algumas situações do problema em questão. Por exemplo, quanto mais carregada é uma bateria, mais energia pode-se suprir às cargas (utilidade). Adicionalmente, quanto mais carregada, mais cargas menos prioritárias podem ser atendidas, ou seja, menor é o valor (ou seja, a utilidade marginal) das novas cargas que podem ser atendidas. Em um caso limite, em um sistema operando em modo autônomo, caso todas as cargas estejam sendo atendidas e a bateria esteja totalmente carregada, a energia excedente produzida tende a aumentar a tensão nos capacitores do barramento, tornando-se um problema caso resultar em danificação do sistema. Logo, nessa situação, a utilidade marginal da energia é negativa.

Figura 5.1 – Lei da utilidade marginal decrescente: (a) Utilidade marginal decrescente e positiva; (b) Utilidade marginal decrescente e negativa para quantidade excessiva de bens.



Fonte: do autor.

É importante destacar que a lei da utilidade marginal não descarta a utilidade futura do bem ou produto. A utilidade total é igual à utilidade presente somada à futura, ou seja, o valor que um indivíduo atribui a um bem ou produto não depende somente de sua utilidade imediata, mas também de sua utilidade imaginada no futuro, em curto, médio e longo prazo. A relação entre o presente e o futuro é representada pelos juros, que convertem valor presente em valor futuro, ou pela taxa de desconto, que convertem valor futuro em valor presente.

Cada indivíduo valoriza de maneira diferente o futuro e o presente, o que torna as taxas de juros e de desconto altamente subjetivas. Assim, sendo difícil prever o futuro, a valorização de um bem ou produto pode tornar-se incerta, subjetiva e individual.

5.1.2 Formação de preços no mercado

Preços de bens no mercado são obtidos através de trocas negociadas entre indivíduos. Como exemplo, se João possui excedente de feijão e necessita de batatas, então atribui maior valor (utilidade marginal) a batatas do que a feijão, e está disposto a trocar seus feijões por batata. Por outro lado, se Pedro possui excedente de batatas e necessita de feijão, então torna-se disposto a trocar suas batatas por feijão. Os indivíduos João e Pedro apresentam interesses alinhados, pois uma troca entre eles resulta em benefícios mútuos. Entretanto, para realizarem a troca, necessitam negociar a relação batata/feijão, que é denominada preço. O processo resultante de trocas comerciais (compra e venda) entre um conjunto de indivíduos é o mercado.

Pelo fato de nem sempre ser fácil encontrar indivíduos com interesse de troca direta de bens (escambo), a moeda (dinheiro) surgiu como bem intermediário aceito por todos para trocar por qualquer produto ou serviço de diversos indivíduos. Para que seja aceita, uma moeda deve apresentar utilidade marginal (valor) positiva. Para isso, deve ser escassa e confiável, sendo útil para seu próprio consumo, como o ouro utilizado para a fabricação de joias, ou somente para trocas comerciais e reserva de valor, como as moedas digitais (ULRICH, 2014). O preço em dinheiro ($/unidade) médio dos bens surge a partir de negociações entre os indivíduos no mercado. Está relacionado com o valor (utilidade marginal) que os indivíduos atribuem ao bem, assim como o valor que os indivíduos atribuem à própria moeda. Compradores atribuem maior valor ao bem comprado do que ao dinheiro pago (preço), enquanto vendedores atribuem maior valor ao dinheiro recebido do que ao bem entregue. Dessa maneira, sendo a troca vantajosa, compradores e vendedores aumentam seu benefício após a transação.

Os produtores dos bens (vendedores) atribuem maior valor ao dinheiro do que ao bem, pois podem comprar outros produtos ou serviços valiosos com o dinheiro recebido. Entretanto, para produzir produtos, também necessitam incorrer em custos, comprando insumos para produção do bem.

Sendo o custo C necessário para produzir N unidades de produto, e o custo $C+c_m$ para produzir N+1 unidades, o custo c_m, necessário para produzir uma unidade adicional do

produto, é chamado de custo marginal (SAYLOR FOUNDATION, 2016). Como exemplo, em produções em escala, os custos fixos para produção (maquinário, funcionários) são elevados, mas os custos marginais são reduzidos, pois o custo para produzir 1 unidade adicional em 1 milhão de unidades produzidas é reduzido. O benefício (utilidade) que os vendedores obtêm de uma transação é igual ao preço menos o custo marginal do bem. Esse benefício resulta em lucro, que permite a compra de outros bens com maior utilidade marginal (mais valiosos) do que o bem vendido.

O preço de mercado é um preço em que compradores e vendedores que estão transacionando obtêm benefícios mútuos. Um comprador compra somente se o preço de mercado é inferior ao valor (utilidade marginal) atribuído ao produto. Um vendedor vende somente se o preço de mercado for superior ao custo marginal de produção. Assim, para que compradores e vendedores obtenham benefício na transação, o preço é delimitado por:

$$\max(MC) \leq \text{preço} \leq \min(MU) \tag{5.1}$$

onde MC são os custos marginais (*marginal cost*) dos vendedores que estão vendendo, e MU (*marginal utility*) são as utilidades marginais dos consumidores que estão comprando.

Em um mercado, diferentes vendedores (produtores) apresentam diferentes custos marginais de produção, assim como diferentes compradores valorizam de maneira diferente o produto. Essa heterogeneidade dos vendedores e consumidores resulta em aumento ou redução do preço em função da oferta dos diferentes produtores e da demanda dos diferentes consumidores. Em um mercado dinâmico, as consequências disso são:

a) Quando os produtores com menor custo marginal produzem mais do que o suficiente para atender a toda a demanda, o preço tende a ser reduzido até tornar-se inferior ao custo marginal dos produtores mais caros. Consequentemente, os produtores mais caros reduzem ou param sua produção para não obter prejuízo. Por fim, toda a produção acaba sendo concentrada nos produtores de menor custo marginal;
b) Da mesma maneira, quando os produtores com custo marginal inferior ao preço não conseguem atender a toda demanda, o preço tende a ser aumentado até tornar-se superior ao custo marginal de produtores mais caros. Assim, esses produtores mais caros passam a produzir até que toda a demanda seja atendida;

c) Quando consumidores que atribuem maior valor ao produto reduzem seu consumo, a oferta do produto torna-se excessiva. Assim, o preço tende a ser reduzido até que consumidores que atribuem menor valor ao produto passem a consumir.

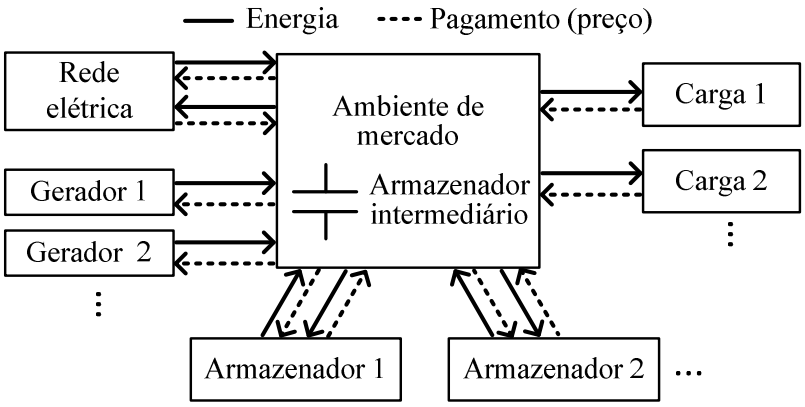
Assim, verifica-se que a lei da utilidade marginal decrescente também pode ser aplicada ao produto no mercado inteiro. O preço é uma tentativa de exprimir numericamente o valor (utilidade marginal média) do produto em determinado instante. Quanto mais útil ou escasso é o produto, maior é seu preço. Preço positivo significa que o produto é útil e escasso, preço nulo significa que o produto é abundante ou não útil, e preço negativo significa que o produto é rejeitado pelos consumidores.

Na Seção 5.1.1, verificou-se que o valor atual de um bem ou produto também depende de seu valor futuro. Da mesma maneira, o preço atual também pode ser afetado pelo preço futuro do produto. Quando existe expectativa de que o preço futuro de algum produto seja maior do que o preço no presente, um agente especulador pode comprar esse produto no presente, estocá-lo, e vendê-lo no futuro a um preço maior. O especulador desloca o bem no tempo, comprando-o em um período de abundância e vendendo-o em um período de escassez, o que tende a equilibrar os preços entre presente e futuro. O benefício (lucro) obtido pelo especulador é igual ao preço de venda no futuro subtraído do preço de compra no presente, levando-se em conta a taxa de juros ou de desconto entre presente e futuro. Assim, o especulador que prevê o futuro corretamente obtém benefício próprio ao mesmo tempo em que traz benefício aos outros participantes do mercado, através da maior estabilidade no fornecimento do produto e consequente estabilidade de preços.

5.1.3 Lei da utilidade marginal decrescente aplicada a sistemas de energia

Na estratégia de gerenciamento de potência proposta, as fontes, os elementos armazenadores de energia e cargas são considerados elementos autônomos que compram e vendem energia para maximizar sua utilidade ou benefício ao longo do tempo. Os elementos do sistema não realizam trocas diretas entre si, mas sim através do barramento CC, considerado um ambiente de mercado onde um preço interno fictício é calculado, como mostrado na Figura 5.2. É importante destacar que o preço interno não necessariamente reflete em preços monetários reais. Além disso, não existe moeda que circule pelo sistema que seja armazenada ou acumulada pelos elementos, pois o preço interno é somente uma informação relacionada à escassez da energia no sistema.

Figura 5.2 – Conceito de mercado de energia formado no barramento CC



Fonte: próprio autor.

Cada elemento do sistema valoriza a energia de acordo com suas próprias preferências. Diferentemente do preço, o valor da energia é individual de cada elemento e depende da lei da utilidade marginal decrescente. Por exemplo, o valor da energia de uma bateria com carga reduzida é elevado, pois, em caso de falta de outra fonte de energia, essa energia deve ser utilizada para atender somente às cargas mais prioritárias, de maior valor. Além disso, se a bateria está completamente descarregada, ela pode necessitar de energia para não prejudicar sua vida útil. Da mesma forma, o valor da energia é menor se a bateria estiver totalmente carregada, podendo utilizar sua energia para alimentar cargas não prioritárias. Compras e vendas de energia no sistema ocorrem quando elementos obtêm algum benefício na transação. Para cargas, o benefício é a diferença entre o valor da energia e o preço. Para fontes, o benefício é a diferença entre o preço e seu custo marginal da energia. Assim, quando uma fonte transfere energia para uma carga, conclui-se que o custo marginal de energia da fonte é inferior ao preço, e o valor da energia da carga é superior ao preço. Assim, ambos obtêm benefício na transação.

Os elementos que podem atuar nesse mercado simulado podem ser divididos em:

a) **Barramento CC**: é um elemento armazenador de energia intermediário. É considerado um ambiente de mercado onde os outros elementos do sistema interagem, e o preço é formado. Sua capacidade de armazenamento é inversamente proporcional à volatilidade do mercado simulado;
b) **Geradores renováveis** (sem combustível): apresentam custo marginal de produção nulo, pois o custo para um gerador produzir 1 kWh ou 2 kWh é o mesmo. Assim,

esses fornecedores vendem energia se o preço é positivo, e param sua produção se o preço é negativo. Se o preço é nulo, o benefício obtido também é nulo;

c) **Geradores a combustível**: apresentam custo marginal de produção positivo, e vendem energia caso o preço seja superior a esse custo. A lei da utilidade marginal também pode ser aplicada à quantidade local de combustível disponível para o gerador:
   - ***Combustível abundante ou com disponibilidade infinita***: o valor do combustível é reduzido. Porém, deve-se considerar que o gerador deve vender somente se o preço é superior ao custo marginal de produção, que depende do custo do combustível e da eficiência do gerador. Esses custos podem ser reduzidos caso o gerador opere em seu ponto de máxima eficiência, permitindo a venda a preços inferiores;
   - ***Combustível escasso ou com disponibilidade limitada***: com a disponibilidade limitada de combustível, o gerador a combustível atua como um especulador, deixando de vender no presente para vender no futuro, pois o uso presente do combustível limita seu uso futuro. Se o combustível é consumido no presente para fornecer energia a cargas de baixa prioridade, isso elimina a oportunidade de utilizar esse mesmo combustível somente para cargas de prioridade elevada no futuro, reduzindo o benefício obtido. Assim, o valor do combustível torna-se elevado devido à sua utilidade marginal futura. O preço mínimo de venda deve considerar a disponibilidade e a quantidade de combustível, juntamente com sua oportunidade de uso futuro, de modo a maximizar o benefício ao longo do tempo.

d) **Cargas consumidoras**: o consumo é o objetivo final de toda a produção de energia. As cargas são consumidores que compram energia quando o preço é inferior a seu valor (utilidade marginal) da energia, e param de consumir se o preço é superior a esse valor. Diferentes cargas podem apresentar diferentes valores de energia, de acordo com a prioridade determinada pelo usuário. Cargas prioritárias apresentam utilidade marginal superior à de cargas não prioritárias. Assim, cargas prioritárias podem comprar energia se o preço for elevado, enquanto cargas não prioritárias compram energia somente se o preço for reduzido;

e) **Armazenadores de energia (baterias)**: são especuladores que compram energia barata no presente para vender no futuro com preço mais elevado. Os preços de compra e venda não são absolutos, mas dependem dos custos e utilidades marginais

das fontes e cargas dos sistemas. O lucro é obtido pela **diferença** de preço entre venda e compra e a quantidade de energia comprada/vendida. Os especuladores são necessários para garantir o suprimento de energia em períodos de escassez. A lei da utilidade marginal decrescente pode ser aplicada ao estado de carga das baterias.

- ***Estado de carga (SOC – State of Charge) elevado***: o valor (utilidade marginal) da energia das baterias é reduzido. Assim, as baterias podem vender a preços menores, e assim atender a cargas não prioritárias;
- ***Estado de carga reduzido***: o valor da energia (utilidade marginal) é elevado, pois essa energia deve ser utilizada somente para atender cargas prioritárias, devido ao maior risco elevado de a energia acabar.

Deve-se destacar que um algoritmo de gerenciamento de energia pode planejar a carga para os períodos de menor preço, e a descarga para períodos de maior preço. Assim, o benefício obtido com a especulação (lucro) resultaria em melhor equilíbrio dos preços.

f) **Rede elétrica**: a rede elétrica é considerada um mercado externo, em que os elementos podem importar ou exportar energia. Os geradores fornecem energia à rede se o preço da rede é superior a seu custo marginal. Da mesma maneira, as cargas obtêm energia da rede se o preço da rede é inferior ao preço dos geradores do sistema. O preço da energia é dado pela empresa distribuidora de energia e independe do sistema conectado ao CFM. Entretanto, o preço pode ser variável em função do horário e/ou ser diferente se for para compra ou para venda de energia para a rede.

A interface entre o barramento CC e a rede é um conversor CC-CA, que equivale a um importador/exportador de energia entre o mercado interno (barramento CC) e o mercado externo (rede). Quando a rede "compra" energia do barramento CC, o conversor CC-CA opera como inversor, e quando a rede "vende" para o barramento CC, o conversor opera como retificador. Durante a operação conectada à rede, caso a capacidade de "compra"/"venda" de energia da rede seja infinita, ou seja, quando a potência do conversor CC-CA é superior à potência das fontes e cargas conectadas ao barramento CC, o preço interno da energia calculada no barramento CC torna-se indexado ao preço da energia da rede. Caso o conversor opere no limite de sua capacidade de potência, tem-se uma situação equivalente à saturação de capacidade de infraestrutura de exportação/importação, o que gera uma desindexação de preços entre o mercado interno e externo. Por outro lado, caso

exista limitação de demanda de potência a ser “comprada”/”vendida” para a rede, tem-se uma situação equivalente a uma barreira de comércio, o que também provoca uma diferença de preço entre o mercado interno e o externo.

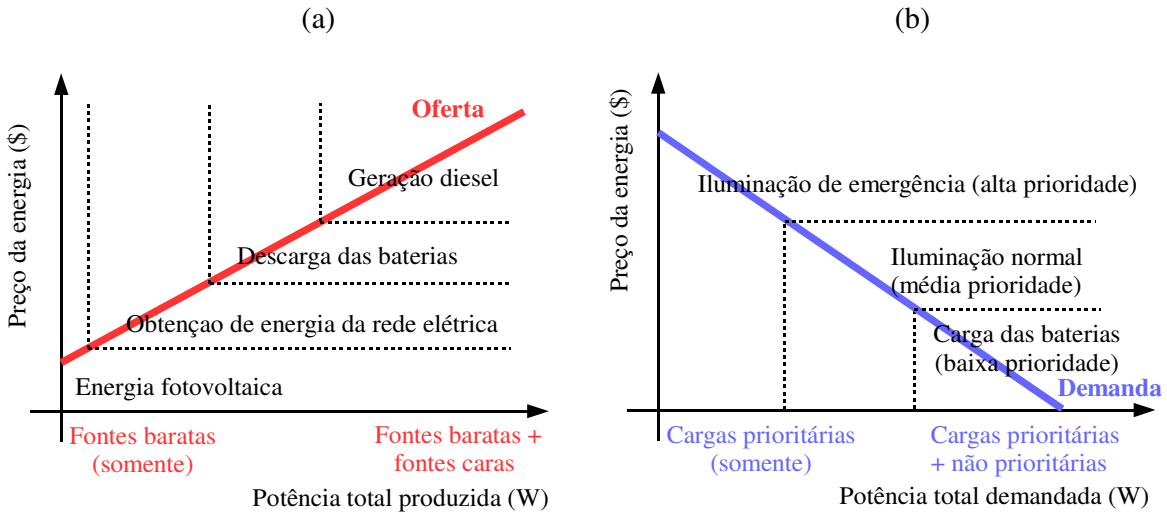
É importante destacar que cada elemento pode ter um valor intrínseco da energia variável. A motivação para variação do valor intrínseco é a possibilidade de o elemento possuir diferentes necessidades de energia ou também sua utilidade ser alterada. Por exemplo, a iluminação durante o dia tem utilidade menor que à noite, assim como a energia da bateria é mais valiosa quando ela possui pouca carga.

Destaca-se também que, se preços futuros são previstos ou estimados, os agentes podem planejar sua operação para maximizar seu benefício ao longo de um determinado período. Dessa forma, geradores a combustível podem maximizar seu benefício através de redução de custos (operação em alta eficiência) e obtenção de preços elevados, além de evitar operação intermitente. Além disso, cargas postergáveis, como *boilers* para aquecimento de água, podem planejar sua operação para obter menor preço ao longo de um determinado período de operação.

Nota-se que o preço é definido de acordo com a escassez de energia presente e futura no sistema como um todo. Neste trabalho, a escassez é analisada através da tensão no capacitor do barramento CC. Se a tensão aumenta demasiadamente, conclui-se que a energia é abundante, e o preço deve ser reduzido para que geradores com maior custo marginal parem sua produção. Da mesma maneira, se a tensão diminui demasiadamente, conclui-se que a energia é escassa, e o preço deve ser aumentado para que geradores mais caros passem a produzir, e cargas não prioritárias sejam desligadas. Dessa maneira, o balanço de potências do sistema é obtido.

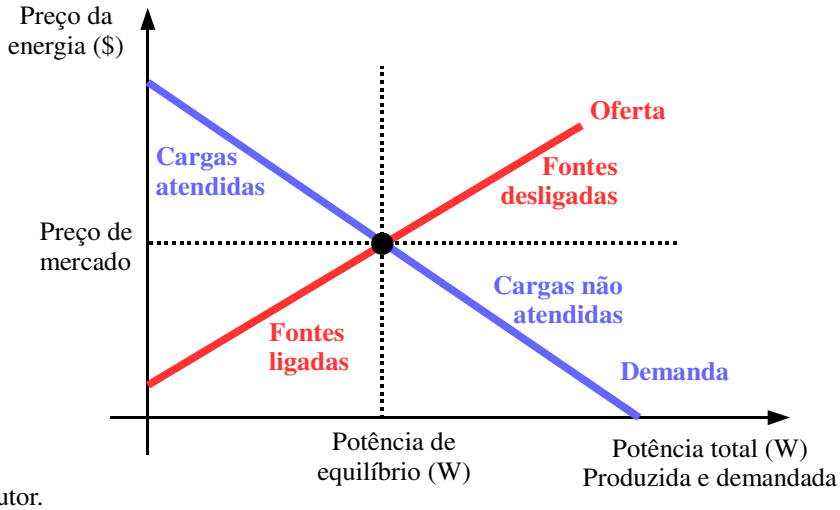
A lei da oferta e da demanda é uma consequência da lei da utilidade marginal decrescente. Essa “lei” descreve de maneira simplificada um comportamento predominante por parte dos produtores e consumidores, desprezando dinâmicas temporais e expectativas futuras. O comportamento das fontes em relação ao preço é mostrado na Figura 5.3(a). Se o preço é reduzido, somente o gerador renovável (energia fotovoltaica) oferta potência ao sistema. Se o preço é aumentado, outros geradores mais caros passam a operar, somando-se com a potência das fontes mais baratas, até a geração mais cara ser ligada (geração diesel). O comportamento das cargas é ilustrado na Figura 5.3(b). Com preço elevado, somente cargas mais prioritárias são ligadas (iluminação de emergência). Com preço reduzido, outras cargas são ligadas (iluminação comum, carga das baterias), aumentando a potência total demandada.

Figura 5.3 – Oferta e demanda de energia em função do preço: (a) Aumento da oferta com aumento do preço; (b) Redução da demanda com aumento do preço.



Fonte: próprio autor.

Figura 5.4 – Formação do preço de mercado com o equilíbrio da oferta e demanda



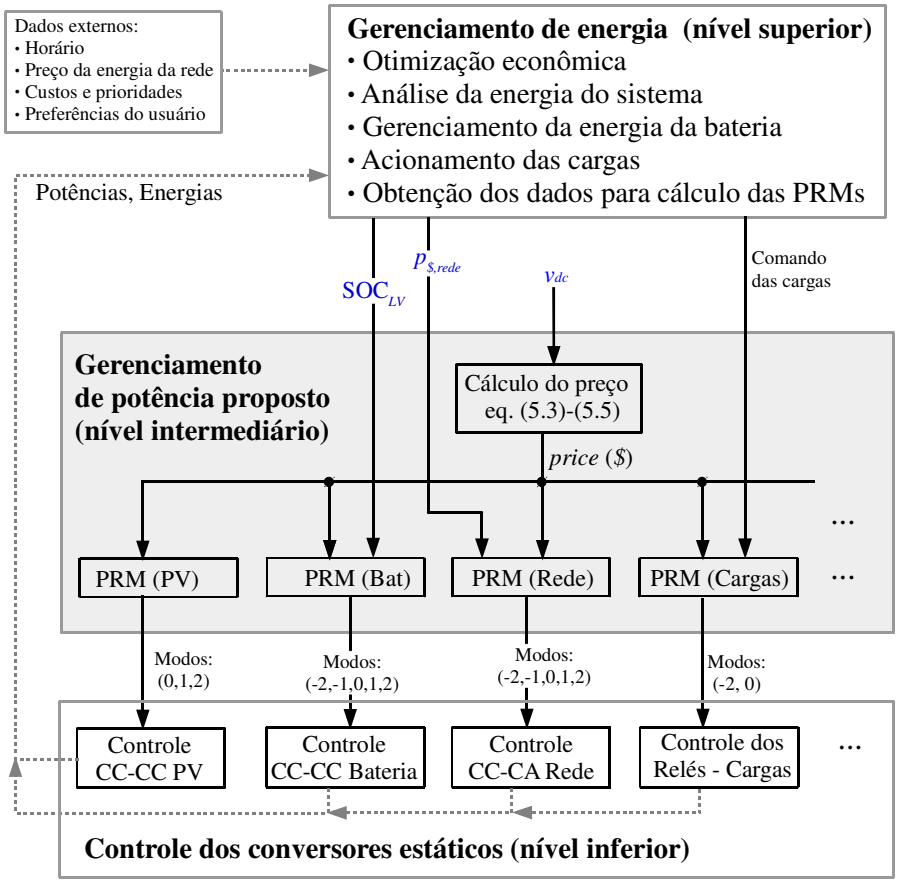
Fonte: próprio autor.

O sistema encontra o equilíbrio instantâneo entre oferta e demanda quando a potência ofertada é igual à potência demandada. O preço de mercado é o preço que torna a potência ofertada igual à potência demandada (potência de equilíbrio), como apresentado na Figura 5.4. Esse preço define quais cargas são atendidas e quais não são atendidas, além das fontes ligadas e as desligadas.

5.2 MÉTODO DE GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA BASEADO EM UM PREÇO INTERNO

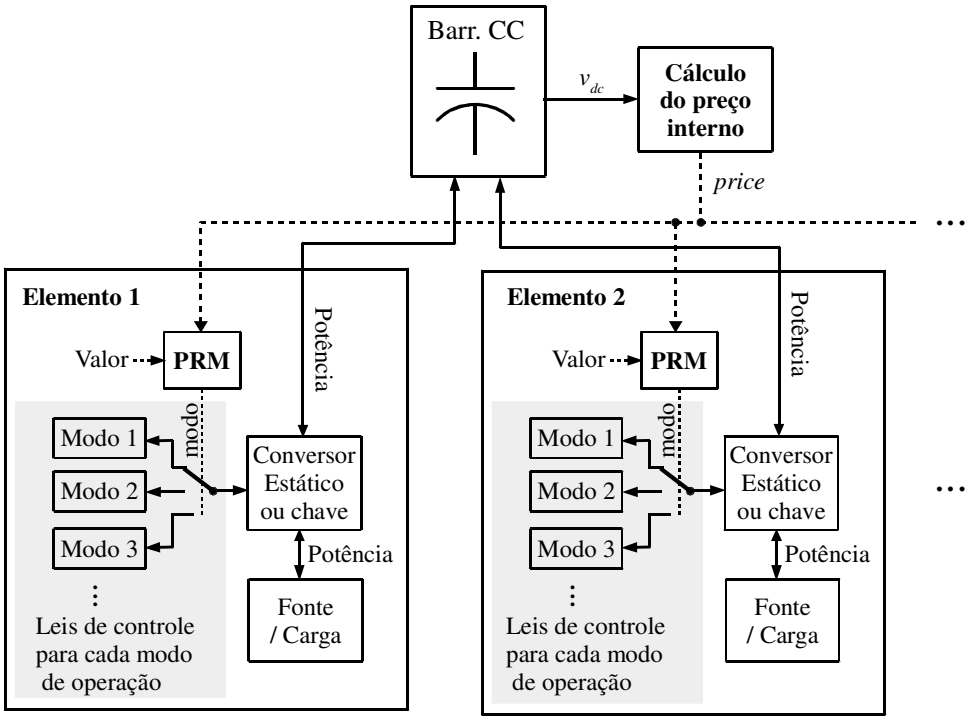
Como apresentado na Seção 1.4, o gerenciamento de um CFM pode ser dividido em dois níveis: o nível superior, composto pelo gerenciamento de energia, e o nível intermediário, composto pelo gerenciamento de potência. Pode-se incluir também o controle dos conversores estáticos como nível inferior. Na Figura 5.5, esses níveis são ilustrados, já considerando o CFM de referência (Apêndice A.1). O gerenciamento de potência é composto pelo cálculo do preço interno a partir da tensão do barramento CC e pelas matrizes de resposta ao preço (*Price Response Matrix* - PRM), que definem os modos de operação dos elementos do sistema (-2, -1, 0, +1, +2). Cada modo de operação dos elementos pode apresentar diferentes leis de controle. A integração do gerenciamento de potência com o controle dos conversores estáticos ou acionamento das chaves é ilustrada na Figura 5.6. Os modos de operação e a obtenção das PRMs são detalhados na seção 5.2.2.

Figura 5.5 – Níveis de controle / gerenciamento: gerenciamento de energia, gerenciamento de potência e controle dos conversores estáticos.



Fonte: próprio autor.

Figura 5.6 – Integração da estratégia de gerenciamento de potência com o controle dos conversores estáticos ou chaves.



Fonte: próprio autor.

Uma das contribuições desta tese encontra-se no nível intermediário, que é o gerenciamento de potência, responsável por garantir o equilíbrio das potências do CFM e definir os modos de operação dos conversores estáticos. No gerenciamento de potência proposto, um preço interno é obtido através da tensão do barramento CC. Quando a tensão do barramento CC aumenta excessivamente, entende-se que existe excesso de oferta, e por isso o preço interno é reduzido. Isso incentiva o consumo das cargas e também a redução da oferta das fontes, favorecendo o equilíbrio das potências. Por outro lado, quando a tensão do barramento CC diminui excessivamente, a escassez de energia é elevada e, por isso, o preço interno é aumentado. Isso incentiva a redução de consumo das cargas e aumento da oferta das fontes, também favorecendo o equilíbrio das potências.

Diferentemente do preço no mercado econômico real, que pode ser representado por qualquer número real, adotou-se nesta proposta a utilização de preços por valores discretos. A motivação para isso é simplificar o sistema de controle de cada elemento, porque se torna possível empregar valores discretos para escolha direta do modo de operação do controle dos conversores.

Adicionalmente, optou-se por empregar números inteiros para representar os preços internos. As motivações para isso são:

a) simplificar o sistema de controle de cada elemento, porque se torna possível utilizar o preço como índice de uma matriz para escolha direta do modo de operação do controle dos conversores;
b) simplificar a determinação do preço interno, que é obtido sempre através do preço atual somado (+1) ou subtraído (-1) de 1.

Os conceitos de valor individual da energia e os benefícios de fontes e cargas são importantes para obter as estratégias de resposta ao preço dos elementos. Neste trabalho, as estratégias de resposta ao preço são resumidas em matrizes de resposta ao preço (PRMs), adotadas para cada carga, gerador, rede ou elemento armazenador de energia. Assim, cada conversor é programado por matrizes/tabelas separadas, e a estratégia de gerenciamento de potência torna-se simples e modular.

5.2.1 Determinação do preço interno

O preço interno pode ser definido por diferentes métodos. Aqui, um método simples é proposto baseando-se em preços inteiros (…, $-1, $0, $1, $2, …) e níveis de tensão do barramento CC. Assim, possibilita-se que a tensão do barramento CC oscile dentro de determinados limites, evitando mudanças bruscas ou indesejadas de modos de operação dos conversores e reduzindo a volatilidade do sistema. Tensões de comparação foram adotadas em (CANDIDO; MICHELS; HEY, 2010; SCHWERTNER et al., 2013), mas aqui sem empregar máquinas de estado complexas. A tensão do barramento CC é comparada com valores superiores (v_{h1}, v_{h2}, …, v_{hM}) e inferiores (v_{l1}, v_{l2}, …, v_{lM}) à tensão de referência v_{dc}^{*}, onde:

$$v_{l(M)} < \ldots < v_{l3} < v_{l2} < v_{l1} < v_{dc}^{*} < v_{h1} < v_{h2} < v_{h3} < \ldots < v_{h(M)} \tag{5.2}$$

A variável v_{level} é obtida ao comparar a tensão do barramento CC com esses valores de comparação:

$$v_{level}[k] = \begin{cases} M & , \quad v_{h(M)} \le v_{dc}[k] \\ \vdots & \quad \vdots \\ m & , \quad v_{h(m)} \le v_{dc}[k] < v_{h(m+1)} - v_{hist} \\ \vdots & \quad \vdots \\ 2 & , \quad v_{h2} \le v_{dc}[k] < v_{h3} - v_{hist} \\ 1 & , \quad v_{h1} \le v_{dc}[k] < v_{h2} - v_{hist} \\ 0 & , \quad v_{l1} + v_{hist} \le v_{dc}[k] < v_{h1} - v_{hist} \\ -1 & , \quad v_{l2} + v_{hist} \le v_{dc}[k] < v_{l1} \\ \vdots & \quad \vdots \\ -m & , \quad v_{l(m+1)} + v_{hist} \le v_{dc}[k] < v_{l(m)} \\ \vdots & \quad \vdots \\ -M & , \quad v_{dc}[k] < v_{l(M)} \\ v_{level}[k-1], & \text{caso contrário} \end{cases} \tag{5.3}$$

onde k é o número da amostra e v_{hist} (onde $v_{hist} > 0$) é um valor de histerese utilizado para filtrar oscilações ou ruídos da tensão do barramento CC, e assim evitar mudanças indesejadas do preço interno.

A escassez instantânea é monitorada no barramento CC. Quando a tensão do barramento CC reduz e cruza um nível de comparação inferior (v_{l1}, v_{l2}, …), interpreta-se que a energia está escassa. Por isso, o preço interno é aumentado de \$1, como apresentado na Figura 5.7. Por outro lado, quando a tensão do barramento CC aumenta e cruza um nível de comparação superior (v_{h1}, v_{h2}, …), isso significa que a energia tornou-se abundante. Assim, o preço interno é reduzido de \$1. Essa estratégia é implementada através de uma equação de integração condicional que independe do tamanho do sistema e número de elementos:

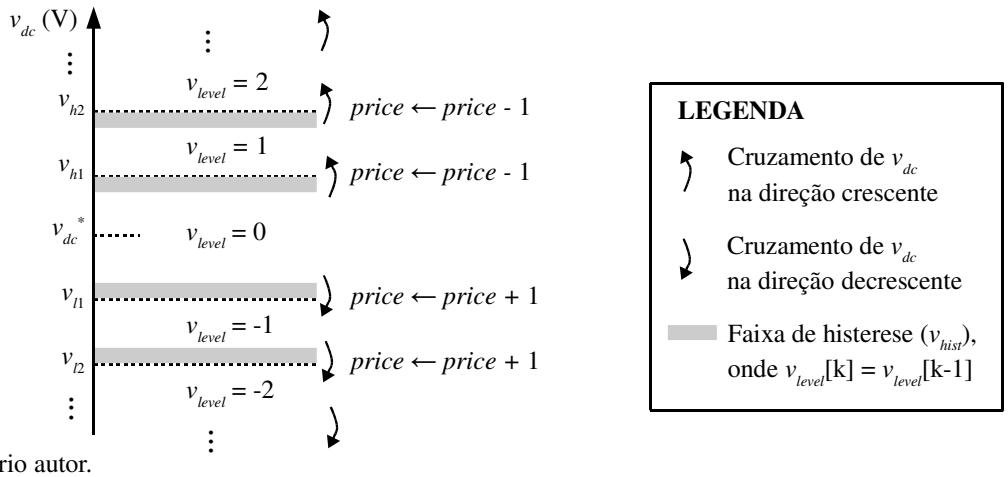
$$price[k] = price[k-1] + \delta_p[k] \tag{5.4}$$

A variável δ_p indica a variação do preço interno, dada por:

$$\delta_p[k] = \begin{cases} -1, & \left(\Delta v_{level}[k] > 0 \text{ e } v_{level}[k] > 0\right) \\ +1, & \left(\Delta v_{level}[k] < 0 \text{ e } v_{level}[k] < 0\right) \\ 0, & \text{caso contrário} \end{cases} \tag{5.5}$$

onde $\Delta v_{level}[k] = v_{level}[k] - v_{level}[k-1]$.

Figura 5.7 – Níveis do barramento CC e estratégia de definição do preço.



Fonte: próprio autor.

A variação $\delta_p[k]$ é igual a -1 se $v_{dc}[k]$ cruzou as tensões de comparação superior (v_{h1}, v_{h2}, …, v_{hM}) na direção crescente; é igual a +1 se $v_{dc}[k]$ cruzou as tensões de comparação inferior (v_{l1}, v_{l2}, …, v_{lM}) na direção decrescente; e é igual a 0 quando não ocorre nenhum dos casos anteriores. Nota-se que, quando $v_{dc}[k]$ cruza uma tensão superior (v_{h1}, v_{h2}, …, v_{hM}) na direção decrescente ou cruza uma tensão inferior (v_{l1}, v_{l2}, …, v_{lM}) na direção crescente, não existe mudança do preço interno ($\delta_p[k] = 0$).

Para essa estratégia operar adequadamente, assume-se que:

a) a frequência de amostragem da tensão do barramento CC é suficientemente elevada para evitar que a tensão $v_{dc}[k]$ cruze mais de uma tensão de comparação (v_{hx} ou v_{lx}) entre duas amostras;

b) $price[k]$ é limitado à faixa [$price_{\min}$, $price_{\max}$], determinada na Seção 5.2.2:

$$price[k] := \begin{cases} price_{\min} & , \quad price[k] < price_{\min} \\ price_{\max} & , \quad price[k] > price_{\max} \\ price[k] & , \quad \text{caso contrário} \end{cases} \tag{5.6}$$

5.2.2 Determinação das estratégias de resposta ao preço dos elementos

As estratégias de resposta ao preço dos elementos são descritas por PRMs. Para definir essas matrizes/tabelas, incialmente assumem-se as seguintes premissas:

a) O usuário ou um sistema de gerenciamento de energia externo fornece os preços reais mínimos de venda das fontes (custo marginal) e os preços máximos de compra pelas cargas (utilidade marginal), em moedas reais (R$/kWh / U$/kWh). Fornece

também o preço da energia da rede (R$/kWh), o preço máximo para carga das baterias e o preço mínimo para descarga em função do estado de carga;

b) Os preços internos são comparativos e não refletem o valor real da energia, mas servem para comparar as fontes;

c) Os preços internos são inteiros, assumindo apenas valores positivos, nulos e negativos (..., $-1, $0, $1, ...), onde:
   - *preços negativos*: indica que a energia é tão excessiva que sua utilidade marginal tornou-se negativa, ou seja, seu uso é rejeitado pelos elementos do sistema;
   - *preço nulo* ($0): indica que o custo marginal da energia é nulo;
   - *preço positivo*: indica que a energia é escassa ou apresenta custo marginal positivo.

d) A referência de tensão do barramento CC é constante e igual a v_{dc}^{*} e, durante transitórios, ela nunca pode ser maior do que $v_{dc,\max}$, nem menor do que $v_{dc,\min}$;

e) O número de tensões de comparação superiores a v_{dc}^{*} (v_{h1}, v_{h2}, …, $v_{h(M)}$) e inferiores a v_{dc}^{*} (v_{l1}, v_{l2}, …, $v_{l(M)}$) é finito e igual a M;

f) Os elementos envolvidos nos sistema podem ser classificadas quanto à sua dinâmica:
   - **Elementos controladores**: fontes e cargas de dinâmica rápida com banda passante suficientemente elevada, permitindo controlar a tensão do barramento CC de forma desacoplada. Exemplo: conversores CC-CC das baterias e sistema fotovoltaico com malha de controle de corrente de dinâmica rápida, conversor CC-CA (inversor / retificador) conectado à rede e também com malha de controle de corrente de dinâmica rápida;
   - **Elementos não-controladores:** fontes e cargas que não podem controlar a tensão do barramento CC, por possuírem dinâmica mais lenta que a dinâmica de controle de tensão do barramento CC, ou por não apresentarem potência controlada. Por esse motivo, não auxiliam no controle da tensão do barramento CC. Exemplos: geradores com máquinas primárias a combustão, cargas que podem ser somente ligadas ou desligadas.

g) A tensão do barramento CC é controlada pelos elementos controladores, enquanto os não-controladores comportam-se dinamicamente como distúrbios de potência;

h) Todos os elementos definidos como controladores podem, em algum preço interno, controlar a tensão do barramento CC;

i) Somente um elemento controlador controla a tensão do barramento CC para um dado preço, operando no modo denominado DCBVR (*DC Bus Voltage Regulation*);
j) O acionamento de elementos não-controladores é realizado pelo sistema de gerenciamento de energia, que deve garantir que a potência e a energia no sistema sejam suficientes para atender a esse elemento. Como exemplo, não é recomendável acionar cargas não-controladoras de potência superior à máxima disponível no sistema;
k) Durante a operação do sistema, um preço interno $p_{\$x}$ pode ser:
   - ***Transitório***: o equilíbrio de potências não é garantido em $p_{\$x}$. Um preço $p_{\$m}$ é transitório quando:
     - nenhum elemento opera em DCBVR nesse preço;
     - ou o elemento que opera em DCBVR não garante o balanço de potências;
   - ***Estável***: o equilíbrio de potências é garantido. Algum elemento controlador opera em DCBVR em $p_{\$x}$, com faixa de potências que garante esse equilíbrio.

5.2.2.1 Modos de operação dos elementos do sistema e representação nas PRMs

Os elementos do sistema podem ser fontes bidirecionais, cargas ou fontes unidirecionais. Os elementos controladores podem operar nos modos de operação descritos na Tabela 5.1, enquanto os elementos não-controladores podem operar nos modos de operação descritos na Tabela 5.2. Como se pode observar nas tabelas, cada um dos possíveis modos de operação foi indicado por números, de forma a possibilitar a representação matricial em softwares computacionais. Esses números são utilizados nas *Price Response Matrices* de cada um dos elementos para indicar os modos de operação em que devem operar.

Os números empregados para representar os modos de operação são inteiros na faixa de -2 a +2, onde os números negativos (-) indicam que o elemento opera como uma carga, obtendo potência ativa do barramento CC, e os números positivos (+) indicam que o elemento opera como fonte, injetando potência ativa no barramento CC. Os números -2 e +2 indicam que o elemento opera com potência independente da tensão do barramento CC. Essa potência pode ser variável e determinada pela capacidade da própria fonte/carga. Os números -1 e +1 indicam que o elemento opera com potência variável e inferior à sua máxima, com o objetivo de controlar a tensão do barramento CC (DCBVR). O modo -1/+1 indica que o elemento apresenta fluxo de potência bidirecional para um mesmo preço, atuando em DCBVR. O modo 0 indica que o elemento está desligado, sem fornecer ou absorver potência.

Observa-se na Tabela 5.2, referente aos elementos não-controladores, a utilização do número 8 na representação nas PRMs. Esse número é utilizado no software para indicar que o elemento mantém o modo de operação corrente, que pode ser tanto -2, +2 ou 0. A manutenção do modo de operação corrente é importante para evitar oscilações cíclicas do preço interno do sistema. Essa oscilação ocorre, por exemplo, se uma carga não-controladora é desligada por falta de energia, logo após religada por excedente de energia e, a seguir, é desligada novamente por falta de energia, reiniciando o ciclo. Essa oscilação pode ser evitada se a carga for ligada somente quando for garantida a continuidade de seu fornecimento. Essa função deve ser realizada pelo sistema de gerenciamento de energia (nível superior), que pode, por exemplo, analisar a potência e energia do sistema como um todo. No Capítulo 6, são apresentados resultados experimentais demonstrando a ocorrência de oscilações cíclicas.

Tabela 5.1 – Representação nas PRMs dos modos de operação dos elementos controladores do sistema.

Modos de operação	**Número referente ao modo de operação**	**Número empregado nas PRMs**
Obtém ("compra") a máxima energia possível do barramento CC, independentemente da tensão v_{dc}	**-2**	**-2**
Fornece ("vende") a máxima energia possível ao barramento CC, independentemente da tensão v_{dc}	**+2**	**+2**
Obtém ("compra") energia do barramento CC inferior à máxima possível, controlando a tensão v_{dc} (DCBVR)	**-1**	**-1**
Fornece ("vende") energia ao barramento CC inferior à máxima possível, controlando a tensão v_{dc} (DCBVR)	**+1**	**+1**
Ora obtém ou "compra" energia (modo -1), ora fornece ou “vende" energia (modo +1), com potência inferior à máxima possível, apresentando comutação automática entre os dois modos (-1) e (+1) de forma a regular v_{dc}	**-1 | +1**	**11**
Desligado, sem fornecer ou consumir energia	**0**	**0**

Fonte: próprio autor.

Tabela 5.2 – Representação nas PRMs dos modos de operação dos elementos não-controladores do sistema.

Modos de operação	**Número referente ao modo de operação**	**Número empregado nas PRMs**
Obtém ("compra") a máxima energia possível do barramento CC	**-2**	**-2**
Fornece ("vende") a máxima energia possível ao barramento CC	**+2**	**+2**
Desligado, sem fornecer ou consumir energia	**0**	**0**
Sem modo de operação pré-definido, sendo mantido o modo de operação que estava em curso (obtendo energia, fornecendo energia ou desligado)	**-2 | +2 | 0**	**8**

Fonte: próprio autor.

O comportamento da resposta dos elementos pode ser descrito nos blocos mostrados na Figura 5.8, onde cada posição (quadrado) representa o modo de operação da fonte/carga para um dado preço interno da energia (variável *price*), e o preço interno aumenta em uma unidade ($1) por quadrado, para a direita. Os quadrados com fundo em cor cinza indicam o modo de operação em que o preço interno é equivalente à utilidade/custo marginal do elemento. Esse modo de operação é denominado **MR** (modo de operação referência). Observa-se que os números 8 e 0 podem ser repetidos dentro dos blocos. Os modos -2, 0, +2 são obrigatoriamente repetidos à esquerda (0, -2) ou à direta (0, +2) dos blocos.

Os elementos controladores, que operam em DCBVR, são classificados em:

a) carga genérica, que opera nos modos (-2, -1, 0);
b) fonte unidirecional genérica, que opera nos modos (0, 1, 2);
c) fonte bidirecional que não desliga e opera em DCBVR em um único preço. Seus modos de operação são (-2, +1/-1, 2);
d) fonte bidirecional que não desliga e opera em DCBVR em dois preços. Seus modos de operação são (-2, -1, 1, 2);
e) fonte bidirecional genérica, que opera nos modos (-2, -1, 0, 1, 2).

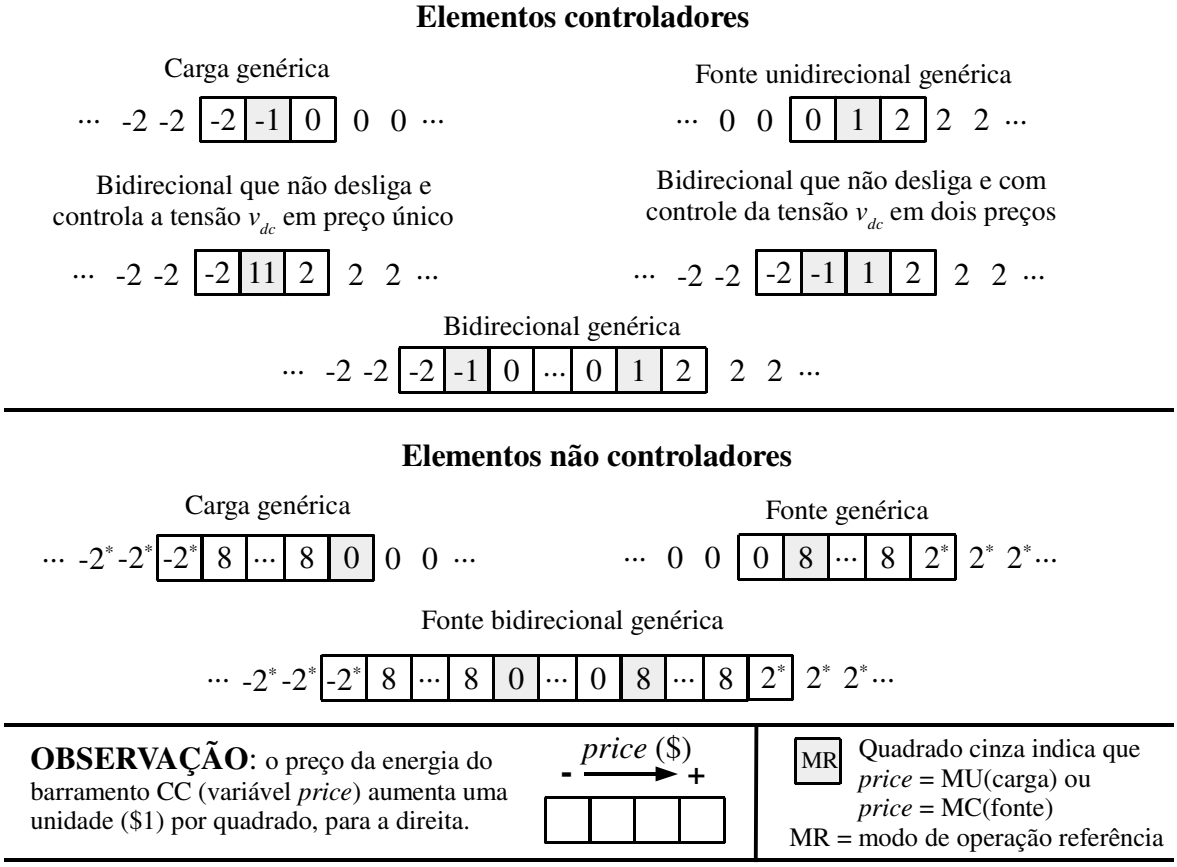
Os elementos não-controladores são divididos em:

a) carga genérica, que opera nos modos (-2, 0);
b) fonte genérica, que opera nos modos (0, +2);
c) fonte bidirecional, que opera nos modos (-2, 0, +2).

Destaca-se que os elementos não-controladores também apresentam nas PRMs a representação 8. Nessas situações, o elemento não possui um modo de operação pré-definido

para cada preço, sendo o modo de operação dependente da sequência passada de preços do sistema. Convencionou-se para esses casos que é mantido o modo de operação que estava em curso antes da última transição de preço.

Figura 5.8 – Modos de operação das fontes e cargas em função do preço.



* o acionamento de cargas (-2^*) ou fontes (2^*) não-controladoras pode ser realizado através de suas PRMs caso seja garantida a ausência de oscilações cíclicas.

Fonte: próprio autor.

Os blocos da Figura 5.8 são utilizados para montagem das PRMs. Uma PRM apresenta o número de colunas igual ao número de preços internos possíveis, e o número de linhas igual ao número de divisões de um mesmo elemento. Se o custo ou utilidade marginal de um elemento é constante, então sua PRM apresenta uma única linha. Como exemplo, em um sistema com faixa de preços de \$0 a \$6, a PRM de uma fonte unidirecional controladora de índice i_1, com custo marginal igual à *price* = \$1 é dada por:

$$\mathbf{PRM}(i_1) = \begin{array}{c} \xrightarrow{\quad price\ (\$) \quad} \\ \begin{array}{ccccccc} 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{array} \\ \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 \end{bmatrix} \end{array} \tag{5.7}$$

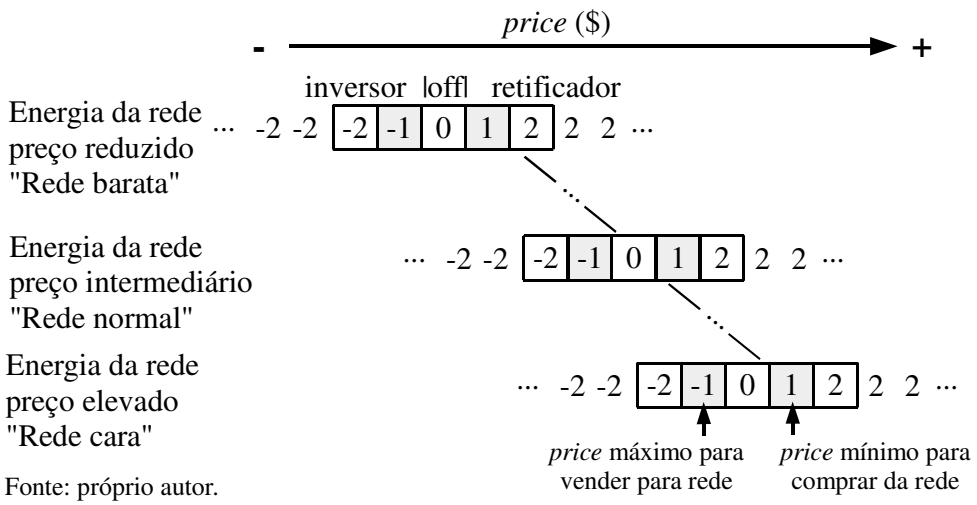
Entretanto, se um elemento apresenta valor variável de sua energia, então sua PRM deve ser representada em múltiplas linhas, de número igual ao número de possíveis situações que resultam em valores diferentes. Convencionando-se que o valor aumenta para linhas inferiores, a PRM de uma fonte unidirecional de índice i_2 com três valores diferentes (iguais a \$1, \$3 e \$5) é dada por:

$$\mathbf{PRM}(i_2) = \begin{array}{c} \xrightarrow[0\ \ 1\ \ 2\ \ 3\ \ 4\ \ 5\ \ 6]{\textit{price}\ (\$)} \\ \begin{bmatrix} 0 & 1 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 2 & 2 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 2 \end{bmatrix} \end{array} \begin{array}{l} - \\ \downarrow \textit{valor} \\ + \end{array} \tag{5.8}$$

Baterias e a rede elétrica também podem apresentar diferentes valores de energia. Para baterias, por exemplo, o valor de sua energia é inversamente relacionado ao seu estado de carga. Já o valor da energia da rede elétrica é igual ao preço da energia da rede, como mostrado na Figura 5.9. Pode-se observar que os modos de operação de referência (-1 e +1) deslocam-se para a direita na PRM à medida que o preço da rede elétrica é mais caro. A ilustração da Figura 5.9 é definida pela seguinte PRM para uma rede elétrica de índice i_3:

$$\mathbf{PRM}(i_3) = \begin{array}{c} \xrightarrow{\textit{price}\ (\$)} \\ \begin{bmatrix} \cdots & -2 & -1 & 0 & 1 & 2 & 2 & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \cdots & & & \ddots & \ddots & \ddots & & & & & \\ \cdots & \cdots & -2 & -2 & -1 & 0 & 1 & 2 & 2 & \cdots & \cdots \\ & & & & & \ddots & \ddots & \ddots & & & \\ \cdots & \cdots & \cdots & -2 & -2 & -2 & -1 & 0 & 1 & 2 & \cdots \end{bmatrix} \end{array} \begin{array}{l} - \\ \downarrow \text{preço da rede} \\ + \end{array} \tag{5.9}$$

Figura 5.9 – Rede elétrica com diferentes preços de compra e venda.



Fonte: próprio autor.

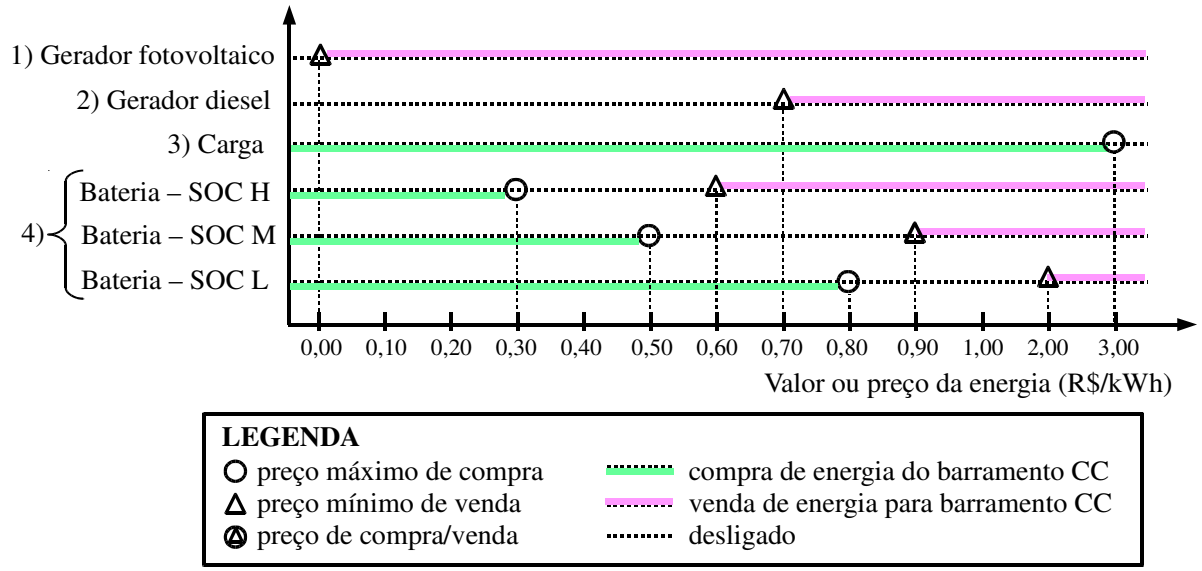
5.2.2.2 Dados de entrada para cálculo das PRMs

O cálculo das PRMs depende do fornecimento de dados pelo usuário ou gerenciamento de energia externo. Devem ser fornecidos os preços mínimos de venda das fontes (custo marginal) e preços máximos de compra pelas cargas (utilidade marginal), em uma única moeda corrente (por exemplo, R$/kWh). Além disso, os elementos podem ser agrupados em conjuntos com diferentes faixas de valor, como mostrado na Figura 5.9, onde cada conjunto pode apresentar um preço diferente para compra e venda de energia.

Para melhor compreensão do método, o mesmo é explicado através de um exemplo. A Figura 5.10 apresenta o gráfico de preços do exemplo, que representa um sistema com 4 elementos: gerador fotovoltaico, gerador diesel, carga, carga e bateria (classificada em conjuntos de valores diferentes para os seus três níveis de estado de carga, aqui nomeados de elevado - H, intermediário - M e baixo - L). Destaca-se que preços de compra e venda podem ser definidos tanto por informação externa (ex.: preço da energia da rede elétrica), quanto pelo usuário ou pelo sistema de gerenciamento de energia. Essa é uma característica muito relevante do método proposto, porque possibilita a atualização dinâmica das estratégias de resposta ao preço em função de mudanças de custos das fontes e de mudanças de prioridade das cargas. O eixo horizontal do gráfico apresenta o valor da energia em valores correspondentes à moeda real (R$/kWh). Quando a energia está muito valorizada, por exemplo, com valores acima de R$0,75/kWh, a bateria é carregada somente se estiver com SOC reduzido (SOC L), o gerador diesel pode operar fornecendo energia ao sistema.

Entretanto, se a energia está com valor de R$0,10/kWh, somente o gerador fotovoltaico opera como fonte.

Figura 5.10 – Gráfico com preços máximos de compra e preços mínimos de venda dos elementos.



Fonte: próprio autor.

