

José Ronaldo Silveira Júnior

Microrredes Despacháveis de Baixa Tensão: Múltiplos Serviços Ancilares

Belo Horizonte - MG

Fevereiro de 2022

José Ronaldo Silveira Júnior

Microrredes Despacháveis de Baixa Tensão: Múltiplos Serviços Ancilares

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.

Universidade Federal de Minas Gerais

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão

Coorientador: Prof. Dr. Braz de Jesus Cardoso Filho

Belo Horizonte - MG

Fevereiro de 2022

S587m

Silveira Júnior, José Ronaldo.

Microrredes despacháveis de baixa tensão [recurso eletrônico] : múltiplos serviços ancilares / José Ronaldo Silveira Júnior. - 2022. 1 recurso online (178 f. : il., color.) : pdf.

Orientador: Danilo Iglesias Brandão.

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

Anexos: f. 162-178.

Bibliografia: f. 147-161.

Exigências do sistema: Adobe Acrobat Reader.

1. Engenharia elétrica - Teses. 2. Energia - Armazenamento - Teses. 3. Energia elétrica - Distribuição - Baixa tensão - Teses. I. Brandão, Danilo Iglesias. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621.3(043)

TESE DE DOUTORADO Nº 392

**MICRORREDES DESPACHÁVEIS DE BAIXA TENSÃO: MÚLTIPLOS
SERVIÇOS ANCILARES**

JOSÉ RONALDO SILVEIRA JÚNIOR

DATA DA DEFESA: 22/02/2022

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

FOLHA DE APROVAÇÃO

"Microrredes Despacháveis de Baixa Tensão: Múltiplos
Serviços Ancilares"

JOSÉ RONALDO SILVEIRA JÚNIOR

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 22 de fevereiro de 2022.

Por:



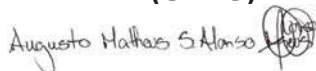
Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
DEE (UFMG) - Orientador



Prof. Dr. Braz de Jesus Cardoso Filho
DEE (UFMG) - Coorientador



Prof. Dr. Hélio Marcos André Antunes
DEE (UFES)



Prof. Dr. Augusto Matheus dos Santos Alonso
FEEC (UNICAMP)



Profa. Dr. Wadaed Uturbey da Costa
DEE (UFMG)



Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG)

Este trabalho é dedicado à minha esposa, Juliana, cujo incentivo permitiu uma caminhada muito mais gratificante e aos meus filhos Davi e Gabriel para quem esse projeto é concluído.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por ter me fortalecido e direcionado nessa caminhada. Meus pais, Eliane e José Ronaldo, e meus irmãos, Leandro e Priscilla, pelos incentivos e torcidas constantes. Meus filhos, Davi e Gabriel, que por tantas vezes me viram comprometido e mesmo sem saber exatamente o que acontecia, entendiam que era algo importante que o pai deles buscava. Minha esposa Juliana pelo carinho, suporte e companheirismo que permitiu que tudo acontecesse.

Aos colegas do laboratório Tesla e do PPGEE pelas discussões e trocas de informações sempre enriquecedoras. Ao Professor Braz pelas sempre interessantíssimas conversas que tivemos no Tesla. Por fim, um especial agradecimento ao meu orientador Professor Dr. Danilo Iglesias Brandão que com muita sabedoria e elegância me incentivou durante todos os momentos.

"Cada um que passa em nossa vida, passa sozinho, pois cada pessoa é única, e nenhuma substitui outra. Cada um que passa em nossa vida passa sozinho, mas não vai só, nem nos deixa só. Leva um pouco de nós mesmos, deixa um pouco de si mesmo. Há os que levam muito; mas não há os que não levam nada. Os que deixam muito; mas não há os que não deixam nada. Esta é a maior responsabilidade de nossa vida e a prova evidente de que duas pessoas não se encontram ao acaso. (Antoine Saint Exupéry)"

Resumo

Microrredes despacháveis de baixa tensão proveem suporte às redes de distribuição de energia elétrica atuando como agentes ativos controláveis por meio da interoperabilidade com o operador da microrrede. Nesse contexto, poucos estudos publicados abordam os níveis secundários e terciários do controle da microrrede, suas interoperabilidades, e a combinação de diferentes serviços ancilares fornecidos pela mesma. Outros trabalhos abordaram microrredes com serviços únicos, ou geradores distribuídos com serviços múltiplos. Este trabalho propõe um controle multifuncional de uma microrrede despachável de baixa tensão capaz de explorar os seus bancos de baterias para fornecer vários serviços ancilares, dependendo dos objetivos intrínsecos da própria microrrede e dos requisitos da rede a montante. O controle da microrrede permite o gerenciamento do sistema considerando os seguintes serviços ancilares: redução de demanda de ponta, operação ilhada, suporte e compensação de potência reativa, reservas de potência, auto-consumo, deslocamento do consumo de energia, estabilização do fluxo de potência e suavização do fluxo de potência. A resposta agregada das microrredes despacháveis também é investigada para oferecer suporte à rede à montante ao grupo de microrredes em situações previsíveis, como variabilidades das fontes renováveis e carga e imprevisíveis, como falhas de geração, transmissão e comunicação, ou ainda variações de tensão. Para isso, a visão do sistema de gerenciamento de energia é ampliada para um contexto de um sistema transacional de energia no qual as microrredes operam como usinas virtuais de energia, com a operação de uma arquitetura hierárquica que compreende o controlador central da microrrede, o operador da microrrede, o operador do sistema de distribuição e o operador do sistema de transmissão. Os resultados de simulação mostram que a microrrede pode importar e exportar energia, considerando os seus próprios objetivos (e.g., interesse econômico e aumento da qualidade da energia) e sinalizações da rede à montante (e.g., ausência de geração e suporte durante transientes), o que é feito por meio de um algoritmo de controle baseado em potência. A capacidade da bateria disponível dentro da microrrede é particionada para fornecer mais de um serviço ancilar concomitantemente para a rede, enquanto mantém o estado de saúde e evita o risco de sobrecarga. As respostas agregadas das microrredes aliviam o carregamento da rede à montante, cujos efeitos dos diversos serviços são percebidos localmente no ponto de acoplamento comum de cada microrrede ou ainda percebidos sistemicamente nos níveis de média e alta tensão, ou seja, no ponto de acoplamento comum do grupo de microrredes.

Palavras-chave: *Serviços ancilares, microrrede despachável, armazenamento de energia, multifuncional, resposta agregada, sistema transacional de energia, usina virtual de energia.*

Abstract

Dispatchable microgrids can support the operations of the electrical distribution networks acting as controllable active entities by interoperability with the microgrid operator. In this context, few published papers have focused on the secondary and tertiary microgrid control levels, their interoperability, and the combination of different ancillary services provided by the same microgrid. Other recent works have addressed single and multiple services applied to distributed generators. This PhD dissertation proposes a multifunctional control of a low-voltage dispatchable microgrid capable of exploiting the microgrid's battery banks to provide multiple ancillary services depending on the intrinsic microgrid targets and the upstream grid requirements. The microgrid control allows the management of the system considering the following ancillary services: peak shaving, islanded operation, reactive power support and compensation, power reserve, self-consumption, energy time shifting, flat power flow and capacity firming. It is also investigated the aggregate response of a cluster of multifunctional dispatchable microgrids to offer support to the upstream grid under predictable, such as variability of renewable sources and load; and unpredictable events, such as generation, transmission and communication failures, or even overvoltages. For this, the energy management system is devised into a hierarchical architecture comprising the microgrid central controller, microgrid system operator, distribution system operator up to the transmission system operator in a transactive energy system in which microgrids operate as virtual power plants. The simulation results show that the microgrid imports/exports power and manages its net power flow in support to upstream grid (e.g., absence of power generation and support during transients) and inherent targets (e.g., economic interest and enhance the power quality). To achieve such goals, the microgrid is controlled through the power-based control algorithm that allows the microgrid central controller to regulate effectively the active and reactive power flow through the point of common coupling. The available battery capability is partitioned to provide more than one ancillary service concomitantly for the network, while maintaining the state of health and avoiding overcharge risk of the battery banks. The aggregate response alleviates the loading on the upstream grid, whose effects can be perceived locally at the point of common coupling of each microgrid or systemically perceived at the medium and high-voltage levels (i.e., point of common coupling of the microgrid cluster).

Keywords: *Ancillary service, dispatchable microgrid, energy storage, multifunctional, aggregate response, transactive energy, virtual power plant.*

Lista de Figuras

Figura 1 – Sistema elétrico de potência com n -ésimas microrredes despacháveis controladas por seus controles centrais (CCMR), gerenciado pelo operador da microrrede (OMR), e em seguida o operador do sistema de distribuição (OSD) e operador do sistema de transmissão (OST).	29
Figura 2 – Organização centralizada tradicional do setor energético.	41
Figura 3 – Organização descentralizada moderna do setor energético.	41
Figura 4 – Representação dos conversores: (a) formador de rede; (b) supridor; (c) suporte controlado como fonte de corrente e (d) suporte controlado como fonte de tensão.	46
Figura 5 – Organização hierárquica do controle coordenado de uma estrutura centralizada de uma microrrede despachável e multifuncional de baixa tensão num sistema transaccional de energia.	49
Figura 6 – Faixas de operação das baterias: a) chumbo-ácido e b) íon-lítio.	56
Figura 7 – Faixas de operação das baterias: a) chumbo-ácido e b) íon-lítio.	58
Figura 8 – Sistema de energia para resposta agregada de microrredes despacháveis multifuncionais centralizadas em um sistema transaccional de energia.	60
Figura 9 – Sistema de gerenciamento de energia da MR multifuncional despachável centralizada.	63
Figura 10 – Fluxograma do sistema de gestão de energia da microrrede durante os horários de ponta.	66
Figura 11 – Fluxograma do sistema de gestão de energia da microrrede durante as horários fora de ponta.	68
Figura 12 – Topologia da rede de alta e média tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para a plataforma de simulação.	84
Figura 13 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para a plataforma de simulação.	87
Figura 14 – Modelagem do perfil de carga das barras 1 e 12 da média tensão.	88
Figura 15 – Modelagem do perfil de (a) potência ativa e (b) reativa da carga da média tensão.	89
Figura 16 – Geração das referências de corrente da carga.	89
Figura 17 – Perfil de carga dos nós 1 e 12.	90

Figura 18 – Circuito para criação do perfil de corrente fotovoltaica.	90
Figura 19 – Gerador de corrente da fonte fotovoltaica.	91
Figura 20 – Perfis de produção de energia das fontes fotovoltaicas da média tensão.	92
Figura 21 – Gerador de corrente fonte eólica.	93
Figura 22 – Perfil de produção da fonte eólica com potência máxima de 1500 kW.	93
Figura 23 – Perfil de consumo de potência ativa e reativa das cargas da microrrede de BT.	94
Figura 24 – Modelagem do perfil de potência ativa e reativa da carga controlada da microrrede de BT.	94
Figura 25 – Referências de potência da carga a ser controlada.	95
Figura 26 – Efetivação do deslocamento da carga controlada.	95
Figura 27 – Perfil de consumo de potência ativa da carga controlada da microrrede 1.	96
Figura 28 – Sistemas fotovoltaicos monofásicos não controlados em P e controlados em Q.	96
Figura 29 – Perfil de geração de potência ativa das fontes fotovoltaicas da microrrede 1.	97
Figura 30 – Modelagem do sistema eólico trifásico não controlado em P e controlado em Q.	97
Figura 31 – Perfil de geração de potência ativa pela fonte eólica da microrrede de BT.	97
Figura 32 – Geração das correntes de referência dos geradores diesel da microrrede.	98
Figura 33 – Modelagem do perfil de potência dos geradores diesel da microrrede.	99
Figura 34 – Perfil de potência ativa dos geradores diesel da microrrede de BT.	99
Figura 35 – Modelagem do banco de baterias trifásico controlados em P e Q.	100
Figura 36 – Modelagem do SoC da Bateria.	100
Figura 37 – Potência ativa e SoC de um banco de baterias chumbo-ácido.	101
Figura 38 – Potência ativa e SoC de um banco de baterias de íon-lítio.	101
Figura 39 – Modelagem do CBP.	102
Figura 40 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para estudo de caso #1.	105
Figura 41 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #1.	106
Figura 42 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de íon-lítio, Evolução do SoC e coeficientes do CBP do caso #1.	106
Figura 43 – Ampliação do resultado do fluxo de potência ativa no PAC da MR1 e do SoC do banco de baterias 1 durante o serviço de suavização do fluxo de potência do caso #1.	107
Figura 44 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para estudo de caso #2.	108
Figura 45 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #2.	109

Figura 46 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de íon-lítio, Evolução do SoC do caso #2.	110
Figura 47 – Coeficientes do CBP e perfil de potência ativa da carga controlada do caso #2.	110
Figura 48 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para estudo de caso #3.	112
Figura 49 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #3.	113
Figura 50 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de chumbo-ácido, Evolução do SoC e dos coeficientes escalares do CBP do caso #3.	113
Figura 51 – Perfil de tensão do lado de média tensão e correntes no PAC da MR1 (Valores absolutos) do caso #3.	114
Figura 52 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para estudo de caso #4.	115
Figura 53 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #4.	116
Figura 54 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de chumbo-ácido, Evolução do SoC e dos coeficientes escalares do CBP do caso #4.	117
Figura 55 – Perfil de tensão do lado de média tensão e correntes no PAC da MR1 (Valores absolutos) do caso #4.	118
Figura 56 – Topologia da MR1 para o estudo de caso #5.	119
Figura 57 – Topologia da rede de média tensão para o estudo de caso #5.	120
Figura 58 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #5.	121
Figura 59 – Perfil de tensão do lado de baixa tensão e correntes no PAC da MR1 (Valores absolutos) do caso #5.	122
Figura 60 – Potência e SoC da bateria, coeficientes escalares do CBP e perfil da carga controlada da MR1 do caso #5.	122
Figura 61 – Potência proveniente da rede de AT para o caso #5.	123
Figura 62 – Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 12 da média tensão para o caso #5.	124
Figura 63 – Topologia da MR1 para o estudo de caso #6.	125
Figura 64 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 e MR12 no estudo de caso #6.	126
Figura 65 – Perfil de tensão do lado de baixa tensão do PAC e correntes no PAC da MR1 e MR12 (Valores absolutos) do caso #6.	127
Figura 66 – Potência e SoC da bateria, coeficientes escalares do CBP e perfil da carga controlada das MRs do caso #6.	127
Figura 67 – Potência proveniente da rede de AT para o caso #6.	128
Figura 68 – Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 12 da média tensão para o caso #6.	128
Figura 69 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do <i>benchmark</i> do <i>CIGRE</i> para estudo de caso #7.	130
Figura 70 – Topologia da rede de média tensão para o estudo de caso #7.	130

Figura 71 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC das MRs e potência do gerador da MT no estudo de caso #7.	132
Figura 72 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR1 do estudo de caso #7.	133
Figura 73 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR4 do estudo de caso #7.	133
Figura 74 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR12 do estudo de caso #7.	133
Figura 75 – Perfil da baixa tensão no PAC das MRs do estudo de caso #7 (Valores absolutos).	134
Figura 76 – Perfil de tensão no PAC do GMRs do estudo de caso#7.	135
Figura 77 – Nível de corrente no PAC das MRs do estudo de caso #7 (Valores absolutos).	135
Figura 78 – Topologia da rede de média tensão para o estudo de caso #8.	137
Figura 79 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC das MRs e potência do gerador da MT no estudo de caso #8.	138
Figura 80 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR1 do estudo de caso #8.	139
Figura 81 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR4 do estudo de caso #8.	139
Figura 82 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR12 do estudo de caso #8.	140
Figura 83 – Nível de corrente no PAC das MRs do estudo de caso #8 (Valores absolutos).	140
Figura 84 – Perfil da baixa tensão no PAC das MRs do estudo de caso #8 (Valores absolutos).	141
Figura 85 – Perfil de tensão no PAC do GMRs do estudo de caso#8.	141
Figura 86 – Topologia da rede de distribuição IEEE 33 bus.	163
Figura 87 – Cálculo das perdas de potência ativa para cada método em função das variações de custos da energia ativa.	165
Figura 88 – Cálculo das perdas de potência reativa para cada método em função das variações de custos da energia reativa.	166
Figura 89 – Variação do tempo de processamento de cada método em função das variações de custos.	166
Figura 90 – Topologia do sistema IEEE 33 bus com a inclusão de REDs e MRs.	167
Figura 91 – Potência ativa nas barras do sistema IEEE 33 bus e com a inclusão de REDs e MRs despacháveis.	168
Figura 92 – Potência reativa nas barras do sistema IEEE 33 bus e com a inclusão de REDs e MRs despacháveis.	168

