

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Geovane Luciano dos Reis

Algoritmo *Power-Based Control* Modificado para Coordenação de Inversores em
Microrredes de Energia Elétrica
(Versão Corrigida)

Belo Horizonte

2023

Geovane Luciano dos Reis

**Algoritmo *Power-Based Control* Modificado para Coordenação de Inversores em
Microrredes de Energia Elétrica
(Versão Corrigida)**

Tese de Doutorado submetida à Banca examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Danilo Iglesias Brandão
Coorientador: Prof. Eduardo Verri Liberado
Coorientador: Prof. Waner Wodson
Aparecido Gonçalves Silva

Belo Horizonte
2023

R375a Reis, Geovane Luciano dos.
Algoritmo *Power-Based Control* modificado para coordenação de inversores em microrredes de energia elétrica / Geovane Luciano dos Reis. - 2023.
1 recurso online (169 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Danilo Iglesias Brandão.
Coorientadores: Eduardo Verri Liberado, Waner Wodson Aparecido Gonçalves Silva.

Tese (doutorado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 156-169.
Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia elétrica - Distribuição - Teses. 3. Recursos energéticos - Teses. 4. Algoritmos - Teses. 5. Inversores elétricos - Teses. I. Brandão, Danilo Iglesias. II. Liberado, Eduardo Verri. III. Silva, Waner Wodson Aparecido Gonçalves. IV. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. V. Título.

CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

"POWER-BASED CONTROL MODIFICADO PARA COORDENAÇÃO DE INVERSORES EM MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA"

GEOVANE LUCIANO DOS REIS

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito para obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica. Aprovada em 16 de agosto de 2023. Por:

Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
DEE (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Eduardo Verri Liberado
DEE (UNESP) - Coorientador

Prof. Dr. Waner Wodson Aparecido Gonçalves Silva
ICT (UNIFEI) - Coorientador

Prof. Dr. Fernando Pinhabel Marafão
DEE (UNESP)

Prof. Dr. Clodualdo Venicio De Sousa
DEE (UNIFEI)

Dr. Lucas Savoi de Araújo
PPGEE (UFMG)

Prof. Dr. Sidelmo Magalhães Silva
DEE (UFMG)



Documento assinado eletronicamente por **Danilo Iglesias Brandao, Professor do Magistério Superior**, em 16/08/2023, às 14:43, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Waner Wodson Aparecido Gonçalves Silva, Usuário Externo**, em 16/08/2023, às 16:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Sidelmo Magalhaes Silva, Professor do Magistério Superior**, em 16/08/2023, às 22:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Lucas Savoi de Araujo, Usuário Externo**, em 17/08/2023, às 05:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Eduardo Verri Liberado, Usuário Externo**, em 17/08/2023, às 10:57, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernando Pinhabel Marafão, Usuário Externo**, em 17/08/2023, às 12:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Clodualdo Venicio de Sousa, Usuário Externo**, em 17/08/2023, às 18:58, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **2546959** e o código CRC **8E892E60**.

A minha esposa Nayara e meus filhos Giovanna e Isaac.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus por ter me concedido saúde e por sempre iluminar meus caminhos, colocando as pessoas certas ao meu lado.

Agradeço a toda minha família pelo apoio e incentivo na realização deste trabalho em especial a minha esposa Nayara pelo companheirismo e otimismo nos momentos mais difíceis.

Agradeço a todos os professores do PPGE, com os quais tive oportunidade de ter aula, em especial ao meu orientador Danilo Iglesias, pela sua atenção, ensinamentos e disponibilidade para orientação deste trabalho.

Agradeço a Eduardo Verri Liberado pelo suporte e inúmeras contribuições para realização deste trabalho.

Agradeço a Waner Wodson sinônimo de disponibilidade, pela amizade, todo o suporte e contribuições na realização deste trabalho. Agradeço a Clodualdo Sousa pelo suporte e incentivo durante a realização deste trabalho.

Agradeço aos membros participantes da banca examinadora, pela disponibilidade e contribuições para melhoria deste trabalho.

Agradeço a Petrobras S/A, pois este trabalho foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, regulamentado pela ANEEL sob o título “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”, projeto ID ANEEL PD-00553-0046 / 2016, onde a Petrobras é proponente.

O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e Fundação de Amparo à Pesquisa de Minas Gerais (FAPEMIG) aos quais deixo aqui meus agradecimentos.

Agradeço aos meus amigos de curso (Rafael Mario, Camilo Lelis, Rafael Atila, Moisés Martins e Victor Magno) pelo companheirismo durante as inúmeras viagens pela BR-381.

Agradeço aos amigos do Laboratório Tesla, João Oliveira e Lucas Savoi pelo suporte e apoio durante a realização deste trabalho.

Deixo aqui meus sinceros agradecimentos a todos aqueles que contribuíram de forma direta ou indireta para realização deste trabalho. Sem a contribuição de cada um de vocês não seria possível a realização deste trabalho. Muito obrigado!!!

“A persistência é o caminho do êxito.”

Charles Chaplin

RESUMO

Esta tese propõe uma versão modificada do algoritmo *Power-Based Control* (*PBC*) para o gerenciamento de recursos energéticos distribuídos (REDs) em microrredes (MRs) avançadas. O algoritmo *Modified Power-Based Control* (*MPBC*) proposto herda as principais características do *PBC*, como baixa complexidade de implementação, requisitos mínimos em termos de tecnologia da informação (i.e., baixa taxa de transmissão de dados) e não requer conhecimento prévio da topologia e das impedâncias de linha da rede. Esta nova formulação permite que seja realizada uma distinção entre REDs dispersos conectados (i.e., fase-fase e fase-neutro) à MR de energia elétrica. Nesse cenário, o compartilhamento de potência entre os REDs e a compensação de desbalanço de corrente são prontamente alcançados com os REDs fase-fase e fase-neutro compartilhando potência balanceada, enquanto as potências de desbalanço e homopolar são direcionadas apenas aos REDs com conexão fase-neutro. Este fato provê maior grau de liberdade para o compartilhamento de potência na MR, uma vez que o sistema passa a contar com o dobro de coeficientes escalares em comparação ao *PBC*. A estratégia de controle é aplicada em uma estrutura de MR despachável, baseada em uma arquitetura de controle hierárquica centralizada. O algoritmo proposto é comparado com o *PBC* por meio de simulações em uma MR trifásica a quatro fios para diferentes condições de tensão e carga. Nesse sentido foi desenvolvido um protótipo de MR para validação experimental da estratégia e comparação frente ao *PBC* durante a execução de serviços ancilares. Destaca-se que o algoritmo proposto foi empregado no controle da MR Tesla desenvolvida na escola de engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, utilizando dispositivos comerciais. A MR Tesla é capaz de executar os mais diversos serviços ancilares como: *self-consumption*, *energy time shift*, *peak-shaving* e suporte de reativo à rede elétrica a montante. Devido as características intrínsecas das três tecnologias de baterias (chumbo-ácido, íon-lítio e sal fundido) empregadas na MR Tesla foi proposto um controle de energia média utilizável para garantir que os diferentes bancos de bateria atinjam os seus valores de *SoCs* mínimo simultaneamente, evitando então que uma tecnologia limite a entrega de energia das demais. Por fim, são apresentadas duas estratégias para gerenciamento do fluxo de potência em MRs com múltiplos pontos de acoplamento comum e/ou grupo de MRs com o emprego do *PBC*.

Palavras-chaves: Controle baseado em potência, Microrredes avançadas, Grupos de microrredes, Microrredes com múltiplos PACs.

ABSTRACT

This PhD dissertation proposes a modified version of the Power-Based Control (PBC) algorithm for managing distributed energy resources (DERs) in advanced microgrids (MGs). The proposed Modified Power-Based Control (MPBC) algorithm inherits the main characteristics of PBC, such as low implementation complexity, minimal information technology requirements (i.e., low data transmission rate), and no need for prior knowledge of the grid topology and line impedances. This novel formulation allows distinction between connected dispersed DERs (i.e., phase-phase and phase-neutral) to the electric power MG. In this scenario, power sharing among DERs and current imbalance compensation are readily achieved, with phase-phase and phase-neutral DERs sharing balanced power, while unbalance and homopolar powers are addressed only to phase-neutral-connected DERs. This fact provides a greater degree of freedom for power sharing in the MG, as the system has now twice the scalar coefficients compared to PBC. The control strategy is applied in a dispatchable MG framework based on a centralized hierarchical control architecture. The proposed algorithm is compared to PBC by means of simulations in a four-wire three-phase MG under different voltage and load conditions. In this regard, an MG prototype is developed for experimental validation of the strategy and comparison against PBC during the execution of ancillary services. It is worth noting that the proposed algorithm is employed in the Tesla MG developed at the School of Engineering of the Federal University of Minas Gerais, using commercial devices. The Tesla MG is capable of performing various ancillary services such as self-consumption, energy time shift, peak shaving, and reactive support to the upstream utility grid. Due to the intrinsic characteristics of the three battery technologies (lead-acid, lithium-ion, and molten salt) employed in the Tesla MG, a control for usable average energy is proposed to ensure that the different battery banks reach their minimum State of Charge (SoC) values simultaneously, thus avoiding one technology from limiting the energy delivery of the others. Finally, two strategies are presented for managing power flow in MGs with multiple points of common coupling and/or a group of MGs using PBC.

Keywords: Power-Based Control, Advanced microgrids, Groups of microgrids, Multi-PCC microgrids.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução do número de MMGD fotovoltaica no Brasil.	23
Figura 2 – Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira (30/08/2023). . . .	23
Figura 3 – Conceito de HC e seu aprimoramento.	25
Figura 4 – Fluxograma com a sequência de execução do <i>PBC</i>	28
Figura 5 – Fluxograma com cálculo dos coeficientes escalares realizado no CCMR. .	31
Figura 6 – Fluxograma implementado no controlador local dos REDs para cálculo das referências de potências.	32
Figura 7 – Topologia paralela, série e em malha de GMRs	34
Figura 8 – Estrutura básica de uma MR.	47
Figura 9 – Microrrede híbrida ($MR_{ca} + MR_{ce}$).	47
Figura 10 – Classificação das MRs.	49
Figura 11 – Classificação dos REDs.	52
Figura 12 – Estrutura típica de controle hierárquico em microrredes.	53
Figura 13 – Diagrama de controle de REDs, baseados na técnica <i>droop</i>	54
Figura 14 – Estruturas de controle de uma MR.	55
Figura 15 – Sequência de execução do <i>MPBC</i>	64
Figura 16 – Microrrede para primeira fase de comparação - simulação I.	71
Figura 17 – Potência ativa no PAC - caso I.	74
Figura 18 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso I.	74
Figura 19 – Potência reativa no PAC - caso I.	75
Figura 20 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso I.	75
Figura 21 – Tensões e correntes no PAC - caso I.	76
Figura 22 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso I.	77
Figura 23 – Potência ativa no PAC - caso II.	78
Figura 24 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso II.	78
Figura 25 – Potência reativa no PAC - caso II.	79
Figura 26 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso II.	80
Figura 27 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso II.	80
Figura 28 – Potência ativa no PAC - caso III.	82
Figura 29 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso III.	83
Figura 30 – Potência reativa no PAC - caso III.	83
Figura 31 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso III.	84
Figura 32 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso III.	84
Figura 33 – Potência ativa no PAC - caso IV.	86
Figura 34 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso IV.	86
Figura 35 – Potência reativa no PAC- caso IV.	87

Figura 36 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso IV.	87
Figura 37 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso IV.	88
Figura 38 – Potência ativa no PAC - caso I (fase-fase).	90
Figura 39 – Coeficientes escalares- caso I (fase-fase).	90
Figura 40 – Potência reativa no PAC - caso I (fase-fase).	91
Figura 41 – Coeficientes escalares - caso I (fase-fase).	91
Figura 42 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso I (fase-fase).	92
Figura 43 – Potência ativa no PAC - caso II (fase-fase).	93
Figura 44 – Coeficientes escalares - caso II (fase-fase).	94
Figura 45 – Potência reativa no PAC - caso II (fase-fase).	94
Figura 46 – Coeficientes escalares - caso II (fase-fase).	95
Figura 47 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso II (fase-fase).	95
Figura 48 – Potência ativa no PAC - caso III (fase-fase).	98
Figura 49 – Coeficientes escalares - caso III (fase-fase).	98
Figura 50 – Potência reativa no PAC - caso III (fase-fase).	99
Figura 51 – Coeficientes escalares - caso III (fase-fase).	99
Figura 52 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso III (fase-fase).	100
Figura 53 – Decomposição das potências no PAC via CPT- caso III (fase-fase).	100
Figura 54 – Estrutura da MR urbana de baixa tensão considerada.	102
Figura 55 – Potência ativa no PAC e respectivos Coeficientes escalares.	104
Figura 56 – Potência reativa no PAC e respectivos Coeficientes escalares.	105
Figura 57 – Perdas na MR para ambos algoritmos.	106
Figura 58 – Laboratório LCCEE UNIFEI Itabira.	107
Figura 59 – Diagrama em blocos do protótipo	108
Figura 60 – Estratégia de controle primário.	109
Figura 61 – Vistas do protótipo.	109
Figura 62 – Controle Central da microrrede.	110
Figura 63 – Detalhes da parte de controle e potência do protótipo.	111
Figura 64 – Estrutura de controle dos conversores	111
Figura 65 – Módulo de potência Supplier, modelo SPCIQ 1000-80-20	112
Figura 66 – Potência ativa e reativa no PAC da MR sem habilitação do controle.	113
Figura 67 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com REDs fase-neutro.	114
Figura 68 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com REDs fase-fase - MPBC.	115
Figura 69 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com REDs fase-fase - PBC.	116
Figura 70 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com os 6 REDs - MPBC.	117

Figura 71 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com os 6 REDs - <i>PBC</i>	118
Figura 72 – Estrutura da MR urbana de baixa tensão em estudo	122
Figura 73 – Potência ativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Pm} - estratégia de divisão.	125
Figura 74 – Potência reativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Qm} - estratégia de divisão.	126
Figura 75 – Tensões medidas nas barras de referência - estratégia de divisão.	127
Figura 76 – Perdas na MR - estratégia de divisão.	128
Figura 77 – Potência ativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Pm} - estratégia de unificação.	130
Figura 78 – Potência reativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Qm} - estratégia de unificação.	131
Figura 79 – Tensões medidas nas barras de referência - estratégia de unificação.	132
Figura 80 – Perdas na MR - estratégia de unificação.	133
Figura 81 – Diagrama em blocos da microrrede implementada.	136
Figura 82 – Instalação atual da MR desenvolvida na UFMG.	136
Figura 83 – Potência ativa da carga e no PAC durante o modo <i>SC</i>	144
Figura 84 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e respectiva potência ativa dos REDs durante modo <i>SC</i>	145
Figura 85 – Potência ativa, energia na descarga, energia na recarga, <i>SoC</i> para os três REDs e potência no PAC da MR, durante o modo <i>ETS</i>	146
Figura 86 – Tensão e potência reativa no PAC, durante o modo <i>GOS</i> , variação de tensão.	148
Figura 87 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e respectiva potência reativa dos REDs durante modo <i>GOS</i> , variação de tensão.	149
Figura 88 – Frequência da rede, potência ativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} dos REDs durante modo <i>GOS</i> , variação de frequência.	150
Figura 89 – Potência ativa no PAC e respectivas potências ativas processadas nos REDs durante modo <i>GOS</i> , compensação de desbalanço de carga.	151
Figura 90 – Transição da MR do modo conectado à rede, para o modo ilhado: tensão da rede (amarelo), tensão de saída do inversor (verde) e corrente de carga (azul).	152

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução do <i>PBC</i> para aplicações em MRs.	27
Tabela 2 – Principais características das referências de GMRs analisadas.	37
Tabela 3 – Principais características dos protótipos de MRs analisados.	41
Tabela 4 – Vantagens e desvantagens das técnicas de controle primário.	55
Tabela 5 – Parâmetros do transformador monofásico 220/220V.	71
Tabela 6 – Parâmetros do transformador de interface Δ/Y	72
Tabela 7 – Parâmetros dos REDs - simulação I.	72
Tabela 8 – Grandezas do <i>MPBC</i> para os seis intervalos de simulação - Caso II. . .	81
Tabela 9 – Grandezas do <i>MPBC</i> para simulação com REDs fase-fase - Caso II (fase-fase).	96
Tabela 10 – Parâmetros dos REDs - simulação II	101
Tabela 11 – Parâmetros dos conversores eletrônicos.	110
Tabela 12 – Parâmetros dos REDs - comparação experimental.	112
Tabela 13 – Resposta dinâmica do <i>MPBC</i> versus <i>PBC</i> para os cenários analisados. .	119
Tabela 14 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V).	124
Tabela 15 – Cálculo dos coeficientes escalares no CCMR.	142
Tabela 16 – Referências de potências implementadas no controle local dos REDs. .	142

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BMS *Battery Management System*

B2B *Back-to-Back Converter*

BT Baixa Tensão

CA Corrente Alternada

CC Corrente Contínua

CAN *Control Area Network*

CCM *Current-Controlled Mode*

CCMR Controle Central da Microrrede

CNL Carga Não Linear

CPT *Conservative Power Teory*

DSP *Digital Signal Processor*

EPE Empresa de Pesquisa Energética

GD Geração Distribuída

GEE Gases do Efeito Estufa

GMRs Grupos de Microrredes

HC *Hosting Capacity*

IRENA *International Renewable Energy Agency*

REN Resolução Normativa

SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
MRs	Microrredes
MR_{ca}	Microrredes em CA
MR_{cc}	Microrredes em CC
MR_h	Microrredes híbrida
MMGD	Micro e Minigeração Geração Distribuída
$MPBC$	<i>Modified Power-Base Control</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OSD	Operador do Sistema de Distribuição
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PBC	<i>Power-Base Control</i>
PLL	<i>Phase Looked Loop</i>
PWM	<i>Pulse Width</i> Modulation
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RED	Recurso Energético Distribuído
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
SoC	<i>State of Charge</i>
SVC	<i>Static var Compensator</i>
UI	<i>Utility Interface</i>
UPS	<i>Uninterruptible Power Supply</i>
VCM	<i>Voltage-Controlled Mode</i>

LISTA DE SÍMBOLOS E VARIÁVEIS

$*$	Valores de referência
j	Número do j -ésimo RED
k_{pi}	Ganho proporcional do controlador de corrente
k_{ii}	Ganho integral do controlador de corrente
m	Fase do sistema trifásico (1, 2, 3) ou (a, b, c)
mn	Fases do sistema trifásico (12, 23, 31) ou (ab, bc, ca)
P	Potência ativa
A_{Gj}	Potência aparente nominal do j -ésimo RED
P_{Gj}	Potência ativa processada pelo j -ésimo RED
P_{Gj}^{max}	Capacidade máxima de injeção de potência ativa do j -ésimo RED
P_{Gj}^{min}	Capacidade máxima de armazenamento de energia do j -ésimo RED
P_{Gmt}	Potência ativa total processada pelos REDs na fase m da MR
P_{Gmt}^{max}	Potência ativa máxima dos REDs conectados na fase m da MR
P_{Gmt}^{min}	Capacidade máxima de armazenamento dos REDs conectados na fase m da MR
P_{Lmt}^{min}	Potência ativa total demandada na fase m da MR
Q_{Gj}	Potência reativa processada pelo j -ésimo RED
Q_{Gj}^{max}	Potência reativa máxima que o j -ésimo RED pode processar
Q_{Gmt}	Potência reativa total processada pelos REDs na fase m da MR

Q_{Gmt}^{max}	Potência reativa máxima dos REDs conectados na fase m da MR
Q_{Lmt}^{min}	Potência reativa total demandada na fase m da MR
α_{Pm}	Coefficiente escalar para o controle de potência ativa na fase m da MR
α_{Qm}	Coefficiente escalar para o controle de potência reativa na fase m da MR
α_{Pmn}	Coefficiente escalar para o controle potência ativa nas fases mn da MR
α_{Qmn}	Coefficiente escalar para o controle potência reativa nas fases mn da MR
C_f	Capacitância do filtro do conversor
f_a	Frequência de amostragem
f_g	Frequência da rede
f_s	Frequência de chaveamento
L_f	Indutância do filtro do conversor
R_f	Resistência do indutor do filtro
V_g	Tensão de saída do conversor
V_{DC}	Tensão no barramento CC

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Estado da Arte	25
1.1.1	Evolução do <i>Power-Based Control</i>	26
1.1.1.1	Envio de dados dos REDs para o CCMR	28
1.1.1.2	Processamento do <i>PBC</i> no CCMR e transmissão dos coeficientes escalares para os REDs	29
1.1.1.3	Geração de referência local de potência nos REDs	31
1.1.2	Grupos de microrredes	33
1.1.3	Gerenciamento de energia em microrredes com diferentes tecnologias de bateria	37
1.2	Objetivos	41
1.2.1	Objetivos específicos	41
1.3	Contribuições	42
1.3.1	Contribuições científicas	42
1.3.2	Pedidos de patentes	42
1.4	Publicações	43
1.5	Organização da tese	43
2	MICRORREDES: CLASSIFICAÇÃO, ESTRATÉGIAS DE CONTROLE E GERENCIAMENTO	45
2.1	Classificação das Microrredes	45
2.2	Sistema de Gerenciamento e Controle de Energia	49
2.3	Classificação dos REDs	51
2.4	Estrutura de Controle Hierárquico em Microrredes	53
2.4.1	Nível de controle primário	53
2.4.2	Nível de controle secundário	54
2.4.2.1	Controle centralizado	55
2.4.2.2	Controle distribuído	56
2.4.3	Nível de controle terciário	57
2.4.4	Serviços ancilares	58
2.5	Sistemas de Comunicação	59
2.6	Figuras de Mérito	60
2.7	Conclusões dos Capítulo	60
3	ALGORITMO <i>POWER-BASED CONTROL</i> MODIFICADO	62
3.1	Grandezas relacionadas ao PAC	62
3.2	Matrizes de conversão de potências	65

3.3	Pacote de dados dos REDs enviados para o CCMR	66
3.4	Algoritmo do <i>MPBC</i>	67
3.5	Comparação do <i>MPBC</i> versus <i>PBC</i> em Simulação	70
3.5.1	Caso I: Tensões senoidais simétricas e carga balanceada	73
3.5.2	Caso II: Tensões senoidais simétricas e carga desbalanceada	77
3.5.3	Caso III: Tensões senoidais desequilibradas e carga balanceada	82
3.5.4	Caso IV: Tensões senoidais desequilibradas e carga desbalanceada	85
3.6	Comparação do <i>MPBC</i> versus <i>PBC</i> apenas com REDs Fase-fase em simulação	88
3.6.1	Caso I: Carga desbalanceada conectada em delta - REDs fase-fase	89
3.6.2	Caso II: Carga balanceada conectada em estrela - REDs fase-fase	92
3.6.3	Caso III: Carga desbalanceada conectada em estrela - REDs fase-fase	97
3.6.4	Comparação do <i>MPBC</i> versus <i>PBC</i> em uma MR urbana de baixa tensão	101
3.7	Resultados experimentais	106
3.7.1	Estrutura para ensaio	106
3.7.2	Microrrede apenas com REDs fase-neutro	112
3.7.3	Microrrede apenas com REDs fase-fase	113
3.7.4	Microrrede com REDs fase-neutro e fase-fase	117
3.8	Conclusões do Capítulo	119
4	ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE MICRORREDES COM MÚLTIPLOS PACS	120
4.1	Estratégia de Divisão	120
4.2	Estratégia de Unificação	120
4.3	Resultados simulados e discussões	121
4.3.1	Resultados - estratégia de divisão	122
4.3.2	Resultados - estratégia de unificação	128
4.4	Conclusões do capítulo	131
5	ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA O GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM MICRORREDES COM DIFERENTES TECNOLOGIAS DE BATERIAS	134
5.1	Protótipo experimental	134
5.1.1	Estrutura da microrrede	134
5.1.2	Sistema de proteção da microrrede	135
5.1.3	Estrutura de controle	137
5.1.4	Infraestrutura de comunicação	138
5.1.5	Supervisório e base de dados	138
5.2	Operação e controle da microrrede Tesla	139
5.2.1	Algoritmo <i>MPBC</i> sob condição de tensões equilibradas	139
5.2.1.1	Envio de dados dos REDs para o CCMR	139

5.2.1.2	Processamento do MPBC no CCMR e transmissão dos coeficientes escalares para os REDs	139
5.2.1.3	Geração de referência local de potência nos REDs	142
5.2.2	Exploração completa de diferentes bancos de baterias	142
5.3	Resultados Experimentais	143
5.3.1	<i>Self-consumption</i>	143
5.3.2	<i>Energy time shift</i>	144
5.3.3	<i>Grid operational support</i>	147
5.3.3.1	Resposta de potência reativa à variação de tensão	147
5.3.3.2	Resposta de potência ativa à variação de frequência	147
5.3.3.3	Compensação de desbalanço de carga	148
5.3.4	Operação ilhada	149
5.4	Conclusões do capítulo	151
6	CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE	153
6.1	Proposta de Continuidade do trabalho	155
	Bibliografia	156

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para a transformação de uma sociedade, sendo um insumo vital em todos os setores da sociedade moderna. A demanda desse insumo (KHAN; KHAN; REHAN, 2020) está intrinsecamente relacionada com o desenvolvimento do país. O que faz do acesso à energia elétrica um pilar fundamental para o bem-estar humano, o desenvolvimento econômico e a redução da pobreza mundial. Nesse sentido os incentivos governamentais para ampliação da oferta de energia proveniente de fontes renováveis de energia, buscam sanar problemas atuais, mas já deslumbram os desafios que deverão ser superados nos próximos anos como: atualmente cerca de 1 bilhão de pessoas no mundo não tem acesso à energia elétrica (WBG, 2021); estima-se que em 2050 a população mundial será de aproximadamente 10 bilhões de pessoas (IRENA, 2019); e segundo projeções da *International Renewable Energy Agency* (IRENA) a demanda de energia elétrica mundial em 2050 será 50 % maior que a registrada em 2019.

Diante destes desafios, o desenvolvimento de fontes renováveis de energias é fundamental para suprir a crescente demanda de energia elétrica, além de permitir a diversificação da matriz elétrica mundial (BURGER et al., 2019). Esta escolha não é aleatória e deve-se ao fato que as fontes de energias renováveis, como eólica e solar estão disponíveis em todo o planeta, embora a relação custo-benefício irá depender de cada região. A última década foi marcada pelo início de uma transição energética global. Tal transição é sustentada por três pilares principais: a descarbonização, a descentralização e a digitalização do sistema elétrico, que vem sendo definida por alguns pesquisadores como processo "3D". Esta transformação tem possibilitado um rápido desenvolvimento das fontes renováveis de energias em todo o mundo, impulsionadas pelo desenvolvimento tecnológico, econômico e fatores ambientais, sendo combinados com iniciativas políticas e sociais (HOKE et al., 2018; NASR-AZADANI et al., 2020).

Um ponto de inflexão para o desenvolvimento da geração distribuída (GD) no Brasil, foi a Resolução Normativa (REN) 482/2012 da ANEEL (ANEEL, 2012). No entanto, só passou a ter notoriedade após a edição da REN 687/2015 (ANEEL, 2015) que alterou pontos críticos da REN 482/2012 que dificultavam o interesse dos investidores. As principais alterações foram: ampliação das fontes de energia abordadas pela resolução (todas as renováveis + cogeração qualificada); estabelecimento de novos limites para microgeração ($\leq 75kW$) e minigeração ($\leq 5MW$) sendo limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada; na ocorrência de melhorias e reforço na rede para conexão da unidade geradora a microgeração é isenta, enquanto a minigeração não; criação de novas modalidade de consumo, além da GD junto a carga (auto consumo remoto, GD compartilhada e condomínio com GD).

A Figura 1 mostra a evolução do número de unidades de micro e minigeração distribuídas (MMGD), baseadas em energia fotovoltaica instaladas no Brasil a cada ano, após a publicação da REN 482/2012. A emissão da REN 687/2015, juntamente com a redução nos preços dos painéis fotovoltaicos, foi fundamental para desenvolvimento da MMGD como observado no gráfico. A GD proveniente de fonte solar fotovoltaica corresponde a 99,82 % de todas as instalações concluídas até dezembro de 2021 e já soma uma potência instalada de 8,77 GW. Dessa forma destaca-se, que mesmo em meio à crise sanitária e econômica mundial e seu reflexos causados pela pandemia da COVID-19, somado ao recuo do PIB brasileiro em 4,1 % em 2020, o mercado da geração distribuída baseada em energia solar fotovoltaica teve alta de 65 % e permanece com taxas elevadas de crescimento.

O Brasil ocupa posição de destaque quando se trata de matriz elétrica sustentável. Com mais de 80% de toda energia elétrica consumida proveniente de fontes renováveis (EPE, 2023a), sendo que as usinas hidrelétricas correspondem atualmente por 50,5% deste montante¹ em 2023, conforme mostra a Figura 2. Dessa forma a diversificação da matriz elétrica brasileira, que vem ocorrendo nas últimas décadas com a inserção de mais fontes renováveis, em especial a eólica e a fotovoltaica são fundamentais para permitir melhor gerenciamento dos reservatórios, além de evitar situações como o racionamento de energia elétrica que enfrentamos em 2001.

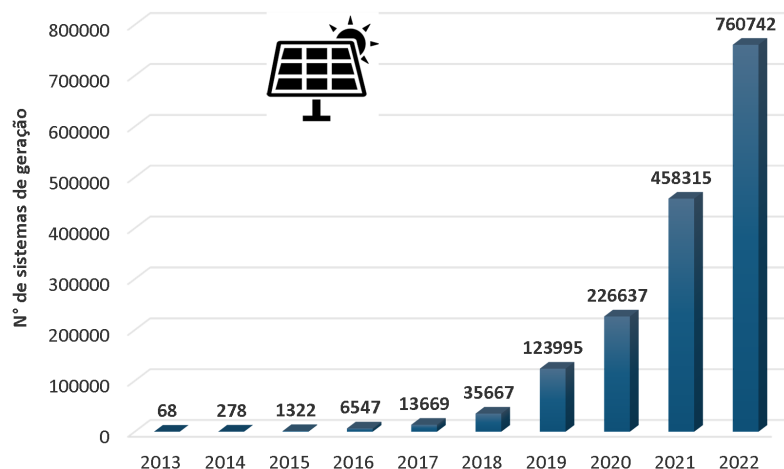
Nesse momento o mercado de GD está passando por mais um divisor de águas, devido a sanção da Lei 14.300/2022 em janeiro de 2021, que institui o marco legal MMGD, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o Programa de Energia Renovável Social (PERS) e a possibilidade de aplicação de bancos de baterias conectados a rede elétrica. A promulgação desta Lei cria uma arcabouço legal e regulatório, trazendo mais segurança jurídica, estabilidade e previsibilidade para o mercado da GD.

A transformação do sistema elétrico não ocorre de forma igualitária, e algumas localidades ao redor do mundo, já estão em um processo avançado de maturação, como Colorado, Texas e Havaí nos Estados Unidos, Dinamarca, Irlanda e sul da Austrália (AGUERO et al., 2017; LEW et al., 2019; MATEVOSYAN et al., 2019). Porém, nesses locais é frequente a ocorrência de problemas de qualidade de energia (i.e., sobretensão, atuação indevida de proteção e etc.) devido à alta penetração de fontes renováveis de energia conectadas aos sistemas de distribuição e transmissão por meio de inversores. O termo alta penetração refere-se a porcentagem da capacidade instalada de fontes renováveis de energia superiores a 30% em relação a demanda de pico do sistema (ISMAEL et al., 2019).

Os problemas de qualidade de energia começam a acontecer quando a capacidade

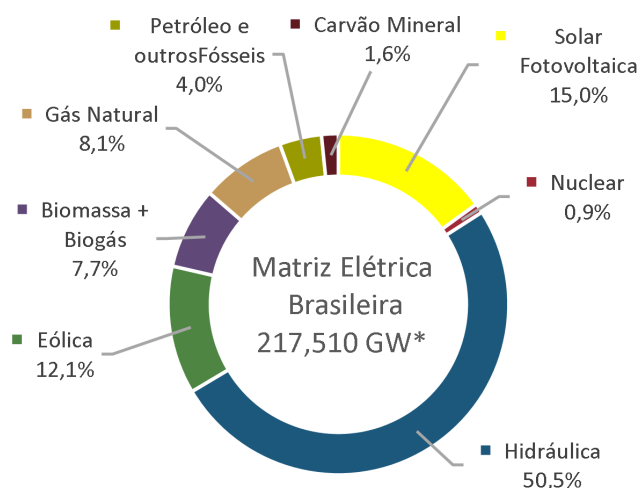
¹ A potência total da matriz não inclui a importação que corresponde a 3,8% e segue critério aplicado pelo Ministério de Minas e Energia.

Figura 1 – Evolução do número de MMGD fotovoltaica no Brasil.



Fonte: Adaptado de (EPE, 2023b)

Figura 2 – Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira (30/08/2023).



Fonte: Adaptado de (ABSOLAR, 2023)

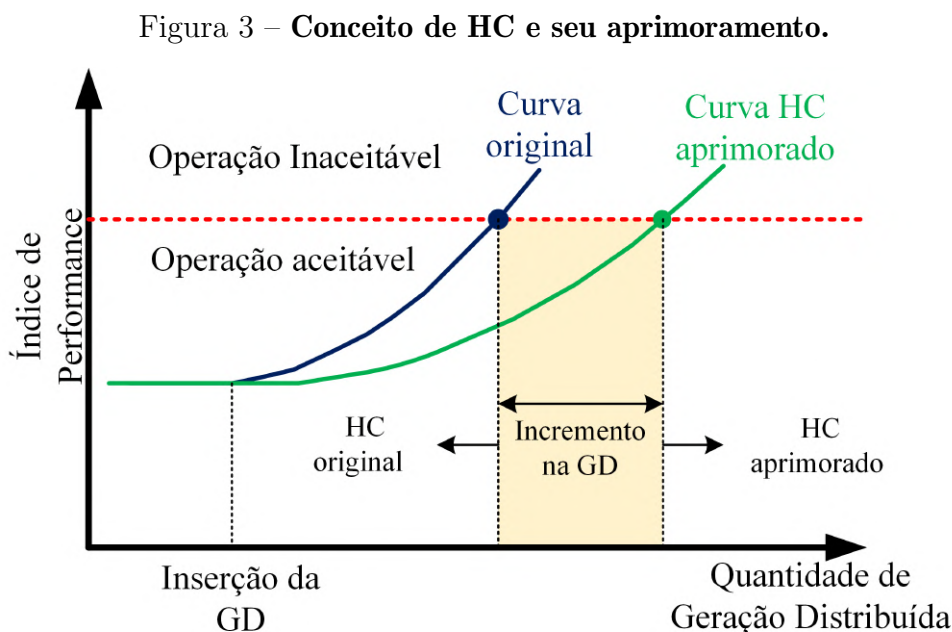
de hospedagem (*Hosting Capacity* - HC) do sistema é superada. O HC é definido como a capacidade máxima de GD que uma rede elétrica suporta sem ultrapassar seus limites operacionais e parâmetros da qualidade de energia elétrica (QEE) predefinidos (BOLLEN; HÄGER, 2005). A utilização do conceito de HC permite a aplicação de indicadores de desempenho para avaliação da penetração da GD nos sistemas elétricos de maneira prática (SAHU; GHOSH, 2019), permitindo que decisões sejam tomadas a partir de critérios técnicos beneficiando tanto o investidor quanto o operador do sistema de distribuição (OSD). Nesse sentido a IEEE 1547-2018 (IEEE, 2018a) classifica os recursos energéticos

distribuídos (REDs²) em duas categorias (A, B) precedidas de três subcategorias (I, II, III) de acordo com a sua capacidade de execução de serviços ancilares. Sendo que quanto maior a letra e o número dessa categorização maior a sua capacidade de contribuir com serviços ancilares. O que pode ser utilizado como tomada de decisão na escolha de qual categoria a ser empregada com base na HC do sistema (i.e., sistemas com uma alta penetração só aceitariam REDs da categoria B-III, enquanto sistemas com baixa penetração de GD começariam com a instalação de dispositivos da categoria A-I).

A Figura 3 apresenta o conceito de HC, além de mostrar que o seu aprimoramento permite o aumento da GD no sistema, respeitando os limites estabelecidos. Diversos índices de desempenho podem ser utilizados para o aprimoramento do HC, dentre os quais podemos destacar: sobretensão, sobrecarga em condutores e transformadores, atuação indevida da proteção e outros distúrbios da qualidade de energia (USTUN; HASHIMOTO; OTANI, 2019). Nesse sentido muitos trabalhos têm analisado o impacto da alta penetração da GD, em especial a geração fotovoltaica devido a sua facilidade de implementação frente a outras fontes renováveis (ABAD; MA, 2020). Buscando atender a qualidade da tensão e aumentar a HC, em (DIVSHALI; SÖDER, 2018), um compensador estático síncrono é aplicado para regular a tensão de regime permanente e transitória. O emprego da técnica *volt-var* (SINGHAL et al., 2018; ATMAJA et al., 2019; JOSEPH; SMEDLEY; MEHRAEEN, 2020; ZERAATI; GOLSHAN; GUERRERO, 2018; BAGHERI; XU, 2018) ou *volt-watt* (WANZELER et al., 2018; KASHANI; MOBARREZ; BHATTACHARYA, 2018; KASHANI et al., 2017; BRASLAVSKY; COLLINS; WARD, 2017) em inversores multifuncionais é recomendado em (IEEE, 2018a) e estas têm sido soluções amplamente utilizadas para enfrentar os desafios da regulação de tensão em barramentos com alta penetração de geração distribuída. Outros trabalhos investigam a integração de sistemas de armazenamento de energia (SAE) central para aumentar a HC (JAYASEKARA; MASOUM; WOLFS, 2015; HASHEMI; ØSTERGAARD, 2016; YOO; JANG; JUNG, 2020; DIVSHALI; SÖDER, 2017). Já em (POULIOS et al., 2015) é analisado o tamanho ideal, a localização e o aspecto econômico para implementação de um SAE, em uma rede de distribuição. Os autores concluíram que a viabilidade desta técnica depende da redução dos custos dos SAE.

De acordo com (IEEE, 2018a) uma MR é definida como um grupo de cargas, REDs, SAEs e cargas locais interconectados em uma área geograficamente definida, atuando como uma única entidade controlável em relação à rede elétrica, além de ser capaz de operar tanto no modo conectado à rede elétrica quanto no modo ilhado. Diante deste cenário o modelo de MR surge como uma estrutura versátil que permite a interconexão de REDs, cargas e sistemas de armazenamento de energia em uma estrutura de rede flexível.

² Segundo (IEEE, 2018b) REDs são fontes de energia elétrica conectadas ao sistema de energia elétrica, incluindo geradores e tecnologias de armazenamento de energia capazes de exportar potência ativa para o sistema elétrico.



Fonte: Adaptado de (ISMAEL et al., 2019)

O modelo MR pode aumentar a eficiência, a confiabilidade e melhorar a estabilidade do sistema elétrico. Além disso, se uma MR é despachável em termos de potência, ela pode contribuir para aumentar a HC de uma rede de distribuição, por meio da execução de serviços ancilares como suporte de reativo, *self-consumption*, *energy time shift* entre outros (CHENG; DUAN; CHOW, 2018; REIS et al., 2022). Em (LEE et al., 2020) os autores aplicaram esta tese, ao transformar um alimentador de uma rede de distribuição em média tensão com alta penetração de geração fotovoltaica em uma MR com SAE. As análises foram realizadas com SAE centralizado e distribuído, e em ambos os casos a transformação do barramento em uma MR se mostrou eficiente no aumento da HC, chegando a um ganho de 12% na penetração da geração fotovoltaica, além da redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE). No entanto, o gerenciamento de energia e a coordenação de MRs tornam-se tarefas desafiadoras, uma vez que diversas incertezas como velocidade do vento, irradiação solar e demanda de carga estão envolvidas nesta avaliação. Se o controle coordenado da MR não for bem gerenciado, a rede elétrica pode sofrer de problemas de qualidade de energia, como desvio de tensão, variação de frequência, atuação indevida da proteção etc., que podem levar o sistema à instabilidade (ISMAEL et al., 2019; ALAM; CHAKRABARTI; GHOSH, 2018).

1.1 Estado da Arte

Esta seção aborda uma revisão da literatura com os tópicos desenvolvidos nesta tese, que podem ser separados em:

1. Evolução do *Power-Based Control*;
2. Grupos de microrredes;
3. Estratégia de controle para gerenciamento de energia em microrredes com diferentes tecnologias de bateria.

1.1.1 Evolução do *Power-Based Control*

O *PBC* surgiu originalmente para controlar de forma coordenada REDs em MRs monofásicas e foi sendo aprimorado ao longo do tempo a fim de aumentar seus benefícios. A Tabela 1 mostra as principais evoluções do *PBC* nos últimos anos.

O *PBC* apresenta regulação coordenada de REDs (i.e., unidades clientes) por uma unidade central localizada no ponto de acoplamento comum (PAC³) da MR, e tem como principais vantagens baixa complexidade de implementação, requisitos mínimos em termos de tecnologias de informação e comunicação (TIC), (i.e, banda estreita de comunicação e baixa taxa de dados), não requer conhecimento prévio dos parâmetros de rede e suporta a integração *plug-and-play* de novos REDs (BRANDAO et al., 2019). Além de sua simplicidade, o *PBC* consegue um controle adequado dos REDs para permitir: i) controle do fluxo de potência no lado da rede no PAC; ii) compartilhamento de potência proporcional e preciso; iii) alto nível de QEE. O compartilhamento de potência entre os REDs ocorre através de coeficientes escalares. Sendo que para o compartilhamento de potência ativa por fase, utiliza-se o coeficiente α_{Pm} , enquanto para o controle de potência reativa por fase utiliza-se o coeficiente α_{Qm} . Onde m representa a fase a, b ou c do sistema trifásico.

Para fins de compreensão, o *PBC* pode ser dividido em 3 etapas:

1. Envio de pacote de dados dos REDs para o CCMR;
2. Processamento do *PBC* no CCMR e transmissão dos coeficientes escalares para os REDs;
3. Geração de referência local de potência para os REDs.

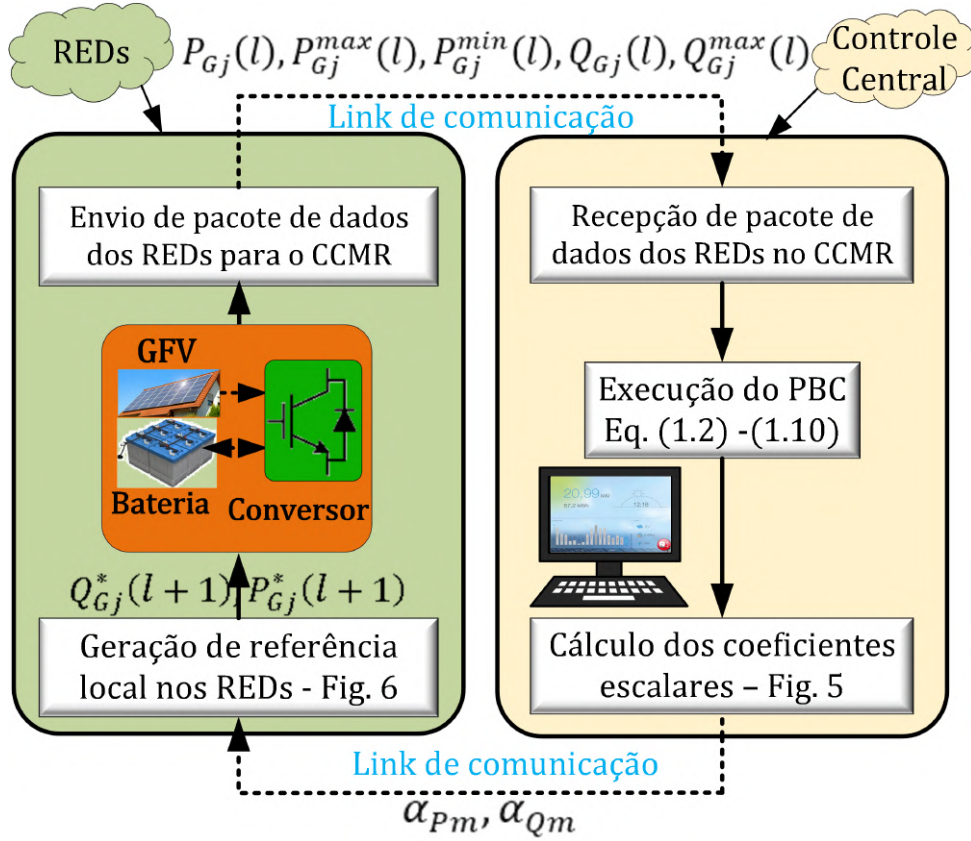
A Figura 4 apresenta de forma resumida o fluxograma com as etapas operacionais cíclicas do algoritmo do *PBC*.

³ A IEEE 1547-(IEEE, 2018b) define PAC, como o ponto de conexão entre o sistema de geração de energia distribuída e a rede de distribuição da concessionária.

Tabela 1 – Evolução do *PBC* para aplicações em MRs.

Geração do <i>PBC</i>	Características
<i>PBC-I</i> (CALDOGNETTO et al., 2015)	Proposta para MRs monofásicas. Compartilhamento de potência proporcional entre REDs por dois coeficientes escalares (α_P, α_Q). Se estendido para redes trifásicas, não compensa o desequilíbrio de corrente. Todos os REDs são do tipo <i>CCM</i> , e a MR possui apenas um PAC.
<i>PBC-II</i> (BRANDAO et al., 2016)	Proposta para MRs trifásicas a quatro fios. Compartilha proporcionalmente a potência entre os REDs que estão conectados na mesma fase ‘m’ e fornece compensação de desequilíbrio de corrente no PAC usando seis coeficientes escalares (α_{Pm}, α_{Qm}), onde ‘m’ representa as fases a, b e c. Os REDs trifásicos operam desequilibrados. Todos os REDs são considerados <i>CCM</i> , e a MR analisada tem apenas um PAC.
<i>PBC-III</i> (BRANDAO et al., 2019)	Proposta para MRs trifásicas a três fios. Compartilha proporcionalmente a potência entre os REDs conectados na mesma fase e fornece compensação de desequilíbrio de corrente no PAC, usando oito coeficientes escalares ($\alpha_{Pm}, \alpha_{Qm}, \alpha_{P3\phi}$ e $\alpha_{Q3\phi}$). Os REDs trifásicos podem operar equilibrados. Os REDs são do tipo <i>CCM</i> e <i>VCN</i> , e a MR analisada apresenta apenas um PAC.
<i>PBC-Consenso</i> (FERREIRA et al., 2021)	Proposta para MRs trifásicas a quatro fios. Compartilha proporcionalmente a potência entre os REDs conectados na mesma fase e fornece compensação de desequilíbrio de corrente no PAC, usando oito coeficientes escalares ($\alpha_{Pm}, \alpha_{Qm}, \alpha_{P3\phi}$ e $\alpha_{Q3\phi}$). Os REDs trifásicos podem operar equilibrados. Os REDs são do tipo <i>CCM</i> , e a MR analisada possui topologia em anel e apresenta apenas um PAC.
<i>MPBC</i> (REIS et al., 2021)	Proposta para MRs trifásicas a quatro fios. O compartilhamento de potência entre os REDs e a compensação de desequilíbrio de corrente no PAC são alcançados com os REDs fase-fase e fase-neutro compartilhando potência balanceada, enquanto as potências de desbalanço e homopolar são direcionados apenas aos REDs com conexão fase-neutro, são usados seis coeficientes escalares (α_{Pmn} e α_{Qmn}). Os REDs são do tipo <i>CCM</i> , e a MR analisada possui topologia em anel e apresenta dois PACs.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 4 – Fluxograma com a sequência de execução do *PBC*.

Fonte: Autor, 2023.

1.1.1.1 Envio de dados dos REDs para o CCMR

O controle é realizado em termos de potências médias, nesse sentido a cada ciclo de controle (l), após uma requisição enviada pelo CCMR para os REDs, os parâmetros do j -ésimo RED ($j = 1, 2, \dots, J$) que é um conjunto de dados que representam a capacidade de processamento e de geração de energia do RED, sendo:

- $P_{Gj}(l)$: potência ativa injetada na MR;
- $Q_{Gj}(l)$: potência reativa injetada na MR;
- $P_{Gj}^{max}(l)$: capacidade máxima de injeção de potência ativa (i.e., está relacionada com a capacidade atual de geração da sua fonte primária (PV, eólica e etc.);
- $P_{Gj}^{min}(l)$: capacidade máxima de armazenamento de energia (i.e., para o caso do RED ter um sistema de armazenamento de energia);
- $A_{Gj}(l)$: potência aparente nominal do RED.
- Q_{Gj}^{max} : potência reativa máxima que o RED pode processar, obtida através da Equação 1.1.

$$Q_{Gj}^{max}(l) = \sqrt{A_{Gj}(l)^2 - P_{Gj}(l)^2} \quad (1.1)$$

1.1.1.2 Processamento do *PBC* no CCMR e transmissão dos coeficientes escalares para os REDs

Assim que o CCMR recebe todos os pacotes de dados dos ativos presentes na MR ele realiza os seguintes cálculos:

1. Potência ativa e reativa total por fase $[P_{Gmt}(l), Q_{Gmt}(l)]$ fornecida pelos REDs ao longo do ciclo l :

$$P_{Gmt}(l) = \sum_{j=1}^J P_{Gmj}(l) \quad (1.2)$$

$$Q_{Gmt}(l) = \sum_{j=1}^J Q_{Gmj}(l) \quad (1.3)$$

2. Similarmente a potência ativa mínima e máxima total por fase $[P_{Gmt}^{min}(l), P_{Gmt}^{max}(l)]$:

$$P_{Gmt}^{min}(l) = \sum_{j=1}^J P_{Gmj}^{min}(l) \quad (1.4)$$

$$P_{Gmt}^{max}(l) = \sum_{j=1}^J P_{Gmj}^{max}(l) \quad (1.5)$$

3. Da mesma forma, calcula-se a máxima potência reativa total por fase que os REDs podem processar no ciclo de controle atual $[Q_{Gmt}^{max}(l)]$: segundo a Equação 1.1:

$$Q_{Gmt}^{max}(l) = \sum_{j=1}^J Q_{Gj}^{max}(l) \quad (1.6)$$

4. Aplicando o balanço de potência no PAC da MR, estima-se a potência ativa e reativa consumida por fase da MR no ciclo de controle l , $[P_{Lmt}(l), Q_{Lmt}(l)]$:

$$P_{Lmt}(l) = P_{PACm}(l) + P_{Gmt}(l) \quad (1.7)$$

$$Q_{Lmt}(l) = Q_{PACm}(l) + Q_{Gmt}(l) \quad (1.8)$$

tal que P_{PACm} e Q_{PACm} são a potência ativa e reativa de fase medidas no lado da rede no PAC.

Nesta análise em específico a *utility interface* (UI) não está sendo considerada. A UI é um conversor conectado em paralelo com a MR, ele possui armazenamento de energia, e de maneira geral é alocado no PAC da MR (TENTI et al., 2014). Este conversor tem a capacidade de operar como formador de rede, definindo a referência de tensão e frequência quando a MR está no modo ilhado. Já no modo conectado, além de participar do *power sharing* é capaz de operar como um filtro ativo compensando distúrbios de corrente o que melhora a qualidade de energia na rede elétrica a montante. Note que neste caso estas informações não precisam ser enviadas para o CCMR uma vez que ele é implementado na UI que se encontra no PAC. Observa-se que o emprego da UI não é obrigatório em MRs, tendo em vista que as funcionalidades aqui apresentadas, podem ser alcançadas pelos REDs ou pelos múltiplos conversores formadores de redes distribuídos na MR como proposto em (ARAUJO; BRANDAO, 2022).

Um ponto interessante desta estratégia é que as perdas de distribuição nas impedâncias das linhas, compõem o $P_{Lmt}(l)$. Destaca-se também que a estabilidade do sistema é garantida desde que o processamento do algoritmo do *PBC* no CCMR seja mais lento que o atraso inerente à infraestrutura de comunicação, o que é facilmente alcançável (BRANDÃO et al., 2018). É interessante ressaltar que caso existam REDs que não sejam participantes do *PBC*, eles continuam injetando potência na MR, o que reflete diretamente em $P_{Lmt}(l)$ e $Q_{Lmt}(l)$.

5. Uma vez estimada a potência ativa e reativa consumida por fase da MR no ciclo de controle l , o CCMR calcula as referências de potência ativa $[P_{Gmt}^*(l+1)]$ e reativa $[Q_{Gmt}^*(l+1)]$ a serem fornecidas pelos REDs conectados nas respectivas fases do sistema:

$$P_{Gmt}^*(l+1) = P_{Lmt}(l) - P_{PACm}^*(l+1) \quad (1.9)$$

$$Q_{Gmt}^*(l+1) = Q_{Lmt}(l) - Q_{PACm}^*(l+1) \quad (1.10)$$

Onde $P_{PACm}^*(l+1)$ e $Q_{PACm}^*(l+1)$ são, respectivamente, as referências de potência ativa e reativa por fase no PAC determinada pelo nível terciário, com base em estratégias de gestão de energia de médio ou longo prazo (por exemplo, negociações com o OSD) ou definido para zero no modo ilhado.

6. Finalmente o CCMR calcula os coeficientes escalares por fase $'m'$, α_{Pm} e α_{Qm} (todos variando entre o intervalo $[-1, 1]$). Os sinais negativo e positivo significam, respectivamente, absorvendo e gerando potência ativa e potência reativa indutiva e capacitiva. Finalizado o cálculo dos coeficientes pelo CCMR, eles são transmitidos por mensagem de *broadcast* para os REDs monofásicos participantes do *PBC* conectadas à fase m correspondente.

A Figura 5 mostra um fluxograma com os procedimentos de cálculo dos coeficientes escalares por fase. Analisando o fluxograma percebe-se que o valor dos coeficientes escalares estão diretamente relacionados com a capacidade de geração e/ou armazenamento dos REDs e a referência de potência na rede. Dessa forma, caso ocorra das referências de potência no PAC, solicitarem dos REDs valores de potência ativa e reativa maiores que a sua capacidade de processamento no instante atual de controle, os coeficientes são saturados garantido que os limites operacionais dos mesmos não sejam ultrapassados. No entanto, esta saturação que ocorre no CCMR, não elimina a necessidade de implantação de uma saturação na malha de controle no nível primário.

1.1.1.3 Geração de referência local de potência nos REDs

Nessa etapa após os REDs receberem os coeficientes escalares de fase enviados pelo CCMR, calculam-se as referências de potência ativa e reativa para as suas malhas de controle interno (i.e, primeiro nível hierárquico de controle) conforme fluxograma apresentado na Figura 6 implementado em seu controle local.

Figura 5 – Fluxograma com cálculo dos coeficientes escalares realizado no CCMR.

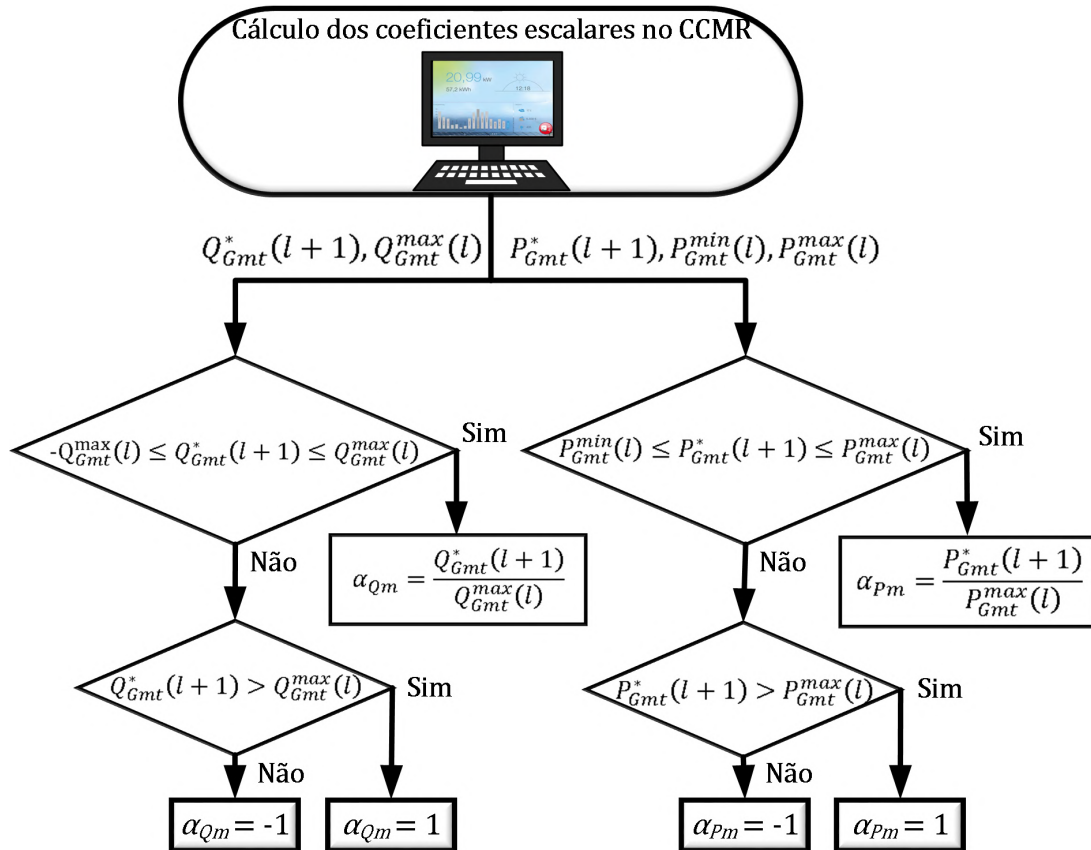
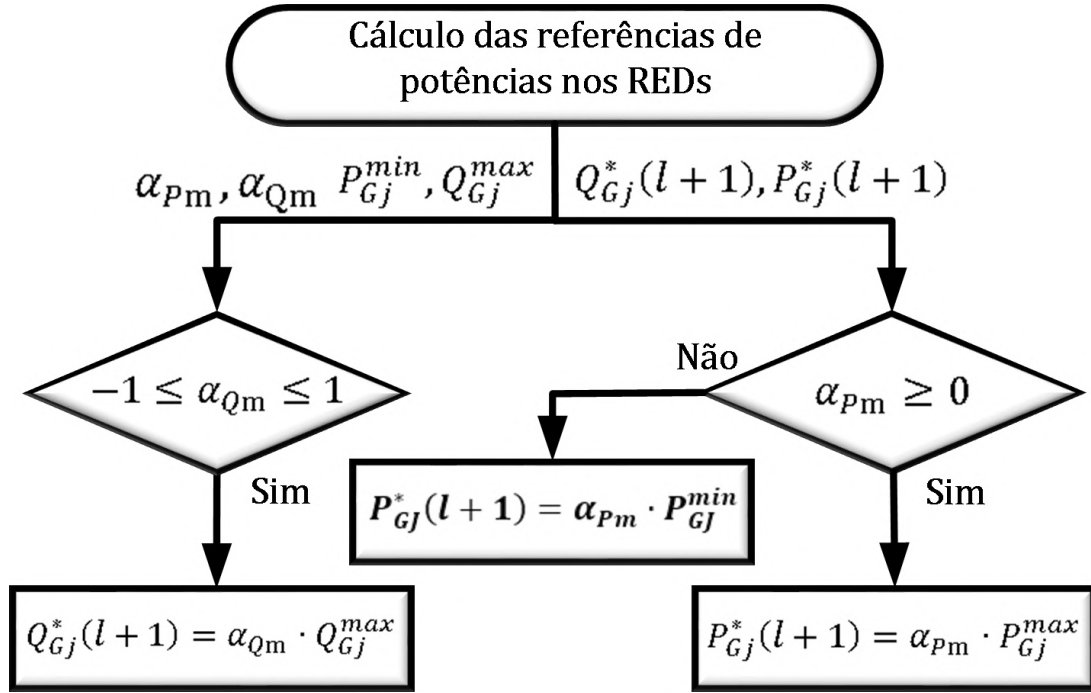


Figura 6 – Fluxograma implementado no controlador local dos REDs para cálculo das referências de potências.



Fonte: Autor, 2023.

Nesse sentido conforme apresentado na Tabela 1, os artigos previamente publicados buscaram ampliar o escopo de aplicação do *PBC* (ou seja, tipos de REDs, topologias de MRs, benefícios e etc.) além, de buscar aumentar a confiabilidade da comunicação com emprego da técnica do consenso (FERREIRA et al., 2021). Em (BRANDAO et al., 2016) os autores trabalham com os REDs monofásicos arbitrariamente conectados na MR, porém eles foram tratados como uma única entidade, uma vez que compartilham os mesmos coeficientes escalares por fase (α_{Pm}, α_{Qm}). No entanto, a distinção entre os REDs fase-fase e fase-neutro dispersos na MR de acordo com as suas características intrínsecas para o processamento de potências (i.e., balanceadas, desbalanceadas e homopolares) não foram investigadas na literatura e este trabalho busca preencher esta lacuna. Nesse cenário, o compartilhamento de potência entre os REDs e a compensação de desbalanço de corrente são prontamente alcançados com os REDs fase-fase e fase-neutro compartilhando potências balanceadas, enquanto as potências de desbalanço e homopolar são direcionadas apenas aos REDs com conexão fase-neutro. Além disso, o algoritmo é modificado de acordo com o tipo de conexão dos REDs na MR (i.e., conexão fase-neutro, fase-fase e a combinação de ambas).

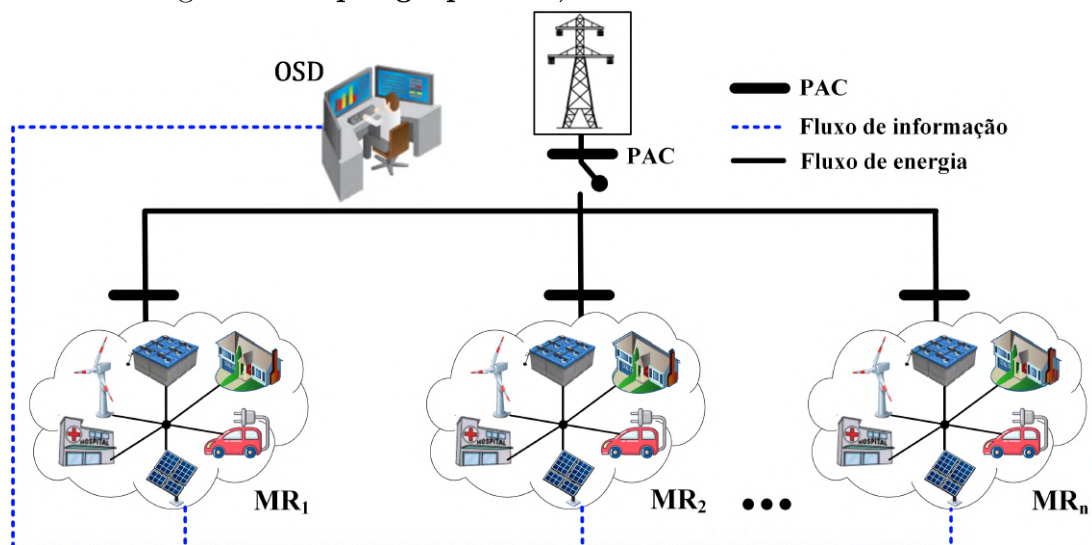
1.1.2 Grupos de microrredes

Considerando os desafios quanto ao aumento da capacidade de hospedagem dos sistemas de distribuição, vários trabalhos investigam a interação entre MRs vizinhas, buscando estruturas de rede de energia que propiciem maior confiabilidade e estabilidade ao sistema, enquanto maximizam o uso de REDs por meio da criação de GMRs (ASIMAKOPOULOU; DIMEAS; HATZIARGYRIOU, 2013). O GMRs é definido como a interconexão de duas ou mais MRs capazes de se conectar à rede elétrica e trocar energia através de seus PACs (ALAM; CHAKRABARTI; GHOSH, 2018; WANG et al., 2015). Porém, a gestão de um GMRs, onde cada MR tem seus próprios objetivos e restrições, vem acompanhada de desafios para os sistemas de gestão de energia. Estes desafios incluem a coordenação da proteção, a proteção de dados compartilhados entre MRs, o controle do fluxo de energia em mais de um PAC e a estabilidade do sistema (ROSADO; KHADEM, 2018).