Esses dados são convertidos em matrizes e vetores. O usuário deve informar três características dos elementos do sistema: tipo (fonte, carga, ou bidirecional), controlador ou não-controlador, e número de divisões de seu valor (número de linhas da matriz PRM). Assim, forma-se o vetor $\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}$ para o elemento indicado pelo índice *i*:

$$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(i) = \begin{bmatrix} slb & ctrl & ndv \end{bmatrix} \tag{5.10}$$

onde:

i: índice do elemento. No exemplo da Figura 5.10, existem 4 elementos (rede, gerador fotovoltaico, carga e bateria). Cada um desses elementos recebe um índice *i* de 1 a 4. A carga, por exemplo, recebe o índice $i = 3$;

slb: indica se o elemento é fonte (valor +1), carga (-1), ou fonte bidirecional (0), ou seja, um gerador fotovoltaico apresenta $slb = +1$, cargas apresentam $slb = -1$, enquanto uma bateria apresenta $slb = 0$;

ctrl: indica se o elemento é controlador (1) ou não-controlador (0). O gerador fotovoltaico conectado a um conversor CC-CC com malha de corrente com dinâmica rápida pode controlar

a tensão do barramento CC e, por isso, apresenta *ctrl* = 1. Já uma carga que pode ser somente ligada ou desligada apresenta *ctrl* = 0;

ndv: número total de conjuntos de valores diferentes para o elemento, sempre representada por um inteiro igual ou maior do que 1. Como exemplo, na Figura 5.10, a bateria apresenta 3 conjuntos de valores (*ndv* = 3): SOC L, SOC M e SOC H. Já o gerador fotovoltaico, o gerador diesel e a carga apresentam um único conjunto de valores (*ndv* = 1).

O preço máximo de compra e/ou preço mínimo de venda dos elementos é organizado em matrizes $\mathbf{E_V}$, sendo definida uma matriz $\mathbf{E_V}$ por elemento. Para cargas, a matriz $\mathbf{E_V}$ apresenta somente os preços máximos de compra $p_{\$,b}$. Uma carga i com um único preço máximo de compra apresenta a matriz $\mathbf{E_V}$ dada por:

$$\mathbf{E_V}(i) = \left[p_{\$,b} \right] \tag{5.11}$$

Já uma carga com diferentes possíveis preços máximos de compra, ou seja, com *ndv* conjuntos de valores, apresenta a matriz $\mathbf{E_V}$ dada por:

$$\mathbf{E_V}(i) = \begin{bmatrix} p_{\$,b,(1)} \\ p_{\$,b,(2)} \\ \vdots \\ p_{\$,b,(ndv(i))} \end{bmatrix} \tag{5.12}$$

onde $p_{\$,b,(j)}$ é o preço máximo de compra do conjunto j da carga de índice i.

Da mesma maneira, uma fonte unidirecional i com um único preço mínimo de venda $p_{\$,s}$ apresenta a matriz $\mathbf{E_V}$ dada por:

$$\mathbf{E_V}(i) = \left[p_{\$,s} \right] \tag{5.13}$$

Já uma fonte unidirecional com *ndv* conjuntos de valores apresenta a matriz $\mathbf{E_V}$ dada por:

$$\mathbf{E_V}(i) = \begin{bmatrix} p_{\$,s,(1)} \\ p_{\$,s,(2)} \\ \vdots \\ p_{\$,s,(ndv(i))} \end{bmatrix} \tag{5.14}$$

onde $p_{\$,s,(j)}$ é o preço máximo de compra do conjunto j da fonte unidirecional de índice i.

Verifica-se que a matriz $\mathbf{E_V}$ de elementos unidirecionais não apresenta informações se o seu conteúdo refere-se a preços máximos de compra ($p_{\$,b}$) ou preços mínimo de venda ($p_{\$,s}$). Para reconhecer se o conteúdo da matriz $\mathbf{E_V}$ de um elemento unidirecional refere-se a $p_{\$,b}$ ou $p_{\$,s}$, deve-se observar a célula *slb* da matriz $\mathbf{E_{Class.}}$

Por fim, a matriz $\mathbf{E_V}$ de fontes bidirecionais apresenta duas colunas. Na primeira coluna é representado o preço máximo de compra $p_{\$,b}$ e na segunda coluna é representado o preço mínimo de venda $p_{\$,s}$. A matriz $\mathbf{E_V}$ de uma fonte bidirecional *i* com *ndv* = 1 é dada por:

$$\mathbf{E_V}(i) = \begin{bmatrix} p_{\$,b} & p_{\$,s} \end{bmatrix} \tag{5.15}$$

Já uma fonte bidirecional com diferentes conjuntos de valores, como a bateria da Figura 5.10, apresenta *ndv* linhas:

$$\mathbf{E_V}(i) = \begin{bmatrix} p_{\$,b,(1)} & p_{\$,s,(1)} \\ p_{\$,b,(2)} & p_{\$,s,(2)} \\ \vdots & \vdots \\ p_{\$,b,(ndv(i))} & p_{\$,s,(ndv(i))} \end{bmatrix} \tag{5.16}$$

A Tabela 5.3 apresenta as matrizes $\mathbf{E_{Class}}$ e $\mathbf{E_V}$ para o exemplo da Figura 5.10. Destaca-se nessa tabela que:

- o gerador fotovoltaico é indicado com o índice *i* = 1. É uma fonte (*slb* = 1) controladora (*ctrl* = 1) com um único preço mínimo de venda (*ndv* = 1), obtendo-se $\mathbf{E_{Class}}(1)$ = [1 1 1]. Da Figura 5.10, o preço mínimo de venda é 0,00 R$/kWh, obtendo-se $\mathbf{E_V}(1)$ = [0,0];
- a bateria é indicada com índice *i* = 4. É uma fonte bidirecional (*slb* = 0) controladora (*ctrl* = 1) com 3 conjuntos de preço máximo de compra e preço mínimo de venda (*ndv* = 3), obtendo-se $\mathbf{E_{Class}}(4)$ = [0 1 3]. Para o conjunto *j* =1, correspondente ao estado de carga elevado (SOC H), tem-se o preço máximo de compra de 0,3 R$/kWh, e preço mínimo de venda de 0,6 R$/kWh, que são preenchidos na primeira linha da matriz $\mathbf{E_V}(4)$. A segunda e a terceira linha de $\mathbf{E_V}(4)$ são preenchidas com os preços máximo de compra e mínimo de venda correspondentes a, respectivamente, estado de carga intermediário (SOC M) e reduzido (SOC L).

Tabela 5.3 – Exemplo: matrizes de entrada para problema da Figura 5.10.

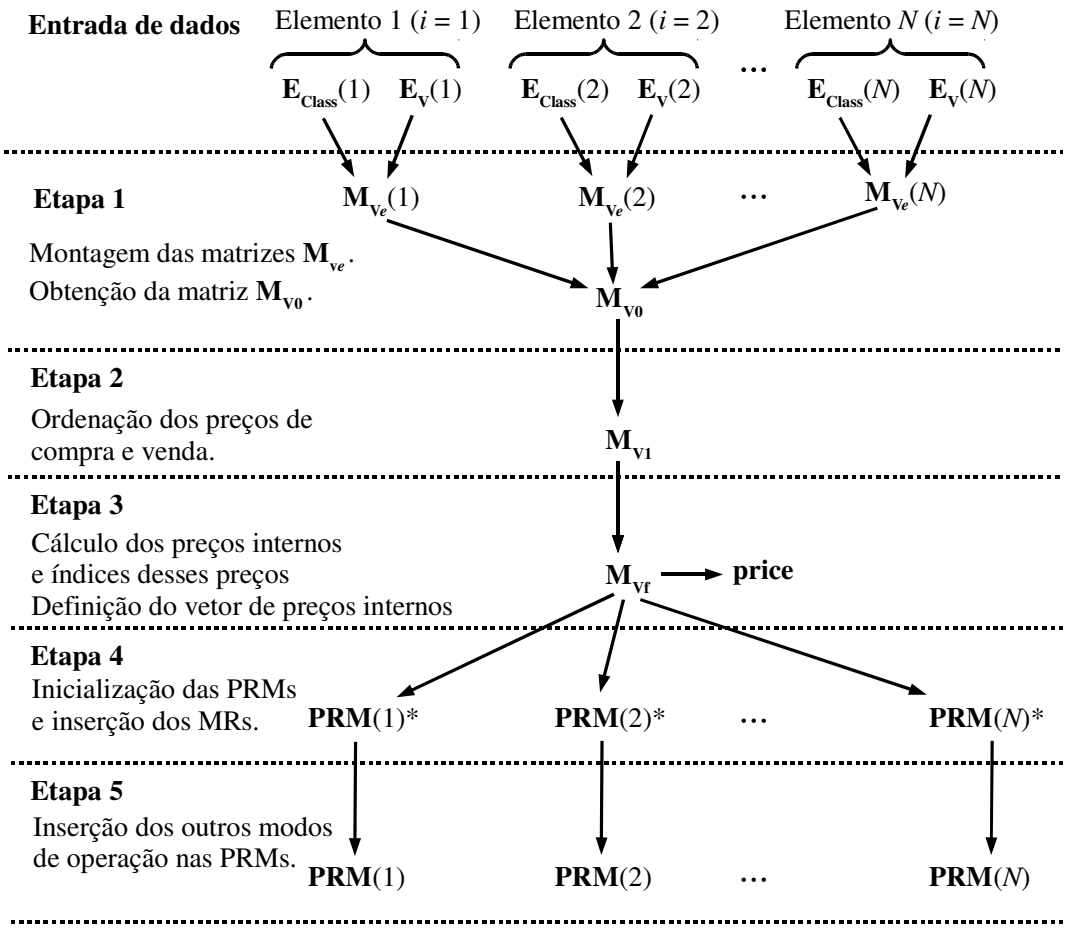
Elemento	**índice *i* do elemento**	***ndv*(*i*) do elemento**	$E_{Class}(i)$	$E_V(i)$
Gerador fotovoltaico	1	1	$\mathbf{E_{Class}}(1)=\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E_V}(1)=\begin{bmatrix}0,0\end{bmatrix}$
Gerador diesel	2	1	$\mathbf{E_{Class}}(2)=\begin{bmatrix}1 & 0 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E_V}(2)=\begin{bmatrix}0,7\end{bmatrix}$
Carga	3	1	$\mathbf{E_{Class}}(3)=\begin{bmatrix}-1 & 0 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E_V}(3)=\begin{bmatrix}3,0\end{bmatrix}$
Bateria	4	3	$\mathbf{E_{Class}}(4)=\begin{bmatrix}0 & 1 & 3\end{bmatrix}$	$\mathbf{E_V}(4)=\begin{bmatrix}0,3 & 0,6\\ 0,5 & 0,9\\ 0,8 & 2,0\end{bmatrix}$

Fonte: próprio autor.

5.2.2.3 Cálculo das matrizes de resposta ao preço - PRMs

Os elementos do sistema devem inicialmente ser indexados sequencialmente, de forma similar à Tabela 5.3 (elemento 1, elemento 2, ..., elemento *N*). O cálculo das PRMs desses elementos é realizado em várias etapas, representadas na Figura 5.11. Inicialmente, deve-se obter as matrizes $\mathbf{E_{Class}}$ e $\mathbf{E_V}$ de todos os elementos do sistema. Na etapa 1, a matriz $\mathbf{E_{Class}}$ e $\mathbf{E_V}$ de cada elemento são agrupadas em uma matriz $\mathbf{M_{Ve}}$ e, a seguir, todas as matrizes $\mathbf{M_{Ve}}$ são agrupadas em uma única matriz $\mathbf{M_{V0}}$, que representa todo o sistema. A partir de $\mathbf{M_{V0}}$, obtém-se uma matriz $\mathbf{M_{V1}}$, na etapa 2, e a matriz $\mathbf{M_{Vf}}$, na etapa 3. As PRMs dos elementos são obtidas nas etapas 4 e 5 a partir de $\mathbf{M_{Vf}}$. Por fim, na etapa 6, inclui-se opcionalmente o acionamento dos elementos não-controladores em suas PRMs.

Figura 5.11 – Etapas do algoritmo de cálculo das PRMs dos elementos.



Etapa 6 (opcional): acionamento dos elementos não-controladores pelas suas PRMs.

Fonte: próprio autor.

5.2.2.3.1 Etapa 1 – Construção da matriz com dados dos elementos do sistema

A etapa 1 consiste na geração da matriz $\mathbf{M_{V0}}$, que apresenta os dados de $\mathbf{E_v}$ e $\mathbf{E_{Class}}$ de todos os elementos. Essa matriz é gerada a partir da concatenação horizontal de *N* matrizes $\mathbf{M_{Ve}}$, que apresentam as informações de cada um dos *N* elementos do sistema. Para elementos unidirecionais com *ndv* conjuntos de valores, a matriz $\mathbf{M_{Ve}}$ apresenta 7 linhas e *ndv* colunas, onde a sétima linha apresenta os preços máximos de compra (ou preços mínimos de venda) da matriz $\mathbf{E_V}$ do elemento:

$$\mathbf{M}_{\mathbf{V}e}(i)=\begin{bmatrix} i & i & i & \cdots & i \\ slb(i) & slb(i) & slb(i) & \cdots & slb(i) \\ ctrl(i) & ctrl(i) & ctrl(i) & \cdots & ctrl(i) \\ ndv(i) & ndv(i) & ndv(i) & \cdots & ndv(i) \\ 1 & 2 & 3 & \cdots & ndv(i) \\ 1 & 1 & 1 & \cdots & 1 \\ p_{\$,b(1)} & p_{\$,b(2)} & p_{\$,b(3)} & \cdots & p_{\$,b(ndv(i))} \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{índice do elemento} \\ \left.\begin{matrix} \\ \\ \\ \end{matrix}\right\}\text{dados de } \mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(i) \\ \text{linha de } \mathbf{E}_{\mathbf{V}}\text{(i) onde está } p_{\$,b} \text{ (ou } p_{\$,s}) \\ \text{coluna de } \mathbf{E}_{\mathbf{V}}(i) \text{ onde está } p_{\$,b} \text{ (ou } p_{\$,s}) \\ \text{valores de } \mathbf{E}_{\mathbf{V}}(i) \text{ } (p_{\$,b} \text{ ou } p_{\$,s}) \end{matrix} \tag{5.17}$$

Nota-se que as linhas 1, 2, 3 e 4 de $\mathbf{M}_{\mathbf{Ve}}(i)$ apresentam dados iguais em todas as colunas. A linha 5 apresenta números inteiros de 1 a *ndv*(i), correspondentes à linha da matriz $\mathbf{E}_{\mathbf{V}}$ onde se encontram os valores da linha 7. Já a linha 6 apresenta o número 1 em todas as colunas quando o elemento é unidirecional.

Para elementos bidirecionais, a linha 6 de $\mathbf{M}_{\mathbf{Ve}}$ apresenta alternadamente os números 1 e 2, para diferenciar os preços de compra (1) ou de venda (2). Assim, $\mathbf{M}_{\mathbf{Ve}}$ apresenta 7 linhas e $2 \cdot ndv(i)$ colunas, dada por:

$$\mathbf{M}_{\mathbf{V}e}(i)=\begin{bmatrix} i & i & i & i & \cdots & i & i \\ slb(i) & slb(i) & slb(i) & slb(i) & \cdots & slb(i) & slb(i) \\ ctrl(i) & ctrl(i) & ctrl(i) & ctrl(i) & \cdots & ctrl(i) & ctrl(i) \\ ndv(i) & ndv(i) & ndv(i) & ndv(i) & \cdots & ndv(i) & ndv(i) \\ 1 & 1 & 2 & 2 & \cdots & ndv(i) & ndv(i) \\ 1 & 2 & 1 & 2 & \cdots & 1 & 2 \\ p_{\$,b(1)} & p_{\$,s(1)} & p_{\$,b(2)} & p_{\$,s(2)} & \cdots & p_{\$,b(ndv(i))} & p_{\$,s(ndv(i))} \end{bmatrix} \tag{5.18}$$

A matriz $\mathbf{M}_{\mathbf{V0}}$ é montada com a concatenação horizontal de todas as matrizes $\mathbf{M}_{\mathbf{Ve}}$:

$$\mathbf{M}_{\mathbf{V0}}=\left[\mathbf{M}_{\mathbf{V}e}(1) \quad \mathbf{M}_{\mathbf{V}e}(2) \quad \ldots \quad \mathbf{M}_{\mathbf{V}e}(i) \quad \ldots \quad \mathbf{M}_{\mathbf{V}e}(N)\right], \tag{5.19}$$

A matriz $\mathbf{M}_{\mathbf{V0}}$ apresenta dimensão 7 x Q, onde Q é a quantidade de preços de compra/venda de todos os elementos, dado por:

$$\begin{aligned} Q &= \sum_{i=1}^{N} ndv(i) \cdot k_{dir}(i) \\ k_{dir}(i) &= \begin{cases} 2 & , \quad slb(i)=0 \\ 1 & , \quad \text{caso contrário} \end{cases} \end{aligned} \tag{5.20}$$

onde:

ndv(*i*): valor de *ndv* do elemento de índice *i*, igual ao número de linhas de $\mathbf{E_v}(i)$;

k_{dir}(i): igual a 1 se o elemento *i* é unidirecional ou igual a 2 se o elemento é bidirecional;

N: número total de elementos no sistema.

A partir do exemplo da Figura 5.10, obteve-se a Tabela 5.3, de onde se obtêm as matrizes $\mathbf{M_{Ve}}$ apresentadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Geração das matrizes $\mathbf{M_{Ve}}$ para exemplo representado na Figura 5.10.

Elemento *i*	**1) Gerador fotovoltaico**	**2) Gerador diesel**	**3) Carga**	**4) Bateria**
Matriz $\mathbf{M_{Ve}}$ (*i*)	$\begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0,0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 0,7 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 3 \\ -1 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 3,0 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 3 & 3 & 3 & 3 & 3 & 3 \\ 1 & 1 & 2 & 2 & 3 & 3 \\ 1 & 2 & 1 & 2 & 1 & 2 \\ 0,3 & 0,6 & 0,5 & 0,9 & 0,8 & 2,0 \end{bmatrix}$

Fonte: próprio autor.

As matrizes concatenadas resultam em $\mathbf{M_{V0}}$, dada por:

$$\mathbf{M_{V0}} = \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 3 & 3 & 3 & 3 & 3 & 3 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 2 & 2 & 3 & 3 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 2 & 1 & 2 & 1 & 2 \\ 0,0 & 0,7 & 3,0 & 0,3 & 0,6 & 0,5 & 0,9 & 0,8 & 2,0 \end{bmatrix} \tag{5.21}$$

5.2.2.3.2 Etapa 2 – Ordenação por preço crescente da matriz de agrupamento do sistema

Essa etapa consiste em ordenar as colunas de $\mathbf{M_{V0}}$ de acordo em ordem crescente dos preços de compra ou venda da linha 7, obtendo a matriz $\mathbf{M_{V1}}$, definida como:

$$\mathbf{M_{V1}} = \begin{bmatrix} i_{m(1)} & i_{m(2)} & \cdots & i_{m(q)} & \cdots & i_{m(Q)} \\ slb_{m(1)} & slb_{m(2)} & \cdots & slb_{m(q)} & \cdots & slb_{m(Q)} \\ ctrl_{m(1)} & ctrl_{m(2)} & \cdots & ctrl_{m(q)} & \cdots & ctrl_{m(Q)} \\ ndv_{m(1)} & ndv_{m(2)} & \cdots & ndv_{m(q)} & \cdots & ndv_{m(Q)} \\ u_{m(1)} & u_{m(2)} & \cdots & u_{m(q)} & \cdots & u_{m(Q)} \\ bs_{m(1)} & bs_{m(2)} & \cdots & bs_{m(q)} & \cdots & bs_{m(Q)} \\ p_{m(1)} & p_{m(2)} & \cdots & p_{m(q)} & \cdots & p_{m(Q)} \end{bmatrix} \tag{5.22}$$

onde:

$p_{m(q)}$: preços de compra ou venda da linha 7 de $\mathbf{M_{V0}}$, crescentemente ordenados de modo que $p_{m(1)} \leq p_{m(2)} \leq \ldots \leq p_{m(Q)}$. Quando existem preços de compra e venda iguais, a ordem entre eles é indiferente;

$i_{m(q)}$: índices dos elementos do sistema, reordenados de acordo com os dados da linha 7;

$slb_{m(1)}$, $ctrl_{m(1)}$ e $ndv_{m(1)}$: dados da matriz $\mathbf{E_{Class}}$ do elemento $i_{m(q)}$;

$u_{m(q)}$: números da linha 5 de $\mathbf{M_{V0}}$. Representam a linha de $\mathbf{E_V}(i_{m(q)})$ onde $p_{m(q)}$ se encontra;

$bs_{m(q)}$: números da linha 6 de $\mathbf{M_{V0}}$. Representam a coluna de $\mathbf{E_V}(i_{m(q)})$ onde $p_{m(q)}$ se encontra.

Verifica-se que a matriz $\mathbf{M_{V1}}$ apresenta a mesma dimensão de $\mathbf{M_{V0}}$, mas com colunas reordenadas. Para o exemplo apresentado na Figura 5.10, a seguinte matriz $\mathbf{M_{V1}}$ é obtida reordenando as colunas de $\mathbf{M_{V0}}$ de forma a obter preços crescentes da esquerda para a direita na linha 7:

$$\mathbf{M_{V1}} = \begin{bmatrix} 1 & 4 & 4 & 4 & 2 & 4 & 4 & 4 & 3 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 3 & 3 & 3 & 1 & 3 & 3 & 3 & 1 \\ 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 3 & 2 & 3 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 2 & 2 & 1 \\ 0,0 & 0,3 & 0,5 & 0,6 & 0,7 & 0,8 & 0,9 & 2,0 & 3,0 \end{bmatrix} \tag{5.23}$$

5.2.2.3.3 Etapa 3 – Definição dos preços internos

A etapa 3 consiste em obter a matriz $\mathbf{M_{Vf}}$, que apresenta os preços internos relacionados a cada valor de compra e venda. A matriz $\mathbf{M_{Vf}}$ equivale à matriz $\mathbf{M_{V1}}$ com a adição de uma nova linha com os preços internos $p_{i(q)}$:

$$\mathbf{M}_{\mathbf{V}f} = \begin{bmatrix} i_{m(1)} & i_{m(2)} & \cdots & i_{m(q)} & \cdots & i_{m(Q)} \\ slb_{m(1)} & slb_{m(2)} & \cdots & slb_{m(q)} & \cdots & slb_{m(Q)} \\ ctrl_{m(1)} & ctrl_{m(2)} & \cdots & ctrl_{m(q)} & \cdots & ctrl_{m(Q)} \\ ndv_{m(1)} & ndv_{m(2)} & \cdots & ndv_{m(q)} & \cdots & ndv_{m(Q)} \\ u_{m(1)} & u_{m(2)} & \cdots & u_{m(q)} & \cdots & u_{m(Q)} \\ bs_{m(1)} & bs_{m(2)} & \cdots & bs_{m(q)} & \cdots & bs_{m(Q)} \\ p_{m(1)} & p_{m(2)} & \cdots & p_{m(q)} & \cdots & p_{m(Q)} \\ p_{i(1)} & p_{i(2)} & \cdots & p_{i(q)} & \cdots & p_{i(Q)} \end{bmatrix} \tag{5.24}$$

onde $p_{i(1)}$, $p_{i(2)}$, …, $p_{i(Q)}$ são os preços internos relacionados com aos valores $p_{m(1)}$, $p_{m(2)}$, …, $p_{m(Q)}$. A obtenção desses preços internos é dada a partir dos dados da matriz $\mathbf{M_{V1}}$.

A explicação completa do algoritmo proposto para essa etapa, incluindo os casos de exceção, é apresentada a seguir. Inicia-se definido o preço interno $p_{i(1)}$, relacionado ao valor $p_{m(1)}$. O preço interno $p_{i(1)}$ pode assumir qualquer valor, pois é somente uma referência. Porém, para que $p_{i(1)}$ apresente um significado, sendo positivo quando a energia é valiosa, nulo quando o valor é nulo, e negativo quando a energia é excessiva, assume-se que:

- quando $p_{m(1)}$ é positivo, $p_{i(1)}$ é definido como positivo e igual à 1;
- quando $p_{m(1)}$ é menor ou igual a zero, $p_{i(1)}$ é definido como zero.

Assim, $p_{i(1)}$ é definido como:

$$p_{i(1)} = \begin{cases} 0 & p_{m(1)} \leq 0 \\ 1, & p_{m(1)} > 0 \end{cases} \tag{5.25}$$

Os outros preços internos $p_{i\,(2)}$, $p_{i\,(3)}$, …, $p_{i\,(Q)}$ são definidos através de uma varredura das colunas $q \in (2, 3, \ldots, Q)$ de $\mathbf{M_{v1}}$. Geralmente, cada preço real de compra/venda $p_{m(q)}$ resulta em um diferente preço interno $p_{i(q)}$. As seguintes regras são assumidas:

a) quando os valores $p_{m(q)}$ e $p_{m(q\text{-}1)}$ são relativos a diferentes elementos, ou seja, $i_{m(q)} \neq i_{m(q\text{-}1)}$, adota-se $p_{i(q)} = p_{i(q\text{-}1)} + 1$:
   - quando $p_{m(q)}$ é diferente de $p_{m(q\text{-}1)}$;
   - ou quando os elementos $i_{m(q)}$ e $i_{m(q\text{-}1)}$ são controladores. O motivo disso é uma das restrições do gerenciamento de potência proposto: dois ou mais elementos não podem operar em DCBVR ao mesmo tempo. Assim, esses elementos devem operar em DCBVR em preços internos distintos. Como exemplo, caso existam dois geradores fotovoltaicos separados: um deles pode operar em DCBVR em

price = \$0 e o outro operar em DCBVR em *price* = \$1. A escolha de qual deles operar em \$0 ou \$1 é considerada indiferente. Destaca-se que o algoritmo apresentado a seguir, por simplicidade, considera somente que os preços relacionados a elementos controladores estão em colunas adjacentes da matriz $\mathbf{M_{V1}}$. Caso preços iguais relacionados a mais de um elemento controlador estejam em colunas não adjacentes da matriz $\mathbf{M_{V1}}$, o algoritmo deve ser estendido para contemplar esse caso;

b) em outros casos, adota-se $p_{i(q)} = p_{i(q\text{-}1)}$. Assim, quando $i_{m(q)} = i_{m(q\text{-}1)}$, os valores $p_{m(q)}$ e $p_{m(q\text{-}1)}$ são agrupados em um mesmo preço interno $p_{i(q)} = p_{i(q\text{-}1)}$. Esses agrupamentos reduzem a quantidade de preços internos, e consequentemente o número de colunas das PRMs.

Com essas regras, a seguinte equação[2] é utilizada para cálculo dos preços internos $p_{i(q)}$ do sistema através da varredura da matriz $\mathbf{M_{V1}}$, ou seja, definindo $q \in (2, 3, \ldots, Q)$:

$$p_{\mathrm{i}(q)} = \left\{ \begin{array}{ll} p_{\mathrm{i}(q-1)} + 1 & , \quad \left(i_{m(q)} \neq i_{m(q-1)}\right) \wedge \left[\left(p_{m(q)} \neq p_{m(q-1)}\right) \vee \left(ctrl_{m(q)} \wedge ctrl_{m(q-1)}\right)\right] \\ p_{\mathrm{i}(q-1)} & , \quad \text{caso contrário} \end{array} \right|_{q \in (2,3,\ldots,Q)} \tag{5.26}$$

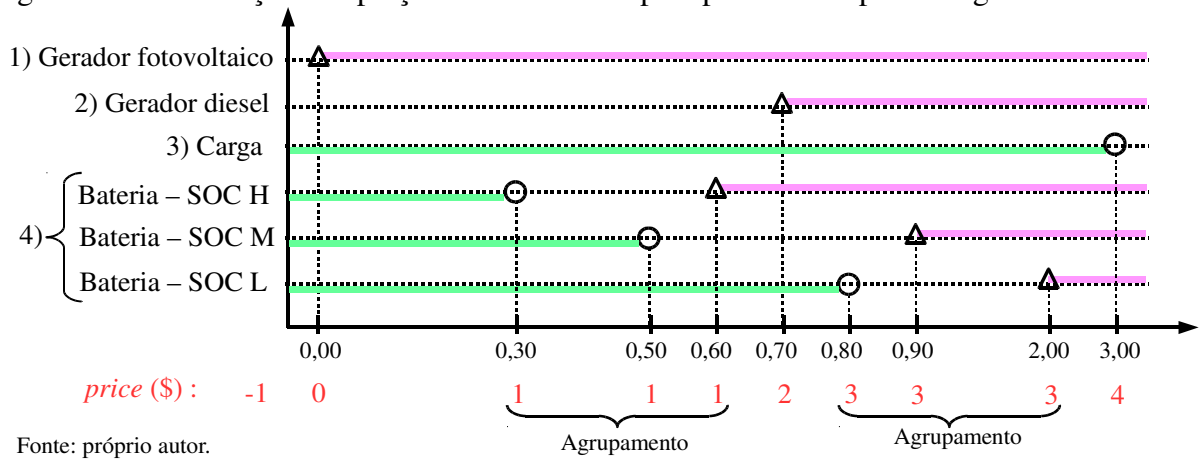
Assim, é definido um agrupamento de preços internos quando os valores $p_{m(q)}$ e $p_{m(q\text{-}1)}$ referem-se ao mesmo elemento do sistema. De acordo com essa regra, uma bateria pode atuar no modo –1/+1 (11) mesmo se o preço máximo de compra ($p_{\$,b}$) e o mínimo de venda de venda ($p_{\$,s}$) são diferentes. Deve-se destacar que essa não é uma regra obrigatória. O projetista apresenta a liberdade de escolher que a bateria atue no modo -1 para um dado preço interno e no modo +1 para um preço interno imediatamente superior.

Na Figura 5.12, o algoritmo proposto é aplicado ao exemplo da Figura 5.10. Verifica-se que um preço interno *price* é relacionado a cada valor de compra e venda utilizado no sistema. Como exemplo, o valor de 0,70 R\$/kWh representa o preço interno \$2. Observa-se na Figura 5.12 que os valores de 0,3 R\$/kWh a 0,6 R\$/kWh foram agrupados em um mesmo preço interno *price* = \$1, por representarem preços de compra e venda do mesmo elemento (bateria). O mesmo ocorre com *price* = \$3. A matriz $\mathbf{M_{Vf}}$ resultante é dada por:

[2] Operadores lógicos: **ou** (∨), **e** (∧), **não** (¬).

$$\mathbf{M_{vf}} = \begin{bmatrix} 1 & 4 & 4 & 4 & 2 & 4 & 4 & 4 & 3 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 3 & 3 & 3 & 1 & 3 & 3 & 3 & 1 \\ 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 3 & 2 & 3 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 2 & 2 & 1 \\ 0{,}0 & 0{,}3 & 0{,}5 & 0{,}6 & 0{,}7 & 0{,}8 & 0{,}9 & 2{,}0 & 3{,}0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 2 & 3 & 3 & 3 & 4 \end{bmatrix} \tag{5.27}$$

Figura 5.12 – Definição dos preços internos na Etapa 3 para o exemplo da Figura 5.10.



Fonte: próprio autor.

O preço interno mínimo do sistema deve um valor menor que o menor preço interno dos elementos, que está contido em $p_{i(1)}$. Essa definição é criada para que as fontes sejam desligadas em caso de excesso de energia no sistema. Logo:

$$price_{\min} = p_{i(1)} - 1 \tag{5.28}$$

Por outro lado, o preço interno máximo adotado pode ser igual a $p_{(Q)}$:

$$price_{\max} = p_{(Q)} \tag{5.29}$$

Assim, pode-se definir o seguinte vetor com os preços internos consecutivos (não repetidos) do sistema:

$$\mathbf{price} = \left[price_{\min} \quad (price_{\min} + 1) \quad (price_{\min} + 2) \quad \cdots \quad (price_{\max} - 1) \quad price_{\max} \right] \tag{5.30}$$

Para o exemplo da Figura 5.12, o seguinte vetor de preços é obtido:

$$\mathbf{price} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 1 & 2 & 3 & 4 \end{bmatrix} \tag{5.31}$$

5.2.2.3.4 Etapa 4 – Inicialização das PRMs e inclusão dos modos de referência (MRs)

A etapa 4 consiste em utilizar os dados de $\mathbf{M_{Vf}}$ para inicializar as PRMs dos elementos. A matriz de resposta ao preço (**PRM**) indica o modo de operação do elemento (Tabela 5.1 e Tabela 5.2) para um dado preço interno do sistema. Por isso, apresenta o mesmo número de colunas do vetor **price**. Como o menor preço inicia em 0 ou -1, a PRM não pode ser indexada diretamente ao preço. Assim dado um preço interno *price* contido no vetor **price**, a coluna da tabela que corresponde ao modo de operação que o elemento deve operar é dada por:

$$v[k] = price[k] - price_{\min} + 1 \tag{5.32}$$

As PRMs são compostas por *V* colunas, onde cada coluna está associada a um dos preços definidos no vetor **price**. O número de colunas das PRMs é calculado por:

$$V = price_{max} - price_{min} + 1 \tag{5.33}$$

O número de colunas das PRMs é fixo. Porém, o número de linhas depende de cada elemento. Como os elementos do sistema podem assumir diferentes conjuntos de preço dependendo da sua condição de operação, o número de linhas da matriz de resposta ao preço de cada elemento é dado por *ndv*(*i*). Assim, a PRM de um elemento de índice *i* é representada da seguinte forma:

$$\mathbf{PRM}(i) = \begin{bmatrix} prm_{1,1}(i) & prm_{1,2}(i) & \cdots & prm_{1,v}(i) & \cdots & prm_{1,\mathrm{V}}(i) \\ prm_{2,1}(i) & prm_{2,2}(i) & \cdots & prm_{2,\mathrm{v}}(i) & \cdots & prm_{2,\mathrm{V}}(i) \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ prm_{\mathrm{u},1}(i) & prm_{\mathrm{u},2}(i) & \cdots & prm_{\mathrm{u},\mathrm{v}}(i) & \cdots & prm_{\mathrm{u},\mathrm{V}}(i) \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ prm_{ndv(i),1}(i) & prm_{ndv(i),2}(i) & \cdots & prm_{ndv(i),\mathrm{v}}(i) & \cdots & prm_{ndv(i),\mathrm{V}}(i) \end{bmatrix} \tag{5.34}$$

onde $prm_{u,v}(i)$ representa o modo de operação indicado na linha *u* e coluna *v* da PRM do elemento de índice *i*. O conteúdo das células da PRM pode assumir um dos seguintes números: -2, -1, 0, +1, +2, 11, 8, mostrados na Tabela 5.1 e na Tabela 5.2

Inicialmente, as PRMs são inicializadas com o tamanho adequado. Para inicializar a PRM, definiu-se o número 9 como uma indicação de que o modo de operação ainda não foi definido. Para o exemplo da Figura 5.10, tem-se $V = 4 - (-1) + 1 = 6$. Assim, as PRMs apresentam 6 colunas. As PRMs do gerador fotovoltaico ($i = 1$), do gerador a diesel ($i = 2$) e da carga ($i = 3$) apresentam 1 linha, enquanto a PRM da bateria ($i = 4$) apresenta 3 linhas. Assim, as PRMs inicializadas são dadas por:

$$\begin{aligned}
\mathbf{PRM}^{*}(1) &= \begin{bmatrix} 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix} \\
\mathbf{PRM}^{*}(2) &= \begin{bmatrix} 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix} \\
\mathbf{PRM}^{*}(3) &= \begin{bmatrix} 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix} \\
\mathbf{PRM}^{*}(4) &= \begin{bmatrix} 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix}
\end{aligned} \tag{5.35}$$

onde o asterisco (*) indica que a matriz está incompleta:

Depois de sua inicialização, devem-se inserir nas PRMs os modos de operação de referência (MRs), representados na Figura 5.8 pelo número no interior dos quadrados cinza. Isso é realizado através de uma varredura das colunas da matriz $\mathbf{M_{Vf}}$, iniciando da coluna $q = 1$ até a coluna $q = Q$. Os valores $p_{i(q)}$ da matriz $\mathbf{M_{Vf}}$ representam os preços internos em que os elementos de índice $i_{m(q)}$ atuam no modo de operação de referência (MR). O valor numérico do MR depende do tipo de elemento, se fonte ou carga, bidirecional ou unidirecional, controlador ou não-controlador. De acordo com a Figura 5.8, os seguintes valores de MR são utilizados em função do tipo do elemento:

a) cargas:
   - controladoras: MR = -1;
   - não-controladoras: MR = 0;

b) fontes unidirecionais:
   - controladoras: MR = +1;
   - não-controladoras: MR = 8;

c) fontes bidirecionais: apresentam 1 ou 2 MRs:
   - controladoras: MR = +1 (operando como fonte) ou MR = -1 (operando como carga) ou MR = 11 (operando como fonte ou carga com comutação automática entre ambos);
   - não-controladoras: MR = 8 (fonte) ou MR = 0 (carga).

A coluna da PRM correspondente ao preço $p_{i(q)}$ em que o elemento $i_{m(q)}$ atua no MR é dada por:

$$v_{MR} = p_{i(q)} - price_{\min} + 1 \Big|_{q \in (1,2,\ldots,Q)} \tag{5.36}$$

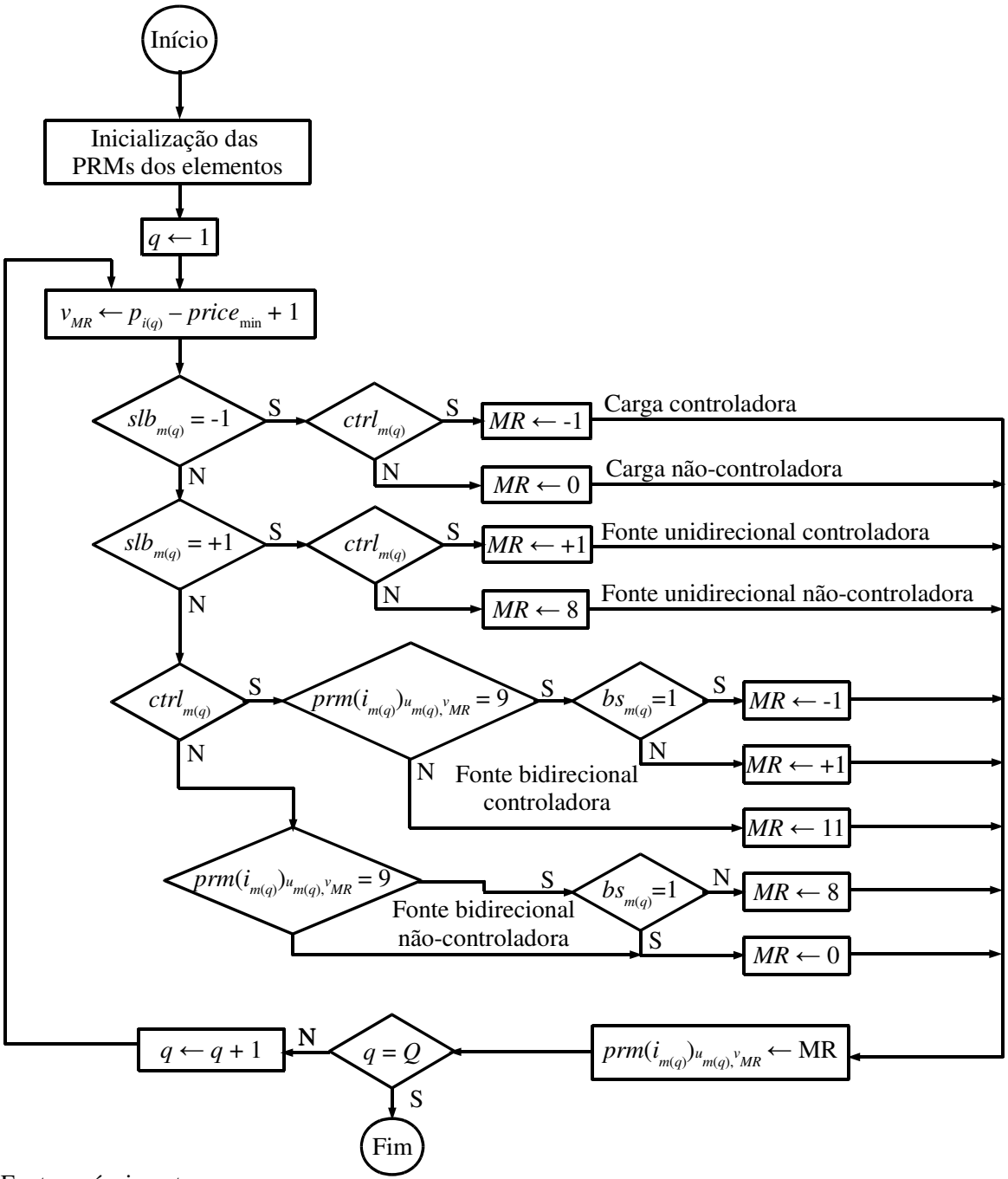
onde q é o índice da coluna da matriz $\mathbf{M_{Vf}}$. Portanto, o MR do elemento deve ser posicionado na coluna v_{MR} e na linha $u_{m(q)}$ da PRM, onde $u_{m(q)}$ representa o conjunto de valores do elemento.

A Figura 5.13 apresenta o algoritmo para posicionamento dos MRs nas PRMs dos elementos. Verifica-se que é realizada uma varredura da matriz $\mathbf{M_{Vf}}$ através do índice $q \in (1, 2, \ldots, Q)$. Após v_{MR} ser calculada, o valor numérico do MR é definido de acordo com o tipo de elemento (fonte, carga, …). Por fim, esse MR é preenchido na linha $u_{m(q)}$ e coluna v_{MR} da PRM elemento $i_{m(q)}$. Destaca-se que, para fontes bidirecionais controladoras, o MR é definido como 11 caso a célula da PRM já tenha sido preenchida com outro modo de operação (-1 ou +1). Essa condição ocorre quando o preço interno é agrupado. Observa-se na Figura 5.9 que a bateria possui preço máximo de compra de $ 0,30 e mínimo de venda de $ 0,60. Como não há outras transições de preços devido aos outros elementos, os preços são agrupados, o que resulta na modificação do valor previamente definido.

Na Figura 5.14, o algoritmo é demonstrado para o exemplo da Figura 5.10. São demonstrados a obtenção e posicionamento dos MRs da coluna 1 até a coluna 5 da matriz $\mathbf{M_{Vf}}$. Algumas observações:

a) Para q =1, deve-se posicionar MR = +1 na linha 1 e coluna 2 de $\mathbf{PRM}^*(1)$.
b) Para q = 4, detectou-se que a linha 1 e coluna 3 de $\mathbf{PRM}^*(4)$ já havia sido preenchida com MR = -1. Por esse motivo, substituiu-se por MR = 11, indicando que a bateria pode operar nos modos -1 e +1 para o mesmo preço interno.

Figura 5.13 – Algoritmo de posicionamento dos modos de operação de referência (MRs) nas PRMs dos elementos.



Fonte: próprio autor.

Figura 5.14 – Demonstração do algoritmo de posicionamento dos MRs para o exemplo da Figura 5.10.

$$q = \mathbf{1}\ ,\ \mathbf{2}\ ,\ \mathbf{3}\ ,\ \mathbf{4}\ ,\ \mathbf{5}$$

$$\mathbf{M_{Vf}} = \begin{bmatrix} 1 & 4 & 4 & 4 & 2 & 4 & 4 & 4 & 3 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 3 & 3 & 3 & 1 & 3 & 3 & 3 & 1 \\ 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 3 & 2 & 3 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 2 & 1 & 1 & 2 & 2 & 1 \\ 0,0 & 0,3 & 0,5 & 0,6 & 0,7 & 0,8 & 0,9 & 2,0 & 3,0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 2 & 3 & 3 & 3 & 4 \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} i_{m(q)} \\ slb_{m(q)} \\ ctrl_{m(q)} \\ ndv_{m(q)} \\ u_{m(q)} \\ bs_{m(q)} \\ p_{m(q)} \\ p_{i(q)} \end{bmatrix}$$

$$q = 1 \Rightarrow \begin{cases} i_{m(1)} = 1 \Rightarrow \text{gerador fotovoltaico} \\ u_{m(1)} = 1 \Rightarrow \text{linha 1} \qquad (price_{\min} = -1) \\ p_{i(1)} = 0 \Rightarrow v_{MR} = 0 - (-1) + 1 = 2 \Rightarrow \text{coluna 2} \\ slb_{m(1)} = 1 \ \text{ e } \ ctrl_{m(1)} = 1 \ \Rightarrow \ \text{MR=1} \end{cases} \Rightarrow \mathbf{PRM}^*(1) = [9 \ \ 1 \ \ 9 \ \ 9 \ \ 9 \ \ 9]$$

$$q = 2 \Rightarrow \begin{cases} i_{m(2)} = 4 \Rightarrow \text{bateria} \\ u_{m(2)} = 1 \Rightarrow \text{linha 1} \\ p_{i(2)} = 1 \Rightarrow v_{MR} = 1 - (-1) + 1 = 3 \Rightarrow \text{coluna 3} \\ slb_{m(2)} = 0 \text{ e } \ ctrl_{m(2)} = 1 \Rightarrow \text{fonte bid. contr.} \\ prm(4)_{1,3} = 9 \ \text{ e } \ bs_{m(1)} = 1 \ \Rightarrow \ \text{MR} = -1 \end{cases} \Rightarrow \mathbf{PRM}^*(4) = \begin{bmatrix} 9 & 9 & -1 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix}$$

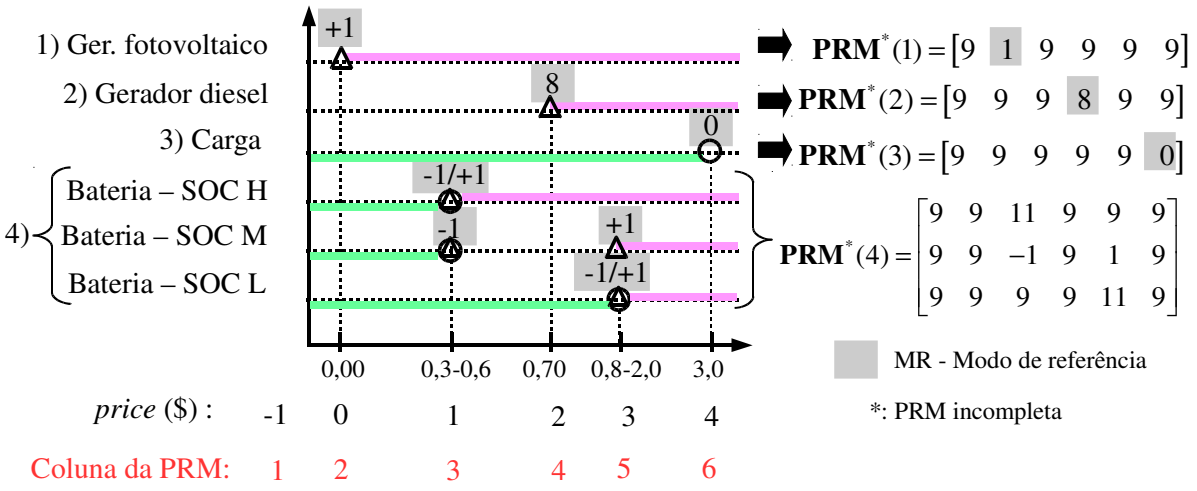
$$q = 3 \Rightarrow \begin{cases} i_{m(3)} = 4 \Rightarrow \text{bateria} \\ u_{m(3)} = 2 \Rightarrow \text{linha 2} \\ p_{i(3)} = 1 \Rightarrow v_{MR} = 1 - (-1) + 1 = 3 \Rightarrow \text{coluna 3} \\ slb_{m(2)} = 0 \text{ e } \ ctrl_{m(2)} = 1 \Rightarrow \text{fonte bid. contr.} \\ prm(4)_{2,3} = 9 \ \text{ e } \ bs_{m(1)} = 1 \ \Rightarrow \ \text{MR} = -1 \end{cases} \Rightarrow \mathbf{PRM}^*(4) = \begin{bmatrix} 9 & 9 & -1 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & -1 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix}$$

$$q = 4 \Rightarrow \begin{cases} i_{m(4)} = 4 \Rightarrow \text{bateria} \\ u_{m(4)} = 1 \Rightarrow \text{linha 1} \\ p_{i(4)} = 1 \Rightarrow v_{MR} = 1 - (-1) + 1 = 3 \Rightarrow \text{coluna 3} \\ slb_{m(4)} = 0 \text{ e } \ ctrl_{m(4)} = 1 \Rightarrow \text{fonte bid. contr.} \\ prm(4)_{1,3} \neq 9 \ \Rightarrow \text{já preenchida} \Rightarrow \text{MR} = 11 \end{cases} \Rightarrow \mathbf{PRM}^*(4) = \begin{bmatrix} 9 & 9 & 11 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & -1 & 9 & 9 & 9 \\ 9 & 9 & 9 & 9 & 9 & 9 \end{bmatrix}$$

$$q = 5 \Rightarrow \begin{cases} i_{m(5)} = 2 \Rightarrow \text{gerador diesel} \\ u_{m(5)} = 1 \Rightarrow \text{linha 1} \\ p_{i(5)} = 2 \Rightarrow v_{MR} = 2 - (-1) + 1 = 4 \Rightarrow \text{coluna 4} \\ slb_{m(5)} = 1 \ \text{ e } \ ctrl_{m(5)} = 0 \ \Rightarrow \ \text{MR=8} \end{cases} \Rightarrow \mathbf{PRM}^*(2) = [9 \ \ 9 \ \ 9 \ \ 8 \ \ 9 \ \ 9]$$

Fonte: próprio autor.

Figura 5.15 –Inicialização das PRMs e inclusão dos modos de referência (MRs) na Etapa 4 do exemplo da Figura 5.10.



Fonte: próprio autor.

Após a varredura de todas as linhas da matriz $\mathbf{M_{Vf}}$ do exemplo anterior, obtém-se as PRMs mostradas na Figura 5.15, que apresenta também o gráfico com preços de compra e venda.

5.2.2.3.5 Etapa 5 – Inserção dos outros modos de operação nas PRMs

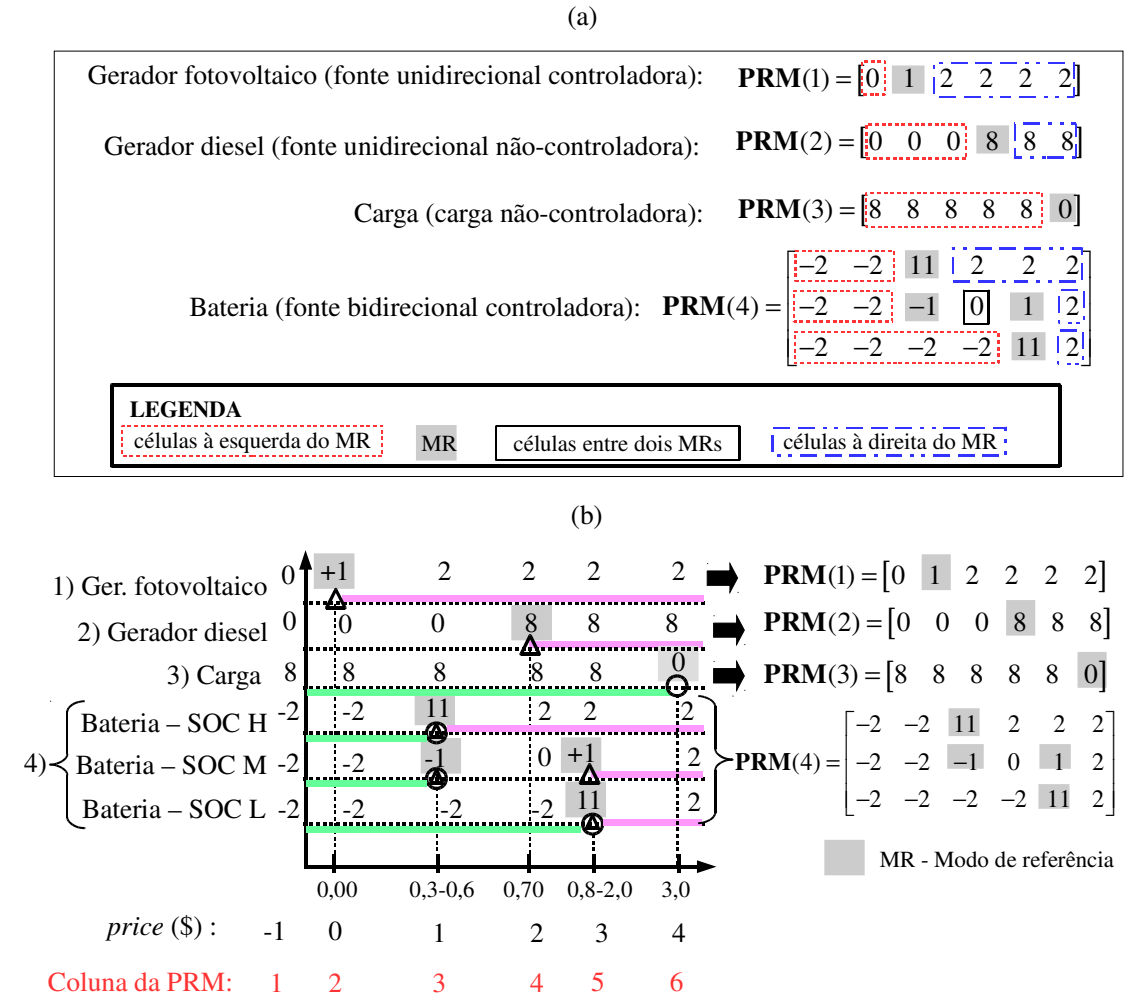
O número 9 indica que a célula da PRM ainda não foi preenchida com um modo de operação. A etapa 5 consiste em preencher as células que apresentam o número 9 com os modos de operação indicados na Figura 5.8. Deve-se realizar uma varredura das linhas e colunas de todas as PRMs para substituir o valor das células que estão com o número 9. Em função do tipo de elemento, as seguintes regras são seguidas de acordo com a Figura 5.8:

a) **Carga:**
   - ***controladora***: preencher -2 à esquerda do MR e 0 à direita do MR;
   - ***não-controladora***: preencher 8 à esquerda do MR e 0 à direita do MR.

b) **Fonte unidirecional**:
   - ***controladora*:** preencher 0 à esquerda do MR e +2 à direita do MR.
   - ***não-controladora*:** preencher 0 à esquerda do MR e 8 à direita do MR.

c) **Fonte bidirecional:**
   - ***controladora*:** preencher -2 à esquerda dos MRs e +2 à direita dos MRs. Depois disso, preencher com 0 as células entre dois MRs, que estão com número 9;
   - **não-controladora:** preencher 8 à esquerda e à direita dos MRs. Depois disso, preencher com 0 as células entre dois MRs, que estão com o número 9.

Figura 5.16 – Etapa 5 – Inserção dos outros modos de operação nas PRMs para o exemplo da Figura 5.10.



Fonte: próprio autor.

Os valores inseridos nas PRMs na Etapa 5 estão ilustrados na Figura 5.16 para o exemplo da Figura 5.10. Na Figura 5.16(a), pode-se verificar o preenchimento das células à esquerda e à direta dos MRs, de acordo com os blocos da Figura 5.8. Para a PRM da bateria (**PRM**(4)), uma célula entre dois MRs também é preenchida com o modo 0. Na Figura 5.16(b), mostra-se as PRMs e os modos de operação indicados no gráfico com os preços de compra e venda.

5.2.2.3.6 Etapa 6 – Definição dos preços de acionamento dos elementos não-controladores

Após a Etapa 5, as PRMs dos elementos não-controladores contam somente com 8 (mantém estado anterior) e 0. A inserção de -2 e +2 nas PRMs dos elementos não-controladores depende da estratégia de gerenciamento de energia adotada, o que não é abordado neste trabalho. Vale lembrar que o gerenciamento de energia é um nível superior ao do gerenciamento de potência, como mostrado na Figura 5.5.

5.2.3 Determinação das tensões de comparação do barramento CC

As tensões de comparação superiores (v_{h1}, v_{h2}, …, v_{hM}) e inferiores (v_{l1}, v_{l2}, …, v_{lM}) à tensão do barramento CC (v_{dc}) devem ser escolhidas adequadamente para evitar mudanças inadequadas do preço interno (*price*) devido a sobre-elevações ou distúrbios. A escolha dos níveis de tensão para comparação depende de diversos fatores:

a) *Capacitância do barramento CC*: quanto maior a capacitância, menor pode ser a diferença entre as tensões de comparação do barramento;
b) *Desempenho transitório do(s) controlador(es) de tensão do barramento CC*: quanto mais rápido o controlador da tensão do barramento CC, menor a diferença entre os níveis de tensão de comparação;
c) *Dinâmica e potência máxima das fontes controladas*: é importante considerar a dinâmica das fontes para o projeto das tensões de comparação. Isso interfere no desempenho transitório do controlador de tensão do barramento CC relacionado a essa fonte;
d) *Tempo para detecção de mudança de nível de tensão do barramento CC (v_{level})*: ao ocorrer uma ultrapassagem de nível de comparação, o algoritmo supervisório pode apresentar um atraso significativo para detectar a mudança de nível v_{level} e comandar uma nova fonte para atuar no controle do barramento CC. Isso resulta em uma sobre-elevação de tensão na ocorrência de distúrbio de potência.