Figura 93 – Potência ativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 3).	169
Figura 94 – Potência reativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 3).	169
Figura 95 – Perdas dos Testes 1, 2 e 3.	170
Figura 96 – Potência ativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 4).	170
Figura 97 – Potência reativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 4).	171
Figura 98 – Perdas dos Testes 1, 2, 3 e 4.	171
Figura 99 – Potência ativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 5.)	172
Figura 100 – Potência reativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 5).	172
Figura 101 – Perdas dos Testes 1, 2, 3, 4 e 5.	172

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Modalidades de serviços ancilares oferecidos por microrredes despacháveis.	32
Tabela 2 – Comparação entre o estado da arte e o trabalho proposto em MR de BT.	36
Tabela 3 – Serviços ancilares oferecidos pela MR e suas respectivas regiões de atuação na bateria.	59
Tabela 4 – Limites de potência e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR.	61
Tabela 5 – Serviços disponibilizados no sistema de gestão de energia da microrrede.	69
Tabela 6 – Configuração da MR multifuncional despachável por CBP e CLB. . . .	81
Tabela 7 – Parâmetros das cargas de média tensão.	85
Tabela 8 – Potências máximas das fontes renováveis presentes na média tensão. . .	86
Tabela 9 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #1.	105
Tabela 10 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #3.	111
Tabela 11 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #5.	120
Tabela 12 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #5.	121
Tabela 13 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #6.	124
Tabela 14 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #6.	125
Tabela 15 – Disponibilidade de potência para o OMR indicadas pelas MRs em seus PACs.	129
Tabela 16 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #7.	131
Tabela 17 – Limites de potência no PAC das MRs 1, 2 e 3 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #7.	131
Tabela 18 – Limites de potência no PAC das MRs 4, 5, 6, 7 e 8 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #7.	131

Tabela 19 – Limites de potência no PAC das MRs 9, 10, 11 e 12 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #7.	131
Tabela 20 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #8.	136
Tabela 21 – Limites de potência no PAC das MRs 1, 2 e 3 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #8.	136
Tabela 22 – Limites de potência no PAC das MRs 4, 5, 6, 7 e 8 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #8.	136
Tabela 23 – Limites de potência no PAC das MRs 9, 10, 11 e 12 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #8.	137
Tabela 24 – Resumo dos resultados	142
Tabela 25 – Potências das cargas das barras da rede IEEE-33 bus.	163
Tabela 26 – Impedâncias das linhas da rede IEEE-33 bus.	164
Tabela 27 – Potência disponível dos REDs e MRs inclusos na rede IEEE 33 bus.	167
Tabela 28 – Valores de base do sistema de alta tensão.	174
Tabela 29 – Parâmetros dos geradores do sistema de alta tensão.	174
Tabela 30 – Parâmetros das linhas de transmissão de alta tensão.	175
Tabela 31 – Parâmetros das cargas em alta tensão.	175
Tabela 32 – Parâmetros dos transformadores de alta tensão.	175
Tabela 33 – Parâmetros dos capacitores de alta tensão.	175
Tabela 34 – Parâmetros da linha de sub-transmissão.	175
Tabela 35 – Parâmetros do transformador do sistema de sub-transmissão.	176
Tabela 36 – Parâmetros das linhas de distribuição de média tensão.	176
Tabela 37 – Parâmetros das transformadores de média tensão.	176
Tabela 38 – Parâmetros das linhas de distribuição de baixa tensão residencial.	177

Lista de Símbolos

$A_{Gj}(k)$	Potência aparente do inversor do RED
$A_{Gt}(k)$	Potência aparente total dos inversores dos REDs
A_r	Raio de varredura do rotor de uma fonte eólica
C_p	rendimento de uma fonte eólica
B_{ab}	Susceptância da linha ab
C_{Rede}^P	Custos da potência ativa provenientes da rede a montante
C_{Rede}^Q	Custos da potência reativa provenientes da rede a montante
C_{RED}^P	Custos de energia ativa dos REDs da MR
C_{RED}^Q	Custos de energia reativa dos REDs da MR
$C_{CargaControlada}^P$	Custos de potência ativa das cargas controláveis
$C_{CargaControlada}^Q$	Custos de potência reativa das cargas controláveis
G_{ab}	Condutância da linha ab
I^{ab}	Corrente transmitida pela linha ab
I_{MR}^{PAC}	Corrente elétrica no PAC da MR
$I_{MR}^{Condutor}$	Capacidade de condução de corrente do condutor do PAC da MR
I_{ab}^{max}	Capacidade máxima de transmissão da linha ab que conecta os barramentos a e b
J	Número de linhas de transmissão/distribuição.
k	Início de um período de controle genérico
$MR_C(P)$	Custos de potência ativa dos recursos da MR
$MR_C(Q)$	Custos de potência reativa dos recursos da MR

$P_{carga-bateria}$	Representa a taxa de carga da bateria
$P_{carga-controlada}$	Consumo de energia ativa de cargas controláveis e que por definição não são consideradas críticas
$P_{carga-liquida-1}$	Carga líquida após descarregar a bateria
$P_{carga-liquida-2}$	Carga líquida após usar as fontes eólica, solar e térmica
$P_{carga-liquida-3}$	Carga líquida após o uso de fontes eólicas, solares, térmicas e descarga da bateria.
$P_{CL(t)}$	Potência ativa da carga controlável
$P_{descarga-bateria}$	Energia disponível para ser fornecida a partir da bateria
P_{eolico}	Potência ativa da fonte eólica
P_{fase}	Potência por fase
P_G	Potência ativa medida no lado da rede de distribuição do PAC
P_G^{max}	Limite máximo de potência ativa no PAC da MR
P_G^{min}	Limite mínimo de potência ativa no PAC da MR
$P_G^*(k+1)$	Referência ativa do fluxo de potência para a rede a montante
$P_{Gt}^*(k+1)$	Referência de potência ativa total a ser fornecidas pelos REDs no próximo ciclo de controle $k+1$
$P_{Gj}(k)$	Potência ativa de saída do RED
P_{Gj}^*	Referências de potência ativa para o REDj
$P_{Gj}^{max}(k)$	Potência ativa máxima do RED
$P_{Gj}^{min}(k)$	Potência ativa mínima do RED
$P_{Gt}(k)$	Potência ativa total fornecida pelos REDs ao longo do ciclo k
$P_{Gt}^{min}(k)$	Potência ativa mínima total dos REDs
$P_{Gt}^{max}(k)$	Potência ativa máxima total dos REDs
P_{GOSD}^{max}	Limite máximo de potência ativa no PAC do grupo de MRs
P_{GOSD}^{min}	Limite mínimo de potência ativa no PAC do grupo de MRs
$P_{Lt}(k)$	Potência ativa total absorvida dentro da MR durante o ciclo k

$P_{RED(it)}$	Potência ativa gerada prevista para i -REDS na hora t
$P_{RED(it)}^{min}$	Potência ativa mínima prevista para i -REDS da MR
$P_{RED(it)}^{max}$	Potência ativa máxima prevista para i -REDS da MR
P_{ref}^d	Potência ativa desejada no PAC da MR
P_{solar}	Potência ativa da fonte solar fotovoltaica
$P_{térmica}$	Potência ativa das fontes térmicas
$Q_{CL(t)}$	Potência ativa da carga controlável
Q_G	Potência reativa medida no lado da rede de distribuição do PAC
Q_G^{max}	Limite máximo de potência reativa no PAC da MR
Q_G^{min}	Limite mínimo de potência reativa no PAC da MR
$Q_G^*(k+1)$	Referência reativa do fluxo de potência para a rede a montante
$Q_{Gt}^*(k+1)$	Referência de potência reativa total a ser fornecidas pelos REDs no próximo ciclo de controle $k+1$
$Q_{Gj}(k)$	Potência reativa de saída do RED
Q_{Gj}^*	Referências de potência reativa para o REDj
$Q_{Gj}^{max}(k)$	Potência reativa máxima entregue do j-ésimo DER
$Q_{Gt}(k)$	Potência reativa total fornecida pelos REDs ao longo do ciclo k
$Q_{Gt}^{max}(k)$	Potência reativa máxima total fornecida pelos REDs
Q_{GOSD}^{max}	Limite máximo de potência reativa no PAC do grupo de MRs
Q_{GOSD}^{min}	Limite mínimo de potência reativa no PAC do grupo de MRs
$Q_{Lt}(k)$	Potência reativa total absorvida dentro da MR durante o ciclo k
$Q_{RED(it)}$	Potência reativa gerada prevista para i -REDS na hora t
$Q_{RED(it)}^{min}$	Potência reativa mínima prevista para i -REDS da MR
$Q_{RED(it)}^{max}$	Potência reativa máxima prevista para i -REDS da MR
Q_{ref}^d	Potência reativa desejada no PAC da MR
S	Indica a preferência da MR em fornecer SA para a rede à montante ou para si mesma

v	Velocidade do vento (m/s)
V_t^{min}	Limite de tensão mínimo
V_t^{max}	Limite de tensão máxima
V_{fn}	Tensão fase/neutro
V_{ff}	Tensão fase/fase
V_i	Estado da tensão na barra i
α_P	Coefficiente escalar para controle da potência ativa
α_Q	Coefficiente escalar para controle da potência reativa
α_i^P	Coefficiente quadrático de custo relacionados produção de potência ativa pela MR
α_i^Q	Coefficiente quadrático de custo relacionados produção de potência reativa MR
β_i^P	Coefficiente linear de custo relacionados produção de potência ativa pela MR
β_i^Q	Coefficiente linear de custo relacionados produção de potência reativa MR
γ_i^P	Custo fixo relacionados produção de potência ativa pela MR
γ_i^Q	Custo fixo relacionados produção de potência reativa MR
δ^P	Custo por kW para que a MR forneça um serviço de potência ativa
δ^Q	Custo por kVAr para que a MR forneça um serviço de potência reativa
ΔP_a	Fluxo de potência ativa no barra a da MR
ΔQ_a	Fluxo de potência reativa no barra a da MR
θ_{ab}	Diferença de fase entre as barras a e b
θ_i	Estado da fase na barra i
$\theta_{(t)}^P$	Preço do SA de potência ativa na hora t
$\theta_{(t)}^Q$	Preço do SA de potência reativa na hora t
$\mu_{(t)}^P$	Preço da potência ativa para compra ou venda de energia com o OSD no tempo t

$\mu_{(t)}^Q$ Preço da potência reativa para compra ou venda de energia com o OSD no tempo t

ρ Densidade do ar seco

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta tensão
AC	Autoconsumo
BT	Baixa tensão
CBP	Controle baseado em potência
CEP	Conversores eletrônicos de potência
CCMR	Controle central da microrrede
CLB	Controle local da bateria
CPR	Compensação de potência reativa
DC	Deslocamento da carga
DCE	Deslocamento do consumo de energia
DDC	Descarte de carga
DoD	<i>depth of discharge</i>
EFP	Estabilização de fluxo de potência
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Gerador distribuído
GMR	Grupo de microrredes
HFP	Horário fora ponta
HP	Horário de ponta
MR	Microrrede
MT	Média tensão

NC	Nivelamento de carga
OI	Operação Ilhada
OSD	Operador do sistema de distribuição
OMR	Operador da microrrede
OST	Operador do sistema de transmissão
PAC	Ponto de acoplamento comum
PdC	Ponto de conexão
PRA	Ponto de referência de aplicabilidade
RDP	Redução da demanda de ponta
RED	Recurso de energia distribuída
RPRL	Reserva de potência de resposta lenta
RPRR	Reserva de potência de resposta rápida
RF	Regulação de frequência
RP	Reserva de potência
RT	Regulação de tensão
SA	Serviço ancilar
SAE	Sistemas de armazenamento de energia
SFP	Suavização de fluxo de potência
SGE	Sistema de gerenciamento de energia
SoC	<i>state of charge</i>
SoH	<i>state of health</i>
SPR	Suporte de potência reativa
STE	Sistema transacional de energia

Sumário

1	Introdução	27
1.1	Estado da arte	34
1.2	Objetivos	37
1.2.1	Objetivo geral	37
1.2.2	Objetivos específicos	37
1.3	Contribuições	38
1.4	Organização do texto	38
2	Microrredes de Energia Elétrica	39
2.1	Recursos energéticos e cargas controladas das microrredes	39
2.2	Gestão Energética em microrredes	40
2.3	Classificação dos conversores de potência	45
2.4	Modos de operação em microrredes	47
2.4.1	Modo ilhado	48
2.4.2	Modo conectado à rede de distribuição	48
2.4.3	Modo de reconexão	48
2.4.4	Transição para o modo ilhado	49
2.5	Estrutura hierárquica de controle da microrrede	49
2.5.1	Nível primário	50
2.5.2	Nível secundário	50
2.5.3	Nível terciário	50
2.5.4	Sistema transaccional de energia com microrredes despacháveis	51
2.6	Controle baseado em potência	51
2.7	Conclusões	54
3	Sistema de Gerenciamento de Energia da Microrrede	55
3.1	Requerimentos do sistema de armazenamento de energia	55
3.2	Interoperabilidades em sistema de energia para resposta agregada de microrredes baixa tensão	59
3.3	Algoritmo para o gerenciamento de serviços ancilares de microrredes	63
3.3.1	Etapa 1 – Serviços ancilares disponíveis na pré-operação	64
3.3.2	Etapa 2 – Otimização dos recursos da microrrede	70
3.3.3	Etapa 3 – Seleção do serviço ancilar para o dia seguinte	74
3.4	Configuração dos serviços ancilares	77
3.4.1	Nivelamento de carga	77
3.4.2	Redução da demanda de ponta	78
3.4.3	Operação ilhada e autoconsumo	78
3.4.4	Suporte de potência reativa	78

3.4.5	Reserva de potência	79
3.4.6	Estabilização do fluxo de potência	79
3.4.7	Suavização do fluxo de potência	80
3.4.8	Sumário de configurações de múltiplos serviços ancilares por microrredes	80
3.5	Infraestrutura de comunicação	80
3.6	Conclusão	81
4	Plataforma de simulação	83
4.1	<i>Benchmark</i> de alta tensão	83
4.2	<i>Benchmark</i> de média tensão	85
4.3	<i>Benchmark</i> de baixa tensão	86
4.4	Modelagem dos elementos da rede de média tensão	87
4.4.1	Modelagem das cargas na média tensão	88
4.4.2	Modelagem das fontes renováveis na média tensão	90
4.4.2.1	Modelagem dos sistemas fotovoltaicos da média tensão	90
4.4.2.2	Modelagem do sistema eólico da média tensão	92
4.5	Modelagem dos elementos das microrredes de baixa tensão	94
4.5.1	Modelagem das cargas na baixa tensão	94
4.5.2	Modelagem das fontes fotovoltaicas na baixa tensão	96
4.5.3	Modelagem das fonte eólica na baixa tensão	97
4.5.4	Modelagem dos geradores diesel na baixa tensão	98
4.5.5	Modelagem do banco de baterias na baixa tensão	99
4.5.6	Modelagem do controle baseado em potência	102
4.6	Conclusões	102
5	Resultados e Discussões	103
5.1	Multifuncionalidades de microrredes despacháveis	103
5.1.1	Caso de estudo 1: Suavização do fluxo de potência, redução de demanda de pico e compensação de potência reativa	104
5.1.2	Caso de estudo 2: Deslocamento do consumo de energia, suavização do fluxo de potência, redução da demanda de ponta e compensação de potência reativa	108
5.1.3	Caso de estudo 3: Suavização do fluxo de potência, estabilização de fluxo de potência, reserva de potência de resposta rápida e suporte de potência reativa	111
5.1.4	Caso de estudo 4: Reserva de potência de resposta rápida e lenta, estabilização de fluxo de potência e compensação de potência reativa	115
5.2	Resposta agregada de microrredes despacháveis	118
5.2.1	Caso de estudo 5: Resposta agregada de microrredes multifuncionais e despacháveis orientadas para serviços de suporte à rede de distribuição	118

5.2.2	Caso de estudo 6: Resposta agregada de microrredes despacháveis multifuncionais orientadas para serviços autônomos e de suporte à rede de distribuição	124
5.2.3	Caso de estudo 7: Resposta agregada de microrredes multifuncionais durante ausência de geração na média tensão	129
5.2.4	Caso de estudo 8: Resposta agregada de microrredes multifuncionais em condições distintas de incentivos e durante falhas da rede à montante	136
5.3	Resumo dos resultados	142
6	Conclusão	143
6.1	Continuidade do trabalho	145
6.2	Publicações científicas alcançadas	145
6.3	Projeto de Minirrede de energia Oasis-UFMG	146
	Referências	147
	Apêndice A Testes no algoritmo Matpower	162
A.1	Teste 1: Avaliação dos métodos de resolução de fluxo de potência do Matpower	165
A.2	Teste 2: Inclusão de recursos energéticos distribuídos e de microrredes despacháveis no sistema IEEE 33 bus	167
A.3	Testes 3: Variação de custos das microrredes despacháveis	169
A.4	Testes 4: Custos das microrredes menores que o da concessionária	170
A.5	Testes 5: Injeção de potência na rede da concessionária	171
A.6	Conclusões	173
	Anexo A Dados do <i>benchmark</i>	174
A.1	<i>Benchmark</i> rede de alta tensão	174
A.2	<i>Benchmark</i> rede de média tensão	176
A.3	<i>Benchmark</i> rede de baixa tensão	176

Capítulo 1

Introdução

O crescimento constante do consumo de energia, concomitantemente aos interesses governamentais por produção de energia advindas de fontes sustentáveis, incentivam à modernização das redes de energia a sistemas cada vez mais automatizados, diversificados, dispersos e mais eficientes com base na integração da microgeração perto dos usuários finais (YAGHMAEE; LEON-GARCIA; MOGHASSASSIAN, 2018). Na microgeração os conversores eletrônicos de potência (CEP) são responsáveis pela interface das fontes primárias de energia distribuídas com a rede principal. Usualmente, a fonte primária de microgeração é baseada em energias renováveis de pequena escala e a sua instalação ocorre em redes de média e baixa tensão randomicamente e em numerosas quantidades, como ocorre por exemplo com os sistemas fotovoltaicos instalados em telhados.