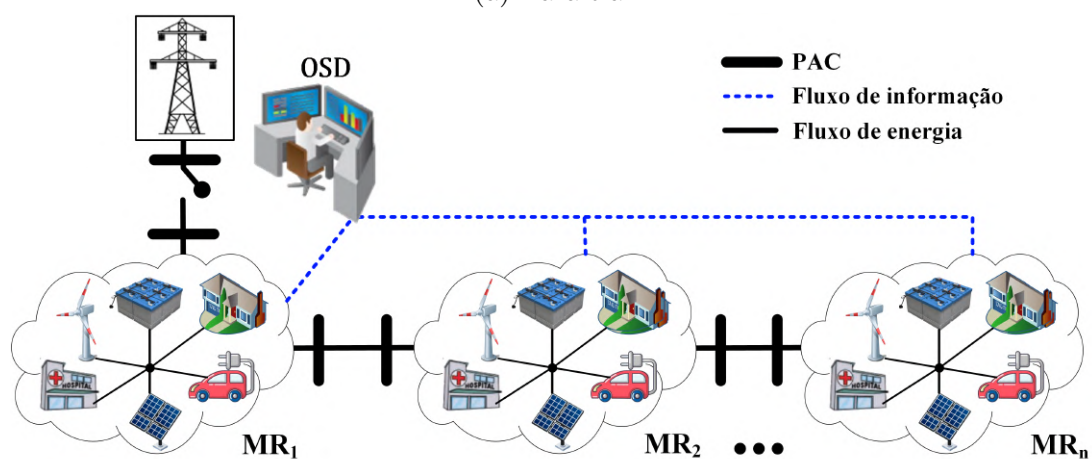
Para alcançar a resiliência, confiabilidade e otimização econômica com a formação de GMRs a escolha da topologia é fundamental. O número possível de topologias é elevado, uma vez que depende da localização geográfica das MRs e da disponibilidade de alimentadores na região (ALAM; CHAKRABARTI; GHOSH, 2018; ZOU et al., 2019). A Figura 7 apresenta as topologias, paralela, série e em malha para GMRs. No entanto, destaca-se que existem outras topologias possíveis como as apresentadas pelos autores em (SAHA et al., 2023; BULLICH-MASSAGUE et al., 2018). Na estrutura paralela cada MR é conectada diretamente a rede de distribuição, onde cada MR possui apenas um PAC e a troca de energia entre as MRs ocorre através do barramento principal, como mostra a Figura 7a. Já na topologia série uma MR é conectada diretamente ao sistema de distribuição, enquanto as demais são conectadas em série com esta, como mostra a Figura 7b, o que aumenta o grau de dificuldade tendo em vista que cada MR deverá controlar o fluxo de potência em dois PACs. Finalmente na topologia em malha o fluxo de energia pode ocorrer entre as MRs adjacentes, bem como entre cada MR e a rede principal, como mostra a Figura 7c. Nota-se que na topologia em malha, existe um maior nível de cooperação entre as MRs, o que permite uma melhor solução para o gerenciamento. No entanto, o desenvolvimento do algoritmo de controle, bem como as estratégias de proteção torna-se mais complexas (ZOU et al., 2019). Os autores (BULLICH-MASSAGUE et al., 2018) realizam uma análise completa sobre as possíveis arquiteturas de GMRs, considerando o *layout* e a tecnologia empregada para interconexão das MRs. Por fim é realizada uma comparação entre as diferentes arquiteturas, em termos de custo, escalabilidade, comunicação, confiabilidade, proteção entre outros.

Um ponto importante a ser analisado na criação de um GMRs é a tecnologia empregada para realizar a conexão entre as MRs vizinhas e a rede elétrica, onde temos basicamente o emprego de transformadores de potência ou conversores. O emprego de

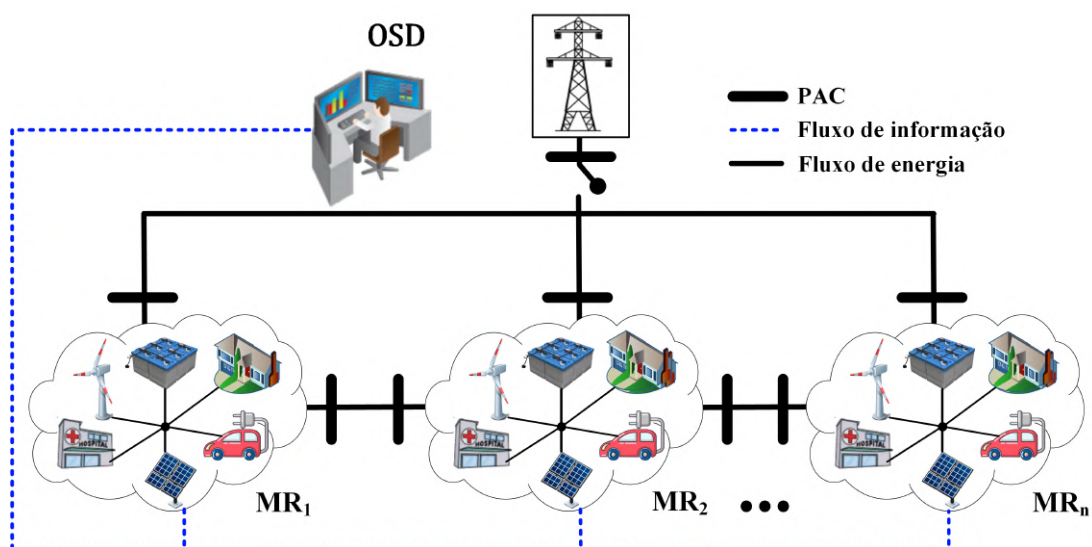
Figura 7 – Topologia paralela, série e em malha de GMRs



(a) Paralela.



(b) Série.



(c) Malha.

Fonte: Autor, 2023.

transformadores de energia é uma técnica confiável e robusta a transitórios de tensão e corrente, além de ter um custo reduzido e alta escalabilidade. Já a aplicação de conversores de interface permitem um alto nível de controle no ponto de conexão, mas apresentam um custo elevado, bem como robustez e confiabilidade inferiores quando em comparação com transformadores (BULLICH-MASSAGUE et al., 2018; BANDEIRAS et al., 2020). Um outra aplicação para conversores de interface é a sua utilização para integração de MRs de tensão alternada com MRs de tensão contínua permitindo a criação GMRs híbridos (MENG et al., 2017). Assim, os autores de (GOYAL; GHOSH, 2016) propõem o uso de um conversor *back-to-back* (B2B) para conectar duas MRs radiais isoladas durante condições de contingência, o controle dos REDs é realizado através da técnica *droop*. Porém, a proposta não é avaliada em redes elétricas com baixa inércia, sem a presença de máquinas síncronas. Já os autores em (NUTKANI et al., 2015), propõem o uso de um conversor B2B para conectar duas MRs radiais e a rede elétrica criando assim uma topologia de GMRs série. Nessa estrutura cada MR, opera em uma dada frequência (50 Hz, 60 Hz) e o controle *droop* modificado é usada para regular a tensão, frequência e fluxo de potência na MR. Observa-se que mesmo a MR *A*, possuindo dois PACs (i.e., um com a rede e outro com a MR *B*), a análise concentrou-se no PAC de conexão com a MR *B*. Os autores em (YOO; NGUYEN; KIM, 2017), apresentam um controle *droop* multi-frequência em conversores B2B para melhorar a regulação de frequência em um GMRs série isolado. O esquema oferece uma abordagem simples sem comunicação e assim como em (NUTKANI et al., 2015), não analisam o controle do fluxo de potência simultaneamente nos dois PACs de uma mesma MR. Observa-se que diversos trabalhos tem buscado o emprego de conversores B2B para interconexão de MRs em um sistema de distribuição, o que é apresentado pelos autores em (YANG et al., 2018b).

Diferentes abordagens de controle centralizado e descentralizado, e até mesmo a combinação dessas estratégias são aplicadas para realizar o controle coordenado de REDs em GMRs (BANDEIRAS et al., 2020). Nesse sentido, em (ZHOU et al., 2019) uma estratégia flexível de divisão e unificação com comunicação dispersa é usada para aumentar a resiliência de um GMRs formado por três MRs radiais. Em (WANG et al., 2014) um modelo descentralizado de despacho de energia é proposto para a operação coordenada de vários MRs em um sistema de distribuição. O problema é baseado em um algoritmo de otimização estocástica descentralizada de dois níveis, com MRs no nível inferior e a rede no nível superior. Porém, a estrutura interna das MRs e a técnica de controle dos REDs não são apresentadas, assim como o fluxo de potência entre as MRs. Já os autores em (FATHI; BEVRANI, 2013) propõem um algoritmo de otimização combinado com um sistema de comunicação para gerenciar GMRs. Essa abordagem visa minimizar os custos operacionais e atender ao equilíbrio interno de energia nas MRs. Porém, a estrutura interna das MRs e a técnica de controle dos REDs não são abordados. Uma estratégia de controle cooperativo distribuído é proposta em (LAI et al., 2019) para GMRs. A estrutura

permite que a regulação de frequência e tensão sejam alcançadas em cada MR, no entanto o compartilhamento de potência entre as MRs não é analisado. Os autores em (LU; LAI; YU, 2020) apresentam uma estratégia de controle secundário distribuído de duas camadas que permite a regulação da tensão e frequência e o compartilhamento preciso em cada MR do GMRs ilhado com topologia série no entanto a troca de energia entre as MRs não é analisada.

Em (WU et al., 2019) os autores apresentam uma arquitetura de controle cooperativo distribuído para um GMRs ilhado com topologia paralela. A arquitetura de controle hierárquico de duas camadas e quatro níveis proposta é capaz de proteger informações proprietárias e habilitar a capacidade *plug-and-play* de cada MR. Os autores em (MARZBAND et al., 2015) propõem um EMS (*Energy Management System*) central, que usa um esquema de controle hierárquico de dois níveis para gerenciamento de um GMRs com topologia paralela. O controle primário é baseado na técnica *droop* e as MRs assumem topologia paralela. Já em (MAZIDI et al., 2020), um EMS é formulado como um problema de programação linear estocástico. A estrutura de controle hierárquico é responsável pela regulação da frequência no GMRs ilhado. A conexão entre as três MRs é realizada através de três conversores B2B formando um triângulo com as MRs nos vértices.

Em (WANG et al., 2019), um algoritmo de dois níveis para coordenar o comércio de energia entre um GMRs e o OSD é proposto. A estratégia atua na reconfiguração do sistema de distribuição para otimizar os custos de energia. No entanto, essa abordagem é baseada em modelos, exigindo dados não triviais, como: conexões de linha e valores de impedância entre outros. Os autores em (TENTI; CALDOGNETTO, 2018) apresentam uma abordagem de controle ideal de redes inteligentes que se aplica a redes polifásicas de qualquer estrutura/topologia. No entanto, é uma abordagem baseada em modelo e tem as mesmas limitações e desvantagens conforme destacado para (WANG et al., 2019).

A Tabela 2 mostra as características principais de algumas das referências analisadas, onde destaca-se que grande parte dos trabalhos estudam GMRs com topologia paralela na qual a interação das MRs com a rede ocorrem apenas via um PAC. Já nos trabalhos onde a topologia é série (GOYAL; GHOSH, 2016; NUTKANI et al., 2015; YOO; NGUYEN; KIM, 2017) são utilizadas apenas duas MRs o que limita novamente o controle do fluxo de energia em apenas um PAC, além do uso de conversores B2B que aumentam o custo e reduzem a confiabilidade do sistema. Destaca-se que a grande maioria dos trabalhos são baseadas na técnica de controle *droop* e suas variações, além de técnicas baseadas em modelos como as apresentadas em (WANG et al., 2019; TENTI; CALDOGNETTO, 2018) que necessitam de parâmetros como impedâncias de linhas entre outros. Nesse sentido, observa-se uma lacuna na literatura de trabalhos que investiguem técnicas de controle do fluxo de potência, seja em MRs com múltiplos PACs ou GMRs em malha, onde o controle do fluxo de potência em mais de um PAC se faz necessário, além do uso de estratégias de

Tabela 2 – Principais características das referências de GMRs analisadas.

Controle do GMRs	Objetivos	TIC	Topologia / Nº PACs	Tecnologia de interface	Controle no PAC	Operação	Resultados
<i>droop</i> (GOYAL; GHOSH, 2016)	suporte de energia	✗	Série / 1	B2B	✓	ilhada	Simulação
<i>droop</i> modificado (NUTKANI et al., 2015)	suporte de energia	✓	Série / 1	B2B	✓	ilhada /conectada	Experimental
<i>droop</i> multi-frequência (YOO; NGUYEN; KIM, 2017)	regulação de frequência	✗	Série / 1	B2B	✓	ilhada	Simulação
<i>droop</i> modificado (ZHAO et al., 2017)	avaliação da estabilidade	✓	Paralela / 2	direta	✗	ilhada	Simulação (Matlab)
<i>droop</i> , distribuído e hierárquico (HE et al., 2019)	avaliação da estabilidade	✓	Paralela / 4	transformador	✗	ilhada	Simulação
unificação/divisão, <i>droop</i> (ZHOU et al., 2019)	maior resiliência	✓	Paralela / 2	direta	✗	ilhada	Simulação
<i>droop</i> , distribuído (LAI et al., 2019)	regulação de frequência e tensão	✓	Paralela / 2	direta	✓	ilhada/conectada	Simulação (Matlab)
<i>droop</i> , hierárquico (LU; LAI; YU, 2020)	regulação de frequência e tensão	✓	Série / 2	direta	✗	ilhada	Simulação (Matlab)
<i>droop</i> , distribuído e hierárquico (WU et al., 2019)	regulação de frequência e tensão	✓	Paralela / 3	transformador	✓	ilhada	Simulação
<i>droop</i> , hierárquico (MARZBAND et al., 2015)	despacho econômico	✓	Paralela / 2	direta	✓	conectada	Simulação
<i>droop</i> , hierárquico (MAZIDI et al., 2020)	regulação de frequência e operação econômica	✓	Série/ 3	B2B	✓	ilhada	Simulação
Aqui PBC, hierárquico model-free	<i>power sharing</i> compensação de desbalanço de carga suporte de reativo	✓	malha/ 2	transformador	✓	conectada	Simulação

Fonte: Autor, 2023.

controle *model-free* como é o caso do *PBC*. Nesse sentido, este trabalho apresenta duas estratégias (divisão e unificação) para o gerenciamento do fluxo de energia em MRs com múltiplos PACs e /ou GMRs com emprego do *PBC*.

1.1.3 Gerenciamento de energia em microrredes com diferentes tecnologias de bateria

A crescente demanda por MRs que permitem 100% de energia renovável nos atuais sistemas elétricos (ou seja, HC máximo), com confiabilidade e estabilidade, tem contribuído para um aumento significativo de laboratórios e/ou bancadas de teste de MRs. Esses laboratórios se tornaram uma ferramenta fundamental para pesquisadores e estudantes universitários. Além disso, eles podem ser usados para validar e desenvolver dispositivos, bem como estratégias de controle, adequadas para os diferentes tipos de MRs. Devido à rápida evolução dos dispositivos que compõem as MRs, bem como aos custos e tempo para implantação de um laboratório físico, muitas universidades e centros de pesquisa têm optado pelo desenvolvimento de laboratórios virtuais. Esses laboratórios apresentam custos reduzidos e oferecem maior grau de liberdade e flexibilidade para as atividades de pesquisa (GUTIÉRREZ et al., 2021). Os autores em (GUO et al., 2022) apresentaram um laboratório virtual que permite o estudo dos blocos que compõem uma MR. O laboratório foi desenvolvido usando a ferramenta NI LabVIEW, o *software* MATLAB/Simulink e

plataforma de código aberto Microsoft.Net *Core*. Um laboratório virtual baseado na versão estudantil do MATLAB/Simulink foi proposto em (CHAI et al., 2020). O projeto visa preparar os alunos para o mercado de trabalho, por meio de um contato mais próximo com os blocos de construção das MRs. No entanto, a grande flexibilidade das simulações vem acompanhada de uma baixa fidelidade dos resultados em comparação a implementações práticas. Como solução alternativa, são empregados bancos de teste baseados em simulações de *hardware-in-the-loop* (HIL). A utilização da plataforma HIL permite que os usuários obtenham resultados de simulação semelhantes aos obtidos com bancos de teste reais, além de fornecer boa flexibilidade (SALCEDO et al., 2019).

Em (WANG et al., 2014), um banco de testes universal para uma MR baseada em HIL foi proposto. A plataforma experimental de testes é composta por um *real-time digital simulator* (RTDS) responsável por simular a MR, uma interface de comunicação, um EMS e um conversor bidirecional B2B responsável pela conexão da MR com a rede elétrica local do laboratório. A técnica *power-hardware-in-the-loop* (PHIL) foi utilizada em (KOTSAMPOPOULOS; KLEFTAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016) para o desenvolvimento de um laboratório de ensino voltado para o estudo das MRs, bem como dos dispositivos empregados na sua construção. Esta configuração permite a conexão de um componente físico (por exemplo, um inversor fotovoltaico) a uma rede simulada em tempo real, conforme utilizado em (WANG et al., 2014). O estudo teve foco na operação conectada da MR e na troca de energia entre os dispositivos que a compõem. Os autores em (KIKUSATO et al., 2019) usaram a técnica de simulação PHIL para validar a operação de um controlador para uma MR ilhada. No entanto, a comunicação entre o controlador central e os dispositivos, bem como a troca de energia entre os dispositivos da MR, não foram avaliados.

Implementações que utilizam a técnica HIL e suas variações são uma ferramenta dinâmica para o estudo e desenvolvimento de redes inteligentes e microrredes. No entanto, esse tipo de configuração ainda possui um alto custo de aquisição, o que muitas vezes inibe seu uso por um número maior de pesquisadores e estudantes (KIKUSATO et al., 2020). Por outro lado, bancos de ensaios com dispositivos reais garantem alta fidelidade à aplicação real, embora sejam pouco flexíveis devido às características intrínsecas de cada dispositivo e projeto desenvolvido. Em (RESTREPO-ZAMBRANO et al., 2016), os autores propuseram uma bancada de teste modular para estudo de MRs para uso em laboratório. No entanto, a estrutura experimental ainda está em desenvolvimento, e apenas resultados experimentais incipientes da comunicação entre os elementos-chaves da MR foram apresentados. Em (LAAYATI et al., 2022), os autores apresentam o projeto de um banco de teste para fins educacionais voltados ao gerenciamento de *smart grids* usando software de código aberto, que permite a análise e aplicação dos mais diversos recursos aplicados em *smart grids*. A ideia da aplicação de um *framework* de código aberto é permitir uma maior interação entre alunos e pesquisadores de diferentes universidades, e consequentemente melhoria contínua do projeto. O desenvolvimento da parte experimental

ainda está em fase de testes e será apresentado em trabalhos futuros.

Uma estrutura de controle para compartilhamento de energia usando a técnica *droop* entre MRs é proposta em (PATRA; MADICHETTY; BASU, 2021). A bancada de testes é baseada em dois conversores monofásicos e dois simuladores de geração fotovoltaica. A estrutura de controle foi desenvolvida no *software* NI LabVIEW e embarcada na placa de desenvolvimento sbRIO-9683. Em (MENG et al., 2015), os autores apresentam o desenvolvimento de um controlador central para o laboratório de MR da universidade de Aalborg na Dinamarca. O sistema de controle completo aplicado neste laboratório é em uma estrutura de controle hierárquica para MRs. As malhas de controle primárias foram desenvolvidas em MATLAB/Simulink e compiladas em dSPACEs. O CCMR responsável pela supervisão e controle, foi desenvolvido em LabVIEW e as fontes de energia renováveis são emuladas por uma fonte programável. Resultados experimentais sobre compensação de desvio de tensão, frequência e desequilíbrio de tensão são apresentados com a MR, operando no modo ilhado. Já em (AKHAVAN et al., 2020), os autores apresentam o projeto e implementação de um laboratório de MR para ensino. A estrutura é composta por um aerogerador, geração fotovoltaica, três conversores CC/CC (baterias, geração fotovoltaica e eólica) e um conversor CC/CA responsável por conectar as fontes de energia à rede elétrica da concessionária. Resultados simulados e experimentais foram apresentados. Em (NASR-AZADANI et al., 2020), os autores apresentam a estrutura do *The Canadian Renewable Energy Laboratory* (CANREL). O artigo apresenta a estrutura da MR, que foi construída em uma abordagem de *contêiner* e integra geração fotovoltaica, simulador de geração fotovoltaica e eólica, um battery management system (BMS) equipado com bateria de lítio, gerador a diesel, cargas e uma unidade de controle central hierárquico. A estrutura permite a operação em diferentes modos. No entanto, a pesquisa está mais focada na operação ilhada do sistema. Um sistema de gerenciamento de energia para uma MR aplicada em edifícios inteligentes é proposto em (KERMANI et al., 2021). Para validar a estratégia, os autores usaram o laboratório de MRs da universidade de Sapienza em Roma, composto por dispositivos comerciais como battery energy storage system (BESS) de lítio, energia solar fotovoltaica e gerador a diesel. A estratégia foca na operação conectada e na redução dos custos de energia por meio da gestão da MR. Os autores em (CALLEGARI et al., 2023) apresentam o projeto e desenvolvimento do laboratório de MR avançadas da UFMG, que é uma estrutura flexível baseadas em dispositivos comerciais e possui uma estrutura de controle hierárquica centralizada baseada no algoritmo do *PBC* proposto em (BRANDAO et al., 2016). O laboratório é fruto de uma parceria entre o governo, a indústria e a UFMG, e será uma ferramenta adequada para o desenvolvimentos de pesquisas, testes experimentais flexíveis e propósitos didáticos.

Conforme apresentado no IEEE Std. 2030.8–2018 (IEEE, 2018c), existe um compromisso entre a flexibilidade e a fidelidade dos resultados quando se trata de bancada de testes para controladores de MRs. Ou seja, embora as simulações permitam uma

ampla gama de aplicações e testes, elas não conseguem retratar problemas práticos com alta fidelidade, devendo ser utilizadas principalmente nas etapas preliminares de desenvolvimento. Bancadas de teste com dispositivos reais podem alcançar alta fidelidade nos resultados, mas possuem baixa flexibilidade. Finalmente, simulações usando técnicas HIL e suas variações representam uma abordagem que ficam no meio termo.

Devido as característica intermitentes das fontes renováveis de energia, como eólica e solar fotovoltaica, amplamente empregadas em MRs, os sistemas de armazenamento de energia tornam-se fundamentais para a correta operação da MR. O que permite equilibrar a geração e a demanda, melhorar a qualidade da energia, suavizar a intermitência das fontes renováveis, além de permitir a execução de serviços ancilares diversos como, *Self-consumption*, *Energy time shift*, *Grid operational support*, *Black-start*, operação ilhada e etc. Várias tecnologias de armazenamento podem ser utilizadas para o armazenamento de energia elétrica em MRs, como pode ser observado em (GEORGIOUS et al., 2021), onde os autores fazem uma revisão detalhada das diferentes tecnologias de SAE empregados em MRs. Um estudo do estado da arte dos sistemas híbridos de armazenamento de energia em MRs é apresentado em (HAJIAGHASI; SALEMNIA; HAMZEH, 2019). Conforme apresentado (GEORGIOUS et al., 2021) existem diferentes sistemas de armazenamento de energia. No entanto, os sistemas baseados em processos eletroquímicos(í.e., baterias de íon-lítio, chumbo-ácido e etc.) destacam-se como os mais aplicadas na geração, transmissão, distribuição e também no consumo de energia (MAY; DAVIDSON; MONAHOV, 2018). A escolha prioritária por este tipo específico de bateria está atrelada ao fato de serem compactas, de fácil implantação, e custos reduzidos quando comparados com outros sistemas de armazenamento (MAHLIA et al., 2014). Nesse sentido as MRs equipadas com diferentes tecnologias de bateria e/ou idades são desafiadas a explorar a máxima energia utilizável de cada unidade. A energia utilizável é definida como a área entre os valores mínimo e máximo de SoC e também pode ser uma função da sua capacidade em Amperes-hora(Ah) (FERNANDES et al., 2021). Normalmente para baterias de lítio é de 15 a 95 %, chumbo-ácido de 70 a 90 % e sal fundido 35-95 %. Esses números representam 80 %, 20 % e 60 % da profundidade de descarga em relação a capacidade nominal das tecnologias de íon-lítio, chumbo-ácido e sal fundido, respectivamente. Dessa forma se nenhum controle coordenado de energia utilizável for aplicado aos bancos de bateria da MR, ela não será capaz de explorar totalmente a energia armazenada em todos os bancos de baterias dispersos, pois a exploração proporcional será limitada ao primeiro banco que atingir seu valor de SoC mínimo.

A Tabela 3 apresenta as características principais das MRs investigadas, destaca-se que nenhum dos protótipos de MRs desenvolvidos utilizaram diferentes tecnologias de bateria em suas estruturas, como é realizado neste trabalho. Nesse sentido este trabalho busca preencher esta lacuna, apresentando uma estratégia de controle de energia média utilizável para garantir que as baterias de íon-lítio, chumbo-ácido e sal fundido atinjam os

Tabela 3 – Principais características dos protótipos de MRs analisados.

Estratégia de controle da MR	Serviços ancilares	SAE	Tecnologia SAE	Operação	Resultados
servidor/cliente (TENTI et al., 2014)	controle do fluxo de potência	✗	N/A	ilhada/conectada	experimentais
centralizado (WANG et al., 2014)	resposta a demanda	✓	N/D	ilhada	PHIL
centralizado, <i>droop</i> (MENG et al., 2015)	regulação de tensão e frequência	✓	N/D	ilhada	dispositivos comerciais
centralizado, <i>droop</i> (KOTSAMPOPOULOS; KLEFTAKIS; HATZIARGYRIOU, 2016)	<i>peak-shaving</i> , regulação de tensão	✓	chumbo-ácido	conectada	PHIL
distribuído líder-seguidor, hierárquica (HOU et al., 2018)	controle do fluxo de potência	✗	N/A	ilhada/conectada	simulação
distribuído e hierárquica (WU et al., 2019)	regulação de frequência e tensão	✗	N/A	ilhada	dispositivos comerciais
centralizado, <i>droop</i> (NASR-AZADANI et al., 2020)	resposta a demanda, <i>self-consumption</i>	✓	ión-lítio	ilhada/conectada	dispositivos comerciais
centralizado (AKPOLAT et al., 2021)	resposta a demanda	✓	chumbo-ácido	ilhada	dispositivos comerciais
centralizado, <i>droop</i> (KERMANI et al., 2021)	<i>self-consumption</i>	✓	ión-lítio	conectada	dispositivos comerciais
<i>MPBC</i> (REIS et al., 2022)	<i>self-consumption</i> , <i>energy time shift</i> , e suporte de reativo a rede	✓	ión-lítio, chumbo-ácido e sal fundido	ilhada/conectada	dispositivos comerciais

Fonte: Autor, 2023.

seus valores de *SoCs* mínimos simultaneamente, maximizando desta forma a utilização dos bancos de bateria. Outro ponto de destaque é que a estrutura de controle hierárquico centralizado da MR é baseada no algoritmo do *MPBC*, o que corrobora a sua capacidade de ser empregado em MRs reais compostas por REDs comerciais.

1.2 Objetivos

O objetivo geral desta tese é desenvolver um controle coordenado centralizado que herde as características intrínsecas do *PBC* e que consiga realizar a distinção entre conversores fase-fase e fase-neutro conectados de forma dispersa à MR de baixa tensão, além da sua validação em um protótipo experimental.

1.2.1 Objetivos específicos

A partir do objetivo geral desta tese é possível elencar os seguintes objetivos específicos:

- Proposta e desenvolvimento da estratégia de controle *MPBC*;
- Desenvolvimento de duas estratégias de controle (divisão e unificação) com o emprego do *PBC* para o controle do fluxo de potência em MRs com múltiplos PACs e/ou GMRs;
- Proposta e desenvolvimento de uma estratégia de controle de energia média utilizável para garantir que os diferentes bancos de bateria atinjam os seus valores de *SoCs* mínimo simultaneamente;

- Montagem de um protótipo de MR para validação experimental da estratégia de controle.

1.3 Contribuições

As principais contribuições desta tese podem ser divididas em dois campos.

1.3.1 Contribuições científicas

- Proposta de uma versão modificada do *PBC* capaz de realizar uma distinção entre REDs fase-fase e fase-neutro durante o compartilhamento de potência;
- Proposta de duas estratégias de controle (unificação e divisão) para o gerenciamento do fluxo de potência em MRs com múltiplos PACs ;
- Proposta de uma estratégia para explorar proporcionalmente as diferentes tecnologias de baterias empregada em uma MR.

1.3.2 Pedidos de patentes

Durante o desenvolvimento da tese de doutorado foram realizados os seguintes pedidos de patentes dentro do projeto de P&D com a Petrobras.

1. BRANDÃO, Danilo I; REIS, Geovane L. Microrrede de Baixa Tensão Individualmente Controlável, Processo de Controle E Uso. 2022, Brasil. Número do registro: BR 1020220258953. Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Depósito: 19/12/2022. Titulares: UFMG e Petrobras S.A.
2. REIS, Geovane L.; Brandão, Danilo I.; Liberado, Eduardo. V. Processo Para Controle de Microrredes de Baixa Tensão e Uso. 2022, Brasil. Número do registro: BR 1020220196087. Instituição de registro: INPI - Instituto Nacional da Propriedade Industrial. Depósito: 28/09/2022. Titulares: Titulares: UFMG, Petrobras S.A e UNESP.
3. REIS, Geovane L.; Brandão, Danilo I. Registro de programa de computador Intitulado "Algoritmo para controle centralizado de uma microrrede de baixa tensão. 2023, Brasil. Número do registro: 20220040 . Instituição de registro: CTIT/UFMG - Coordenaria de Transferência e Inovação Tecnológica da UFMG. Titulares: UFMG e Petrobras S.A.

1.4 Publicações

Durante o desenvolvimento da tese de doutorado foram realizadas as seguintes publicações:

1. REIS, Geovane L.; Brandão, Danilo I.; Oliveira, João. H.; Araujo, Luca. S.; Cardoso Filho, Braz. Case Study of Single-Controllable Microgrid: A Practical Implementation. *Energies*, v. 15, n. 17, p. 6400, 2022.
2. AGOSTINHO, Wellinton; Sousa, Clodualdo V.; REIS, Geovane L.; Silva, Waner. W.; Mendes, Victor F. Controle Baseado em Potência Aplicado em Geradores Distribuídos em uma Microrrede de Baixa Tensão. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 2, n. 1, 2022.
3. REIS, Geovane L.; Brandão, Danilo I.; Liberado, Eduardo. V.; Silva, Waner. W.; Sousa, Clodualdo V. Model-free power control for low-voltage ac dispatchable microgrids with multiple points of connection. *Energies*, v. 14, n. 19, p. 6390, 2021.
4. FLAVIO, Pablo A.; Coelho, Aurélio. L.; REIS, Geovane L. Compensação de desequilíbrio oriundo da conexão de cargas monofásicas em redes trifásicas a três fios utilizando-se de geradores distribuídos. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020.
5. BRANDÃO, Danilo I; Araujo, Lucas. S.; Alonso, Augusto. M.; Reis, Geovane. L.; Liberado, Eduardo V.; Marafão, Fernando. P. Coordinated control of distributed three-and single-phase inverters connected to three-phase three-wire microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 8, n. 4, p. 3861-3877, 2019.

1.5 Organização da tese

A presente tese de doutorado está dividida em 6 capítulos. O capítulo 1 apresenta a contextualização e motivação para desenvolvimento do trabalho, o estado da arte dos tópicos abordados objetivos gerais e específicos e as contribuições. O capítulo 2 é destinado a apresentar uma visão dos elementos de uma MR, além das classificações, estratégias de controle e gerenciamento aplicadas nestas estruturas. O capítulo 3 apresenta o algoritmo do *MPBC* e as análises comparativas com o *PBC*, além de apresentar o protótipo de MR desenvolvido no Laboratório LCCEE em Itabira para validação experimental da estratégia. O capítulo 4 aborda duas estratégias de controle com algoritmo do *PBC* para o controle do fluxo de potência em MRs com múltiplos PACs. O capítulo 5 apresenta a estrutura da MR Tesla implementada na Escola de Engenharia da UFMG, que emprega o algoritmo do

MPBC em seu controle, além de apresentar os resultados da MR executando diferentes serviços ancilares como: *self-consumption*, *energy time shift*, *peak-shaving* e suporte de reativo a rede a montante. Além de propor uma estratégia para explorar proporcionalmente as diferentes tecnologias de baterias empregada em uma MR. Por fim, o capítulo 6 é destinado a apresentar as conclusões finais e as propostas de continuidade da tese.

2 CLASSIFICAÇÃO, ESTRATÉGIAS DE CONTROLE E GERENCIAMENTO

Neste capítulo é apresentada uma visão geral das MRs, iniciando com a classificação destas estruturas de acordo com a literatura. Também são apresentadas as funções do sistema de controle em uma MR, de acordo com a IEEE 2030.7-2017 e soluções já disponíveis no mercado. A estrutura de controle hierárquica de MRs empregada nesse trabalho é discutida, além dos modos de operação dos REDs. Por fim, analisamos a importância dos sistemas de comunicação nas MRs e os desafios desta integração ao setor de energia.

A integração da GD ao sistema elétrico de potência é um dos principais motivos para o desenvolvimento de MRs. As MRs podem ser consideradas como pequenos sistemas elétricos compostos por REDs, cargas e um sistema de gerenciamento e controle. De acordo com (IEEE, 2018b), MRs são definidas como um grupo de cargas interconectadas a REDs com limites elétricos claramente definidos e que atuam como uma única entidade controlável em relação à rede elétrica, podendo operar conectadas à rede elétrica (*grid-connected*) e ilhadas (*islanded mode*). Já em (TON; SMITH, 2012), após uma extensa revisão das definições atribuídas a MRs na literatura, os autores definem MRs como sendo um sistema elétrico de pequena escala controlado, que pode ser operado no modo ilhado e/ou conectado à rede em uma área definida para facilitar o fornecimento de energia e/ou manutenção de serviço padrão, sendo composta por REDs, cargas, SAEs e uma unidade de controle. A Figura 8, apresenta a estrutura básica de uma microrrede em corrente alternada com cargas, geração distribuída, banco de baterias e o Controle Central da MR (CCMR), responsável pelo gerenciamento de energia na MR.

2.1 Classificação das Microrredes

As MRs podem ser classificadas de acordo com o tipo de tensão predominante na sua estrutura interna, o que possibilita a classificação em três grupos distintos:

- a) Microrredes CA. (MR_{ca}): devido ao nosso sistema de transmissão e distribuição em sua esmagadora maioria ser em corrente alternada (CA), as MR_{ca} são as mais aplicadas atualmente, ocupando posição de destaque nas pesquisas. Elas podem ser conectadas facilmente aos mais diferentes tipos de REDs (geração eólica, microturbinas, geração fotovoltaica e etc.) com o auxílio da eletrônica de potência e uma estrutura de controle. Além disso a conexão das cargas existentes a MR_{ca} torna-se uma tarefa fácil, uma vez que já trabalham em CA.
- b) Microrredes CC. (MR_{cc}): com a expansão da geração distribuída e o aumento de cargas alimentadas diretamente em corrente contínua (CC), aumentou na

última década o interesse por MR_{cc} . Esse interesse deve-se ao fato que as MR_{cc} tem vantagens em comparação a MR_{ca} , como maior confiabilidade, eficiência (menor número de conversões), controle mais simples uma vez que não existe preocupação com problemas de qualidade de energia, harmônicos e sincronismo de fases (MARTIN-MARTÍNEZ; SÁNCHEZ-MIRALLES; RIVIER, 2016; KUMAR; AGARWAL; AGARWAL, 2019), além disso permite uma interface natural com fontes de energia renováveis, cargas eletrônicas e sistemas de armazenamento de energia. No entanto, em comparação à MR_{ca} , apresenta maior complexidade no quesito proteção, além dos riscos de sobretensão (DRAGIČEVIĆ et al., 2015; GOYAL; GHOSH, 2016).

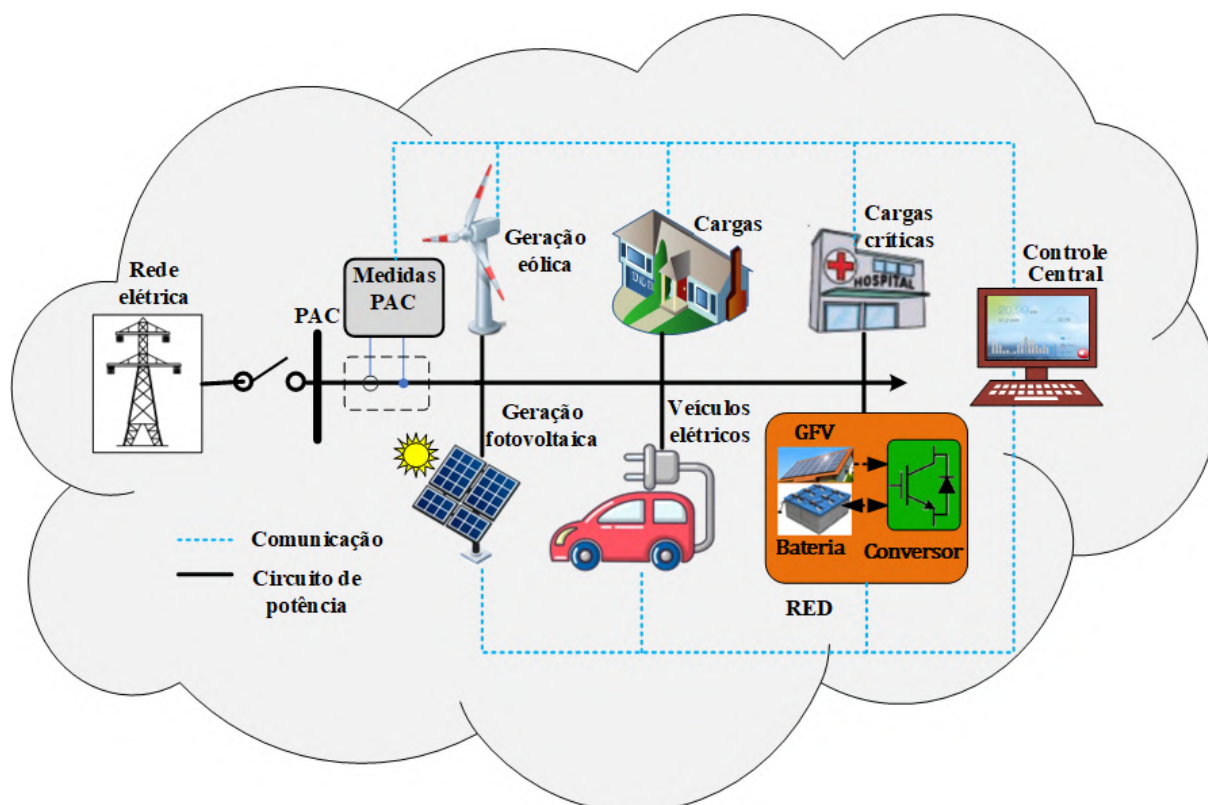
- c) Microrredes híbridas (MR_h): surgem da combinação de elementos de uma MR_{cc} e uma MR_{ca} em uma mesma estrutura com intuito de melhorar a confiabilidade, a eficiência e reduzir custos (BHARATEE et al., 2022). A MR_h permite uma integração mais simples de REDs, cargas e SAEs que trabalham em CC, além de permitir a conexão de forma simples de cargas CA. aumentando assim a eficiência global do sistema uma vez que os estágios de conversão serão reduzidos. No entanto, o sistema de controle torna-se mais complexo (SAHOO; SINHA; KISHORE, 2017; HAJIAGHASI; SALEMNIA; HAMZEH, 2019). Aplicações de MR_h são apresentadas em (SUN et al., 2014; UNAMUNO; BARRENA, 2015; SILVA, 2020; BRANDAO et al., 2020).

A Figura 9 mostra uma visão de uma MR_h , onde em uma mesma estrutura temos as três classificações listadas acima.

Além da classificação baseada no tipo de tensão empregada, as MRs podem ser classificadas de acordo com o segmento de mercado onde estão inseridas. Esta classificação é adotada em (AHMED et al., 2020; ARAÚJO, 2023) como mostra a Figura 10 e inclui os seguintes seguimentos:

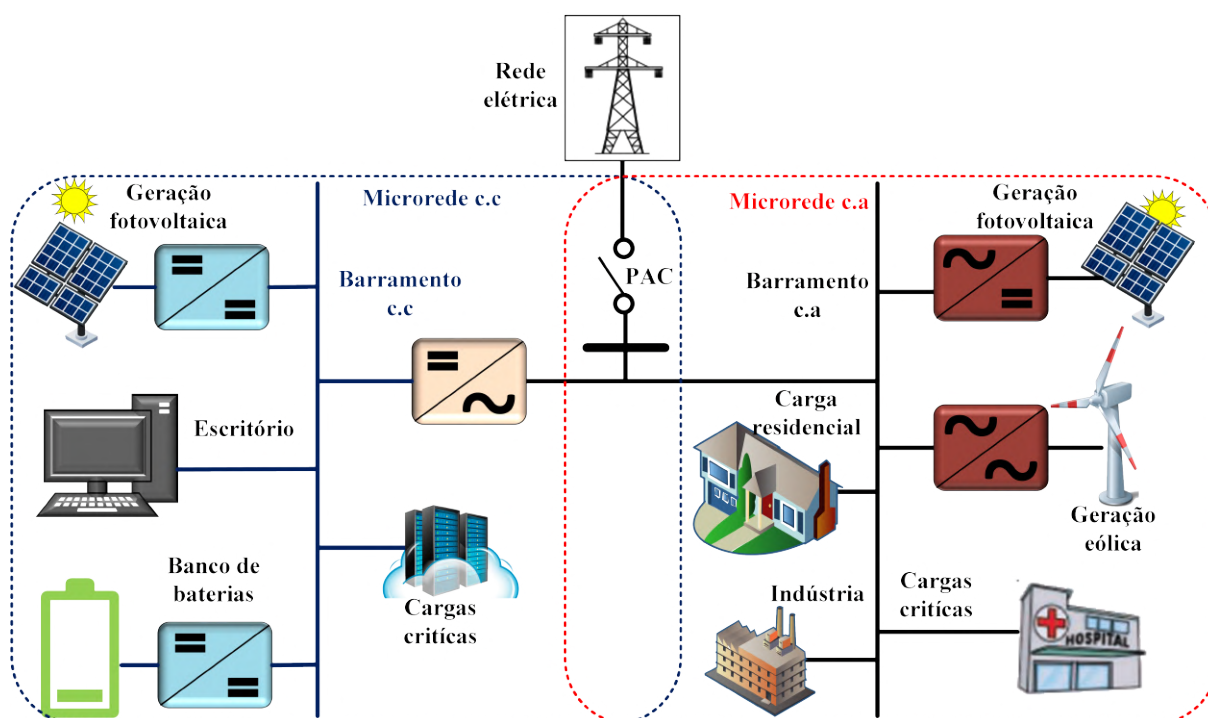
- Microrredes Remotas: são MRs localizados em regiões remotas onde os sistemas de energia das concessionárias não estão disponíveis devido à localização geográfica. Instalações militares, áreas em colinas e ilhas são exemplos de MRs remotas. Devido à ausência da rede elétrica da concessionária, essas MRs operam de forma ilhada. A ilha dos Lençóis no Brasil é um exemplo prático, onde a combinação da energia eólica e solar contribuíram para uma redução significativa no consumo de óleo diesel (BARCELOS; MATOS; RIBEIRO, 2020);

Figura 8 – Estrutura básica de uma MR.



Fonte: Autor, 2023.

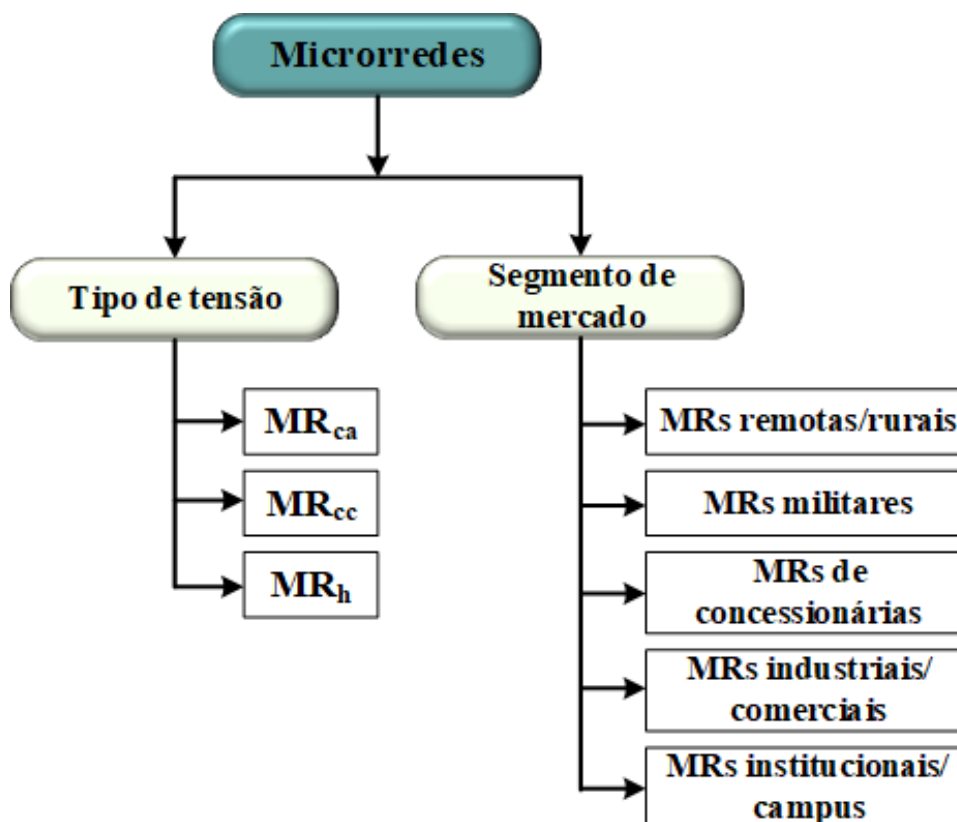
Figura 9 – Microrrede híbrida ($MR_{ca} + MR_{cc}$).



Fonte: Autor, 2023.

- Microrredes Institucionais/Campus: são MRs que atendem a um conjunto de edifícios ou instalações de uma única entidade pública ou privada, utilizando fontes diversificadas de energia e sistemas de gerenciamento avançados para garantir um fornecimento de energia eficiente, confiável e sustentável. No Brasil já temos exemplos de iniciativas neste sentido como é o caso da MR desenvolvida na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP) que é composta basicamente por geração fotovoltaica, bancos de baterias e um grupo gerador diesel de *backup* (HUAMAN et al., 2022). Outro projeto em desenvolvimento é o da UFMG, intitulado Minirrede-OÁSIS que prevê a instalação de geração fotovoltaica, bancos de baterias, e cogeração com emprego de duas microturbinas a gás no campus Pampulha (SILVA et al.,). O desenvolvimento de MRs em campus universitários, além dos benefícios técnicos e econômicos de sua implantação, proporcionam diversas oportunidades de pesquisa e desenvolvimento a professores, funcionários e alunos da graduação e pós-graduação;
- Microrredes industriais/comerciais: são MRs que atendem a indústrias e comércio e podem ser composta por um único ou múltiplos donos. As MRs industriais/comerciais são uma solução eficaz para fornecer energia de qualidade e sustentável a áreas industriais/comerciais, permitindo maior controle e eficiência na utilização dos recursos energéticos, além de garantir a continuidade das operações industriais mesmo em situações de interrupções da rede local, bem como reduzir os custos com a energia elétrica em horários de maior custo da tarifa (HOSSAIN et al., 2019);
- Microrredes militares: são MRs que tem como objetivo principal o fornecimento de energia elétrica de forma ininterrupta, no modo conectado e ilhado. Além da redução dos custos com o consumo de combustíveis fósseis. Os Estados Unidos é destaque em aplicações de MRs em áreas militares, os autores (LUCCHESI et al., 2020) apresentam alguns dos projetos já em operação, além de apontar iniciativas para aumentar esta disseminação;
- Microrredes de concessionárias: são MRs desenvolvidas e operadas por concessionária de energia com intuito de fornecer energia elétrica a áreas geográficas específicas, como bairros, parques industriais, campus universitários, centros comerciais com alta demanda de energia. Além disso o desenvolvimento deste tipo de MR pode estar atrelado ao aumento da capacidade de hospedagem da geração distribuída ao sistema (UDDIN et al., 2023). Sendo esta uma prática que já vem sendo aplicada em alguns países.

Figura 10 – Classificação das MRs.



Fonte: Adaptado de (AHMED et al., 2020).

2.2 Sistema de Gerenciamento e Controle de Energia

Garantir a confiabilidade e a segurança no fornecimento de energia é crítico em qualquer país, o que faz dos sistemas de gerenciamento e controle de MRs peças fundamentais para alcançar estes objetivos. Segundo (IEEE, 2018b) o sistema de controle de MR consiste em *software*, *hardware* ou uma combinação de ambos e pode ser implementado de várias maneiras, incluindo centralizado ou distribuído. O sistema de controle de uma MR inclui todas as funções de controle que definem a MR como um sistema que pode operar de forma ilhada ou conectada à rede, além de ser capaz de se conectar e desconectar-se da rede elétrica de distribuição para a troca de energia e o fornecimento de serviços ancilares. A estrutura de controle de uma MR deve ter funções de controle e de gerenciamento de energia em tempo real que operam nas seguintes situações:

- Operação nos modos conectado à rede e ilhado;
- Transição automática do modo conectado à rede para o modo ilhado, seja por critérios técnicos e/ou econômicos;
- Ressincronização e reconexão do modo ilhado para o modo conectado à rede;

- Gestão de energia para otimizar a geração e o consumo de energia ativa e reativa;
- Execução de serviços ancilares, suporte a rede e participação no mercado de energia e/ou operação do sistema de distribuição.

Diante da transformação do setor elétrico, impulsionada pela busca por fontes renováveis de energia elétrica e aumento da confiabilidade e resiliência do sistema, diversas empresas desenvolvedoras de tecnologia para o setor elétrico, já disponibilizam soluções completas para garantir um fornecimento de energia confiável e resiliente baseado em MRs, sendo que para o gerenciamento, encontra-se disponível no mercado controladores comerciais de MRs como os exemplos a seguir:

- *EcoStruxure* da *Schneider Electric* (SE, 2019): tem como características principais: ser um sistema de controle centralizado; operação no modo ilhado e conectado; *black start*; ajuste automático dos relés de proteção e das configurações do sistema de aterramento de acordo com o modo de operação (conectado/ilhado); comunicação de acordo com os padrões IEC 61850, 60870-5 e *Modbus*; gerencia as prioridades operacionais da MR (REDs, cargas controláveis e SAE) com base nas estratégias e necessidades do cliente. Desliga cargas não críticas quando a produção de energia da MR é menor do que a demanda; além de ter recursos avançados de segurança cibernética.
- *SICAM* da Siemens (SIEMENS, 2023): tem como características principais: ser um sistema de controle centralizado; operação no modo ilhado e conectado; detecção de *blackout*; *black start*; inicialização automática de geradores de *backup*; otimização de pontos de operação; *peak-shaving*; gerenciamento dos *SoCs* dos bancos de bateria; comunicação flexível através de uma ampla gama de protocolos e meios de transmissão comuns e alto nível de segurança cibernética.
- *GridNode* da *General Electric* (GE, 2020): tem como características principais: ser um sistema de controle centralizado; operação no modo ilhado e conectado; ilhamento não intencional sem interrupção do fornecimento de energia, *black start*; resincronização; gerenciamento de tensão e potência reativa; gerenciamento do fator de potência; gerenciamento dos *SoCs* dos bancos de bateria; *peak-shaving*; comunicação através de uma ampla gama de protocolos e meios de transmissão comuns além de um alto nível de segurança cibernética.
- Controlador da *MTU* (MTU, 2023): tem como características principais: ser um sistema de controle centralizado; operação no modo ilhado e conectado; gerenciamento de reserva, *load sharing*; gerenciamento da geração; gerenciamento das cargas; gerenciamento de tensão e potência reativa; gerenciamento do fator de potência; gerenciamento dos *SoCs* dos bancos de bateria; *peak-shaving*; *Self-consumption*;

comunicação inclui os seguintes padrões, OPC UA, BAC-Net e IEC 60870-5-103 / IEC 60870-5104.

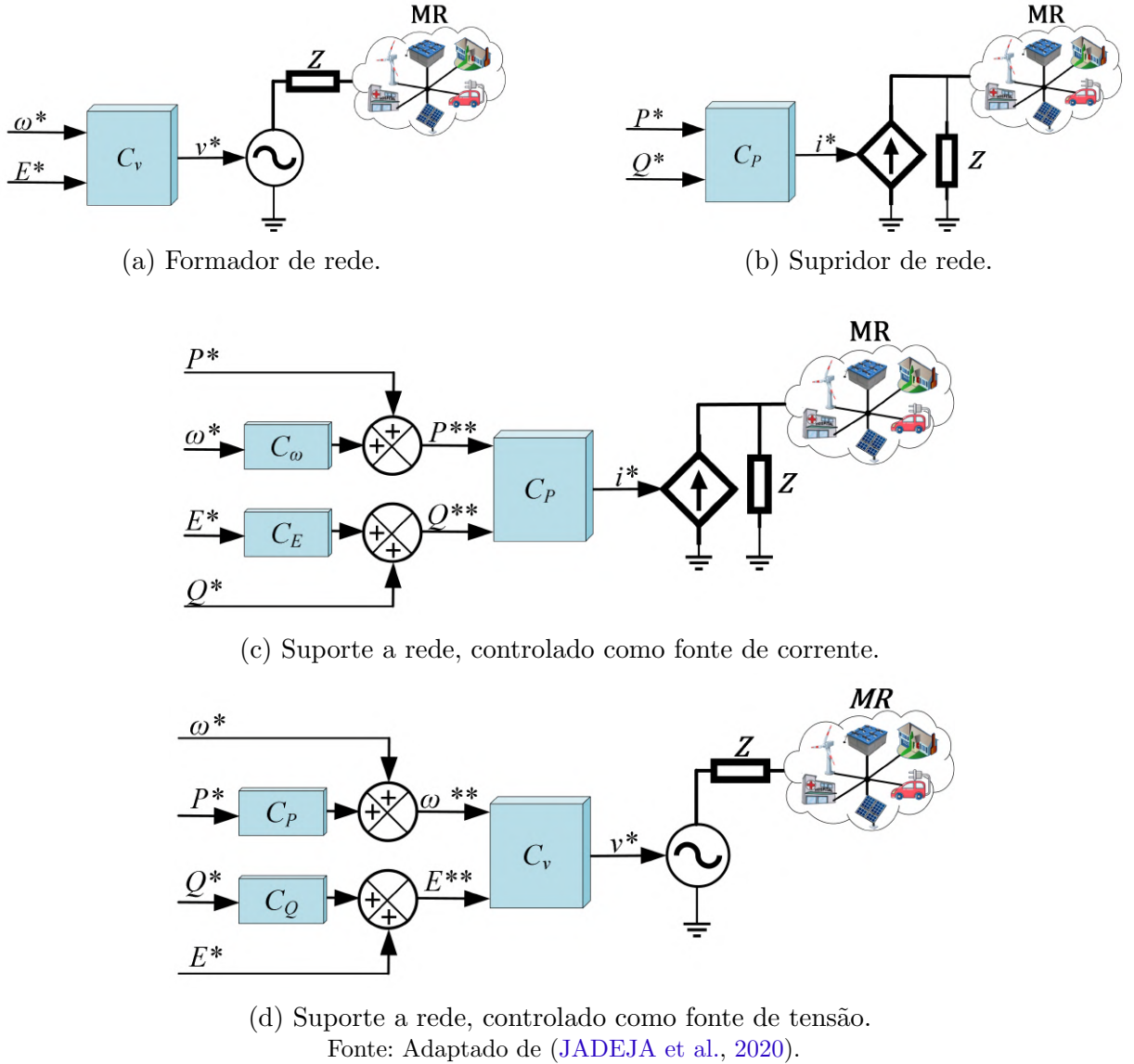
Os controladores visam otimizar a operação da MR, seja no modo conectado, buscando disponibilizar a maior injeção de energia na rede, garantido a confiabilidade do sistema e um despacho econômico, ou no modo ilhado quando a segurança do equilíbrio da oferta de energia, frente a demanda das cargas passa a ser um ponto crítico.

2.3 Classificação dos REDs

De acordo com (JADEJA et al., 2020) dependendo de sua operação em uma MR_{ca} , os REDs podem ser classificados de formas distintas, a saber:

- a) *Grid-forming* (formador de rede): Os REDs desta classificação são controlados em malha fechada para funcionar como uma fonte de tensão ideal com uma amplitude E^* e uma frequência ω^* na operação ilhada, sendo necessário ter capacidade para responder as demandas da carga, e gerenciar a transição do modo ilhado para o conectado e vice-versa. A representação simplificada desta configuração se encontra na Figura 11a.
- b) *Grid-feeding* (supridor de rede): Nesta classificação os REDs são controlados como fontes de corrente, apresentando alta impedância paralela de saída, o que os confere uma facilidade para operar em paralelo com outros conversores e/ou rede no modo conectado. Por isso a grande maioria dos REDs aplicados na geração distribuída no Brasil são do tipo *grid-feeding*. Este tipo de RED não pode operar sem uma tensão de referência, dessa forma precisa da rede elétrica ou de um RED *grid-forming* para que possa operar adequadamente injetando potência na rede. A representação simplificada desta configuração se encontra-se na Figura 11b.
- c) *Grid-supporting* (suporte de rede): Estes REDs podem operar tanto em *CCM* (Figura 11c) ou *VCM* (Figura 11d). O objetivo principal em ambos os casos é participar da regulação da tensão e da frequência da rede, através do controle de potência ativa e reativa injetados. Um exemplo de aplicação do *grid-supporting* operando em *CCM*, seria em REDs de turbinas eólicas. Já um exemplo de aplicação *grid-supporting* operando em *VCM* seria em uma UPS (*uninterruptible power supply*). Nessa configuração de controle, o conversor pode participar na regulação da tensão e da frequência, no modo ilhado e conectado, através do compartilhamento de potência sem a necessidade de infraestrutura de comunicação, utilizando técnicas de controladores *droop* e suas variações, que modificam dinamicamente seus parâmetros de operação de acordo com as condições da rede (HAN et al., 2015).

Figura 11 – Classificação dos REDs.

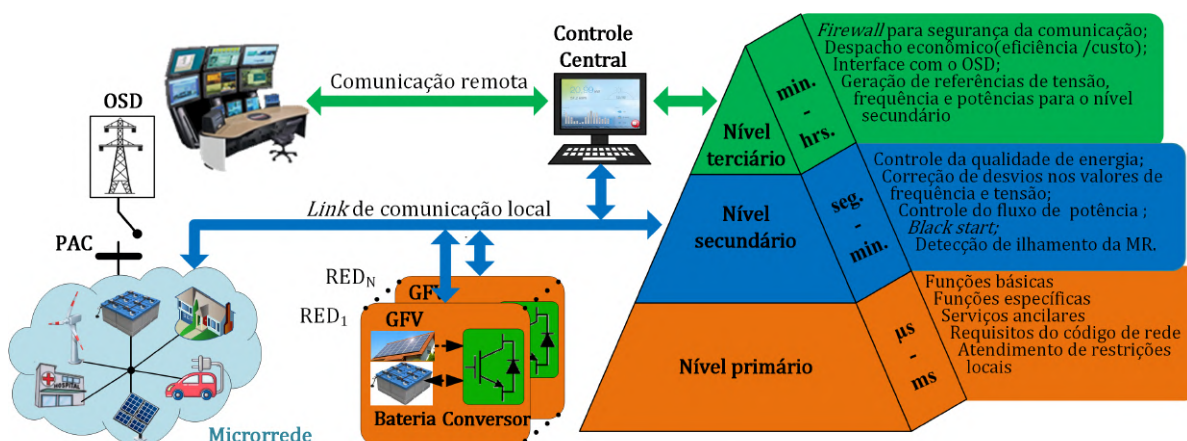


Para maiores detalhes das estruturas de controle destes REDs e do efeito da injeção de potência ativa / reativa na regulação de tensão e frequência veja os seguintes trabalhos (ROKROK; SHAFIE-KHAH; CATALÃO, 2018; JADEJA et al., 2020; HAN et al., 2015). Já em (ANSARI; CHANDEL; TARIQ, 2020) os autores apresentam uma análise comparativa dos diferentes tipos de REDs e suas aplicações. Os autores em (MATEVOSYAN et al., 2019), fazem uma análise detalhada dos REDs *Grid-forming*, apresentando as principais características que se espera deste tipo de conversor (i.e., variações rápidas de potência ativa, alta capacidade de corrente de *inrush*, *black start*, contribuição durante ocorrências de falta e etc.), para que o mesmo possa contribuir para uma maior penetração da geração distribuída em sistemas que já atingiram a sua capacidade de hospedagem. Além de apresentar resultados de pesquisas recentes, avaliam os critérios de normatização que dificultam a disponibilização desta categoria de REDs no mercado.

2.4 Estrutura de Controle Hierárquico em Microrredes

O esquema de controle hierárquico é dividido em três níveis de controle (primário, secundário e terciário), e juntos são usados para fornecer uma estratégia de gerenciamento adequada para os REDs, esta estrutura de controle típica é apresentada na Figura 12. Esta estrutura permite que funcionalidades fundamentais para a operação segura das MRs sejam executados de forma paralela, entretanto em escalas de tempos distintas.

Figura 12 – Estrutura típica de controle hierárquico em microrredes.

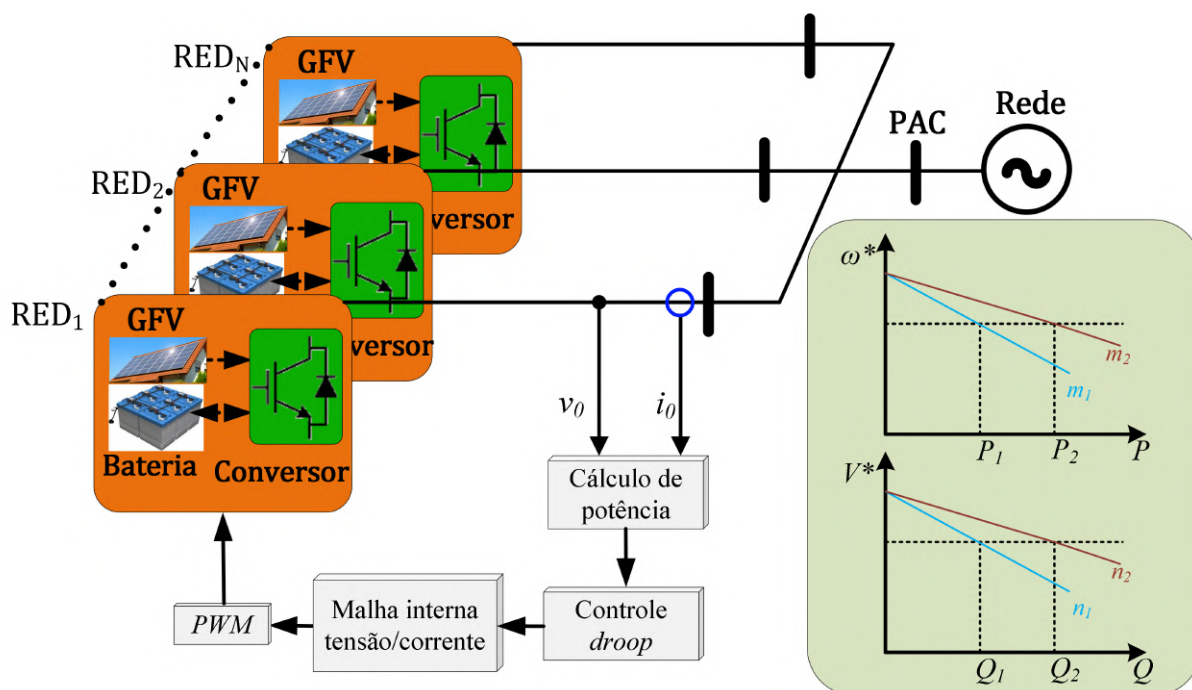


Fonte: Autor, 2023.

2.4.1 Nível de controle primário

O nível primário é o mais rápido, operando normalmente com escalas de tempo de processamento de poucos microssegundos a milissegundos, sendo responsável pelo controle local e autônomo dos REDs. Isso significa que é responsável por funções básicas e específicas para atender aos requisitos do código de rede, tais como: controle de tensão, corrente, frequência e sincronização, que estão diretamente relacionadas com a estabilidade do sistema de potência, ou seja, normalmente é independente de comunicação (HAN et al., 2016). O controle primário normalmente é dividido em duas malhas: uma malha interna responsável por regular a tensão e a corrente de saída dos REDs, e a malha externa responsável por garantir o compartilhamento de potência, como mostra a Figura 13. Nessa operação os REDs podem ser controlados como fonte de tensão (*voltage-controlled mode - VCM*) ou como fonte de corrente (*current-controlled mode-CCM*). A técnica *droop* e suas variações, são as estratégias de controle mais empregadas na literatura (AHMED et al., 2020). Os autores de (VANDOORN et al., 2013; ROKROK; SHAFIE-KHAH; CATALÃO, 2018; MOHAMMED et al., 2019), realizam uma extensa análise dos diferentes métodos de controle primário e suas características, a Tabela 4 apresenta as principais técnicas destacando suas principais vantagens e desvantagens. Enquanto os autores em

Figura 13 – Diagrama de controle de REDs, baseados na técnica *droop*.