A metodologia para escolha dessas tensões de comparação considera as mesmas premissas apresentadas na seção 5.2.2, incluindo as seguintes:

a) O controlador de tensão empregado para todos os elementos controladores apresenta resposta dinâmica similar. O sistema pode apresentar um único controlador C_{vdc} que fornece a referência de corrente para todos os elementos controladores, ou apresentar vários controladores de tensão implementados separadamente, mas com resposta dinâmica similar;
b) O sistema de controle da tensão do barramento CC pode ser convertido para o sistema apresentado na Seção 5.2.3.1, sem que a sua resposta dinâmica seja modificada;
c) Uma margem de segurança de tensão $M_{SV}(\%)$ é considerada para aumentar a segurança contra mudanças espúrias entre níveis provocadas por situações ocasionais;

d) A tensão do barramento CC é restringida pelos seguintes limites:

$$v_{dc,\min} < v_{dc} < v_{dc,\max} \tag{5.37}$$

e) A potência máxima de dos elementos não-controladores é igual à P_{nom}. Esses elementos (fontes ou cargas) podem ser conectados e desconectados do barramento CC instantaneamente;

f) Uma fonte controladora bidirecional pode atuar em DCBVR com potência P_{max}, onde P_{max} é a potência individual máxima das fontes controladoras, e $P_{max} > P_{nom}$, para que o equilíbrio das potências do sistema seja garantido.

A partir dessas premissas, a determinação dos valores de tensão de comparação do barramento CC segue as seguintes etapas:

1) Determinar a faixa de preços empregada;
2) Calcular a quantidade de níveis de tensão de comparação de acordo com a faixa de preços utilizada;
3) Determinar as tensões de comparação v_{h1} e v_{l1} através das do teste A (resposta a distúrbio de carga com condições iniciais nulas) e do teste B (resposta à inicialização do sistema) apresentadas na Seção 5.2.3.4, adotando uma margem de segurança M_{SV};
4) Verificar se as tensões de comparação definidas na etapa 3 atendem ao teste C (resposta ao degrau de carga com tensão inicial máxima) e teste D (resposta à condição inicial, com carga nula) apresentadas na Seção 5.2.3.4;
5) Determinar as tensões de comparação v_{h2}, v_{h3}, v_{h4}, …, v_{hM} a partir das condições apresentadas na Seção 5.2.3.5, adotando uma margem de segurança M_{SV};
6) Determinar as tensões de comparação v_{l2}, v_{l3}, v_{l4}, …, v_{lM} a partir das condições apresentadas na Seção 5.2.3.6, adotando uma margem de segurança M_{SV};
7) Verificar se v_{dc} pode ultrapassar os limites $v_{dc,\min}$ e $v_{dc,\max}$.

5.2.3.1 Sistema de controle da tensão do barramento CC

A determinação das tensões de comparação é realizada com o sistema de controle mostrado na Figura 5.17. A função de transferência da planta é dada por:

$$G_{vdc}(s) = \frac{V_{dc}(s)}{I_{dc}(s)} = \frac{1}{sC_{dc}}, \tag{5.38}$$

onde C_{dc} é a capacitância do barramento CC. Esse sistema considera que uma fonte bidirecional controladora atua em DCBVR e apresenta um filtro anti-windup. Além da tensão do barramento CC (v_{dc}) e de sua referência (v_{dc}^*), as variáveis desse sistema são:

i_{dc}: corrente total na capacitância do barramento CC;

i_c: corrente que a fonte bidirecional controladora injeta no barramento CC, limitada por $i_{c,min}$ e $i_{c,max}$, onde $i_{c,max} = P_{max}/v_{dc}^*$ e $i_{c,min} = - i_{c,max}$;

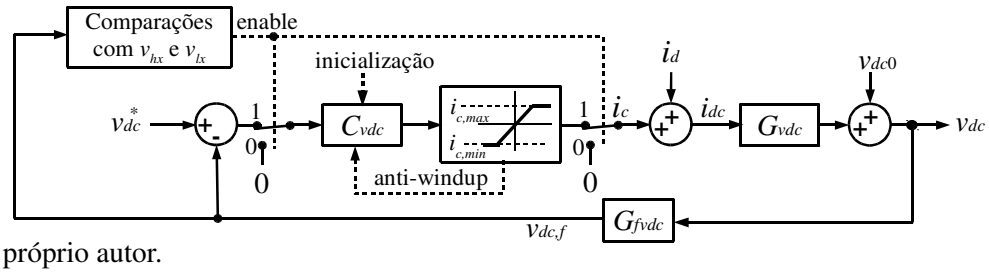
i_d: corrente de distúrbio no barramento CC;

v_{dc0}: tensão inicial do barramento CC;

$v_{dc,f}$: tensão do barramento CC filtrada;

enable: variável binária que indica a habilitação (1) ou desabilitação (0) do controlador C_{vdc}.

Figura 5.17 – Sistema de controle da tensão do barramento CC para determinação dos valores de comparação.



Fonte: próprio autor.

Deve-se destacar que as variáveis de estado do controlador C_{vdc} podem apresentar diferentes valores de inicialização. O sistema deve ser simulado com os parâmetros reais do CFM. Nos exemplos apresentados nas seções 5.2.3.4, 5.2.3.5 e 5.2.3.6, os parâmetros mostrados na Tabela 5.5 e na Tabela 5.6 são utilizados.

Tabela 5.5 – Funções de transferência utilizados em exemplo.

Função de transferência	Frequência de amostragem	Descrição
$G_{vdc}(s) = \frac{1}{C_{dc}s} = \frac{1}{2,5 \cdot 10^{-3}\, s}$	Contínuo	Planta de controle (C_{dc} = 2500 μF)
$C_{vdc}(z) = 1,87 - \frac{0,1619}{z - 0,8988} + \frac{0,0011}{z - 1}$	4,8 kHz	Controlador com filtro anti-windup de integração condicional
$G_{fvdc}(z) = \frac{0,027 - 0,025 z^{-40}}{1 - 0,998 z^{-1}}$	4,8 kHz	Filtro de médias móveis não-ideal

Fonte: próprio autor.

Tabela 5.6 – Constantes utilizadas no exemplo.

Constante	Descrição
v_{dc}^{*} = 400 V	Tensão de referência do barramento CC
P_{nom} = 1500 W	Potência máxima das cargas não-controladoras
P_{max} = 1800 W	Potência máxima de uma fonte unidirecional controladora

Fonte: próprio autor.

5.2.3.2 Determinação da faixa de preços empregada

Detalhada na Seção 5.2.2.

5.2.3.3 Determinação da quantidade de níveis de tensão de comparação

A quantidade de tensões de comparação depende da faixa de preços utilizada. Essa quantidade deve tornar possível que o preço interno aumente de $price_{min}$ para $price_{max}$ em uma única diminuição da tensão do barramento CC, cruzando por todas as tensões de comparação inferiores a v_{dc}^{*}. Deve também tornar possível que o preço interno diminua de $price_{max}$ para $price_{min}$ em um único aumento da tensão do barramento CC, cruzando por todas as tensões de comparação superiores a v_{dc}^{*}. Dessa forma, considerando preços inteiros, o número de tensões de comparação superiores e inferiores à v_{dc}^{*} é dado por:

$$M = price_{max} - price_{min} \tag{5.39}$$

Exemplo: caso o preço máximo seja \$7 e o mínimo seja \$-1, necessita-se de M = 7 – (–1) = 8 tensões de comparação superiores (v_{h1}, v_{h2}, …, v_{h8}) e 8 tensões de comparação inferiores (v_{l1}, v_{l2}, …, v_{l8}). Assim, se o preço inicial é \$-1, a tensão inicial do barramento CC é igual a v_{dc}^* e ocorre um excesso de energia, a tensão v_{dc} pode cruzar por v_{h1}, v_{h2},…, e v_{h8}, onde o preço se torna igual a \$7.

5.2.3.4 Escolha das tensões de comparação v_{h1} e v_{l1}

Inicialmente, para a escolha da primeira tensão de comparação superior (v_{h1}) e da primeira tensão de comparação inferior (v_{l1}), considera-se que v_{dc}^* é a média de v_{h1} e v_{l1}, ou seja:

$$v_{h1} - v_{dc}^* = v_{dc}^* - v_{l1} \quad . \tag{5.40}$$

As tensões v_{h1} e v_{l1} são determinadas utilizando o sistema apresentado na Seção 5.2.3.1, onde o controlador C_{vdc} deve estar permanentemente habilitado (enable = 1). Inicialmente, v_{h1} é escolhido através de:

$$v_{h1} = v_{dc}^* + \left(1 + M_{SV}\right) \cdot \max(v_{os,(a)},\, v_{os,(b)}) \tag{5.41}$$

onde $v_{os,(a)}$ é a sobre-elevação (*overshot*) ocorrida no teste A, e $v_{os,(b)}$ é a sobre-elevação ocorrida no teste B, mostrados a seguir:

a) **Teste A – resposta ao distúrbio de carga com condições iniciais nulas**: equivale ao desligamento instantâneo de uma carga de potência P_{nom}. O seguinte resultado é obtido com o sistema da Figura 5.17:
   - ***Condições iniciais**:*
     - *tensão do barramento CC*: condição inicial nominal ($v_{dc0} = v_{dc}^*$);
     - *controlador C_{vdc}*: habilitado (enable = 1) com condições iniciais nulas, de modo que $i_c = 0$;
     - *corrente de distúrbio*: nula ($i_d = 0$).
   - ***Distúrbio***: insere-se o distúrbio $i_d = P_{nom}/v_{dc}^*$;
   - ***Resultado esperado***: v_{dc} aumenta até um valor máximo e depois retorna a v_{dc}^*. Define-se $v_{os(a)}$ como a sobre-elevação de v_{dc} acima de v_{dc}^*;

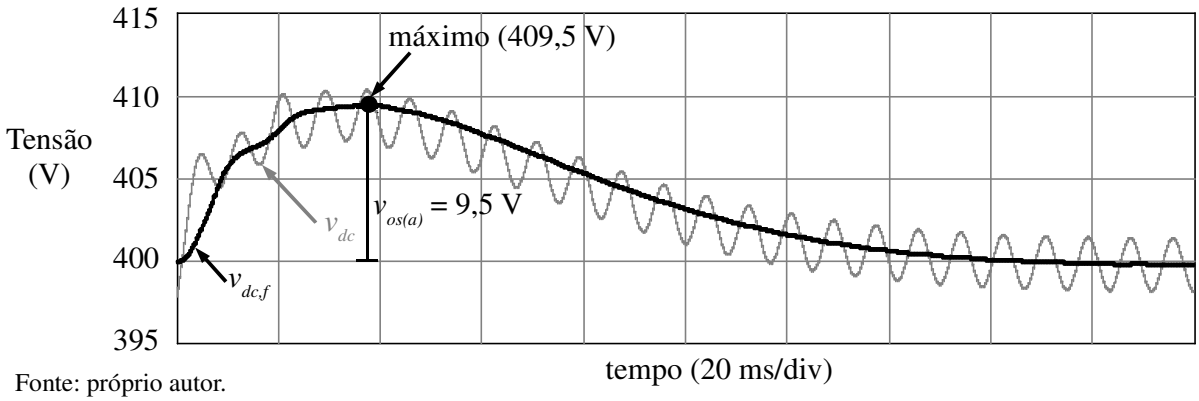
– ***Obtenção do resultado***: $v_{os(a)}$ pode ser obtido através de simulação ou calculado através da seguinte resposta ao degrau de distúrbio:

$$v_{os,(a)} = i_d \cdot \max\left[\mathrm{L}^{-1}\left\{ \frac{G_{vdc}(s)G_{fvdc}(s)}{1+C_{vdc}(s)G_{vdc}(s)G_{fvdc}(s)} \right\} \right] \tag{5.42}$$

onde $i_d = P_{nom}/v_{dc}^*$ e $\mathcal{L}^{-1}$ é a transformada inversa de Laplace, que resulta na resposta ao degrau do distúrbio no domínio do tempo.

Exemplo: na Figura 5.18, é mostrada a resposta do Teste A para o sistema de exemplo da Tabela 5.5, onde $v_{dc}^* = 400$ V. A variável $v_{dc,f}$ é a tensão v_{dc} filtrada por G_{fvdc}, que no exemplo considerado é um filtro de médias móveis. Observa-se que o valor máximo obtido devido ao distúrbio de carga é de 409,5 V, ou seja, $v_{os(a)} = 9{,}5$ V.

Figura 5.18 – Teste A – resposta ao distúrbio de carga com condições iniciais nulas.



Fonte: próprio autor.

b) **Teste B – resposta à inicialização do sistema**:

– ***Condições iniciais***:

- *tensão do barramento CC*: muito inferior à nominal (exemplo: $v_{dc0} = 0$);
- *controlador* C_{vdc}: habilitado (enable = 1) com condições iniciais nulas, de modo que $i_c = 0$;
- *corrente de distúrbio*: nula ($i_d = 0$).

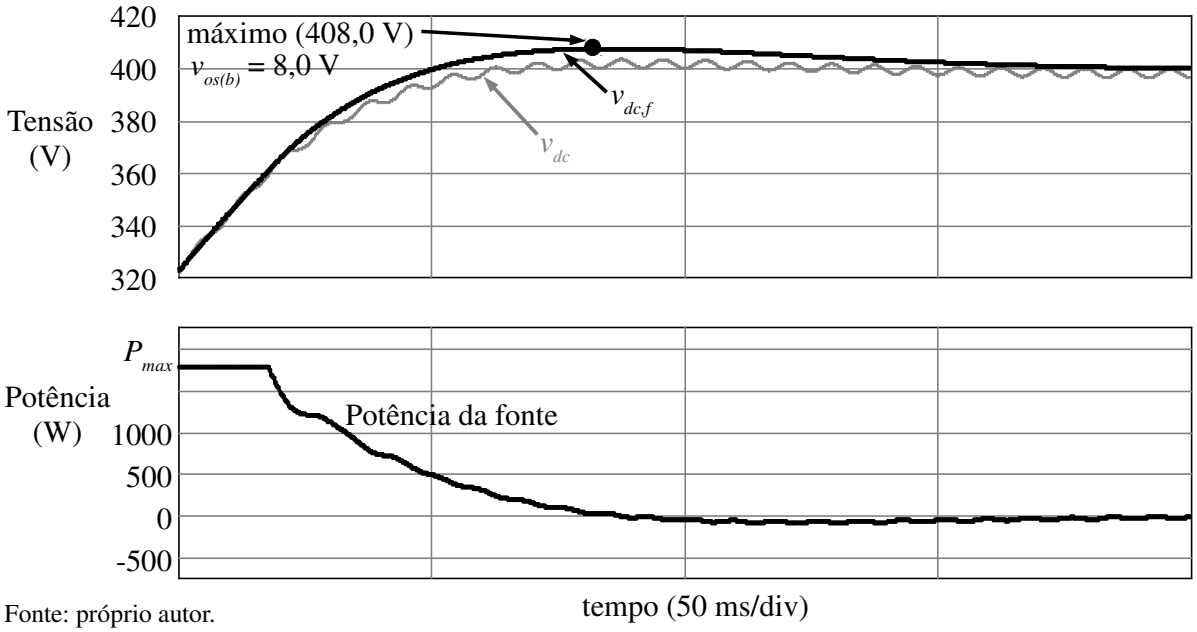
– ***Distúrbio***: simulação é iniciada;

– ***Resultado esperado***: enquanto v_{dc} aumenta, i_c torna-se saturada em P_{max}, de modo que o filtro anti-windup passe a operar. A tensão v_{dc} aumenta até um valor máximo e depois retorna a v_{dc}^*. Define-se $v_{os(b)}$ como a sobre-elevação de v_{dc} acima de v_{dc}^*;

– ***Obtenção do resultado***: $v_{os(b)}$ pode ser obtido através de simulação. O filtro anti-windup do controlador deve atuar durante o teste.

Exemplo: na Figura 5.19, é apresentada a resposta do teste B simulada para o sistema de exemplo (Tabela 5.5). Observa-se que o valor máximo obtido devido ao distúrbio de carga é de 408,0 V, ou seja, a sobre-elevação é de $v_{os(b)}$ = 8,0 V.

Figura 5.19 – Teste B – resposta à inicialização do sistema.



Fonte: próprio autor.

Após a determinação de v_{h1}, calcula-se v_{l1} através de:

$$v_{l1} = v_{dc}^{*} - \left(v_{h1} - v_{dc}^{*}\right) = 2v_{dc}^{*} - v_{h1} \tag{5.43}$$

No caso apresentado na Figura 5.18 e Figura 5.19, observa-se que v_{h1} deve ser superior a 409,5 V. Considerando uma margem de segurança M_{SV} = 50%, obtém-se v_{h1} = 415 V e v_{l1} = 385 V.

Adicionalmente, é importante verificar se v_{h1} e v_{l1} satisfazem os **critérios de aceitação** apresentados nos teste C e D a seguir:

c) **Teste C – resposta ao degrau de carga com tensão inicial máxima**: este resultado é análogo ao da inicialização do sistema:

– ***Condições iniciais***:

- *tensão do barramento CC*: muito superior à nominal (exemplo: $v_{dc0} = 2v_{dc*}$);

- *controlador* C_{vdc}: habilitado (enable = 1) com condições iniciais nulas, de modo que $i_c = 0$. Define-se também o limite de saturação inferior como $i_{c,min} = 0$;
- *corrente de distúrbio*: $i_d = -P_{nom}/v_{dc}^*$, o que equivale a uma carga com potência nominal.

– ***Distúrbio***: simulação é iniciada;

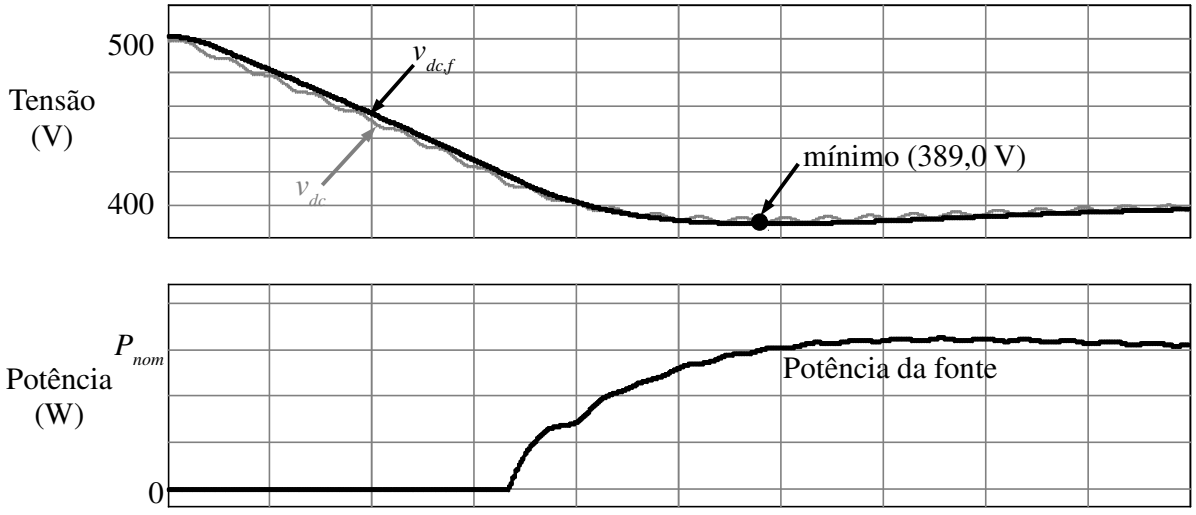
– ***Resultado esperado***: enquanto v_{dc} diminui, i_c torna-se saturada em 0. A tensão v_{dc} diminui até um valor mínimo e depois retorna a v_{dc}^*;

– ***Obtenção do resultado***: simulação que inclua o filtro anti-windup;

– ***Critério de aceitação***: o valor mínimo de v_{dc} não pode tornar-se inferior a v_{l1}, ou seja: $\min(v_{dc}(t)) > v_{l1}$.

Exemplo: na Figura 5.20, é apresentada a resposta desse critério simulada para o sistema de exemplo da Tabela 5.5. Observa-se que o valor mínimo de v_{dc} é de 389,0 V. Sendo $v_{l1} = 385{,}0$ V, o critério é aceito, pois 389,0 > 385,0.

Figura 5.20 – Teste C – resposta ao degrau de carga com tensão inicial máxima.



Fonte: próprio autor.

d) **Teste D – resposta à condição inicial, com carga nula**: complementar ao teste B:

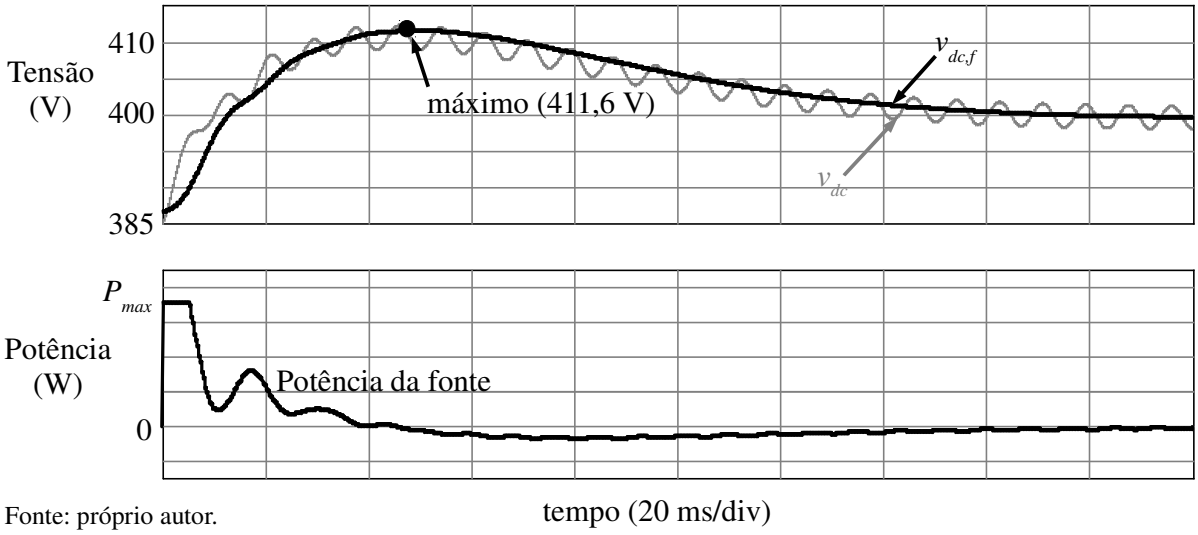
– ***Condições iniciais:***

- *tensão do barramento CC*: $v_{dc0} = v_{l1}$;
- *controlador* C_{vdc}: habilitado (enable = 1) com condições iniciais não-nulas, saturadas na potência máxima da fonte, de modo que $i_c = P_{max}/v_{l1}$;
- *corrente de distúrbio*: $i_d = 0$.

- ***Distúrbio***: simulação é iniciada;
- ***Resultado esperado***: enquanto v_{dc} irá aumentar e estabilizar em v_{dc}^*;
- ***Obtenção do resultado***: simulação que inclua o filtro anti-windup;
- ***Critério de aceitação***: o valor máximo de v_{dc} não pode ultrapassar v_{h1}, ou seja: $\max(v_{dc}(t)) < v_{h1}$.

Exemplo: na Figura 5.21, é apresentada a resposta desse critério simulada no software PSIM para o sistema de exemplo (Tabela 5.5). Observa-se que o valor máximo obtido devido à condição inicial é de 411,6 V. Assim, verifica-se que v_{h1} (415 V) é superior ao mínimo de 411,6 V, atendendo o critério de aceitação.

Figura 5.21 – Teste D – resposta à condição inicial com carga nula.



Fonte: próprio autor.

5.2.3.5 Escolha das outras tensões de comparação superiores a v_{dc}^* (v_{h2}, v_{h3}, …)

Diferentemente de v_{h1} e v_{l1}, as tensões de comparação superiores v_{h2}, v_{h3}, v_{h4},…, juntamente com as inferiores v_{l2}, v_{l3}, v_{l4},…, devem ser projetadas considerando também o tempo de detecção do novo nível v_{level} ao cruzar uma dessas tensões de comparação.

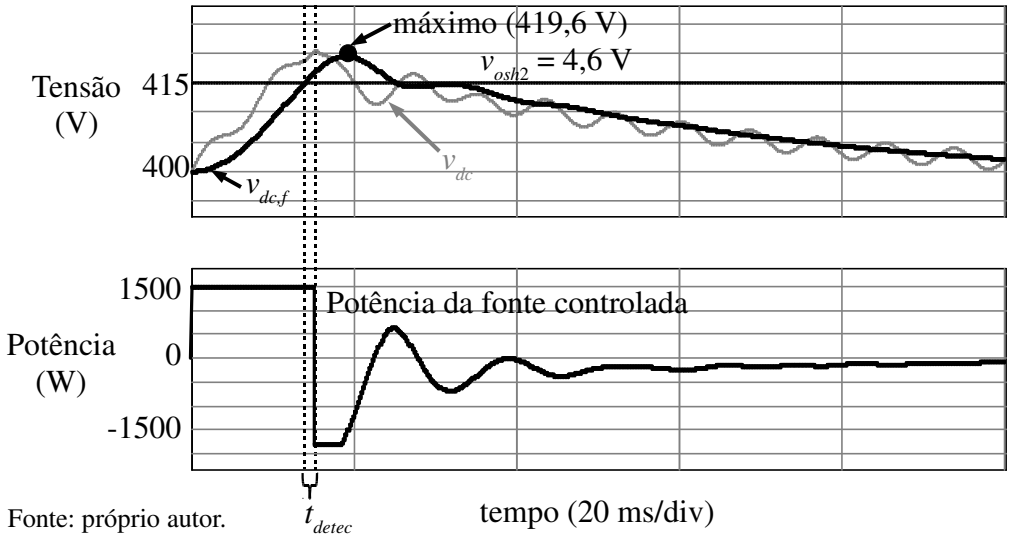
a) **Obtenção de v_{h2}**:

- ***Condições iniciais***:
  - *tensão do barramento CC*: $v_{dc0} = v_{dc}^*$;
  - *controlador C_{vdc}*: desabilitado (enable = 0), mas com condições iniciais não-nulas, de modo que $i_c = P_{nom}/ v_{dc}$;
  - *corrente de distúrbio*: $i_d = + P_{nom}/v_{dc}$;

- ***Distúrbio***: C_{vdc} deve ser habilitado (enable = 1) quando há mudança de v_{level} = 0 para v_{level} = 1 (Seção 5.2.1). Supondo que $v_{dc,f}$ é a variável utilizada para obtenção de v_{level}, então deve-se atribuir enable = 1 quando $v_{dc,f} > v_{h1}$;
- ***Resultado esperado***: v_{dc} irá aumentar até a mudança de v_{level} ser detectada. A partir desse instante, o controlador é habilitado (enable = 1) e v_{dc} estabiliza em v_{dc}^{*};
- ***Obtenção do resultado***: simulação que considere o filtro anti-windup de C_{vdc} e todos os atrasos para determinação de v_{level};
- ***Critério para a determinação de v_{h2}:*** v_{h2} deve ser superior ao valor máximo atingido por v_{dc}, considerando uma margem de segurança M_{SV}.

Exemplo: na Figura 5.22, é apresentada a simulação para a obtenção de v_{h2} para o sistema de exemplo (Tabela 5.5). Observa-se que a tensão medida $v_{dc,f}$ ultrapassa v_{h1} (415 V) até o valor de 419,6 V. Dessa maneira, ocorre uma sobre-elevação positiva acima de v_{h1} igual a v_{osh2} = 4,6 V. Para a implementação do sistema, pode-se adotar, por exemplo, v_{h2} = 425 V, empregando margem de segurança M_{SV} = 117%.

Figura 5.22 – Simulação da resposta à condição inicial para definição de v_{h2}.



Fonte: próprio autor.

b) **Obtenção de v_{h3}, v_{h4}, …, v_{hM}**: a obtenção de $v_{h(m)}$, sendo $m \geq 3$, é realizada a partir de $v_{h(m-1)}$. Assim, v_{h3} é calculado a partir de v_{h2}, assim como v_{h4} é calculado a partir de v_{h3}, e assim sucessivamente, até v_{hM}. O seguinte resultado é obtido para a obtenção de $v_{h(m)}$:

- ***Condições iniciais:***

- *tensão do barramento CC*: $v_{dc0} = v_{dc}^*$;
- *controlador* C_{vdc}: desabilitado (enable = 0), mas com condições iniciais não-nulas, de modo que $i_c = P_{nom}/ v_{dc}$;
- *corrente de distúrbio*: $i_d = + P_{nom}/v_{dc}$.

– ***Distúrbio***: C_{vdc} deve ser habilitado (enable = 1) quando $v_{dc,f} > v_{h(m-1)}$, ou seja, quando ocorrer mudança de v_{level};

– ***Resultado esperado***: v_{dc} aumenta e atinge um valor máximo superior a $v_{h(m-1)}$. Por fim, v_{dc} estabiliza em v_{dc}^*;

– ***Obtenção do resultado***: simulação que considere o filtro anti-windup de C_{vdc} e todos os atrasos para determinação de v_{level}. É possível também obter v_{h3}, v_{h4}, … a partir da sobre-elevação obtida na determinação de v_{h2} (v_{osh2}). Sabe-se que a energia armazenada na capacitância do barramento CC é proporcional ao quadrado de sua tensão. Por esse motivo, pode-se diminuir a diferença entre tensões de comparação para tensões superiores a v_{h2} de maneira inversamente proporcional à tensão. Assim, pode-se calcular $v_{h(m)}$ através da seguinte equação aproximada:

$$v_{h(m)} = v_{h(m-1)} + (1 + M_{SV}) \frac{v_{h1}}{v_{h(m-1)}} v_{osh2} \tag{5.44}$$

onde v_{osh2} é a sobre-elevação obtida na simulação realizada para obter v_{h2};

– ***Critério para a determinação de*** $\boldsymbol{v_{h(m)}}$**:** $v_{h(m)}$ deve ser superior ao valor máximo atingido por v_{dc}, considerando uma margem de segurança M_{SV}.

Exemplo: no exemplo da Figura 5.22, obteve-se v_{os2} = 4,6 V. Para demonstrar a equação, supõe-se que v_{h6} = 480 V. Então, tem-se que $v_{h7} > 480 + (415/480)\cdot 4{,}6$, o que resulta em $v_{h7} > 483{,}97$ V. Sendo $M_{SV} = 61\%$, obtém-se v_{h7} = 486 V.

5.2.3.6 Escolha das outras tensões de comparação inferiores a v_{dc}^* *(v_{l2}, v_{l3}, …)*

Considera-se como condição inicial para a simulação realizada para escolha das tensões inferiores (v_{l2}, v_{l3}, …):

a) **Obtenção de v_{l2}**:

– ***Condições iniciais****:*

- *tensão do barramento CC*: $v_{dc0} = v_{dc}^*$;

- *controlador* C_{vdc}: desabilitado (enable = 0) e com condições iniciais nulas, ($i_c = 0$);
- *corrente de distúrbio*: $i_d = -P_{nom}/v_{dc}$.

– ***Distúrbio***: C_{vdc} deve ser habilitado (enable = 1) quando há mudança de $v_{level} = 0$ para $v_{level} = -1$ (Seção 5.2.1). Supondo que $v_{dc,f}$ é a variável utilizada para obtenção de v_{level}, então deve-se atribuir enable = 1 quando $v_{dc,f} < v_{l1}$;

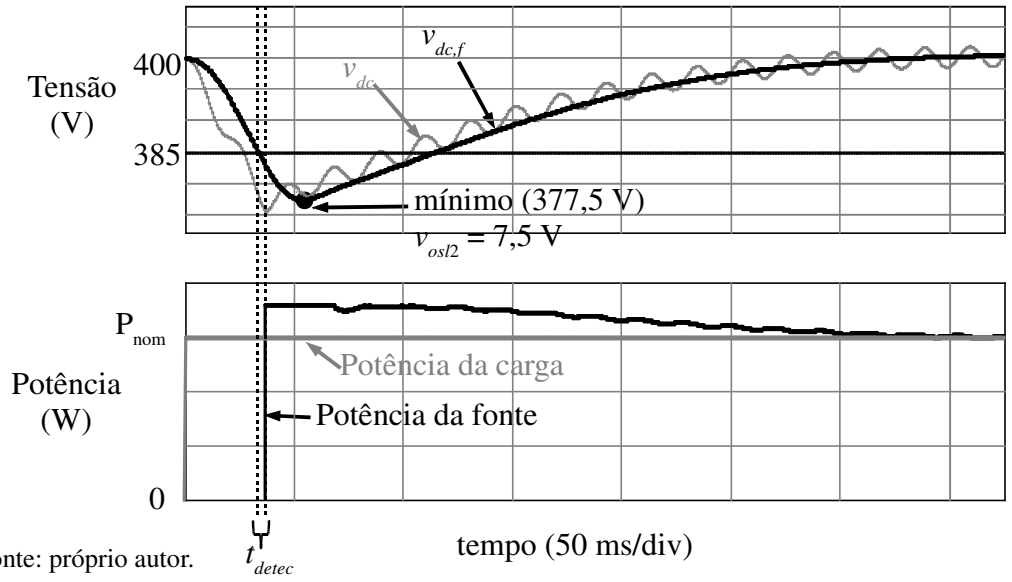
– ***Resultado esperado***: v_{dc} irá diminuir até a mudança de v_{level} ser detectada. A partir desse instante, o controlador é habilitado (enable = 1) e v_{dc} estabiliza em v_{dc}^*;

– ***Obtenção do resultado***: simulação que considere o filtro anti-windup de C_{vdc} e todos os atrasos para determinação de v_{level};

– ***Critério para a determinação de v_{l2}:*** v_{l2} deve ser inferior ao valor mínimo atingido por v_{dc}, considerando uma margem de segurança M_{SV}.

Exemplo: na Figura 5.23, é apresentada a simulação para a obtenção de v_{l2} para o sistema de exemplo (Tabela 5.5). Observa-se que a tensão medida $v_{dc,f}$ ultrapassa v_{l1} (385 V) até o valor de 377,5 V. Dessa maneira, ocorre uma sobre-elevação negativa de v_{osl2} = 7,5 V. Para a implementação do sistema, pode-se adotar, por exemplo, v_{l2} = 375 V, considerando M_{SV} = 33%.

Figura 5.23 – Simulação da resposta ao degrau de carga para definição de v_{l2}.



Fonte: próprio autor.

b) **Obtenção de v_{l3}, v_{l4}, …**: a obtenção de $v_{l(m)}$, sendo $m \geq 3$, é realizada a partir de $v_{l(m-1)}$, através do seguinte resultado:

- ***Condições iniciais**:*
  - *tensão do barramento CC*: $v_{dc0} = v_{dc}^{*}$;
  - *controlador* C_{vdc}: desabilitado (enable = 0) e com condições iniciais nulas, ($i_c = 0$);
  - *corrente de distúrbio*: $i_d = -P_{nom}/v_{dc}$.
- ***Distúrbio***: C_{vdc} deve ser habilitado (enable = 1) quando $v_{dc,f} < v_{l(m-1)}$;
- ***Resultado esperado***: v_{dc} irá diminuir até a mudança de v_{level} ser detectada. A partir desse instante, o controlador é habilitado (enable = 1) e v_{dc} estabiliza em v_{dc}^{*};
- ***Obtenção do resultado***: simulação que considere o filtro anti-windup de C_{vdc} e todos os atrasos para determinação de v_{level}. Da mesma maneira que para a escolha de v_{h3}, v_{h4}, …, v_{hM}, pode-se escolher v_{l3}, v_{l4},…, v_{lM} considerando a sobre-elevação negativa obtida anteriormente, através da seguinte equação:

$$v_{l(n)} = v_{l(n-1)} - \left(1 + M_{SV}\right)\frac{v_{l1}}{v_{l(n-1)}}\left|v_{osl2}\right| \tag{5.45}$$

  onde $|v_{osl2}|$ é a sobre-elevação negativa obtida no resultado para obter v_{l2}
- ***Critério para a determinação de* $v_{l(m)}$:** $v_{l(m)}$ deve ser inferior ao valor mínimo atingido por v_{dc}, considerando uma margem de segurança M_{SV};
- ***Exemplo:*** da Figura 5.23, tem-se $|v_{os(-2)}| = 7{,}5$ V. Assim, supondo-se que $v_{l6} = 340$ V, obtém-se $v_{l7} < 340 - (385/340)\cdot 7{,}5$, o que resulta em $v_{l7} < 331{,}5$ V. Com $M_{SV} = 30\%$ na sobre-elevação negativa, pode-se definir $v_{l7} = 329$ V.

5.2.3.7 Verificação das restrições de tensão do barramento CC

A tensão do barramento CC é limitada por $v_{dc,\max}$ e $v_{dc,\min}$. Para garantir que a tensão do barramento CC não ultrapasse esses limites, as duas restrições a seguir devem ser satisfeitas:

a) Calcular uma tensão de comparação fictícia $v_{h(M+1)}$ partindo-se de v_{hM}, empregando os critérios apresentados na seção 5.2.3.5. Restrição: $v_{h(M+1)} < v_{dc,\max}$;
b) Calcular uma tensão de comparação fictícia $v_{l(M+1)}$ partindo-se de v_{lM}, empregando os critérios apresentados na seção 5.2.3.6. Restrição: $v_{l(M+1)} > v_{dc,\min}$.

Caso uma ou mais dessas restrições não sejam atingidas, algumas das seguintes alternativas podem ser escolhidas para que o sistema funcione adequadamente:

a) Utilizar margem de segurança M_{SV} menor;
b) Se somente uma das restrições for atingida, pode-se modificar v_{dc}^{*}:
   - se somente a restrição $v_{l(M+1)} > v_{dc,\min}$ não for atingida: aumentar v_{dc}^{*};
   - se somente a restrição $v_{h(M+1)} < v_{dc,\max}$ não for atingida: diminuir v_{dc}^{*}.
c) Projetar um controlador da tensão do barramento CC com resposta dinâmica mais rápida e/ou reduzir atrasos na determinação de v_{level};
d) Simplificar o algoritmo de gerenciamento de potência, reduzindo faixa de preços e a quantidade de tensões de comparação;
e) Aumentar a capacitância do barramento CC para que as sobre-elevações de tensão seja menores.

5.3 VANTAGENS COMPUTACIONAIS DO ALGORITMO PROPOSTO

As vantagens computacionais do algoritmo proposto são mostradas através da comparação com a máquina de estados proposta em (SCHWERTNER et al., 2013) para um sistema autônomo com 3 elementos:

a) **Sistema fotovoltaico**: opera desligado (off - 0), em DCBVR (+1) ou MPPT (+2);
b) **Bateria**: opera desligada (off – 0), carga max (-2), carga DCBVR (-1), descarga DCBVR (+1) ou descarga max (+2). Apresenta 3 níveis de estado de carga:
   - Carregada (SOC H): quando SOC > SOC_2. A potência de carga é nula;
   - Operação normal (SOC M): quando SOC_1 < SOC < SOC_2;
   - Descarregada (SOC L): quando SOC < SOC_1. A potência de descarga é nula.
c) **Carga** (*Load*): opera ligada (on) ou desligada (off).

O controle desse sistema pelo método de gerenciamento de potência com preço interno proposto neste trabalho foi publicado em (BELLINASO; SCHWERTNER; MICHELS, 2016), com matrizes de resposta ao preço mostradas na Tabela 5.7, utilizando o mesmo *setup* experimental de (SCHWERTNER et al., 2013).

A máquina de estados de (SCHWERTNER et al., 2013) é mostrada na Figura 5.24. Essa máquina de estados original não utiliza a ideia de preço interno. Porém, para fins de comparação, os modos de operação da Figura 5.24 foram renomeados de acordo com os

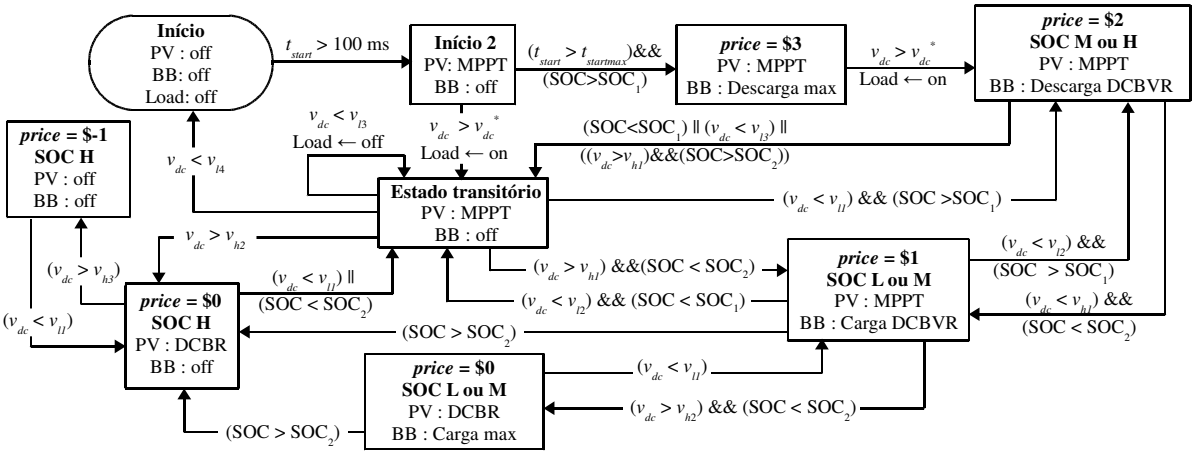
preços internos equivalentes da Tabela 5.7. O modo denominado “Estado transitório” não apresenta equivalente em preço interno.

Tabela 5.7 – Matrizes de resposta ao preço para o sistema autônomo.

Elemento	**price** ($):	**-1**	**0**	**1**	**2**	**3**
Fotovoltaico (PV)		0	+1	+2	+2	+2
Bateria (BB)	SOC H	0	0	0	+1	+2
	SOC M	-2	-2	-1	+1	+2
	SOC L	-2	-2	-1	0	0
Carga (Load)		8	8	8	8	0

Fonte: próprio autor.

Figura 5.24 – Máquina de estados proposta em (SCHWERTNER et al., 2013).



Fonte: adaptação de (SCHWERTNER et al, 2013).

5.3.1 Exemplos de aplicação da máquina de estados e comparação de seu desempenho transitório em relação ao algoritmo proposto

Da mesma maneira que no algoritmo proposto, a máquina de estados da Figura 5.24 modifica os modos de operação quando a tensão do barramento CC (v_{dc}) cruza por uma tensão de comparação. Porém, os modos de operação também podem ser modificados quando ocorrem mudanças de níveis de estado de carga da bateria. Isso torna essa máquina de estados mais rápida do que no algoritmo proposto em algumas situações.

Exemplos de aplicação da máquina de estados são apresentados para demonstrar suas diferenças em relação ao algoritmo proposto. Nos exemplos da Figura 5.25, o estado inicial e final são indicados, e as transições são numeradas (1, 2, …). Exemplos:

a) **Degrau de carga com bateria carregada e potência fotovoltaica intermediária** (Figura 5.25 (a)):
   - ***Estado inicial*:** a bateria está carregada (SOC H), e a potência fotovoltaica é igual à metade da nominal do sistema. O preço equivalente para o algoritmo de gerenciamento de potência seria \$0;
   - ***Distúrbio*:** uma carga com potência igual à nominal do sistema é inserida;
   - ***Resultado:*** a v_{dc} diminui e cruza por v_{l1}, ocorrendo imediatamente as transições 1 e 2. O preço equivalente do estado final é igual a \$2;
   - ***Comparação com o algoritmo proposto*:** no algoritmo proposto, o preço seria \$1 antes de tornar-se igual a \$2. Assim, v_{dc} cruzaria por v_{l1} e também por v_{l2}.

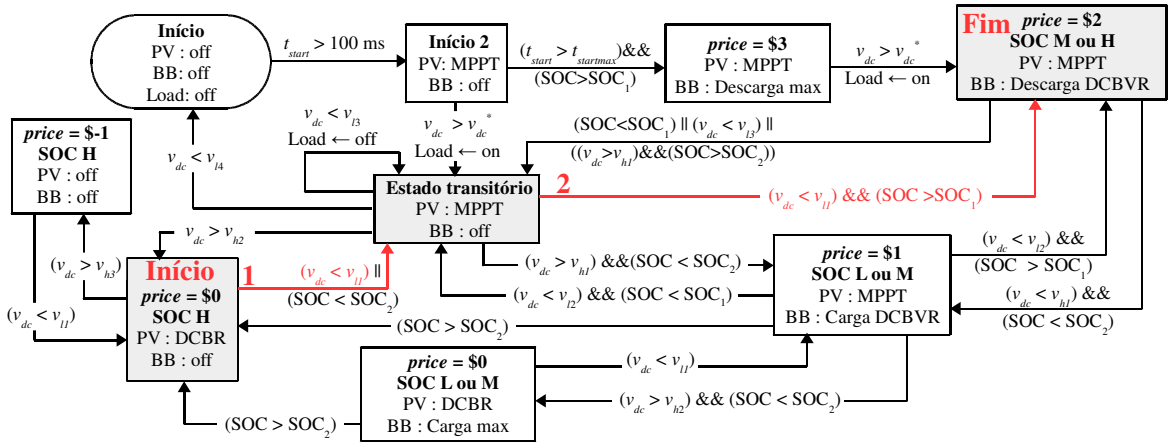
b) **Carga completa da bateria** (Figura 5.25 (b)):
   - ***Estado inicial*:** a bateria está carregando com carga intermediária (SOC M) e a potência fotovoltaica é igual à metade da nominal do sistema. A carga conectada é nula. O preço equivalente seria \$1;
   - ***Distúrbio*:** a bateria carrega completamente, e o seu nível se torna SOC H;
   - ***Resultado*:** obtém-se instantaneamente o modo *price* = \$0, sem que v_{dc} aumente;
   - ***Comparação com o algoritmo proposto*:** no algoritmo proposto, a potência da bateria seria nula após seu nível tornar-se SOC H. O excedente de energia faria a tensão v_{dc} aumentar e cruzar por v_{h1}, diminuindo o preço para *price* = \$0.

c) **Inserção de carga com potência superior à disponível** (Figura 5.25 (c)):
   - ***Estado inicial*:** a bateria está carregando com carga intermediária (SOC M), e a potência fotovoltaica máxima é superior à de carga da bateria. A carga conectada é nula. O preço equivalente no estado inicial é *price* = \$0;
   - ***Distúrbio*:** uma carga com potência superior à máxima disponível (potência fotovoltaica somada à potência da bateria) é inserida;
   - ***Resultado*:** a tensão do barramento CC começa a diminuir devido à escassez de energia. Ao cruzar por v_{l1} (trans. 1), tem-se *price* = \$1, e ao cruzar por v_{l2} (trans. 2), tem-se *price* = \$2. Ao cruzar por v_{l3}, obtém-se o "Estado Transitório" (trans. 3) e a carga é desligada (trans. 4). Com isso, v_{dc} aumenta e cruza por v_{h1} (trans. 5), obtendo o estado *price* = \$1. Por fim, v_{dc} cruza por v_{h2}, e tem-se *price* = \$0;
   - ***Comparação com o algoritmo proposto*:** no algoritmo proposto, o desempenho transitório seria idêntico ao dessa máquina de estados até a transição 4, quando o preço interno seria \$3, e a carga seria desligada. Depois disso, v_{dc} aumentaria e

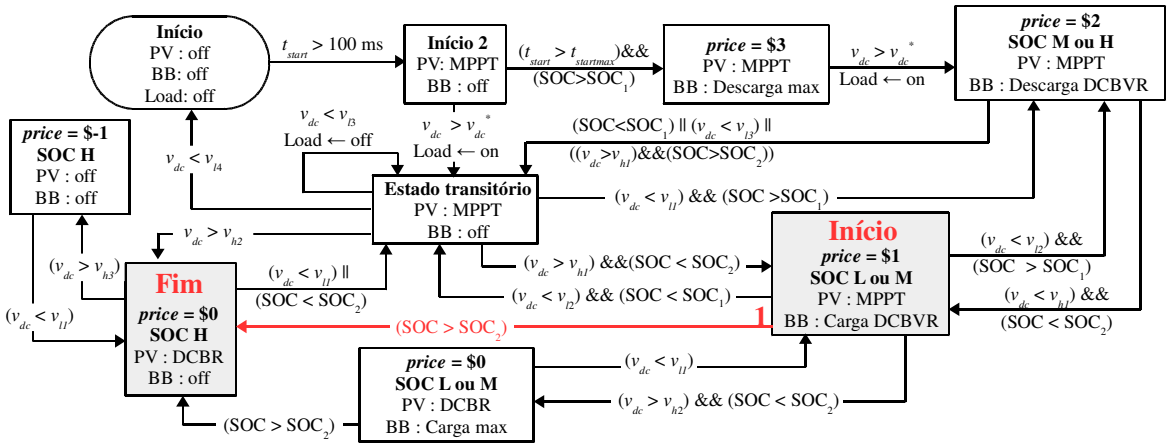
cruzaria por v_{h1}, v_{h2} e v_{h3} para o preço retornar à condição inicial (*price* = \$0). Assim, a sobre-elevação de v_{dc} seria maior do que para a máquina de estados.

Figura 5.25 – Exemplos de aplicação da máquina de estados: (a) degrau de carga com bateria carregada e potência fotovoltaica intermediária; (b) carga completa da bateria; (c) Inserção de carga de potência superior à disponível.

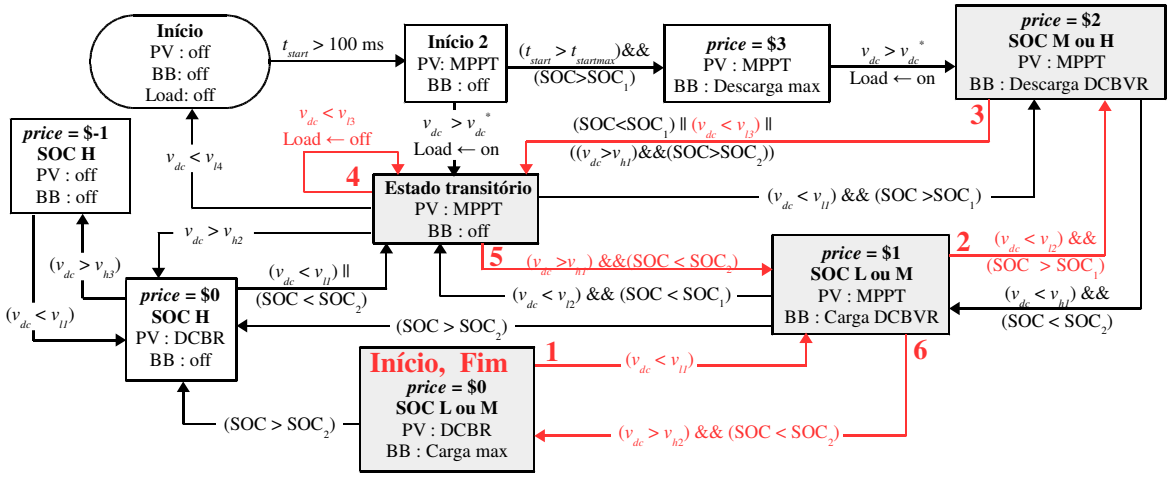
(a)



(b)



(c)



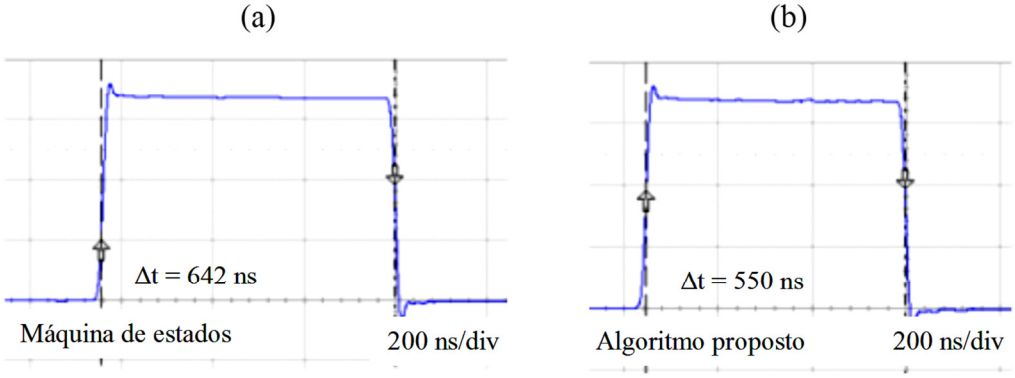
Fonte: próprio autor.

A partir dos exemplos apresentados, verifica-se que a máquina de estados Figura 5.24 apresenta desempenho transitório superior ao do algoritmo proposto em algumas situações, devido à menor sobre-elevação (positiva ou negativa) de v_{dc}. Nesses casos, a convergência dessa máquina de estados é mais rápida do que a do algoritmo proposto. Além disso, essa máquina de estados utiliza até 3 valores de comparação superiores a v_{dc}^{*} (v_{h1}, v_{h2}, v_{h3}), enquanto o algoritmo proposto utiliza até 4 valores de comparação superiores (v_{h1}, v_{h2}, v_{h3}, v_{h4}) (Seção 5.2.3.3). Consequentemente, por ter sido otimizada, a máquina de estados permite a utilização de uma menor faixa de tensão do barramento CC ($v_{dcmax} - v_{dcmin}$), o que pode resultar em vantagens de hardware, como a utilização de capacitor do barramento CC de menor capacitância ou tensão.

5.3.2 Comparação experimental do tempo máximo de processamento

O desempenho computacional da máquina de estados da Figura 5.24 foi comparado com o do algoritmo de gerenciamento de potência proposto. Os dois algoritmos foram implementados no DSP TMS320F28335, operando em 150 MHz. Os tempos máximos de processamento foram medidos através de uma saída do DSP, definida em nível alto no início do algoritmo e, em nível baixo, no final. Os resultados obtidos são mostrados na Figura 5.26.

Figura 5.26 – Resultados experimentais do tempo máximo de processamento no DSP TMS320F28335: (a) Máquina de estados da Figura 5.24; (b) Algoritmo de gerenciamento de potência baseado em preço.



Fonte: próprio autor.

Observa-se que a diferença de tempo máximo de processamento entre os dois algoritmos é de 92 ns. Essa diferença é pouco significante em comparação com o período de amostragem dos algoritmos. Como exemplo, essa diferença de tempo máximo de processamento é de somente 0,044% de um período de amostragem 208 µs (sistema do Apêndice A).

5.3.3 Comparação da complexidade de uma máquina de estados do tipo Moore em relação ao algoritmo proposto

Se novos elementos são incluídos no sistema, a máquina de estados proposta em (SCHWERTNER et al., 2013) deve ser totalmente reprojetada, pois é definida de maneira heurística através da verificação de todas as possibilidades de mudanças de modos de operação. Assim, para analisar o aumento da complexidade de uma máquina de estados com a inclusão de novos elementos no sistema, considera-se aqui uma máquina de estados do tipo Moore. Se a máquina de estados de (SCHWERTNER et al., 2013) fosse convertida para uma máquina de estados do tipo Moore, teria um total de 18 estados, como mostrado na Tabela 5.8 (BELLINASO; SCHWERTNER; MICHELS, 2016). Entretanto, se uma Célula a Combustível (CAC) e uma carga de alta prioridade (Carga 2) são incluídas no sistema, uma máquina de estados do tipo Moore pode ter até 44 estados com centenas de eventos de transição. Assim, verifica-se que a complexidade dessa máquina de estados aumenta exponencialmente com a inclusão de novos elementos do sistema.

Tabela 5.8 – Número de estados considerando uma máquina de estados do tipo Moore

price ($)	PV	Baterias	Carga 1	CAC	Carga 2	Número de estados por preço	
						PV + Bat + Carga 1	Todos os elementos
$-1	0	-2 / 0	-2 / 0	0	-2 / 0	1·2·2 = 4	1·2·2·1·2 = 8
$0	1	-2 / 0	-2 / 0	0	-2 / 0	1·2·2 = 4	1·2·2·1·2 = 8
$1	2	-1 / 0	-2 / 0	0	-2 / 0	1·2·2 = 4	1·2·2·1·2 = 8
$2	2	0 / +1	-2 / 0	0	-2 / 0	1·2·2 = 4	1·2·2·1·2 = 8
$3	2	0 / +2	0	0 /+1	-2 / 0	1·2·1 = 2	1·2·1·2·2 = 8
$4	2	0 / +2	0	0 / +2	0	Fora da faixa	1·2·1·2·1 = 4
					Total	18 estados	44 estados

Fonte: próprio autor.

Por outro lado, o aumento da complexidade do algoritmo proposto com a inclusão de novos elementos ocorre de maneira incremental:

a) **Memória**: aumento do número de colunas das PRMs com o aumento da quantidade de preços. No exemplo da Tabela 5.8, adicionou-se o preço *price* = $4 com a inclusão da CAC e da Carga 2. Assim, as PRMs dos elementos aumentam em 1 coluna;

b) **Tempo de processamento**: aumento incremental do número de comparações para obter v_{level}, da equação (5.3) da Seção 5.2.1.

5.3.4 Considerações finais da seção

Para um sistema fotovoltaico autônomo, verificou-se que a máquina de estados proposta em (SCHWERTNER et al., 2013) apresenta desempenho transitório superior ao algoritmo proposto em algumas situações (BELLINASO; SCHWERTNER; MICHELS, 2016). Apresenta também um valor de comparação a menos do que o algoritmo proposto, o que permite reduzir a faixa de tensão do barramento CC. Verificou-se também que o tempo máximo de processamento dos dois algoritmos para o mesmo sistema é semelhante, sendo a diferença pouco significativa em relação ao período de amostragem.

Por fim, comparou-se a complexidade de uma máquina de estados do tipo Moore com o algoritmo proposto se fossem incluídos novos elementos no sistema. Verificou-se que a complexidade da máquina de estados aumenta exponencialmente com a inclusão de novos elementos. Por outro lado, a complexidade do algoritmo proposto aumenta somente de maneira incremental: mais memória é demandada com o aumento de colunas das PRMs, e tempo de processamento aumenta de acordo com o número de comparações para calcular v_{level}.