Microrredes (MRs) são entidades elétricas inseridas no contexto de redes inteligentes, sendo caracterizadas como sistemas de energia de pequena ou grande escala com capacidade de autogeração. Uma MR genérica integra grupos de cargas e recursos de energia distribuída (REDs), que incluem fontes de energia renováveis e sistemas de armazenamento de energia (SAEs) (TON; SMITH, 2012a). O rápido crescimento das aplicações dos REDs tem gerado desafios com o gerenciamento das inerentes intermitências dessas fontes, especialmente a fotovoltaica e eólica, e dos fluxos de potência bidirecionais em redes de distribuição, previamente projetadas para fluxo de potência unilateral (RATNAM; WELLER, 2017). Assim, os modelos de MRs se apresentam como uma das soluções para superar os desafios da instalação em grande quantidade de REDs espalhados, fornecendo controles avançados que coordenam a geração de recursos distribuídos dentro de uma área predefinida (BO-ROYEVICH et al., 2010; OLENIKOVA; HILLBERG, 2020). Adicionalmente, as seguintes características são normalmente esperadas das MRs (IEEE, 2018b):

- controle sobre o fluxo de potência elétrica entre os REDs (i.e., compartilhamento de potência);
- controle sobre o fluxo de potência para a rede principal (ou seja, operação como uma

entidade única e controlável); e

- capacidade de operação nos modos conectado à rede e ilhado para melhoria de confiabilidade e disponibilidade energética(OLIVARES et al., 2014; GANDHI et al., 2018).

A inserção de SAEs é uma solução chave para o gerenciamento de redes com fontes intermitentes (OLIVARES et al., 2014). Além disso, os SAEs podem fornecer serviços ancilares (SA) para a rede de distribuição tais como: regulação de tensão (OUREILIDIS et al., 2020), minimização de perdas (LAMBERTI et al., 2017) e gerenciamento dos fluxos de potência ativa e reativa(CHRISTAKOU, 2016). Os veículos elétricos também são opções promissoras como SAEs móveis e distribuídos, uma vez que podem ser usados de forma coordenada para dar flexibilidade à rede de distribuição (COPPO et al., 2016). Em (MWASILU et al., 2014), serviços como regulação de tensão e frequência são fornecidos à rede por meio da interação de veículos elétricos e REDs com a rede elétrica. Em (SARABI et al., 2016), os veículos elétricos são avaliados para o fornecimento de SA, tais como a redução da demanda de ponta, regulação de tensão, mecanismo de balanceamento de potência, regulação de frequência primária e gerenciamento de carga. A abordagem foi testada, de forma que os autores indicam que vários VEs podem se associar a um agente agregador, de forma a oferecer SAs para a rede.

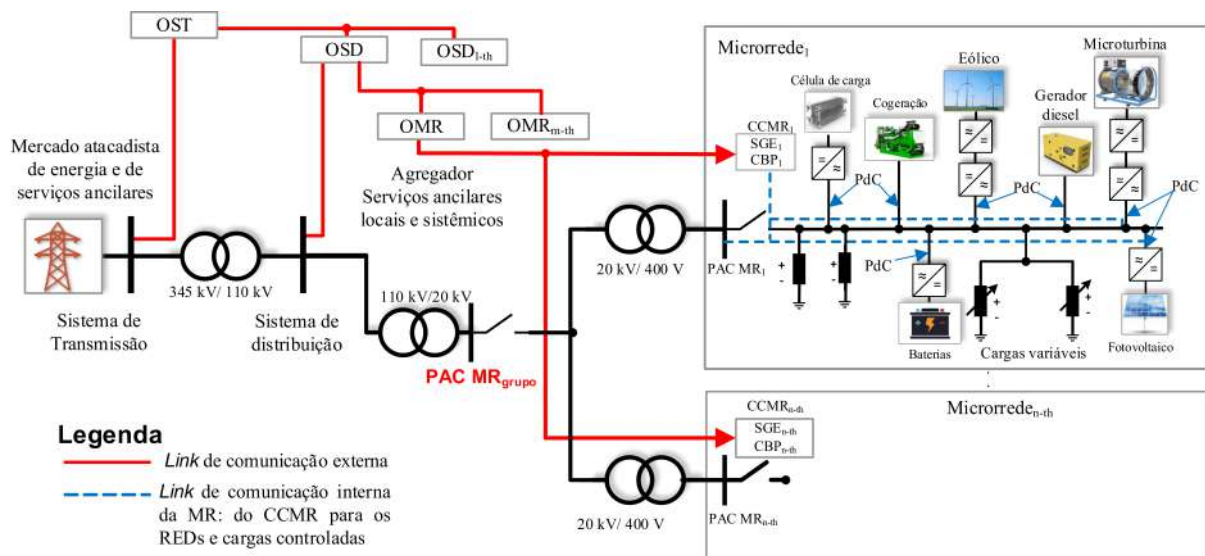
A operação apropriada do sistema elétrico requer a prestação de um conjunto de SAs que, no contexto dos sistemas elétricos modernos, podem ser prestados por agentes independentes. SAs referem-se às funções que apoiam os operadores da rede na manutenção da estabilidade e da qualidade do fornecimento de energia por períodos curtos de tempo (alguns segundos ou menos) ou longos (minutos a horas). Além disso, eles fornecem flexibilidade para responder às variações na oferta e demanda, bem como para manter a frequência e a tensão dentro dos limites exigidos (NESCOE, 2018). Esses SAs são comumente aplicados nos segmentos de geração e transmissão (NERC, 2015), mas as redes de distribuição, ao se tornarem ativas com a integração dos REDs, podem incorporar um controle flexível e inteligente, a fim de aproveitar de melhor maneira os diversos recursos (JANKO; ARNOLD; JOHNSON, 2016; ZHAO et al., 2018). As MRs despacháveis podem suportar recursos de resposta à demanda local, também permitindo que SAs sejam negociados em mercados de energia com outros participantes, por exemplo, operadores de rede ou ainda MRs vizinhas (MAJZOBI; KHODAEI, 2017a; WANG et al., 2018). Nesse contexto as MRs podem operar como usinas virtuais de energia (NOSRATABADI; HOOSMAND; GHOLIPOUR, 2017), dentro de um sistema transacional de energia (STE) (ZIA et al., 2020; ALAM et al., 2018).

Em (COUNCIL, 2015) os autores definem STE como mecanismos econômicos e de controle que permitem o equilíbrio dinâmico de oferta e demanda em toda a infraestrutura

da rede elétrica, usando valores como parâmetros operacionais chaves. Uma vez que um STE integra as operações do sistema de transmissão e distribuição (NGUYEN et al., 2019), a comunicação é de suma importância, pois permite que vários participantes (e.g., REDs e MRs) concordem com o fornecimento de serviços e gerenciem sua operação, alcançando o equilíbrio adequado do balanço de potência sem prejudicar a operação confiável do sistema de energia de uma forma geral. Além disso, como muitos agentes podem comunicar entre si, a interoperabilidade é alcançada em todos os níveis da rede elétrica, facilitando a integração de grandes quantidades de REDs e a oferta de SAs (ABRISHAMBAF et al., 2019), além de aumentar a capacidade de hospedagem de fontes e a rentabilidade.

A Figura 1 mostra o desenho do referido STE, no qual os sistemas de distribuição se interconectam com as n -ésimas MRs despacháveis de baixa tensão (BT), compreendendo: i) REDs de diferentes naturezas de operação em seu ponto de conexão (PdC) (e.g., fotovoltaico, eólico, microturbina, célula combustível, bateria, etc.), bem como ii) várias cargas controláveis e não controláveis.

Figura 1 – Sistema elétrico de potência com n -ésimas microrredes despacháveis controladas por seus controles centrais (CCMR), gerenciado pelo operador da microrrede (OMR), e em seguida o operador do sistema de distribuição (OSD) e operador do sistema de transmissão (OST).



Fonte: Autor 2022.

Esses elementos da MR são hierarquicamente e coordenadamente controlados pelo controle central da microrrede (CCMR) para operar quando conectado à rede e durante o modo ilhado (KHONGKHACHAT; KHOMFOI, 2015; FARROKHABADI et al., 2017), e em interoperabilidade com o operador da microrrede (OMR). É possível também considerar o OMR dentro do próprio CCMR. Além disso, os sistemas de distribuição são guiados por l -ésimos operadores dos sistemas de distribuição (OSD) e estão interligados a um sistema de transmissão que é acionado pelo operador do sistema de transmissão (OST).

De acordo com a recomendação IEEE 1547, o ponto de referência de aplicabilidade (PRA) depende das características do sistema elétrico local (IEEE, 2020). Em um cenário de MRs independentes, o PRA é o ponto de acoplamento comum (PAC) de cada MR com o sistema de distribuição (IEEE, 2018a), conforme mostrado na Figura 1 (ou seja, PAC MR_{n-th}). No entanto, quando várias MRs operam em sinergia como um grupo de microrredes (GMR) (BULLICH-MASSAGUE et al., 2018; ALAM; CHAKRABARTI; GHOSH, 2018), no qual cada MR e a rede a montante se beneficiam dessa cooperação (BANDEIRAS et al., 2020), nesse caso, o PRA é o PAC do grupo de MRs, como mostrado na Figura 1 no lado média tensão (MT) de 20 kV do transformador de 110kV / 20kV (ou seja, PAC MR_{grupo}). A perspectiva desse trabalho aborda aplicações em redes radiais.

Dessa forma, em relação à oferta de serviços no contexto do STE, o despacho de potência pelas MRs pode ser interpretado com base em duas perspectivas de acordo com a estratégia de gestão. A primeira refere-se a uma perspectiva local e a segunda a uma resposta agregada no PAC do GMRs. Quando o despacho de potência agregada é pretendido, o GMRs é visto pela rede a montante como uma entidade única de acordo com OMR ou OSD. No entanto, cada MR ainda é um agente independente com base nas perspectivas do CCMR (ALAM et al., 2018; WANG et al., 2014). Os GMRs podem oferecer vários SAs ao sistema elétrico, incluindo controle de fluxo de potência, minimização de perdas, regulação de frequência e tensão, dentre outros (ZHOU et al., 2021; KARTHIKEYAN et al., 2017; AREFIFAR; ORDONEZ; MOHAMED, 2016; FU et al., 2020; RAZI et al., 2021).

As arquiteturas de controle das MRs são divididas basicamente em centralizada, descentralizada e agentes múltiplos (ou seja, distribuído) de acordo com o ponto de concentração e processamento de informações operacionais (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018). O controle centralizado depende de *links* de comunicação para promover o compartilhamento de potência ativa e reativa entre os REDs e para direcionar o fluxo de potência da rede no PAC da MR. As informações são concentradas em um CCMR, frequentemente localizado no PAC de cada MR. O OMR pode estar embutido no CCMR ou não (JUNIOR et al., 2020). Ao considerar um GMRs, o OMR pode ser concebido em um *hardware* independente e pode ter canais de comunicação dedicados entre o OMR e o enésimo CCMRs, conforme mostrado na Figura 1. O controle descentralizado visa o compartilhamento de potência dos recursos energéticos de REDs baseando-se em informações locais, de forma que não há necessidade de comunicação, o que pode ser viabilizado através do controle *droop* (OLIVARES et al., 2014). Nessa situação os conversores distribuídos operam como fontes de tensão autônomas, mas normalmente são afetadas pelas características elétricas da rede. Já a arquitetura de agentes múltiplos se apresenta como uma alternativa intermediária do ponto de vista de comunicação, onde o controle é feito por agentes autônomos conectados por uma comunicação esparsa, assim utiliza-se de informações locais, além da troca de dados com a vizinhança (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018).

Vários trabalhos abordam o fornecimento de SAs por alguma unidade controlável específica, como por exemplo os REDs e cargas controladas. Em (BETZIN; WOLFSCHMIDT; LUTHER, 2018) a eficiência e o comportamento operacional dos bancos de baterias de íon-lítio são avaliados no controle de reserva primária de potência para estabilizar eventos de curta duração no sistema elétrico. Em (SETIADI et al., 2018) bancos de baterias também são usados para oferecer reserva de potência com o intuito de mitigar a variabilidade de fontes renováveis no sistema elétrico. Os autores de (THOMAS et al., 2016) propuseram o uso de bancos de baterias para realizar RDP, reduzindo assim a quantidade de energia comprada da rede de distribuição durante os horários de ponta de demanda. Além disso, em (THOMAS et al., 2016) a fonte fotovoltaica reduz a flutuação de tensão local por meio do controle rápido da potência reativa no sistema de distribuição de BT. No trabalho de (HONG; WANG; HUANG, 2017), o nivelamento de carga é direcionado para fornecer redução na demanda do consumidor por meio do agendamento do uso de dispositivos do usuário final. Ele atua no lado da demanda do sistema de energia. O NC também é abordado em (ABDELRAZEK; KAMALASADAN, 2016) por meio do deslocamento do consumo de energia através de incentivos de preços que são aplicados para diminuir o consumo em períodos de alta demanda de carga. Neste caso, existe uma dependência da resposta do consumidor ao incentivo. Outro mecanismo ativo de gerenciamento de energia abordado em (ABDELRAZEK; KAMALASADAN, 2016) é a suavização de fluxo de potência utilizada para amortecer a saída variável de geração de uma fonte fotovoltaica. Os autores de (MAHESWARI; ANBALAGAN, 2016) analisam o impacto técnico e econômico do fornecimento de potência reativa local por inversores de fontes fotovoltaicas de redes de baixa tensão. Este artigo, (MAHESWARI; ANBALAGAN, 2016), demonstra que fornecer energia reativa localmente nem sempre é economicamente ou tecnicamente benéfico e que as considerações de custos dessa produção de potência reativa é especialmente importante em sistemas distribuídos. Observe que os documentos citados neste parágrafo trataram de serviços únicos aplicados por REDs, contudo, MRs despacháveis dotadas de unidades controláveis, como fontes de geração, armazenamento de energia e cargas controláveis, podem fornecer resposta rápida (i.e., centenas de milissegundos a poucos segundos) e eficiente às variações de potência em seu ponto de conexão com a rede de distribuição.

As MRs despacháveis podem dar suporte à rede de distribuição, oferecendo reservas de potência por meio do fornecimento de SAs (MAJZOOBI; KHODAEI, 2017b). Nesse cenário, pode-se considerar as MRs como agentes comprometidos em atender a demanda local e, simultaneamente, oferecer serviços aos operadores de rede e com isso aumentar suas receitas (WANG et al., 2017). O custo-benefício potencialmente favorável desses serviços tem motivado pesquisas sobre abordagens avançadas de controle de MR e sua aplicabilidade. Os SAs envolvem principalmente aspectos de redução de custos da conta de energia, confiabilidade, estabilidade, segurança e qualidade da energia para a rede de

distribuição e para a própria MR. Na Tabela 1 estão descritas as modalidades de SAs que normalmente são oferecidos por REDs e que nesta tese é proposto que sejam ofertados por MRs despacháveis. A capacidade de autorrestabelecimento é considerada aqui como um procedimento da MR para restaurar-se à operação normal após falhas externas ou internas e por isso não está incluída na Tabela 1.

Tabela 1 – Modalidades de serviços ancilares oferecidos por microrredes despacháveis.

