

VINÍCIUS DÁRIO BACON

**SISTEMA UPQC MULTIFUNCIONAL PROPOSTO PARA OPERAR COMO
INTERFACE ENTRE MICRORREDES HÍBRIDAS E REDES CONCESSIONÁRIAS
DE ENERGIA ELÉTRICA**

TESE DE DOUTORADO

CORNÉLIO PROCÓPIO
2020

VINÍCIUS DÁRIO BACON

**SISTEMA UPQC MULTIFUNCIONAL PROPOSTO PARA OPERAR COMO
INTERFACE ENTRE MICRORREDES HÍBRIDAS E REDES CONCESSIONÁRIAS
DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação Associado em Engenharia Elétrica UEL/UTFPR-CP como requisito parcial para obtenção do título de “Doutor em Engenharia Elétrica”.

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

CORNÉLIO PROCÓPIO
2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

B128 Bacon, Vinícius Dário

Sistema UPQC multifuncional proposto para operar como interface entre microrredes híbridas e redes concessionárias de energia elétrica / Vinícius Dário Bacon. – 2020.

149 f. : il. color. ; 31 cm.

Orientador: Sérgio Augusto Oliveira da Silva.

Tese (Doutorado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação Associado em Engenharia Elétrica. Cornélio Procópio, 2020.

Bibliografia: p. 143-149.

1. Geração distribuída de energia elétrica. 2. Energia - Fontes alternativas. 3. Conversores de corrente elétrica. 4. Redes elétricas inteligentes. 5. Engenharia Elétrica – Teses. I. Silva, Sérgio Augusto Oliveira da, orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-Graduação Associado em Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD (22. ed.) 621.3

Biblioteca da UTFPR - Câmpus Cornélio Procópio

Bibliotecário/Documentalista responsável:
Romeu Righetti de Araujo – CRB-9/1676

TERMO DE APROVAÇÃO

Título da Tese N° 003:

"Sistema UPQC Multifuncional Proposto para Operar como Interface entre Microrredes Híbridas e Redes Concessionárias de Energia Elétrica".

por

Vinícius Dário Bacon

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva
Coorientador:

Esta tese foi apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de DOUTOR EM ENGENHARIA ELÉTRICA – Área de Concentração: Sistemas Eletrônicos, pelo Programa de Pós-Graduação Associado em Engenharia Elétrica – PPGAEE – da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR – Câmpus Cornélio Procópio, às 14h00 do dia 05 de agosto de 2020. O trabalho foi _____ pela Banca Examinadora, composta pelos professores:

Prof. Dr. Sérgio Augusto Oliveira da Silva
Presidente
UTFPR-CP

Prof. Dr. Marcelo Cabral Cavalcanti
UFPE

Prof. Dr. Claudionor Francisco do Nascimento
UFSCar

Prof. Dr. Thiago Ribeiro de Oliveira
UFMG

Prof. Dr. Leonardo Poltronieri Sampaio
UTFPR-CP

Visto da coordenação:

Prof. Dr. Alessandro Goedtel
Coordenador Substituto do Programa de Pós-Graduação Associado em
Engenharia Elétrica
UTFPR Câmpus Cornélio Procópio

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

Dedico esta tese à minha esposa Luana Nonis Santos Bacon que tem sido meu forte para consolo e luz de motivação tão importantes para finalizar minha jornada até aqui.

AGRADECIMENTOS

Louvores sejam dados a Deus, meu pai querido, a Jesus, meu senhor, e ao Espírito Santo, meu auxiliador, pela benção da conclusão deste doutorado depois de um longo caminho de esforço e persistência que só pude passar com vosso auxílio. Exaltada seja minha mãe Maria Santíssima por ter sempre me guiado indo a frente dos meus passos.

Agradeço a todos os meus familiares que direta ou indiretamente me apoiaram e incentivaram a seguir meus estudos até aqui. À minha amada esposa agradeço de maneira especial ao apoio nas horas difíceis que me fizeram permanecer de pé e ao companheirismo na celebração das conquistas ao longo do caminho. Ao meu pai José Jorge Bacon e à minha mãe Marisa Dário Bacon, meus primeiros professores, agradeço de maneira especial por me ensinarem o que é mais valioso e que não se aprende nos livros: feliz será aquele que vive e trabalha com amor. Agradeço também a meu padrinho Israel Dário Júnior e minha madrinha Marcia Dário Secco que sempre me incentivaram e aconselharam. Agradeço ainda pelo amor, carinho e apoio também de minha avó Maria Zulmira Bacon, minha tia Lia Bacon, meu avô Israel Dário e minha avó Cleide e homenageio também o meu avô Tarquino Bacon e minha avó Nair Dário que já estão na morada eterna.

Agradeço aos amigos que tive em Cornélio Procópio durante meu doutorado que tornaram o labor mais leve e que contribuíram direta ou indiretamente no meu desenvolvimento como pesquisador. Em especial, homenageio o companheiro fiel Leonardo Bruno Garcia Campanhol que muito me ensinou e orientou ao longo desses anos. Agradeço também de maneira especial aos parceiros Guilherme Pelz, Danilo Wollz e Sebastián Manrique com os quais sempre pude contar, independente da situação ou problema seja nos estudos, no trabalho ou na vida. Agradeço ainda de maneira geral a todos os amigos do Centro Integrado de Pesquisa em Controle e Automação (CIPECA).

Agradeço também aos professores do Programa de Pós-Graduação Associado em Engenharia Elétrica UEL/UTFPR-CP. Em especial, quero homenagear o meu orientador Sérgio Augusto Oliveira da Silva pela competência exemplar em sua função e, em especial, por não ter medido esforços para realização do sonho de me formar doutor com experiência fora do país. Agradeço ainda aos professores da banca Marcelo Cavalcanti, Claudionor Nascimento, Thiago de Oliveira, Leonardo Poltronieri Sampaio, Leonardo Campanhol e Lenin Moraes pelas contribuições com o trabalho.

A UTFPR agradeço por toda estrutura disponibilizada no Laboratório de Eletrônica de Potência Qualidade de Energia e Energias Renováveis (LEPQER) e pelo apoio com a concessão

do afastamento parcial para doutoramento. De maneira especial agradeço aos professores da Coordenação de Engenharia Elétrica do câmpus de Apucarana e ao Diretor Marcelo Ferreira da Silva que me incentivaram e apoiaram de diversas formas, inclusive na viabilização de estágio doutoral fora do país.

“Bendito o homem que deposita a confiança no Senhor, e cuja esperança é o Senhor. Assemelha-se à árvore plantada perto da água, que estende as raízes para o arroio; se vier o calor, ela não temerá, e sua folhagem continuará verdejante; não a inquieta a seca de um ano, pois ela continua a produzir frutos.” (Jr 17, 7-8)

Resumo

Esta tese de doutorado apresenta um condicionador multifuncional híbrido de qualidade de energia unificado (UPQC-H – *Unified Power Quality Conditioner Hybrid*) proposto para operar como interface entre redes de concessionárias e microrredes elétricas híbridas (H- μ Gs – *Hybrid microgrids*). Como principal funcionalidade, o UPQC-H forma os barramentos *ac* e *dc* para a H- μ G, mas também, com a mesma estrutura principal, permite a integração de sistemas de geração distribuída (DGS – *Distributed Generation Systems*) e sistemas de armazenamento de energia (ESS – *Energy Storage Systems*). Para se adequar às funcionalidades citadas, o sistema proposto conta com a adição de apenas dois interruptores ao circuito de potência do UPQC trifásico convencional, que geralmente é composto por dois inversores trifásicos usados para operar como conversores em conexão série e paralela. Algumas vantagens relacionadas à configuração UPQC-H proposta podem ser destacadas, como segue: 1) aplicação versátil para qualquer configuração H- μ G; 2) troca de energia automática entre os barramentos *ac* e *dc* da H- μ G nos modos de operação conectado à rede e ilhado; 3) transições sem interrupção entre os modos de operação ilhado e conectado à rede e vice-versa; e 4) suavização dos problemas relacionados à intermitência das fontes de energia renovável. Resultados de simulação e experimentais são apresentados para validar a proposta e explorar as multifuncionalidades do UPQC-H operando como interface entre a rede concessionária trifásica e uma H- μ G e, simultaneamente, integrando DGS baseado em energia fotovoltaica e ESS baseado em banco de baterias.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Fontes de Energia Renováveis, Microrrede *ac*, Microrrede *dc*, Microrrede Híbrida; Conversor Bidirecional de Energia, Conversor Eletrônico de Interligação, Rede Eletrônica de Energia Elétrica, Redes de Energia Inteligentes, Condicionador Unificado de Qualidade de Energia.

Abstract

This doctoral thesis presents a multifunctional hybrid unified power quality conditioner (UPQC-H), which is proposed to operate as an interface between utility grids and hybrid microgrids (H- μ G). The UPQC-H forms the *ac* and *dc* buses for H- μ G and integrates both the distributed generation systems (DGS) and energy storage systems (ESS). In order to achieve the cited functionalities, the proposed UPQC-H includes two additional power switches to the traditional three-phase UPQC power circuit, which is commonly composed of two three-phase inverters used to operate as series and parallel converters. Some advantages related to the proposed UPQC-H configuration can be highlighted, as follows: 1) versatile application to any H- μ G configuration; 2) natural power exchange between the hybrid *ac* and *dc* buses in both grid-connected and islanded operating modes; 3) seamless transitions between the islanded and grid-connected operating modes, and vice versa. 4) smoothing of the problems associated with the RES intermittencies. Extended experimental and computational results are presented to validate the proposal and explore the multifunctionalities of the UPQC-H interfacing a three-phase utility grid and a H- μ G, and, simultaneously, integrating photovoltaic-based DGS and ESS based on battery bank.

Keywords: Distributed Power Generation, Renewable Energy Sources, *ac* Microgrid, *dc* Microgrid, *ac/dc* Hybrid Microgrids; Bidirectional Electronic Power Converter, Future Electronic Energy Network, Smart Power Grids, Unified Power Quality Conditioner.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Conversor bidirecional interligando uma microrrede <i>ac</i> ($BGIC_{ac}$) típica com a rede concessionária. Fonte: Baseado em (Nutmaki <i>et al.</i> , 2013)	22
Figura 1.2 – Conversor bidirecional de simples estágio interligando uma microrrede <i>dc</i> ($BGIC_{dc}$ -SS) típica com a rede concessionária.	23
Figura 1.3 – Conversor bidirecional de duplo estágio interligando uma microrrede <i>dc</i> ($BGIC_{dc}$ -DS) típica com a rede concessionária.	23
Figura 1.4 – $BGIC_{ac}$ atuando em conjunto com um $BGIC_{dc}$ -DS na interligação entre uma microrrede híbrida <i>ac/dc</i> típica com a rede concessionária. Fonte: Baseado em (Boroyevich <i>et al.</i> , 2013).....	24
Figura 1.5 – $BGIC_{ac}$ atuando em conjunto com um $BGIC_{dc}$ -DS na interligação entre uma microrrede híbrida <i>ac/dc</i> típica com a rede concessionária contando com um <i>IC</i> entre as subredes.	26
Figura 1.6 – Conversor bidirecional com saída híbrida, baseado em um conversor <i>back-to-back</i> ($BGICH$ -BB), atuando na interligação entre uma microrrede híbrida <i>ac/dc</i> típica com a rede concessionária.....	27
Figura 1.7 - Conversor bidirecional com saída híbrida configuração $BGICH$ -Y atuando na interligação entre uma microrrede híbrida <i>ac/dc</i> típica com a rede concessionária.....	28
Figura 1.8 – Aplicação de um UPQC para melhoria da qualidade de energia em uma microrrede híbrida.....	29
Figura 1.9 – Aplicação de um UPQC em sistemas de geração distribuída ($UPQC$ -DG)	30
Figura 1.10 – Aplicação de um UPQC como $BGIC$ em uma microrrede <i>ac</i>	31
Figura 1.11 – Aplicação de um UPQC como $BGIC$ em uma microrrede híbrida.	32
Figura 1.12 – Aplicação de um $UPQC$ -H proposto para atuar como $BGIC$ em uma microrrede híbrida.....	34
Figura 1.13 – Aplicação de um $UPQC$ -H proposto para atuar como $BGIC$ e como um sistema de geração distribuída em uma microrrede híbrida: a) em simples estágio; b) em duplo estágio.	35
Figura 1.14 – Aplicação de um $UPQC$ -H proposto para atuar como $BGIC$ e como armazenador de energia em uma microrrede híbrida.	36

Figura 1.15 – Proposta de um sistema de geração distribuída e armazenamento (<i>UPQC-HBDG</i>) baseado em um <i>UPQC-H</i> proposto para atuar como <i>BGIC</i> em uma microrrede híbrida.....	38
Figura 2.1 – Diagrama elétrico do circuito de um <i>UPQC-H</i> conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.....	42
Figura 2.2 – Diagrama elétrico do circuito de um <i>UPQC-H</i> ilhado da rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica. Fonte: Autoria Própria.....	44
Figura 2.3 – Topologia <i>UPQC-H</i> proposta para sistemas monofásicos.....	46
Figura 2.4 – Topologia <i>UPQC-H</i> proposta para sistemas trifásicos a quatro fios.....	46
Figura 2.5 – Topologia <i>UPQC-H</i> proposta para sistemas trifásicos a três fios e tomada como topologia a ser implementada.....	47
Figura 2.6 – Circuito equivalente do <i>UPQC-H</i> para modelagem do conversor série.	48
Figura 2.7 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático do Conversor Série.	50
Figura 2.8 – Controle do Conversor Série.....	50
Figura 2.9 – Circuito equivalente do <i>UPQC-H</i> para modelagem da conexão <i>ac</i> do conversor paralelo híbrido. Fonte: Autoria Própria	51
Figura 2.10 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático da conexão <i>ac</i> do conversor paralelo híbrido.....	53
Figura 2.11 – Circuito equivalente do <i>UPQC-H</i> para modelagem da conexão <i>dc</i> do conversor paralelo híbrido.....	53
Figura 2.12 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático da Conexão <i>dc</i> do conversor paralelo híbrido.....	54
Figura 2.13 – Controle do conversor paralelo híbrido.....	56
Figura 2.14 – Controle da Tensão do Barramento <i>dc</i> : a) Estratégia; b) modelo em diagrama de blocos.....	59
Figura 2.15 – Diagrama elétrico do circuito de um sistema <i>UPQC-H_{DG}</i> genérico conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.	60
Figura 2.16 – Diagrama elétrico do circuito de um sistema <i>UPQC-H_{DG}</i> genérico ilhado alimentando uma microrrede híbrida típica. Fonte: Autoria Própria.....	63
Figura 2.17 – Topologia <i>UPQC-H_{DG}</i> proposta para sistemas trifásicos a três fios: a) geração PV em simples estágio (<i>UPQC-H_{DGSS}</i>); b) geração PV em duplo estágio (<i>UPQC-H_{DGDS}</i>).	64
Figura 2.18 – Controle da tensão <i>v_{dc}</i> considerando rastreamento da máxima potência da geração PV em sistemas simples estágio (<i>UPQC-H_{DGSS}</i>).	65
Figura 2.19 – Circuito equivalente para modelagem do conversor <i>Boost</i>	66

Figura 2.20 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático do Conversor <i>Boost</i> MPPT.	67
Figura 2.21 – Controle do Conversor <i>Boost</i>	67
Figura 2.22 – Diagrama elétrico do circuito de um <i>UPQC-H_B</i> conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.	69
Figura 2.23 – Diagrama elétrico do circuito de um <i>UPQC-H_B</i> ilhado alimentando uma microrrede híbrida típica.	70
Figura 2.24 – Topologia <i>UPQC-H_B</i> proposta para sistemas trifásicos a três fios	71
Figura 2.25 – Circuito equivalente baseado no teorema de Thévenin: a) Bateria; b) Bateria conectada ao barramento <i>dc</i> da Topologia <i>UPQC-H_B</i>	72
Figura 2.26 – Controle do Conversor Série aplicado ao sistema <i>UPQC-H_B</i>	76
Figura 2.27 – Monitoramento e Controle da Tensão v_{dc} aplicado ao sistema <i>UPQC-H_B</i>	77
Figura 2.28 – Controle da corrente das baterias i_{Bat} aplicado ao sistema <i>UPQC-H_B</i>	77
Figura 2.29 – Controle da corrente das baterias v_{Bat} aplicado ao sistema <i>UPQC-H_B</i>	79
Figura 2.30 – Diagrama elétrico do circuito de um <i>UPQC-H_{B DG}</i> conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.	81
Figura 2.31 – Diagrama elétrico do circuito de um <i>UPQC-H_{B DG}</i> ilhado alimentando uma microrrede híbrida típica.	82
Figura 2.32 – Topologia <i>UPQC-H_{B DG}</i> proposta para sistemas trifásicos a três fios	83
Figura 3.1 – Esquemático da simulação envolvendo o sistema <i>UPQC-H_{B DG}</i> aplicado a sistemas trifásicos a três fios. Fonte: Autoria Própria.	86
Figura 3.2 – <i>RS1_a</i> : a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; ...	92
Figura 3.3 – <i>RS1_b</i> : a) Rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; ...	93
Figura 3.4 – <i>RS2_a</i> : a) rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga <i>ac</i> ;	96
Figura 3.5 – <i>RS2_b</i> : a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga <i>ac</i> ;	97
Figura 3.6 – <i>RS3_a</i> : a) rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga <i>ac</i> ;	100
Figura 3.7 – <i>RS3_b</i> : a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga <i>ac</i> ; d) <i>DG</i> na sub-rede <i>ac</i> ; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas <i>dc</i> . Fonte: Autoria Própria.	101

Figura 3.8 – $RS4_a$: a) rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac ; d) DG na sub-rede ac ; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria.....	103
Figura 3.9 – $RS4_b$: a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac ; d) DG na sub-rede ac ; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria.....	104
Figura 3.10 – $RS5_a$: a) conexão ac do conversor paralelo híbrido; b) Carga ac ; c) DG na sub-rede ac ; d) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria	106
Figura 3.11 – $RS5_b$: a) conexão ac do conversor paralelo híbrido; b) Carga ac ; c) DG na sub-rede ac ; d) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria	107
Figura 3.12 – $RS6$: a) conexão ac do conversor paralelo híbrido; b) Carga ac ; c) DG na sub-rede ac ; d) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria	108
Figura 3.13 – $RS7$: a) rede concessionária b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac ; d) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria	111
Figura 3.14 – $RS8$: a) rede concessionária b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac ; d) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria	113
Figura 4.1 – Esquemático completo do protótipo do sistema $UPQC-H_{BDG}$ construído em laboratório.....	115
Figura 4.2 – Protótipo construído: a) detalhe dos conversores de potência do sistema $UPQC-HBDG$; b) visão geral.....	116
Figura 4.3 – $RE1_a$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc . Fonte: Autoria Própria.....	119
Figura 4.4 – $RE1_b$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); d) Transformadores série (10ms/DIV);	120
Figura 4.5 – $RE2_a$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV);	122
Figura 4.6 – $RE2_b$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV);.....	123
Figura 4.7 – $RE3_a$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV);	124

Figura 4.8 – $RE3_b$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV);.....	125
Figura 4.9 – $RE4_a$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac ; d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc (100ms/DIV).....	126
Figura 4.10 – $RE4_b$: a) Rede concessionária(10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac ; d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria	127
Figura 4.11 – $RE5_a$: a) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); b) Carga ac (10ms/DIV);	129
Figura 4.12 – $RE5_b$: a) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); b) Carga ac (10ms/DIV);	130
Figura 4.13 – $RE6$: a) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); b) Carga ac (10ms/DIV);	131
Figura 4.14 – $RE7$: a) rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) Grandezas dc (10ms/DIV). Fonte: Autoria Própria	134
Figura B.1 - Diagrama em blocos do modelo em pequenos sinais do algoritmo 3pPLL.	141

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 – Testes de simulação	87
Tabela 3.2 - Parâmetros elétricos utilizados nas simulações.....	88
Tabela 3.3 - Parâmetros de controle utilizados nas simulações	89
Tabela 3.4 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RS1_{a,b}$	92
Tabela 3.5 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RS2_{a,b}$	96
Tabela 3.6 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RS3_{a,b}$	100
Tabela 3.7 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RS4_{a,b}$	103
Tabela 3.8 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RS5_{a,b}$	106
Tabela 3.9 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RS6$	108
Tabela 4.1 – Testes Experimentais	117
Tabela 4.2 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RE1_{a,b}$	119
Tabela 4.3 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RE2_{a,b}$	122
Tabela 4.4 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RE3_{a,b}$	124
Tabela 4.5 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RE4_{a,b}$	126
Tabela 4.6 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RE5_{a,b}$	129
Tabela 4.7 – Potências ativas e <i>THDs</i> medidas durante os testes $RE6$	131

NOMENCLATURA

<i>BGIC</i>	<i>Bidirectional Grid Interlinking Converter</i>
<i>ac</i>	<i>Alternating current</i>
<i>dc</i>	<i>Direct current</i>
<i>BGIC_{ac}</i>	<i>BIGIC with ac output</i>
<i>BGIC_{dc}-SS</i>	<i>BIGIC with dc output using single stage</i>
<i>BGIC_{dc}-DS</i>	<i>BIGIC with dc output using double stage</i>
<i>BGIC_H-BB</i>	<i>BIGIC with hybrid ac/dc output using back-to-back converters</i>
<i>BGIC_H-Y</i>	<i>BIGIC with hybrid ac/dc output using Y connected converters</i>
<i>DG</i>	<i>Distributed Generation</i>
<i>ESS</i>	<i>Energy Storage System</i>
<i>MPPT</i>	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
<i>PV</i>	<i>Photovoltaic</i>
<i>PCC_G</i>	<i>Point of Common Coupling with the Utility Grid</i>
<i>PCC_{μG_{ac}}</i>	<i>Point of Common Coupling with the ac Microgrid</i>
<i>PCC_{μG_{dc}}</i>	<i>Point of Common Coupling with the dc Microgrid</i>
<i>UPS</i>	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
<i>UPQC</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner</i>
<i>UPQC-DG</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Distributed Generation</i>
<i>UPQC-H</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Hybrid</i>
<i>UPQC-H_{DGSS}</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Distributed Generation Single Stage</i>
<i>UPQC-H_{DGDS}</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Distributed Generation Double Stage</i>
<i>UPQC-H_B</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Battery</i>
<i>UPQC-H_BDG</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Battery and Distributed Generation</i>
<i>UPQC-PV</i>	<i>Unified Power Quality Conditioner – Photovoltaic</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO.....	17
1.1.1	Microrredes Elétricas	17
1.2	ESTADO DA ARTE	20
1.2.1	Conversores Bidirecional de Interligação com a Rede concessionária (<i>BGIC</i>).....	21
1.2.2	<i>UPQC</i> no Contexto de Microrredes Elétricas	28
1.3	PROPOSTA DO TRABALHO	33
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO.....	38
1.5	OBJETIVOS.....	39
1.5.1	Objetivo Geral.....	39
1.5.2	Objetivos Específicos.....	39
1.6	ORGANIZAÇÃO DA TESE.....	40
2	SISTEMAS DE INTERLIGAÇÃO ENTRE MICRORREDES HÍBRIDAS E REDE CONCESSIONÁRIA PROPOSTOS	41
2.1	TOPOLOGIA <i>UPQC-H</i>	41
2.1.1	Operação conectada à rede.....	42
2.1.2	Operação ilhada.....	44
2.1.3	Topologia dos Conversores.....	45
2.1.4	Modelo Matemático e Estratégia de Controle.....	47
2.2	SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA <i>UPQC-H_{DG}</i>	60
2.2.1	Operação Conectada à Rede.....	61
2.2.2	Operação Ilhada	62
2.2.3	Topologia dos conversores.....	63
2.2.4	Modelo Matemático e Estratégia de Controle.....	65
2.3	SISTEMA COM ARMAZENAMENTO <i>UPQC-H_B</i>	68
2.3.1	Operação Conectada à rede.....	68
2.3.2	Operação Ilhada	70
2.3.3	Topologia dos Conversores.....	71
2.3.4	Modelo Matemático e Estratégia de Controle.....	71
2.4	SISTEMA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ARMAZENAMENTO <i>UPQC-H_{BDG}</i> ...	80
2.4.1	Operação Conectada à Rede.....	80
2.4.2	Operação Ilhada	81

2.4.3 Topologia dos Conversores.....	82
2.4.4 Estratégia de Controle	83
2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS	84
3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	85
3.1 PARAMETROS E ESQUEMÁTICO DA SIMULAÇÃO	85
3.2 OPERAÇÃO CONECTADA À REDE	90
3.2.1 Estado de Operação <i>Carga</i>	90
3.2.2 Estado de Operação <i>Observa</i>	94
3.2.3 Estado de Operação <i>Despacho</i>	98
3.2.4 Estado de Operação <i>Descarga</i>	102
3.3 OPERAÇÃO ILHADA	105
3.3.1 Estado de Operação <i>Observa</i>	105
3.3.2 Estado de Operação <i>Descarga</i>	107
3.4 TRANSIÇÃO DE MODO DE OPERAÇÃO.....	109
3.5 AFUNDAMENTO DE TENSÃO	111
3.6 CONCLUSÕES PARCIAIS	113
4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS	114
4.1 PARÂMETROS E ESQUEMÁTICO DO EXPERIMENTO.....	114
4.2 OPERAÇÃO CONECTADA À REDE	117
4.3 OPERAÇÃO ILHADA	127
4.4 TRANSIÇÃO DE MODO DE OPERAÇÃO.....	132
4.5 CONCLUSÕES PARCIAIS	134
5 CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	135
5.1 CONCLUSÕES GERAIS.....	135
5.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	136
5.3 ARTIGOS PUBLICADOS OU SUBMETIDOS	136
APÊNCICE A	138
APÊNDICE B.....	140
REFERÊNCIAS	143

1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são apresentados o contexto, os objetivos e as motivações do trabalho, bem como são destacadas suas principais contribuições. Inicialmente, uma contextualização é apresentada sobre a pesquisa científica em torno das microrredes elétricas, desde seu início até as tendências atuais sobre o assunto. Em seguida, considerando os conceitos atuais das microrredes elétricas, as aplicações propostas envolvendo o condicionador unificado de qualidade de energia (do Inglês – *UPQC – Unified Power Quality Conditioner*) são avaliadas destacando-se suas vantagens e desvantagens.

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E MOTIVAÇÃO

1.1.1 Microrredes Elétricas

No final do século XX, já era evidente a preocupação com as emissões de carbono cada vez mais altas a medida que a demanda de energia crescia ano a ano (EIA, 1999; IEA, 2000). Além disso, era notável o avanço dos equipamentos elétricos, principalmente em aplicações residenciais e comerciais, acompanhado pelo crescimento demográfico. Tais fatores acabaram por contribuir para o forte crescimento do consumo mundial de eletricidade, o qual expandiu de 5 bilhões kWh em 1971 para perto de 15 bilhões kWh em 2000. Como a principal fonte primária para geração de eletricidade tem sido o carvão, níveis preocupantes de emissão de carbono foram atingidos no ano 2000. Além disso, a preocupação com a dependência mundial por esta fonte primária finita aumentava cada vez mais. Para os anos subsequentes, era prevista a manutenção do crescimento do consumo de energia elétrica, a qual passava a ser cada vez mais crucial para o desenvolvimento econômico mundial. Tendo em vista os aspectos citados, iniciativas políticas e ambientais como (**S. 1047 (106th): Comprehensive Electricity Competition Act**, 1999) e o protocolo de Kyoto (ONU, 1998), respectivamente, encorajaram e contribuíram para o avanço da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis e de baixo impacto ambiental como a solar, a eólica, a biomassa, entre outras.

Neste cenário, (Lasseter, 2001) propõe a integração em instalações residenciais, comerciais e industriais de tecnologias para geração de energia elétrica com baixo impacto ambiental como células fotovoltaicas e células a combustíveis. Dessa forma, a geração de

energia descentralizada passa a ser considerada como uma solução para suprir a crescente demanda de carga, ao mesmo tempo que pode auxiliar na diminuição da emissão de carbono.

Neste contexto, surge o conceito nomeado microrrede, o qual acaba por envolver um sistema formado por fontes de energia, cargas locais e sistema de armazenamento de energia. As microrredes podem ser conectadas diretamente à rede concessionária. Para evitar que problemas de qualidade por meio de um conversor eletrônico bidirecional (do Inglês *BGIC* – *Bidirectional Grid Interface Converter*), de modo a promover a troca controlada de energia. Considerando eventuais falhas de fornecimento por parte da rede concessionária, a microrrede se desconecta da rede concessionária, enquanto o *BGIC* mantém estável o fornecimento de energia para as cargas durante a operação ilhada da microrrede.

Com o passar dos anos, propostas para evolução das microrredes surgiram alterando sua estrutura topológica, estratégia de controle e funcionalidade de modo a se adequar às diferentes aplicações, tais como aeronáutica, marítima, rural, residencial, comercial, industrial (Guerrero, Chandorkar, *et al.*, 2013; Guerrero, Loh, *et al.*, 2013). Enquanto isso, acontecia a evolução dos equipamentos elétricos e eletrônicos de forma que as cargas dos consumidores passaram a ser cada vez mais eletrônicas na maioria das aplicações (Lucía *et al.*, 2013). Em meio a essa evolução, microrredes essencialmente *dc* passaram a ser consideradas mais vantajosas devido à sua maior eficiência, interface mais simples com os diferentes tipos de fontes de energia e sistemas de armazenamento e maior compatibilidade com cargas eletrônicas (Dragičević *et al.*, 2016). Entretanto, uma migração para microrredes puramente *dc* pode demandar a adequação de toda a instalação elétrica tradicionalmente em *ac*, sob o ponto de vista tanto de proteção quanto de cabeamento. Além disso, a proteção *dc* é mais complexa e os níveis *dc* de tensão ainda não se encontram normatizados (Rodriguez-Diaz *et al.*, 2017). Portanto, neste trabalho, a proposta é feita baseando-se em microrredes híbridas (*ac* e *dc*) que permitem a inclusão de uma instalação *dc* em uma instalação *ac* já existente, a qual também pode ser aproveitada (Rodriguez-Diaz, Vasquez, *et al.*, 2016).

Com a inserção cada vez maior de geração renovável e distribuída no sistema elétrico por meio das microrredes, bem como na busca de uma sociedade sustentável em energia e ambientalmente correta, os sistemas elétricos vêm se tornando cada vez mais complexos (Guerrero, Loh, *et al.*, 2013; Beheshtaein *et al.*, 2015). Além disso, é previsto que em até 30 anos a maior parte da energia final seja consumida na forma de eletricidade, já que os equipamentos elétricos e eletrônicos têm sido amplamente adotados em ambientes residenciais, comerciais e industriais (Boroyevich *et al.*, 2013). Nestes termos, e ainda levando em conta que

a demanda energética continua crescendo, novas estratégias devem ser tomadas para que a expansão do sistema elétrico seja ordenada, controlada, confiável e segura.

No intuito de garantir tais características de expansão, os conversores eletrônicos de potência têm sido empregados para coordenar a operação das microrredes elétricas de acordo com variados conceitos, como por exemplo o controle centralizado (Díaz *et al.*, 2017), descentralizado ou autônomo (Loh *et al.*, 2013b; Wang *et al.*, 2015), distribuído (Chakraborty *et al.*, 2007) e hierárquico (Boroyevich *et al.*, 2013; Guerrero, Chandorkar, *et al.*, 2013).

O controle centralizado é conhecido por reunir as informações das diferentes partes do sistema antes de tomar uma medida. Se por um lado esta técnica de controle garante o monitoramento total da microrrede, por outro lado este eleva os custos, dificulta a tomada de decisão mediante ao enorme volume de informações existentes, bem como fica dependente do funcionamento do sistema de comunicação que pode falhar. Por isso, atualmente, o controle centralizado acaba se restringindo a pequenos sistemas, muitas vezes apenas no interior de microrredes (Díaz *et al.*, 2017).

No intuito de ganhar independência quanto ao sistema de comunicação, surge o controle descentralizado, algumas vezes também chamado de autônomo. Baseado principalmente na estrutura radial do sistema elétrico, o controle descentralizado deve garantir a estabilidade global do sistema, levando em conta apenas as variáveis locais no controle de cada componente deste sistema. Esta técnica apresenta implementação facilitada, entretanto está mais sujeita a instabilidades e oscilações já que monitora apenas variáveis locais (Guerrero, Chandorkar, *et al.*, 2013).

Uma alternativa intermediária entre o controle centralizado e o descentralizado é o controle distribuído. Nesta técnica, existe troca de informações apenas entre os conversores vizinhos, o que facilita a implementação e deixa o sistema menos propenso à instabilidade quando comparado com o controle centralizado. Por fim, o controle hierárquico, advindo do controle tradicional do sistema elétrico, pode também ser aplicado às microrredes mediante algumas adaptações. Esta técnica otimiza o volume de dados trocados organizando o controle em diferentes laços (*loops*) hierárquicos, viabilizando a aplicação em grandes sistemas que passam a ser estrategicamente monitorados. Geralmente, os níveis hierárquicos são definidos por três esferas de controle, sendo elas, o controle primário aplicado localmente nos conversores; o controle secundário aplicado nas microrredes em nível intermediário; e o controle terciário aplicado no sistema em nível global. É importante ainda destacar que as técnicas de controle citadas anteriormente podem ser empregadas em cada uma das três esferas de controle do controle hierárquico (Unamuno e Barrena, 2015b).

Para o futuro das implementações envolvendo as microrredes existe uma tendência para que o controle hierárquico seja aplicado para controle de uma microrrede ou um conjunto delas (Boroyevich *et al.*, 2013). Quando as microrredes são arrançadas, forma-se o chamado *cluster* que permitem a troca mútua de energia entre elas no sentido da otimização do aproveitamento das fontes renováveis inerentemente intermitentes (Zhou *et al.*, 2018). Uma outra tendência é a subdivisão de um aglomerado de microrredes em vários *clusters* coordenados de forma a viabilizar a inserção das microrredes ao longo do sistema elétrico (Han *et al.*, 2018). Uma proposta que insere as microrredes organizadas em *clusters* hierárquicos ao longo de toda a extensão do sistema elétrico, tanto a nível de distribuição quanto de transmissão, é conhecida como *intergrid* (Boroyevich *et al.*, 2013). Neste caso, cada *cluster* de subdivisão se torna autônomo no sentido de poder operar na presença ou não do restante do sistema.

Independente da estratégia utilizada para coordenar a operação do sistema elétrico formado por microrredes em conexão com a rede concessionária, de maneira geral o *BGIC*, também chamado na literatura como conversores de interface inteligentes (do inglês *IFC* – *Interface Converter*) têm assumido importantes funções como sumarizado a seguir: i) controle do fluxo bidirecional de energia; ii) suavização dos problemas causados pelas intermitências dinâmicas das fontes renováveis; iii) funções inteligentes de medição e comunicação (Dong, Cvetkovic, *et al.*, 2013); iv) melhoria da qualidade de energia elétrica (Sun *et al.*, 2017; Nejabatkhah *et al.*, 2019); e v) flexibilidade para comutar entre modo conectado ou ilhado sem haver interrupção no fornecimento de energia (Micallef *et al.*, 2015). Além disso, a viabilização do uso das microrredes depende, dentre outros fatores, do tamanho, custo, e eficiência deste conversor. Nestes termos, pesquisas têm sido desenvolvidos em torno do *BGIC* no intuito de alcançar a totalidade das funções supracitadas, sem deixar de lado os termos práticos inerentemente envolvidos (Unamuno e Barrena, 2015a), sendo este trabalho alinhado com tal temática.

1.2 ESTADO DA ARTE

No intuito de apresentar os avanços já alcançados na aplicação de conversores eletrônicos em microrredes elétricas, nesta seção é apresentado, inicialmente, um resumo das principais propostas para *BGIC* encontradas na literatura. Em seguida, é mostrado como o *UPQC* tradicional tem sido inserido nas microrredes e ainda de que forma este condicionador já vem sendo utilizado como *BGIC*.

1.2.1 Conversores Bidirecional de Interligação com a Rede concessionária (*BGIC*)

Embora a conexão das microrredes elétricas *ac* possa ser realizada diretamente na rede utilitária (Loh *et al.*, 2013b), o conversor eletrônico bidirecional em potência tem sido utilizado para realizar a interligação da microrrede com o sistema elétrico, já que sua utilização possibilita um desacoplamento do controle dos sistemas interconectados, assim como a operação da microrrede na ausência do sistema elétrico principal (Marnay *et al.*, 2001). Como visto na seção anterior, com o passar dos anos as microrredes têm evoluído, trazendo funções para este conversor que vão além do gerenciamento do fluxo de potência, o que o torna cada vez mais avançado e multifuncional (Gupta *et al.*, 2018).

Ultimamente, tem se discutido sobre a necessidade de conversores com isolamento galvânica neste processo de interligação (Unamuno e Barrena, 2015a), de forma que tanto conversores isolados (Everts *et al.*, 2014) quanto não isolados (Majumder, 2014) têm sido estudados. Entretanto, conversores sem isolamento têm ganhado mais atenção principalmente em baixas potências (10-100 kVA), já que a isolamento em alta frequência normalmente requer mais estágios de conversão de energia e componentes, reduzindo a eficiência e aumentando os custos (Dong, Cvetkovic, *et al.*, 2013).

Dentre os conversores não isolados aplicados para interligação de microrredes com barramento interno comum *ac* (*BGIC_{ac}*) à rede concessionária, dois conversores compartilhando o mesmo barramento *dc* conectados na configuração denominada *back-to-back* têm sido utilizados como *BGIC*, como mostrado na Figura 1.1 (Nutmaki *et al.*, 2013).

Nota-se que a topologia de *BGIC* apresentada possui um conversor *ac/dc* bidirecional conectado à rede concessionária por meio de uma chave de interrupção para o ilhamento, o qual também se conecta em série com um conversor *dc/ac* bidirecional. Em operação conectada, os dois conversores processam toda a energia que flui entre a rede e a microrrede, e vice-versa. Ressalta-se que a chave de interrupção S_I seria suficiente para permitir a operação da microrrede ilhada e conectada com a rede concessionária. Entretanto, o *BGIC* é necessário para permitir, principalmente, o controle do fluxo bidirecional de energia entre os barramentos PCC_G (*Point of Common Coupling - Grid*) e $PCC_{ac_{uG}}$ (*Point of Common Coupling - ac Microgrid*), além das outras funções do *BGIC* já destacadas na seção anterior.

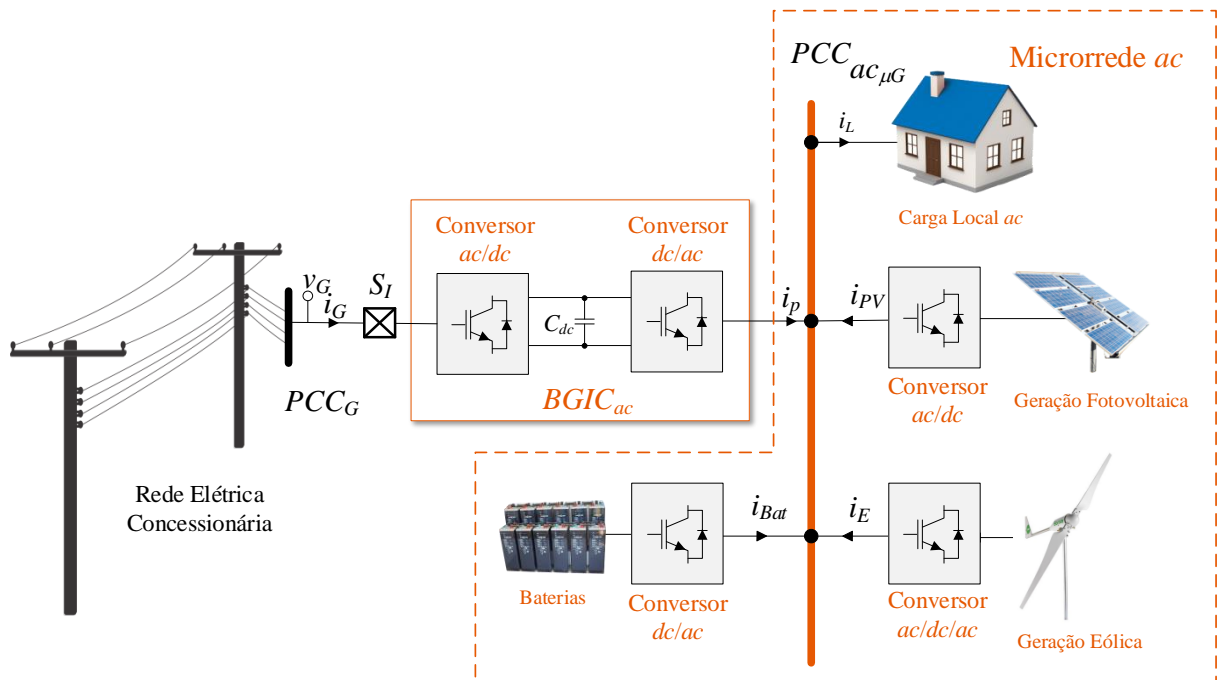


Figura 1.1 - Conversor bidirecional interligando uma microrrede ac ($BGIC_{ac}$) típica com a rede concessionária. Fonte: Baseado em (Nutmaki *et al.*, 2013)

No intuito de exemplificar a aplicação do $BGIC$ em uma microrrede típica, considera-se: cargas ac ; uma geração ac representada pelo gerador eólico; uma geração dc representada por um sistema fotovoltaico; e um sistema de armazenamento de energia composto por baterias, como mostrado na Figura 1.1. Para entrar em conformidade com a tensão no $PCC_{ac,\mu G}$, cada um dos componentes da microrrede necessita de um conversor adequado para conexão em sua respectiva saída.

Já em aplicações envolvendo microrredes com barramento interno comum dc ($PCC_{dc,\mu G}$ – *Point of Common Coupling – dc Microgrid*), o $BGIC$ pode ser composto por um simples conversor ac/dc bidirecional denominado $BGIC_{dc-SS}$ (*Bidirectional Grid Interfacing Converter with dc output using Single Stage*), como mostrado na Figura 1.2 (Shanthi *et al.*, 2014). Entretanto, esta topologia está suscetível a apresentar oscilações no $PAC_{dc,\mu G}$ resultantes de distúrbios nas tensões da rede concessionária como desequilíbrios, afundamentos e distorção harmônica, o que prejudica a operação das cargas e gerações conectadas a este barramento (Nejabatkhah *et al.*, 2019).

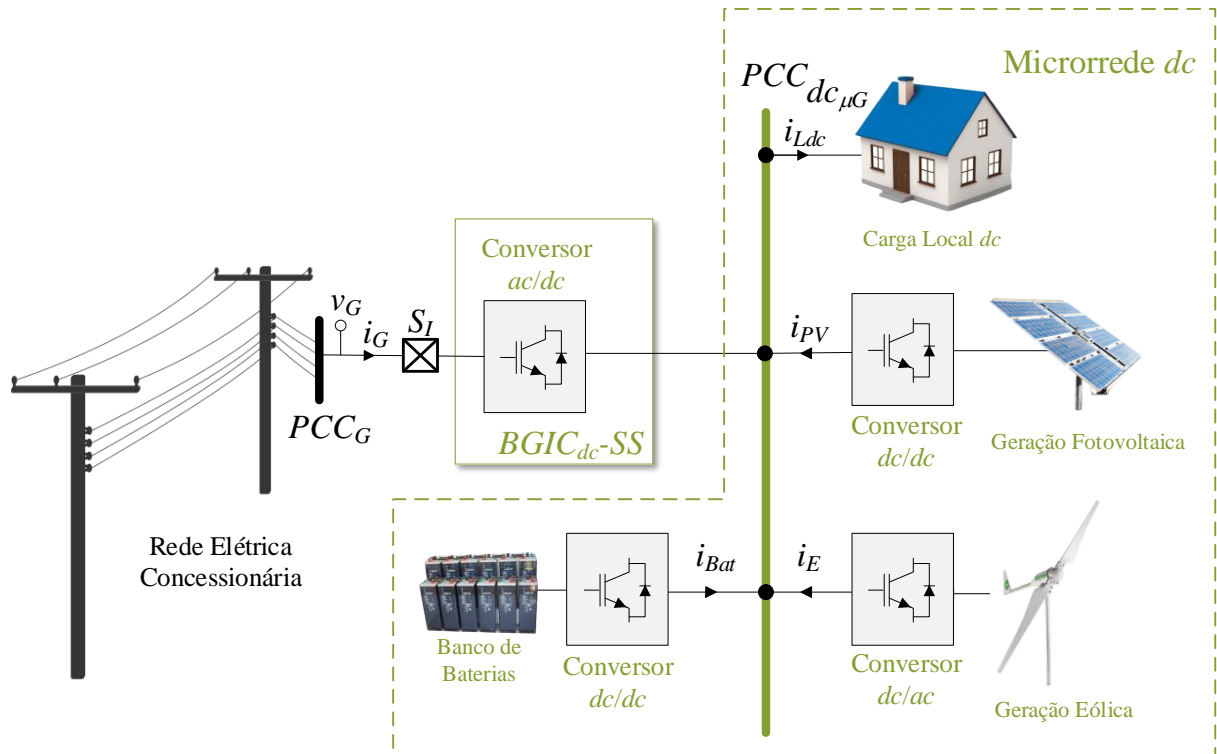


Figura 1.2 – Conversor bidirecional de simples estágio interligando uma microrrede dc ($BGIC_{dc-SS}$) típica com a rede concessionária.

Fonte: Baseado em (Dong, Luo, *et al.*, 2013)

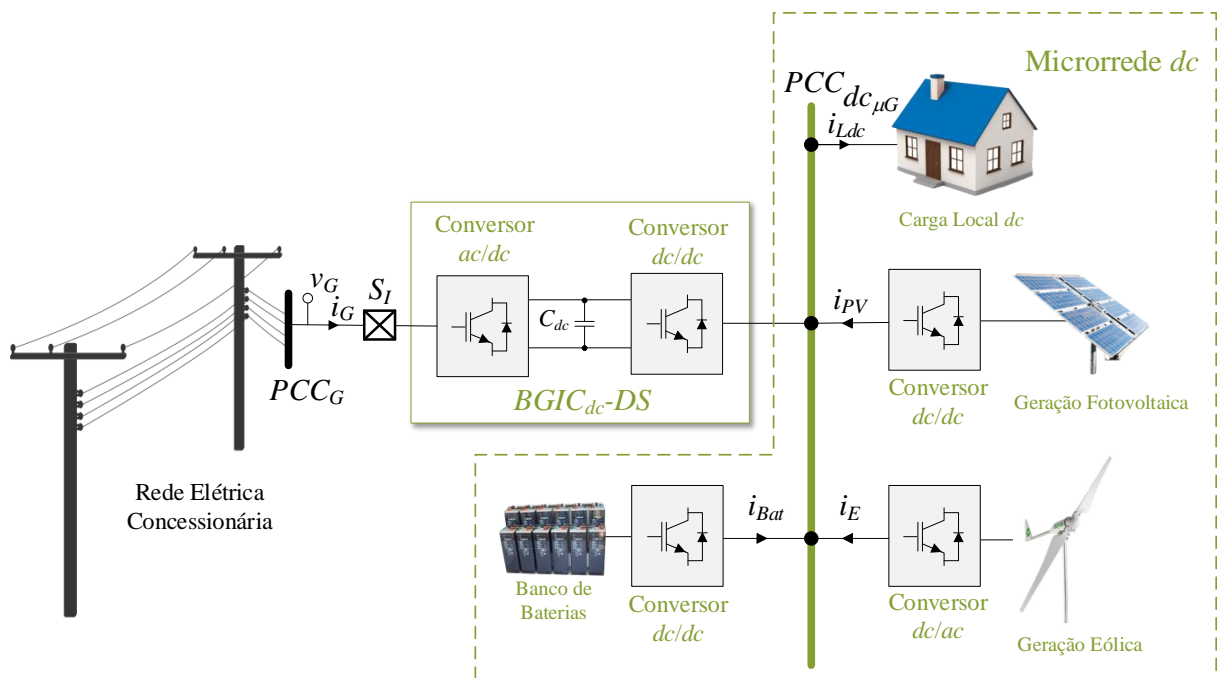


Figura 1.3 – Conversor bidirecional de duplo estágio interligando uma microrrede dc ($BGIC_{dc-DS}$) típica com a rede concessionária.

Fonte: Baseado em (Dong, Luo, *et al.*, 2013)

Neste sentido, recomenda-se a utilização de um segundo estágio entre o barramento dc do conversor e o barramento dc da microrrede ($dc_{\mu G}$) como realizado por (Dong, Cvetkovic, *et al.*, 2013), formando a topologia $BGIC_{dc-DS}$ (*Bidirectional Grid Interfacing Converter with dc output using Double Stage*) mostrada na Figura 1.3. Ressalta-se que os conversores utilizados na interligação das unidades geradoras e de armazenamento com o barramento $dc_{\mu G}$ não necessitam realizar o estágio de conversão dc/ac , diferente do que ocorre com os conversores que fazem conexão com o barramento $ac_{\mu G}$. Neste sentido, fica clara a vantagem das microrredes dc em relação a microrrede ac quanto ao número de estágios de conversão dos conversores de conexão com o barramento da microrrede.

Para microrredes híbridas ac/dc , formadas pela integração duas sub-redes ac e dc , uma abordagem seria a utilização de dois conversores independentes, sendo uma para a conexão da sub-rede dc e outro para a conexão da sub-rede ac , ambas na rede concessionária, como apresentado na Figura 1.4 (Boroyevich *et al.*, 2013).

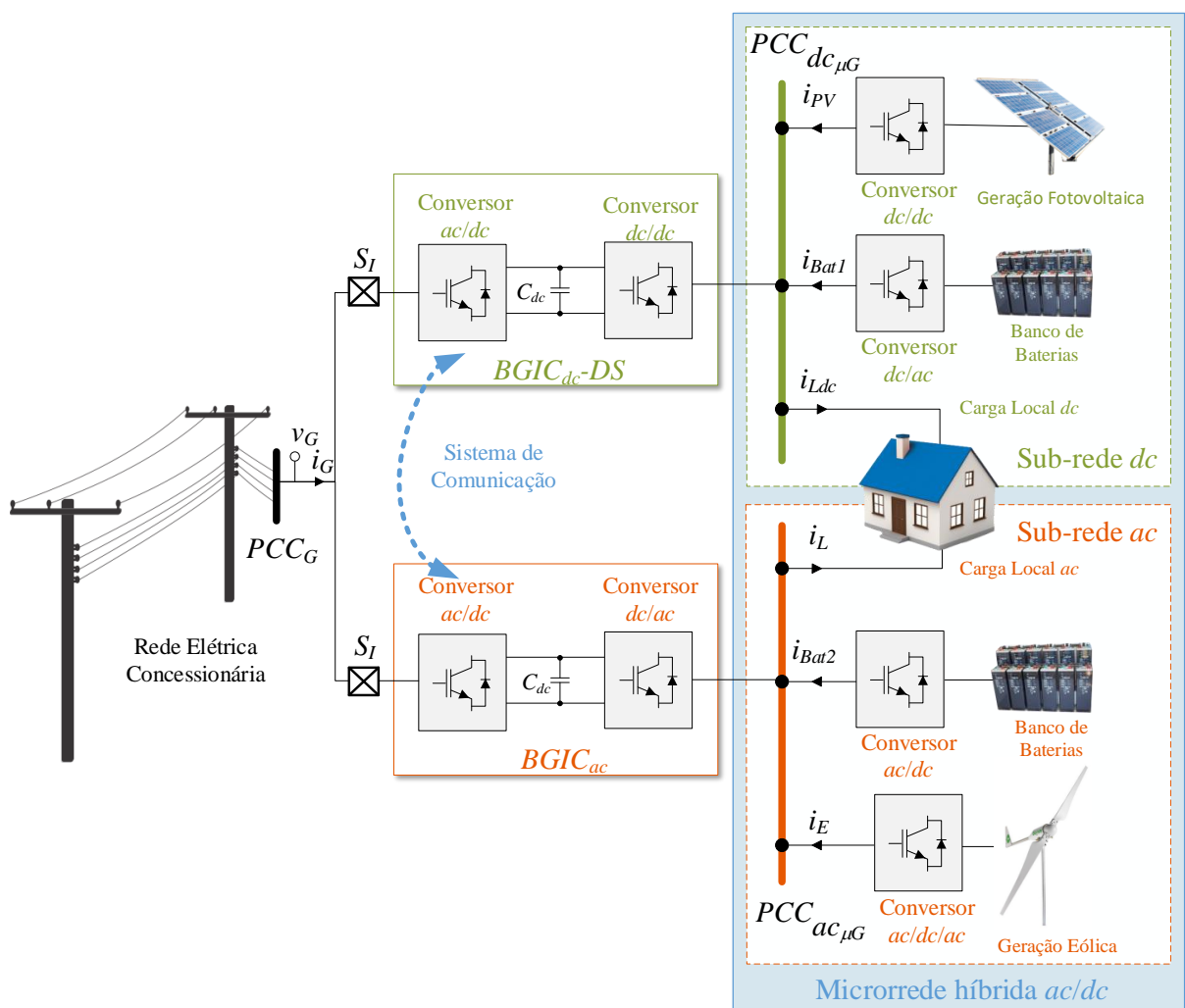


Figura 1.4 – $BGIC_{ac}$ atuando em conjunto com um $BGIC_{dc-DS}$ na interligação entre uma microrrede híbrida ac/dc típica com a rede concessionária. Fonte: Baseado em (Boroyevich *et al.*, 2013)

Se por um lado ambas as sub-redes *ac* e *dc* se tornam totalmente independentes e desacopladas, esta topologia de microrrede demanda comunicação entre os *BGIC* pertencentes a cada uma das sub-redes no caso de haver compartilhamento de carga. Outra desvantagem dessa abordagem, seria a perda de energia envolvida na troca de energia entre as duas sub-redes devido a energia ser transferida de uma fonte localizada em uma determinada sub-rede e alimentar uma carga localizada em outra sub-rede. Percebe-se, neste caso, que a energia precisa retornar ao ponto de acoplamento comum (PAC) antes de ser transferida à carga, aumentando o caminho de circulação de energia e, conseqüentemente, aumentando as perdas de operação relacionadas às perdas de condução e chaveamento nos interruptores dos conversores, bem como as perdas ôhmicas nos elementos passivos, nos condutores e conexões ao longo do circuito elétrico.

Uma alternativa para diminuir a energia perdida no processo de troca de energia entre as sub-redes *ac* e *dc*, é a utilização de um conversor de interligação (*IC – Interlinking Converter*) que faz a conexão direta de uma sub-rede à outra, como proposta por (Loh *et al.*, 2013a). Agregando um *IC* na proposta de utilização de *BIGIC* representada na Figura 1.4, obtém-se o sistema na Figura 1.5. Entretanto, a inclusão de um ramo em malha aumenta a complexidade do sistema, assim como a inclusão de mais um conversor eleva os custos.

Como mostrado na Figura 1.6, outra topologia proposta de *BGIC* para microrredes híbridas deriva da utilização do barramento *dc* dos conversores conectados em configuração *back-to-back*, o qual é denominado *BGIC_H-BB (Bidirectional Grid Interfacing Converter with hybrid dc/ac output using Back to Back converters)*. O *BGIC_H-BB* já tem sido utilizado em microrredes *ac* para conexão de fontes locais (Majumder, 2014) ou para conexão de sistemas de armazenamento (Wang *et al.*, 2015). Este conversor permite o envio direto da energia fornecida pelas fontes de energia acopladas no barramento *dc* para as cargas *ac*. Por outro lado, por questões relacionadas à oscilações no barramento *dc* análogas àquelas apresentadas para o *BGIC_{dc}-SS* (Figura 1.2), não é aconselhável a conexão de cargas diretamente do barramento *dc* dos conversores.

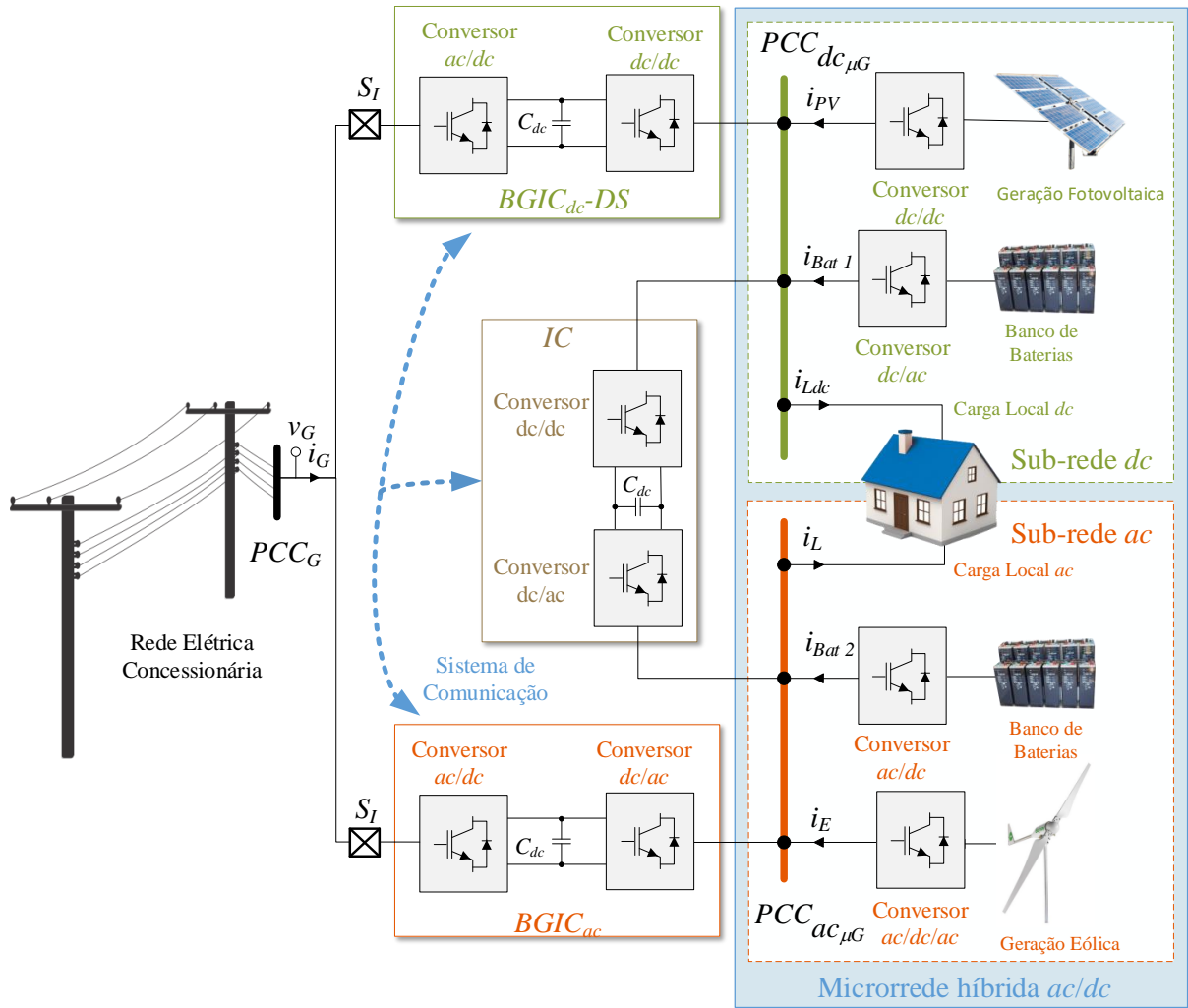


Figura 1.5 – $BGIC_{ac}$ atuando em conjunto com um $BGIC_{dc-DS}$ na interligação entre uma microrrede híbrida ac/dc típica com a rede concessionária contando com um IC entre as subredes.
 Fonte: Baseado em (Loh *et al.*, 2013a) e (Boroyevich *et al.*, 2013)

Portanto, como mostrado na Figura 1.7, um estágio dc/dc adicional pode ser acrescentado para a geração do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$, o qual pode ser utilizado não apenas para conexão de fontes como sugerido por (Karabiber *et al.*, 2013), como também para conexão de cargas e sistemas de armazenamento. Tal topologia de $BGIC$ é nomeada neste trabalho como $BGIC_H-Y$ (*Bidirectional Grid Interfacing Converter with hybrid dc/ac output using Y connected converters*). Nota-se que tanto para o $BGIC_H-BB$ quanto para o $BGIC_H-Y$, o circuito formado entre os barramentos $PAC_{ac_{\mu G}}$ e $PAC_{dc_{\mu G}}$ diminui, o que significa menores perdas na troca de energia entre os barramentos. Além disso, tal troca de energia não demanda sistema de comunicação já que se trata de um único conversor realizando esta tarefa.