Assim, a principal vantagem computacional do algoritmo proposto é a sua escalabilidade. Enquanto a máquina de estados de (SCHWERTNER et al., 2013) não pode ser facilmente escalonada para um sistema com maior quantidade de elementos, o cálculo do preço interno do algoritmo proposto independe do número de elementos. Com a inserção de novos elementos, apenas as PRMs devem ser recalculadas, o que pode ser realizado de maneira automática de acordo com as equações apresentadas na Seção 5.2.2.

5.4 APLICAÇÃO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA PARA O CFM DE REFERÊNCIA

Nesta seção, a abordagem de gerenciamento de potência é aplicada ao CFM de referência do Apêndice A.

5.4.1 Elementos do sistema

Os seguintes elementos são presentes no sistema:

a) **Gerador fotovoltaico com conversor CC-CC**: fonte unidirecional controladora, com custo marginal nulo (MC = 0). Opera nos seguintes modos de operação:
   - 0: desligado;
   - +1: DCBVR, operando com potência nula até a máxima possível;
   - +2: potência máxima ou MPPT.

b) **Bateria com conversor CC-CC**: fonte bidirecional controladora, cujo preço máximo de compra e preço mínimo de venda dependem do estado de carga. O elemento foi dividido em três níveis de estado de carga: SOC H (elevado), SOC M (intermediário) e SOC L (reduzido), como definidos na Figura 5.27. Opera nos seguintes modos de operação:
   - -2: carga com potência máxima ou independente da tensão do barramento CC. Quando a bateria está completamente carregada, sua potência máxima de carga é próxima de zero;
   - -1: carga DCBVR;
   - 0: desligado;
   - +1: descarga DCBVR;
   - +2: descarga com potência máxima ou independente da tensão do barramento CC. Quando a bateria está completamente descarregada, sua potência máxima de descarga é próxima de zero.

c) **Rede elétrica com conversor CC-CA**: fonte bidirecional controladora, cujo preço de compra e de venda depende do preço da energia da rede. Dividiu-se a rede elétrica em três níveis de preço: rede barata, rede normal e rede cara. Os modos de operação da rede elétrica são:
   - -2: inversor com potência máxima ou independente da tensão do barramento CC;
   - -1(+1): inversor e retificador DCBVR;
   - +2: retificador com potência máxima/independente da tensão do barramento CC.

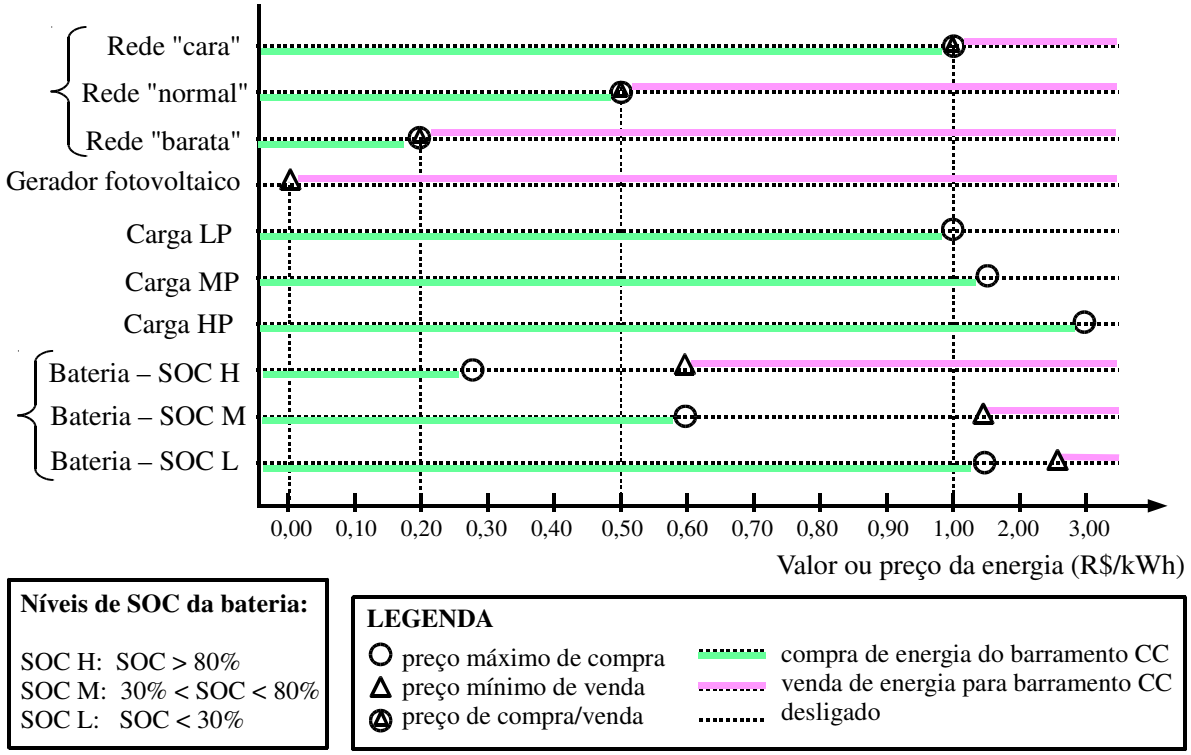
d) **Cargas CA**: cargas não-controladoras conectadas junto à rede. Por esse motivo, as cargas respondem ao preço da energia da rede durante operação conectada à rede, e ao preço interno (*price*) do barramento CC durante modo autônomo. As cargas

foram divididas em três níveis de prioridade: alta (HP), média (MP) e baixa (LP). Os modos de operação em que as cargas podem operar são:

- -2: ligada;
- 0: desligada.

Como dado de entrada para cálculo das PRM, foram definidos os preços máximos de compra e preços mínimos de venda da energia para todos os elementos e suas divisões, mostrados na Figura 5.27. A Tabela 5.9 apresenta as matrizes de entrada para cálculo das PRMs.

Figura 5.27 – Gráfico dos preços máximos de compra e mínimos de venda dos elementos.



Fonte: próprio autor.

Tabela 5.9 – Matrizes de entrada para cálculo das PRMs relativas à Figura 5.27

Elemento	Número	E_{Class}(n)	E_V(n)
Rede elétrica	1	$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(1)=\begin{bmatrix}0 & 1 & 3\end{bmatrix}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{V}}(1)=\begin{bmatrix}0,2 & 0,2\\ 0,5 & 0,5\\ 1,0 & 1,0\end{bmatrix}$
Gerador fotovoltaico	2	$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(2)=\begin{bmatrix}1 & 1 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{V}}(2)=\begin{bmatrix}0,0\end{bmatrix}$
Carga L	3	$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(3)=\begin{bmatrix}-1 & 0 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{V}}(3)=\begin{bmatrix}1,00\end{bmatrix}$
Carga M	4	$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(4)=\begin{bmatrix}-1 & 0 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{V}}(4)=\begin{bmatrix}1,5\end{bmatrix}$
Carga H	5	$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(5)=\begin{bmatrix}-1 & 0 & 1\end{bmatrix}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{V}}(5)=\begin{bmatrix}2,5\end{bmatrix}$
Bateria	6	$\mathbf{E}_{\mathbf{Class}}(6)=\begin{bmatrix}0 & 1 & 3\end{bmatrix}$	$\mathbf{E}_{\mathbf{V}}(6)=\begin{bmatrix}0,3 & 0,6\\ 0,6 & 1,5\\ 1,5 & 2,5\end{bmatrix}$

Fonte: próprio autor.

5.4.2 Cálculo das PRMs

As PRMs calculadas para todos os elementos são apresentadas na Tabela 5.10, através do método da Seção 5.2.2. A faixa de preços obtida é $price_{\min}$ = \$-1 e $price_{\max}$ = \$8.

Tabela 5.10 – PRMs dos elementos para dados de entrada da Figura 5.27.

Elemento	PRM
	$\mathbf{price}=\begin{bmatrix}-1 & 0 & 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8\end{bmatrix}$
1) Rede elétrica	$\mathbf{PRM}(1)=\begin{bmatrix}-2 & -2 & 11 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2\\ -2 & -2 & -2 & -2 & 11 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2\\ -2 & -2 & -2 & -2 & -2 & -2 & 11 & 2 & 2 & 2\end{bmatrix}$
2) Gerador fotovoltaico	$\mathbf{PRM}(2)=\begin{bmatrix}0 & 1 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2 & 2\end{bmatrix}$
3) Carga LP	$\mathbf{PRM}(3)=\begin{bmatrix}8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 0 & 0 & 0 & 0\end{bmatrix}$
4) Carga MP	$\mathbf{PRM}(4)=\begin{bmatrix}8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 0 & 0 & 0\end{bmatrix}$
5) Carga HP	$\mathbf{PRM}(5)=\begin{bmatrix}8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 8 & 0\end{bmatrix}$
6) Bateria	$\mathbf{PRM}(6)=\begin{bmatrix}-2 & -2 & -2 & -1 & 0 & 1 & 2 & 2 & 2 & 2\\ -2 & -2 & -2 & -2 & -2 & -1 & 0 & 1 & 2 & 2\\ -2 & -2 & -2 & -2 & -2 & -2 & -2 & -1 & 1 & 0\end{bmatrix}$

Fonte: próprio autor.

5.4.3 Determinação dos níveis de tensão

As tensões de comparação são determinadas de acordo com a Seção 5.2.3. Os controladores utilizados são apresentados no Apêndice A.2. Inicialmente, obteve-se a sobre-elevação máxima acima de v_{dc}^{*} de cerca de 11,5 V. Adotando uma margem de segurança de M_{SV} = 74%, adotou-se v_{h1} = 420 V e v_{l1} = 380 V. A seguir, obteve-se sobre-elevação máxima positiva acima de v_{h2} de cerca de 7 V. A partir disso, calcularam-se os outros níveis de tensão de comparação adotando-se uma margem de segurança M_{sv} = 30%, como mostrado na Tabela 5.11. A tensão máxima que poderia ocorrer em caso de ultrapassagem de v_{h8} é de cerca de 490 V, que é inferior à tensão máxima permitida para o barramento CC (500 V).

A sobre-elevação negativa máxima abaixo de v_{l1} foi de cerca de 7,5 V. A partir disso, calcularam-se as outras tensões de comparação inferiores a v_{dc}^{*} adotando-se margem de segurança de M_{sv} = 30%. A tensão mínima, em caso de ultrapassagem de v_{l8}, é de cerca de 292 V. Essa tensão é adequada para gerar tensão eficaz de até 206 V eficazes na saída do conversor CC-CA, o que se enquadra nos limites do conversor.

Tabela 5.11 – Tensões de comparação para o sistema do Apêndice A.

Tensão de comparação	v_{h1}	v_{h2}	v_{h3}	v_{h4}	v_{h5}	v_{h6}	v_{h7}	v_{h8}
Sobre-elevação positiva máxima $v_{osh(\mathrm{m})}$ (V)	11,5	7,00	6,84	6,70	6,56	6,43	6,31	6,19
Valor adotado (V)	420	430	439	448	457	466	475	484
Tensão de comparação	v_{l1}	v_{l2}	v_{l3}	v_{l4}	v_{l5}	v_{l6}	v_{l7}	v_{l8}
Sobre-elevação negativa máxima $\lvert v_{osl(m)}\rvert$ (V)	11,5	7,50	7,70	7,94	8,19	8,46	8,74	9,07
Valor adotado (V)	380	370	359	348	337	326	314	302

Fonte: próprio autor.

5.4.4 Acionamento das cargas não-controladoras

O gerenciamento de potência proposto pode desligar as cargas (0) ou manter o estado corrente (8). O acionamento para ligar as cargas não-controladoras (modo -2) é definido pelo sistema de gerenciamento de energia, que analisa a energia disponível no sistema para verificar se a carga não-controladora pode ou não ser acionada, e assim evitar oscilações cíclicas. Entretanto, para obter resultados experimentais, definiu-se o acionamento das cargas

através de suas PRMs, para que o sistema se comporte como se um gerenciamento de energia simplificado estivesse operando.

5.4.4.1 Modo conectado à rede

As cargas são conectadas no lado CA do sistema. Como não existe limitação da potência da rede elétrica, as cargas "compram" a energia pelo preço da rede elétrica durante o modo conectado à rede. Além disso, a disponibilidade de energia da rede é infinita, ou seja, não existe risco de ocorrerem oscilações cíclicas. Por isso, a partir da Figura 5.27, a Tabela 5.12 mostra com a estratégia de resposta ao preço das cargas em função do preço da rede elétrica.

Tabela 5.12 – Resposta ao preço das cargas em modo conectado à rede

Preço da rede:	Rede Barata	Rede Normal	Rede Cara
Carga LP	-2	-2	0
Carga MP	-2	-2	-2
Carga HP	-2	-2	-2

Fonte: próprio autor.

5.4.4.2 Modo autônomo

Em modo autônomo, a energia para alimentar as cargas é proveniente do barramento CC. Por isso, as cargas devem atuar em resposta ao preço interno (*price*), de acordo com suas PRMs. Para desligar as cargas, utilizam-se as PRM das cargas, mostradas na Tabela 5.10. O acionamento seria definido pelo sistema de gerenciamento de energia. Na ausência desse sistema, foram definidas as seguintes estratégias para acionamento das cargas a fim de obter os resultados experimentais:

a) **Carga de alta prioridade (HP)**:
   - ***Preço de desligamento***: desligada em *price* = \$8 (Tabela 5.10);
   - ***Preço de acionamento escolhido***: *price* ≤ \$5;
   - ***Motivo da escolha***: a bateria com SOC baixo (L) opera no modo -1 (carga DCBVR) com *price* = \$6. Ao passar para SOC intermediário (M), o preço torna-se \$5. Assim, a carga é acionada somente se a bateria se encontra com SOC intermediário, o que evita a ocorrência de oscilações cíclicas.

b) **Carga de prioridade média (MP)**:

- ***Preço de desligamento***: desligada em *price* = \$6 (Tabela 5.10);
- ***Preço de acionamento escolhido***: $price \leq \$3$;
- ***Motivo da escolha***: a bateria com SOC intermediário (M) opera no modo -1 (carga DCBVR) com *price* = \$4. Ao passar para SOC elevado (H), o preço torna-se \$3. Assim, a carga é acionada somente se a bateria se encontra com SOC elevado.

c) **Carga de prioridade baixa (LP)**:

- ***Preço de desligamento***: desligada em *price* = \$5 (Tabela 5.10);
- ***Preço de acionamento escolhido***: $price \leq \$1$;
- ***Motivo da escolha***: a bateria com SOC intermediário (H) opera no modo -1 (carga DCBVR) com *price* = \$2. Ao carregar completamente, o preço torna-se \$1. Assim, a carga é acionada somente se a bateria se encontra completamente carregada.

A Tabela 5.13 apresenta as PRMs das cargas não-controladoras durante operação em modo autônomo, incluindo os preços para acionamento. Assim, na ausência do sistema de gerenciamento de energia, incluiu-se a função de acionamento das PRMs dessas cargas.

Tabela 5.13 – PRMs das cargas não-controladoras em modo autônomo e vetor de preços.

Elemento	**PRM**
	$\mathbf{price} = [-1 \quad 0 \quad 1 \quad 2 \quad 3 \quad 4 \quad 5 \quad 6 \quad 7 \quad 8]$
3) Carga LP	$\mathbf{PRM}(3) = [-2 \quad -2 \quad -2 \quad 8 \quad 8 \quad 8 \quad 0 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$
4) Carga MP	$\mathbf{PRM}(4) = [-2 \quad -2 \quad -2 \quad -2 \quad -2 \quad 8 \quad 8 \quad 0 \quad 0 \quad 0]$
5) Carga HP	$\mathbf{PRM}(5) = [-2 \quad -2 \quad -2 \quad -2 \quad -2 \quad -2 \quad -2 \quad 8 \quad 8 \quad 0]$

Fonte: próprio autor.

5.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foi proposta uma estratégia de gerenciamento de potência de CFMs baseada em um preço interno fictício. O preço interno é calculado através de comparações da tensão do barramento CC com níveis de tensão superiores e inferiores à sua referência, sendo assim relacionado com a escassez de energia do sistema. Esse preço é utilizado como índice das matrizes de resposta ao preço (PRMs), onde se obtêm os modos de operação dos conversores estáticos. A obtenção dessas matrizes é realizada a partir dos custos das fontes e

prioridade das cargas, que podem ser fornecidos pelo usuário ou por um gerenciador de energia.

O algoritmo de gerenciamento de potência proposto foi aplicado ao CFM de referência (Apêndice A), operando em modo autônomo ou conectado à rede. No Capítulo 6, são apresentados resultados experimentais para demonstrar o seu funcionamento.

6 RESULTADOS EXPERIMENTAIS – APLICAÇÃO DAS PROPOSTAS PARA UM CFM DE CONVERSOR CC-CA ÚNICO

Neste Capítulo, são apresentados resultados experimentais com o sistema descrito no Apêndice A. O CFM é da classe "Espera passiva" com conversor CC-CA único. Inicialmente, são demonstrados resultados experimentais de compatibilidade com as cargas, a fim de classificar o sistema como "sem interrupção", conforme descrito nos Capítulos 2 e 3. A seguir, são apresentados resultados experimentais para demonstrar o gerenciamento de potência proposto no Capítulo 5.

6.1 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO CONTROLE DO CONVERSOR CC-CA

Foram obtidos resultados experimentais para verificar o desempenho dos controladores de corrente e tensão utilizados para o conversor CC-CA. A distorção harmônica total e amplitude das harmônicas foram calculadas através do software Simview (PSIM). A seguir são apresentados os resultados obtidos.

6.1.1 Avaliação da qualidade da tensão gerada no modo autônomo

De acordo com o recomendado na Seção 3.3.1, a qualidade da tensão gerada pelo CFM em modo autônomo deve ser verificada empregando a carga não-linear de referência com potência aparente igual a 100% da nominal do CFM. Na Tabela 6.1, são apresentadas as cargas calculadas de acordo com o Anexo B.1, conectadas em paralelo para obter potência aparente igual a 100% da nominal.

Tabela 6.1 – Carga não-linear de referência (Anexo B.1): valores calculados e valores utilizados para obtenção dos resultados experimentais.

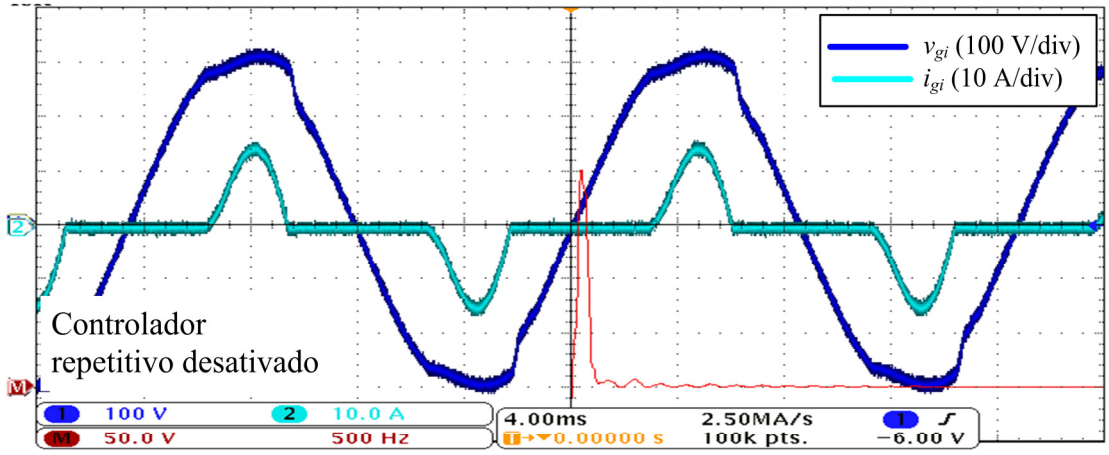
	Carga 1 $S = 25\% S_{nom}$		Carga 2 $S = 75\% S_{nom}$	
	Calculado[1]	Utilizado	Calculado[1]	Utilizado
R_s	5 Ω	5 Ω	1,7 Ω	2 Ω
R_1	325 Ω	320 Ω	108 Ω	107 Ω
C	384 μF	370 μF	1200 μF	1100 μF

[1] Utilizou-se a relação V_c = 1,25 V (ver Anexo B.1).
Fonte: próprio autor.

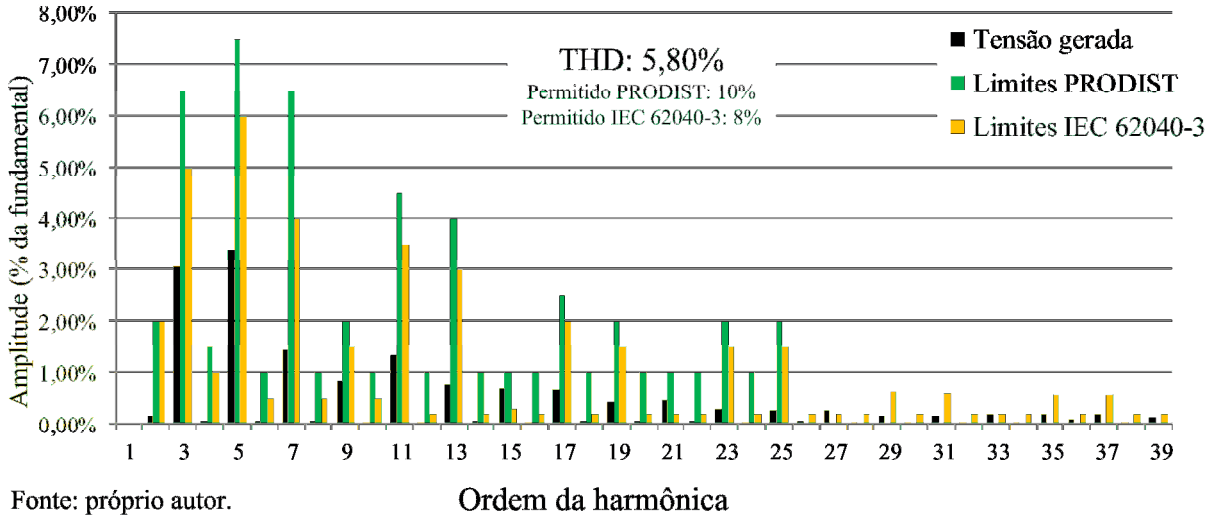
Dois resultados foram obtidos com a mesma condição de carga. No primeiro resultado, o controlador repetitivo $C_{v,rep}$ da Figura A.11 (Apêndice A.2) está desabilitado. Na Figura 6.1(a), são apresentadas as formas de onda da tensão e a corrente do CFM. Na Figura 6.1(b), a THD e as magnitudes das harmônicas são comparadas com os limites do PRODIST e da IEC 62040-3. Os limites do PRODIST são definidos até a harmônica 25, enquanto os limites da IEC 62040-3 são definidos até a harmônica 39. Verifica-se que a THD e as amplitudes das harmônicas calculadas são inferiores aos limites das normas. A única exceção é a harmônica 27, que não atende à IEC 62040-3 pois sua amplitude é de 0,26% (limite 0,20%). Assim, se os limites de harmônicas do PRODIST são considerados, o CFM atende às especificações.

Figura 6.1 – CFM operando em modo autônomo alimentando carga não-linear com potência aparente de 100% da nominal. Resultados com controlador repetitivo desabilitado: (a) tensão e corrente; (b) THD e magnitude das harmônicas da tensão em comparação com limites das normas.

(a)



(b)

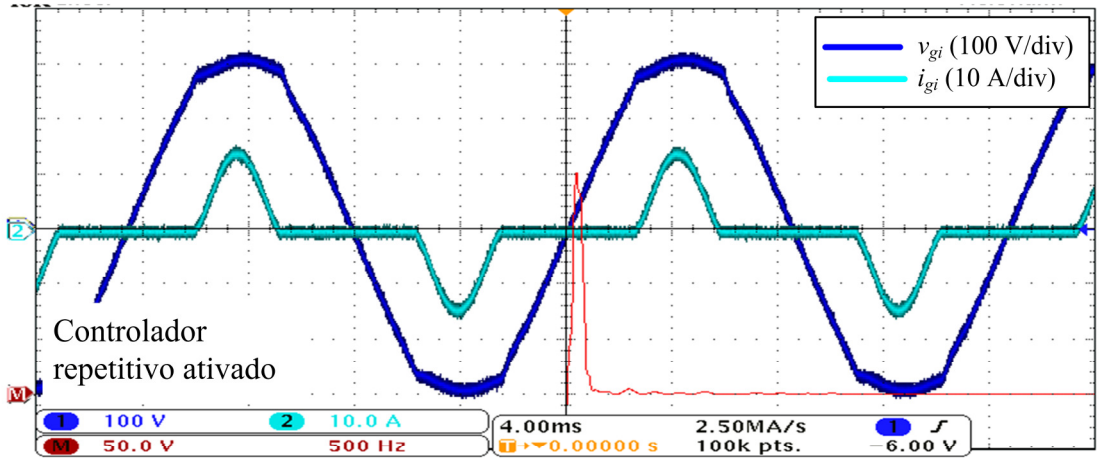


Fonte: próprio autor.

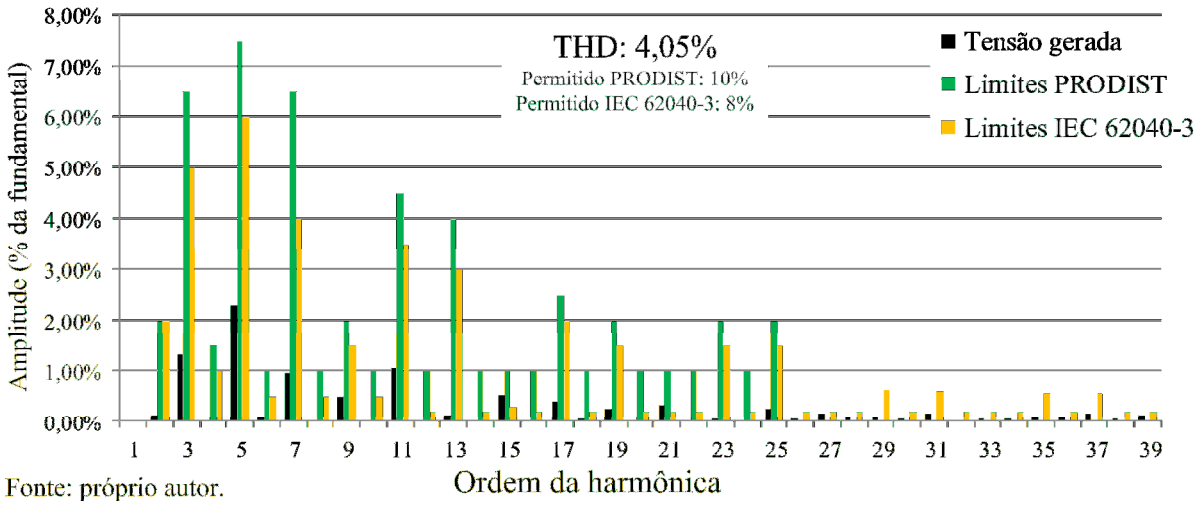
Para atender à IEC 62040-3, empregou-se o controlador repetitivo $C_{v,rep}$ da Figura A.11 (Apêndice A). Na Figura 6.2(a), são apresentadas as formas de onda da tensão e da corrente do CFM. Na Figura 6.2(b), a THD e a magnitude das harmônicas calculadas são comparadas com os limites do PRODIST e da IEC 62040-3. Verifica-se que a THD e as magnitudes de todas as harmônicas são inferiores aos limites do PRODIST e da IEC 62040-3, atendendo às especificações.

Figura 6.2 – CFM operando em modo autônomo alimentando carga não-linear com potência aparente de 100% da nominal. Resultados com controlador repetitivo habilitado: (a) tensão e corrente; (b) THD e magnitude das harmônicas da tensão em comparação com limites das normas.

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

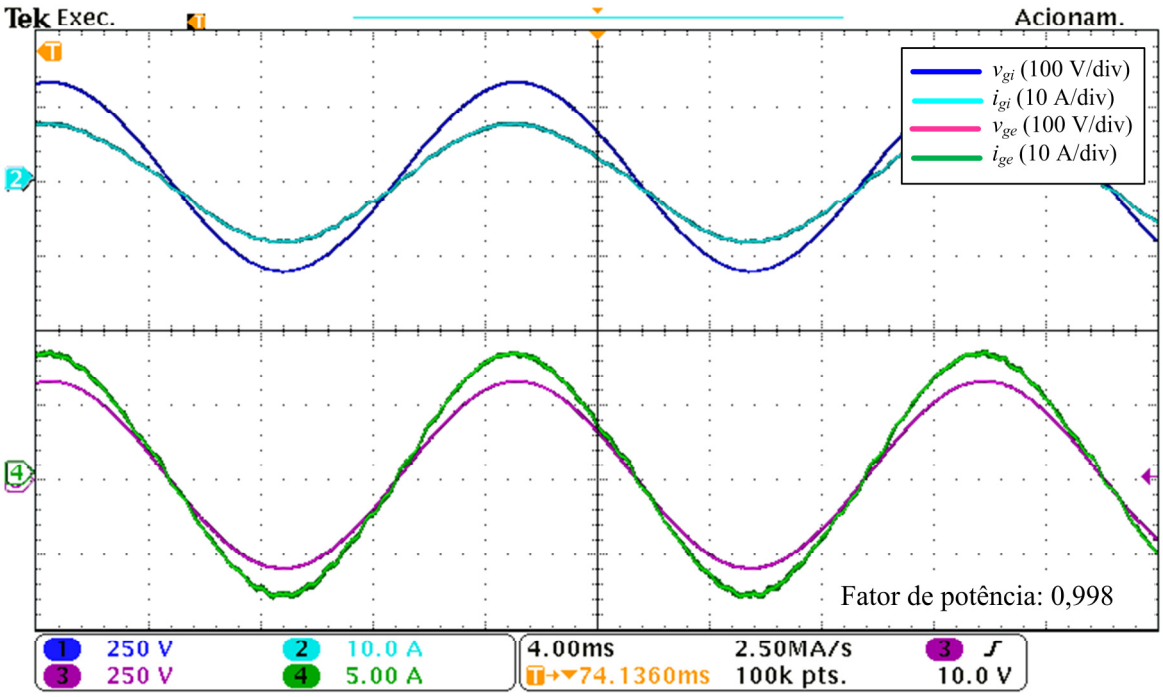
6.1.2 Avaliação da qualidade da corrente injetada em modo conectado à rede

O ensaio da qualidade da corrente injetada na rede foi realizado empregando uma fonte bidirecional emuladora de rede e sem carga conectada na saída do CFM, com o objetivo

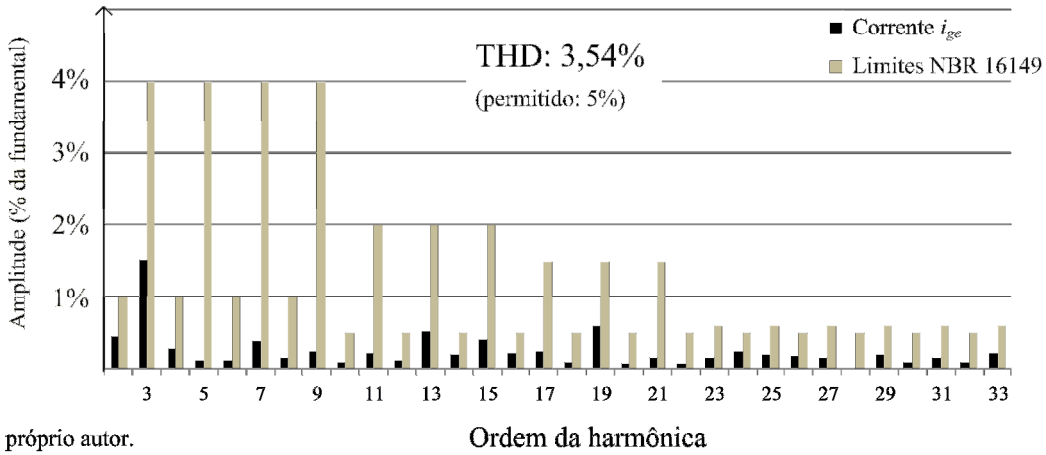
de verificar a eficácia do controlador de corrente utilizado. As formas de onda da tensão da rede e corrente injetada na rede são apresentadas na Figura 6.3(a). A THD e as amplitudes das harmônicas calculadas (janela de 100 ms – 6 ciclos) são apresentadas na Figura 6.3(b). Verifica-se que a THD e a magnitude das harmônicas da corrente atendem aos limites da NBR 16149.

Figura 6.3 – CFM operando em modo conectado à rede: (a) Tensões e correntes do conversor e da rede; (b) Magnitude das harmônicas e THD da corrente injetada na rede em comparação com limites da NBR 16149.

(a)



(b)



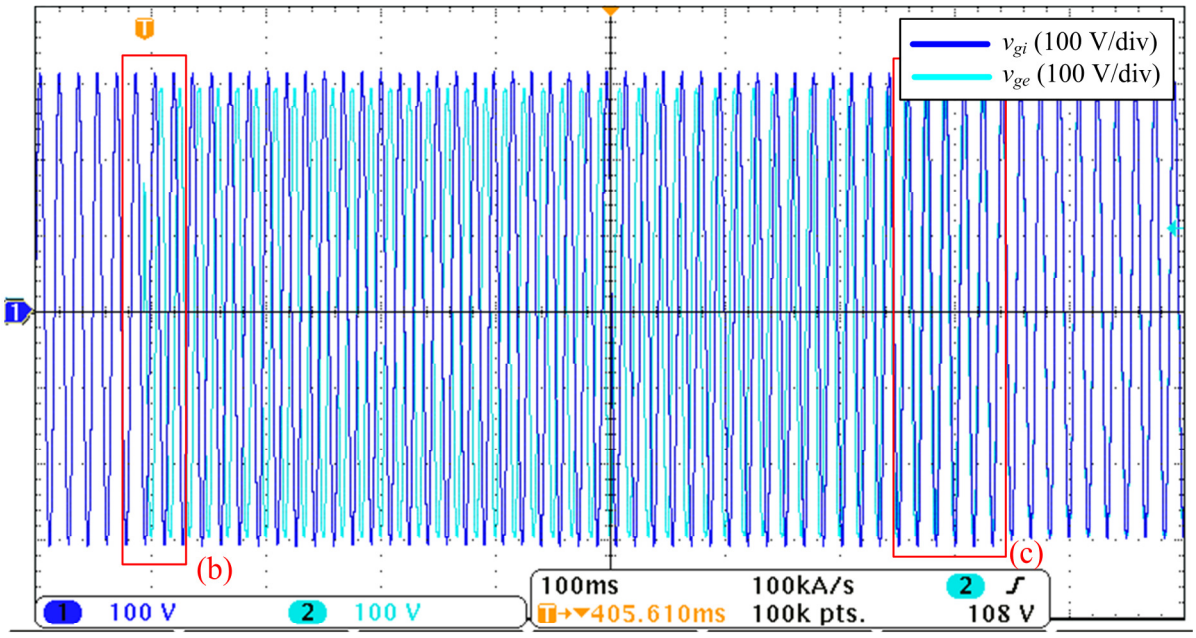
Fonte: próprio autor.

6.1.3 Avaliação do desempenho do método de sincronismo empregado

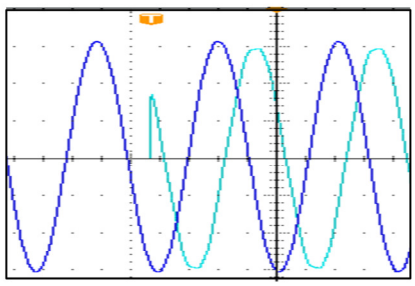
O algoritmo para sincronizar a tensão da rede interna (v_{gi}) com a rede da rede externa (v_{ge}), mostrado no Apêndice A.2, foi verificado através do resultado experimental mostrado na Figura 6.4. Na Figura 6.4(a), verifica-se que as duas tensões tornam-se sincronizadas em cerca de 700 ms após o retorno da rede elétrica. Na Figura 6.4(b) e na Figura 6.4(c), são detalhados, respectivamente, o momento de retorno da tensão da rede e o momento de conclusão do processo de sincronização.

Figura 6.4 – Resultado experimental do processo de sincronização da tensão da rede interna (v_{gi}) com a tensão da rede externa (v_{ge}) após o retorno das condições normais da rede: (a) janela de 1 s; (b) detalhamento mostrando os instantes próximos ao retorno da rece; (c) detalhamento mostrando os instantes próximos à conclusão do processo de sincronização.

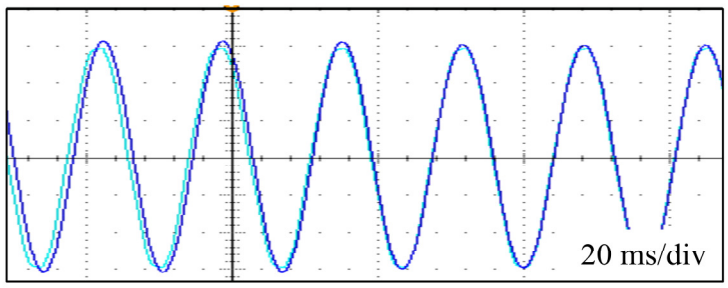
(a)



(b)



(c)



Fonte: próprio autor.

6.2 ENSAIOS PARA VERIFICAÇÃO DA CLASSIFICAÇÃO DO CFM QUANTO À INTERRUPÇÃO DE FORNECIMENTO

Nesta seção, são apresentados resultados experimentais referentes aos capítulos 2 e 3, com o objetivo de classificar o CFM como "sem interrupção", utilizando os ensaios recomendados na Seção 3.3.3 e os limites da classe 3 da IEC 62040-3, apresentados na Seção 2.2.1.2. O erro da tensão eficaz é calculado de acordo com as equações apresentadas na Seção 2.2.1.2.

6.2.1 Modo autônomo: degrau de carga não-linear

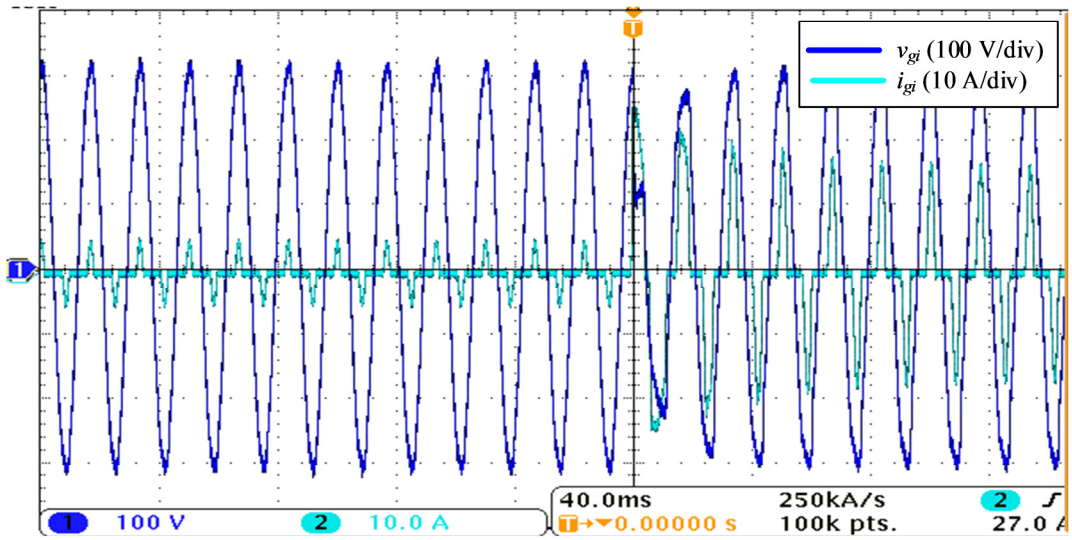
Utilizando as cargas não-lineares de referencia mostradas na Tabela 6.1, são realizados dois ensaios durante operação em modo autônomo mostrados no Anexo B.2:

a) **Degrau positivo de carga** (Figura 6.5): o sistema inicialmente está conectado à Carga 1. No pico da tensão (ângulo de 90°), a Carga 2 é conectada. A partir desse instante, o erro da tensão eficaz é calculado. As formas de onda da tensão e corrente são mostradas na Figura 6.5(a) e Figura 6.5(b), respectivamente, enquanto o erro da tensão eficaz é mostrado na Figura 6.5(c). Dessa forma, conclui-se que o CFM atende à classe 3 da IEC 62040-3 para esse ensaio;

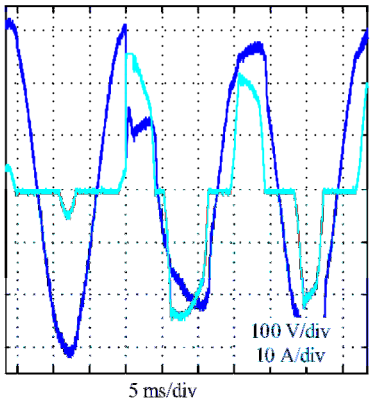
b) **Degrau negativo de carga** (Figura 6.6): o sistema é inicializado com potência nominal, ou seja, conectado à carga 1 e à carga 2. Após a carga 2 ser desconectada, o erro eficaz da tensão passa a ser calculado. As formas de onda da tensão e corrente são mostradas na Figura 6.6(a) e (b), enquanto o erro da tensão eficaz é mostrado na Figura 6.6 (c). Verifica-se que o CFM atende à classe 3 da IEC 62040-3 para esse ensaio.

Figura 6.5 – Ensaio em modo autônomo – degrau positivo de carga de 25% para 100% da potência nominal: (a) tensão e corrente do conversor; (b) detalhamento da tensão e corrente do conversor em torno do instante de aplicação do distúrbio; (c) erro da tensão eficaz após o instante de distúrbio comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.

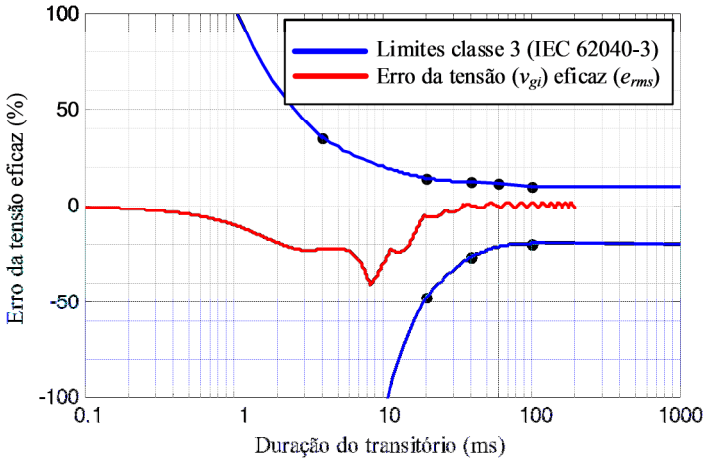
(a)



(b)

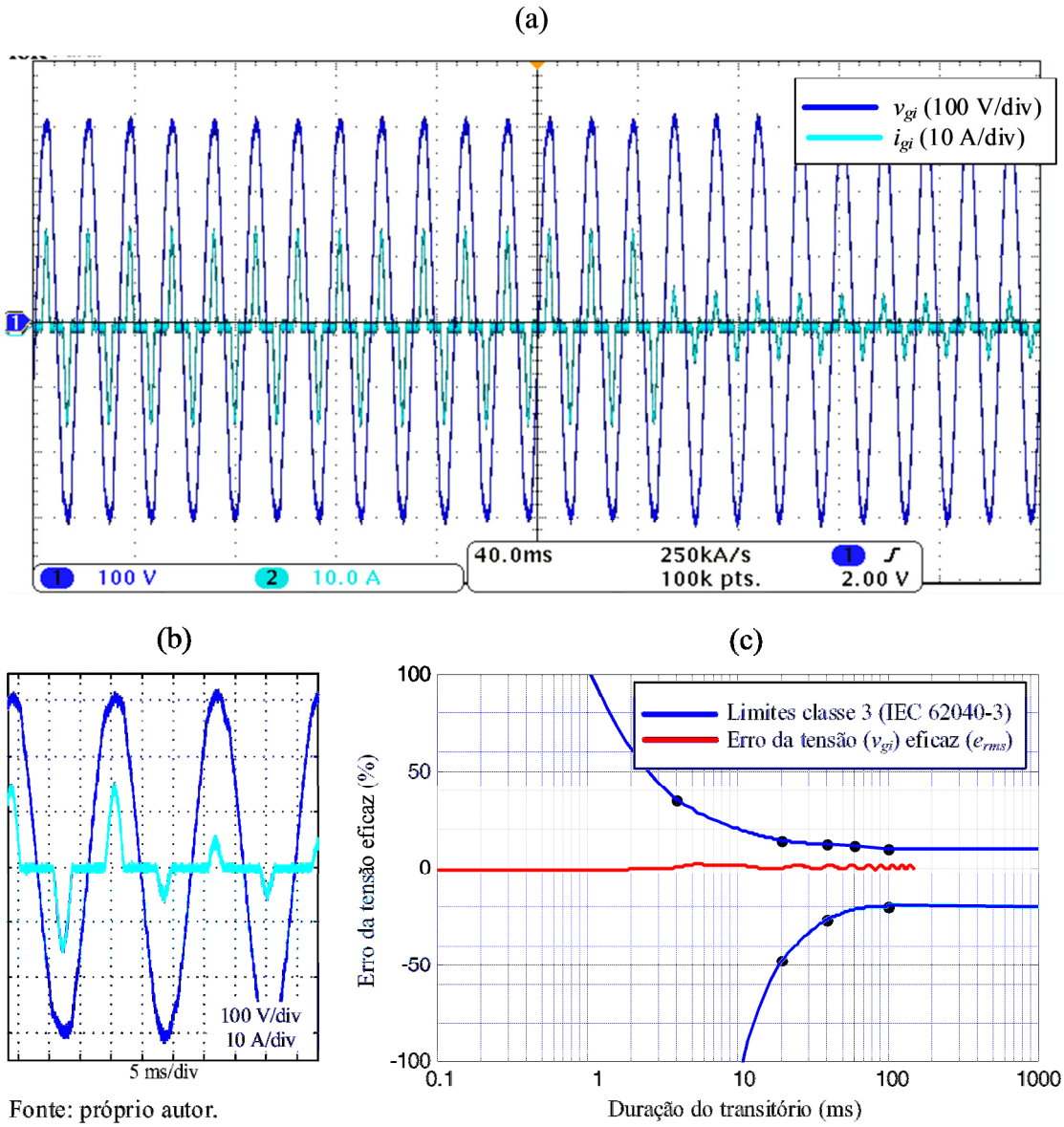


(c)



Fonte: próprio autor.

Figura 6.6 – Ensaio em modo autônomo – degrau negativo de carga de 100% para 25% da potência nominal: (a) tensão e corrente do conversor; (b) detalhamento da tensão e corrente do conversor em torno do instante de aplicação do distúrbio; (c) erro da tensão eficaz após o instante do distúrbio comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.



Fonte: próprio autor.

6.2.2 Transferência entre o modo conectado à rede e o autônomo

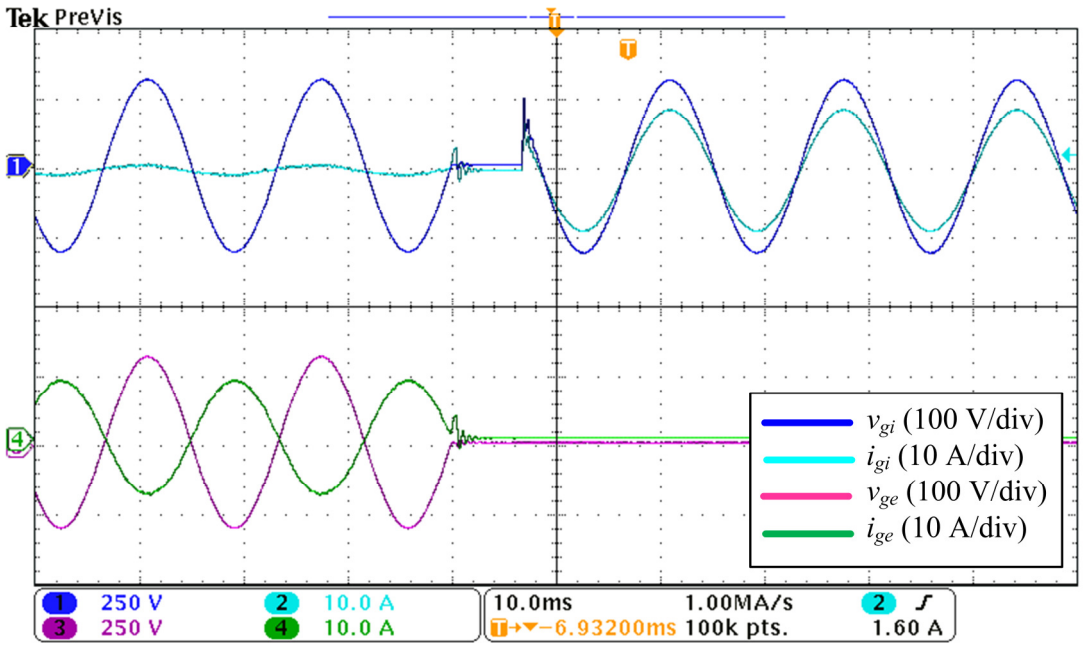
Os seguintes ensaios, também recomendados na Seção 3.3.3, utilizaram o *setup* mostrado no Anexo B.3. O algoritmo de detecção de faltas da rede é mostrado na Seção A.2.5 do Apêndice A.

a) **Desconexão da rede após curto-circuito da rede no ângulo de 0°** : neste ensaio, o curto-circuito foi emulado pela fonte emuladora da rede. As tensões e correntes do lado CA do CFM são mostradas na Figura 6.7(a). O relé S_{GDM} (Apêndice A) abre a rede elétrica em cerca de 7,5 ms após a detecção da falta. A seguir, a tensão

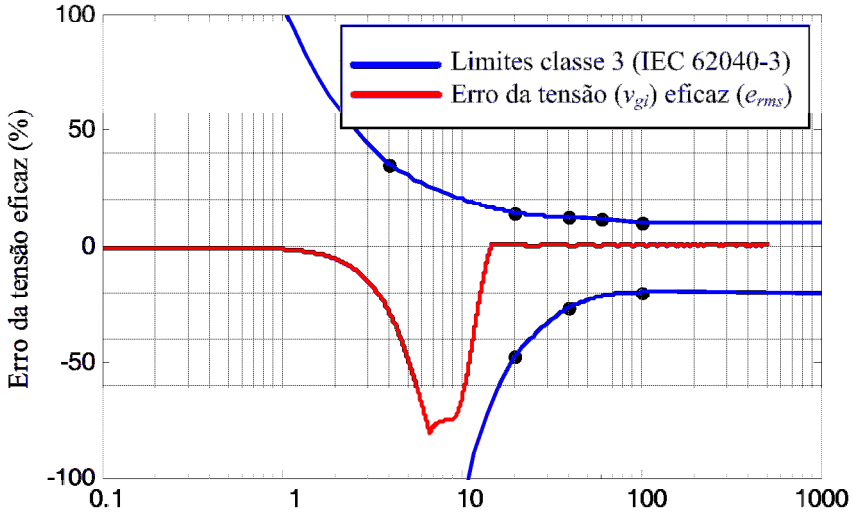
da rede interna (v_{gi}) é restaurada. Na Figura 6.7(b), verifica-se que o CFM atende à classe 3 da IEC 62040-3 para esse ensaio;

Figura 6.7 – Ensaio de desconexão da rede após curto-circuito na rede no ângulo de 0°: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) erro da tensão eficaz após o curto-circuito comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.

(a)



(b)

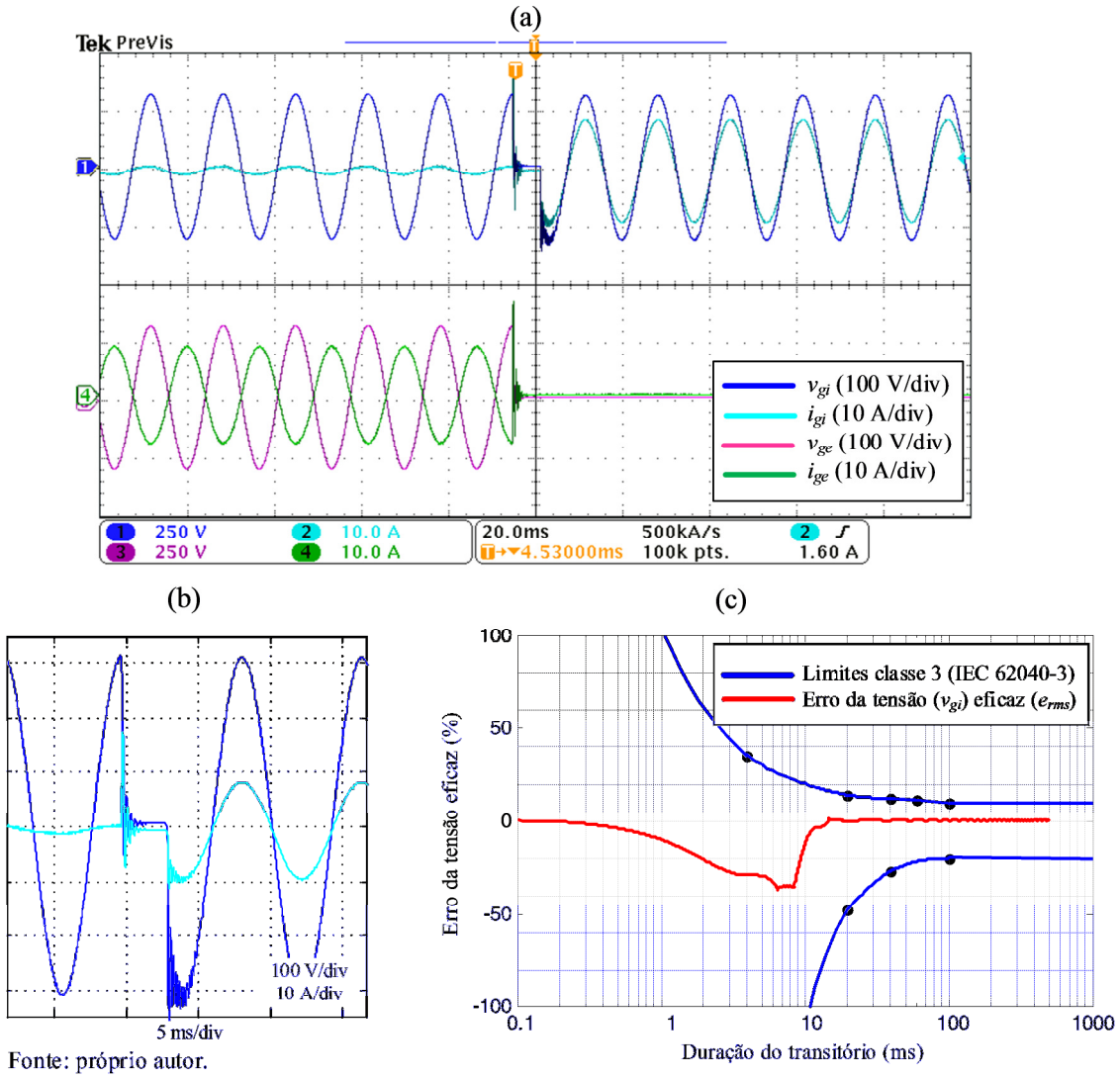


Fonte: próprio autor.

b) **Desconexão da rede após curto-circuito da rede no ângulo de 90°**: neste ensaio, a fonte emuladora de rede foi programada para emular um curto-circuito no ângulo de 90°. As tensões e correntes do lado CA do CFM são mostradas na Figura 6.8(a).

Na Figura 6.8(b), mostra-se em detalhes a tensão da rede interna. O relé S_{GDM} (Apêndice A) abre em cerca de 7,5 ms após o curto-circuito, e a tensão da rede interna (v_{gi}) é restaurada. Verifica-se na Figura 6.8(c) que o CFM atende à classe 3 da IEC 62040-3 para esse ensaio;

Figura 6.8 – Ensaio de desconexão da rede após curto-circuito na rede no ângulo de 90°: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) detalhamento da tensão em torno do instante do distúrbio; (c) erro da tensão eficaz comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.

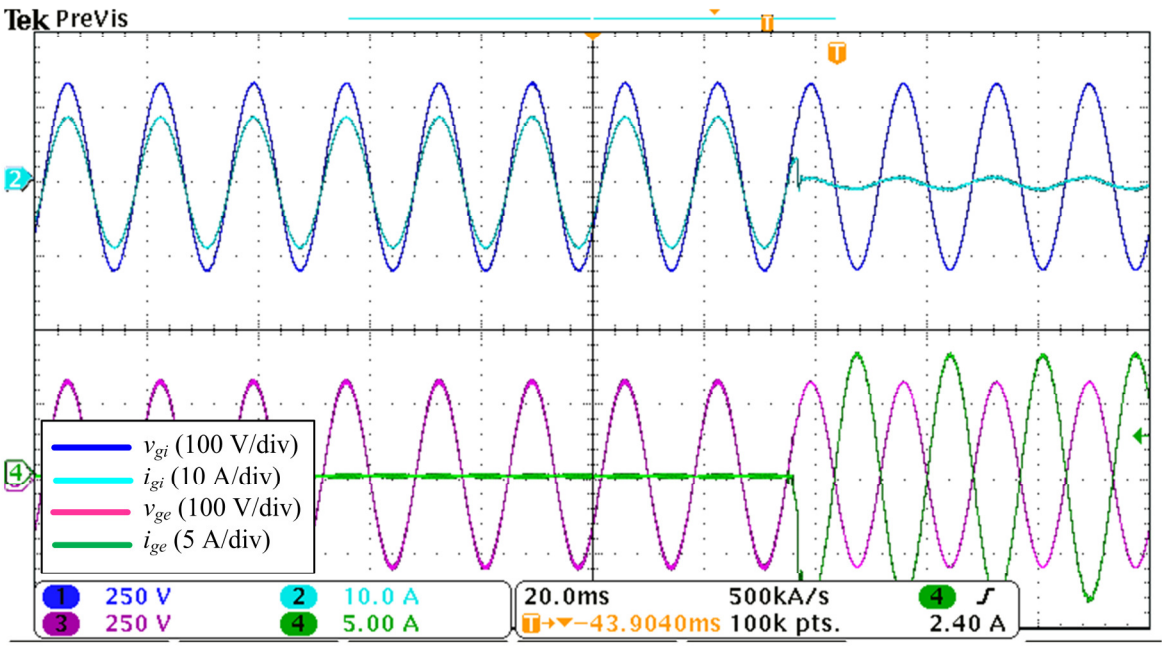


Fonte: próprio autor.