Item	Serviços ancilares (acrônimos)	Conceito
1	Nivelamento de carga (NC)	Armazena energia durante os períodos de baixa demanda e a libera durante períodos de alta demanda da rede, com o objetivo de nivelar a demanda líquida da carga (HONG; WANG; HUANG, 2017).
1.1	Deslocamento do consumo de energia (DCE)	Incentivos para reduzir o consumo de energia da rede através da adoção de preços mais altos no período de alta demanda da rede. É uma condição do NC (SUN et al., 2018; CAVRARO et al., 2019).
1.2	Redução da demanda de ponta (RDP)	É o processo de redução de quantidade de energia adquirida da rede durante os horários de ponta, com o objetivo de reduzir os picos de demanda da carga (HONG; WANG; HUANG, 2017; THOMAS et al., 2016).
1.3	Deslocamento da carga (DC)	É o processo deslocamento da carga de um período para outro.(PARRA et al., 2016).
2	Suporte de potência reativa (SPR)	Habilidade da MR em oferecer suporte de potência reativa como um serviço ancilar para a rede, baseado em um pedido do operador da rede de distribuição (ARAUJO et al., 2019).
2.1	Regulação de tensão (RT)	Mitiga a sobretensão com funções de controle autônomo, como Volt-Watt e Volt-Var dos inversores dos REDs, mas que pode ser aplicado também pela própria MR (ARAUJO et al., 2019). É uma condição de SPR.
2.2	Compensação de potência reativa (CPR)	É uma condição particular do SPR com potência reativa regulada no valor zero. Em outras palavras esse serviço assegura que a potência reativa demandada pelas cargas seja totalmente suprida pela MR, evitando a circulação indesejável de potência reativa na rede de distribuição (MOUSAVI et al., 2018).
3	Reserva de potência (RP)	O sistema de armazenamento é mantido até um determinado nível de potência disponível, para responder a uma solicitação de potência extra em situações de interrupções de geração ou de transmissão de rede (WANG; GOOL, 2011).
3.1	Regulação de frequência (RF)	É um mecanismo autônomo para garantir o equilíbrio de potência entre geração e demanda e com isso manter a frequência do sistema dentro dos limites exigidos (HOKE et al., 2018), como a função Freq-Watt.
3.2	Reserva de potência de resposta rápida (RPRR)	Reserva operacional de potência fornecida por geradores conectados e que podem aumentar a produção rapidamente (resposta muito rápida em 10 s para a reserva primária para por exemplo regular a frequência e em 10 min como uma resposta rápida a uma contingência). É uma condição de RP ou RF (NESCOE, 2018; WANG; GOOL, 2011).
3.3	Reserva de potência de resposta lenta (RPRL)	Capacidade de geração que não está sincronizada com a rede e que tem tempo de resposta de 10 a 30 min ou mais. É uma condição de RP (NESCOE, 2018).
4	Operação Ilhada (OI)	Capacidade da MR de operar independentemente da rede principal após uma falha ou conforme programado(BAKAR et al., 2017).
4.1	Descarte de carga (DDC)	É uma estratégia de priorizar cargas com base em sua importância e garantir o abastecimento ininterrupto às cargas críticas. É um processo operacional da OI (BAKAR et al., 2017; CAVRARO et al., 2019).
5	Estabilização de fluxo de potência (EFP)	Capacidade da MR de manter constante o fluxo de potência através de seu PAC em um valor específico, mitigando os efeitos da volatilidade da carga e da variabilidade das fontes renováveis, ao mesmo tempo.
5.1	Autoconsumo (AC)	É toda a geração consumida diretamente pelas cargas da MR, e nenhuma potência excedente é injetada na rede. O autoconsumo é uma condição de fluxo de potência estável com a potência regulada em valor zero (LUTHANDER et al., 2015).
6	Suavização de fluxo de potência (SFP)	A capacidade da MR de suavizar o fluxo de potência através de seu PAC, reduzindo os efeitos da volatilidade da carga e da variabilidade das fontes renováveis simultaneamente (ABDELRAZEK; KAMALASADAN, 2016).

Fonte: (JUNIOR et al., 2020).

Considerando a perspectiva de inserção de MRs na regulamentação brasileira (MARTINS; FERNANDES; HELDWEIN, 2020), é importante destacar que houve um importante avanço com a publicação da Resolução Normativa ANEEL 482 de 17 de abril de 2012 (ANEEL, 2012) e que posteriormente foi aprimorada pela resolução normativa 687 de Novembro de 2015 da ANEEL (ANEEL, 2015) e pela Resolução Normativa ANEEL 786 de 17 de outubro de 2017 (ANEEL, 2017). Nessa normalização foi definido que a microgeração distribuída é qualquer central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Enquanto que minigeração distribuída é qualquer central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para todas as fontes renováveis conectadas à rede de distribuição por meio de instalações unidades consumidoras. Também foi definido o sistema de compensação de energia elétrica, mediante o qual a energia injetada na rede poderá compensar o consumo de energia nos meses subsequentes. Para tanto, o consumidor deverá arcar com as despesas de instalação do sistema de medição bidirecional. Também há limites para injeção de potência e para compensação de eventuais créditos (ANEEL, 2015). A lei 14.300/2022 define o marco regulatório da microgeração e minigeração distribuída no Brasil (MME, 2022), no qual as regras já existentes ficam mais claras e importantes aprimoramentos são definidos, como por exemplo, uma transição gradual para o pagamento pelo uso da rede de distribuição pelos micro e minigeradores, até então subsidiados pelos demais consumidores. Nessa corrente de avanços nacionais, a ANEEL abriu consulta pública até setembro de 2021, para obter subsídios para a elaboração de propostas de modelos regulatórios para a inserção de REDs, incluindo resposta da demanda, usinas virtuais e MRs (ANEEL, 2021). Essas normativas apresentam avanços para o Brasil em relação a incentivos para aplicações de REDs, muito embora haja distorções a serem tratadas (ANEEL, 2018), como por exemplo a falta de sinais econômicos adequados, e ainda necessidade de mais aprimoramentos para maiores avanços das fontes renováveis e inserção de tecnologias modernas e soluções no sistema elétrico nacional.

A figura do prosumidor é cada vez mais comum nos dias de hoje e se refere ao consumidor de energia que produz para o seu próprio consumo (ROSADO; KHADEM, 2019). Acontece que os prosumidores estão se inserindo nos sistemas elétricos atuais que foram originalmente dimensionados considerando apenas cargas passivas, sem os recursos distribuídos (AMBROSIO, 2016). Assim, cabem às distribuidoras e órgãos regulatórios levantarem questões técnicas para lidar com esse movimento real e atual. Um prosumidor (e.g., universidades, comércios e condomínios) poderá se caracterizar como uma MR e isso significa que deverão estar habilitados para selecionar o seu modo de operação em tempo real conforme a sua conveniência, controlar a alimentação ou consumo de potência ativa e reativa na rede e ainda estabelecer ou não a operação ilhada ou conectada com a rede. Isso implica na possibilidade de ofertar SAs aproveitando de soluções e alternativas

modernas como a internet das coisas (COLLIER, 2017), redes inteligentes (TENTI; CALDOGNETTO, 2019), internet de energia (RANA, 2017) e sistemas transacionais de energia (AMBROSIO, 2016).

Portanto, como motivadores dessa tese temos a clara necessidade de mais trabalhos que subsidiem o aprimoramento da legislação brasileira atual, em especial dos procedimentos de distribuição, frente aos desafios e modernizações relacionadas aos REDs e que já afetam os sistemas elétricos. Além disso, os prossumidores já caracterizados como MRs, irão além de simplesmente produzir a própria energia, isso porque com a evolução dos conversores eletrônicos de potência irão se tornar agentes cada mais ativos e que também irão querer escolher como interagir com a rede de distribuição oferecendo serviços que podem gerar benefícios mútuos. Para isso o aprimoramento dos mecanismos de controle e gestão de MR são preponderantes nessa evolução.

1.1 Estado da arte

Outros pesquisadores abordam aplicações de MRs para fornecer SAs que suportam a operação da rede de distribuição. Em (ARAÚJO et al., 2019), a MR oferece SPR como um SA para a rede principal a montante, para isso, REDs da MR de BT são coordenados para regular a MT no ponto de conexão com a MR. O controle baseado em potência (CBP) proposto em (CALDOGNETTO et al., 2015) é utilizado para regular o fluxo de potência no PAC das MRs de acordo com as necessidades do OSD. Outra proposta é encontrada em (NELSON; JOHNSON, 2020), na qual abordagens baseadas em modelo de controle lógico e preditivo são formuladas para otimizar recursos da MR e com isso oferecer SAs para a rede de distribuição. Os resultados demonstraram que o modelo proposto é adaptável à diferentes condições operacionais das MRs, bem como à diferentes condições de preços. Em (WANG; YAN; SAHA, 2019) é abordado a regulação da tensão por inversores de fontes fotovoltaicas instalados em telhados de residências na BT. Os autores desenvolveram um método para cenários onde a oferta de energia não é balanceada, no qual é feito o controle das flutuações de produção de energia por fontes fotovoltaicas. A resposta em termos de potência reativa do inversor é programada localmente de forma adaptativa que em seguida são otimizadas de forma centralizada e executadas distribuídamente.

Em (REIS et al., 2021) é proposto uma versão modificada do CBP para MRs com múltiplos pontos de conexão, ou seja, a própria rede elétrica a montante ou ainda outras MRs vizinhas. A técnica permite que os REDs conectados arbitrariamente entre as fases compartilhem potência equilibradamente, enquanto que as parcelas desequilibradas são direcionadas para inversores que possuem conexão fase-neutro, o que maximiza o uso de recursos de um GMRs. Os autores de (ZHANG et al., 2021) propõem uma estratégia de operação otimizada em dois níveis para um GMRs, no nível superior busca-se melhorar os

benefícios econômicos do GMRs com o objetivo de minimizar o custo operacional total do sistema. No nível inferior cada MR busca otimizar os seus custos operacionais. Os resultados demonstraram que a estratégia de operação otimizada de dois níveis proposta neste artigo não apenas reduz o custo operacional do GMRs, mas também otimiza o custo operacional e o risco operacional das MRs, garantindo a estabilidade do sistema. Em (ZHAO et al., 2019) é avaliado o comportamento dinâmico de um GMRs na regulação de frequência. As interações entre as MRs levam à instabilidade do sistema e para resolver esse problema é proposto uma estratégia para estabilização das oscilações locais e também do GMRs, o que é feito através de otimização multiobjetivo e algoritmos genéticos.

Já em (WU et al., 2019) os autores apresentam uma arquitetura de controle cooperativo distribuído e hierárquico para um GMRs. A arquitetura de controle proposta pode proteger informações proprietárias e habilitar a capacidade de conexão das MRs radiais. Com base nessa arquitetura, o método de controle cooperativo distribuído pode atender simultaneamente a vários objetivos, incluindo a regulação da frequência e de tensão, bem como o compartilhamento de potência entre as MRs. Em (MAZIDI et al., 2020) o gerenciamento energético é formulado como um problema de programação linear estocástico. A estrutura de controle hierárquico é responsável pela regulação da frequência durante o ilhamento do GMRs, contudo, a solução apresentada tem como desvantagens o alto custo financeiro e a confiabilidade reduzida devido ao grande número de inversores de energia que são utilizados. O inconveniente de (WU et al., 2019) e de (MAZIDI et al., 2020) é que os métodos somente são aplicáveis a GMRs que operam de forma isolada da rede de distribuição. Os autores de (LU; LAI; YU, 2020) apresentam uma estratégia de controle distribuído em duas camadas que permite regulação de tensão e frequência e compartilhamento preciso de potência entre MRs durante o ilhamento do GMRs. Em (WANG et al., 2019) é proposto um algoritmo de dois níveis para coordenar a comercialização de energia entre um GMRs e o OSD. A estratégia consiste em reconfigurar o sistema de distribuição para otimizar os custos de energia.

Em (GOUD; GUPTA, 2019) é proposta uma topologia multifuncional de inversores para uma MR composta por módulos fotovoltaicos, baterias e cargas residenciais. Nesse trabalho os inversores buscam a máxima potência dos módulos fotovoltaicos concomitantemente ao suprimento das cargas residenciais e do carregamento do banco de baterias. A intermitência da fonte solar é mitigada pela utilização do banco de baterias. Já no trabalho de (KUMAR; PATHAK, 2020) a multifuncionalidade é alcançada em uma MR de corrente contínua, na qual inversores são utilizados com a técnica *droop* para melhorar a regulação de tensão e o compartilhamento de corrente entre os recursos da MR. No trabalho de (MENEGETTI et al., 2019) é proposto um inversor multifuncional aplicado à geração distribuída com um sistema de armazenamento de energia. As principais funcionalidades incluem a possibilidade de haver despacho programável de potência para a rede de distribuição e comercialização de energia entre o sistema de armazenamento por baterias e a

rede da concessionária, de acordo com o interesse específico do gerenciamento de energia. Em (ALI et al., 2019) um inversor multifuncional é proposto com o objetivo de aumentar a qualidade de energia trocada com a rede de distribuição através da compensações de correntes harmônicas. Para isso são utilizados de inversores de fontes fotovoltaicas e baterias existentes em redes residenciais. Em (KUMAR; SINGH; PANIGRAHI, 2020) a multifuncionalidade de inversores também é abordada com o intuito de aumentar a qualidade de energia. A ação do controlador fornece compensação de potência reativa, correção do fator de potência e filtragem de harmônicas.

Para identificar a lacuna na literatura recente vis à vis às contribuições desse trabalho, a Tabela 2 compara os principais trabalhos aderentes e recentes da literatura com o trabalho proposto, considerando aspectos relacionados às multifuncionalidades no fornecimento de SAs por MRs, operação das MRs como uma unidade controlável ou unidades controláveis em um GMRs, critérios de operação relacionados à interesses das MRs em questões de segurança operacional no suprimento de energia ou preços, interoperabilidades entre os agentes CCMR, OMR e OSD e ainda abordagem de controle adotada.

Tabela 2 – Comparação entre o estado da arte e o trabalho proposto em MR de BT.

Referências	SAs múltiplos por		MR despachável		Critérios de operação		Interoperabilidades			Abordagem de controle da MR
	MRs	Inversores	Unidade controlável	Grupo	Segurança	Preços	CCMR-OMR	CCMR-OSD	OMR-OSD	
(ARAUJO et al., 2019)			✓						✓	Centralizada: CBP
(NELSON; JOHNSON, 2020)			✓			✓				Centralizada: Lógico e preditivo
(WANG; YAN; SAHA, 2019)			✓							Distribuída: Otimização e volt/var
(REIS et al., 2021)			✓	✓					✓	Centralizada: CBP
(ZHANG et al., 2021)			✓	✓	✓	✓				Distribuída: Otimização em 2 camadas
(ZHAO et al., 2019)			✓	✓						Distribuída: Otimização e droop
(WU et al., 2019)			✓	✓	✓					Distribuída: Cooperativo em 2 camadas
(MAZIDI et al., 2020)			✓	✓	✓		✓			Centralizada: Otimização em 2 camadas
(LU; LAI; YU, 2020)			✓	✓		✓			✓	Distribuída: Cooperativo em 2 camadas
(WANG et al., 2019)				✓		✓			✓	Centralizada: Otimização em 2 camadas
(GOUD; GUPTA, 2019)		✓								Descentralizada: Operação híbrida do inversor
(KUMAR; PATHAK, 2020)		✓								Descentralizada: Droop
(MENEGETTI et al., 2019)		✓				✓			✓	Descentralizada: Multifunção do inversor
(ALI et al., 2019)		✓								Descentralizada: Multifunção do controle de corrente
(KUMAR; SINGH; PANIGRAHI, 2020)		✓								Descentralizada: Multifunção com algoritmos PO e MPPT
Proposta	✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓	Centralizada: CBP

Fonte: Autor 2022.

Os principais estudos da literatura concentraram-se no fornecimento de SAs únicos aplicados por MRs de BT para apoiar a operação dos sistemas de distribuição. Portanto, múltiplos SAs são apenas encontrados considerando a perspectiva de controle local de inversores. Considerando o controle agregado de unidades de MRs despacháveis, a literatura existente não considera as interoperabilidades entre CCMR, OMR e OSD concomitan-

temente aos limites e interesse de cada MR dentro de um GMRs, como por exemplo relacionados à aspectos de segurança e preços.

Em face dessas lacunas identificadas na literatura, a concepção de um controle multifuncional de unidades de MRs despacháveis de BT para fornecer vários SAs para a rede de distribuição e ainda serviços autônomos para a própria MR (e.g., residência ou condomínio) pode proporcionar benefícios para a operação do sistema elétrico. Considerando a resposta agregada de MRs, tais SAs podem gerar múltiplos suportes locais (i.e., apenas no PAC de cada MR) ou ainda sistêmicos (i.e., percebidos no PAC do GMRs), tanto para eventos previsíveis como para eventos imprevisíveis. O entendimento da interoperabilidade entre os agentes pode ser aproveitado no contexto de um STE e a MR possui autonomia nas suas decisões, como um agente independente no sistema de energia moderno e livre.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho consiste em propor um controle multifuncional e suas interoperabilidades para unidades de MRs despacháveis de BT para fornecer múltiplos SAs ao sistema de potência a montante. Tais serviços consideram serviços autônomos para a própria MR, dependendo dos objetivos intrínsecos da mesma e dos requisitos do sistema elétrico a montante.