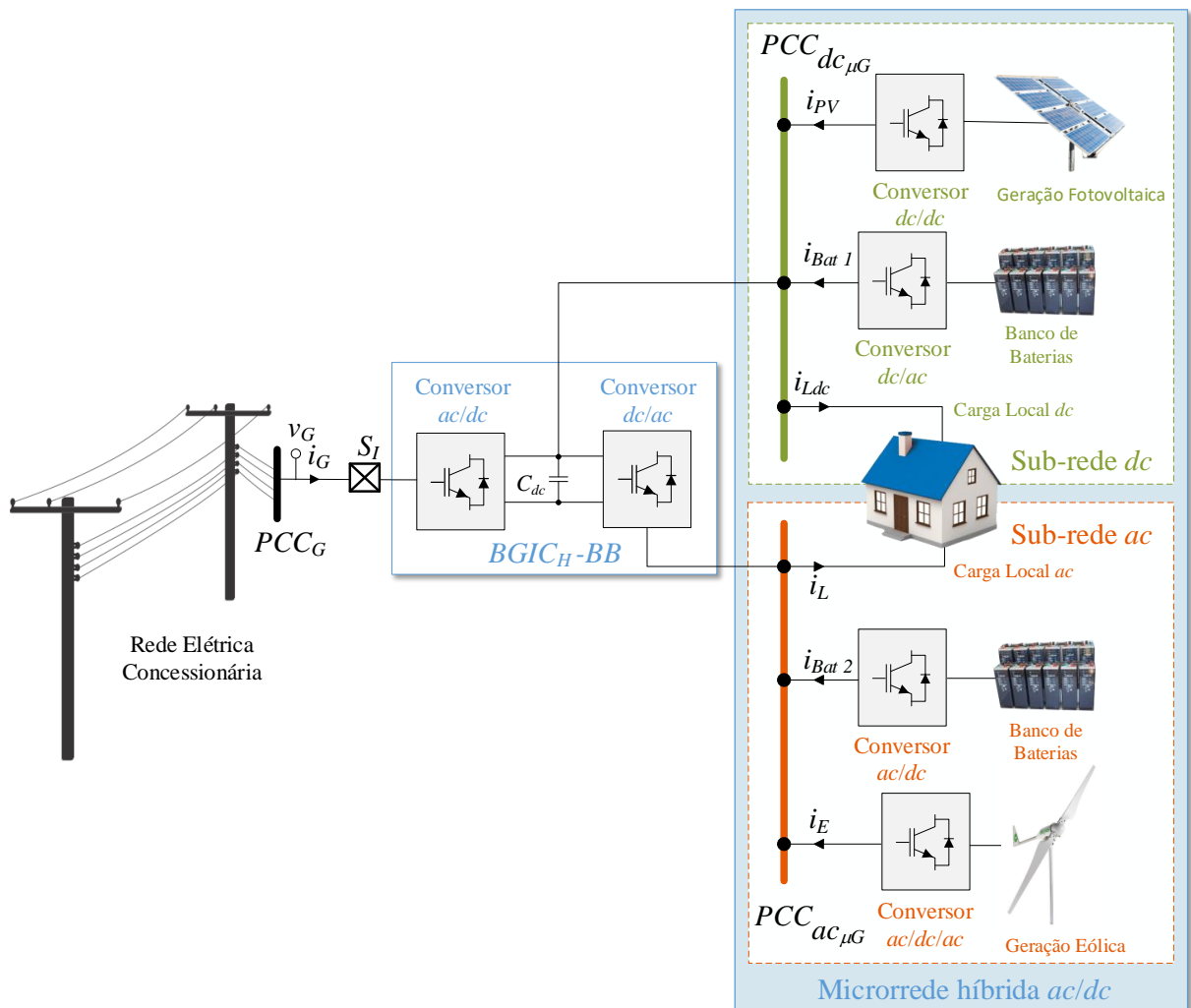


Figura 1.6 – Conversor bidirecional com saída híbrida, baseado em um conversor *back-to-back* (BGIC_{H-BB}), atuando na interligação entre uma microrrede híbrida *ac/dc* típica com a rede concessionária.
 Fonte: Baseado em (Majumder, 2014)

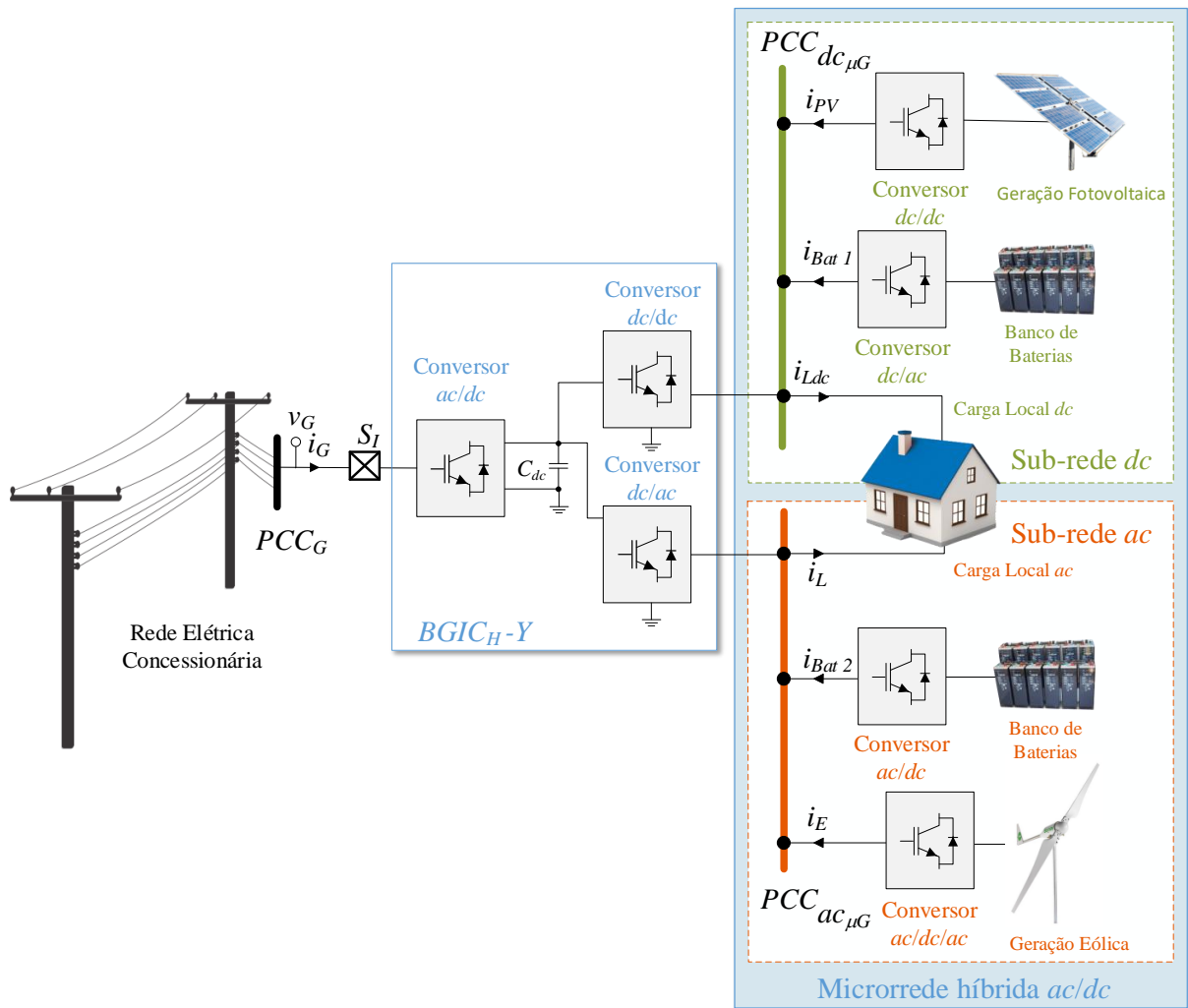


Figura 1.7 - Conversor bidirecional com saída híbrida configuração $BGIC_H-Y$ atuando na interligação entre uma microrrede híbrida ac/dc típica com a rede concessionária.
 Fonte: Baseado em (Karabiber *et al.*, 2013)

1.2.2 UPQC no Contexto de Microrredes Elétricas

Nesta seção é apresentado como o *UPQC* foi inserido em aplicações envolvendo microrredes como solução para problemas de qualidade de energia, e como este condicionador tem assumido o papel de controle do fluxo de potência, atuando como um conversor de interligação com a rede.

Originalmente proposto para melhorar os indicadores de qualidade de energia (Fujita e Akagi, 1998), o condicionador de qualidade de energia unificado, ou seja, o *UPQC* é composto por um filtro ativo de potência paralelo atuando em conjunto com um filtro ativo de potência série, promovendo o condicionamento ativo tanto das correntes da rede quanto das tensões da carga. Assim, sua operação é capaz de garantir um elevado fator de potência na rede, mesmo na presença de cargas não lineares e/ou reativas, bem como garante tensões equilibradas e

senoidais para a carga, mesmo na presença de distorções harmônicas presentes na rede concessionária (Fujita e Akagi, 1998; Li *et al.*, 2004; Senthil Kumar *et al.*, 2015; Modesto *et al.*, 2016; Senthilnathan e Annapoorani, 2016; Gayatri *et al.*, 2018).

Tendo em vista sua aplicação original, como mostrado na Figura 1.8, o UPQC tem sido aplicado em microrredes para exclusivamente garantir a qualidade da energia de um ponto estratégico do sistema (Chakraborty e Simoes, 2009; França *et al.*, 2015; Senthil Kumar *et al.*, 2015) (Kumar e Sensarma, 2017). Ao utilizar o UPQC no ponto de conexão de cargas não lineares é possível garantir uma tensão sempre regulada para alimentar cargas críticas, e ainda evitar que correntes não lineares interajam com as impedâncias do sistema de distribuição de forma que as tensões em um determinado PAC do sistema elétrico se tornem distorcidas. No entanto, neste caso, o UPQC torna a microrrede mais volumosa e conseqüentemente mais cara, tendo em vista que o condicionador acrescenta à topologia da microrrede dois conversores de potência (Ye *et al.*, 2018).

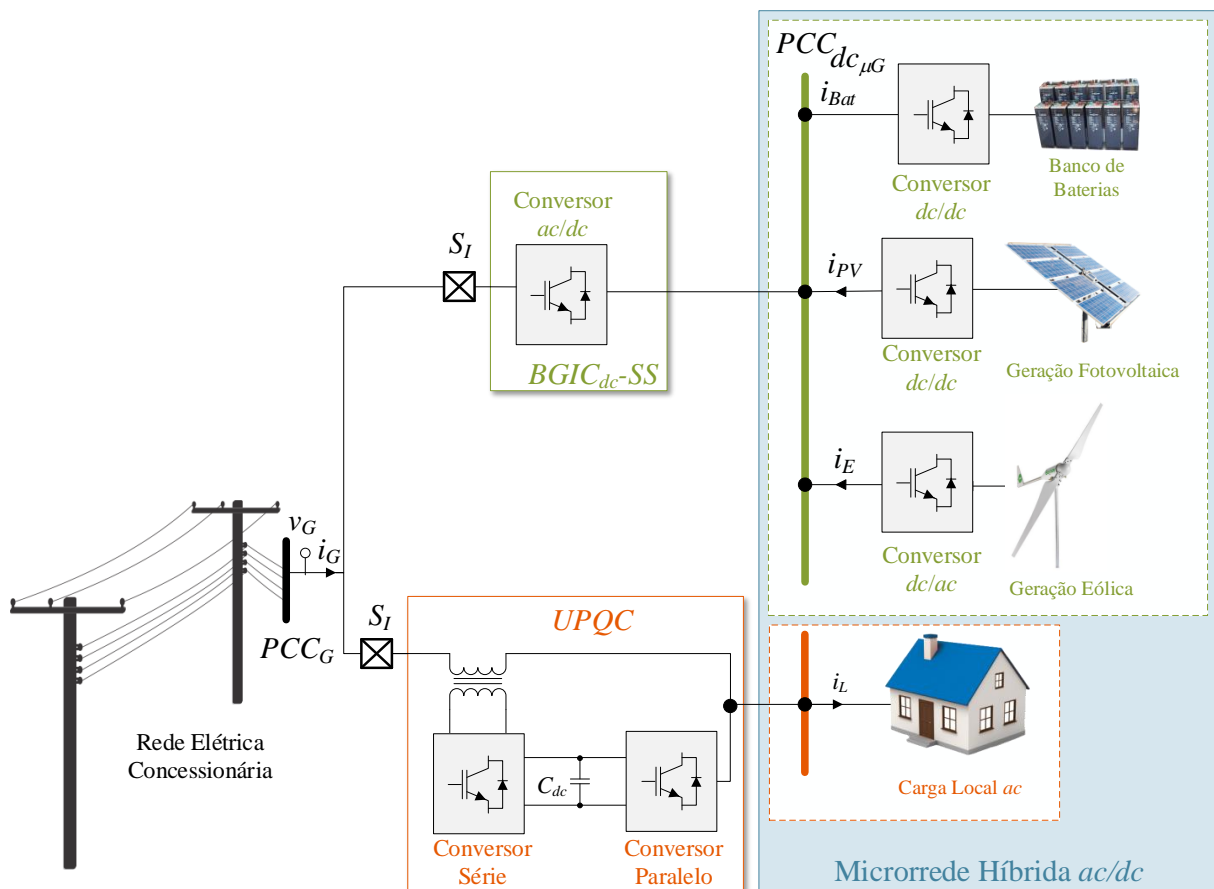


Figura 1.8 – Aplicação de um UPQC para melhoria da qualidade de energia em uma microrrede híbrida. Fonte: Baseado em (Kumar e Sensarma, 2017)

Quanto à configuração de microrrede híbrida apresentada na Figura 1.8, nota-se que não se explora as vantagens da conexão de cargas diretamente ao barramento $dc_{\mu G}$, bem como não é considerado conectar geração ao barramento $ac_{\mu G}$. Além disso, é importante destacar que a energia gerada dentro da microrrede deve ser processada por vários conversores até chegar às cargas não lineares, o que leva a perdas de operação.

1.2.2.1 UPQC como Conversor de Interligação com a Rede concessionária

Além de promover a melhoria da qualidade de energia, o UPQC têm sido empregado na conexão tanto de sistemas de geração distribuída (do Inglês DG – *Distributed Generation*) quanto de microrredes à rede de concessionárias (Khadkikar, 2012).

Como mostrado na Figura 1.9, um sistema de DG pode ser conectada ao barramento dc dos conversores do UPQC, de modo que seja injetada na rede concessionária a energia gerada. Neste sistema, nomeado por (Khadkikar, 2012) como sistema UPQC-DG, podem ser utilizadas fontes de energia tanto do padrão dc , como os painéis PV (Campanhol *et al.*, 2017; Dash e Ray, 2018; Devassy e Singh, 2018), quanto do padrão ac (Han *et al.*, 2006), como por exemplo o gerador eólico.

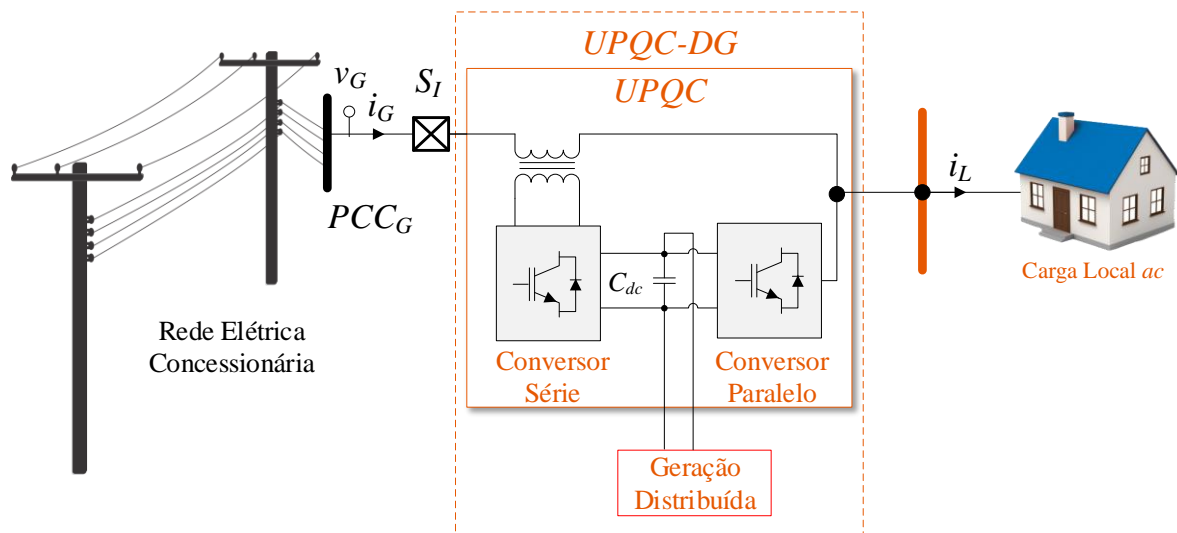


Figura 1.9 – Aplicação de um UPQC em sistemas de geração distribuída (UPQC-DG)
 Fonte: Baseado em (Han *et al.*, 2006; Campanhol *et al.*, 2017)

A utilização de um sistema UPQC como $BGIC_{ac}$ é proposta por (Khadem *et al.*, 2015) como mostrado na Figura 1.10. Nesta proposta, chamada de $UPQC_{\mu G}$, um sistema de armazenamento de energia (do Inglês ESS – *Energy Storage System*) formado por um banco de baterias é integrado ao UPQC por meio de um conversor controlador de carga ac/dc dedicado.

Dessa forma, o sistema $UPQC_{\mu G}$ fornece o barramento $ac_{\mu G}$ para conexão de cargas ac e geração, mesmo que ocorra alguma falha na rede concessionária.

Durante a operação da microrrede ac conectada à rede concessionária, o sistema $UPQC_{\mu G}$ atua como supridor de rede ao injetar energia na rede concessionária (Rocabert *et al.*, 2012). Simultaneamente, o mesmo sistema atua como formador de rede ao gerar o barramento $ac_{\mu G}$. Para isso, o conversor série é controlado para impor tensões de compensação sobre os terminais dos transformadores de conexão necessária para manter reguladas, equilibradas e senoidais as tensões no barramento $ac_{\mu G}$. Enquanto isso, o conversor paralelo é controlado para injetar correntes de compensação necessárias para manter as correntes na rede concessionária senoidais e equilibradas, executando a função de suporte à rede (Rocabert *et al.*, 2012). Por sua vez, o controlador de carga atua no carregamento do banco de baterias. Durante a operação desconectada da rede concessionária, ou seja, no modo de operação ilhado, o sistema $UPQC_{\mu G}$ mantém a operação da microrrede utilizando apenas o conversor paralelo e o controlador de carga, enquanto o conversor série permanece desativado. Neste modo de operação, o controlador de carga atua como formador de rede enquanto o conversor paralelo atua como suporte à rede. Considerando que o conversor paralelo é capaz de processar energia ativa (Campanhol *et al.*, 2019), no sistema $UPQC_{\mu G}$ o carregador de baterias passa a ser desnecessário. Além disso, o $UPQC_{\mu G}$, o qual foi designado para microrredes ac , não possibilita conexão de cargas dc .

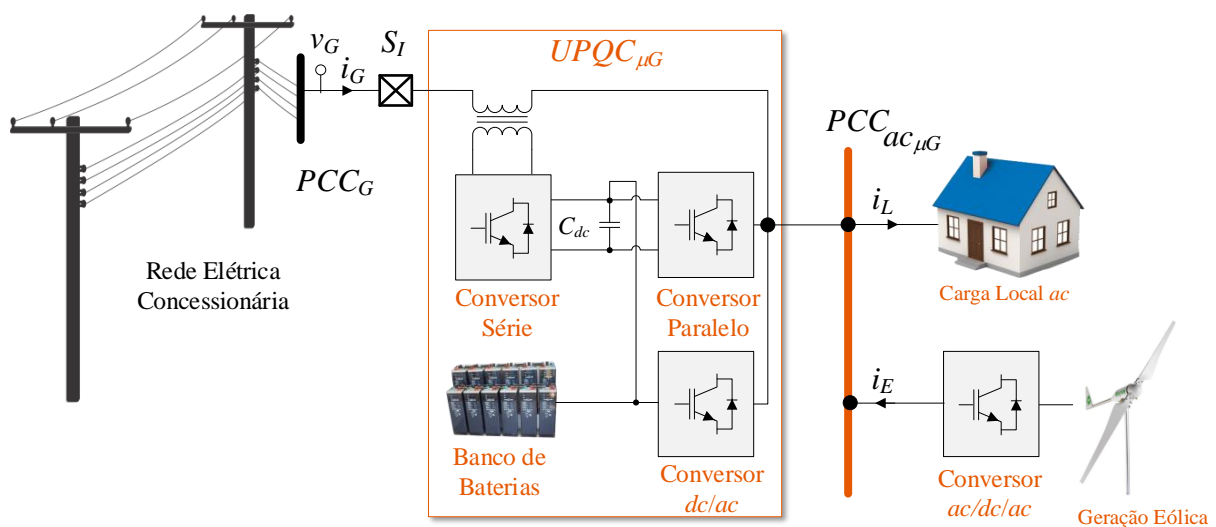


Figura 1.10 – Aplicação de um $UPQC$ como $BGIC$ em uma microrrede ac .

Fonte: Baseado em (Han *et al.*, 2006; Campanhol *et al.*, 2017)

Considerando a conexão também de cargas dc , em (Khorasani *et al.*, 2017) é proposto o sistema chamada de $UPQC-DC$. Como mostrado na Figura 1.11, tal sistema se baseia na estrutura tradicional do $UPQC$ para derivar tanto o barramento $dc_{\mu G}$ diretamente do barramento dc dos conversores quanto o barramento $ac_{\mu G}$ a partir do conversor paralelo. Dessa forma, o sistema $UPQC-DC$ realiza o papel de $BGIC$ dentro de uma aplicação de microrrede híbrida ac/dc . Além disso, a troca de energia entre as sub-redes ac e dc é promovida utilizando uma estratégia baseada em controle por decaimento (*droop control*) também proposta.

Quando a microrrede híbrida está conectada à rede concessionária, o sistema $UPQC-DC$ controla as tensões no barramento $ac_{\mu G}$ por meio do conversor série de tal forma que atua como formador de rede. Por sua vez, o conversor paralelo atua como suporte à rede ao realizar a compensação de potência reativa e supressão das componentes harmônicas.

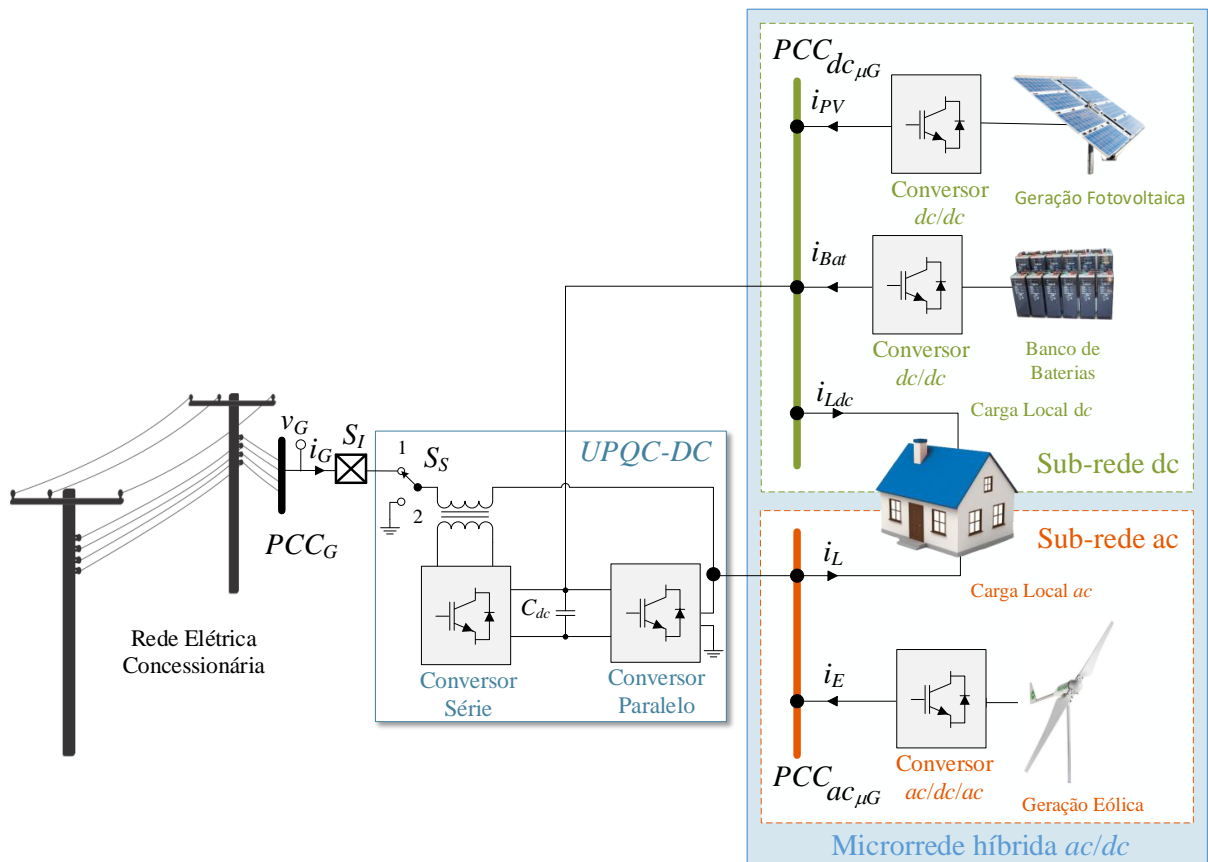


Figura 1.11 – Aplicação de um $UPQC$ como $BGIC$ em uma microrrede híbrida.

Fonte: Baseado em (Han *et al.*, 2006; Campanhol *et al.*, 2017)

Para formar o barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$ é utilizado um *ESS* composto por um banco de baterias alocado na sub-rede dc . Sendo tal barramento $dc_{\mu G}$ conectado diretamente ao barramento dc do *UPQC*, este está sujeito a indesejadas oscilações de tensão decorrentes de distúrbios de tensão que podem atingir a rede concessionária, tais como afundamento/elevação de tensão, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão entre as fases (Sun *et al.*, 2017).

Quando a microrrede híbrida passa a operar desconectada da rede concessionária, o conversor do sistema *UPQC-DC* que se conectava em série com a rede concessionária passa a ser conectado em paralelo com o barramento $ac_{\mu G}$. Para que ocorra tal mudança de ligação, é necessária a comutação de uma chave adicional (S_s), bem como uma mudança nas referências do controle utilizado neste conversor, fatos que resultam em transitórios de tensão no barramento $ac_{\mu G}$. Por sua vez, o conversor paralelo não sofre alteração de ligação e se mantém realizando a mesma operação. Destaca-se que não houve avaliação experimental do sistema *UPQC-DC* apresentado em (Khorasani *et al.*, 2017), aliado ao fato que a utilização de sistemas *UPQC* em aplicações envolvendo microrredes híbridas é um tópico de pesquisa recente e ainda pouco explorado na literatura.

1.3 PROPOSTA DO TRABALHO

Este trabalho propõe um condicionador de qualidade de energia híbrido, nomeado *UPQC-H (Unified Power Quality Conditioner – Hybrid)* adaptado para realizar a interligação de microrredes híbridas com a rede concessionária, como mostrado na Figura 1.12.

Com a inclusão de apenas dois interruptores de potência à topologia tradicional do conversor paralelo, forma-se o conversor paralelo híbrido capaz de disponibilizar conexões dedicadas e independentes para ambos os barramentos $dc_{\mu G}$ e $ac_{\mu G}$, como mostrado na Figura 1.12. Tal adaptação evita que as oscilações de tensão do barramento dc prejudique a operação dos equipamentos acoplados à sub-rede dc .

O sistema *UPQC-H* ainda possibilita a integração de sistema de armazenamento de energia bem como de geração distribuída ao barramento dc sem que seja necessária qualquer mudança na estratégia de controle. Outro ponto importante dessa proposta é a possibilidade de transição sem interrupção entre a operação conectada à rede e ilhada sem a necessidade de chave de seleção ou mudança nas referências dos algoritmos utilizado no controle dos conversores série e paralelo híbrido.

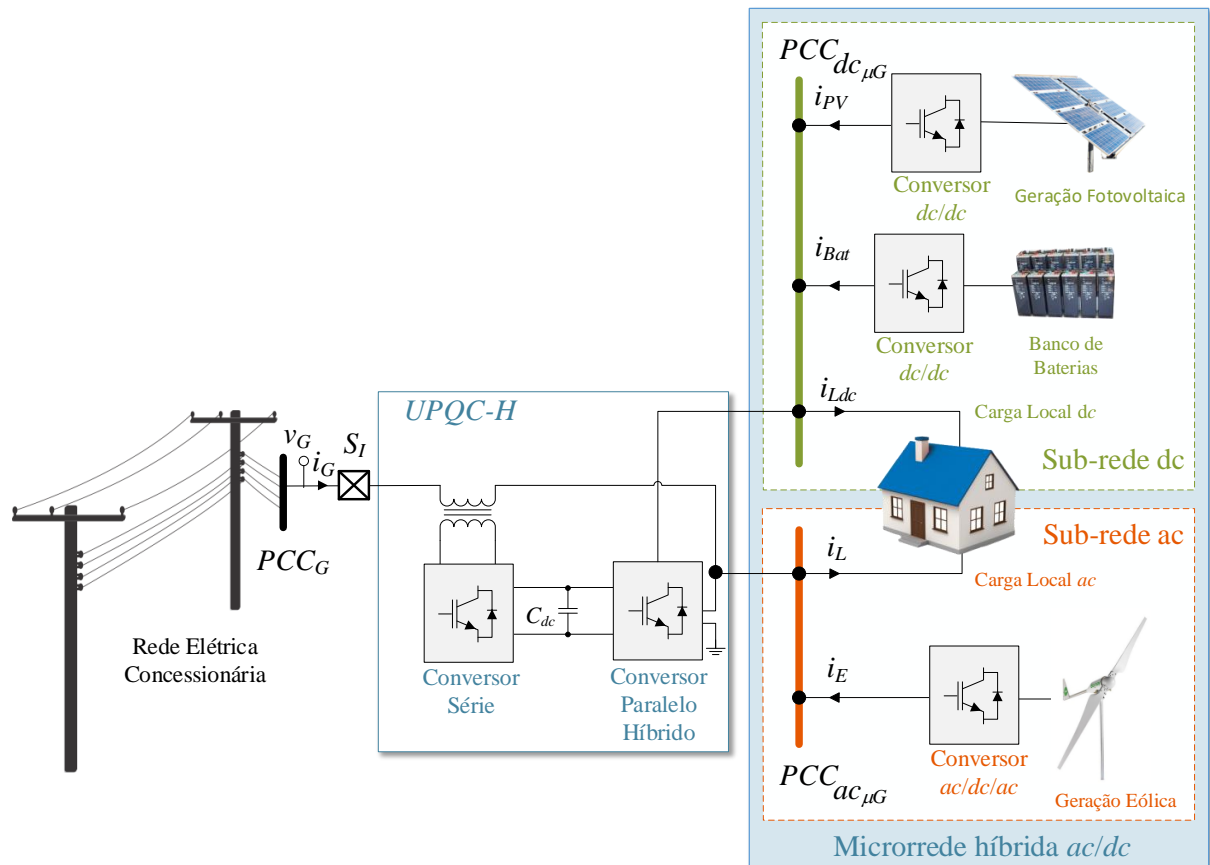


Figura 1.12 – Aplicação de um UPQC-H proposto para atuar como BGIC em uma microrrede híbrida.
Fonte: Autoria Própria

Para que ocorra tal transição sem interrupção, o conversor paralelo híbrido atua como formador de rede para ambos os barramentos $ac_{\mu G}$ e $dc_{\mu G}$ seja no modo de operação conectada à rede ou ilhada. Por sua vez, o conversor série controla a corrente injetada na rede concessionária fazendo o sistema UPQC-H atuar como supridor de rede quando conectado à rede. Além disso, o conversor paralelo híbrido atua como suporte a rede ao compensar potência reativa e suprimir componentes harmônicas da rede concessionária.

Seguindo a mesma ideia do sistema de geração distribuída UPQC-DG (ver Figura 1.9) proposta por (Campanhol *et al.*, 2017) para sistemas elétricos ac , é possível formar um sistema de DG ao conectar geração PV no barramento dc do UPQC-H, como mostrado na Figura 1.12.

Caso número de painéis em série no arranjo PV seja suficiente para alcançar a tensão mínima no barramento dc necessária para operação adequado do sistema UPQC, considerando a variação da tensão no ponto de máxima potência (do inglês *MPP* – *Maximum power point*) (Campanhol *et al.*, 2017), tal arranjo pode ser conectado diretamente no barramento dc , formando o sistema UPQC- H_{DGSS} (*Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Distributed Generation Single Stage*) mostrado na Figura 1.13 (a).

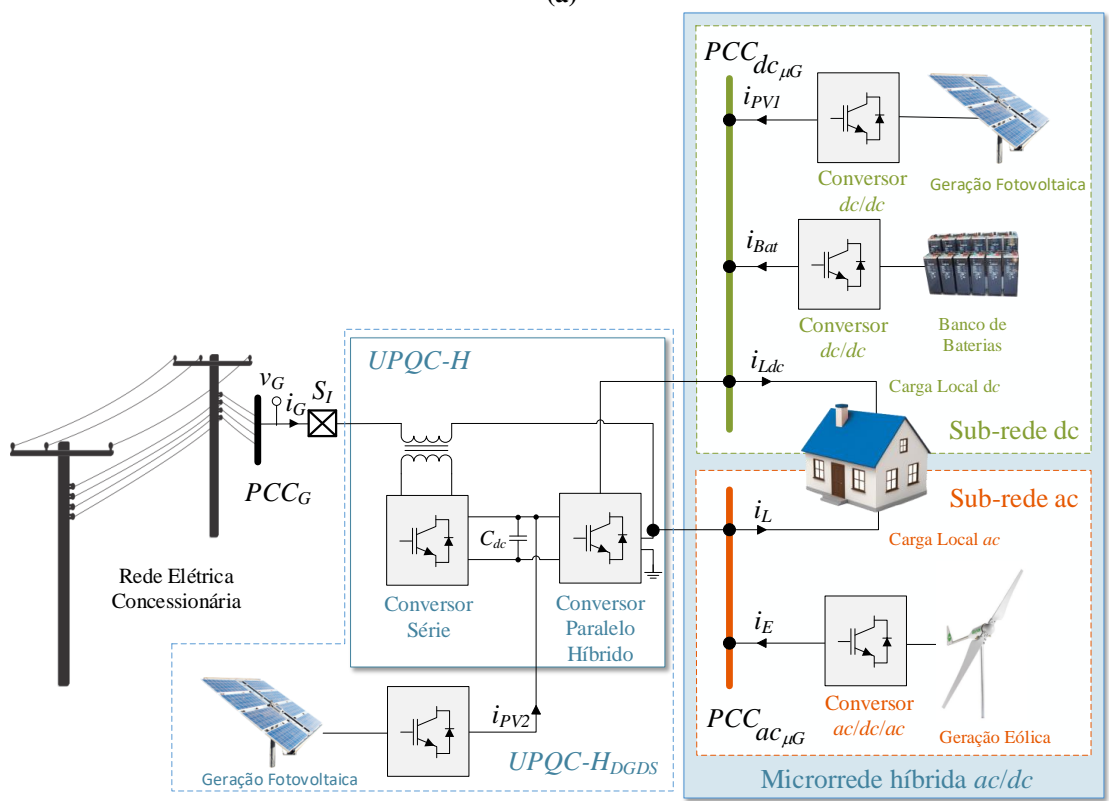
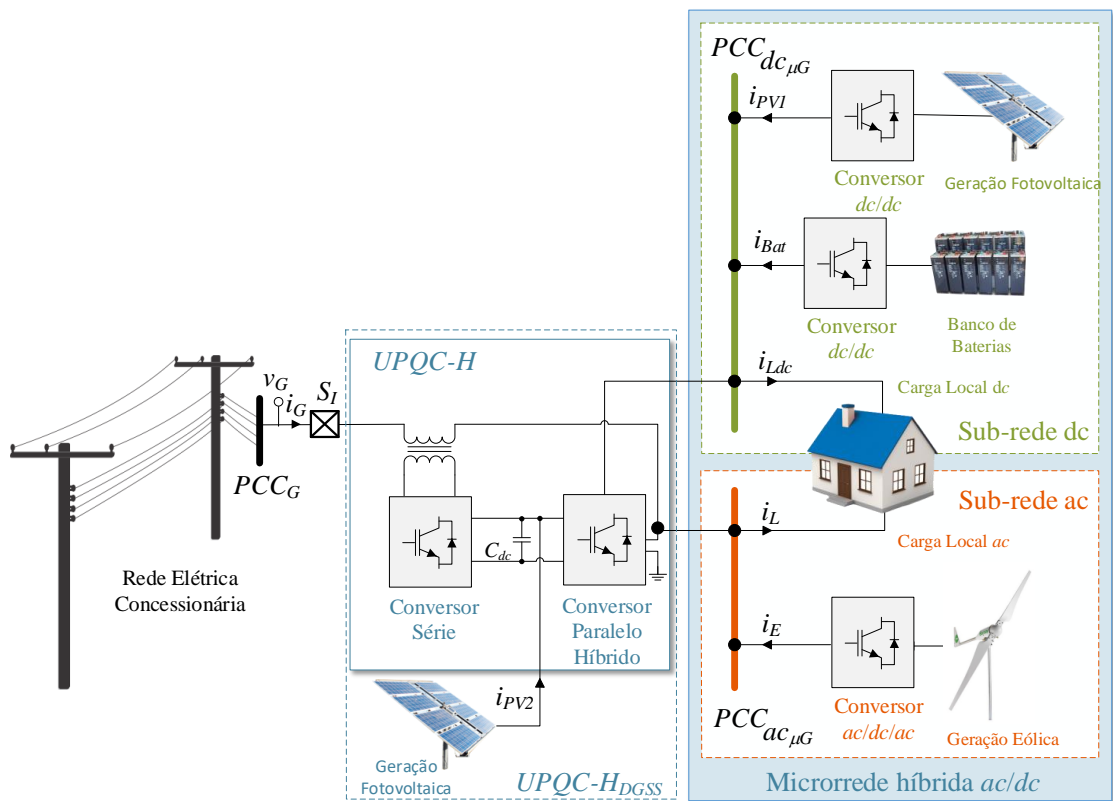


Figura 1.13 – Aplicação de um *UPQC-H* proposto para atuar como *BGIC* e como um sistema de geração distribuída em uma microrrede híbrida: a) em simples estágio; b) em duplo estágio.

Fonte: Autoria Própria

Em uma outra opção, um conversor dc/dc para elevação da tensão do arranjo PV é utilizado para conexão com o barramento dc , diminuindo o número mínimo necessário de painéis conectados em série, o que leva ao sistema $UPQC-H_{DGDS}$ (*Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Distributed Generation Double Stage*) apresentado na Figura 1.13 (b). Percebe-se que, na utilização dos sistemas DG citados, a energia gerada pelos painéis PV não precisa passar pelo conversor paralelo híbrido em direção ao barramento dc , como ocorre no sistema $UPQC-H$, diminuindo o caminho de circulação de energia que pode diminuir as perdas de operação.

Outra proposta também derivada do $UPQC-H$, nomeada neste trabalho de $UPQC-H_B$ (*Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Battery*) e mostrada na Figura 1.14, propõe a conexão das baterias diretamente no barramento dc dos conversores, eliminando a necessidade de conversor controlador de carga dc/dc e assim reduzindo o número de conversores utilizados no sistema envolvendo a microrrede.

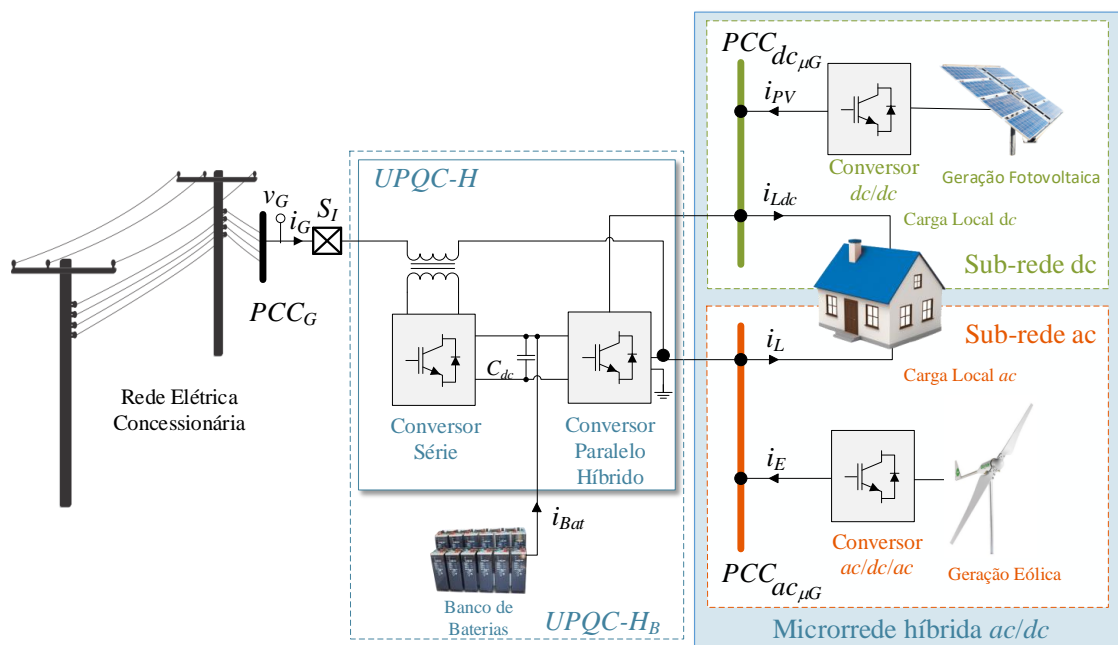


Figura 1.14 – Aplicação de um $UPQC-H$ proposto para atuar como $BGIC$ e como armazenador de energia em uma microrrede híbrida.

Fonte: Autoria Própria

Ressalta-se que, diferente do que ocorre no sistema $UPQC-H_B$, a conexão de baterias diretamente no barramento dc dos conversores da $UPQC-DC$ (Figura 1.11) não seria viável, pois demandaria a alteração da tensão deste barramento para controle da carga nas baterias, impossibilitando a implementação da estratégia de *droop control* necessária para o compartilhamento de energia entre os barramentos da microrrede.

De maneira análoga ao que ocorre nos sistemas de energia ininterrupta (*UPS – Uninterruptible Power Supply*) (Silva *et al.*, 2002; Modesto *et al.*, 2016), a conexão das baterias diretamente nos conversores da $UPQC-H$ faz com que esse condicionador opere também como sistema de armazenamento de energia (Abusara *et al.*, 2014). Com a capacidade de armazenamento de energia, a $UPQC-H_B$ é capaz de manter de maneira independente o fornecimento de energia para os barramentos na ausência da rede concessionária. Embora seja necessário o arranjo das baterias em série para alcançar o nível de tensão de trabalho do barramento dc , isso não representaria, necessariamente, a obrigatoriedade de aumento do número de baterias que compõe o banco de baterias, já que em tensões mais baixas pode ser necessário conectar as baterias em arranjo série e paralelo para alcançar a capacidade de armazenamento desejada.

Com a utilização do $UPQC-H$ em conjunto com as baterias, o condicionador ganha mais versatilidade. Além de ganhar a capacidade de armazenamento de energia como já citado, este sistema passa a ser capaz de controlar o despacho de potência de toda microrrede híbrida para a rede concessionária, sem a necessidade de comunicação dentro da microrrede híbrida para realização desta função. Ressalta-se que esta funcionalidade para um *BGIC* permite a suavização das intermitências de geração das fontes distribuídas, já que durante a operação com despacho de potência as correntes na rede concessionária permanecem praticamente constantes, mesmo se houver variação na geração de energia (Morstyn *et al.*, 2018).

No intuito de explorar ao máximo a capacidade do $UPQC-H$, diante de uma aplicação de microrredes híbridas, também é proposto a conexão de fontes de geração diretamente ao barramento dc dos conversores, formando o sistema de armazenamento e geração distribuída nomeado por $UPQC-H_{BDG}$ (*Unified Power Quality Conditioner – Hybrid – Battery and Distributed Generation*), como mostrado na Figura 1.15. Considerando o sistema *DG* e o banco de baterias integrados, o $UPQC-H_{BDG}$ une as vantagens apresentadas pelos sistemas $UPQC-H_{DGDS}$ e $UPQC-H_B$.

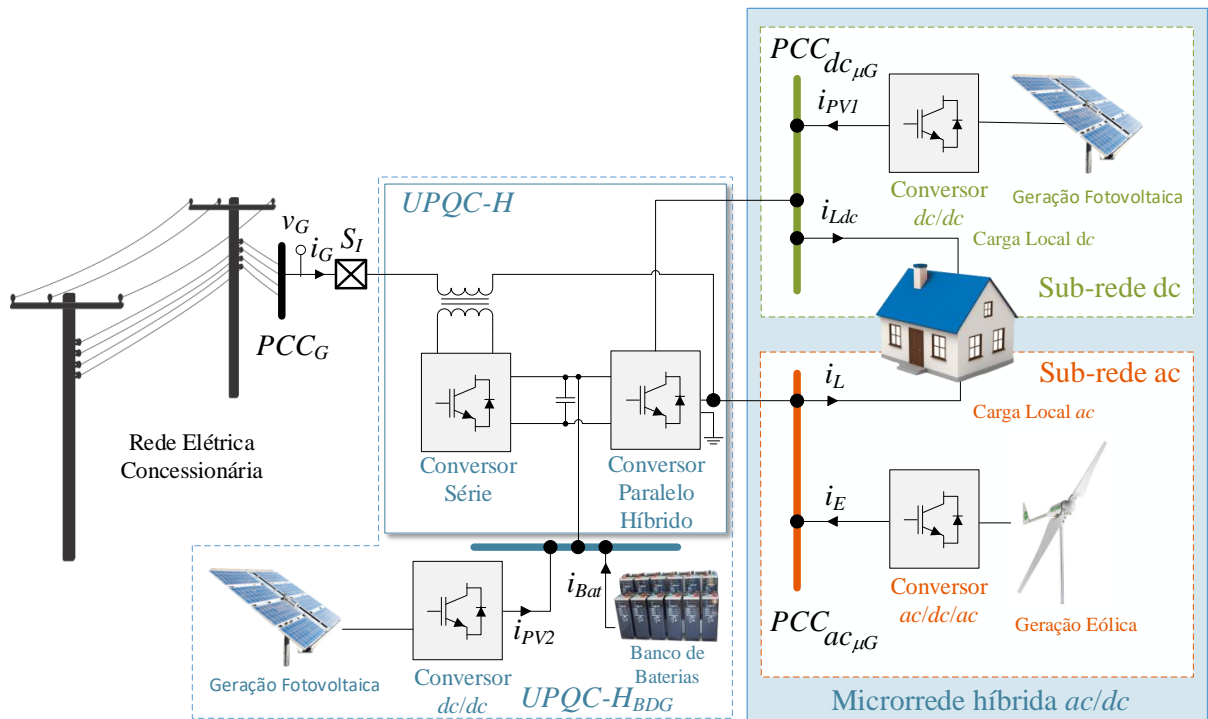


Figura 1.15 – Proposta de um sistema de geração distribuída e armazenamento ($UPQC-H_{BDG}$) baseado em um $UPQC-H$ proposto para atuar como $BGIC$ em uma microrrede híbrida.

Fonte: Autoria Própria

1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

A seguir são pontuadas as principais contribuições deste trabalho:

- Proposta de um $UPQC$ multifuncional, chamado $UPQC-H$ (Figura 1.12), adaptado para operar na interligação de microrredes híbridas com a rede concessionária sem perder as funcionalidades envolvidas com a melhoria da qualidade de energia e capaz de: realizar transição sem interrupção entre os modos ilhado e conectado sem necessitar de um conversor adicional; evitar oscilações na tensão da sub-rede dc relacionadas com distúrbios nas tensões da rede concessionária;
- Proposta de sistemas de GD envolvendo um $UPQC$ ($UPQC-H_{DGSS}$ e $UPQC-H_{DGDS}$ – Figuras 1.13a e 1.13b)) capazes de formar os barramentos de uma microrrede híbrida quando em conexão com a rede concessionária;
- Proposta de um sistema de armazenamento envolvendo um $UPQC$ ($UPQC-H_B$ Figura 1.14) capaz de: formar os barramentos de uma microrrede híbrida mesmo perante falha na rede concessionária; minimizar os problemas relacionados à intermitência das fontes renováveis presentes em microrredes híbridas;

- Proposta de um sistema de armazenamento e geração distribuída ($UPQC-H_{BDG}$ – Figura 1.15) que reúna todas as funcionalidades desempenhadas pelos sistemas $UPQC-H$, $UPQC-H_{DGDS}$ e $UPQC-H_B$;
- Proposta de uma estratégia de controle capaz de fazer com que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ desempenhe ao mesmo tempo as funções de $BGIC$, IC entre os barramentos $ac_{\mu G}$ e $dc_{\mu G}$, ESS , sistema DG , sem suprimir as funções fundamentais de condicionamento ativo de potência.
- Comprovação experimental de um sistema $UPQC$ desempenhando a função de $BGIC$ em um contexto de microrrede híbrida;

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo Geral

Propor um condicionador unificado de qualidade de energia híbrido multifuncional, nomeado $UPQC-H$ (*Unified Power Quality Conditioner – Hybrid*), que seja capaz de conectar microrredes híbridas ac/dc à rede concessionária mantendo a qualidade de energia e buscando eficiência energética.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Estudar e definir os modos de operação da microrrede de acordo com os seguintes aspectos: condições ambientais, presença ou ausência da rede de distribuição, existência ou não de energia armazenada nos bancos de bateria;
- Estudar o comportamento do fluxo de potência através do $UPQC$ durante os diferentes modos de operação da microrrede;
- Analisar a utilização de diferentes topologias de $UPQC$ no contexto de microrredes;
- Estudar, discutir e propor formas de aumentar a confiabilidade da interligação do sistema elétrico com a microrrede, ao realizar o despacho de potência;
- Estudar, discutir e propor formas de suavizar os problemas causados à rede concessionária relacionados à intermitência das fontes de energia renováveis em um contexto de microrredes híbridas;

- Estudar, discutir e propor formas de aumentar a eficiência ao reduzir as perdas no processamento da energia que flui entre rede concessionária, geração local e cargas locais;
- Estudar, discutir e propor formas de aumentar a qualidade de energia quanto à tensão entregue às cargas, bem como à corrente que flui pelo sistema elétrico;
- Estudar, discutir e propor formas de garantir transição sem interrupção entre os modos conectado e ilhado;
- Verificar o comportamento experimental de um UPQC atuando como interface de microrredes híbridas com a rede concessionária.

1.6 ORGANIZAÇÃO DA TESE

A organização do documento de tese se dará da seguinte forma: No capítulo 2, será tratado do detalhamento da proposta do trabalho, por meio da apresentação dos modos de operação, modelos matemáticos e estratégias de controle. Resultados de simulação, no intuito de validar a proposta, serão apresentados no capítulo 3. No capítulo 4, serão apresentados os testes experimentais para validação da proposta. Por fim, no capítulo 5, serão apresentadas as conclusões finais do trabalho, assim como as propostas de continuidade.

2 SISTEMAS DE INTERLIGAÇÃO ENTRE MICRORREDES HÍBRIDAS E REDE CONCESSIONÁRIA PROPOSTOS

Neste capítulo, é feita a descrição completa dos sistemas propostos neste trabalho para atuarem na interligação de microrredes híbridas com a rede concessionária de baixa tensão de até 75kVA, já que esta é potência máxima permitida pela ANEEL para microgeração normalmente conectada em baixa tensão no Brasil (Mme/Epe, 2015). Alguns trabalhos se referem a microrredes deste nível de potência com o termo nanorrede (Lucía *et al.*, 2013), no entanto o termo microrrede (do inglês *Microgrid* - μG) será utilizado neste trabalho por ser um termo de uso mais abrangente. É importante constatar que, embora a aplicação residencial seja utilizada neste texto a caráter de exemplificação, tal sistema pode também ser aplicado em instalações comerciais e industriais sendo de mesma potência.

Inicialmente, é apresentada a topologia *UPQC-H* descrevendo o circuito de potência que a compõe, o modelo matemático que a representa, bem como a estratégia de controle adotada para este sistema. Em sequência, o sistema de geração distribuída *UPQC-H_{DG}* é apresentado considerando geração PV em simples estágio (*UPQC-H_{DGSS}*) e em duplo estágio (*UPQC-H_{DGDS}*). Em seguida, considerando a inclusão das baterias, o sistema proposto *UPQC-H_B* é apresentado levando em consideração o modo de operação ilhado e conectado. Por fim, o sistema proposto *UPQC-H_{BG}* é apresentado, o qual inclui tanto a geração PV como a conexão do banco de baterias.

2.1 TOPOLOGIA *UPQC-H*

A topologia *UPQC-H*, mostrado na Figura 2.1, surge da adaptação do *UPQC* convencional para aplicação em microrredes híbridas descrito no Capítulo 1. Esta é composta por: i) um conversor *ac/dc* chamado de conversor série, o qual se conecta em série com a rede concessionária ; ii) um conversor de dupla conexão paralela, sendo uma ligada ao barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ e outra ao barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$, chamado de conversor paralelo híbrido. Uma chave de interrupção com acionamento eletrônico, como por exemplo uma chave estática, é utilizada na conexão/desconexão do *UPQC-H* à rede concessionária no intuito de permitir a operação ilhada. Os conversores citados compartilham do mesmo barramento *dc* e são controlados individualmente para desempenharem diferentes funções, dependendo o modo de operação.

A seguir é descrita a operação do *UPQC-H* em cada um destes modos de operação citados. Em seguida, os modelos matemáticos e algoritmos de controle utilizados são apresentados.

2.1.1 Operação conectada à rede

Em operação conectada, as seguintes funções são desempenhadas pelo *UPQC-H*, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Supressão harmônica, compensação de desequilíbrios e regulação das tensões do barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$;
- Supressão harmônica das correntes drenadas da rede concessionária;
- Troca de energia entre os barramentos $PCC_{\mu G_{ac}}$ e $PCC_{\mu G_{dc}}$;
- Regulação da tensão do barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$;
- Controle da tensão do barramento dc ;
- Balanço de potência entre microrrede híbrida e rede concessionária.

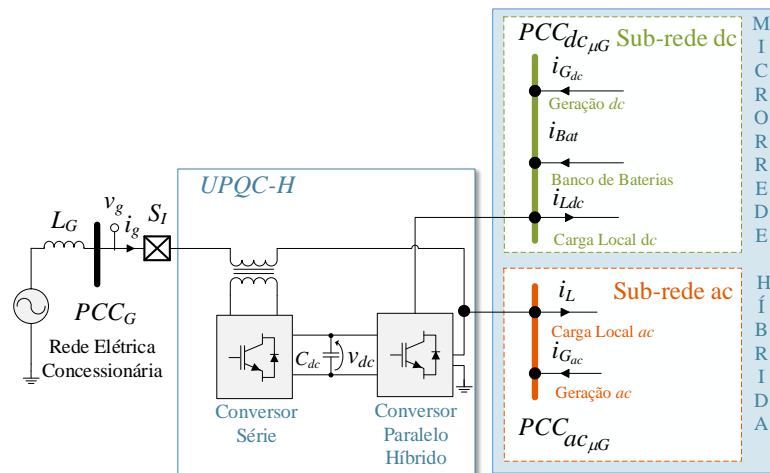


Figura 2.1 – Diagrama elétrico do circuito de um *UPQC-H* conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.

Fonte: Autoria Própria

Considerando o sistema conectado à rede, a técnica de controle utilizada para os conversores série e paralelo híbrido segue a estratégia de compensação ativa dual ou invertida, a qual foi adotada em sistemas *UPS* trifásicos a quatro fios por (Silva *et al.*, 2002) e mais tarde foi aplicada em sistemas *UPQC* (Modesto *et al.*, 2016; Campanhol *et al.*, 2017). De acordo com estratégia de compensação citada, o conversor série é controlado em corrente e atua para sempre garantir que as correntes da rede concessionária sejam senoidais, balanceadas e em fase com as respectivas tensões. Por sua vez, o conversor paralelo híbrido é controlado em tensão de modo

a sempre disponibilizar tensões senoidais, balanceadas e reguladas para o barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$, bem como tensões reguladas e livre de oscilações para o barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$.

Outra variável a ser controlada é a tensão do barramento dc (v_{dc}), a qual é controlada pelo conversor série que ajusta as amplitudes das correntes drenadas ou injetadas rede concessionária de modo a manter o nível de tensão desejado do barramento dc e por conseguinte estabelecer o balanço de potência do sistema. Tal nível de tensão depende da topologia de conversor utilizada, bem como da técnica de modulação empregada (Quinn e Mohan, 1992; Modesto *et al.*, 2016).