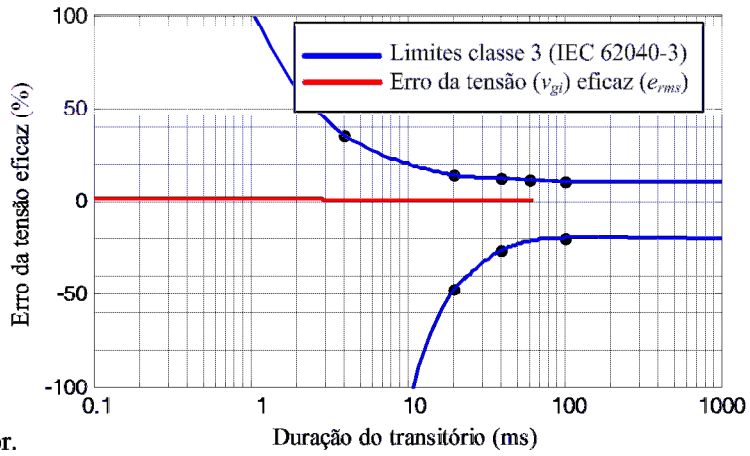
c) **Conexão com a rede**: o objetivo deste ensaio é verificar a transferência da carga do CFM para a rede. O CFM conecta à rede em ângulo não pré-determinado. As tensões e correntes do lado CA do conversor são mostradas na Figura 6.9(a). No instante da conexão com a rede, a corrente i_{ge} torna-se diferente de zero. Na Figura 6.9(b), verifica-se que o erro da tensão v_{gi} eficaz mantém-se dentro do limite de ± 10%. Assim, o CFM atende à classe 3 da IEC 62040-3 para esse ensaio;

Figura 6.9 – Ensaio de conexão com a rede: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) erro da tensão eficaz comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.

(a)



(b)

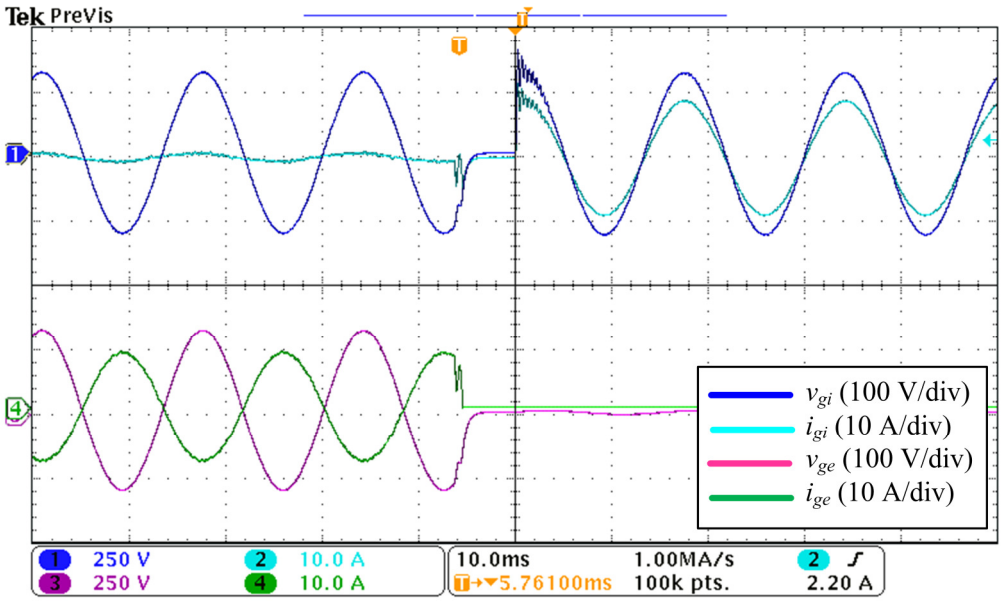


Fonte: próprio autor.

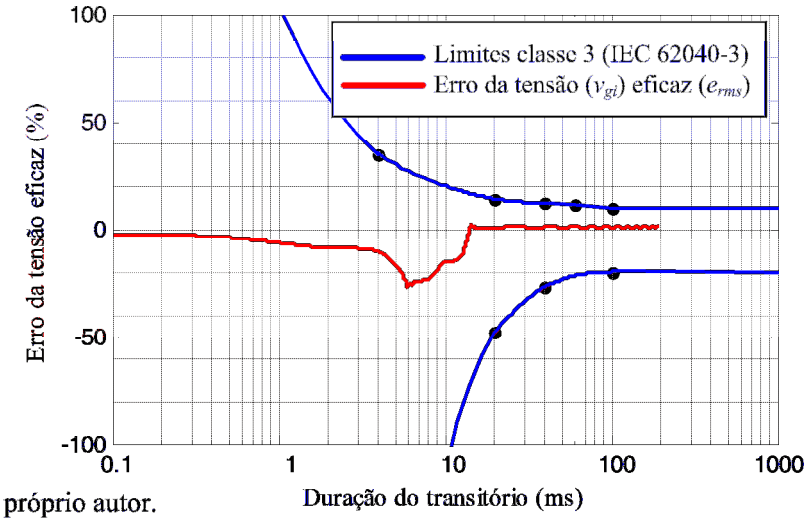
d) **Ensaio adicional – desconexão da rede após abertura** (Figura 6.10): este ensaio não foi abordado na Seção 3.3.3, porém foi realizado como um ensaio adicional para verificar o desempenho do CFM. Diferentemente dos ensaios (a) e (b), a rede elétrica não é curto-circuitada, mas sim aberta manualmente através de um disjuntor. As tensões e correntes do lado CA do CFM são mostradas na Figura 6.10(a). O relé S_{GDM} (Apêndice A) abre a rede elétrica em cerca de 7,5 ms após a detecção da falta. A seguir, a tensão da rede interna (v_{gi}) é restaurada. Na Figura 6.10(b), verifica-se que o CFM atende à classe 3 da IEC 62040-3 para esse ensaio.

Figura 6.10 – Ensaio de desconexão da rede após abertura da rede: (a) tensões e correntes do conversor e da rede; (b) erro da tensão eficaz comparada com limites da classe 3 da IEC 62040-3.

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

6.2.3 Atendimento à classe 3 da IEC 62040-3

O CFM atende à IEC 62040-3 em todos os ensaios, sendo que o maior erro da tensão eficaz ocorreu no ensaio de curto-circuito da rede no ângulo de 0° (Figura 6.7). Assim, de acordo com as recomendações da Seção 3.3.3, o CFM implementado do Apêndice A.1 pode ser classificado como “sem interrupção”.

6.3 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE MODO AUTÔNOMO

6.3.1 Visualização dos resultados

Os resultados experimentais obtidos para validação da estratégia de gerenciamento de potência foram processados de acordo com o apresentado no Apêndice B. Como se pode verificar na Figura 6.12, as figuras dos resultados são dividas nas seguintes partes:

(a) tensão do barramento CC (v_{dc}) e preço interno obtido em uma saída PWM do DSP (*price*);

(b) estado de carga das baterias calculado pelo DSP (SOC) e potências no lado CC do sistema fotovoltaico (P_{pv}) e das baterias (P_{bat});

(c) potências ativas no lado CA: das cargas (P_{LL}), do conversor CC-CA (P_{gi}) e injetada na rede (P_{ge});

(d) formas de onda do lado CA: tensão da rede interna (v_{gi}), corrente de saída do conversor CC-CA (i_{gi}) e corrente injetada na rede (i_{ge});

(e) visualização numérica do preço interno (*price*) e dos modos de operação dos elementos, obtidos através das PRMs dos elementos. Os modos de operação são mostrados numericamente (-2, -1, 0, +1, +2). Obtenção desses modos:

- ***Sistema fotovoltaico, rede e baterias***: os modos de operação foram obtidos através das PRMs mostradas na Tabela 5.10. Junto aos modos de operação do conversor CC-CA (rede) e do conversor CC-CC das baterias são mostradas as seguintes informações:
  - ***preço da energia da rede (B, N, C ou Ausente)***: mostrado entre parênteses ao lado do modo de operação da rede (conversor CC-CA). A rede pode ser Barata, Normal, Cara ou Ausente. Ex: -2(N) significa que o conversor CC-CA opera como inversor (-2), fornecendo energia à rede, e o preço da energia da rede é normal (N);
  - ***nível de estado de carga da bateria (L, M, H)***: mostrado entre parênteses ao lado do modo de operação do conversor CC-CC das baterias. O nível de estado de carga pode ser baixo (L), médio (M) ou alto (H). Ex: -2(H) indica o modo -2 e estado de carga elevado (H).
- ***Cargas (HP, MP e LP)***: modos de operação das cargas foram obtidos através da Tabela 5.12, em modo conectado à rede, e através das PRMs mostradas na

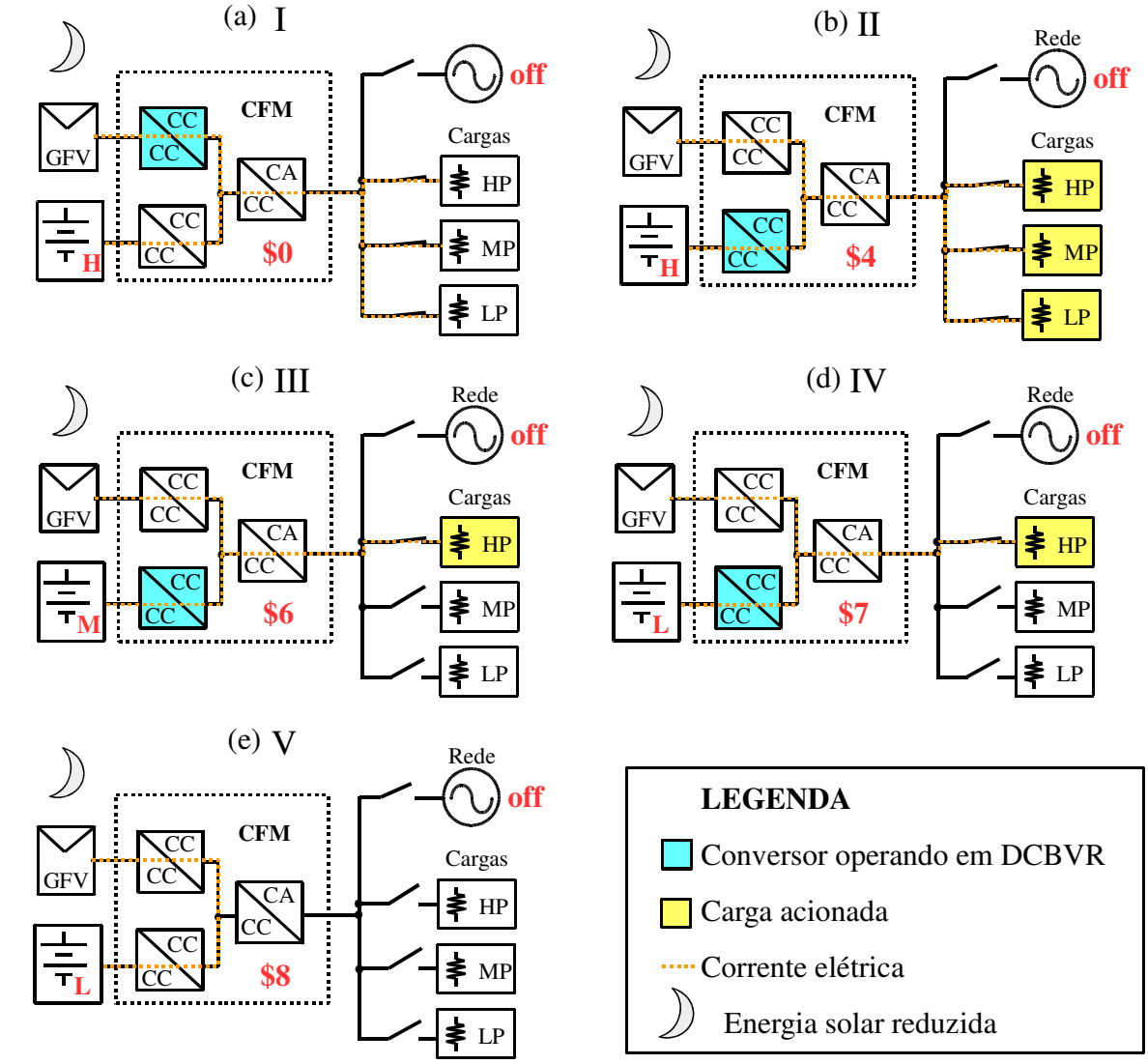
Tabela 5.13, em modo autônomo. A indicação para manter o estado anterior (8) também é mostrada.

6.3.2 Descarga completa das baterias

Este resultado é apresentado na Figura 6.12. Na Figura 6.11, são ilustradas etapas relevantes dos resultados da Figura 6.12. Essas etapas são identificadas com números romanos (I, II, III) indicados nas duas figuras.

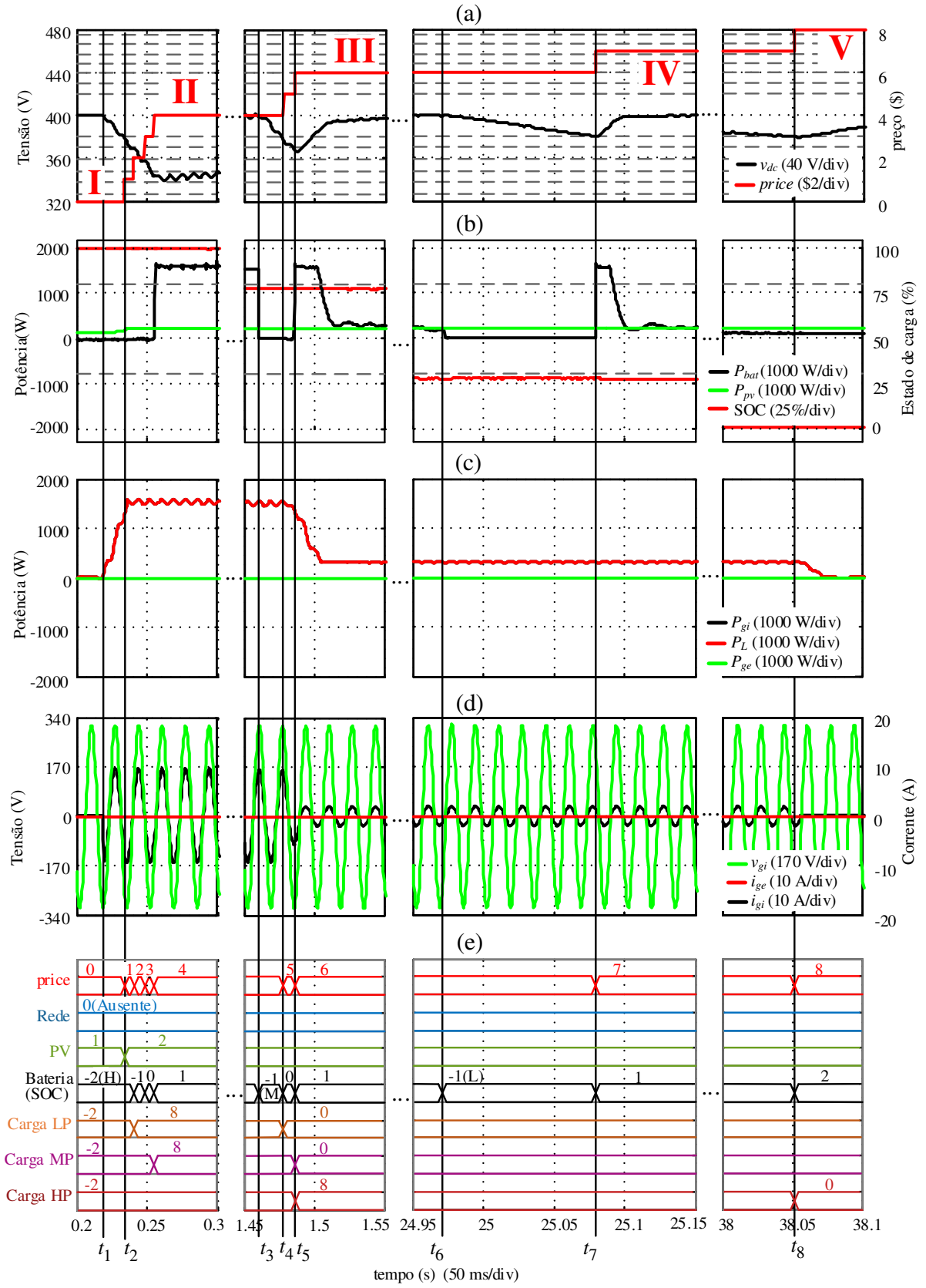
a) **Cenário**: rede elétrica está ausente durante um dia nublado. Durante esse período, a carga consome toda a energia da bateria;
b) **Objetivo**: verificar a descarga completa da bateria, de modo que o preço interno passe de \$0 até \$8, desligando todas as cargas;
c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência de pico de 200W, o que equivale a um dia nublado com produção de 13,3% da potência de pico;
   - ***Cargas resistivas***: potências de 600 W (LP), 600 W (MP) e 300 W (HP);
   - ***Capacidade da bateria***: com o objetivo de reduzir o tempo de ensaio, a capacidade da bateria foi considerada como sendo de 0,02 Ah para o cálculo do estado de carga. Assim, o ensaio é acelerado em 2000 vezes;
d) **Condição inicial**: cargas estão desconectadas, baterias estão totalmente carregadas. Consequentemente, o sistema fotovoltaico opera em DCBVR com preço igual a \$0;
e) **Distúrbio**: cargas são ligadas pelo usuário através de um disjuntor (instante t_1). Sendo *price* = \$0, todas as cargas são acionadas pelos relés;
f) **Resultado**: bateria começa a ser descarregada até que todas as cargas sejam desligadas. Enquanto a bateria se encontra em SOC elevado (H), opera em modo descarga DCBVR (+1) com o preço estável *price* = \$4. No instante t_3, o nível de estado de carga passa para médio (M). Assim, o novo preço estável é *price* = \$6. Assim, de acordo com suas PRMs, as cargas LP e MP são desligadas. Por fim, o estado de carga torna-se baixo (L) no instante t_6. O novo preço estável é \$7. Quando a energia da bateria finaliza, em t_8, o preço torna-se \$8, e a carga de alta prioridade (H) é desligada;
g) **Interpretação**: verifica-se nos resultados que as ações dos elementos estão de acordo com a definição de suas PRMs.

Figura 6.11 – Descarga completa das baterias em modo autônomo – etapas relevantes dos resultados experimentais: (a) I: *price* = \$0; (b) II: *price* = \$4; (c) III: *price* = \$6; (d) IV: *price* = \$7; (a) V: *price* = \$8.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.12 – Descarga completa das baterias em modo autônomo: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) correntes e tensão no lado CA; (e) modos de operação dos elementos.



Fonte: próprio autor.

6.3.3 Carga completa das baterias

Este resultado é apresentado na Figura 6.14. Suas etapas relevantes são apresentadas na Figura 6.13.

a) **Cenário**: rede elétrica está ausente durante um dia ensolarado, com produção fotovoltaica excessiva. As cargas demandam potência reduzida. Baterias inicialmente descarregadas;

b) **Objetivo**: verificar a carga completa da bateria, de modo que o preço interno passe de \$8 até \$0, acionando todas as cargas;

c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 1500W;
   - ***Cargas resistivas***: potências de 100 W (LP), 200 W (MP) e 300 W (HP);
   - ***Capacidade da bateria***: com o objetivo de reduzir o tempo de ensaio, a capacidade da bateria foi considerada como sendo de 0,02 Ah para o cálculo do estado de carga. Assim, o ensaio é acelerado em 2000 vezes.

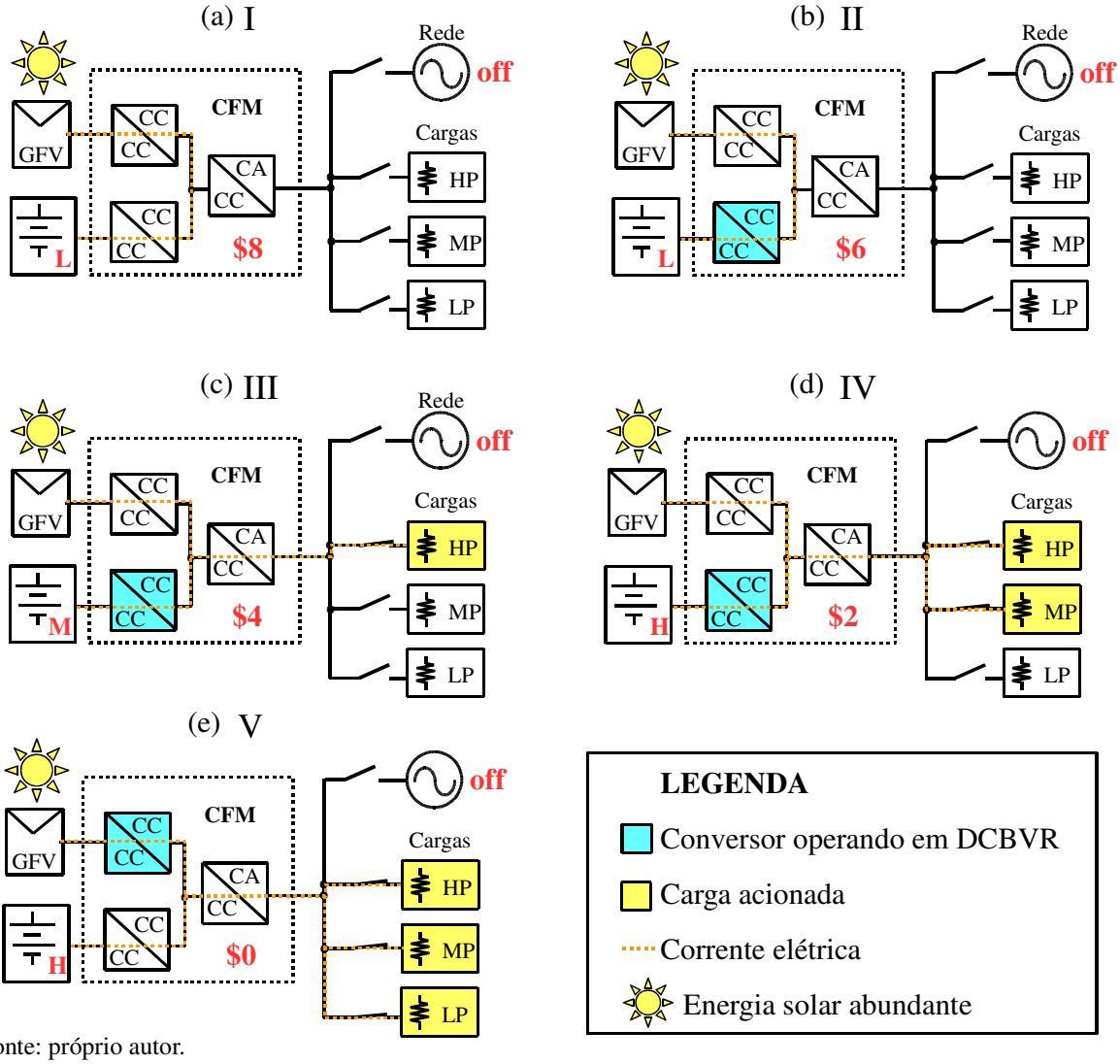
d) **Condição inicial**: preço inicial é igual a *price* = \$8; cargas estão desligadas pelo CFM; baterias estão totalmente descarregadas; tensão do barramento CC é inferior à referência (400 V); sistema fotovoltaico está desconectado do CFM;

e) **Distúrbio**: sistema fotovoltaico é conectado ao CFM, de modo que ocorre um excesso de energia no sistema, e a tensão ultrapassa 400 V;

f) **Resultado**: bateria começa a ser carregada até que todas as cargas sejam ligadas pelo CFM. O primeiro preço estável é *price* = \$6, em que a bateria opera em carga DCBVR (-1) com SOC baixo (L). No instante t_3, o nível de estado de carga torna-se médio (M). O novo preço estável é *price* = \$4 e, por isso, a carga HP é ligada quando o preço cruza por \$5 (em t_4). No instante t_6, o nível de estado de carga torna-se elevado (H). O novo preço estável para carga da bateria é price = \$2 e, consequentemente, a carga MP é ligada quando o preço cruza por \$3 (em t_7). Ao estar com estado de carga próximo a 100%, a potência da bateria é reduzida, ocasionando um excedente de potência no sistema. A tensão do barramento CC aumenta e, ao cruzar por v_{h1}, o preço é reduzido para \$1 no instante t_9. No instante t_{10}, cruza por v_{h2}, e o preço é reduzido para \$0. Assim, a carga LP é acionada;

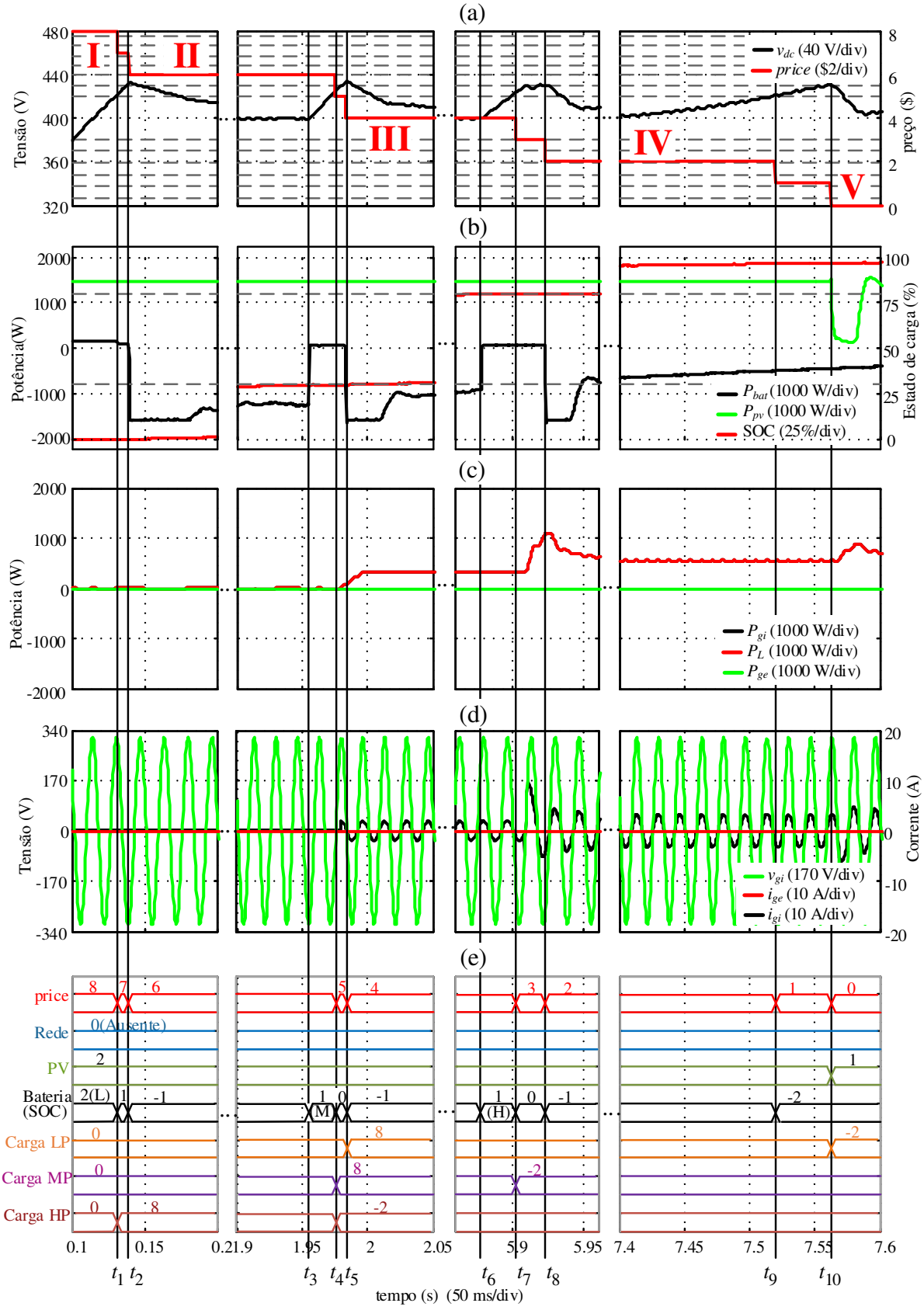
g) **Interpretação**: verifica-se nos resultados que as ações dos elementos estão de acordo com a definição de suas PRMs.

Figura 6.13 – Carga completa das baterias em modo autônomo – etapas relevantes dos resultados experimentais: (a) I: *price* = $8; (b) II: *price* = $6; (c) III: *price* = $4; (d) IV: *price* = $2; (a) V: *price* = $0.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.14 – Carga completa das baterias em modo autônomo: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) correntes e tensão no lado CA; (e) modos de operação dos elementos.



Fonte: próprio autor.

6.3.4 Inicialização

Este resultado é apresentado na Figura 6.15.

a) **Cenário**: CFM é inicializado durante o dia, quando a energia fotovoltaica é presente;

b) **Objetivo**: verificar como o sistema de gerenciamento de potência opera durante o pior caso de inicialização do sistema, em que a maior variação de preço ocorre. O preço é inicializado em \$8 para que as cargas não sejam ligadas enquanto a tensão do barramento CC não estabiliza;

c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 1500W;
   - ***Cargas resistivas***: potências de 0 W (LP), 600 W (MP) e 300 W (HP);
   - ***Bateria***: bateria está desconectada neste ensaio.

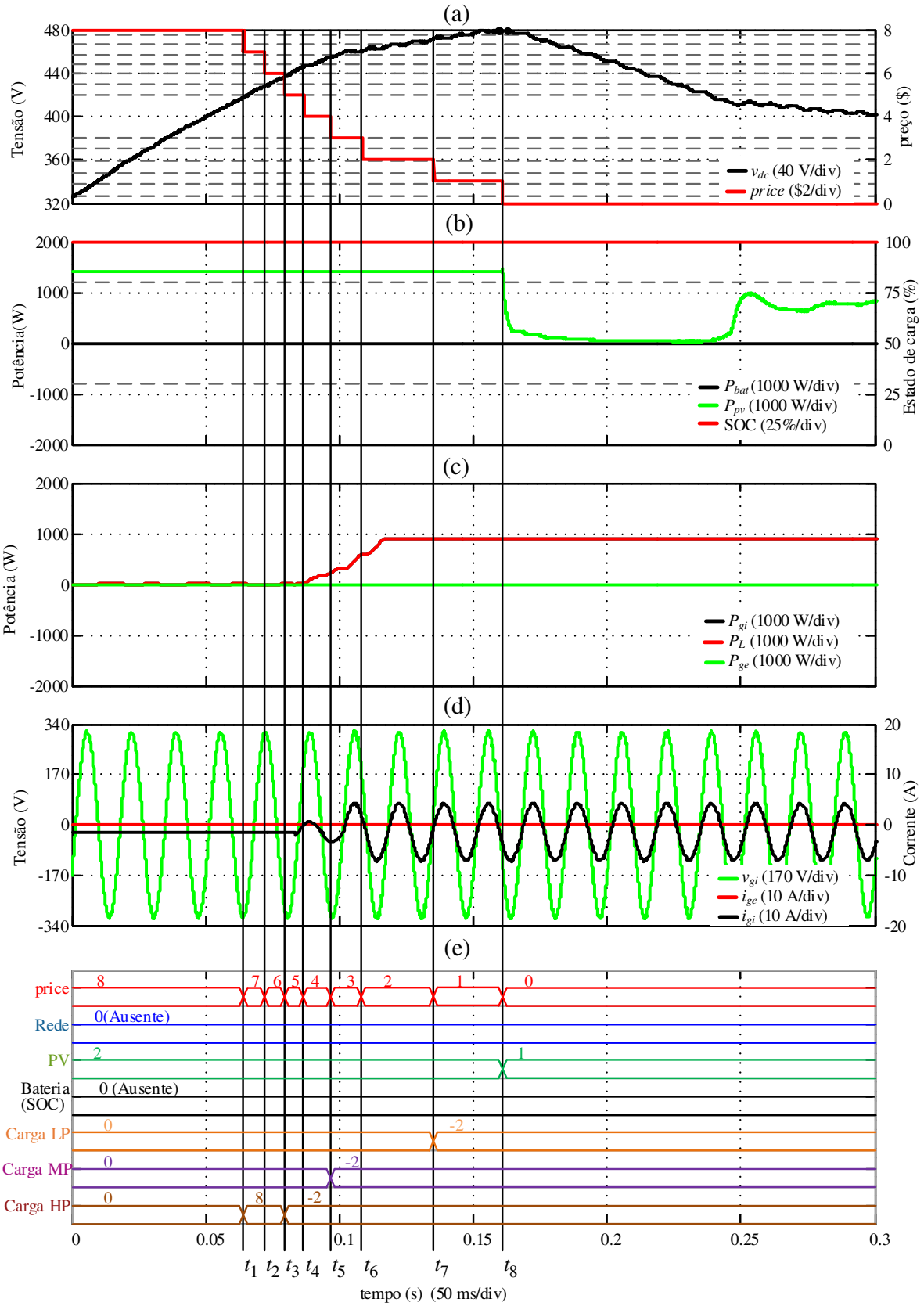
d) **Condição inicial**: preço inicial é igual a *price* = \$8; cargas estão desligadas pelo CFM; tensão do barramento CC é inferior à referência (400 V); sistema fotovoltaico está conectado ao CFM; o CFM está desligado;

e) **Distúrbio**: o CFM é iniciado, começando a acionar os conversores estáticos;

f) **Resultado**: devido ao excesso de potência, a tensão do barramento CC aumenta, cruzando por v_{h1} até v_{h8} (484 V), enquanto o preço é reduzido e as cargas são acionadas. Ao cruzar por v_{h8}, tem-se *price* = \$0, que é o preço estável. Nesse preço, o sistema fotovoltaico opera em DCBVR;

g) **Interpretação**: verifica-se nos resultados que as ações dos elementos estão de acordo com a definição de suas PRMs.

Figura 6.15 – Inicialização do sistema em modo autônomo com energia fotovoltaica abundante. Preço inicializado no máximo.



Fonte: próprio autor.

6.3.5 Inclusão de bateria descarregada

Este resultado é similar a um degrau de carga. É apresentado na Figura 6.17. As etapas relevantes desse resultado são apresentadas na Figura 6.14.

a) **Cenário**: com rede ausente, potência fotovoltaica máxima é superior à potência das cargas. Baterias descarregadas são conectadas ao CFM;

b) **Objetivo**: verificar como o sistema de gerenciamento de potência opera durante a inclusão de uma bateria descarregada, que é equivalente a um degrau de carga;

c) **Condições gerais do ensaio**:

- ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 1500W;
- ***Cargas resistivas***: potências de 0 W (LP), 600 W (MP) e 300 W (HP);
- ***Bateria***: SOC reduzido (L) durante todo o ensaio.

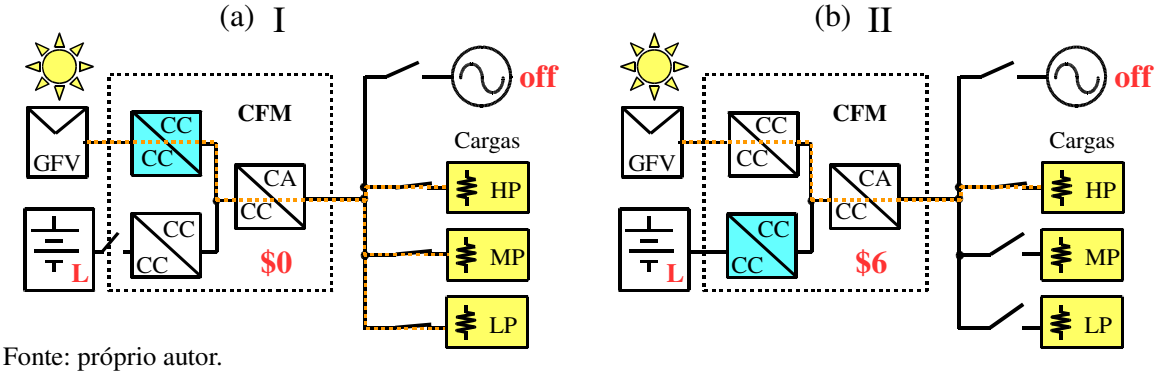
d) **Condição inicial**: preço inicial é igual a *price* = \$0; cargas estão ligadas; tensão do barramento CC está estável 400 V, controlada pelo conversor CC-CC do sistema fotovoltaico;

e) **Distúrbio**: bateria é conectada ao CFM no instante t_1;

f) **Resultado**: bateria começa a operar com máxima corrente de carga. Devido à escassez de potência, a tensão do barramento CC diminui, cruzando por v_{l1} até v_{l6}, enquanto o preço é aumentado. O preço estável de carga da bateria é price = \$6, em que somente a carga de alta prioridade (HP) é mantida acionada. O conversor CC-CC das baterias inicia a operar em DCBVR;

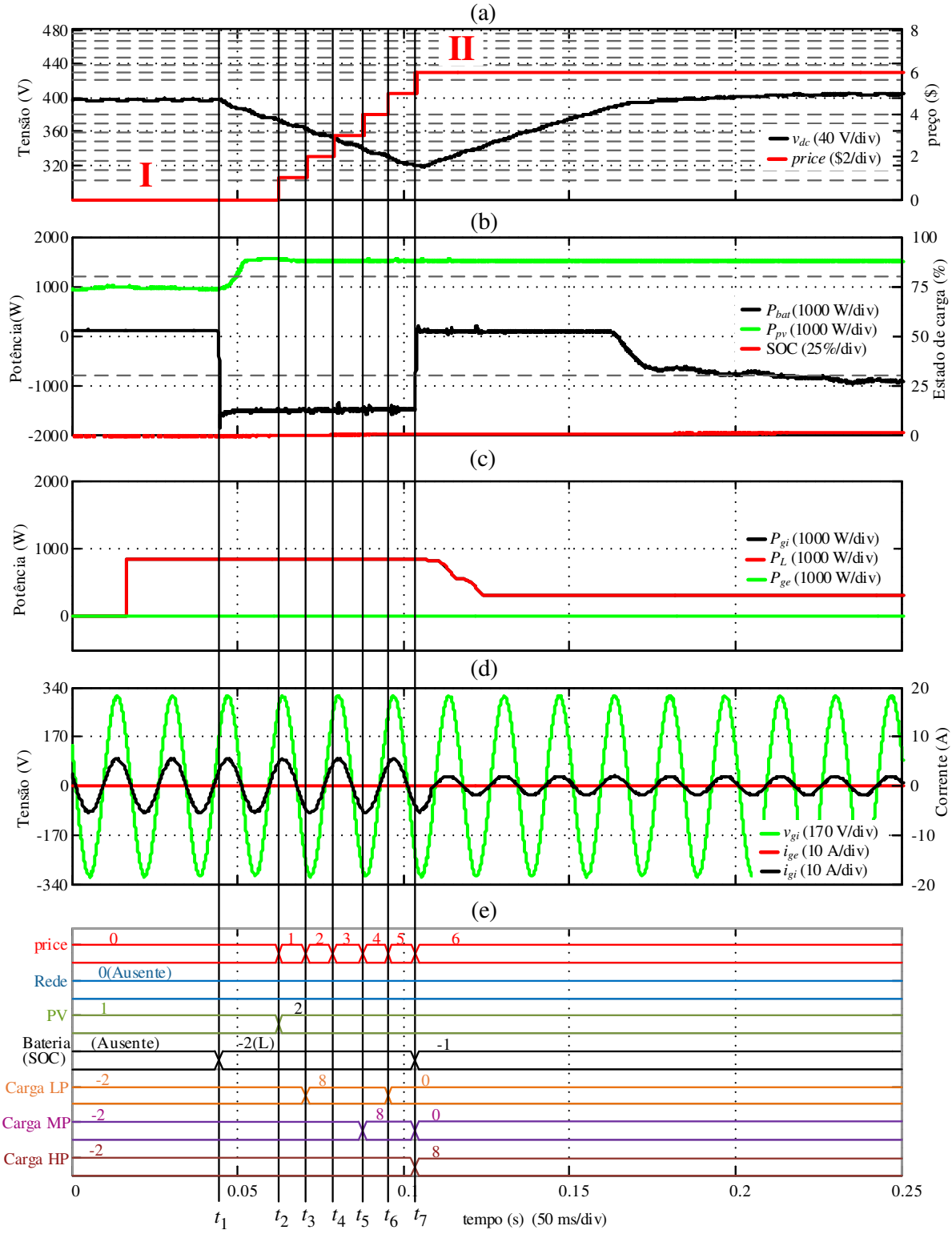
g) **Interpretação**: verifica-se nos resultados que as ações dos elementos estão de acordo com a definição de suas PRMs.

Figura 6.16 – Inclusão de bateria descarregada no sistema em modo autônomo – etapas relevantes: (a) antes da inclusão da bateria; (b) preço estável após a inclusão.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.17 – Inclusão de bateria descarregada no sistema em modo autônomo.



Fonte: próprio autor.

6.3.6 Outros resultados obtidos em modo autônomo

Estes resultados não demonstram o funcionamento do gerenciamento de potência em modo autônomo, mas foram obtidos nesse modo de operação.

6.3.6.1 Controle da tensão das baterias

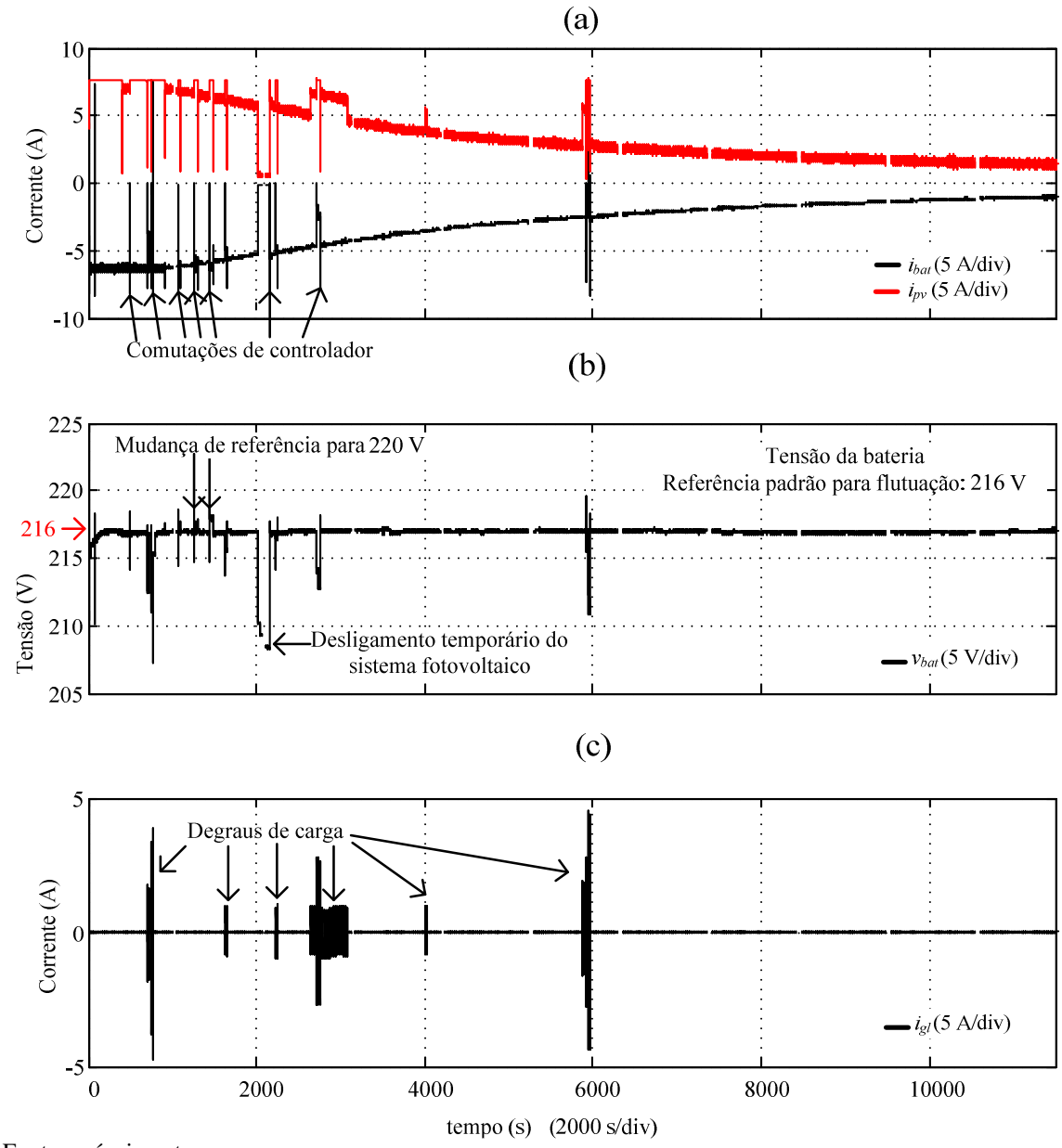
Nos resultados de carga e descarga da bateria, a capacidade da bateria utilizada no DSP é muito menor do que a real, para que os ensaios pudessem ser acelerados para a demonstração da estratégia de gerenciamento de potência. No ensaio de controle da tensão das baterias, apresentado na Figura 6.18, as baterias são ensaiadas com sua carga real. Nesse ensaio, demonstra-se que, para uma tensão de carga constante, a corrente máxima para carga da bateria diminui com a passagem do tempo.

a) **Cenário**: baterias são completamente carregadas, operando em modo flutuação;
b) **Objetivo**: observar o funcionamento do controle da tensão das baterias Figura 6.18(b), demostrando que a corrente máxima de carga diminui;
c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Rede elétrica***: desconectada;
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 1500W;
   - ***Cargas resistivas***: potências de 0 W (LP), 600 W (MP) e 300 W (HP);
   - ***Bateria***: operando com controle de tensão. A tensão de flutuação considerada é de 216 V;
   - ***Obtenção dos dados***: os dados foram obtidos através de osciloscópio programado com janela de tempo de 1000 s e agrupados posteriormente.
d) **Condição inicial**: estado de carga elevado; cargas desconectadas;
e) **Distúrbios**: são realizados vários distúrbios ao longo do ensaio: em alguns momentos, as cargas são conectadas, como se pode visualizar na Figura 6.18(c); em outros, a referência de tensão da bateria é modificada; e, em um momento, o sistema fotovoltaico é desconectado;
f) **Resultado**: durante a maior parte do ensaio, o conversor CC-CC PV opera em DCBVR, controlando a corrente de carga da bateria. Durante alguns degraus de carga, o sistema fotovoltaico passa a operar em MPPT, e as baterias passam a operar em modo carga DCBVR, com corrente inferior à máxima. Nessa situação, o

controlador da tensão da bateria opera em limite de saturação, com tensão inferior à tensão de controle (216 V);

g) **Comentários**: devido ao controle da tensão da bateria com referência de 216 V, verifica-se que a corrente máxima de carga da bateria diminui ao longo do tempo durante a operação com corrente constante. Essa corrente máxima, definida como $i_{chamax1}$ na Figura A.6 do Apêndice A, é o limite negativo ($u_{b,-}$) do saturador do controlador da tensão do barramento CC do conversor CC-CC das baterias (modo carga DCBVR (-1)).

Figura 6.18 – Carga da bateria com controle de tensão inserindo degraus de carga e de controle: (a) corrente da bateria e do sistema fotovoltaico; (b) tensão da bateria; (c) Corrente da carga CA.



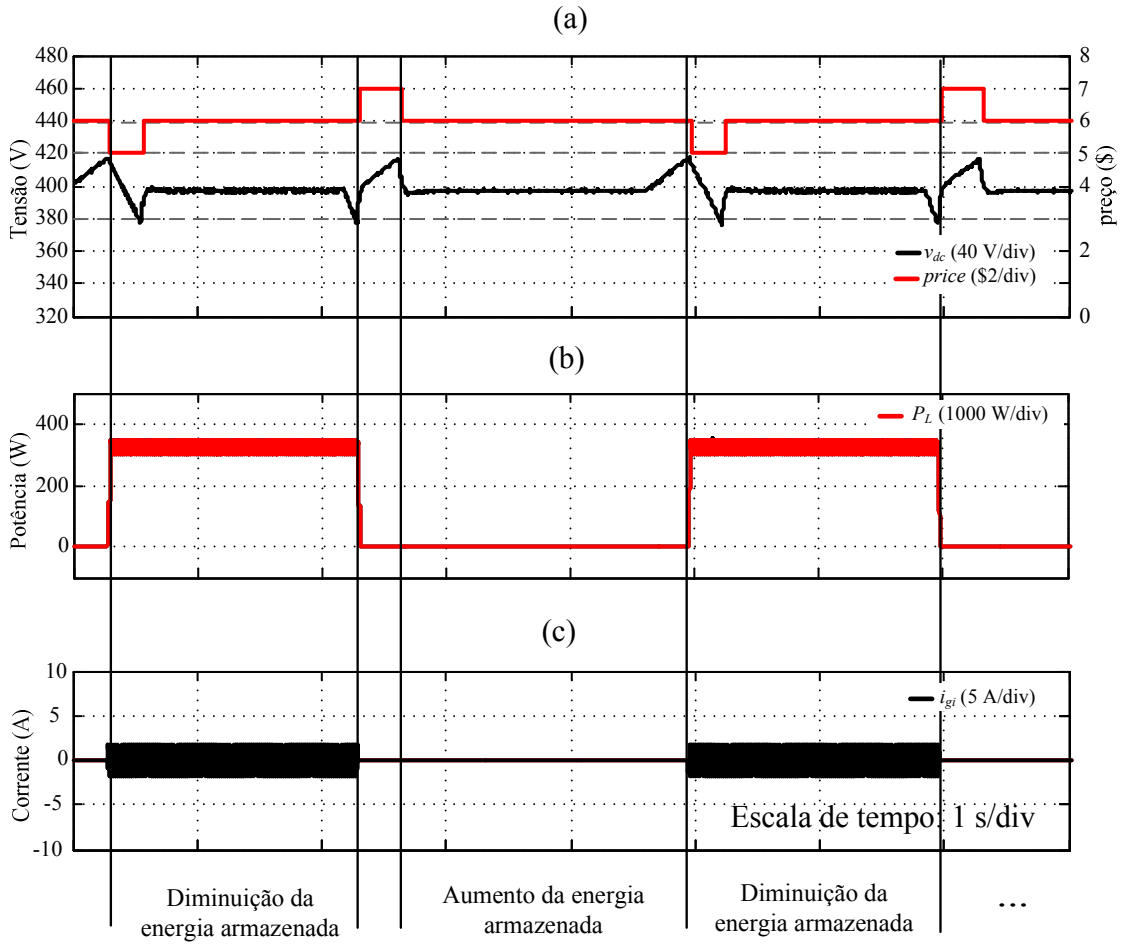
Fonte: próprio autor.

6.3.6.2 Oscilações cíclicas

No ensaio da Figura 6.19, é demonstrado o problema das oscilações cíclicas. A tensão do barramento CC e o preço são mostrados na Figura 6.19(a). São mostradas também a potência (Figura 6.19(b)) e a corrente (Figura 6.19(c)) das cargas conectadas na saída CA do CFM.

a) **Cenário**: sistema é projetado de maneira inadequada, de modo que ocorram as oscilações cíclicas;
b) **Objetivo**: demonstrar o fenômeno das oscilações cíclicas;
c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Rede elétrica***: desconectada;
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 200W;
   - ***Cargas resistivas***: utilizou-se uma carga com potência de 300 W que é desligada em *price* = \$7 e religada em *price* = \$5;
   - ***Bateria***: capacidade reduzida, de modo a mudar de nível de estado de carga em 2 segundos. Para demonstrar o problema das oscilações cíclicas, o conversor CC-CC da bateria não segue a PRM adotada nos outros ensaios.
d) **Condição inicial**: as oscilações independem da condição inicial;
e) **Distúrbios**: as oscilações independem da inserção de distúrbio;
f) **Resultado**: enquanto a carga está ligada, em *price* = \$6, ocorre redução da energia armazenada no sistema. Quando a bateria passa para um nível de carga inferior, a potência do sistema torna-se insuficiente, o preço aumenta para \$7, e a carga é desligada. Assim, o preço retorna para \$6, e a bateria é recarregada, aumentando a energia armazenada no sistema. Ao passar para um nível de estado de carga maior, ocorre excedente de potência no sistema, e o preço é reduzido para \$5, religando a carga. Essa oscilação é repetida indefinidamente;
g) **Interpretação**: o fenômeno das oscilações cíclicas pode ocorrer em caso de projeto inadequado do sistema. Para evitar as oscilações cíclicas, as cargas devem ser ligadas somente se o sistema apresentar energia suficiente para mantê-las conectadas durante um tempo mínimo. Essa função é realizada pelo sistema de gerenciamento de energia, que é hierarquicamente superior ao sistema de gerenciamento de potência.

Figura 6.19 – Demonstração do problema das oscilações cíclicas: (a) tensão do barraento CC e preço interno; (b) potência da carga; (c) corrente da carga.



Fonte: próprio autor.

6.4 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE MODO CONECTADO À REDE

Durante a operação em modo conectado à rede, as cargas do CFM implementado respondem ao preço da rede, pois estão conectadas no lado CA (Seção 5.4.4.1). A seguir são apresentados os resultados obtidos para demonstrar o funcionamento do gerenciamento de potência em modo conectado à rede. Os resultados são apresentados da maneira descrita na Seção 6.3.1.

6.4.1 Baterias com carga elevada. Rede torna-se cara e depois barata

Este resultado é apresentado na Figura 6.21, e suas etapas relevantes são apresentadas na Figura 6.20. Este ensaio apresenta duas partes: na primeira parte da figura (à esquerda), a

rede torna-se de normal (N) para cara (C). Na segunda parte (à direita), torna-se de cara (C) para barata (B).

a) **Cenário**:
   - *1ª parte***:** simula-se um horário de ponta, em que a energia da rede torna-se cara, e a energia da bateria é injetada na rede;
   - *2ª parte***:** simula-se o fim do horário de ponta, em que o preço da energia da rede torna-se barato.

b) **Objetivo**: verificar a injeção de energia das baterias na rede elétrica durante horário de ponta. Quando a energia da rede se torna barata, visualizar a mudança instantânea de modo inversor (-2) para retificador (2);

c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência de pico de cerca de 750W;
   - ***Cargas resistivas***: potências de 200 W (LP), 100 W (MP) e 300 W (HP). Para as cargas LP e MP, são utilizadas lâmpadas incandescentes;
   - ***Bateria***: utilizou-se a capacidade nominal da bateria. Opera com estado de carga elevado (H).