1.2.2 Objetivos específicos

Constituem objetivos específicos desse trabalho:

- Desenvolver um método para uso do SAE por diferentes tecnologias de baterias para o fornecimento de múltiplos SAs;
- Propor um modelo para resposta agregada das MRs, incluindo a interoperabilidade entre os agentes em um STE, fornecendo SAs para suporte a rede a montante e também considerando seus recursos e objetivos;
- Desenvolver um algoritmo para um sistema de gerenciamento de energia (SGE) visando a operação econômica e independente de MRs despacháveis multifuncionais;
- Desenvolver uma plataforma de simulação para avaliação da proposta considerando todos os níveis de tensão (i.e., alta, média e baixa tensão) de um sistema de energia, assim como os níveis de controle das MRs (i.e., secundário e terciário) e suas interoperabilidades com o OMR e o OSD.

1.3 Contribuições

Após a introdução do trabalho em conjunto com a avaliação do estado da arte e dos objetivos podem ser apontadas como principais contribuições da tese:

- Modelo configurado no nível terceiro e secundário de controle da MR, para oferecer uma variedade de SAs para a rede a montante, bem como para a própria MR, por meio de uma abordagem multifuncional de MRs despacháveis;
- Modelo de um SGE para MR despacháveis de BT configurado no seu terceiro nível de controle e que considera a interoperabilidade entre o OMR e CCMR; e o OMR com o OSD em um sistema STE. A resposta agregada de MRs de BT suporta a rede a montante em eventos previsíveis e imprevisíveis, contudo cada MR participante se apresenta como um agente independente para oferecer ou não SAs para a rede.

1.4 Organização do texto

Após o capítulo introdutório, o capítulo 2 descreve a estrutura da MR despachável de BT com conceitos sobre o seu controle e conversores de potência utilizados. Além disso são abordados conceitos sobre REDs e gestão energética em MRs, assim como sobre os modos de operação de MRs despacháveis de BT.

O capítulo 3 apresenta o sistema de gerenciamento de energia proposto para a MR despachável de BT e para isso são abordados os requerimentos do sistema de armazenamento, o sistema de gerenciamento de energia de MRs para oferta de SAs e para resposta agregada, a configuração dos serviços e a infraestrutura de comunicação necessária.

O capítulo 4 apresenta a plataforma de simulação desenvolvida para essa tese. Como cenário para esse desenvolvimento é utilizada a rede padrão do *CIGRÉ* ([CIGRE, 2009](#)), para ilustração da eficácia da metodologia proposta. Para efeitos de simulação e análise do sistema são utilizados o *MatlabTM* e o *Simulink*, nesse caso usando blocos customizados, no domínio fasorial.

O capítulo 5 apresenta os resultados e finalmente o capítulo 6 conclui e apresenta propostas de continuidade do trabalho.

Capítulo 2

Microrredes de Energia Elétrica

No gerenciamento dos recursos energéticos das MRs, os CEPs são utilizados para fazer a interface entre as fontes primárias de energia e/ou os sistemas de armazenamento e desses com a rede principal. Além disso, os CEPs adicionam controlabilidade para a gestão do fluxo energético da MR. Face ao exposto faz-se necessário compreender conceitos associados a:

- Recursos energéticos e cargas controladas das microrredes;
- Gestão energética em microrredes;
- Classificação dos conversores de potência;
- Modos de operação das microrredes;
- Estruturas de controle da microrrede.

Elucidar esses pontos é o propósito do presente capítulo, o que irá subsidiar os conceitos adotados nos demais.

2.1 Recursos energéticos e cargas controladas das microrredes

Os geradores distribuídos (GDs) relacionam as fontes de energia elétrica conectadas aos sistemas elétricos de distribuição com o intuito de fornecer, pelo menos, potência ativa. Com isso, a composição dos sistemas elétricos de potência tem mudado em função do desenvolvimento dos diversos tipos de GDs (e.g, turbinas eólicas, geradores fotovoltaicos e células combustíveis) ([HANNA et al., 2017](#)).

A partir dos primeiros trabalhos ([CIGRE, 1998](#); [CIRED, 1999](#); [ACKERMANN; ANDERSSON; SÖDER, 2001](#)) e com o crescimento das conexões de GD em redes de

distribuição, vários outros trabalhos começaram a discutir os principais problemas oriundos da inserção de tais fontes nos sistemas (LOPES, 2002; JENKINS, 1995; F. SIMÕES. M.G, 2018; GEIDL, 2005). Tais trabalhos discorrem por diversos problemas, tais como: regulação de tensão e de reativos, carregamento das redes e equipamentos, alteração dos níveis de curto circuito, ilhamento, proteção e instrumentação envolvidos.

A geração distribuída se apresenta como uma importante alternativa de expansão aos atuais sistemas elétricos e também para uso em regiões isoladas (STADLER et al., 2016). No entanto, há a necessidade de adaptação das redes elétricas para permitir a integração em larga escala das unidades distribuídas (e.g., adequação da proteção, alinhamento entre oferta e demanda, níveis de armazenamento de energia, etc.), além de avaliação das implicações no mercado de energia e na regulamentação em vigor. De uma forma geral, os sistemas são constituídos por *hardware* (eletrônica de potência), malhas de controle de tensão e corrente, gerador de sinais referência e unidades de comunicação (OLIVARES et al., 2014).

Já as cargas controláveis são por definição cargas não críticas (CAVRARO et al., 2019), já as cargas críticas são de alta prioridade e cargas de segurança que a MR opera ininterruptamente.

O desenvolvimento tecnológico e a necessidade de novas políticas energéticas têm incentivado a utilização de novas tecnologias (CHOWDHURY et al., 2021), as quais têm se localizado, basicamente, ao nível da distribuição, sendo conhecidas como RED. O conceito de REDs é definido como tecnologias de geração ou de armazenamento de energia elétrica, localizados nos limites de um sistema distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (ANEEL, 2018; IEEE, 2018a; IEEE, 2020). Nesse caso os REDs conectam SAEs como também fontes de geração, além disso permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia (HATZIARGYRIOU, 2014). Assim os benefícios também estão associados com redução de perdas elétricas, controle de potência ativa e reativa, suporte de rede e aumento da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica (STADLER et al., 2016). Nesse trabalho será adotado a terminologia e conceito de RED por ser mais amplo do ponto de vista de aplicação de tecnologias e soluções no contexto das MRs. Os benefícios associados aos REDs podem ser amplificados quando associados à gestão energética de MRs, conforme será descrito nos seções seguintes.

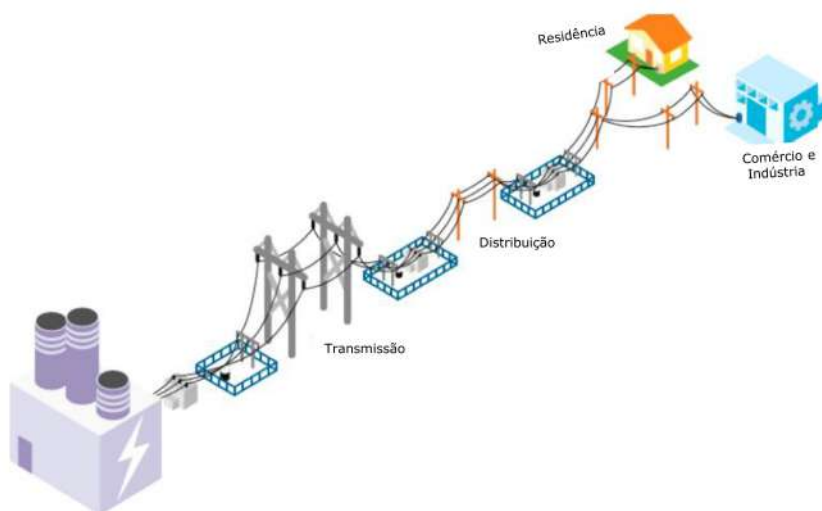
2.2 Gestão Energética em microrredes

As MRs se apresentam como uma tecnologia confiável na tarefa de integrar e usufruir dos benefícios dos diversos REDs conectados ao sistema de distribuição (PLANAS et al., 2013). A rede construída em 1882 por Edison na estação da rua *Manhattan Pearl* é

considerada a primeira MR, uma vez que a geração centralizada não tinha sido ainda estabelecida (BELLIDO, 2018). Com isso em 1886 a empresa de Edison já tinha instalado 58 MRs em corrente contínua e cerca de 500 plantas de iluminação isoladas nos EUA, Chile e Austrália (BELLIDO, 2018). Com a evolução da indústria de serviços elétricos para um mercado composto por plantas centralizadas e linhas de transmissão de longa distância, o incentivo para a evolução iniciada nas MRs foi eliminado (GALVIN; YEAGER, 2008; WOUTERS; HENDE, 2015; ALCÂNTARA, 2011).

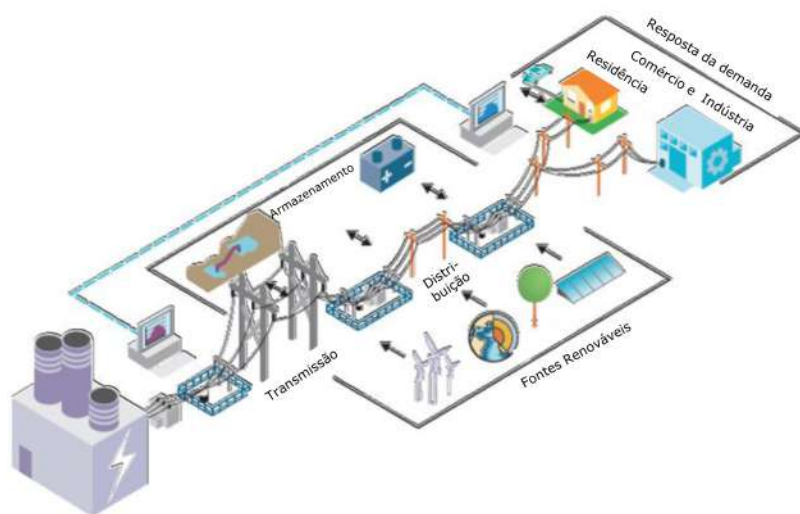
Na Figura 2 é apresentado o modelo de organização centralizado tradicional do setor energético, enquanto que na Figura 3 é apresentado a organização moderna do setor, caracterizada pela descentralização (IEA, 2021).

Figura 2 – Organização centralizada tradicional do setor energético.



Fonte: (IEA, 2021).

Figura 3 – Organização descentralizada moderna do setor energético.



Fonte: (IEA, 2021).

Os sistemas centralizados atuais apresentam expansões muitas vezes inviabilizadas em função de barreiras ambientais e também por causa da indisponibilidade de novas fontes ou combustíveis. Enquanto isso, o modelo descentralizado permite geração próxima às cargas e oportunidade de aumento de eficiência em sistema que usam calor. Além disso, atualmente os sistemas descentralizados se apresentam como alternativa à expansão das redes impulsionadas pelo aumento do consumo (CHOWDHURY et al., 2021).

Apesar de haver particularidades que caracterizam tanto o sistema centralizado quanto o descentralizado, vale destacar a possibilidade de customização que esse último permite, ou seja, a possibilidade de haver menores custos com aumento da confiabilidade e da qualidade. Vale destacar também que os OSDs precisam definir a *Hosting Capacity*, ou seja, o nível de nova produção de REDs ou de novo consumo que a rede pode suportar, sem colocar em risco a confiabilidade ou a qualidade da tensão de outros clientes (ISMAEL et al., 2019; CHO et al., 2018).

Com a evolução tecnológica dos REDs, o modelo descentralizado volta a ficar cada vez mais em evidência e nesse contexto as MRs se apresentam como uma das principais alternativas para lidar com as peculiaridades dessas novas tecnologias e com isso oferecer serviços tanto para a rede a montante quanto para si próprias. Assim, as MRs podem controlar a qualidade e a confiabilidade da fonte de alimentação nos pontos mais próximos aos usuários finais, mantendo a fonte de alimentação em níveis heterogêneos de confiabilidade, de acordo com as necessidades dos clientes (CHOWDHURY et al., 2021). Acontece que as MRs estão se inserindo no sistema de energia tradicional e precisam se adequar à regulamentação em vigor. Nesse ambiente, sinais de preços podem servir como incentivos para aumento da geração das MRs ou para reduções de cargas, muito embora tais operações sejam de difíceis implementações práticas.

Os trabalhos de (CHOWDHURY et al., 2021; HATZIARGYRIOU, 2014; BORDONS; TORRES; VALVERDE, 2015; SURYANARAYANAN et al., 2010; HOSSAIN et al., 2014; ROMANKIEWICZ et al., 2014) abordam conceitos de MRs e de acordo com o departamento de energia norte americano temos a seguinte definição (TON; SMITH, 2012b; ENERGY, 2014):

“ Uma MR de energia elétrica é definida como sendo um grupo de cargas e REDs conectados entre si e que são vistos pela rede (isto é, OSD) como uma unidade única controlável”.

O próprio conceito de MR demonstra que a gestão energética é inerente ao seu próprio funcionamento, uma vez que se trata de uma rede em pequena escala, composta por unidades distribuídas, equipamentos armazenadores de energia e cargas genéricas que estão eletricamente interconectadas e hierarquicamente controladas (KHONGKHACHAT; KHOMFOI, 2015). Nessa condição, do ponto de vista de gestão energética, a MR deve operar de modo eficiente, seguro e com qualidade de energia elétrica em conformidade com

os códigos de rede, seja quando conectada à rede ou quando em modo de operação isolada (ABEDINI; MORADI; HOSSEINIAN, 2016; GREEN; PRODANOVIC, 2007; KATIRAEI; IRAVANI; LEHN, 2005; CONTI et al., 2012).

As MRs se apresentam portanto como um sistema multi-energia com múltiplos REDs, contudo, eletricidade não é único recurso associado ao sistema, isso porque pode haver também a demanda por refrigeração e calor, por exemplo. Com isso associa-se além do uso da eletricidade, também o uso fontes fósseis como o gás natural e o óleo diesel, assim como biomassa e outros recursos. Sob uma perspectiva de sistema multi-energia, as respostas das MRs devem ser alcançadas sem prejudicar o conforto do usuário e ainda trazendo benefícios econômicos. Por exemplo, a depender do preço do gás natural a MR poderia gerar eletricidade por meio de microturbinas em horários em que os preços da eletricidade são altos ou ainda simplesmente para reduzir a demanda durante os horários de ponta. Nesse contexto, o consumo de eletricidade das cargas das MRs não é alterado e o conforto térmico é mantido, ao mesmo tempo que a MR atinge outros objetivos (DU; LU; ZHONG, 2019). As MRs podem mudar a sua utilização de energia durante diferentes períodos sem afetar a satisfação dos seus próprios usuários, o que pode ocorrer através de programas de incentivos (SHARDA; SINGH; SHARMA, 2021), assim é possível o fornecimento de vários SAs que podem contribuir com a rede a montante e ainda geram benefícios aos agentes das MRs (HOLMBERG et al., 2019).

O contexto desafiador do gerenciamento dos múltiplos recursos de energia das MRs motivou vários trabalhos científicos (KARFOPOULOS; PANOURGIAS; HATZIARGYRIOU, 2016; KILKKI; ALAHÄIVÄLÄ; SEILONEN, 2015; CHRISTAKOU et al., 2014; ZHOU et al., 2010; BEKELE; PALM, 2010; KALANTAR; G., 2010; REHMAN et al., 2012; MA et al., 2015; EKREN; EKREN, 2010). Além disso, com a adoção do padrão IEEE P1547 (IEEE, 2018a) é esperado que surjam cada vez mais novos estudos e com isso mais projetos comerciais são esperados. Vários trabalhos abordam mecanismos de gerenciamento de energia em MRs (MENG et al., 2016; GOH et al., 2014; LAZOS; SPROUL; KAY, 2014; CAU et al., 2014; VELIK; NICOLAY, 2014; MARTIN-MARTÍNEZ; SÁNCHEZ-MIRALLES; RIVIER, 2016), de forma que a gestão energética das MRs pode ser classificada em termos:

- Da configuração do sistema (corrente alternada ou corrente contínua);
- Da aplicação (utilidades em distritos residenciais, comercial, industrial e modo isolado);
- Da estrutura do sistema (conversão em estágio simples, ou em dois estágios que é o mais comum);
- Do supervisor de controle (centralizado ou descentralizado) e

- Do tipo de fonte de energia distribuída conectada.