Fonte: Autor, 2023.

(LIU; CALDOGNETTO; BUSO, 2019) realizam uma análise comparativa dos principais controladores empregados nas malhas internas de REDs controlados como fonte de corrente ou como fonte tensão em MRs.

2.4.2 Nível de controle secundário

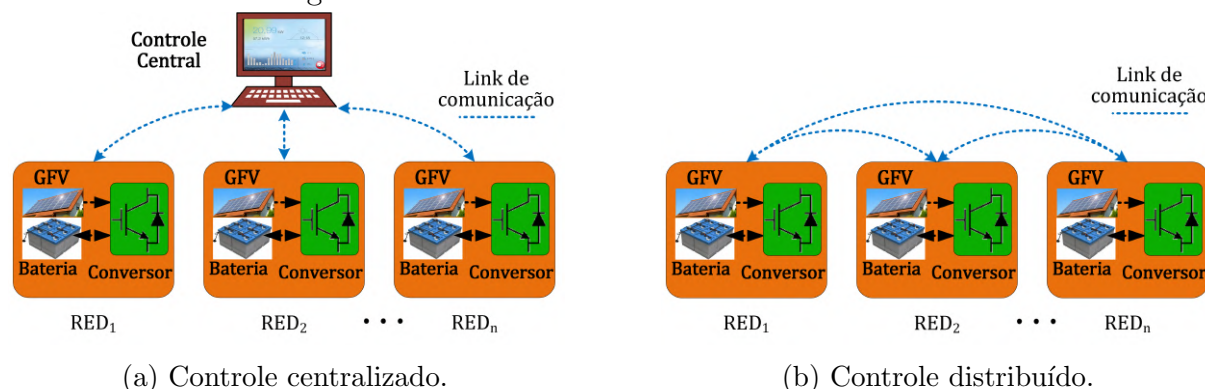
O controle secundário é responsável pela qualidade de energia elétrica (QEE) da MR, trabalhando para corrigir desvios em regime permanente na tensão e na frequência provenientes do nível primário (HAN et al., 2017). O controle secundário é mais lento, normalmente trabalhando com escalas de tempo que vão dos segundos aos minutos. O controle secundário opera como o sistema de gerenciamento de energia, trabalhando para otimizar a operação da MR, buscando uma operação confiável e economicamente eficiente, evitando violações dos limites operacionais do sistema e atendendo aos requisitos do nível terciário. Como as estratégias de otimização são usadas neste nível de controle, elas requerem uma infraestrutura de comunicação com links bidirecionais. Os esquemas de controle secundários podem ser divididos em controle centralizado e controle distribuído, como ilustra a Figura 14. Os sistemas de controle comerciais apresentados na seção 2.2 são empregados neste nível de controle.

Tabela 4 – Vantagens e desvantagens das técnicas de controle primário.

Técnica	Topologia	Vantagens	Desvantagens
Método <i>droop</i>	<i>droop</i> convencional	Sem links de comunicação, Maior flexibilidade, confiabilidade e capacidade de expansão ajustável	Regulação de tensão e <i>power sharing</i> limitado; não aplicável a cargas não lineares (CNL).
	VPD/FQD <i>droop</i>	Simples implementação; sem <i>links</i> de comunicação; adequado para MRs resistivas de baixa tensão.	Regulação de tensão e <i>power sharing</i> limitado; não aplicável a CNL.
	Impedância de saída virtual	Implementação simples; sem dependência dos parâmetros do sistema; Funciona com CNL.	Regulação de tensão não é garantida, necessita de controladores com alta banda passante.
	Transformação de referencial virtual	Implementação simples; desacopla facilmente a potência ativa e reativa	Os parâmetros da rede devem ser conhecidos; não garante regulação de tensão; não aplicável a CNL.
	Injeção de sinal	Funciona com CNL e não necessita de parâmetros do sistema.	Implementação complexa.
Método $\neq$ <i>droop</i>	Servidor-cliente	Estrutura de controle simples	Necessita de <i>link</i> de comunicação; difícil de expandir; custo elevado e alta exigência de comunicação.

Fonte: Adaptado de (MOHAMMED et al., 2019).

Figura 14 – Estruturas de controle de uma MR.



Fonte: Autor, 2023.

2.4.2.1 Controle centralizado

A abordagem de controle centralizado depende do CCMR, que receberá todos os dados, relevantes da rede de distribuição, cargas críticas, e REDs dentro da MR, como

mostra a Figura 14a. Após execução do seu algoritmo de controle o CCMR envia as referências de controle para os REDs na busca de uma operação confiável da MR. Embora os métodos de controle centralizados permitam alcançar alta flexibilidade e desempenho (TSIKALAKIS; HATZIARGYRIOU, 2008), necessitam de uma rede de comunicação para sua operação. Nesse sentido alguns trabalhos contornam esta situação utilizando rede de comunicação com banda estreita e baixa taxa de dados, para realizar o controle coordenado dos REDs, como ocorre em (BRANDAO et al., 2016). Outro ponto de destaque é aplicação de redundância ao CCMR o que permite uma maior confiabilidade ao sistema, uma vez que durante condições de contingência em uma das unidades de controle, o sistema continua em operação.

Diferentes abordagens de controle centralizado são encontradas na literatura (HONG; LEON, 2016; DIAZ et al., 2016; TAN et al., 2012; BRANDÃO et al., 2018). O método de controle servidor-cliente tem sido amplamente utilizado em MRs e pode ser tratado como uma derivação do controle centralizado. No controle servidor-cliente o CCMR encontra-se embarcado no RED servidor. Sendo este normalmente definido como o RED de maior potência da MR operando como fonte de tensão controlada, sendo responsável pelo controle da tensão e frequência, além de lidar com perturbações e transientes do sistema. Enquanto os demais REDs são definidos como clientes e são controlados como fontes de corrente, seguindo as referências de potências enviadas pelo CCMR para alcançar o compartilhamento preciso de potência (VANDOORN et al., 2013; YAMASHITA; VECHIU; GAUBERT, 2020). Nessa linha os autores em (CALDOGNETTO; TENTI, 2014) propõem a aplicação de um controle servidor-cliente para gerenciamento do fluxo de potência em uma MR, na estratégia o servidor é o conversor denominado UI (*utility interface*) controlado como VCM, enquanto os REDs dispersos pela MR são as unidades clientes controladas tanto no modo ilhado como no conectado como CCM. Um dos problemas da técnica servidor-cliente é apresentar um único ponto de falha (i.e., se o servidor falhar todo sistema falha), buscando contornar este problema os autores em (PETRUZZIELLO; ZIOGAS; JOOS, 1990) propõem um sistema que na falha do servidor, um novo conversor assume este papel. Uma outra solução mais onerosa é aplicação física de dois controladores como já ocorre em sistemas de geração de energia de alta complexidade (como usinas hidrelétricas). Variantes da estratégia servidor-cliente podem ser encontradas em (PEI et al., 2004; YANG et al., 2018a).

2.4.2.2 Controle distribuído

Normalmente, os níveis de controle secundário e terciário de MRs, são implementados utilizando estruturas centralizadas como mostra a Figura 14a. No entanto alguns trabalhos indicam que a aplicação do controle centralizado em MRs implementadas em grandes áreas geográficas ou mesmo em GMRs, são inviáveis devido ao alto custo com

a infraestrutura de comunicação (ESPINA et al., 2020). Nesse sentido há um interesse crescente de pesquisas (WANG et al., 2020; BRANDAO et al., 2019; GUERRERO et al., 2012; LI et al., 2018; WU et al., 2020; FERREIRA et al., 2021), para a análise projeto e implementação de sistemas de controle distribuído para MRs. A abordagem distribuída requer que os dados sejam trocados entre os REDs vizinhos, eliminando a necessidade de um CCMR, conforme ilustrado na Figura 14b. Essa abordagem de comunicação distribuída depende da operação coordenada dos controles locais dos REDs para atingir objetivos globais durante a operação da MR. Os algoritmos de controle distribuído normalmente são baseados na teoria do consenso (WANG et al., 2020). Nesse sentido os autores em (FERREIRA et al., 2021) apresentam um estrutura onde o conversor formador de rede (i.e., *utility interface*), é centralizado atuando como o servidor da rede, enquanto a comunicação com os REDs ocorre através de uma rede de comunicação distribuída por meio do protocolo do consenso. Os autores em (CHENG; DUAN; CHOW, 2018; ESPINA et al., 2020) fazem uma análise das principais técnicas de controle distribuído versus o controle centralizado, onde concluem que o distribuído apresenta as seguintes vantagens sobre o centralizado: melhor confiabilidade, flexibilidade, operação *black start*, robustez a falhas nos *links* de comunicação, entre outras. No entanto, necessita de uma rede de comunicação com banda larga, manutenção mais complexa, além do maior desafio na coordenação e segurança da MR.

2.4.3 Nível de controle terciário

O nível de controle terciário é o mais lento, operando em escalas de tempo de alguns minutos a horas e envolve tarefas não críticas necessárias para a otimização do fluxo de potência na MR (ESPINA et al., 2020). Ele é responsável pela definição de referências ótimas de potência ativa e reativa que a MR irá trocar com o sistema de distribuição a montante ou MRs vizinhas no caso de um GMRs, levando em consideração critérios econômicos, técnicos, ambientais, condições meteorológicas e situações de contingência, buscando garantir o equilíbrio entre oferta e demanda de energia (ZIOUANI et al., 2018). Como a camada de controle secundária, ele também executa o gerenciamento de energia, mas em uma escala de tempo maior aplicando suas restrições e funções objetivas. Embora o despacho de energia na camada secundária seja mais concentrado na qualidade de energia e na regulação da tensão e frequência, o despacho de potência no nível de controle terciário concentra-se nos aspectos econômicos da MR, destacando a participação no mercado de eletricidade, gestão da reserva girante e serviços ancilares (YAMASHITA; VECHIU; GAUBERT, 2020; SAHOO et al., 2020). Os autores em (PARHIZI et al., 2015) fazem uma análise detalhada das principais estratégias de controle hierárquico aplicados em MRs, destacando os pontos positivos e negativos de cada implementação.

2.4.4 Serviços ancilares

Segundo a ANEEL os serviços ancilares são definidos como o conjunto de serviços fornecidos juntamente com a energia elétrica, necessários para manter a qualidade da energia e a confiabilidade do sistema elétrico, contribuindo para que a energia entregue ao consumidor esteja dentro de padrões definidos de qualidade. Nesse sentido as MRs surgem como mais uma alternativa para execução de serviços ancilares para os sistema elétrico. Em (JÚNIOR, 2022) o autor propõe um controle multifuncional de uma MR despachável de baixa tensão capaz de explorar os seus bancos de baterias para fornecer diversos serviços ancilares, que são definidos de acordo com os objetivos intrínsecos da própria microrrede e dos requisitos da rede a montante.

Neste trabalho são avaliados os seguintes serviços ancilares na operação da MR Tesla apresentada no capítulo 5:

1. *Self-consumption (SC)*: este modo de operação minimiza o fluxo de potência trocado entre a MR e a rede elétrica a montante, maximizando assim o uso de fontes de energia renováveis. Em condições normais de tensão e frequência, o fluxo de energia entre a rede e a MR é zero, ou seja, a MR opera praticamente desconectada da rede elétrica, minimizando assim o impacto no sistema elétrico a montante.
2. *Energy time shift (ETS)*: tem como base armazenar energia nos bancos de baterias durante o período que a energia possui um custo menor e fornecer esta energia armazenada quando os custos são altos. Esta estratégia maximiza o lucro além de reduzir o tempo de retorno do investimento. No Brasil, o preço da energia é cerca de 3 vezes mais caro durante horário de ponta (HP) do que no horário fora de ponta (HFP). O HP e o HFP são definidos a critério da concessionária de acordo com o perfil de carga da localidade. Para cidade de Belo Horizonte onde esta instalada a MR, o HP compreende o período das 17h às 20h, com exceção dos sábados domingos e feriados (CEMIG, 2023a). O modo do *peak-shaving* é semelhante ao ETS, mas leva em consideração a demanda de pico de carga do sistema para aliviar os alimentadores da rede elétrica a montante.
3. Operação ilhada da MR (OIM): Esta operação pode ocorrer de maneira intencional ou não; o primeiro é planejado para garantir a estabilidade da MR, enquanto o último é usado para fornecimento de energia contínua durante a ausência da rede principal. Durante a OIM, a fonte programável opera como o formador de rede fornecendo a tensão de referência para os REDs, que operam como fontes de corrente, e as cargas não críticas são desligadas por meio de contadores controlados remotamente que estão distribuídos na MR.

4. *Grid operational support (GOS)*: melhora a qualidade de energia da rede a montante com base nas respostas de potência ativa/reativa em função dos desvios de frequência/tensão. São basicamente as funções *freq/watt*, *volt/var* e *volt/watt* aplicadas no PAC da MR. Além disso, também pode compensar os desbalanços de carga, direcionando adequadamente os REDs fase-fase.

2.5 Sistemas de Comunicação

A transição para um sistema de energia resiliente, confiável e a aplicação prática do termo “*smart grids*”, combinada com a disseminação da geração distribuída e MRs, vem acompanhada de uma infraestrutura de TIC cada vez mais presente nos sistemas elétricos. No entanto, um sistema de energia *cyber* físico mais complexo também apresenta riscos para a resiliência (BRAUN; HACHMANN; HAACK, 2020). A TIC deve proporcionar uma troca de informação resiliente, estável e segura entre as diferentes unidades que compõem a MR. Embora a TIC ofereça vários benefícios para o controle e gerenciamento de MRs e *smarts grids*, a sua aplicação, cria alguns desafios como a perda de pacotes de dados, latência e largura de banda estreita, inerentes dos sistemas de comunicação (LEE et al., 2019). Portanto, escolher a TIC adequada, para oferecer concomitantemente os níveis necessários de confiabilidade, segurança e desempenho representa um grande desafio. Sendo que este desafio aumentará drasticamente nos próximos anos à medida que GMRs e MRs interconectadas tornam-se uma realidade.

Nesse sentido diversas normas e recomendações têm buscado apresentar formas de lidar com os diferentes desafios da integração da TIC as MRs. A IEEE-1547 (IEEE, 2018a) estabelece critérios mínimos de protocolos e requisitos de desempenho que toda interface de comunicação de REDs deve conter. O que é de vital importância para uma padronização dos protocolos de comunicação para a infinidade de fabricantes que há no mercado. Além disso, alerta para a questão da segurança cibernética na troca de dados realizadas pelos REDs. Já o padrão IEEE-2030.9 (IEEE, 2019) (*Recommended Practice for the Planning and Design of the Microgrid*) realiza uma análise mais ampla, detalhando os sistemas de comunicação recomendados para todas as camadas de uma MR. Começando da comunicação proprietária do RED e indo até a interface de comunicação com o OSD e sempre destacando a preocupação com a segurança dos pacotes de dados na transição entre as camadas. Os autores em (SERBAN et al., 2020), realizam uma pesquisa sobre os requerimentos de comunicação necessários em uma MR, com abordagem no controle hierárquico em três níveis como o apresentado na seção 2.4, sendo o foco no nível secundário. Uma avaliação das diferentes técnicas de comunicação com e sem fio (*wireless*), é apresentada observando as vantagens e desvantagens de cada tecnologia. A escolha da TIC adequada deve levar em consideração características como, área geográfica de cobertura, taxa de dados e critérios de confiabilidade. Os pesquisadores em (LEE et al.,

2019) fazem uma revisão das técnicas de coleta e manipulação de dados em sistemas de energia, fazendo um paralelo entre o valor agregado ao setor com o aumento dos dados coletados/compartilhados frente aos riscos de segurança envolvido com a manipulação dessas informações. Já em (GUNDUZ; DAS, 2020) os autores realizam uma extensa revisão sobre as vulnerabilidades dos sistemas de comunicação em *smart grids* e propõem soluções para mitigar os ataques cibernéticos. Nesse sentido, destaca-se que os controladores comerciais disponíveis no mercado para MRs apresentados na seção 2.2, já estão atentos a preocupação com ataques cibernéticos e trazem esta informação em destaque nos catálogos dos equipamentos. Assim como ocorreu no sistema bancário, a inserção da TIC agregou diversos benefícios ao setor. No entanto, a preocupação e os investimentos com a segurança dos dados são constantes, situação que não será diferente para o novo sistema elétrico que vem sendo desenhado nos últimos anos.

2.6 Figuras de Mérito

Nesse trabalho serão utilizadas três figuras de mérito na comparação entre o *MPBC* e o *PBC*, sendo elas:

1. *Overshoot*, ou seja o quanto as potências no PAC excedem as referências de forma momentaneamente antes de estabilizarem no valor desejado;
2. Tempo de acomodação, sendo este o período que leva para a resposta do sistema atingir uma faixa em torno do valor final (i.e., do novo valor de referência) e estabilizar-se dentro dessa faixa. Especificamente, o critério de 2% no tempo de acomodação significa que o sistema é considerado acomodado quando a resposta alcança e permanece dentro da faixa de 2% do valor final ou do novo valor de referência, sendo este adotado neste trabalho;
3. Perdas elétricas, sendo estas computadas quando da aplicação de ambos algoritmos em uma MR de baixa tensão integrada em uma rede de distribuição real.

2.7 Conclusões dos Capítulo

Este capítulo apresentou uma visão geral dos principais elementos que compõem uma MR_{ca} , desde a estrutura física, a sua estrutura de controle e gerenciamento. A estrutura de controle hierárquico tem ocupado posição de destaque para lidar com os diferentes requisitos que devem ser tratados simultaneamente em MRs. Além disso, a aplicação da estrutura de controle centralizada ou distribuída deve levar em conta critérios técnicos e econômicos em sua definição, afim de atender os requisitos de cada projeto (i.e., desempenho e segurança) como foi avaliado em (MARTIN-MARTÍNEZ;

SÁNCHEZ-MIRALLES; RIVIER, 2016), que apresentam as principais MRs instaladas no mundo e os sistemas de controle que foram empregados. Embora o sistema de controle distribuído seja mais resiliente a falhas e menos dependente da comunicação, a sua implementação, controle e processo de manutenção são mais complexos. Além de exigirem uma comunicação com banda larga de dados e ser uma estratégia de controle em fase de maturação. Nesse sentido observa-se que a maioria de produtos comerciais para o controle e gerenciamento de MRs tem optado pela estratégia de controle centralizado, por ser uma estrutura de controle consolidada em diversas aplicações, seja no segmento industrial ou de energia. Nesse contexto este trabalho irá adotar a estrutura de controle centralizado, com o algoritmo de controle *PBC / MPBC* embarcados no nível secundário da MR e a comunicação entre o controle central e os REDs sendo executada por meio de uma rede *CAN 2.0* de *125kbps*.

3 ALGORITMO POWER-BASED CONTROL MODIFICADO

Nesse capítulo é realizada a apresentação da formulação do (*MPBC*), seguida de uma análise comparativa do mesmo frente ao *PBC*. As análises buscam avaliar o tempo de acomodação que os algoritmos levam para atingir as referências de potência no PAC, redução das perdas bem como avaliar a capacidade do *MPBC* para o compartilhamento preciso de potência entre os REDs, para diferentes cenários de operação. Por fim é apresentado o *setup* experimental desenvolvido para validação experimental da estratégia de controle e os resultados experimentais.

Um aspecto inovador do *MPBC* é que o algoritmo permite que seja realizada uma distinção entre os REDs fase-fase e fase-neutro, o que fornece um maior grau de liberdade (i.e., o *MPBC* tem o dobro de coeficientes escalares que o *PBC*, o que permite que os redes fase-fase e fase-neutro trabalhem com coeficientes distintos) para o compartilhamento de potência na MR. Nesse contexto, o compartilhamento de potência entre os REDs e a compensação de desbalanço de corrente são alcançados com os REDs fase-fase e fase-neutro compartilhando potência balanceada, enquanto as potências de desbalanço e homopolar são direcionados apenas aos REDs com conexão fase-neutro. Este fato permite que os REDs com diferentes características de conexão operem com diferentes coeficientes escalares, o que não é alcançado nos trabalhos apresentados na Tabela 1 que apresenta a evolução do *PBC* nos últimos anos. A versão do *MPBC* apresentada neste trabalho ainda não aborda os REDs trifásicos a 3 e 4 fios em sua formulação. A Figura 15 mostra um fluxograma com a sequência de execução do *MPBC*, sendo o compartilhamento de potência entre os REDs baseado na conexão física dos mesmos na MR. Destaca-se que atualmente a distinção entre os REDs fase-fase e fase-neutro no CCMR é realizada através de um código de identificação (ID) embutido no pacote de informação trocado entre os REDs e o CCMR.

3.1 Grandezas relacionadas ao PAC

Considerando um ciclo de controle (l) e o ciclo de controle seguinte ($l + 1$), tem-se os seguintes termos de potência ativa (P) e reativa (Q):

$$P_{PACm}(l), Q_{PACm}(l), P_{PACm}^*(l+1), Q_{PACm}^*(l+1)$$

Onde os termos com subscrito ($_{PACm}$) são fornecidos pela rede no PAC na fase $m = 1, 2, 3$ enquanto o termo sobrescrito (*) indica sinais de referência de potência no PAC definidas pelo nível terciário. As tensões v_m são tensões fase-neutro obtidas por medições fase-fase no PAC conforme apresentado na Equação 3.1, não sendo preciso remover a

componente homopolar. No entanto, quando as medições são realizadas entre fase-neutro, a Equação 3.7 deve ser aplicada para remoção da componente homopolar da tensão.

$$\begin{aligned} v_1 &= \frac{1}{3} (v_{12} + v_{13}), \\ v_2 &= \frac{1}{3} (v_{21} + v_{23}), \\ v_3 &= \frac{1}{3} (v_{32} + v_{31}), \end{aligned} \quad (3.1)$$

Nesse algoritmo propõem-se que as potências no PAC sejam calculadas da seguinte forma¹:

$$\begin{cases} P_{PACm}(l) = P_{PACm}^{nho} + P_{PACm}^{ho} \\ \langle v_m, i_m \rangle = \langle v_m^{nho}, i_m^{nho} \rangle + \langle v_m^{nho}, i_m^{ho} \rangle \end{cases} \quad (3.2)$$

$$\begin{cases} Q_{PACm}(l) = Q_{PACm}^{nho} + Q_{PACm}^{ho} \\ \langle \hat{v}_m, \hat{i}_m \rangle = \langle \hat{v}_m^{nho}, \hat{i}_m^{nho} \rangle + \langle \hat{v}_m^{nho}, \hat{i}_m^{ho} \rangle \end{cases} \quad (3.3)$$

onde a operação $\langle x, y \rangle$ significa produto interno definido em (PAREDES, 2011), sendo a média ao longo de um período de tempo do produto de duas grandezas periódicas $x(t)$ e $y(t)$).

A corrente e a tensão da fase m podem ser decompostas em componentes homopolares (i.e., compostas por correntes de sequência zero) e não-homopolares (i.e., compostas de componentes de sequência positiva e negativa), desse modo o CCMR calcula as componentes de corrente e tensão através de:

$$i^{ho} = \frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 i_m \quad (3.4)$$

$$i_m^{nho} = i_m - i^{ho} \quad (3.5)$$

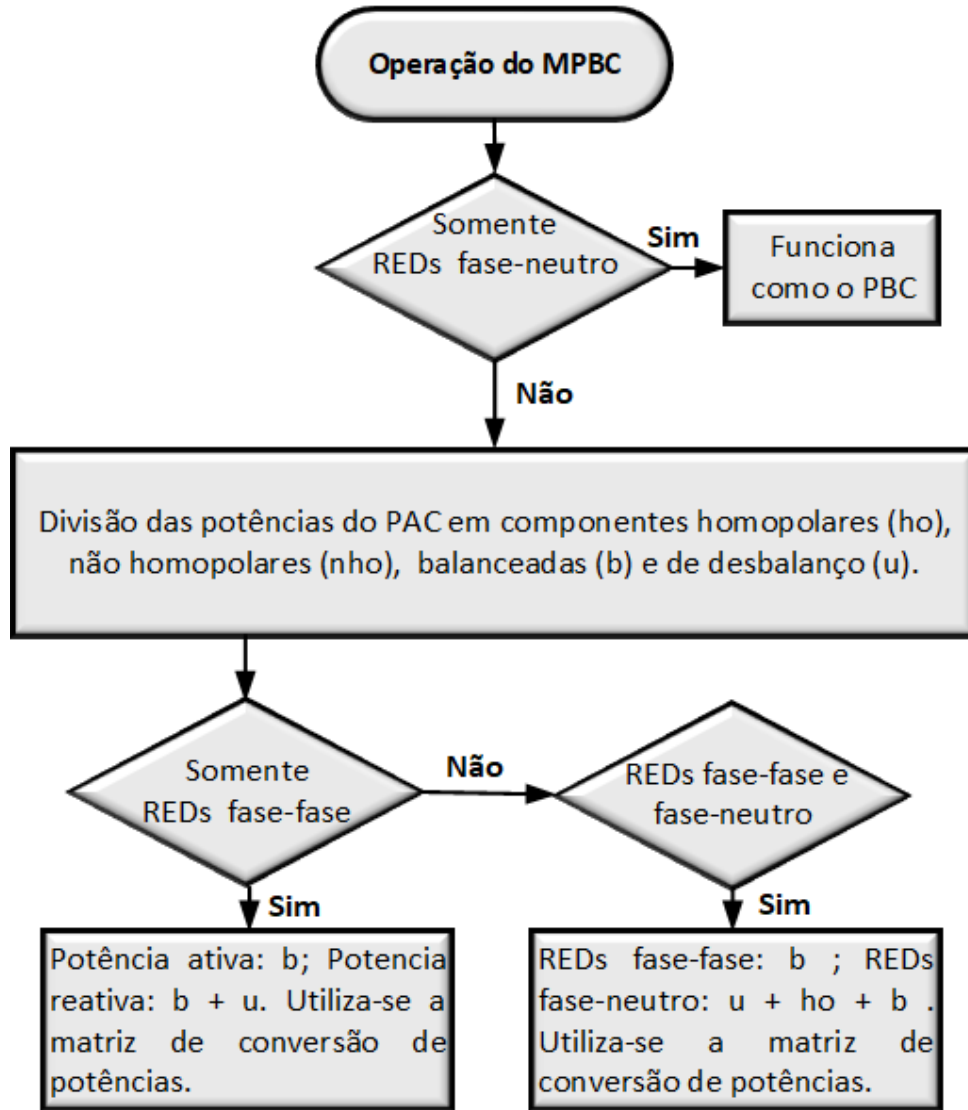
$$v^{ho} = \frac{1}{3} \sum_{m=1}^3 v_m \quad (3.6)$$

$$v_m^{nho} = v_m - v^{ho} \quad (3.7)$$

Destaca-se que o cálculo da potência reativa é realizado como definido em (TEDESCHI et al., 2009). Uma característica importante das potências homopolares

¹ Esta formulação já foi aplicada no controle de um *Static var Compensator* (SVC) em (LIBERADO, 2017)

Figura 15 – Sequência de execução do MPBC.



Fonte: Autor, 2023.

é: $\sum_{m=1}^3 P_{PACm}^{ho} = \sum_{m=1}^3 Q_{PACm}^{ho} = 0$. Com o vetor das potências homopolares no PAC ($\underline{P}_{PAC}^{ho}, \underline{Q}_{PAC}^{ho}$) é possível calcular o vetor das potências não-homopolares no PAC como:

$$\underline{P}_{PAC}^{nho} = \underline{P}_{PAC} - \underline{P}_{PAC}^{ho} \quad (3.8)$$

$$\underline{Q}_{PAC}^{nho} = \underline{Q}_{PAC} - \underline{Q}_{PAC}^{ho} \quad (3.9)$$

As potências balanceadas (P_{PAC}^b e Q_{PAC}^b) representam uma demanda de potência equivalente à uma carga trifásica balanceada e são calculadas para cada fase m em função dos valores (rms) das tensões fase-neutro sem as componentes homopolares do PAC como:

$$P_{PACm}^b = \frac{\sum_{n=1}^3 P_{PACn}^{nho}}{\sum_{n=1}^3 V_n^2} \cdot V_m^2, \quad Q_{PACm}^b = \frac{\sum_{n=1}^3 Q_{PACn}^{nho}}{\sum_{n=1}^3 \hat{V}_n^2} \cdot \hat{V}_m^2 \quad (3.10)$$

Além disso observe-se que:

$$\sum_{m=1}^3 P_{PACm}^b = \sum_{m=1}^3 P_{PACm}^{nho}, \quad \sum_{m=1}^3 Q_{PACm}^b = \sum_{m=1}^3 Q_{PACm}^{nho} \quad (3.11)$$

$$\sum_{m=1}^3 P_{PACm}^u = \sum_{m=1}^3 Q_{PACm}^u = 0 \quad (3.12)$$

Ao incorporar as potências balanceadas nos vetores $\underline{P}_{PAC}^b$ e $\underline{Q}_{PAC}^b$, a diferença entre as potências balanceadas e as potências não-homopolares resulta nas potências de desequilíbrio, expressas por:

$$\begin{cases} \underline{P}_{PAC}^u = \underline{P}_{PAC}^{nho} - \underline{P}_{PAC}^b \\ \underline{Q}_{PAC}^u = \underline{Q}_{PAC}^{nho} - \underline{Q}_{PAC}^b \end{cases} \quad (3.13)$$

3.2 Matrizes de conversão de potências

Nos casos que os conversores fase-fase estão disponíveis e considerando as duas formas de medição de tensão no PAC conforme apontado na seção 3.1 é interessante converter alguns termos de potência dos conversores fase-fase para potência fase-neutro e vice-versa. Esta conversão é feita com base nas transformações $Y - \Delta$, definidas para impedância, generalizadas aqui na forma de matrizes válidas para quaisquer condições de tensão e definidas como:

$$\underline{A} = \begin{bmatrix} V_1^2 - \langle v_1, v_2 \rangle & 0 & V_1^2 - \langle v_3, v_1 \rangle \\ V_2^2 - \langle v_1, v_2 \rangle & V_2^2 - \langle v_2, v_3 \rangle & 0 \\ 0 & V_3^2 - \langle v_2, v_3 \rangle & V_3^2 - \langle v_3, v_1 \rangle \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$\underline{B} = \begin{bmatrix} \hat{V}_1^2 - \langle \hat{v}_1, \hat{v}_2 \rangle & 0 & \hat{V}_1^2 - \langle \hat{v}_3, \hat{v}_1 \rangle \\ \hat{V}_2^2 - \langle \hat{v}_1, \hat{v}_2 \rangle & \hat{V}_2^2 - \langle \hat{v}_2, \hat{v}_3 \rangle & 0 \\ 0 & \hat{V}_3^2 - \langle \hat{v}_2, \hat{v}_3 \rangle & \hat{V}_3^2 - \langle \hat{v}_3, \hat{v}_1 \rangle \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Sendo $\underline{A}$ empregada para a transformação de potência ativa, enquanto $\underline{B}$ é empregado para a transformação de potência reativa, maiores detalhes das matrizes $\underline{A}$ e $\underline{B}$ são apresentados em (LIBERADO, 2017). Os termos das matrizes $\underline{A}$ e $\underline{B}$ correspondem às tensões fase-neutro sem as componentes homopolares (v_1, v_2, v_3) e suas respectivas homo-integrais ($\hat{v}_1, \hat{v}_2, \hat{v}_3$), os valores (*rms*) das tensões de fase (V_1, V_2, V_3) e o produto

interno $\langle \rangle$. Assim de posse dessas matrizes as potências entre fases são convertidas para valores de fase por meio de:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \underline{A} \cdot \begin{bmatrix} P_{12}/V_{12}^2 \\ P_{23}/V_{23}^2 \\ P_{31}/V_{31}^2 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} = \underline{B} \cdot \begin{bmatrix} Q_{12}/\hat{V}_{12}^2 \\ Q_{23}/\hat{V}_{23}^2 \\ Q_{31}/\hat{V}_{31}^2 \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Onde as tensões utilizadas são as fase-fase, as quais podem ser obtidas por meio das tensões fase neutro. Sendo as matrizes $\underline{A}$ e $\underline{B}$ inversíveis é possível escrever também:

$$\begin{bmatrix} P_{12}/V_{12}^2 \\ P_{23}/V_{23}^2 \\ P_{31}/V_{31}^2 \end{bmatrix} = \underline{A}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} Q_{12}/\hat{V}_{12}^2 \\ Q_{23}/\hat{V}_{23}^2 \\ Q_{31}/\hat{V}_{31}^2 \end{bmatrix} = \underline{B}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

No caso específico onde as tensões são equilibradas, senoidais e simétricas, as matrizes $\underline{A}$ e $\underline{B}$ e suas inversas podem ser escritas como:

$$\underline{A} = \underline{B} = \frac{1}{2} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}, \quad \underline{A}^{-1} = \underline{B}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 \\ -1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Também para este caso específico, pode se escrever:

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix} = \underline{A} \cdot \begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{31} \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} = \underline{B} \cdot \begin{bmatrix} Q_{12} \\ Q_{23} \\ Q_{31} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

$$\begin{bmatrix} P_{12} \\ P_{23} \\ P_{31} \end{bmatrix} = \underline{A}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \end{bmatrix}, \quad \begin{bmatrix} Q_{12} \\ Q_{23} \\ Q_{31} \end{bmatrix} = \underline{B}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} Q_1 \\ Q_2 \\ Q_3 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

3.3 Pacote de dados dos REDs enviados para o CCMR

Considerando um número J de REDs na MR e o ciclo de controle (l), o pacote de dados dos REDs enviados para o CCMR é o mesmo descrito na seção 1.1.1 para o *PBC*. Destaca-se que os REDS enviam as suas potências de acordo com seu tipo de conexão na MR e o processo de conversão de grandezas entre fases para grandezas de fase e vice-versa é realizado no CCMR.

3.4 Algoritmo do *MPBC*

A sequência de execução do *MPBC* é semelhante a aplicada ao *PBC*, tendo como principal diferença a decomposição das potências no PAC em componentes balanceadas, desbalanceadas e homopolares, que serão atribuídas aos REDs de acordo com sua conexão com a rede elétrica (i.e., fase-fase, fase-neutro ou ambos) a seguir temos os passos desta execução.

- Passo 1: Durante o ciclo de controle (l), após receber o pacote de dados dos REDs, o CCMR calcula os vetores de potências totais injetadas e capacidades de potência máxima e mínima por fase (vetores denotados com $m = 1, 2, 3$) e entre fase-fase (vetores denotados com $mn = 12, 23, 31$) na MR:

$$\underline{P}_{Gmt}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J P_{G1j}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G2j}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G3j}(l) \end{bmatrix}, \underline{P}_{Gmnt}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J P_{G12j}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G23j}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G31j}(l) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

$$\underline{Q}_{Gmt}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J Q_{G1j}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G2j}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G3j}(l) \end{bmatrix}, \underline{Q}_{Gmnt}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J Q_{G12j}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G23j}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G31j}(l) \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

$$\underline{P}_{Gmt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J P_{G1j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G2j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G3j}^{\max}(l) \end{bmatrix}, \underline{P}_{Gmnt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J P_{G12j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G23j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G31j}^{\max}(l) \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$\underline{Q}_{Gmt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J Q_{G1j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G2j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G3j}^{\max}(l) \end{bmatrix}, \underline{Q}_{Gmnt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J Q_{G12j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G23j}^{\max}(l) \\ \sum_{j=1}^J Q_{G31j}^{\max}(l) \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$\underline{P}_{Gmt}^{\min}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J P_{G1j}^{\min}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G2j}^{\min}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G3j}^{\min}(l) \end{bmatrix}, \quad \underline{P}_{Gmnt}^{\min}(l) = \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^J P_{G12j}^{\min}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G23j}^{\min}(l) \\ \sum_{j=1}^J P_{G31j}^{\min}(l) \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

- Passo 2: O CCMR calcula as referências de potência para os REDs no próximo ciclo de controle $l + 1$ considerando as características de cada RED conectado à MR:
 - a) Havendo apenas conversores fase-fase disponíveis, as referências de potência ativa e reativa do próximo ciclo de controle para estes conversores são determinadas por:

$$\begin{cases} \underline{P}_{Gmnt}^*(l+1) = \underline{A}^{-1} \cdot (\underline{P}_{PAC}^b(l) - \underline{P}_{PAC}^*(l+1)) + \underline{P}_{Gmnt}(l) \\ \underline{Q}_{Gmnt}^*(l+1) = \underline{B}^{-1} \cdot (\underline{Q}_{PAC}^b(l) + \underline{Q}_{PAC}^u(l) - \underline{Q}_{PAC}^*(l+1)) + \underline{Q}_{Gmnt}(l) \end{cases} \quad (3.26)$$

- b) Para o caso de haver apenas REDs fase-neutro disponíveis na MR, não há a necessidade de utilizar as matrizes de conversão nem decompor as potências no PAC em componentes homopolares e não-homopolares. Assim, as referências de potência ativa e reativa do próximo ciclo de controle são definidas para cada fase m como:

$$\begin{cases} \underline{P}_{Gmt}^*(l+1) = \underline{P}_{PAC}(l) - \underline{P}_{PAC}^*(l+1) + \underline{P}_{Gmt}(l) \\ \underline{Q}_{Gmt}^*(l+1) = \underline{Q}_{PAC}(l) - \underline{Q}_{PAC}^*(l+1) + \underline{Q}_{Gmt}(l) \end{cases} \quad (3.27)$$

- c) Na presença de REDs fase-neutro e fase-fase na MR, a demanda de potência no PAC é compartilhada entre os conversores de acordo com a capacidade de cada tipo de conexão. Sendo c_{Pm} e c_{Qm} os coeficientes de compartilhamento de potência calculados para cada fase $m = 1, 2$ e 3 como:

$$c_{Pm}(l) = \frac{P_{Gmt}^{\max}(l)}{P_{Gmt}^{\max}(l) + P_{Gmt}^{\max,ff}(l)}, \quad c_{Qm}(l) = \frac{Q_{Gmt}^{\max}(l)}{Q_{Gmt}^{\max}(l) + Q_{Gmt}^{\max,ff}(l)} \quad (3.28)$$

Os termos com sobrescrito ^{ff} são obtidos a partir das potências máximas dos conversores fase-fase usando as matrizes $\underline{A}$ e $\underline{B}$. Representando os coeficientes na forma de matriz temos:

$$\underline{c}_P(l) = \begin{bmatrix} c_{P1}(l) & 0 & 0 \\ 0 & c_{P2}(l) & 0 \\ 0 & 0 & c_{P3}(l) \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$$\underline{c}_Q(l) = \begin{bmatrix} c_{Q1}(l) & 0 & 0 \\ 0 & c_{Q2}(l) & 0 \\ 0 & 0 & c_{Q3}(l) \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Por fim, as referências de potência ativa e reativa do próximo ciclo de controle para os REDs fase-neutro ficam como:

$$\begin{cases} \underline{P}_{Gmt}^*(l+1) = \underline{c}_P(l) \cdot (\underline{P}_{PAC}^b(l) - \underline{P}_{PAC}^*(l+1)) + \underline{P}_{PAC}^u(l) + \underline{P}_{PAC}^{ho}(l) + \underline{P}_{Gmt}(l) \\ \underline{Q}_{Gmt}^*(l+1) = \underline{c}_Q(l) \cdot (\underline{Q}_{PAC}^b(l) - \underline{Q}_{PAC}^*(l+1)) + \underline{Q}_{PAC}^u(l) + \underline{Q}_{PAC}^{ho}(l) + \underline{Q}_{Gmt}(l) \end{cases} \quad (3.31)$$

Já para os REDs fase-fase tem-se:

$$\begin{cases} \underline{P}_{Gmnt}^*(l+1) = \underline{A}^{-1} \cdot (\underline{I} - \underline{c}_P(l)) \cdot (\underline{P}_{PAC}^b(l) - \underline{P}_{PAC}^*(l+1)) + \underline{P}_{Gmnt}(l) \\ \underline{Q}_{Gmnt}^*(l+1) = \underline{B}^{-1} \cdot (\underline{I} - \underline{c}_Q(l)) \cdot (\underline{Q}_{PAC}^b(l) - \underline{Q}_{PAC}^*(l+1)) + \underline{Q}_{Gmnt}(l) \end{cases} \quad (3.32)$$

Na qual $\underline{I}$ é a matriz identidade. Em suma, os REDs fase-fase e os REDs fase-neutro compartilham as potências balanceadas, enquanto as potências desbalanceadas e homopolares são endereçadas aos REDs fase-neutro.

- Passo 3: O CCMR calcula os coeficientes escalares de potência para cada tipo de conexão dos REDs, em função das referências de potência e de suas capacidades máximas;

a) Para os REDs com conexão fase-neutro, representando a potências totais máximas($\underline{P}_{Gmt}^{\max}(l)$ e $\underline{Q}_{Gmt}^{\max}(l)$) na forma de matriz temos:

$$\underline{P}_{Gmt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} P_{G1t}^{\max}(l) & 0 & 0 \\ 0 & P_{G2t}^{\max}(l) & 0 \\ 0 & 0 & P_{G3t}^{\max}(l) \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$\underline{Q}_{Gmt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} Q_{G1t}^{\max}(l) & 0 & 0 \\ 0 & Q_{G2t}^{\max}(l) & 0 \\ 0 & 0 & Q_{G3t}^{\max}(l) \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$\begin{cases} \underline{\alpha}_{Pm} = (\underline{P}_{Gmt}^{\max}(l))^{-1} \cdot \underline{P}_{Gmt}^*(l+1) \\ \underline{\alpha}_{Qm} = (\underline{Q}_{Gmt}^{\max}(l))^{-1} \cdot \underline{Q}_{Gmt}^*(l+1) \end{cases} \quad (3.35)$$

b) Para os REDs com conexão fase-fase, representando a potências totais máximas($\underline{P}_{Gmnt}^{\max}(l)$ e $\underline{Q}_{Gmnt}^{\max}(l)$) na forma de matriz temos:

$$\underline{P}_{Gmnt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} P_{G12t}^{\max}(l) & 0 & 0 \\ 0 & P_{G23t}^{\max}(l) & 0 \\ 0 & 0 & P_{G31t}^{\max}(l) \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

$$\underline{Q}_{Gmnt}^{\max}(l) = \begin{bmatrix} Q_{G12t}^{\max}(l) & 0 & 0 \\ 0 & Q_{G23t}^{\max}(l) & 0 \\ 0 & 0 & Q_{G31t}^{\max}(l) \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

$$\begin{cases} \alpha_{Pmn} = (\underline{P}_{Gmnt}^{\max}(l))^{-1} \cdot \underline{P}_{Gmnt}^*(l+1) \\ \alpha_{Qmn} = (\underline{Q}_{Gmnt}^{\max}(l))^{-1} \cdot \underline{Q}_{Gmnt}^*(l+1) \end{cases} \quad (3.38)$$

Em ambos os casos, se qualquer elemento dos vetores for maior que a unidade, ele é saturado seguindo os mesmos procedimentos descritos no fluxograma da Figura 5 para o *PBC*.

3.5 Comparação do *MPBC* versus *PBC* em Simulação

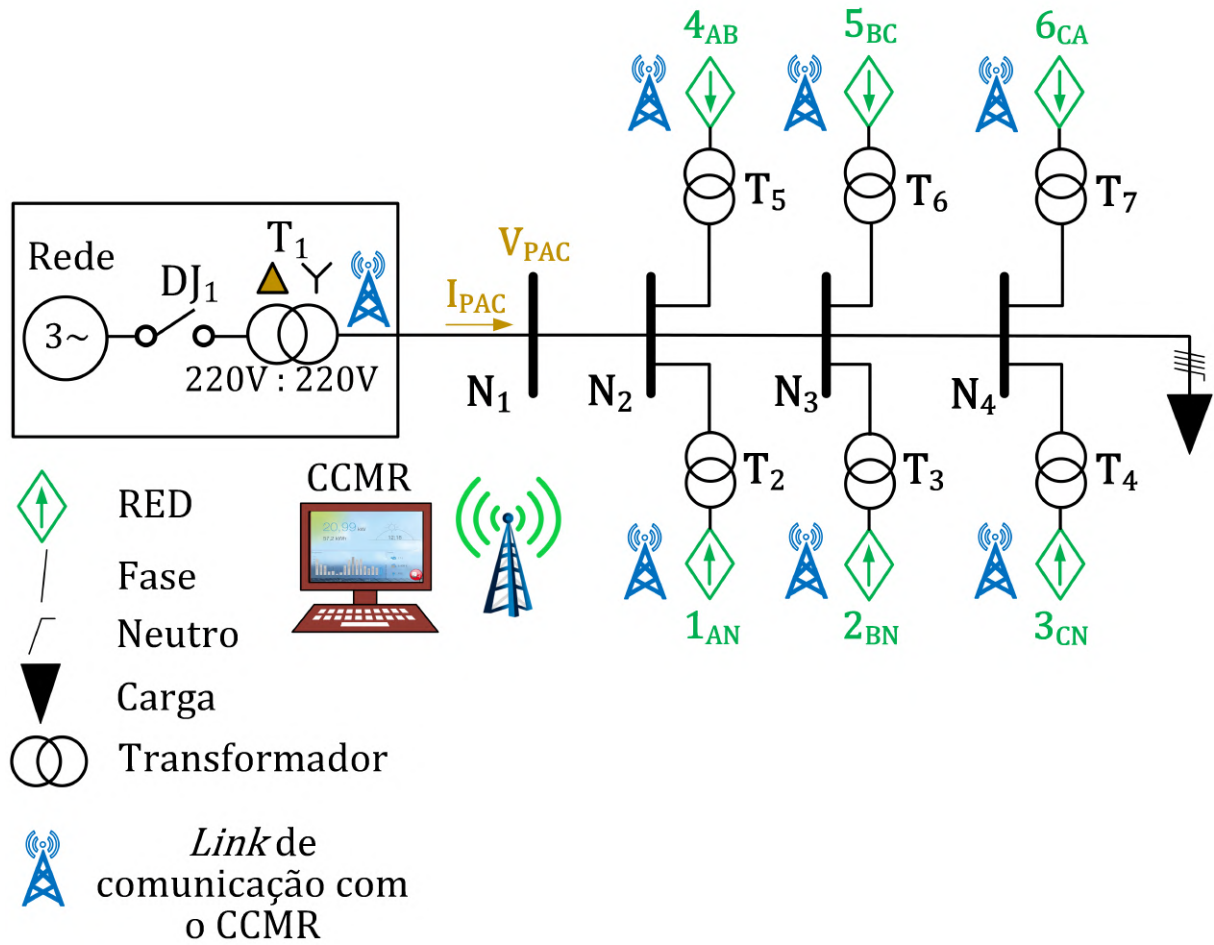
Esta seção tem o objetivo de avaliar o comportamento do *PBC* e do *MPBC* em simulação frente a diferentes referências de potências no PAC para as seguintes condições de operação:

- Caso I: Tensões senoidais simétricas e carga balanceada;
- Caso II: Tensões senoidais simétricas e carga desbalanceada;
- Caso III: Tensões senoidais desequilibradas e carga balanceada;
- Caso IV: Tensões senoidais desequilibradas e carga desbalanceada;

As simulações são implementadas no software *Matlab*TM em conjunto com o *Simulink* utilizando funções customizadas. As simulações são discretizadas com passo fixo de 416,67 ns e os REDs são controlados em uma frequência de 12 kHz enquanto o CCMR é executado em 6 kHz. Neste trabalho todos os REDs são controlados como fonte de corrente, nesse sentido na simulação os REDs são emulados por fontes de corrente controladas. A arquitetura hierárquica de controle empregada neste trabalho é descrita na seção 2.4 sendo dividida em três níveis de acordo com a frequência de atualização das variáveis, dependência de comunicação e ações fundamentais para o bom funcionamento da MR.

A estrutura de MR utilizada nesta primeira etapa de simulação é apresentada na Figura 16. A MR empregada nesta primeira etapa de comparação é composta de 6 REDs e seus respectivos transformadores de acoplamento com a rede elétrica, além de um transformador de 15kVA - 220/220V com conexão Δ/Y responsável pela interface da MR com a rede elétrica a montante. Os dados dos transformadores de acoplamento são apresentados na Tabela 5 e do transformador de interface na Tabela 6.

Figura 16 – Microrrede para primeira fase de comparação - simulação I.



Fonte: Autor, 2023.

Tabela 5 – Parâmetros do transformador monofásico 220/220V.

Parâmetro	Valor
Temperatura de ensaio	25°C
Resistência do primário	86 mΩ
Resistência do secundário	111 mΩ
Perdas em vazio (PHF)	68 W
Corrente de excitação	5,9%
Perdas em carga à 115°C	142 W
Perdas totais à 115°C	210 W
Impedância percentual (Z%) à 115°C	5%

Os REDs estão dispostos aleatoriamente na MR sendo três fase-fase e três fase-neutro com suas características individuais apresentadas na Tabela 7.

Para determinar qual das abordagens de controle obtém um melhor desempenho, o *MPBC* e o *PBC* são avaliados para as seguintes condições de referências nos quatro casos definidos:

- Intervalo #1 (entre 0 e 0,5s): Os algoritmos estão desabilitados e toda a demanda de potência é suprida pela rede a montante;
- Intervalo #2 (entre 0,5 e 1s): Os algoritmos são habilitados com as seguintes referências de potência por fase no PAC: $\underline{P}_{PAC}^* = 0,5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #3 (entre 1 e 1,5s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 0 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #4 (entre 1,5 e 2s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $P_{PAC_a}^* = -0,5 \text{ kW}$, $P_{PAC_b}^* = -0,3 \text{ kW}$ e $P_{PAC_c}^* = -0,4 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #5 (entre 2 e 2,5s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = -0,5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #6 (entre 2,5 e 3s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 1,5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$.

Tabela 6 – Parâmetros do transformador de interface Δ/Y .

Parâmetros	Valor
Temperatura de ensaio	$30^\circ C$
Resistência do primário	$68 \text{ m}\Omega$
Resistência do secundário	$68 \text{ m}\Omega$
Perdas em vazio (PHF)	100 W
Corrente de excitação	$2,18\%$
Perdas em carga à $115^\circ C$	370 W
Perdas totais à $115^\circ C$	470 W
Impedância percentual ($Z\%$) à $115^\circ C$	5%

Tabela 7 – Parâmetros dos REDs - simulação I.

Parâmetros	RED_J (1, 2, 3, 4, 5, 6)
Ponto de conexão	(a, b, c, ab, bc, ca)
Potência nominal [kVA]	(1,5, 1,5, 1,5, 1,5, 1,5, 1,5)
Potência máx. gerada [kW]	(1, 1, 1, 1,4, 1,4, 1,4)
Potência mín. gerada [kW]	-(1, 1, 1, 1,4, 1,4, 1,4)

3.5.1 Caso I: Tensões senoidais simétricas e carga balanceada

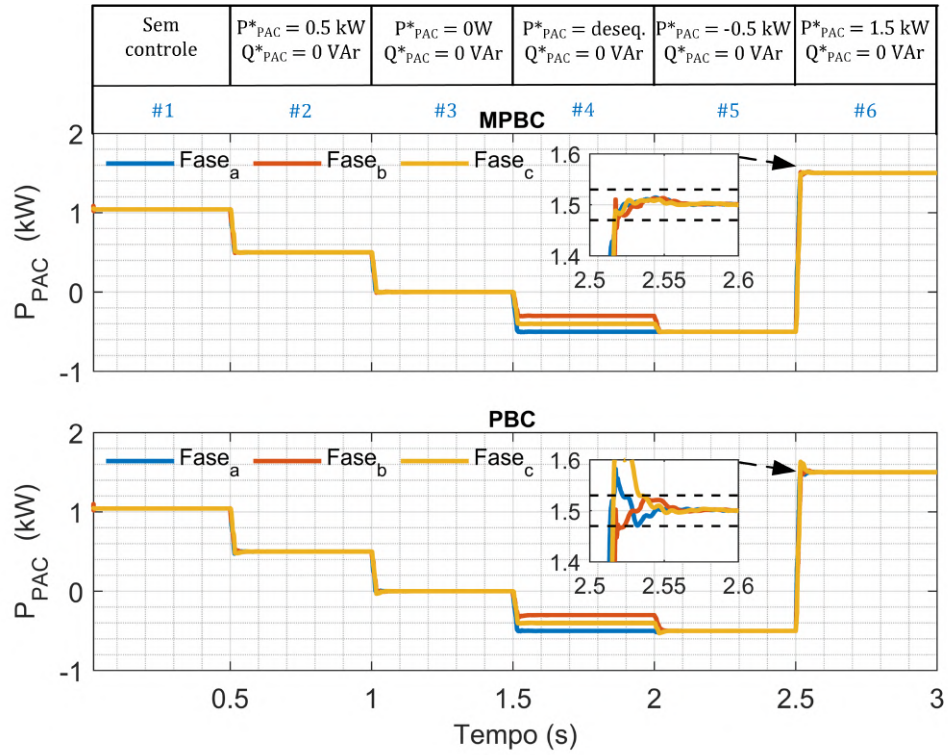
No caso I, as tensões por fase aplicadas no primário do transformador de interface são respectivamente $V_a = 127 V \angle 0^\circ$, $V_b = 127 V \angle -120^\circ$ e $V_c = 127 V \angle 120^\circ$ e uma carga resistiva trifásica balanceada em conexão estrela de $3 kW$, está conectada na MR conforme Figura 16. A Figura 17 apresenta a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais e é possível verificar que nesta condição todas as referências foram alcançadas para ambos algoritmos. Baseado no critério adotado para tempo de acomodação da referência em $(2\%)^2$, o *PBC* precisa de 36 ms com um *overshoot* de 10,87% como mostra o detalhe no início do intervalo #6, enquanto o *MPBC* tem o tempo de acomodação de 18 ms, e apresenta uma resposta mais amortecida com um *overshoot* de 0,93%.

A Figura 18 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} , responsáveis pelo controle de potência ativa dos REDs para ambos algoritmos. Já a Figura 19 apresenta a potência reativa no PAC, que foi mantida em zero durante toda a simulação. A potência reativa circulante na MR é referente aos transformadores de acoplamento dos REDs. Durante as mudanças de referência de potência ativa no PAC observa-se que ambos algoritmos apresentam pequenas perturbações no controle de potência reativa. A Figura 20 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs.

A Figura 21 mostra as tensões e correntes instantâneas no PAC durante a simulação, sendo aplicado um *zoom* no início do intervalo #6 para verificar a perturbação na tensão durante a mudança de referências no PAC. Já a Figura 22 mostra a decomposição da corrente instantânea no PAC via *Conservative Power Theory* (CPT)(TENTI; PAREDES; MATTAVELLI, 2010) para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga equilibrada na MR e aplicação de tensões senoidais e simétricas apresenta apenas a circulação de correntes ativa balanceada (i_a^b) e reativa balanceada (i_r^b), com exceção do intervalo #4 onde as referências de potência ativa no PAC estão desequilibradas, o que necessariamente implica na circulação de corrente ativa desbalanceada (i_a^u).

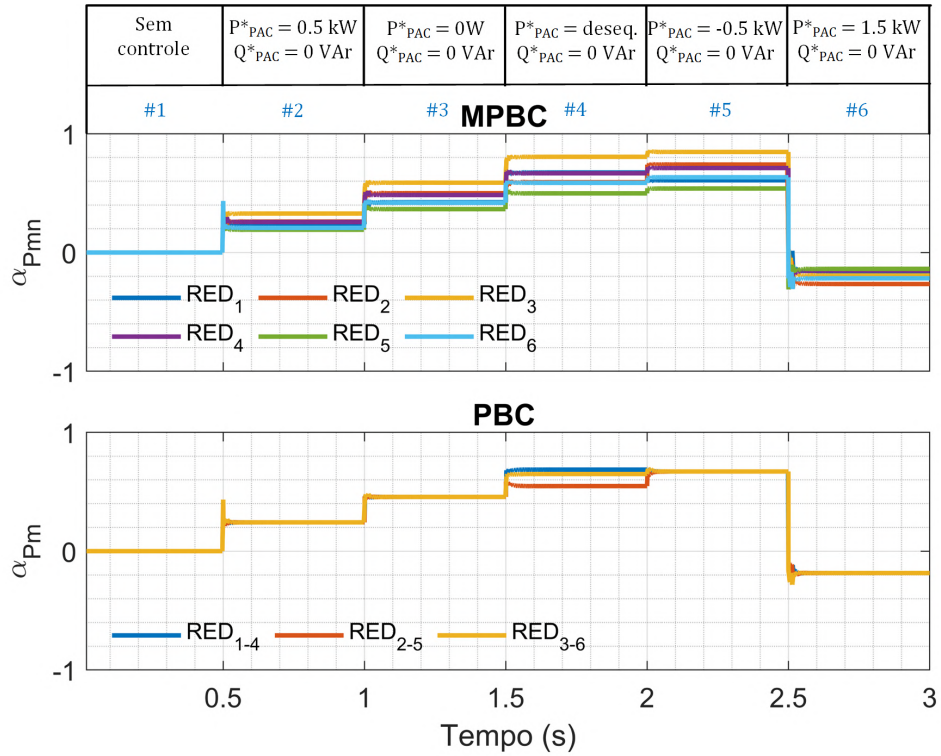
² O tempo de acomodação é o período que leva para a resposta do sistema atingir uma faixa em torno do valor final (i.e., do novo valor de referência) e estabilizar-se dentro dessa faixa. Especificamente, o critério de 2% no tempo de acomodação significa que o sistema é considerado acomodado quando a resposta alcança e permanece dentro da faixa de 2% do valor final ou do novo valor de referência, sendo este adotado neste trabalho.

Figura 17 – Potência ativa no PAC - caso I.



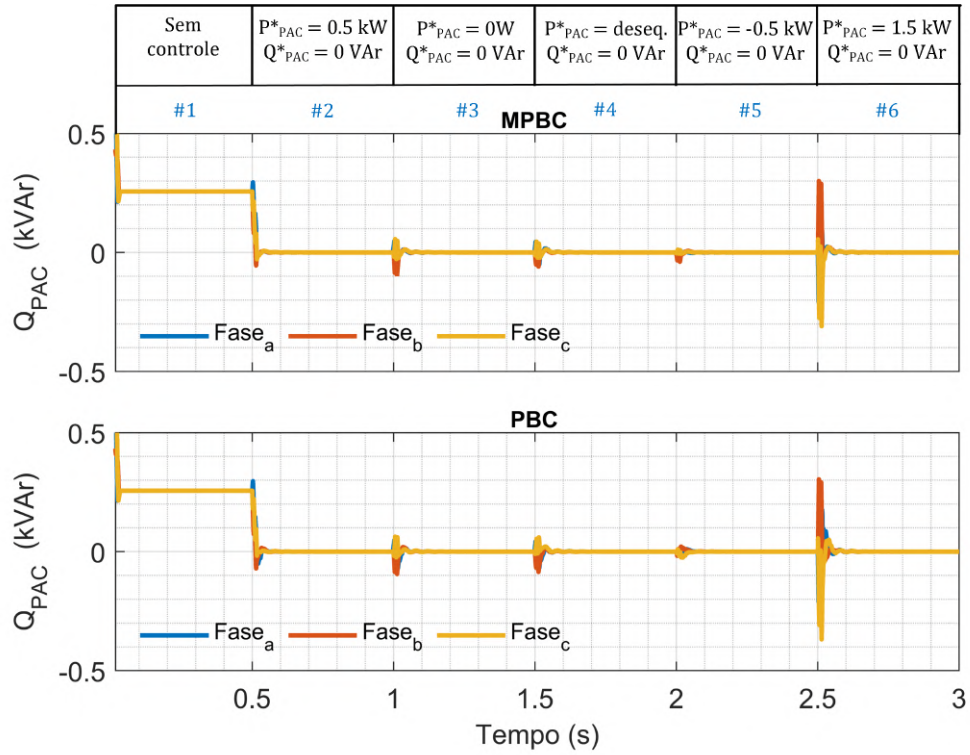
Fonte: Autor, 2023.

Figura 18 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso I.

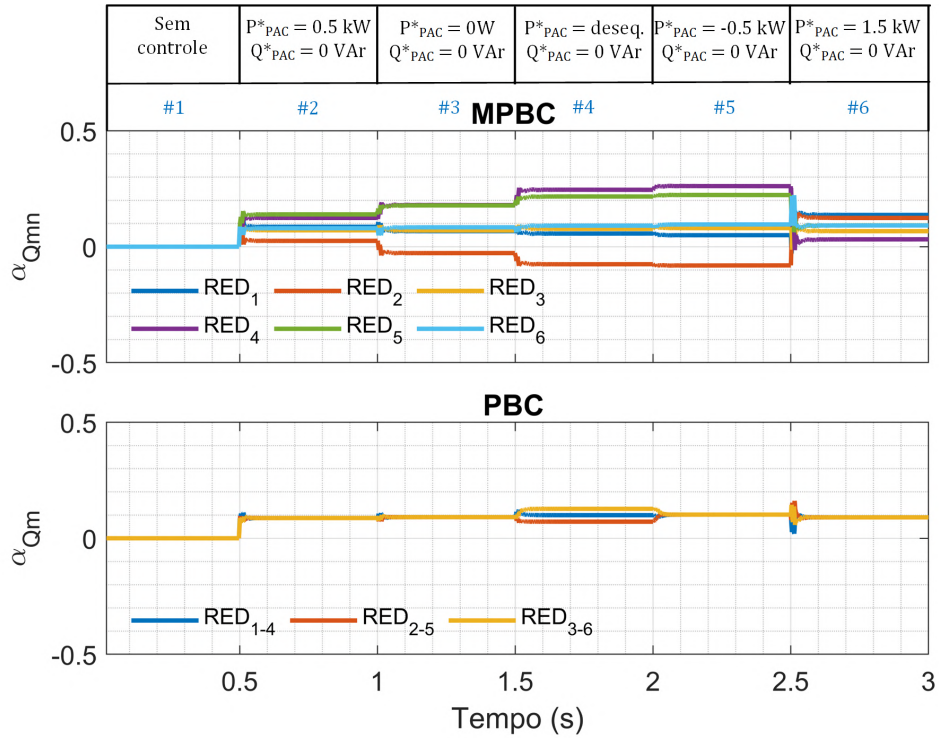


Fonte: Autor, 2023.

Figura 19 – Potência reativa no PAC - caso I.

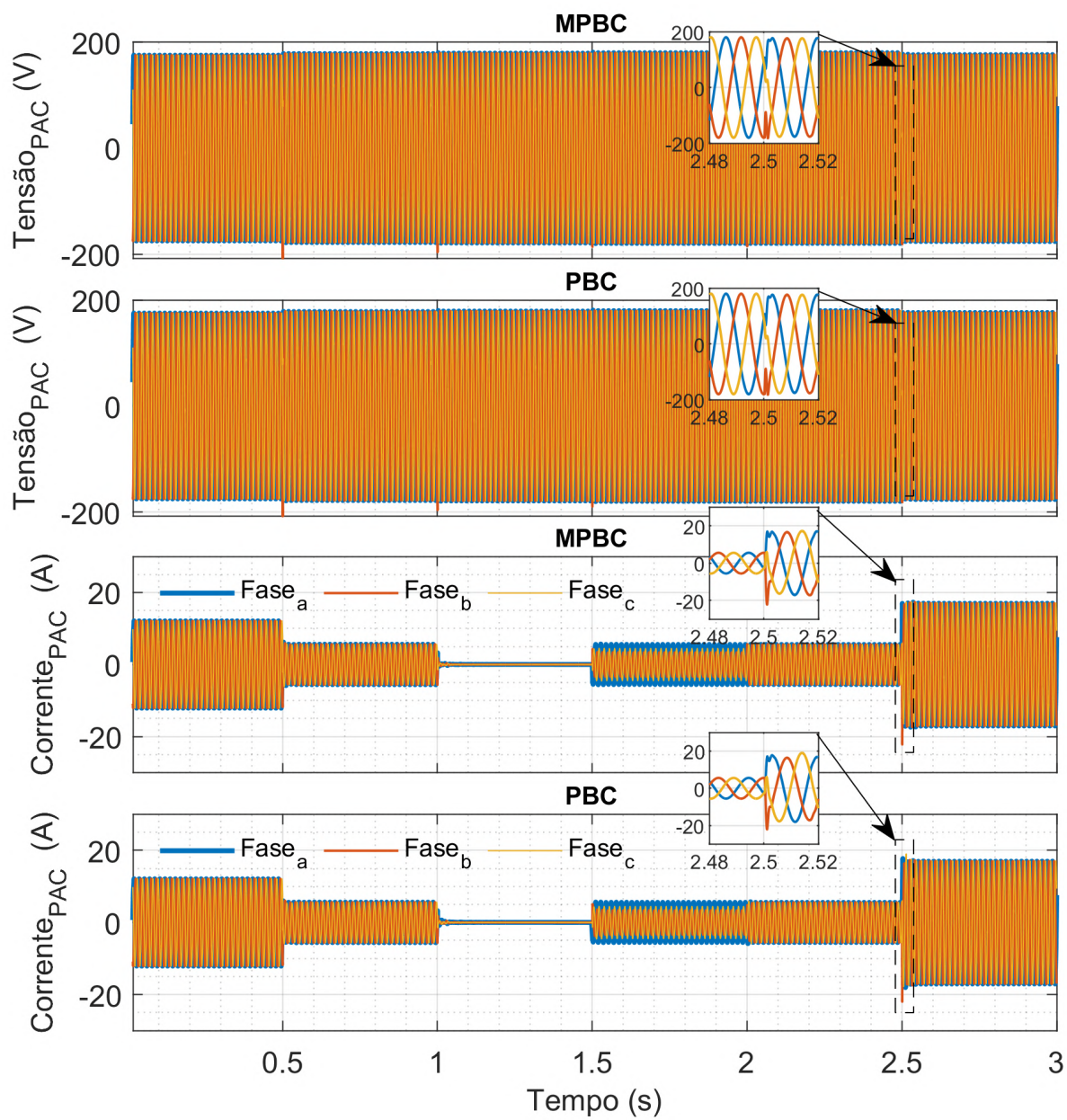


Fonte: Autor, 2023.