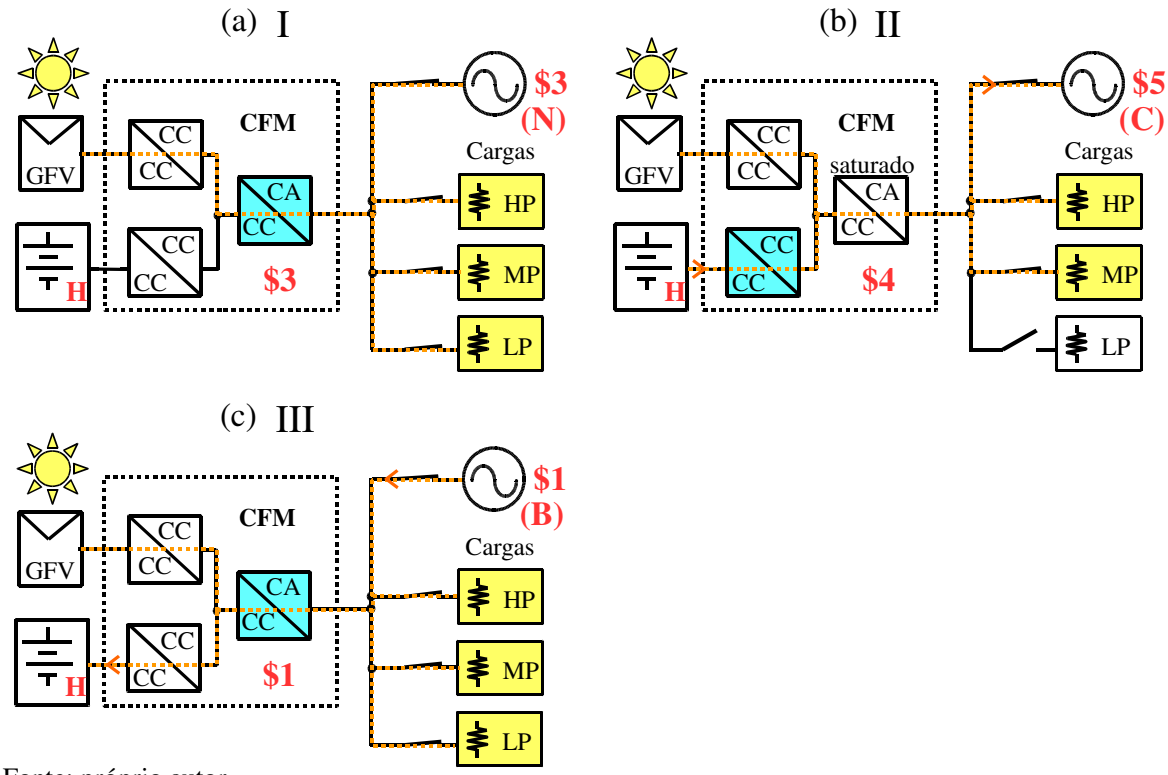
d) **Condições iniciais**:
   - *1ª parte*: a rede inicia com preço normal (N). Conversor CC-CA regula a tensão do barramento CC em *price* = $3;
   - *2ª parte*: condições iniciais iguais às condições finais da 1ª parte.

e) **Distúrbio**: a variável do preço da rede (B, N, C) é modificada no DSP;

f) **Resultado**:
   - *1ª parte*: no instante t_1, a energia da rede torna-se de normal (N) para cara (C) e a carga LP é desligada. Assim, em price = $3, o conversor CC-CA passa a operar como inversor com potência saturada em sua máxima (-2) sem regular a tensão do barramento CC. O preço torna-se estável em $4, enquanto as baterias operam em descarga DCBVR. Portanto, observa-se que a energia das baterias é injetada na rede;
   - *2ª parte*: no instante t_3, a energia da rede torna-se barata (B), e a carga LP é religada. Nesse instante, o conversor CC-CA torna-se retificador com corrente máxima (+2). Devido à abundância de energia, a tensão do barramento CC aumenta até o preço interno tornar-se estável em *price* = $1, em que o conversor

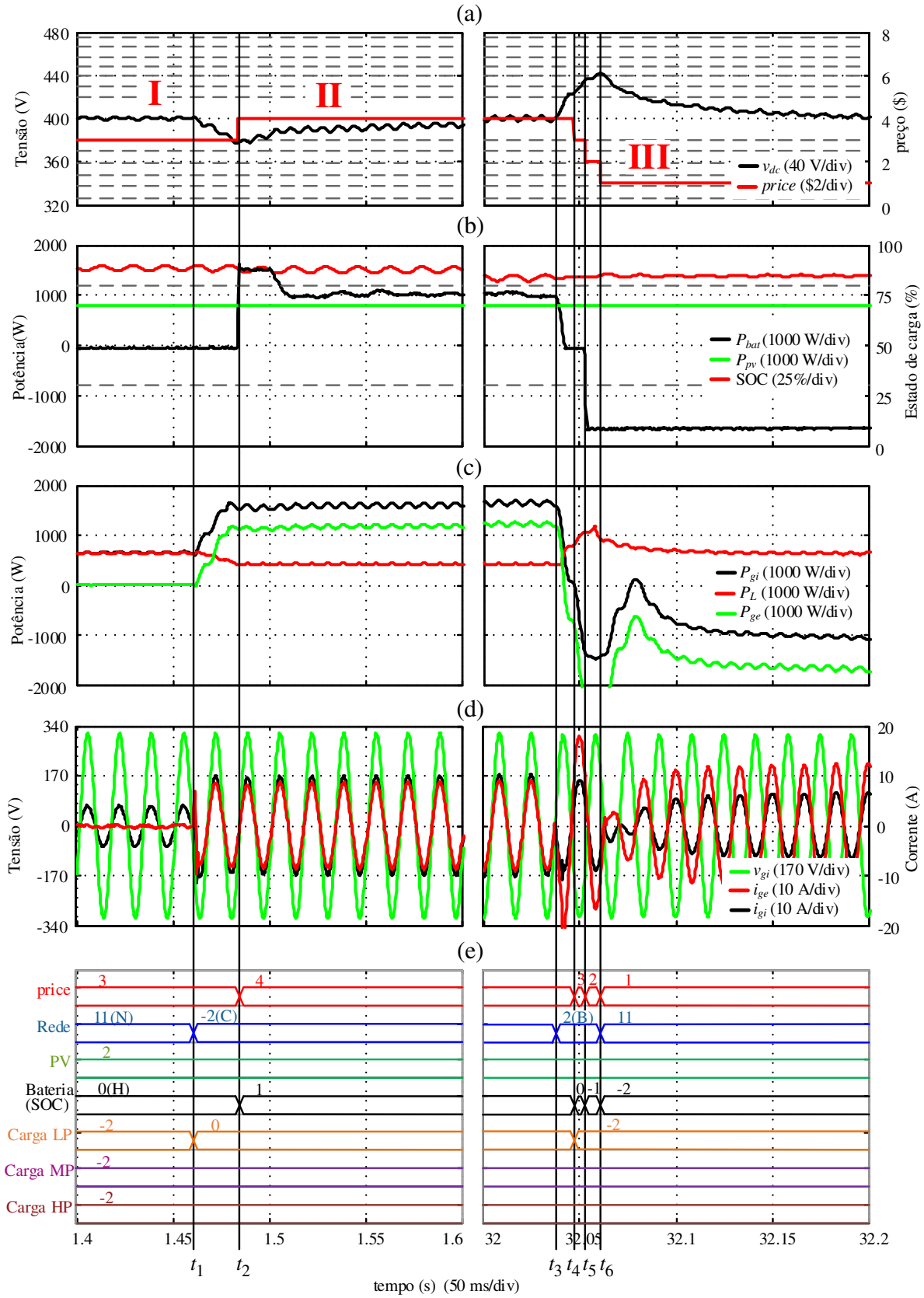
CC-CA opera em DCBVR (11). Assim, as baterias começam a operar em carga máxima (-2), obtendo energia da rede.

Figura 6.20 – Conectado à rede com SOC elevado e potência fotovoltaica intermediária – etapas relevantes: (a) I – rede normal; (b) II – rede cara; (c) III – rede barata.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.21 – Conectado à rede com SOC elevado e potência fotovoltaica intermediária. Preço da energia da rede muda de normal para caro em t_1, e de caro para barato em t_3.



Fonte: próprio autor.

6.4.2 Energia da rede torna-se cara, e baterias estão com carga intermediária

Este ensaio é apresentado na Figura 6.23 e suas etapas relevantes são mostradas na Figura 6.22. A bateria se encontra com estado de carga intermediário.

a) **Cenário**: simular a entrada em um horário de ponta, em que a energia da rede torna-se cara. Porém, a bateria se encontra em estado de carga intermediário;

b) **Objetivo**: comparar com o ensaio da Figura 6.21;

c) **Condições gerais do ensaio**:

- ***Sistema fotovoltaico***: potência de pico de cerca de 750W;
- ***Cargas resistivas***: potências de 100 W (LP), 200 W (MP) e 300 W (HP);
- ***Bateria***: utilizou-se a capacidade nominal da bateria. Opera com estado de carga intermediário (M).

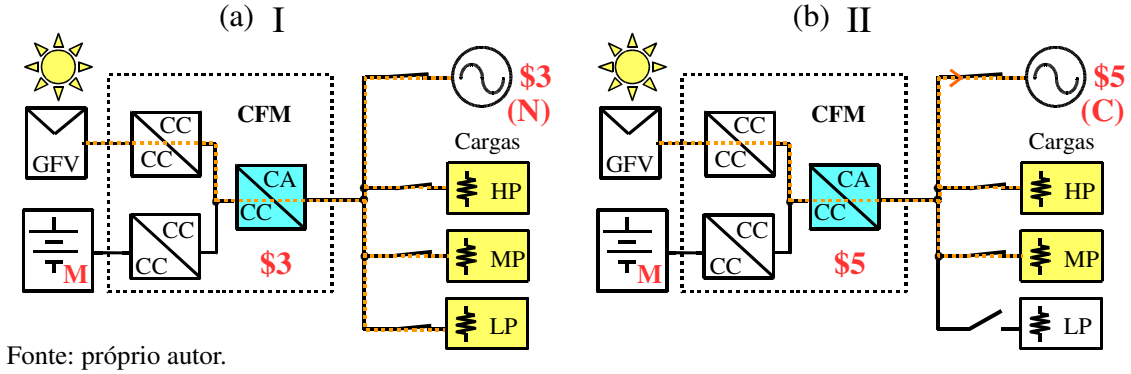
d) **Condições iniciais**: a rede inicia com preço normal. Conversor CC-CA regula a tensão do barramento CC em *price* = \$3. Todas as cargas estão ligadas;

e) **Distúrbio**: a variável do preço da rede é modificada para caro (C) no DSP, em t_1;

f) **Resultado**: após o preço da rede ser modificado para caro, o conversor CC-CA começa a operar como inversor com corrente máxima (-2) e a carga LP é desligada. Devido à escassez de energia no barramento CC, o preço é elevado para \$4 (em t_2) e depois para \$5, de modo que o conversor CC-CA passa a operar regulando a tensão do barramento CC (11), como inversor;

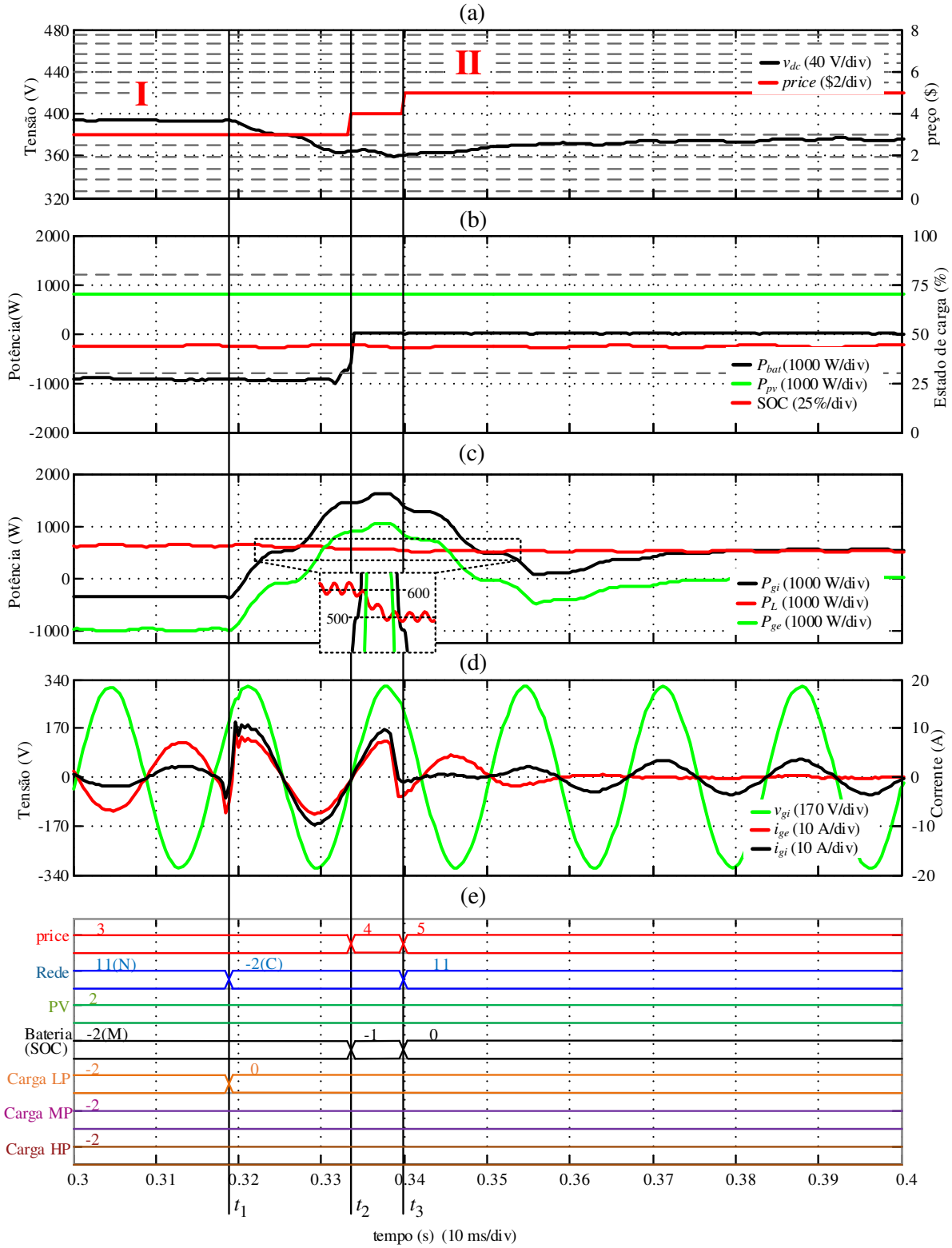
g) **Comentários**: diferentemente do ensaio da Figura 6.21, o preço estável é igual a \$5 quando a rede é cara, pois o conversor CC-CA não mais opera saturado no limite de sua potência.

Figura 6.22 – Conectado à rede com SOC intermediário e potência fotovoltaica intermediária. Etapas relevantes: (a) I – rede normal; (b) II – rede cara.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.23 – Conectado à rede com SOC intermediário e potência fotovoltaica intermediária. Preço da energia da rede muda de normal para caro em t_1.



Fonte: próprio autor.

6.4.3 Inclusão de geração fotovoltaica

Os resultados experimentais deste ensaio são apresentados na Figura 6.25. Suas etapas relevantes são mostradas na Figura 6.24.

a) **Cenário**: o gerador fotovoltaico é ligado ao CFM conectado à rede;

b) **Objetivo**: verificar os efeitos da limitação da potência dos conversores estáticos;

c) **Condições gerais do ensaio**:

- ***Sistema fotovoltaico***: potência de pico de cerca de 750W;
- ***Cargas resistivas***: potências de 100 W (LP), 200 W (MP) e 300 W (HP);
- ***Bateria***: opera com estado de carga reduzido (L) durante todo o ensaio;
- ***Rede***: opera com preço normal (N) durante todo o ensaio.

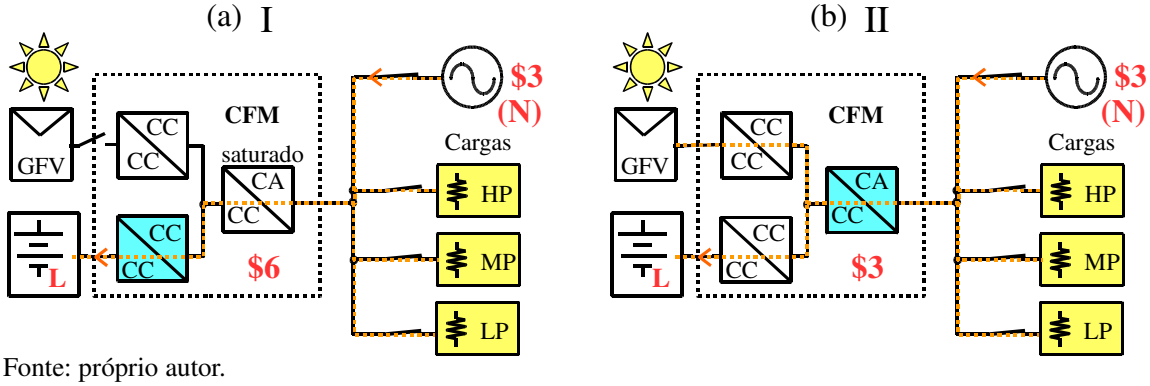
d) **Condições iniciais**: o sistema fotovoltaico está desconectado. As baterias são carregadas: o conversor CC-CA atua como retificador com potência máxima (+2), e o conversor CC-CC das baterias atua no modo carga DCBVR (-1), em *price* = \$6;

e) **Distúrbio**: o sistema fotovoltaico é conectado no instante t_1;

f) **Resultado**: ocorre um excedente de potência injetada no barramento CC. A tensão do barramento CC aumenta, e o preço é diminuído até o preço de equilíbrio (*price* = \$3), em que o conversor CC-CA passa a operar em DCBVR (em t_4);

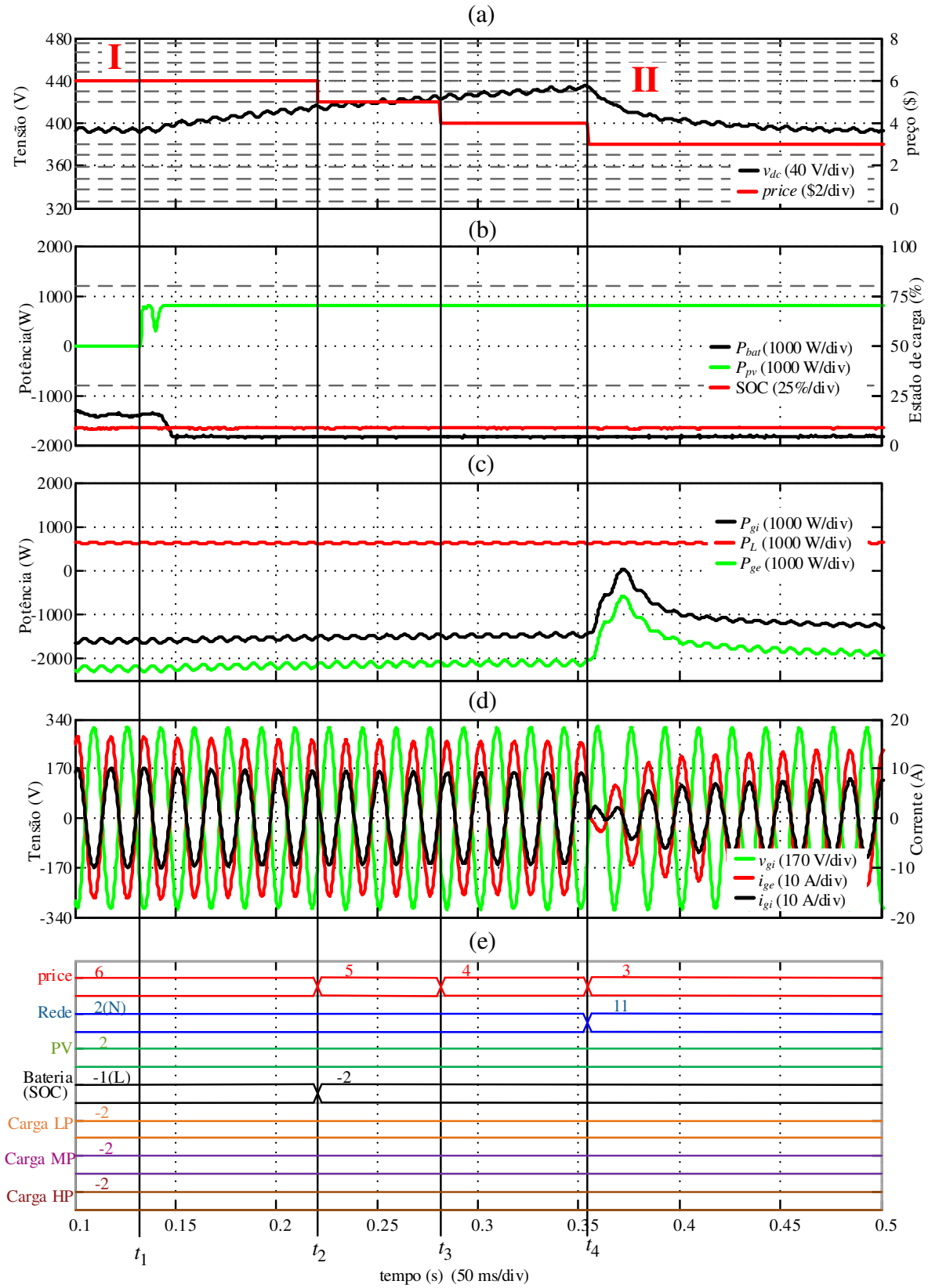
g) **Comentários**: inicialmente, o preço é igual a \$6 porque o conversor CC-CA opera saturado no limite de sua potência. Por outro lado, caso a potência máxima do conversor CC-CA fosse superior à potência máxima de carga da bateria, o preço seria igual a \$3. Assim, verifica-se que a estratégia proposta permite que o equilíbrio das potências seja atingido sem que a potência dos conversores seja conhecida, utilizando o preço interno como variável de controle.

Figura 6.24 – Conectado à rede com SOC reduzido. (a) I – antes da inclusão de gerador fotovoltaico; (b) II – após a inclusão do gerador fotovoltaico.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.25 – Conectado à rede com SOC reduzido. Preço da rede é normal. Sistema fotovoltaico é inserido no instante t_1.



Fonte: próprio autor.

6.4.4 Inicialização em modo conectado à rede

Este ensaio é apresentado na Figura 6.26.

a) **Cenário**: inicialização do CFM durante a noite, com baterias descarregadas;

b) **Objetivo**: observar a inicialização do sistema em modo conectado à rede, em uma situação que não é possível inicializar em modo autônomo, pois as baterias encontram-se descarregadas. Verifica-se também a robustez do gerenciamento de potência na ocorrência de uma falha nos controladores;

c) **Condições gerais do ensaio**:
   - ***Sistema fotovoltaico***: potência nula;
   - ***Cargas resistivas***: nulas;
   - ***Bateria***: utilizou-se a capacidade nominal da bateria. Opera com estado de carga reduzido (L) durante todo o ensaio;
   - ***Rede***: opera com preço normal (N) durante todo o ensaio. Dois resistores de 30 Ω são conectados entre os terminais F-F', e N-N', da Figura A.1 do Apêndice A, com o objetivo de pré-carregar o barramento CC através dos diodos retificadores do conversor CC-CA;

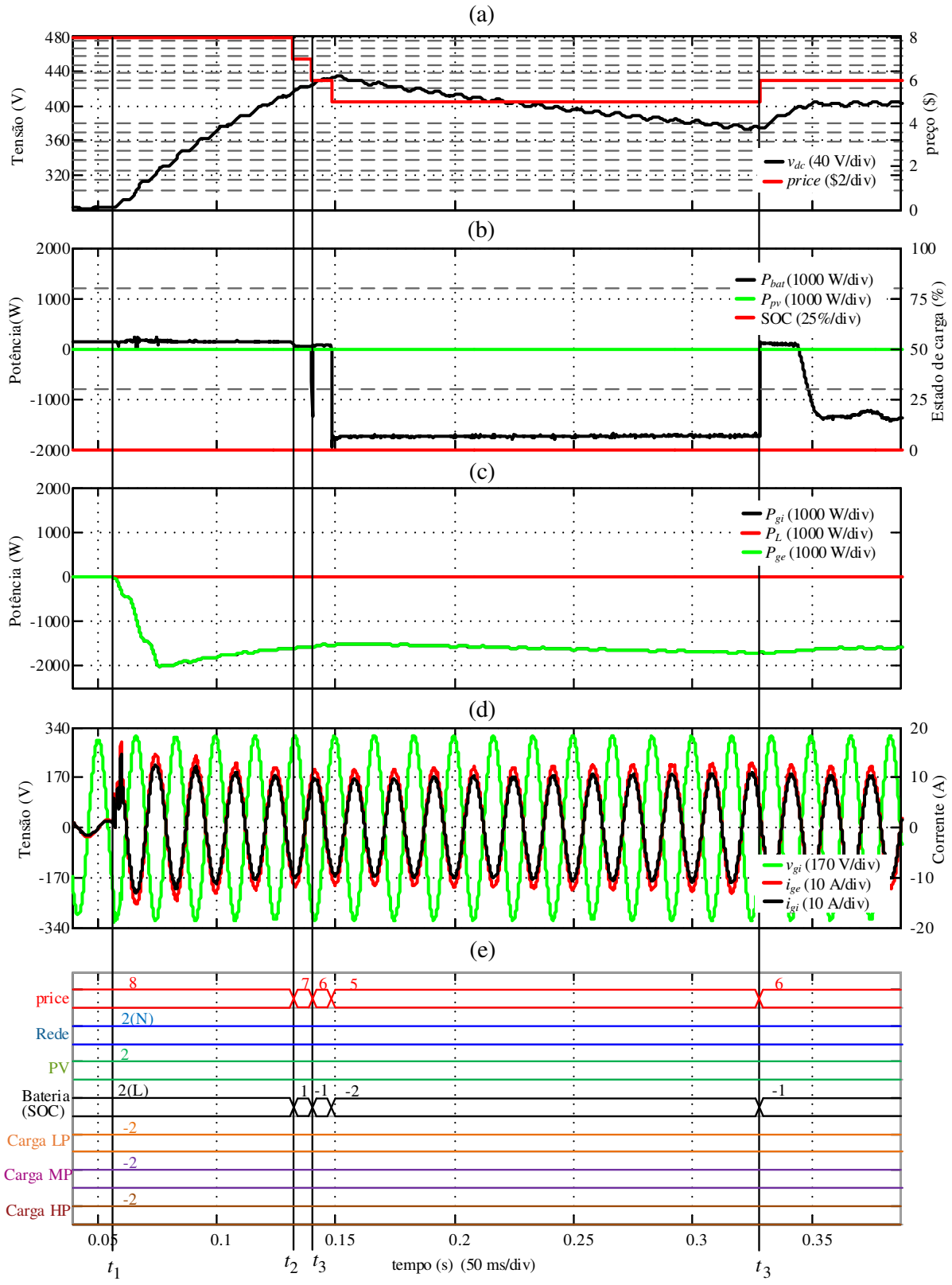
d) **Condições iniciais**: a rede está desconectada pelo CFM (chave S_{gdm} aberta). Barramento CC está pré-carregado com cerca de 280 V. Preço é definido em $8;

e) **Distúrbio**: o CFM é ligado no instante t_1, acionando a chave S_{GDM} e iniciando operação como retificador (-2);

f) **Resultado**: a tensão do barramento CC aumenta até o preço diminuir para $7 e $6, quando as baterias passam a operar como carga DCBVR (-1). Devido a uma falha na definição dos limites de saturação do controlador da tensão do barramento CC pelo conversor CC-CC das baterias, a corrente das baterias torna-se nula. Assim, o excedente de energia torna o preço igual a $5, e as baterias passam a operar com corrente de carga máxima. Por fim, causando a diminuição da tensão do barramento CC até o preço tornar-se igual a $6, que é o preço estável. O conversor CC-CC da bateria retorna a operar no modo -1, e o equilíbrio das potências é atingido;

g) **Comentários**: verifica-se que, neste caso, a estratégia de gerenciamento de potência opera mesmo na ocorrência de uma falha nos controladores dos elementos do sistema. No caso apresentado, o gerenciamento de potência também auxiliou na correção dessa falha.

Figura 6.26 – Inicialização em modo conectado à rede.



Fonte: próprio autor.

6.5 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE CONEXÃO COM A REDE

6.5.1 Baterias carregadas

Este ensaio é apresentado na Figura 6.28. As etapas mais relevantes são mostradas na Figura 6.27.

a) **Cenário**: CFM se conecta à rede durante o dia. Baterias estão carregadas, e a potência fotovoltaica máxima é superior ao consumo;

b) **Objetivo**: observar o aumento do preço interno de $0 para $3 após a conexão com a rede;

c) **Condições gerais do ensaio**:

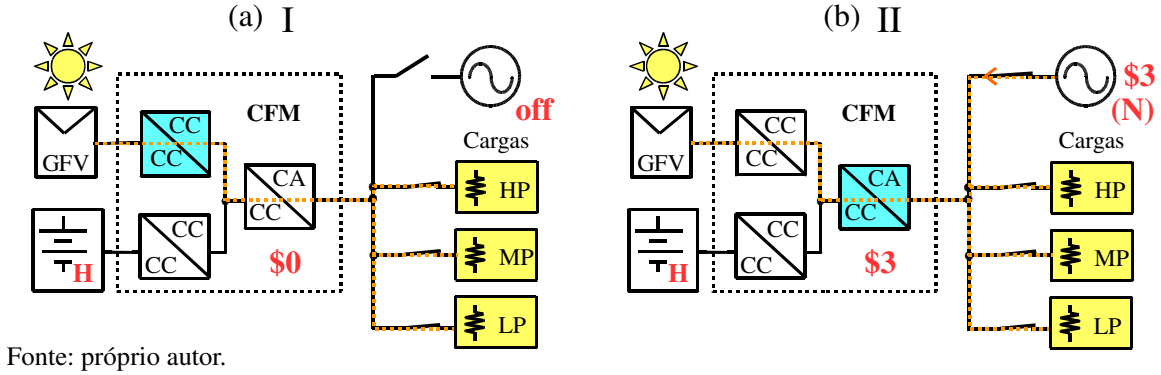
- ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 750 W;
- ***Cargas resistivas***: potências de 100 W (LP), 200 W (MP) e 300 W (HP);
- ***Baterias***: totalmente carregadas (H) durante todo o ensaio;
- ***Rede***: preço normal (N).

d) **Condições iniciais**: CFM está desconectado da rede. Devido ao excedente de potência gerada pelo sistema fotovoltaico, o preço inicial é $0;

e) **Distúrbio**: CFM se conecta à rede (processo automático);

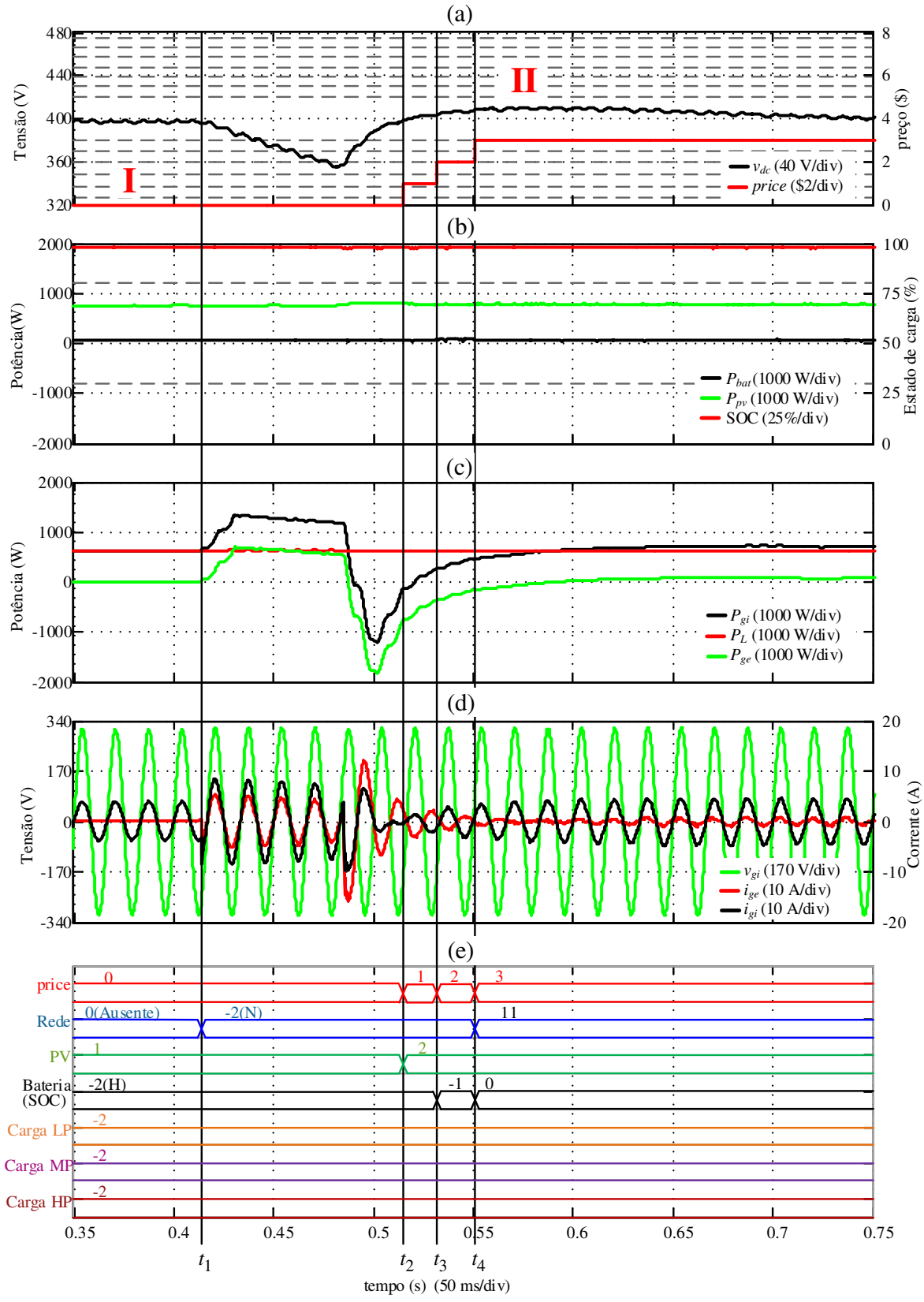
f) **Resultado**: conversor CC-CA começa a operar como inversor com corrente máxima (-2). A energia no barramento CC torna-se escassa, e o preço aumenta até $3 em t_4. Neste momento, o conversor CC-CA passa a operar em modo DCBVR (11) como inversor, e o equilíbrio de potências é atingido.

Figura 6.27 – Conexão com a rede com baterias carregadas. Etapas relevantes: (a) I – CFM desconectado da rede; (b) II – CFM conectado à rede.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.28 – Conexão com a rede com baterias carregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos.



Fonte: próprio autor.

6.5.2 Baterias descarregadas

Este ensaio é apresentado na Figura 6.30. As etapas mais relevantes são mostradas na Figura 6.29.

a) **Cenário**: CFM se conecta à rede durante o dia. Baterias estão descarregadas, e a potência fotovoltaica máxima é superior ao consumo;

b) **Objetivo**: observar a diminuição do preço interno de \$6 para \$3 após a conexão com a rede;

c) **Condições gerais do ensaio**:

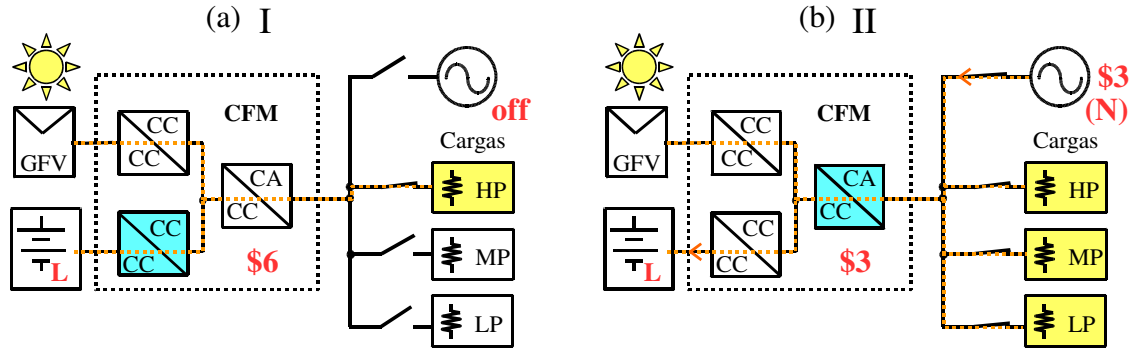
- ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima de 750 W;
- ***Cargas resistivas***: potências de 100 W (LP), 200 W (MP) e 300 W (HP);
- ***Bateria***: em nível de carga baixo (L) durante todo o ensaio;
- ***Rede***: preço normal (N).

d) **Condições iniciais**: CFM está desconectado da rede. Baterias operam em carga DCBVR no preço igual a \$6;

e) **Distúrbio**: CFM se conecta à rede (processo automático);

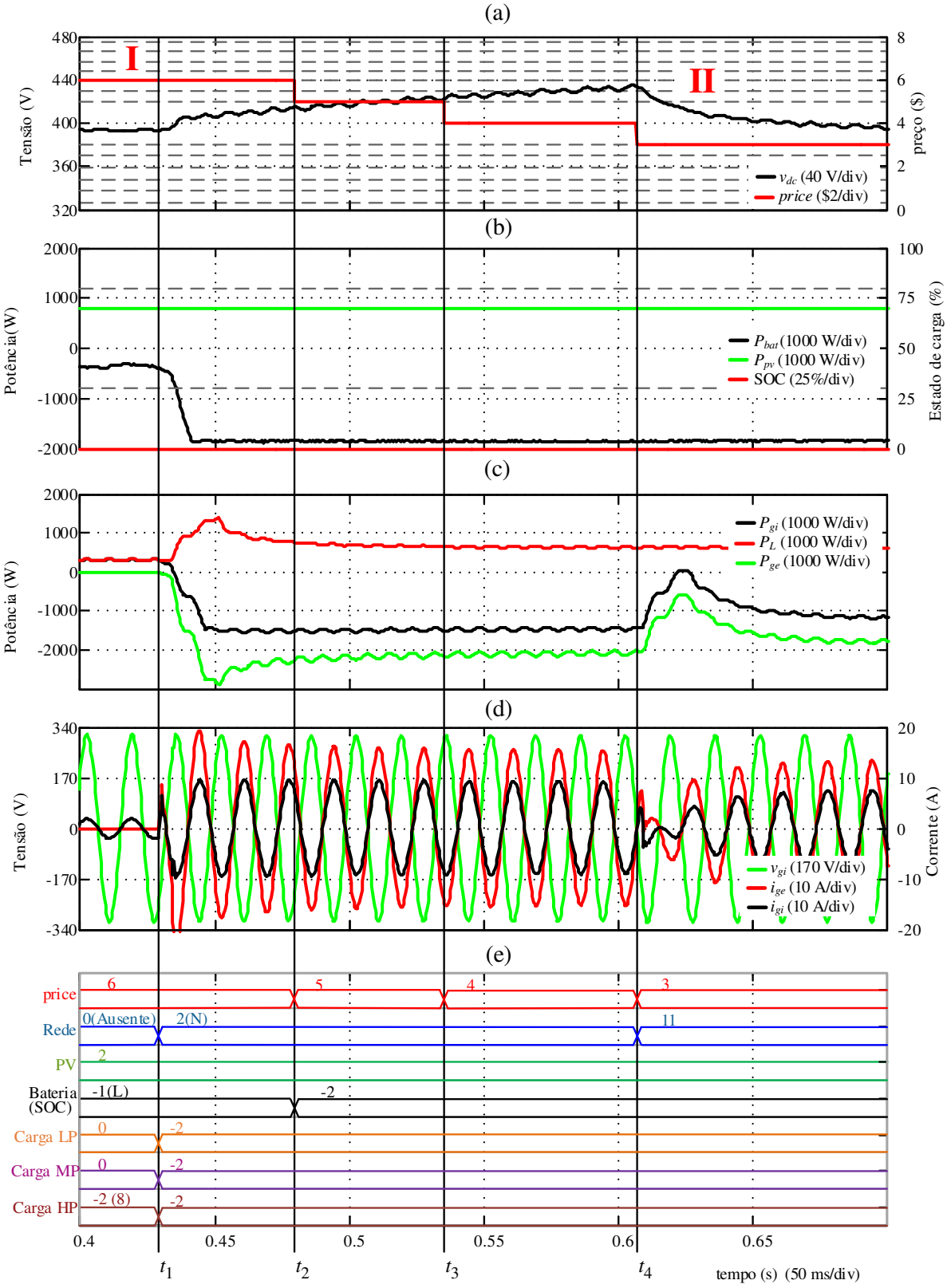
f) **Resultado**: conversor CC-CA começa a operar como retificador com corrente máxima (+2). A energia no barramento CC torna-se abundante, e o preço diminui para \$3 em t_4. Neste momento, o conversor CC-CA passa a operar em modo DCBVR (11) como retificador, e o equilíbrio de potências é atingido.

Figura 6.29 – Conexão com a rede com baterias descarregadas. Etapas relevantes: (a) I – CFM desconectado da rede; (b) II – CFM conectado à rede.



Fonte: próprio autor.

Figura 6.30 — Conexão com a rede com baterias descarregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos.



Fonte: próprio autor.

6.6 ENSAIOS PARA ANÁLISE DO DESEMPENHO DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA DURANTE DESCONEXÃO DA REDE

6.6.1 Baterias carregadas

Este ensaio é apresentado na Figura 6.31. As etapas mais relevantes são as mesmas da Figura 6.27.

a) **Cenário**: durante um dia ensolarado, CFM injeta energia fotovoltaica na rede, e as baterias estão carregadas. Devido a alguma falha na rede, o sistema passa a operar em modo autônomo;

b) **Objetivo**: observar a redução do preço interno de \$3 para \$0 devido ao excedente de potência no sistema após a transferência para modo autônomo;

c) **Condições gerais do ensaio**:

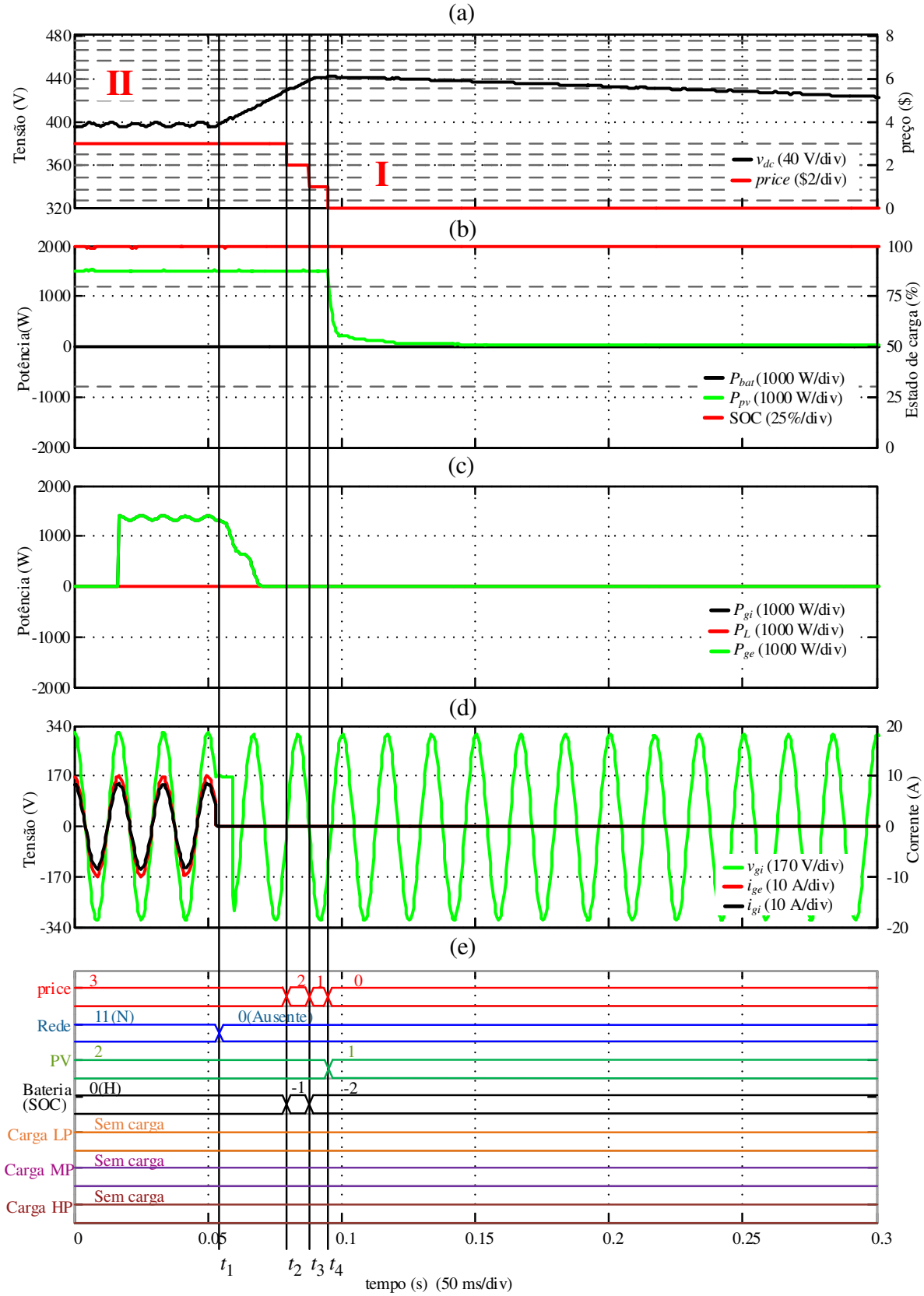
- ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima (1500 W);
- ***Cargas resistivas***: desconectadas;
- ***Baterias***: totalmente carregadas (H) durante todo o ensaio.

d) **Condições iniciais**: CFM está conectado à rede com preço normal (N). Conversor CC-CA controla a tensão do barramento CC injetando energia fotovoltaica na rede;

e) **Distúrbio**: disjuntor da rede é aberto;

f) **Resultado**: CFM detecta a falha na rede e inicia processo de desconexão da rede. Devido à abundância de energia injetada no barramento, a tensão v_{dc} aumenta até o preço tornar-se \$0. Assim, o sistema fotovoltaico começa a operar em DCBVR, e o equilíbrio das potências é atingido.

Figura 6.31 – Desconexão da rede com baterias carregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos.



Fonte: próprio autor.

6.6.2 Baterias descarregadas

Este ensaio é apresentado na Figura 6.32. As etapas mais relevantes são as mesmas da Figura 6.29.

a) **Cenário**: durante um dia ensolarado, CFM injeta energia fotovoltaica na rede, e as baterias estão descarregadas. Devido a alguma falha na rede, o sistema passa a operar em modo autônomo;

b) **Objetivo**: observar o aumento do preço interno de $3 para $6 devido à escassez de energia;

c) **Condições gerais do ensaio**:

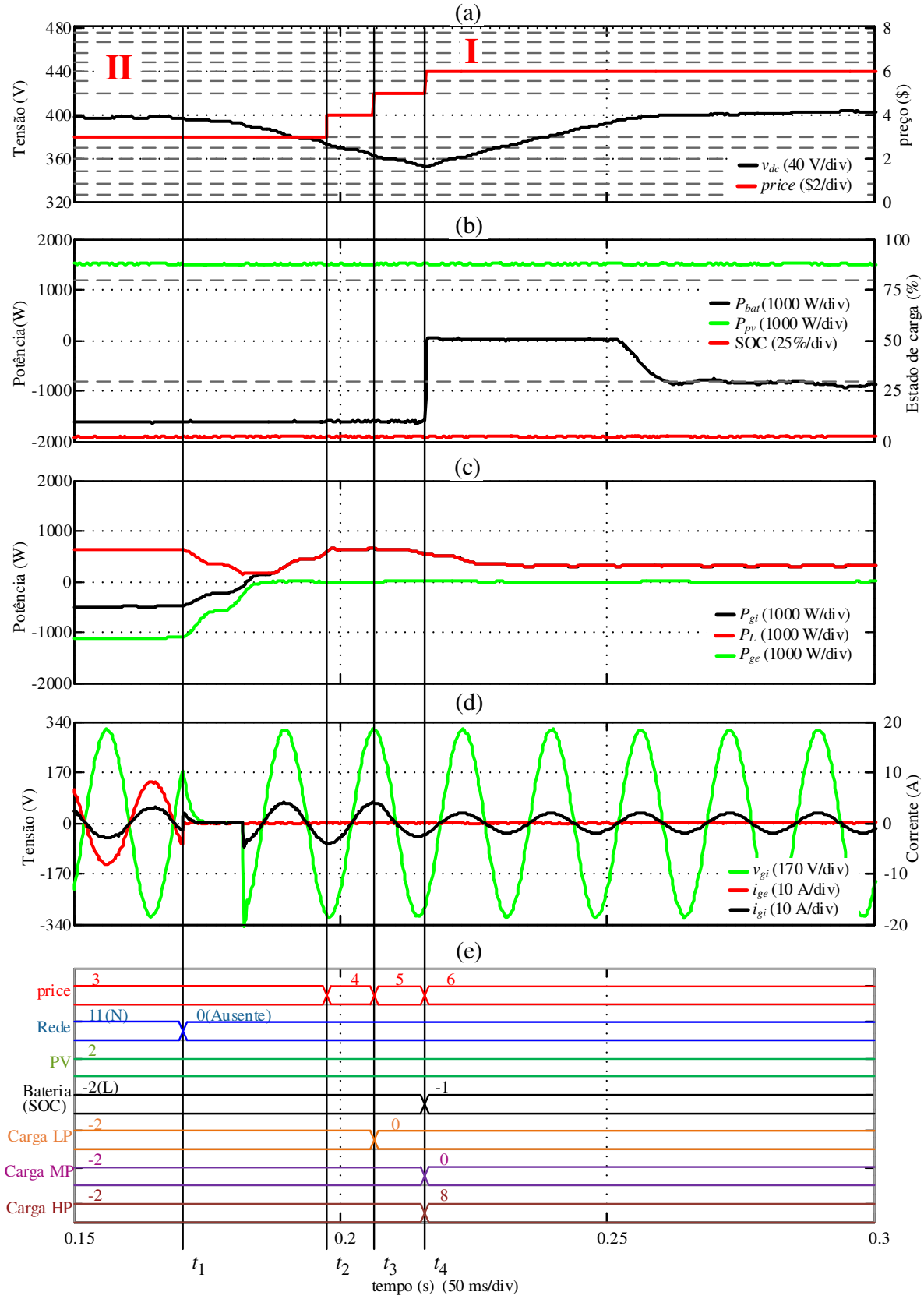
- ***Sistema fotovoltaico***: potência máxima (1500 W);
- ***Cargas resistivas***: potências de 100 W (LP), 200 W (MP) e 300 W (HP);
- ***Baterias***: totalmente descarregadas (L) durante todo o ensaio.

d) **Condições iniciais**: CFM está conectado à rede com preço normal (N). Conversor CC-CA controla a tensão do barramento CC operando como retificador para carregar as baterias;

e) **Distúrbio**: disjuntor da rede é aberto;

f) **Resultado**: CFM detecta a falha na rede e inicia processo de desconexão da rede. Devido à escassez de energia injetada no barramento, a tensão v_{dc} diminui até o preço tornar-se $6. As cargas LP e MP são desligadas durante o aumento do preço, a carga MP é desligada. Por fim, as baterias passam a operar em modo carga DCBVR, e o equilíbrio das potências é atingido.

Figura 6.32 – Desconexão da rede com baterias descarregadas: (a) tensão do barramento CC e preço interno; (b) potência do sistema fotovoltaico, potência e SOC da bateria; (c) potências no lado CA; (d) tensão da rede interna e correntes; (e) modos de operação dos elementos.



Fonte: próprio autor.

6.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, foram apresentados resultados experimentais com o objetivo de classificar o CFM implementado como “sem interrupção” e também para validar a estratégia de gerenciamento de potência proposta.

O CFM atendeu à classe 3 da IEC 62040-3 em todos os ensaios. O ensaio de curto-circuito da rede no ângulo de 0° foi o que apresentou o maior período de interrupção de fornecimento. Assim, o CFM implementado pode ser classificado como “sem interrupção”.

A estratégia de gerenciamento de potência proposta foi demonstrada em modo autônomo, conectado à rede e durante as transições entre esses modos. Comprovou-se que essa estratégia não necessita do conhecimento da potência dos conversores, pois o preço interno definido no barramento CC coordena automaticamente o equilíbrio das potências, de acordo com a resposta ao preço dos elementos.

7 CONCLUSÃO

Esta tese apresentou diversas contribuições relacionadas ao tema de sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia. O equipamento que integra o sistema fotovoltaico, bateria, as carga e se conecta à rede elétrica é denominado de conversor fotovoltaico multifuncional (CFM). Um CFM foi implementado para demonstrar experimentalmente as principais propostas do trabalho, que foram separadas em quatro capítulos.

No capítulo 2, foram propostas classificações de CFMs. As classificações propostas são importantes para organizar o tema de conversores fotovoltaicos multifuncionais e delimitar as aplicações dos CFMs a serem desenvolvidos pela indústria. As classificações relacionadas à configuração foram definidas baseando-se em configurações de fontes ininterruptas de energia: espera passiva, dupla conversão, interativa com a rede. Foram também definidas duas classes relacionadas à continuidade de fornecimento de energia às cargas: “sem interrupção” e “com interrupção”. Analisando qualitativamente as configurações, verificou-se que a configuração de dupla conversão pode ser sempre classificada como “sem interrupção” e, por isso, pode ser empregada quando se necessita elevada confiabilidade de fornecimento de energia. Por outro lado, as configurações de espera passiva e interativa com a rede são sempre “com interrupção” quando é obrigatório o requisito de suportabilidade a subtensões decorrentes de faltas (LVFRT). Porém, é possível tornar essas configurações “sem interrupção” quando esse requisito não é obrigatório e um controle adequado é realizado durante as transferências de modo de operação.

No capítulo 3, foram apresentadas recomendações técnicas de compatibilidade com a rede e com as cargas para CFMs, baseando-se em normas existentes. Dentre as questões analisadas, destaca-se a análise das faixas de tensão e frequência para operação do CFM. Várias normas foram analisadas, de modo a adequar os requisitos de compatibilidade com a rede com os requisitos de compatibilidade com as cargas em função da configuração do CFM. Por fim, foram recomendados ensaios de resposta transitória do CFM a fim de classificá-lo como “sem interrupção”. Esses ensaios foram aplicados ao CFM implementado, que pôde ser classificado como “sem interrupção” mesmo sendo da configuração de espera passiva.

No capítulo 4, foram analisadas normas existentes relacionadas à segurança contra fogo e choque elétrico que poderiam ser aplicadas a CFMs. Alguns conflitos entre essas normas foram observados, e recomendações técnicas para CFMs foram apresentadas. Por fim, foram analisados problemas relacionados à corrente de fuga de CFMs sem transformador,

com o objetivo de diferenciar a corrente de fuga normal da corrente residual resultante de faltas e propor métodos para manter a alimentação das cargas durante situação de faltas. Essas questões foram demonstradas experimentalmente com o CFM implementado.

As análises realizadas nos capítulos 3 e 4 permitem a comparação de diversas configurações e topologias de CFM, considerando a sua aplicação, o custo, proteções necessárias, etc. Por isso, podem ser muito importantes para a escolha preliminar da configuração e topologia pelos projetistas dos equipamentos. Além disso, as recomendações técnicas apresentadas podem servir de base para a elaboração de requisitos de normas técnicas aplicadas a sistemas fotovoltaicos conectados à rede com armazenamento de energia.

No capítulo 5, foi proposta uma nova estratégia para gerenciamento da potência de CFMs. Nessa estratégia, o barramento CC é considerado um ambiente de mercado onde os elementos (fontes e cargas) compram ou vendem potência e um preço interno é definido em função da escassez de energia. Cada elemento do sistema apresenta uma matriz de resposta ao preço (PRM), onde se obtém o seu modo de operação em função do seu valor intrínseco da energia e do preço interno calculado no barramento CC. Essas PRMs são calculadas a partir de dados de entrada fornecidos pelo sistema de gerenciamento de energia ou pelo usuário. A estratégia de gerenciamento de potência proposta foi demonstrada experimentalmente a partir do CFM implementado. As principais vantagens da estratégia de gerenciamento de potência proposta são:

a) permite que a tensão do barramento CC seja controlada por um único conversor estático por vez, simplificando o sistema de controle;
b) não necessita do conhecimento da potência instantânea dos conversores estáticos, pois o equilíbrio das potências é controlado pelo preço interno;
c) pode ser facilmente compreendida por usuários e projetistas, pois a dinâmica de preços de mercado faz parte do cotidiano das pessoas;
d) permite escalabilidade, pois novos elementos podem ser incluídos no sistema somente com o recálculo das PRMs;
e) permite a integração com um gerenciamento de energia de nível hierárquico superior, que deve controlar as cargas e dados de entrada das PRMS.

Por fim, destaca-se que essa estratégia de gerenciamento de potência pode ser aplicada não somente a CFMs, mas também para outros tipos de micro/nanorredess que apresentem armazenamento de energia de curto prazo, como um barramento CC. O preço interno deve ser definido nesse armazenador e distribuído para todos os elementos do sistema para que o equilíbrio das potências seja atingido.

7.1 PUBLICAÇÕES DERIVADAS DO TRABALHO

As seguintes publicações a seguir são derivadas desta tese.

Publicações em periódicos e revistas:

BELLINASO, L. V.; SCHWERTNER, C. D.; MICHELS, L. **Price-based power management of off-grid photovoltaic systems with centralised dc bus.** IET Renewable Power Generation, v. 10, n. 8, p. 1132–1139, 2016.

BELLINASO, L.; MICHELS, L. **Conversores fotovoltaicos multifuncionais - Classificação e requisitos de compatibilidade com a rede e com as cargas.** Eletrônica de Potência, v. 21, n. 2, p. 126–137, 1 maio 2016.

BELLINASO, L. V.; MICHELS, L. . **Inversores fotovoltaicos híbridos: a integração de inversores conectados à rede e no-breaks.** RBS Magazine - Revista Brasileira de Energia Solar, p. 17 - 19, 01 mar. 2016.

Artigos completos publicados em anais de congressos e seminários:

BELLINASO, L. V.; MICHELS, L. Gerenciamento de energia multi-agente aplicado a sistemas com barramento CC centralizado. In: Seminário de Eletrônica de Potência e Controle. **Anais…**. Santa Maria: 2015.

BELLINASO, L. V.; MICHELS, L.. Inversores fotovoltaicos híbridos com armazenamento de energia em baterias classificação, modos de operação e princípios de funcionamento. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais…**, Belo Horizonte: 2016.

7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Alguns trabalhos futuros são sugeridos. Relacionado às recomendações técnicas de compatibilidade com a rede, com as cargas e à segurança de CFMs (capítulo 4), sugere-se:

a) analisar a necessidade de aplicar os requisitos de LVFRT para CFMs, sendo que o CFM não opera somente como inversor, mas também como carga;
b) desenvolver um dispositivo de proteção contra corrente residual (RCMU) que opere adequadamente para CFMs, evitando a desconexão das cargas com a utilização da bateria.

Relacionado ao gerenciamento de potência baseado em preço interno, sugere-se

a) desenvolver um sistema de gerenciamento de energia que opere em conjunto com o gerenciamento de potência proposto;

b) tornar o sistema de gerenciamento de potência adaptativo, considerando preços de compra e venda variáveis. Para isso, é necessário implementar o algoritmo de cálculo das PRMs dentro do DSP que controla o sistema;
c) implementar o gerenciamento de potência a outros tipos de sistemas, considerando:
   - outras configurações de CFMs: dupla conversão, sistemas com acoplamento CA;
   - sistemas híbridos com mais várias fontes de geração, como diesel, eólica e hidráulica.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABB. **REACT-3.6/4.6-TL**. Disponível em: <http://new.abb.com/power-converters-inverters/solar/photovoltaic-energy-storage/react-3-6kw-4-6kw>. Acesso em: 19 jan. 2017.