Do ponto de vista técnico-operacional, ainda existem desafios quanto, por exemplo: ao aumento do nível de tensão nos circuitos em que são conectadas; operação ilhada dessas redes; operação de múltiplas MRs; custo elevado dos sistemas de proteção envolvidos e impactos na qualidade de energia elétrica (e.g. flutuação de potência, desvio de tensão, desvio de frequência, harmônicos, etc). Finalmente, a operação cooperativa e a otimização do uso dos REDs (STADLER et al., 2016; SURYANARAYANAN et al., 2010). Do ponto de vista financeiro, há o desafio de encontrar um modo de maximizar a gestão energética das fontes dentro da rede, atrelado com o maior benefício financeiro possível, nesse caso, atendendo às regulamentações e peculiaridades de cada mercado de energia (ABEDINI; MORADI; HOSSEINIAN, 2016; BHATTARA et al., 2018). Nos trabalhos de (OLIVARES et al., 2014; DU; LU; ZHONG, 2019; WARREN, 2015; GU et al., 2014) são listados mais desafios, a saber:

- Alinhamento entre oferta e demanda de energia, bem como determinação de níveis apropriados de armazenamento;
- Operação confiável e econômica da MR em face das intermitências da fonte geração renovável, em especial a solar e eólica;
- Concepção de sistemas adequados de gestão e otimização dos múltiplos recursos e demanda da carga para permitir às MRs reagirem às necessidades da rede;
- Concepção de modelos de negócios que permitam dar competitividade às fontes de energia intermitentes, inclusive com incentivos aos investimentos;
- Engenharia dos sistemas de proteção para levar em conta os fluxos bidirecionais de potência;
- Desenvolvimento de técnicas de controle de tensão e frequência através dos CEP para permitir a interface adequada dos sistemas distribuídos de energia;
- Desenvolvimento de mecanismos de mercado e de controle para permitir a integração adequada da característica de conexão isolada e conectada à rede das MRs;
- Conciliamento das muitas variáveis existentes em um sistema completo;
- Projetar um SGE para MRs em sistemas multi-energia é complexo e geralmente requer o manuseio de uma quantidade enorme de dados até que as ações de SAs possam ser oferecidas;
- Desenvolvimento de estratégias de programação para operações das MRs no mercado considerando diferentes condições de preços de energia;

- Os marcos regulatórios e as políticas para ações das MRs gerando SAs não estão bem definidos.

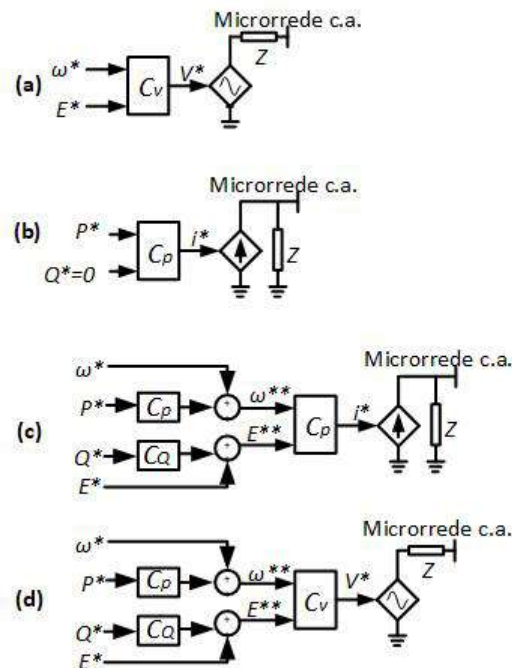
O conceito de "*internet* de energia" incorporando às MRs facilitará a interação dos recursos e dos agentes e com isso as respostas através dos SAs (GOPSTEIN et al., 2021). Os progressos dos meios de comunicação também facilitam a interação dos diversos agentes para por exemplo oferecer SAs através da resposta agregada de várias MRs (ZHOU et al., 2021). Contudo, os agentes agregadores ou quaisquer outras unidades responsáveis por definir ações de SAs pelas MRs não devem causar problemas na rede (por exemplo, sobrecarga, sobretensão, sobretensão etc.) (GKATZIKIS; KOUTSOPOULOS; SALONIDIS, 2013). Trabalhos associados à inteligência artificial e técnicas de aprendizado de máquina para lidar com o gerenciamento baseado em dados também é um caminho promissor às ações das MRs na oferta de SAs (DU; LU; ZHONG, 2019).

Apesar dos progressos e início de aceitação das propostas de gerenciamento de energia em MRs, esse tópico ainda permanece sendo um desafio (BHATTARA et al., 2018), necessitando de mais trabalhos para definição de estratégias de gerenciamento, seja na perspectiva operacional quanto financeira do sistema como um todo (ABEDINI; MORADI; HOSSEINIAN, 2016), além de é claro se apresentar como um campo fértil e de oportunidades que ainda muito poderá ser explorado (PONNAGANTI; PILLAI; BAK-JENSEN, 2018; BLANKE et al., 2017).

2.3 Classificação dos conversores de potência

De acordo com (BHASKARA; CHOWDHURY, 2012) os CEPs podem ser classificados quanto à função que desempenham na MR. A Figura 4 ilustra a representação destes conversores em diagrama de blocos, onde E^* é a referência de tensão, w^* é a referência de frequência, P^* é a referência de potência ativa e Q^* a referência de potência reativa.

Figura 4 – Representação dos conversores: (a) formador de rede; (b) supridor; (c) suporte controlado como fonte de corrente e (d) suporte controlado como fonte de tensão.



Fonte: (BHASKARA; CHOWDHURY, 2012).

- **Conversor formador de rede:** Quando a MR opera conectada à rede de distribuição, tensão e frequência são impostas pela própria rede elétrica. Neste caso, o conversor formador de rede deve injetar potência no sistema, seguindo as referências da rede, tal como os demais conversores distribuídos. Na operação ilhada, porém, o formador de rede é controlado para operar como uma fonte de tensão, impondo amplitude e frequência fixas para a MR e para isto, deve ser dotado de SAE. Além disso, deve ser capaz de responder a variações de carga e gerenciar a transição do modo conectado para o isolado (VANDOORN et al., 2013). A Figura 4(a) ilustra a representação simplificada deste conversor.
- **Conversor supridor ou alimentador de rede:** possui o objetivo principal de entregar potência ativa para a rede. Os REDs baseados em fonte fotovoltaica e eólica representam essa classificação e por isso serão utilizados nessa tese. O conversor supridor de rede é controlado como fonte de corrente, conforme Figura 4(b) e apresenta alta impedância de saída. É muito utilizado no modo conectado, pois ao invés de determinar a tensão e a frequência da rede, este conversor acompanha a magnitude e a fase da tensão medida no ponto de acoplamento. Desta forma, o supridor opera geralmente com fator de potência unitário e no ponto de máxima transferência de potência, com exemplo dos geradores fotovoltaicos. Para alcançar a máxima transferência de potência *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) são utilizados métodos tais como o de tensão constante, o de varredura de corrente, o da

condutância incremental ou o chamado *perturba e observa*, todos estes, aplicáveis a sistemas fotovoltaicos. No modo isolado, este conversor é também aplicável, desde que opere em paralelo com pelo menos um conversor formador de rede, um conversor de suporte de rede ou um gerador síncrono local.

- **Conversor de suporte de rede:** O principal objetivo do conversor suporte é participar da regulação da tensão e da frequência da rede c.a. através do controle das potências ativa e reativa entregues à rede. As baterias podem ser incluídas nessa classificação. Este conversor pode ser de dois tipos, conforme ilustram as Figuras 4(c) e (d):
 - **Conversor de suporte de rede controlado como fonte de corrente:** neste caso o principal objetivo não é suprir a carga conectada à MR, mas contribuir para a regulação da tensão e da frequência da MR. Tem como característica fundamental a alta impedância de saída e, por este motivo, seu controle é naturalmente mais estável que o controle do conversor suporte controlado em tensão;
 - **Conversor de suporte de rede controlado como fonte de tensão:** por apresentar baixa impedância de saída, este conversor é conectado à rede através de uma impedância série, que pode ser um dispositivo físico ou um componente virtual emulado na malha de controle de corrente. No contexto da MR isolada, este tipo de conversor pode ser utilizado para regular a tensão e a frequência de forma autônoma, dispensando a necessidade de um conversor formador de rede. O controle *droop* é a técnica de controle local mais utilizada para esse tipo de conversor.

2.4 Modos de operação em microrredes

No gerenciamento de energia, os modos de operação das MRs podem ser diferentes em função das mudanças no uso de eletricidade, em resposta a diferentes preços da eletricidade ao longo do tempo ou a incentivos para induzir um menor uso de eletricidade em tempos de altos preços de mercado ou quando a confiabilidade do sistema está comprometida (ISO, 2021). Um conversor central é instalado próximo do transformador de média para baixa tensão que corresponde ao PAC da MR, o seu principal objetivo é garantir a operação nos modos conectado e ilhado (ROCABERT et al., 2012). O padrão do IEEE 1547.4 (IEEE, 2018a) relaciona os modos de operação como:

- Modo ilhado;
- Modo conectado à rede de distribuição;

- Modo de reconexão;
- Transição para o modo ilhado.

As subseções a seguir explicam cada uma das definições.

2.4.1 Modo ilhado

O ilhamento pode ocorrer em função de manutenções ou ainda por causa de falha ou até mesmo ausência (eg. regiões isoladas) da rede principal. Os principais desafios deste modo de operação estão relacionados com o controle de tensão e frequência, equilíbrio entre fornecimento e demanda, qualidade de energia e comunicação entre REDs (dependendo da estratégia de controle). Na operação ilhada, os REDs são responsáveis por manter a integridade da MR sem o auxílio de uma fonte principal (VANDOORN et al., 2011). Nessa situação há o controle das unidades distribuídas com gerenciamento de despacho de potência ativa e reativa com intuito de regular a tensão e a frequência da MR (ABEDINI; MORADI; HOSSEINIAN, 2016).

De acordo com (TENTI et al., 2013), na operação ilhada, o balanço de potência pode apresentar sobregeração e subgeração. No primeiro caso, a energia excedente gerada pelas fontes renováveis é armazenada. Se a sobregeração durar muito tempo, a energia gerada por fontes renováveis deve ser reduzida para atender ao consumo real das cargas. No caso da subgeração, a energia gerada dentro da MR não é suficiente para manter as cargas e portanto, energia adicional deve ser provida por sistemas armazenadores. Se ainda assim houver subgeração outros mecanismos serão necessários como rejeição de carga ou a entrada em funcionamento de geradores de reserva, pelo menos até que seja restaurado o estado de carga dos sistemas de armazenamento de energia.

2.4.2 Modo conectado à rede de distribuição

No modo de operação conectado, a tensão e a frequência da MR são ditadas pela rede principal (ABEDINI; MORADI; HOSSEINIAN, 2016). O controle de frequência é realizado através de técnicas de sincronismo amplamente difundidas como o *Phase-Locked Loop*. Nesse modo de operação é muito importante considerar a característica da MR despachável, pois é esta funcionalidade que permite o modelo das MRs contribuir para mitigar o impacto na rede elétrica causado pela conexão de REDs e VEs.

2.4.3 Modo de reconexão

O padrão IEEE 1547-2018 estabelece limites prévios para o sincronismo entre conversores e rede para o modo de reconexão. Tais limites estão relacionados com a tensão, frequência e ângulo de fase entre os dois sistemas (IEEE, 2018a). Recomenda-se também

evitar a reconexão simultânea de várias fontes em paralelo, o que pode ser feito através de uma reconexão escalonada.

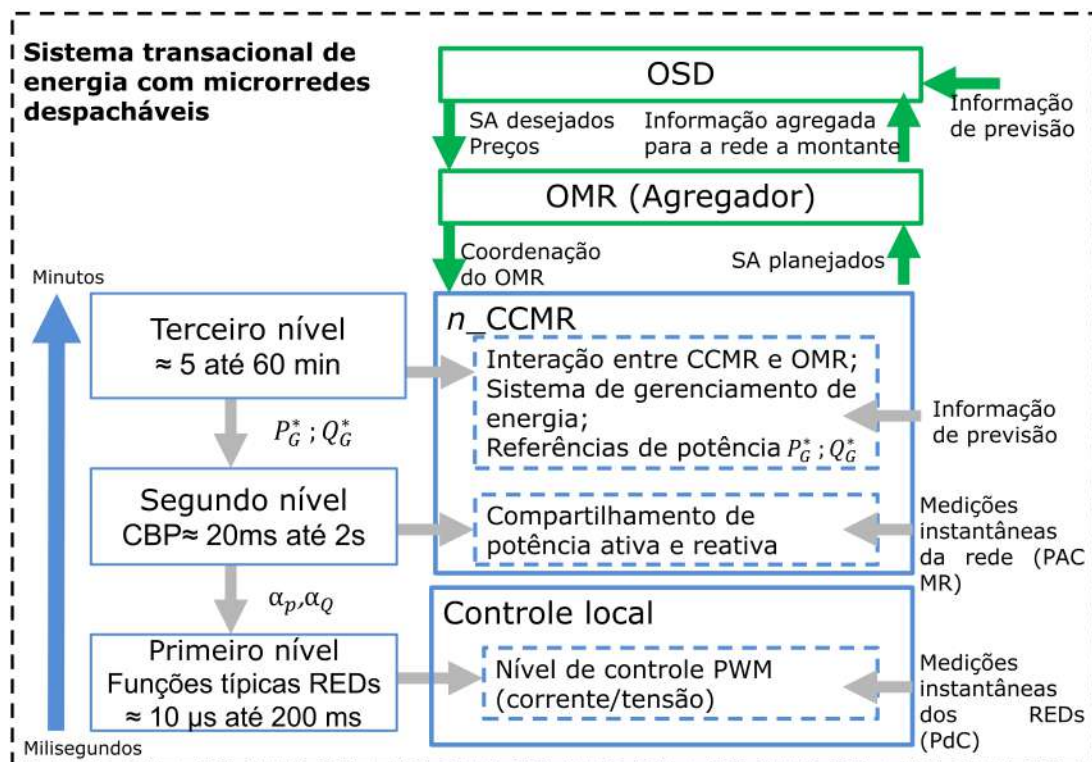
2.4.4 Transição para o modo ilhado

A transição para o modo ilhado pode ser resultante de um evento intencional, como manutenções programadas, ou não intencional, nesse caso quando há distúrbios. O conhecimento das condições de operação antes do ilhamento facilitam a transição suave, por exemplo, em resposta à ocorrência de distúrbios na rede principal. É necessário que os conversores disponíveis tenham capacidade de manter a tensão e a frequência na MR durante a transição, bem como que a proteção garanta a integridade do sistema. O desbalanceamento entre oferta e demanda de energia pode levar a interrupções parciais e até mesmo de toda a MR (BHASKARA; CHOWDHURY, 2012).

2.5 Estrutura hierárquica de controle da microrrede

A Figura 5 mostra a organização hierárquica do controle coordenado da estrutura despachável de uma MR de BT, usada neste trabalho no contexto STE.

Figura 5 – Organização hierárquica do controle coordenado de uma estrutura centralizada de uma microrrede despachável e multifuncional de baixa tensão num sistema transacional de energia.



Fonte: Autor 2022.

As técnicas de controle de uma MR são geralmente implementadas seguindo a arquitetura de controle hierárquica dividida em três níveis (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018), a saber: primário, secundário e terciário, descritos a seguir.

2.5.1 Nível primário

Particularmente para as arquiteturas centralizadas, o primeiro nível está associado ao controle local de cada RED (LI; VILATHGAMUWA; LOH, 2004), suportando multifuncionalidades de acordo com (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018) (por exemplo, regulação de tensão e frequência, detecção ilhada, controle de estado de carga para SAEs, capacidade *plug-and-play* etc). Para cada fonte de energia distribuída, um controle local é responsável pelo controle de tensão e corrente e geração de referências para o conversor manter o equilíbrio de potência da MR. Não há dependência de comunicação, o que permite suporte à operação da MR em caso de falhas na infraestrutura de comunicação. Na ocorrência de falhas, o RED será excluído do controle e fará a operação baseada em necessidades locais (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018). A detecção de ilhamento e os algoritmos destinados a máxima transferência de potência também são tratados como nível primário de controle (BRANDAO, 2015). O método de controle por *droop* é frequentemente usado neste nível para emular comportamentos físicos que tornam o sistema estável e mais amortecido (GUERRERO et al., 2011). Esse nível de controle é rápido, com constantes de tempo de aproximadamente 10 μ s a 200 ms e é responsável por funções básicas, específicas e atendimentos aos códigos de rede.

2.5.2 Nível secundário

O segundo nível garante o compartilhamento adequado de potência entre os REDs. A frequência de processamento dos controladores no nível secundário é de cerca de alguns ciclos de frequência fundamental da rede (ou seja, adota ciclos periódicos de 20 ms, para frequência da rede de 50 Hz). Conceitos como *internet* das coisas, do inglês *Internet of things - (IoT)* e *internet* da energia evidenciam a evolução da tecnologia da informação voltada para a área de energia, por isso, estratégias de controle centralizadas têm propiciado soluções promissoras para a coordenação de agentes distribuídos em redes elétricas.

2.5.3 Nível terciário

O nível terciário define os serviços que fazem uso da comunicação entre o OMR e o CCMR. Esta camada é a mais lenta na hierarquia de controle (\approx 5-60 min). O algoritmo SGE é executado no nível terciário da arquitetura hierárquica e processa informações para definir os modos de operação das MRs e SAs disponíveis para planejamento pelo OMR e pela própria MR, para isso são definidas as referências de potências (P_G^* ; Q_G^*) (MORSTYN; HREDZAK; AGELIDIS, 2018).