É importante ressaltar que esta topologia permite fluxo bidirecional de energia entre os barramentos $PCC_{\mu G_{ac}}$ e $PCC_{\mu G_{dc}}$ sem a necessidade de conversor de interligação adicional ou estratégia de controle descentralizado. Como o conversor paralelo híbrido controla a tensão dos dois barramentos da microrrede híbrida o fluxo de energia bidirecional ocorre naturalmente.

Diante das funções apresentadas, conclui-se que o $UPQC-H$, quando conectado à rede, faz a função de formador de rede ao controlar a tensão dos barramentos $PCC_{\mu G_{ac}}$ e $PCC_{\mu G_{dc}}$. Além disso, atua como supridor de rede quando há injeção de energia na rede concessionária ou ainda como suporte à rede quando atua na compensação de potência reativa e supressão de corrente harmônica (Rocabert *et al.*, 2012). Esse trabalho considera a utilização apenas de fontes de energia renováveis intermitentes nos sistemas de geração presentes na microrrede, bem como na geração distribuída conectada ao barramento dc . Assim, todos os outros conversores que conectam as fontes de geração distribuída aos barramentos da microrrede atuam como supridores de rede e podem operar no MPP aproveitando ao máximo a energia disponível em cada fonte. Nesse caso, estratégias de controle primário podem ser evitadas pois o sistema é composto por apenas um formador de rede. É importante frisar que o sistema $UPQC-H$ pode também ser aplicado a outras topologias de microrredes que utilizem fontes não intermitentes. Nesse outro caso, o sistema $UPQC-H$ não seria o único formador de rede dentro da H- μG , podendo assim compartilhar cargas com outros formadores de rede mediante, por exemplo, a utilização da técnica de controle de coordenação como o *droop control* (Guerrero, Chandorkar, *et al.*, 2013).

Nota-se ainda que algumas técnicas de controle descentralizado ou centralizado poderiam ser aplicadas a tal microrrede no intuito de controlar a carga e a descarga das baterias como também para suavizar as intermitências das fontes renováveis, entretanto estas não serão consideradas pois acabam saindo do escopo deste trabalho. A proposta deste trabalho, com o intuito de resolver o problema das intermitências das fontes de energia renováveis é apresentada

mais à frente por meio da utilização do sistema $UPQC-H_B$, o qual envolve armazenamento de energia.

2.1.2 Operação ilhada

Em operação ilhada, a qual ocorre enquanto houver energia proveniente das gerações ou das baterias que seja suficiente para alimentar as cargas, as seguintes funções são desempenhadas pelo $UPQC-H$:

- Controle das tensões do barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$;
- Controle da tensão do barramento dc central;
- Balanço de potência entre os barramentos $PCC_{\mu G_{ac}}$ e $PCC_{\mu G_{dc}}$.

Desde que exista energia armazenada nas baterias e/ou energia gerada suficiente para alimentar as cargas, o $UPQC-H$ é capaz de operar o sistema ilhado da rede concessionária. Para isso, o conversor série é desativado e a chave estática de interrupção S_I é acionada, desconectando a microrrede da rede concessionária, como mostrado na Figura 2.2.

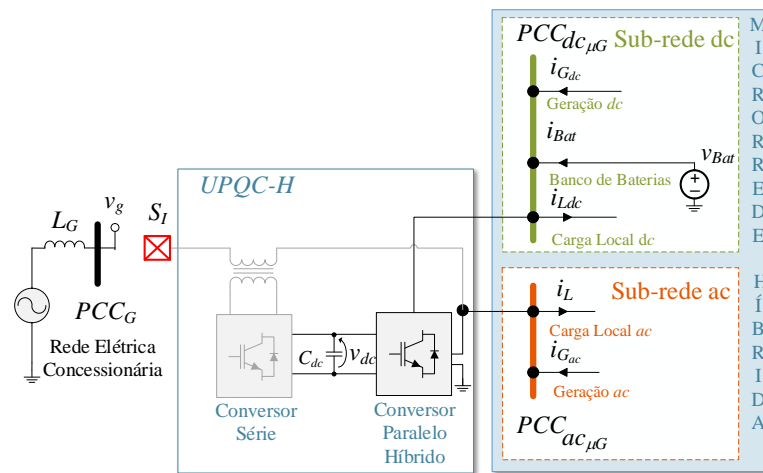


Figura 2.2 – Diagrama elétrico do circuito de um $UPQC-H$ ilhado da rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica. Fonte: Autoria Própria

Uma vez que o conversor série atuava no controle da tensão v_{dc} , outro conversor precisa assumir esta função no modo de operação ilhado. Neste caso, o conversor paralelo híbrido assume tal função controlando a corrente que flui pela ligação com o barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$. Enquanto isso, as baterias operando em conjunto com o controlador de carga passam a controlar o barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$, representados na Figura 2.2 como a fonte de tensão v_{Bat} . Nota-se que a outra ligação do conversor paralelo híbrido com o barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ continua sendo

controlada em tensão. Dessa forma, o balanço de potência entre os barramentos da microrrede híbrida é garantido de forma que a energia flua naturalmente entre as sub-redes *ac* e *dc*.

Para executar as modificações citadas quanto as funções do conversor paralelo híbrido e do carregador de baterias, pode ser aplicada uma técnica de controle por sinalização de barramento (Schonbergerschonberger *et al.*, 2006).

Diante das funções apresentadas, conclui-se que o *UPQC-H* operando no modo ilhado atua como formador de rede ao controlar a tensão do barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$, ao mesmo tempo que atua como supridor de rede ao injetar corrente no barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$. Por sua vez, o carregador de baterias assume a função de formador de rede ao controlar a tensão do barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$. Enquanto isso, todos os conversores que conectam fontes de energia aos barramentos da microrrede atuam como suprimentos de rede, mantendo a função que já exerciam no modo conectado.

2.1.3 Topologia dos Conversores

A topologia *UPQC-H* pode ser concebida para sistemas elétricos monofásicos, bem como para sistemas trifásicos a três ou quatro fios conforme mostrado nas Figuras 2.3 à 2.5.

Em aplicações monofásicas, tem sido utilizados *UPQC* com configuração em ponte completa (*Full-Bridge*) (Barriviera *et al.*, 2012; Santos *et al.*, 2014) como também em meia ponte (*Half-Bridge*) (Cheung *et al.*, 2018). Para compor os conversores série e paralelo a configuração *Half-Bridge* pode ser adotada, como mostrado na Figura 2.3, visando o menor número de interruptores de potência para viabilização de aplicações em baixas potências de até 100kVA e baixas tensões.

Para aplicações trifásicas a quatro-fios, a configuração com capacitor dividido (*Split-Capacitor*) (Silva *et al.*, 2002) pode ser adotada para compor os conversores série e paralelo *ac*, como mostrado na Figura 2.4, por apresentar menor número de interruptores de potência quando comparado com as topologias de inversores a quatro braços (*Four-Leg*) (Modesto *et al.*, 2016).

Por outro lado, em sistemas trifásicos a três-fios a configuração a três braços inversores, também chamada de *Three-Leg* pode ser adotada, como mostrado na Figura 2.5, por apresentar o mesmo número reduzido de interruptores de potência que a configuração *Split-Capacitor*.

Uma vez que a configuração *Three-Leg* também têm sido amplamente aplicada no contexto de microrredes elétricas (Dong, Luo, *et al.*, 2013; Loh *et al.*, 2013b), essa topologia é escolhida para ser implementada neste trabalho.

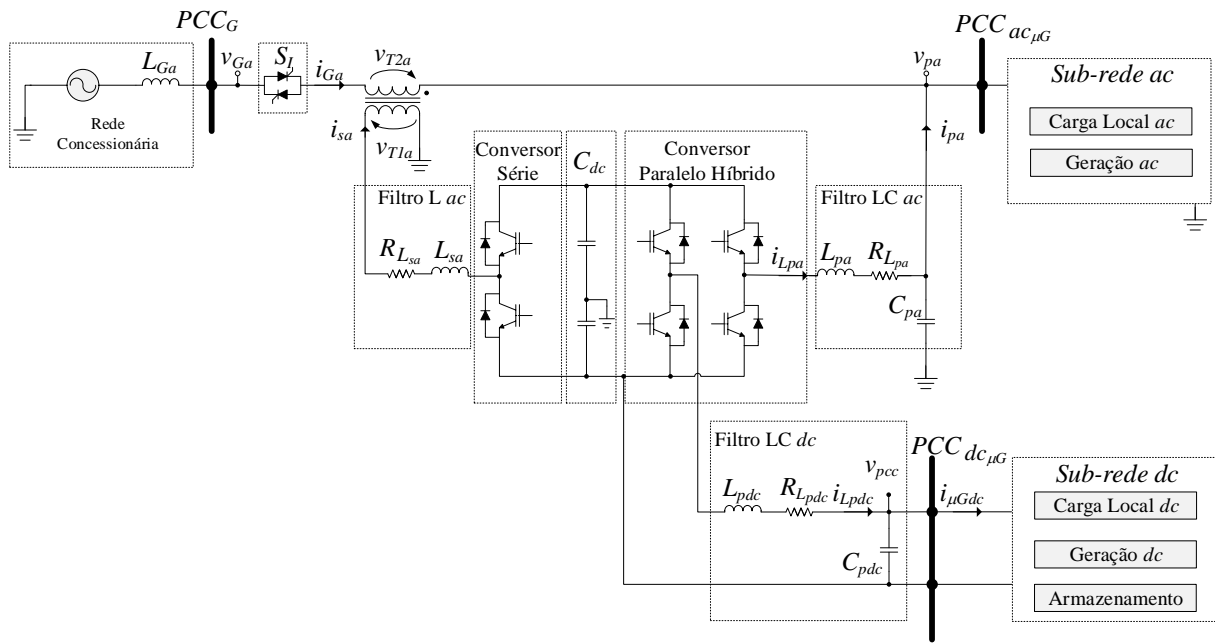


Figura 2.3 – Topologia UPQC-H proposta para sistemas monofásicos.
Fonte: Autoria Própria

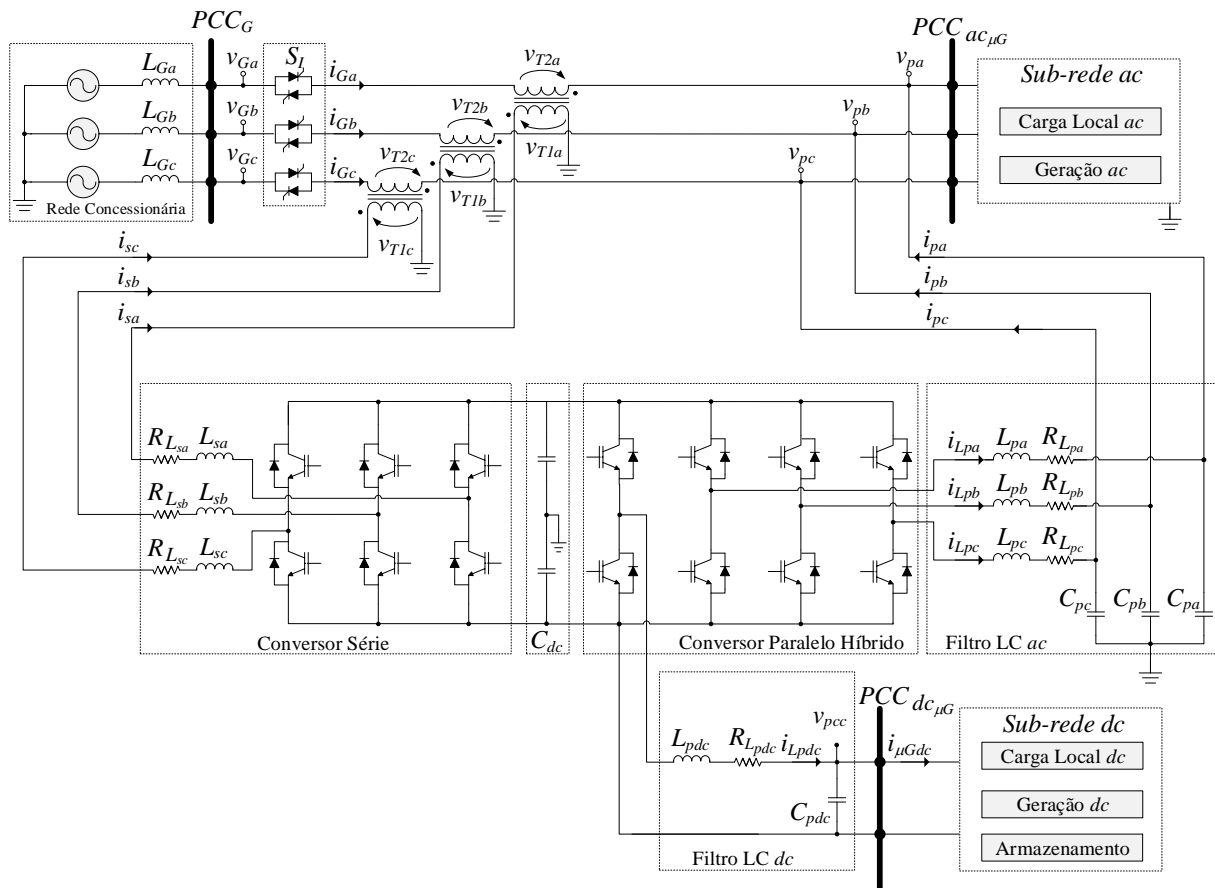


Figura 2.4 – Topologia UPQC-H proposta para sistemas trifásicos a quatro fios.
Fonte: Autoria Própria

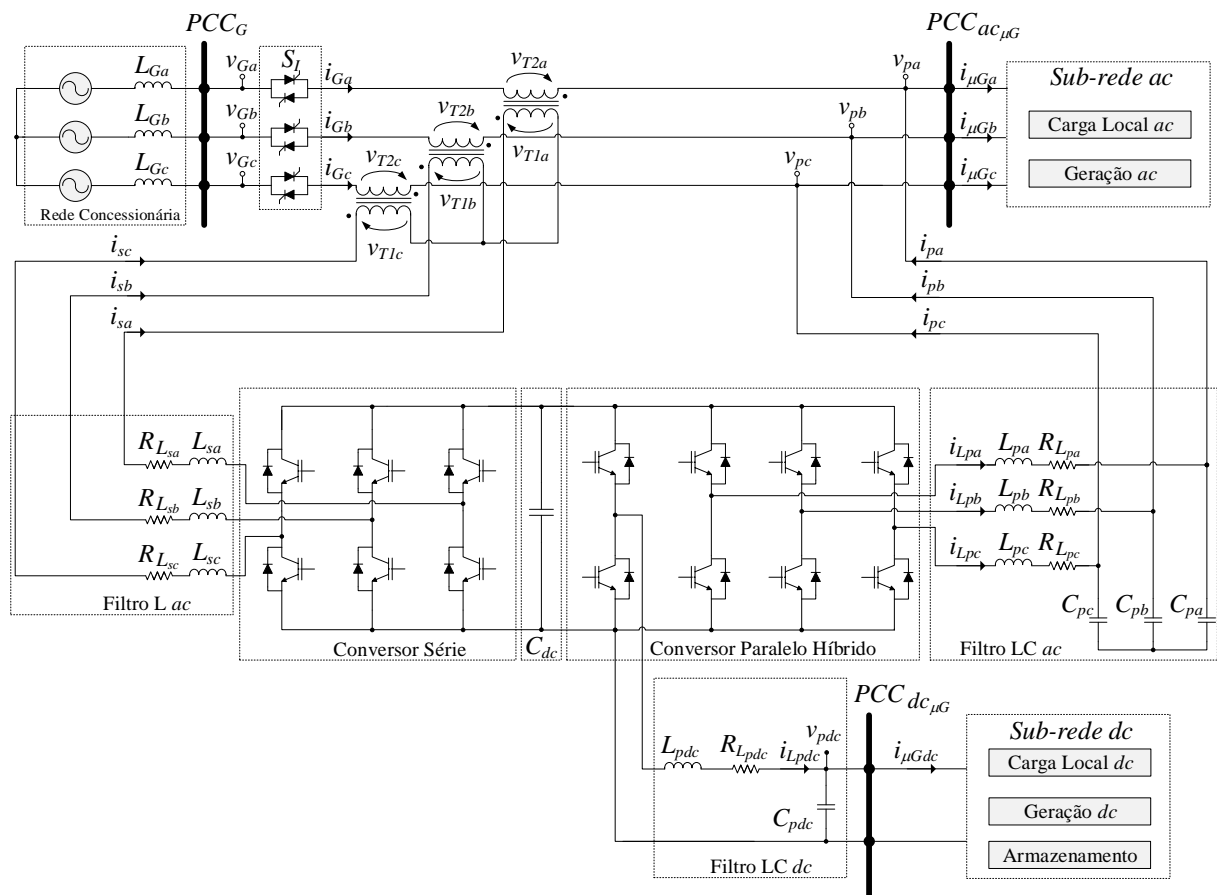


Figura 2.5 – Topologia *UPQC-H* proposta para sistemas trifásicos a três fios e tomada como topologia a ser implementada.

Fonte: Autoria Própria

2.1.4 Modelo Matemático e Estratégia de Controle

Esta seção apresenta os modelos matemáticos utilizados para representação dos conversores série e paralelo híbrido utilizados na composição do *UPQC-H* aplicado a sistemas trifásicos a três fios (Figura 2.5). Além disso, o modelo matemático que representa a tensão do barramento *dc* e a estratégia utilizada para controle da referida tensão também são apresentados nesta seção.

Sabe-se que a representação matemática de conversores chaveados envolve parâmetros não lineares, como, por exemplo, indutâncias, resistências e capacitâncias que variam com a frequência, ou não idealidades dos interruptores de potência durante a condução e a comutação (Svensson e Lindgren, 1999). Para obtenção de modelos linearizados, têm sido utilizadas técnicas como a análise de pequenos sinais, a qual insere pequenas perturbações em torno do ponto de operação das variáveis de controle (Xinming *et al.*, 2009). Por outro lado, desconsiderando tais não linearidades e fixando a análise no ponto de operação definido pelas

referências de controle (Svensson e Lindgren, 1999), é possível obter modelos lineares que representem sistemas *UPQC* de maneira suficiente para projeto dos controladores (Kotturu *et al.*, 2018).

Assim como realizado em (Kotturu *et al.*, 2018), este trabalho utiliza modelos matemáticos lineares para a representação matemática dos conversores que compõem o sistema *UPQC-H*, os quais são apresentados nas seções 2.1.4.1 e 2.1.4.2. Tais modelos representam as variáveis de controle considerando o valor médio das mesmas dentro de um período de chaveamento (T_{sw}).

No caso da representação matemática da tensão do barramento *dc* apresentada na seção 2.1.4.3, por não ser possível a obtenção de um modelo linear, a técnica de linearização por pequenos sinais é utilizada.

2.1.4.1 Modelo do Conversor Série

Para modelagem do conversor série considera-se que o conversor paralelo híbrido atue como uma fonte de tensão senoidal ideal com mesma frequência da rede concessionária, formando o circuito equivalente mostrado na Figura 2.6. Além disso, considerando que a resposta dinâmica dos capacitores do barramento *dc* (C_{dc}) dura um tempo muito maior que T_{sw} , a tensão no barramento *dc* é tida constante (V_{dc}).

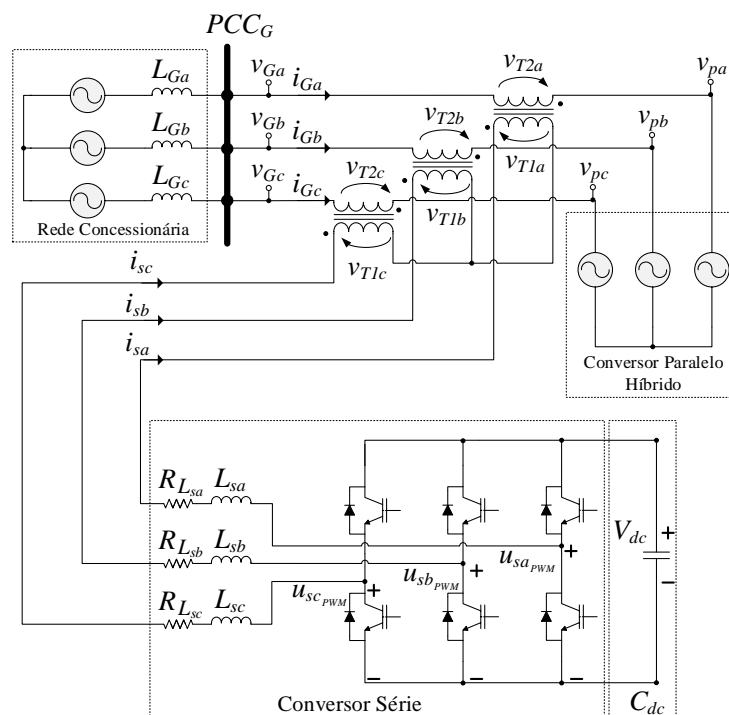


Figura 2.6 – Circuito equivalente do *UPQC-H* para modelagem do conversor série.
Fonte: Autoria Própria

Na Figura 2.6, as indutâncias L_{sa} , L_{sb} e L_{sc} representam a indutâncias dos indutores de filtragem somada às indutâncias de dispersão dos transformadores, da mesma forma que as resistências R_{Lsa} , R_{Lsb} e R_{Lsc} representam as resistências equivalentes obtidas pela soma das resistências internas dos indutores de filtragem com as resistências dos enrolamentos dos transformadores, cada qual para sua respectiva fase. Por sua vez, os transformadores representados na Figura 2.6 apresentam relação de transformação $N = N_1/N_2$, onde N_1 e N_2 são o número de espiras do enrolamento primário e secundário, respectivamente, de forma que $i_{G(a,b,c)} = N i_{s(a,b,c)}$, e $v_{T_1(a,b,c)} = N v_{T_2(a,b,c)} = N(v_{p(a,b,c)} - v_{G(a,b,c)})$.

Considerando as indutâncias e resistências idênticas entre as fases, ou seja $L_{sa} = L_{sb} = L_{sc} = L_{fs}$ e $R_{Lsa} = R_{Lsb} = R_{Lsc} = R_{Ls}$, o modelo matemático que representa o conversor série nos eixos de referência síncrona dq , conforme (Modesto *et al.*, 2016), é dado por (2.1).

$$\dot{x}_{sdq}(t) = A_{sdq}x_{sdq}(t) + B_{sdq}u_{sdq}(t) + F_{sdq}w_{sdq}(t) \quad (2.1)$$

onde:

$$\bullet \dot{x}_{sdq}(t) = \begin{bmatrix} \frac{di_{sd}}{dt} \\ \frac{di_{sq}}{dt} \end{bmatrix}, x_{sdq}(t) = \begin{bmatrix} i_{sd} \\ i_{sq} \end{bmatrix}, u_{sdq}(t) = \begin{bmatrix} u_{sdPWM} \\ u_{sqPWM} \end{bmatrix}, w_{sdq}(t) = \begin{bmatrix} v_{T_2d} \\ v_{T_2q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{Gd} - v_{pd} \\ v_{Gq} - v_{pq} \end{bmatrix},$$

$$\bullet A_{sdq} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{Ls}}{L_s} & \omega \\ \omega & -\frac{R_{Ls}}{L_s} \end{bmatrix}, B_{sdq} = \frac{1}{L_s} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}, F_{sdq} = \frac{N}{L_s} \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \end{bmatrix}.$$

- u_{sdPWM} e u_{sqPWM} representam as tensões PWM moduladas pelo conversor série ($u_{s(a,b,c)PWM}$) no referencial síncrono dq ;
- i_{sd} e i_{sq} representam as correntes que fluem pelos indutores L_{sa} , L_{sb} e L_{sc} do conversor série ($i_{s(a,b,c)}$) no referencial síncrono dq ;
- v_{T_2d} e v_{T_2q} representam as tensões sobre os enrolamentos secundários transformadores ($v_{T_2(a,b,c)}$) no referencial síncrono dq .
- v_{Gd} e v_{Gq} representam as tensões da rede concessionária ($v_{G(a,b,c)}$) no referencial síncrono dq .
- v_{pd} e v_{pq} representam as tensões da conexão ac do conversor paralelo híbrido ($v_{p(a,b,c)}$) no referencial síncrono dq .

Baseando-se na equação (2.1), e acrescentando a representação matemática da tensão média no barramento dc (V_{DC}), bem como da amplitude da portadora utilizada para gerar os sinais PWM em ambiente digital P_{PWM} ($K_{PWM} = 1/P_{PWM}$), o modelo completo do conversor série em diagrama em blocos é obtido como mostrado na Figura 2.7. Dessa forma, as entradas

do modelo passam a ser as razões cíclicas D_{sd} e D_{sq} , as quais podem ser obtidas diretamente de um controlador em uma aplicação em malha fechada.

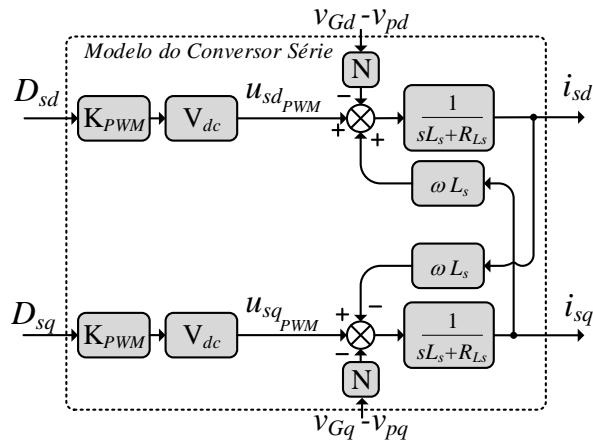


Figura 2.7 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático do Conversor Série.
Fonte: Baseado em (Modesto *et al.*, 2016)

2.1.4.1.1 Controle de Corrente do Conversor Série

A partir do modelo descrito na subseção anterior, é possível projetar o controle para o conversor série, o qual é composto por um controlador Proporcional-Integral Multi-Ressonante (PI-MR) (Pelz *et al.*, 2020) em cada um dos eixos d e q como mostrado na Figura 2.8. Tal controlador prevê uma estratégia de desacoplamento entre os eixos dq de forma que as malhas de controle das respectivas correntes i_{sd} e i_{sq} possam funcionar independentemente (Modesto *et al.*, 2016).

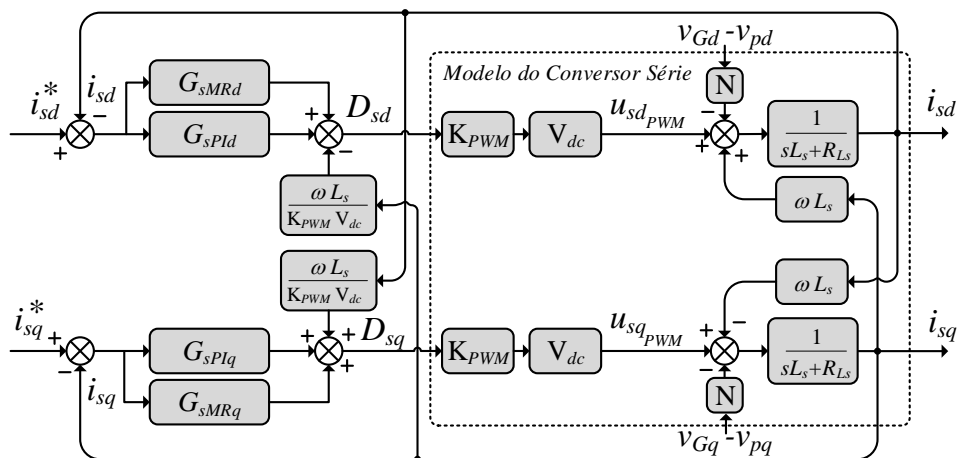


Figura 2.8 – Controle do Conversor Série.
Fonte: Baseado em (Modesto *et al.*, 2016)

A corrente de referência i_{sq}^* é considerada zero no intuito de realizar a correção do fator de potência fundamental (IEEE, 2014), enquanto a corrente de referência i_{sd}^* representa a parcela de corrente ativa a ser drenada/injetada na rede concessionária. Em uma seção mais à frente, será mostrado que a corrente de referência i_{sd}^* será ajustada pelo controlador de tensão do barramento dc de forma a garantir o balanço de energia do sistema. Sabendo que as correntes controladas pelo conversor série devem ser senoidais, tais referências sempre serão componentes contínuas no referencial síncrono dq . Diante de referências contínuas, o controlador PI poderá atuar, em teoria, com erro nulo em regime permanente o que significa a correção do fator de potência fundamental. Além disso, os termos ressonantes garantem a rejeição de distúrbios harmônicos estacionários que podem aparecer nas tensões v_{T_2d} e v_{T_2q} quando as tensões na rede concessionária possuírem distorções ou desbalanços (Silva *et al.*, 2020). Ressalta-se ainda que a utilização de relações de transformação $N > 1$ resulta na amplificação dos distúrbios v_{T_2d} e v_{T_2q} de acordo com a matriz de distúrbio F_{sdq} , vide (2.1).

2.1.4.2 Modelo do Conversor Paralelo Híbrido

Para modelagem do conversor paralelo híbrido, considera-se inicialmente a conexão ac da rede concessionária presente. Neste caso, assume-se que o conversor série atua como uma fonte de corrente senoidal com mesma frequência da rede concessionária, formando o circuito equivalente mostrado na Figura 2.9.

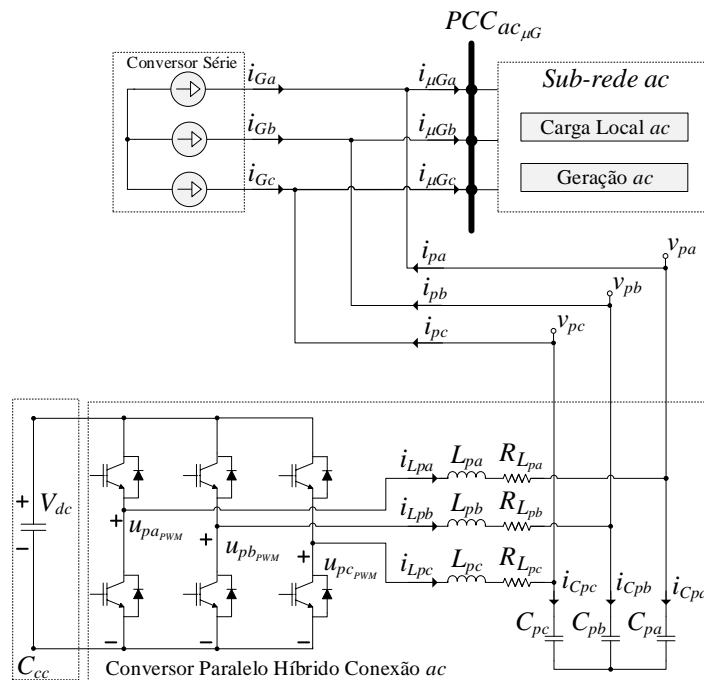


Figura 2.9 – Circuito equivalente do UPQC-H para modelagem da conexão ac do conversor paralelo híbrido. Fonte: Autoria Própria

Além disso, pelos mesmos motivos citados na modelagem matemática do conversor série (seção 2.1.4.1), a tensão no barramento dc é considerada constante (V_{dc}).

Na Figura 2.9, as indutâncias L_{pa} , L_{pb} e L_{pc} e as resistências R_{Lpa} , R_{Lpb} e R_{Lpc} representam a indutâncias e resistências internas dos indutores de filtragem, enquanto que os capacitores de filtragem são representados pelas capacitâncias C_{pa} , C_{pb} e C_{pc} .

Considerando as capacitâncias, indutâncias e resistências idênticas entre as fases, ou seja $C_{pa} = C_{pb} = C_{pc} = C_p$, $L_{pa} = L_{pb} = L_{pc} = L_p$ e $R_{Lpa} = R_{Lpb} = R_{Lpc} = R_{Lp}$, o modelo matemático que representa o conversor série nos eixos de referência síncrona dq , conforme (Liu *et al.*, 2014; Modesto *et al.*, 2016), é dado por (2.2).

$$\dot{x}_{pdq}(t) = A_{pdq}x_{pdq}(t) + B_{pdq}u_{pdq}(t) + F_{pdq}w_{pdq}(t) \quad (2.2)$$

onde:

$$\bullet \dot{x}_{pdq}(t) = \begin{bmatrix} \frac{di_{Lpd}}{dt} \\ \frac{di_{Lpq}}{dt} \\ \frac{dv_{pd}}{dt} \\ \frac{dv_{pq}}{dt} \end{bmatrix}, x_{pdq}(t) = \begin{bmatrix} i_{Lpd} \\ i_{Lpq} \\ v_{pd} \\ v_{pq} \end{bmatrix}, u_{pdq}(t) = \begin{bmatrix} u_{pdPWM} \\ u_{pqPWM} \end{bmatrix}, w_{pdq}(t) = \begin{bmatrix} i_{cpd} \\ i_{cpq} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{Gd} - i_{\mu Gd} \\ i_{Gq} - i_{\mu Gq} \end{bmatrix},$$

$$\bullet A_{pdq} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{Lp}}{L_p} & \omega & -\frac{1}{L_p} & 0 \\ -\omega & -\frac{R_{Lp}}{L_p} & 0 & -\frac{1}{L_p} \\ \frac{1}{C_p} & 0 & 0 & \omega \\ 0 & \frac{1}{C_p} & -\omega & 0 \end{bmatrix}, B_{pdq} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_p} & 0 \\ 0 & \frac{1}{L_p} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, F_{pdq} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -\frac{1}{C_p} & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_p} \end{bmatrix}.$$

- u_{pdPWM} e u_{pqPWM} são as tensões PWM moduladas pela conexão ac do conversor paralelo híbrido representadas no referencial síncrono dq ;
- i_{Lpd} e i_{Lpq} são as correntes que fluem pelos indutores L_{pa} , L_{pb} e L_{pc} da conexão ac do conversor paralelo híbrido representada no referencial síncrono dq ;
- i_{cpd} e i_{cpq} são as correntes que saem do filtro da conexão ac do conversor paralelo híbrido em direção ao barramento $PCC_{CA\mu G}$ representadas no referencial síncrono dq ;
- $i_{\mu Gd}$ e $i_{\mu Gq}$ são as correntes que fluem para sub-rede ac representadas no referencial dq ;
- i_{Gd} e i_{Gq} são as correntes que fluem rede elétrica da concessionária representadas no referencial síncrono dq ;
- v_{pd} e v_{pq} são as tensões sobre os capacitores C_{pa} , C_{pb} e C_{pc} no referencial síncrono dq .

Baseando-se no modelo de espaço de estados (2.2) e acrescentando a representação matemática da tensão V_{dc} , bem como da amplitude do ganho relacionado à portadora $K_{PWM} = 1/P_{PWM}$, o modelo matemático da conexão *ac* do conversor paralelo híbrido em diagrama de blocos é obtido como mostrado na Figura 2.10. Dessa forma, as entradas do modelo passam a ser as razões cíclicas D_{pd} e D_{pq} , as quais podem ser obtidas diretamente de um controlador em uma aplicação em malha fechada.

Para modelagem da conexão *dc* do conversor paralelo híbrido considera-se que o conversor série atua no controle da tensão v_{dc} , fornecendo um barramento estável para a conexão *dc* do conversor paralelo híbrido. Desta forma, os conversores série e paralelo *ac* podem ser suprimidos da análise, como mostrado no circuito equivalente da Figura 2.11.

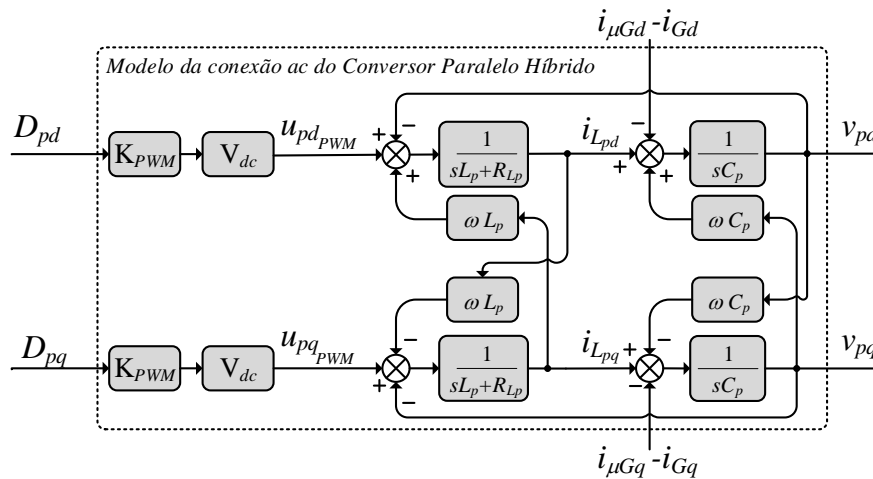


Figura 2.10 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático da conexão *ac* do conversor paralelo híbrido.
Fonte: Baseado em (Liu *et al.*, 2014)

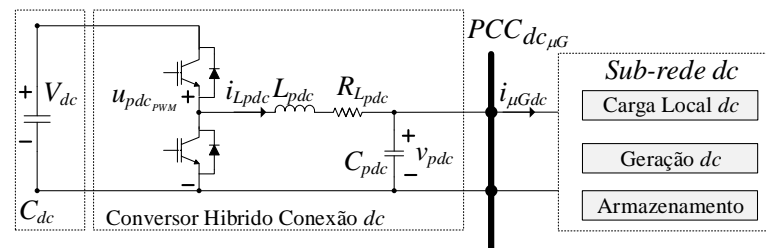


Figura 2.11 – Circuito equivalente do UPQC-H para modelagem da conexão *dc* do conversor paralelo híbrido.
Fonte: Autoria Própria

Considerando o circuito equivalente dado na Figura 2.11, o modelo em espaço de estados representado por (2.3) pode ser obtido para representação da conexão *dc* do conversor paralelo híbrido utilizando a mesma técnica de modelagem utilizada em (Modesto *et al.*, 2016).

$$\dot{x}_{pdc}(t) = A_{pdc}x_{pdc}(t) + B_{pdc}u_{pdc}(t) + F_{pdc}w_{pdc}(t) \quad (2.3)$$

onde:

$$\bullet \dot{x}_{pdc}(t) = \begin{bmatrix} \frac{di_{L_{pdc}}}{dt} \\ \frac{dv_{C_{pdc}}}{dt} \end{bmatrix}, x_{pdc}(t) = \begin{bmatrix} i_{L_{pdc}} \\ v_{pdc} \end{bmatrix}, u_{pdc}(t) = u_{pdc_{PWM}}, w_{pdc}(t) = i_{\mu G_{dc}},$$

$$\bullet A_{pdc} = \begin{bmatrix} -\frac{R_{L_{pdc}}}{L_{pdc}} & \frac{1}{L_{pdc}} \\ 0 & \frac{1}{C_{pdc}} \end{bmatrix}, B_{pdc} = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_{pdc}} \\ 0 \end{bmatrix}, F_{pdc} = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{C_{pdc}} \end{bmatrix}.$$

- u_{pdc} é a tensão PWM moduladas pela conexão dc do conversor paralelo híbrido;
- $i_{L_{pdc}}$ é a corrente que flui pelo indutor L_{pdc} da conexão dc do conversor paralelo híbrido;
- $i_{\mu G_{dc}}$ é a corrente que flui do filtro da conexão dc do conversor paralelo híbrido para o barramento $PCC_{dc\mu G}$;
- v_{pdc} é a tensão sobre o capacitor C_{pdc} , saída da conexão dc do conversor paralelo híbrido.

Baseando-se no modelo de espaço de estados (2.3), e acrescentando a representação matemática da tensão V_{dc} , bem como da amplitude do ganho relacionado à portadora $K_{PWM} = 1/P_{PWM}$, o modelo da conexão dc do conversor paralelo híbrido em diagrama de blocos é obtido como mostrado na Figura 2.12. Dessa forma, a entrada do modelo passa a ser a razão cíclica D_{pdc} , a qual pode ser obtida diretamente de um controlador em uma aplicação em malha fechada.

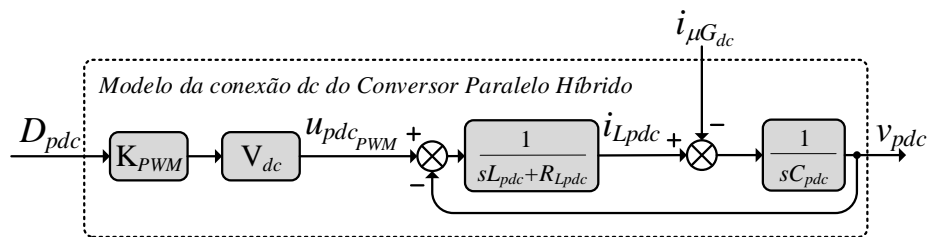


Figura 2.12 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático da Conexão dc do conversor paralelo híbrido.
Fonte: Autoria Própria

2.1.4.2.1 Controle de Tensão do Conversor Paralelo Híbrido

A partir dos modelos descritos na subseção anterior pelas Figuras 2.10 e 2.12, é possível projetar o controle para o conversor paralelo híbrido, o qual é composto por três controladores

multi-malhas, sendo dois deles aplicados para a conexão ac e o terceiro para a conexão dc , como mostrado na Figura 2.13. Os dois controladores multi-malhas relacionadas com a conexão ac são compostos por uma malha externa utilizando um controlador PI ($G_{pPIv(d,q)}$) em conjunto com uma malha interna utilizando um controlador proporcional $K_{pi(d,q)}$, conforme mostrado na Figura 2.13 (a). Em tais malhas de controle também é realizado o desacoplamento entre os eixos d e q de forma que os loops de controle de duas malhas possam funcionar isoladamente (Liu *et al.*, 2014). Além disso, a compensação do distúrbio provocados pelas correntes $i_{\mu G(d,q)}$ e $i_{G(d,q)}$ é compensado no cálculo das correntes de referência $i_{Lp(d,q)}^*$ fazendo uso das correntes medidas na saída para a sub-rede ac $i_{\mu G(d,q)}$ junto das correntes estimadas $i'_{G(d,q)}$, as quais são obtidas a partir das correntes medidas no conversor série $i_{s(d,q)}$, sendo $i'_{G(d,q)} = Ni_{s(d,q)}$.

Já o controlador multi-malhas relacionado com a conexão dc também é composto por uma malha externa utilizando um controlador PI G_{pPIvdc} , enquanto a malha interna é composta nesse caso por outro controlador PI ($G_{pPIi_{dc}}$), conforme mostrado na Figura 2.13 (b). As malhas externas dos três controladores multi-malhas têm o papel de controlar as tensões nos respectivos capacitores $C_{p(a,b,c,dc)}$, enquanto as malhas internas tem a função de controlar as correntes dos respectivos indutores $L_{p(a,b,c,dc)}$. A utilização do controlador PI $G_{pPIi_{dc}}$ se justifica pela necessidade de limitação da corrente no indutor L_{pdc} (i_{Lpdc}) durante variações de tensão dc sobre o capacitor C_{pdc} , como por exemplo durante o carregamento do capacitor. Para atingir tal funcionalidade, é possível saturar a referência de controle i_{Lpdc}^* ao utilizar um controlador que garanta erro em regime estacionário nulo. Sendo assim, o controlador PI deve ser utilizado, já que o controlador proporcional não garante erro em regime nulo.

Além disso, tais controladores multi-malhas sofrem perturbações a partir das correntes $i_{p(d,q)} = i_{\mu G(d,q)} - i_{G(d,q)}$ e $i_{pdc} = i_{\mu Gdc}$ que interferem nas respectivas variáveis de controle $v_{p(d,q,dc)}$. Esses distúrbios causam erros dinâmicos no controle de $v_{p(d,q,dc)}$, bem como erros estacionários oscilatórios no controle de $v_{p(d,q)}$ na presença de harmônicos componentes nas correntes $i_{p(d,q)}$. No intuito de atenuar o impacto de tais perturbações, ações de *feed-forward* são executadas utilizando correntes medidas $i_{\mu G(d,q,dc)}$ e estimadas ($i'_{G(d,q)} = Ni_{s(a,b,c)}$) na geração das referências $i_{Lp(d,q,dc)}^*$, conforme Figura 2.13.

No que diz respeito às referências de controle, a tensão de referência v_{pd}^* resulta em tensões nos capacitores C_{pa} , C_{pb} e C_{pc} em fase com as tensões da rede concessionária.

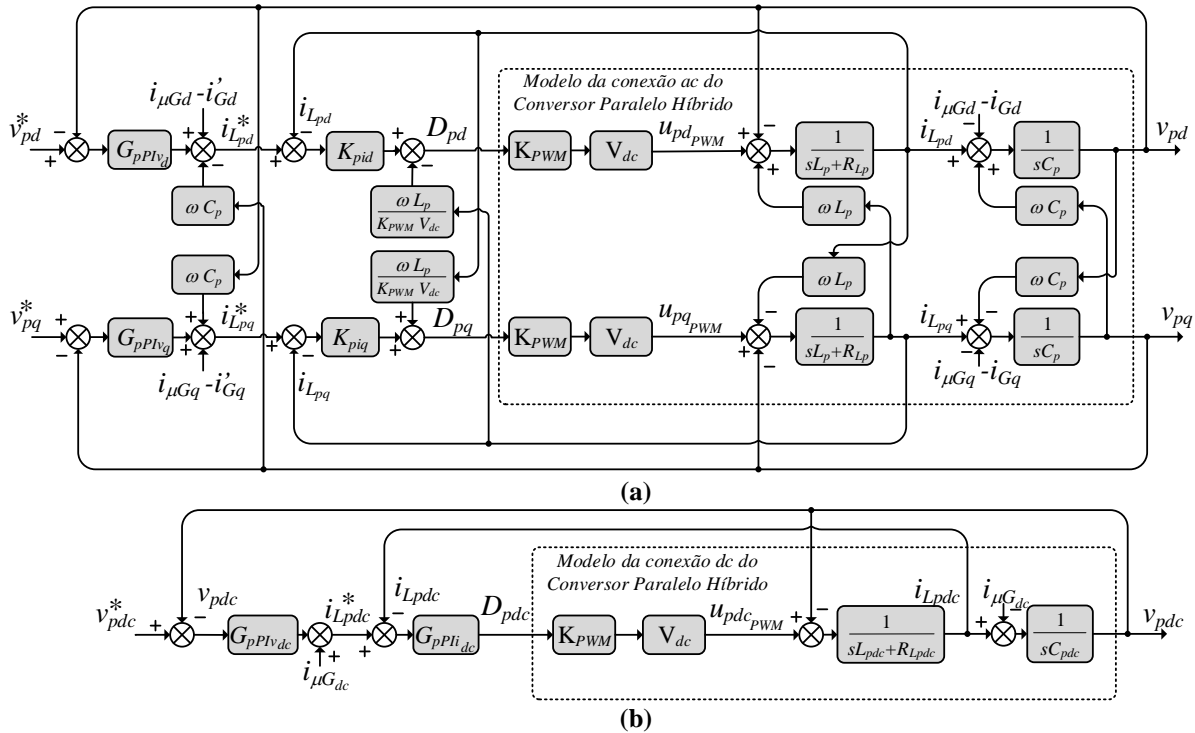


Figura 2.13 – Controle do conversor paralelo híbrido.
Fonte: Baseado em (Liu *et al.*, 2014)

Já a tensão de referência v_{pq}^* resulta em tensões nos capacitores C_{pa} , C_{pb} e C_{pc} em quadratura com as tensões da rede concessionária. Neste trabalho as tensões serão sempre controladas para estarem em fase com a rede concessionária, por isso a tensão de referência v_{pd}^* sempre recebe um valor diferente de zero, sendo este proporcional à amplitude das tensões em *ac* desejadas nos capacitores, enquanto a tensão de referência v_{pq}^* sempre será nula. Por sua vez, a referência v_{pdc}^* determina a tensão do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$ (Figura 2.11).

Muito tem se discutido sobre a padronização dos níveis de tensão em microrredes *dc* (Rodriguez-Diaz, Chen, *et al.*, 2016), sendo que, geralmente, não tem ultrapassado níveis em torno de 400V para aplicações em baixas potências. Essa conexão *dc* do conversor paralelo híbrido permite trabalhar com qualquer nível de tensão menor que 400V, desde que este seja menor que a tensão v_{dc} . Neste trabalho, uma tensão de amplitude de 200V será utilizada no $PCC_{dc_{\mu G}}$ pensando em manter o nível de tensão suficiente para alimentar cargas originalmente *ac* que utilizavam retificadores monofásicos na entrada para gerar um barramento *dc* de 180V, ainda considerando uma folga de tensão de 20V no caso de eventual queda de tensão ao longo da instalação da sub-rede *dc*. Dessa forma, tais cargas originalmente *ac* poderiam ser conectadas diretamente ao barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$.

Ressalta-se que, por consequência da utilização das referências de controle $v_{p(d,q)}^*$ no referencial síncrono dq , como relatado anteriormente, as tensões do barramento $PCC_{ac_{\mu G}}$ sempre estarão sincronizadas com a componente de sequência positiva das tensões no PCC_G . Para tanto, é utilizado neste trabalho, o sistema de detecção de ângulo de fase da rede AF-PSD-3pPLL (*Adaptive Filter – Positive Sequence Detector - Three-phase Phase-Locked Loop*) implementado no referencial estacionário $\alpha\beta$ (Bacon e Silva, 2015), o qual é capaz de detectar a componente de sequência positiva das tensões da rede concessionária. Maiores informações sobre o sistema PLL utilizado é dado no Apêndice B.

2.1.4.3 Modelo para Tensão no Barramento dc

Na Figura 2.1, C_{dc} representa a capacitância equivalente colocado no barramento dc do sistema $UPQC-H$. Tal capacitância pode absorver, ou fornecer, energia para garantir o balanço de potência ativa (ΔP) entre a $H-\mu G$ e a rede concessionária. Desconsiderando inicialmente as perdas de energia, ΔP pode ser calculado como dado por (2.4).

$$\Delta P = P_{GenT} - P_{LT} - P_G \quad (2.4)$$

onde:

- P_{GenT} é a potência ativa total de geração;
- P_{LT} é a potência ativa total de carga;
- P_G é a potência ativa fluindo pela rede concessionária.

Se P_{GenT} for maior que P_{LT} , toda a energia excedente $P_{SP} = P_{GenT} - P_{LT}$ (do inglês *Surplus Power* – P_{SP}) pode ser injetada na rede concessionária, o que resulta no equilíbrio de potência desejado ($\Delta P = 0$), bem como numa tensão constante no barramento dc (v_{dc}). No entanto, se a potência injetada na rede concessionária P_G é menor que P_{SP} , como ($|P_G| < P_{SP}$), o balanço de potência ΔP é positivo, o que faz v_{dc} aumentar. Por outro lado, se P_G for maior que P_{SP} , como ($|P_G| > P_{SP}$), o balanço de potência ΔP é negativo, o que faz v_{dc} diminuir. Além disso, o comportamento dual é observado quando P_{GenT} é menor que P_{LT} . Nesse caso, a falta de energia $P_{LP} = P_{LT} - P_{GenT}$ (do inglês *Lack of Power* – P_{LP}) para suprir a carga pode ser drenada da rede concessionária, o que resulta no equilíbrio de energia desejado ($\Delta P = 0$), bem como na estabilização da tensão v_{dc} . Nesse caso, v_{dc} aumenta quando $|P_G| > P_{LP}$ enquanto v_{dc} diminui quando $|P_G| < P_{LP}$. Assim, v_{dc} pode ser controlado alterando P_G para obter o equilíbrio

de potência ($\Delta P = 0$) seguindo a referência de tensão do barramento dc desejada v_{dc}^* . Dessa forma, alterações em P_{GenT} ou P_{LT} causarão alterações em P_G e, portanto, resultará em troca de energia entre a $H-\mu G$ e a rede concessionária.

Sabendo que a energia drenada ou injetada na rede concessionária passa pela conexão ac do conversor paralelo híbrido para alcançar o barramento dc , e considerando tensões ideais na rede elétrica e na sub-rede ac ($v_{p(a,b,c)} = v_{G(a,b,c)}$), ΔP pode ser calculado por meios das tensões da rede elétrica ($v_{G(a,b,c)}$) e das correntes ac resultantes do balanço de potência $i_{\Delta P(a,b,c)}$, tanto nas coordenadas estacionárias abc quanto no eixo d do referencial síncrono, respectivamente, da seguinte forma:

$$\Delta P = v_{Ga} i_{\Delta Pa} + v_{Gb} i_{\Delta Pb} + v_{Gc} i_{\Delta Pc} \quad (2.5)$$

$$\Delta P = v_{Gd} i_{\Delta Pd} \quad (2.6)$$

onde v_{Gd} e $i_{\Delta Pd}$ são as representações no eixo d do referencial síncrono das grandezas $v_{G(a,b,c)}$ e $i_{\Delta P(a,b,c)}$, respectivamente.

Levando em consideração na análise as perdas de potência (P_l) associadas à operação do sistema $UPQC-H$, uma quantidade adicional de energia deve ser drenada para o barramento dc , caso contrário, a tensão v_{dc} diminuiria, mesmo na ocorrência do equilíbrio de potência ($\Delta P = 0$). Uma vez que P_l e ΔP estão relacionados com mudanças em v_{dc} , a potência drenada ou injetada pela capacitância C_{dc} (P_{dc}) é dada por:

$$P_{dc} = v_{dc} i_{dc} = P_l + \Delta P \quad (2.7)$$

onde i_{dc} é a corrente drenada por C_{dc} .

De acordo com (2.7), para controlar a tensão v_{dc} , o balanço de potência ativo deve compensar as perdas de potência, ou seja $\Delta P = -P_l$, o que torna a potência $P_{dc} = 0$. Dessa forma, por meio do controle das correntes $i_{G(a,b,c)}$ e consequentemente da potência P_G , ΔP pode ser definido para atingir compensação de P_l . Assim, considerando (2.6) e (2.7), ΔP pode ser calculada por grandezas associadas ao eixo d do referencial síncrono ou ainda por meio de grandezas dc , como segue:

$$\Delta P = P_{dc} - P_l = v_{Gd} i_{\Delta Pd} = v_{dc} i_{dc} \quad (2.8)$$

Por sua vez, a corrente i_{dc} pode ser obtida por:

$$i_{dc} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} \quad (2.9)$$

Assim, considerando (2.8) e (2.9), ao adotar a técnica de modelagem por pequenos sinais, a relação entre a perturbação $\hat{i}_{\Delta Pd}$ na corrente $i_{\Delta Pd}$ e a perturbação \hat{v}_{dc} na tensão do barramento dc (v_{dc}), pode ser representada pela seguinte função de transferência:

$$G_{v_{dc}}(s) = \frac{\hat{i}_{\Delta Pd}(s)}{\hat{v}_{dc}(s)} = \frac{V_{Gd}}{V_{dc} C_{dc} s} \quad (2.10)$$

Onde V_{Gd} é o valor nominal de v_{Gd}

2.1.4.3.1 Controle da Tensão no Barramento dc

A partir de (2.6) e supondo condições constantes de P_{GenT} e P_{LT} , a perturbação $\Delta\hat{P}$ pode ser calculada como:

$$\Delta\hat{P} = V_{Gd} \hat{i}_{\Delta Pd} = V_{Gd} \hat{i}_{Gd} \quad (2.11)$$

Analisando (2.11), nota-se que $\hat{i}_{\Delta Pd} = \hat{i}_{Gd}$. Assim, como mostrado na Figura 2.14 (a), o controle de v_{dc} pode ser implementado empregando um controlador PI ($G_{PI_{dc}}$) para determinar a referência para a corrente da rede concessionária i_{Gd}^* . Para calcular a corrente de referência para o controle do conversor série i_{sd}^* , a relação $i_{Gd}^* = N i_{sd}^*$ deve ser considerada. Dessa maneira, o sistema usado para controlar v_{dc} pode ser representado pelo diagrama apresentado na Figura 2.14 (b).

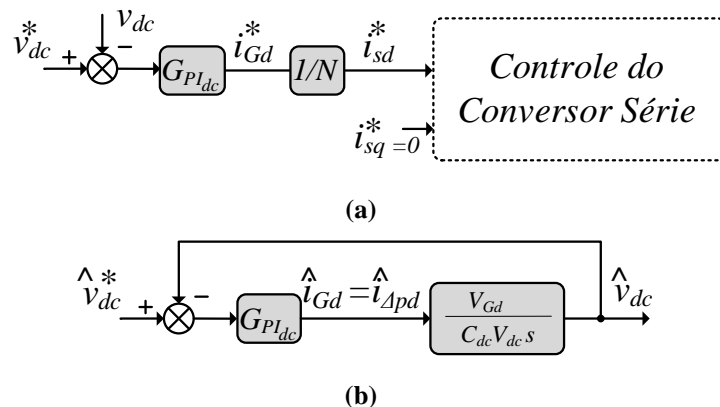


Figura 2.14 – Controle da Tensão do Barramento dc : a) Estratégia; b) modelo em diagrama de blocos.
Fonte: Autoria Própria

O valor de referência utilizado para a tensão V_{dc} é utilizada no mínimo 350V já que esta supera em 12,5% a tensão de pico nominal da tensão de linha da conexão *ac* do conversor paralelo híbrido (311V), o que representa uma folga para assegurar sua operação devido à queda de tensão as indutâncias L_{pa} , L_{pb} e L_{pc} e as resistências R_{Lpa} , R_{Lpb} e R_{Lpc} . Ressalta-se que tal valor mínimo de tensão foi encontrado via testes de simulação. Além disso, o nível de tensão V_{dc} de 350 V é mais alta a tensão de saída da conexão *dc* do conversor paralelo híbrido (200 V), assegurando a operação também desta conexão.

2.2 SISTEMA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA $UPQC-H_{DG}$

Os sistemas de geração distribuída $UPQC-H_{DG}$ representados na Figura 2.15 são propostos como a evolução do $UPQC-H$ em busca de menores perdas de operação envolvidas no processamento da energia gerada por arranjos PV tanto em duplo estágio ($UPQC-H_{DGDS}$) quanto em simples estágio ($UPQC-H_{DGSS}$).

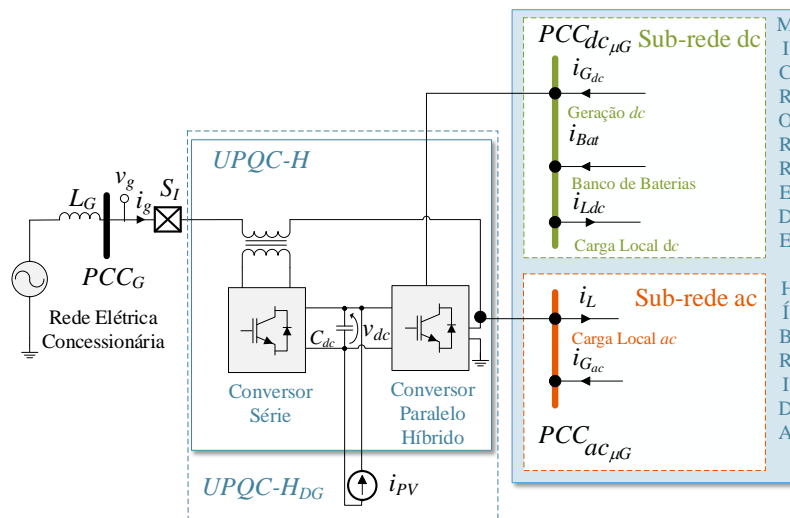


Figura 2.15 – Diagrama elétrico do circuito de um sistema $UPQC-H_{DG}$ genérico conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.