ADIKA, C. O.; WANG, L. Demand-Side Bidding Strategy for Residential Energy Management in a Smart Grid Environment. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 4, p. 1724–1733, jul. 2014.

ADVANCED ENERGY INDUSTRIES. Understanding Potential Induced Degradation. **White Paper - AE**, 2013.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica. **PRODIST - revisão 7**, 2015a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Tarifa Branca**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>. Acesso em: 2 jun. 2016b.

AMERICAN ZETTLER INC. **AZSR235/250 - Miniature power relayDatasheet**. [s.l: s.n.].

AN, L. N.; QUOC-TUAN, T.; SEDDIK, B. Control strategies of a hybrid PV-diesel-battery system in different operation modes. **2013 IEEE Grenoble Conference**, p. 1–6, jun. 2013.

ARAÚJO, S. V.; ZACHARIAS, P.; SAHAN, B. Novel grid-connected non-isolated converters for photovoltaic systems with grounded generator. **PESC Record - IEEE Annual Power Electronics Specialists Conference**, p. 58–65, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Instalações elétricas em baixa tensão. **NBR 5410**, 2004a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Conversor a semicondutor - Sistema de alimentação de potência ininterrupta , com saída em corrente alternada (nobreak) - Terminologia. **NBR 15014**, p. 1–5, 2004b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Conversor a semicondutor - Sistema de alimentação de potência ininterrupta com saída em corrente alternada (nobreak) - Segurança e desempenho. **NBR 15204**, 2005.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Sistemas fotovoltaicos - classificação. **NBR 11704**, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. **NBR IEC 62116**, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Sistemas fotovoltaicos (FV) – Características da interface de conexão coma rede de distribuiçãoNBR 16149**, 2013a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Equipamento de tecnologia da informação — Características de radioperturbação — Limites e métodos de medição. **ABNT NBR IEC/CISPR 22**, 2013b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade. **NBR 16150**, 2013c.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. Dispositivos de manobra e controle de baixa tensão. Parte 6.1 - Equipamentos com funções múltiplas - Equipamentos de comutação de transferência. **NBR IEC 60947-6-1**, 2015.

BAMBANG, R. T.; R, A. S.; DRONKERS, C. J. Energy Management of Fuel Cell/Battery/Supercapacitor Hybrid Power Sources Using Model Predictive Control. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 3203, n. 4, p. 1–1, 2014.

BEKIAROV, S. B.; EMADI, A. Uninterruptible power supplies: classification, operation,dynamics, and control. In: APEC. Seventeenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, **Anais…,** v. 1, n. c, p. 597–604, 2002.

BELLINASO, L. V.; SCHWERTNER, C. D.; MICHELS, L. Price-based power management of off-grid photovoltaic systems with centralised dc bus. **IET Renewable Power Generation**, v. 10, n. 8, p. 1132–1139, 2016.

BINETTI, G.; DAVOUDI, A.; NASO, D.; TURCHIANO, B.; LEWIS, F. L. A distributed auction-based algorithm for the nonconvex economic dispatch problem. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 2, p. 1124–1132, 2014.

BLETTERIE, B.; BRÜNDLINGER, R.; HABERLIN, H.; BAUMGARTNER, F. P.; SCHMIDT, H.; BURGER, B.; KLEIN, G.; ALONSO-ABELLA, M. Redefinition of the European Efficiency - Finding the Compromise Between Simpliity and Accuracy. In: 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. **Anais**...2008

BOTTERON, F.; PINHEIRO, H. A three-phase UPS that complies with the standard IEC 62040-3. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 54, n. 4, p. 2120–2136, 2007.

BOWER, W.; WHITAKER, C.; ERDMAN, W.; BEHNKE, M.; FITZGERALD, M. **Performance test protocol for evaluating inverters used in grid-connected photovoltaic systems.** Sandia National Laboratories, , 2004. Disponível em: <http://www.energy.ca.gov/renewables/02-REN-1038/documents/2004-12-01_INVERTER_TEST.PDF>

BRANDAO, D. I.; MARAFAO, F. P.; SIMOES, M. G.; POMILIO, J. A. **Considerations on the modeling and control scheme of grid connected inverter with voltage support capability**. In: 2013 Brazilian Power Electronics Conference. **Anais**...out. 2013

BRYAN, J.; DUKE, R.; ROUND, S. Decentralized generator scheduling in a nanogrid using DC bus signaling. **IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004.**, v. 2, p. 977–982, 2004.

BURGER, B.; RÜTHER, R. Inverter sizing of grid-connected photovoltaic systems in the light of local solar resource distribution characteristics and temperature. **Solar Energy**, v. 80, p. 32–45, 2006.

CALAIS, M.; AGELIDIS, V. G.; MEINHARDT, M. Multilevel converters for single-phase grid connected photovoltaic systems: an overview. **Solar Energy**, v. 66, n. 5, p. 325–335, ago. 1999.

CALIFORNIA ENERGY COMMISSION; CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES

COMMISSION. Recommendations for Utility Communications with Distributed Energy Resources (DER) Systems with Smart Inverters. **SIWG Rule 21 Phase 2 Recommendations for the CPUC**, 2015.

CALIFORNIA INSTRUMENTS. EOS1 / EOS3 Option Electronic Output Switch for IEC 61000-4-11 - AC Source Compliance. **Aplication Note #121A**, 2004.

CANDIDO, D. B.; MICHELS, L.; HEY, H. L. **Integrated control of a stand-alone photovoltaic system based on decentralized DC-DC converters**. In: 2010 IEEE International Symposium on Industrial Electronics. **Anais**...jul. 2010

CAO, J.; SCHOFIELD, N.; EMADI, A. Battery balancing methods: A comprehensive review. In: 2008 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC 2008, **Anais…**, p. 3–8, 2008.

CARDOSO, R.; CAMARGO, R. F.; PINHEIRO, H.; PINHEIRO, J. R. Estruturas de sincronismo monofásica e trifásica baseadas no filtro de kalman. **Revista Controle & Automação**, v. 17 nº4, n. 4, p. 21, 2006.

CHEN, C.; DUAN, S.; CAI, T.; LIU, B.; HU, G. Smart energy management system for optimal microgrid economic operation. **IET Renewable Power Generation**, v. 5, n. 3, p. 258, 2011.

CHEN, C. L.; WANG, Y.; LAI, J. S.; LEE, Y. S.; MARTIN, D. Design of parallel inverters for smooth mode transfer microgrid applications. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 25, n. 1, p. 6–15, 2010.

CHIANG, H. C.; MA, T. T.; CHENG, Y. H.; CHANG, J. M.; CHANG, W. N. Design and implementation of a hybrid regenerative power system combining grid–tie and uninterruptible power supply functions. **IET Renewable Power Generation**, v. 4, n. 1, p. 85, 2010.

CLASTRES, C.; HA PHAM, T. T.; WURTZ, F.; BACHA, S. Ancillary services and optimal household energy management with photovoltaic production. **Energy**, v. 35, n. 1, p. 55–64, jan. 2010.

COMITATO ELETTROTECNICO ITALIANO. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica. **CEI 0-21**, 2013.

DAS, M.; AGARWAL, V. **A novel control strategy for stand-alone solar PV systems with enhanced battery life**. 2014 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC 2014. **Anais**...mar. 2014

DEINDL, M.; BLOCK, C.; VAHIDOV, R.; NEUMANN, D. Load Shifting Agents for Automated Demand Side Management in Micro Energy Grids. In: 2008 Second IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems, **Anais…** p. 487–488, out. 2008.

DIMEAS, A.; HATZIARGYRIOU, N. Operation of a multiagent system for microgrid control. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 20, n. 3, p. 1447–1455, 2005.

DRAGICEVIC, T.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; SKRLEC, D. Supervisory Control of an Adaptive-Droop Regulated DC Microgrid With Battery Management Capability. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 2, p. 695–706, fev. 2014.

DURYEA, S.; ISLAM, S.; LAWRANCE, W. **A battery management system for stand alone photovoltaic energy systems**. In: Conference Record of the 1999 IEEE Industry Applications

Conference. Thirty-Forth IAS Annual Meeting. **Anais**...1999

EGHTEDARPOUR, N.; FARJAH, E. Distributed charge/discharge control of energy storages in a renewable-energy-based DC micro-grid. **IET Renewable Power Generation**, v. 8, n. 1, p. 45–57, 2014.

ESRAM, T.; CHAPMAN, P. L. Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 22, n. 2, p. 439–449, jun. 2007.

FAKHAM, H.; LU, D.; FRANCOIS, B. Power Control Design of a Battery Charger in a Hybrid Active PV Generator for Load-Following Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 1, p. 85–94, jan. 2011.

FIGUEIRA, H. H.; HEY, H. L.; SCHUCH, L.; RECH, C.; MICHELS, L. **Brazilian grid-connected photovoltaic inverters standards: A comparison with IEC and IEEE**. In: 2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE). **Anais**...jun. 2015

FIGUEREDO, R. S.; BET, I. **Sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia para operação isolada e conectada à rede**. In: VI Congresso Brasileiro de Energia Solar. **Anais**...2016

FIGUEREDO, R. S.; CAROLINE, K.; CARVALHO, M. DE; RAJAI, N.; AMA, N.; JUNIOR, L. M.; ELETRÔNICA, P. H. B.; AROABA, L. R.; SÃO, C. E. P.; SP, P. Leakage Current Minimization Techniques for Single-Phase Transformerless Grid-Connected Pv Inverters - an Overview. In: Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência. **Anais…** p. 517–524, 2013.

FREIJEDO, F. D.; DOVAL-GANDOY, J.; LOPEZ, O.; MARTINEZ-PENALVER, C.; YEPES, A. G.; FERNANDEZ-COMESANA, P.; MALVAR, J.; NOGUEIRAS, A.; MARCOS, J.; LAGO., A. **Grid-synchronization methods for power converters**. In: 2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics. **Anais**...nov. 2009

FRONIUS GMBH. **Symo hybrid inverters**. Catálogo [s.l: s.n.].

GU, B.; DOMINIC, J.; LAI, J. S.; CHEN, C. L.; LABELLA, T.; CHEN, B. High reliability and efficiency single-phase transformerless inverter for grid-connected photovoltaic systems. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 5, p. 2235–2245, 2013.

GUERRERO, J. M. A Distributed Control Strategy Based on DC Bus Signaling for Modular Photovoltaic Generation Systems With Battery Energy Storage. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 26, n. 10, p. 3032–3045, 2011.

GUERRERO, J. M.; CHANDORKAR, M.; LEE, T. L.; LOH, P. C. Advanced control architectures for intelligent microgridspart i: Decentralized and hierarchical control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, 2013a.

GUERRERO, J. M.; LOH, P. C.; LEE, T. L.; CHANDORKAR, M. Advanced control architectures for intelligent microgridsPart II: Power quality, energy storage, and AC/DC microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1263–1270, 2013b.

GUERRERO, J. M.; VÁSQUEZ, J. C.; MATAS, J.; CASTILLA, M.; GARCÍA DE VICUNA, L. Control strategy for flexible microgrid based on parallel line-interactive UPS systems. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 3, p. 726–736, 2009.

GUO, L.; LI, X.; ZHOU, Q.; LIU, Z.; LIU, S.; SHI, S. **Control Strategies for a Hybrid**

PV/Battery System with Grid-Connected and Island Mode. In: 2012 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference. **Anais**...mar. 2012

HARDESTY, L. **What's a Nanogrid?** Disponível em: <http://www.energymanagertoday.com/whats-a-nanogrid-099702/>. Acesso em: 17 jan. 2017.

HATTI, N.; PHONTIP, J.; NUILERS, S. **A new technique for stand-alone photovoltaic energy management system**. In: 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE). **Anais**...set. 2013

HEREDERO-PERIS, D.; CHILLON-ANTON, C.; PAGES-GIMENEZ, M.; GROSS, G.; MONTESINOS-MIRACLE, D. **Implementation of grid-connected to/from off-grid transference for micro-grid inverters**. IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. **Anais**...nov. 2013

INDU RANI, B.; SARAVANA ILANGO, G.; NAGAMANI, C. Control Strategy for Power Flow Management in a PV System Supplying DC Loads. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 8, p. 3185–3194, ago. 2013.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems. **IEEE 1547**, 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. **Uninterruptible power systems (UPS) - Part 3 - Method of specifying the performance and test requirementsIEC 62040-3**, 1999a. Disponível em: <http://cdsweb.cern.ch/record/1227824>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Photovoltaic systems - Power conditioners - Procedure for measuring efficiency. **IEC 61683**, 1999b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. **Uninterruptible power systems (UPS) - Part 2 - Electromagnetic compatibility (EMC) requirementsIEC 62040-2**, 1999c. Disponível em: <http://cdsweb.cern.ch/record/1227824>

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-28: Testing and measurement techniques - Variation of power frequency, immunity test. **IEC 61000-4-28:1999**, 1999d.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-14: Testing and measurement techniques - Voltage fluctuation immunity test for equipment with input current not exceeding 16 A per phase. **IEC 61000-4-14**, 1999e.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Protection against electric schock - Common aspects for installation and equipment. **IEC 61140**, 2001.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems. **IEC 60364-7-712**, 2002a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment - Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances. **IEC 61000-2-4**, 2002b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Photovoltaic (PV) systems -

Characteristics of the utility interface. **IEC 61727**, 2004a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. **Electromagnetic compatibility (EMC). Part 4-11: Testing and measurement techniques, voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity testsIEC 61000-4-11**, 2004b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-1: Testing and measurement techniques - Overview of immunity tests (IEC 61000-4 series). **IEC 61000-4-1**, 2006a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-3 - Generic standards – Emission standard for residential, commercial and light-industrial environments. **IEC 61000-6-3**, 2006b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6-4 - Generic standards – Emission standard for industrial environments. **IEC 61000-6-4**, 2006c.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Part 1 - General Requirements. **IEC 62109-1**, 2010a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Battery charge controllers for photovoltaic systems - Performance and functioning. **IEC 62509**, 2010b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. **Electrical Energy StorageWhite Paper - IEC**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/yd.282>.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Safety of power converters for use in photovoltaic power systems. Part 2 - Particular requirements for inverters. **IEC 62109-2**, 2011.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-3: Limits – Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection. **IEC 61000-3-3**, 2013a.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Photovoltaic (PV) Arrays - Design Requirements. **IEC/TS 62548**, 2013b.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-2: Limits - Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase). **IEC 61000-3-2**, 2014.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISION. Secondary cells and batteries for renewable energy storage - General requirements and methos of test - Part 2 - On-grid Applications. **IEC 61427-2**, p. 1–50, 2015.

JIANG, Z.; DOUGAL, R. A. **Hierarchical microgrid paradigm for integration of distributed energy resources**. In: 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. **Anais**...jul. 2008

JOSSEN, A.; GARCHE, J.; SAUER, D. U. Operation conditions of batteries in PV applications. **Solar Energy**, v. 76, n. 6, p. 759–769, jan. 2004.

JUNG, J.-H.; NHO, E.-C.; KIM, I.-D.; KIM, H.-G.; CHUN, T.-W.; CHOI, N.-S. **Seamless**

control mode transfer of a PCS for islanding mode operation. In: 8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia. **Anais**...maio 2011

KANCHEV, H.; LU, D.; COLAS, F.; LAZAROV, V.; FRANCOIS, B. Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 10, p. 4583–4592, out. 2011.

KARPATI, A.; ZSIGMOND, G.; VOROS, M.; LENDVAY, M. **Uninterruptible Power Supplies (UPS) for data center**. In: 2012 IEEE 10th Jubilee International Symposium on Intelligent Systems and Informatics. **Anais**... set. 2012

KARVE, S. Three of a kind. **IEEE review**, n. March, p. 27–32, 2000.

KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R. Power management strategies for a microgrid with multiple distributed generation units. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 21, n. 4, p. 1821–1831, 2006.

KEREKES, T.; SERA, D.; MATHE, L. Leakage current measurement in transformerless PV inverters. In: Proceedings of the International Conference on Optimisation of Electrical and Electronic Equipment, OPTIM, **Anais**... p. 887–892, 2012.

KIM, K.; SHIN, D.; LEE, J.; LEE, J.; YOO, D.; KIM, H. A Seamless Transfer Algorithm Based on Frequency Detection with Feedforward Control Method in Distributed Generation System. **Journal of Power Electronics**, v. 15, n. 4, p. 1066–1073, 2015.

KJAER, S. B.; PEDERSEN, J. K.; BLAABJERG, F. A Review of Single-Phase Grid-Connected Inverters for Photovoltaic Modules. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 41, n. 5, p. 1292–1306, set. 2005.

KOK, J.; WARMER, C.; KAMPHUIS, I. **PowerMatcher: multiagent control in the electricity infrastructure**. In: Proceedings of the fourth international joint conference on Autonomous agents and multiagent systems. **Anais**...New York, NY: 2005

KOUTROULIS, E.; BLAABJERG, F. Design optimization of transformerless grid-connected PV inverters including reliability. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 1, p. 325–335, 2013.

KOUTROULIS, E.; KALAITZAKIS, K. Novel battery charging regulation system for photovoltaic applications. **IEE Proceedings - Electric Power Applications**, v. 151, n. 2, p. 191, 2004.

LAOUR, M.; MAHRANE, A.; AKEL, F.; BENDIB, D. Implementation of Active Anti-Islanding Methods Protection Devices for Grid Connected Photovoltaic Systems. **International Journal of Electrical Energy**, v. 2, n. 2, p. 89–93, 2014.

LEITÃO, P.; MAŘÍK, V.; VRBA, P. Past, present, and future of industrial agent applications. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 9, n. 4, p. 2360–2372, 2013.

LENG, F.; TAN, C. M.; PECHT, M. Effect of Temperature on the Aging rate of Li Ion Battery Operating above Room Temperature. **Scientific Reports**, v. 5, p. 12967, 2015.

LI, N.; CHEN, L.; LOW, S. H. Optimal demand response based on utility maximization in power networks. In: 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, **Anais…**, p. 1–8, jul. 2011.

LIAO, Z.; RUAN, X. A novel power management control strategy for stand-alone photovoltaic power system. In: 2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, **Anais…**, v. 3, p. 445–449, maio 2009.

LIU, X.; WANG, P.; LOH, P. C. A hybrid AC/DC microgrid and its coordination control. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 2, n. 2, p. 278–286, 2011.

LIU, Z.; LIU, J.; ZHAO, Y. A unified control strategy for three-phase inverter in distributed generation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 3, p. 1176–1191, 2014.

LOCMENT, F.; SECHILARIU, M.; HOUSSAMO, I. DC Load and Batteries Control Limitations for Photovoltaic Systems. Experimental Validation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 9, p. 4030–4038, set. 2012.

MAHMOOD, H.; MICHAELSON, D.; JIANG, J. **C**ontrol strategy for a standalone PV/battery hybrid system. In: IECON 2012 - 38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society. **Anais**...out. 2012

MCCULLOCH, J. H. The Austrian theory of the marginal use and of ordinal marginal utility. **Zeitschrift für Nationalökonomie - Journal of Economics**, v. 37, n. 3–4, p. 249–280, 1977.

MICHELS, L. **Metodologia de projeto de fontes ininterruptas de energia monofásicas empregando controladores de ação repetitiva auxiliar no estágio de saída**. [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, 2006.

MORADI-SHAHRBABAK, Z.; TABESH, A.; YOUSEFI, G. R. Economical design of utility-scale photovoltaic power plants with optimum availability. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 7, p. 3399–3406, 2014.

MOSO. **SH2048/3048**. Disponível em: <http://www.bbpower.cn/ffgridnverter/63-73.html>. Acesso em: 19 jan. 2017.

MULLER, S.; HAGER, U.; REHTANZ, C. A Multi-Agent System for Adaptive Power Flow Control in Electrical Transmission Systems. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. PP, n. 4, p. 1–1, 2014.

MYRZIK, J. M. A.; CALAIS, M. String and module integrated inverters for single-phase grid connected photovoltaic systems - A review. In: 2003 IEEE Bologna PowerTech - Conference Proceedings, **Anais…**, v. 2, p. 430–437, 2003.

NASIRIAN, V.; MOAYEDI, S.; DAVOUDI, A.; LEWIS, F. Distributed Cooperative Control of DC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 8993, n. c, p. 1–1, 2014.

NEHRIR, M. H.; WANG, C.; STRUNZ, K.; AKI, H.; RAMAKUMAR, R.; BING, J.; MIAO, Z.; SALAMEH, Z. A Review of Hybrid Renewable/Alternative Energy Systems for Electric Power Generation: Configurations, Control, and Applications. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 4, p. 392–403, out. 2011.

NUNNA, K. H. S. V. S.; DOOLLA, S. Responsive end-user-based demand side management in multimicrogrid environment. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 2, p. 1262–1272, 2014.

OUTBACK POWER. **Série GTFX e GVFX**. [s.l: s.n.]. Disponível em:

<http://www.outbackpower.com/downloads/documents/Make_the_Power/gtfx_gvfx_series/ob_022013_gtfxgvfxseries_specsheet_portuguese_lr.pdf>.

OYARZABAL, J.; JIMENO, J.; RUELA, J.; ENGLER, A.; HARDT, C. **Agent based micro grid management system**. In: 2005 International Conference on Future Power Systems. **Anais**...2005

PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S. State of the art in research on microgrids: A review. **IEEE Access**, v. 3, p. 890–925, 2015.

PATEL, H.; AGARWAL, V. A Single-Stage Single-Phase Transformer-Less Doubly Grounded Grid-Connected PV Interface. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 24, n. 1, p. 93–101, mar. 2009.

PEÑA, J. C. U. **Controle robusto de inversores VSI com filtro LCL aplicados a geração distribuída, com controle da injeção de potências ativa e reativa na rede de distribuição em baixa tensão e capacidade de operação ilhada em ambiente de micro-redes**. [s.l.] Universidade Estadual Paulista (UNESP), 2016.

PEREZ, R. Lead-Acid Battery State of Charge vs. Voltage. **Home Power**, v. 36, n. August/September, p. 66–69, 1993.

PHOTON LABORATORY. **PHOTON inverter test**. Disponível em: <http://www.photon.info/upload/Inverter_TestInfo_EN_971.pdf>.

POWERTHRU. **Lead Acid Battery working – LIFETIME STUDYTechnical Paper**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://www.power-thru.com/documents/The Truth About Batteries - POWERTHRU White Paper.pdf>.

RAHBARI ASR, N.; ZHANG, Z.; CHOW, M.-Y. Consensus-based distributed energy management with real-time pricing. **2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting**, p. 1–5, jul. 2013.

RIFFONNEAU, Y.; BACHA, S.; BARRUEL, F.; PLOIX, S. Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 3, p. 309–320, jul. 2011.

RUNDQWIST, L. **Anti-reset windup for PID controllers**. [s.l.] Lund Institute of Technology, 1991.

SAFDARIAN, A.; FOTUHI-FIRUZABAD, M.; LEHTONEN, M. A Distributed Algorithm for Managing Residential Demand Response in Smart Grids. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 10, n. 4, p. 2385–2393, 2014.

SALAS, V.; OLÍAS, E.; BARRADO, A.; LÁZARO, A. Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 90, n. 11, p. 1555–1578, jul. 2006.

SALHA, F.; COLAS, F.; GUILLAUD, X. **Virtual resistance principle for the overcurrent protection of PWM voltage source inverter**. In: 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe). **Anais**...out. 2010

SALMASI, F. R.; HOSSEINZADEH, M. Power management of an isolated hybrid AC/DC micro-grid with fuzzy control of battery banks. **IET Renewable Power Generation**, v. 9, n. 5, p.

484–493, 2015.

SAMADI, P.; MOHSENIAN-RAD, A.-H.; SCHOBER, R.; WONG, V. W. S.; JATSKEVICH, J. Optimal Real-Time Pricing Algorithm Based on Utility Maximization for Smart Grid. **2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications**, p. 415–420, out. 2010.

SAYLOR FOUNDATION. Chapter 6. Markets, Maximizers, and Efficiency. In: **Principles of Microeconomics**. [s.l: s.n.].

SCHIFFER, J.; SAUER, D. U.; BINDNER, H.; CRONIN, T.; LUNDSAGER, P.; KAISER, R. Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. **Journal of Power Sources**, v. 168, n. 1 SPEC. ISS., p. 66–78, 2007.

SCHMIDT, H.; BURGER, B.; SIEDLE, C. **Gefährdungspotential transformatorloser Wechselrichter-Fakten und Gerüchte**. In: 18 Symposium Photovoltaische Sonnenergie. **Anais**...2003

SCHÖNBERGER, J.; DUKE, R.; ROUND, S. D. DC-bus signaling: A distributed control strategy for a hybrid renewable nanogrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 53, n. 5, p. 1453–1460, 2006.

SCHWERTNER, C. D.; BELLINASO, L. V.; HEY, H. L.; MICHELS, L. Supervisory control for stand-alone photovoltaic systems. In: 2013 Brazilian Power Electronics Conference, **Anais…**, p. 582–588, out. 2013.

SEO, G.; CHO, B.; LEE, K. Electrolytic capacitor-less PV converter for full lifetime guarantee interfaced with DC distribution. **Proceedings of The 7th International Power Electronics and Motion Control Conference**, p. 1235–1240, jun. 2012.

SHI, W.; XIE, X.; CHU, C. C.; GADH, R. Distributed Optimal Energy Management in Microgrids. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 3, p. 1137–1146, 2015.

SINGH, B.; SAHA, R.; CHANDRA, A.; AL-HADDAD, K. Static synchronous compensators (STATCOM): a review. **IET Power Electronics**, v. 2, n. 4, p. 297, 2009.

SMA. **Technical Information Capacitive Leakage Currents**. [s.l: s.n.].

SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. Sunny Island Generator - White Paper. **White Paper - SMA**, 2014.

SOARES, C. E.; MEZAROBA, M.; MICHELS, L.; RECH, C. Técnica anti-windup para controladores P+Ressonantes aplicados a inversores de tensão monofásicos com filtro LC na saída. In: XIVIII Congresso Brasileiro de Automática. **Anais**...2010

SPERB, J. D.; ZANATTA, I. X.; MICHELS, L.; RECH, C.; MEZAROBA, M. Regenerative undeland snubber using a ZVS PWM DC-DC auxiliary converter applied to three-phase voltage-fed inverters. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 58, n. 8, p. 3298–3307, 2011.

SUNSPEC ALLIANCE. **SunSpec Specifications & Information Models**. Disponível em: <http://sunspec.org/download-sunspec-specifications/>. Acesso em: 15 jan. 2016.

TANKARI, M. A.; CAMARA, M. B.; DAKYO, B.; LEFEBVRE, G. Use of Ultracapacitors and Batteries for Efficient Energy Management in Wind–Diesel Hybrid System. **IEEE Transactions**

on Sustainable Energy, v. 4, n. 2, p. 414–424, abr. 2013.

TAO, H.; DUARTE, J. L.; HENDRIX, M. A. M. Control of Grid-Interactive Inverters as Used in Small Distributed Generators. In: 2007 IEEE Industry Applications Annual Meeting. **Anais**...set. 2007

TOFIGHI, A.; KALANTAR, M. Power management of PV/battery hybrid power source via passivity-based control. **Renewable Energy**, v. 36, n. 9, p. 2440–2450, set. 2011.

ULRICH, F. **Bitcoin - A moeda na era digital**. [s.l.] Instituto Ludwig Von Mises Brasil, 2014.

UNDERWRITERS LABORATORY. Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources. **UL 1741**, 2010.

URTASUN, A.; SANCHIS, P.; MARROYO, L. Adaptive Voltage Control of the DC/DC Boost Stage in PV Converters With Small Input Capacitor. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 11, p. 5038–5048, nov. 2013.

VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M.; LUNA, A.; RODRÍGUEZ, P.; TEODORESCU, R. Adaptive droop control applied to voltage-source inverters operating in grid-connected and islanded modes. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 56, n. 10, p. 4088–4096, 2009.

VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. **VDE-AR-N 4105:2011-08**, 2011.

VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz. **VDE-AR-E 2510-2**, 2015.

WANG, C.; NEHRIR, M. Power Management of a Stand-Alone Wind/Photovoltaic/Fuel Cell Energy System. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 23, n. 3, p. 957–967, set. 2008.

YANG, Y.; BLAABJERG, F.; WANG, H.; SIMOES, M. Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters. In: Proceedings of the 4th International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, **Anais…**, p. 233–239, 2014.

YGGE, F.; AKKERMANS, H. Power Load Management as a Computational Market. Proceedings of the Second International Conference on Multi-Agent Systems. In: ICMAS. **Anais**...1996

YU, R.; YANG, W.; RAHARDJA, S. A Statistical Demand-Price Model With Its Application in Optimal Real-Time Price. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 4, p. 1734–1742, dez. 2012.

YU, W.; ZHOU, L.; YU, X.; LÜ, J.; LU, R. Consensus in multi-agent systems with second-order dynamics and sampled data. **IEEE Transactions on Industrial Informatics**, v. 9, n. 4, p. 2137–2146, 2013.

ZHANG, L.; SUN, K.; XING, Y.; XING, M. H6 transformerless full-bridge PV grid-tied inverters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 3, p. 1229–1238, 2014.

ZHAO, B.; ZHANG, X.; CHEN, J.; WANG, C.; GUO, L. Operation Optimization of Standalone Microgrids Considering Lifetime Characteristics of Battery Energy Storage System. **IEEE**

Transactions on Sustainable Energy, v. 4, n. 4, p. 934–943, out. 2013.

ZHU, X.; LIAO, Z. Energy management for stand-alone PV system. In: 2009 ISECS International Colloquium on Computing, Communication, Control, and Management. **Anais**...ago. 2009

ZOU, Y.; HU, X.; MA, H.; LI, S. E. Combined State of Charge and State of Health estimation over lithium-ion battery cell cycle lifespan for electric vehicles. **Journal of Power Sources**, v. 273, p. 793–803, 2015.

APÊNDICE A – SISTEMA IMPLEMENTADO

Neste apêndice são apresentados os controladores, variáveis e parâmetros do sistema implementado. Os valores de parâmetros, filtros e constantes do sistema são descritos nas seguintes tabelas: i) Tabela A.1: apresenta os parâmetros do sistema fotovoltaico e das baterias; ii) Tabela A.2: apresenta os parâmetros dos conversores estáticos do sistema. iii) Tabela A.3: apresenta as frequências de amostragem do sistema; iv) Tabela A.4: apresenta as funções de transferência de filtros, controladores e constantes empregados no controle.

A.1 DESCRIÇÃO DO SISTEMA

O CFM implementado apresenta um único conversor CC-CA, como mostrado no diagrama esquemático da Figura A.1(a). Na Figura A.1(b) é mostrada uma foto do protótipo.

Todos os conversores estáticos são não-isolados e conectados ao barramento CC. Os conversores estáticos do sistema são:

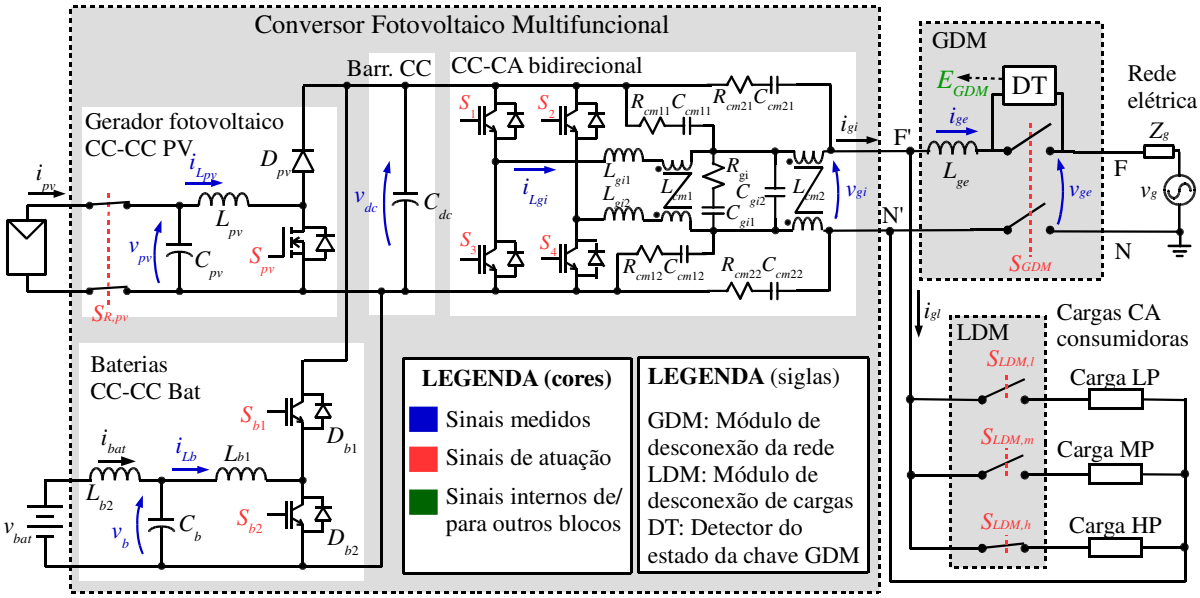
a) **CC-CC das baterias**: bidirecional com duas chaves semicondutoras. A corrente do indutor e a tensão do capacitor de entrada são medidas;

b) **CC-CA bidirecional**: monofásico em ponte completa (*full bridge*), com quatro chaves semicondutoras. As variáveis medidas para o controle do inversor são a corrente do primeiro indutor, a tensão do capacitor, a corrente da rede e a tensão da rede. Os filtros empregados no conversor CC-CA são:

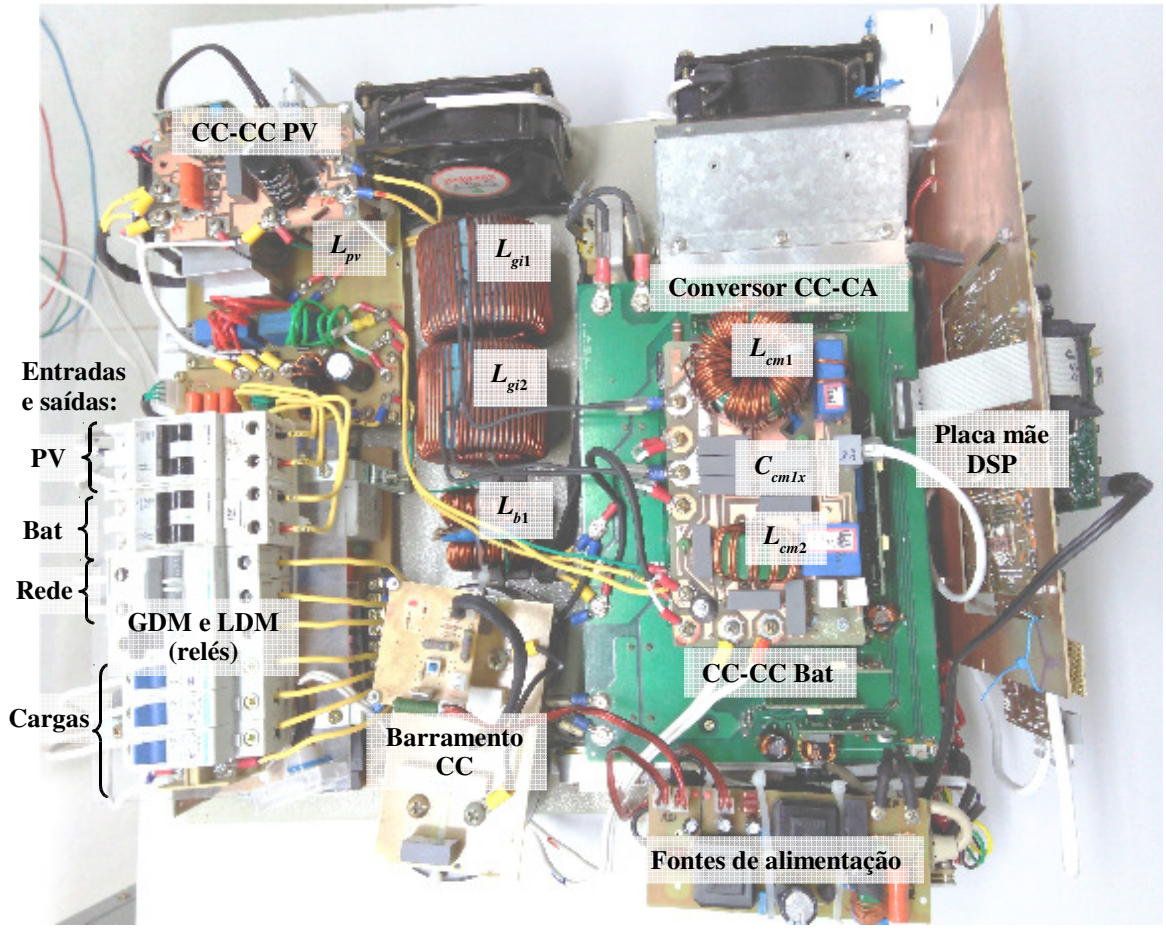
   - ***Filtro de modo diferencial***: filtro LCL com amortecimento passivo em modo conectado à rede. Em modo autônomo, torna-se um filtro LC com amortecimento passivo. O indutor do filtro LCL no lado do conversor é dividido em dois (L_{gi1} e L_{gi2}). O capacitor C_{gi} é dividido em C_{gi1} e C_{gi2}, onde C_{gi1} apresenta em série a resistência de amortecimento R_{gi}. O indutor do filtro LCL no lado da rede (L_{ge}) opera somente em modo conectado à rede;
   - ***Filtro de modo comum***: necessário para mitigar a corrente de fuga de alta frequência devido à capacitância parasita do sistema fotovoltaico. O filtro de modo comum é composto por L_{gi1} em paralelo com L_{gi2}, pelos indutores L_{cm1}, L_{cm2} e pelos capacitores C_{cm11}, C_{cm12}, C_{cm21} e C_{cm22}. Os resistores R_{cm11}, R_{cm12}, R_{cm21} e R_{cm22} são empregados para amortecer as ressonâncias desse filtro.

Figura A.1 – CFM implementado: (a) diagrama esquemático; (b) foto do protótipo.

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

Os conversores CC-CC das Baterias e o CC-CA são formados, respectivamente, por 1 e 2 braços do inversor trifásico apresentado em (SPERB et al., 2011), fabricado pela empresa Supplier. Um circuito de auxílio à comutação (*snubber*) regenerativo Undeland é empregado para reduzir as perdas e os ruídos de comutação dos IGBTs;

c) **CC-CC do sistema fotovoltaico**: conversor elevador (*boost*) convencional. A corrente do indutor e a tensão da entrada fotovoltaica são medidas. Um relé bipolar ($S_{R,pv}$) é utilizado para desconectar o sistema fotovoltaico.

Além dos conversores estáticos, o sistema apresenta também outros dois módulos importantes:

a) **Módulo de desconexão da rede** (GDM – *Grid Disconnection Module*): apresenta as funções de medição (v_{ge} e i_{ge}) e desconexão da rede (S_{GDM}). Por isso, deve comunicar-se com o controle central do CFM. O relé (S_{GDM}) deve desconectar a fase e o neutro concomitantemente, para que o sistema esteja de acordo com a IEC 62109-2. Um circuito DT (Detector) é utilizado para detectar o estado dos contatos do relé S_{GDM} (aberto/fechado), com os objetivos de aumentar a segurança do sistema e de reduzir transitórios durante mudanças entre modo de operação autônomo e conectado à rede;

b) **Módulo de desconexão de cargas** (LDM – *Load Disconnection Module*): apresenta a função de ligar/desligar as cargas através de relés. Três prioridades de carga são utilizadas: baixa (LP), média (MP) e alta (HP).

A.1.1 Tabelas de parâmetros do sistema fotovoltaico, baterias e conversores estáticos

A Tabela A.1 apresenta os parâmetros do sistema fotovoltaico e das baterias. A Tabela A.2 apresenta os parâmetros dos conversores estáticos do sistema.

Tabela A.1 – Parâmetros do sistema fotovoltaico de referência e do banco de baterias.

Parâmetro / Valor	**Descrição**
	Sistema fotovoltaico (emulador)
I_{sc} = 8,2 A	Corrente de curto-circuito do sistema fotovoltaico em irradiância de 1000 W/m².
I_{mp} = 7,5 A	Corrente de máxima potência do sistema fotovoltaico em irradiância de 1000 W/m²
V_{mp} = 200 V	Tensão de máxima potência do sistema fotovoltaico, considerada invariante com a irradiância
V_{oc} = 250 V	Tensão de circuito aberto do sistema fotovoltaico, considerada invariante com a irradiância
P_{mp} = 1500 W	Potência máxima do arranjo fotovoltaico
	Bateria
Freedom DF700	Fabricante e modelo da bateria empregada nos ensaios
$n_{s,bat}$ = 16	Número de baterias, conectadas em série
$v_{bat,nom}$ = 200 V	Tensão nominal do banco de baterias
v_{bat}^{*} = 216 V	Tensão de flutuação do banco de baterias
Cap = 41 Ah	Capacidade nominal do banco de baterias
$i_{cha,max}$ = - 8 A	Corrente máxima de carga adotada
$i_{dis,max}$ = 8 A	Corrente máxima de descarga adotada

Fonte: próprio autor.

Tabela A.2 – Parâmetros do sistema fotovoltaico, bateria e conversores estáticos do sistema.

Parâmetro / Valor	**Descrição** (continua)
	Barramento CC
v_{dc}^{*} = 400 V	Tensão nominal (referência) do barramento CC
$v_{dc,max}$ = 500 V	Tensão máxima do barramento CC
C_{dc} = 2500 µF	Capacitância do barramento CC
	Conversor CC-CC PV
$i_{pv,max}$ = 8 A	Corrente máxima do conversor CC-CC PV
C_{pv} = 100 µF	Capacitor da entrada do conversor CC-CC PV
L_{pv} = 1,5 mH	Indutor do conversor CC-CC PV
f_{sw} = 24 kHz	Frequência de comutação do conversor CC-CC PV

(conclusão)

Conversor CC-CC Bat	
$i_{Lb,max}$ = 8 A	Corrente máxima do conversor CC-CC Bat
L_{b1} = 1,5 mH	Indutor do conversor CC-CC Bat
L_{b2} = 15 µH	Indutor na entrada do conversor CC-CC Bat
C_b = 100 µF	Capacitor da entrada do conversor CC-CC Bat
f_{sw} = 24 kHz	Frequência de comutação do conversor CC-CC Bat
Conversor CC-CA	
f_1 = 60 Hz	Frequência da rede elétrica e frequência nominal em modo autônomo
$V_{ge,rms}$ = 220 V	Valor eficaz da tensão da rede elétrica e da referência de tensão em modo autônomo
$S_{gi,max}$ = 1500 VA	Potência aparente máxima do conversor CC-CA
$i_{gi,max}$ = 6,81 A	Corrente eficaz máxima do conversor CC-CA
$I_{gi,max}$ = 10 A	Corrente de pico máxima do conversor CC-CA para referência senoidal
$S_{ge,max}$ = 3000 VA	Potência aparente máxima da saída para a rede elétrica
$i_{gi,pk,max}$ = 25 A	Corrente de pico máxima do conversor CC-CA (transitórios)
$L_{gi1\text{-}2}$ = 400 µH	Indutores principais do filtro LCL do conversor CC-CA
L_{cm1} = 9 mH	Indutor principal do filtro de modo comum do conversor CC-CA
$C_{gi1\text{-}2}$ = 5 µF	Capacitores de filtro LCL do conversor CC-CA
R_{gi} = 10 Ω	Resistor de amortecimento do filtro LCL
$R_{cm11\text{-}12,21\text{-}22}$ = 10Ω	Resistores de amortecimento do filtro de modo comum
$C_{cm11\text{-}12}$ = 3 µF	Capacitores principais do filtro de modo comum
$C_{cm21\text{-}22}$ = 1 µF	Capacitores secundários do filtro de modo comum
L_{cm2} = 1,3 mH	Indutor secundário do filtro de modo comum
L_{ge} = 15 µH	Indutor de saída do filtro LCL na saída para rede
f_{sw} = 24 kHz	Frequência de comutação do conversor CC-CA
f_{sw1} = 48 kHz	Frequência da oscilação da corrente de modo diferencial no indutor $L_{gi1\text{-}2}$ devido à modulação de três níveis do conversor CC-CA.

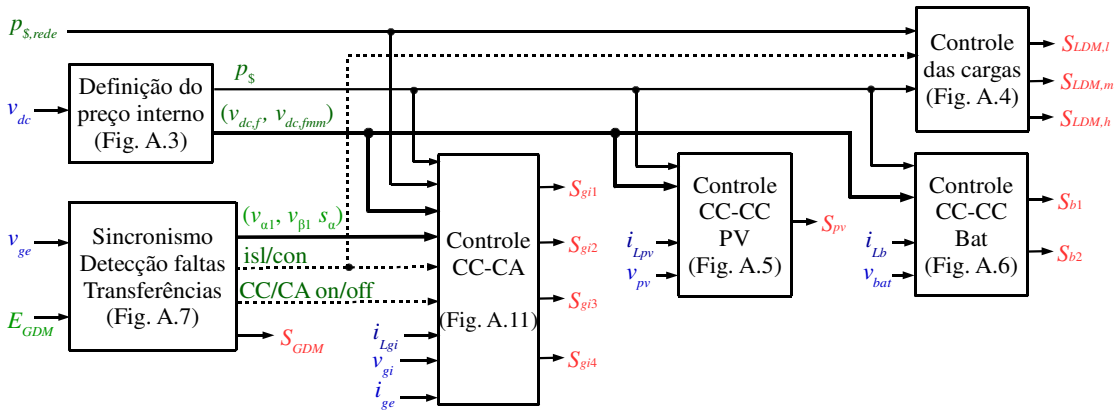
Fonte: próprio autor.

A.2 DESCRIÇÃO DO CONTROLE

O controle do sistema é realizado em diversos blocos apresentado na Figura A.2. A seguir são descritos todos os blocos do sistema. A Tabela A.3 apresenta as frequências de amostragem do sistema. A Tabela A.4 apresenta as funções de transferência de filtros,

controladores e constantes empregadas no controle. Valores de parâmetros não apresentados nas tabelas são apresentados nas figuras.

Figura A.2 – Diagrama de blocos do controle.

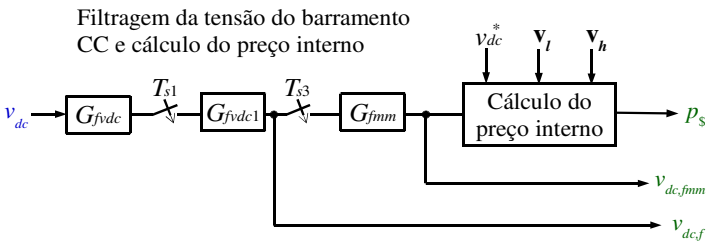


Fonte: próprio autor.

A.2.1 Amostragem da tensão do barramento CC e definição do preço

Nesse bloco, mostrado na Figura A.3, a tensão do barramento CC é amostrada e filtrada, e o preço fictício ($p_\$$) é calculado. Um filtro analógico G_{fvdc} é utilizado para filtrar ruídos de alta frequência da tensão do barramento CC. A seguir, a tensão amostrada é filtrada com o filtro digital G_{fvdc1}. Por fim, utiliza-se um filtro de médias móveis não-ideal com função de transferência G_{fmm} para mitigar harmônicas múltiplas de 120 Hz da tensão do barramento CC, decorrentes da modulação do conversor CC-CA. Para o cálculo do preço interno (*price* = $p_\$$), utilizam-se as equações apresentadas na Seção 5.2.1.

Figura A.3 – Amostragem da tensão do barramento CC e definição do preço.

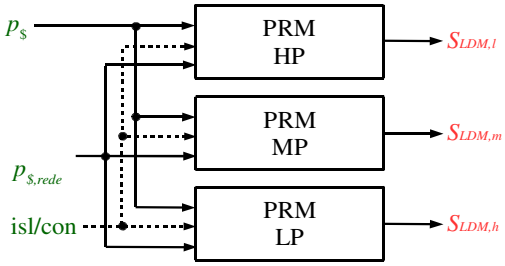


Fonte: próprio autor.

A.2.2 Controle do módulo de desconexão das cargas (LDM)

No módulo de desconexão de cargas, consideram-se as PRMs (*Price Response Matrix*) de todas as cargas, como mostrado na Figura A.4. Em operação isolada da rede, utiliza-se o preço interno $p_{\$}$. Em operação conectada à rede, utiliza-se o preço da rede $p_{\$,rede}$, pois as cargas são conectadas junto à rede. Os relés do LDM comandam as cargas de baixa ($S_{LDM,l}$), média ($S_{LDM,m}$) e alta prioridade ($S_{LDM,h}$).

Figura A.4 – Controle das cargas.



Fonte: próprio autor.

A.2.3 Conversor CC-CC – sistema fotovoltaico

O diagrama de controle do conversor CC-CC conectado ao sistema fotovoltaico é apresentado na Figura A.5. A corrente de L_{pv} é controlada por C_{ipv}, que é proporcional-integral (PI) e apresenta ação anti-windup do tipo integração condicional (RUNDQWIST, 1991; SOARES et al., 2010). A ação de controle de C_{ipv} é somada à tensão do sistema fotovoltaico e dividida pela tensão do barramento CC para cálculo da razão cíclica da chave S_{pv}, modulada por PWM.

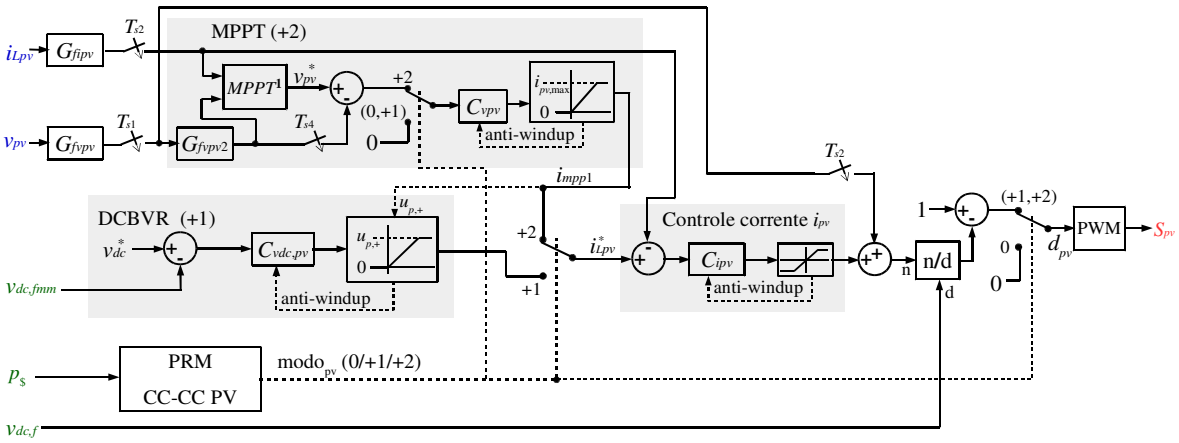
A referência da corrente de L_{pv} é definida pelos seguintes modos de operação:

a) **MPPT (+2)**: o sistema fotovoltaico fornece a máxima potência ao barramento CC. Um algoritmo de MPPT do tipo perturbação e observação (ESRAM; CHAPMAN, 2007) fornece a referência da tensão do arranjo fotovoltaico. Uma malha de tensão controla essa tensão, fornecendo a referência da corrente do indutor. A referência de corrente gerada no modo MPPT é igual à corrente do ponto de máxima potência (i_{mpp1}). Correntes superiores a essa corrente resultam em menor potência extraída do sistema fotovoltaico. Por esse motivo, i_{mpp1} é definida como o limite superior do controlador do modo DCBVR ($u_{p,+}$);

b) **DCBVR (+1)**: o sistema fotovoltaico atua com potência inferior à sua máxima a fim de controlar linearmente a tensão do barramento CC, através do controlador $C_{vdc,pv}$. A ação de controle do controlador $C_{vdc,pv}$ é a referência de corrente do indutor, limitada pela corrente do ponto de máxima potência obtida no modo MPPT ($u_{p,+} = i_{mpp1}$). O controlador $C_{vdc,pv}$ é proporcional-integral-derivativo (PID), com ação anti-windup do tipo integração condicional.

A seleção entre os modos MPPT, DCBVR, ou então desligamento completo do sistema fotovoltaico, é realizada pela matriz de resposta ao preço (PRM). O preço $p_\$$ é a única variável de entrada da PRM, que determina o modo de operação (0, +1, +2) ou o desligamento do sistema (0, X).

Figura A.5 – Esquema de controle do conversor CC-CC do sistema fotovoltaico.



Fonte: próprio autor.

A.2.4 Conversor CC-CC – bateria

O diagrama de controle do conversor CC-CC conectado às baterias é apresentado na Figura A.6. Esse conversor opera sempre em modo de condução contínua. A corrente do indutor L_{b1} é controlada por $C_{i,b}$ (PI com ação anti-windup). A ação de controle de $C_{i,b}$ é somada à tensão da bateria e dividida pela tensão do barramento CC para cálculo das razões cíclicas das chaves S_{b1} e S_{b2}. A referência da corrente de L_{b1} é definida pelos seguintes modos de operação:

a) **Carga com corrente independente da tensão do barramento CC** (modo$_b$ = -2): a referência da corrente da bateria é negativa e igual a $i_{chamax1}$, que é a ação de controle de C_{vbat}. Esse controlador controla a tensão da bateria (v_{bat}). Quando C_{vbat} opera saturado, ou seja, quando não é possível que v_{bat} atinja a tensão de referência

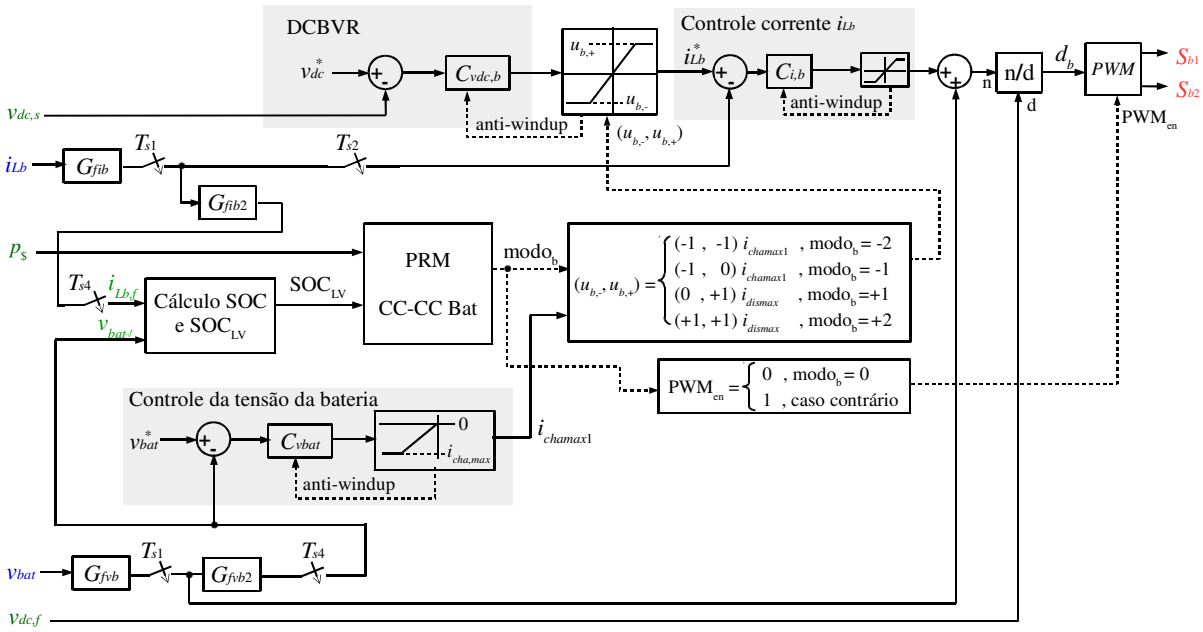
v_{bat}^{*} para $|i_{Lb}| < |i_{cha,max}|$, tem-se que $i_{chamax1} = i_{cha,max}$. Caso contrário, quando C_{vbat} não opera saturado, tem-se que $|i_{chamax1}| < |i_{cha,max}|$, e a bateria passa a operar com tensão constante;

b) **Descarga com corrente independente da tensão do barramento CC** ($modo_b$ = +2): a referência da corrente da bateria é positiva e igual a $i_{dis,max}$, que é a corrente máxima de descarga da bateria;

c) **Carga DCBVR** ($modo_b$ = -1): a referência de corrente da bateria é dada pela ação de controle de $C_{vdc,b}$, que controla a tensão do barramento CC. A ação de controle de $C_{vdc,b}$ é limitada por $u_{b,-} = i_{chamax1}$ e $u_{b,+} = 0$;

d) **Descarga DCBVR** ($modo_b$ = +1): a referência de corrente da bateria é dada pela ação de controle de $C_{vdc,b}$, que controla a tensão do barramento CC. A ação de controle de $C_{vdc,b}$ é limitada por $u_{b,-} = 0$ e $u_{b,+} = i_{dis,max}$.

Figura A.6 – Esquema de controle do conversor CC-CC das baterias.



Fonte: próprio autor.

A seleção entre os modos de operação (-2, -1, 0, +1, +2) é realizada pela matriz de resposta ao preço (PRM). O preço $p_{\$}$ e o nível do estado de carga das baterias (SOC_{LV}) são as variáveis de entrada da PRM. O estado de carga (SOC) é calculado através do método de contagem de Coulomb (SCHIFFER et al., 2007). O valor inicial do estado de carga é verificado através da tensão da bateria após período mínimo de repouso (PEREZ, 1993). A contagem de Coulomb da bateria é dada pela seguinte equação, desconsiderando perdas:

$$\mathrm{SOC}(k) = \mathrm{SOC}(k-1) - \frac{T_{s4}}{\mathrm{Cap}\cdot 3600} i_{Lb.f} \tag{A.1}$$

onde T_{s4} é período de amostragem para cálculo do SOC, $i_{Lb,f}$ é corrente da bateria filtrada, e Cap é capacidade da bateria, em Ah.