2.5.4 Sistema transacional de energia com microrredes despacháveis

No STE da Figura 5, o OMR é responsável por gerenciar múltiplas MRs de acordo com os códigos de rede e requisitos técnicos impostos pelo OSD por meio de uma infraestrutura de comunicação local. O OSD enxerga o OMR como uma usina virtual e interage com ele para indicar serviços desejados do GMRs (i.e., interoperabilidade entre OSD e OMR). Como agente agregador, o OMR interage com as MRs indicando as referências de potência ativa e reativa desejadas nos PACs (P_G^* ; Q_G^*), que devem ser fornecidas pelas MRs, considerando também os preços da energia (i.e., interoperabilidade entre OMR e CCMR). Depois, cada CCMR coordena de forma independente seus REDs e cargas por meio dos coeficientes escalares, (α_P, α_Q) , conforme mostrado na Figura 5. Ele retorna as referências de potência da rede programadas no PAC de cada MR. Assim, o OMR coordena a resposta agregada de serviços das MRs para oferecer SAs à rede a montante.

2.6 Controle baseado em potência

O algoritmo CBP permite que o CCMR regule o fluxo de potência através do PAC da MR (ARAÚJO et al., 2019), considerando o compartilhamento de potência proporcional entre os REDs espalhados pela MR de BT, de acordo com sua capacidade disponível (BRANDAO et al., 2018). Com esse controle é possível também coordenar os modos de operação e os sistemas de proteção da MR. Tal estratégia de controle centralizado de MR é robusta contra variações nos parâmetros físicos do sistema (ou seja, é uma abordagem sem modelo) (CALDOGNETTO et al., 2015; LIU; LIU, 2014). O CBP realiza medições instantâneas de tensão e corrente no PAC da MR com a rede de distribuição, de forma que qualquer evento em operação em tempo real é considerado pelo nível secundário de controle do MR (JUNIOR et al., 2020).

O CBP é realizado com base no status dos REDs, que é coletado pelo CCMR no início de cada ciclo de controle, k . Vamos indicar k como um período de controle genérico. O estado do j -ésimo RED ($j = 1, 2, \dots, J$) é um conjunto de grandezas de potência que representam a disponibilidade do RED; compreende: a potência real de saída [$P_{G_j}(k)$; $Q_{G_j}(k)$] do RED, a potência máxima [$P_{G_j}^{max}(k)$] e a potência mínima [$P_{G_j}^{min}(k)$] que são geradas (absorvidas em caso da bateria), e a potência aparente [$A_{G_j}(k)$] do inversor (BRANDAO et al., 2015). As fontes fotovoltaicas e eólicas despacham potência reativa, enquanto que a bateria permite o despacho de potência ativa e reativa. Uma vez que o CCMR reuniu as informações necessárias, o status de toda a MR é calculado em termos das quantidades de potência introduzidas no ciclo de controle seguinte. As quantidades calculadas são:

- a potência ativa e reativa total fornecida pelos REDs ao longo do ciclo k :

$$P_{Gt}(k) = \sum^n P_{Gj}(k) \quad (2.1)$$

$$Q_{Gt}(k) = \sum_{j=1}^J Q_{Gj}(k) \quad (2.2)$$

e, da mesma forma, a potência ativa total mínima $P_{Gt}^{min}(k)$ e máxima $P_{Gt}^{max}(k)$, a potência reativa máxima total $Q_{Gt}^{max}(k)$ e a potência nominal total $A_{Gt}(k)$ dos inversores. A capacidade máxima disponível para compensação de potência reativa é definida como:

$$Q_{Gt}^{max}(k) = \sqrt{A_{Gt}(k)^2 - P_{Gt}(k)^2} \quad (2.3)$$

- do equilíbrio de potência, a potência ativa e reativa total absorvida dentro da MR durante o ciclo k :

$$P_{Lt}(k) = P_G(k) + P_{Gt}(k) \quad (2.4)$$

$$Q_{Lt}(k) = Q_G(k) + Q_{Gt}(k) \quad (2.5)$$

onde P_G e Q_G são a potência ativa e reativa medidas no lado da rede de distribuição do PAC.

- as referências para a potência ativa $P_{Gt}^*(k+1)$ e reativa $Q_{Gt}^*(k+1)$ totais a serem fornecidas pelos REDs no próximo ciclo de controle $k+1$ são:

$$P_{Gt}^*(k+1) = P_{Lt}(k) - P_G^*(k+1) \quad (2.6)$$

$$Q_{Gt}^*(k+1) = Q_{Lt}(k) - Q_G^*(k+1) \quad (2.7)$$

Onde $P_G^*(k+1)$ e $Q_G^*(k+1)$ são, respectivamente, as referências ativa e reativa do fluxo de potência para a rede a montante. Essas referências são selecionadas pelo OMR para regular o fluxo de potência através da rede com base nos objetivos da MRs e requisitos da rede a montante.

Finalmente, os coeficientes de escalares α_P, α_Q (variando no intervalo $[-1, 1]$) são calculados e transmitidos para todos os REDs. A potência ativa é controlada pela variável

α_P , enquanto a potência reativa é controlada pela variável α_Q . Esses coeficientes são calculados para diferentes condições operacionais como:

$$P_{Gt}^*(k+1) < P_{Gt}^{min}(k) \Rightarrow \alpha_P = -1 \quad (2.8)$$

$$0 \leq P_{Gt}^*(k+1) \leq P_{Gt}^{max}(k) \Rightarrow \alpha_P = \frac{P_{Gt}^*(k+1)}{P_{Gt}^{max}(k)} \Rightarrow 0 \leq \alpha_P \leq 1 \quad (2.9)$$

$$P_{Gt}^{min}(k) \leq P_{Gt}^*(k+1) \leq 0 \Rightarrow \alpha_P = \frac{P_{Gt}^*(k+1)}{P_{Gt}^{min}(k)} \Rightarrow -1 \leq \alpha_P \leq 0 \quad (2.10)$$

$$P_{Gt}^*(k+1) > P_{Gt}^{max}(k) \Rightarrow \alpha_P = 1 \quad (2.11)$$

$$Q_{Gt}^*(k+1) \leq Q_{Gt}^{max}(k) \Rightarrow \alpha_Q = \frac{Q_{Gt}^*(k+1)}{Q_{Gt}^{max}(k)} \Rightarrow -1 \leq \alpha_Q \leq 1 \quad (2.12)$$

Finalmente, dados α_P, α_Q , o j -ésimo RED (RED $_j$) define sua injeção de potência ativa e reativa local. A potência reativa máxima entregue do j -ésimo RED é definida como:

$$Q_{Gj}^{max}(k) = \sqrt{A_{Gj}(k)^2 - P_{Gj}(k)^2} \quad (2.13)$$

$$\alpha_P = -1 \Rightarrow P_{Gj}^* = P_{Gj}^{min} \quad (2.14)$$

$$0 \leq \alpha_P \leq 1 \Rightarrow P_{Gj}^* = \alpha_P * P_{Gj}^{max} \quad (2.15)$$

$$-1 \leq \alpha_P \leq 0 \Rightarrow P_{Gj}^* = \alpha_P * P_{Gj}^{min} \quad (2.16)$$

$$\alpha_P = 1 \Rightarrow P_{Gj}^* = P_{Gj}^{max} \quad (2.17)$$

$$-1 \leq \alpha_Q \leq 1 \Rightarrow Q_{Gj}^* = \alpha_Q * Q_{Gj}^{max} \quad (2.18)$$

De forma que as referências de potência ativa e reativa são P_{Gj}^* e Q_{Gj}^* , respectivamente, para o RED $_j$. O sinal dos coeficientes α indica uma operação de entrega (se positivo) ou armazenamento (se negativo) de potência ativa (α_P), ou a geração de potência reativa capacitiva ou indutiva (α_Q). Importante destacar que eventuais compensações de desbalanço de corrente não são considerados nessa implementação do CBP, isso porque é utilizada a sua implementação trifásica equivalente.

2.7 Conclusões

Conceitos acerca do contexto das MRs foram apresentados nesse capítulo e serão utilizados no decorrer desse trabalho. A distinção entre o que é um recurso energético distribuído e o que é uma geração distribuída, bem como a definição do que é uma MR foram apresentados.

O gerenciamento de energia em MRs é um tema desafiador, tendo em vista a variabilidade das fontes com diferentes tecnologias, bem como a incerteza do comportamento da carga consumidora. Associado a isso, considera-se ainda as possibilidades dos modos de operação conectado e ilhado, bem como as suas transições. Esse ambiente leva a vários esforços científicos no sentido de buscar caminhos aos diversos temas, conforme técnica de controle baseado em potência demonstrada e que será utilizada nesse trabalho.

As hierarquias de controle consideram desde o controle de tensão e corrente até decisões relacionadas ao despacho de potência. Nesse último caso pode ser associada ao desejo da MR em prestar SAs para a rede a montante, bem como para ela própria. Para isso o controle transmite informações para a adequada operação dos REDs, conforme condições desejadas no PAC da MR. Além disso, as operações das MRs despacháveis podem ser coordenadamente agregadas pelo operador para a prestação de serviços no PAC do GMRs. Essa despachabilidade da MR pode ser organizada num STE onde haverá sinais de preço que podem viabilizar benefícios mútuos. No próximo capítulo, serão apresentadas o sistema de gerenciamento de energia para esse contexto incluindo MRs.

Capítulo 3

Sistema de Gerenciamento de Energia da Microrrede

O presente capítulo tem como principal objetivo apresentar o controle multifuncional desenvolvido e proposto para MRs despacháveis para a oferta de vários SAs para a própria MR e para a rede a montante. Além disso, são apresentados o contexto de um STE, do qual a interoperabilidade entre os principais agentes permitem que os esforços das MRs sejam agregados na oferta de SAs no ponto de acoplamento comum do GMRs. Para isso são discutidos os requisitos dos bancos de baterias usados em MRs e são apresentadas as interoperabilidades dos agentes para resposta agregada. Em seguida são apresentados os detalhes do algoritmo para gerenciamento da oferta dos SAs ofertados por MRs despacháveis e são detalhados como cada serviço é configurado. Por fim são descritas informações acerca da infraestrutura de comunicação que pode ser utilizada.

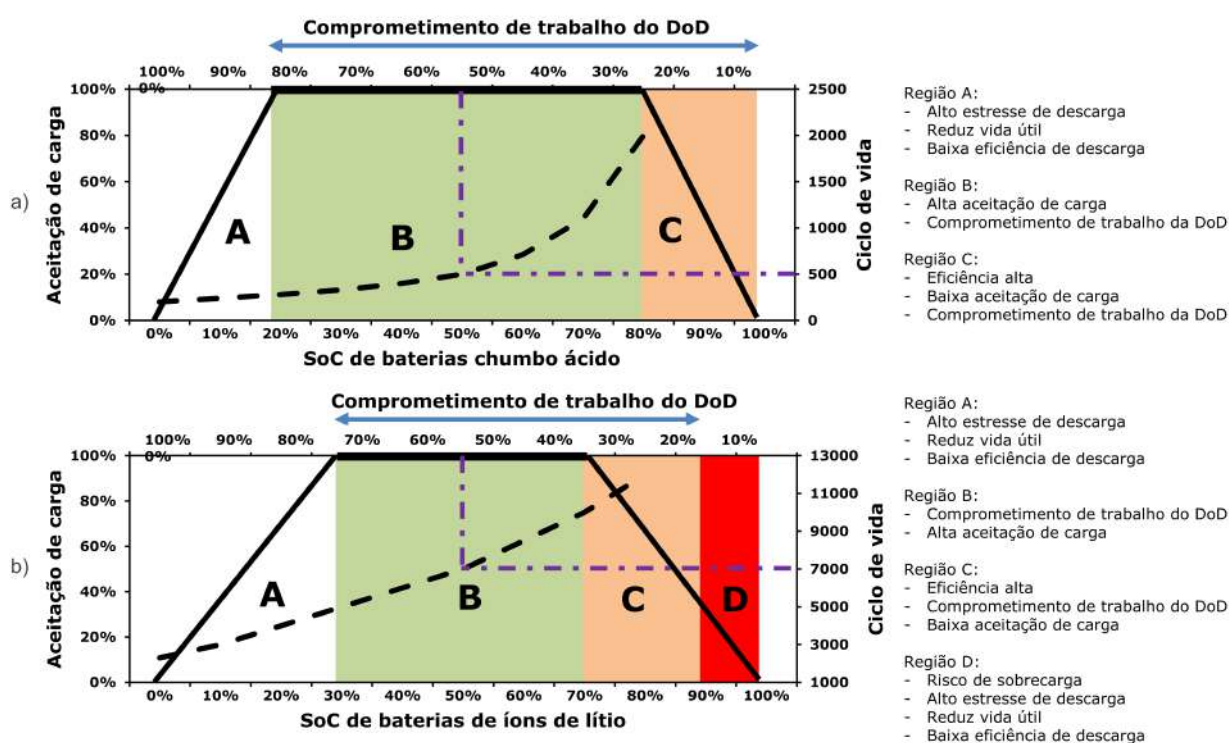
3.1 Requerimentos do sistema de armazenamento de energia

A flexibilidade de MRs para fornecer SAs como reservas de potência dependem da composição dos seus recursos de energia, ou seja, da diversidade de diferentes tecnologias de energia com características distintas. O tempo de resposta e a disponibilidade de cada recurso são parâmetros críticos ao despachar reservas de potência para realizar um determinado SA. Entre os REDs, os requisitos dos sistemas de armazenamento de energia são aspectos-chave do SGE de MRs e que serão enfatizados nesta seção. Este trabalho considera os bancos de baterias de chumbo-ácido e íon-lítio como tecnologias de armazenamento de energia. A estrutura da MR é modular, e com o desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia a instalação de diferentes baterias pode se tornar um cenário comum, em que cada bateria deve ser manuseada de forma diferente.

A Figura 6a mostra a faixa operacional do estado de carga, do inglês *state of charge*

(SoC), de baterias de chumbo-ácido divididas em três regiões de acordo com suas características em termos de ciclo de vida, aceitação de carga, eficiência e comprometimento de trabalho da profundidade da descarga, do inglês *depth of discharge* (DoD). A região A, ou seja, SoC inferior a 20 %, reduz a vida útil das baterias devido ao alto estresse de descarga e à baixa eficiência (BRANDAO et al., 2018). Na região B com SoC variando de 20 % a 80 %, as baterias de chumbo-ácido apresentam alta aceitação de carga. Operação na região C, ou seja, SoC superior à 80%, incrementa a expectativa de vida útil dos bancos de baterias, contudo com baixa aceitação de carga. A vida útil em ciclos, depende do comprometimento de trabalho da DoD escolhida para oferecer serviços, por exemplo, banco de baterias chumbo-ácido tem 500 ciclos quando operando com 50% DoD (PINNANGUDI; KUYKENDAL; BHADRA, 2017).

Figura 6 – Faixas de operação das baterias: a) chumbo-ácido e b) íon-lítio.



Fonte: Autor 2022.

A Figura 6b mostra a faixa operacional do SoC de baterias íon-lítio de acordo com aceitação de carga, eficiência, comprometimento de trabalho da DoD e riscos de sobrecarga. A região A representa a margem inferior abaixo de 30 % que deve ser evitada para preservar a vida útil das baterias. Na região B com SoC variando de 30 % a 70 %, as baterias de íon-lítio apresentam alta aceitação de carga. A operação na região C, ou seja, na faixa de 70 % a 90 %, aumenta a expectativa de vida útil dos bancos de bateria, mas mostra baixa aceitação de carga. Finalmente, a região D compreende a margem superior de 91 % a 100%

com alta eficiência, mas aceitação de carga muito baixa e riscos de sobrecarga que podem causar explosão do banco de baterias (FERREIRA et al., 2017). Vale ressaltar que as baterias de íon-lítio degradam-se mais rapidamente quando exploradas até as extremidades de SoC baixos e altos (BAIRD et al., 2020). As baterias de íon-lítio têm 7.000 ciclos quando operam com 50 % de DoD, ou seja, maior expectativa de vida do que as baterias de chumbo-ácido (PINNANGUDI; KUYKENDAL; BHADRA, 2017). Portanto, em suma, as baterias de íon-lítio devem ser dimensionadas para fornecer a capacidade de energia necessária, considerando o valor SoC mínimo de 30 % e o valor máximo de 90 %. Enquanto as baterias de chumbo-ácido devem considerar o valor SoC mínimo de 20 % e o máximo de 100 %.