Fonte: Autoria Própria

Nos sistemas $UPQC-H_{DGSS}$ e $UPQC-H_{DGDS}$ o número de estágios de conversão de energia envolvidos a partir da geração PV é reduzido se comparado ao caso da utilização apenas do $UPQC-H$. Quando apenas o $UPQC-H$ está sendo utilizado, a energia dos painéis PV passa por uma conversão para rastreamento da máxima potência, em seguida passam pela conexão *dc* do conversor paralelo híbrido, e ainda pela conexão *ac* do conversor paralelo híbrido para então ser injetada na rede concessionária. Já utilizando os sistemas de geração distribuída propostos, o estágio da conexão *dc* do conversor paralelo híbrido é evitado. Desse modo, resta apenas dois estágios para o sistema $UPQC-H_{DGDS}$, sendo eles o estágio para rastreamento de

máxima potência e o estágio da conexão ac do conversor paralelo híbrido. Por sua vez, o sistema $UPQC-H_{DGSS}$ ainda evita o estágio do rastreador de máxima potência além do estágio da conexão dc do conversor paralelo híbrido restando apenas o estágio da conexão ac do conversor paralelo híbrido. Isso só se torna possível porque a tensão do barramento dc (v_{dc}) pode variar no intuito de buscar a máxima potência dos painéis. Nota-se ainda que uma conexão direta de painéis PV no barramento $PCC_{ac\mu G}$, buscando a redução do número de estágios de conversão de energia, é inviável pois não permitiria o rastreamento da máxima potência, considerando que a tensão da sub-rede dc (v_{pdc}) deve permanecer fixa para garantir a regulação da tensão entregue para a carga dc . É importante salientar que outras fontes de geração de energia ainda podem ser conectadas no barramento $PCC_{dc\mu G}$, mesmo com a incorporação da geração PV nos sistemas $UPQC-H_{DGSS}$ e $UPQC-H_{DGDS}$.

Quanto ao sistema $UPQC-H_{DGSS}$ o arranjo PV deve ser dimensionado considerando um número suficiente de painéis por *string* para alcançar o nível de tensão v_{dc} , enquanto o sistema $UPQC-H_{DGDS}$ as *strings* do arranjo PV podem ser dimensionadas com tensões menores que a tensão v_{dc} . Se por um lado o sistema em duplo estágio apresenta menor rendimento, por outro lado o sistema em duplo estágio deve sofrer menos com os problemas de sombreamento parcial dos painéis PV, por apresentar menos painéis por *string* (Pendem e Mikkili, 2017).

Nota-se que a modelagem matemática já apresentada para os conversores que formam o $UPQC-H$ pode também ser aplicada para os sistemas $UPQC-H_{DGSS}$ e $UPQC-H_{DGDS}$, já que nenhuma condição utilizada é alterada com a inserção do arranjo PV. Para a modelagem completa do sistema $UPQC-H_{DGDS}$, o modelo do conversor dc/dc acrescentado será apresentado nesta seção.

A seguir é descrita a operação dos sistemas $UPQC-H_{DGSS}$ e $UPQC-H_{DGDS}$ em cada um dos modos de operação, ou seja, conectado e ilhado. Em seguida, a topologia dos conversores, bem como os algoritmos de controle utilizados são apresentados ao considerar aplicações trifásicas a três fios.

2.2.1 Operação Conectada à Rede

Em operação conectada, as seguintes funções são desempenhadas pelos sistemas $UPQC-H_{DG}$, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Supressão harmônica, compensação de desequilíbrios e regulação das tensões do barramento $PCC_{ac\mu G}$;

- Supressão harmônica das correntes drenadas da rede concessionária;
- Troca de energia entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Regulação da tensão do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Controle da tensão do barramento dc ;
- Balanço de potência entre microrrede híbrida e rede concessionária;
- Geração de energia proveniente de painéis PV acoplados diretamente ao barramento dc .

Quando conectados à rede, os sistemas $UPQC-H_{DG}$ com duplo ou com simples estágio de conversão de energia apresentam operação muito semelhante ao já apresentado para o $UPQC-H$, se diferenciando quanto à possibilidade de geração de energia. Também nestes sistemas de geração distribuída, o conversor série controla a corrente injetada na rede concessionária e o conversor paralelo híbrido controla as tensões nos barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e PCC_{dc} . A diferença dos sistemas $UPQC-H_{DG}$ se insere na injeção de energia dos painéis PV diretamente no barramento dc como mostrado na Figura 2.15. Pelo fato destes painéis não estarem conectados ao barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$, estes se tornam independentes a medidas que continuam em operação mesmo que a sub-rede dc seja desativada, por exemplo.

2.2.2 Operação Ilhada

Em operação ilhada, as seguintes funções são desempenhadas pelos sistemas $UPQC-H_{DG}$, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Controle das tensões do barramento $PCC_{ac_{\mu G}}$;
- Controle da tensão do barramento dc ;
- Balanço de potência entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Geração de energia proveniente de painéis PV acoplados diretamente ao barramento dc .

Também no modo ilhado os sistemas $UPQC-H_{DG}$ apresentam operação muito semelhante ao já apresentado para o $UPQC-H$, se diferenciando quanto à geração de energia proveniente dos painéis PV como mostrado na Figura 2.16. Constata-se ainda que os sistemas $UPQC-H_{DG}$ continuam dependentes das baterias localizadas na microrrede híbrida para manter a operação ilhada na ausência de geração local.

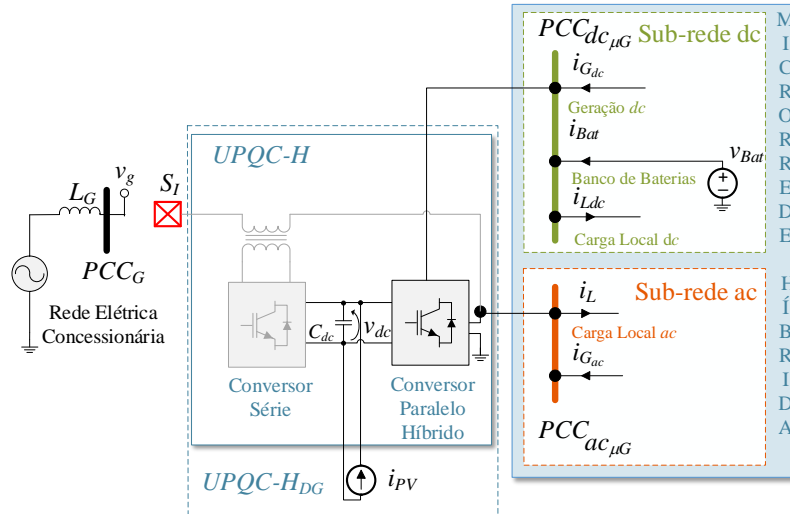


Figura 2.16 – Diagrama elétrico do circuito de um sistema $UPQC-H_{DG}$ genérico ilhado alimentando uma microrrede híbrida típica. Fonte: Autoria Própria

2.2.3 Topologia dos conversores

Propõe-se a implementação do sistema $UPQC-H_{DG}$ como mostrado na Figura 2.17.

Considerando um sistema elétrico trifásico a três fios, os sistemas $UPQC-H_{DG}$ são implementados em simples estágio ($UPQC-H_{DGSS}$) seguindo a configuração mostrada na Figura 2.17 (a) e em duplo estágio ($UPQC-H_{DGDSS}$) conforme a Figura 2.17 (b). Nota-se que devido à utilização do conversor dc/dc no sistema $UPQC-H_{DGDSS}$, a exemplo do conversor elevador (*Boost*), o arranjo PV pode ser dimensionado para uma tensão menor de operação. Dessa forma o string PV passa a ter menor número de painéis, possibilitando com mais facilidade a conexão de strings em paralelo que leva a diminuição de problemas relacionados ao sombreamento parcial dos painéis (Pendem e Mikkili, 2017). Por outro lado, o estágio dc/dc adicional apresentado pelo sistema $UPQC-H_{DGDSS}$ leva a maiores perdas de operação.

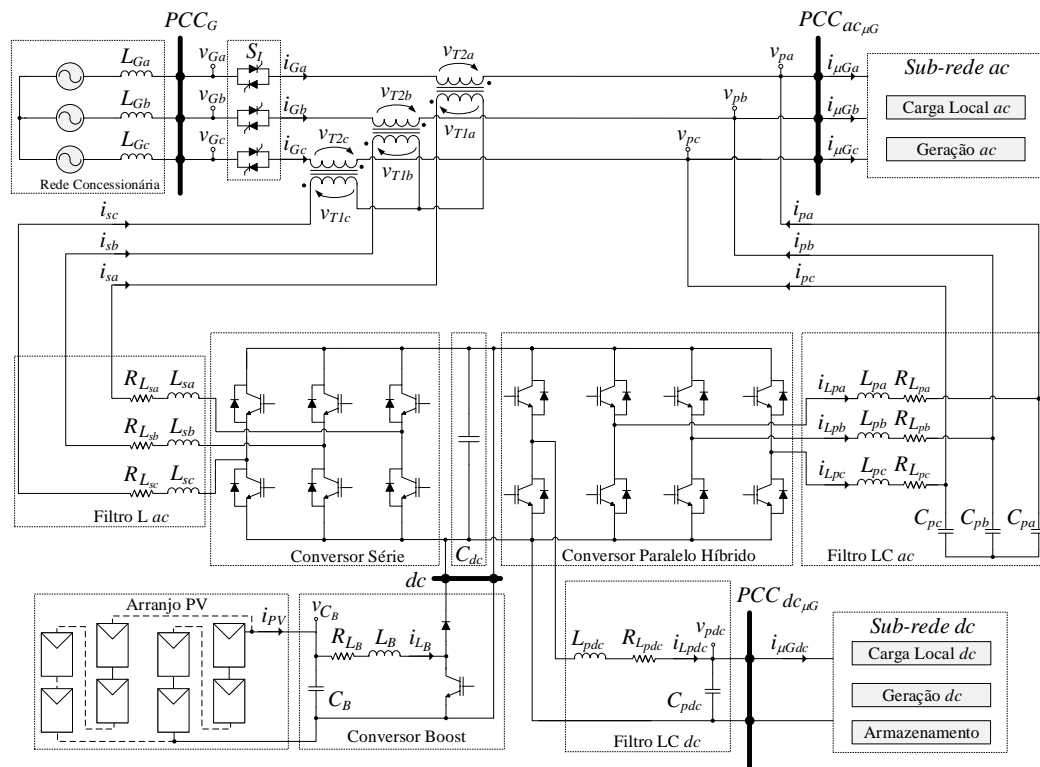
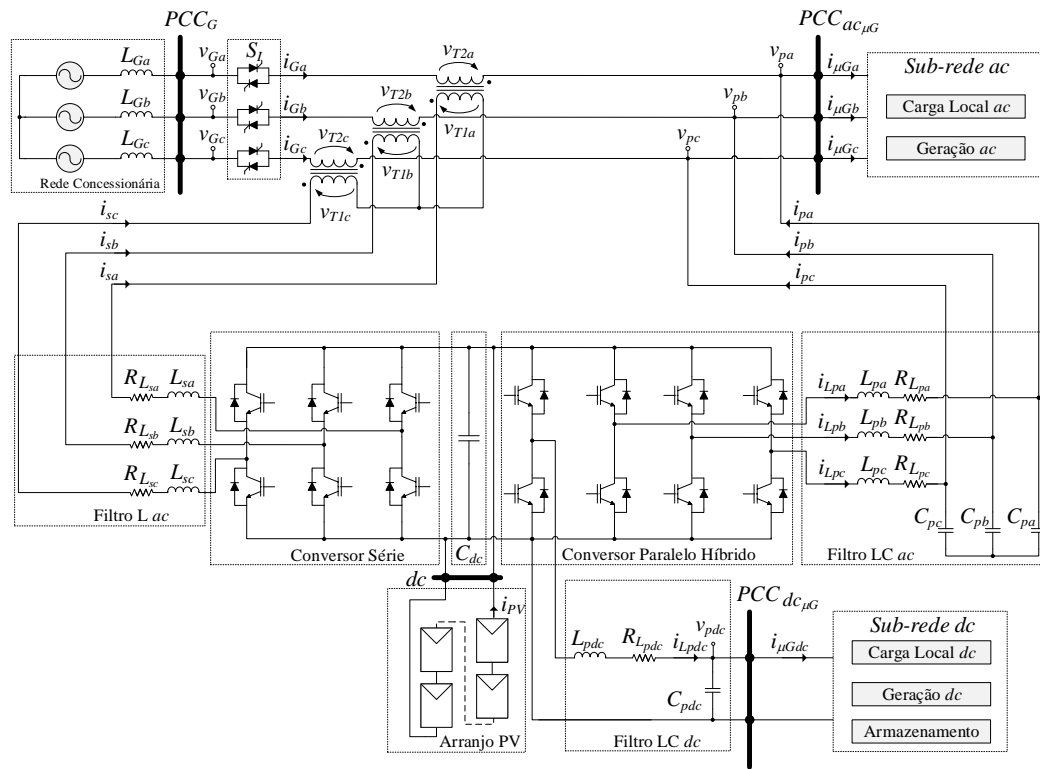


Figura 2.17 – Topologia $UPQC-H_{DG}$ proposta para sistemas trifásicos a três fios: a) geração PV em simples estágio ($UPQC-H_{DGSS}$); b) geração PV em duplo estágio ($UPQC-H_{DGDS}$).

Fonte: Autoria Própria

2.2.4 Modelo Matemático e Estratégia de Controle

Nesta seção são discutidos os modelos matemáticos que representam os sistemas $UPQC-H_{DG}$ de duplo e simples estágios, bem como as estratégias utilizadas para os controles dos conversores que compõem tal sistema.

2.2.4.1 Sistema de Simple Estágio $UPQC-H_{DGSS}$

Os modelos matemáticos que representam os conversores que compõem o sistema $UPQC-H_{DGSS}$ são os mesmos já apresentados para o $UPQC-H$. Por sua vez, a estratégia de controle necessária para controle do sistema $UPQC-H_{DGSS}$ conta com toda estratégia de controle já apresentada para o $UPQC-H$ acrescentando apenas um, dentre os algoritmos $MPPT$, os quais a exemplo do P&O (Perturba e Observa) já estão bem consolidados na literatura (Brito *et al.*, 2013). Tal algoritmo de $MPPT$ atua modificando a referência v_{dc}^* utilizada no controle da tensão do barramento dc como mostrado na Figura 2.18 (Campanhol *et al.*, 2017; 2019).

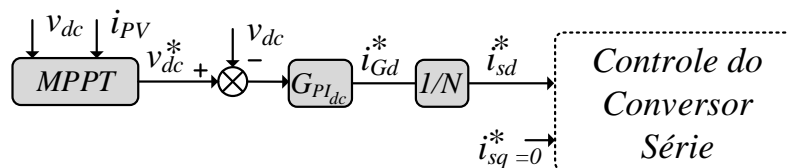


Figura 2.18 – Controle da tensão v_{dc} considerando rastreamento da máxima potência da geração PV em sistemas simples estágio ($UPQC-H_{DGSS}$).

Fonte: Autoria Própria

2.2.4.2 Sistema de Duplo Estágio $UPQC-H_{DGDS}$

Os modelos matemáticos e os controles já apresentados para os conversores que compõem o $UPQC-H$ são também utilizados para representação do sistema $UPQC-H_{GDE}$, restando apenas determinação do modelo matemático e controle do conversor *Boost* adicionado para conexão dos painéis PV. Nesta seção, o modelo matemático do conversor *Boost* é apresentado, bem como a estratégia de controle utilizada levando também em consideração o algoritmo de $MPPT$.

2.2.4.2.1 Modelo do Conversor Boost

Considerando um fluxo de energia unidirecional partindo do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$ para o barramento dc do conversor paralelo híbrido, percebe-se que o referido conversor atua como um conversor *Boost*. Além disso, assim como ocorre na conexão dc do conversor paralelo híbrido, o conversor *Boost* mostrado na Figura 2.17 (b) apresenta uma tensão de saída estabilizada no nível V_{dc} , como evidenciado por meio do circuito equivalente da Figura 2.19.

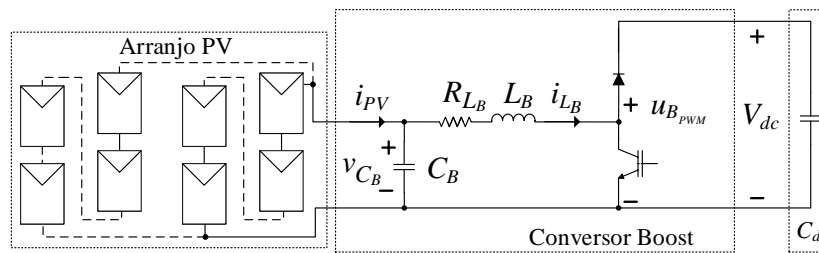


Figura 2.19 – Circuito equivalente para modelagem do conversor *Boost*.
Fonte: Autoria Própria

Dessa forma, o modelo de espaço de estados (2.3), já apresentado para o conexão dc do conversor paralelo híbrido (seção 2.1.4.2), pode ser utilizado também para o conversor *Boost* com a condição de fluxo unidirecional de energia, o qual é representado por:

$$\dot{x}_B(t) = A_B x_B(t) + B_B u_B(t) + F_B w_B(t) \quad (2.12)$$

onde:

$$\bullet \dot{x}_B(t) = \begin{bmatrix} \frac{di_{L_B}}{dt} \\ \frac{dv_{C_B}}{dt} \end{bmatrix}, x_B(t) = \begin{bmatrix} i_{L_B} \\ v_{C_B} \end{bmatrix}, u_B(t) = u_{B_{PWM}}, w_B(t) = i_{PV}$$

$$\bullet A_B = \begin{bmatrix} -\frac{R_{L_B}}{L_B} & -\frac{1}{L_B} \\ 0 & \frac{1}{C_B} \end{bmatrix}, B_B = \begin{bmatrix} \frac{1}{L_B} \\ 0 \end{bmatrix}, F_B = \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{1}{C_B} \end{bmatrix}$$

- $u_{B_{PWM}}$ é a tensão PWM modulada pelo conversor *Boost*;
- i_{L_B} é a corrente que flui pelo indutor L_B ;
- i_{PV} é a corrente injetada pelos painéis *PV*;
- v_{C_B} é a tensão sobre o capacitor C_B .

Baseando-se no modelo de espaço de estados (2.12), e acrescentando a representação matemática da tensão V_{dc} , bem como da amplitude do ganho relacionado à portadora $K_{PWM} = 1/P_{PWM}$ o modelo completo do conversor *Boost* em diagrama de blocos é obtido como

mostrado na Figura 2.20. Diferente do modelo apresentado para conexão *dc* do conversor paralelo híbrido na Figura 2.12, a entrada do modelo matemático é o complemento D'_B referente à razão cíclica utilizada no chaveamento do interruptor de potência do conversor *Boost* D_B , sendo $D'_B = 1 - D_B$.

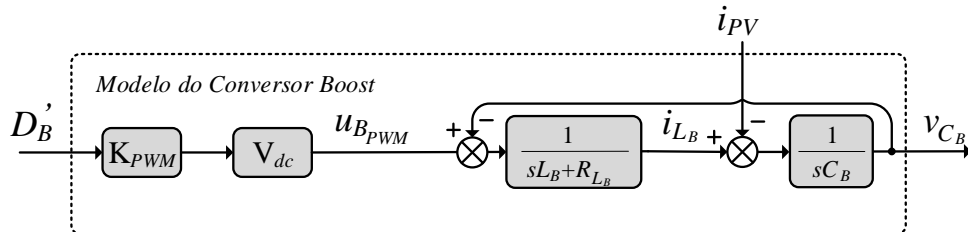


Figura 2.20 – Diagrama em Blocos do Modelo Matemático do Conversor *Boost* MPPT.
Fonte: Autoria Própria

2.2.4.2.2 Controle do Conversor *Boost*

A partir do modelo descrito na subseção anterior, é possível projetar o controlador multimalhas para o conversor *Boost*, o qual é composto por uma malha externa utilizando um controlador PI (G_{BPi_v}) em conjunto com uma malha interna utilizando um outro controlador PI (G_{BPi_i}), como mostrado na Figura 2.21. A malha externa tem o papel de controlar a tensão no capacitor C_B , enquanto a malha interna tem a função de controlar a corrente do indutor L_B (ver Figura 2.19). Como pode ser notado na Figura 2.21, a referência $v_{C_B}^*$ é definida pelo algoritmo de *MPPT* que utiliza a tensão e a corrente medidas do arranjo PV (v_{C_B} e i_{PV}) para cálculo da potência drenada, buscando sempre encontrar a geração PV máxima. Diferente do apresentado no controle da conexão *dc* do conversor paralelo híbrido (ver Figura 2.13 (b)), o cálculo do erro de tensão é realizado com sinais trocados, ou seja, $v_{C_B} - v_{C_B}^*$ (ver Figura 2.21), de modo a compensar o efeito causado pela entrada D'_B no modelo matemático (ver Figura 2.20).

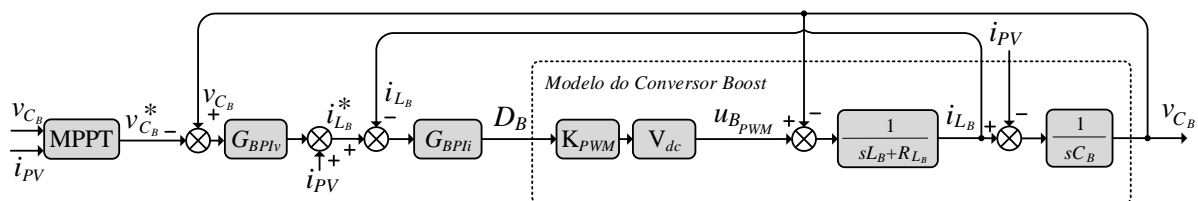


Figura 2.21 – Controle do Conversor *Boost*.
Fonte: Autoria Própria

2.3 SISTEMA COM ARMAZENAMENTO $UPQC-H_B$

O sistema com armazenamento $UPQC-H_B$ é proposto como a evolução do $UPQC-H$ em busca de autonomia no que diz respeito às operações ilhada. Diferente do $UPQC-H$ que depende da operação de um sistema de armazenamento auxiliar, o próprio $UPQC-H_B$ é capaz de manter a alimentação dos barramentos da microrrede híbrida, tanto no modo conectado quanto no modo ilhado. Como mostrado na Figura 2.22, esta operação é alcançada com inserção das baterias no barramento dc do $UPQC-H$, fazendo dispensável o uso de um conversor controlador de carga e descarga das baterias, uma vez que o próprio sistema $UPQC-H$ é capaz de realizar esta tarefa.

A seguir é descrita a operação do $UPQC-H_B$ em cada um dos modos de operação, ou seja, conectado e ilhado. Em seguida, o modelo matemático, os algoritmos de controle, bem como a topologia dos conversores são apresentados ao considerar aplicações trifásicas a três fios.

2.3.1 Operação Conectada à rede

Em operação conectada, as seguintes funções são desempenhadas pelo $UPQC-H_B$, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Supressão harmônica, compensação de desequilíbrios e regulação das tensões do barramento $PCC_{ac_{\mu G}}$;
- Supressão harmônica das correntes da rede concessionária;
- Regulação da tensão do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Troca de energia entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Suavização do impacto causado na rede concessionária pela intermitência das fontes renováveis;
- Despacho do sistema de geração de energia;
- Monitoramento e controle da tensão do barramento dc ;
- Troca de energia entre microrrede híbrida e rede concessionária;
- Monitoramento do estado de carga das baterias.

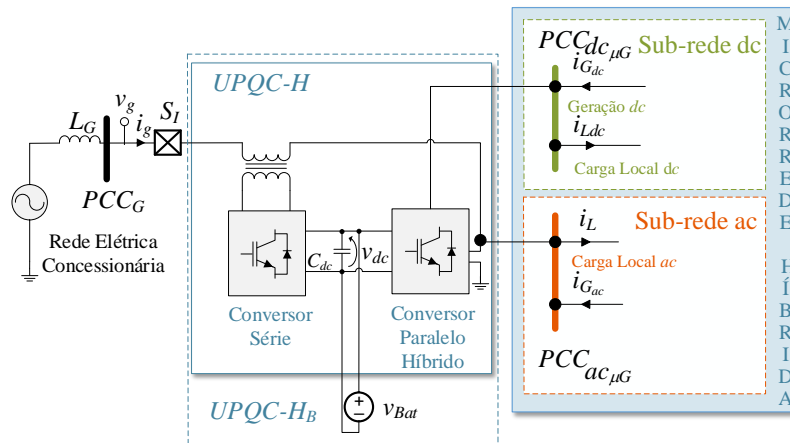


Figura 2.22 – Diagrama elétrico do circuito de um $UPQC-H_B$ conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.

Fonte: Autoria Própria

As quatro primeiras funções citadas são realizadas da mesma forma que aquelas apresentadas na seção 2.1.1. Por sua vez, a suavização do impacto causado na rede concessionária pela intermitência das fontes renováveis é alcançada com a inclusão do banco de baterias no barramento dc . Uma vez que o banco de baterias integrado pode deixar mais lenta a dinâmica da tensão v_{dc} , as correntes $i_{G(a,b,c)}$ que dependem de tal dinâmica, conforme mostrado na Figura 2.14 (a), também apresentaram dinâmica mais lenta. Isso significa que uma rápida variação na geração de uma fonte renovável intermitente seria notada pela rede concessionária de forma mais lenta e, conseqüentemente, mais suave.

Além de fazer uso da dinâmica lenta das baterias para alcançar suavização da dinâmica das correntes $i_{G(a,b,c)}$, é possível também utilizar a capacidade de armazenamento de energia das baterias de forma a diminuir a necessidade de variação de tais correntes. Para isso, implementa-se a técnica de despacho de potência, a qual impede que variações na geração relacionadas às condições ambientais ou até mesmo na carga resultem em variação nas correntes $i_{G(a,b,c)}$. Ao fixar a potência drenada/injetada na rede concessionária (P_D) por meio da predeterminação de um valor fixo desejado de amplitude (I_S) para as correntes $i_{G(a,b,c)}$, estas correntes passariam a não depender mais da dinâmica da tensão v_{dc} .

Nota-se que para tal despacho de potência ocorrer, as baterias não podem estar completamente descarregadas, pois devem possuir energia armazenada para compensar uma eventual diminuição na geração de energia ou um eventual aumento de carga. Além disso, as baterias também não podem estar completamente carregadas, pois devem ser capazes de absorver um eventual aumento na geração de energia ou uma eventual diminuição de carga. Portanto, é necessário um sistema de gerenciamento do estado de carga da bateria que busque manter a bateria com armazenamento de carga adequado para realização do despacho de

potência. Tal sistema de gerenciamento será apresentado mais adiante na seção relacionada à estratégia de controle.

2.3.2 Operação Ilhada

Em operação ilhada, as seguintes funções são desempenhadas pelo $UPQC-H_B$, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Controle das tensões do barramento $PCC_{ac_{\mu G}}$;
- Troca de energia entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Monitoramento e controle da tensão do barramento dc ;

Desde que exista energia armazenada nas baterias e/ou geração de energia suficiente para alimentar as cargas, o $UPQC-H_B$ é capaz de manter em operação o sistema ilhado da rede concessionária. Nesta condição, o conversor série é desativado e a chave de interrupção é acionada, desconectando a microrrede da rede concessionária, como mostrado na Figura 2.23. Ambos os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$ permanecem ativos e controlados pelo conversor paralelo híbrido. Dessa forma, nenhuma mudança nos seus respectivos modos de operação é necessária para estes conversores em relação à operação conectada, o que significa uma comutação sem transição entre os modos conectado e ilhado, ou seja, a alimentação dos barramentos permanece inalterada. Além disso, a função de troca de energia entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$ continua sendo desempenhada da mesma forma que no sistema $UPQC-H$.

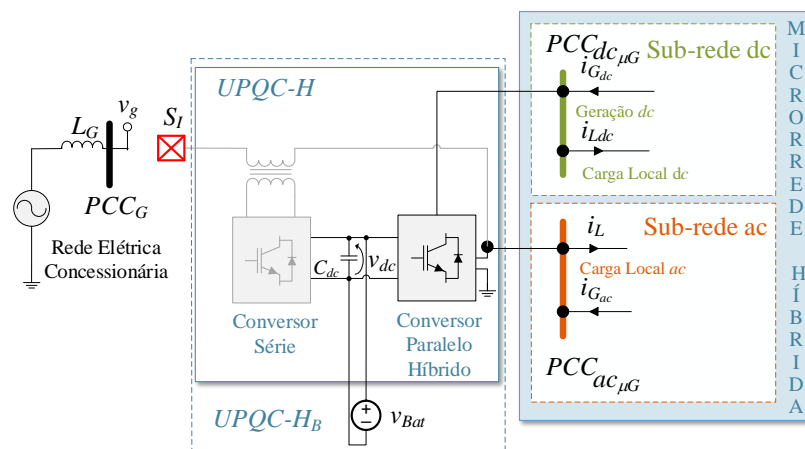


Figura 2.23 – Diagrama elétrico do circuito de um $UPQC-H_B$ ilhado alimentando uma microrrede híbrida típica.

Fonte: Autoria Própria

2.3.3 Topologia dos Conversores

Considerando um sistema elétrico trifásico a três fios, o sistema $UPQC-H_B$ é implementado seguindo a configuração mostrada na Figura 2.24. É possível notar que as baterias são acopladas ao barramento dc do $UPQC-H$ sem a necessidade de qualquer adaptação dos conversores. No intuito de alcançar uma tensão V_{dc} mínima de operação para os conversores paralelos ac e dc , as baterias são postas em série sabendo que cada uma delas apresenta individualmente tensão baixa em seus terminais, geralmente dentro de faixas que variam de 12V a 48V (Kwon *et al.*, 2018).

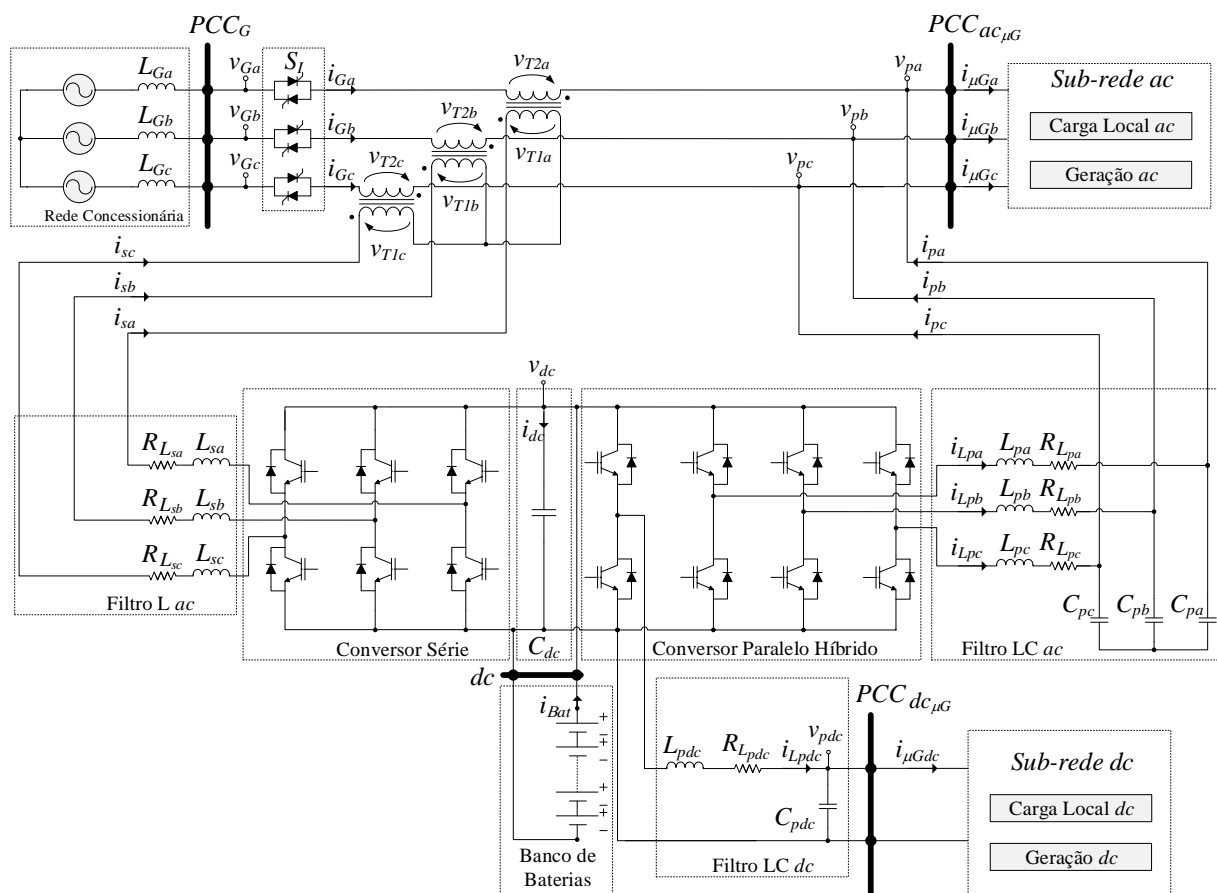


Figura 2.24 – Topologia $UPQC-H_B$ proposta para sistemas trifásicos a três fios .

Fonte: Autoria Própria

2.3.4 Modelo Matemático e Estratégia de Controle

Nesta seção é discutido o modelo matemático que representa o sistema $UPQC-H_B$, bem como as estratégias utilizadas para os controles dos conversores que compõem o sistema. Mesmo com a inserção das baterias, não é alterada nenhuma das considerações utilizadas para obtenção dos modelos matemáticos obtidos para os conversores série (2.1) e paralelo híbrido

(2.2) e (2.3), sendo assim, os modelos já apresentados podem também ser aplicados para o sistema $UPQC-H_B$. Por outro lado, o modelo matemático obtido para representação do barramento dc na seção 2.1.4.3, não considera a conexão das baterias. Dessa forma, esta seção apresenta a representação matemática das baterias, a qual é acrescentada ao modelo do barramento dc .

Além disso, a estratégia de controle apresentada na seção 2.1 para o sistema $UPQC-H$ precisa ser adaptado para controlar do banco de baterias. Assim, esta seção também apresenta as estratégias de controle para o sistema $UPQC-H_B$.

2.3.4.1 Modelo para Tensão no Barramento dc

Uma vez que a inclusão do banco de baterias passa a ser considerada, as equações (2.7), (2.8) e (2.9) devem ser reescritas conforme (2.13), (2.14) e (2.15), respectivamente.

$$P_{dc} = v_{dc} i_{dc} = -P_l + \Delta P + P_{Bat} \quad (2.13)$$

$$\Delta P = v_{Gd} i_{\Delta Pd} = P_{dc} - P_l - P_{Bat} = v_{dc} (i_{dc} - i_{dcl} + i_{Bat}) \quad (2.14)$$

$$i_{dc} = C_{dc} \frac{dv_{dc}}{dt} = v_{Gd} \frac{i_{\Delta Pd}}{v_{dc}} - i_{dcl} + i_{Bat} \quad (2.15)$$

onde i_{Bat} é a corrente drenada pelas baterias.

Para determinação da corrente i_{Bat} , considera-se o circuito equivalente para uma bateria baseado no teorema de Thévenin (Jantharamin e Zhang, 2008), no qual são desconsideradas as perdas de energia ôhmica relacionadas aos contatos nos terminais da bateria, bem como a auto-descarga da mesma, como representado na Figura 2.25 (a). Já na Figura 2.25 (b), é mostrado o circuito equivalente da conexão do banco de baterias ao barramento dc considerando a equação (2.15), no qual são desconsideradas as perdas de operação, ou seja, adota-se que $i_{dcl} = 0$ A.

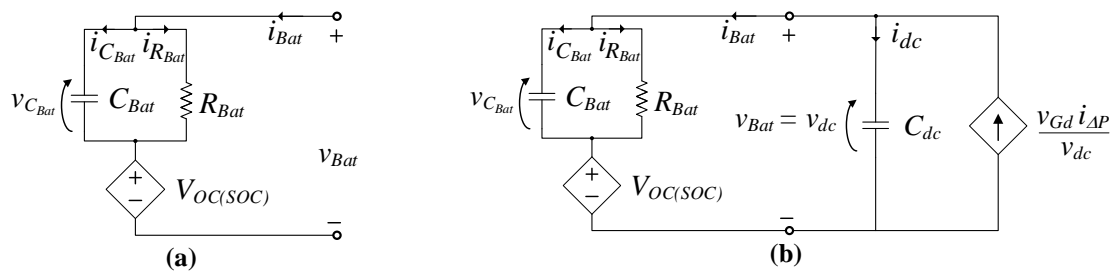


Figura 2.25 – Circuito equivalente baseado no teorema de Thévenin: a) Bateria; b) Bateria conectada ao barramento dc da Topologia $UPQC-H_B$.

Fonte: Autoria Própria

Nesta representação, R_{Bat} e C_{Bat} determinam o transitório dinâmico do banco de baterias, enquanto uma fonte de tensão dc indica a tensão do circuito aberto ($V_{OC(SOC)}$). Tanto os parâmetros R_{Bat} e C_{Bat} , quanto a tensão $V_{OC(SOC)}$, dependem do estado de carga do banco de baterias (do inglês *State of Charge - SOC*). Especificamente o parâmetro R_{Bat} também varia conforme a amplitude de corrente que passa pela bateria e, junto do parâmetro e C_{Bat} , define a constante de tempo de estabilização dos parâmetros da bateria (Δt_{Bat}), conforme dado por (2.16), o qual não passa de 60 segundos de acordo com o manual do fabricante (Barasch, 2020).

$$\Delta t_{Bat} = 5R_{Bat}C_{Bat}. \quad (2.16)$$

Segundo (Jantharamin e Zhang, 2008), o parâmetro C_{Bat} é estimado considerando o caso de dinâmica mais lenta da bateria que seria o caso de menor corrente prevista no manual do fabricante, bem como $SOC = 0$ Ah. De acordo com tais considerações, obtém-se um valor aproximado de $5,9 \Omega$ para R_{Bat} (Jantharamin e Zhang, 2008). Consequentemente, o valor aproximado de 2 F é obtido para C_{Bat} , utilizando (2.16) para $\Delta t_{Bat} = 60$ s.

Ainda considerando a Figura 2.25 (a), a tensão (v_{Bat}) nos terminais do banco de baterias é função de $V_{OC(SOC)}$ e da tensão da capacitância equivalente $v_{C_{Bat}}$, conforme dado abaixo:

$$v_{Bat} = V_{OC(SOC)} + v_{C_{Bat}} \quad (2.17)$$

De acordo com o circuito equivalente apresentado na Figura 2.25 (b), uma corrente i_{Bat} flui através do banco de baterias e varia dinamicamente seguindo a equação dada abaixo:

$$i_{Bat} = C_{Bat} \frac{dv_{C_{Bat}}}{dt} + \frac{v_{C_{Bat}}}{R_{Bat}} \quad (2.18)$$

Substituindo (2.18) em (2.15) e considerando $i_{dcl} = 0$, é possível obter a equação diferencial que define a dinâmica da tensão v_{dc} , dada por:

$$\frac{dv_{dc}}{dt} = \frac{1}{C_{dc}} \left(v_{Gd} \frac{i_{\Delta Pd}}{v_{dc}} - C_{Bat} \frac{dv_{C_{Bat}}}{dt} - \frac{v_{C_{Bat}}}{R_{Bat}} \right) \quad (2.19)$$

Assim, considerando (2.19) e (2.20), ao adotar a técnica de modelagem por pequenos sinais, a relação entre a perturbação $\hat{i}_{\Delta Pd}$ na corrente $i_{\Delta Pd}$ e a perturbação \hat{v}_{dc} na tensão do barramento dc (v_{dc}) pode ser representada pela seguinte função de transferência:

$$G_{v_{Bat}}(s) = \frac{\hat{v}_{dc}(s)}{\hat{i}_{\Delta P d}(s)} = \frac{V_{Gd}}{V_{dc}(C_{dc} + C_{Bat})s + \frac{2V_{dc} - V_{OC(SOC)}}{R_{Bat}}} \quad (2.20)$$

onde V_{Gd} é o valor nominal de v_{Gd} .

Nota-se que a função de transferência $G_{v_{Bat}}$ representa a resposta de tensão das baterias quando conectadas ao barramento dc ($v_{Bat} = v_{dc}$), mediante uma alteração no balanço de potência ΔP . Para encontrar a resposta da corrente da bateria (i_{Bat}), aplica-se a técnica de modelagem de pequenos sinais nas equações (2.17) e (2.18), obtendo a relação entre as pequenas perturbação \hat{i}_{Bat} e $\hat{v}_{C_{Bat}}$ como dado abaixo:

$$\hat{i}_{Bat} = C_{Bat} \frac{d\hat{v}_{C_{Bat}}}{dt} + \frac{\hat{v}_{C_{Bat}}}{R_{Bat}} \quad (2.21)$$

Sabendo que $v_{Bat} = v_{dc}$, e considerando que a tensão $V_{OC(SOC)}$ é constante para um dado ponto de operação, é possível reescrever (2.21) para $\hat{v}_{C_{Bat}} = \hat{v}_{dc}$ como segue abaixo:

$$\hat{i}_{Bat} = C_{Bat} \frac{d\hat{v}_{dc}}{dt} + \frac{\hat{v}_{dc}}{R_{Bat}} \quad (2.22)$$

Aplicando a transformada de Laplace em (2.22) obtém-se:

$$\hat{i}_{Bat}(s) = \hat{v}_{dc}(s) \left(sC_{Bat} + \frac{1}{R_{Bat}} \right) \quad (2.23)$$

Substituindo (2.20) em (2.23), é possível obter a função de transferência $G_{i_{Bat}}$ que descreve a resposta de corrente da bateria \hat{i}_{Bat} mediante uma alteração no balanço de potência ΔP , representada pela perturbação $\hat{i}_{\Delta P}$, como segue:

$$G_{i_{Bat}}(s) = \frac{\hat{i}_{Bat}(s)}{\hat{i}_{\Delta P}(s)} = \frac{V_{Gd} \left(sC_{Bat} + \frac{1}{R_{Bat}} \right)}{V_{dc}(C_{dc} + C_{Bat})s + \frac{2V_{dc} - V_{OC(SOC)}}{R_{Bat}}} \quad (2.24)$$

2.3.4.2 Estratégia de Controle

Tendo em vista a similaridade de operação, as mesmas estratégias de controle utilizadas para o conversor paralelo híbrido no sistema *UPQC-H* (Figura 2.13) são também adotadas no sistema *UPQC-H_B*. Por outro lado, como o sistema *UPQC-H_B* traz funcionalidades adicionais em relação ao *UPQC-H*, as estratégias de controle do conversor série e da tensão do barramento *dc* sofrem alterações. Assim, essa sub-seção apresenta as estratégias de controle utilizadas no sistema *UPQC-H_B* referentes às correntes do conversor série e da tensão do barramento *dc* (v_{dc}).

2.3.4.2.1 Controle do Conversor Série

No intuito de realizar despachos de potência que podem ser de potência ativa (P_D) e/ou reativa (Q_D), o controle das correntes do conversor série segue uma referência constante predeterminada por um sistema de monitoramento da tensão v_{dc} , o qual será exposto mais à frente. É importante esclarecer que, mesmo que o despacho de potência seja utilizado neste trabalho no intuito de suavizar os problemas relacionados às intermitências de geração das fontes renováveis, a determinação dos valores de P_D e Q_D pode ser informada pelo operador do sistema elétrico, considerando um contexto de redes inteligentes e cada vez mais eletrônicas (Boroyevich *et al.*, 2013).

Considerando o sistema sincronismo e atracado em ângulo de fase com a rede concessionária, bem como a representação no eixo de referência síncrona invariante em potência (Silva *et al.*, 2002), é possível calcular as potências ativa (p) e reativa (q) da rede concessionária diretamente nos referenciais síncronos dq , dado por:

$$\begin{aligned} P_G &= v_{Gd}i_{Gd} \\ Q_G &= v_{Gd}i_{Gq} \end{aligned} \quad (2.25)$$

onde i_{Gq} representa as correntes na rede concessionária representadas no referencial síncrono em quadratura q .

A partir de (2.25), é possível calcular as correntes de despacho (i_{sdD} e i_{sqD}) utilizando as potências para despacho (P_D e Q_D), como segue:

$$i_{sdD} = \frac{P_D}{Nv_{Gd}}; i_{sqD} = \frac{Q_D}{Nv_{Gd}} \quad (2.26)$$

A corrente demandada i_{sqD} pode ser tomada como a referência i_{sq}^* para o controle do conversor série, ou seja ($i_{sqD} = i_{sq}^*$), enquanto a corrente demandada i_{sdD} é utilizada para cálculo da referência i_{sd}^* . Dessa maneira, o controle do conversor série passa a ser realizado como mostrado na Figura 2.26.

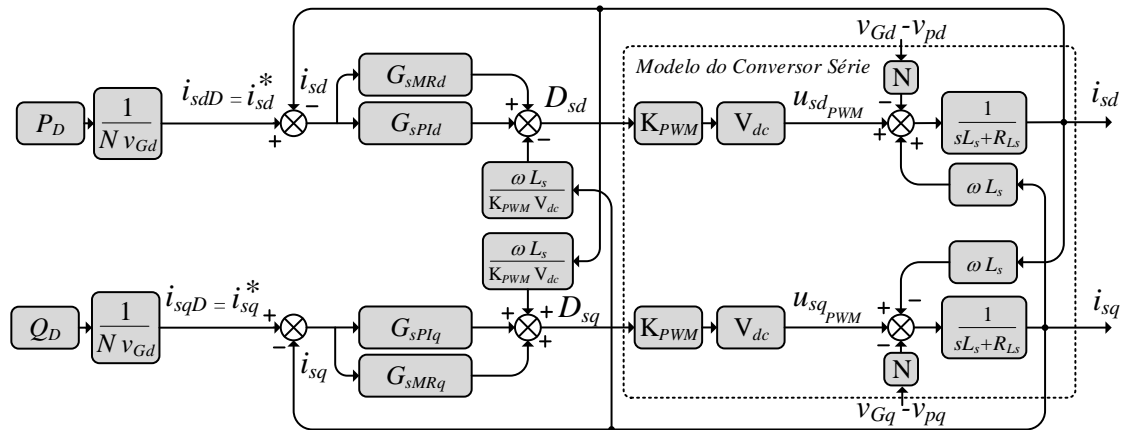


Figura 2.26 – Controle do Conversor Série aplicado ao sistema $UPQC-H_B$.
Fonte: Autoria Própria

2.3.4.2.2 Monitoramento e Controle da Tensão do Barramento dc

Considerando o despacho de potência relatado na seção anterior, é preciso definir a estratégia de monitoramento e controle da tensão v_{dc} no intuito de manter o sistema $UPQC-H_B$ sempre em operação, independente do SOC , das intermitências de geração, bem como das alterações de carga. Neste trabalho, tal estratégia de monitoramento foi elaborada buscando manter a geração na máxima potência sempre que possível, no intuito de aproveitar ao máximo a energia disponível.

O sistema de monitoramento e controle da tensão v_{dc} utilizado neste trabalho é formado por quatro estados de operação, sendo eles nomeados como: Carga, Observa, Despacho e, Descarga. O diagrama mostrado na Figura 2.27 mostra o fluxo entre os estados de operação considerando ambos os modos de operação ilhado e conectado à rede concessionária. A função de cada estado de operação é dada a seguir: i) o estado de operação Carga é responsável por carregar as baterias até um SOC intermediário definido pelo projetista, e só é acionado quando estas apresentam carga mínima; ii) o estado de operação Observa é responsável por monitorar a potência injetada na rede de forma a determinar a potência P_D a ser despachada; iii) o estado de operação Despacho é responsável por manter o despacho na rede concessionária; iv) o estado de operação Descarga é responsável por descarregar as baterias até que esta apresente a metade da carga máxima, e só é acionado quando estas apresentam carga completa.

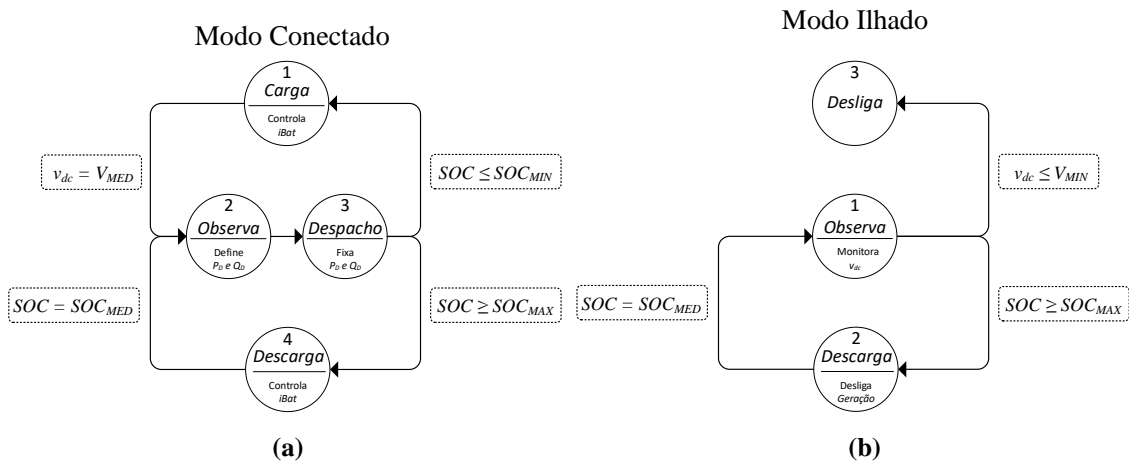


Figura 2.27 – Monitoramento e Controle da Tensão v_{dc} aplicado ao sistema $UPQC-H_B$.
Fonte: Autoria Própria.

Em modo conectado à rede, o funcionamento deste sistema de monitoramento se inicia no modo Carga ao carregar as baterias até um SOC intermediário definido pelo projetista e indicado pela tensão de carga intermediária V_{MED} . Nesse estado de operação, as baterias não são completamente carregadas para possibilitar a absorção de energia quando o sistema alcançar o estado de operação Despacho. Nesse trabalho, o SOC intermediário escolhido é de 75%.

Para realizar a carga das baterias, a corrente das baterias (i_{Bat}) é controlado variando a corrente de referência do conversor série i_{sd}^* por meio de um controlador PI ($G_{PIi_{Bat}}$), conforme mostrado na Figura 2.28 (a).

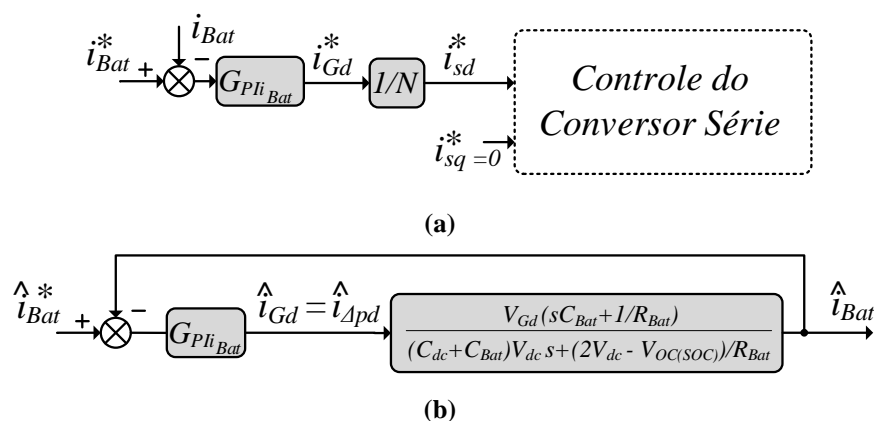


Figura 2.28 – Controle da corrente das baterias i_{Bat} aplicado ao sistema $UPQC-H_B$.
Fonte: Autoria Própria

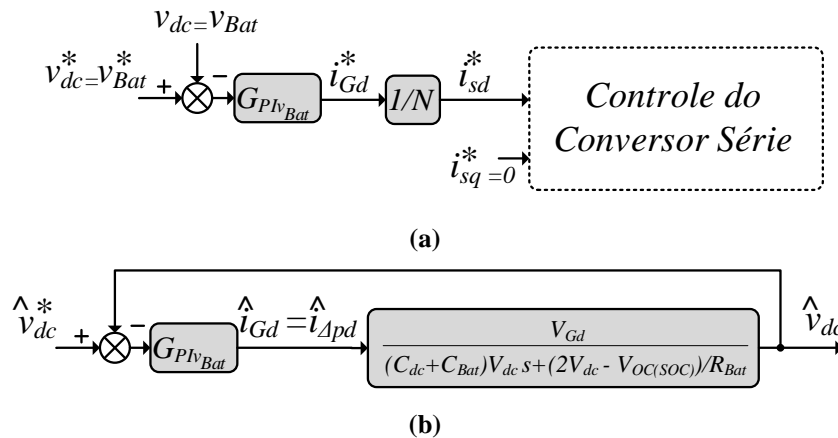
Ao variar a corrente i_{sd}^* a potência ativa drenada da rede concessionária é alterada, variando também o balanço de potência ΔP . Como mostrado pela função de transferência (2.24) e apresentada na Figura 2.28 (b), a variação de ΔP incide na mudança da corrente i_{Bat} , a qual

é medida para ser controlada em malha fechada. A referência para o controle da corrente de carga das baterias i_{Bat}^* é determinada pelo projetista conforme especificações do fabricante das baterias. Quando a tensão v_{dc} atingir o valor V_{MED} , o controle da corrente das baterias para o carregamento $i_{Bat}^* = 0$ por um tempo que seja suficiente para determinação da potência ativa de despacho P_D . Neste trabalho, a tensão V_{MED} é igual a 430V e foi definida de acordo com o manual da bateria utilizada (Barasch, 2020), considerando um banco de 32 baterias chumbo-ácido de 7Ah conectadas em série, sendo carregadas com 1.4 A de corrente. No instante em que o carregamento cessa, o sistema passa para a operação *Observa*, onde a equação (2.25) é utilizada para cálculo do valor médio de potência ativa que flui pela rede concessionária de modo a determinar que a potência P_D que o sistema é capaz de manter, seja essa de consumo ou de fornecimento para a rede concessionária. Caso seja desejado, um valor para a potência reativa despachada Q_D pode ser determinado no intuito de auxiliar a rede concessionária. Uma maneira de determinar Q_D é multiplicando P_D por um fator de 0,4 positivo, para apresentar efeito indutivo caso a tensão da rede concessionária esteja acima do nominal, ou negativo, para apresentar efeito capacitivo caso a tensão da rede concessionária esteja abaixo do nominal. O fator de 0,4 é obtido de forma a manter o fator de potência da entrada sempre acima de 0,92. Para monitoramento da tensão da rede concessionária utiliza-se o sistema de detecção de ângulo de fase AF-PSD-3pPLL.

Uma vez definido os valores de P_D e Q_D para despacho inicia-se o estado de operação *Despacho* ao controlar estas potências na rede concessionária. Neste instante, o controle de tensão é desativado e a tensão v_{dc} flutua conforme as cargas e gerações se alteram. Se, em determinado momento, as baterias se descarregarem a um ponto de atingir *SOC* mínimo para operação, o sistema deve retornar ao estado de operação *Carga*, reiniciando o ciclo relatado. O *SOC* mínimo é definido pelo projetista de forma a garantir que as baterias sempre sejam mantidas com uma carga mínima armazenada no modo de operação *ilhado*, sendo que nesse trabalho foi escolhido um *SOC* mínimo de 50%. A partir daqui, para determinação do *SOC* basta integrar matematicamente ao longo do tempo a corrente medida i_{Bat} e acrescido dos 75% iniciais de capacidade do início deste estado de operação. Por outro lado, caso o *SOC* atinja 100%, as baterias precisam ser descarregadas até o *SOC* intermediário definido pelo projetista. Isso leva o sistema para o estado *Descarga* que religa o controle da corrente i_{Bat} para que esta retorne para o valor de *SOC* intermediário. Em seguida, o sistema é direcionado para o estado *Observa* de modo a recalculas as potências P_D e Q_D .

Em qualquer estado de operação, caso a tensão $v_{dc} = v_{Bat}$ atinja valores prejudiciais para operação do $UPQC-H_B$ ou para o banco de baterias, é ativado o controle da tensão $v_{dc} = v_{Bat}$, por meio do controlador PI $G_{PIv_{Bat}}$ que toma o lugar do controlador $G_{PIi_{Bat}}$ ao alterar a referência de corrente i_{sd}^* , como mostrado na Figura 2.29 (a) e (b).

Caso o sistema esteja operando ilhado, não é possível realizar o estado *Despacho*, portanto, o sistema passa a ser composto apenas pelos outros três estados. Nesse caso, durante o estado *Observa*, a tensão v_{dc} é monitorada ao invés de se calcular P_D e Q_D . Esta operação persiste até que as baterias, em conjunto com a geração, sejam incapazes de manter as cargas em operação. Caso a tensão v_{dc} atinja o valor V_{MIN} , significa que não existe mais energia suficiente para manter as cargas alimentadas e, portanto, o sistema é desligado.



**Figura 2.29 – Controle da corrente das baterias v_{Bat} aplicado ao sistema $UPQC-H_B$.
Fonte: Autoria Própria**

Por outro lado, o *SOC* continua a ser monitorado por meio da integração matemática da corrente medida nas baterias e assim, caso tenha excedente de geração e o *SOC* atinja 100%, o sistema passa a operar no modo *Descarga* desligando a geração até que o *SOC* retorne ao valor intermediário, no intuito de proteger as baterias. Para isso, baseando-se na técnica apresentada em (Jeong *et al.*, 2017) para microrredes *dc*, é possível informar às unidades de geração da necessidade de desligamento por meio de sinalização através de um aumento do nível de tensão nos barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$ alterando as referências v_{pdc}^* e v_{pdc}^* utilizadas no controle de tensão do conversor paralelo híbrido (ver Figura 2.13). Este aumento de tensão deve ser grande o suficiente para ser perceptível para as unidades geradoras, por outro lado deve ser pequeno o suficiente para não danificar as cargas conectadas ao barramento. Por exemplo, em

um caso de aplicação envolvendo o barramento $PCC_{dc\mu G}$ com tensão nominal de 200V e tensão máxima aceitável pelas cargas de 220V, a tensão de sinalização poderia ser de 210V.