Figura 20 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso I.

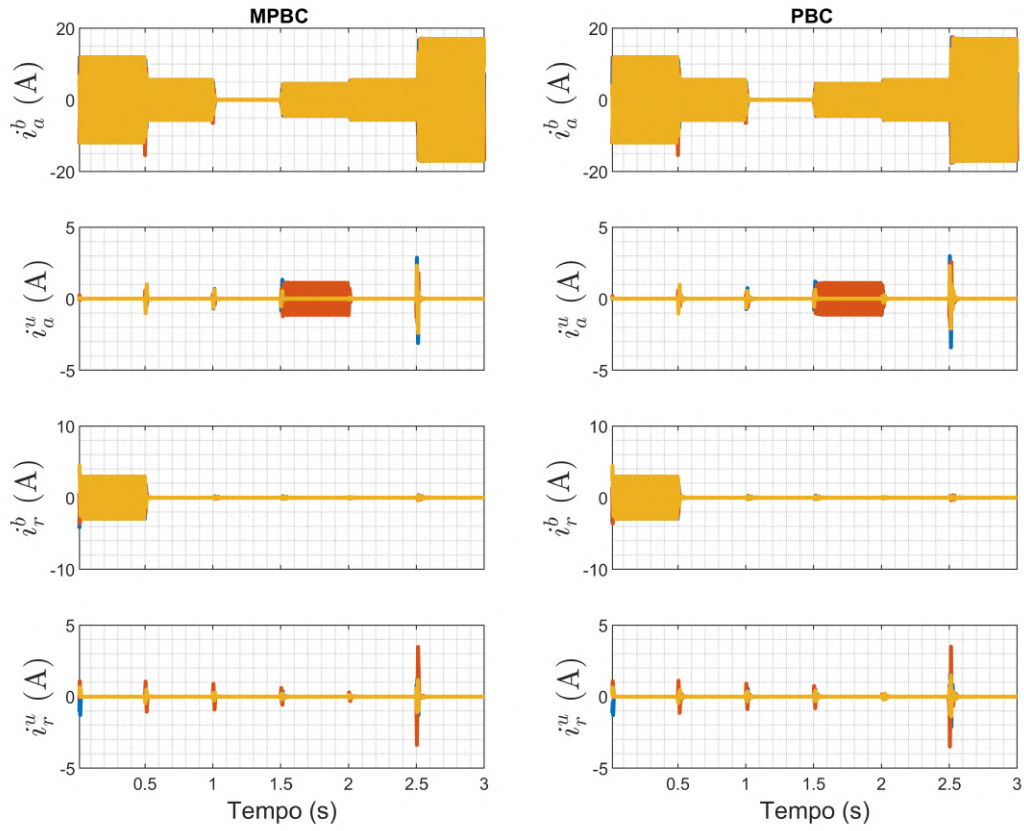
Fonte: Autor, 2023.

Figura 21 – Tensões e correntes no PAC - caso I.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 22 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso I.



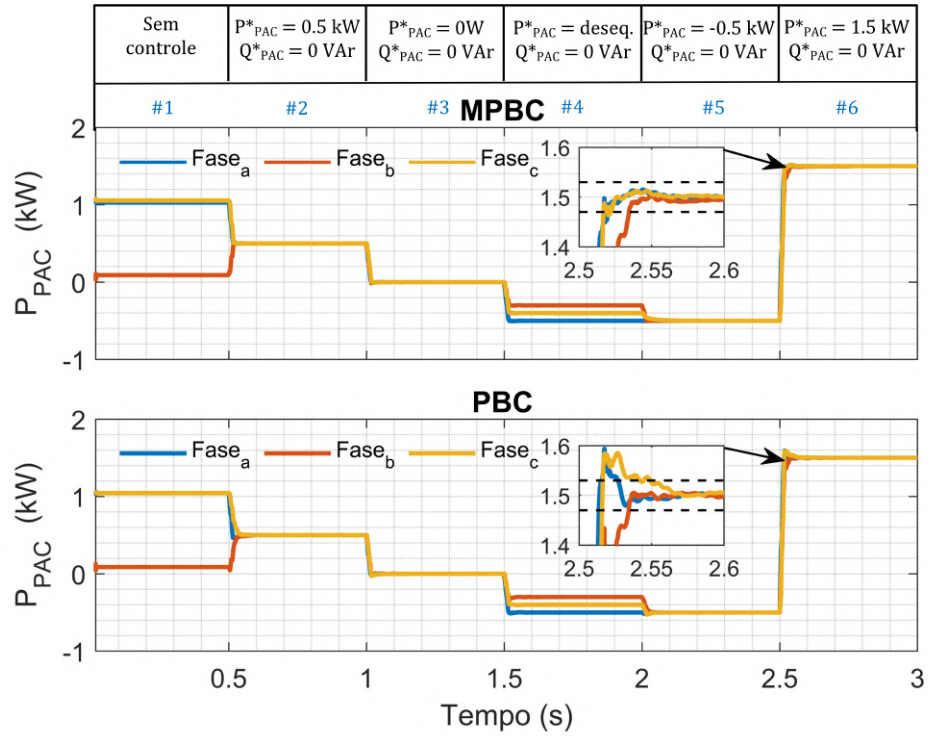
Fonte: Autor, 2023.

3.5.2 Caso II: Tensões senoidais simétricas e carga desbalanceada

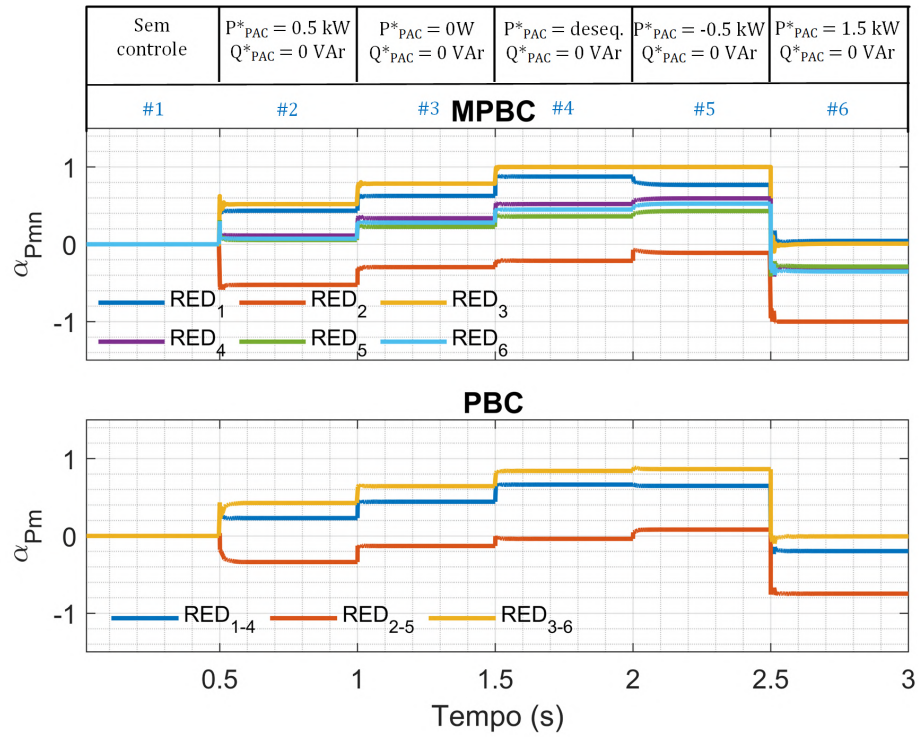
No caso II as tensões por fase aplicadas no primário do transformador de interface são respectivamente $V_a = 127 V \angle 0^\circ$, $V_b = 127 V \angle -120^\circ$ e $V_c = 127 V \angle 120^\circ$ e uma carga resistiva trifásica desbalanceada ($Fase_a = 1 kW$, $Fase_b = 0 kW$ e $Fase_c = 1 kW$) está conectada na MR. A Figura 23 apresenta a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais, observa-se que assim como ocorreu para o caso I, todas as referências foram alcançadas para ambos algoritmos. Para o critério adotado de tempo de acomodação da referência em 2%, o PBC precisa de 51 ms com um *overshoot* de 6,27% como mostra o detalhe no início do intervalo #6, enquanto o MPBC tem o tempo de acomodação de 34 ms, e apresenta uma resposta mais amortecida com um *overshoot* de 0,6%.

A Figura 24 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} , responsáveis pelo controle de potência ativa dos REDs. Destaca-se que para o MPBC, mesmo com a saturação dos coeficientes escalares do RED_3 entre os intervalos #4 e #5 e do RED_2 no intervalo #6, o sistema convergiu para as referências definidas no PAC.

Figura 23 – Potência ativa no PAC - caso II.



Fonte: Autor, 2023.

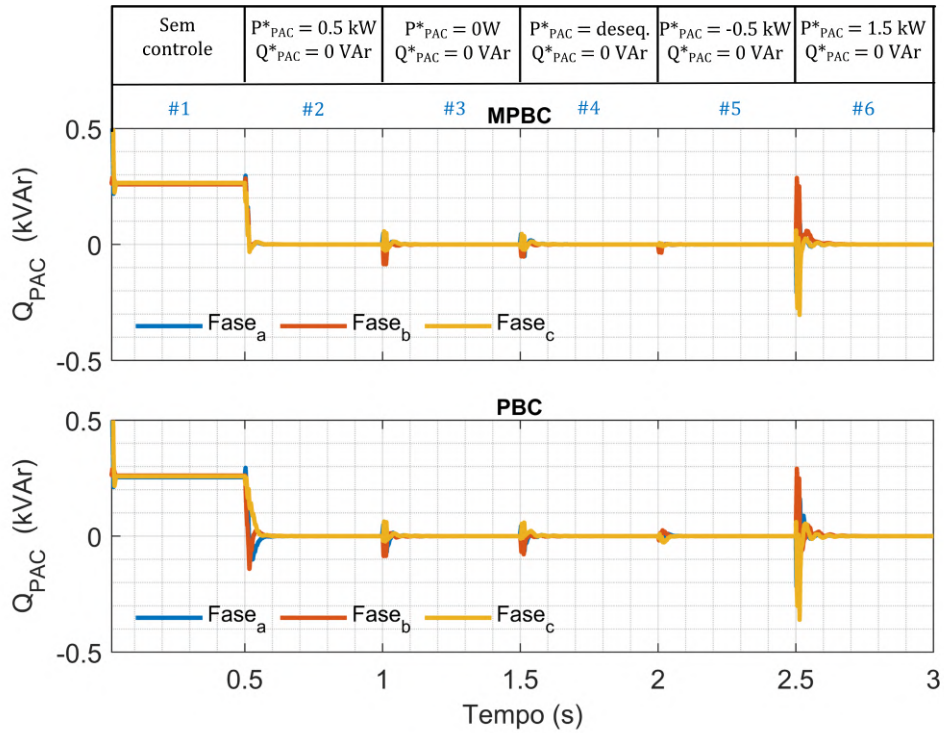
Figura 24 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso II.

Fonte: Autor, 2023.

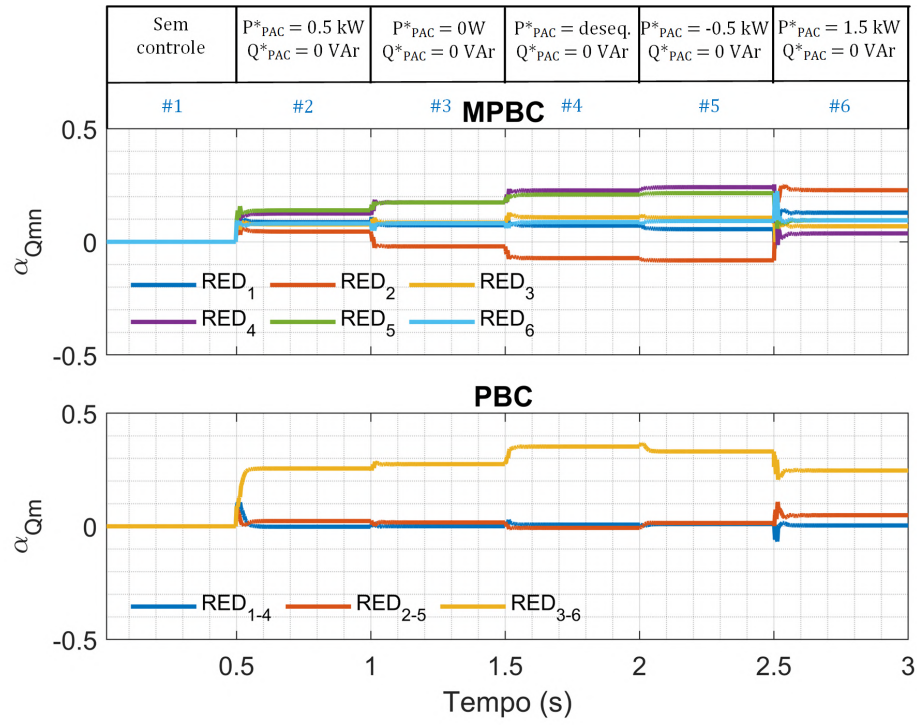
A saturação dos REDs, durante os intervalos é ocasionada pelas referências solicitadas, bem como os valores de potência de desbalanço no PAC, que são direcionadas apenas aos REDs fase-neutro. A Tabela 8 apresenta as grandezas do *MPBC* para os seis intervalos de simulação, onde é possível realizar uma análise numérica para cada condição de operação e identificar as condições que levaram a saturação do *RED₂* e *RED₃*.

A Figura 25 apresenta a potência reativa no PAC, que foi mantida em zero durante toda a simulação. Enquanto a Figura 26 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs. A Figura 27 apresenta a decomposição da corrente instantânea no PAC via *CPT* para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga ativa desbalanceada na MR e aplicação de tensões senoidais e simétricas temos a circulação das seguintes correntes, ativa balanceada (i_a^b), reativa balanceada (i_r^b) e a corrente ativa de desbalanço (i_a^u) proveniente da carga desbalanceada e que ocorre também no intervalo #4 onde as referências de potência ativa no PAC estão desbalanceadas, o que necessariamente implica na circulação da (i_a^u).

Figura 25 – Potência reativa no PAC - caso II.

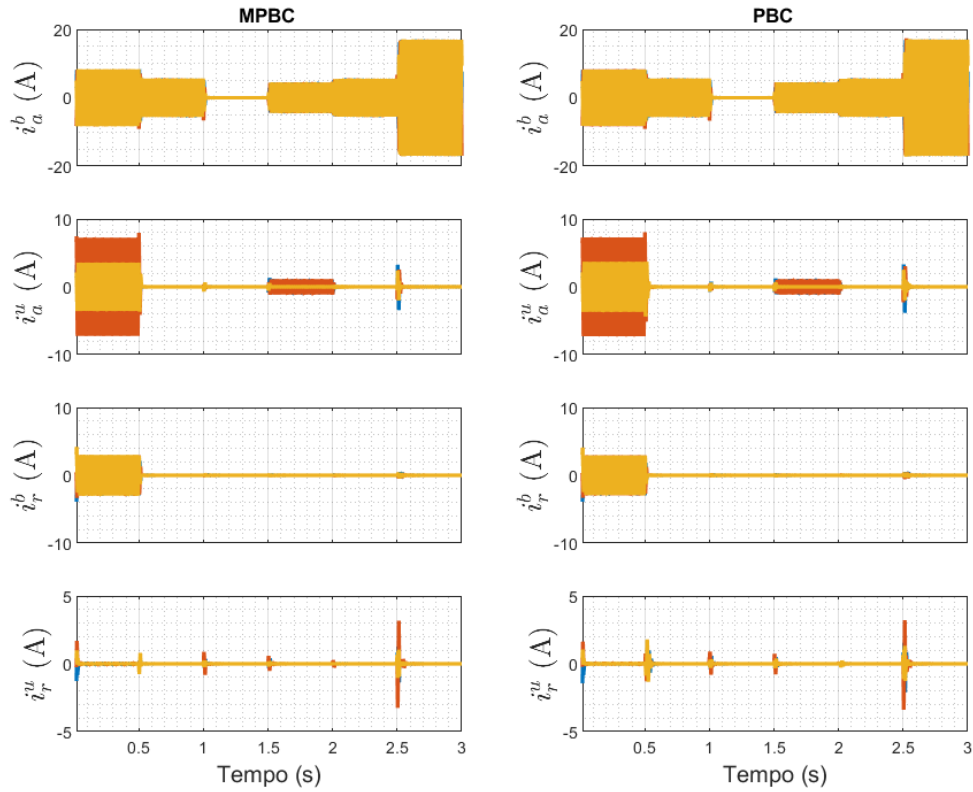


Fonte: Autor, 2023.

Figura 26 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso II.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 27 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso II.



Fonte: Autor, 2023.

Tabela 8 – Grandezas do $MPBC$ para os seis intervalos de simulação - Caso II.

Grandezas $MPBC$	#1	#2	#3	#4	#5	#6
$P_{PAC}(l)$	[1031, 91, 1056]	[500, 500, 500]	[0, 0, 0]	[-500, -300, -400]	[-500, -500, -500]	[1500, 1500, 1500]
$Q_{PAC}(l)$	[260, 259, 265]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]
$P_{PAC}^b(l)$	[720, 734, 720]	[500, 500, 500]	[0, 0, 0]	[-400, -400, -400]	[-500, -500, -500]	[1500, 1500, 1500]
$Q_{PAC}^b(l)$	[256, 261, 256]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]
$P_{PAC}^u(l)$	[323, -646, 323]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[-98, 99, -1]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]
$Q_{PAC}^u(l)$	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]
$P_{PAC}^{ho}(l)$	[159, -318, 159]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[-50, 50, 0]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]
$Q_{PAC}^{ho}(l)$	[-270, -8, 278]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]	[30, 27, -57]	[0, 0, 0]	[0, 0, 0]
$P_{PAC}^{no}(l)$	[1000, 1000, 1000]	[1000, 1000, 1000]	[1000, 1000, 1000]	[1000, 1000, 1000]	[1000, 1000, 1000]	[1000, 1000, 1000]
$P_{Gmnt}^{max}(l)$	[1400, 1400, 1400]	[1400, 1400, 1400]	[1400, 1400, 1400]	[1400, 1400, 1400]	[1400, 1400, 1400]	[1400, 1400, 1400]
$Q_{Gmnt}^{max}(l)$	[1500, 1500, 1500]	[1488, 1475, 1475]	[1448, 1497, 1368]	[1289, 1499, 1118]	[1379, 1500, 1118]	[1500, 1118, 1500]
$Q_{Gmnt}^{min}(l)$	[1500, 1500, 1500]	[1500, 1500, 1500]	[1492, 1498, 1496]	[1451, 1489, 1473]	[1416, 1477, 1449]	[1494, 1495, 1490]
V_m	[125, 124, 124]	[126, 126, 126]	[126, 126, 126]	[127, 127, 127]	[127, 127, 127]	[125, 124, 124]
A	$\begin{bmatrix} 22550 & 0 & 22740 \\ 23030 & 23700 & 0 \\ 0 & 23890 & 23410 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 23810 & 0 & 23820 \\ 23810 & 23820 & 0 \\ 0 & 23820 & 23820 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 24050 & 0 & 24050 \\ 24050 & 24050 & 0 \\ 0 & 24050 & 24050 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 24340 & 0 & 24250 \\ 24310 & 24190 & 0 \\ 0 & 24090 & 24130 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 24260 & 0 & 24260 \\ 24260 & 24250 & 0 \\ 0 & 24250 & 24260 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 23290 & 0 & 23300 \\ 23290 & 23310 & 0 \\ 0 & 23320 & 23310 \end{bmatrix}$
B	$\begin{bmatrix} 22530 & 0 & 22720 \\ 23010 & 23690 & 0 \\ 0 & 23890 & 23390 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 23810 & 0 & 23810 \\ 23810 & 23800 & 0 \\ 0 & 23800 & 23810 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 24030 & 0 & 24030 \\ 24030 & 24030 & 0 \\ 0 & 24050 & 24030 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 24320 & 0 & 24230 \\ 24290 & 24170 & 0 \\ 0 & 24080 & 24110 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 24240 & 0 & 24240 \\ 24240 & 24250 & 0 \\ 0 & 24250 & 24240 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 23300 & 0 & 23300 \\ 23300 & 23290 & 0 \\ 0 & 23290 & 23300 \end{bmatrix}$
c_P	$\begin{bmatrix} 0, 416, 0, 416, 0, 416 \\ 0, 503, 0, 499, 0, 497 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0, 416, 0, 416, 0, 416 \\ 0, 498, 0, 495, 0, 495 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0, 416, 0, 416, 0, 416 \\ 0, 492, 0, 500, 0, 477 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0, 416, 0, 416, 0, 416 \\ 0, 468, 0, 504, 0, 430 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0, 416, 0, 416, 0, 416 \\ 0, 490, 0, 509, 0, 433 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 0, 416, 0, 416, 0, 416 \\ 0, 501, 0, 427, 0, 501 \end{bmatrix}$
c_Q	[620, -336, 622]	[520, -524, 520]	[784, -295, 784]	[875, -213, 1000]	[768, -111, 1000]	[43, -1000, 7]
$P_{Gmnt}^*(l_1)$	[134, 127, 131]	[129, 66, 113]	[106, -30, 116]	[92, -108, 121]	[77, -123, 118]	[193, 255, 103]
$Q_{Gmnt}^*(l_1)$	[412, 438, 419]	[158, 77, 101]	[471, 316, 392]	[729, -504, 629]	[831, 602, 735]	[-427, -403, -493]
$\overline{P}_{Gmnt}^*(l_1)$	[127, 136, 129]	[187, 208, 121]	[260, 260, 122]	[329, 311, 128]	[342, 317, 133]	[55, 142, 141]
$\overline{Q}_{Gmnt}^*(l_1)$	[0, 0, 0]	[0, 434, -0.524, 0.520]	[0, 625, -0.295, 0.784]	[0, 875, -0.213, 1]	[0, 768, -0.111, 1]	[0, 043, -1, 0.007]
$\underline{\alpha}_{Pm}$	[0, 0, 0]	[0, 086, 0.045, 0.076]	[0, 073, -0.02, 0.085]	[0, 071, -0.072, 0.108]	[0, 055, -0.082, 0.106]	[0, 128, 0.228, 0.068]
$\underline{\alpha}_{Qm}$	[0, 0, 0]	[0, 113, 0.055, 0.072]	[0, 336, 0.225, 0.280]	[0, 520, 0.360, 0.449]	[0, 594, 0.430, 0.525]	[-0.305, -0.288, -0.352]
$\underline{\alpha}_{Pmn}$	[0, 0, 0]	[0, 125, 0.139, 0.080]	[0, 174, 0.174, 0.082]	[0, 227, 0.209, 0.086]	[0, 241, 0.215, 0.092]	[0, 037, 0.095, 0.094]

Fonte: Autor, 2023.

3.5.3 Caso III: Tensões senoidais desequilibradas e carga balanceada

Neste caso, as tensões por fase aplicadas no primário do transformador de interface são respectivamente $V_a = 127 V \angle 0^\circ$, $V_b = 113 V \angle -120^\circ$ e $V_c = 147 V \angle 120^\circ$ e uma carga resistiva trifásica balanceada ($fase_a = 1 kW$, $fase_b = 1 kW$ e $fase_c = 1 kW$) está conectada na MR. A Figura 28 mostra a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais, observa-se que assim como ocorreu para o caso I e II, todas as referências foram alcançadas para ambos os algoritmos. Adotado o critério de 2% de erro para definir o tempo de acomodação, apenas o algoritmo do *MPBC* permanece dentro deste limite apresentando uma resposta mais amortecida com um tempo de acomodação de 18 ms e *overshoot* de 0,8%, já o *PBC* apresenta um *overshoot* de 11,4% e um tempo de acomodação de 51 ms como apresentado em detalhe no início do intervalo #6.

A Figura 29 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} , destaca-se que para ambos algoritmos não ocorreu a saturação dos coeficientes. A Figura 30 apresenta a potência reativa no PAC, que foi mantida em zero durante toda a simulação. Enquanto a Figura 31 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs. A Figura 32 mostra a decomposição da corrente instantânea no PAC via *CPT* para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga ativa balanceada na MR e aplicação de tensões senoidais e desequilibradas passa a existir a circulação da (i_r^u) , além da (i_a^b) , (i_r^b) . Assim para garantir as referências de potência ativa definidas passa a circular no PAC da MR (i_a^u) .

Figura 28 – Potência ativa no PAC - caso III.

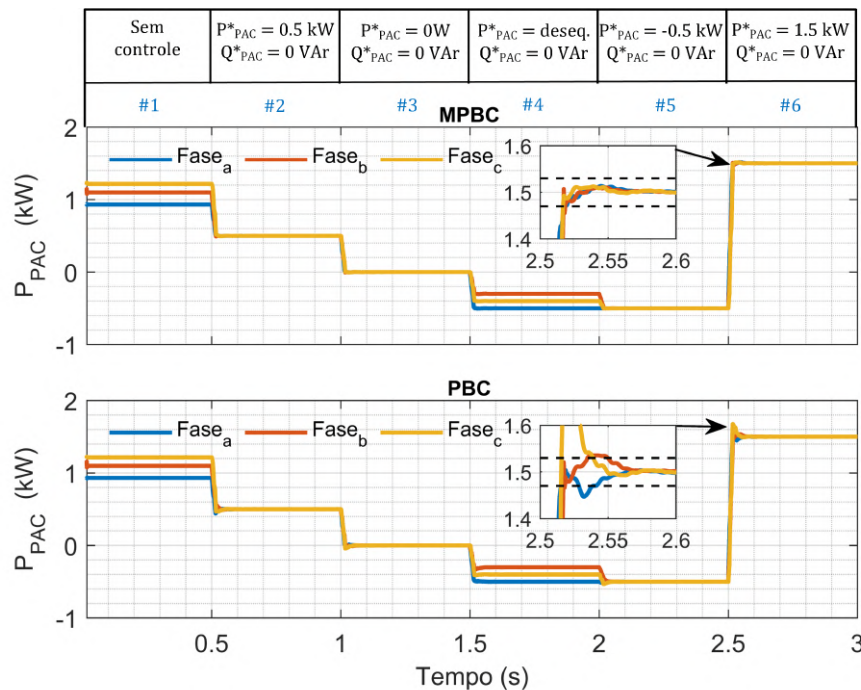
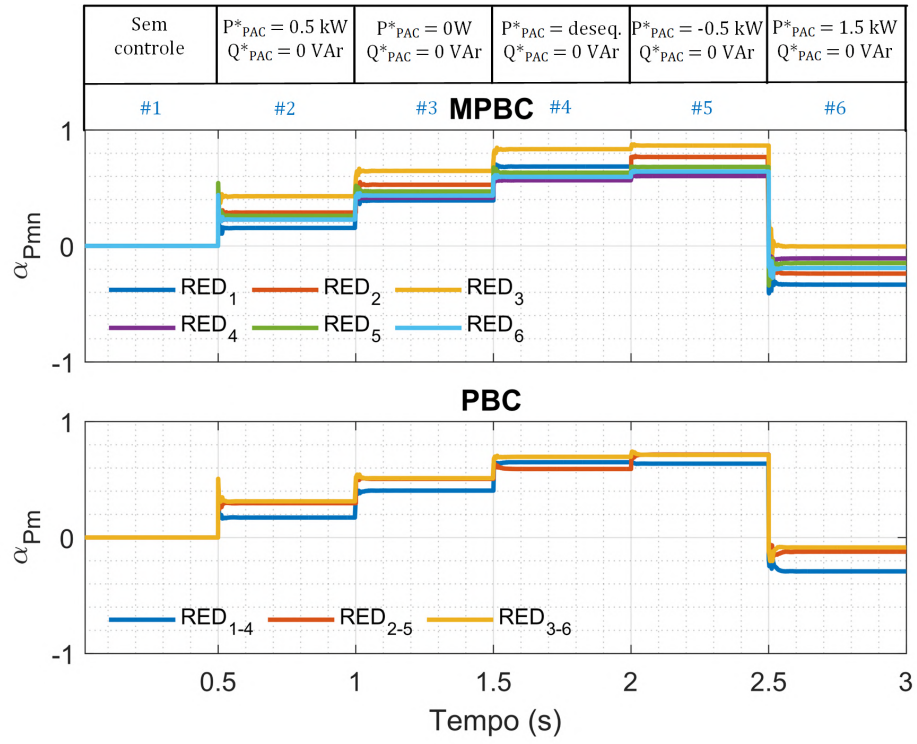
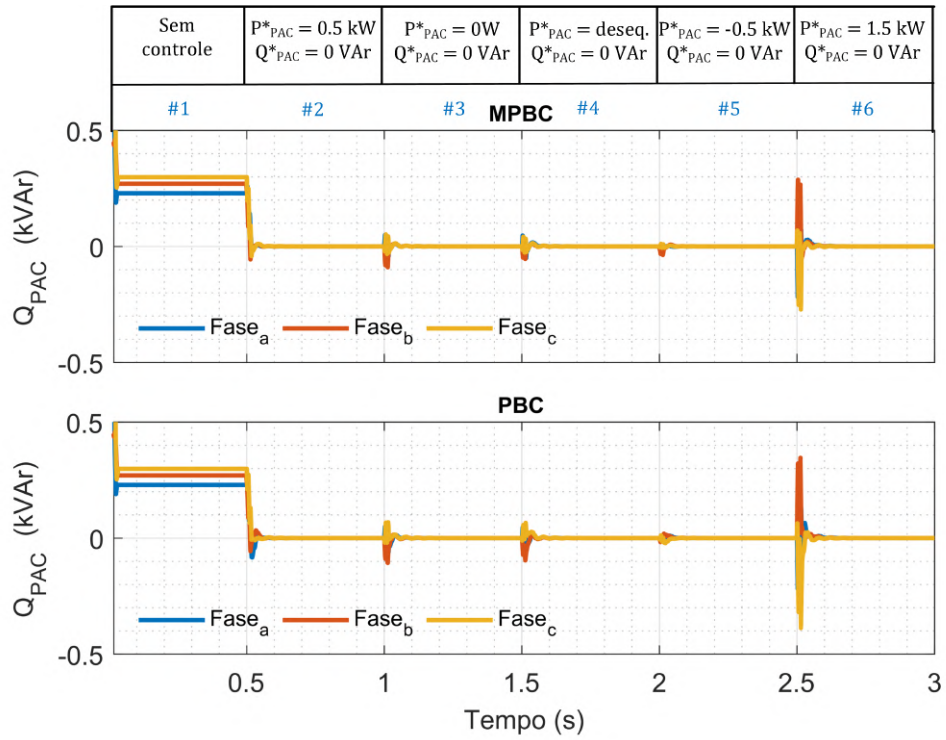


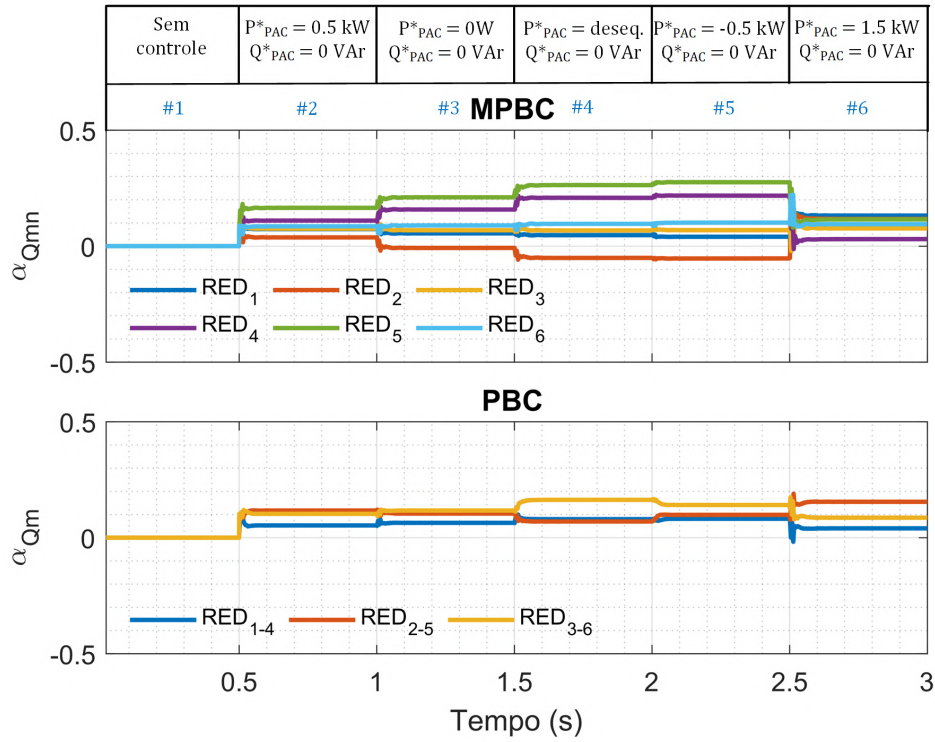
Figura 29 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pmn} - caso III.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 30 – Potência reativa no PAC - caso III.

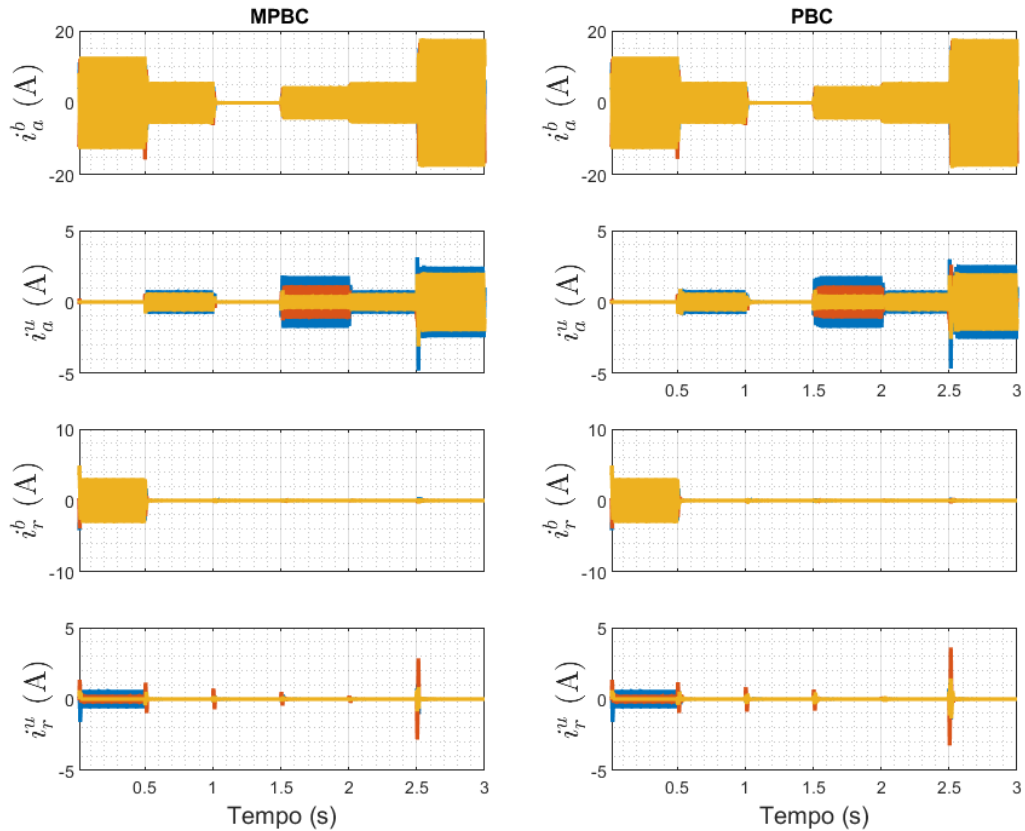


Fonte: Autor, 2023.

Figura 31 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso III.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 32 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso III.



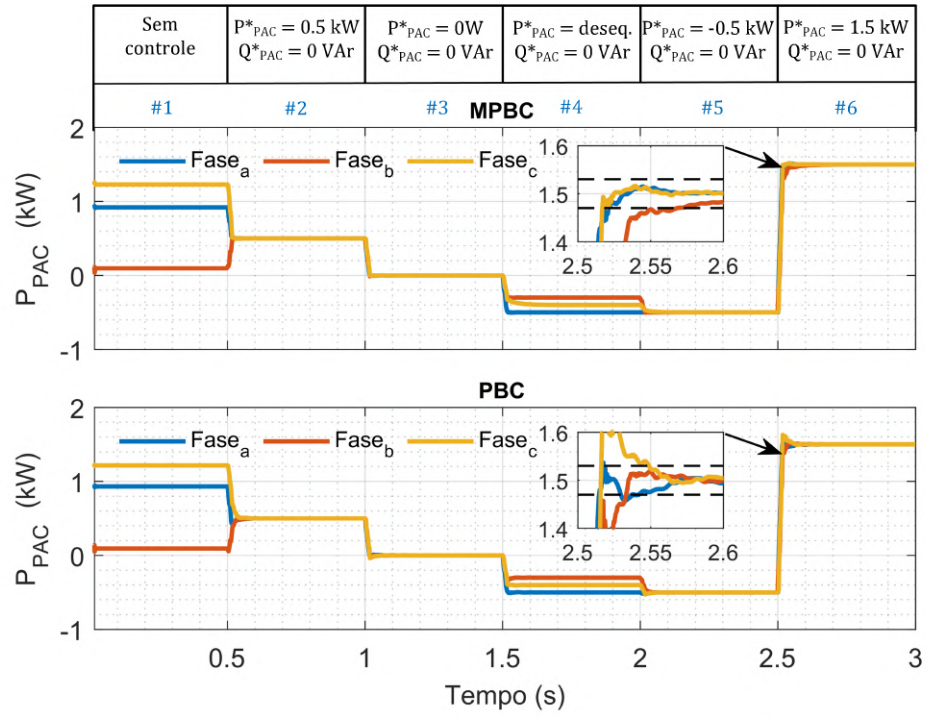
Fonte: Autor, 2023.

3.5.4 Caso IV: Tensões senoidais desequilibradas e carga desbalanceada

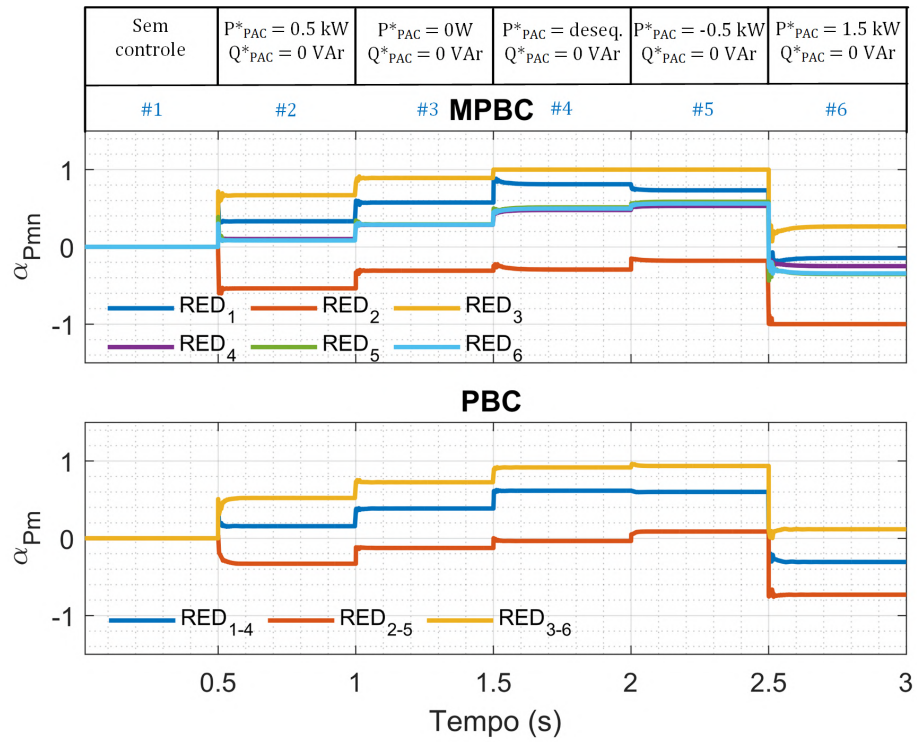
Neste caso, as tensões por fase aplicadas no primário do transformador de interface são respectivamente $V_a = 127 V \angle 0^\circ$, $V_b = 113 V \angle -120^\circ$ e $V_c = 147 V \angle 120^\circ$ e uma carga resistiva trifásica desbalanceada ($Fase_a = 1 kW$, $Fase_b = 0 kW$ e $Fase_c = 1 kW$) está conectada na MR. A Figura 33 apresenta a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais, observa-se que assim como ocorreu para o caso I, II III, todas as referências foram alcançadas para ambos algoritmos. A partir do critério de 2% de erro para definir o tempo de acomodação, apenas o algoritmo do *MPBC* permanece dentro deste limite apresentando uma resposta mais amortecida com um tempo de acomodação de 50 ms e *overshoot* de 0,6%, já o *PBC* apresenta um *overshoot* de 8,34% e um tempo de acomodação de 50 ms como apresentado em detalhe no início do intervalo #6.

A Figura 34 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} . Destaca-se, que para o *MPBC*, mesmo com a saturação dos coeficientes escalares do RED_3 entre os intervalos #4 e #5 e do RED_2 no intervalo #6, o sistema convergiu para as referências definidas no PAC. No entanto, no intervalo #6 é possível observar que a saturação do RED_2 afetou o tempo de acomodação da $fase_b$. Observa-se que a saturação dos coeficientes dos durante os intervalos #4, #5 e #6 ocorre pelos mesmo motivos mencionados para o caso II na seção 3.5.2. A Figura 35 apresenta a potência reativa no PAC, que foi mantida em zero durante toda a simulação. Enquanto a Figura 36 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs. A Figura 37 apresenta a decomposição da corrente instantânea no PAC via *CPT* para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga resistiva desbalanceada na MR e aplicação de tensões senoidais e desequilibradas passa a existir a circulação das seguintes componentes (i_a^b , i_a^u , i_r^b e i_r^u).

Figura 33 – Potência ativa no PAC - caso IV.

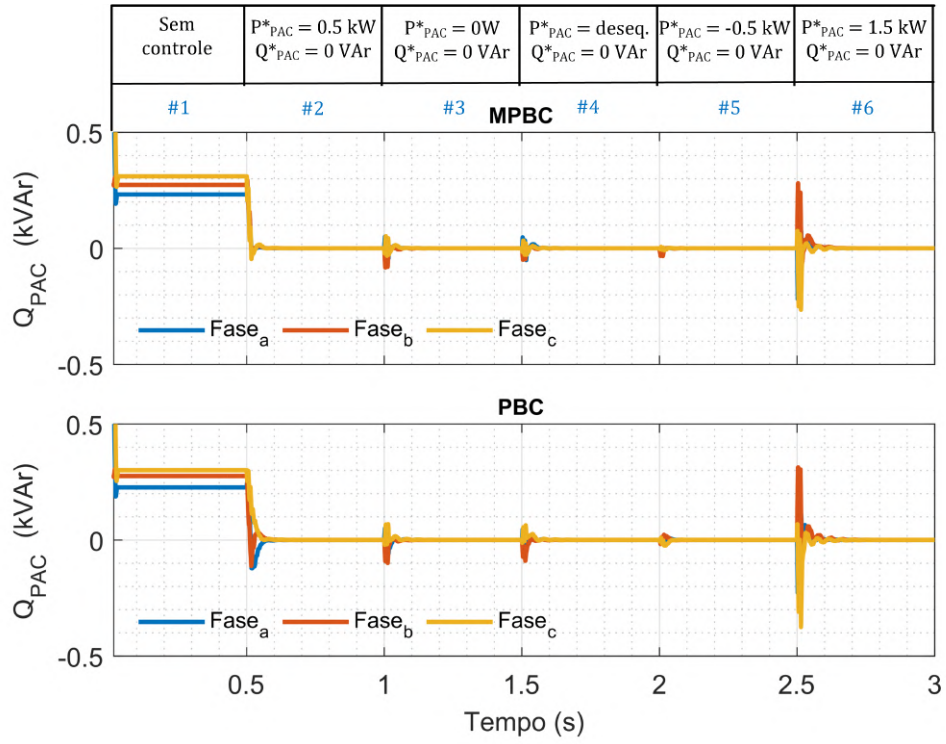


Fonte: Autor, 2023.

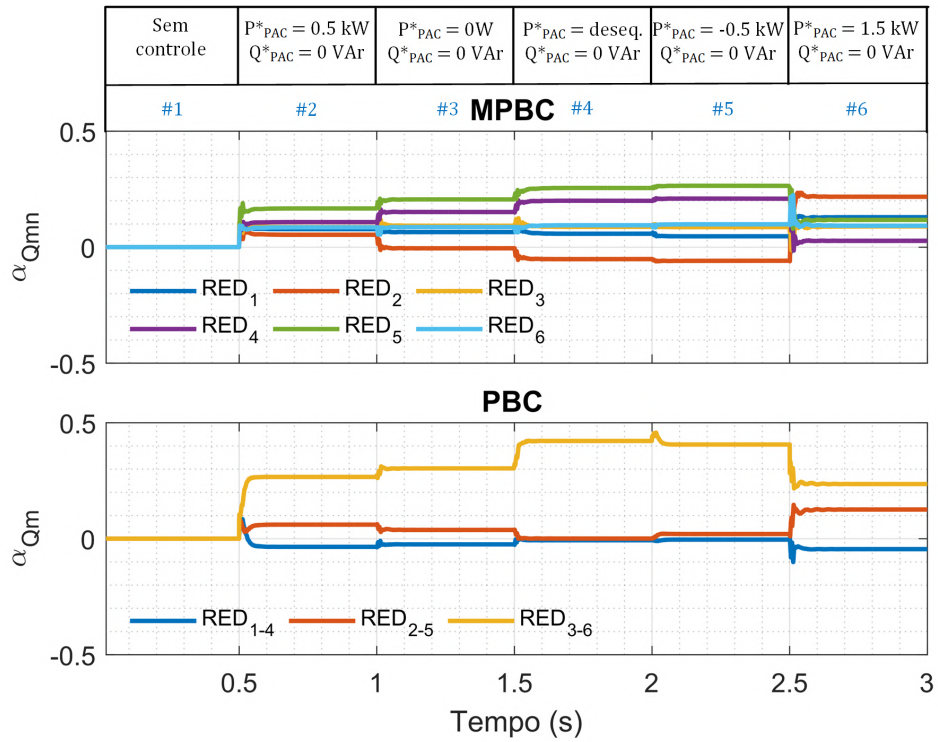
Figura 34 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} - caso IV.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 35 – Potência reativa no PAC- caso IV.

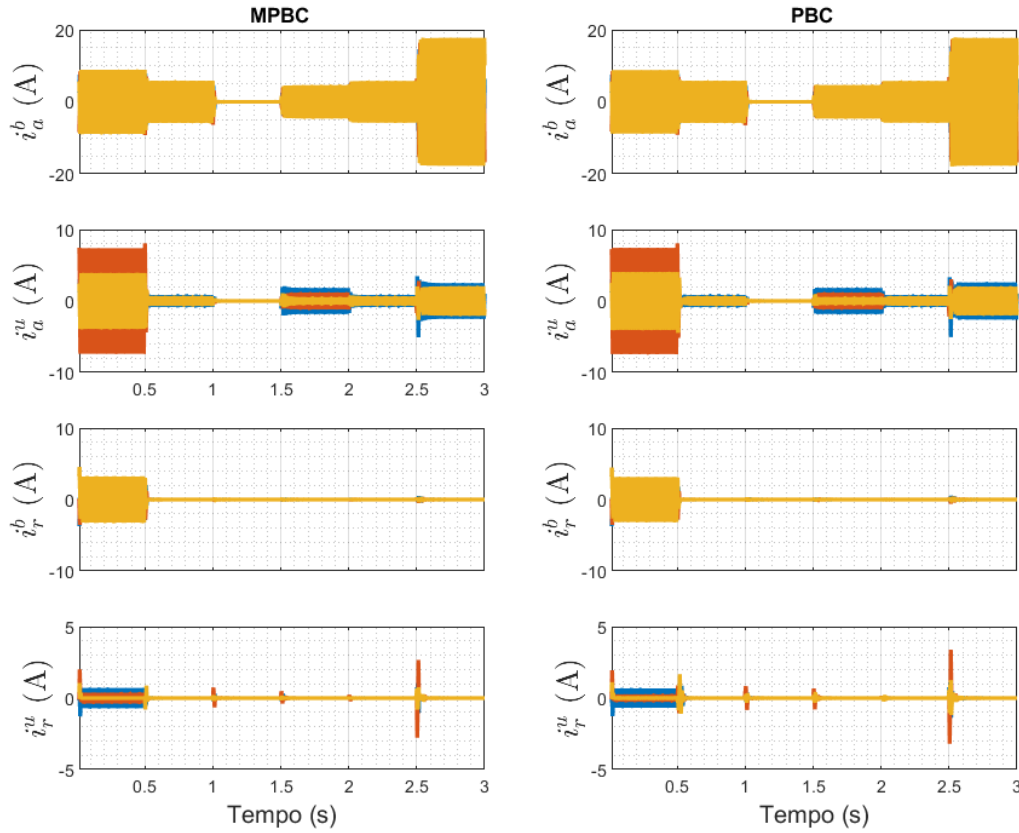


Fonte: Autor, 2023.

Figura 36 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} - caso IV.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 37 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso IV.



Fonte: Autor, 2023.

3.6 Comparação do *MPBC* versus *PBC* apenas com REDs Fase-fase em simulação

Esta seção tem o objetivo de avaliar o comportamento dos dois algoritmos frente a diferentes referências de potências no PAC quando da presença apenas de REDs fase-fase na MR:

- Caso I: Carga desbalanceada conectada em delta - REDs fase-fase;
- Caso II: Carga balanceada conectada em estrela - REDs fase-fase;
- Caso III: Carga desbalanceada conectada em estrela - REDs fase-fase.

O desempenho do *MPBC* e o *PBC* serão avaliados para as seguintes condições de referências nos três casos definidos:

- Intervalo #1 (entre 0 e 0,5s): Os algoritmos estão desabilitados e toda a demanda de potência é suprida pela rede a montante;
- Intervalo #2 (entre 0,5 e 1s): Os algoritmos são habilitados com as seguintes referências de potência por fase no PAC: $\underline{P}_{PAC}^* = 0,5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #3 (entre 1 e 1,5s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 0 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #4 (entre 1,5 e 2s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = -0,25 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #5 (entre 2 e 2,5s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 1,5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #6 (entre 2,5 e 3s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 1,5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0,5 \text{ kVAr}$.

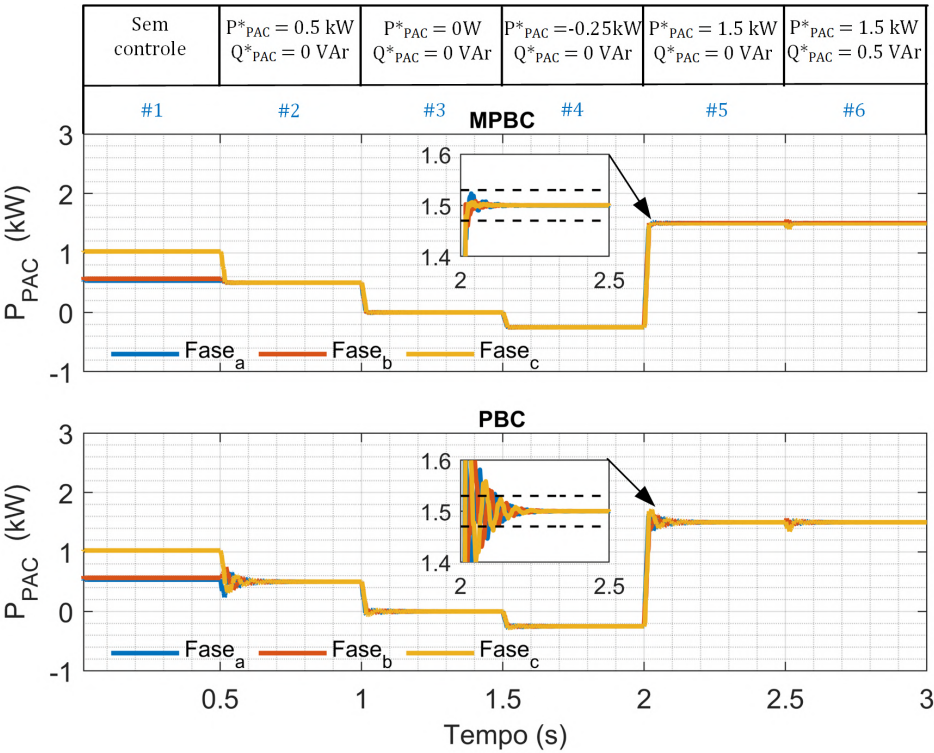
Destaca-se que para os três casos analisados as tensões por fase aplicadas no primário do transformador de interface são respectivamente $V_a = 127 \text{ V} \angle 0^\circ$, $V_b = 127 \text{ V} \angle -120^\circ$ e $V_c = 127 \text{ V} \angle 120^\circ$.

3.6.1 Caso I: Carga desbalanceada conectada em delta - REDs fase-fase

Uma carga resistiva trifásica desbalanceada em conexão delta de 1 kW entre as $fases_{ca}$ e $fases_{bc}$ além de uma carga de 10 W entre as $fases_{ab}$, está conectada na MR conforme Figura 16 e apenas os REDs 4, 5 e 6 estão em operação. A Figura 38 apresenta a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais e é possível verificar que nesta condição todas as referências foram alcançadas para ambos algoritmos. O mesmo comportamento, de melhor tempo de acomodação é observado nessa condição para o *MPBC*. A partir do critério de 2% de erro para definir o tempo de acomodação, o algoritmo do *MPBC* permanece dentro deste limite apresentando uma resposta mais amortecida com um tempo de acomodação de 17 ms e *overshoot* de 0,8%, já o *PBC* apresenta um *overshoot* de 15,8% e um tempo de acomodação de 116 ms como apresentado em detalhe no início do intervalo #5.

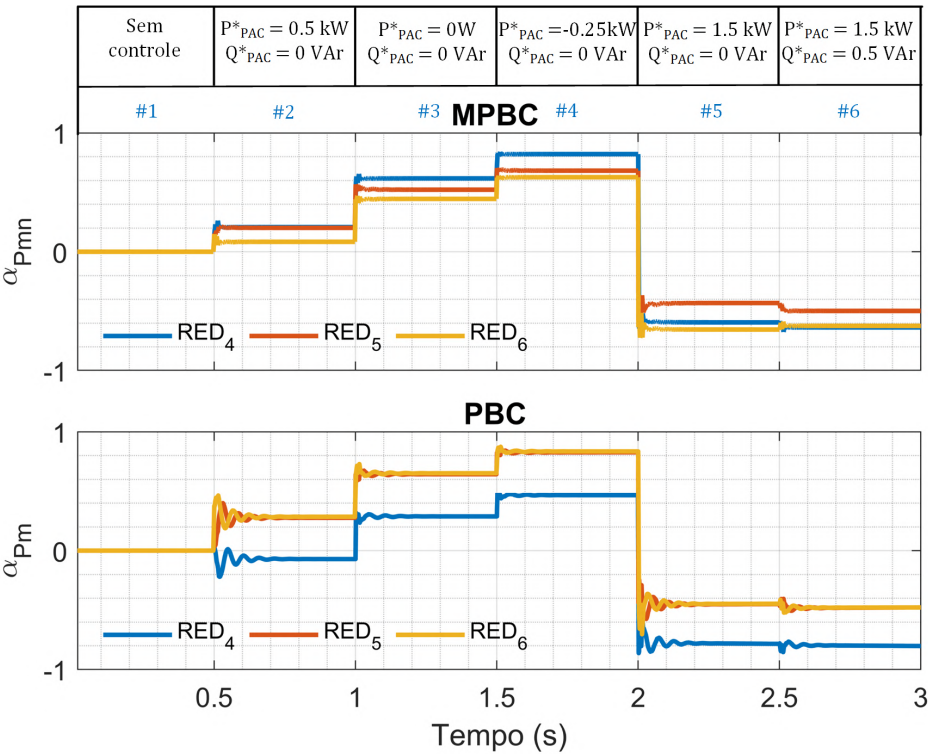
A Figura 39 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} , responsáveis pelo controle de potência ativa dos REDs. Já a Figura 40 apresenta a potência reativa no PAC, onde verifica-se que as referências definidas, foram rastreadas para ambos os algoritmos, enquanto a Figura 41 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs.

Figura 38 – Potência ativa no PAC - caso I (fase-fase).



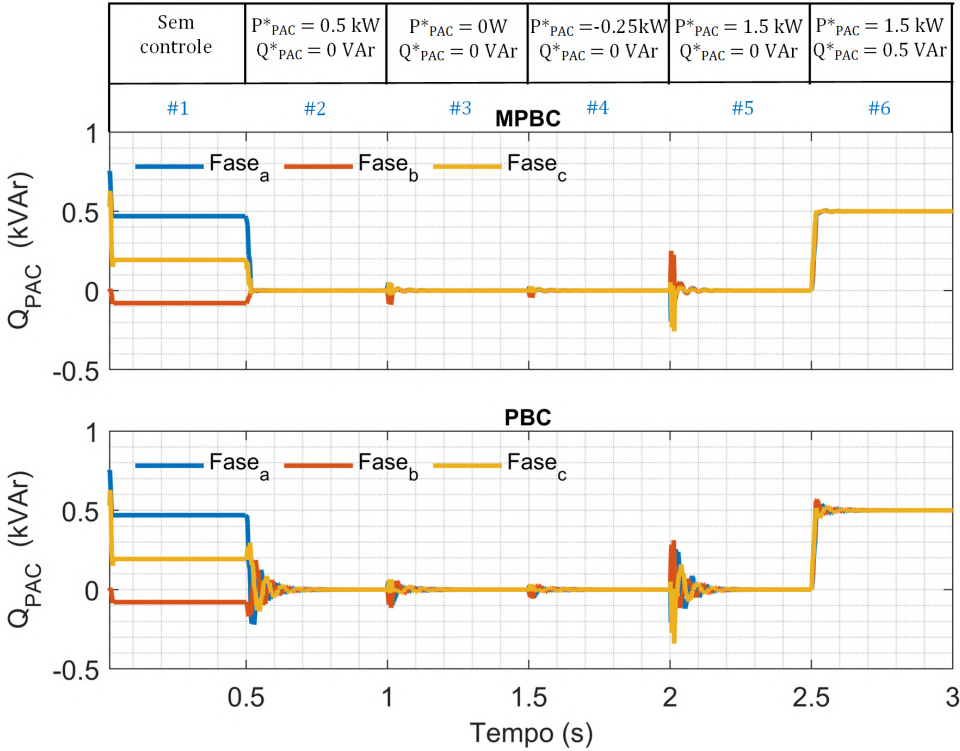
Fonte: Autor, 2023.

Figura 39 – Coeficientes escalares- caso I (fase-fase).



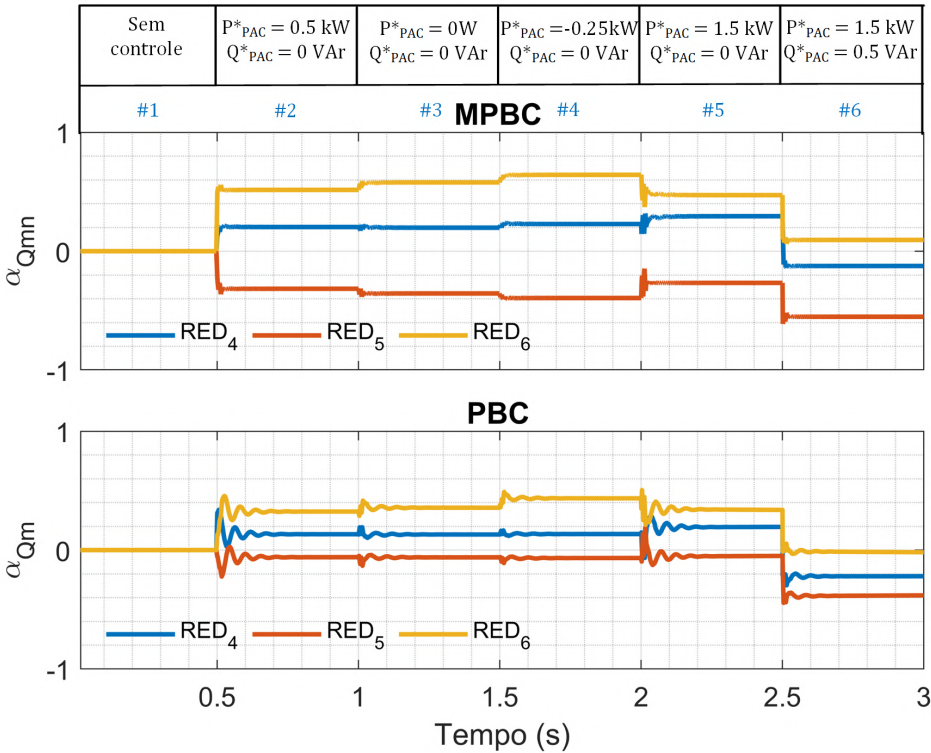
Fonte: Autor, 2023.

Figura 40 – Potência reativa no PAC - caso I (fase-fase).



Fonte: Autor, 2023.

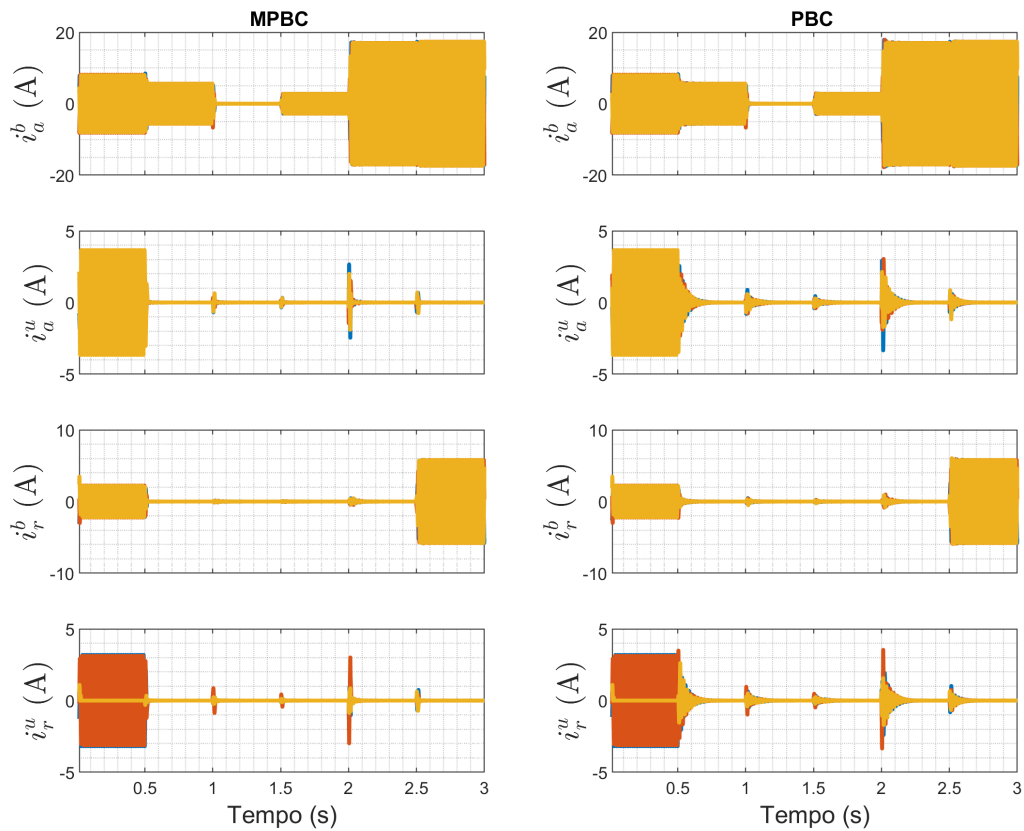
Figura 41 – Coeficientes escalares - caso I (fase-fase).



Fonte: Autor, 2023.

A Figura 42 apresenta a decomposição da corrente instantânea no PAC via CPT para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga desequilibrada na MR e aplicação de tensões senoidais e simétricas temos a circulação das quatro componentes de corrente (i_a^b), (i_a^u), (i_r^b) e (i_r^u), sendo (i_r^b) proveniente dos transformadores. Destaca-se que nesse caso não existe a circulação de componentes homopolares provenientes da carga.