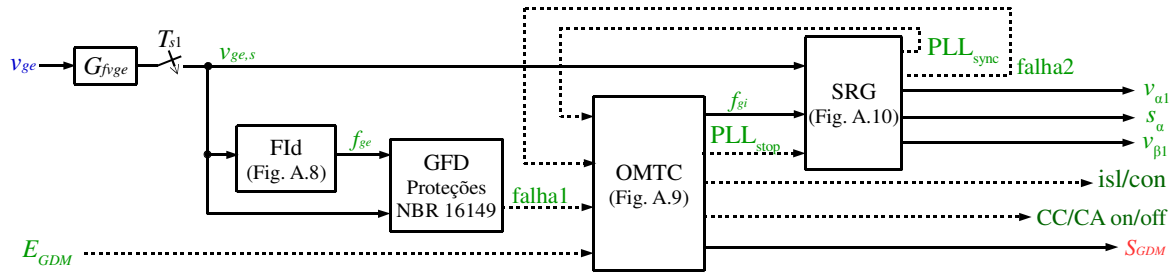
O nível do estado de carga $\mathrm{SOC_{LV}}$ pode ser elevado (H), médio (M) ou baixo (L). Utiliza-se uma histerese de 2% para definição dos níveis. A seguinte equação é empregada durante a contagem de Coulomb:

$$\mathrm{SOC}_{LV}(k) = \begin{cases} \mathrm{H}\ , & \mathrm{SOC}(k) > 80\% \\ \mathrm{M}\ , & 30\% < \mathrm{SOC}(k) < 78\% \\ \mathrm{L}\ , & \mathrm{SOC}(k) < 28\% \\ \mathrm{SOC}_{LV}(k-1)\ , & \text{caso contrário} \end{cases} \tag{A.2}$$

A.2.5 Sincronismo, detecção de faltas e controle do módulo de desconexão da rede (GDM)

O conversor CC-CA e o GDM devem ser controlados para que o conversor atenda aos requisitos de compatibilidade com a rede e com as cargas, além dos requisitos relacionados à segurança. O sincronismo entre conversor CC-CA e rede, detecção de faltas da rede e controle do GDM é realizado por blocos cuja interligação é mostrada na Figura A.7. A descrição dos blocos é realizada a seguir:

Figura A.7 – Interligação entre blocos de sincronismo, detecção de falhas e controle do módulo de desconexão da rede.

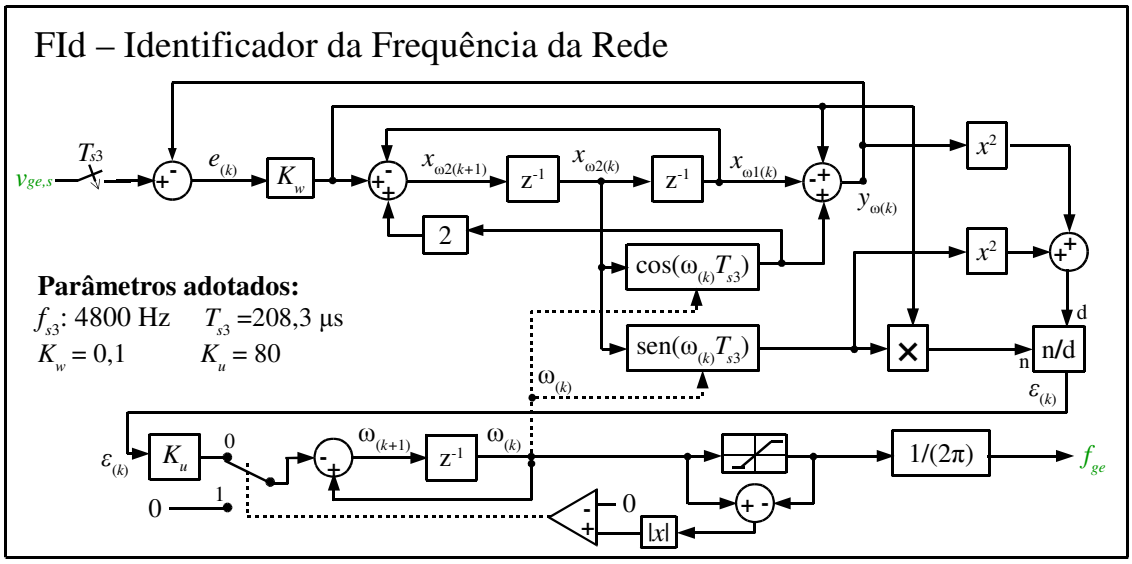


Fonte: próprio autor.

a) **Identificador da frequência da rede** (FId – *Frequency Identification*): a frequência da rede é identificada através da abordagem proposta em (CARDOSO et al., 2006), mostrada na Figura A.8. A tensão da rede é comparada com um modelo

interno de frequência variável $\omega_{(k)}$, a fim de obter um erro $\varepsilon(k)$. Quando o erro ε é nulo, tem-se que $\omega_{(k)}$ é igual à frequência da rede. Por fim, a frequência da rede f_{ge} é obtida como $f_{ge} = \omega_{(k)}/2\pi$;

Figura A.8 – Identificador da frequência da rede.

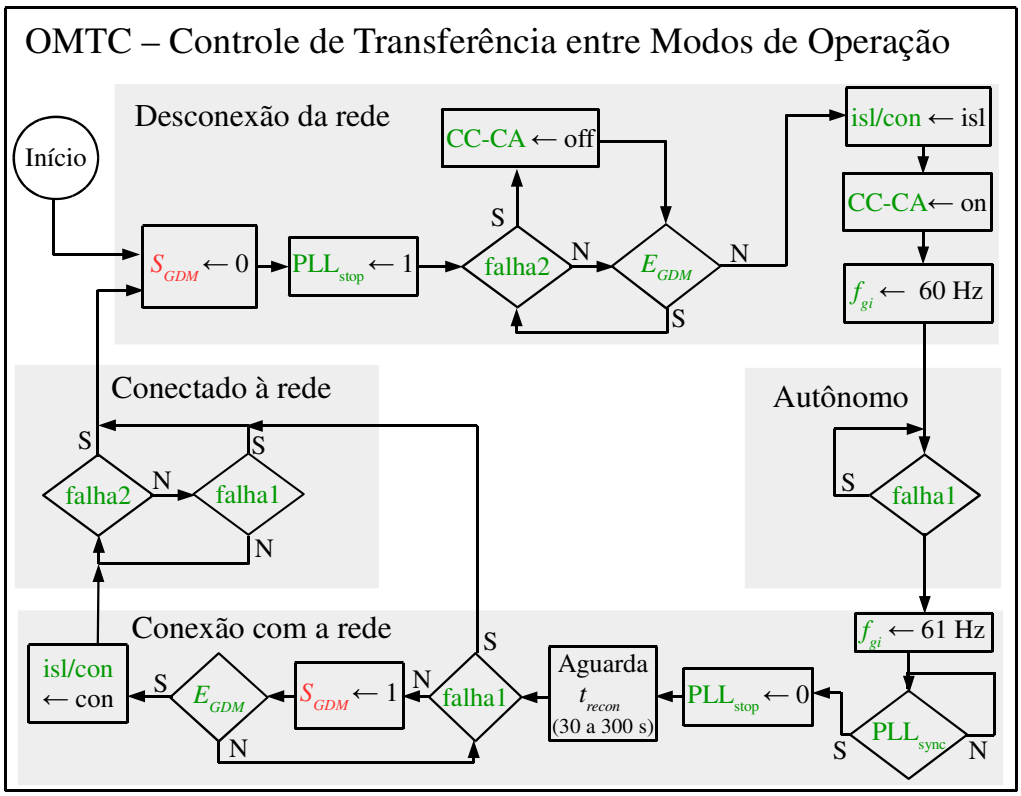


Fonte: próprio autor, adaptação de (CARDOSO et al., 2006).

b) **Detecção de falhas da rede** (GFD – *Grid Fault Detection*): esse bloco apresenta as proteções relacionadas na NBR 16149, apresentadas na Seção 3.1. A variável falha1 é igual a 1 se alguma falha na rede (tensão, frequência, ilhamento) é detectada;

c) **Controle de Transferência entre modos de operação** (OMTC – *Operation Mode Transfer Control*): esse bloco controla a chave de desconexão da rede (S_{GDM}), o conversor CC-CA (CC-CA on/off), faz a comutação entre os controladores do conversor CC-CA empregados em operação autônoma ou conectada à rede (isl/con), e também controla a geração de referências da tensão do conversor CC-CA (PLL_{stop}, f_{gi}). Para a tomada de decisão, o algoritmo analisa as falhas da rede (falha1, falha2), o estado da chave S_{GDM} (E_{GDM}) e também verifica o sincronismo entre a tensão gerada pelo conversor CC-CA (v_{gi}) e a tensão da rede (v_{ge}) (PLL_{sync}). O algoritmo do OMTC é apresentado na Figura A.9;

Figura A.9 – Controle de transferência entre modos de operação.



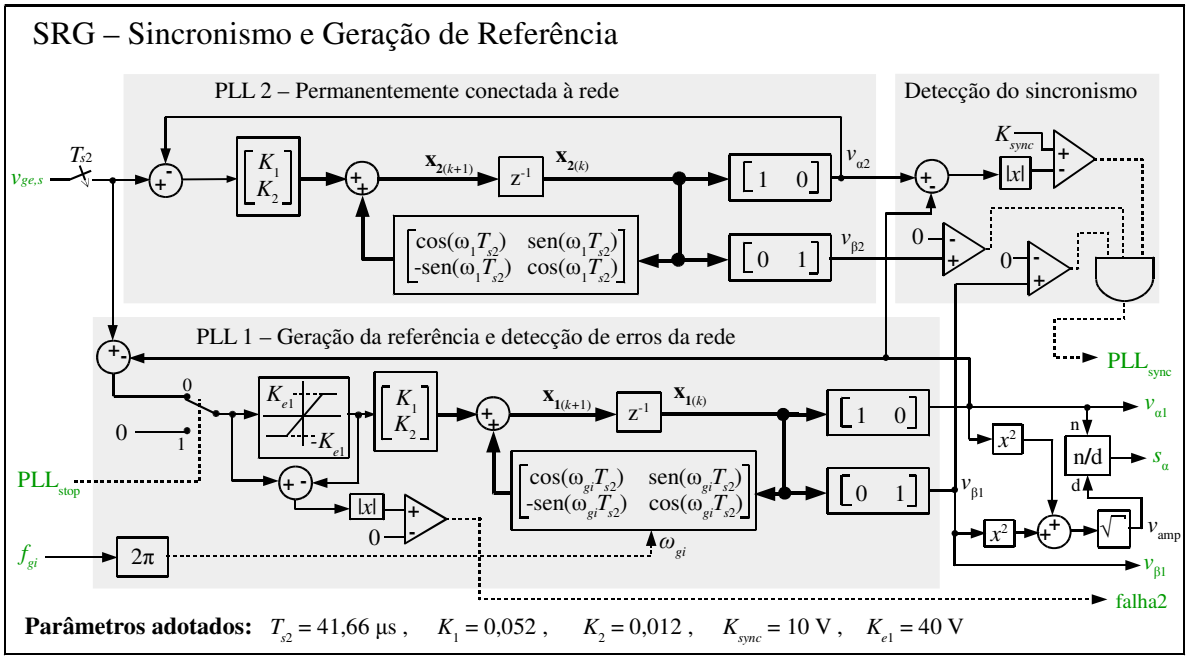
Fonte: próprio autor.

d) **Sincronismo e geração de referência** (SRG – *Synchronism and Reference Generation*): esse bloco, mostrado na Figura A.10, fornece as referências para o controle de tensão (modo autônomo) e controle de corrente (modo conectado à rede), além de detectar o sincronismo entre a tensão da rede (v_{ge}) e a referência da tensão da rede interna (v_{gi}). Duas malhas de captura de fase (PLL – *Phase Locked Loop*) são utilizadas, empregando a abordagem proposta em (CARDOSO et al., 2006), com ganhos K_1 e K_2 constantes:

- **PLL 1**: fornece as referências para as malhas de controle do conversor CC-CA. Durante operação autônoma, gera as referências $v_{\alpha 1}$, $v_{\beta 1}$ e s_α com frequência f_{gi}, independentemente da tensão da rede elétrica. Durante modo conectado à rede, a PLL 1 é sincronizada com a tensão da rede elétrica (v_{ge}). Os sinais $v_{\alpha 1}$ e $v_{\beta 1}$ apresentam amplitude igual à amplitude da tensão da rede, onde $v_{\alpha 1}$ é a componente direta, e $v_{\beta 1}$ é a componente de quadratura. O sinal s_α é a componente direta $v_{\alpha 1}$ normalizada, com amplitude unitária;
- **PLL 2**: mede permanentemente a tensão da rede elétrica (v_{ge}), com o objetivo de detectar o sincronismo entre rede elétrica e rede interna. O sincronismo (sinal

PLL$_{sync}$) é detectado quando as componentes diretas $v_{\alpha 1}$ e $v_{\alpha 2}$ são similares, e as componentes de quadratura são positivas. Durante o processo de conexão com a rede, o OMTC seta a variável PLL$_{stop}$ = 0 após a detecção do sincronismo, tornando a PLL 1 sincronizada com a PLL 2 e a rede elétrica.

Figura A.10 – Sincronismo e geração de referência.

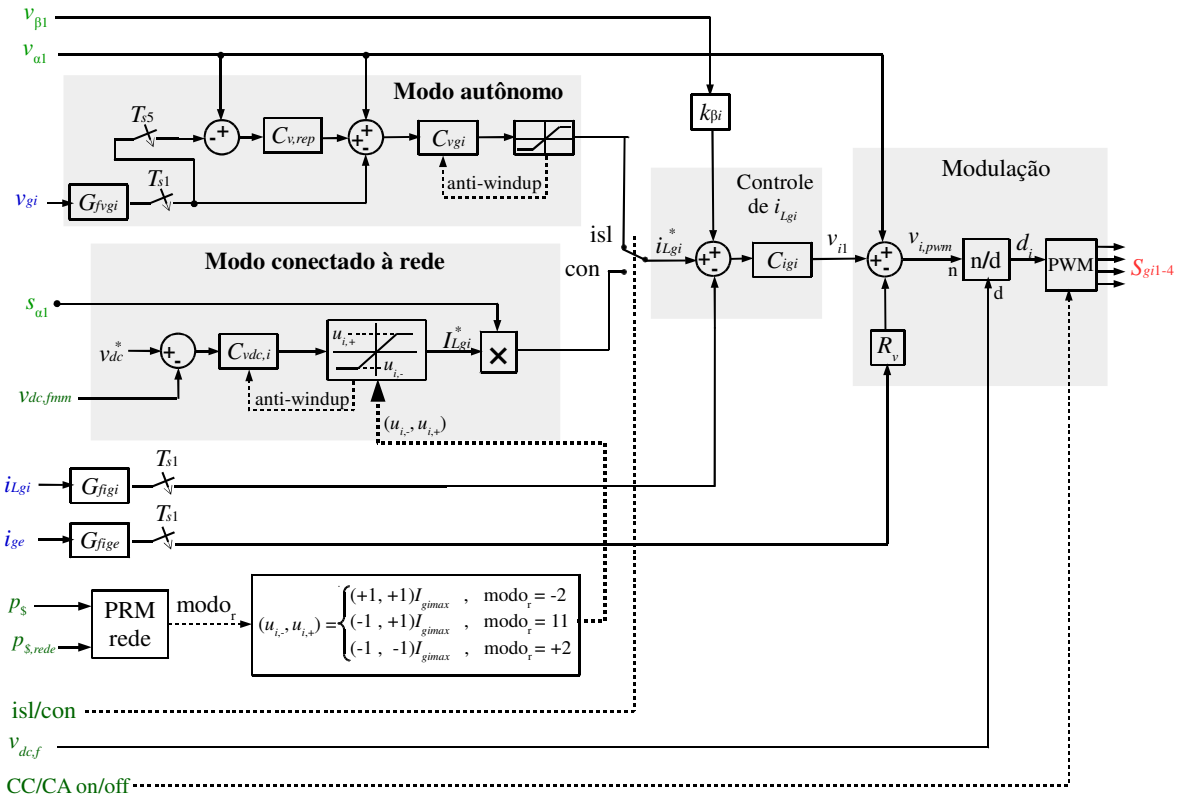


Fonte: próprio autor.

A.2.6 Conversor CC-CA

A Figura A. apresenta o esquema de controle do conversor CC-CA. A corrente do indutor L_{gi} é controlada pelo compensador de atraso-avanço C_{igi}. A ação de controle de C_{igi} é somada à referência da PLL ($v_{\alpha 1}$) (ação *feed-forward*) e à realimentação $R_v \cdot i_{Lge}$ para obter a tensão que o conversor deve sintetizar ($v_{i,pwm}$) (TAO; DUARTE; HENDRIX, 2007). A realimentação da corrente i_{Lge} com a resistência virtual R_v foi introduzida para reduzir picos de corrente durante transferências entre o modo de operação conectado à rede e o autônomo, e é considerada na modelagem do conversor (SALHA; COLAS; GUILLAUD, 2010). A razão cíclica do conversor CC-CA é obtida dividindo $v_{i,pwm}$ pela tensão do barramento CC.

Figura A.11 – Esquema de controle do conversor CC-CA.



Fonte: próprio autor.

A referência senoidal da corrente (i_{Lgi}^*) é obtida em função dos seguintes modos de operação:

a) **Modo autônomo**: a tensão da saída do conversor CC-CA (v_{gi}) é controlada com referência senoidal através do controlador C_{vgi}, cuja ação de controle é i_{Lgi}^*. Um controlador repetitivo $C_{v,rep}$ é empregado para reduzir o conteúdo harmônico da tensão v_{gi} em frequências múltiplas de 60 Hz (MICHELS, 2006). O projeto desses controladores considerou o modelo da malha interna de corrente, assim como a realimentação de i_{Lge};

b) **Modo conectado à rede**: em modo conectado à rede, define-se a variável I_{Lgi}^*, que é a amplitude da corrente i_{Lgi}^*. Um saturador empregado no filtro anti-windup do controlador $C_{vdc,i}$ define o valor máximo ($u_{i,+}$) e o mínimo ($u_{i,-}$) de I_{Lgi}^*. Os modos de operação do conversor CC-CA em modo conectado à rede são detalhados a seguir:

– **Inversor com corrente independente da tensão do barramento CC (modo$_r$ = -2)**: I_{Lgi}^* é positiva e igual a $I_{gi,max}$. O controlador $C_{vdc,i}$ não atua pois permanece sempre saturado;

- **Retificador com corrente independente da tensão do barramento CC (modo$_r$ = +2)**: I_{Lgi}^* é negativa e igual a $-I_{gi,max}$. O controlador $C_{vdc,i}$ não atua pois permanece sempre saturado;
- **Inversor/Retificador DCBVR (modo$_r$ = 11):** I_{Lgi}^* pode ser positiva (inversor) ou negativa (retificador), limitada por ($-I_{gi,max}$, $+I_{gi,max}$). Dentro desses limites, I_{Lgi}^* é a ação de controle de $C_{vdc,i}$, que regula a tensão do barramento CC.

Observa-se também que a referência da malha de corrente (i_{Lgi}^*) é somada à $k_{\beta i} \cdot v_{\beta 1}$. O objetivo de somar $k_{\beta i} \cdot v_{\beta 1}$ é incluir a corrente das capacitâncias C_{gi1} e C_{gi2} na referência de corrente, a fim de aumentar o fator de potência da corrente de saída para a rede (i_{ge}). A constante $k_{\beta i}$ = 0,0072 foi selecionada para que i_{ge} = 0 quando i_{Lgi}^* = 0, tornando o fator de potência próxima ao unitário.

O modo de operação modo$_r$ = (-2, 0, 11, +2) é selecionado na PRM a partir do preço interno $p_\$$ e da faixa de preço da rede elétrica ($p_{\$,rede}$).

A.2.7 Tabelas de parâmetros do sistema de controle

A seguir são apresentadas as Tabelas dos parâmetros do sistema de controle. Na Tabela A.3 são mostrados os períodos de amostragem do sistema, enquanto que, na Tabela A.4, são mostradas as funções de transferências e constantes do sistema. Parâmetros não presentes nessas tabelas encontram-se nas figuras já apresentadas.

Tabela A.3 – Períodos de amostragem do sistema.

Parâmetro	Valor	Descrição
T_{s1}	1/(48 kHz)	Período de amostragem das variáveis
T_{s2}	1/(24 kHz)	Período de amostragem dos controladores da corrente da bateria e do sistema fotovoltaico, e da PLL
T_{s3}	1/(4,8 kHz)	Período de amostragem dos controladores de tensão do barramento CC e do gerenciamento de potência
T_{s4}	1/(2,4 kHz)	Período de amostragem dos controladores da tensão das baterias e do sistema fotovoltaico
T_{s5}	1/(12 kHz)	Período de amostragem do controlador repetitivo

Fonte: próprio autor.

Tabela A.4 – Filtros, controladores e constantes empregados no sistema de controle.

Função de transferência	Freq. de amostragem	Descrição (continua)
Filtros analógicos		
$G_{fvdc}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 38000)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de v_{dc}, frequência de corte de 38 kHz
$G_{fvge}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 9500)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de v_{ge}, frequência de corte de 9,5 kHz
$G_{fvgi}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 9500)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de v_{gi}, frequência de corte de 9,5 kHz
$G_{figi}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 14700)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de i_{Lgi}, frequência de corte de 14,7 kHz
$G_{fige}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 13700)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de i_{ge}, frequência de corte de 13,7 kHz
$G_{fipv}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 7092)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de i_{Lpv}, frequência de corte de 7920 Hz
$G_{fib}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 8931)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de i_{ge}, frequência de corte de 8931 Hz
$G_{fvb}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 38000)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de v_{bat}, frequência de corte de 38 kHz
$G_{fvpv}(s) = \frac{1}{s/(2\pi \cdot 38000)+1}$	Contínuo	Filtro analógico de v_{pv}, frequência de corte de 38 kHz
Filtros digitais		
$G_{fvpv2}(z) = \frac{0,03169(z+1)}{z-0,93662}$	48 kHz	Filtro digital com banda passante de 500 Hz para filtrar v_{pv}
$G_{fib2}(z) = \frac{0,03169(z+1)}{z-0,93662}$	48 kHz	Filtro digital com banda passante de 500 Hz para filtrar i_{Lb}
$G_{fvb2}(z) = \frac{0,03169(z+1)}{z-0,93662}$	48 kHz	Filtro digital com banda passante de 500 Hz para filtrar v_{bat}
$G_{fvdc1}(z) = \frac{0.2466(z+1)}{z-0.5068}$	48 kHz	Filtro digital com banda passante de 5 kHz para filtrar v_{dc}
$G_{fmm}(z) = \frac{0,027-0,025z^{-40}}{1-0,998z^{-1}}$	4,8 kHz	Filtro de médias móveis não-ideal que atenua harmônicas múltiplas de 120 Hz

(conclusão)

Controladores de corrente		
$C_{igi}(z) = 10,5\ \frac{z-0,7484}{z-0,897}$	48 kHz	Controlador da corrente i_{Lgi}
$R_v = 3\ \Omega$	48 kHz	Resistência virtual para evitar sobre-corrente de i_{ge} durante transferências
$C_{ipv}(z) = -10 - \frac{0,268}{z-1}$	24 kHz	Controlador da corrente i_{Lpv}
$C_{i,b}(z) = -10 - \frac{0,268}{z-1}$	24 kHz	Controlador da corrente i_{Lb}
Controladores de tensão		
$C_{vgi}(z) = 0,063 + \frac{0,013}{z-1}$	48 kHz	Controlador da tensão da rede interna v_{gi} em modo autônomo
$C_{v,rep}(z) = \frac{0,15\ z^4\ z^{-200}}{1-\left(0,2z+0,6+0,2z^{-1}\right)z^{-200}}$	12 kHz	Controlador repetitivo para reduzir harmônicas da tensão v_{gi}
$C_{vpv}(z) = -0,1259 - \frac{0,00738}{z-1}$	2,4 kHz	Controlador da tensão v_{pv} para operação em MPPT
$C_{vbat}(z) = -0,052 - \frac{0,207}{z-1}$	2,4 kHz	Controlador da tensão da bateria v_{bat} para operação em flutuação
$C_{vdc,pv}(z) = 0,66 + \frac{0,0008}{z-1} - \frac{0,0023}{z-0,991}$	4,8 kHz	Controlador de v_{dc} pelo sistema fotovoltaico
$C_{vdc,b}(z) = 0,66 + \frac{0,0008}{z-1} - \frac{0,0023}{z-0,991}$	4,8 kHz	Controlador de v_{dc} pela bateria
$C_{vdc,i}(z) = -0,386 - \frac{0,0005}{z-1} + \frac{0,0014}{z-0,991}$	4,8 kHz	Controlador de v_{dc} pelo conversor CC-CA
Outras constantes		
$R_v = 3\ \Omega$	48 kHz	Resistência virtual para evitar sobre-corrente de i_{ge} durante transferências
$k_{\beta i} = 0,0072$	48 kHz	Constante multiplicada por $v_{\beta 1}$ para aumentar fator de potência do conversor CC-CA

Fonte: próprio autor.

APÊNDICE B – OBTENÇÃO E PROCESSAMENTO DOS RESULTADOS EXPERIMENTAIS DO GERENCIAMENTO DE POTÊNCIA

B.1 OBTENÇÃO DOS DADOS

Os dados dos resultados experimentais do gerenciamento de potência foram obtidos com dois osciloscópios de 4 canais.

As seguintes variáveis foram obtidas no osciloscópio 1 (Figura B.1):

a) **tensão da rede interna** (v_{gi}): medida com ponteira de tensão isolada;
b) **corrente das cargas** (i_{gl}): medida com ponteira de corrente;
c) **tensão do barramento CC** (v_{dc}): medida com ponteira de tensão isolada;
d) **corrente de saída para a rede** (i_{ge}): medida com ponteira de corrente.

As seguintes variáveis foram obtidas no osciloscópio 2 (Figura B.2):

a) **corrente do sistema fotovoltaico** (i_{pv}): medida com ponteira de corrente;
b) **corrente das baterias** (i_{bat}): medida com ponteira de corrente;
c) **estado de carga da bateria** (SOC): obtido a partir de uma saída PWM do DSP filtrada com banda passante de 500 Hz;
d) **preço interno** (*price*): saída PWM do DSP filtrada com banda passante de 500 Hz. Os dados foram processados no software MATLAB para remoção de ruído.

A sincronização dos dados foi realizada de duas maneiras:

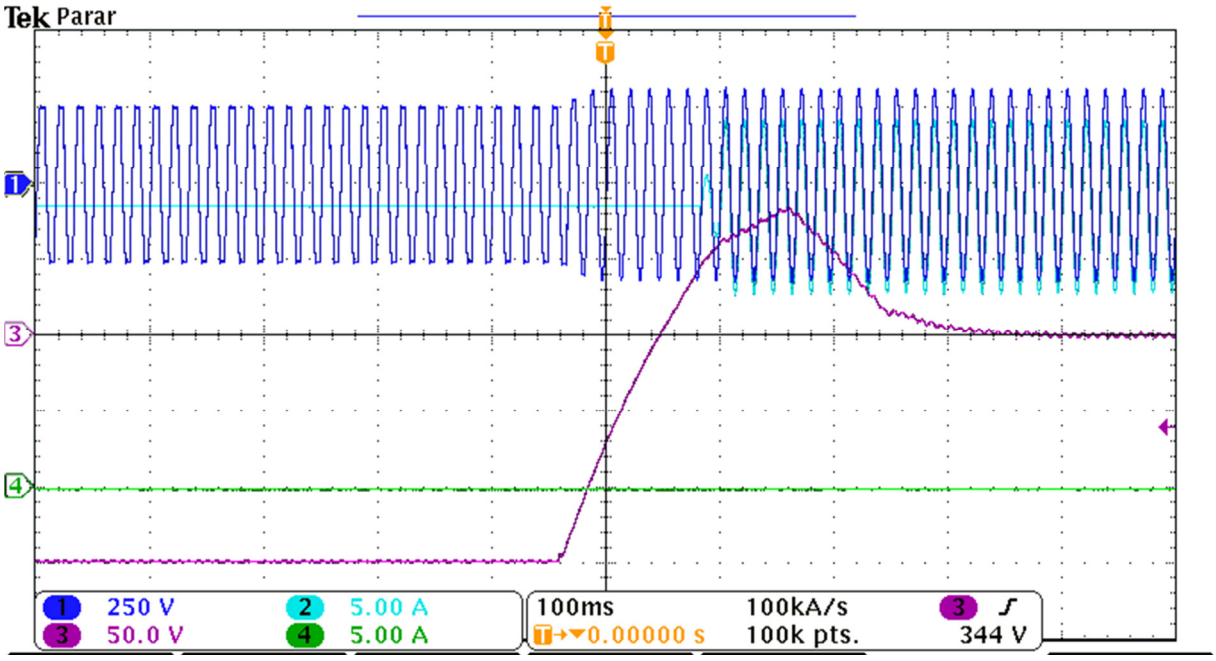
a) nos resultados com maior precisão temporal (10 ms/div), os dados dos dois osciloscópios foram sincronizados através de comunicação entre os osciloscópios;
b) na maioria dos resultados de menor precisão temporal (50 ms/div), os dados foram sincronizados através da visualização dos distúrbios no software Matlab.

Outros dados mostrados nos resultados são:

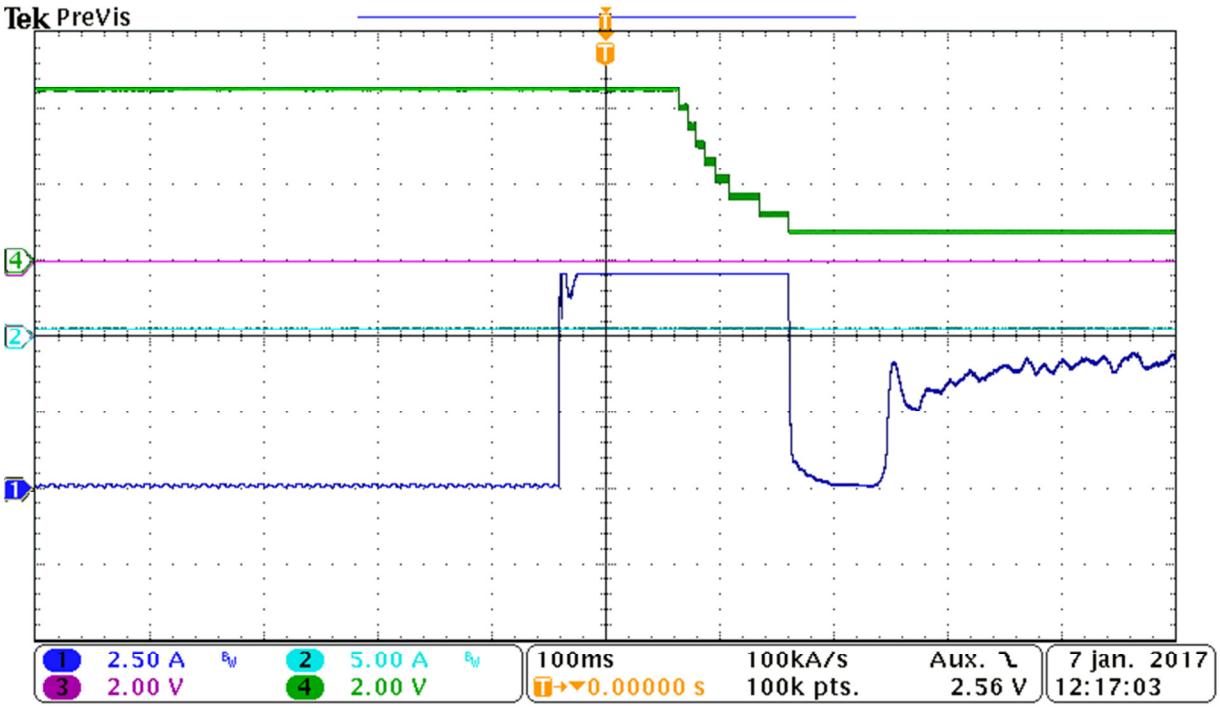
a) **nível do estado de carga** (SOC_{LV} = L, M, H): obtido através da visualização das formas de onda no software Matlab;
b) **preço da energia da rede** ($p_{\$,rede}$ = B, N, C): obtido através da visualização das formas de onda no software Matlab;
c) **indicação de operação em modo autônomo ou conectado à rede** (isl/con): obtido através da visualização das formas de onda no software Matlab;
d) **modos de operação dos conversores** (-2, -1, 0, 1, 2, 8): as PRMs dos elementos foram definidas no Matlab. Dessa forma, os modos de operação foram obtidos através da aplicação das variáveis *price*, SOC_{LV}, $p_{\$,rede}$ e isl/con nessas PRMs.

Figura B.1 – Dados obtidos nos osciloscópios para o resultado da Figura 6.15: (a) osciloscópio 1; (b) osciloscópio 2.

(a)



(b)



Fonte: próprio autor.

B.2 CÁLCULO DAS POTÊNCIAS

A partir dos dados obtidos, a corrente de saída do conversor CC-CA, mostrada nos resultados, foi calculada por:

$$i_{gi} = i_{ge} + i_{gl} \tag{B.1}$$

As potências ativas do lado CA mostradas nos resultados foram calculadas através da média móvel da potência instantânea, com janela de 120 Hz:

$$P_{gi}[k] = \frac{1}{N} \sum_{n=k-N}^{k} i_{gl}[n] v_{gi}[n] \tag{B.2}$$

$$P_{ge}[k] = \frac{1}{N} \sum_{n=k-N}^{k} i_{ge}[n] v_{gi}[n] \tag{B.3}$$

$$P_{gi}[k] = P_{gi}[k] + P_{ge}[k] \tag{B.4}$$

onde N é o tamanho do buffer, que depende do período de amostragem do osciloscópio ($T_{s,osc}$):

$$N = \frac{1}{T_{s,osc} 120} \tag{B.5}$$

A tensão do sistema e a tensão das baterias não foram medidas através dos osciloscópios, devido à insuficiência de canais. Por esse motivo, a potência das baterias (P_{bat}) é calculada através da seguinte equação aproximada:

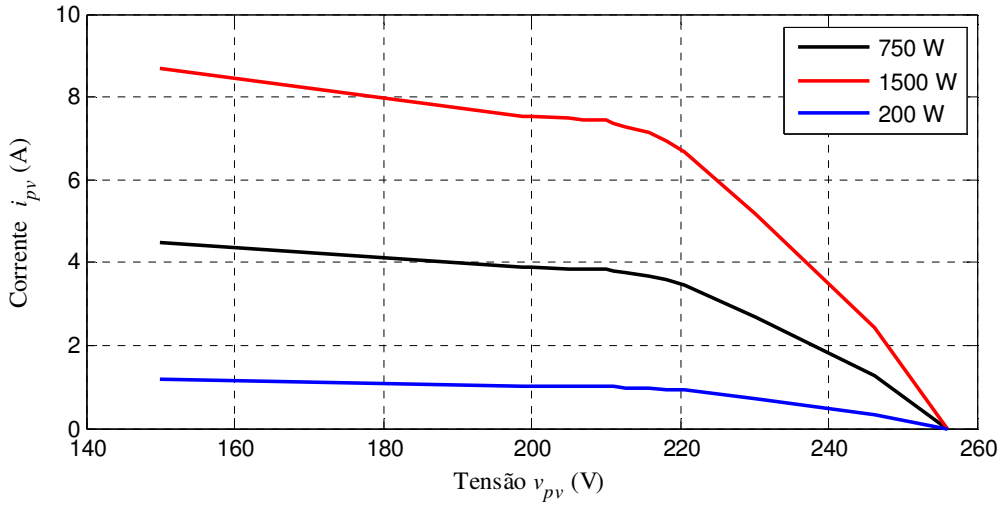
$$P_{bat}[k] = i_{bat}[k] v_{bat1} \tag{B.6}$$

onde v_{bat1} é a tensão das baterias medida com voltímetro antes do ensaio. Essa aproximação é válida porque as baterias estavam com estado de carga elevado durante os ensaios (> 80%), de modo que sua resistência interna era reduzida. Por isso, a tensão das baterias não apresentou variação significativa durante os ensaios.

A potência do sistema fotovoltaica foi calculada a partir da curva V-I programada no emulador fotovoltaico. Utilizaram-se três potências máximas de ensaio: 200 W, 750 W e 1500

W. Dada uma corrente i_{pv} medida através do osciloscópio, obteve-se a tensão v_{pv} através dos gráficos mostrados na Figura B.2.

Figura B.2 – Curvas V-I do sistema fotovoltaico emulado.



Fonte: próprio autor.

Assim, obteve-se a potência fotovoltaica através de:

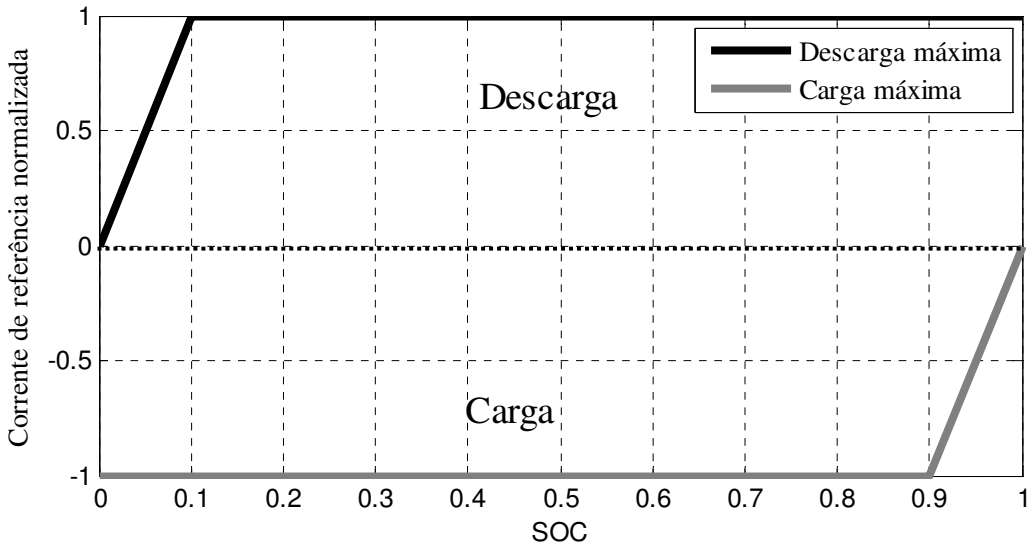
$$P_{pv}[k] = i_{pv}[k] v_{pv}[k] \qquad \text{B.7}$$

B.3 CORRENTE DAS BATERIAS EM FUNÇÃO DO ESTADO DE CARGA

Nos ensaios realizados para validação da estratégia de gerenciamento de potência, não foi utilizado o estado de carga real das baterias, mas sim um SOC fictício. O SOC inicial de cada ensaio foi inserido manualmente no DSP. A variação desse SOC foi calculada a partir do método de Contagem de Coulomb, mostrado na Seção A.2.4 do Apêndice A.

Sendo o SOC utilizado diferente do real, emulou-se dentro do DSP a redução da potência máxima de carga e descarga da bateria em função do estado de carga. A corrente máxima de carga é reduzida linearmente para SOC superior a 90%, e a corrente máxima de descarga é reduzida linearmente para SOC inferior a 10%. Essa função é mostrada na Figura B.3. Através desse método, foi possível realizar os ensaios de carga e descargas das baterias de maneira acelerada, sem prejudicar a validação da estratégia de gerenciamento de potência.

Figura B.3 – Redução da corrente máxima de carga e descarga em função do estado de carga.



Fonte: próprio autor.

ANEXO A – CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE NORMAS DE COMPATIBILIDADE COM A REDE DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS

A.1 QUALIDADE DA CORRENTE INJETADA NA REDE

A norma NBR 16149 caracteriza a corrente a ser injetada na rede elétrica. A Tabela A.5 apresenta as especificações da rede elétrica para inversores.

Tabela A.5 – Especificações da corrente injetada na rede elétrica para inversores fotovoltaicos, de acordo com NBR 16149.

Medida	Amplitude máxima
Harmônicas ímpares	(3-9) 4,0 %
	(11-15) 2,0 %
	(17-21) 1,5 %
	(23-33) 0,6 %
	(>33) norma não aborda
Harmônicas pares	(2-8) 1,0%
	(10-32) 0,5 %
	(>34) norma não aborda
Nível DC	0,5 % da corrente nominal[1]
THD	5,0 %, em relação à componente fundamental da corrente nominal
Fator de potência	> 0,98 indutivo ou capacitivo[2]

[1] Valor superior é admitido apenas num tempo máximo de 1 s. Inversores com transformador de baixa frequência não precisam atender a esse requisito.
[2] Para operação com potência superior a 20% da nominal, dentro das faixas nominais de tensão e frequência. Para inversores com potência ativa igual ou superior a 3 kW, o fator de potência pode ser modificado.
Fonte: NBR 16149.

Os inversores com potência entre 3 kW e 6 kW precisam ter fator de potência ajustável entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo. Inversores com potência acima de 6 kW necessitam ter fator de potência ajustável de 0,90 indutivo a 0,90 capacitivo. O fator de potência ajustável desses inversores só deve ser ativado quando a tensão da rede for superior a um determinado valor, a fim de auxiliar na regulação da rede elétrica. A forma de ajuste do fator de potência é apresentada com detalhes na norma NBR 16149.

A.2 ENSAIOS ANTI-ILHAMENTO

O ilhamento é a condição na qual uma seção da rede elétrica é desconectada da rede principal, e um inversor continua a suprir essa seção da rede com tensão e frequência nominal. Essa condição pode acontecer caso a carga local demande a mesma potência ativa e reativa suprida pelo inversor. O principal problemas relativo a ilhamentos não-intencionais são os riscos de choque elétrico durante a manutenção da rede elétrica.

A NBR16149 especifica que o inversor deve desconectar em, no máximo, 2 segundos após o ilhamento. As normas de anti-ilhamento não especificam a técnica utilizada pelo inversor para detectar o ilhamento, mas sim os testes necessários para certificar o inversor. No Brasil, é válida a norma NBR IEC 62116, cujo teste consiste no uso de uma carga RLC conectada em paralelo com a rede e que consome a potência ativa produzida pelo inversor. A forma de interligação dos equipamentos para a realização dos testes é mostrada na Figura A.12. Os seguintes parâmetros devem ser usados:

$$R = \frac{V_g^2}{P_o} \tag{A.3}$$

$$L = \frac{V_g^2}{2\pi f P_o Q_f} \tag{A.4}$$

$$C = \frac{P_o Q_f}{2\pi f_1 V_g^2} \tag{A.5}$$

$$Q_f = R\sqrt{\frac{C}{L}} \tag{A.6}$$

onde:

P_o é a potência utilizada para o teste;

V_g: valor eficaz da tensão da rede;

f_1: frequência da rede;

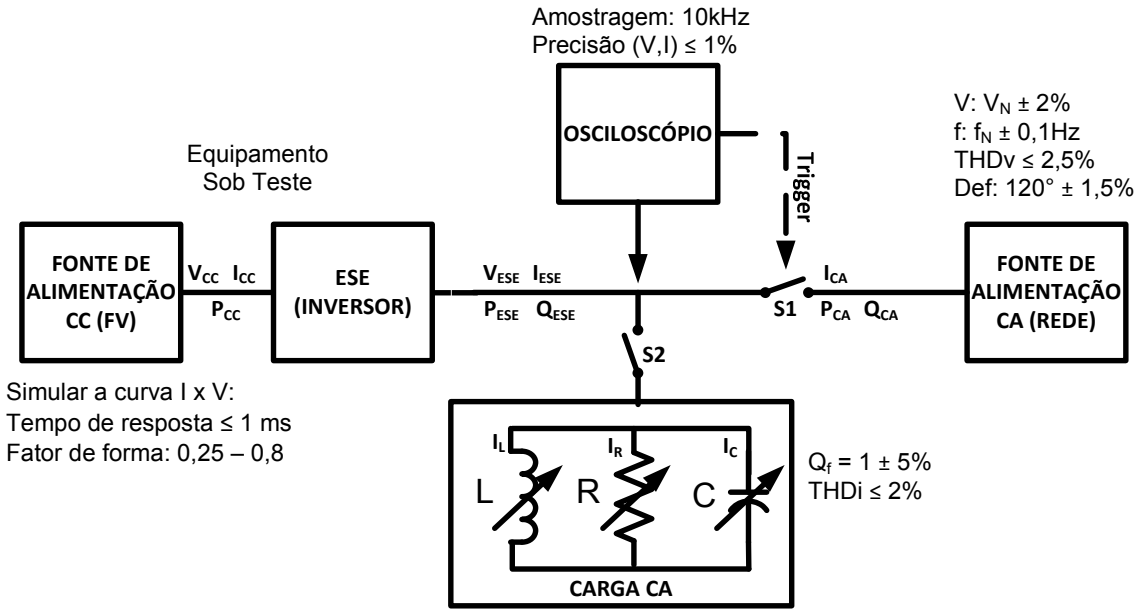
Q_f: fator de qualidade, que é a quantificação do potencial de ressonância da carga de ensaio do ilhamento, definido com valor unitário em 60 Hz.

O inversor é testado para três níveis distintos de potência de saída:

a) A: potência de saída máxima e tensão de entrada CC entre 90% e o máximo da faixa de tensão nominal;
b) B: potência de saída de 50% a 66% da máxima e tensão de entrada CC no centro da faixa de tensão nominal, com variação máxima de ±10%;
c) C: potência de saída de 25% a 33% da máxima e tensão de entrada CC entre o mínimo e 10% da faixa de tensão nominal.

Caso a mínima potência do inversor seja maior do que 33% da nominal, deve-se utilizar a potência mínima no teste C.

Figura A.12 – Esquemático de conexão dos equipamentos para validação da proteção contra ilhamento (NBR IEC 62116).



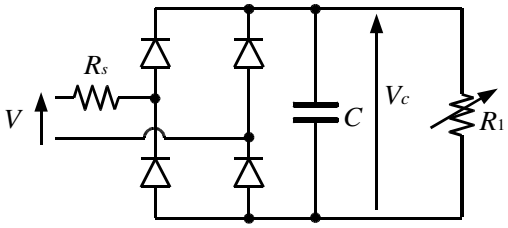
Fonte: NBR IEC 62116.

ANEXO B – CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE NORMAS RELACIONADAS A FONTES ININTERRUPTAS DE ENERGIA

B.1 CARGA NÃO-LINEAR DE REFERÊNCIA

A IEC 62040-3 e a NBR 15204 apresentam uma carga não-linear de referência para ensaios de qualidade de energia e de comutação de cargas, mostrada na Figura B.4.

Figura B.4 – Carga não-linear de referência da IEC 62040-3 e da NBR 15204.



Fonte: IEC 62040-3 e NBR 15204.

Parâmetros empregados no projeto:

V: tensão eficaz de alimentação da carga não-linear (normalmente 220 V);

V_c: tensão de saída contínua, dada aproximadamente por V_c = 1,22 V. Essa relação pode ser calibrada de acordo com a tensão média obtida na saída;

S: potência aparente especificada para a carga.

Os valores de R_s, R_1 e C são calculados aproximadamente por:

$$R_s = \frac{0,04\ V^2}{S} \qquad \text{B.8}$$

$$R_1 = \frac{V_c^{\,2}}{0,66\,S} \qquad \text{B.9}$$

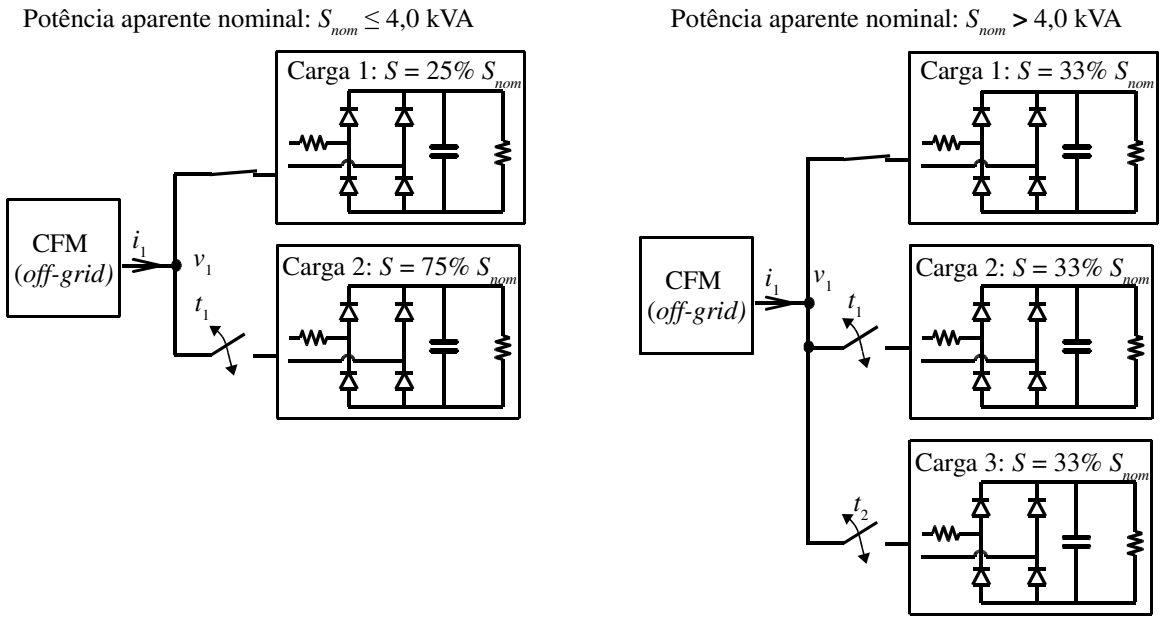
$$C = \frac{0,125}{R_1} \qquad \text{B.10}$$

B.2 ENSAIOS DE DEGRAU DE CARGA NÃO-LINEAR

A norma IEC 62040-3 determina o circuito de teste da Figura B.5 para ensaiar a resposta transitória da UPS para degraus das cargas não-lineares da Seção B.1 do Anexo B.

Figura B.5 – Circuito de teste para ensaio de degrau de carga não-linear: (a) S ≤ 4 kVA; (b) S > 4 kVA.

(a) (b)



Fonte: adaptação de IEC 62040-3.

Na Figura B.5(a), é apresentado o circuito de teste para UPSs com potência aparente igual ou inferior a 4 kVA. Para esse caso, utilizam-se duas cargas: uma carga com potência aparente de 25% da nominal e outra com potência aparente de 75% da nominal. Na Figura B.5(b), é ilustrado o circuito de teste para UPSs com potência aparente superior a 4 kVA. Nesse caso, utilizam-se três cargas com potência aparente igual a 33% da nominal.

São realizados ensaios de inclusão e remoção das cargas no pico da tensão senoidal. A partir do instante de inclusão ou remoção da carga, o erro da tensão eficaz (v_1) é calculado e comparado com os limites para definição das classes de resposta transitória da IEC 62040-3.

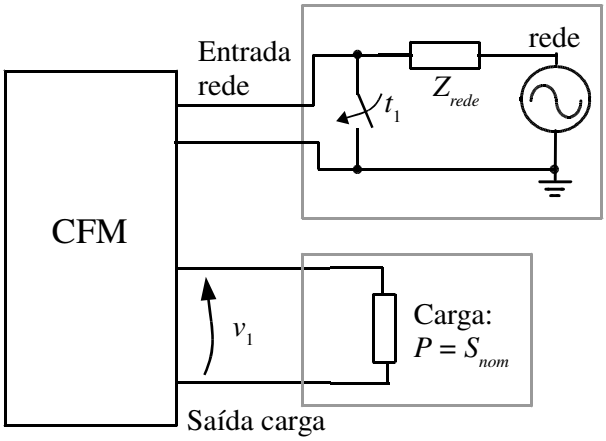
B.3 ENSAIOS DE TRANSFERÊNCIA ENTRE MODOS DE OPERAÇÃO

O circuito de teste da Figura B.6 é empregado para ensaiar transferências entre o modo conectado à rede e o autônomo, de acordo com a IEC 62040-3. A carga conectada no CFM é resistiva, com potência igual à potência nominal do CFM.

Nos ensaios de desconexão da rede, a rede elétrica é curto-circuitada em dois ensaios distintos: um no cruzamento por zero da tensão da rede (ângulo de 0°) e outro no pico da tensão da rede (ângulo de 90°). O erro da tensão eficaz (v_1) sobre as cargas é medido a partir do instante do curto-circuito.

O ensaio de conexão com a rede é realizado com o mesmo circuito. Após a tensão da rede ser normalizada, é verificada a tensão sobre as cargas. O erro da tensão eficaz é medido a partir do instante em que o CFM conecta com a rede.

Figura B.6 – Circuito de teste para ensaio de transferência entre modos de operação



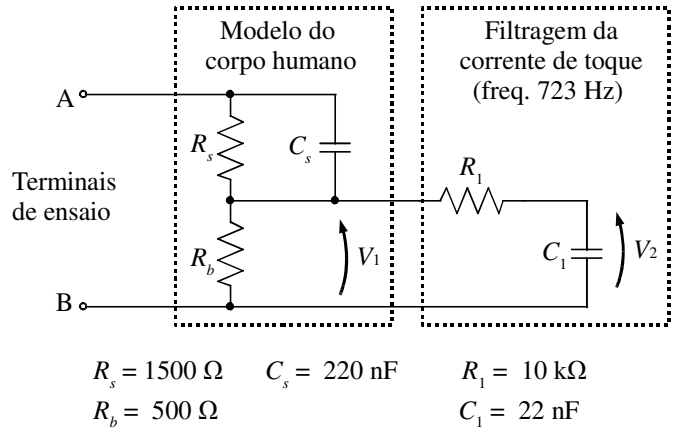
Fonte: adaptação de IEC 62040-3.

ANEXO C – CARACTERÍSTICAS RELEVANTES DE NORMAS RELACIONADAS À SEGURANÇA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

C.1 DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE TOQUE

A IEC 62109-2 determina que a corrente de toque humano máximo em um arranjo fotovoltaico isolado deve ser de 30 mA eficazes, considerando componentes CC e CA. A determinação dessa corrente de toque é realizada através do circuito da Figura C.1. Os resistores R_b, R_s e o capacitor C_s representam o modelo do corpo humano, enquanto R_1 e C_1 são um filtro passa-baixa para medição da corrente de toque.

Figura C.1 – Circuito para determinação da corrente de toque utilizando modelo do corpo humano (IEC 60990).



Fonte: IEC 60990.

O ensaio da corrente de toque no lado CC de um sistema fotovoltaico isolado é realizado através dos seguintes passos:

a) sistema fotovoltaico não deve apresentar conexão a terra. Saída CA do inversor deve ser ligada a uma rede com neutro aterrado;
b) desligar sistema de supervisão da isolação do sistema fotovoltaico do inversor, se necessário;
c) conectar terminal A da Figura a um dos polos da entrada do sistema fotovoltaico e conectar terminal B a terra;
d) ligar o inversor e medir corrente de toque (filtrada), dada por:

$$i_{tc} = \frac{V_2}{500} \tag{C.1}$$

e) repetir passos c e d para os polos não ensaiados do sistema fotovoltaico, um de cada vez.

Em todos os ensaios, a corrente de toque i_{tc} deve ser inferior a 30 mA eficazes, considerando componentes CC e CA.

O mesmo procedimento pode ser realizado para todas as entradas isoladas da rede em conversores fotovoltaicos multifuncionais. Além da entrada fotovoltaica isolada da rede, os mesmos procedimentos podem ser realizados para todos estes circuitos:

a) baterias isoladas da rede ou isoladas de outros sistemas aterrados, como cargas que operam em sistema TN;
b) cargas que operam como sistema IT em modo autônomo;
c) cargas que operam como sistema TN em modo autônomo, desde que o aterramento do neutro seja desligado durante o ensaio.

C.2 DETERMINAÇÃO DA CORRENTE DE FUGA CONTRA PERIGOS DE FOGO

Nesse ensaio, a corrente de fuga medida no inversor fotovoltaico deve ser inferior a 300 mA eficazes para inversores de potência inferior a 30 kVA, ou 10 mA/kVA (eficazes) para inversores de potência superior a 30 kVA. O valor eficaz da corrente deve considerar componentes CC e CA (*true rms*). O medidor deve apresentar banda passante mínima de 2 kHz.

O ensaio da corrente de toque no lado CC de um sistema fotovoltaico isolado é realizado através dos seguintes passos:

a) sistema fotovoltaico não deve apresentar conexão a terra. Saída CA do inversor deve ser ligada a uma rede com neutro aterrado;
b) desligar sistema de supervisão da isolação do sistema fotovoltaico do inversor, se necessário;
c) conectar o medidor de corrente (amperímetro) de um dos polos do sistema fotovoltaico para a terra;
d) ligar o inversor e medir a corrente eficaz;
e) repetir passos c e d para os polos não ensaiados do sistema fotovoltaico, um de cada vez.

O mesmo procedimento pode ser realizado para todas as entradas isoladas da rede em conversores fotovoltaicos multifuncionais. Além da entrada fotovoltaica isolada da rede, os mesmos procedimentos podem ser realizados para todos estes circuitos:

a) baterias isoladas da rede ou isoladas de outros sistemas aterrados, como cargas que operam em sistema TN;
b) cargas que operam como sistema IT em modo autônomo;
c) cargas que operam como sistema TN em modo autônomo, desde que o aterramento do neutro seja desligado durante o ensaio.