Ressalta-se que a estratégia apresentada para controle do sistema $UPQC-H_B$ não necessita de troca de informações entre os conversores que formam a microrrede híbrida por meio de um sistema de comunicação, o que facilita a implementação prática.

2.4 SISTEMA COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E ARMAZENAMENTO $UPQC-H_{BDG}$

O sistema com geração distribuída e armazenamento $UPQC-H_{BDG}$ é proposto por meio da junção dos sistemas $UPQC-H_B$ e $UPQC-H_{DG}$, em busca de unir em único sistema as vantagens já apresentadas para ambos tomados individualmente. Como pode ser visto na Figura 2.30, nesta proposta, um conversor dc/dc dedicado para conexão de painéis PV ao barramento dc , de modo a realizar o $MPPT$ e a determinação da tensão de conexão com o arranjo PV .

As modelagens matemáticas e as estratégias de controle já apresentadas para o sistema $UPQC-H_B$ no que tange os conversores série e paralelo híbrido, bem como o barramento dc , são aplicáveis para o sistema $UPQC-H_{BDG}$, visto que todas as considerações utilizadas para a modelagem continuam sendo satisfeitas mesmo após a inserção da geração PV ao barramento dc . Entretanto, pequenas adaptações na estratégia de controle e gerenciamento da tensão do barramento dc podem ser realizadas no intuito de fazer uso da tal geração PV adicionada. Por outro lado, a modelagem matemática e a estratégia de controle utilizadas no sistema $UPQC-H_{DG}$ para o conversor $Boost$ podem também ser aplicada no $UPQC-H_{BDG}$.

Nesta seção, é descrita a operação do $UPQC-H_{BDG}$ em cada um dos modos de operação conectado e ilhado. Em seguida, as topologias dos conversores utilizados são apresentadas. Por fim, é apresentada as adaptações da técnica de monitoramento e controle da tensão do barramento dc para o sistema $UPQC-H_{BDG}$.

2.4.1 Operação Conectada à Rede

Em operação conectada, as seguintes funções são desempenhadas pelo $UPQC-H_{BDG}$, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Supressão harmônica, compensação de desequilíbrios e regulação das tensões do barramento $PCC_{ac\mu G}$;
- Supressão harmônica da corrente da rede concessionária;
- Regulação da tensão do barramento $PCC_{dc\mu G}$;

- Troca de energia entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Monitoramento e controle da tensão do barramento dc ;
- Troca de energia entre microrrede híbrida e rede concessionária;
- Suavização do impacto causado na rede concessionária pela intermitência das fontes renováveis de energia;
- Monitoramento do estado de carga das baterias;
- Geração distribuída independente do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$ por meio de painéis PV .

Na lista de funções apresentadas, todas já foram explicadas anteriormente e nota-se que apenas a última se diferencia do sistema $UPQC-H_B$ no que diz respeito a geração de energia distribuída por meio de painéis PV . Para tanto, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ controla a tensão dos painéis PV por meio de um conversor dc/dc de forma a realizar o $MPPT$), bem como definir a tensão de operação desejada para o arranjo PV .

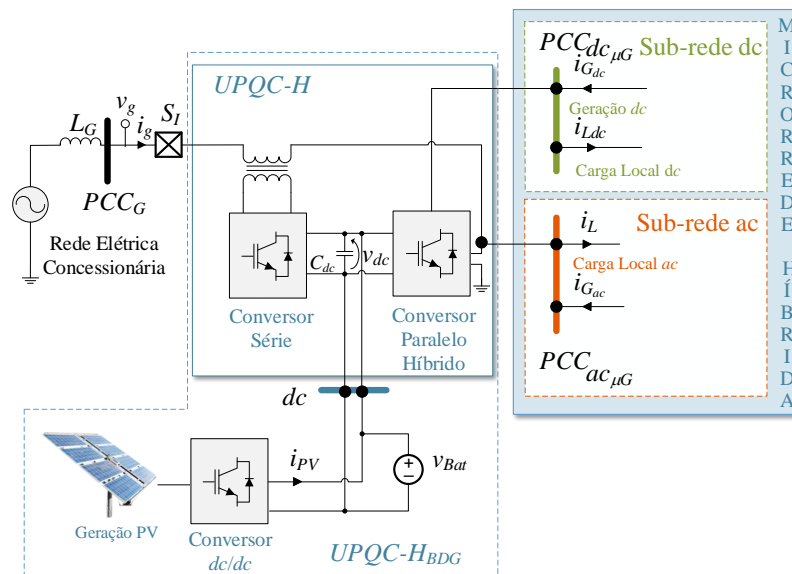


Figura 2.30 – Diagrama elétrico do circuito de um $UPQC-H_{BDG}$ conectado à rede concessionária alimentando uma microrrede híbrida típica.

Fonte: Autoria Própria

2.4.2 Operação Ilhada

Em operação ilhada, as seguintes funções são desempenhadas pelo $UPQC-H_{BDG}$, sendo que cada uma delas são descritas a seguir:

- Controle das tensões do barramento $PCC_{ac_{\mu G}}$;

- Troca de energia entre os barramentos $PCC_{ac_{\mu G}}$ e $PCC_{dc_{\mu G}}$;
- Monitoramento e controle da tensão do barramento dc ;
- Geração distribuída independente do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$ por meio de painéis PV .

Desde que exista energia armazenada nas baterias e/ou energia gerada suficientemente para alimentar as cargas, o $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de operar o sistema ilhado da rede concessionária. Para isso, o conversor série é desativado e a chave de interrupção é acionada, desconectando a microrrede da rede concessionária, como mostrado na Figura 2.31. Além disso, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é ainda capaz de gerar energia em dc independentemente do barramento $PCC_{dc_{\mu G}}$ estar ativo ou não.

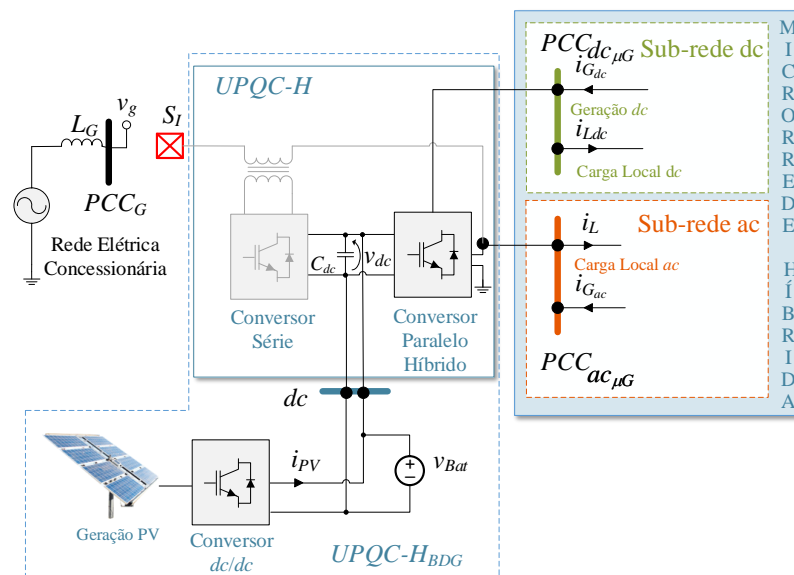


Figura 2.31 – Diagrama elétrico do circuito de um $UPQC-H_{BDG}$ ilhado alimentando uma microrrede híbrida típica.

Fonte: Autoria Própria

2.4.3 Topologia dos Conversores

Considerando um sistema elétrico trifásico a três fios, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é implementado seguindo a configuração mostrada na Figura 2.32. É possível notar que um conversor dc/dc elevador (*Boost*) é utilizado como conexão entre o arranjo PV e o barramento dc . Os painéis PV , por sua vez, podem ser organizados em arranjos série e paralelo de modo a alcançar a tensão de operação desejada no barramento de entrada do conversor *Boost*. O restante da topologia permanece idêntica ao sistema $UPQC-H_B$.

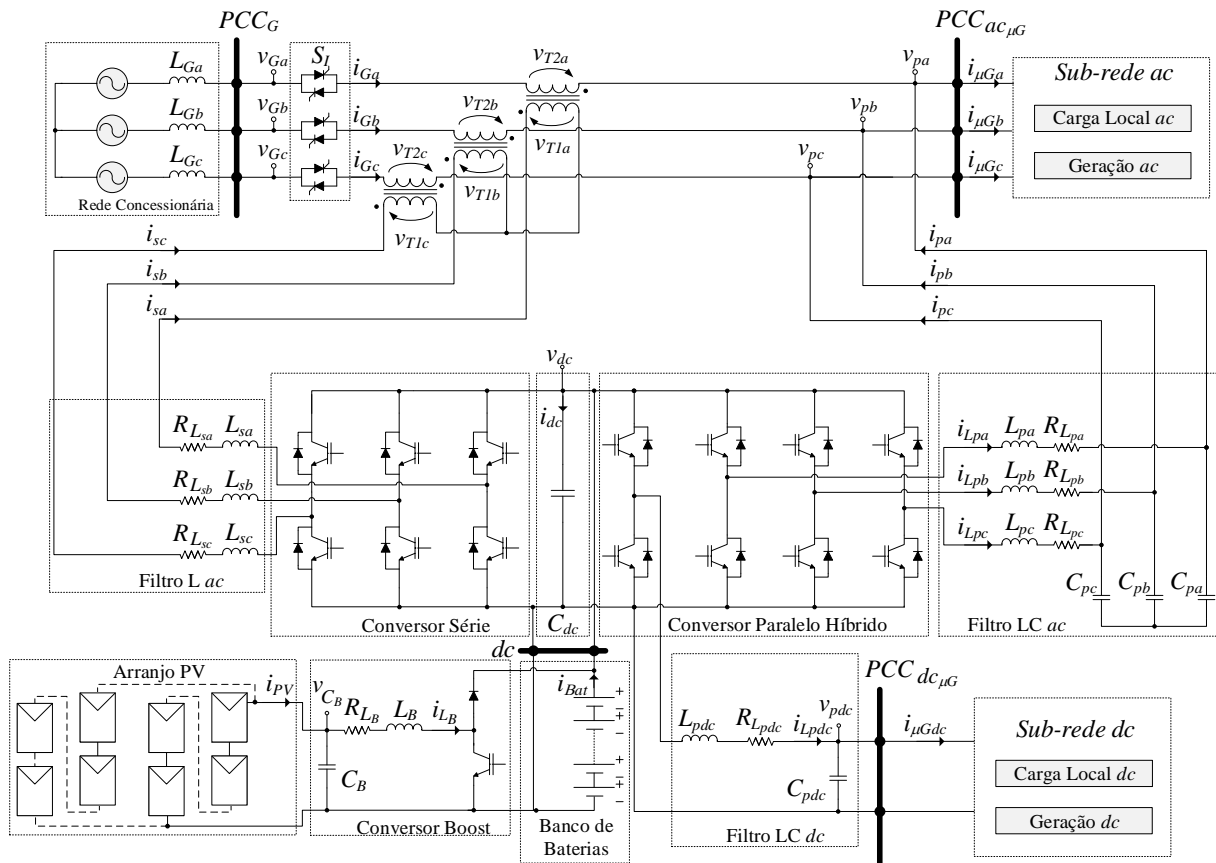


Figura 2.32 – Topologia $UPQC-H_{BDG}$ proposta para sistemas trifásicos a três fios .
Fonte: Autoria Própria

2.4.4 Estratégia de Controle

Nesta sub-seção é apresentada a estratégia utilizada para monitoramento e controle da tensão v_{dc} do sistema $UPQC-H_{BDG}$. Tal estratégia é baseada naquela já apresentada para o sistema $UPQC-H_B$ mediante pequenas modificações.

2.4.4.1 Monitoramento e Controle da Tensão do Barramento dc

Considerando a possibilidade do despacho de potência na rede concessionária sendo realizado pelo conversor série e a inclusão do sistema PV conectado diretamente ao barramento dc , é preciso definir a estratégia de monitoramento e controle da tensão v_{dc} no intuito de manter o sistema $UPQC-H_{BDG}$ sempre em operação, independente do estado de carga das baterias, das intermitências de geração, bem como das alterações de carga.

O sistema de monitoramento e controle da tensão v_{dc} é dado pelo mesmo diagrama de estados já mostrado na Figura 2.27, o qual foi concebido para o sistema $UPQC-H_B$, e segue a

mesma lógica de operação. No entanto, algumas adaptações na execução do estado de operação *Descarga* são realizadas. Em operação ilhada, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de executar o estado de operação *Descarga* desligando a geração *PV* integrada. Dessa maneira, o excedente de geração que vinha carregando as baterias pode deixar de existir, promovendo a descarga das baterias. Entretanto, caso o excedente de geração persista em menor valor, mesmo após o desligamento da geração *PV*, o desligamento das gerações alocadas nas sub-redes *ac* e *dc* se torna necessária da mesma maneira que ocorre no sistema $UPQC-H_B$.

Ressalta-se que a estratégia apresentada para controle do sistema $UPQC-H_{BDG}$ não necessita de troca de informações entre os conversores que formam a microrrede híbrida por meio de um sistema de comunicação, o que facilita a implementação prática.

2.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Este capítulo apresentou as topologias de sistemas envolvendo a $UPQC-H$ propostas neste trabalho. Partiu-se da topologia proposta básica $UPQC-H$, até encontrar o sistema completo $UPQC-H_{BDG}$ envolvendo armazenamento e geração distribuída. O início da proposta tratou do novo conversor de interligação $UPQC-H$, o qual é capaz de gerenciar uma microrrede híbrida nos modos conectado e ilhado mesmo que ainda dependente de um sistema de armazenamento. Com o advento dos sistemas $UPQC-H_B$ e $UPQC-H_{DG}$, alcançou-se a independência não apenas de um sistema de armazenamento, como também da necessidade de geração na microrrede para realizar injeção de energia na rede concessionária.

Utilizando técnicas tradicionais de modelagem matemáticas, foram obtidos os modelos que envolvem os sistemas, os quais mostraram que as adaptações propostas na topologia tradicional do $UPQC$ não levaram a aumento significativo na complexidade matemática. A partir dos modelos obtidos, foram apresentados os algoritmos de controle e gerenciamento dos sistemas, os quais se mostraram ser simples e de fácil implementação em ambiente digital embarcado. Tais controladores e estratégias devem agora ser testados e validados por meio de simulações e testes práticos que serão apresentados nos Capítulos seguintes.

3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Nesta seção os resultados de simulação são apresentados no intuito de validar a proposta deste trabalho e ainda servir de base para implementação prática do sistema. Como apresentado ao longo do Capítulo 2, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ apresenta todas as funcionalidades apresentadas pelos outros sistemas propostos, sendo eles: $UPQC-H$, $UPQC-H_B$ e $UPQC-H_{DG}$. Assim, os resultados serão apresentados para o sistema $UPQC-H_{BDG}$ para alcançar a validação completa da proposta.

Inicialmente apresenta-se os parâmetros e o esquemático da simulação. Em seguida os resultados para todos os estados de operação envolvidos no modo de operação conectado à rede são apresentados. Na sequência, os resultados para o modo de operação ilhado também são apresentados considerando todos os estados de operação relacionados.

3.1 PARAMETROS E ESQUEMÁTICO DA SIMULAÇÃO

Na realização de todos os testes, as simulações foram realizadas de acordo com o esquemático mostrado na Figura 3.1. Como pode ser notado, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é conectado à rede concessionária trifásica a três fios. Na sub-rede ac é conectada uma carga não linear de potência composta por um retificador trifásico, a qual consome as correntes $i_{L(a,b,c)}$, enquanto uma fonte de corrente ac representando uma geração local de energia injeta as correntes $i_{DG(a,b,c)}$ no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$. Por sua vez, na sub-rede dc é conectada uma carga resistiva, a qual drena a corrente $i_{L_{dc}}$, enquanto uma fonte de corrente dc representando uma geração local de energia injeta a corrente $i_{DG_{dc}}$ no barramento $PCC_{\mu G_{dc}}$. Além disso, ao barramento dc ainda se conecta uma fonte de corrente que representa a geração fotovoltaica local, a qual injeta a corrente $i_{DG_{pv}}$, bem como um banco de baterias estacionárias de chumbo ácido, pelo qual circula a corrente i_{Bat} .

No intuito de testar todos os estados e modos de operação que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de atuar, são apresentados um total de doze resultados de simulação (RS) separados em sete etapas, conforme mostrado na Tabela 3.1. As quatro primeiras etapas passam pelos quatro estados de operação *Carga* ($RS1_{a,b}$), *Observa* ($RS2_{a,b}$), *Despacho* ($RS3_{a,b}$) e *Descarga* ($RS4_{a,b}$), e avaliam a operação do sistema diante de alterações nas condições de carga, geração e armazenamento durante o modo de operação conectado à rede.

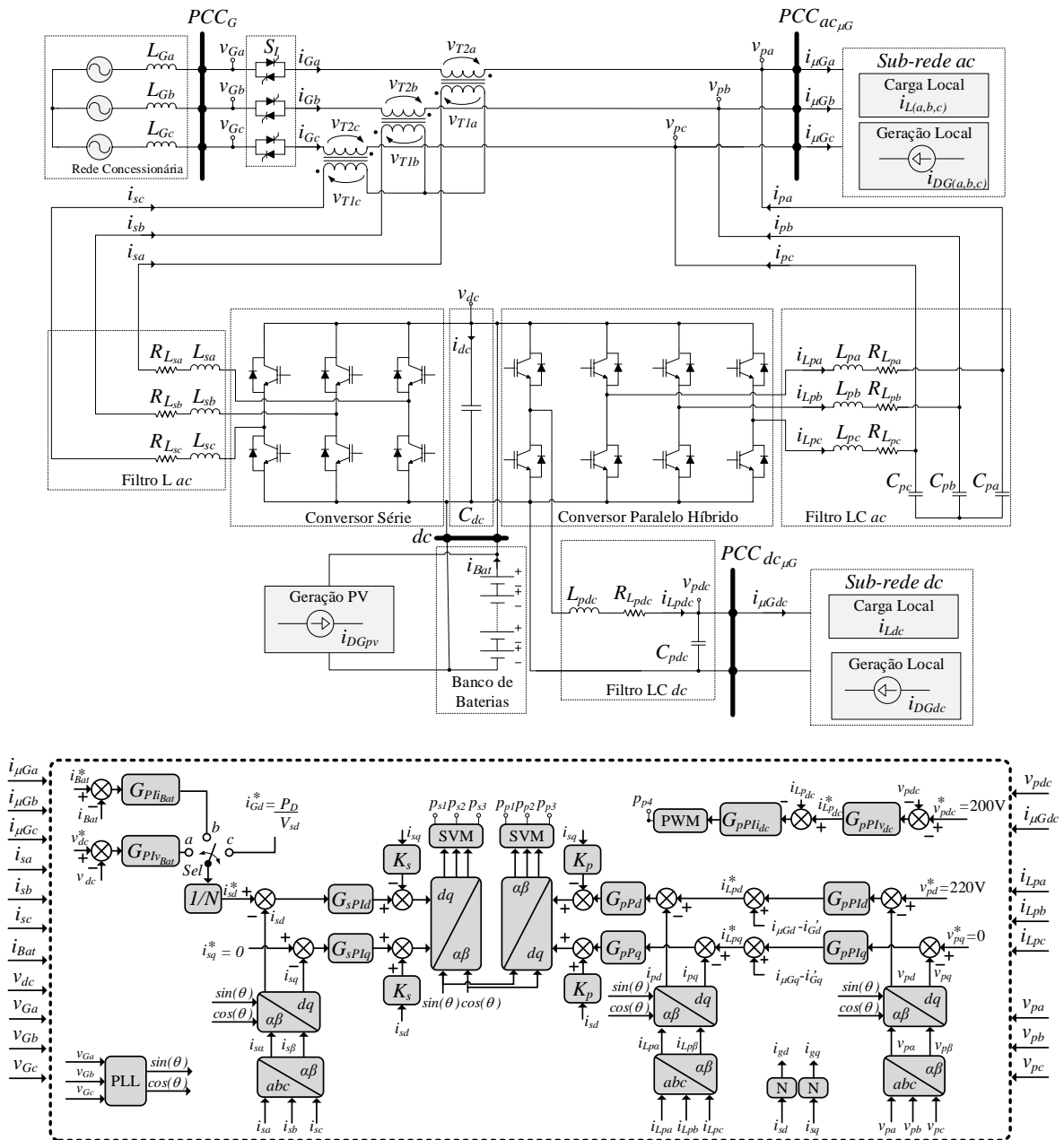


Figura 3.1 – Esquemático da simulação envolvendo o sistema $UPQC-H_{BDG}$ aplicado a sistemas trifásicos a três fios. Fonte: Autoria Própria.

Nas duas etapas seguintes procura-se verificar os estados de operação *Observa* ($RS5_{a,b}$) e *Descarga* ($RS6$), durante o modo de operação ilhado. Na sétima etapa de testes de simulação é avaliada a transição do modo de operação conectado à rede para o ilhado e vice-versa, estando o sistema operando no estado *Observa* ($RS7$). Por fim, no oitavo teste de simulação ($RS8$) é avaliado o desempenho do sistema $UPQC-H_{BDG}$ durante um afundamento de tensão na rede elétrica. No que diz respeito ao *SOC* do banco de baterias, durante todos os testes este é configurado para 75%, já que este é o percentual desejado.

Tabela 3.1 – Testes de simulação

Modo de operação Conectado à rede						
<i>Teste</i>	<i>Potência da Carga [W]</i>		<i>Potência da Geração [W]</i>			<i>Estado de Operação</i>
	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>PV</i>	
RS1a	2600	1100	0	0	0	<i>Carga</i>
RS1b	0	0	2500	1500	1300	
RS2a	840	1100	2500	500	1300	<i>Observa</i>
RS2b	1660	130	1500	1500	1300	
RS3a	840	350	2160	1500	1300	<i>Despacho</i>
RS3b	840	350	2000	1500	1300	
RS4a	2600	1100	0	0	0	<i>Descarga</i>
RS4b	0	0	2500	1500	1300	

Modo de Operação Ilhado						
<i>Teste</i>	<i>Potência da Carga [W]</i>		<i>Potência da Geração [W]</i>			<i>Estado de Operação</i>
	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>PV</i>	
RS5a	840	350	500	500	500	<i>Observa</i>
RS5b	840	350	0	500	500	
RS6	840	350	500	500	0	<i>Descarga</i>

Transição de Modo de Operação						
<i>Teste</i>	<i>Potência da Carga [W]</i>		<i>Potência da Geração [W]</i>			<i>Estado de Operação</i>
	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>PV</i>	
RS7	2600	1100	0	0	0	<i>Observa</i>

Afundamento de tensão						
<i>Teste</i>	<i>Potência da Carga [W]</i>		<i>Potência da Geração [W]</i>			<i>Estado de Operação</i>
	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>PV</i>	
RS8	2600	1100	0	0	0	<i>Observa</i>

Os parâmetros elétricos utilizados na simulação estão listados na Tabela 3.2. Conforme indicado por tais parâmetros, durante todos os testes de simulação as tensões da rede concessionária são desequilibradas e distorcidas, bem como a carga *ac* utilizada tem característica não linear. Além disso, destaca-se que tanto a carga *ac* quanto a carga *dc* podem ser utilizadas em diferentes níveis de potência, conforme a necessidade de cada teste de simulação. Por sua vez, ao aplicar os modelos matemáticos apresentados no Capítulo 2, os parâmetros dos controladores utilizados na simulação, juntamente com suas respectivas especificações de projeto, são apresentados na Tabela 3.3, sendo que a técnica utilizada foi a metodologia por análise da resposta em frequência tanto para o projeto dos controladores dos tipos P e PI (Angélico *et al.*, 2014), quanto para controladores do tipo PI-MR (Pelz *et al.*, 2020). No Apêndice A é dado maiores detalhes sobre o projeto dos controladores.

Tabela 3.2 - Parâmetros elétricos utilizados nas simulações.

<i>Parâmetros do sistema UPQC-H_{BDC}</i>	
Indutância estimada da rede concessionária	$L_G = 10 \mu H$
Resistência estimada da rede concessionária	$R_G = 0,05 \Omega$
Indutância equivalente ao indutor série e dispersão do transformador	$L_s = 1,9mH$
Resistência equivalente aos enrolamentos do indutor série e transformador	$R_{L_s} = 0,3 \Omega$
Relação de transformação dos transformadores	$N = 3$
Indutância equivalente ao indutor paralelo <i>ac</i>	$L_p = 1,0 mH$
Resistência equivalente aos enrolamentos do indutor paralelo <i>ac</i>	$R_{L_p} = 0,18 \Omega$
Capacitor de filtragem da conexão <i>ac</i> do conversor paralelo híbrido	$C_p = 80 \mu F$
Indutância equivalente ao indutor paralelo <i>dc</i>	$L_{pdc} = 1,0 mH$
Resistência equivalente aos enrolamentos do indutor paralelo <i>dc</i>	$R_{L_{pdc}} = 0,18 \Omega$
Capacitor de filtragem da conexão <i>dc</i> do conversor paralelo híbrido	$C_{pdc} = 2,35 mF$
Tensão nominal do barramento $PC C_{\mu G_{dc}}$	$V_{pdc} = 200V$
Tensão nominal do barramento $PC C_{\mu G_{ac}}$	$V_{pac} = 127V$
Tensão de linha nominal da rede concessionária	$V_G = 220V$
Frequência nominal da rede concessionária	$f_G = 60Hz$
Capacitor do barramento <i>dc</i>	$C_{dc} = 4,7 mF$
Tensão de operação do banco de baterias	$V_{Bat} = 350-440 V$
Frequência de amostragem do controle	$f_s = 60 kHz$
Frequência de chaveamento dos conversores	$f_{sw} = 20 kHz$
Pico da triangular do modulador PWM	$P_{PWM} = 5000$
<i>Parâmetros da rede concessionária</i>	
Tensão RMS da componente fundamental da tensão v_{Ga}	129,8V
Tensão RMS da componente fundamental da tensão v_{Gb}	126,0V
Tensão RMS da componente fundamental da tensão v_{Gc}	126,0V
Ângulo de fase da componente fundamental da tensão v_{Ga}	0 deg.
Ângulo de fase da componente fundamental da tensão v_{Gb}	-121 deg.
Ângulo de fase da componente fundamental da tensão v_{Gc}	121 deg.
Fator de desequilíbrio de tensão (ANEEL, 2018)	2%
Tensão RMS do terceiro harmônico de sequência zero	8,89V (7%)
Tensão RMS do quinto harmônico de sequência negativa	6,35V (5%)
Tensão RMS do sétimo harmônico de sequência positiva	6,35V (5%)
THD da tensão v_{Ga}	9,5%
THD da tensão v_{Gb}	10,1%
THD da tensão v_{Gc}	10,1%
<i>Parâmetros das cargas</i>	
THD das correntes da carga <i>ac</i> ($i_{L(a,b,c)}$)	29 %
Potências da carga <i>ac</i>	$P_{Lac} 1 = 700 W$
	$P_{Lac} 2 = 840 W$
	$P_{Lac} 3 = 1660 W$
	$P_{Lac} 4 = 2600 W$
Potências da carga <i>dc</i>	$P_{Ldc} 1 = 130 W$
	$P_{Ldc} 2 = 330 W$
	$P_{Ldc} 3 = 1100 W$

Fonte: Próprio autor.

Tabela 3.3 - Parâmetros de controle utilizados nas simulações

<i>Conversor Série</i>			
Controlado PI de corrente ($G_{sPI(d,q)}$)	Frequência de cruzamento		$\omega_{sPI} = 18 \cdot 10^3$ rad/s
	Margem de fase desejada		$PM_{sPI} = 89^\circ$
	Ganho Proporcional		$K_{sP} = 463$
	Ganho Integrativo		$K_{sI} = 207 \cdot 10^3$
Controladores PI-MR $G_{sPI(d,q)}$ para controle das correntes $i_{s(d,q)}$ ($G_{sMR(d,q)}$ e $G_{sPI(d,q)}$) agindo em múltiplas ordens harmônicas (n)	n=2	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c2} = 767,55$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_2 = 540,42$
	n=4	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c4} = 1.535,1$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_4 = 2.137,6$
	n=6	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c6} = 2.352,4$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_6 = 10.781$
	n=8	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c8} = 3.070,2$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_8 = 8.526,1$
	n=10	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c10} = 3.834,0$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_{10} = 12.571$
	n=12	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c12} = 4.704,8$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_{12} = 43.072$
	n=18	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c18} = 7.057,3$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_{18} = 96.890$
	n=24	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c24} = 9.409,7$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_{24} = 1,7224 \cdot 10^5$
	n=30	Frequência de Cruzamento	$\omega_{c30} = 11.762$ rad/s
		Ganho ressonante	$K_{30} = 2,6911 \cdot 10^5$
	<i>Conexão ac do Conversor Paralelo Híbrido</i>		
	Controladores PI para controle das tensões $v_{p(d,q)}$ ($G_{pPIv(d,q)}$)	Frequência de cruzamento	
Margem de fase desejada		$PM_{pPI} = 70^\circ$	
Ganho Proporcional		$K_{pP} = 297 \cdot 10^{-3}$	
Ganho Integrativo		$K_{pI} = 388$	
Controladores P para controle das correntes $i_{Lp(d,q)}$ ($K_{pPI(d,q)}$)	Frequência de cruzamento		$\omega_{pPi} = 8,98 \cdot 10^3$ rad/s
	Ganho Proporcional		$K_{pPi} = 125$
<i>Conexão dc do Conversor Paralelo Híbrido</i>			
Controlador PI para controle da tensão v_{pdc} (G_{pPIvdc})	Frequência de cruzamento		$\omega_{pPIvdc} = 188$ rad/s
	Margem de fase desejada		$PM_{pPIvdc} = 85^\circ$
	Ganho Proporcional		$K_{pPvdc} = 441 \cdot 10^{-3}$
	Ganho Integrativo		$K_{pIvdc} = 7,27$
Controlador PI para controle da corrente i_{Lpdc} (G_{pPIidc})	Frequência de cruzamento		$\omega_{pPIidc} = 343$ rad/s
	Margem de fase desejada		$PM_{pPIidc} = 60^\circ$
	Ganho Proporcional		$K_{pPidc} = 2,03$
	Ganho Integrativo		$K_{pIidc} = 1,35 \cdot 10^3$
<i>Bateria conectada ao Barramento dc</i>			
Controlador PI para controle da tensão $v_{dc} = v_{Bat}$ ($G_{pPIvBat}$)	Frequência de cruzamento		$\omega_{pPIvdc} = 23,3 \cdot 10^{-3}$ rad/s
	Margem de fase desejada		$PM_{pPIvdc} = 84^\circ$
	Ganho Proporcional		$K_{pPvdc} = 52,1 \cdot 10^{-3}$
	Ganho Integrativo		$K_{pIvdc} = 7,33 \cdot 10^{-3}$
Controlador PI para controle da corrente i_{Bat} ($G_{pPIiBat}$)	Frequência de cruzamento		$\omega_{pPIvdc} = 3,28$ rad/s
	Margem de fase desejada		$PM_{pPIvdc} = 123^\circ$
	Ganho Proporcional		$K_{pPvdc} = 1$
	Ganho Integrativo		$K_{pIvdc} = 5$

Fonte: Próprio autor.

Na apresentação dos resultados a seguir, utiliza-se o seguinte padrão para cada teste realizado: a) tabela apresentando potências ativas medidas durante os testes que permitem observar o fluxo de potência ativa através dos conversores que compõem o sistema $UPQC-H_{BDG}$, além da taxa de distorção harmônica (do inglês *Total Harmonic Distortion – THD*) (IEEE, 2014) das correntes na rede concessionária e nas tensões entregues para a sub-rede ac , de forma a avaliar a melhoria da qualidade de energia. Junto de cada tabela é apresentada uma figura com o sentido de medição de cada potência ativa fazendo uso das abreviações CS (Conversor Série), CPH (Conversor Paralelo Híbrido) e Bat (Baterias); b) figura apresentando as formas de onda das grandezas medidas na rede concessionária, sub-rede ac , sub-rede dc e barramento dc , bem como o valor médio das grandezas dc calculado dentro do intervalo de tempo apresentado no gráfico, de forma a avaliar o funcionamento do sistema $UPQC-H_{BDG}$.

3.2 OPERAÇÃO CONECTADA À REDE

Nesta seção são apresentados os resultados do sistema $UPQC-H_{BDG}$ para o modo conectado organizados a seguir por estado de operação.

3.2.1 Estado de Operação *Carga*

Para o estado de operação *Carga*, foram realizados dois testes $RS1_{(a,b)}$ (ver Tabela 3.1) com o sistema $UPQC-H_{BDG}$ operando no modo conectado, os quais são apresentados na Tabela 3.4 e nas Figuras 3.2 e 3.3. O objetivo deste teste é avaliar se o sistema proposto é capaz de realizar a carga das baterias mediante qualquer condição de carga ou geração. Dessa forma o teste $RS1_a$ avalia a carga das baterias em plena carga ($P_{L_{ac}} = 2600$ W, $P_{L_{dc}} = 1100$ W) com a geração desligada, enquanto o teste $RS1_b$ avalia a carga das baterias em geração total ($P_{DG_{ac}} = 2500$ W, $P_{DG_{dc}} = 1500$ W) com carga desligada. Em ambos os testes, o controle de corrente da bateria é ativado com referência $i_{Bat}^* = -0,2$ A.

O teste $RS1_a$ apresentado na Figura 3.3 e na Tabela 3.4 mostra que é possível carregar as baterias com energia fornecida pela rede concessionária. Para tanto, de acordo com os valores de potência ativa apresentados na Tabela 3.4, o fluxo de potência ocorre da seguinte forma: a potência ativa drenada da rede concessionária P_G se soma à potência injetada pelo conversor série P_s para alimentar a carga ac ($P_{\mu G_{ac}} > 0$); a parte da potência injetada pela rede e pelo conversor série que não é consumida pela carga ac , segue sendo absorvida pela conexão ac do

conversor paralelo híbrido ($P_{pac} < 0$) para carregar as baterias ($P_{Bat} < 0$), alimentar a carga dc ($P_{\mu G_{dc}} > 0$) e suprir as perdas de operação (P_{loss}). Tais perdas de operação são calculadas, neste teste e nos próximos apresentados neste capítulo, a partir da seguinte equação:

$$P_{loss} = P_{in} - P_{out} = (P_G + P_{Bat} + P_{DGpv}) - (P_{\mu G_{ac}} + P_{\mu G_{dc}}) \quad (3.1)$$

onde P_{in} representa toda potência injetada e P_{out} toda a potência consumida no sistema $UPQC-H_{BDG}$ em seu sentido padrão.

Além de processar potência ativa, o teste $RS1_a$ confirma que o sistema realiza ao mesmo tempo a melhoria dos indicadores de qualidade de energia. Como pode ser notado na Figura 3.3, a supressão dos harmônicos das correntes da rede concessionária $i_{G(a,b,c)}$, apresentadas na Figura 3.3 (a), com THD por volta de 3% em todas as fases, vide Tabela 3.4, é realizada por meio da conexão ac do conversor paralelo híbrido, como pode ser observado nas correntes $i_{p(a,b,c)}$ apresentadas na Figura 3.3 (b). Dessa forma, é o conversor paralelo híbrido que supre as componentes harmônicas presentes nas correntes da carga $i_{L(a,b,c)}$ mostradas na Figura 3.3 (c). Na sub-rede ac , observa-se também a inexistência de geração ac , como confirmado pela Figura 3.3 (d). Além disso, as tensões $v_{p(a,b,c)}$ são equilibradas e apresentam formato senoidal [ver Figuras 3.2 (b), (c) e (d)], como resultado da compensação dos desequilíbrios e harmônicos de tensão presentes na rede concessionária realizada indiretamente pelo conversor série, o que pode ser observado na Figura 3.3 (e) onde $v_{t2(a,b,c)}$ são as tensões no secundário do transformador série. Ressalta-se que a compensação dos desequilíbrios de tensão faz com que diferença entre as tensões $v_{G(a,b,c)}$ e $v_{p(a,b,c)}$ na frequência fundamental leva à existência de processamento de potência ativa pelo conversor série (P_s). A respeito das grandezas dc apresentadas na Figura 3.3 (f), nota-se que a circulação de correntes harmônicas pela conexão ac do conversor paralelo híbrido origina ondulações na corrente que flui para as baterias (i_{Bat}) mas não na tensão do barramento dc (v_{dc}), ou tensão na sub-rede dc (v_{pdc}). Constata-se ainda que a tensão na sub-rede dc é regulada em 200V, conforme definido na referência de controle v_{pdc}^* mostrada na Figura 3.1, bem como a corrente da bateria i_{Bat} buscou a referência definida em -0,2 A.

Tabela 3.4 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RS1_{a,b}

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS1 _a	3826	-154,7	2544	-1436	-78	0	103	1100
RS1 _b	-5105	-232,7	-2506	2366	-79	1300	121	-1500

Teste	THD [%]					
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}
RS1 _a	3,4	3,1	3,4	2,0	2,0	2,0
RS1 _b	1,6	1,6	1,5	0,5	0,6	0,5

Rede Concessionária PCC

Sub-rede ac Sub-rede dc

Sentido das potências

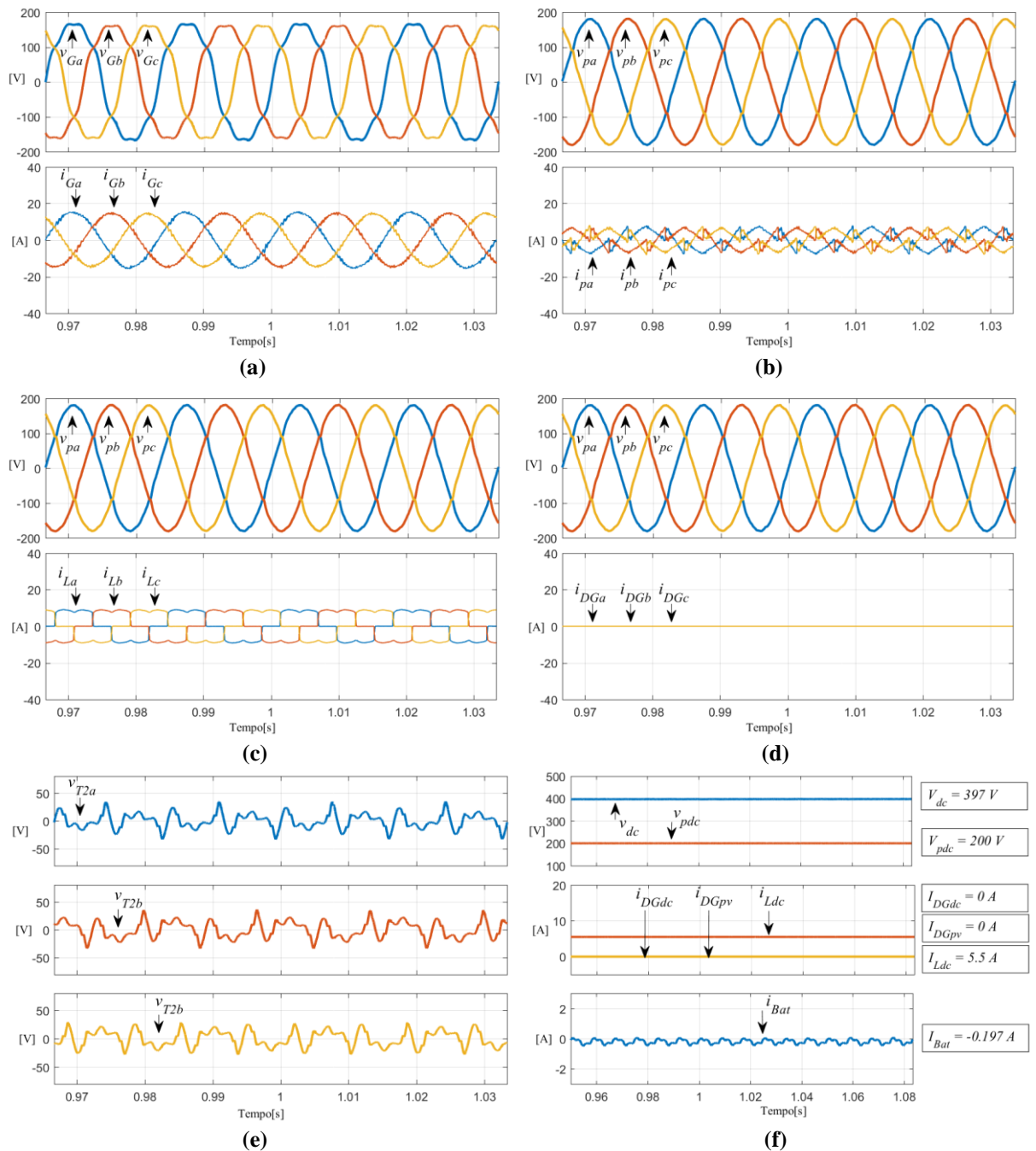


Figura 3.2 – RS1_a: a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc.
Fonte: Autoria Própria

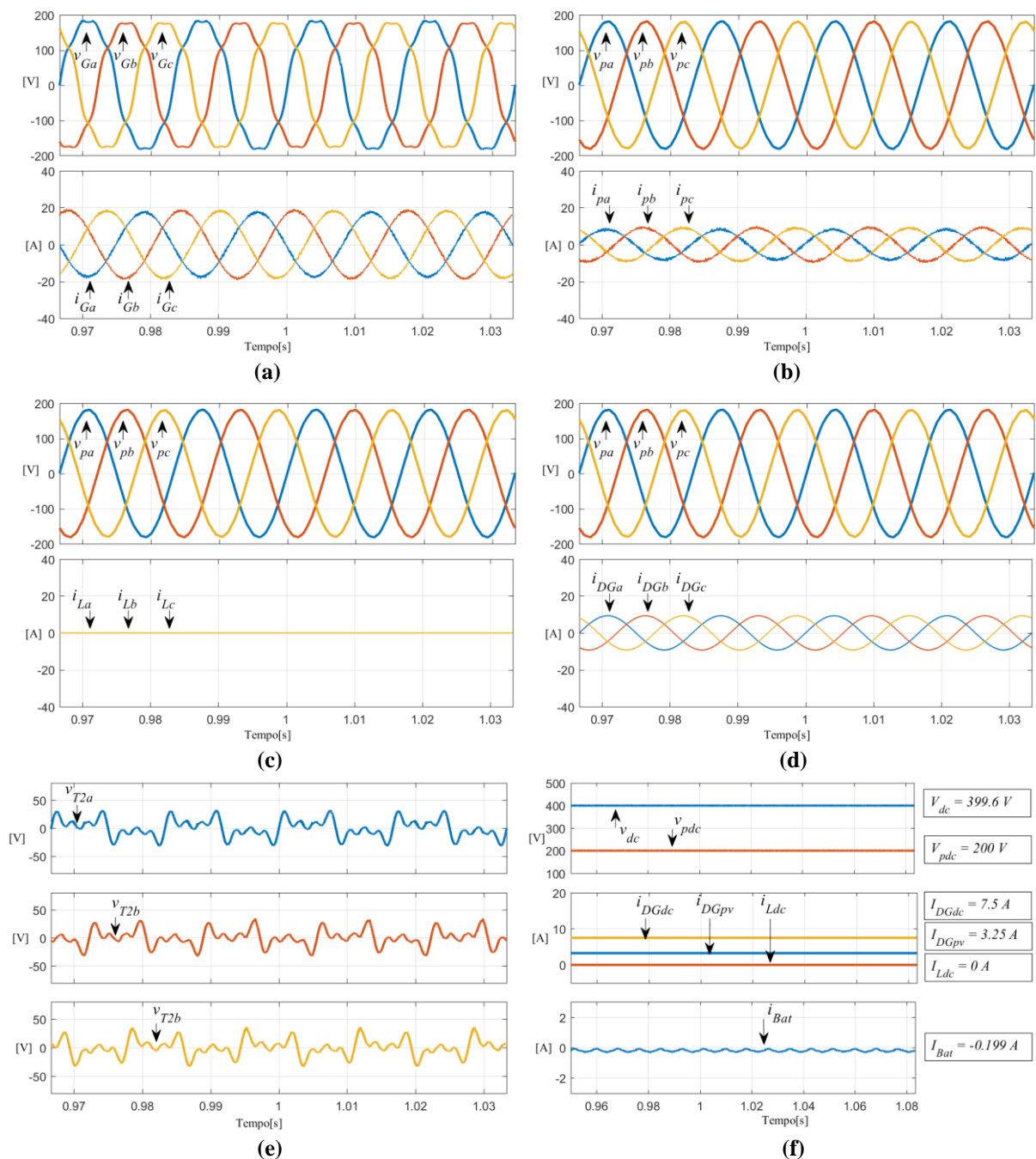


Figura 3.3 – RS1_b: a) Rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

Por sua vez, o teste RS1_b apresentado na Figura 3.3 e também na Tabela 3.4 mostra que também é possível carregar as baterias por meio da energia fornecida por geração local da microrrede. Para mostrar isso, considera-se geração ac ($P_{DGac} = 2,5 \text{ kW}$) e dc ($P_{DGdc} = 1,5 \text{ kW}$) nas sub-redes da microrrede, bem como geração fotovoltaica conectada ao barramento dc ($P_{DGpv} = 1,3 \text{ kW}$), estando todas as cargas ac e dc desconectadas.

De acordo com os valores de potência ativa apresentados na Tabela 3.4, durante o teste $RS1_b$, o fluxo de potência ocorre da seguinte forma: a geração dc é absorvida pela conexão dc do conversor paralelo híbrido ($P_{\mu G_{dc}} < 0$ W), e se une à geração PV no barramento dc ($P_{DG_{dc}} < 0$ W) para suprir as perdas de operação (P_{loss}) e carregar as baterias ($P_{bat} < 0$ W); a parte da potência dc gerada que não é absorvida pelo barramento dc ou pelas baterias, é injetada no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ por meio da conexão ac do conversor paralelo híbrido ($P_{pac} > 0$ W), enquanto outra parte é processada pelo conversor série ($P_s < 0$ W); a geração proveniente da sub-rede ac ($P_{\mu G_{ac}} < 0$ W) se une às potências injetadas pelos conversores série e paralelo híbrido para ser entregue à rede concessionária ($P_G < 0$ W).

Por sua vez, a Tabela 3.4 e a Figura 3.3 mostram que, durante o teste $RS1_b$, as seguintes características são observadas : i) as correntes $i_{G(a,b,c)}$ são senoidais, equilibradas e estão em oposição de fase com as respectivas tensões da rede concessionária ($v_{G(a,b,c)}$) [ver Figura 3.3 (a)], o que confirma a injeção de potência ativa na rede de acordo com o sentido de medição adotado (ver P_G na Tabela 3.4); ii) as correntes $i_{p(a,b,c)}$ estão em fase com as respectivas tensões $v_{p(a,b,c)}$ [ver Figura 3.3 (b)], o que confirma a injeção de potência ativa no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ de acordo com o sentido de medição adotado (ver P_{pac} na Tabela 3.4). ii) a inexistência de carga ac não linear [ver Figura 3.3 (c)] faz com que as correntes fluindo pela conexão ac conversor paralelo sejam senoidais [ver Figura 3.3 (b)], e assim a corrente das baterias (i_{Bat}) [ver Figura 3.3 (f)] tem a oscilação diminuída em relação ao observado no teste $RS1_a$, bem como as THDs das correntes $i_{G(a,b,c)}$ e das tensões $v_{p(a,b,c)}$ são reduzidas para a faixa de 1% ou até menos; iii) a conexão dc do conversor paralelo híbrido é capaz de absorver corrente ($i_{\mu G_{dc}} < 0$) e ainda assim regular a tensão no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ (v_{pdc}); iv) a corrente das baterias manteve-se controlada; iv) a compensação dos distúrbios de tensão é realizada pelo conversor série [ver Figura 3.3 (e)].

Considerando os testes $RS1_a$ e $RS1_b$, constata-se que o sistema $UPQC-H_{BDG}$, além de promover a melhoria dos indicadores de qualidade de energia, é capaz de alterar o sentido do fluxo de potência entre microrrede e rede concessionária e ainda manter as baterias sob estado de operação de carga.

3.2.2 Estado de Operação *Observa*

Para o estado de operação *Observa*, foram realizados dois testes $RS2_{(a,b)}$ (ver Tabela 3.1) com o sistema $UPQC-H_{BDG}$ operando no modo conectado, os quais são apresentados na

Tabela 3.5 e nas Figuras 3.4 e 3.5. O objetivo destes testes é avaliar o comportamento do sistema proposto quando o controle da tensão v_{dc} com referência $v_{dc}^* = 400V$ está ativado, conforme se faz necessário durante o estado de operação em questão. Sabendo que o balanço de potência envolvendo as sub-redes ac e dc , bem como com a rede concessionária interfere no controle da tensão v_{dc} , conforme exposto na seção 2.3.4.1, duas condições diferentes de geração e carga são assumidas para a microrrede híbrida nos testes $RS2_a$ ($P_{L_{ac}} = 840$ W; $P_{DG_{ac}} = 2500$ W; $P_{L_{dc}} = 1100$ W; $P_{DG_{dc}} = 500$ W; $P_{DG_{pv}} = 1300$ W) e $RS2_b$ ($P_{L_{ac}} = 1660$ W; $P_{DG_{ac}} = 1500$ W; $P_{L_{dc}} = 130$ W; $P_{DG_{dc}} = 1500$ W; $P_{DG_{pv}} = 1300$ W), vide Tabela 3.1. Nota-se que no teste $RS2_a$ a sub-rede ac apresenta excedente de geração e a sub-rede dc apresenta falta de energia para a carga, enquanto a condição dual ocorre no teste $RS2_b$, ou seja, falta de energia para a carga na sub-rede ac e excedente de geração na sub-rede dc . Dessa forma, os testes $RS2_{(a,b)}$ também permitem avaliar a capacidade do sistema $UPQC-H_{BDG}$ em trocar energia entre as sub-redes da microrrede híbrida. Além disso, constata-se que os saldos de potência (SP) nos testes $RS2_a$ e $RS2_b$ resultam em $SP_{RS2_a} = 2360$ W e $SP_{RS2_b} = 2510$ W, onde SP_k é dado por:.

$$SP_k = P_{GenT_k} - P_{LT_k} \quad (3.2)$$

onde k é o teste em questão, P_{GenT_k} e P_{LT_k} são as respectivas somas das gerações e das cargas.

Os dados obtidos no teste $RS2_a$ são apresentados na Figura 3.4 e na Tabela 3.5. Além do sistema $UPQC-H_{BDG}$ ter melhorado os indicadores de qualidade de energia, fato já explicado na sub-seção 3.2.1, a Figura 3.4 permite notar que: i) o ângulo de fase das correntes $i_{G(a,b,c)}$ indicam injeção de potência na rede concessionária [ver Figura 3.4 (a)]; ii) o ângulo de fase das correntes $i_{p(a,b,c)}$ indicam injeção de potência no barramento $PC C_{\mu G_{ac}}$ [ver Figura 3.4 (b)]; iii) as correntes de geração $i_{DG(a,b,c)}$ [ver Figura 3.4 (d)] superam as correntes de carga $i_{L(a,b,c)}$ [ver Figura 3.4 (c)] na sub-rede ac ; iv) a corrente de carga ($i_{L_{dc}}$) supera a corrente de geração ($i_{DG_{dc}}$) na sub-rede dc [ver Figura 3.4 (f)]; v) a corrente nas baterias (i_{Bat}) é praticamente nula [ver Figura 3.4 (f)].

Tabela 3.5 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RS2_{a,b}

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS2 _a	-2321	-49,27	-1662	610	4	1300	45	600
RS2 _b	-2429	-55	162,5	2537	1	1300	80	-1370

Teste	THD [%]					
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}
RS2 _a	4,5	3,7	3,7	0,9	0,9	1,0
RS2 _b	4,8	4,5	4,4	1,5	1,5	1,5

Sentido das potências

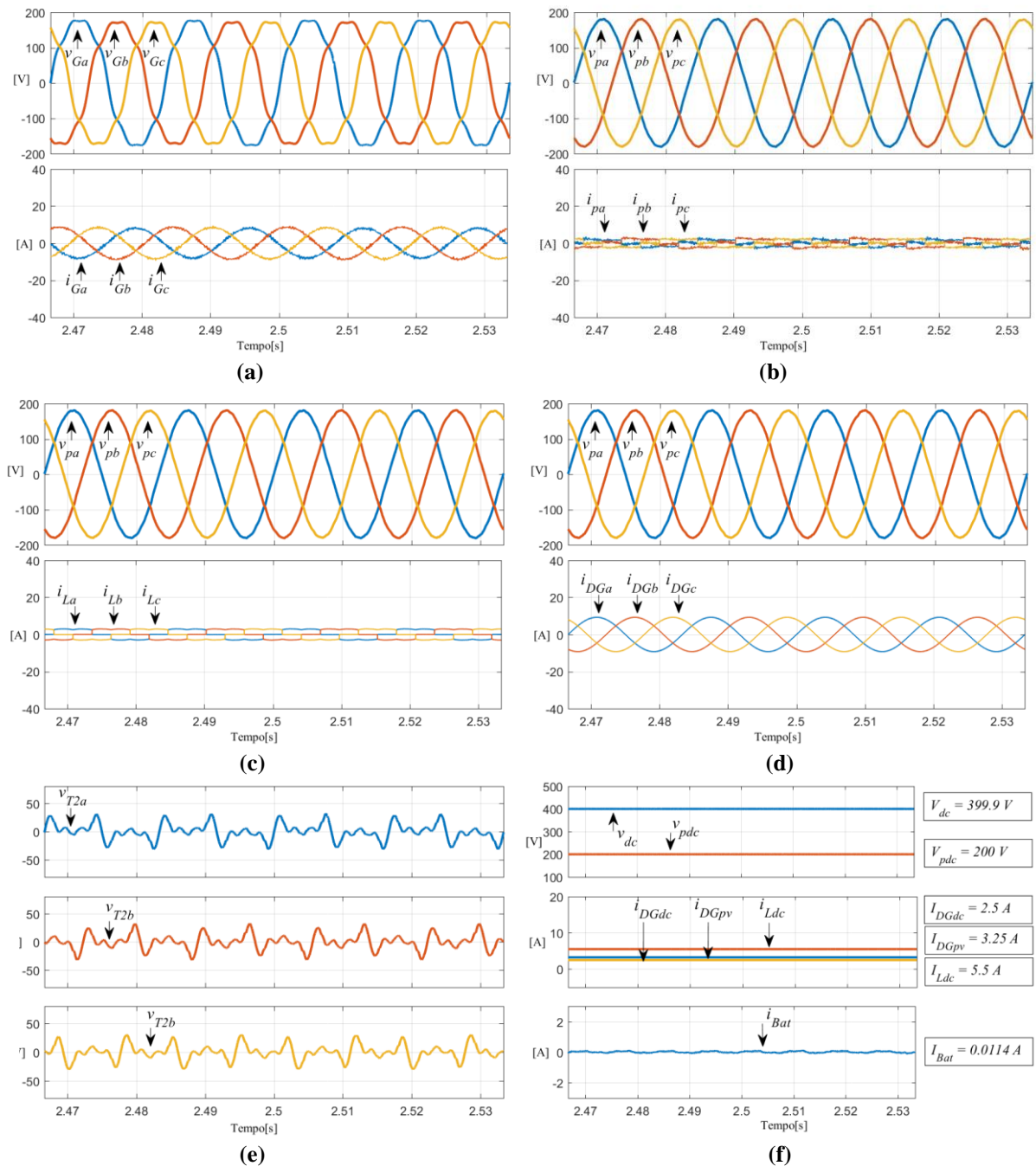


Figura 3.4 – RS2_a: a) rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

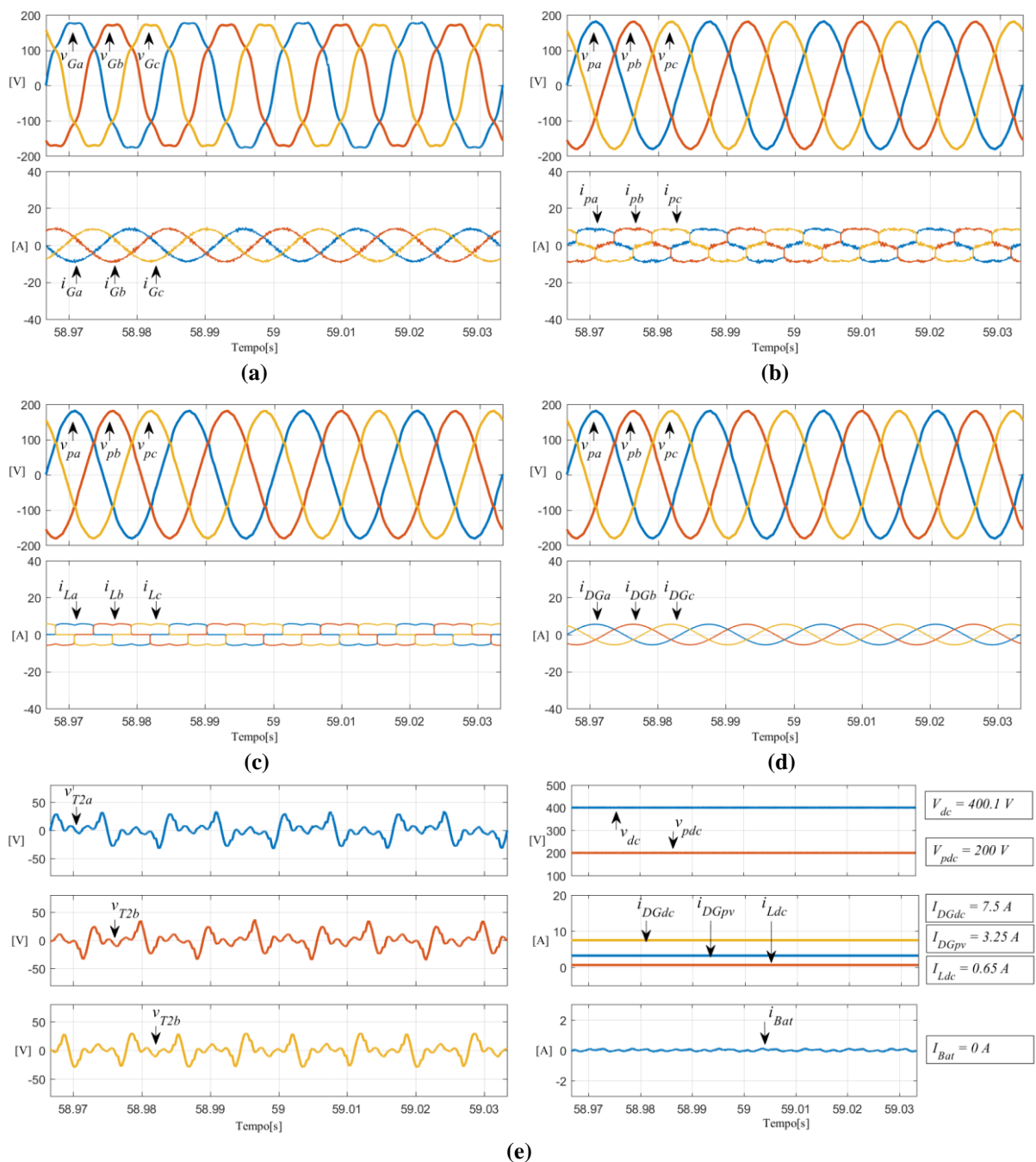


Figura 3.5 – RS2_b: a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

Além das THDs que confirmam a melhoria da qualidade de energia, a Tabela 3.5 permite notar o seguinte fluxo de potência durante o teste RS2_a: no barramento dc, enquanto nenhuma energia é drenada ou absorvida pelas baterias ($P_{Bat} \cong 0 \text{ W}$), parte da potência gerada pelo sistema PV é utilizada para suprir as perdas, outra parte é direcionada para suprir a falta de potência para a carga dc ($P_{\mu G_{dc}} > 0 \text{ W}$), outra parte é direcionada para o barramento PC $C_{\mu G_{ac}}$ ($P_{pac} > 0 \text{ W}$), e uma última parte é processada pelo conversor série ($P_s < 0 \text{ W}$); o excedente de

geração na sub-rede ac se une às potências injetadas pelos conversores paralelo híbrido e série para ser entregue à rede concessionária ($P_G < 0$ W).