Figura 42 – Decomposição das correntes no PAC via CPT - caso I (fase-fase).

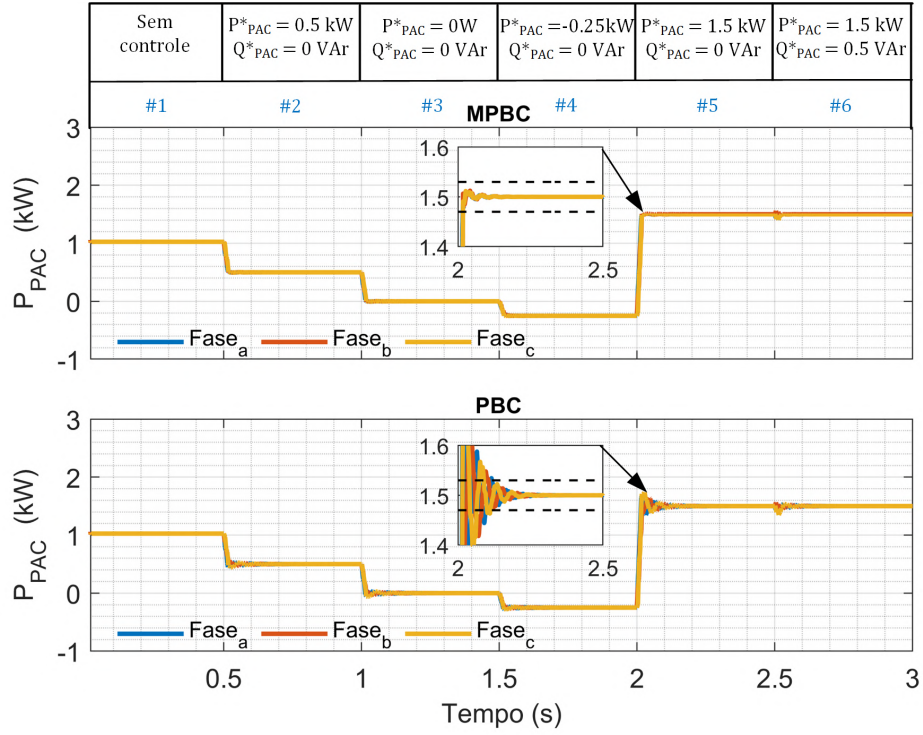


Fonte: Autor, 2023.

3.6.2 Caso II: Carga balanceada conectada em estrela - REDs fase-fase

Nessa condição uma carga resistiva trifásica balanceada em conexão estrela de 3 kW , está conectada na MR. A Figura 43 apresenta a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais e é possível verificar que nesta condição todas as referências foram alcançadas para ambos algoritmos. A partir do critério de 2% de erro para definir o tempo de acomodação, o algoritmo do *MPBC* permanece dentro deste limite apresentando uma resposta mais amortecida com um tempo de acomodação de 17 ms e *overshoot* de 1,53%, já o *PBC* apresenta um *overshoot* de 14,4% e um tempo de acomodação de 116 ms como apresentado em detalhe no início do intervalo #5.

Figura 43 – Potência ativa no PAC - caso II (fase-fase).



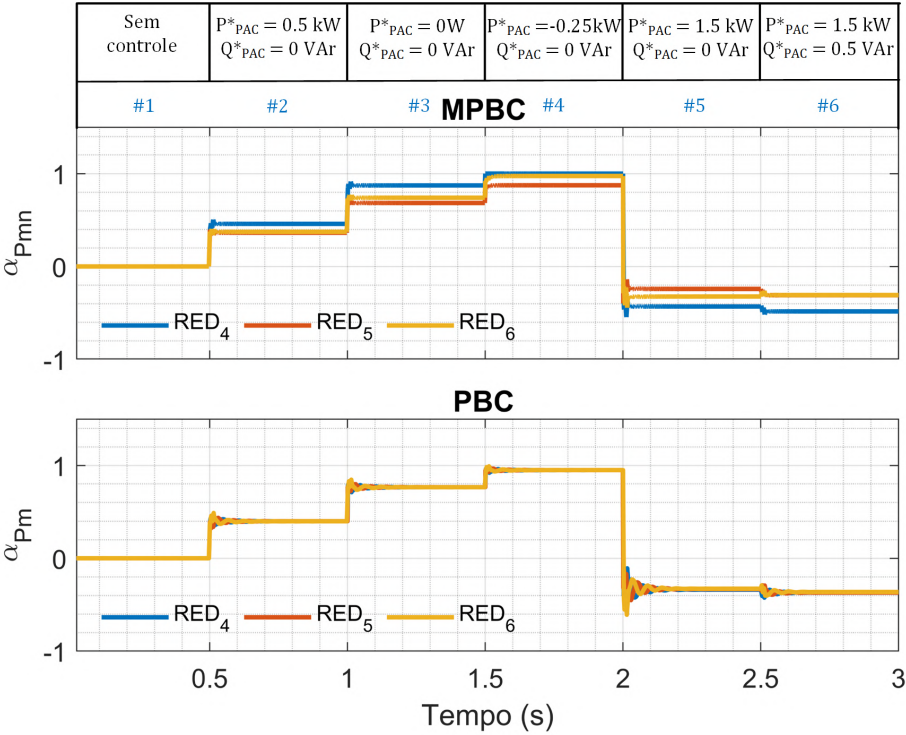
Fonte: Autor, 2023.

A Figura 44 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} , responsáveis pelo controle de potência ativa dos REDs. Já a Figura 45 apresenta a potência reativa no PAC, onde verifica-se que as referências definidas, foram rastreadas para ambos os algoritmos, enquanto a Figura 46 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs.

Quando analisamos o coeficientes escalares para ambos algoritmos e analisamos a Tabela 9, que apresenta as grandezas para o *MPBC* durante a simulação, é possível compreender a diferença entre os algoritmos. Enquanto o *PBC* trabalha por fase da MR, o *MPBC* trabalha com a conexão delta formada pela integração dos REDs através da matrizes $\underline{A}$ e $\underline{B}$, dessa forma mesmo havendo apenas potência balanceada na MR, os algoritmos podem apresentar coeficientes escalares distintos como ocorre neste caso com a saturação do RED₄ no intervalo #4 fato que não ocorreu no *PBC*.

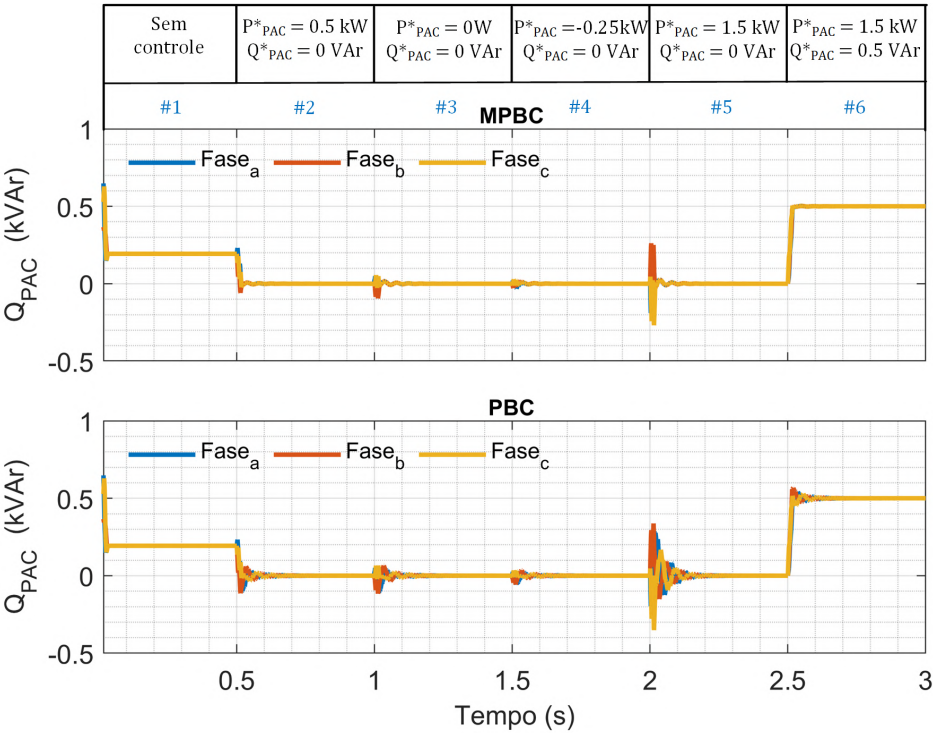
A Figura 47 apresenta a decomposição da corrente instantânea no PAC via *CPT* para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga equilibrada na MR e aplicação de tensões senoidais e simétricas temos apenas a circulação de (i_a^b) e (i_r^b) .

Figura 44 – Coeficientes escalares - caso II (fase-fase).



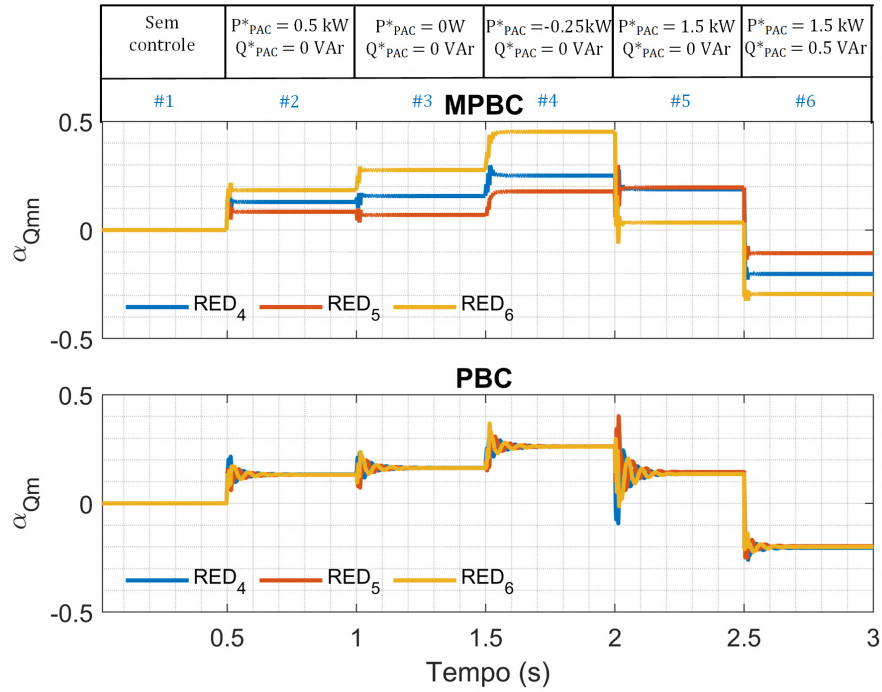
Fonte: Autor, 2023.

Figura 45 – Potência reativa no PAC - caso II (fase-fase).

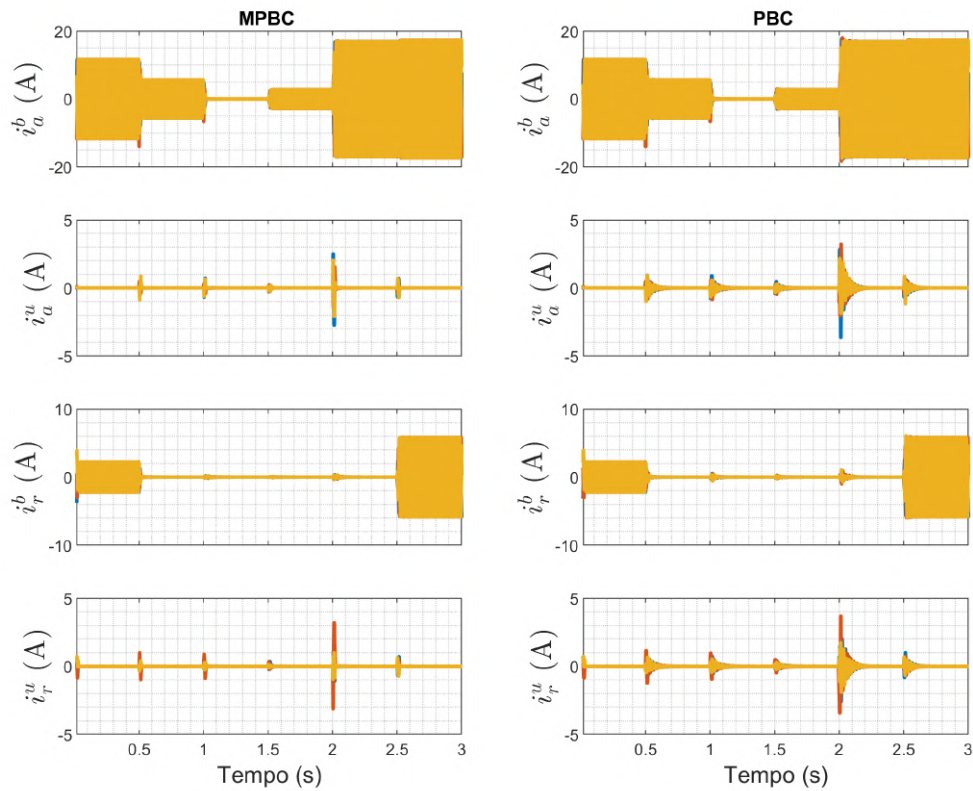


Fonte: Autor, 2023.

Figura 46 – Coeficientes escalares - caso II (fase-fase).



Fonte: Autor, 2023.

Figura 47 – Decomposição das correntes no PAC via *CPT* - caso II (fase-fase).

Fonte: Autor, 2023.

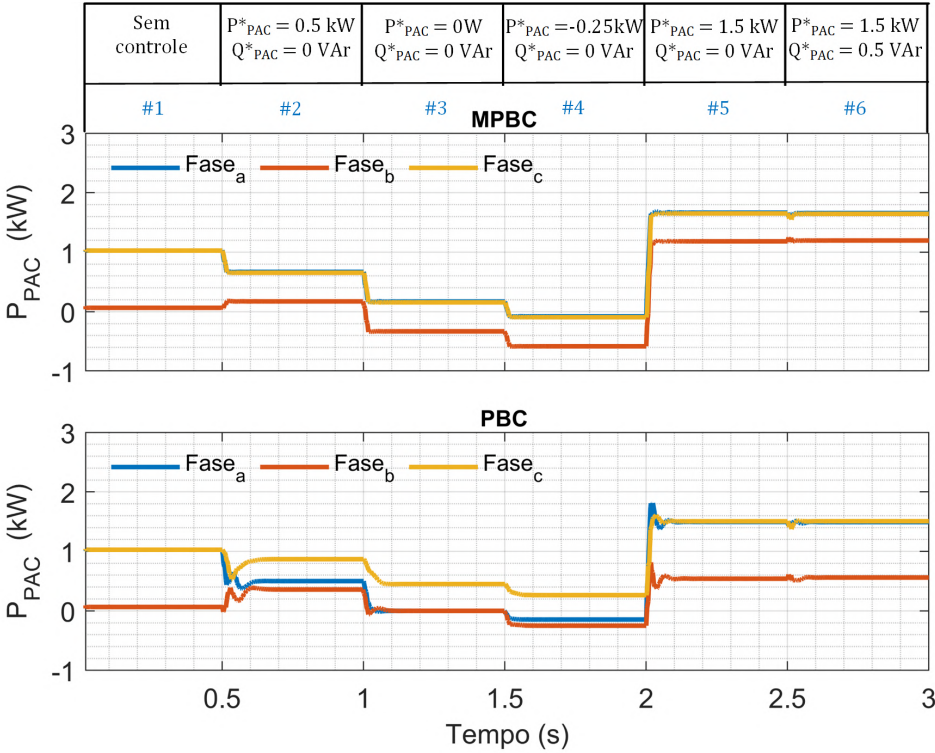
3.6.3 Caso III: Carga desbalanceada conectada em estrela - REDs fase-fase

Uma carga resistiva trifásica desbalanceada conectada em estrela com neutro (1 kW nas fase a e c respectivamente e 10 W na fase b). A Figura 48 apresenta a potência ativa no PAC da MR para as diferentes condições operacionais verifica-se que nesta condição, os REDs não são capazes de compensar as componentes homopolares, assim o PAC permanece desequilibrado para ambos algoritmos. Dessa forma com o *MPBC* são endereçadas aos REDs as seguintes potências ($P_{PAC}^b + Q_{PAC}^b + Q_{PAC}^u$).

A Figura 49 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} , responsáveis pelo controle de potência ativa dos REDs. Destaca-se que apenas com o *MPBC* não ocorreu saturação dos REDs para as referências aplicadas, além disso o comportamento dos coeficientes nos intervalos #5 e #6 para o *PBC* demonstram que iriam para saturação. Já a Figura 50 apresenta a potência reativa no PAC, onde verifica-se o mesmo comportamento para o controle de potência ativa, com o PAC permanecendo desequilibrado. A Figura 51 apresenta os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} , responsáveis pelo controle de potência reativa dos REDs, onde o comportamento dos coeficientes nos intervalos #5 e #6 é semelhante ao observado no controle de potência ativa, indicando que em regime permanente entrariam em saturação. Situação não observada no *MPBC*, o que corrobora com a vantagem do mesmo frente ao *PBC*.

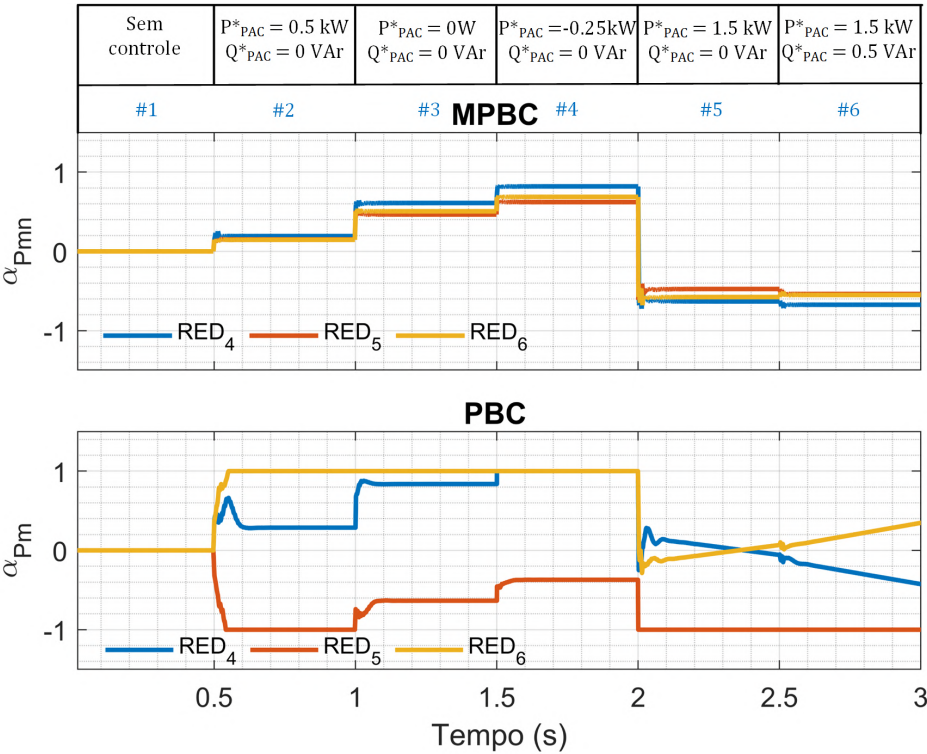
A Figura 52 apresenta a decomposição da corrente instantânea no PAC via CPT para ambas estratégias de controle. Observa-se que com a presença de uma carga desequilibrada conectada em estrela, e aplicação de tensões senoidais e simétricas temos a circulação das correntes (i_a^b) , (i_a^u) , (i_r^b) com o algoritmo de controle desabilitado. Destaca-se que com a ativação do controle, o *MPBC* consegue controlar adequadamente as correntes permanecendo apenas a parcela da (i_a^u) referentes as componentes homopolares. A Figura 53 mostra a decomposição das potências no PAC via CPT para ambos algoritmos.

Figura 48 – Potência ativa no PAC - caso III (fase-fase).



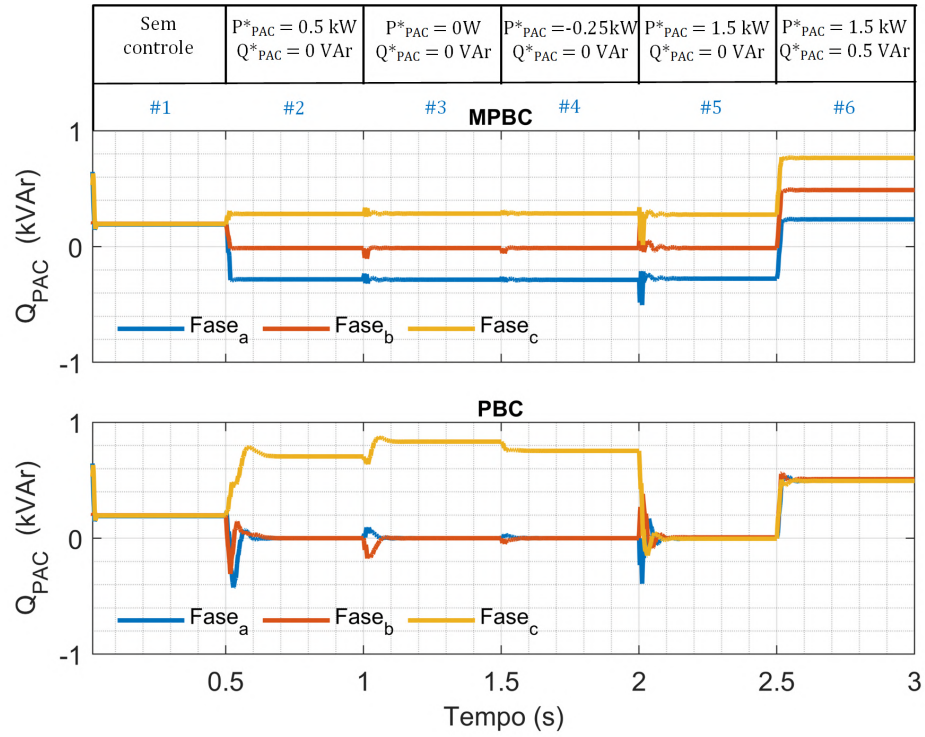
Fonte: Autor, 2023.

Figura 49 – Coeficientes escalares - caso III (fase-fase).



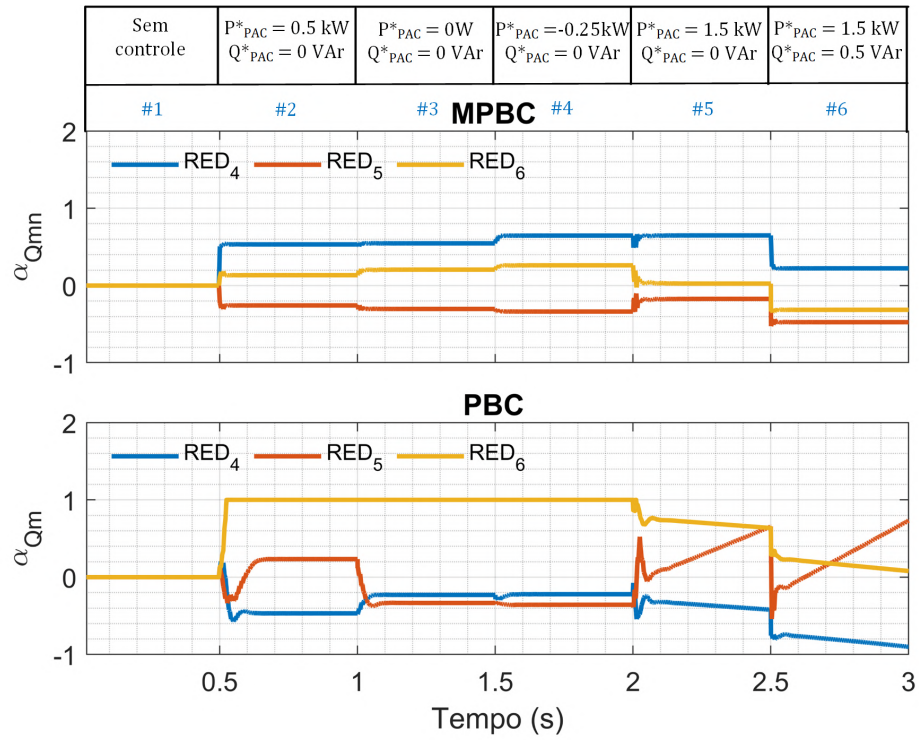
Fonte: Autor, 2023.

Figura 50 – Potência reativa no PAC - caso III (fase-fase).

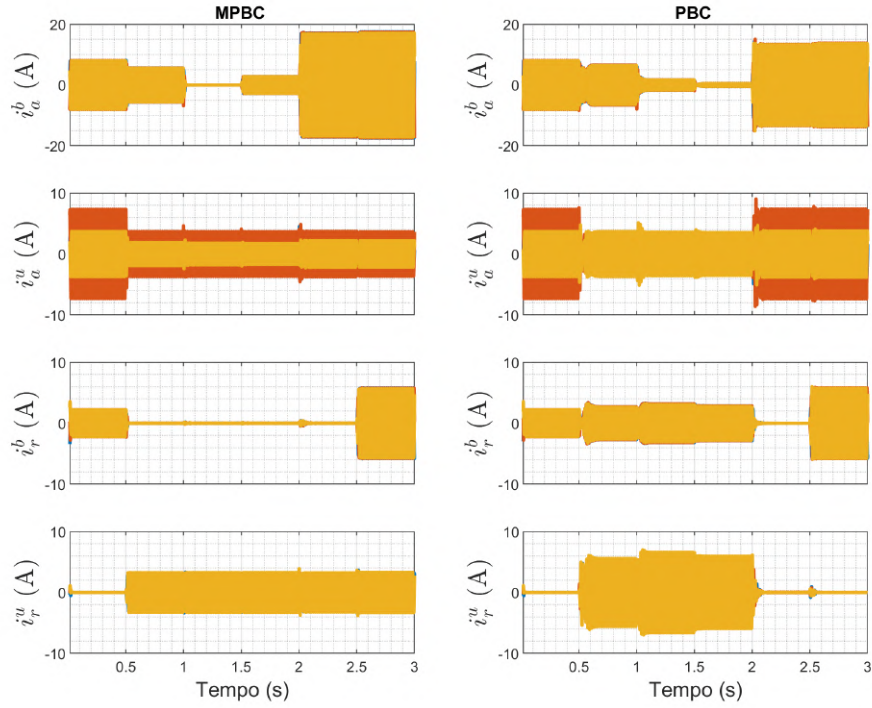


Fonte: Autor, 2023.

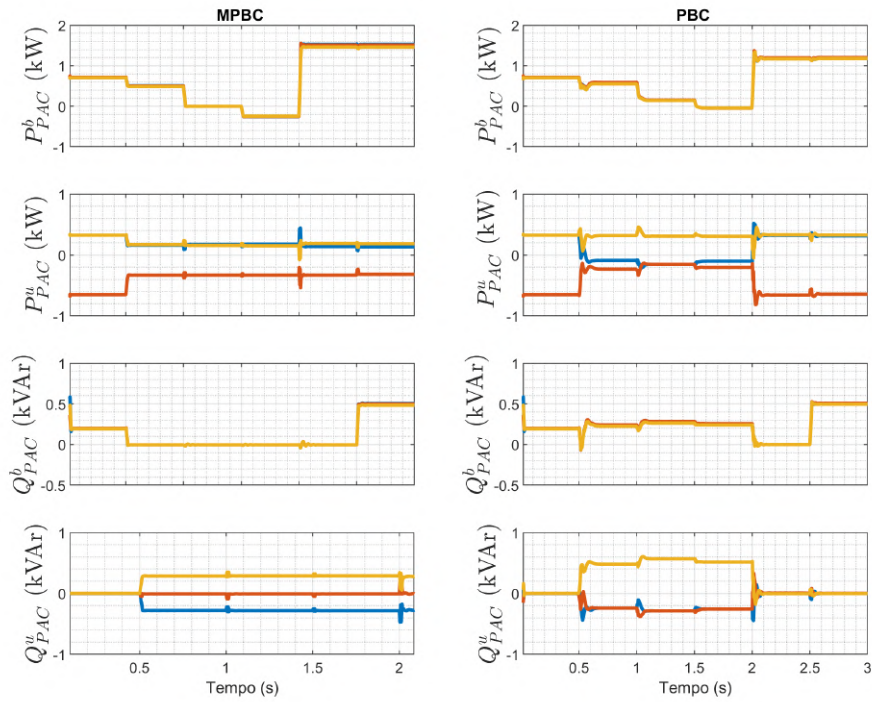
Figura 51 – Coeficientes escalares - caso III (fase-fase).



Fonte: Autor, 2023.

Figura 52 – Decomposição das correntes no PAC via *CPT* - caso III (fase-fase).

Fonte: Autor, 2023.

Figura 53 – Decomposição das potências no PAC via *CPT*- caso III (fase-fase).

Fonte: Autor, 2023.

3.6.4 Comparação do *MPBC* versus *PBC* em uma MR urbana de baixa tensão

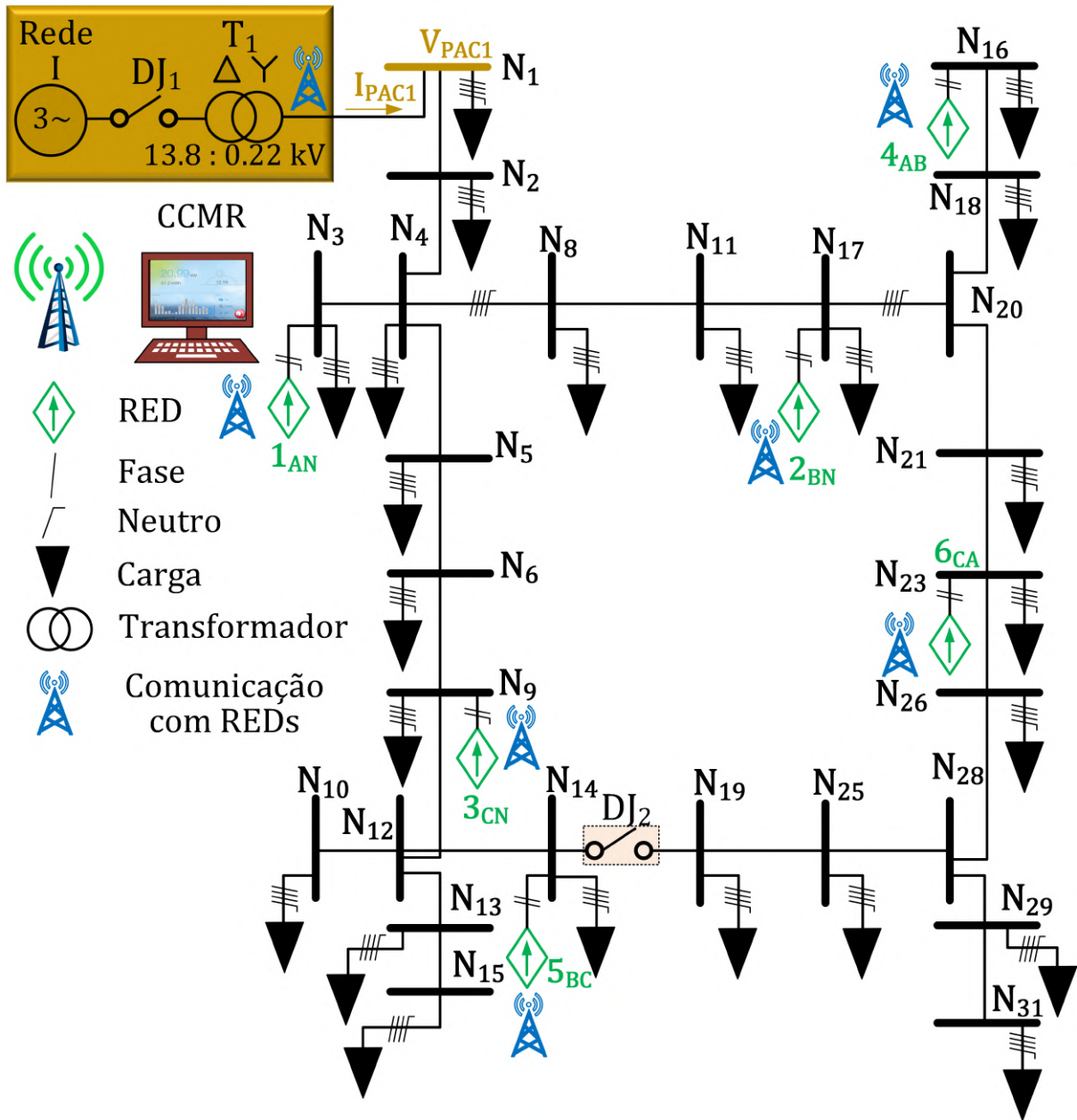
Nesta etapa o *MPBC* e o *PBC* são submetidos as mesmas condições de operação com intuito de analisar a performance em uma MR urbana de baixa tensão. A Figura 54 mostra a MR urbana, trifásica a quatro fios utilizada. O suprimento de energia da MR é realizado através do ponto N_1 onde (N) representa o nó, por meio de um transformador de 75 kVA conexão Δ/Y de 13,8 kV no primário e 220 V fase-fase no secundário. A rede é composta de impedâncias de linha heterogêneas entre os nós, e as cargas são naturalmente desequilibradas, característica comum no sistema de distribuição. Os valores das impedâncias de linha, demandas máximas de potência das cargas e o parâmetro do transformador são descritos em (BRANDAO et al., 2018). Além disso, seis REDs monofásicos dispersos são arbitrariamente conectados entre as fases do sistema ($fase_a: RED_{N3}$; $fase_b: RED_{N17}$; $fase_c: RED_{N9}$; $fase_{ab}: RED_{N16}$; $fase_{bc}: RED_{N14}$; $fase_{ca}: RED_{N23}$). Os parâmetros dos REDs são apresentados na Tabela 10, onde observa-se que todos possuem sistema de armazenamento de energia.

As simulações são implementadas como descrito na seção 3.5 no entanto, nessa fase o CCMR é executado na frequência da fundamental (i.e., 16,67 ms), recebendo os dados dos REDs na mesma base de tempo e atualiza os coeficientes escalares dos mesmos a cada três ciclos (i.e., 50 ms).

Tabela 10 – Parâmetros dos REDs - simulação II .

Parâmetros	RED_J (1, 2, 3, 4, 5, 6)
Ponto de conexão	(a, b, c, ab, bc, ca)
Potência nominal [kVA]	(6, 6, 6, 8, 8, 8)
Potência máx. gerada [kW]	(5, 5, 5, 7, 7, 7)
Potência mín. gerada [kW]	-(5, 5, 5, 7, 7, 7)

Figura 54 – Estrutura da MR urbana de baixa tensão considerada.



Fonte: Autor, 2023.

Para determinar qual das abordagens de controle obtém um melhor desempenho o *MPBC* e o *PBC* serão avaliados para as seguintes condições de referências nos quatro intervalos definidos:

- Intervalo #1 (entre 0 e 1s): Os algoritmos estão desabilitados e toda a demanda de potência é suprida pela rede a montante;
- Intervalo #2 (entre 1 e 2s): Os algoritmos são habilitados com as seguintes referências de potência por fase no PAC: $\underline{P}_{PAC}^* = 0 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVar}$;

- Intervalo #3 (entre 2 e 3s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 12 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #4 (entre 3 e 4s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 5 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 5 \text{ kVAr}$;

Nesta etapa, as tensões por fase aplicadas no primário do transformador de interface são respectivamente $V_a = 6,8 \text{ kV} \angle 0^\circ$, $V_b = 8 \text{ kV} \angle -120^\circ$ e $V_c = 8 \text{ kV} \angle 120^\circ$. A Figura 55 apresenta a potência ativa no PAC e os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Pm} enviados ao REDs para as diferentes condições operacionais, observa-se que todas as referências foram alcançadas para ambos algoritmos. Com utilização do critério de 2% para definir o tempo de acomodação, apenas o algoritmo do *MPBC* permanece dentro deste limite apresentando uma resposta mais amortecida com tempo de acomodação de 110 ms e *overshoot* de 0,42%, enquanto o *PBC*, apresenta um *overshoot* de 2,47% que ultrapassa o limite estabelecido de 2% no início do intervalo #3 e tempo de acomodação de 210 ms.

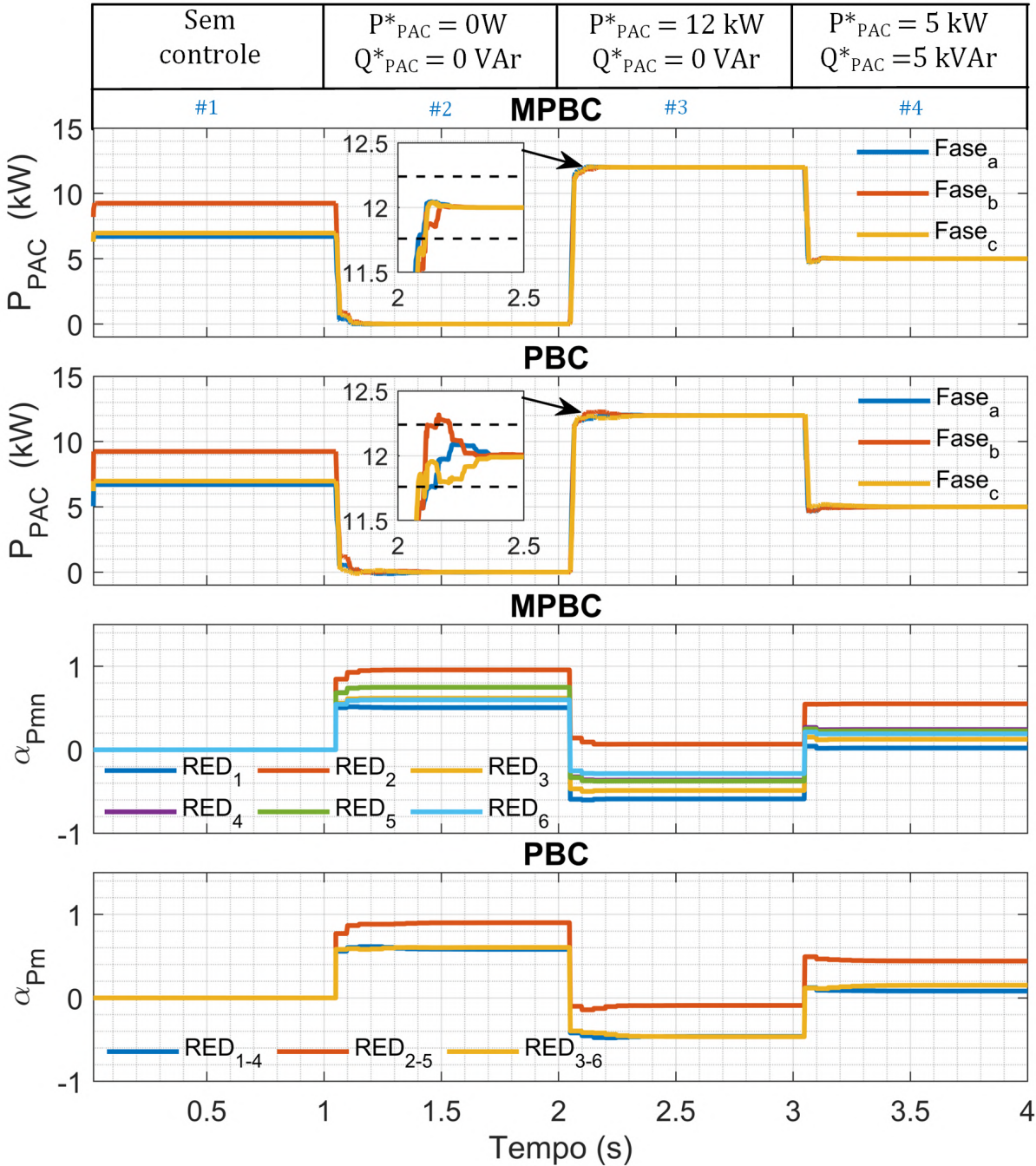
A Figura 56 apresenta a potência reativa no PAC e os respectivos coeficientes escalares α_{Qmn} e α_{Qm} enviados aos REDs, assim como ocorreu para o controle de potência ativa todas as referências foram atendidas. Destaca-se que no intervalo #4 a fase *c* ultrapassa o limite de 2%, adotado como referência. No entanto, este fato não impactou no tempo de acomodação das referências, e permanece com o *MPBC* atingindo as referências com metade do tempo necessário para o *PBC*, além de apresentar em todos os cenários analisados um resposta mais amortecida.

Por fim, a análise das perdas na MR para os dois algoritmos em função das diferentes condições de operação é apresentada na Figura 57, considerando que as perdas de potência são quantificadas por meio da Equação 3.39 apresentada abaixo.

$$P_{\text{perdas}}(l) = \sum_{n=1}^N R_n \cdot I_n^2 \quad (3.39)$$

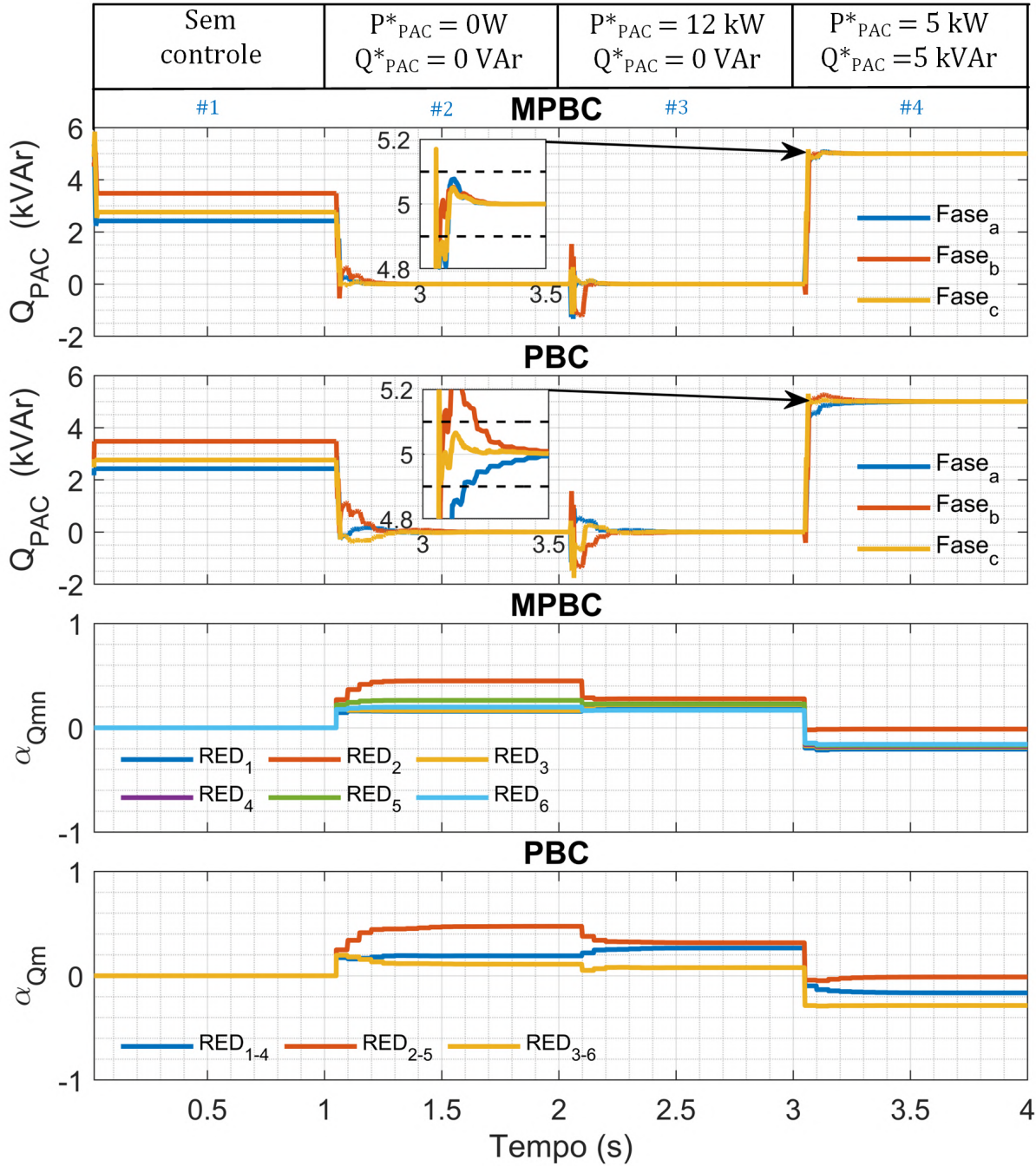
De modo que R_n é a resistência da n -ésima impedância da MR e I_n é a corrente que flui através da mesma. Note que este cálculo não faz parte do algoritmo de controle. Observa-se que as perdas na MR são menores para o *MPBC* em todos os cenários analisados. Sendo que o ganho percentual é maior no intervalo #4.

Figura 55 – Potência ativa no PAC e respectivos Coeficientes escalares.



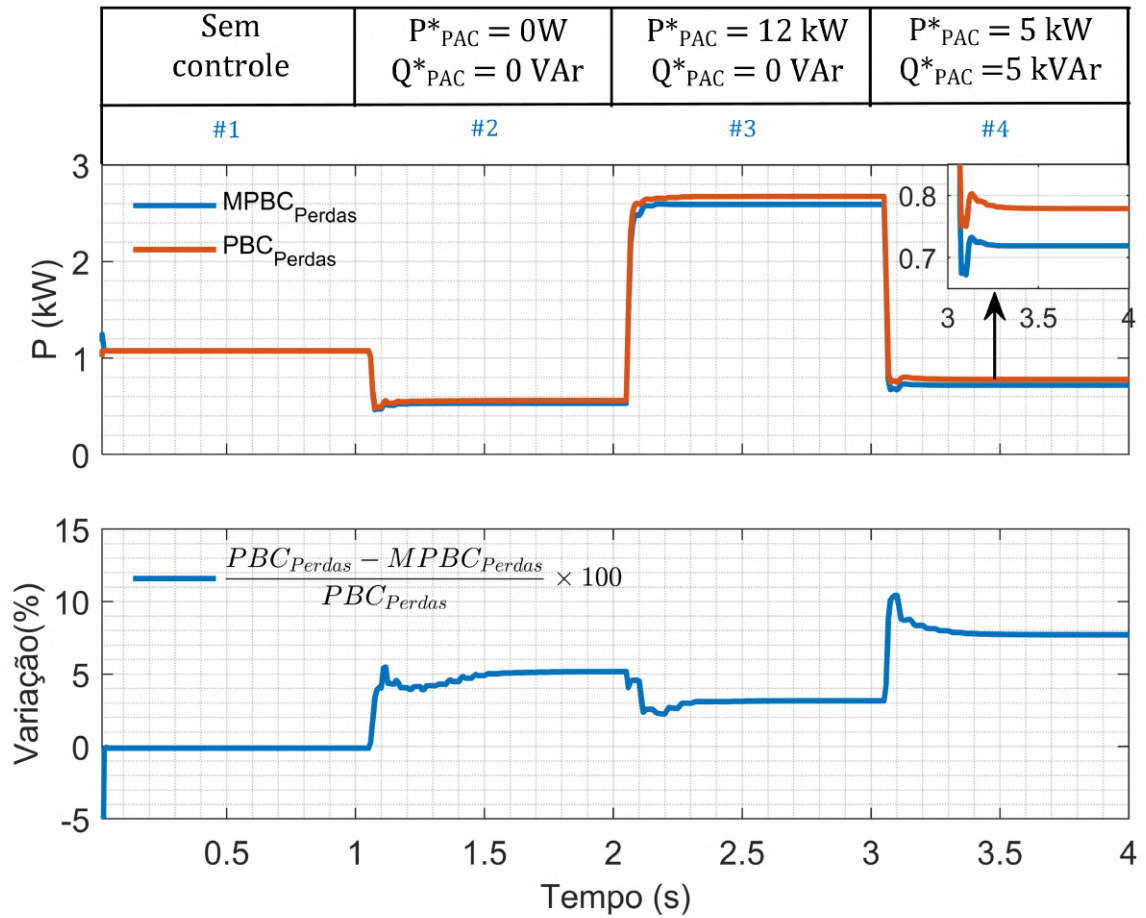
Fonte: Autor, 2023.

Figura 56 – Potência reativa no PAC e respectivos Coeficientes escalares.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 57 – Perdas na MR para ambos algoritmos.



Fonte: Autor, 2023.

3.7 Resultados experimentais

Esta seção é dedicada para apresentação da bancada de ensaio desenvolvida durante este projeto de doutorado, validação de sua operação e sua aplicação para validação da estratégia de controle proposta. A bancada de estudo deste trabalho foi desenvolvida no Laboratório de Controle e Conversão de Energia Elétrica (LCCEE) da UNIFEI Campus Itabira, a Figura 58 apresenta uma vista panorâmica do LCCEE.

3.7.1 Estrutura para ensaio

A Figura 59 mostra o diagrama em blocos do protótipo de MR desenvolvido durante o doutorado. O mesmo é composta por 6 REDs, sendo três fase-fase e três fase-neutro que são conectados ao barramento da MR proposta através de transformadores de acoplamento. Os dados destes transformadores forma apresentados na Tabela 5 e utilizados nas simulações. A conexão da MR com a rede a montante é realizada através

Figura 58 – Laboratório LCCEE UNIFEI Itabira.



Fonte: Autor, 2023.

de um transformador de interface com conexão Δ/Y , seus parâmetros encontram-se na Tabela 6.

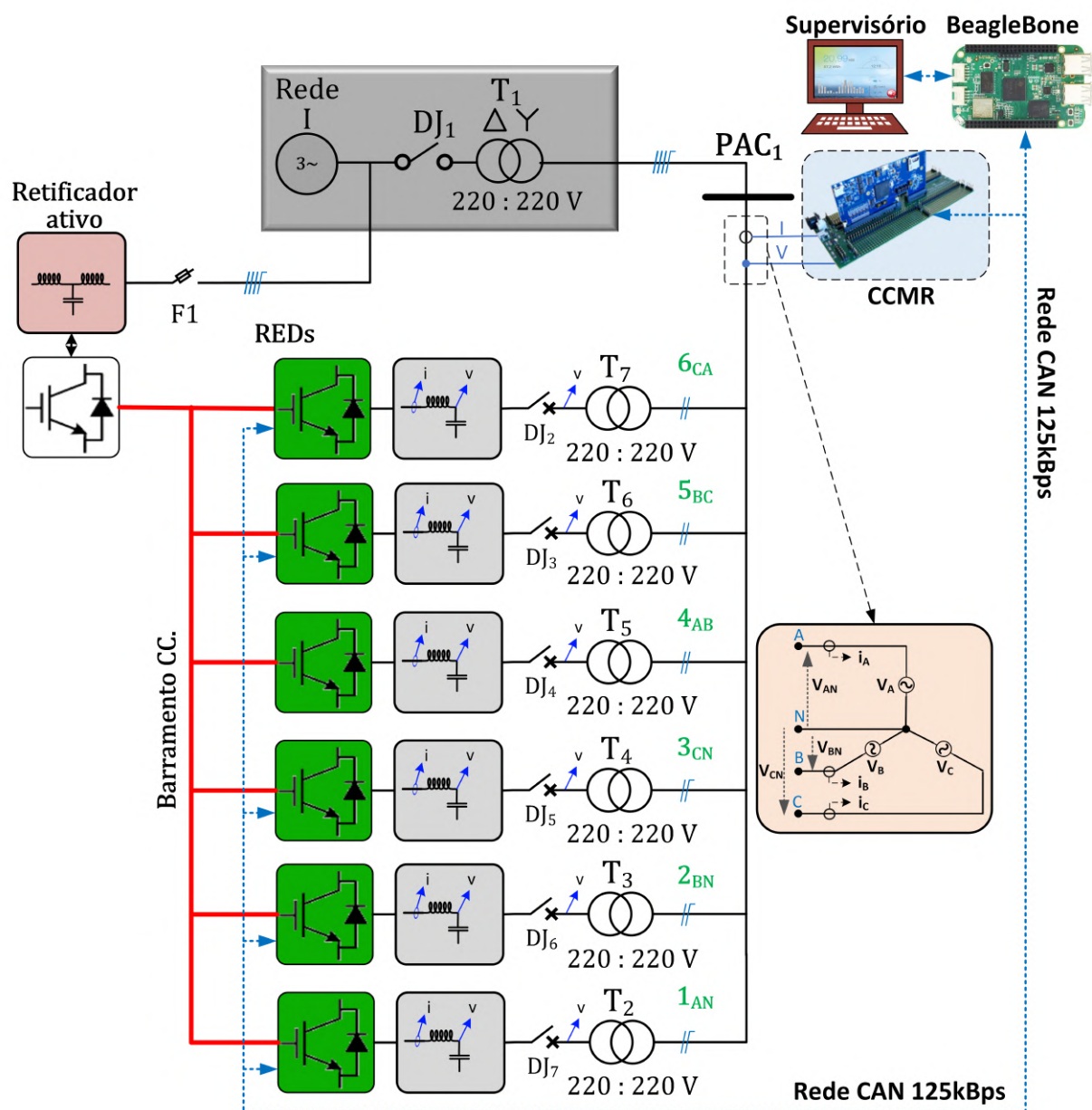
A estrutura proposta permite que os REDs realizem um fluxo bidirecional de potência com a rede elétrica, uma vez que o retificador ativo é responsável por regular o barramento de corrente contínua. Nesse trabalho todos os REDs são controlados como fonte de corrente com emprego da estrutura de controle apresentada na Figura 60, onde existe apenas uma malha interna de corrente com um controlador proporcional integral, que recebe a sua referência do bloco de controle de potência. Destaca-se, que os três REDs fase-fase foram implementados utilizando conversores comerciais para geração fotovoltaica da fabricante PHB, que tiveram o *firmware* original do fabricante removido, e foram reconfigurados para esta aplicação.

A Figura 61 apresenta uma vista panorâmica do protótipo, onde é possível identificar os transformadores de acoplamento e interface, conversores PHB, tela do supervisor e a fonte CC programável da fabricante *Magma Power* de 8kW utilizada também para suprir o barramento CC, durante comissionamento do protótipo.

O CCMR foi implementado em um *DSP* TMS320F28379D), que será responsável pela execução do algoritmo de controle e o *datalogger* de dados da MR. O *BeagleBone Green* é responsável pelo nível de controle terciário, além de prover acesso a internet e propiciar o desenvolvimento de um sistema supervisor para a MR de baixo custo. A integração entre os REDs, CCMR e o *BeagleBone* é realizada através de uma rede *CAN* de 125 *kbps*. A estrutura de comunicação aplicada neste trabalho é baseada em (SILVA, 2020), que propôs esta integração aplicada ao controle de uma Nanorrede híbrida. A Figura 62 apresenta o painel com o CCMR, o *BeagleBone Green* e as placas de condicionamento das medições de tensão e corrente no PAC. A Figura 63a apresenta a parte de controle, manobra e proteção da MR, enquanto a 63b apresenta os módulos de potência com a respectiva posição dos conversores e retificador ativo. A Figura 64 apresenta em detalhe a estrutura de controle

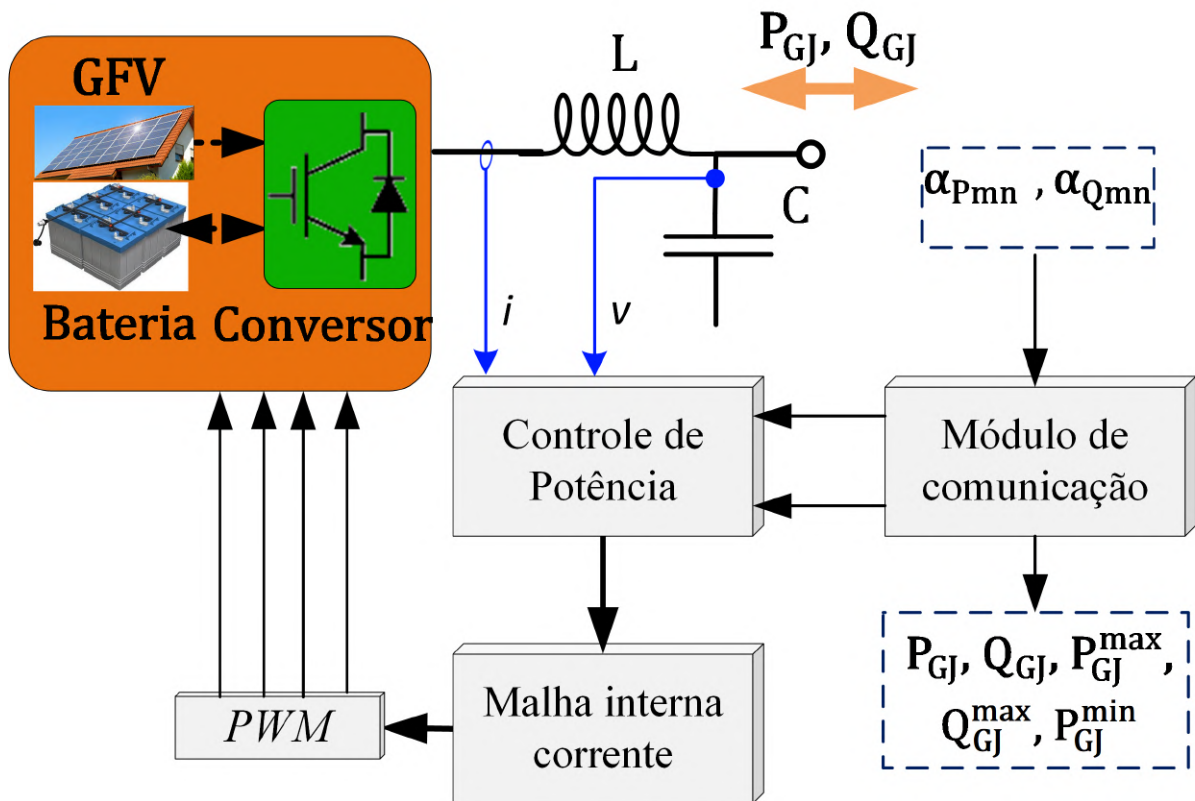
empregada para o retificador ativo, conversores fase-fase e conversores fase-neutro, ambos utilizam o *DSP* TMS320F28379D. O detalhes da placa de condicionamento, entradas e saídas digitais e de PWM, estão disponíveis em (REIS, 2017). Para o desenvolvimento dos conversores do protótipo foi empregado o módulo de potência da Supllier, Modelo SPCIQ 10000-80-20 de 10 kVA, frequência máxima de operação 20 kHz apresentado na Figura 65. Esta estrutura permite a construção de 2 conversores em ponte H por módulo, assim foram necessários 3 módulos para implementação dos conversores fase-fase e fase-neutro e um empregado para implementação do retificador ativo.

Figura 59 – Diagrama em blocos do protótipo



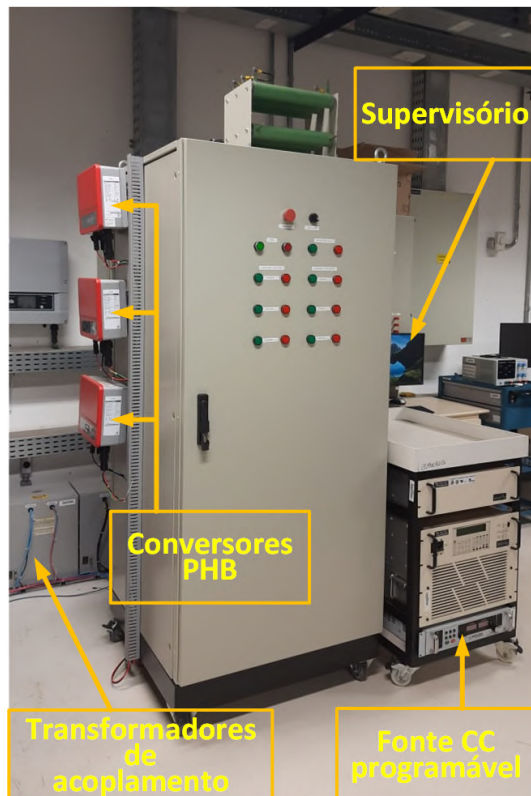
Fonte: Autor, 2023.

Figura 60 – Estratégia de controle primário.

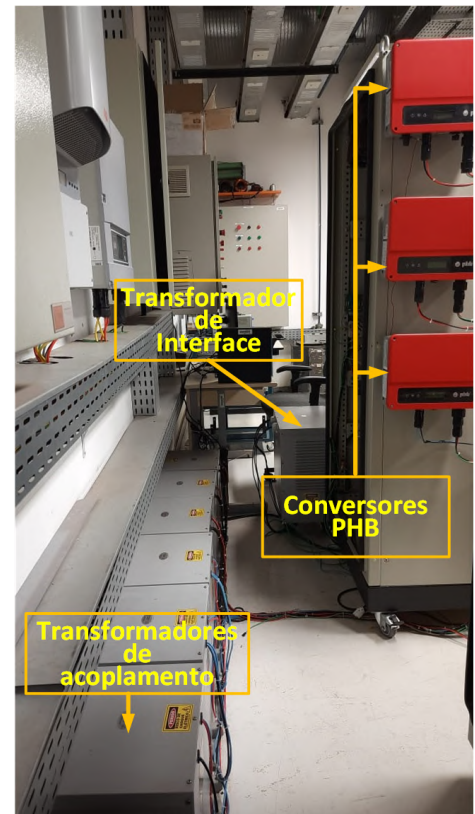


Fonte: Autor, 2023.

Figura 61 – Vistas do protótipo.



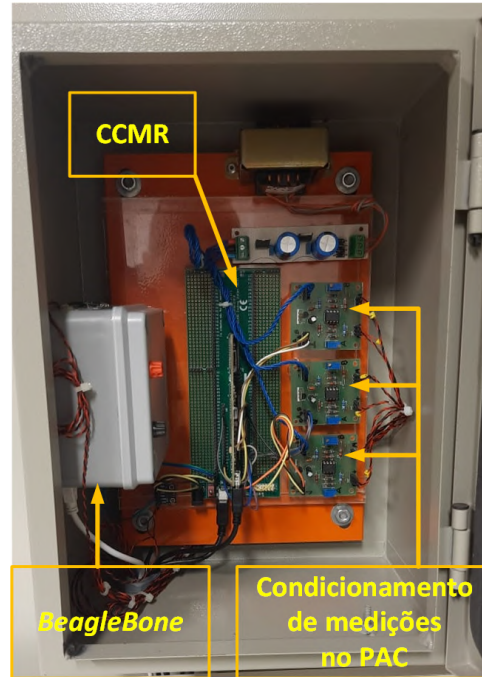
(a) Vista panorâmica do protótipo .



(b) Vista da parte de trás do protótipo.

Fonte: Autor, 2023.

Figura 62 – Controle Central da microrrede.



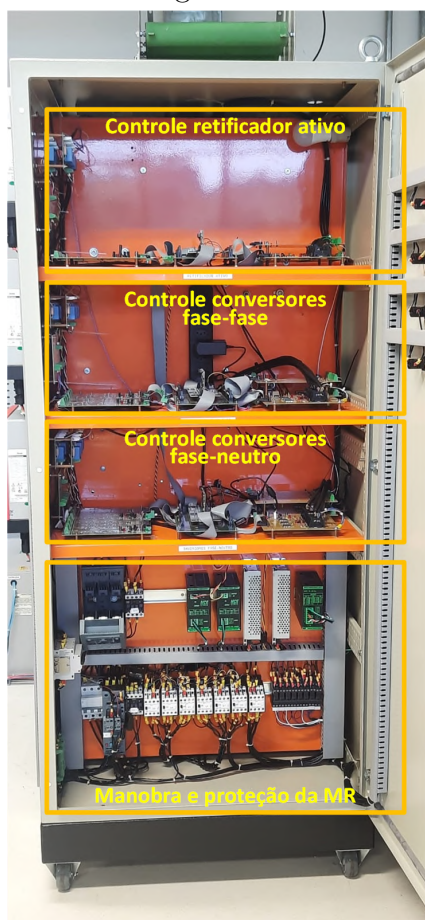
Fonte: Autor, 2023.

A Tabela 11 apresenta os dados dos módulos de potência empregados neste trabalho, sendo os conversores fase-fase desenvolvidos com os módulos da Supllier e os fase-neutro implementados nos conversores da PHB.

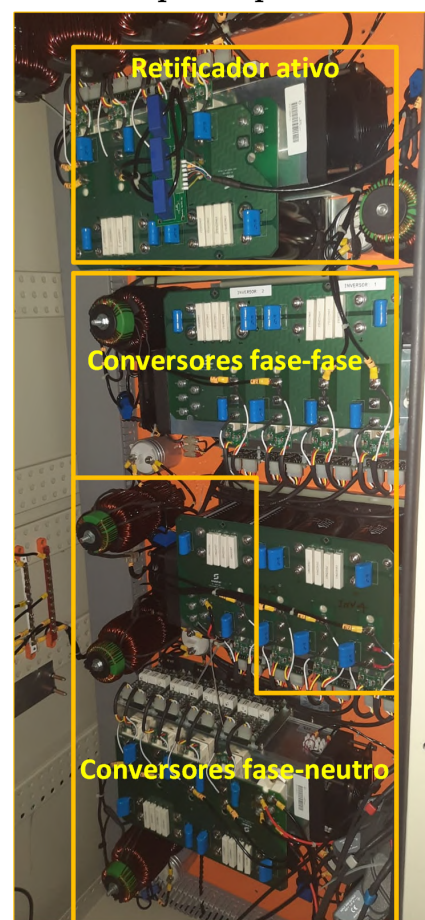
Tabela 11 – Parâmetros dos conversores eletrônicos.