Por sua vez, os dados obtidos no teste $RS2_b$ são apresentados na Figura 3.5 e na Tabela 3.5. Diferente do observado no teste $RS2_a$, a Figura 3.5 permite notar que: i) as correntes de carga ($i_{L(a,b,c)}$) [ver Figura 3.5 (d)] superam as correntes de geração ($i_{DG(a,b,c)}$) [ver Figura 3.5 (c)] na sub-rede ac ; iii) a corrente de geração (i_{DGdc}) supera a corrente de carga (i_{Ldc}) na sub-rede dc [ver Figura 3.5 (f)]. Os outros aspectos destacados para a Figura 3.4 são também notados na Figura 3.5.

Por sua vez, as medidas de potência mostradas na Tabela 3.5 permitem notar o seguinte fluxo de potência durante o teste $RS2_b$ possui as seguintes características: no barramento dc , enquanto nenhuma energia é drenada ou absorvida pelas baterias ($P_{Bat} \cong 0$ W), a potência gerada pelo sistema PV se une com o excedente de geração vindo da sub-rede dc potência ($P_{\mu Gdc} < 0$ W) e se divide para suprir as perdas de operação, ser direcionado para o barramento $PCC_{\mu Gac}$ ($P_{pac} > 0$ W) e ser processado pelo conversor série ($P_s < 0$ W); parte da potência injetada pela conexão ac do conversor paralelo híbrido é utilizada na sub-rede ac para alimentar a carga ($P_{\mu Gac} > 0$ W), enquanto outra parte se une à potência injetada pelo conversor série ($P_s < 0$ W) para ser entregue à rede concessionária ($P_G < 0$ W).

Ressalta-se que em ambos os testes $RS2_{a,b}$, o equilíbrio de potência entre rede concessionária e microrrede é alcançado, sendo que nenhuma energia é drenada ou absorvida pelas baterias. Além disso, destaca-se que a potência injetada na rede P_s é aproximadamente igual a SP_{RS2_a} e SP_{RS2_b} nos testes $RS2_a$ e $RS2_b$, respectivamente, sendo a pequena diferença explicada pelas perdas ôhmicas na operação P_{loss} . Visto isso, constata-se que no estado *Observa* o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de encontrar a amplitude da potência P_s necessária para manter o balanço de potência entre microrrede e rede concessionária, ou seja $\Delta P = 0$, sem precisar envolver as baterias. Além disso, os testes $RS2_a$ e $RS2_b$ comprovaram que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de permitir a troca de energia entre as sub-redes ac e dc no intuito de suprir falta de potência para carga ou absorver o excedente de geração.

3.2.3 Estado de Operação *Despacho*

Para o estado de operação *Despacho*, com o sistema $UPQC-H_{BDG}$ operando no modo conectado, foram realizados dois testes $RS3_a$ e $RS3_b$ (ver Tabela 3.1), os quais são apresentados na Tabela 3.6 e nas Figuras 3.6 e 3.7. O objetivo destes testes é avaliar o

desempenho do sistema proposto no estado de operação citado perante variações na geração. Para isso, em ambos os testes são assumidas as potências de despacho $P_D = -3590$ W e $Q_D = 0$ Var, além das seguintes condições de geração e carga descritos na Tabela 3.1, como segue: a) no caso do teste $RS3_a$ $P_{L_{ac}} = 840$ W; $P_{DG_{ac}} = 2160$ W; $P_{L_{dc}} = 350$ W; $P_{DG_{dc}} = 1500$ W; $P_{DG_{pv}} = 1300$ W; b) no caso do teste $RS3_b$ $P_{L_{ac}} = 840$ W; $P_{DG_{ac}} = 2000$ W; $P_{L_{dc}} = 350$ W; $P_{DG_{dc}} = 1500$ W; $P_{DG_{pv}} = 1300$ W. Nota-se que são condições muito similares, se diferindo apenas quanto à geração $P_{DG_{ac}}$, a qual é 160 W maior no teste $RS3_a$. Dessa forma, os saldos de potência para os testes $RS3_{a,b}$, os quais são calculados conforme (3.2), também se diferem na quantia de 160 W, sendo $SP_{RS3_a} = 3770$ W e $SP_{RS3_b} = 3610$ W.

Os testes $RS3_a$ e $RS3_b$ são apresentados, respectivamente, nas Figuras 3.6 e 3.7. Além da melhoria da qualidade de energia, é possível observar em tais figuras as seguintes similaridade quanto as formas de onda: i) o ângulo de fase das correntes $i_{G(a,b,c)}$ indicam injeção de potência na rede concessionária [ver Figuras 3.6 (a) e 3.7 (a)]; ii) o ângulo de fase das correntes $i_{p(a,b,c)}$ indicam injeção de potência no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ [ver Figuras 3.6 (b) e 3.7 (b)]; iii) as correntes de geração $i_{DG(a,b,c)}$ e $i_{DG_{dc}}$ [ver Figuras 3.6 (d), (f) e 3.7 (d) e (f)] superam as correntes de carga $i_{L(a,b,c)}$ e $i_{DG_{dc}}$ [ver Figuras 3.6 (c) e 3.7 (c)] tanto na sub-rede ac quanto na sub-rede dc . O que diferencia os resultados é a corrente da bateria (i_{Bat}) que mostra nas Figuras 3.6 (f) e 3.7 (f) os valores -0,23 A e 0,17 A, indicando carga e descarga das baterias durante os testes $RS3_a$ e $RS3_b$, respectivamente.

Para entender o que levou a inversão de sentido na corrente das baterias, deve-se considerar o fluxo de potência baseado nos dados da Tabela 3.6, o qual ocorre em ambos os testes $RS3_a$ e $RS3_b$, como segue: no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$, o excedente de geração vindo da sub-rede ac ($P_{\mu G_{ac}} < 0$ W) se soma à potência injetada pela conexão ac do conversor paralelo híbrido ($P_{pac} > 0$ W), os quais se somam à potência injetada pelo conversor série (P_s) para serem entregues à rede concessionária. Sabendo que as potências e tensões na rede concessionária (P_G e $v_{G(a,b,c)}$), bem como as tensões no barramento $PCC_{\mu G_{ac}}$ ($v_{p(a,b,c)}$) são iguais em ambos os testes $RS3_a$ e $RS3_b$, as respectivas potências processadas pelo conversor série (P_s) também serão iguais. Isso leva a compreender que, para manter o fluxo de potência descrito em equilíbrio, qualquer variação de geração na sub-rede ac ($P_{\mu G_{ac}}$) deve ser compensada pela variação da potência injetada pelo conversor paralelo híbrido (P_{pac}).

Tabela 3.6 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RS3_{a,b}

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS3 _a	-3590	-116	-1320	2154	-94	1300	86	-1150
RS3 _b	-3590	-116	-1160	2313	68	1300	89	-1150

Teste	THD [%]					
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}
RS3 _a	2,6	2,5	2,5	0,9	0,9	0,9
RS3 _b	2,7	2,4	2,5	0,8	0,9	0,9

Rede Concessionária PCC

CS Bat PV

P_G P_S $P_{\mu G_{ac}}$ P_{pac} P_{Bat} P_{DGpv} P_{loss} $P_{\mu G_{dc}}$

MPPT UPQC-HBDG

Sub-rede ac Sub-rede dc PCC dc,ac

Sentido das potências

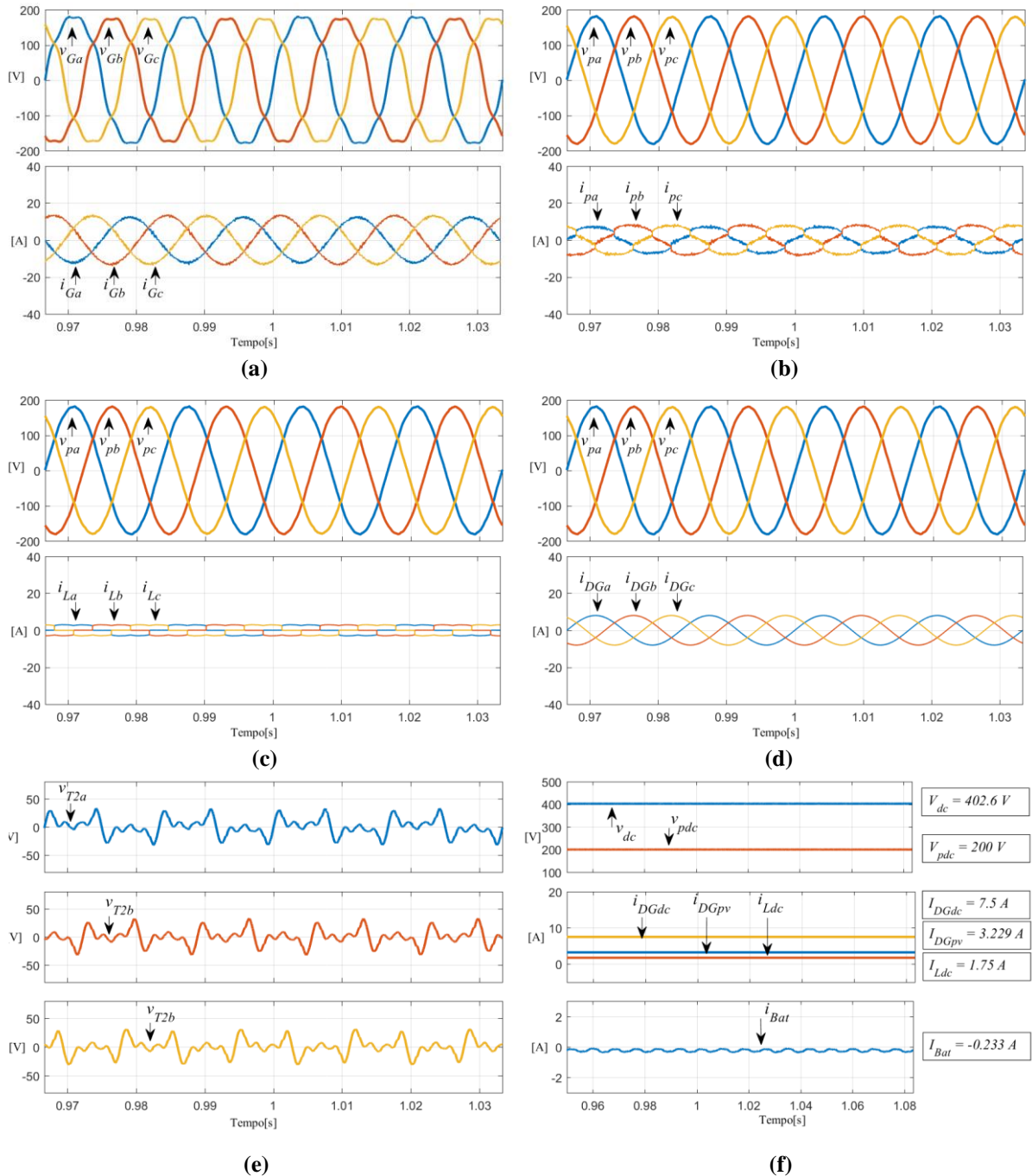


Figura 3.6 – RS3_a: a) rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

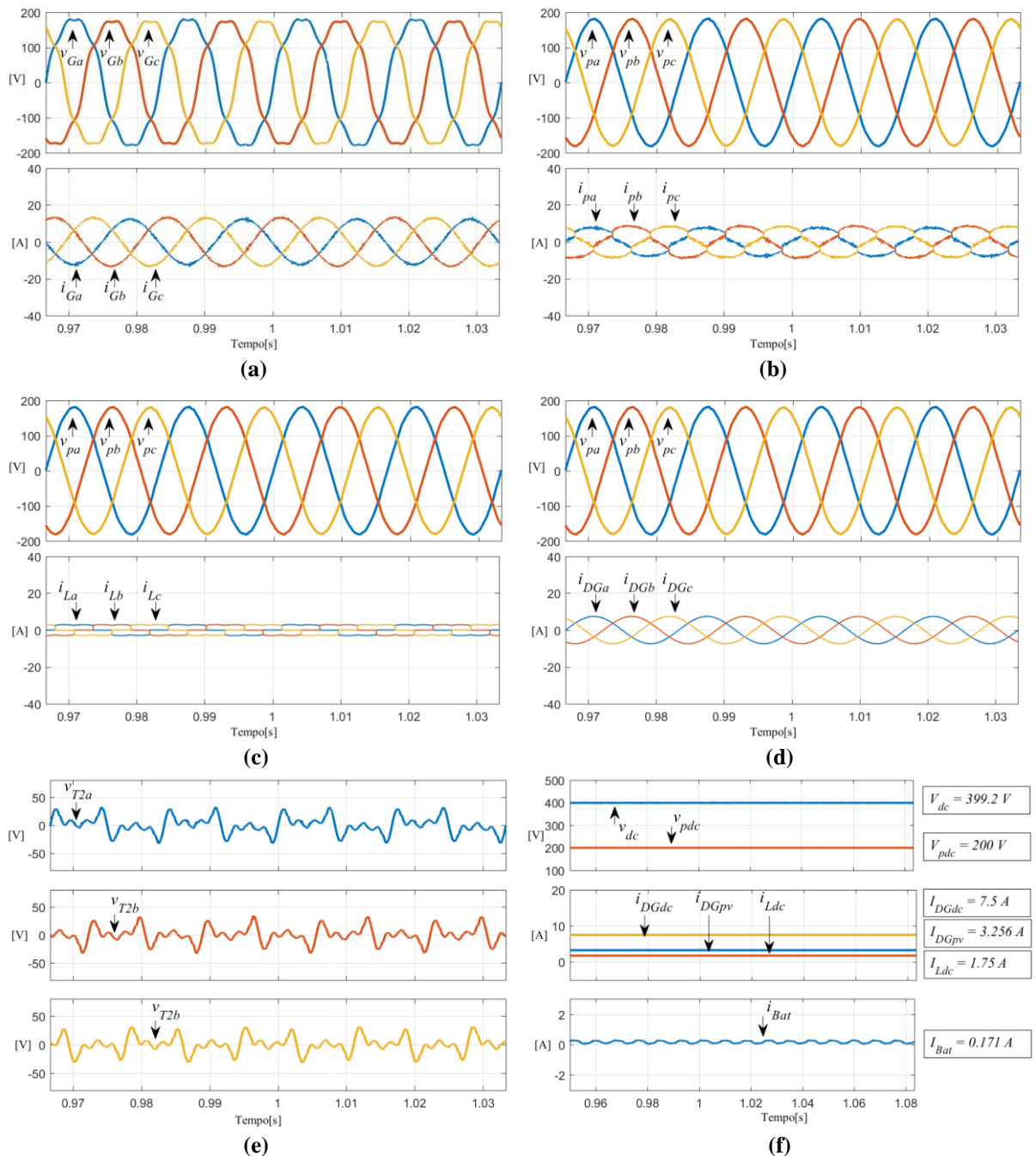


Figura 3.7 – $RS3_b$: a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

Assim, para compensar a diminuição da geração ac nos testes $RS3_a$ e $RS3_b$, o conversor paralelo híbrido aumenta a potência injetada P_{pac} , conforme observado na Tabela 3.6. Deve ser ressaltado que as condições de geração e carga da sub-rede dc, bem como a geração PV, foram as mesmas nos dois testes. Assim, tal elevação na potência P_{pac} só foi possível com a variação da potência das baterias (P_{Bat}) que partiu de -94W para alcançar 68W, levando à inversão de sentido na corrente das baterias.

Considerando os resultados apresentados, constata-se que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de manter o despacho de potência ativa e, para isso, as baterias passam a absorver qualquer variação de geração que possa ocorrer. Sabendo que uma variação de carga, da mesma forma que uma variação de geração, levaria à alteração do saldo de potência, é possível inferir que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ também é capaz de manter o despacho de potência ativa, mesmo durante uma eventual variação de carga.

3.2.4 Estado de Operação Descarga

Para o estado de operação *Descarga*, foram realizados dois testes $RS4_a$ e $RS4_b$ (ver Tabela 3.1), com o sistema $UPQC-H_{BDG}$ operando no modo conectado, os quais são apresentados na Tabela 3.7 e nas Figuras 3.8 e 3.9. O objetivo destes testes é avaliar se o sistema proposto é capaz de realizar descarga das baterias mediante qualquer condição de carga ou geração. Dessa forma, o teste $RS4_a$ avalia a carga das baterias com carga máxima conectada ($P_{Lac} = 2600$ W, $P_{Ldc} = 1100$ W) com a geração desligada, enquanto o teste $RS4_b$ avalia a carga das baterias em geração total ($P_{DGac} = 2500$ W, $P_{DGdc} = 1500$ W) com a carga desligada. Em ambos os testes, o controle de corrente da bateria é ativado com referência $i_{Bat}^* = 0,2$ A.

Nota-se que os testes $RS4_a$ e $RS4_b$ utilizam as mesmas condições de geração e carga adotadas nos testes $RS1_a$ e $RS1_b$, respectivamente. Por isso, nota-se forte similaridade entre tais resultados, como pode ser observado nas Figuras 3.2 e 3.8, bem como nas Figuras 3.3 e 3.9, sendo a principal diferença entre eles a amplitude da corrente nas baterias de -0,2 A para os testes $RS1_{a,b}$ e 0,2 A para os testes $RS4_{a,b}$ [ver Figuras 3.8 (f) e 3.9 (f)]. Isso indica que os fluxos de potência observados nos testes $RS4_a$ e $RS4_b$ serão semelhante ao já apresentado para os testes $RS1_a$ e $RS1_b$, respectivamente, sendo que a principal diferença entre eles está no sentido da potência nas baterias. Diferente do observado nos testes $RS1_a$, a potência das baterias flui em direção às cargas ($P_{Bat} > 0$ W) durante o teste $RS4_a$, como pode ser confirmado na Tabela 3.7. Assim, a potência drenada da rede concessionária ($P_G > 0$ W) para alimentar as cargas é menor no teste $RS4_a$ (ver Tabela 3.7) em relação ao observado no teste $RS1_a$ (ver Tabela 3.4). Por sua vez, durante o teste $RS4_b$, a potência das baterias flui para ao barramento $PCC_{\mu Gac}$, até em seguida para a rede concessionária, fazendo aumentar a potência injetada (Tabela 3.7) em relação ao observado no teste $RS1_b$ (ver Tabela 3.4).

Tabela 3.7 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RS4_{a,b}

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS4 _a	3658	-140,6	2544	-1255	78	0	93	1100
RS4 _b	-5247	-245	-2506	2496	80	1286	126	-1500
Teste	THD [%]							
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}		
RS4 _a	3,6	3,2	3,3	2,1	2,0	2,1		
RS4 _b	1,6	1,6	1,5	0,5	0,6	0,5		

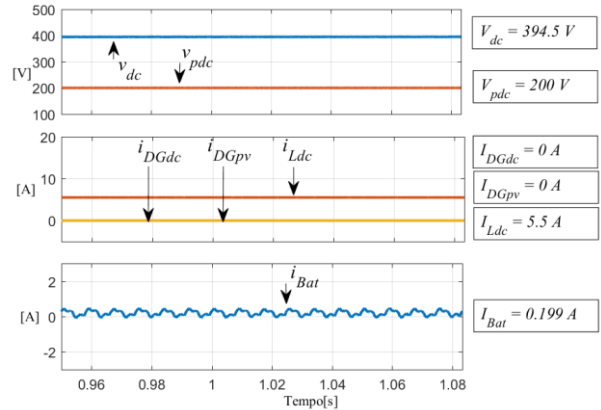
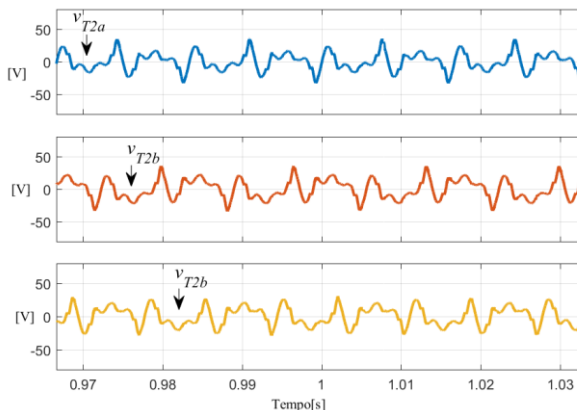
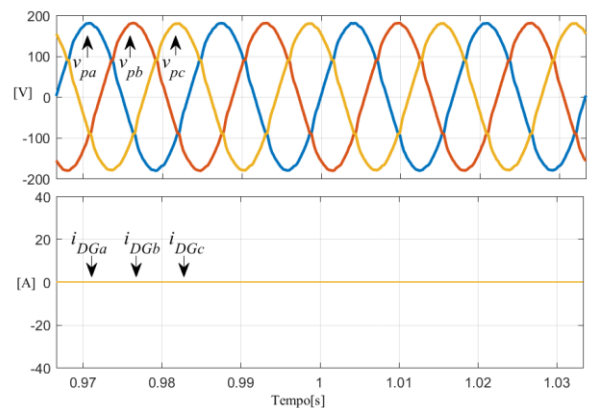
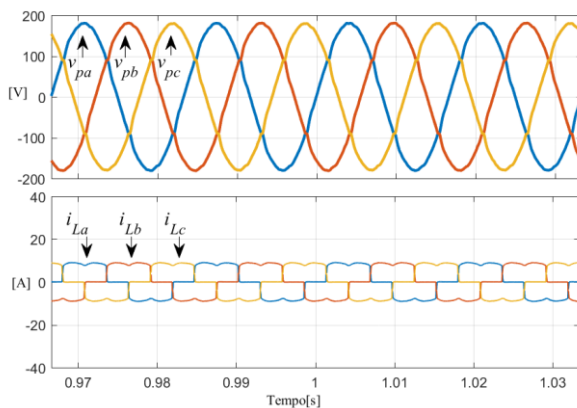
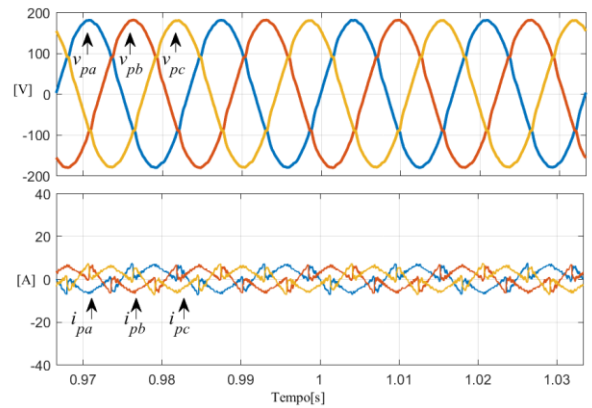
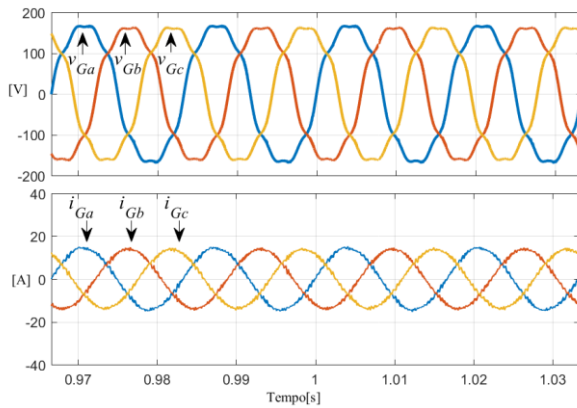
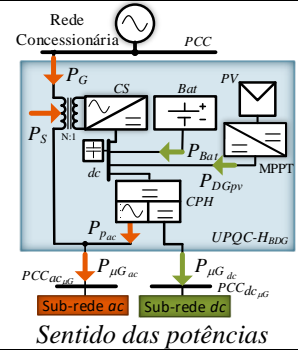


Figura 3.8 – RS4_a: a) rede concessionária; b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

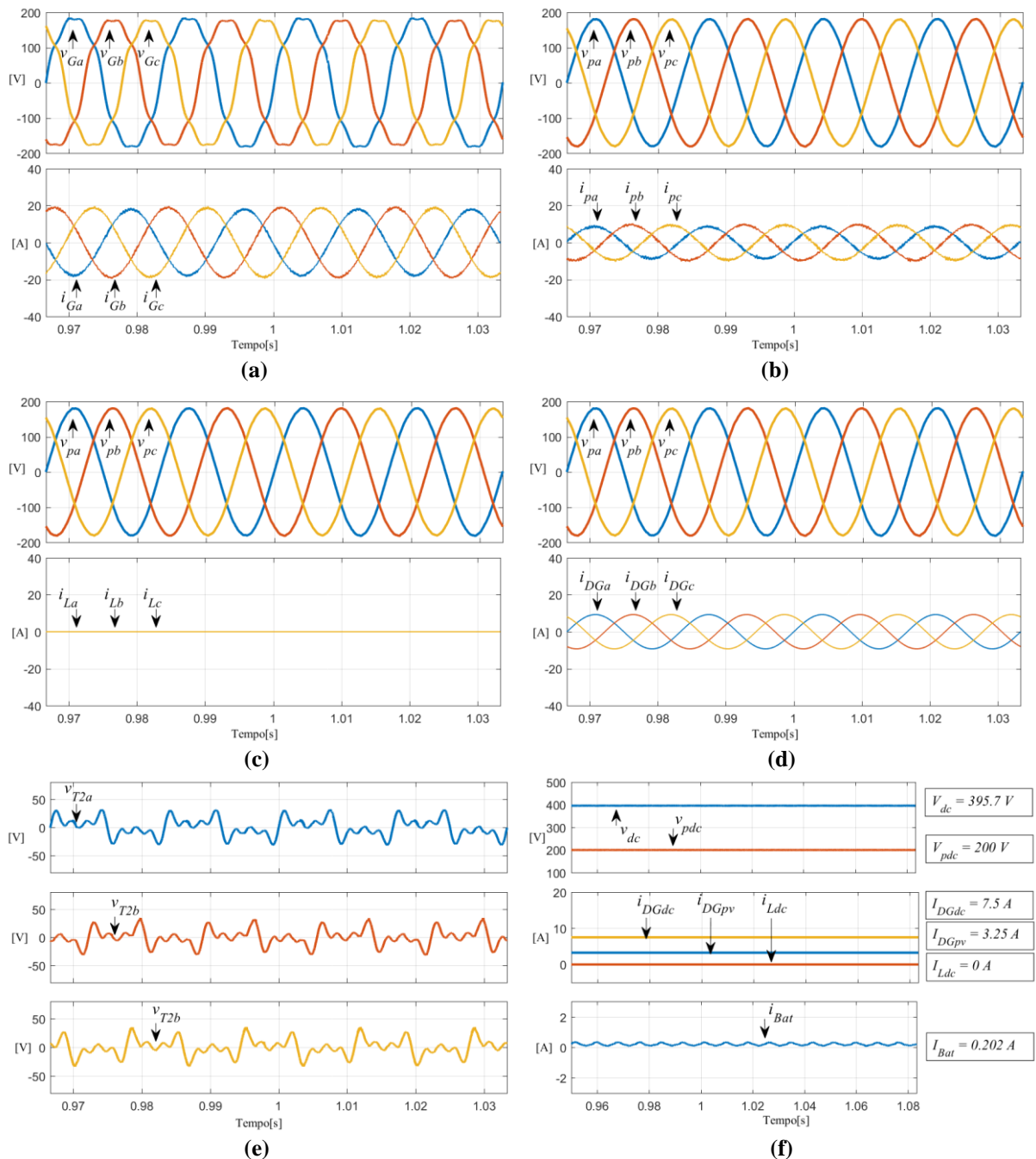


Figura 3.9 – RS4_b: a) Rede concessionária; b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) DG na sub-rede ac; e) tensões sobre o transformador do Conversor Série; f) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

Tal relação entre variação da corrente das baterias com a variação da corrente na rede concessionária se explica pelo fato do controle da corrente i_{Bat} agir alterando a amplitude da referência i_{sd}^* utilizada no controle das correntes $i_{G(a,b,c)}$, como pode ser visto na Figura 2.28.

Considerando os testes RS4_{a,b}, constata-se que o sistema UPQC- H_{BDG} , além de promover a melhoria dos indicadores de qualidade de energia, é capaz de alterar o sentido do fluxo de potência entre microrrede e rede concessionária, e ainda manter as baterias sob o estado de descarga.

3.3 OPERAÇÃO ILHADA

Nesta seção são apresentados os resultados do sistema $UPQC-H_{BDG}$ para o modo ilhado organizados a seguir por estado de operação.

3.3.1 Estado de Operação *Observa*

Para o estado de operação *Observa*, foram realizados dois testes $RS5_a$ e $RS5_b$ (ver Tabela 3.1), com o sistema $UPQC-H_{BDG}$ operando no modo ilhado, os quais são apresentados na Tabela 3.8 e nas Figuras 3.10 e 3.11. O objetivo destes testes é avaliar o desempenho do sistema proposto no estado de operação citado perante variações na geração. Para isso, são assumidas as seguintes condições de geração e carga, conforme apresentado na Tabela 3.1, como segue: a) no caso do teste $RS5_a$ $P_{Lac} = 840$ W; $P_{DGac} = 500$ W; $P_{Ldc} = 350$ W; $P_{DGdc} = 500$ W; $P_{DGpv} = 500$ W; b) no caso do teste $RS5_b$ $P_{Lac} = 840$ W; $P_{DGac} = 0$ W; $P_{Ldc} = 350$ W; $P_{DGdc} = 500$ W; $P_{DGpv} = 500$ W. Nota-se que são condições muito similares, se diferindo apenas quanto à geração P_{DGac} , a qual é nula no teste $RS5_b$. Dessa forma, os saldos de potência para os testes $RS5_{a,b}$, os quais são calculados conforme (3.2), se diferem em 500 W, sendo $SP_{RS5_a} = 290$ W e $SP_{RS5_b} = -210$ W.

Observando os resultados mostrados nas Figuras 3.10 e 3.11, é possível perceber a semelhança entre os testes $RS5_a$ e $RS5_b$, como segue: as tensões $v_{p(a,b,c)}$ [ver Figuras 3.10 (a), (b), (c) e 3.11 (a), (b), (c)] fornecidas para as sub-redes ac são senoidais e equilibradas, bem como a tensão v_{pdc} [ver Figuras 3.10 (d) e 3.11 (d)] fornecida para a sub-rede dc é mantida em sua referência de 200V, mostrando que as cargas estão adequadamente alimentadas. Por outro lado, a seguinte diferença é notada: no teste $RS5_a$ a corrente das baterias é positiva [ver Figuras 3.10 (d)], enquanto no teste $RS5_b$ a corrente é negativa [ver Figuras 3.11 (d)], o que indica, respectivamente, descarga e carga das baterias.

Na Tabela 3.8, nota-se que, em ambos os testes $RS5_a$ e $RS5_b$, a carga supera a geração na sub-rede ac ($P_{\mu Gac} > 0$ W) enquanto a geração supera a carga na sub-rede dc ($P_{\mu Gdc} > 0$ W). Assim, o fluxo de potência ativa será similar em ambos os testes, ou seja, o fluxo em questão parte da sub-rede dc , é absorvido na conexão dc do conversor paralelo híbrido, e então o mesmo conversor, por meio de sua conexão ac , fornece potência ativa ($P_{pac} > 0$ W) para a sub-rede ac .

Tabela 3.8 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes $RS5_{a,b}$

Teste	Potência Ativa [W]					
	$P_{\mu Gac}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu Gdc}$
$RS5_a$	344	344	-282	500	24	-150
$RS5_b$	844	844	216	500	22	-150

Teste	THD [%]		
	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}
$RS5_a$	0,9	0,9	0,9
$RS5_b$	0,9	0,9	0,9

Sentido das potências

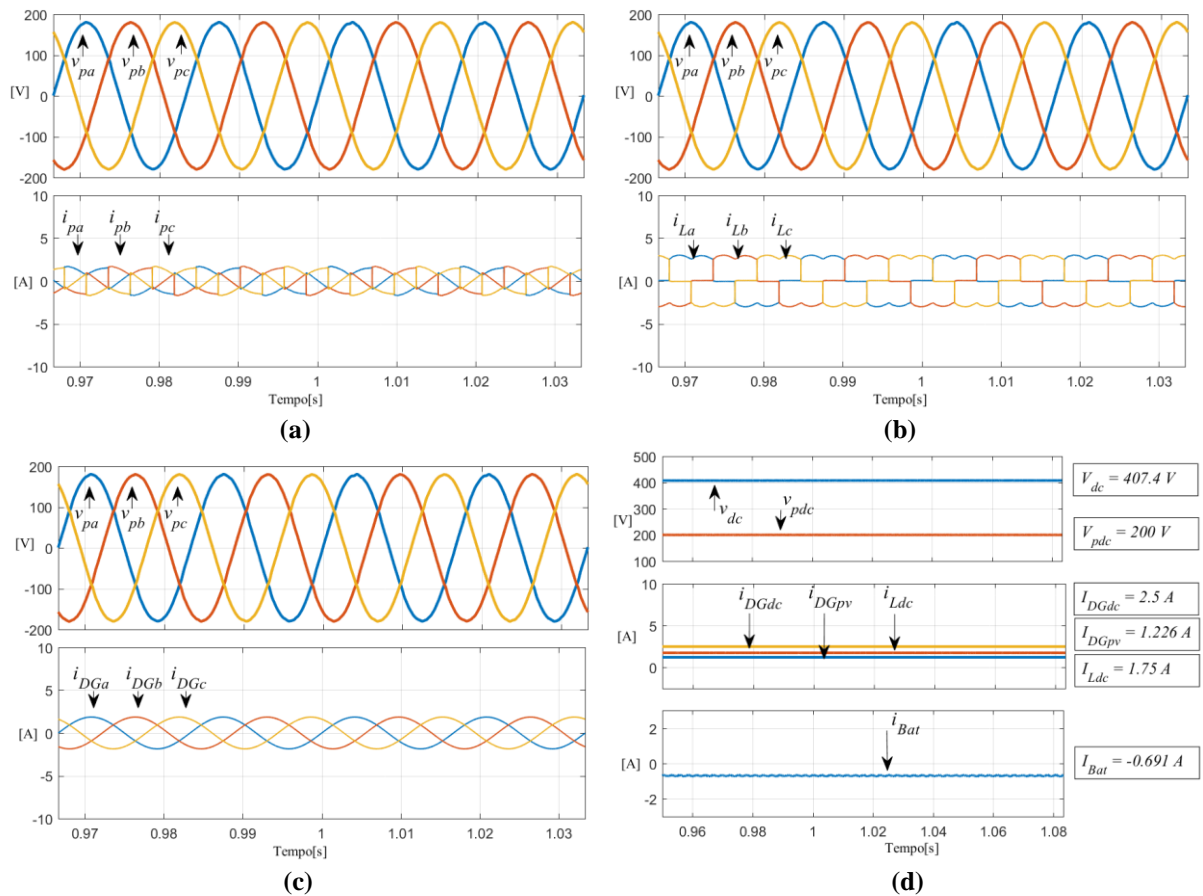


Figura 3.10 – $RS5_a$: a) conexão ac do conversor paralelo híbrido; b) Carga ac; c) DG na sub-rede ac; d) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

Por outro lado, o que diferencia os fluxos de potência que ocorrem durante os testes $RS5_a$ e $RS5_b$ é o sentido da potência nas baterias, sendo que no caso do teste $RS5_a$ $P_{pac} > 0$ W, enquanto que no teste $RS5_b$ $P_{pac} < 0$ W, coincidindo com o comportamento de SP_{RS5_a} e SP_{RS5_b} , respectivamente.

Considerando os resultados apresentados, constata-se que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ é capaz de manter a microrrede em operação fazendo uso das gerações e, quando necessário, da energia armazenada das baterias. Além disso, pode ser notado que o saldo de energia está diretamente relacionado com a carga ou descarga das baterias. Sabendo que uma variação de

carga, ou mesmo uma variação na geração, levaria à alteração do saldo de potência, é possível inferir que o sistema $UPQC-H_{BDG}$ também é capaz de manter a microrrede alimentada durante uma eventual variação de carga ou geração.

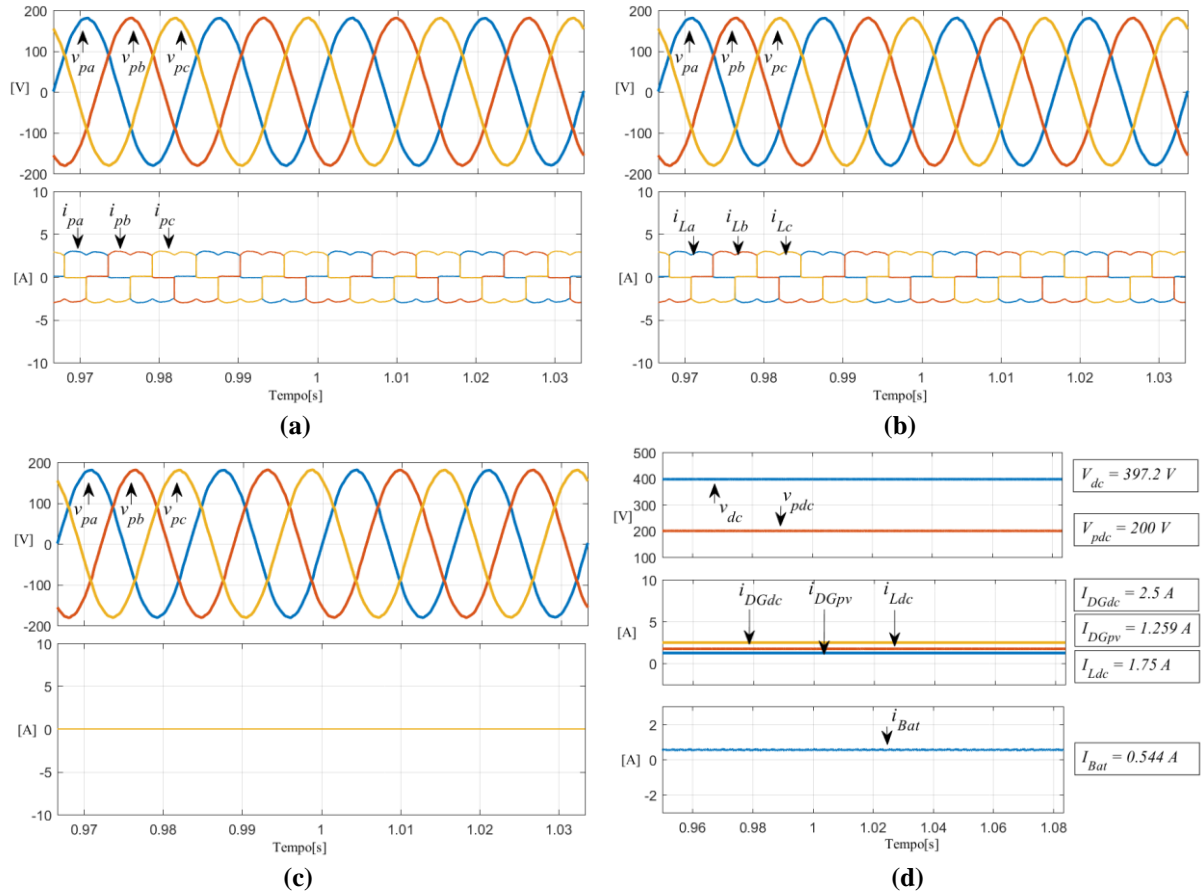


Figura 3.11 – $RS5_b$: a) conexão ac do conversor paralelo híbrido; b) Carga ac; c) DG na sub-rede ac; d) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

3.3.2 Estado de Operação Descarga

Para o estado de operação *Descarga*, foi realizado o teste $RS6$ (ver Tabela 3.1) com o sistema $UPQC-H_{BDG}$ operando no modo ilhado, o qual é apresentado na Tabela 3.9 e na Figura 3.12. Conforme apresentado na Tabela 3.1, neste teste são assumidas as seguintes condições de geração e carga, como segue: $P_{L_{ac}} = 840 \text{ W}$; $P_{DG_{ac}} = 500 \text{ W}$; $P_{L_{dc}} = 350 \text{ W}$; $P_{DG_{dc}} = 500 \text{ W}$; $P_{DG_{pv}} = 0 \text{ W}$. Nota-se que são condições muito similares às utilizadas no teste $RS5_a$, se diferenciando apenas quanto à geração $P_{DG_{pv}}$, a qual é nula neste teste, cujo intuito é buscar a descarga das baterias. Dessa forma, o saldo de potência para o teste $RS6$, calculado conforme (3.2), é igual a $SP_{RS3_b} = -290 \text{ W}$.

Considerando os resultados $RS5_a$ e $RS6$ apresentados, constata-se que é possível descarregar as baterias durante o modo de operação ilhado ao desativar a geração PV acoplada ao barramento dc , desde que com esse processo o saldo de energia do sistema se torne negativo, levando à inversão no sentido da corrente i_{Bat} .

3.4 TRANSIÇÃO DE MODO DE OPERAÇÃO

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações no teste $RS7$, onde são executadas as transições do modo de operação conectado para ilhado e vice-versa. O objetivo desse teste é avaliar a capacidade do sistema $UPQC-H_{BDG}$ em fornecer energia para a microrrede durante tais transições. Assim, o sistema inicia operação no modo conectado, passa para modo ilhado e, após dois ciclos da rede, retorna para o modo conectado, como mostrado na Figura 3.13 (a). Durante todo o teste, seja em modo conectado ou ilhado, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ opera no estado *Observa*. Além disso a condição de plena carga é adotada ($P_{Lac} = 2600$ W e $P_{Ldc} = 1100$ W), sem qualquer geração local. Visto que em tal condição a microrrede depende unicamente das baterias para manter o modo de operação ilhado, essa seria a condição mais crítica para ilhamento.

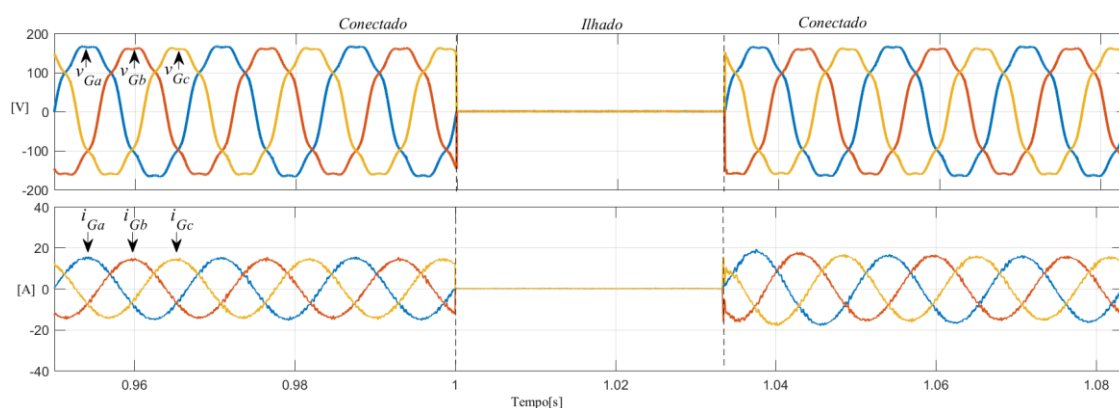
Em uma aplicação ainda existe a necessidade de uma técnica de detecção de ilhamento para identificar a ausência da rede elétrica, e uma técnica de reconexão para estabelecimento do sincronismo com a rede da concessionária após seu retorno (Khadem *et al.*, 2015). Entretanto, o teste apresentado trata-se de uma desconexão e reconexão espontânea que permite avaliar as dinâmicas nas tensões e correntes de interesse causadas apenas pela estrutura eletrônica e de controle que compõem sistema $UPQC-H_{BDG}$. Dessa forma, neste teste a desconexão é executada sem depender de um algoritmo para detecção de ilhamento, enquanto a reconexão não depende do restabelecimento de sincronismo com a rede da concessionária.

Na Figura 3.13 (b) é possível perceber que a carga ac é continuamente alimentada com tensões senoidais e equilibradas ($v_{p(a,b,c)}$) sem haver interrupções durante as transições de modo de operação. Já na Figura 3.13 (c), nota-se que o conversor paralelo híbrido atua na supressão harmônica por meio de sua conexão ac ($i_{p(a,b,c)}$) durante o modo conectado e imediatamente após a desconexão da rede esse conversor imediatamente assume o fornecimento de toda corrente para a carga ac .

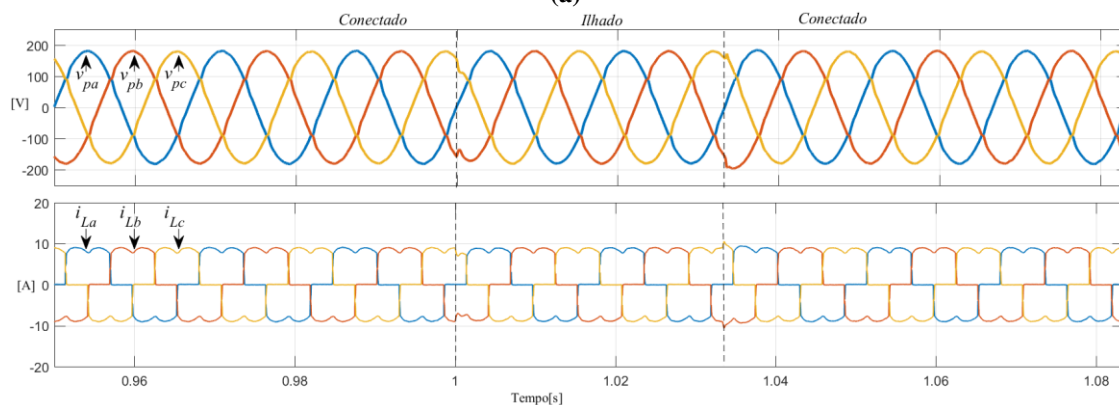
No caso da Figura 3.13 (d), constata-se que o conversor paralelo híbrido sempre alimenta a carga dc com tensões reguladas (v_{pdc}), seja em modo conectado ou ilhado. Nesta

mesma figura também é possível perceber que no modo de operação ilhado é drenado corrente das baterias (i_{Bat}) de modo a fornecer a potência necessária demandada pelas cargas *ac* e *dc*.

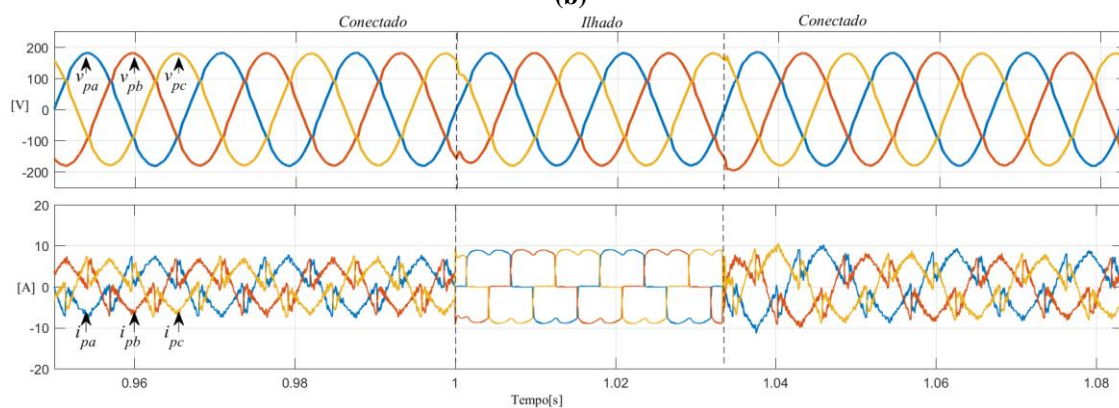
Além disso, nota-se dinâmicas de aproximadamente 10ms para a corrente i_{Bat} se estabilizar após as transições entre os modos de operação do sistema, as quais se relacionam com o comportamento dinâmico inerente das baterias [ver Figura 3.13 (d)]. Além disso, outras dinâmicas mais rápidas, em torno de 1,4 ms, também podem ser observadas envolvendo as correntes $i_{p(a,b,c)}$, $i_{L(a,b,c)}$ e as tensões $v_{p(a,b,c)}$, as quais estão associadas à dinâmica do controle de tensão oriundo da perturbação relacionada com a variação entre a diferença entre as correntes da rede concessionária ($i_{G(a,b,c)}$) e as da carga $i_{L(a,b,c)}$.



(a)



(b)



(c)

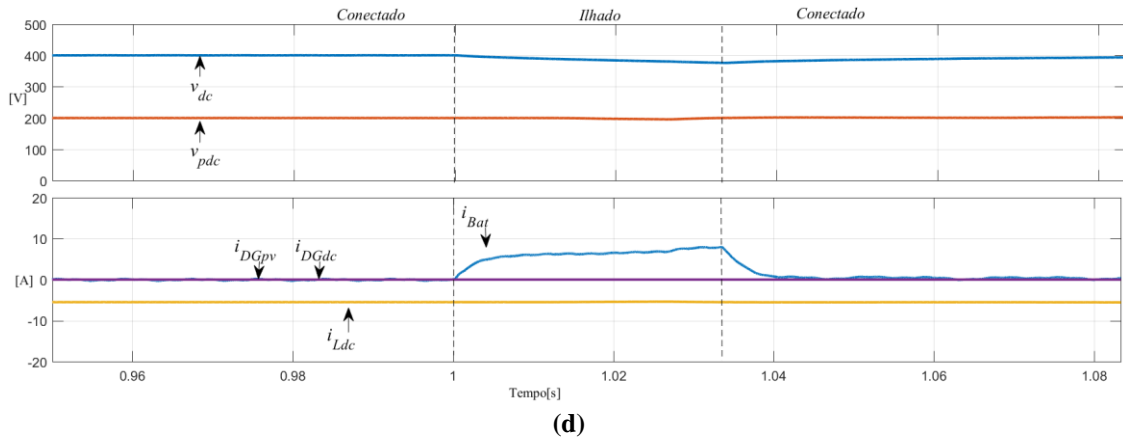


Figura 3.13 – RS7: a) rede concessionária b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

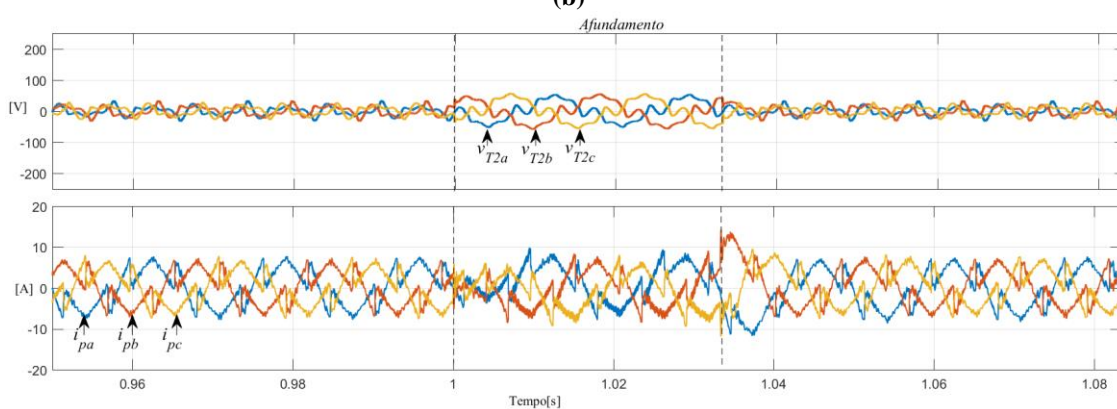
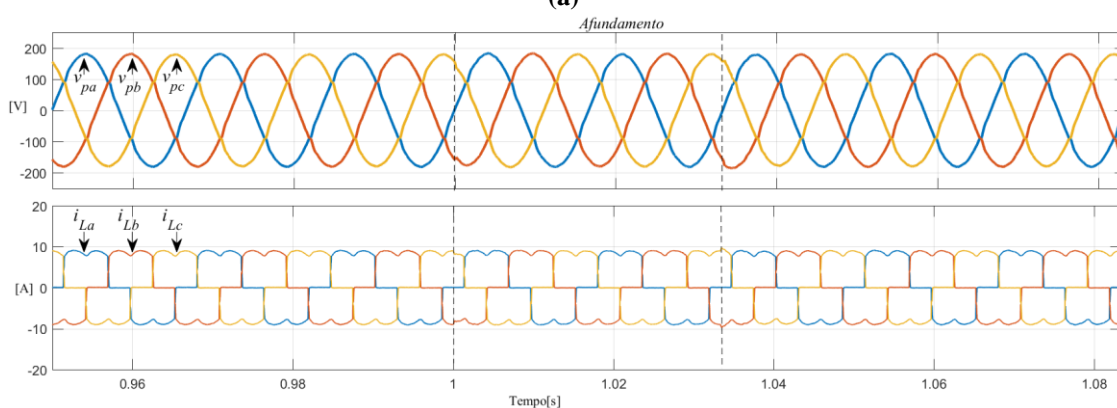
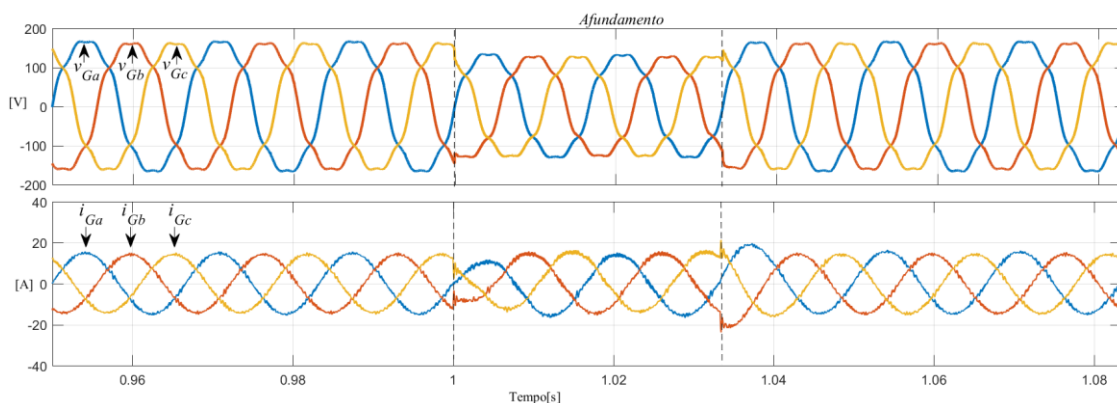
3.5 AFUNDAMENTO DE TENSÃO

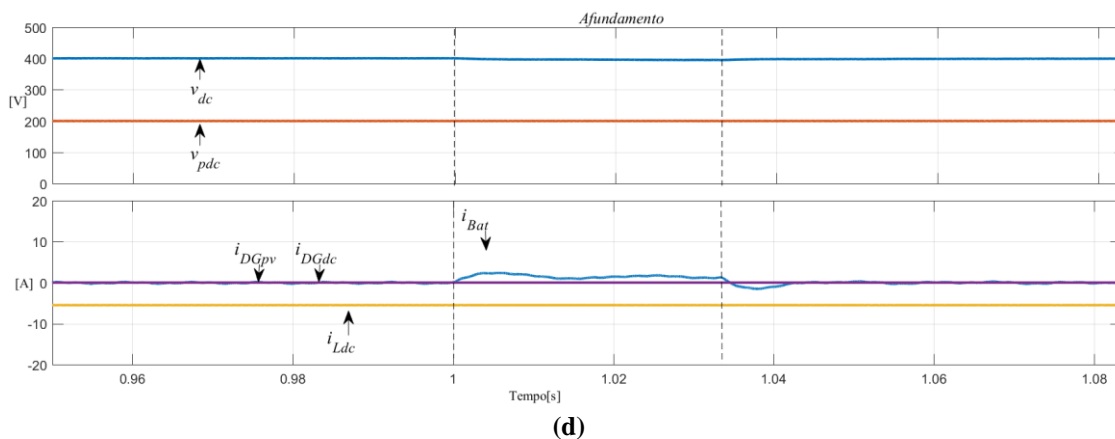
Nesta seção são apresentados os resultados das simulações no teste *RS8*, no qual é considerado afundamento de 20% em cada uma das três tensões trifásicas da rede elétrica da concessionária $v_{G(a,b,c)}$. O objetivo desse teste é avaliar o desempenho do sistema *UPQC-H_BDG* diante da ocorrência de tal distúrbio. Além do afundamento de tensão, a distorção harmônica é mantida nas tensões $v_{G(a,b,c)}$ da mesma forma que foi realizado nos testes de simulação já apresentado. Assim, o sistema inicia operação com nível de tensão nominal na rede concessionária, passa a operar com tensões reduzidas e, após dois ciclos da rede, retorna a operar com tensões nominais, como mostrado na Figura 3.14 (a). Durante todo o teste, o sistema *UPQC-H_BDG* opera no estado *Observa*, mesmo durante o afundamento. Além disso a condição de plena carga é adotada ($P_{Lac} = 2600 \text{ W}$ e $P_{Ldc} = 1100 \text{ W}$), sem qualquer geração local.

Na Figura 3.13 (b) é possível perceber que a carga *ac* é continuamente alimentada com tensões senoidais e equilibradas ($v_{p(a,b,c)}$) mesmo durante o afundamento de tensão. Além disso, nota-se dinâmicas rápidas, quase imperceptíveis, nas correntes $i_{p(a,b,c)}$, $i_{L(a,b,c)}$ e nas tensões $v_{p(a,b,c)}$. Já na Figura 3.13 (c), nota-se que o conversor série auxilia na compensação do afundamento de tensão ao absorver o diferencial de tensão entre rede concessionária e sub-rede *ac*, enquanto o conversor paralelo híbrido atua na supressão harmônica por meio de sua conexão *ac* ($i_{p(a,b,c)}$).

No caso da Figura 3.13 (d), constata-se que o conversor paralelo híbrido sempre alimenta a carga *dc* com tensões reguladas (v_{pdc}), mesmo durante o afundamento de tensão. Nesta mesma figura também é possível perceber que durante o afundamento é drenada corrente das baterias (i_{Bat}), principalmente no início do distúrbio. Isso se explica pelo fato do

afundamento levar à redução da potência drenada da rede elétrica no início do afundamento, quando o controle da tensão v_{dc} ainda não teve tempo para atuar. Com o passar do tempo o controlador da tensão v_{dc} vai ajustando as correntes da rede concessionária ($i_{G(a,b,c)}$) de forma que a corrente drenada das baterias vai diminuindo.





(d)
Figura 3.14 – RS8: a) rede concessionária b) conexão ac do conversor paralelo híbrido; c) Carga ac; d) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

3.6 CONCLUSÕES PARCIAIS

Por meio dos testes de simulação apresentados neste capítulo comprovou-se o funcionamento do sistema visto os diferentes estados de operação possíveis para os modos conectado e ilhado. É possível validar com os resultados apresentados a eficácia da operação do sistema ao processar as trocas bidirecionais de energia ativa dentro da microrrede híbrida bem como entre a microrrede e a rede concessionária, sendo consideradas alterações na geração e/ou carga, bem como na carga e descarga das baterias. Além disso o sistema mostra-se capaz de lidar com o processamento de potência ativa para despacho de potência, bem como com processamento de potência harmônica para supressão de correntes harmônicas e compensação de tensões harmônicas. Por fim, em todos os testes foram observadas correntes na rede concessionária senoidais, tensões na sub-rede ac senoidais e reguladas, bem como tensões na sub-rede *dc* regulada, mostrando a eficácia da estratégia de controle utilizada.

Visto a validação do sistema proposto por meio de testes de simulação, no próximo capítulo o desempenho do sistema é avaliado experimentalmente.

4 RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Nesta seção os resultados experimentais são apresentados no intuito de validar a proposta por meio de testes práticos do sistema. Assim como realizado nos testes de simulação, os resultados serão apresentados para o sistema $UPQC-H_{BDG}$ para alcançar a validação completa da proposta.

Inicialmente apresenta-se os parâmetros e o esquemático do experimento. Em seguida os resultados para todos os estados de operação envolvidos no modo de operação conectado à rede são apresentados. Na sequência, os resultados para o modo de operação ilhado também são apresentados considerando todos os estados de operação relacionados.

4.1 PARÂMETROS E ESQUEMÁTICO DO EXPERIMENTO

Para validação experimental da proposta do trabalho foi construído um protótipo de 9,5kW do sistema $UPQC-H_{BDG}$ aplicado em sistemas trifásicos a três fios. O esquema completo do protótipo construído é mostrado na Figura 4.1, enquanto as fotos do protótipo são mostradas na Figura 4.2.

Como pode ser notado na Figura 4.1, os algoritmos de controle propostos foram embarcados em *DSC (Digital Signal Controller)*. Para isso, utilizou-se a técnica de discretização trapezoidal, bem como os parâmetros elétricos do sistema $UPQC-H_{BDG}$ e de controle utilizados na experimentação, os quais são mostrados nas Tabelas 3.2 e 3.3, respectivamente. Na Figura 4.2 (a), é possível perceber que o $UPQC-H_{BDG}$ foi implementado em dois conversores (A e B). Além disso, na Figura 4.2 (b), é possível notar a presença do banco de baterias.

No que diz respeito à implementação dos sistemas de geração, não foram utilizados painéis *PV* reais para gerações *dc* ou geradores eólicos reais para geração *ac*, em vez disso foram utilizados emuladores de geração de modo a tornar possível criar diferentes condições de operação para teste do sistema $UPQC-H_{BDG}$, independentemente das condições ambientais ou horas do dia. Na Figura 4.2 (b) nota-se a geração local conectada à sub-rede *ac* (DG_{ac}), a qual é emulada por um inversor adicional tendo seu barramento *dc* alimentado por um retificador não controlado isolado com entrada conectada à rede elétrica. Por sua vez, na mesma figura, observa-se a geração local conectada à sub-rede *dc* (DG_{dc}) e a geração conectada ao conversor *Boost* (DG_{pv}), as quais são emuladas utilizando uma fonte de corrente *dc* e um retificador não controlado isolado com entrada conectada à rede elétrica, respectivamente.

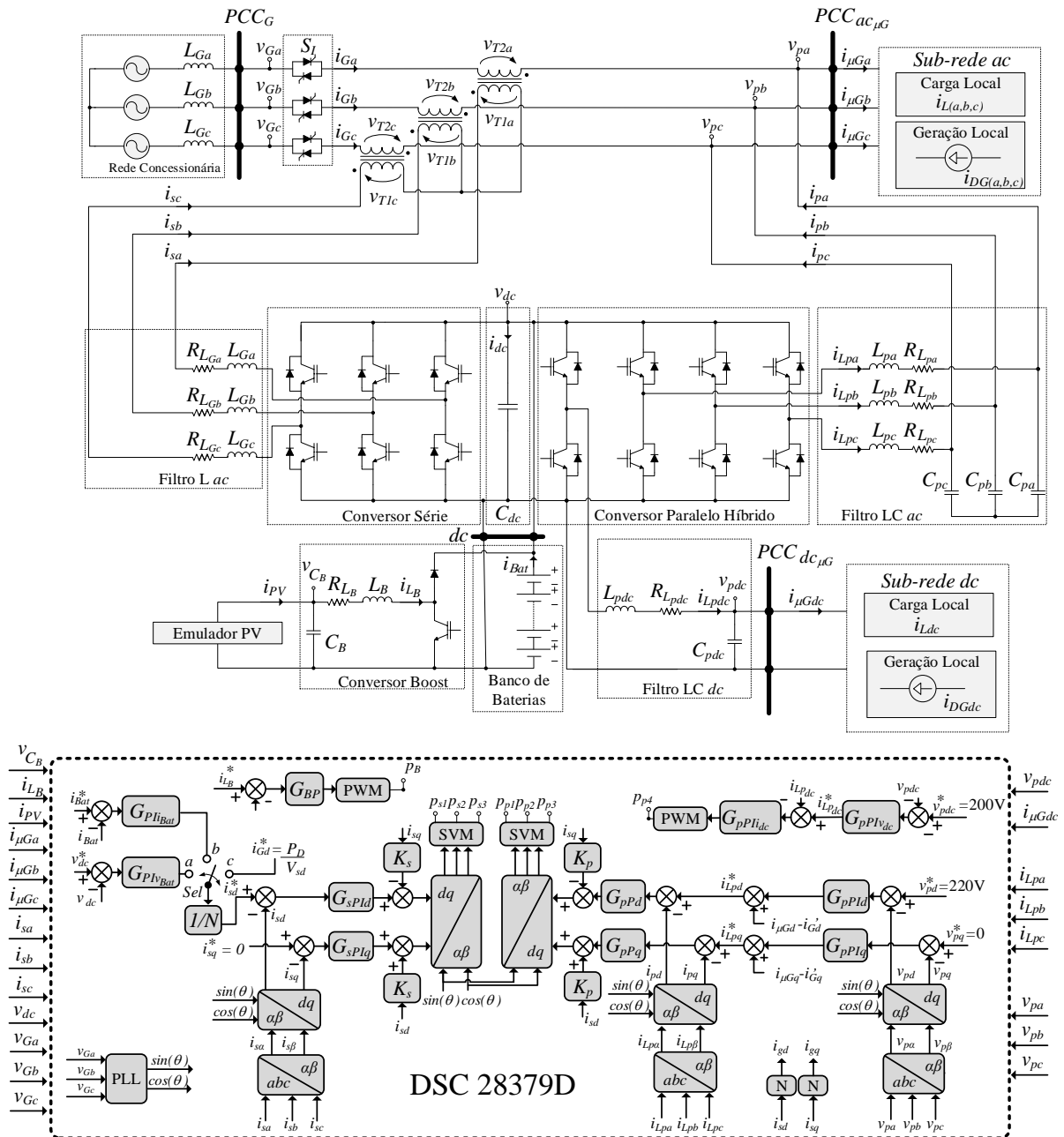
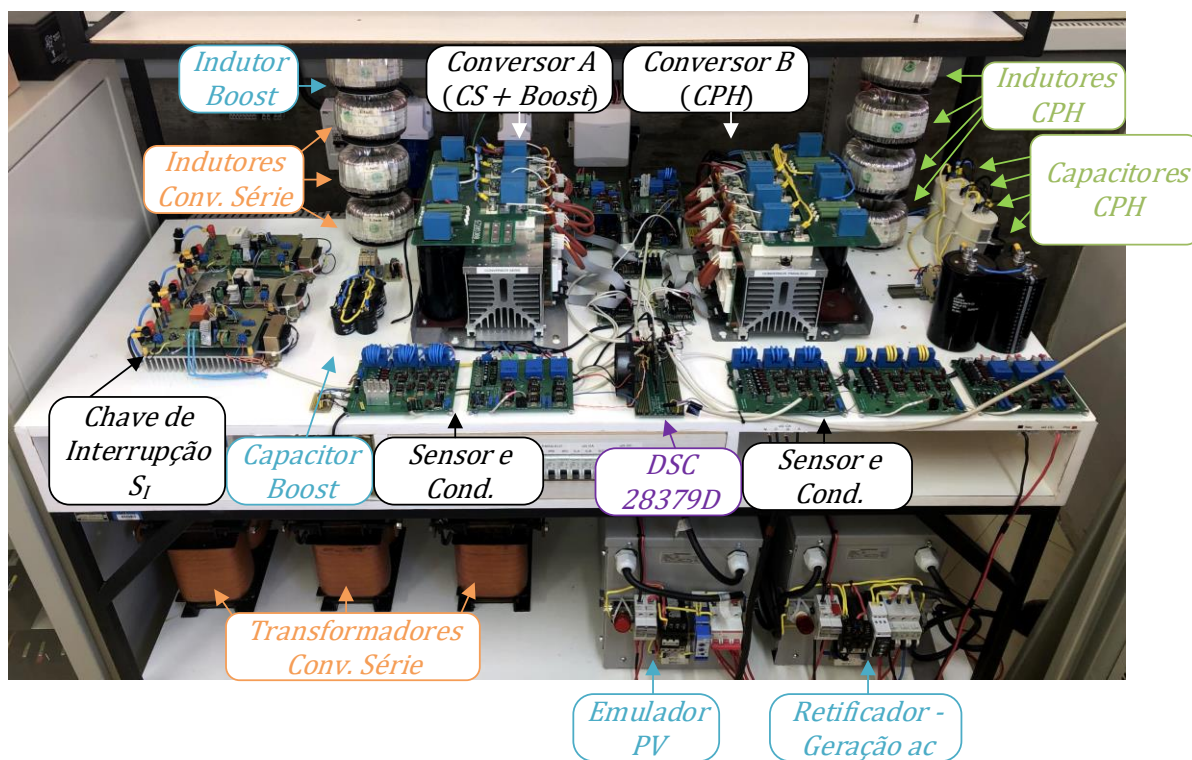
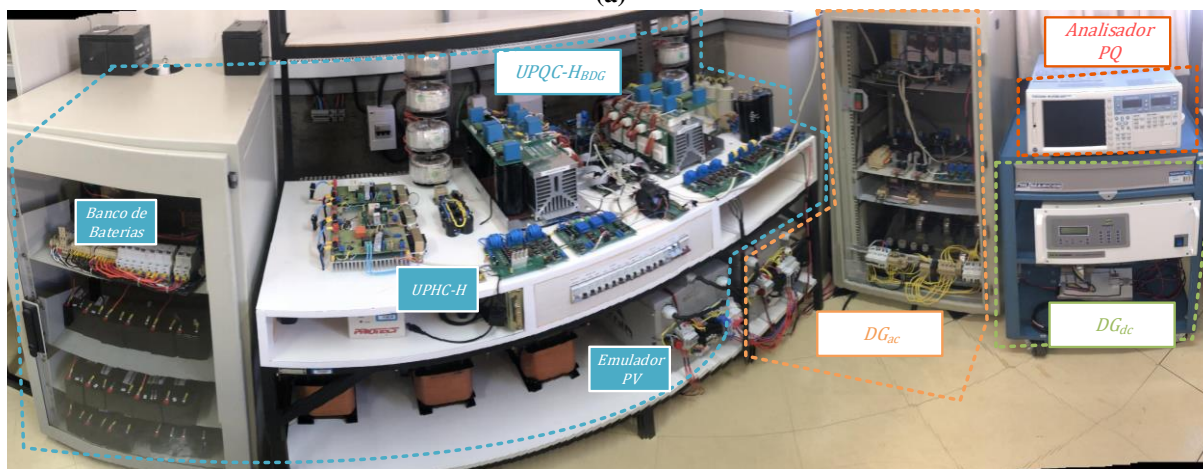


Figura 4.1 – Esquemático completo do protótipo do sistema $UPQC-H_{BDG}$ construído em laboratório.
 Fonte: Autoria Própria

Quanto às cargas, os mesmos tipos utilizados nas simulações são também utilizados durante os testes experimentais, ou seja, no papel de carga ac é utilizado um retificador trifásico com carga RC conectada ao barramento dc de saída do retificador, enquanto no papel de carga dc é empregada uma carga resistiva, sendo possível a seleção de diferentes potências para ambas as cargas, conforme já informado na Tabela 3.2. No caso das baterias, essas sempre foram utilizadas durante os testes práticos estando com carga alta (estima-se $SOC > 75\%$), para garantir isso antes de cada sequência de testes as baterias foram recarregadas.



(a)



(b)

Figura 4.2 – Protótipo construído: a) detalhe dos conversores de potência do sistema $UPQC-H_{BDC}$; b) visão geral.

Fonte: Autoria Própria

A Tabela 4.1 mostra o resumo dos testes experimentais desenvolvidos. É possível notar que, de maneira geral, os mesmos testes de simulação $RS1$ a $RS6$ (ver Tabela 3.1) são realizados experimentalmente por meio dos testes $RE1$ a $RE6$ no intuito de validar a proposta do trabalho também com ensaios experimentais. Algumas diferenças na amplitude das potências de carga e geração podem aparecer entre os testes de simulação (ver Tabela 3.1) e práticos (ver Tabela 4.1), o que não compromete a validade de cada teste. Os resultados de tais testes experimentais

(RE1 a RE6) são apresentados ao longo desse capítulo na mesma sequência que mostrado na Tabela 4.1 e agrupados por estado e modo de operação. Inicialmente são apresentados os testes conectados à rede, ou seja: $RE1_{(a,b)}$, $RE2_{(a,b)}$, $RE3_{(a,b)}$ e $RE4_{(a,b)}$, em seguida são apresentados os testes ilhados, sendo eles os testes $RE5_{(a,b)}$ e $RE6$.

Tabela 4.1 – Testes Experimentais

Modo de operação Conectado à rede						
<i>Teste</i>	<i>Potência da Carga [W]</i>		<i>Potência da Geração [W]</i>			<i>Estado de Operação</i>
	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>PV</i>	
RE1a	2600	1100	0	0	0	<i>Carga</i>
RE1b	0	0	2500	1500	1300	
RE2a	860	1100	2500	500	1300	<i>Observa</i>
RE2b	1700	130	1500	1500	1300	
RE3a	860	350	2160	1500	1300	<i>Despacho</i>
RE3b	860	350	2000	1500	1300	
RE4a	2600	1100	0	0	0	<i>Descarga</i>
RE4b	0	0	2500	1500	1300	
Modo de Operação Ilhado						
<i>Teste</i>	<i>Potência da Carga [W]</i>		<i>Potência da Geração [W]</i>			<i>Estado de Operação</i>
	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>ac</i>	<i>dc</i>	<i>PV</i>	
RE5a	700	350	870	500	500	<i>Observa</i>
RE5b	700	350	500	500	500	
RE6	700	350	500	500	0	<i>Descarga</i>

4.2 OPERAÇÃO CONECTADA À REDE

Nesta seção são apresentados os resultados experimentais do sistema $UPQC-H_{BDG}$ para o modo conectado à rede concessionária. Para os estados de operação *Carga*, *Observa*, *Despacho* e *Descarga* são apresentados os pares de resultados $RE1_{(a,b)}$, $RE2_{(a,b)}$, $RE3_{(a,b)}$ e $RE4_{(a,b)}$ nos pares de Figuras 4.3 e 4.4, 4.5 e 4.6, 4.7 e 4.8, e, por fim, 4.9 e 4.10, respectivamente. Em tais figuras, são mostradas as formas de onda das seguintes correntes e tensões *ac* e *dc* medidas, de acordo com o esquemático da Figura 4.1: na rede elétrica ($v_{G(a,b,c)}$, $i_{G(a,b,c)}$); na conexão *ac* do conversor paralelo híbrido ($v_{p(a,b,c)}$, $i_{p(a,b,c)}$); no enrolamento secundário do transformador série ($v_{T2(a,b,c)}$); na carga *ac* ($i_{L(a,b,c)}$); na geração da sub-rede *ac*

($i_{DG(a,b,c)}$); no barramento dc (v_{dc}); nas baterias (i_{Bat}); na geração PV ($i_{DG_{pv}}$); na conexão dc do conversor paralelo híbrido (v_{pdc}); e na geração da sub-rede dc ($i_{DG_{dc}}$). É importante observar que, quando as correntes $i_{L(a,b,c)}$ ou $i_{DG(a,b,c)}$ são nulas, essas são omitidas das figuras. Já nas Tabelas 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 são mostrados os valores medidos das principais potências e $THDs$ do sistema que permitem avaliar o fluxo de potência e a qualidade de energia.

Quanto à qualidade de energia, ao analisar os testes experimentais nas Figuras de 4.3 a 4.10, é possível observar, na presença de carga ac , o processamento de potência harmônica pela conexão ac conversor paralelo híbrido ($i_{p(a,b,c)}$) que realiza a supressão harmônica das correntes da rede concessionária ($i_{G(a,b,c)}$), bem como a imposição de tensão harmônica pelo conversor série através do transformador ($v_{T2(a,b,c)}$) de forma a obter tensões senoidais na sub-rede ac ($v_{p(a,b,c)}$). Além disso, ressalta-se que nenhuma ondulação de tensão sobreposta à tensão v_{pdc} é observada, mesmo quando a carga não linear é conectada à sub-rede ac .

Por sua vez, ao analisar as Tabelas 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 e o caminho dos fluxos de potência resultantes ao longo dos testes experimentais $RE1_{(a,b)}$, $RE2_{(a,b)}$, $RE3_{(a,b)}$ e $RE4_{(a,b)}$, é possível notar que são idênticos aos observados nos testes de simulação $RS1_{(a,b)}$, $RS2_{(a,b)}$, $RS3_{(a,b)}$ e $RS4_{(a,b)}$, respectivamente, validando a análise já apresentada.

Dessa forma, é possível verificar, agora experimentalmente, que o sistema proposto é capaz de realizar as seguintes funções: i) operar a carga das baterias independente das condições de carga e geração na microrrede ($RE1_{(a,b)}$ – ver Figuras 4.3 e 4.4); ii) determinar a potência na rede concessionária que estabelece o balanço de potência sem necessidade de fazer uso das baterias ($RE2_{(a,b)}$ – ver Figuras 4.5 e 4.6); iii) manter constante a potência na rede concessionária mesmo com variação de geração ou carga ($RE3_{(a,b)}$ – ver Figuras 4.7 e 4.8); iv) operar a descarga das baterias independente das condições de carga e geração na microrrede ($RE4_{(a,b)}$ – ver Figuras 4.9 e 4.10).

Além disso, considerando todos os testes experimentais apresentados nessa seção, é possível verificar, agora na prática, que o sistema proposto atua como: i) formador de rede ao controlar as tensões $v_{p(a,b,c)}$ e v_{pdc} ; ii) supridor de rede quando injeta potência na rede concessionária; e iii) suporte à rede quando realiza a melhoria da qualidade de energia elétrica.

Tabela 4.2 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RE1_{a,b}

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS1 _a	4191	-36,1	2610	-1608	-87	0	386,6	1105,8
RS1 _b	-4591	-78,4	-2447	2102	-87	1375	707	-1566
Teste	THD [%]							
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}		
RS1 _a	3,5	3,2	3,4	1,5	1,6	1,6		
RS1 _b	1,7	1,3	1,5	1,0	1,0	1,0		

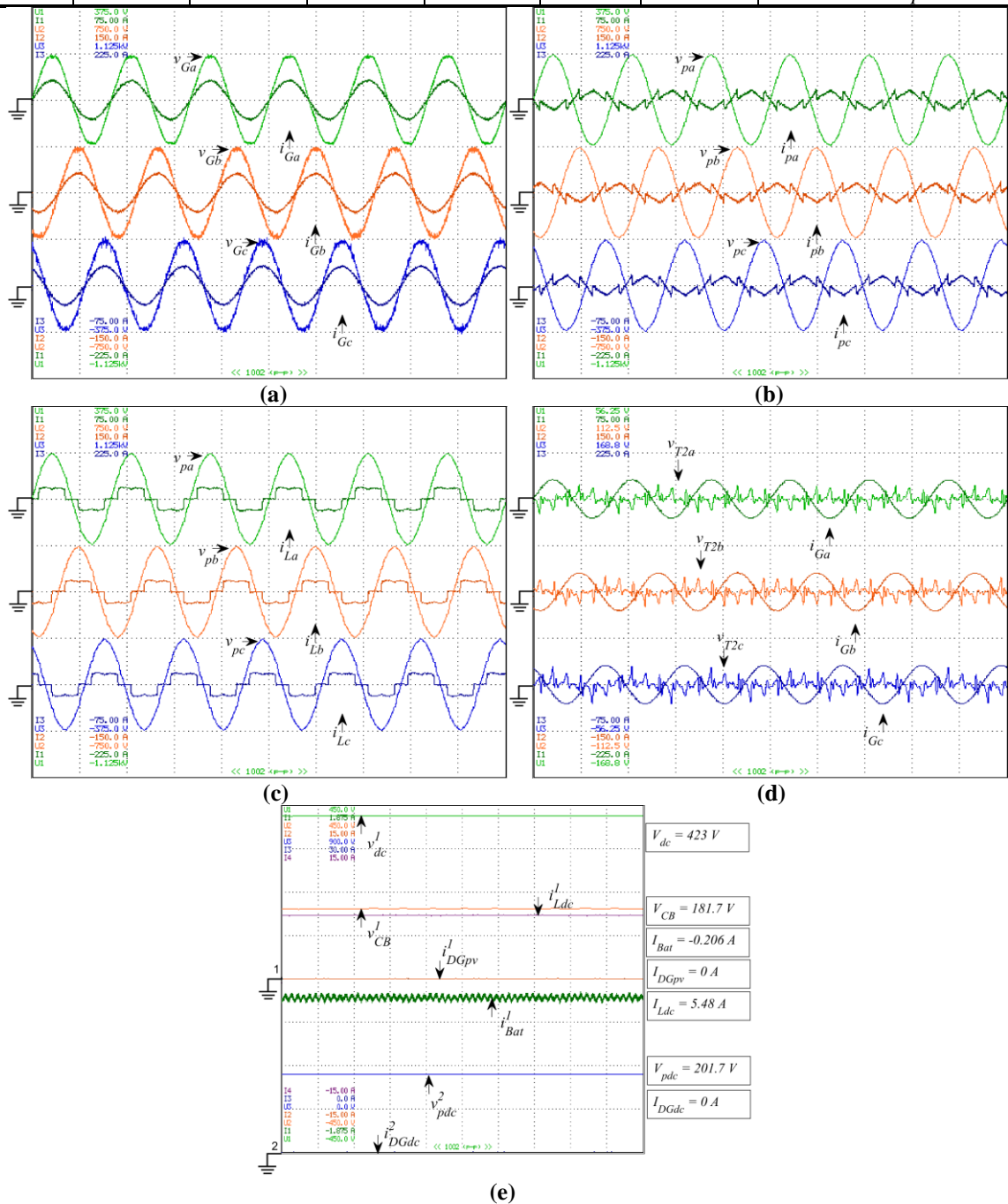
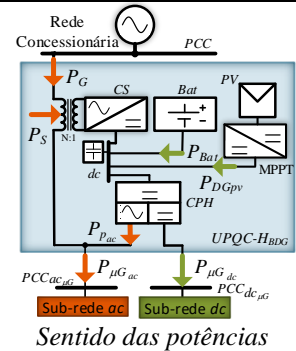


Figura 4.3 – RE1_a: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc. Fonte: Autoria Própria

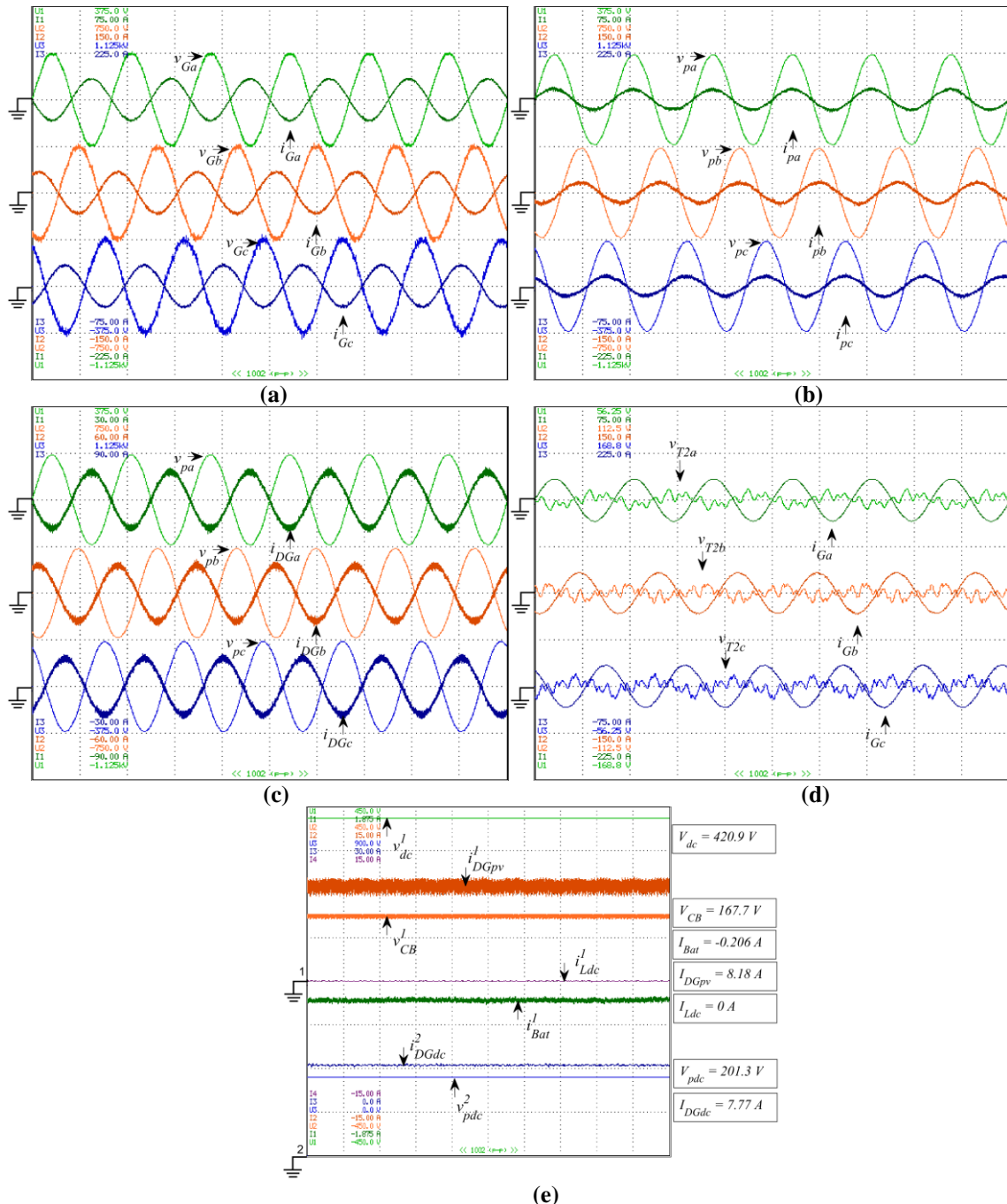


Figura 4.4 – RE1_b: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

Ainda nas Tabelas 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5, nota-se também que as *THDs* obtidas na prática também comprovam a eficácia do sistema para melhoria da qualidade de energia. Destaca-se que as *THDs* não passam da faixa de 5% para as correntes $i_{G(a,b,c)}$ chegando a abaixar para a faixa de 3% em plena carga (RE1_a – ver Tabela 4.2 e RE4_a – ver Tabela 4.5) e ainda para a faixa de 1% em testes de plena geração (RE1_b e RE4_b). Considerando a distorção de 29% das correntes de carga $i_{L(a,b,c)}$ os resultados mostram que o sistema é capaz de mitigar consideravelmente a circulação de correntes harmônicas na rede elétrica. No caso das tensões

$v_{p(a,b,c)}$, as *THDs* não passam de 2,0%, chegando a abaixar para 0,6% na ausência de correntes harmônicas, sempre abaixo do nível de 10,0% definido por norma (ANEEL, 2018).

Além das similaridades com os testes de simulação apresentados no Capítulo 3, os testes experimentais puderam revelar alguns aspectos não observados durante as simulações, no que diz respeito, principalmente, às perdas de operação, bem como variação de tensão nas baterias. No caso das tais perdas, essas se mostraram superiores às observadas nas simulações, o que acarreta em um dos dois aspectos dependendo do sentido de potência P_G : maior potência drenada da rede concessionária para testes onde $P_G > 0$ W, ou menor potência injetada na rede concessionária para testes onde $P_G < 0$ W, quando comparados os testes experimentais $RE1_{(a,b)}$, $RE2_{(a,b)}$, $RE3_{(a,b)}$ e $RE4_{(a,b)}$ com os testes de simulação $RS1_{(a,b)}$, $RS2_{(a,b)}$, $RS3_{(a,b)}$ e $RS4_{(a,b)}$, respectivamente. No caso específico do teste $RE3_{(a,b)}$, os quais apresentam $P_G < 0$ W, a diminuição da potência injetada foi realizada diminuindo a potência despachada para $P_D = -3120$ W. Com tal potência despachada, foi possível observar, agora na prática, a inversão do sentido da corrente da bateria, considerando os resultados $RE3_a$ e $RE3_b$, assim como já observado em simulação por meio dos testes $RS3_a$ e $RS3_b$.

Quanto à variação da tensão nas baterias (v_{dc}) entre um teste e outro, é possível observar que na prática a faixa de variação é maior do que observado na simulação. Quando a corrente da bateria é nula ($RE2_{(a,b)}$ – ver Figuras 4.5 e 4.6) a tensão v_{dc} permaneceu perto de 400V, como também observado nas simulações. Entretanto, a dinâmica da bateria se mostrou diferente na prática durante o carregamento das baterias, pois a tensão v_{dc} chega a valores em torno de 420 V ($RE1_b$, $RE3_{(a,b)}$ e $RE4_b$ – ver Figuras 4.4, 4.7, 4.8 e 4.10). Por outro lado, quando as baterias são descarregadas, a tensão v_{dc} chega a diminuir para valores em torno de 380V ($RE1_a$ e $RE4_a$ – ver Figuras 4.3 e 4.9). Mesmo com uma maior faixa de variação da tensão nas baterias, o funcionamento do sistema não foi afetado.

Com os resultados apresentados, constata-se a validação experimental do sistema *UPQC-H_BDG* para todos os estados de operação durante a conexão com a rede.

Tabela 4.3 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RE2_{a,b}

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS2 _a	-1924	-39	-1569	394	~0	1340	444	540,9
RS2 _b	-1894	-61	272	2227	~0	1330	596	-1432

Teste	THD [%]					
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}
RS2 _a	2,7	2,7	2,5	1,0	1,0	1,0
RS2 _b	2,9	2,6	2,5	1,0	1,0	1,0

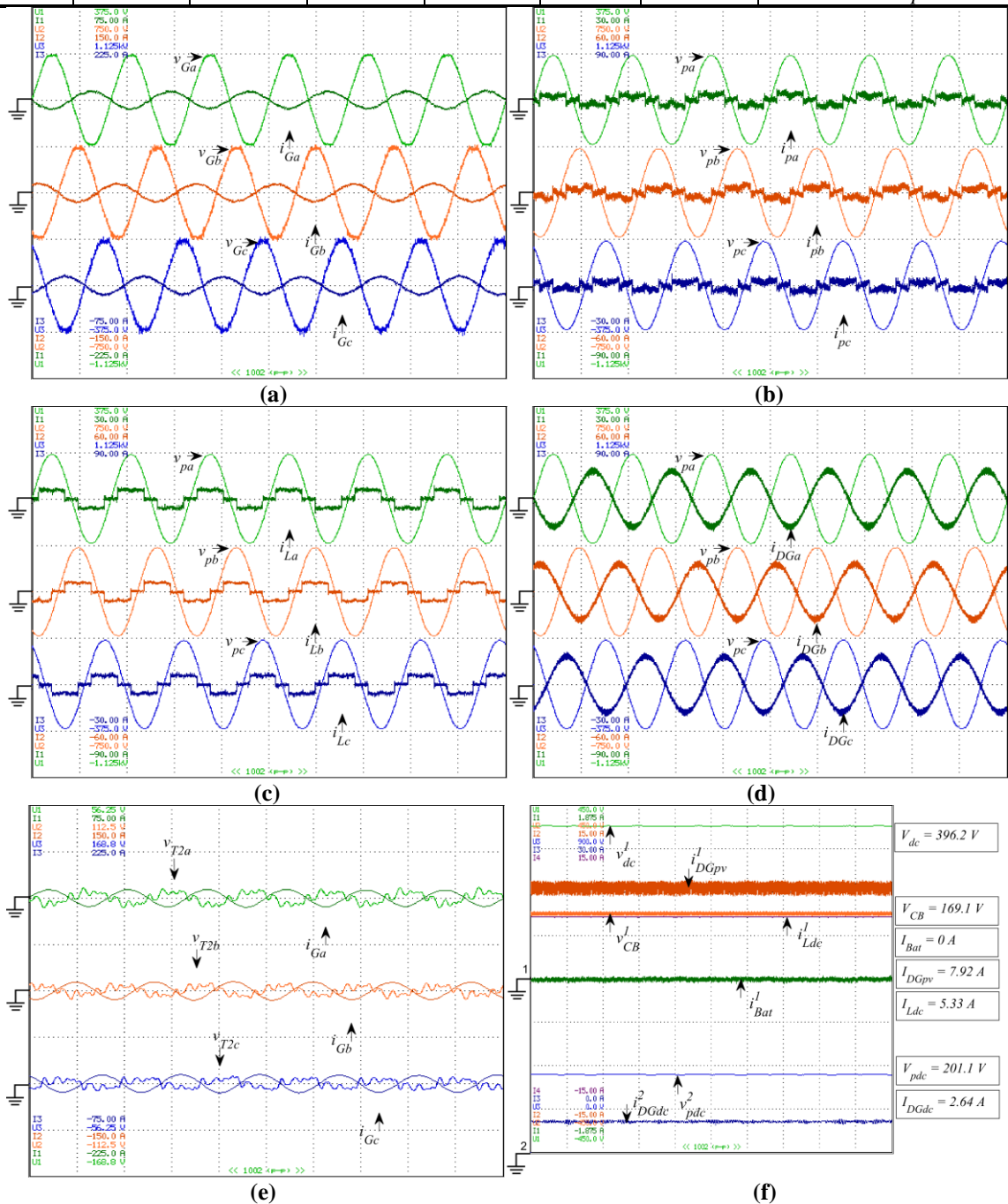
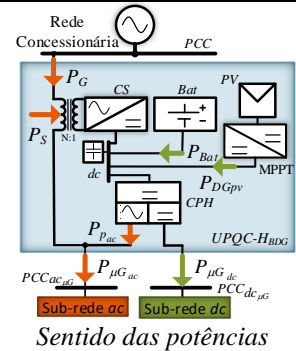


Figura 4.5 – RE2_a: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); e) Transformadores Série (10ms/DIV); f) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

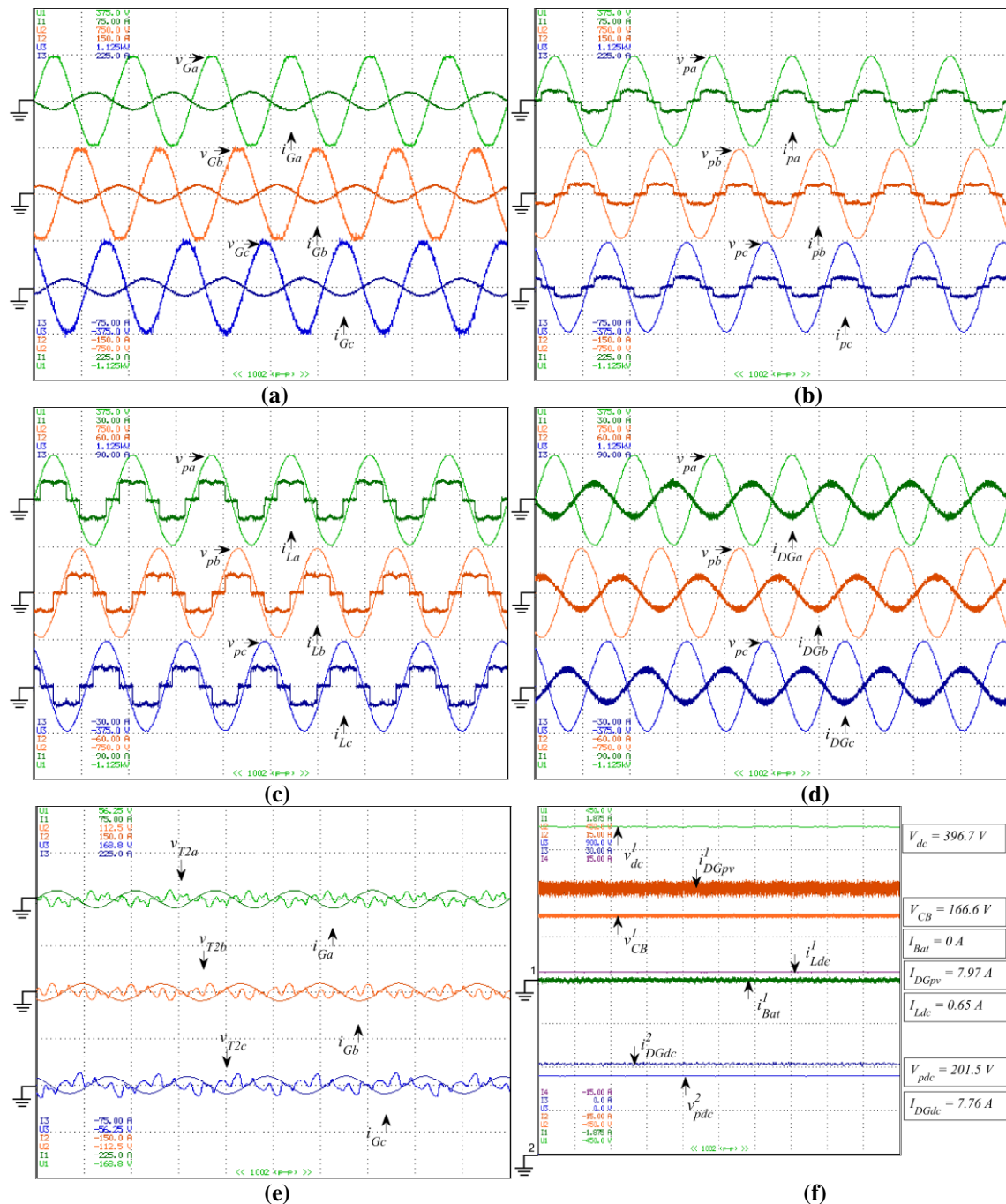


Figura 4.6 – $RE2_b$; a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); e) Transformadores Série (10ms/DIV); f) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.4 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes $RE3_{a,b}$

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
$RS3_a$	-3126	-39,4	-1297	1881	-86	1330	601	-1186
$RS3_b$	-3124	-42,4	-1074	2102	90	1335	660	-1185,5
Teste	THD [%]							
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}		
$RS3_a$	5,0	4,7	4,8	0,9	0,9	0,9		
$RS3_b$	5,9	5,4	5,3	1,2	1,4	1,3		

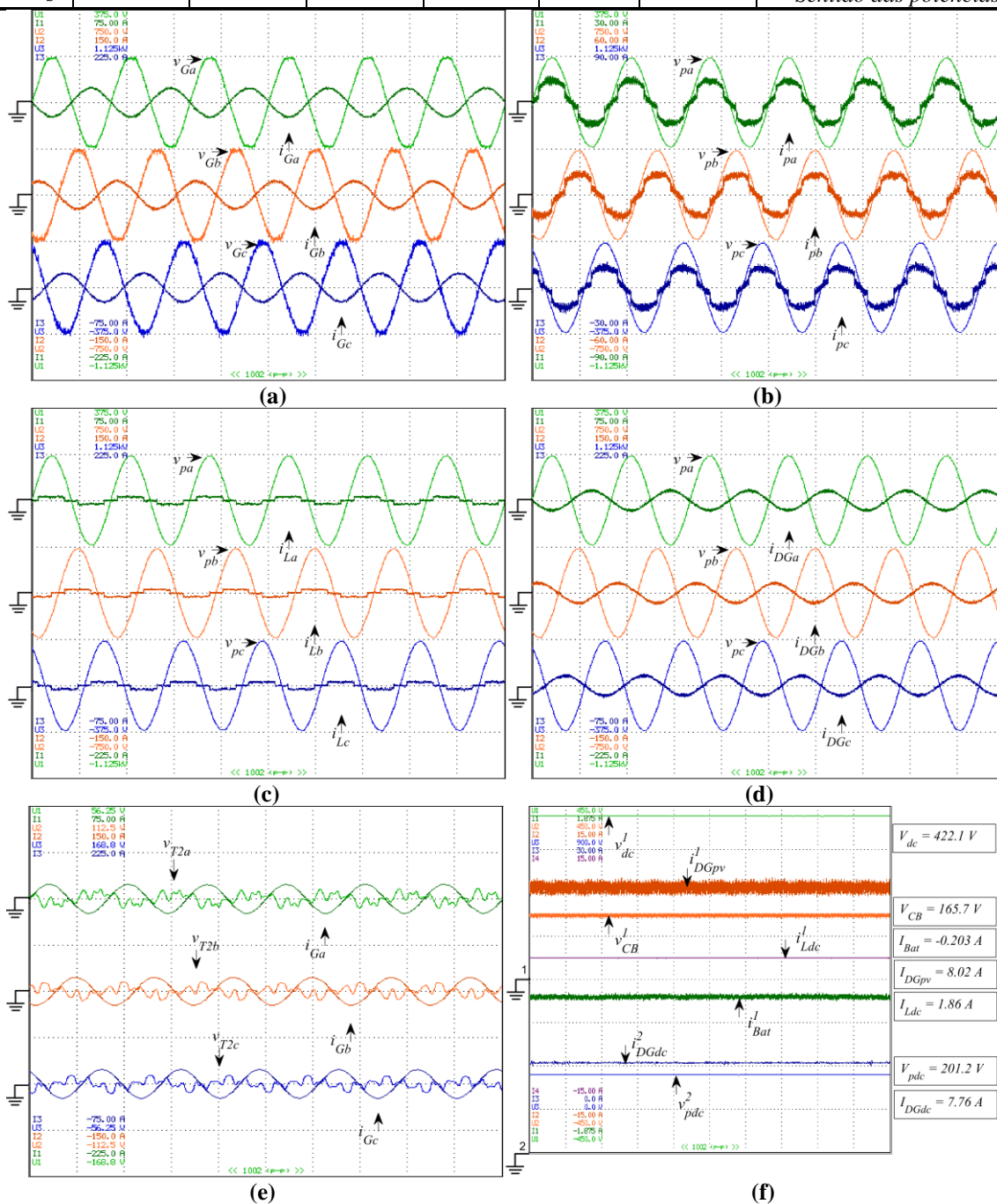
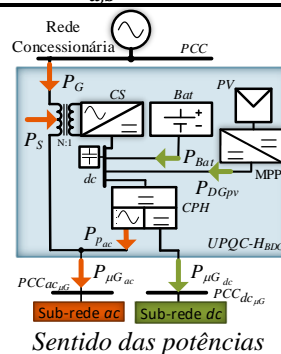


Figura 4.7 – $RE3_a$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); e) Transformadores Série (10ms/DIV); f) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

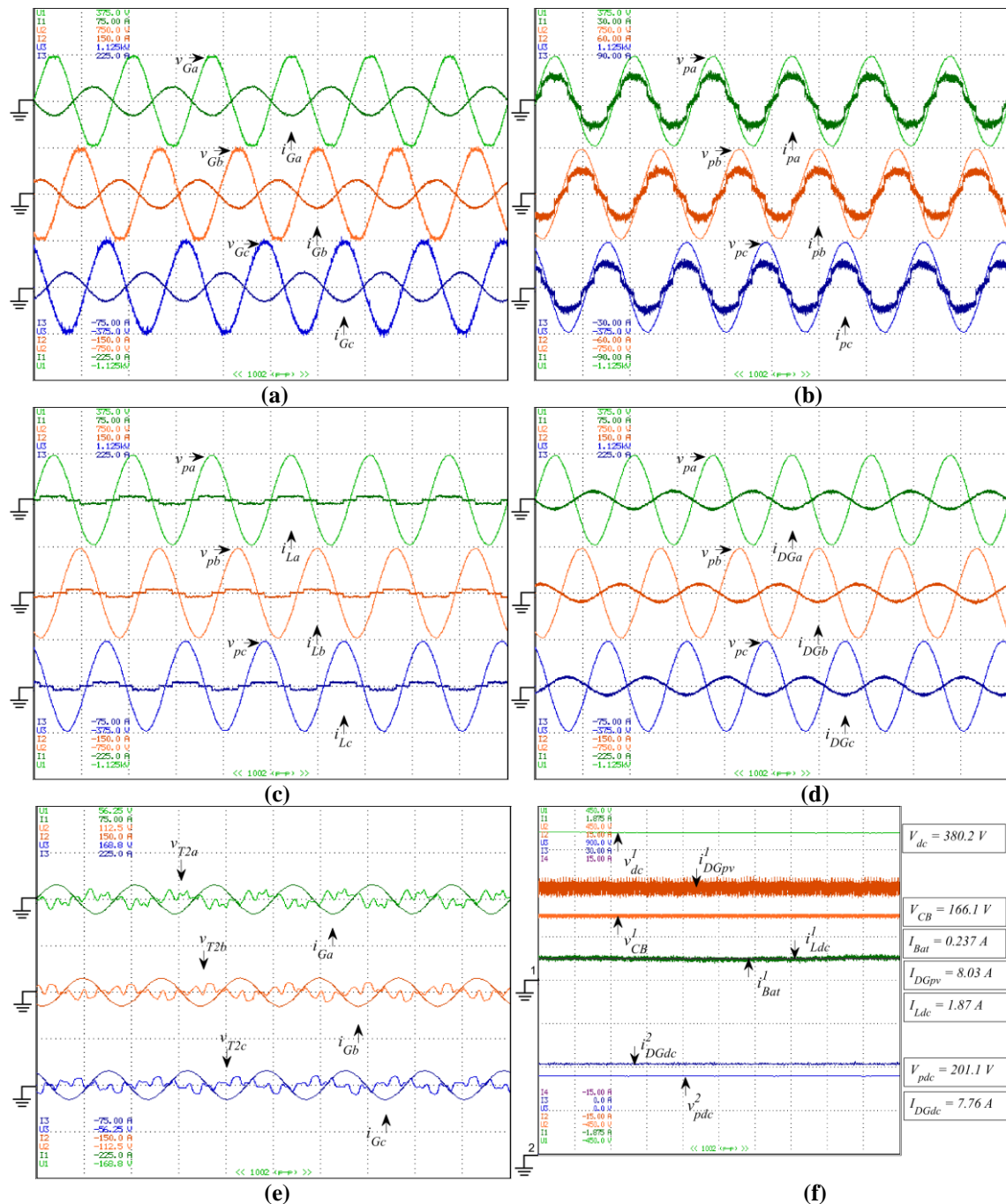
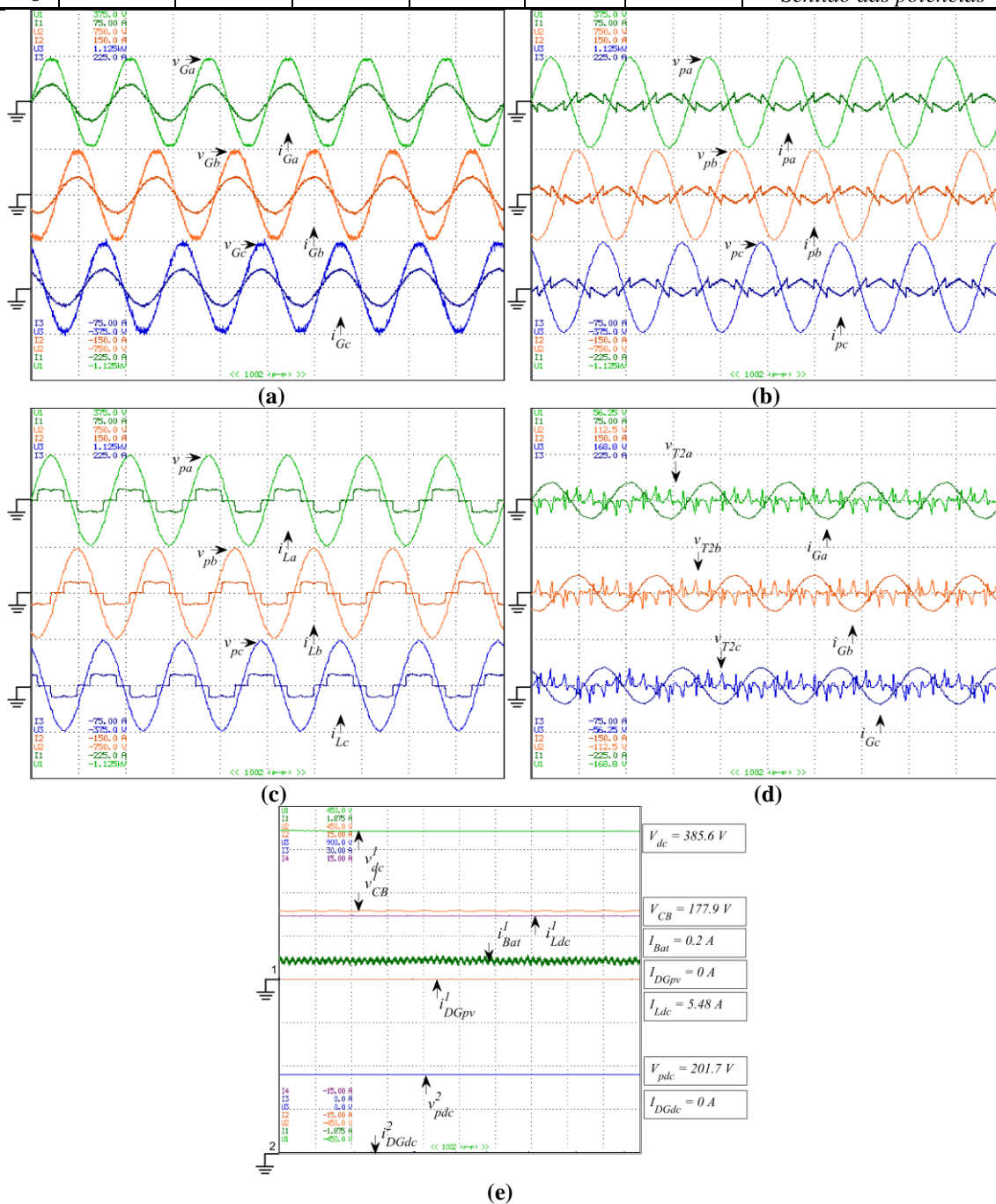
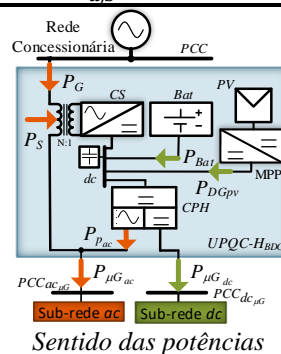


Figura 4.8 – RE3_p: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); e) Transformadores Série (10ms/DIV); f) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.5 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes $RE4_{a,b}$

Teste	Potência Ativa [W]							
	P_G	P_S	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS4 _a	3930	-30	2610	-1645	77,1	0	290,5	1106,2
RS4 _b	-4797	-9	-2448	2358	75,7	1379	671	-583,3
Teste	THD [%]							
	i_{Ga}	i_{Gb}	i_{Gc}	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}		
RS4 _a	3,8	3,7	3,7	2,0	2,0	2,0		
RS4 _b	1,3	1,5	1,4	0,7	0,8	0,8		

Figura 4.9 – $RE4_a$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac; d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc (100ms/DIV).

Fonte: Autoria Própria

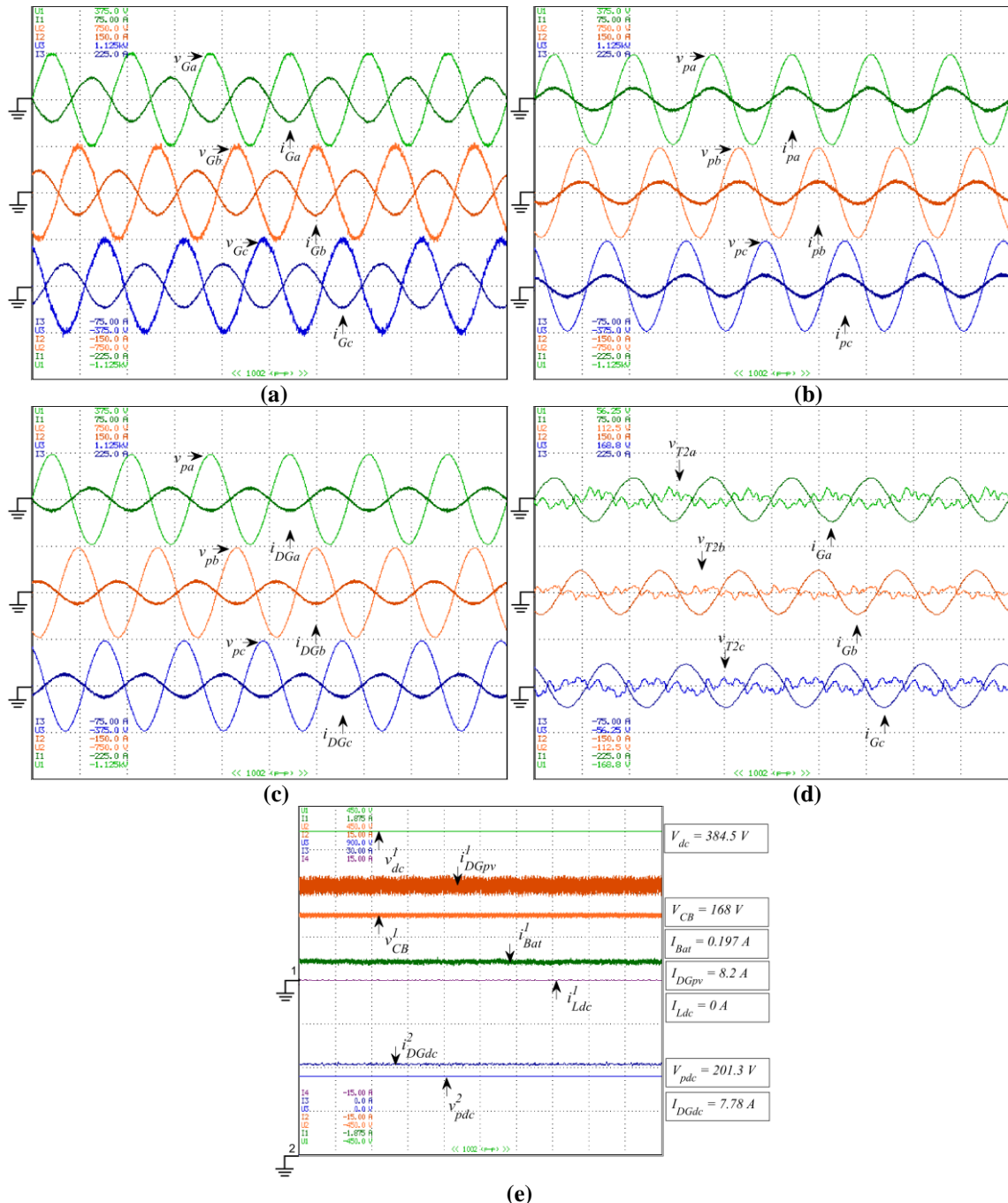


Figura 4.10 – $RE4_b$: a) Rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac; d) Transformadores série (10ms/DIV); e) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

4.3 OPERAÇÃO ILHADA

Nesta seção são apresentados os resultados experimentais do sistema $UPQC-H_{BDG}$ para o modo de operação ilhada. Para os estados de operação *Observa* e *Descarga* são apresentados o par de resultados $RE5_{(a,b)}$ e o resultado $RE6$ no par de Figura 4.11 e 4.12 e na Figura 4.13, respectivamente. Em tais figuras, são mostradas as formas de onda das seguintes correntes e tensões ac e dc medidas, de acordo com o esquemático da Figura 4.1; na conexão ac do

conversor paralelo híbrido ($v_{p(a,b,c)}$, $i_{p(a,b,c)}$); na carga *ac* ($i_{L(a,b,c)}$); na geração da sub-rede *ac* ($i_{DG(a,b,c)}$); no barramento *dc* (v_{dc}); nas baterias (i_{Bat}); na geração *PV* ($i_{DG_{pv}}$); na conexão *dc* do conversor paralelo híbrido (v_{pdc}); e na geração da sub-rede *dc* ($i_{DG_{dc}}$). Já nas Tabelas 4.6 e 4.7 são mostrados os valores medidos das principais potências e *THDs* do sistema que permitem avaliar o fluxo de potência e a qualidade de energia.

Quanto à qualidade de energia, é possível constatar, analisando as Figuras de 4.11 a 4.13, que as tensões na sub-rede *ac* apresentam baixa distorção harmônica, sendo a *THD* menor que 1% mesmo na presença de carga *ac* não linear (ver Tabelas 4.6 e 4.7). Contata-se também a ausência de oscilação na tensão v_{pdc} entregue para a sub-rede *dc*.

Por sua vez, as potência mostradas nas Tabelas 4.6 e 4.7 indicam que o caminho dos fluxos de potência observados nos testes experimentais $RE5_{(a,b)}$ e $RE6$ são idênticos aos observados nos testes de simulação $RS5_{(a,b)}$ e $RS6$, respectivamente, validando experimentalmente a análise já apresentada.