Parâmetro	Símbolo	Conversor FN	Conversor FF (PHB)
Tensão barramento CC	V_{DC}	400 V	400 V
Tensão da rede	V_g	127 V	220 V
frequência da rede	f_g	60 Hz	60 Hz
Resistência do indutor	R_f	100 mΩ	77 mΩ
Indutor do filtro	L_f	3,6 mH	1,2 mH
Capacitor do filtro	C_f	15 μF	3,3 μF
frequência de chaveamento	f_s	18 kHz	15,36 kHz
frequência de amostragem	f_a	36 kHz	30,72 kHz
Potência Nominal	S_n	3 kVA	1,5 kVA
Ganho proporcional do controlador de corrente	(K_{PI})	1,2	1,2
Ganho integral do controlador de corrente	(K_{ii})	0,27	0,16

Figura 63 – Detalhes da parte de controle e potência do protótipo.



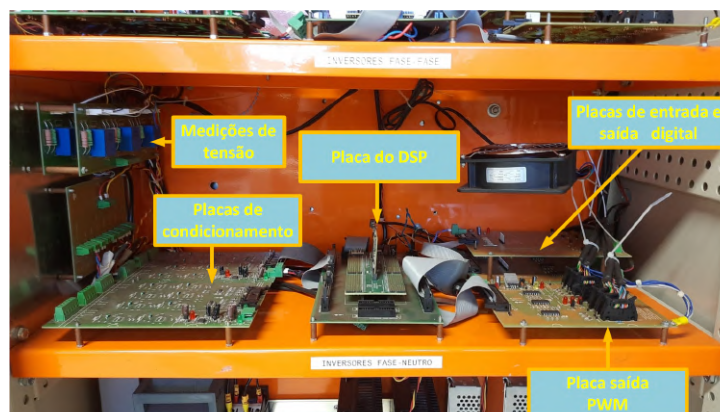
(a) Estrutura de controle .



(b) Estrutura de potência .

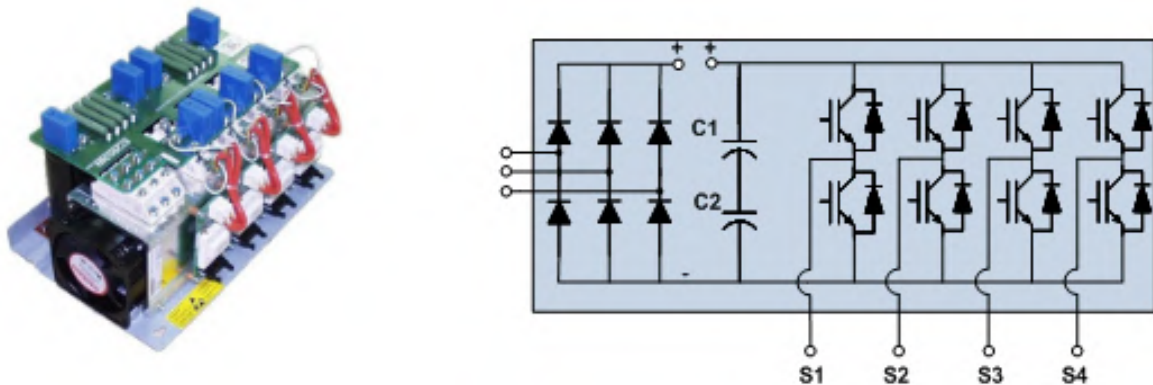
Fonte: Autor, 2023.

Figura 64 – Estrutura de controle dos conversores



Fonte: Autor, 2023.

Figura 65 – Módulo de potência Supplier, modelo SPCIQ 1000-80-20



Fonte: Autor, 2023.

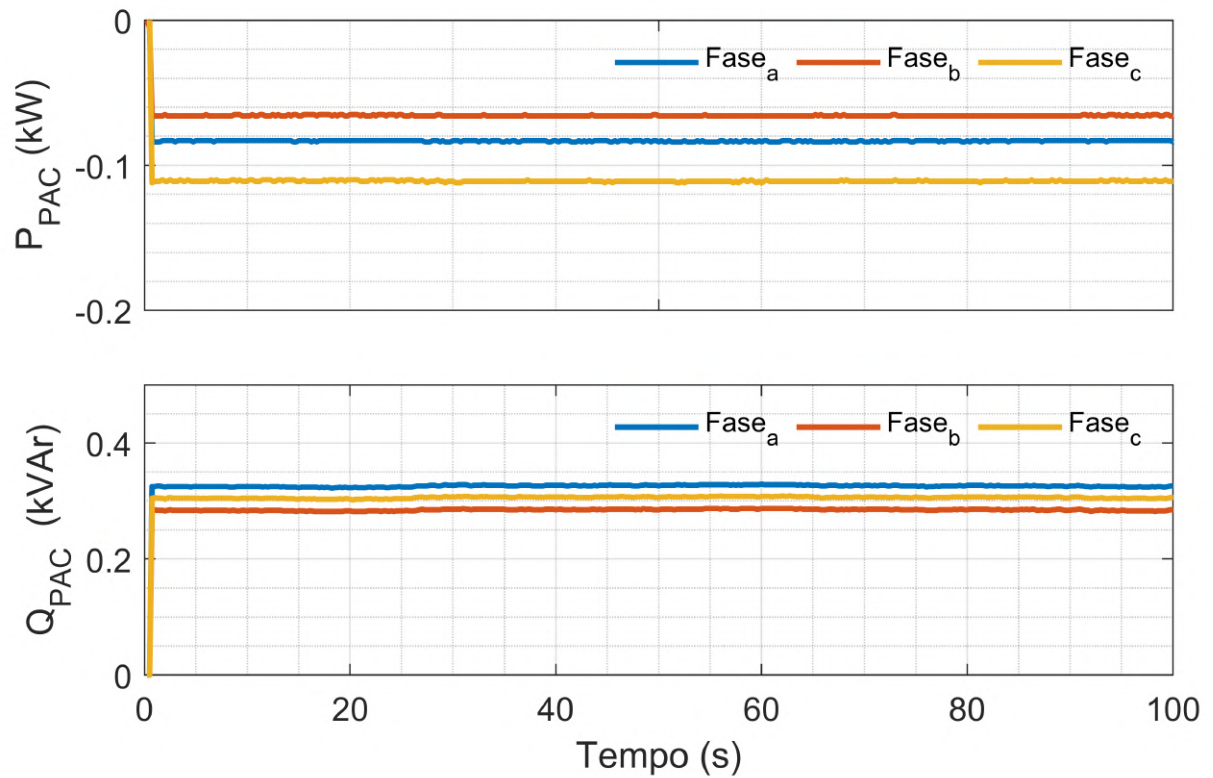
3.7.2 Microrrede apenas com REDs fase-neutro

Nessa etapa a MR é avaliada apenas com a operação dos três REDs fase-neutro. Conforme já descrito, nesta condição as potências não são decompostas no PAC e ambos algoritmos (*PBC* e *MPBC*) operam da mesma forma. Nessa condição os resultados apresentados a seguir foram retirados considerando os 6 REDs configurados conforme apresentado na Tabela 12. Além disso todos os resultados foram retirados considerando apenas a carga presente na MR, que é proveniente das perdas e magnetização dos transformadores de acoplamento conforme apresentado na Figura 66. A Figura 67 apresenta as potências ativas e reativas no PAC, além de suas referências e os respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} enviados as REDs. Destaca-se que todas as referências foram rastreadas.

Tabela 12 – Parâmetros dos REDs - comparação experimental.

Parâmetros	RED_J (1, 2, 3, 4, 5, 6)
Ponto de conexão	(a, b, c, ab, bc, ca)
Potência nominal [kVA]	(1,5; 1,5; 1,5; 1; 1; 1)
Potência máx. gerada [kW]	(1; 1; 1; 0,8; 0,7; 0,8)
Potência mín. gerada [kW]	-(1; 1; 1; 0,8; 0,7; 0,8)

Figura 66 – Potência ativa e reativa no PAC da MR sem habilitação do controle.

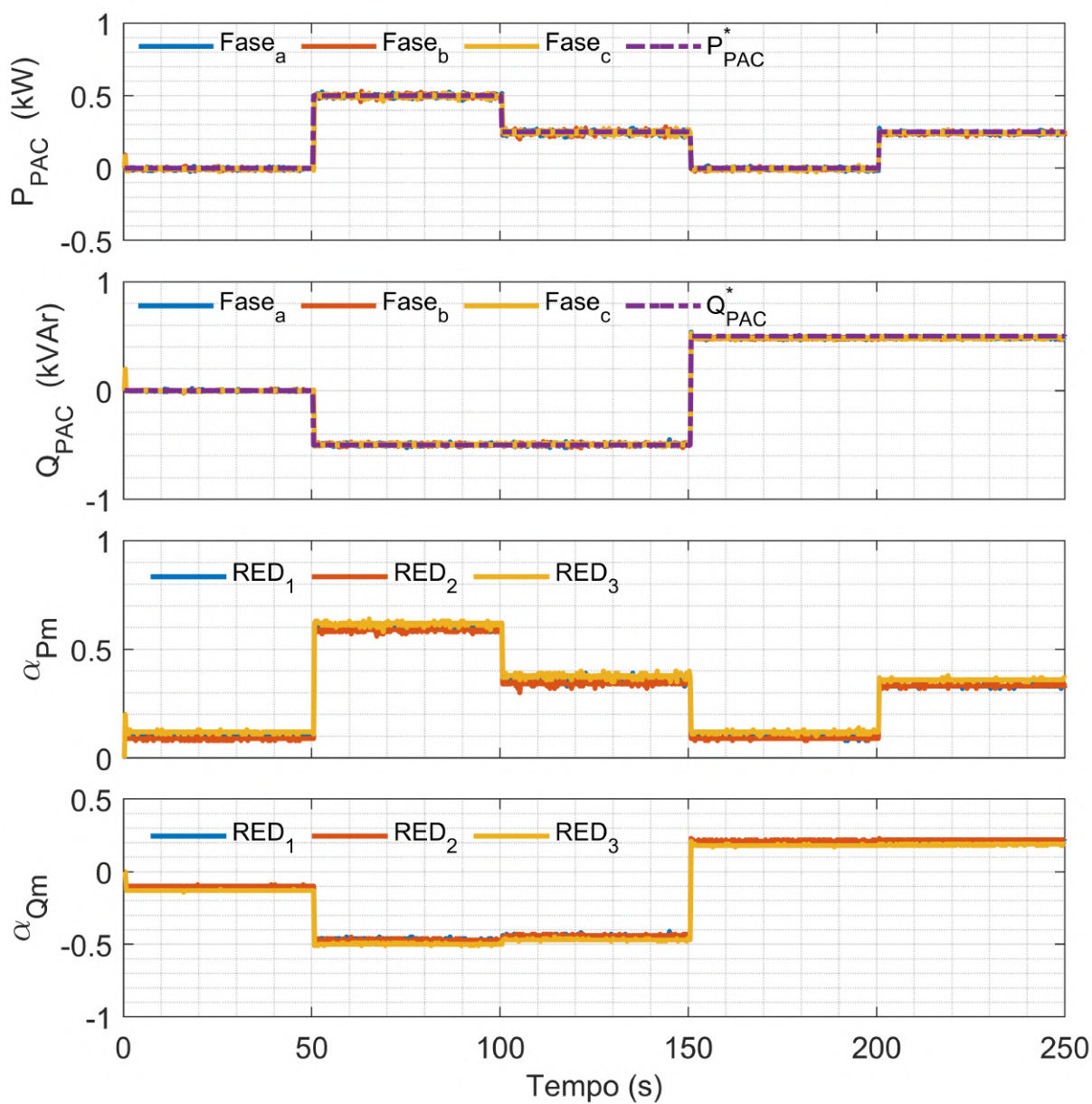


Fonte: Autor, 2023.

3.7.3 Microrrede apenas com REDs fase-fase

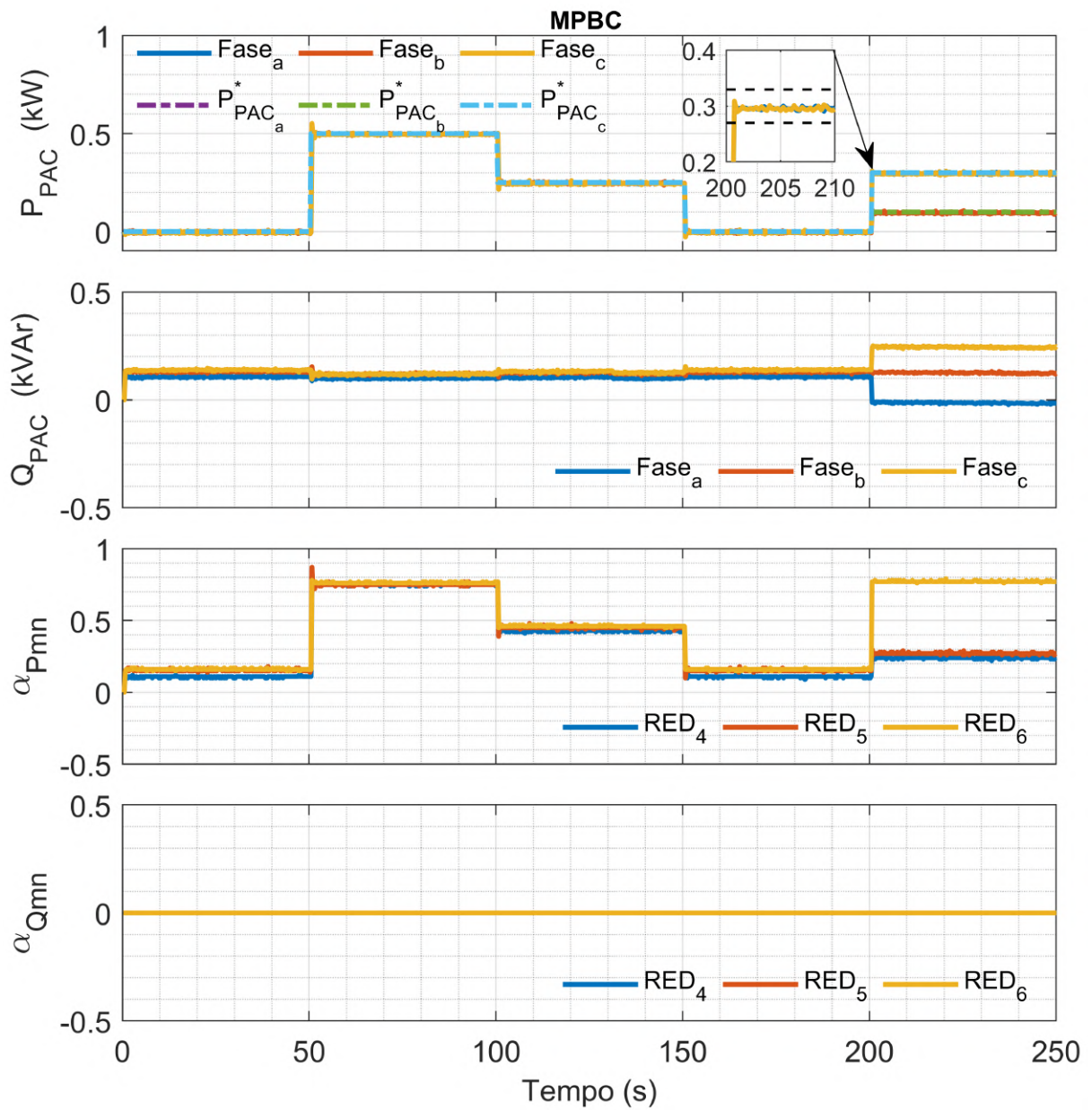
Nessa etapa os dois algoritmos começam a apresentar distinção, com o *MPBC* fazendo a decomposição das potências no PAC e sendo direcionado aos REDs apenas as potências (P_{PAC}^b), (Q_{PAC}^b) e (Q_{PAC}^u), enquanto que com o *PBC* não há esta decomposição, sendo enviada todas as componentes da potência aos REDs. A Figura 68 apresenta as potências ativa, reativa e os respectivos coeficientes escalares enviados pelo CCMR aos três REDs fase-fase com o algoritmo do *MPBC*, enquanto a Figura 69 apresenta o resultado para o *PBC*. Nessa condição observa-se que está sendo realizado apenas o controle de potência ativa, e ambos algoritmos conseguem rastrear as referências e assim como observado nas simulações o *MPBC* apresenta uma resposta com sobressinal reduzido além de um tempo de acomodação inferior ao *PBC*.

Figura 67 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com REDs fase-neutro.



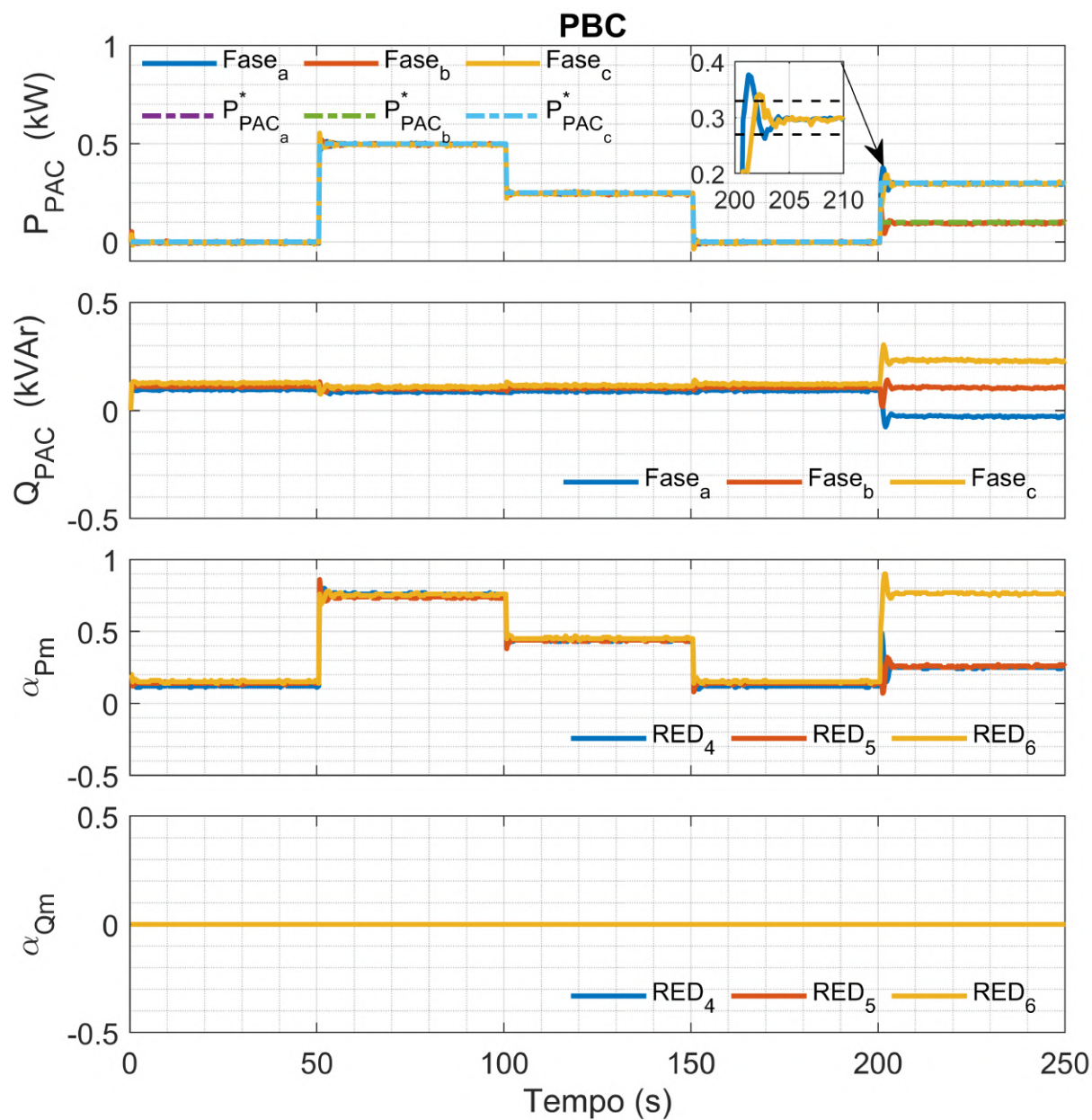
Fonte: Autor, 2023.

Figura 68 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com REDs fase-fase - MPBC.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 69 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com REDs fase-fase - *PBC*.

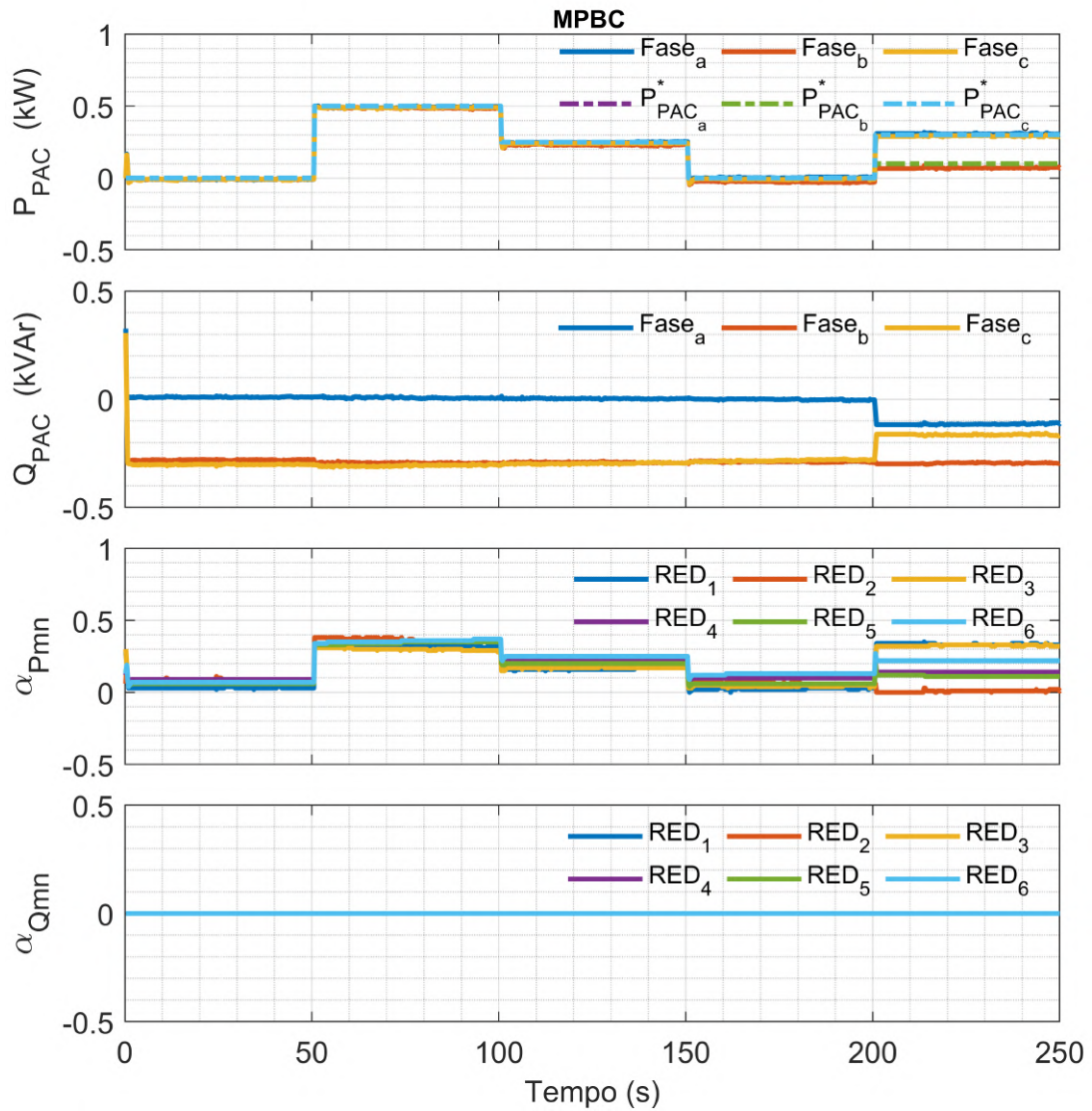


Fonte: Autor, 2023.

3.7.4 Microrrede com REDs fase-neutro e fase-fase

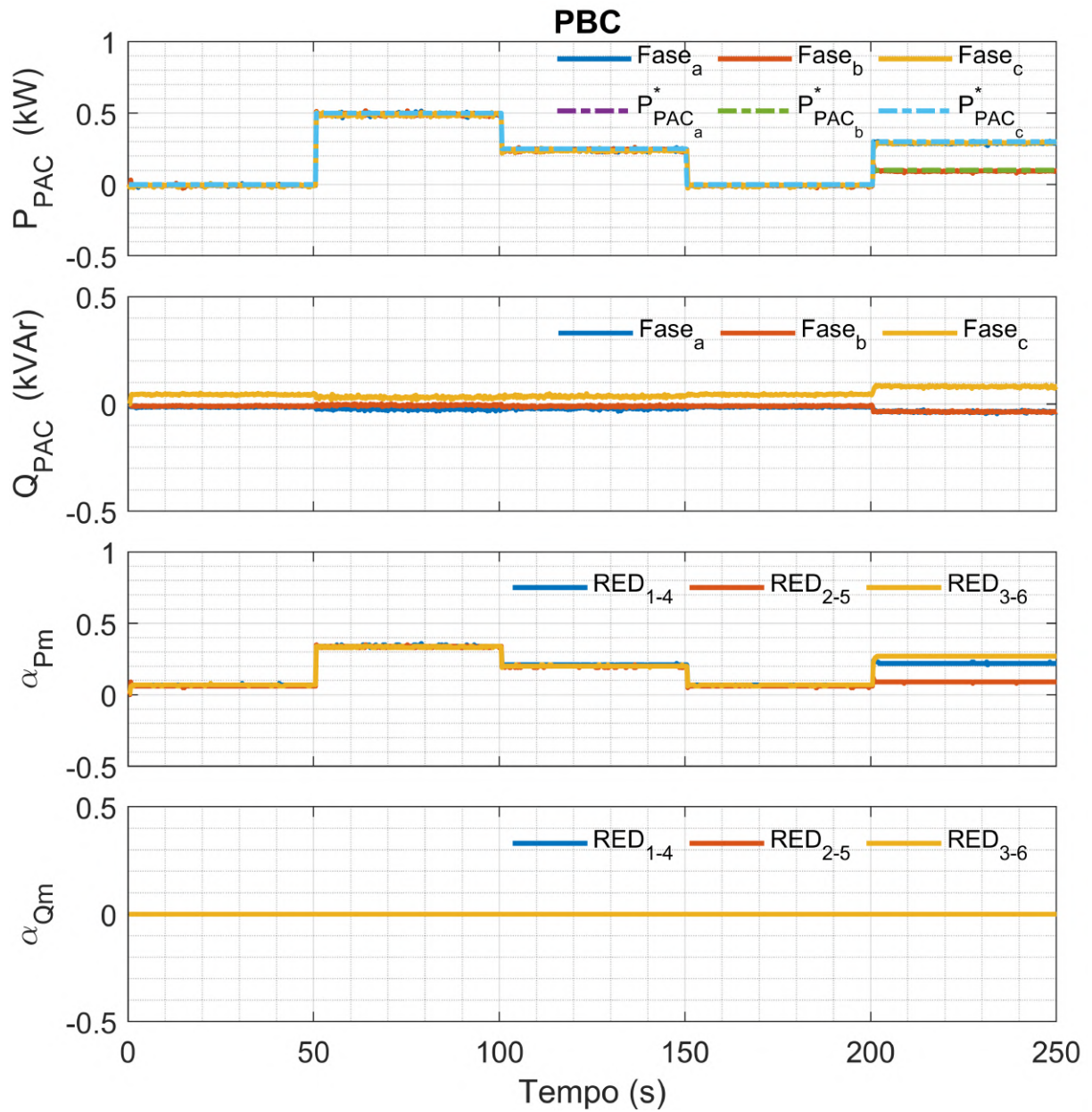
Nessa etapa os 6 REDs estão em operação, sendo que com o *MPBC* temos a decomposição das potências no PAC com os REDs fase-fase processando apenas as potências balanceadas, enquanto os fase-neutro ficam responsáveis pelas homopolares, balanceadas e de desbalanço, enquanto o *PBC* não realiza esta decomposição. A Figura 70 apresenta a potência ativa e reativa no PAC e os respectivos coeficientes escalares com a MR operando com o *MPBC* enquanto a Figura 71 apresenta os resultados para o *PBC*. Destaca-se que ambos algoritmos conseguiram rastrear as referências de potência ativa. Destaca-se que o controle de potência reativa ficou desabilitado neste experimento.

Figura 70 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com os 6 REDs - *MPBC*.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 71 – Potência ativa e reativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} e α_{Qmn} com os 6 REDs - *PBC*.



Fonte: Autor, 2023.

3.8 Conclusões do Capítulo

Este capítulo apresentou a formulação do algoritmo do *MPBC* proposto, além de realizar a comparação com o *PBC* para diferentes condições de operação (tensões equilibradas, desequilibradas, carga balanceada e desbalanceada) e tipos de MRs. A análise dos resultados demonstram que ambos os algoritmos conseguem realizar o compartilhamento preciso de potência entre os REDs. Com exceção do caso específico apresentado na seção 3.6.3 onde temos uma MR apenas com REDs fase-fase e com correntes homopolares, nessa condição como no algoritmo do *PBC* não é realizada a decomposição das potências no PAC, a parcela referente as correntes homopolares são endereçadas aos REDs, o que acaba impactando negativamente na resposta do mesmo, não sendo capaz de atingir as referências de potências (P_{PAC}^b), (Q_{PAC}^b), fato que não ocorre com o *MPBC*. Outro ponto a ser observado é que o *MPBC* consegue atingir as referências de potências (ativa e reativa) no PAC em um tempo reduzido de aproximadamente 50% do tempo que o *PBC* precisa quando aplicado em uma MR de baixa tensão, somado a isso o *MPBC* apresenta uma resposta mais amortecida. A Tabela 13 apresenta um comparativo da resposta dinâmica do *MPBC* versus *PBC* para os cenários analisados, onde observa que seja de forma pontual ou na média os resultados do *MPBC* são melhores quanto ao tempo de acomodação e *overshoot*. Outro ponto de destaque é que as perdas para as condições analisadas foram menores para o *MPBC* em todos os cenários analisados, chegando a uma redução máxima de 8% em uma MR urbana de baixa tensão. Os resultados experimentais do protótipo de MR desenvolvido demonstram que o *MPBC* consegue realizar o compartilhamento preciso de potência em uma MR real nas condições analisadas assim como o *PBC*. No entanto, o *MPBC* tem um custo computacional superior, da ordem de 40% em comparação ao *PBC*.

Tabela 13 – Resposta dinâmica do *MPBC* versus *PBC* para os cenários analisados.

Simulação	<i>PBC</i>	<i>MPBC</i>	Ganho percentual no tempo de acomodação com o <i>MPBC</i> (%)
	Overshoot (%)	Overshoot (%)	
Caso I	10,87	0,93	50,00
Caso II	6,27	0,60	33,33
Caso III	11,40	0,80	64,71
Caso IV	8,33	0,60	0,00
Caso I - REDs FF	15,80	0,80	85,34
Caso II - REDs FF	14,4	1,53	85,71
MR urbana	2,67	0,42	47,62
Média	9,96	0,81	52,32

4 ESTRATÉGIA DE CONTROLE DE MICRORREDES COM MÚLTIPLOS PACS

Em um cenário onde existe mais de um PAC na MR, ou na presença de GMRs, surge a necessidade do desenvolvimento de estratégias para controle do fluxo de potência dos REDs para atender as diferentes demandas de potência, que podem ocorrer nos diferentes PACs presentes na MR. Nesse sentido este capítulo apresenta duas propostas para o controle do fluxo de potência em MRs com múltiplos PACs com o emprego do *PBC*. Destaca-se que as estratégias de controle aqui apresentadas podem ser adaptadas para o emprego do algoritmo do *MPBC*. As estratégias são avaliadas em diferentes condições de operação. A primeira delas consiste em realizar o controle do fluxo de potência em um PAC por vez, enquanto a segunda estratégia realiza o controle de todos os PACs simultaneamente.

4.1 Estratégia de Divisão

Considerando um ciclo de controle atual (l) e o seguinte ($l + 1$), tem-se os seguintes termos de potência ativa (P) e reativa (Q) enviados ao CCMR.

$$P_{PAC_n m}(l), Q_{PAC_n m}(l), P_{PAC_n m}^*(l + 1), Q_{PAC_n m}^*(l + 1).$$

Onde o subscrito ($n = 1, 2, \dots, N$) indica o n -ésimo PAC controlado e (*) indica as referências de potência para o PAC_N na fase $m = 1, 2, 3$. Destaca-se que as medições de potências em todos os PACs da MR são enviadas ao CCMR juntamente com os dados dos REDs que são coletados no início de cada ciclo de controle l . Nessa estratégia, de acordo com as restrições, seja de ordem técnica e/ou econômica, o nível terciário de controle envia as referências de potência ao CCMR, localizado no nível secundário do controle hierárquico. Assim o algoritmo do *PBC* é executado e passa a regular o fluxo de potência do PAC definido pelo nível terciário de controle. Todos os REDs ($j = 1, 2, \dots, J$) participantes do *PBC* passam a contribuir com o controle do fluxo de potência no PAC, definido pelo nível terciário de controle, em sua respectiva fase de conexão. Dessa maneira a estratégia de divisão consiste no controle do fluxo de potência no PAC selecionado, em detrimento dos demais (i.e., o fluxo de potência dos demais PACs presentes no sistema são desconsiderados durante o balanço de potência do *PBC*).

4.2 Estratégia de Unificação

Nessa estratégia, o balanço de potência do *PBC* é realizado tomando como base as potências do primeiro ao n -ésimo PAC da MR. O que permite que todos os PACs,

sejam controlados simultaneamente. Aplicando o balanço de potência na MR, estima-se a potência ativa e reativa consumida por fase no ciclo de controle l , $[P_{Lmt}(l), Q_{Lmt}(l)]$.

$$P_{Lmt}(l) = \sum_{n=1}^N P_{PAC_n m}(l) + P_{Gmt}(l) \quad (4.1)$$

$$Q_{Lmt}(l) = \sum_{n=1}^N Q_{PAC_n m}(l) + Q_{Gmt}(l) \quad (4.2)$$

Uma vez estimada a potência ativa e reativa consumida por fase da MR no ciclo de controle l , o CCMR calcula as referências de potência ativa $[P_{Gmt}^*(l+1)]$ e reativa $[Q_{Gmt}^*(l+1)]$ a serem fornecidas pelos REDs conectados nas respectivas fases do sistema.

$$P_{Gmt}^*(l+1) = P_{Lmt}(l) - \sum_{n=1}^N P_{PAC_n m}^*(l+1) \quad (4.3)$$

$$Q_{Gmt}^*(l+1) = Q_{Lmt}(l) - \sum_{n=1}^N Q_{PAC_n m}^*(l+1) \quad (4.4)$$

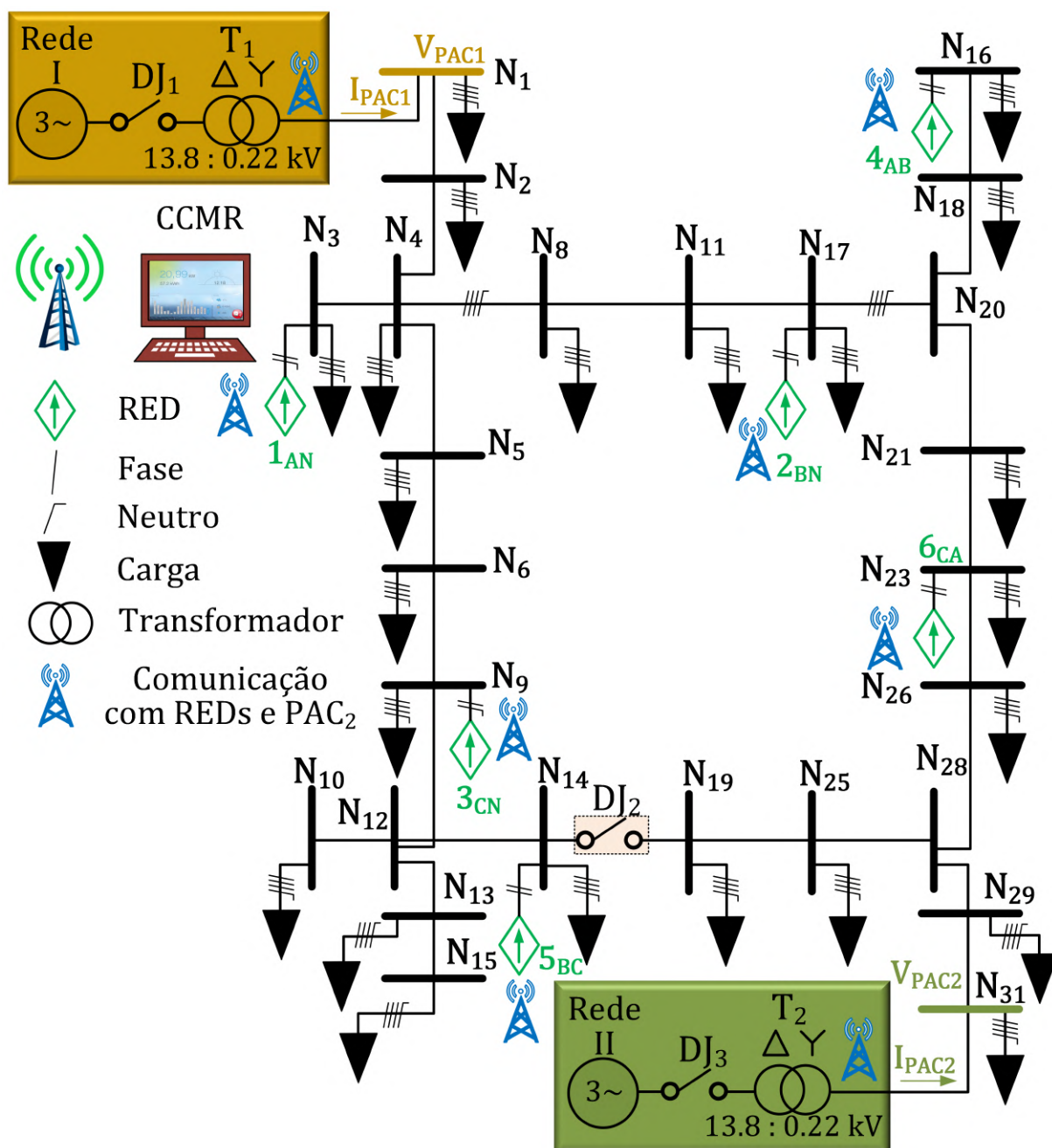
Onde $P_{PAC_n m}^*(l+1)$ e $Q_{PAC_n m}^*(l+1)$ são, respectivamente, as referências de potência ativa e reativa por fase para o n -ésimo PAC determinada pelo nível terciário. Os passos seguintes são os mesmos já descritos para o *PBC* no Capítulo 1. Essa estratégia permite que todos os PACs sejam controlados simultaneamente e a referência a ser seguida pelos REDs, será a soma das referências enviadas para os PACs.

4.3 Resultados simulados e discussões

Para avaliar as duas estratégias de controle aqui propostas, é utilizada a rede de distribuição urbana de baixa tensão em malha apresentada na seção 3.6.4, acrescida de um novo PAC conforme apresentado na Figura 72. Além de haver dois pontos de conexão com a rede elétrica (PAC_1, PAC_2), a MR têm três chaves seccionadoras que permitem que a topologia da rede seja alterada de radial para anel e vice-versa. Os transformadores responsáveis pela conexão da MR com a rede a montante são idênticos de 75 kVA conexão Δ/Y de 13,8 kV no primário e 220 V fase-fase no secundário. Esta flexibilidade aumenta a resiliência e confiabilidade da MR, uma vez que a MR pode operar em ambas as topologias e ser alimentada pelos PAC_1, PAC_2 ou ambos. Os modos de operação mudam em caso de anomalia ou por interesses técnicos e / ou econômicos da própria MR ou do OSD. Para ambas as estratégias, as três chaves seccionadoras estão fechadas, assim a topologia da MR está em anel e o suprimento de potência ocorre através dos dois PACs.

O suprimento de energia da MR é realizado através do ponto N_1 onde " N " representa o nó, por meio de um transformador de 75 kVA conexão Δ/Y de 13,8 kV no primário e 220 V fase-fase no secundário.

Figura 72 – Estrutura da MR urbana de baixa tensão em estudo



Fonte: Autor, 2023.

4.3.1 Resultados - estratégia de divisão

Nesta etapa os dois PACs são submetidos as mesmas referências de potência ativa e reativa, quando são controlados. A simulação inicia-se sem o controle do fluxo de potência nos PACs, depois o CCMR passa a realizar o controle do fluxo de potência no PAC₁, e finalmente, passa a controlar o fluxo no PAC₂. As condições operacionais empregadas durante a simulação são:

- Intervalo #1 (entre 0 e 1 s): O algoritmo está desabilitado e toda a demanda de potência é suprida pelo PAC₁ e PAC₂;
- Intervalo #2 (entre 1 e 2 s): O algoritmo é habilitado com as seguintes referências de potência por fase no PAC₁: $\underline{P}_{PAC_1}^* = 2 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC_1}^* = 0 \text{ kV Ar}$;
- Intervalo #3 (entre 2 e 3 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₁ são definidas: $\underline{P}_{PAC_1}^* = 4 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC_1}^* = 0 \text{ kV Ar}$;
- Intervalo #4 (entre 3 e 4 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₁ são definidas: $\underline{P}_{PAC_1}^* = 7 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC_1}^* = 0 \text{ kV Ar}$;
- Intervalo #5 (entre 4 e 5 s): O algoritmo é habilitado com as seguintes referências de potência por fase no PAC₂: $\underline{P}_{PAC_2}^* = 7 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC_2}^* = 0 \text{ kV Ar}$;
- Intervalo #6 (entre 5 e 6 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₂ são definidas: $\underline{P}_{PAC_2}^* = 4 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC_2}^* = 0 \text{ kV Ar}$;
- Intervalo #7 (entre 6 e 7 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₂ são definidas: $\underline{P}_{PAC_2}^* = 4 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC_2}^* = 0 \text{ kV Ar}$;

A Figura 73 apresenta a potência ativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Pm} . A referência de potência é rastreada, para ambos PACs, como mostra o gráfico 3, onde a potência ativa média do PAC $P_{PACn_{med}}$ controlado segue as referências. No entanto, observa-se que para alcançar as mesmas referências no PAC₂ foi necessário um tempo maior para as referências entrarem em regime permanente, como pode ser observado nos intervalo #5, #6 e #7 respectivamente. Este comportamento ocorre devido as diferentes distâncias elétricas entre os REDs e o PAC que está sendo controlado, além disso o PAC que não está sendo controlado não é contabilizado no balanço de potência o que impacta também na resposta dinâmica da estratégia. A Figura 74 apresenta a potência reativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Qm} , da mesma forma como ocorreu para o controle de potência ativa, as referências foram atingidas em ambos os PACs. As potências ativa e reativa médias dos PACs são calculadas com aplicação das equações a seguir.

$$P_{PACn_{med}}(l) = \frac{\sum_{m=1}^3 P_{PACn_m}(l)}{3} \quad (4.5)$$

$$Q_{PACn_{med}}(l) = \frac{\sum_{m=1}^3 Q_{PACn_m}(l)}{3} \quad (4.6)$$

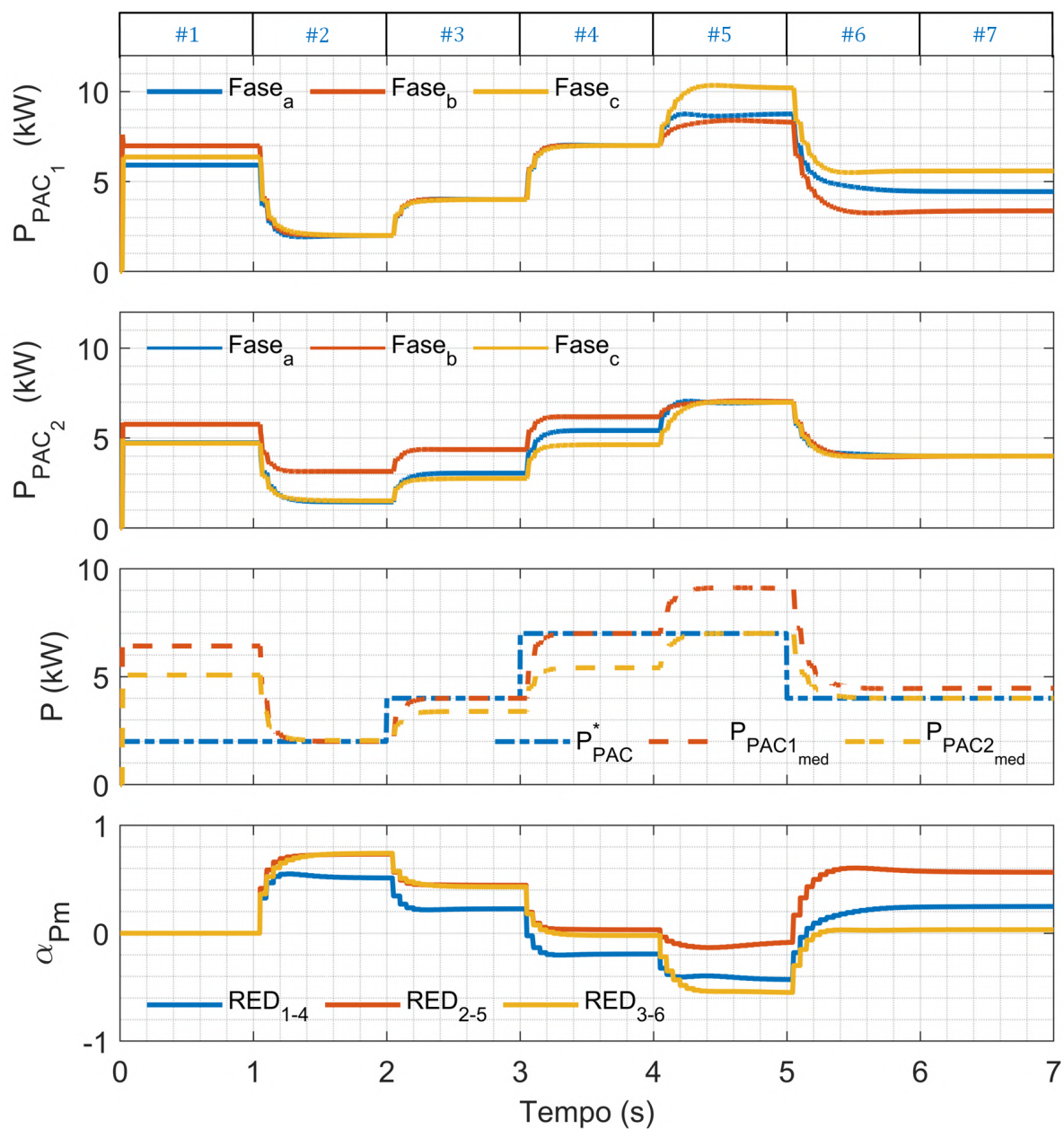
A Figura 75 mostra o perfil de tensão em quatro barras que estão localizadas nos vértices da MR e foram adotadas aqui como barras de referência, para aferir o perfil de tensão no sistema. Como referência de tensão adotamos o valor recomendado no

(PRODIST- módulo 8- QEE)(ANEEL, 2023). Este procedimento define três faixas para a tensão de atendimento aos clientes, e neste trabalho foi adotada a faixa adequada, como mostra a Tabela 14. Observa-se que este limite só foi ultrapassado para fase C da barra N_{12} durante o intervalo #5, onde os 6 REDs passam a absorver potência ativa da rede de modo a garantir que a referência no PAC₂ fosse rastreada. Por fim, a Figura 76 apresenta o perfil de perdas na MR durante simulação. Um ponto de destaque é que para as mesmas referências aplicadas em ambos os PACs, o sistema apresenta uma maior perda para todos os casos de controle do fluxo de potência no PAC₂. No caso específico onde a referência nos dois PACs é de 7 kW, observa-se um aumento de 72 % das perdas na MR quando do controle no PAC₂. Nesse sentido, as perdas passam a ser uma figura de mérito importante para definir em qual PAC será realizado o controle em MRs com múltiplos PACs ou mesmo GMRs.

Tabela 14 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127 V).

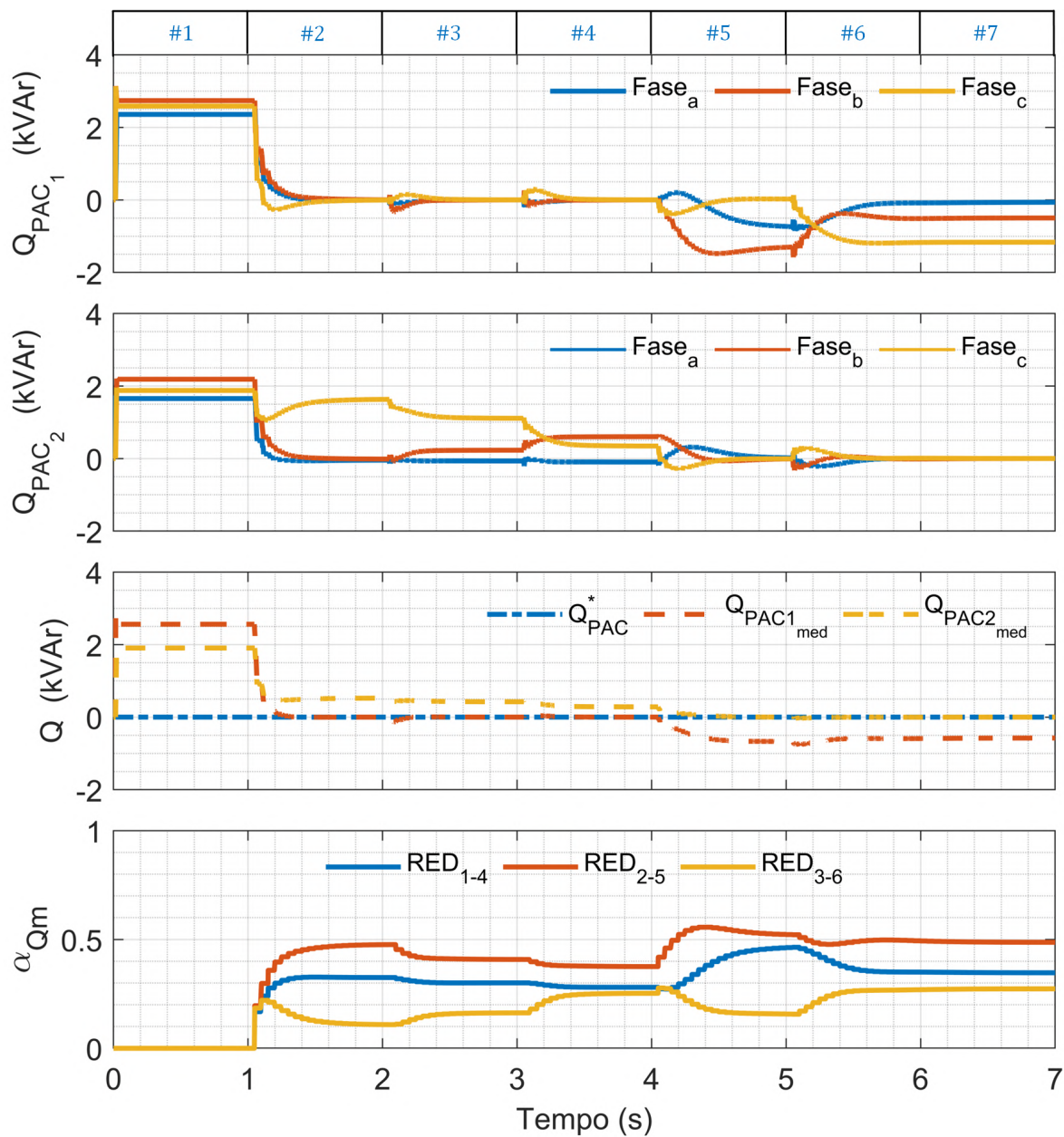
Tensão de Atendimento (TA)	Tensão medida (Tm) em Volts
Adequada	$(202 \leq Tm \leq 231)/(117 \leq Tm \leq 133)$
Precária	$(191 \leq Tm < 202 \text{ ou } 231 < Tm \leq 233)$ $(110 \leq Tm < 117 \text{ ou } 133 < Tm \leq 135)$
Crítica	$(Tm < 191 \text{ ou } Tm > 233)/(Tm < 110 \text{ ou } Tm > 135)$

Figura 73 – Potência ativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Pm} - estratégia de divisão.



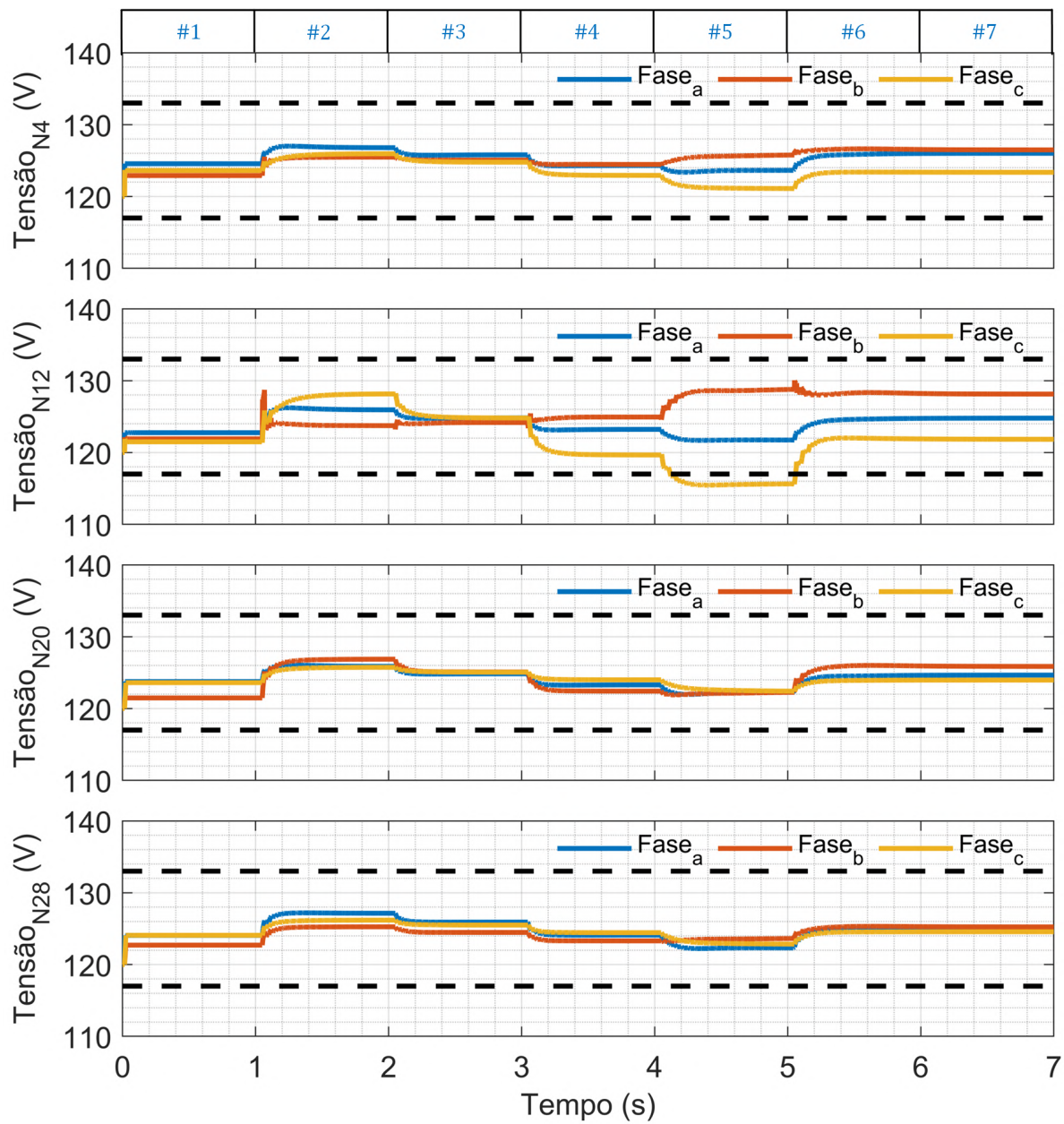
Fonte: Autor, 2023.

Figura 74 – Potência reativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Qm} - estratégia de divisão.



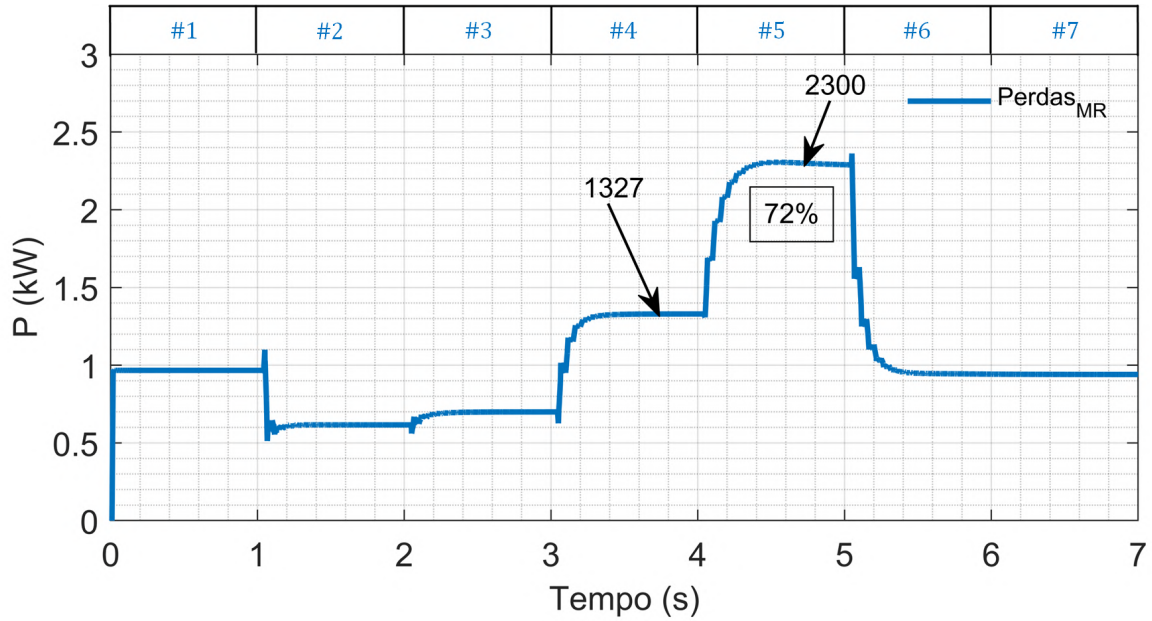
Fonte: Autor, 2023.

Figura 75 – Tensões medidas nas barras de referência - estratégia de divisão.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 76 – Perdas na MR - estratégia de divisão.



Fonte: Autor, 2023.

4.3.2 Resultados - estratégia de unificação

Nesta etapa, os dois PACs são controlados simultaneamente e as mesmas referências de potência ativa e reativa são enviadas ao CCMR. A simulação inicia-se sem o controle do fluxo de potência nos PACs, depois passa a realizar o controle do fluxo de potência nos dois PACs. As condições operacionais empregadas durante a simulação são:

- Intervalo #1 (entre 0 e 1 s): O algoritmo está desabilitado e toda a demanda de potência é suprida pelo PAC₁ e PAC₂;
- Intervalo #2 (entre 1 e 2 s): O algoritmo é habilitado com as seguintes referências de potência por fase no PAC₁ e PAC₂: $\underline{P}_{PAC}^* = 2 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #3 (entre 2 e 3 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₁ e PAC₂ são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 4 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #4 (entre 3 e 4 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₁ e PAC₂ são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 7 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #5 (entre 4 e 5 s): O algoritmo é habilitado com as seguintes referências de potência por fase no PAC₁ e PAC₂: $\underline{P}_{PAC}^* = 7 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;
- Intervalo #6 (entre 5 e 6 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₁ e PAC₂ são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 4 \text{ kW}$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 \text{ kVAr}$;

- Intervalo #7 (entre 6 e 7 s): As referências de potência ativa e reativa por fase no PAC₁ e PAC₂ são definidas: $\underline{P}_{PAC}^* = 4 kW$, $\underline{Q}_{PAC}^* = 0 kVAr$;

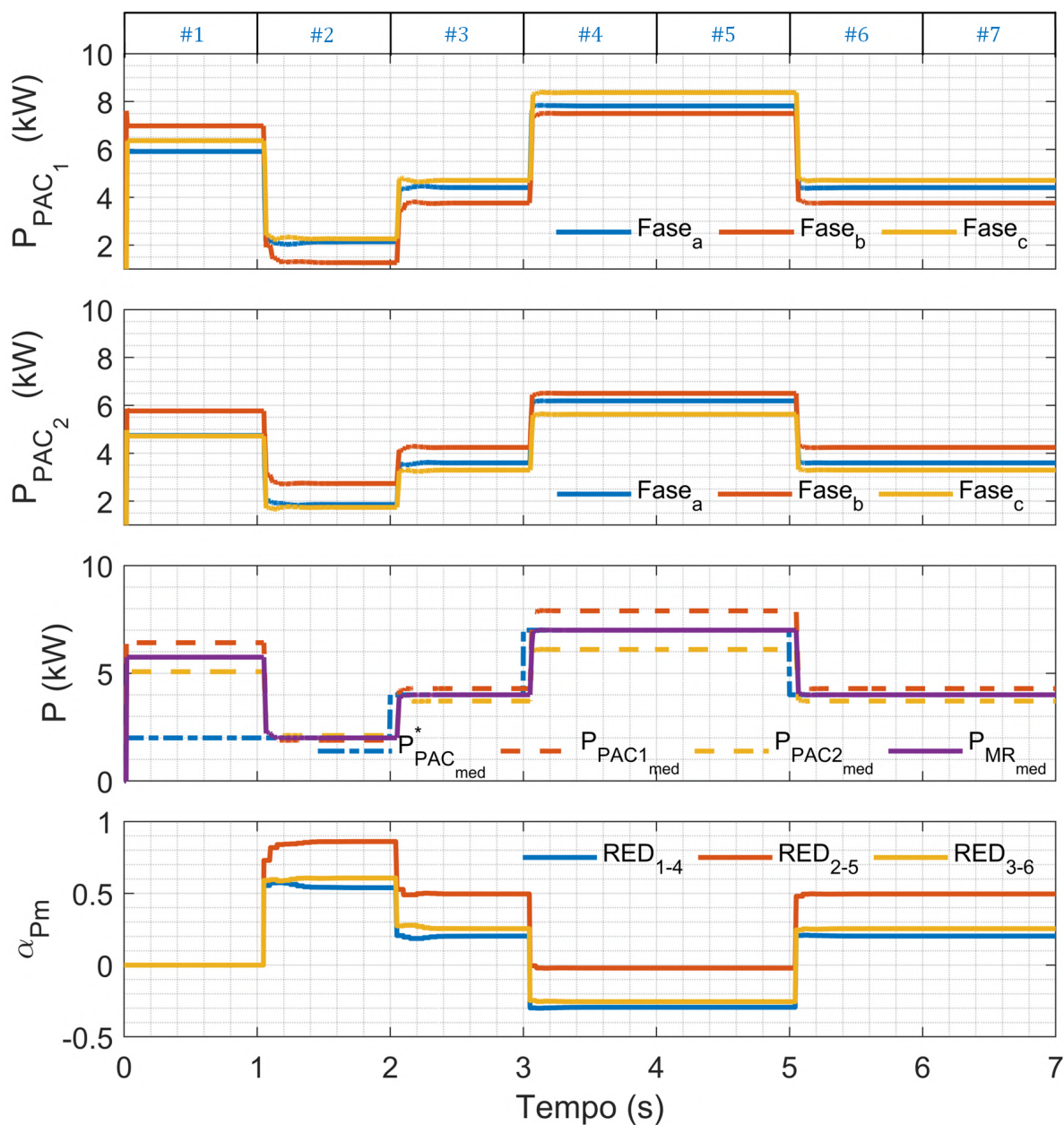
A Figura 77 apresenta a potência ativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{P_m} . Destaca-se que nesta estratégia os PACs operam desequilibrados. No entanto, a média das referências de potência ativa dos PACs ($P_{PAC_{med}}^*$) é alcançada através da potência ativa média da MR ($P_{MR_{med}}$), que é calculada por meio da Equação 4.7. Já a Figura 78 apresenta a potência reativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Q_m} , e assim como ocorreu para o controle de potência ativa, a média das referências de potência reativa dos PACs ($Q_{PAC_{med}}^*$) é alcançada através da potência reativa média da MR ($Q_{MR_{med}}$), sendo calculada por meio da Equação 4.8. Um ponto importante é que a estratégia de unificação necessita de um tempo reduzido em comparação a estratégia de divisão, para alcançar as referências, uma vez que as potências de todos os PACs são consideradas no balanço de potência.

$$P_{MR_{med}}(l) = \frac{\sum_{n=1}^N P_{PAC_{n_{med}}}(l)}{N} \quad (4.7)$$

$$Q_{MR_{med}}(l) = \frac{\sum_{n=1}^N Q_{PAC_{n_{med}}}(l)}{N} \quad (4.8)$$

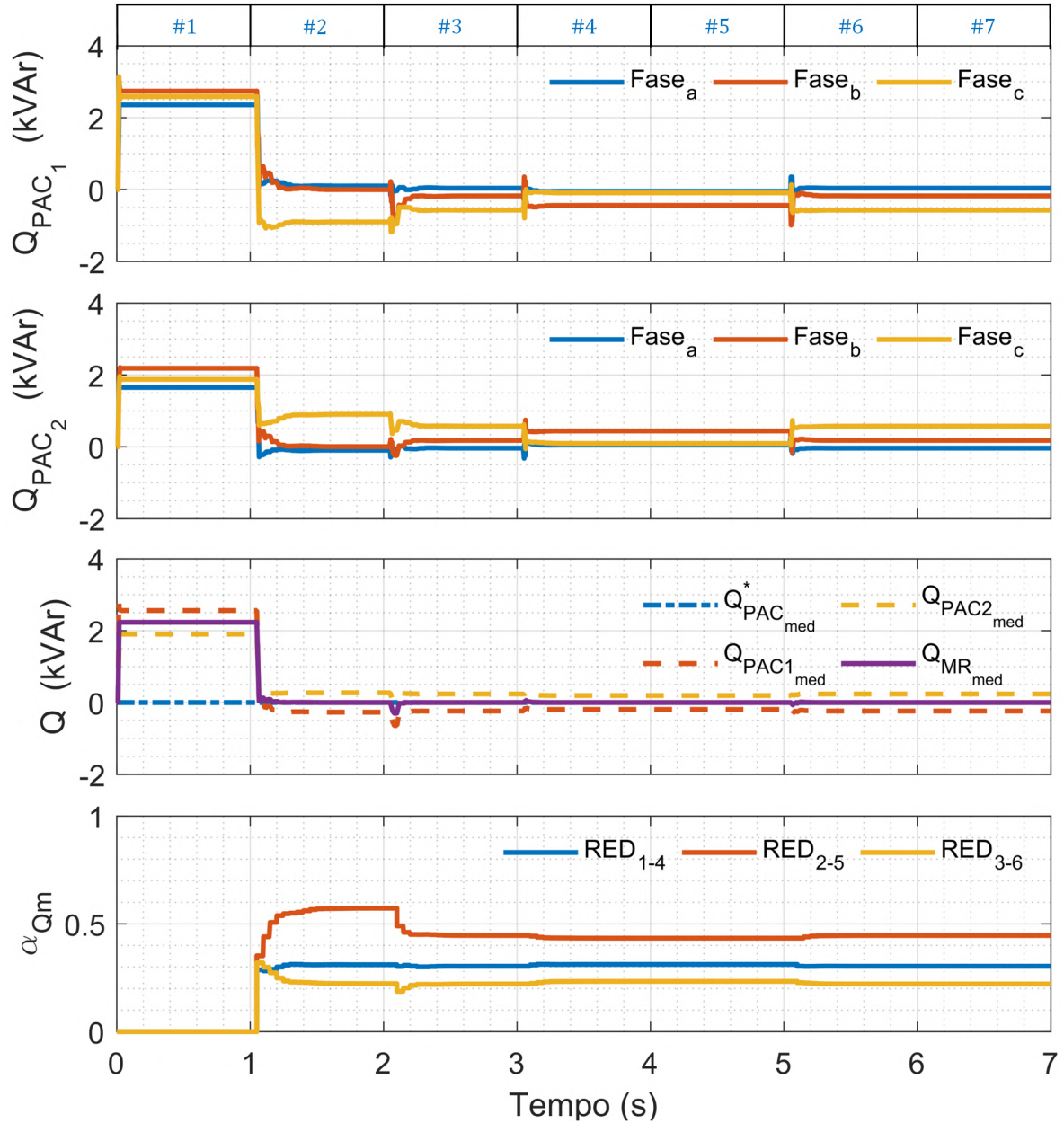
A Figura 79 mostra o perfil de tensão nas quatro barras de referência. Observa-se que para as diferentes condições de operação, os níveis de tensão permaneceram dentro da faixa adequada de fornecimento. Por fim, a Figura 80 apresenta a perdas na MR durante o controle simultâneo dos PACs.

Figura 77 – Potência ativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Pm} - estratégia de unificação.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 78 – Potência reativa nos PACs, referências e respectivos coeficientes escalares α_{Qm} - estratégia de unificação.

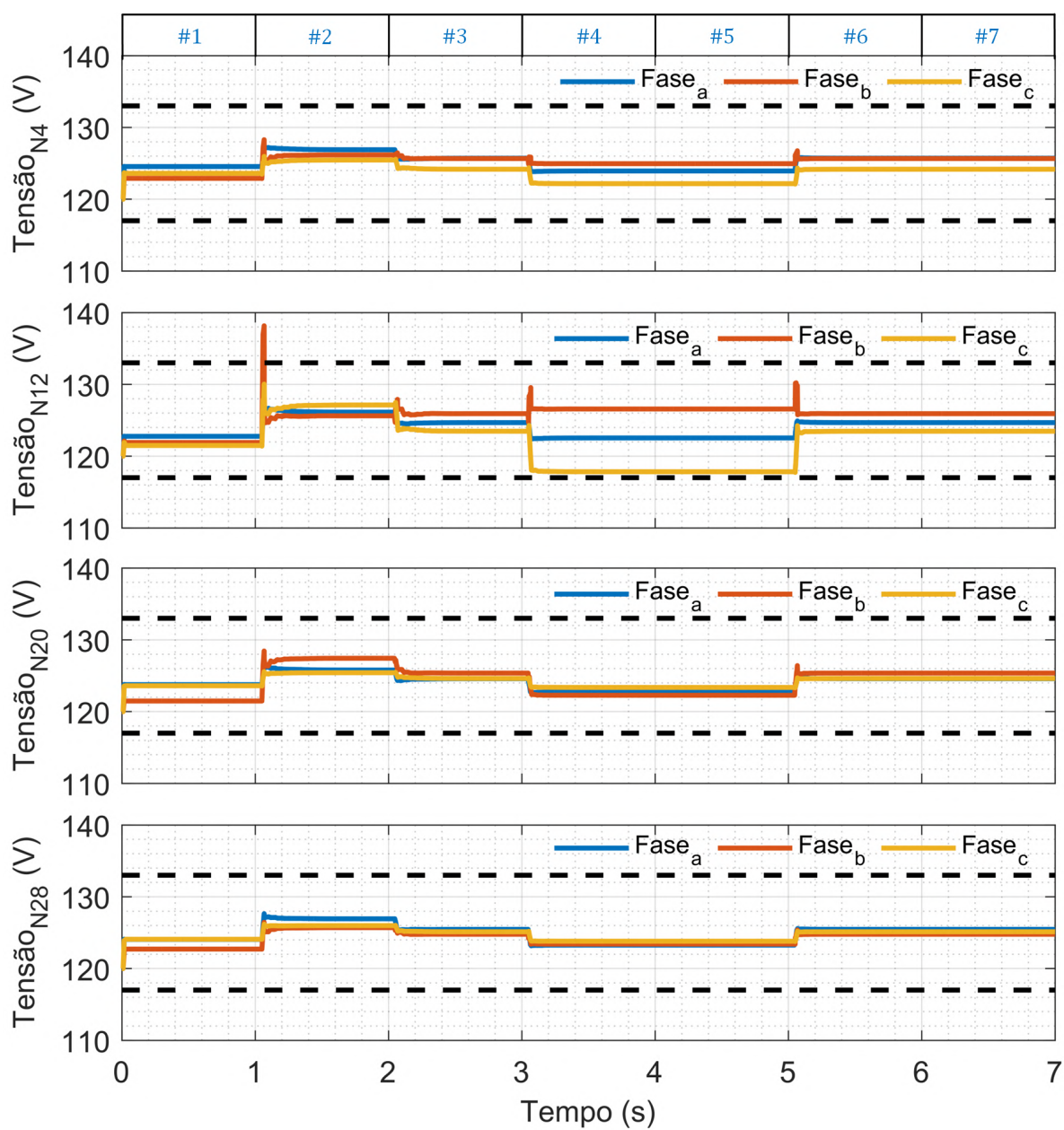


Fonte: Autor, 2023.

4.4 Conclusões do capítulo

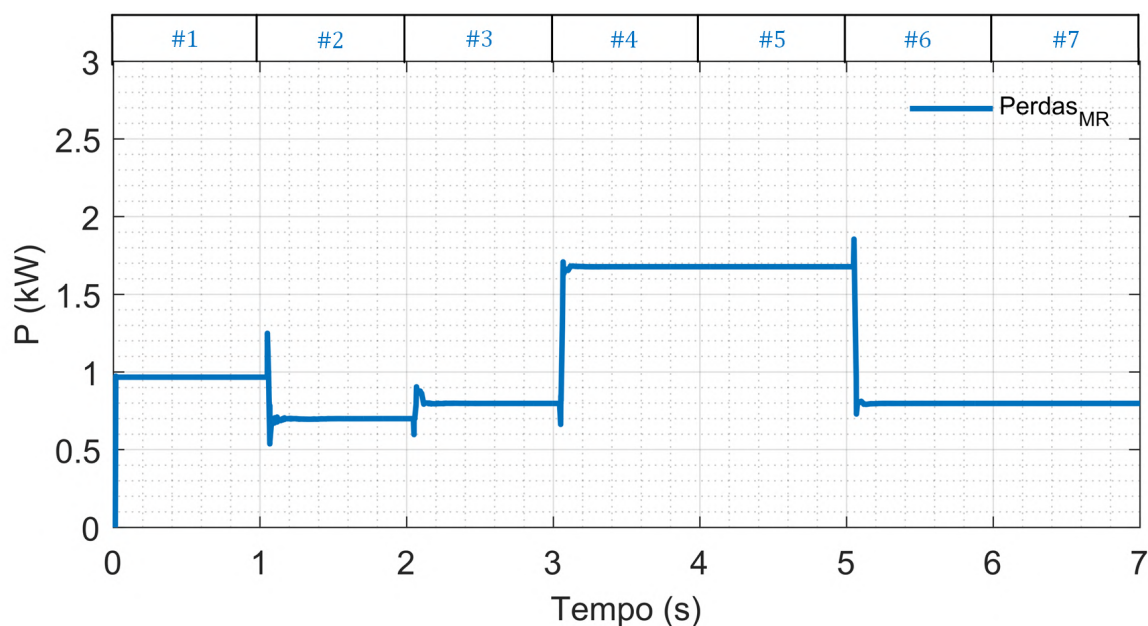
Este capítulo apresentou duas estratégias para o gerenciamento do fluxo de potência em MRs com múltiplos PACs e/ou GMRs com emprego do algoritmo do *PBC*. A estratégia de divisão agrupa os REDs de acordo com critérios técnicos e/ou econômicos para controlar o fluxo de potência em uma PAC de cada vez. Os resultados mostraram que a técnica consegue realizar o controle em ambos os PACs, sendo que de acordo com a localização dos REDs em relação ao PAC que está sendo controlado (i.e., maior distância elétrica),

Figura 79 – Tensões medidas nas barras de referência - estratégia de unificação.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 80 – Perdas na MR - estratégia de unificação.



Fonte: Autor, 2023.

será necessária uma maior contribuição dos REDs e um tempo maior para as referências serem alcançadas. Destaca-se também que a localização das cargas e impedâncias da MR, impactam diretamente no controle do fluxo de potência no PACs. Outro ponto de destaque é que as perdas passam a ser uma figura de mérito importante nessa estratégia, uma vez que para a mesma referência quando controlamos o PAC₂ em detrimento do PAC₁ no caso mais crítico ocorreu um aumento 72 % das perdas. Nesse sentido a escolha do PAC a ser controlado, deve levar em conta as perdas na MR além de outros critérios técnicos e econômicos definido pelo nível terciário de controle. Já a estratégia de controle definida como unificação, trabalha com o controle simultâneo de ambos os PACs da MR, onde a referência a ser alcançada é a média das referências dos dois PACs ($P_{PAC_{med}}^*$, $Q_{PAC_{med}}^*$), que foram rastreadas para as diferentes condições de operação. Respeitando as tensões nas barras de referência além de apresentar um tempo de acomodação das referências muito inferior ao observado na estratégia de divisão. No entanto, com a estratégia da unificação não é possível seguir uma referência específica para cada PAC. Destaca-se que ambas estratégias podem ser aprimoradas com a inserção de impedâncias ativas em série com os PACs. O que pode ser realizado com a utilização de compensadores como o proposto pelo autor em (AMARAL, 2016).

5 ESTRATÉGIA DE CONTROLE PARA O GERENCIAMENTO DE ENERGIA EM MICRORREDES COM DIFERENTES TECNOLOGIAS DE BATERIAS

Este capítulo apresenta a implementação de uma MR desenvolvida na escola de engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais utilizando dispositivos comerciais. A MR é capaz de controlar o fluxo de potência ativa e reativa com a rede elétrica a montante, além de compartilhar proporcionalmente as potências ativa/reativa entre os REDs. Estes são compostos de baterias o que fornece a MR a capacidade de operar nos modos conectado à rede e ilhado. O sistema de armazenamento de energia é composto por três diferentes tecnologias de bateria: chumbo-ácido, íon-lítio e sal fundido, que são controladas de forma coordenada de acordo com suas características intrínsecas. Devido as características intrínsecas dos bancos de baterias um controle de energia média utilizável é proposto para evitar incompatibilidades entre os *SoCs* das baterias durante o processo de descarga. A MR desenvolvida executa os seguintes serviços ancilares: *self-consumption*, *energy time shift*, *peak-shaving* e suporte de reativo à rede a montante. O algoritmo de controle secundário *MPBC* proposto e os modos de operação da MR foram validados por meio de resultados experimentais em escala real com a utilização de dispositivos comerciais. A bateria de íon-lítio apresentou o melhor desempenho em termos de eficiência de *round-trip*, 93% sobre 85% (chumbo-ácido) e 81% (sal fundido). Os resultados demonstraram a capacidade da MR em fornecer serviços ancilares no modo conectado à rede e explorar proporcionalmente as diferentes tecnologias de baterias. Além disso, são analisados os desafios de implementação prática.

5.1 Protótipo experimental

Este protótipo de MR foi desenvolvido no âmbito do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor de Energia Elétrica, regulamentado pela ANEEL sob o título “Arranjos técnicos e comerciais para a inserção de sistemas de armazenamento de energia no setor elétrico brasileiro”, projeto ID ANEEL PD-00553-0046 / 2016, onde a Petrobras é proponente.

5.1.1 Estrutura da microrrede

A Figura 81 apresenta o diagrama da MR trifásica a quatro fios com controle hierárquico centralizado que foi implementada no laboratório Tesla da UFMG. A MR é formada por um conversor central (fonte programável de quatro quadrantes Regatron TC.ACS de 30 kVA); disjuntores DJ_1 e DJ_2 responsáveis pela comutação dos modos de

operação da MR, ou seja, conectado à rede (DJ_1 fechado e DJ_2 aberto) e ilhado (DJ_1 aberto e DJ_2 fechado); Disjuntores DJ_3 e DJ_4 para desligar as cargas não críticas quando a MR opera no modo ilhado; Uma usina solar fotovoltaica (USF) de $37 kW_P$; uma carga programável (carga CA regenerativa de quatro quadrantes NHR-9430 de 12 kVA); um barramento CA para conexão de cargas críticas; o CCMR que é implementado em um *Raspberry PI B3+*; *Power Node*, que é o equipamento responsável pela medição das três tensões e três correntes no PAC (as medições das tensões são realizadas em relação ao neutro); e três REDs da SMA (modelo *sunny island 6.0 H*) de $6 kW$, e seus respectivos bancos de baterias de tecnologias distintas que foram especificados com a mesma potência de $5 kW$ e energia útil de $15 kWh$ e apresentam as seguintes características:

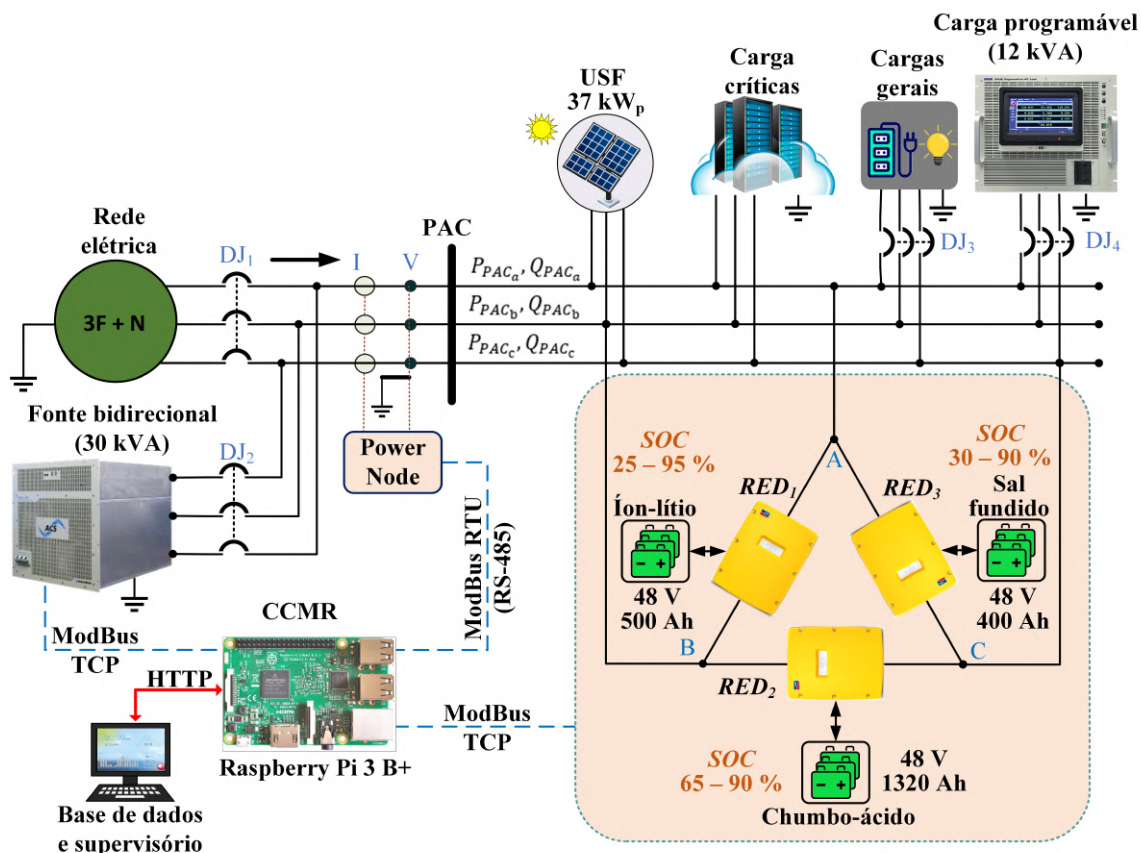
- $RED_1 \rightarrow$ Bateria de íon-lítio ($48 V - 500 Ah$), formada por 5 baterias de $48 V$ capacidade de $100 Ah$ modelo *UPLFP48* da fabricante *Unipower* conectadas em paralelo;
- $RED_2 \rightarrow$ Bateria de chumbo-ácido ($48 V - 1320 Ah$), formada por 24 baterias de $12 V$ modelo *12MS234* da fabricante Moura disposta em um arranjo de 4 *strings* com 6 baterias em série cada, conectadas em paralelo;
- $RED_3 \rightarrow$ Bateria de sal fundido ($48 V - 400 Ah$), formada por 2 baterias de $48 V$ capacidade de $200 Ah$ modelo *48TL200* da fabricante *FZ SoNick SA* conectadas em paralelo.

Vale ressaltar que os REDs estão conectados formando uma configuração delta (Δ) devido ao seu nível de tensão nominal. Por outro lado, o conjunto *Power Node* e o CCMR se conecta ao PAC com um equivalente em estrela (Y), em que a referência de tensão é o condutor neutro. O *Power Node* realiza as medições de tensões e correntes da rede e calcula as potências ativa e reativa, transferindo-as para o CCMR, via rede dedicada através RS-485 com o protocolo *ModBus RTU*. O *Power Node* também realiza a conexão e desconexão de cargas não críticas DJ_3 e DJ_4 (todos os disjuntores apresentados são conectados em série com contatores, o que permite a interoperabilidade no sistema) durante a operação da MR. A troca de informações entre o CCMR e os REDs é baseada no protocolo *ModBus TCP*. Por fim, a Figura 82 mostra uma foto da instalação da MR na escola de engenharia da UFMG.

5.1.2 Sistema de proteção da microrrede

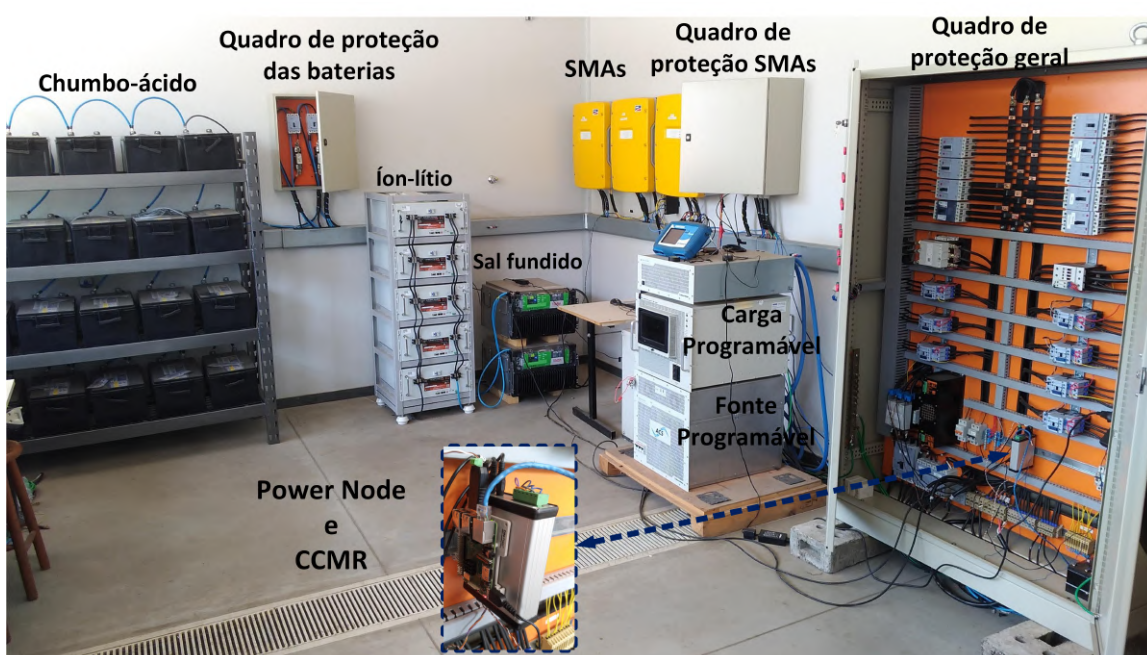
Ao utilizar dispositivos comerciais em conformidade com os códigos de rede atuais, a MR desenvolvida já herda várias proteções definidas em normas e incorporadas a esses dispositivos. Os REDs SMA *Sunny Island 6.0H*, por exemplo, têm as seguintes proteções: curto-circuito CA / sobrecarga CA; proteção contra inversão de polaridade nas entrada CC

Figura 81 – Diagrama em blocos da microrrede implementada.



Fonte: Autor, 2023.

Figura 82 – Instalação atual da MR desenvolvida na UFMG.



Fonte: Autor, 2023.

/ fusível nas entrada CC; superaquecimento / descarga profunda da bateria; e categoria de sobretensão conforme IEC 60664. O inversor PHB modelo PHB12KN-DT utilizado na USF possui as seguintes proteções: Proteção contra inversão de polaridade CC; Proteção contra surtos CC/CA; monitoramento de resistência de isolamento; Proteção contra curto-circuito CA; monitoramento de falha de aterramento; proteção anti-ilhamento. Destaca-se que a bateria de íon-lítio e a de sal fundido são equipadas com *BMS* que fornece proteção específica para a bateria. Além das proteções nativas dos dispositivos comerciais, Três quadros de proteção (i.e., baterias, SMA, e geral) conforme apresentado na Figura 82 são utilizados. O que aumenta a proteção dos elementos da MR, permite maior flexibilidade e segurança durante manutenções no sistema.

5.1.3 Estrutura de controle

A estrutura de controle adotada para coordenar a operação local dos REDs, e fornecer serviços ancilares específicos para a MR é baseada na estrutura de controle hierárquica detalhada na seção 2.4. O controle hierárquico utiliza um *link* de comunicação para trocar dados entre o CCMR e os REDs distribuídos. As informações enviadas dos REDs para o CCMR compreendem basicamente a potência atual de saída, bem como as capacidades nominais. O caminho reverso da comunicação são os coeficientes escalares, utilizados para definir as referências de potência no controlador local dos REDs.

A arquitetura hierárquica é baseada no conhecido conceito de camadas (GUERRERO et al., 2010), onde a camada primária é responsável pela operação local de cada RED. Oferece serviços básicos (por exemplo, controle de corrente/tensão, sincronização com a rede) e funções específicas (por exemplo, anti-ilhamento, suporte de reativo e etc.). A camada primária é de responsabilidade do fabricante dos REDs e as funções básicas não dependem de comunicação, enquanto as funções específicas podem ser definidas através de canais de comunicação (CARPINTERO-RENTERÍA; SANTOS-MARTÍN; GUERRERO, 2019; ELMOUATAMID et al., 2020). A usina USF tem uma função passiva na MR, (i.e., não é uma fonte de energia despachável). Já a camada secundária consiste no algoritmo do *MPBC* proposto em (REIS et al., 2021), que define os coeficientes escalares e, portanto, as referências de potência ativa e reativa dos REDs para os diferentes modos de operação. A camada secundária pode atingir vários objetivos, como compartilhamento proporcional de potência entre o REDs, controle de fluxo de potência no PAC da MR, regulação de tensão e compensação de desbalanço de corrente) (BRANDAO et al., 2016). Por fim, a camada terciária realiza a interoperabilidade entre o CCMR e o OSD. Essa interoperabilidade define o fluxo de potência médio e de longo prazo, bem como a programação de serviços ancilares a serem executados, com base nos próprios limites e interesses da MR, os requisitos da rede a montante e a interoperabilidade entre o CCMR e o OSD.

5.1.4 Infraestrutura de comunicação

A Figura 81 mostra a infraestrutura de comunicação da MR. Os REDs possuem uma interface de comunicação local, conforme recomendado pela IEEE Std. 1547–2018 (IEEE, 2018b). O protocolo de comunicação utilizado entre os REDs e o CCMR é baseado em *ModBus TCP*, conforme IEEE 2030.9–2019 (IEEE, 2019). O protocolo *ModBus* abre caminho para a interconexão de REDs de diferentes fabricantes em uma única MR. O protocolo *SunSpec ModBus* (SPECIFICATION, 2018) surgiu da aliança comercial de mais de 120 empresas da indústria de geração distribuída de energia que buscam a integração “*plug and play*” para o setor. A comunicação entre o *Power Node* e o CCMR ocorre via *ModBus RTU* (RS-485) a uma taxa de transmissão de 115200 bits/s.

A ferramenta de programação *Node-RED* foi usada para desenvolver o algoritmo do CCMR. Para garantir a estabilidade do controle centralizado empregado, o algoritmo de controle deve ser processado em uma frequência menor que a do tráfego de dados através da rede de comunicação. No entanto, como os REDs SMA possuem uma alta latência na atualização de sua potência de saída, após receber as referências de potência através da porta *ModBus TCP* (em média 45 s) o ciclo de controle l do *MPBC* foi definido em 60 segundos. Por fim, a comunicação entre o banco de dados/supervisório e o CCMR é realizada a cada um minuto via protocolo *HTTP*, conforme Figura 81. Isso garante a interoperabilidade do MR com agentes externos, OMR e/ou OSD.

5.1.5 Supervisório e base de dados

Os dados gerados durante a operação do MR são tratados por um sistema supervisório e de aquisição de dados, a fim de avaliar o comportamento da MR em seus diferentes modos de operação. O *Raspberry PI*, obtém através do canal *Modbus TCP* as potências, *SoCs*, entre outras informações, dos sensores da MR, e então transfere esses dados para um servidor privado. Tais dados são enviados via protocolo *HTTP*, sendo processados e armazenados paralelamente neste servidor, conforme apresentado na Figura 81. Os dados são disponibilizados via autenticação dos usuários para visualização do comportamento do MR, por meio de relatórios e gráficos gerados em tempo real. O banco de dados é usado para avaliar a operação do MR e gerenciar o despacho de energia de médio e longo prazo. Um serviço gratuito de armazenamento de dados fornecido pelo Google (i.e., *Firebase*) é usado para armazenar os dados processados durante a operação da MR.

5.2 Operação e controle da microrrede Tesla

Esta seção descreve o controle coordenado hierárquico centralizado aplicado na MR Tesla, que é responsável por regular o fluxo de potência ativa/reativa no PAC e pelo compartilhamento proporcional de potência entre os REDs de acordo com a sua conexão. Devido as características intrínsecas da MR desenvolvida (i.e., a conexão de três REDs em configuração delta e a medição de grandezas elétricas no CCMR em conexão estrela) foi necessária a realização de modificações no controle, dessa forma o algoritmo do *MPBC* apresentado no Capítulo 3 foi utilizado no controle da MR.

5.2.1 Algoritmo *MPBC* sob condição de tensões equilibradas

Nessa etapa, destaca-se que a MR Tesla comporta-se como o caso específico abordado no Capítulo 3. Onde os resultados de simulação mostraram que na presença apenas de REDs fase-fase na MR e a combinação com componentes homopolares de corrente no PAC o *MPBC* apresenta uma resposta superior ao *PBC* quanto ao rastreamento das referências de potências. Para implementação do algoritmo *MPBC* na MR Tesla, foi utilizado o caso específico onde as tensões são equilibradas, senoidais e simétricas com emprego das matrizes de conversão A e B apresentadas na Equação 3.18.

5.2.1.1 Envio de dados dos REDs para o CCMR

O *MPBC* opera com base nos parâmetros dos REDs, que são coletados pelo CCMR no início de cada ciclo de controle l . Os parâmetros de cada RED_{mn} (onde $mn = ab, bc, ca$ representam as fases da MR), compreendem: a potência ativa e reativa de saída $[P_{REDj_{mn}}(l), Q_{REDj_{mn}}(l)]$; a capacidade máxima para fornecer potência ativa no instante atual de controle $[P_{REDj_{mn}}^{max}(l)]$; a capacidade máxima para absorver potência ativa da rede $[P_{REDj_{mn}}^{min}(l)]$ sendo um valor negativo; capacidade máxima de potência reativa disponível $[Q_{REDj_{mn}}^{max}(l)]$ obtida através da Equação 5.1, onde $A_{REDj_{mn}}(l)$ é o potência aparente nominal do RED; e a energia real utilizável do banco de bateria $[E_{REDj_{mn}}(l)]$.

$$Q_{REDj_{mn}}^{max}(l) = \sqrt{A_{REDj_{mn}}(l)^2 - P_{REDj_{mn}}(l)^2} \quad (5.1)$$

5.2.1.2 Processamento do *MPBC* no CCMR e transmissão dos coeficientes escalares para os REDs

Uma vez que o CCMR tenha recebido todos os pacotes de dados dos REDs, a primeira etapa consiste no cálculo das quantidades totais de potência e energia entre fases, através de:

$$\begin{aligned} & \left[P_{REDt_{mn}}, Q_{REDt_{mn}}, P_{REDt_{mn}}^{max}, Q_{REDt_{mn}}^{max}, E_{REDt_{mn}} \right] = \\ & \sum_{j=1}^J \left[P_{REDj_{mn}}, Q_{REDj_{mn}}, P_{REDj_{mn}}^{max}, Q_{REDj_{mn}}^{max}, E_{REDj_{mn}} \right] \end{aligned} \quad (5.2)$$

A segunda etapa converte os termos de potência por fase medidos no PAC em conexão estrela (P_{PAC_a}, P_{PAC_b} e P_{PAC_c}) em termos de potência fase-fase ($P_{PAC_{ab}}, P_{PAC_{bc}}$ e $P_{PAC_{ca}}$), por meio aplicação da Equação 3.18 tem-se:

$$\begin{bmatrix} P_{PAC_{ab}} \\ P_{PAC_{bc}} \\ P_{PAC_{ca}} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 \\ -1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix}}_A \cdot \begin{bmatrix} P_{PAC_a} \\ P_{PAC_b} \\ P_{PAC_c} \end{bmatrix} \quad (5.3)$$

A conversão das quantidades de potência reativa seguem o mesmo princípio da Equação 5.3:

$$\begin{bmatrix} Q_{PAC_{ab}} \\ Q_{PAC_{bc}} \\ Q_{PAC_{ca}} \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 1 & -1 \\ -1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix}}_A \cdot \begin{bmatrix} Q_{PAC_a} \\ Q_{PAC_b} \\ Q_{PAC_c} \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

onde P_{PAC_m} e Q_{PAC_m} são as potências ativa e reativa, medidas por fase (m) no lado da rede no PAC, conforme Figura 81. Como as tensões são senoidais e equilibradas, as matrizes A e B ficam iguais.

A terceira etapa consiste em realizar o balanço de potência para estimação da potência ativa e reativa, consumida entre fases da MR no ciclo de controle l , $[P_{Lt_{mn}}(l), Q_{Lt_{mn}}(l)]$ conforme:

$$P_{Lt_{ab}}(l) = P_{PAC_a}(l) + P_{PAC_b}(l) - P_{PAC_c}(l) + P_{REDt_{ab}}(l) \quad (5.5)$$

$$P_{Lt_{bc}}(l) = -P_{PAC_a}(l) + P_{PAC_b}(l) + P_{PAC_c}(l) + P_{REDt_{bc}}(l) \quad (5.6)$$

$$P_{Lt_{ca}}(l) = P_{PAC_a}(l) - P_{PAC_b}(l) + P_{PAC_c}(l) + P_{REDt_{ca}}(l) \quad (5.7)$$

$$Q_{Lt_{ab}}(l) = Q_{PAC_a}(l) + Q_{PAC_b}(l) - Q_{PAC_c}(l) + Q_{REDt_{ab}}(l) \quad (5.8)$$

$$Q_{Lt_{bc}}(l) = -Q_{PAC_a}(l) + Q_{PAC_b}(l) + Q_{PAC_c}(l) + Q_{REDt_{bc}}(l) \quad (5.9)$$

$$Q_{Lt_{ca}}(l) = Q_{PAC_a}(l) - Q_{PAC_b}(l) + Q_{PAC_c}(l) + Q_{REDt_{ca}}(k) \quad (5.10)$$

Na quarta etapa, o CCMR calcula as referências de potência ativa e reativa $[P_{REDt_{mn}}^*(l+1), Q_{REDt_{mn}}^*(l+1)]$ para serem fornecidas pelos REDs conectados entre fases da MR no próximo ciclo de controle $(l+1)$:

$$P_{REDt_{ab}}^*(l+1) = P_{Lt_{ab}}(l) - P_{PAC_a}^*(l+1) - P_{PAC_b}^*(l+1) + P_{PAC_c}^*(l+1) \quad (5.11)$$

$$P_{REDt_{bc}}^*(l+1) = P_{Lt_{bc}}(l) + P_{PAC_a}^*(l+1) - P_{PAC_b}^*(l+1) - P_{PAC_c}^*(l+1) \quad (5.12)$$

$$P_{REDt_{ca}}^*(l+1) = P_{Lt_{ca}}(l) - P_{PAC_a}^*(l+1) + P_{PAC_b}^*(l+1) - P_{PAC_c}^*(l+1) \quad (5.13)$$

$$Q_{REDt_{ab}}^*(l+1) = Q_{Lt_{ab}}(l) - Q_{PAC_a}^*(l+1) - Q_{PAC_b}^*(l+1) + Q_{PAC_c}^*(l+1) \quad (5.14)$$

$$Q_{REDt_{bc}}^*(l+1) = Q_{Lt_{bc}}(l) + Q_{PAC_a}^*(l+1) - Q_{PAC_b}^*(l+1) - Q_{PAC_c}^*(l+1) \quad (5.15)$$

$$Q_{REDt_{ca}}^*(l+1) = Q_{Lt_{ca}}(l) - Q_{PAC_a}^*(l+1) + Q_{PAC_b}^*(l+1) - Q_{PAC_c}^*(l+1) \quad (5.16)$$

onde $P_{PAC_m}^*(l+1)$ e $Q_{PAC_m}^*(l+1)$ são, respectivamente, as referências de potência ativa e reativa por fase no PAC da MR.

Finalmente, na quinta etapa, o CCMR calcula os coeficientes escalares ($\alpha_{P_{mn}}$ e $\alpha_{Q_{mn}}$) para o REDs conectado entre as fases "mn", todos variando no intervalo $[-1, 1]$. Os coeficientes escalares são calculados conforme apresentado na Tabela 15, levando em consideração os valores de P_{REDt}^* e Q_{REDt}^* em comparação as capacidades máximas dos REDs. O sinal de $\alpha_{P_{mn}}$ indica uma operação de fornecimento (se positivo) ou armazenamento (se negativo) de potência ativa, enquanto o sinal de $\alpha_{Q_{mn}}$ indica a injeção de potência reativa capacitiva (se negativa) ou absorção de potência reativa indutiva (se positiva). Os coeficientes são transmitidos a todos os REDs, presentes na MR.

Tabela 15 – Cálculo dos coeficientes escalares no CCMR.

Condição de potência	Coeficientes
$P_{REDt_{mn}}^* (l+1) < P_{REDt_{mn}}^{min} (l)$	$\alpha_{P_{mn}} = -1$
$P_{REDt_{mn}}^{min} (l) \leq P_{REDt_{mn}}^* (l+1) \leq P_{REDt_{mn}}^{max} (l)$	$\alpha_{P_{mn}} = \frac{P_{REDt_{mn}}^* (l+1)}{P_{REDt_{mn}}^{max} (l)}$
$P_{REDt_{mn}}^* > P_{REDt_{mn}}^{max} (k)$	$\alpha_{P_{mn}} = 1$
$Q_{REDt_{mn}}^* (l+1) \leq Q_{REDt_{mn}}^{max} (l)$	$\alpha_{Q_{mn}} = \frac{Q_{REDt_{mn}}^* (l+1)}{Q_{REDt_{mn}}^{max} (l)}$

Fonte: Autor, 2023.

Tabela 16 – Referências de potências implementadas no controle local dos REDs.

Coeficiente escalar	Referência de potência nos REDs
$\alpha_{P_{mn}} = -1$	$P_{REDj_{mn}}^* = P_{REDj_{mn}}^{min}$
$-1 < \alpha_{P_{mn}} \leq 0$	$P_{REDj_{mn}}^* = \alpha_{P_{mn}} \cdot P_{REDj_{mn}}^{min}$
$0 < \alpha_{P_{mn}} < 1$	$P_{REDj_{mn}}^* = \alpha_{P_{mn}} \cdot P_{REDj_{mn}}^{max}$
$\alpha_{P_{mn}} = 1$	$P_{REDj_{mn}}^* = P_{REDj_{mn}}^{max}$
$-1 \leq \alpha_{Q_{mn}} \leq 1$	$Q_{REDj_{mn}}^* = \alpha_{Q_{mn}} \cdot Q_{REDj_{mn}}^{max}$

Fonte: Autor, 2023.

5.2.1.3 Geração de referência local de potência nos REDs

Nessa etapa, após receberem os coeficientes escalares enviados pelos CCMR, os REDs calculam suas referências individuais de potência ativa e reativa de acordo com a Tabela 16.

5.2.2 Exploração completa de diferentes bancos de baterias

Devido às três diferentes tecnologias de baterias, empregadas na MR tesla, que possuem características intrínsecas e distintas (i.e., vida útil, eficiência, *SoCs* e etc.), o compartilhamento de potência entre os REDs, não pode ser apenas proporcional, deve levar em conta as peculiaridades de cada sistema de armazenamento. Dessa forma, buscando garantir um equilíbrio na equalização dos *SoCs*, é necessário manter a equalização da energia utilizável (i.e., a energia em kwh armazenada) entre todos os bancos de baterias dispersos na MR, a fim de atingir seus limites operacionais de *SoCs* mínimos aproximadamente no mesmo instante de tempo. Buscando garantir este equilíbrio, os coeficientes escalares $\alpha_{P_{mn}}$ são ponderados em termos da energia média utilizável da MR, de forma a garantir o máximo aproveitamento dos bancos de baterias. O CCMR coleta a energia utilizável de cada banco no início de cada ciclo de controle, e então calcula a energia média utilizável dos REDs, como apresentado na Equação 5.17.

$$E_{med}(l) = \frac{E_{REDt_{ab}}(l) + E_{REDt_{bc}}(l) + E_{REDt_{ca}}(l)}{J(l)} \quad (5.17)$$

Com base na E_{med} e na energia utilizável disponível em cada RED, os coeficientes escalares $\alpha_{P_{mn}}$ são calculados de acordo a Equação 5.18, e transmitidos para cada J -ésimo RED da MR. Esta estratégia permite que o RED, com maior energia utilizável realize a maior contribuição para o balanço de potência do sistema.

$$\alpha_{P_{mn}} = \frac{P_{REDt_{mn}}^*(l+1)}{P_{REDt_{mn}}^{max}(l)} \cdot \frac{E_{REDt_{mn}}(l)}{E_{med}(l)} \quad (5.18)$$

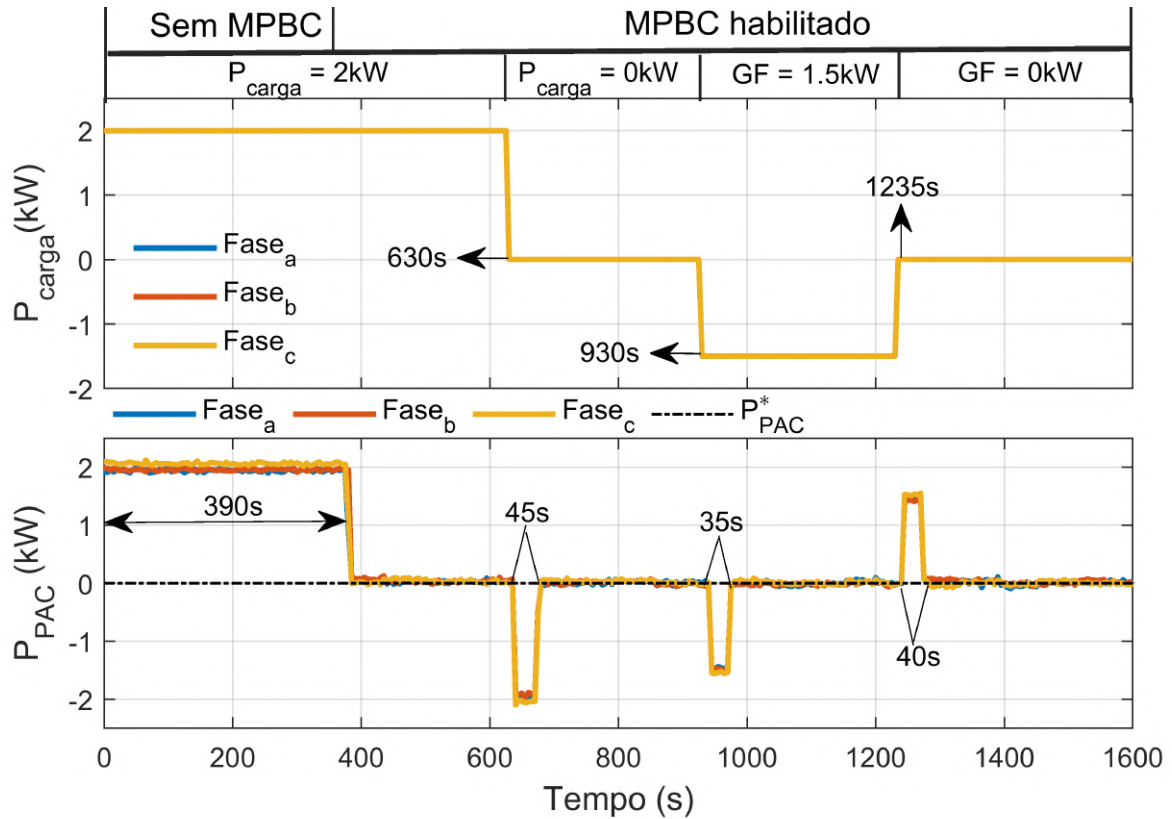
5.3 Resultados Experimentais

A MR Tesla pode assumir diferentes modos de operação de acordo com seus objetivos. Sejam eles econômicos (*self-consumption*, *energy time shift*), restrições técnicas do sistema elétrico (*peak-shaving*), operação confiável (modo ilhado) e aprimoramento da QEE da rede a montante (grid operational support). A operação da MR será validada nos modos *SC*, *ETS*, *GOS* e *OIM* descritos na seção 2.4.4. Os valores máximos e mínimos de *SoC* de cada banco de bateria foram definidos com base em suas características tecnológicas inerentes, como ciclo de vida versus profundidade de descarga. Portanto, os limites *SoC* para os três bancos de baterias são os seguintes: íon-lítio 25–95%, chumbo-ácido 65–90% e sal fundido 30–95%. Com base nas capacidades de cada bateria descritos na seção 5.1.1, seus valores de capacidade liberados correspondentes são 350 Ah, 330 Ah e 260 Ah, respectivamente. Por fim, o fluxo de potência nos resultados segue os critérios de notação, definidos na Figura 81.

5.3.1 Self-consumption

O serviço de *SC* da MR busca reduzir o fluxo de potência no PAC a zero, mesmo sob variações de carga e geração fotovoltaica (GF). A Figura 83 que apresenta o perfil de potência ativa da carga nas três fases do PAC da MR e a Figura 84 apresenta os coeficientes escalares $\alpha_{P_{mn}}$ e as respectivas potências ativas processadas nos REDs. O experimento é iniciado com o algoritmo de controle desabilitado, referência de potência no PAC igual a zero e a MR importando 2kW por fase do PAC para suprir a demanda das cargas, e no instante $t = 360$ s o *MPBC* é habilitado, os REDs passam a suprir a demanda da carga, o que leva a potência ativa no PAC a zero (i.e., virtualmente desconectado da rede e minimizando qualquer impacto na rede a montante). No instante $t = 630$ s, a carga da MR é desconectada e após 45 s o fluxo de potência no PAC volta a zero. Em $t = 930$ s, a GF começa a injetar 1,5 kW por fase da MR, levando a potência da carga a assumir um

Figura 83 – Potência ativa da carga e no PAC durante o modo *SC*.



Fonte: Autor, 2023.

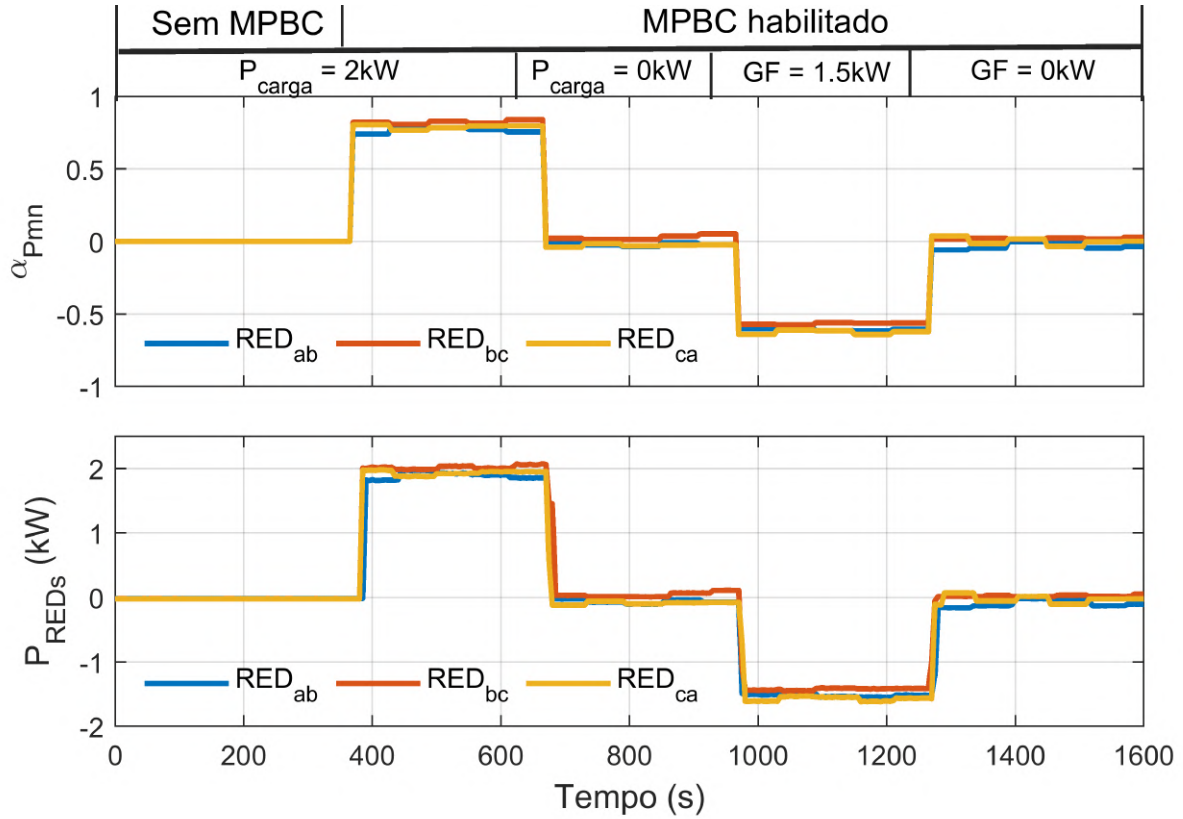
valor negativo em função da direção do fluxo de potência. No instante $t = 1235\text{ s}$, a GF é desconectada da MR.

O controle de potência no PAC herda a latência do sistema de comunicação, além do tempo necessário para os REDs SMA atualizarem seus parâmetros via *ModBus TCP*. Na implementação prática, esse procedimento leva cerca de 45 s. Dada esta latência intrínseca dos conversores SMA, o ciclo do CCMR é ajustado para 60 s para garantir a operação estável da MR, conforme discutido em (CALDOGNETTO et al., 2015).

5.3.2 Energy time shift

O desafio deste serviço é entregar completamente a energia armazenada na MR, durante o período das 17 às 20 horas, onde os custos com energia são mais elevados conforme apresentado em (CEMIG, 2023b), considerando as três diferentes tecnologias de bateria: chumbo-ácido, íon-lítio e sal fundido. Para maximizar totalmente a entrega de energia, os três bancos de baterias devem injetar proporcionalmente à energia utilizável total armazenada no sistema, bem como considerar suas capacidades individuais. Assim, evita-se que um banco de bateria atinja seu limite mínimo de *SoC* antes dos demais bancos de baterias. Essa condição poderia causar a interrupção do serviço de *ETS*. A Figura 85

Figura 84 – Coeficientes escalares α_{Pmn} e respectiva potência ativa dos REDs durante modo *SC*.



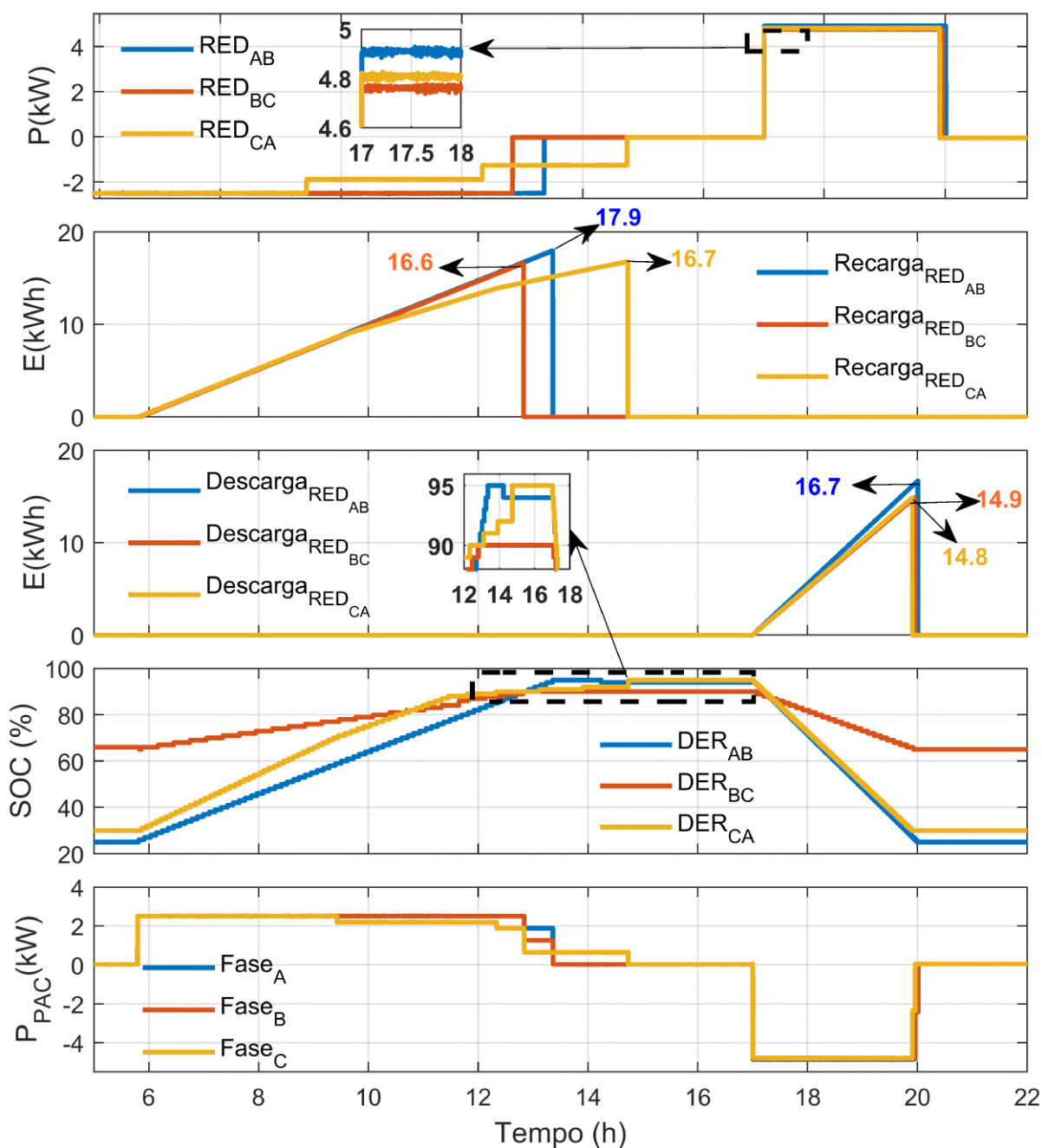
Fonte: Autor, 2023.

mostra a potência ativa, energia na descarga, energia na recarga, *SoC* para os três REDs e potência no PAC, durante o modo *ETS*.

O processo de carregamento das bateria começa por volta das 6 h com uma potência de 2,5kW. Devido as diferentes tecnologias de bateria utilizadas, o processo de carregamento termina em momentos distintos. Além disso, observa-se que a bateria de sal fundido atingiu seu limite de tensão duas vezes durante o processo de carregamento, e o CCMR, atuou reduzindo a potência durante o carregamento, o que contribuiu para que ela encerrasse o processo por último. Na Figura 85, observa-se que o serviço *ETS* começa às 17 h e dura até 20 h, entregando cerca de 5 kW por banco de baterias. No início, os três bancos de baterias apresentam valores máximos de *SoC*, conforme o quarto gráfico. Durante às 3 h de operação do *ETS*, os bancos de baterias forneceram energia proporcionalmente às suas capacidades de acordo com a estratégia apresentada na seção 5.2.2. Pode-se observar que os três bancos de baterias atingiram seus valores mínimos de *SoC* aproximadamente às 20 h. Assim, os três bancos de baterias foram totalmente explorados, independente de sua tecnologia e características intrínsecas. Finalmente, a eficiência *round-trip* é calculada como a razão entre a energia fornecida durante o processo de descarga e a energia absorvida da rede durante o processo de recarga(EMERICK, 2020).

A partir dos dados da Figura 85, a eficiência *round-trip* para os três bancos de baterias são: íon-lítio, 93%, chumbo-ácido, 89% e sal fundido 88%. Durante os sete meses de operação da MR Tesla (i.e., de junho a dezembro de 2021), os valores médios de eficiência de ida e volta foram de 93% (íon-lítio), 85% (chumbo-ácido) e 81% (sal fundido). Esses números estão de acordo com os valores encontrados na literatura que mostram 90-95% para íon-lítio, 80-85% para chumbo-ácido e 75-90% para sal fundido (GIOVINETTO; ELLER, 2019).

Figura 85 – Potência ativa, energia na descarga, energia na recarga, *SoC* para os três REDs e potência no PAC da MR, durante o modo *ETS*.



5.3.3 Grid operational support

A operação da MR no modo *GOS* melhora a qualidade de energia no barramento a montante, respondendo a variações de tensão/frequência, além de compensar desbalanços de corrente no PAC. As variações de tensão e frequência apresentadas, são definidas através da fonte programável, que está sendo utilizada para emular a rede elétrica durante os experimentos.

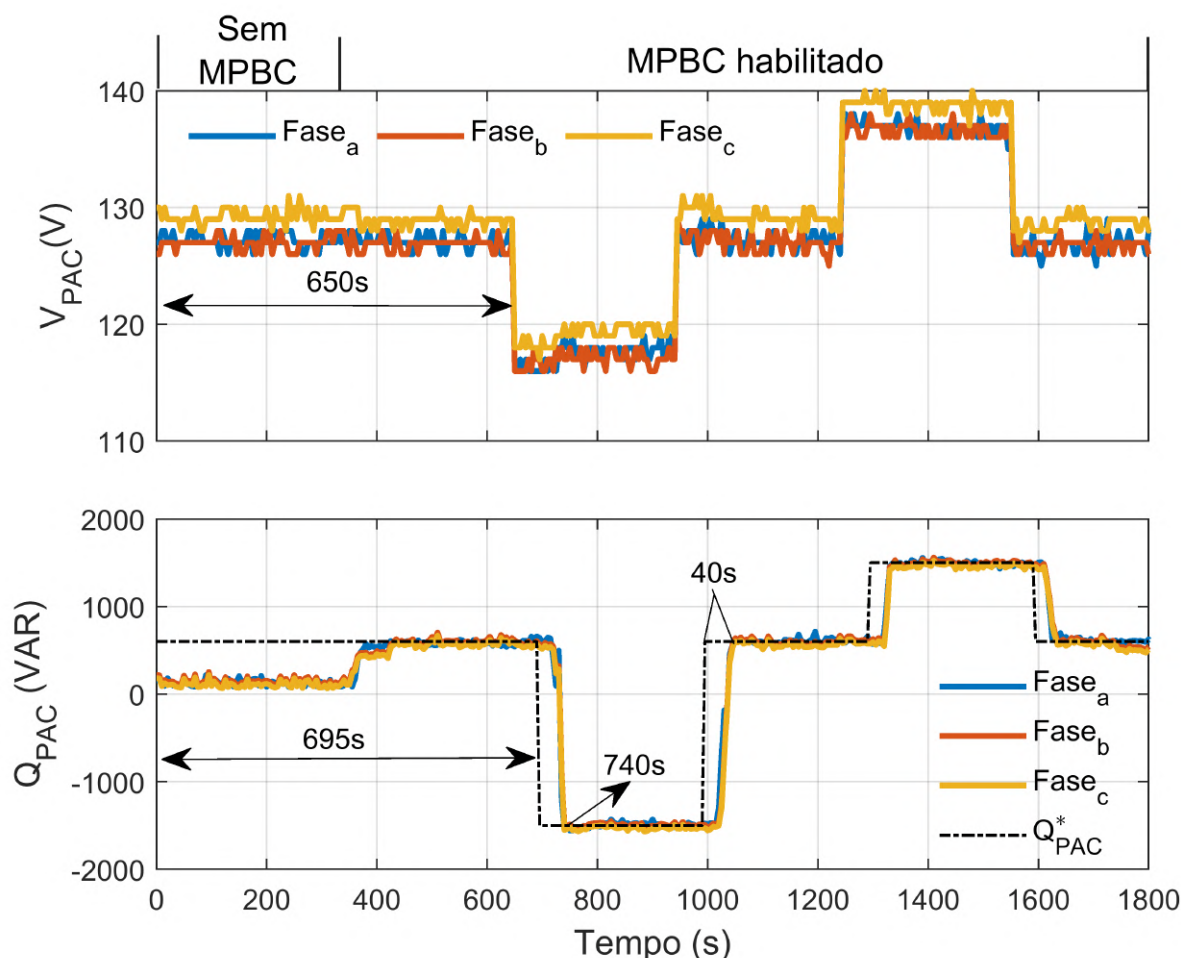
5.3.3.1 Resposta de potência reativa à variação de tensão

Neste experimento, a capacidade da MR em realizar *GOS* à rede elétrica a montante é verificada através do controle de potência reativa no PAC, frente às variações de tensão. Os resultados apresentados na Figura 86 (tensão e a potência reativa no PAC) e Figura 87 (coeficientes escalares α_{Qmn} e a respectiva potência reativa dos REDs), validam a resposta do MR Tesla às variações de tensão. O experimento inicia com o controle desabilitado e em $t = 330$ s o MPBC é habilitado e a referência de potência reativa do PAC é regulada em 600 VAR. Em seguida, a tensão da rede é reduzida para 119 V em $t = 650$ s, sendo restaurada ao seu valor nominal em $t = 945$ s, permanecendo assim até $t = 1245$ s, quando é elevada para 140 V, e finalmente restaurada ao seu valor nominal em $t = 1560$ s. A referência de potência reativa é definida no CCMR (ou seja, camada de controle secundário) com base em uma função *volt/var* convencional de regime permanente e a medição de tensão no PAC da MR. A referência de potência reativa no PAC é ajustada para 1500 VAR capacitivo durante o afundamento da tensão de tensão e para 1500 VAR indutivo durante a elevação de tensão. Observa-se que a função *volt/var* é aplicada no ponto de conexão da MR com a rede a montante, e não no ponto de conexão dos REDs com a MR. A latência no controle de potência reativa se deve ao atraso do sistema de comunicação e ao tempo necessário para os REDs SMA atualizarem seus parâmetros via *ModBus TCP*, sendo esta última a de maior impacto. Os REDs têm sua potência definida pelo coeficiente escalar α_{Qmn} . A potência de saída é igual à potência no PAC, uma vez que nenhuma carga esta conectada a MR durante o experimento.

5.3.3.2 Resposta de potência ativa à variação de frequência

A resposta da MR à variação de frequência é validada conforme resultados apresentados na Figura 88, que mostra a frequência da rede, a potência ativa no PAC e os coeficientes α_{Pmn} . O experimento é iniciado com frequência nominal e em $t = 280$ s, é reduzida para 59,6 Hz, sendo restaurada em $t = 600$ s, já no instante $t = 860$ s a frequência é elevada para 60,4 Hz, e restaurada para 60 Hz em $t = 1150$ s. A referência de potência ativa é definida no CCMR com base em uma função *freq/watt* convencional e na medição de frequência no PAC, através de uma *PLL* (PÁDUA; DECKMANN; MARAFÃO, 2005).

Figura 86 – Tensão e potência reativa no PAC, durante o modo *GOS*, variação de tensão.