Dessa forma, é possível verificar, agora experimentalmente, que o sistema proposto é capaz de: i) manter o funcionamento da microrrede híbrida enquanto houver energia armazenada nas baterias ($RE5_{(a,b)}$ – ver Figuras 4.11 e 4.12); ii) buscar o descarregamento das baterias desligando a geração *PV* integrada ao barramento *dc* ($RE6$ – ver Figura 4.13).

Além disso, considerando todos os testes experimentais apresentados nessa seção, é possível verificar, agora na prática, que o sistema proposto atua como: i) formador de rede ao controlar as tensões $v_{p(a,b,c)}$ e v_{pdc} ; ii) supridor de rede quando injeta potência nos barramentos da microrrede híbrida; e iii) suporte à rede quando realiza a melhoria da qualidade de energia elétrica.

Da mesma forma que observado nos testes experimentais conectados à rede concessionária, a perdas de energia bem como a variação de tensão nas baterias entre um teste e outro é maior nos testes práticos em modo ilhado $RE5_{(a,b)}$ e $RE6$ quando comparados aos testes de simulação $RS5_{(a,b)}$ e $RS6$. Mesmo assim, tais diferenças não impediram o funcionamento adequado do sistema proposto.

Tabela 4.6 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes $RE5_{a,b}$

Teste	Potência Ativa [W]					
	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
$RS5_a$	193	261	-70	457,3	375	-181,5
$RS5_b$	352	420	78,5	458,4	366	-181,2

Teste	THD [%]		
	v_{pa}	v_{pb}	v_{pc}
$RS5_a$	0,8	0,8	0,8
$RS5_b$	0,8	0,8	0,8

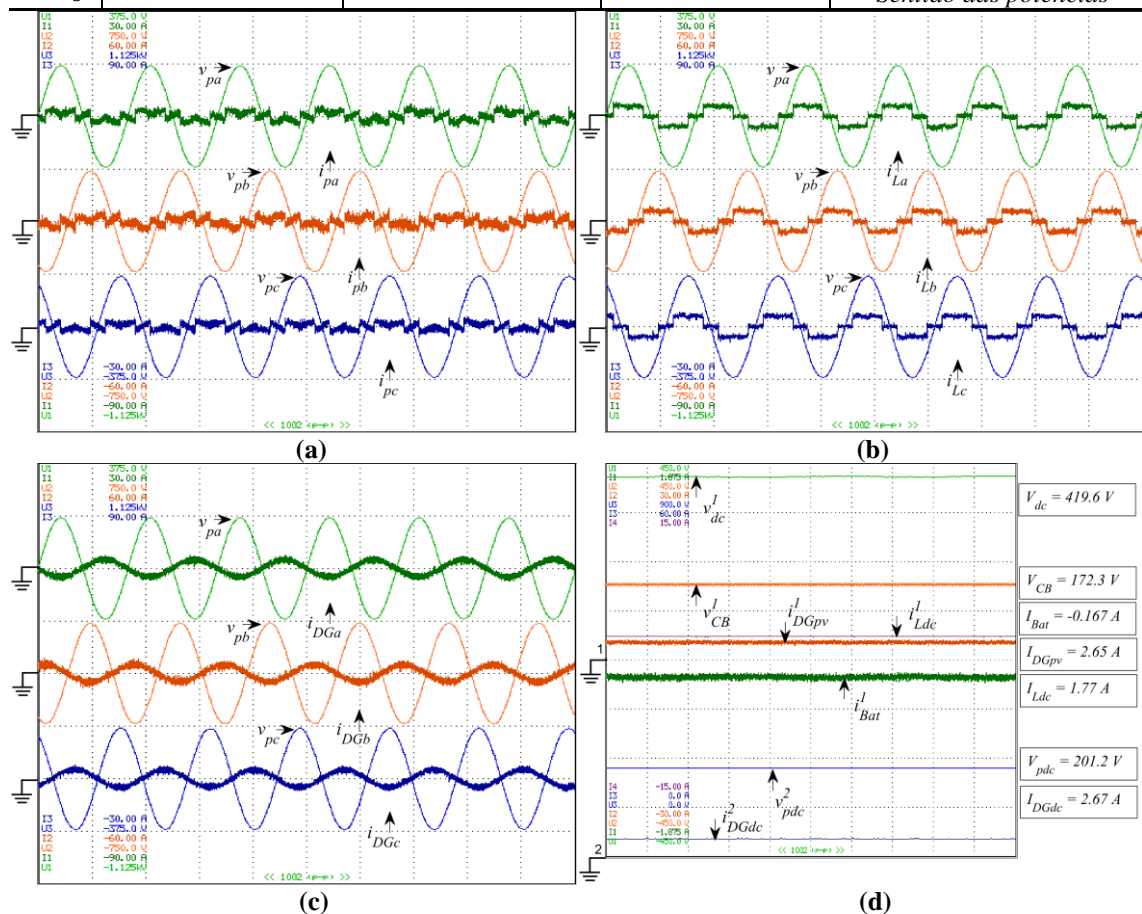
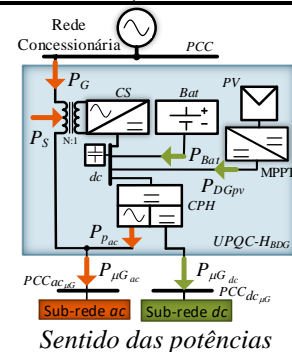


Figura 4.11 – $RE5_a$: a) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); b) Carga ac (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); d) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

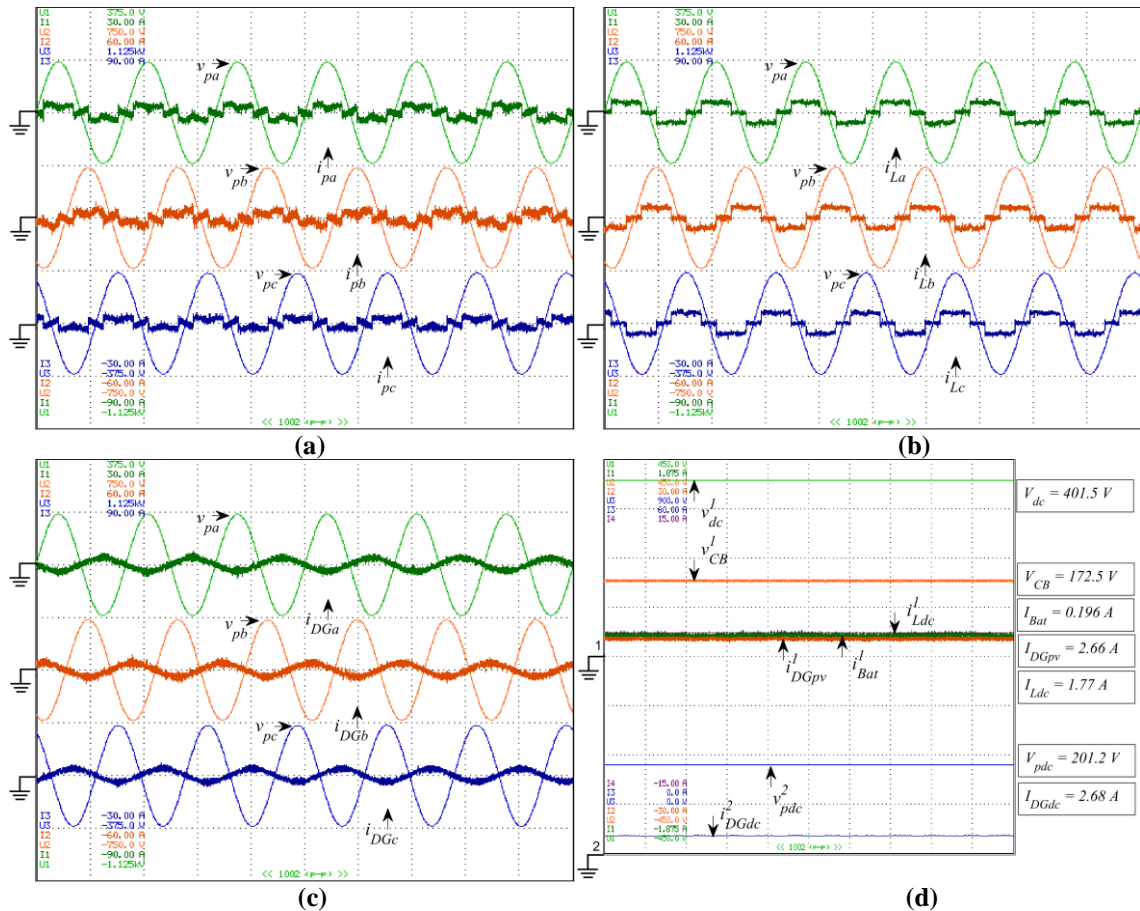


Figura 4.12 – RE5_b: a) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); b) Carga ac (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); d) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

Tabela 4.7 – Potências ativas e THDs medidas durante os testes RE6

Teste	Potência Ativa [W]					
	$P_{\mu G_{ac}}$	P_{pac}	P_{Bat}	P_{DGpv}	P_{loss}	$P_{\mu G_{dc}}$
RS6	193	256,2	187,4	0	346,6	-349,6
Teste	THD [%]					
	v_{pa}	v_{pb}			v_{pc}	
RS6	0,9	0,9			0,9	

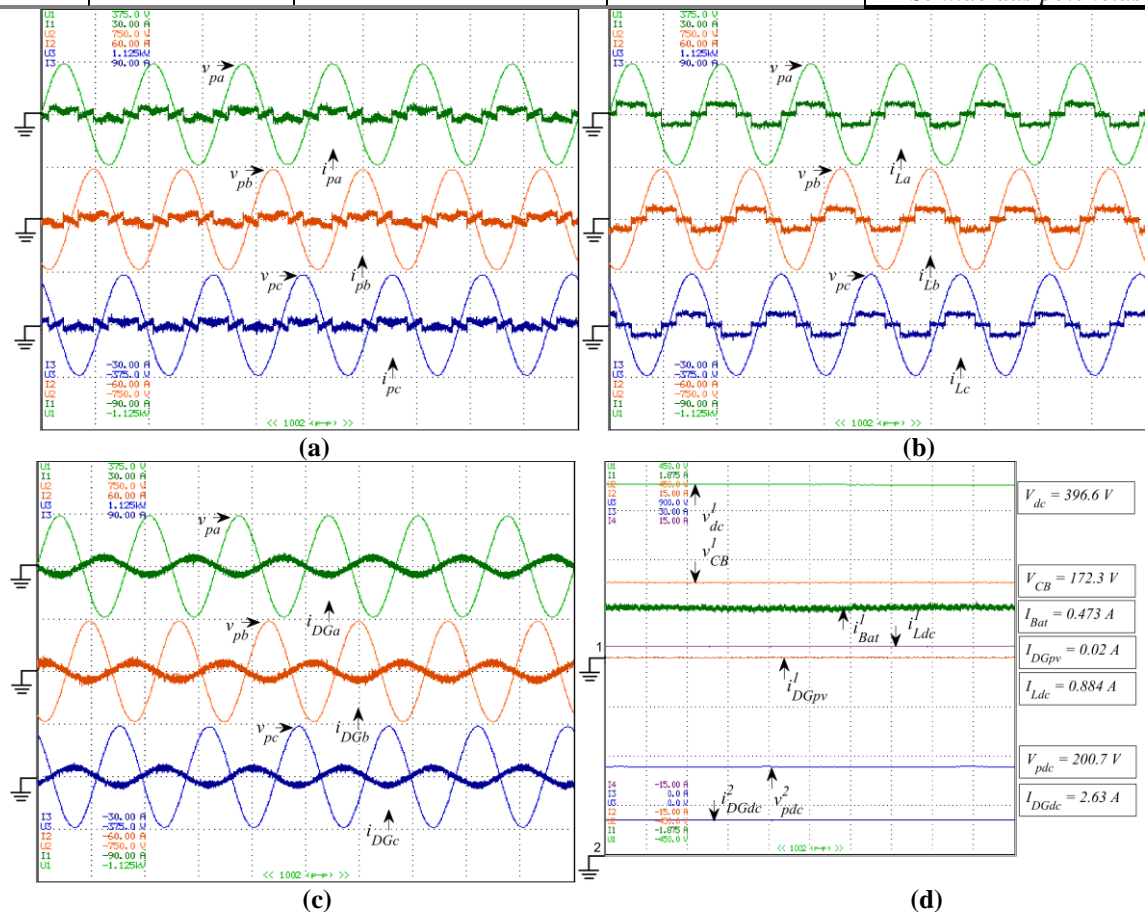
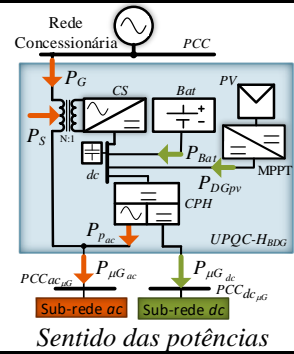


Figura 4.13 – RE6: a) Conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); b) Carga ac (10ms/DIV); c) DG na sub-rede ac (10ms/DIV); d) Grandezas dc (100ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

4.4 TRANSIÇÃO DE MODO DE OPERAÇÃO

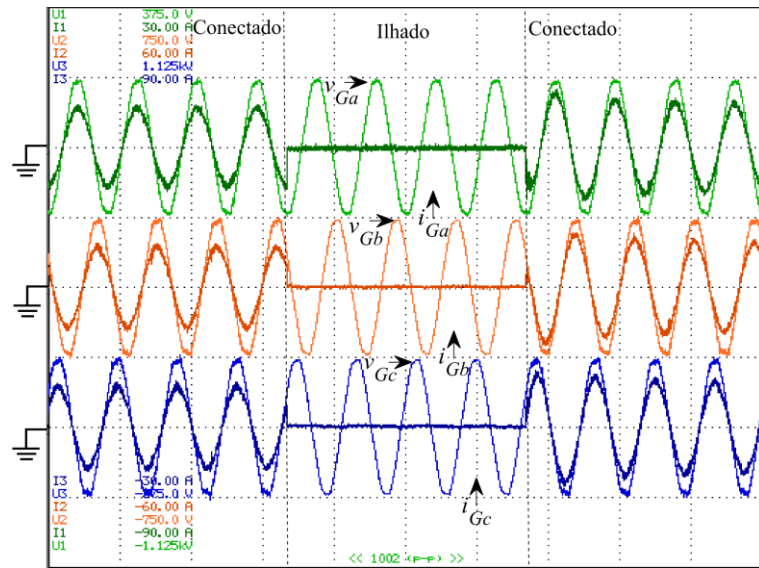
Nesta seção são apresentados os resultados experimentais para o teste *RE7*, onde são executadas as transições do modo de operação conectado para ilhado e vice-versa. O objetivo desse teste, similar ao teste *RS7* é avaliar a capacidade do sistema *UPQC-H_{BDG}* em fornecer energia para a microrrede durante tais transições. Nesse teste experimental, o sistema permanece ilhado por quatro ciclos da rede, antes de retornar para o modo conectado, como mostrado na Figura 4.14 (a). Durante todo o teste, seja em modo conectado ou ilhado, o sistema *UPQC-H_{BDG}* opera no estado *Observa*. Além disso a condição de plena carga é adotada ($P_{Lac} = 900 \text{ W}$ e $P_{Ldc} = 500 \text{ W}$), sem qualquer geração local.

Da mesma forma que realizado no teste de simulação *RS7*, o teste experimental *RE7* trata-se de um teste espontâneo de desconexão e reconexão que permite avaliar na prática as dinâmicas das tensões e correntes causadas apenas pela estrutura eletrônica e de controle que compõem o sistema *UPQC-H_{BDG}*.

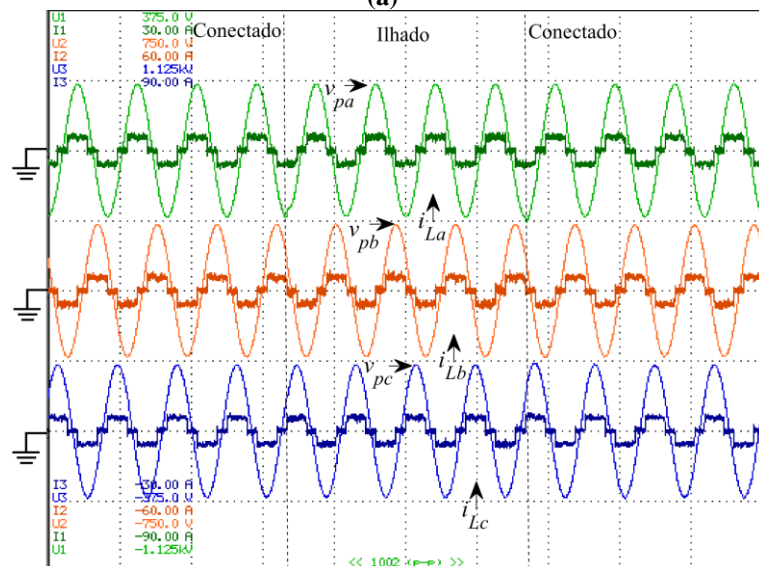
De maneira similar ao observado no teste de simulação *RS7*, na Figura 4.14 (b) e (d) é possível perceber que o conversor paralelo híbrido alimenta continuamente as cargas *ac* e *dc* com tensões senoidais e equilibradas ($v_{p(a,b,c)}$) sem haver interrupções durante as transições de modo de operação. Para que isso ocorra, no modo conectado, o conversor paralelo híbrido atua na supressão harmônica por meio de sua conexão *ac* ($i_{p(a,b,c)}$), enquanto no modo ilhado o mesmo conversor assume o fornecimento de toda corrente para a carga *ac* [ver Figura 4.14 (c)].

É importante destacar que o resultado mostrado na Figura 4.14 (d) comprova experimentalmente que o banco de baterias pode assumir a função de suprir energia necessária para manter a operação em modo de operação ilhado, como notado na corrente das baterias i_{Bat} que se eleva aos poucos durante o ilhamento. A dinâmica na corrente i_{Bat} dura o tempo total em ilhamento, aproximadamente 64ms, sendo não finalizada ao reconectar o sistema. Mesmo assim, como já mencionado, não é observado interrupção no fornecimento de energia para as cargas *ac* e *dc*. Isso se explica pelo fato dos capacitores do barramento *dc* (C_{dc}) auxiliarem a bateria, principalmente nos instantes iniciais do ilhamento.

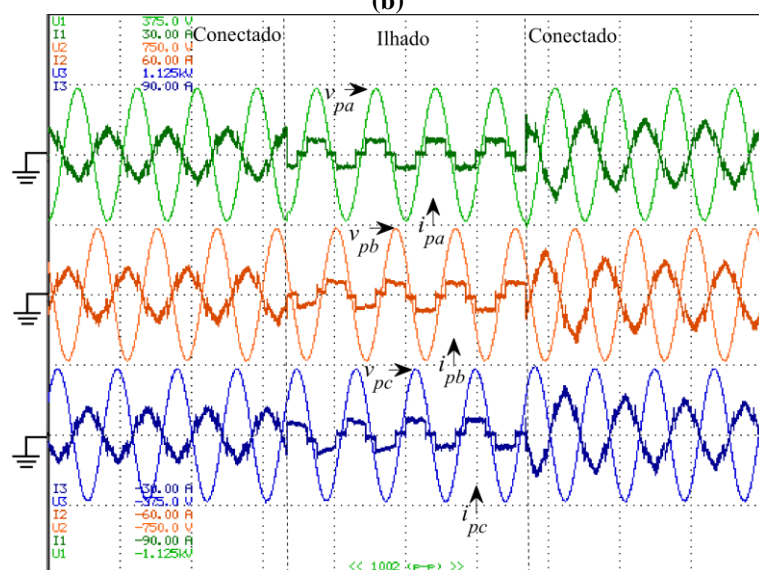
Além disso, outras dinâmicas mais rápidas, quase imperceptíveis, também podem ser observadas envolvendo as correntes $i_{p(a,b,c)}$, $i_{L(a,b,c)}$ e as tensões $v_{p(a,b,c)}$, as quais estão associadas à dinâmica do controle de tensão oriundo da perturbação relacionada com a variação da diferença entre as correntes da rede concessionária ($i_{G(a,b,c)}$) e as da carga $i_{L(a,b,c)}$.



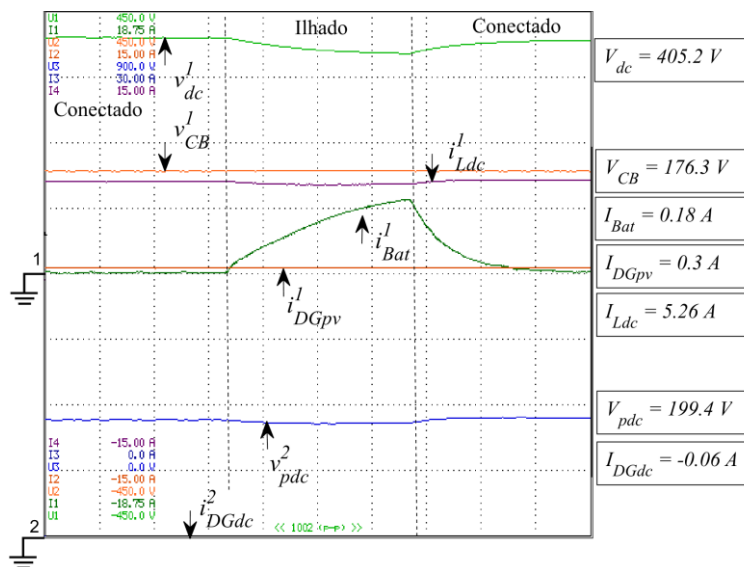
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 4.14 – RE7: a) rede concessionária (10ms/DIV); b) conexão ac do conversor paralelo híbrido (10ms/DIV); c) Carga ac (10ms/DIV); d) Grandezas dc (10ms/DIV). Fonte: Autoria Própria

4.5 CONCLUSÕES PARCIAIS

Esse capítulo mostrou a validação experimental da proposta deste trabalho. Em consonância com resultados de simulação mostrados no Capítulo 3, durante os testes práticos, o sistema $UPQC-H_{BDG}$ mostrou-se eficaz na execução de todos os estados de operação, seja em modo ilhado ou conectado. Tais resultados experimentais mostram que o sistema proposto é capaz de lidar com diferentes condições de carga e geração em ambas as sub-redes ac e dc e ainda realizar o controle de carga e descarga das baterias, sem deixar de lado a melhoria da qualidade de energia.

No próximo Capítulo são apresentadas as conclusões gerais do trabalho.

5 CONCLUSÕES GERAIS E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

5.1 CONCLUSÕES GERAIS

Esta tese apresentou avanços associados à aplicação de sistemas *UPQC* na interligação entre redes de concessionárias e microrredes híbridas. No sistema *UPQC-H* proposto, o circuito de potência *UPQC* tradicional foi adaptado para ser conectado aos barramentos *ac* e *dc* de uma microrrede híbrida. Além disso, com a integração de sistemas de armazenamento e/ou geração distribuída ao barramento *dc* do sistema *UPQC-H* foram propostos os sistemas *UPQC-H_{DG}*, *UPQC-H_B* e *UPQC-H_{B_{DG}}*, no intuito de explorar a multifuncionalidade de um *UPQC* na aplicação citada.

Dessa forma, esta tese auxiliou a preencher as seguintes lacunas observadas na literatura: aplicação de um sistema *UPQC* capaz de realizar transição suave entre os modos ilhado e conectado sem necessitar de um conversor adicional; estratégia para permitir o dimensionamento do conversor série para uma potência menor que a instalada, considerando modos ilhado e conectado; desenvolvimento de maneiras de evitar oscilações na tensão da sub-rede *dc* relacionadas com a distorção harmônica das tensões da rede concessionária; comprovação experimental de um sistema *UPQC* desempenhando a função de *BGIC* em um contexto de microrrede híbrida.

O sistema *UPQC-H_{B_{DG}}* foi avaliado por meio de resultados de simulação e experimentais, os quais validaram a proposta do trabalho ao comprovar as seguintes funcionalidades: i) uma vez que o conversor paralelo híbrido é controlado por tensão, esse conversor opera como formador de rede para ambas as sub-redes *ac* e *dc*, tanto em modo de operação conectado quanto ilhado; ii) com a integração de sistemas de geração distribuída, o sistema pode atuar como supridor de rede ao injetar potência ativa na rede elétrica, bem como nas sub-redes *ac* e *dc*, dependendo da energia demandada; iii) serviços de suporte à rede também foram alcançados, uma vez que as correntes harmônicas da carga foram suprimidas, realizando uma correção efetiva do fator de potência sob o ponto de vista da rede concessionária. Além disso, sob o ponto de vista da sub-rede *ac*, os indicadores de qualidade de energia também foram aprimorados, pois foram fornecidas tensões senoidais, balanceadas, livres de harmônicas e reguladas às cargas da sub-rede *ac*;

Por sua vez, a estratégia de controle adotada se mostrou simples e permitiu troca natural de energia envolvendo sub-redes *ac* e *dc*, *DGS*, *ESS* e rede concessionária. Além disso, a comutação entre os modos de operação conectado e ilhado se mostrou sem interrupção para as

cargas *ac* e *dc*, já que o conversor paralelo híbrido mantém, ininterruptamente, controladas as tensões dos barramentos da microrrede híbrida.

Possibilitando ainda a suavização da flutuação das correntes na rede concessionária resultado da intermitência das fontes de energia, solar e eólica, os sistemas *UPQC-H_B* e *UPQC-H_BDG* permitem o despacho de potência com a utilização da energia armazenada nas baterias. Tal funcionalidade também foi comprovada por meio de resultados tanto de simulações como experimentais.

Levando em consideração as multifuncionais e vantagens mencionadas, os sistemas *UPQC-H*, *UPQC-H_{DG}*, *UPQC-H_B* e *UPQC-H_BDG* propostos surgem como soluções promissoras a serem empregadas como conversor de interface entre redes de concessionárias e microrredes híbridas.

5.2 PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

A seguir são listadas as propostas de continuidade da pesquisa desenvolvida neste trabalho de tese:

- Analisar o comportamento dos sistemas propostos neste trabalho mediante a curto-circuito nos barramentos da rede concessionária e da microrrede híbrida, e desenvolver estratégias para proteção dos circuitos de potência.
- Analisar o comportamento dos sistemas propostos diante de um perfil real diário de variação das gerações e das cargas.
- Conectar unidades de geração atuando como formadores de rede aos barramentos da microrrede híbrida, e aplicar técnicas de controle secundário para coordenação da operação de tais gerações.
- Analisar um conjunto de sistemas propostos conectados em paralelo ao barramento *PCC* da rede concessionária, e desenvolver estratégia de controle terciário para coordenação das potências despachadas.

5.3 ARTIGOS PUBLICADOS OU SUBMETIDOS

Ao longo do doutoramento, os seguintes artigos foram desenvolvidos:

- Artigo submetido à periódico: BACON, V. D.; SILVA, S. A. O. Proposal of a Multifunctional UPQC System Adapted to Operate as Interface between Hybrid

AC-DC Microgrids and Utility Grids. **IEEE Transactions on Power Electronics**.

- Artigo Publicado em periódico: CAMPANHOL, L. B. G.; SILVA, S. A. O.; OLIVEIRA, A. A.; BACON, V. D. Power Flow and Stability Analyses of a Multifunctional Distributed Generation System Integrating a Photovoltaic System with Unified Power Quality Conditioner. **IEEE Transactions on Power Electronics**, p. 6241-6256, 2019. ISSN 0885-8993.
- Artigo Publicado em periódico: CAMPANHOL, L. B. G.; SILVA, S. A. O.; OLIVEIRA, A. A.; BACON, V. D. Single-Stage Three-Phase Grid-Tied PV System With Universal Filtering Capability Applied to DG Systems and AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 12, p. 9131-9142, 2017. ISSN 0885-8993.
- Artigo publicado em conferência: BACON, V. D.; SILVA, S. A. O.; SOUZA, V.; CAMPANHOL, L. B. G. Impact of the Phase-Angle Detection Inaccuracies on the Performance of a Three-Phase Grid-Tied System. In: 21st European Conference on Power Electronics and Applications, 2019, Genova. EPE'19 ECCE Europe, 2019. p. 1-8.
- Artigo publicado em conferência: BACON, V. D.; SILVA, S. A. O. Unified Control Design Approach Applied to Four-Wire Shunt Active Power Filter Topologies. In: The 26th IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE 2017), 2017, Edinburgh. ISIE 2017, 2017. p. 905-912.
- Artigo publicado em conferência: BACON, V. D.; SOUZA, V.; PADIM, E. T.; SILVA, S. A. Influence of the PLL phase-angle quality on the static and dynamic performance of grid-connected systems. 2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP), 2017, 19-22 Nov. 2017. p.1-6.

APÊNDICE A

Neste apêndice, é abordado sobre as metodologias aplicadas para projeto dos ganhos dos controladores utilizados nos sistemas propostos neste trabalho. Considerando a proposta com mais controladores, sendo ela a *UPQC-H_{GDB}*, o sistema de controle utilizado contempla as seguintes malhas de controle: i) malha de controle de corrente do conversor série (*M1*); ii) malha dupla de controle de tensão e corrente relacionada com a conexão *ac* conversor paralelo híbrido (*M2*); iii) malha dupla de controle de tensão e corrente relacionada com a conexão *dc* conversor paralelo híbrido (*M3*); iv) malha de tensão do barramento *dc* (*M4*); v) malha dupla de controle de tensão e corrente relacionada com o conversor *Boost* utilizado na conexão dos painéis *PV* ao barramento *dc* (*M5*).

Neste trabalho, o projeto dos controladores é realizado no tempo contínuo, sendo que em seguida tais controladores são discretizados por meio da técnica trapezoidal para serem embarcados em controlador digital de sinais. Quanto ao tipo de controlador implementado: i) a malha de controle *M1* tipo *PI-MR*; ii) a malha dupla de controle *M2* utiliza internamente controlador tipo *P* e externamente tipo *PI*; iii) as malhas duplas de controle *M3* e *M5* utilizam tanto internamente quanto externamente controladores tipo *PI*; iv) a malha de controle *M5* utiliza controlador do tipo *PI*.

Para projeto de todos os controladores citados é utilizada a metodologia por análise da resposta em frequência, baseado em (Angélico *et al.*, 2014). Tal metodologia é baseada na resposta em malha aberta no domínio da frequência do sistema a ser controlado (G_p) e pode ser dividida em três etapas, quando aplicada a controladores do tipo *PI*, sendo elas:

- Etapa 1 – Cálculo do ângulo de fase a ser compensado (φ_c) cujo objetivo é a obtenção de uma margem de fase desejada MF_d na frequência de cruzamento especificada ω_c , de acordo com o ângulo de fase φ_p apresentado pela planta G_p a ser controlada com dado abaixo:

$$\varphi_c = MF_d - (\varphi_p|_{\omega_c} + 180^\circ) \quad (\text{A.1})$$

- Etapa 2 – Inclusão de um compensador de fase G_c representado por (A.2) em série com a planta G_p , de modo a ajustar o ângulo de fase do sistema compensado em malha aberta $G_{MAC} = G_p G_c$, de acordo com a margem de fase MF_d .

$$G_c(s) = \frac{Ts + 1}{s} = \frac{\frac{-s}{\text{tg}(\varphi_c)\omega_c} + 1}{s} \quad (\text{A.2})$$

- Etapa 3 – Inclusão do ganho K_c dado por (A.3) em série com o sistema compensado, de modo a fazer com que o módulo do sistema compensado em malha aberta G_{MAC} na frequência ω_c tenha um ganho de 0 dB.

$$K_c = \frac{1}{|G_{MAC}|_{\omega_c}} \quad (\text{A.3})$$

Com a realização das três etapas citadas anteriormente é possível obter a função de transferência G_{PI} dada por (A.4), a qual representa um controlador PI genérico.

$$G_{PI}(s) = \frac{K_p s + K_i}{s} = K_c \frac{T s + 1}{s} \quad (\text{A.4})$$

Para determinação do parâmetro de projeto MF_d , escolhe-se geralmente valores entre 45° e 90° , enquanto o parâmetro ω_c é escolhido valores sempre menores que a frequência de chaveamento para evitar a interferência do ruído nesta frequência.

No caso específico de malhas duplas de controle, a malha interna é projetada primeiramente, e em seguida a malha externa é projetada considerando a malha interna um ganho unitário. Isso é possível, considerando que a malha interna seja projetada para frequências ω_c maiores que é utilizado no projeto da malha externa, de modo que a resposta dinâmica da malha interna seja sempre mais rápida. Exemplos deste tipo de projeto podem ser encontrados em (Campanhol, 2017).

A metodologia apresentada pode ser adaptada para controladores do tipo P , excluindo as etapas 1 e 2, já que a compensação de fase não é possível de ser realizada apenas com controlador proporcional. No caso dos controladores do tipo $PI-MR$, a parte PI do controlador é realizada conforme os passos citados para uma determinada MF_d e ω_c . Por sua vez, os ganhos dos termos ressonantes são projetados buscando encontrar ganho unitário (0 dB) na frequência ω_c considerando o termo ressonante (G_{MR}) em série com a planta (G_p). Exemplos desse tipo de projeto podem ser encontrados em (Pelz *et al.*, 2020).

APÊNDICE B

Neste apêndice é tratado sobre o sistema de sincronismo com a rede da concessionária utilizado no trabalho. Na execução dos controladores no referencial síncrono dq , de modo a garantir sincronismo com a rede da concessionária, é necessário um sistema PLL para gerar as coordenadas dos vetores unitários $\cos(\theta)$ e $\sin(\theta)$ síncronas com a componente de sequência positiva das tensões $v_{G(a,b,c)}$. Na literatura, têm sido propostas várias topologias trifásicas (Kaura e Blasko, 1997; Bacon e Silva, 2015; Golestan *et al.*, 2017; Ali *et al.*, 2018). Os sistemas PLL têm sido propostos baseados na teoria da potência ativa instantânea trifásica (3pPLL), bem como no sistema de eixo de referência síncrona (SRF-PLL) e podem apresentar desempenho limitado quando as tensões da rede elétrica se encontram distorcidas e/ou desequilibradas. De modo a realizar a filtragem dos harmônicos e ainda remover os erros causados pelo desequilíbrio nas tensões da rede, foi proposto por (Bacon e Silva, 2015) um sistema PLL trifásico alternativo que melhora o desempenho do sistema 3pPLL. No algoritmo proposto, chamado de AF-PSD-3pPLL, são utilizados filtros adaptativos (AFs – *Adaptive Filters*), assim como de um detector de sequência positiva (PSD – *Positive Sequence Detector*). Os AFs permitem a extração da componente fundamental das tensões da rede elétrica, enquanto o PSD extraem as componentes fundamentais de sequência positiva.

Na proposta (Bacon e Silva, 2015), o sistema AF-PSD-3pPLL é apresentado tanto nas coordenadas estacionárias abc , quanto nas coordenadas estacionárias $\alpha\beta$. Neste trabalho o algoritmo AF-PSD-3pPLL é implementado nas coordenadas $\alpha\beta$, devido ao menor peso computacional.

Na Figura B.1, é mostrada a configuração completa do algoritmo AF-PSD-3pPLL implementado nas coordenadas $\alpha\beta$. Como pode ser visto, são utilizados dois AFs que geram, a partir das tensões $v_{G(a,b,c)}$ representadas nas coordenadas $\alpha\beta$ ($v_{G(\alpha,\beta)}$), dois pares de pesos adaptativos $w_{(1,2)\alpha}$ e $w_{(1,2)\beta}$. Tais pesos se adaptam de acordo o algoritmo de adaptação por mínima média do erro quadrático (LMS - *Least Mean Square*) conforme as equações (B.1) a (B.4), sendo que $y_\alpha(n)$ e $y_\beta(n)$ representam as componentes filtradas de $v_{G\alpha}(n)$ e $v_{G\beta}(n)$ e são calculadas como representado em (B.5) e (B.6). A partir de $w_{(1,2)\alpha}$ e $w_{(1,2)\beta}$, é possível calcular os ganhos $z_{1\alpha\beta}$ e $z_{2\alpha\beta}$, conforme (B.7) e (B.8), necessários para o cálculo das componentes de sequência positiva v_α^+ e v_β^+ , conforme dado em (B.9) e (B.10)

$$w_{1\alpha}(n) = w_{1\alpha}(n-1) + 2\mu (v_{s\alpha}(n) - y_{\alpha}(n-1)) x_{1\alpha}(n-1) \quad (\text{B.1})$$

$$w_{2\alpha}(n) = w_{2\alpha}(n-1) + 2\mu (v_{s\alpha}(n) - y_{\alpha}(n-1)) x_{2\alpha}(n-1) \quad (\text{B.2})$$

$$w_{1\beta}(n) = w_{1\beta}(n-1) + 2\mu (v_{s\beta}(n) - y_{\beta}(n-1)) x_{1\beta}(n-1) \quad (\text{B.3})$$

$$w_{2\beta}(n) = w_{2\beta}(n-1) + 2\mu (v_{s\beta}(n) - y_{\beta}(n-1)) x_{2\beta}(n-1) \quad (\text{B.4})$$

$$y_{\alpha}(n-1) = x_{1\alpha}(n-1)w_{1\alpha}(n-1) + x_{2\alpha}(n-1)w_{2\alpha}(n-1) \quad (\text{B.5})$$

$$y_{\beta}(n-1) = x_{1\beta}(n-1)w_{1\beta}(n-1) + x_{2\beta}(n-1)w_{2\beta}(n-1) \quad (\text{B.6})$$

$$z_{1\alpha\beta}(n) = [w_{1\alpha}(n) + w_{1\beta}(n)]/2 \quad (\text{B.7})$$

$$z_{2\alpha\beta}(n) = [w_{2\alpha}(n) + w_{2\beta}(n)]/2 \quad (\text{B.8})$$

$$v_{\alpha}^{+}(n) = \frac{[z_{1\alpha\beta}(n)x_{1\alpha}(n-1) - z_{2\alpha\beta}(n)x_{2\alpha}(n-1)]}{\sqrt{z_{1\alpha\beta}^2(n) + z_{2\alpha\beta}^2(n)}} \quad (\text{B.9})$$

$$v_{\beta}^{+}(n) = \frac{[z_{1\alpha\beta}x_{1\beta}(n-1) + z_{2\alpha\beta}x_{2\beta}(n-1)]}{\sqrt{z_{1\alpha\beta}^2(n) + z_{2\alpha\beta}^2(n)}} \quad (\text{B.10})$$

onde (n) e (n - 1) representam índices discretos para valor atual e valor anterior.

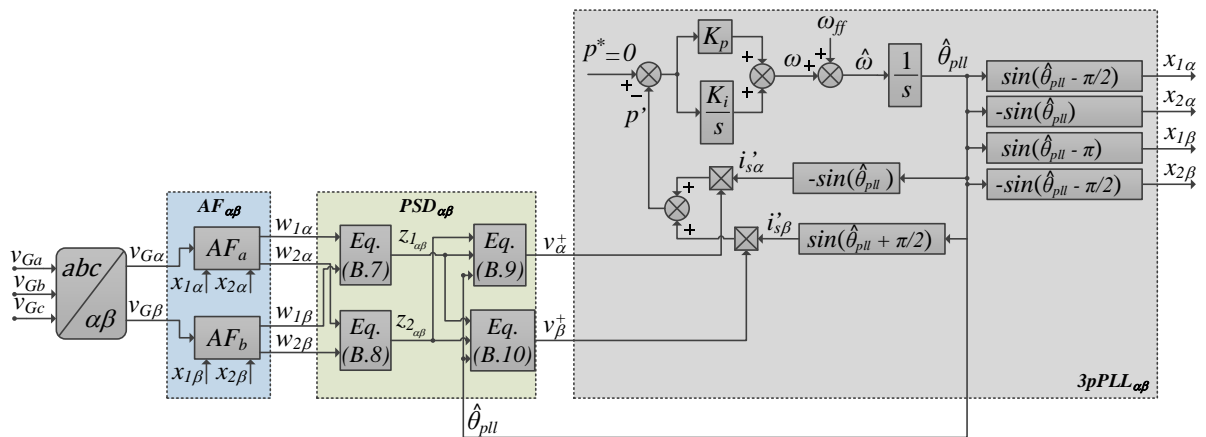


Figura B.1 - Diagrama em blocos do modelo em pequenos sinais do algoritmo 3pPLL.

Tais componentes v_{α}^{+} e v_{β}^{+} são usadas para cálculo da potência fictícia p' , conforme mostrado na Figura B.1. No momento em que a potência p' estabilizar próximo à referência de zero, como resultado da atuação do controlador PI, o sinal de saída do PLL estará sincronizado em frequência e ângulo de fase com as tensões da rede. Para que isto aconteça, as correntes fictícias i'_{sa} e i'_{sb} devem ser ortogonais às respectivas tensões fictícias $v'_{s(ba)}$ e $v'_{s(bc)}$ levando o ângulo $\hat{\theta}_{pll}$ a estar $\pi/2$ radianos adiantado em relação ao ângulo de fase θ_G^{+} referente à

componente fundamental de sequência positiva das tensões da rede concessionária $v_{G(a,b,c)}$, como segue abaixo:

$$\hat{\theta}_{pll} = \theta_G^+ + \pi/2 \quad (\text{B.11})$$

Analisando (B.11), é possível obter as coordenadas do vetor tensão de sequência positiva ($\cos(\theta^+)$, $\text{sen}(\theta^+)$) utilizadas na transformada de eixos $\alpha\beta$ para dq , conforme (B.12) são obtidas diretamente do ângulo de fase do PLL $\hat{\theta}_{pll}$, conforme dado em (B.13).

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta^+) & \text{sen}(\theta^+) \\ -\text{sen}(\theta^+) & \cos(\theta^+) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{B.12})$$

$$\begin{aligned} \cos(\theta^+) &= \text{sen}(\hat{\theta}_{pll} - \pi/2) \\ \text{sen}(\theta^+) &= \text{sen}(\hat{\theta}_{pll} - \pi) \end{aligned} \quad (\text{B.13})$$

onde x representa qualquer grandeza de tensão ou corrente.

Conforme parâmetros de projeto para controlador PI e análise de estabilidade apresentados em (Bacon e Silva, 2015), os seguintes ganhos garantem estabilidade do sistema AF-PSD-3pPLL: $K_p = 141.7$, $K_i = 7777.4$ e $\mu = 0.005$.

REFERÊNCIAS

ABUSARA, M. A.; GUERRERO, J. M.; SHARKH, S. M. Line-Interactive UPS for Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 61, n. 3, p. 1292-1300, 2014. ISSN 0278-0046.

ALI, Z. et al. Design of an advanced PLL for accurate phase angle extraction under grid voltage HIFs and DC offset. **IET Power Electronics**, v. 11, n. 6, p. 995-1008, 2018.

ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica** 2018.

ANGÉLICO, B. A.; CAMPANHOL, L. B. G.; SILVA, S. A. O. Proportional–integral/proportional–integral–derivative tuning procedure of a single-phase shunt active power filter using Bode diagram. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 10, p. 2647-2659, 2014. ISSN 1755-4535.

BACON, V. D.; SILVA, S. A. O. Performance improvement of a three-phase phase-locked-loop algorithm under utility voltage disturbances using non-autonomous adaptive filters. **IET Power Electronics**, v. 8, n. 11, p. 2237-2250, 2015. ISSN 1755-4535.

BARASCH. **Manual Técnico da Bateria 12V 7Ah** 2020.

BARRIVIERA, R. et al. Implementação de um Sistema UPS Monofásico com Condicionamento Ativo de Potência Série e Paralelo. **Eletrônica de Potência (Impresso)**, v. 17, p. 752-761, 2012.

BEHESHTAEIN, S. et al. Protection of AC and DC microgrids: Challenges, solutions and future trends. IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2015, 9-12 Nov. 2015. p.005253-005260.

BOROYEVICH, D. et al. Intergrid: A Future Electronic Energy Network? **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 1, n. 3, p. 127-138, 2013. ISSN 2168-6777.

BRITO, M. A. G. et al. Evaluation of the Main MPPT Techniques for Photovoltaic Applications. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 3, p. 1156-1167, 2013. ISSN 0278-0046.

CAMPANHOL, L. B. G. **Sistema fotovoltaico trifásico de único estágio conectado a sistemas de geração distribuída operando como condicionador de qualidade de energia unificado usando uma estratégia dual de compensação ativa de potência**. 2017. (Doutorado em Sistemas Dinâmicos). Escola de Engenharia de São Carlos, USP, São Carlos.

CAMPANHOL, L. B. G. et al. Single-Stage Three-Phase Grid-Tied PV System With Universal Filtering Capability Applied to DG Systems and AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 12, p. 9131-9142, 2017. ISSN 0885-8993.

_____. Power Flow and Stability Analyses of a Multifunctional Distributed Generation System Integrating a Photovoltaic System with Unified Power Quality Conditioner. **IEEE Transactions on Power Electronics**, p. 6241-6256, 2019. ISSN 0885-8993.

CHAKRABORTY, S.; SIMOES, M. G. Experimental Evaluation of Active Filtering in a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid. **IEEE Transactions on Energy Conversion**, v. 24, n. 3, p. 673-682, 2009. ISSN 0885-8969.

CHAKRABORTY, S.; WEISS, M. D.; SIMOES, M. G. Distributed Intelligent Energy Management System for a Single-Phase High-Frequency AC Microgrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 54, n. 1, p. 97-109, 2007. ISSN 0278-0046.

CHEUNG, V. S. et al. A Transformer-Less Unified Power Quality Conditioner with Fast Dynamic Control. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 33, n. 5, p. 3926-3937, 2018. ISSN 0885-8993.

DASH, S. K.; RAY, P. K. Novel PV-tied UPQC topology based on a new model reference control scheme and integral plus sliding mode dc-link controller. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 28, n. 7, p. e2564, 2018/07/01 2018. ISSN 2050-7038. Disponível em: < <https://doi.org/10.1002/etep.2564> >. Acesso em: 2018/08/22.

DEVASSY, S.; SINGH, B. Design and Performance Analysis of Three-Phase Solar PV Integrated UPQC. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 54, n. 1, p. 73-81, 2018. ISSN 0093-9994.

DÍAZ, N. L. et al. Centralized Control Architecture for Coordination of Distributed Renewable Generation and Energy Storage in Islanded AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 7, p. 5202-5213, 2017. ISSN 0885-8993.

DONG, D. et al. Grid-Interface Bidirectional Converter for Residential DC Distribution Systems—Part One: High-Density Two-Stage Topology. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1655-1666, 2013. ISSN 0885-8993.

DONG, D. et al. Grid-Interface Bidirectional Converter for Residential DC Distribution Systems—Part 2: AC and DC Interface Design With Passive Components Minimization. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 4, p. 1667-1679, 2013. ISSN 0885-8993.

DRAGIČEVIĆ, T. et al. DC Microgrids—Part I: A Review of Control Strategies and Stabilization Techniques. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 7, p. 4876-4891, 2016. ISSN 0885-8993.

EIA. **Annual Energy Outlook**. U.S. Department of Energy. Washington, DC: December. 1999

EVERTS, J. et al. Optimal ZVS Modulation of Single-Phase Single-Stage Bidirectional DAB AC–DC Converters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 8, p. 3954-3970, 2014. ISSN 0885-8993.

FRANÇA, B. W. et al. An Improved iUPQC Controller to Provide Additional Grid-Voltage Regulation as a STATCOM. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 3, p. 1345-1352, 2015. ISSN 0278-0046.

FUJITA, H.; AKAGI, H. The unified power quality conditioner: the integration of series- and shunt-active filters. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 13, n. 2, p. 315-322, 1998. ISSN 0885-8993.

GAYATRI, M. T. L.; PARIMI, A. M.; PAVAN KUMAR, A. V. A review of reactive power compensation techniques in microgrids. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 1030-1036, 2018/01/01/ 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117311395> >.

GOLESTAN, S.; GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C. Single-Phase PLLs: A Review of Recent Advances. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 12, p. 9013-9030, 2017. ISSN 0885-8993.

GUERRERO, J. M. et al. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part I: Decentralized and Hierarchical Control. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1254-1262, 2013. ISSN 0278-0046.

GUERRERO, J. M. et al. Advanced Control Architectures for Intelligent Microgrids—Part II: Power Quality, Energy Storage, and AC/DC Microgrids. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 60, n. 4, p. 1263-1270, 2013. ISSN 0278-0046.

GUPTA, A.; DOOLLA, S.; CHATTERJEE, K. Hybrid AC/DC Microgrid: Systematic Evaluation of Control Strategies. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3830-3843, 2018. ISSN 1949-3053.

HAN, B. et al. Combined operation of unified power-quality conditioner with distributed generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 21, n. 1, p. 330-338, 2006. ISSN 0885-8977.

HAN, Y. et al. MAS-Based Distributed Coordinated Control and Optimization in Microgrid and Microgrid Clusters: A Comprehensive Overview. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 33, n. 8, p. 6488-6508, 2018. ISSN 0885-8993.

IEA. **World Energy Outlook**. International Energy Agency. Paris, França. 2000

IEEE. **IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. IEEE Std 519-2014 (Revision of IEEE Std 519-1992): IEEE: 1-29 p. 2014.

JANTHARAMIN, N.; ZHANG, L. A new dynamic model for lead-acid batteries. 2008 4th IET Conference on Power Electronics, Machines and Drives, 2008, 2-4 April 2008. p.86-90.

JEONG, D. et al. Distributed control strategy of DC microgrid for islanding mode operation. 2017 19th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'17 ECCE Europe), 2017, 11-14 Sept. 2017. p.P.1-P.5.

KARABIBER, A. et al. An approach for the integration of renewable distributed generation in hybrid DC/AC microgrids. **Renewable Energy**, v. 52, p. 251-259, 2013/04/01/ 2013. ISSN 0960-1481. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148112006866> >.

KAURA, V.; BLASKO, V. Operation of a phase locked loop system under distorted utility conditions. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 33, n. 1, p. 58-63, 1997. ISSN 1939-9367.

KHADEM, S. K.; BASU, M.; CONLON, M. F. Intelligent Islanding and Seamless Reconnection Technique for Microgrid With UPQC. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 3, n. 2, p. 483-492, 2015. ISSN 2168-6777.

KHADKIKAR, V. Enhancing Electric Power Quality Using UPQC: A Comprehensive Overview. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 5, p. 2284-2297, 2012. ISSN 1941-0107.

KHORASANI, P. G.; JOORABIAN, M.; SEIFOSSADAT, S. G. Smart grid realization with introducing unified power quality conditioner integrated with DC microgrid. **Electric Power Systems Research**, v. 151, p. 68-85, 2017/10/01/ 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617302122> >.

KOTTURU, J.; KOTHURU, S.; AGARWAL, P. Simplified Predictive Control of Unified Power Quality Conditioner. 2018 9th IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), 2018, 25-28 June 2018. p.1-6.

KUMAR, A.; SENSARMA, P. A Four-Switch Single-Stage Single-Phase Buck–Boost Inverter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 7, p. 5282-5292, 2017. ISSN 0885-8993.

KWON, O. et al. Bidirectional Grid-Connected Single-Power-Conversion Converter With Low-Input Battery Voltage. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 65, n. 4, p. 3136-3144, 2018. ISSN 0278-0046.

LASSETER, B. Microgrids [distributed power generation]. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, 28 Jan.-1 Feb. 2001. p.146-149 vol.1.

LI, Y. W.; VILATHGAMUWA, D. M.; LOH, P. C. A grid-interfacing power quality compensator for three-phase three-wire microgrid applications. 2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No.04CH37551), 2004, 20-25 June 2004. p.2011-2017 Vol.3.

LIU, Q. et al. Voltage unbalance and harmonics compensation for islanded microgrid inverters. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 5, p. 1055-1063, 2014. ISSN 1755-4535.

LOH, P. C. et al. Autonomous Control of Interlinking Converter With Energy Storage in Hybrid AC–DC Microgrid. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 49, n. 3, p. 1374-1382, 2013a. ISSN 0093-9994.

_____. Autonomous Operation of Hybrid Microgrid With AC and DC Subgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 28, n. 5, p. 2214-2223, 2013b. ISSN 0885-8993.

LUCÍA, Ó. et al. Design of Home Appliances for a DC-Based Nanogrid System: An Induction Range Study Case. **IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics**, v. 1, n. 4, p. 315-326, 2013. ISSN 2168-6777.

MAJUMDER, R. A Hybrid Microgrid With DC Connection at Back to Back Converters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 5, n. 1, p. 251-259, 2014. ISSN 1949-3053.

MARNAY, C.; ROBIO, F. J.; SIDDIQUI, A. S. Shape of the microgrid. 2001 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.01CH37194), 2001, 28 Jan.-1 Feb. 2001. p.150-153 vol.1.

MICALLEF, A. et al. Single-Phase Microgrid With Seamless Transition Capabilities Between Modes of Operation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 6, n. 6, p. 2736-2745, 2015. ISSN 1949-3053.

MME/EPE, M. D. M. E. E. D. B. E. D. P. E. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. Brasilia. 2015

MODESTO, R. A. et al. A Versatile Unified Power Quality Conditioner Applied to Three-Phase Four-Wire Distribution Systems Using a Dual Control Strategy. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 31, n. 8, p. 5503-5514, 2016. ISSN 0885-8993.

MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; AGELIDIS, V. G. Control Strategies for Microgrids With Distributed Energy Storage Systems: An Overview. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 3652-3666, 2018. ISSN 1949-3053.

NEJABATKHAH, F.; LI, Y. W.; TIAN, H. Power Quality Control of Smart Hybrid AC/DC Microgrids: An Overview. **IEEE Access**, v. 7, p. 52295-52318, 2019. ISSN 2169-3536.

NUTKANI, I. U.; LOH, P. C.; BLAABJERG, F. Distributed Operation of Interlinked AC Microgrids with Dynamic Active and Reactive Power Tuning. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 49, n. 5, p. 2188-2196, 2013. ISSN 0093-9994.

ONU. **Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change**. Organização das nações Unidas (United Nations). 1998

PELZ, G. M.; DA SILVA, S. A. O.; SAMPAIO, L. P. Comparative analysis involving PI and state-feedback multi-resonant controllers applied to the grid voltage disturbances rejection of a unified power quality conditioner. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 115, p. 105481, 2020/02/01/ 2020. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061519311913>>.

PENDEM, S. R.; MIKKILI, S. Performance evaluation of series, series-parallel and honey-comb PV array configurations under partial shading conditions. 2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS), 2017, 21-23 Dec. 2017. p.749-754.

QUINN, C. A.; MOHAN, N. Active filtering of harmonic currents in three-phase, four-wire systems with three-phase and single-phase nonlinear loads. Applied Power Electronics Conference and Exposition, 1992. APEC '92. Conference Proceedings 1992., Seventh Annual, 1992, 23-27 Feb 1992. p.829-836.

ROCABERT, J. et al. Control of Power Converters in AC Microgrids. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 27, n. 11, p. 4734-4749, 2012. ISSN 0885-8993.

RODRIGUEZ-DIAZ, E. et al. Voltage-Level Selection of Future Two-Level LVdc Distribution Grids: A Compromise Between Grid Compatibility, Safety, and Efficiency. **IEEE Electrification Magazine**, v. 4, n. 2, p. 20-28, 2016. ISSN 2325-5897.

RODRIGUEZ-DIAZ, E. et al. Real-time Energy Management System for a hybrid AC/DC residential microgrid. 2017 IEEE Second International Conference on DC Microgrids (ICDCM), 2017, 27-29 June 2017. p.256-261.

RODRIGUEZ-DIAZ, E.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Intelligent DC Homes in Future Sustainable Energy Systems: When efficiency and intelligence work together. **IEEE Consumer Electronics Magazine**, v. 5, n. 1, p. 74-80, 2016. ISSN 2162-2248.

S. 1047 (106th): Comprehensive Electricity Competition Act. 1999.

SANTOS, W. R. N. et al. The Transformerless Single-Phase Universal Active Power Filter for Harmonic and Reactive Power Compensation. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 29, n. 7, p. 3563-3572, 2014. ISSN 0885-8993.

SCHONBERGERSCHONBERGER, 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. ISSN 0278-0046.

SENTHIL KUMAR, A.; RAJASEKAR, S.; RAJ, P. A.-D. V. Power Quality Profile Enhancement of Utility Connected Microgrid System Using ANFIS-UPQC. **Procedia Technology**, v. 21, p. 112-119, 2015/01/01/ 2015. ISSN 2212-0173. Disponible em: < <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2212017315002455> >.

SENTHILNATHAN, K.; ANNAPOORANI, I. Implementation of unified power quality conditioner (UPQC) based on current source converters for distribution grid and performance monitoring through LabVIEW Simulation Interface Toolkit server: a cyber physical model. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 11, p. 2622-2630, 2016. ISSN 1751-8687.

SHANTHI, P.; GOVINDARAJAN, U.; PARVATHYSHANKAR, D. Instantaneous power-based current control scheme for VAR compensation in hybrid AC/DC networks for smart grid applications. **IET Power Electronics**, v. 7, n. 5, p. 1216-1226, 2014. ISSN 1755-4535.

SILVA, S. A. O. et al. A three-phase line-interactive UPS system implementation with series-parallel active power-line conditioning capabilities. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 38, n. 6, p. 1581-1590, 2002. ISSN 0093-9994.

SILVA, S. A. O. D. et al. Comparative Performance Analysis Involving a Three-Phase UPQC Operating With Conventional and Dual/Inverted Power-Line Conditioning Strategies. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 35, n. 11, p. 11652-11665, 2020. ISSN 1941-0107.

SUN, K. et al. Parallel Operation of Bidirectional Interfacing Converters in a Hybrid AC/DC Microgrid Under Unbalanced Grid Voltage Conditions. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 32, n. 3, p. 1872-1884, 2017. ISSN 0885-8993.

SVENSSON, J.; LINDGREN, M. Influence of nonlinearities on the frequency response of a grid-connected vector-controlled VSC. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 46, n. 2, p. 319-324, 1999. ISSN 1557-9948.

UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A. Hybrid ac/dc microgrids—Part I: Review and classification of topologies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1251-1259, 2015/12/01/ 2015a. ISSN 1364-0321. Disponible em: <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115008412> >.

_____. Hybrid ac/dc microgrids—Part II: Review and classification of control strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 1123-1134, 2015/12/01/ 2015b. ISSN 1364-0321. Disponible em: <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115008333> >.

WANG, P. et al. Distributed Control for Autonomous Operation of a Three-Port AC/DC/DS Hybrid Microgrid. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 62, n. 2, p. 1279-1290, 2015. ISSN 0278-0046.

XINMING, H.; JINJUN, L.; HUI, Z. A Unified Compensator Design Based on Instantaneous Energy Equilibrium Model for the DC Link Voltage Control of UPQC. 2009 Twenty-Fourth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2009, 15-19 Feb. 2009. p.1577-1582.

YE, J.; GOOI, H. B.; WU, F. Optimization of the Size of UPQC System Based on Data-Driven Control Design. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 4, p. 2999-3008, 2018. ISSN 1949-3053.

ZHOU, X. et al. A microgrid cluster structure and its autonomous coordination control strategy. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 100, p. 69-80, 2018/09/01/ 2018. ISSN 0142-0615. Disponible em: <
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517319385> >.