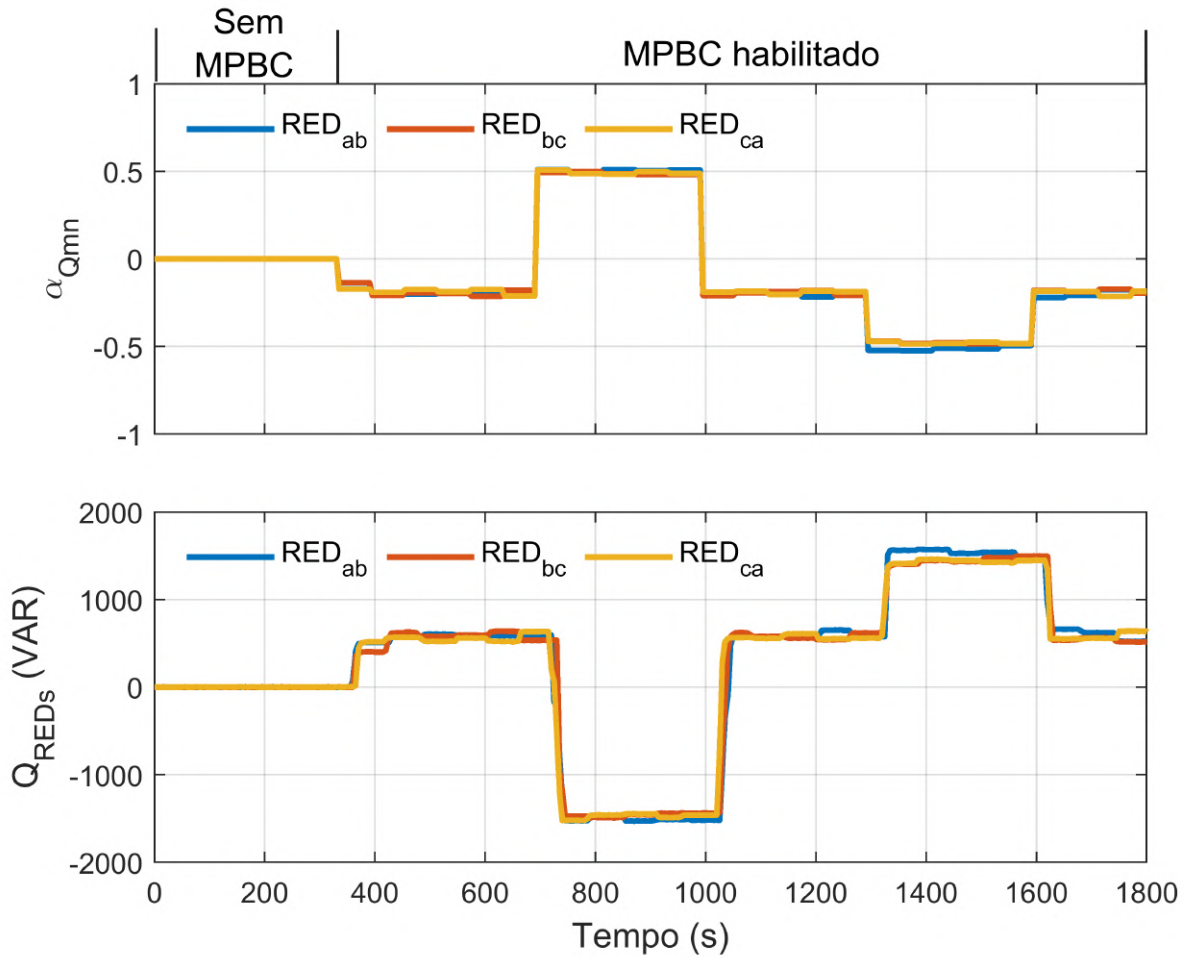
Fonte: Autor, 2023.

A redução da frequência da tensão no PAC indica uma alta demanda de potência ativa na rede a montante, e nesse momento o CCMR passa a exportar 2 kW por fase para aliviar o sistema, e contribuir para o restabelecimento da frequência. Por outro lado, quando a frequência da tensão no PAC aumenta significa que há uma operação com baixa demanda na rede da concessionária, e nesse momento o CCMR altera a referência do PAC para que sejam importados 2 kW por fase para a MR. Essa modulação de potência ativa é uma resposta às variações da rede a montante ou aos desvios de frequência em GMRs ilhados (AL-TAMEEMI et al., 2021).

5.3.3.3 Compensação de desbalanço de carga

Este estudo de caso avalia a capacidade da MR Tesla de operar com o PAC equilibrado, mesmo em condições de desbalanço de carga/geração. A Figura 89 mostra a potência no PAC e a potência dos REDs para a MR com uma carga ativa desbalanceada:

Figura 87 – Coeficientes escalares α_{Qmn} e respectiva potência reativa dos REDs durante modo *GOS*, variação de tensão.



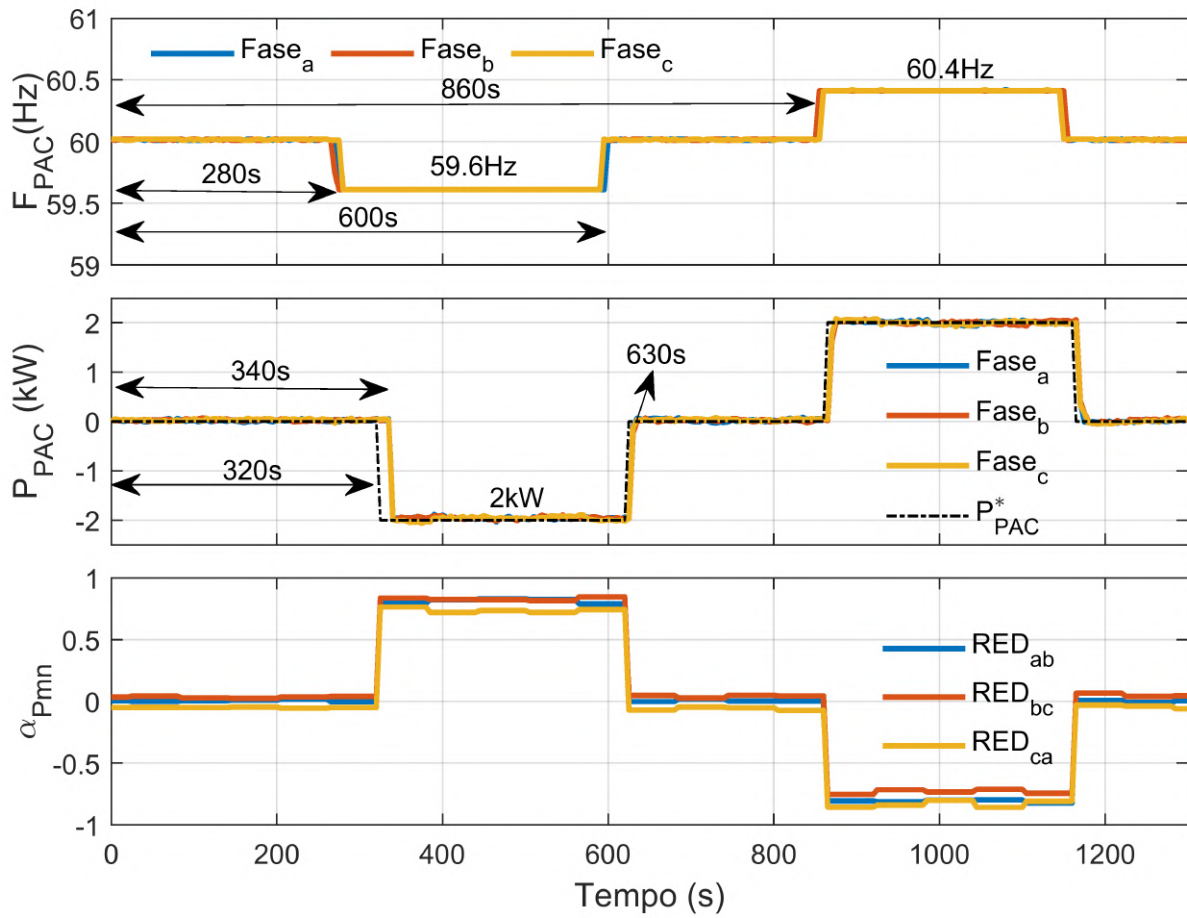
Fonte: Autor, 2023.

0,5 kW, 1 kW e 1,5 kW nas fases a, b e c, respectivamente. No instante $t = 200$ s, o MPBC é ativado e a potência do PAC é controlada para referência $P_{PAC}^* = 1$ kW. Em seguida, a referência de potência do PAC é alterada em $t = 680$ s, para zero, permanecendo assim até $t = 860$ s e para zero novamente em $t = 1100$ s, garantindo assim sempre potência balanceada para a rede a montante. Finalmente, em $t = 1380$ s o MPBC é desabilitado, e a MR passa a apresentar novamente o desbalanço de potência no PAC. É interessante observar que para haver compensação de desbalanço no PAC, os REDs devem operar desbalanceados, conforme apresenta a Figura 89.

5.3.4 Operação ilhada

O modo de operação ilhada para MR aumenta o nível de confiabilidade elétrica para cargas críticas. A transição do modo conectado à rede para o modo ilhado pode ocorrer com uma interrupção de tensão de curto prazo do fornecimento de energia ou de forma suave (i.e., sem interrupção do fornecimento de tensão a carga), dependendo do

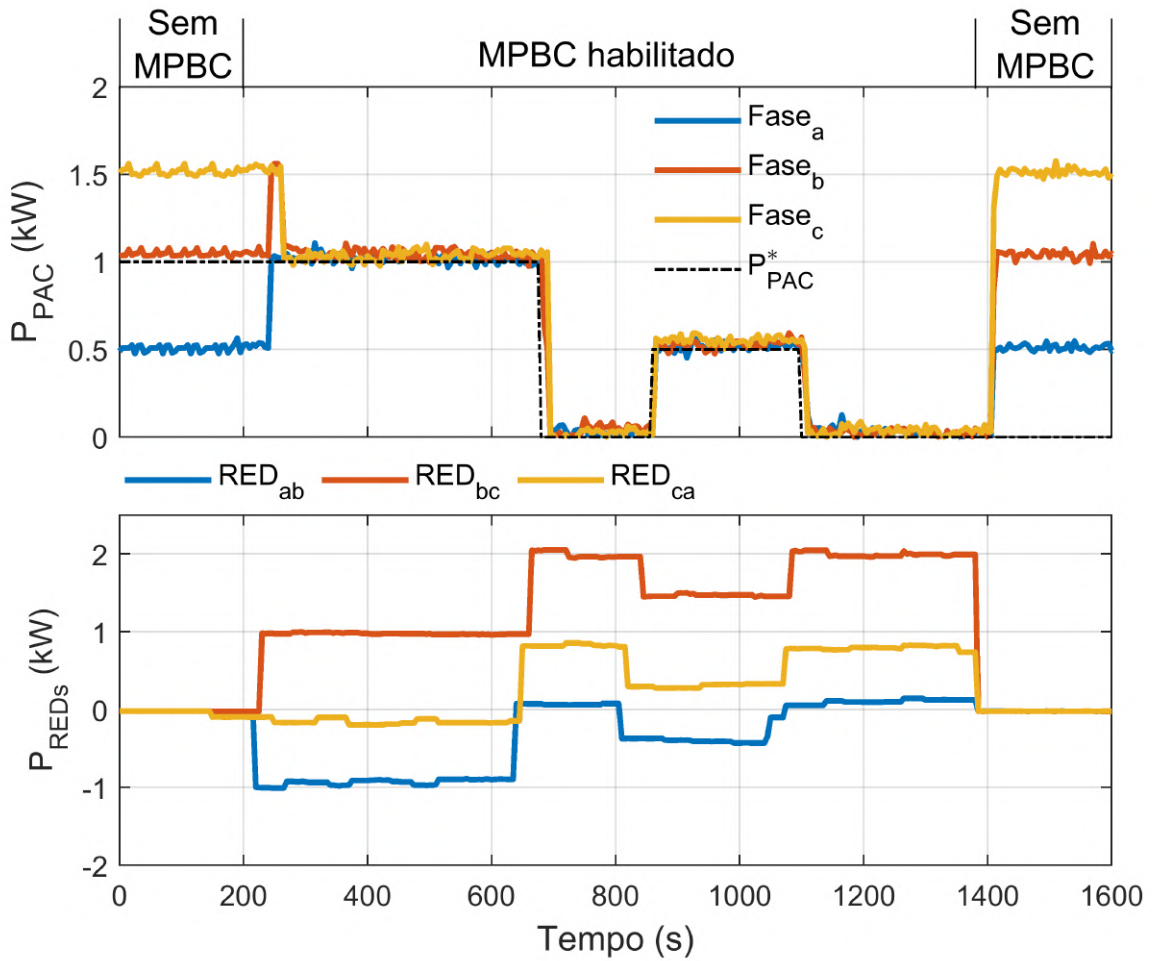
Figura 88 – Frequência da rede, potência ativa no PAC e respectivos coeficientes escalares α_{Pmn} dos REDs durante modo *GOS*, variação de frequência.



Fonte: Autor, 2023.

hardware do dispositivo. As MR estão sujeitas à diferentes condições de falha, assim como outros elementos do sistema elétrico. Portanto, este experimento visa avaliar a operação da MR durante uma situação crítica (i.e, transição do modo conectado para o modo ilhado). A Figura 90 mostra os resultados experimentais obtidos durante o ilhamento não intencional da MR, implementado através da abertura repentina do disjuntor (DJ_1) apresentado na Figura 81. O RED precisou de 6 s para reestabelecer a tensão nominal em sua saída. O RED SMA *Sunny Island*, quando configurado para o modo conectado à rede, requer entre 5 e 7 s para restaurar a tensão para cargas críticas (SMA Planning Guidelines, 2019). Sendo assim, ele não atende aos requisitos de fonte de alimentação ininterrupta, conforme IEC 62040.

Figura 89 – Potência ativa no PAC e respectivas potências ativas processadas nos REDs durante modo *GOS*, compensação de desbalanço de carga.

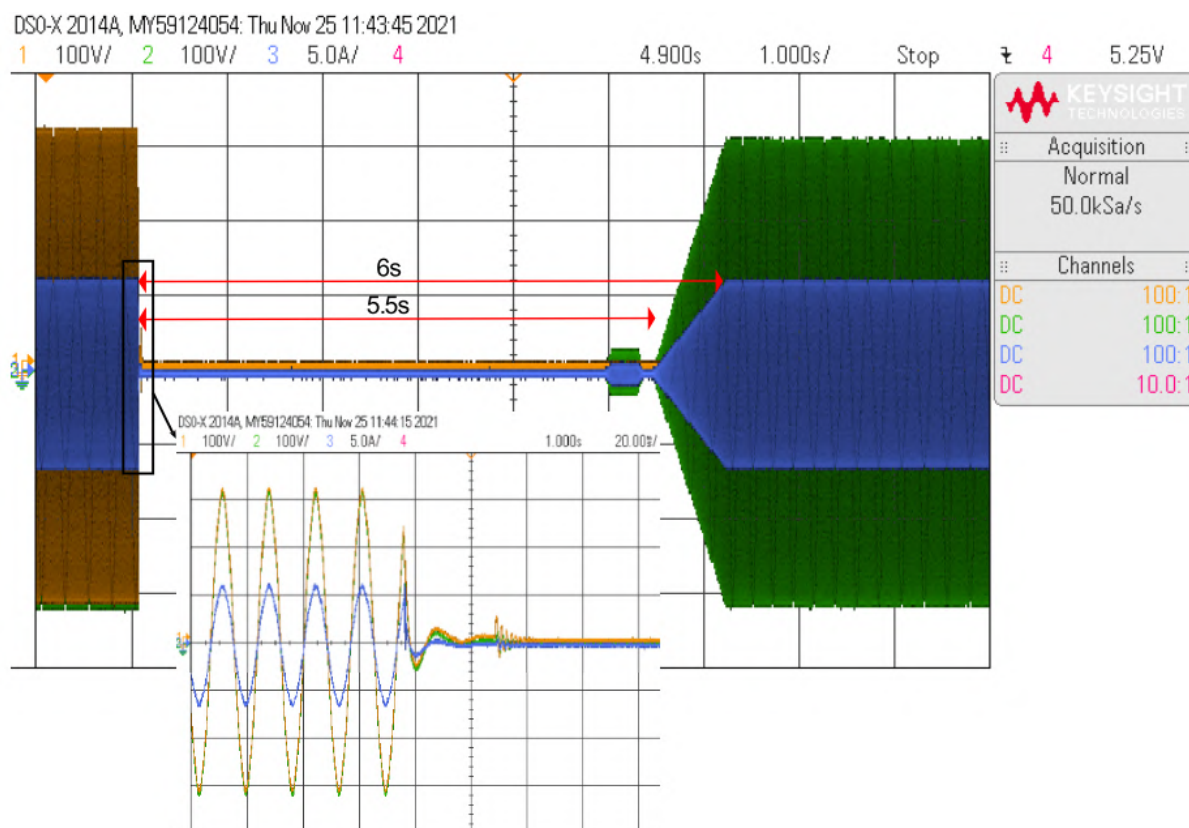


Fonte: Autor, 2023.

5.4 Conclusões do capítulo

A implementação da MR avançada Tesla baseada em dispositivos comerciais e *software* de código aberto abre possibilidades para maiores desenvolvimentos nos laboratórios de MRs em universidades, permitindo maior interação entre pesquisadores e alunos com a tecnologia. A configuração foi validada em condições típicas de operação, destacando-se sua capacidade de fornecer serviços ancilares (*volt-var*, *freq-watt*) e mitigação de desbalanço de potência no PAC da MR. O emprego do MPBC combinado com a estratégia para utilização da energia média utilizável para as três tecnologias de bateria foi validada. O que possibilitou que os três bancos de baterias atingissem seus valores mínimos de *SoC* aproximadamente no mesmo instante de tempo. A bateria de íon-lítio apresentou o melhor desempenho em termos da eficiência *round-trip*, 93% sobre 85% (chumbo-ácido) e 81% (sal fundido). A tecnologia de bateria de íon-lítio também mostrou o melhor compromisso entre disponibilidade de mercado, custo, densidade de energia

Figura 90 – Transição da MR do modo conectado à rede, para o modo ilhado: tensão da rede (amarelo), tensão de saída do inversor (verde) e corrente de carga (azul).



Fonte: Autor, 2023.

e usabilidade. O CCMR baseado no *MPBC* foi implantado usando a ferramenta de programação *Node-RED* embarcada em um *Raspberry PI*. Essa combinação possibilitou uma prototipagem relativamente rápida do CCMR e do sistema supervisor, bem como uma fácil interação com o protocolo de comunicação *Modbus*. No entanto, para aplicações que requerem maior poder de processamento, bem como confiabilidade e redundância no controle central, o uso de controladores lógicos programáveis (CLPs) é uma boa opção. Para atualizar as variáveis de potência através da porta de comunicação *ModBus*, o RED SMA *Sunny Island* herda um atraso de cerca de um minuto. Este atraso limita o tempo de resposta da MR na ordem de alguns minutos, o que é bastante razoável para serviços baseados em grandezas de regime permanente. A transição do modo conectado para o modo ilhado não pode depender de comunicação e deve ser gerenciada pelos próprios REDs SMA. No entanto, quando eles são configurados no modo conectado à rede, são necessários seis segundos para restaurar a tensão, o que pode não ser adequado para alguns tipos de cargas críticas. Portanto, não atende aos requisitos de fonte de alimentação ininterrupta, conforme IEC 62040.

6 CONCLUSÕES E PROPOSTAS DE CONTINUIDADE

Esta tese propôs uma versão modificada do algoritmo *Power-Based Control* (*PBC*), aqui denominada *MPBC* para o controle coordenado de REDs em MRs avançadas de baixa tensão. O algoritmo *MPBC* herda as principais características do *PBC*, como baixa complexidade de implementação, requisitos mínimos em termos de tecnologia da informação e não requer conhecimento prévio das impedâncias de linha da rede. Esta nova formulação permite que seja realizada uma distinção entre REDs arbitrariamente conectados (i.e., fase-fase e fase-neutro) à MR de energia elétrica. O compartilhamento de potência entre os REDs e a compensação de desbalanço de corrente são alcançados com os REDs fase-fase e fase-neutro compartilhando potência balanceada, enquanto as potências de desbalanço e homopolar são direcionados apenas aos REDs com conexão fase-neutro. Este fato permite um maior grau de liberdade para o compartilhamento de potência na MR, uma vez que o sistema passa a ter o dobro de coeficientes escalares em comparação ao *PBC*. Destaca-se que a estratégia assume três modos de compartilhamento de potência que são definidos de acordo com o tipo de conexão dos REDs presentes na MR (i.e., apenas REDs fase-neutro, ou fase-fase e a combinação de ambos).

A estratégia de controle foi aplicada em uma estrutura de MR despachável, baseada em uma arquitetura de controle hierárquica centralizada. O algoritmo proposto foi comparado com o *PBC* através de simulações em uma MR trifásica a quatro fios para diferentes condições de tensões e cargas. A análise dos resultados demonstraram que ambos os algoritmos conseguem realizar o compartilhamento preciso de potência entre os REDs para os cenários realizados. Com exceção do caso específico onde a MR trifásica tem apenas os REDs fase-fase e uma carga com correntes homopolares. Nessa condição apenas o *MPBC* conseguiu rastrear as referências no PAC, uma vez que no algoritmo do *PBC* não é realizada a decomposição das potências no PAC, assim as componentes homopolares acabam sendo endereçadas aos REDs, o que acaba impactando negativamente na resposta do mesmo, não sendo capaz de atingir as referências de potências (P_{PAC}^b), (Q_{PAC}^b). Outro ponto a ser observado é que o *MPBC* consegue atingir as referências de potências (ativa e reativa) no PAC em um tempo reduzido em aproximadamente 50% do tempo que o *PBC* precisa quando aplicado em uma MR de baixa tensão, somado a isso o *MPBC* apresenta uma resposta mais amortecida. Um outro ponto de destaque é que as perdas para as condições analisadas foram menores para o *MPBC* em todos os cenários analisados, chegando a uma redução máxima de 8% quando aplicado em uma MR urbana de baixa tensão. Os resultados experimentais do protótipo de MR desenvolvido demonstram que o *MPBC* consegue realizar o compartilhamento preciso de potência em uma MR real nas condições analisadas assim como o *PBC*. No entanto, o *MPBC* tem um

custo computacional superior, da ordem de 40% em comparação ao *PBC*.

A MR Tesla foi desenvolvida na escola de engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, utilizando dispositivos comerciais e três diferentes tecnologias de baterias passa a ser uma caso interessante de estudo. A MR Tesla é capaz de executar os mais diversos serviços ancilares como: *self-consumption*, *energy time shift*, *peak-shaving* e suporte de reativo à rede elétrica a montante. Devido as características intrínsecas das três tecnologias de baterias (chumbo-ácido, íon-lítio e sal fundido) empregadas na MR Tesla foi proposto um controle de energia média utilizável para evitar incompatibilidades entre os *SoCs* das baterias.

O emprego do *MPBC* combinado com a estratégia para utilização da energia média utilizável para as três tecnologias de bateria foi validada. O que possibilitou que os três bancos de baterias atingissem seus valores mínimos de *SoC* aproximadamente no mesmo instante de tempo. A bateria de íon-lítio apresentou o melhor desempenho em termos da eficiência *round-trip*, 93% sobre 85% (chumbo-ácido) e 81% (sal fundido). A tecnologia de bateria de íon-lítio também mostrou o melhor compromisso entre disponibilidade de mercado, custo, densidade de energia e usabilidade. O CCMR baseado no *MPBC* foi implantado usando a ferramenta de programação *Node-RED* embarcada em um *Raspberry PI*. Essa combinação possibilitou uma prototipagem relativamente rápida do CCMR e do sistema supervisor, bem como uma fácil interação com o protocolo de comunicação *Modbus*. No entanto, para aplicações que requerem maior poder de processamento, bem como confiabilidade e redundância no controle central, o uso de controladores lógicos programáveis é uma boa opção. Para atualizar as variáveis de potência através da porta de comunicação *Modbus*, o RED SMA *Sunny Island* herda um atraso de cerca de um minuto. Este atraso limita o tempo de resposta da MR na ordem de alguns minutos, o que é bastante razoável para serviços baseados em grandezas de regime permanente. A transição do modo conectado para o modo ilhado não pode depender de comunicação e deve ser gerenciada pelos próprios RED SMA. No entanto, quando eles são configurados no modo conectado à rede, são necessários seis segundos para restaurar a tensão, o que pode não ser adequado para alguns tipos de cargas críticas. Portanto, não atende aos requisitos de fonte de alimentação ininterrupta, conforme IEC 62040.

A medida que o número de MRs aumentam em regiões geograficamente próximas surge a possibilidade de integração dessas unidades em GMRs com intuito de otimização técnica e econômica, o que necessariamente cria a necessidade do controle do fluxo de potência em diferentes PACs. Observa na literatura uma ausência de trabalhos que investigassem técnicas de controle de fluxo de potência, seja em MRs com múltiplos PACs ou GMRs em malha, além do emprego de estratégias de controle *model-free* como é o caso do *PBC*. Nesse contexto, esta tese propõe duas estratégias (divisão e unificação) para gerenciamento do fluxo de potência em MRs com múltiplos pontos de acoplamento comum

e/ou GMRs com o emprego do *PBC*. A estratégia de divisão agrupa os REDs de acordo com critérios técnicos e econômicos para controlar o fluxo de potência em um PAC de cada vez. Já a estratégia de controle de unificação, trabalha com o controle simultâneo de ambos os PACs da MR, onde a referência a ser alcançada é a média das referências dos dois PACs ($P_{PAC_{med}}^*, Q_{PAC_{med}}^*$), que foram rastreadas para as diferentes condições de operação. Respeitando as tensões nas barras de referência além de apresentar um tempo de acomodação das referências inferior ao observado na estratégia da divisão para os cenários analisados neste trabalho. No entanto, com a estratégia de unificação não é possível seguir uma referência específica para cada PAC, sendo necessário avançar com a pesquisa neste sentido.

6.1 Proposta de Continuidade do trabalho

Como propostas de continuidade deste trabalho de tese destaca-se:

- Analisar o algoritmo do *MPBC* em cenários não avaliados até o momento, como a aplicação em redes com tensões distorcidas e desbalanceadas;
- Avaliar as estratégias de controle de fluxo de potência em MRs com múltiplos PACs, em um *setup* experimental ou com a aplicação do *HIL*;
- Investigar formas para que seja possível seguir uma referência específica para cada PAC com a utilização da estratégia de unificação.

Bibliografia

ABAD, M. S. S.; MA, J. Photovoltaic hosting capacity sensitivity to active distribution network management. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 36, n. 1, p. 107–117, 2020. 24

ABSOLAR. Energia solar fotovoltaica: Infográfico absolar, n°48. 2023. Disponível em: <<<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>>. 23

AGUERO, J. R.; TAKAYESU, E.; NOVOSEL, D.; MASIELLO, R. Modernizing the grid: Challenges and opportunities for a sustainable future. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 15, n. 3, p. 74–83, 2017. 22

AHMED, M.; MEEGAHAPOLA, L.; VAHIDNIA, A.; DATTA, M. Stability and control aspects of microgrid architectures—a comprehensive review. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 144730–144766, 2020. 46, 49, 53

AKHAVAN, A.; MOHAMMADI, H. R.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Coupling effect analysis and control for grid-connected multi-microgrid clusters. *IET Power Electronics*, Wiley Online Library, v. 13, n. 5, p. 1059–1070, 2020. 39

AKPOLAT, A. N.; YANG, Y.; BLAABJERG, F.; DURSUN, E.; KUZUCUOĞLU, A. E. Design implementation and operation of an education laboratory-scale microgrid. *IEEE Access*, IEEE, v. 9, p. 57949–57966, 2021. 41

AL-TAMEEMI, Z. H. A.; LIE, T. T.; FOO, G.; BLAABJERG, F. Control strategies of dc microgrids cluster: A comprehensive review. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 14, n. 22, p. 7569, 2021. 148

ALAM, M. N.; CHAKRABARTI, S.; GHOSH, A. Networked microgrids: State-of-the-art and future perspectives. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 15, n. 3, p. 1238–1250, 2018. 25, 33

AMARAL, F. V. *Estudo e projeto de um compensador para inserção de impedâncias ativas em sistemas elétricos de baixa tensão*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, PPGE-UFMG, 2016. 133

ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília - DF, 2012. 21

ANEEL. Resolução normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília - DF, 2015. 21

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica*. [S.l.]: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2023. 90 p. 124

ANSARI, S.; CHANDEL, A.; TARIQ, M. A comprehensive review on power converters control and control strategies of ac/dc microgrid. *IEEE Access*, IEEE, v. 9, p. 17998–18015, 2020. 52

ARAUJO, L. S.; BRANDAO, D. I. Self-adaptive control for grid-forming converter with smooth transition between microgrid operating modes. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 135, p. 107479, 2022. [30](#)

ARAÚJO, L. S. de. *Advanced microgrids: centralized control for coordination of heterogeneous converters*. 126 p. Tese (Doutorado) — Programa de Pos-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, PPGEE-UFMG, 2023. [46](#)

ASIMAKOPOULOU, G. E.; DIMEAS, A. L.; HATZIARGYRIOU, N. D. Leader-follower strategies for energy management of multi-microgrids. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 4, n. 4, p. 1909–1916, 2013. [33](#)

ATMAJA, W. Y.; LESNANTO, M.; PRAMONO, E. Y. et al. Hosting capacity improvement using reactive power control strategy of rooftop pv inverters. In: IEEE. *2019 IEEE 7th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*. [S.l.], 2019. p. 213–217. [24](#)

BAGHERI, P.; XU, W. Model-free volt-var control based on measurement data analytics. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 34, n. 2, p. 1471–1482, 2018. [24](#)

BANDEIRAS, F.; PINHEIRO, E.; GOMES, M.; COELHO, P.; FERNANDES, J. Review of the cooperation and operation of microgrid clusters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 133, p. 110311, 2020. [35](#)

BARCELOS, S. L.; MATOS, J. G. de; RIBEIRO, L. A. de S. Análise de diferentes cenários de integração de geração intermitente na microrrede isolada da ilha de lençóis através de modelagem no pscad/emtdc. *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 1, n. 1, 2020. [46](#)

BHARATEE, A.; RAY, P. K.; SUBUDHI, B.; GHOSH, A. Power management strategies in a hybrid energy storage system integrated ac/dc microgrid: A review. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 19, p. 7176, 2022. [46](#)

BOLLEN, M.; HÄGER, M. Power quality: interactions between distributed energy resources, the grid, and other customers. *Leonardo Energy*, 2005. [23](#)

BRANDAO, D.; POMILIO, J.; CALDOGNETTO, T.; BUSO, S.; TENTI, P. Coordinated control of distributed generators in meshed low-voltage microgrids: Power flow control and voltage regulation. In: IEEE. *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. [S.l.], 2016. p. 249–254. [56](#)

BRANDÃO, D.; POMILIO, J.; MARAFÃO, F.; ALONSO, A. Experimental validation of a fully-dispatchable microgrid with central controller. *Braz. J. Power Electron*, v. 23, p. 281–291, 2018. [30](#), [56](#)

BRANDAO, D. I.; ARAUJO, L. S.; ALONSO, A. M.; REIS, G. L. D.; LIBERADO, E. V.; MARAFÃO, F. P. Coordinated control of distributed three-and single-phase inverters connected to three-phase three-wire microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 8, n. 4, p. 3861–3877, 2019. [26](#), [27](#)

BRANDAO, D. I.; ARAÚJO, L. S. de; CALDOGNETTO, T.; POMILIO, J. A. Coordinated control of three-and single-phase inverters coexisting in low-voltage microgrids. *Applied Energy*, Elsevier, v. 228, p. 2050–2060, 2018. [101](#)

- BRANDAO, D. I.; CALDOGNETTO, T.; MARAFAO, F. P.; SIMOES, M. G.; POMILIO, J. A.; TENTI, P. Centralized control of distributed single-phase inverters arbitrarily connected to three-phase four-wire microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 8, n. 1, p. 437–446, 2016. [27](#), [32](#), [39](#), [137](#)
- BRANDAO, D. I.; FERREIRA, W. M.; ALONSO, A. M.; TEDESCHI, E.; MARAFÃO, F. P. Optimal multiobjective control of low-voltage ac microgrids: Power flow regulation and compensation of reactive power and unbalance. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 11, n. 2, p. 1239–1252, 2019. [57](#)
- BRANDAO, D. I.; SANTOS, R. P. dos; SILVA, W. W. A.; OLIVEIRA, T. R.; DONOSO-GARCIA, P. F. Model-free energy management system for hybrid alternating current/direct current microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 68, n. 5, p. 3982–3991, 2020. [46](#)
- BRASLAVSKY, J. H.; COLLINS, L. D.; WARD, J. K. Voltage stability in a grid-connected inverter with automatic volt-watt and volt-var functions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 84–94, 2017. [24](#)
- BRAUN, M.; HACHMANN, C.; HAACK, J. Blackouts, restoration, and islanding: a system resilience perspective. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 18, n. 4, p. 54–63, 2020. [59](#)
- BULLICH-MASSAGUE, E.; DÍAZ-GONZÁLEZ, F.; ARAGÜÉS-PEÑALBA, M.; GIRBAU-LLISTUELLA, F.; OLIVELLA-ROSELL, P.; SUMPER, A. Microgrid clustering architectures. *Applied energy*, Elsevier, v. 212, p. 340–361, 2018. [33](#), [35](#)
- BURGER, S. P.; JENKINS, J. D.; HUNTINGTON, S. C.; PEREZ-ARRIAGA, I. J. Why distributed?: A critical review of the tradeoffs between centralized and decentralized resources. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 17, n. 2, p. 16–24, 2019. [21](#)
- CALDOGNETTO, T.; BUSO, S.; TENTI, P.; BRANDAO, D. I. Power-based control of low-voltage microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1056–1066, 2015. [27](#), [144](#)
- CALDOGNETTO, T.; TENTI, P. Microgrids operation based on master–slave cooperative control. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 2, n. 4, p. 1081–1088, 2014. [56](#)
- CALLEGARI, J. M. S.; SOUZA, W. F. de; BRANDÃO, D. I.; OLIVEIRA, T. R.; FILHO, B. de J. C. The ufmg microgrid laboratory: A testbed for advanced microgrids. *Eletrônica de Potência*, Associacao Brasileira de Eletronica de Potencia SOBRAEP, v. 28, p. 163–173, 6 2023. ISSN 14148862. [39](#)
- CARPINTERO-RENTERÍA, M.; SANTOS-MARTÍN, D.; GUERRERO, J. M. Microgrids literature review through a layers structure. *Energies*, MDPI, v. 12, n. 22, p. 4381, 2019. [137](#)
- CEMIG. *MAS AFINAL, O QUE SÃO AS TARIFAS HORO-SAZONAI?* 2023. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/usina-do-conhecimento/mas-afinal-o-que-sao-as-tarifas-horo-sazonais/>. [58](#)

CEMIG. *VALORES DE TARIFAS E SERVIÇOS*. 2023. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos/>>. 144

CHAI, H.; PRIESTLEY, M.; TANG, X.; RAVISHANKAR, J. Implementation of microgrid virtual laboratory in a design course in electrical engineering. In: IEEE. *2020 IEEE International Conference on Teaching, Assessment, and Learning for Engineering (TALE)*. [S.l.], 2020. p. 509–515. 38

CHENG, Z.; DUAN, J.; CHOW, M.-Y. To centralize or to distribute: That is the question: A comparison of advanced microgrid management systems. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, IEEE, v. 12, n. 1, p. 6–24, 2018. 25, 57

DIAZ, N. L.; LUNA, A. C.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Centralized control architecture for coordination of distributed renewable generation and energy storage in islanded ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 32, n. 7, p. 5202–5213, 2016. 56

DIVSHALI, P. H.; SÖDER, L. Improving hosting capacity of rooftop pvs by quadratic control of an lv-central bss. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 919–927, 2017. 24

DIVSHALI, P. H.; SÖDER, L. Improving pv dynamic hosting capacity using adaptive controller for statcoms. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 34, n. 1, p. 415–425, 2018. 24

DRAGIČEVIĆ, T.; LU, X.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Dc microgrids—part ii: A review of power architectures, applications, and standardization issues. *IEEE transactions on power electronics*, IEEE, v. 31, n. 5, p. 3528–3549, 2015. 46

ELMOUATAMID, A.; OULADSINE, R.; BAKHOUYA, M.; KAMOUN, N. E.; KHAIDAR, M.; ZINE-DINE, K. Review of control and energy management approaches in micro-grid systems. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 1, p. 168, 2020. 137

EMERICK. *Round-trip Efficiency of Lithium Ion Battery*. 2020. Disponível em: <<https://blog.emerich.in/2020/08/round-trip-efficiency-of-lithium-ion.html>>. 145

EPE. Balanço energético nacional: Relatório síntese 2023 "ano base 2022". *Empresa de Pesquisa Energética*, 2023. 22

EPE. Painel de dados de micro e minigeração distribuída. 2023. Disponível em: <<<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>>. 23

ESPINA, E.; LLANOS, J.; BURGOS-MELLADO, C.; CARDENAS-DOBSON, R.; MARTINEZ-GOMEZ, M.; SÁEZ, D. Distributed control strategies for microgrids: An overview. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 193412–193448, 2020. 57

FATHI, M.; BEVRANI, H. Statistical cooperative power dispatching in interconnected microgrids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 4, n. 3, p. 586–593, 2013. 35

FERNANDES, N. T.; ROCHA, A.; BRANDAO, D.; FILHO, B. C. Comparison of advanced charge strategies for modular cascaded battery chargers. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 12, p. 3361, 2021. 40

FERREIRA, D. M.; BRANDAO, D. I.; BERGNA-DIAZ, G.; TEDESCHI, E.; SILVA, S. M. Distributed control strategy for low-voltage three-phase four-wire microgrids: Consensus power-based control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 12, n. 4, p. 3215–3231, 2021. 27, 32, 57

GE. *GridNode : Microgrid Solution*. 2020. Disponível em: <<https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/services/microgrid-solutions-flyer-33153-en-202005-ltr-r005-lr.pdf/>>. 50

GEORGIOUS, R.; REFAAT, R.; GARCIA, J.; DAOUD, A. A. Review on energy storage systems in microgrids. *Electronics*, MDPI, v. 10, n. 17, p. 2134, 2021. 40

GIOVINETTO, A.; ELLER, A. Comparing the costs of long duration energy storage technologies. *National Grid Ventures and Navigant Research*. See www.slenergystorage.com/documents/20190626_Long_Duration%20Storage_Costs.pdf, 2019. 146

GOYAL, M.; GHOSH, A. Microgrids interconnection to support mutually during any contingency. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, v. 6, p. 100–108, 2016. 35, 36, 37, 46

GUERRERO, J. M.; CHANDORKAR, M.; LEE, T.-L.; LOH, P. C. Advanced control architectures for intelligent microgrids—part i: Decentralized and hierarchical control. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 60, n. 4, p. 1254–1262, 2012. 57

GUERRERO, J. M.; VASQUEZ, J. C.; MATAS, J.; VICUÑA, L. G. D.; CASTILLA, M. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids—a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on industrial electronics*, IEEE, v. 58, n. 1, p. 158–172, 2010. 137

GUNDUZ, M. Z.; DAS, R. Cyber-security on smart grid: Threats and potential solutions. *Computer networks*, Elsevier, v. 169, p. 107094, 2020. 60

GUO, L.; ABDUL, N. M. M.; VENGALIL, M.; WANG, K.; SANTUZZI, A. Engaging renewable energy education using a web-based interactive microgrid virtual laboratory. *IEEE Access*, IEEE, v. 10, p. 60972–60984, 2022. 37

GUTIÉRREZ, J. R. L.; PONCE, P.; MOLINA, A. et al. Real-time power electronics laboratory to strengthen distance learning engineering education on smart grids and microgrids. *Future Internet*, MDPI, v. 13, n. 9, p. 1–16, 2021. 37

HABIAGHASI, S.; SALEMNIA, A.; HAMZEH, M. Hybrid energy storage system for microgrids applications: A review. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 21, p. 543–570, 2019. 40, 46

HAN, H.; HOU, X.; YANG, J.; WU, J.; SU, M.; GUERRERO, J. M. Review of power sharing control strategies for islanding operation of ac microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 7, n. 1, p. 200–215, 2015. 51, 52

HAN, Y.; LI, H.; SHEN, P.; COELHO, E. A. A.; GUERRERO, J. M. Review of active and reactive power sharing strategies in hierarchical controlled microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 32, n. 3, p. 2427–2451, 2016. 53

- HAN, Y.; LI, H.; SHEN, P.; COELHO, E. A. A.; GUERRERO, J. M. Review of active and reactive power sharing strategies in hierarchical controlled microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 32, n. 3, p. 2427–2451, 2017. [54](#)
- HASHEMI, S.; ØSTERGAARD, J. Efficient control of energy storage for increasing the pv hosting capacity of lv grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 2295–2303, 2016. [24](#)
- HE, J.; WU, X.; WU, X.; XU, Y.; GUERRERO, J. M. Small-signal stability analysis and optimal parameters design of microgrid clusters. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 36896–36909, 2019. [37](#)
- HOKE, A.; GIRALDEZ, J.; PALMINTIER, B.; IFUKU, E.; ASANO, M.; UEDA, R.; SYMKO-DAVIES, M. Setting the smart solar standard: Collaborations between hawaiian electric and the national renewable energy laboratory. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 16, n. 6, p. 18–29, 2018. [21](#)
- HONG, T.; LEON, F. D. Centralized unbalanced dispatch of smart distribution dc microgrid systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 2852–2861, 2016. [56](#)
- HOSSAIN, M. A.; POTA, H. R.; HOSSAIN, M. J.; BLAABJERG, F. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 109, p. 160–186, 2019. [48](#)
- HOU, X.; SUN, Y.; LU, J.; ZHANG, X.; KOH, L. H.; SU, M.; GUERRERO, J. M. Distributed hierarchical control of ac microgrid operating in grid-connected, islanded and their transition modes. *Ieee Access*, IEEE, v. 6, p. 77388–77401, 2018. [41](#)
- HUAMAN, J. F.; SANTOS, L. E. dos; OTA, J. I. Y.; GUERREIRO, J. F.; DOTTA, D. Análise dinâmica da campusgrid: Microrrede na universidade estadual de campinas (unicamp). *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos-SBSE*, v. 2, n. 1, 2022. [48](#)
- IEEE. Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1–138, 2018. [23](#), [24](#), [59](#)
- IEEE. Standard for the specification of microgrid controllers. *Std 2030.7-2017*, p. 1–43, 2018. [24](#), [26](#), [45](#), [49](#), [138](#)
- IEEE. Standard for the testing of microgrid controllers. *Std 2030.8-2018*, p. 1–42, 2018. [39](#)
- IEEE. Recommended practice for the planning and design of the microgrid. *Std 2030.9-2019*, p. 1–46, 2019. [59](#), [138](#)
- IRENA. Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition). International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019. [21](#)
- ISMAEL, S. M.; ALEEM, S. H. A.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable energy*, Elsevier, v. 130, p. 1002–1020, 2019. [22](#), [25](#)

- JADEJA, R.; VED, A.; TRIVEDI, T.; KHANDUJA, G. Control of power electronic converters in ac microgrid. In: *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*. [S.l.]: Springer, 2020. p. 329–355. [51](#), [52](#)
- JAYASEKARA, N.; MASOUM, M. A.; WOLFS, P. J. Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 7, n. 1, p. 250–261, 2015. [24](#)
- JOSEPH, A.; SMEDLEY, K.; MEHRAEEN, S. Secure high der penetration power distribution via autonomously coordinated volt/var control. *IEEE Transactions on Power Delivery*, IEEE, v. 35, n. 5, p. 2272–2284, 2020. [24](#)
- JÚNIOR, J. R. S. *Microrredes despacháveis de baixa tensão: múltiplos serviços ancilares*. 179 p. Tese (Doutorado) — Programa de Pos-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerais, PPGEE-UFMG, 2022. [58](#)
- KASHANI, M. G.; BHATTACHARYA, S.; MATAMOROS, J.; KAISER, D.; CESPEDES, M. Autonomous inverter voltage regulation in a low voltage distribution network. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 6, p. 6909–6917, 2017. [24](#)
- KASHANI, M. G.; MOBARREZ, M.; BHATTACHARYA, S. Smart inverter volt-watt control design in high pv-penetrated distribution systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 55, n. 2, p. 1147–1156, 2018. [24](#)
- KERMANI, M.; ADELMANESH, B.; SHIRDARE, E.; SIMA, C. A.; CARNÌ, D. L.; MARTIRANO, L. Intelligent energy management based on scada system in a real microgrid for smart building applications. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 171, p. 1115–1127, 2021. [39](#), [41](#)
- KHAN, M. K.; KHAN, M. I.; REHAN, M. The relationship between energy consumption, economic growth and carbon dioxide emissions in pakistan. *Financial Innovation*, Springer, v. 6, n. 1, p. 1–13, 2020. [21](#)
- KIKUSATO, H.; USTUN, T. S.; SUZUKI, M.; SUGAHARA, S.; HASHIMOTO, J.; OTANI, K.; SHIRAKAWA, K.; YABUKI, R.; WATANABE, K.; SHIMIZU, T. Integrated power hardware-in-the-loop and lab testing for microgrid controller. In: IEEE. *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*. [S.l.], 2019. p. 2743–2747. [38](#)
- KIKUSATO, H.; USTUN, T. S.; SUZUKI, M.; SUGAHARA, S.; HASHIMOTO, J.; OTANI, K.; SHIRAKAWA, K.; YABUKI, R.; WATANABE, K.; SHIMIZU, T. Microgrid controller testing using power hardware-in-the-loop. *energies*, MDPI, v. 13, n. 8, p. 2044, 2020. [38](#)
- KOTSAMPOPOULOS, P. C.; KLEFTAKIS, V. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Laboratory education of modern power systems using phil simulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 32, n. 5, p. 3992–4001, 2016. [38](#), [41](#)
- KUMAR, J.; AGARWAL, A.; AGARWAL, V. A review on overall control of dc microgrids. *Journal of energy storage*, Elsevier, v. 21, n. April 2018, p. 113–138, 2019. [46](#)
- LAAYATI, O.; HADRAOUI, H. E.; GUENNOUI, N.; BOUZI, M.; CHEBAK, A. Smart energy management system: Design of a smart grid test bench for educational purposes. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 7, p. 2702, 2022. [38](#)

- LAI, J.; LU, X.; YU, X.; MONTI, A. Cluster-oriented distributed cooperative control for multiple ac microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 15, n. 11, p. 5906–5918, 2019. [35](#), [37](#)
- LEE, J.; BÉRARD, J.-P.; RAZEGHI, G.; SAMUELSEN, S. Maximizing pv hosting capacity of distribution feeder microgrid. *Applied Energy*, Elsevier, v. 261, p. 114400, 2020. [25](#)
- LEE, J. T.; FREITAS, J.; FERRALL, I. L.; KAMMEN, D. M.; BREWER, E.; CALLAWAY, D. S. Review and perspectives on data sharing and privacy in expanding electricity access. *Proceedings of the IEEE*, IEEE, v. 107, n. 9, p. 1803–1819, 2019. [59](#), [60](#)
- LEW, D.; BARTLETT, D.; GROOM, A.; JORGENSEN, P.; O’SULLIVAN, J.; QUINT, R.; REW, B.; ROCKWELL, B.; SHARMA, S.; STENCLIK, D. Secrets of successful integration: Operating experience with high levels of variable, inverter-based generation. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 17, n. 6, p. 24–34, 2019. [22](#)
- LI, Q.; PENG, C.; WANG, M.; CHEN, M.; GUERRERO, J. M.; ABBOTT, D. Distributed secondary control and management of islanded microgrids via dynamic weights. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 2196–2207, 2018. [57](#)
- LIBERADO, E. *Design and control of a power quality interface and its cooperation with distributed switching power interfaces*. Tese (Doutorado) — PhD thesis, Universidade Estadual de Campinas, 2017. [63](#), [65](#)
- LIU, Q.; CALDOGNETTO, T.; BUSO, S. Review and comparison of grid-tied inverter controllers in microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 35, n. 7, p. 7624–7639, 2019. [54](#)
- LU, X.; LAI, J.; YU, X. A novel secondary power management strategy for multiple ac microgrids with cluster-oriented two-layer cooperative framework. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 17, n. 2, p. 1483–1495, 2020. [36](#), [37](#)
- LUCCHESI, F. C.; CANHA, L. N.; BRIGNOL, W. S.; RANGEL, C. A.; HAMMERSCHMITT, B. K.; CASTRO, C. C. A review on energy storage systems and military applications. In: IEEE. *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. [S.l.], 2020. p. 1–5. [48](#)
- MAHLIA, T.; SAKTISAHDAN, T.; JANNIFAR, A.; HASAN, M.; MATSEELAR, H. A review of available methods and development on energy storage; technology update. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 33, p. 532–545, 2014. [40](#)
- MARTIN-MARTÍNEZ, F.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A.; RIVIER, M. A literature review of microgrids: A functional layer based classification. *Renewable and sustainable energy reviews*, Elsevier, v. 62, p. 1133–1153, 2016. [46](#), [61](#)
- MARZBAND, M.; PARHIZI, N.; SAVAGHEBI, M.; GUERRERO, J. M. Distributed smart decision-making for a multimicrogrid system based on a hierarchical interactive architecture. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 31, n. 2, p. 637–648, 2015. [36](#), [37](#)

- MATEVOSYAN, J.; BADRZADEH, B.; PREVOST, T.; QUITMANN, E.; RAMASUBRAMANIAN, D.; URDAL, H.; ACHILLES, S.; MACDOWELL, J.; HUANG, S. H.; VITAL, V. et al. Grid-forming inverters: Are they the key for high renewable penetration? *IEEE Power and Energy magazine*, IEEE, v. 17, n. 6, p. 89–98, 2019. 22, 52
- MAY, G. J.; DAVIDSON, A.; MONAHOV, B. Lead batteries for utility energy storage: A review. *Journal of energy storage*, Elsevier, v. 15, p. 145–157, 2018. 40
- MAZIDI, M.; REZAEI, N.; ARDAKANI, F. J.; MOHITI, M.; GUERRERO, J. M. A hierarchical energy management system for islanded multi-microgrid clusters considering frequency security constraints. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 121, p. 106134, 2020. 36, 37
- MENG, L.; SAVAGHEBI, M.; ANDRADE, F.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M.; GRAELLS, M. Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of aalborg university. In: IEEE. *2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. [S.l.], 2015. p. 2585–2592. 39, 41
- MENG, L.; SHAFIEE, Q.; TRECATE, G. F.; KARIMI, H.; FULWANI, D.; LU, X.; GUERRERO, J. M. Review on control of dc microgrids and multiple microgrid clusters. *IEEE journal of emerging and selected topics in power electronics*, IEEE, v. 5, n. 3, p. 928–948, 2017. 35
- MOHAMMED, A.; REFAAT, S. S.; BAYHAN, S.; ABU-RUB, H. Ac microgrid control and management strategies: Evaluation and review. *IEEE Power Electronics Magazine*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 18–31, 2019. 53, 55
- MTU. *Microgrid Controller: Main Functions and Principle of Operation*. 2023. Disponível em: <<https://nemsa.gov.ng/wp-content/uploads/formidable/67/MTU-Microgrid-Controller-200629.pdf>>. 50
- NASR-AZADANI, E.; SU, P.; ZHENG, W.; RAJDA, J.; CAÑIZARES, C.; KAZERANI, M.; VENEMAN, E.; CRESS, S.; WITTEMUND, M.; MANJUNATH, M. R. et al. The canadian renewable energy laboratory: A testbed for microgrids. *IEEE Electrification Magazine*, IEEE, v. 8, n. 1, p. 49–60, 2020. 21, 39, 41
- NUTKANI, I. U.; LOH, P. C.; WANG, P.; JET, T. K.; BLAABJERG, F. Intertied ac–ac microgrids with autonomous power import and export. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 65, p. 385–393, 2015. 35, 36, 37
- PÁDUA, M. S.; DECKMANN, S. M.; MARAFÃO, F. P. Frequency-adjustable positive sequence detector for power conditioning applications. In: IEEE. *2005 IEEE 36th Power Electronics Specialists Conference*. [S.l.], 2005. p. 1928–1934. 147
- PAREDES, H. K. M. *Teoria de potência conservativa= uma nova abordagem para o controle cooperativo de condicionadores de energia e considerações sobre atribuição de responsabilidades*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, 2011. 63
- PARHIZI, S.; LOTFI, H.; KHODAEI, A.; BAHRAMIRAD, S. State of the art in research on microgrids: A review. *Ieee Access*, IEEE, v. 3, p. 890–925, 2015. 57

- PATRA, S.; MADICHETTY, S.; BASU, M. Development of a smart energy community by coupling neighbouring community microgrids for enhanced power sharing using customised droop control. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 17, p. 5383, 2021. [39](#)
- PEI, Y.; JIANG, G.; YANG, X.; WANG, Z. Auto-master-slave control technique of parallel inverters in distributed ac power systems and ups. In: IEEE. *2004 IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference (IEEE Cat. No. 04CH37551)*. [S.l.], 2004. v. 3, p. 2050–2053. [56](#)
- PETRUZZIELLO, F.; ZIOGAS, P.; JOOS, G. A novel approach to paralleling of power converter units with true redundancy. In: IEEE. *21st Annual IEEE Conference on Power Electronics Specialists*. [S.l.], 1990. p. 808–813. [56](#)
- POULIOS, V.; VRETTOS, E.; KIENZLE, F.; KAFFE, E.; LUTERNAUER, H.; ANDERSSON, G. Optimal placement and sizing of battery storage to increase the pv hosting capacity of low voltage grids. In: VDE. *International ETG Congress 2015; Die Energiewende-Blueprints for the new energy age*. [S.l.], 2015. p. 1–8. [24](#)
- REIS, G. dos; LIBERADO, E.; MARAFÃO, F.; SOUSA, C.; SILVA, W.; BRANDAO, D. Model-free power control for low-voltage ac dispatchable microgrids with multiple points of connection. *Energies*, MDPI, v. 14, n. 19, p. 6390, 2021. [27](#), [137](#)
- REIS, G. L.; BRANDAO, D. I.; OLIVEIRA, J. H.; ARAUJO, L. S.; FILHO, B. J. C. Case study of single-controllable microgrid: A practical implementation. *Energies*, MDPI, v. 15, n. 17, p. 6400, 2022. [25](#), [41](#)
- REIS, G. L. d. *Projeto e Construção de um Conversor Monofásico em Ponte H Multicelular Entrelaçado para Geração Fotovoltaica e Eólica de Pequeno Porte*. Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Gerias, PPGEE-UFMG, Fev 2017. [108](#)
- RESTREPO-ZAMBRANO, J. A.; RAMÍREZ-SCARPETTA, J. M.; OROZCO-GUTIÉRREZ, M. L.; TENORIO-MELO, J. A. Experimental framework for laboratory scale microgrids. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, Universidad de Antioquia, n. 81, p. 9–23, 2016. [38](#)
- ROKROK, E.; SHAFIE-KHAH, M.; CATALÃO, J. P. Review of primary voltage and frequency control methods for inverter-based islanded microgrids with distributed generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 82, p. 3225–3235, 2018. [52](#), [53](#)
- ROSADO, S. P.; KHADEM, S. K. Development of community grid: Review of technical issues and challenges. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IEEE, v. 55, n. 2, p. 1171–1179, 2018. [33](#)
- SAHA, D.; BAZMOHAMMADI, N.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Multiple microgrids: A review of architectures and operation and control strategies. *Energies*, MDPI, v. 16, n. 2, p. 600, 2023. [33](#)
- SAHOO, A. K.; MAHMUD, K.; CRITTENDEN, M.; RAVISHANKAR, J.; PADMANABAN, S.; BLAABJERG, F. Communication-less primary and secondary control in inverter-interfaced ac microgrid: An overview. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 9, n. 5, p. 5164–5182, 2020. [57](#)

- SAHOO, S. K.; SINHA, A. K.; KISHORE, N. Control techniques in ac, dc, and hybrid ac–dc microgrid: a review. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, IEEE, v. 6, n. 2, p. 738–759, 2017. 46
- SAHU, S. K.; GHOSH, D. Hosting capacity enhancement in distribution system in highly trenchant photo-voltaic environment: A hardware in loop approach. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 14440–14451, 2019. 23
- SALCEDO, R.; CORBETT, E.; SMITH, C.; LIMPAECHER, E.; REKHA, R.; NOWOCIN, J.; LAUSS, G.; FONKWE, E.; ALMEIDA, M.; GARTNER, P. et al. Banshee distribution network benchmark and prototyping platform for hardware-in-the-loop integration of microgrid and device controllers. *The Journal of Engineering*, Wiley Online Library, v. 2019, n. 8, p. 5365–5373, 2019. 38
- SE. Efficient green power for islandable microgrids. Schneider Electric. Disponível em: <<https://www.se.com/ww/en/download/document/NRJTD518796EN/>>. Acesso em 23/10/2022, Austrália, 2019. 50
- SERBAN, I.; CESPEDES, S.; MARINESCU, C.; AZURDIA-MEZA, C. A.; GOMEZ, J. S.; HUEICHAPAN, D. S. Communication requirements in microgrids: A practical survey. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 47694–47712, 2020. 59
- SIEMENS. *Microgrid Control – a SICAM application*. 2023. Disponível em: <<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/microgrid/sicam-microgrid-controller.html>>. 50
- SILVA, M. C. da; CHAVES, L. S.; MAIA, T. A.; PIRES, I. A.; FILHO, C. Braz de J. Oasis-ufmg: Proposta de minirrede para diminuição de custos de energia elétrica no campi universitário. 48
- SILVA, W. W. A. G. *DESENVOLVIMENTO DE MÉTODOS PARA CONTROLE DISTRIBUÍDO EM NANORREDES C.C.: COMPARTILHAMENTO DE POTÊNCIA E RESTAURAÇÃO DE TENSÃO*. 266 p. Tese (Doutorado) — Programa de Pos-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Minas Geras, PPGEE-UFMG, 2020. 46, 107
- SINGHAL, A.; AJJARAPU, V.; FULLER, J.; HANSEN, J. Real-time local volt/var control under external disturbances with high pv penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 4, p. 3849–3859, 2018. 24
- SMA Planning Guidelines. “*SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM with Battery-Backup Function: Circuitry Overviews, Schematic Diagrams and Material Lists*”. 2019. 1–54 p. Disponível em: <www.SMA-Solar.com>. 150
- SPECIFICATION, S. P. SunSpec Modbus IEEE 1547-2018 Profile Specification and Implementation Guide SunSpec Profile Specification. p. 1–35, 2018. 138
- SUN, Q.; ZHOU, J.; GUERRERO, J. M.; ZHANG, H. Hybrid three-phase/single-phase microgrid architecture with power management capabilities. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 30, n. 10, p. 5964–5977, 2014. 46
- TAN, K. T.; PENG, X.; SO, P. L.; CHU, Y. C.; CHEN, M. Z. Centralized control for parallel operation of distributed generation inverters in microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 3, n. 4, p. 1977–1987, 2012. 56

- TEDESCHI, E.; TENTI, P.; MATTAVELLI, P.; TROMBETTI, D. Cooperative control of electronic power processors in micro-grids. In: IEEE. *2009 Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.], 2009. p. 1–8. [63](#)
- TENTI, P.; CALDOGNETTO, T. Optimal control of local area energy networks (e-lan). *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, v. 14, p. 12–24, 2018. [36](#)
- TENTI, P.; CALDOGNETTO, T.; BUSO, S.; COSTABEBER, A. Control of utility interfaces in low voltage microgrids. In: IEEE. *2014 IEEE 5th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.], 2014. p. 1–8. [30](#), [41](#)
- TENTI, P.; PAREDES, H. K. M.; MATTAVELLI, P. Conservative power theory, a framework to approach control and accountability issues in smart microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 26, n. 3, p. 664–673, 2010. [73](#)
- TON, D. T.; SMITH, M. A. The us department of energy’s microgrid initiative. *The Electricity Journal*, Elsevier, v. 25, n. 8, p. 84–94, 2012. [45](#)
- TSIKALAKIS, A. G.; HATZIARGYRIOU, N. D. Centralized control for optimizing microgrids operation. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, IEEE, v. 23, n. 1, p. 241–248, 2008. [56](#)
- UDDIN, M.; MO, H.; DONG, D.; ELSAWAH, S.; ZHU, J.; GUERRERO, J. M. Microgrids: A review, outstanding issues and future trends. *Energy Strategy Reviews*, Elsevier, v. 49, p. 101127, 2023. [48](#)
- UNAMUNO, E.; BARRENA, J. A. Hybrid ac/dc microgrids—part i: Review and classification of topologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 52, p. 1251–1259, 2015. [46](#)
- USTUN, T. S.; HASHIMOTO, J.; OTANI, K. Impact of smart inverters on feeder hosting capacity of distribution networks. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 163526–163536, 2019. [24](#)
- VANDOORN, T.; KOONING, J. D.; MEERSMAN, B.; VANDEVELDE, L. Review of primary control strategies for islanded microgrids with power-electronic interfaces. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 19, p. 613–628, 2013. [53](#), [56](#)
- WANG, J.; SONG, Y.; LI, W.; GUO, J.; MONTI, A. Development of a universal platform for hardware in-the-loop testing of microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, IEEE, v. 10, n. 4, p. 2154–2165, 2014. [38](#), [41](#)
- WANG, L.; YAN, R.; BAI, F.; SAHA, T.; WANG, K. A distributed inter-phase coordination algorithm for voltage control with unbalanced pv integration in lv systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 11, n. 4, p. 2687–2697, 2020. [57](#)
- WANG, Y.; HUANG, Z.; SHAHIDEHPOUR, M.; LAI, L. L.; WANG, Z.; ZHU, Q. Reconfigurable distribution network for managing transactive energy in a multi-microgrid system. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 11, n. 2, p. 1286–1295, 2019. [36](#)
- WANG, Z.; CHEN, B.; WANG, J.; BEGOVIC, M. M.; CHEN, C. Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 45–53, 2014. [35](#)

- WANG, Z.; CHEN, B.; WANG, J.; CHEN, C. Networked microgrids for self-healing power systems. *IEEE Transactions on smart grid*, IEEE, v. 7, n. 1, p. 310–319, 2015. [33](#)
- WANZELER, T.; VIEIRA, J.; RADATZ, P.; SOUZA, V.; PINHEIRO, D. Assessing the performance of smart inverter volt-watt and volt-var functions in distribution systems with high pv penetration. In: IEEE. *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*. [S.l.], 2018. p. 1–6. [24](#)
- WBG. Tracking sdg 7 : The energy progress report 2021. World Bank Group, Washington DC, 2021. [21](#)
- WU, X.; XU, Y.; HE, J.; WANG, X.; VASQUEZ, J. C.; GUERRERO, J. M. Pinning-based hierarchical and distributed cooperative control for ac microgrid clusters. *IEEE Transactions on Power Electronics*, IEEE, v. 35, n. 9, p. 9865–9885, 2020. [57](#)
- WU, X.; XU, Y.; WU, X.; HE, J.; GUERRERO, J. M.; LIU, C.-C.; SCHNEIDER, K. P.; TON, D. T. A two-layer distributed cooperative control method for islanded networked microgrid systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 11, n. 2, p. 942–957, 2019. [36](#), [37](#), [41](#)
- YAMASHITA, D. Y.; VECHIU, I.; GAUBERT, J.-P. A review of hierarchical control for building microgrids. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 118, p. 109523, 2020. [56](#), [57](#)
- YANG, J.; YUAN, W.; SUN, Y.; HAN, H.; HOU, X.; GUERRERO, J. M. A novel quasi-master-slave control frame for pv-storage independent microgrid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 97, p. 262–274, 2018. [56](#)
- YANG, Y.; PEI, W.; HUO, Q.; SUN, J.; XU, F. Coordinate planning of multiple microgrids and distribution network with mixed ac/dc interconnection method. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 145, p. 313–318, 2018. [35](#)
- YOO, H.-J.; NGUYEN, T.-T.; KIM, H.-M. Multi-frequency control in a stand-alone multi-microgrid system using a back-to-back converter. *Energies*, MDPI, v. 10, n. 6, p. 822, 2017. [35](#), [36](#), [37](#)
- YOO, Y.; JANG, G.; JUNG, S. A study on sizing of substation for pv with optimized operation of bess. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 214577–214585, 2020. [24](#)
- ZERAATI, M.; GOLSHAN, M. E. H.; GUERRERO, J. M. Voltage quality improvement in low voltage distribution networks using reactive power capability of single-phase pv inverters. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 10, n. 5, p. 5057–5065, 2018. [24](#)
- ZHAO, Z.; YANG, P.; WANG, Y.; XU, Z.; GUERRERO, J. M. Dynamic characteristics analysis and stabilization of pv-based multiple microgrid clusters. *IEEE transactions on smart grid*, IEEE, v. 10, n. 1, p. 805–818, 2017. [37](#)
- ZHOU, Q.; SHAHIDEHPOUR, M.; ALABDULWAHAB, A.; ABUSORRAH, A. Flexible division and unification control strategies for resilience enhancement in networked microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 35, n. 1, p. 474–486, 2019. [35](#), [37](#)

ZIOUANI, I.; BOUKHETALA, D.; DARCHERIF, A.-M.; AMGHAR, B.; ABBASSI, I. E. Hierarchical control for flexible microgrid based on three-phase voltage source inverters operated in parallel. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 95, p. 188–201, 2018. [57](#)

ZOU, H.; MAO, S.; WANG, Y.; ZHANG, F.; CHEN, X.; CHENG, L. A survey of energy management in interconnected multi-microgrids. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 72158–72169, 2019. [33](#)