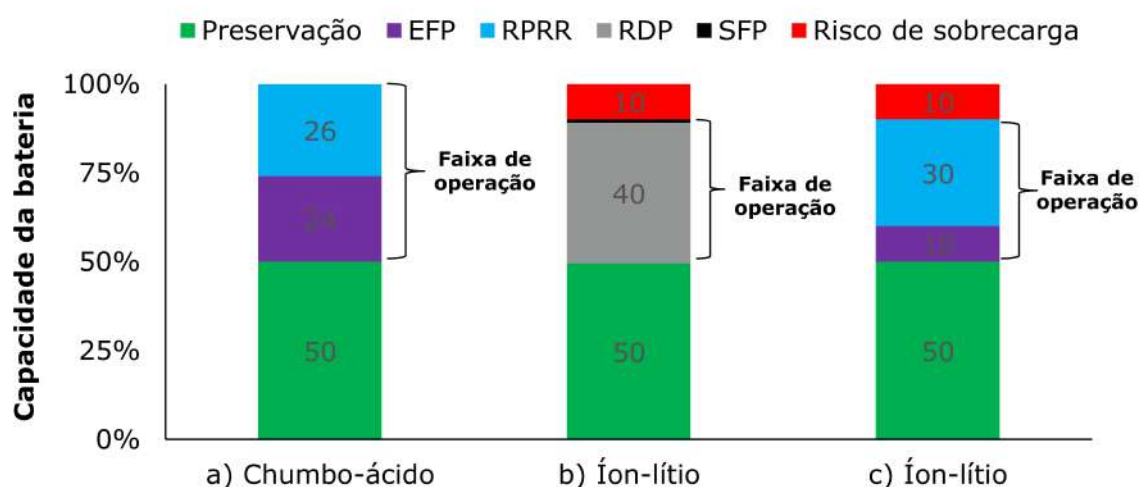
Observe que quanto mais baixo for o valor DoD, maior será a vida útil da bateria, mas menor será a faixa operacional do SoC. As curvas tracejadas na Figura 6 mostram a compensação entre o valor do DoD e a vida útil da bateria. Um valor de DoD em torno de 10 % prolonga muito a vida útil da bateria; no entanto, é uma condição muito limitada e inviável para o dimensionamento da bateria. Portanto, neste trabalho foi escolhido o intervalo operacional conforme mostrado na Figura 6, DoD de 50 % para baterias de chumbo-ácido e DoD de 40 % para baterias de íon-lítio, resultando em expectativa de ciclo de vida de 500 ciclos e 8.500 ciclos respectivamente.

As baterias estacionárias podem fornecer diversos SAs para os sistemas elétricos modernos, como: nivelamento de carga, redução demanda de ponta, suavização do fluxo de potência, regulação de frequência, reserva de potência, estabilização do fluxo de potência, entre outros. Normalmente, um banco de baterias é instalado para fornecer apenas um desses SAs; no entanto, em um cenário de rede inteligente, é altamente atraente explorar os bancos de baterias para fornecer vários SAs, aumentando seu custo-benefício para cumprir metas da MR e os requisitos de rede a montante ao longo do tempo (BASHASH et al., 2011). Assim, é proposto aqui, fragmentar a capacidade da bateria em regiões dedicadas para garantir um SA pré-definido a qualquer momento, quando solicitado pelo OMR. Como resultado dessa fragmentação, a MR economiza capacidade da bateria para fornecer SA para a rede à montante, como: nivelamento de carga e reserva de potência de resposta rápida e lenta, além de manter outra parte para serviços autônomos, como o modo de operação ilhada ou autoconsumo. Observe que a operação ilhada é considerada um SA que aumenta a confiabilidade ao custo de reservar uma parte da capacidade da bateria para tal serviço.

A Figura 7 mostra o arranjo de planejamento usado neste trabalho. Na barra a) da Figura 7, as baterias à base de chumbo-ácido preservam 50 % de seu SoC para prolongar a expectativa de vida (melhorar o estado de saúde, do inglês *state of health* (SoH), reservam 26 % para reserva de potência de resposta rápida e 24 % para estabilização do fluxo de potência, quando solicitado pela rede à montante. Na barra b) da Figura 7, as baterias à

base de íon-lítio preservam 50 % para efeitos de preservação do seu estado de saúde (SoH), 40 % para redução da demanda de ponta e 10 % para evitar riscos de sobrecarga. Além disso, fornece serviço de suavização do fluxo de potência que não altera significativamente o valor SoC do banco de baterias. Na barra c) da Figura 7, as baterias à base de íon-lítio preservam 50 % para preservação do SoH, 10 % para estabilização do fluxo de potência, 30 % para reserva de potência de resposta rápida e 10 % para evitar riscos de sobrecarga. Os intervalos de uso das baterias são obtidos previamente na etapa de planejamento, o que é realizado considerando o perfil de carga e geração esperado para a MR e desejos dos usuários da MR. Na operação em tempo real, se o planejamento não estiver devidamente configurado ou ocorrer algo diferente, a bateria limita o seu serviço, o que ocorre devido às restrições inferior e superior dos valores de SoC, impostas pelo SGE. É importante notar que muitas outras configurações de SAs em um banco de baterias (ou particionamento do armazenamento de energia) podem ser organizadas de acordo com os desejos dos usuários de MR. As Figuras 6 e 7 foram desenvolvidas com base nos dados das referências (BRANDAO et al., 2018; PINNANGUDI; KUYKENDAL; BHADRA, 2017; FERREIRA et al., 2017; BAIRD et al., 2020; BASHASH et al., 2011; MALHOTRA et al., 2016).

Figura 7 – Faixas de operação das baterias: a) chumbo-ácido e b) íon-lítio.



Fonte: Autor 2022.

Além de dimensionar adequadamente o banco de baterias e fragmentar a capacidade da bateria, é altamente desejável do ponto de vista da MR realizar os diversos SAs nas regiões mais adequadas para aumentar a eficiência, confiabilidade e segurança. Os serviços autoconsumo e redução da demanda de ponta atuam nas regiões B e C das Figuras 6 a) e b); no entanto, na região B há uma alta aceitação de carga, o que é atraente para garantir a confiabilidade de energia de serviços autônomos. O serviço de nivelamento de carga está associado ao carregamento do banco de baterias e complementa o serviço

de redução da demanda de ponta, onde é entregue a energia armazenada. Portanto, o serviço de nivelamento de carga é oferecido, mas não está associado a nenhuma região de bateria. Os serviços estabilização do fluxo de potência e reserva de potência também funcionam nas regiões B e C, no entanto, eles podem ser evitados na região B para o benefício dos serviços autônomos. Durante o serviço de suavização do fluxo de potência, a bateria carrega e descarrega continuamente em intervalos curtos de tempo sem alterar o valor SoC médio em uma escala de tempo de longo prazo, sem deteriorar a vida útil da bateria (MALHOTRA et al., 2016), (WANG et al., 2011). Por conta dessa característica de SoC médio constante, é interessante para a MR prestar o serviço de suavização do fluxo de potência na região C, mantendo assim a bateria com alto valor de SoC para realizar outros serviços posteriormente. O serviço de suporte de potência reativa não explora a capacidade das baterias e, portanto, não está relacionado às regiões de operação do SoC. Tal SA pode ser obtido sempre que houver capacidade de potência excedente nos conversores eletrônicos de potência dos REDs. A Tabela 3 mostra os SAs oferecidos pela MR neste trabalho e suas regiões de atuação na bateria.

Tabela 3 – Serviços ancilares oferecidos pela MR e suas respectivas regiões de atuação na bateria.

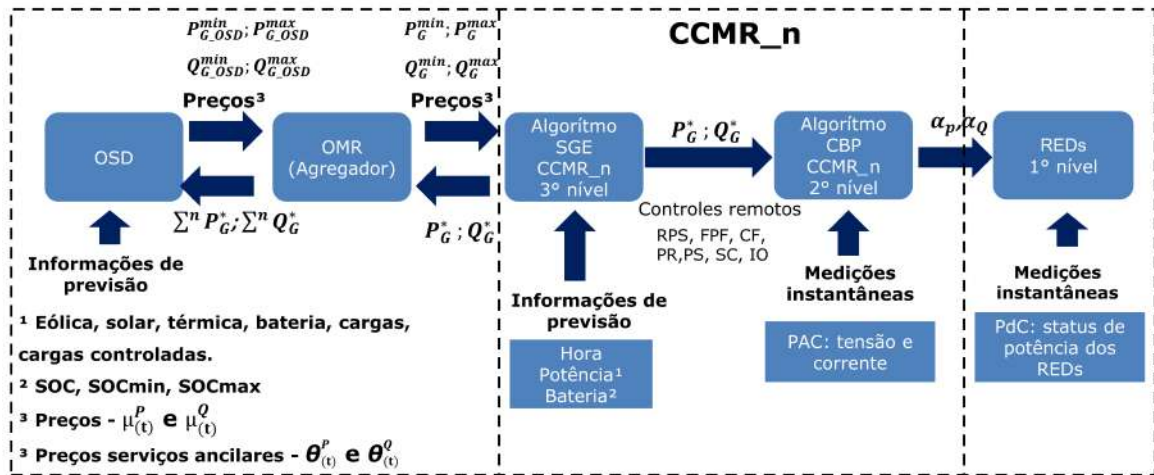
Servicos	Operação	Regiões de operação do SoC de baterias	
		Chumbo-ácido	Íon-lítio
Nivelamento de carga	rede à montante	—	—
Estabilização do fluxo de potência	rede à montante	B,C	B,C
Redução da demanda de ponta	rede à montante	B,C	B,C
Autoconsumo e operação ilhada	serviço autônomo	B,C	B,C
Suavização do fluxo de potência	rede à montante	C	C
Suporte de potência reativa	rede à montante	—	—
Reserva de potência	rede à montante	B,C	B,C

Fonte: Autor 2022.

3.2 Interoperabilidades em sistema de energia para resposta agregada de microrredes baixa tensão

A interoperabilidade em um sistema de energia, incorporando múltiplas MRs despacháveis de BT em um ambiente de um STE é mostrado na Figura 8. Os principais agentes são o OSD, o OMR e o CCMR.

Figura 8 – Sistema de energia para resposta agregada de microrredes despacháveis multifuncionais centralizadas em um sistema transacional de energia.



Fonte: Autor 2022.

A interoperabilidade entre o OSD e o OST requer um meio seguro de troca de informações, bem como uma gestão coordenada do congestionamento (CAPITANESCU, 2018). Destaca-se que a relação entre OSD e OST está fora do escopo aqui, contudo, vários REDs e MRs dentro dos sistemas de distribuição são invisíveis para o OST (BULLICH-MASSAGUE et al., 2018). Isso também ocorre com o OSD, que muitas vezes desconhece as características inerentes das MRs interligadas às suas próprias redes de distribuição, no entanto, o mesmo não pode ser afirmado sobre seus efeitos na rede elétrica, pois a intermitência das fontes renováveis é notória. As MRs conectadas à rede de distribuição podem fornecer SA em um STE para cooperar com a interação atual entre OSTs e OSDs.

• Interoperabilidade entre OSD e OMR

Neste contexto, o STE é usado para coordenar as trocas de energia entre os participantes através de ferramentas de automação e comunicação, de forma que o OSD enxerga o OMR como uma usina virtual capaz de fornecer potência através da interoperabilidade entre esses agentes (NOSRATABADI; HOOSHMAND; GHOLIPOUR, 2017). No STE as transações podem acontecer através de incentivos do OSD ou ainda motivados pelas próprias MRs que como usinas virtuais podem informar à rede à montante quais serviços estão disponíveis. Nesse trabalho serão considerados os incentivos de preços de potência ativa e reativa indicados pelo OSD ao OMR para fornecer determinadas quantidades de potência, conforme limites mostrados na Tabela 4, onde $P_{G_{OSD}}^{min}$ e $P_{G_{OSD}}^{max}$ são os limites de potência ativa mínimo e máximo do GMRs, respectivamente. $Q_{G_{OSD}}^{min}$ e $Q_{G_{OSD}}^{max}$ são os limites mínimo e máximo de potência reativa do GMRs, respectivamente. $\mu_{(t)}^P$ e $\mu_{(t)}^Q$ são os preços da potência ativa e reativa, respectivamente, da compra ou venda de energia com o OSD no tempo t . $\theta_{(t)}^P$ e $\theta_{(t)}^Q$ são os preços ofertados pelo OSD para a prestação de SAs de potência ativa

e reativa, respectivamente, na hora t . Os critérios que o OSD pode utilizar para atribuir os preços ao OMR é uma discussão complexa, assim serão considerados valores atribuídos simplificados, conforme as avaliações dos estudos de casos da Seção 5.

Tabela 4 – Limites de potência e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR.

Referências	Potência ativa	Potência reativa
Limites	$P_{G_{OSD}}^{min} (kW); P_{G_{OSD}}^{max} (kW);$	$Q_{G_{OSD}}^{min} (kVar); Q_{G_{OSD}}^{max} (kVar);$
Preços	$\mu_{(t)}^P \$/ (kW); \theta_{(t)}^P \$/ (kW)$	$\mu_{(t)}^Q \$/ (kVar); \theta_{(t)}^Q \$/ (kVar)$

Fonte: Autor 2022.

- **Interoperabilidade entre OMR e CCMR**

O OMR com base nos valores da Tabela 4 avalia a possibilidade de contribuições das MRs e define os limites de potência máximo e mínimo no n -ésimo PAC da MR (P_G^{min} , P_G^{max} , Q_G^{min} , Q_G^{max}). Os preços são os mesmos informados pelo OSD. Uma discussão completa sobre os critérios de OMR para definir tais parâmetros em cada PAC das MRs está fora do escopo aqui, uma vez que se trata de um problema multivariável envolvendo variáveis técnicas como níveis de nova produção de energia ou de novo consumo que a rede pode suportar, requisitos dos códigos de rede locais, preços de mercado, entre outras estratégias e técnicas. De qualquer forma, será considerado a limitação de condução de corrente dos condutores elétricos $I_{MR}^{Conductor}$ existentes no PAC de cada MR e que são indicadas pelos fabricantes, conforme indicado em 3.1, onde I_{MR}^{PAC} representa a corrente que circula no PAC da MR.

$$I_{MR_n}^{PAC} < I_{MR_n}^{Conductor} \quad (3.1)$$

Também será considerado que as contribuições das MRs são coordenadamente e proporcionalmente utilizadas pelo OMR para viabilizar potência à rede de MT, afim de cooperarem com a rede de distribuição. Assim, cada MR indica uma potência disponível ao OMR, conforme a disponibilidade de seus SAEs e ainda a necessidade de atendimento às próprias cargas, conforme indicado nas equações 3.2 a 3.5.

$$P_{MR}^{max}(total) = \sum^n P_{MR_n}^{max} \quad (3.2)$$

$$P_{MR}^{min}(total) = \sum^n P_{MR_n}^{min} \quad (3.3)$$

Nesse caso, $[P_{MR}^{max}(total)]$ é a potência ativa máxima total e $[P_{MR}^{min}(total)]$ a potência ativa mínima total que podem ser geradas pelas MRs em seus PACs. Onde n representa o número de MRs, P_{MR}^{max} e P_{MR}^{min} representam as potências ativas máximas e mínimas que cada MR consegue disponibilizar ou consumir no seu PAC.

$$Q_{MR}^{max}(total) = \sum^n Q_{MR_n}^{max} \quad (3.4)$$

$$Q_{MR}^{min}(total) = \sum^n Q_{MR_n}^{min} \quad (3.5)$$

De forma análoga, $[Q_{MR}^{max}(total)]$ é a potência reativa máxima total e $[Q_{MR}^{min}(total)]$ a potência reativa mínima total que podem ser geradas pelas MRs em seus PACs. Onde Q_{MR}^{max} e Q_{MR}^{min} representam as potências reativas máximas e mínimas que cada MR consegue disponibilizar ou consumir no seu PAC.

A distribuição da capacidade de geração é feita proporcionalmente pelo OMR conforme valor do coeficiente Φ indicado nas equações 3.6 a 3.9.

$$\Phi_P^{min} = \frac{P_{GOSD}^{min}}{P_{MR}^{min}(total)} \quad (3.6)$$

$$\Phi_P^{max} = \frac{P_{GOSD}^{max}}{P_{MR}^{max}(total)} \quad (3.7)$$

$$\Phi_Q^{min} = \frac{Q_{GOSD}^{min}}{Q_{MR}^{min}(total)} \quad (3.8)$$

$$\Phi_Q^{max} = \frac{Q_{GOSD}^{max}}{Q_{MR}^{max}(total)} \quad (3.9)$$

Os coeficientes escalares de Φ irão variar no intervalo de -1 até 1 e nas equações 3.10 a 3.13 são indicados os valores de potência limites que serão considerados por cada CCMR a partir da proporcionalidade apresentada. OMR envia esses valores de potência para cada CCMR, conforme mostrado na Figura 8.

$$P_G^{min} = \Phi_P^{min} * P_{MR}^{min} \quad (3.10)$$

$$P_G^{max} = \Phi_P^{max} * P_{MR}^{max} \quad (3.11)$$

$$Q_G^{min} = \Phi_Q^{min} * Q_{MR}^{min} \quad (3.12)$$

$$Q_G^{max} = \Phi_Q^{max} * Q_{MR}^{max} \quad (3.13)$$

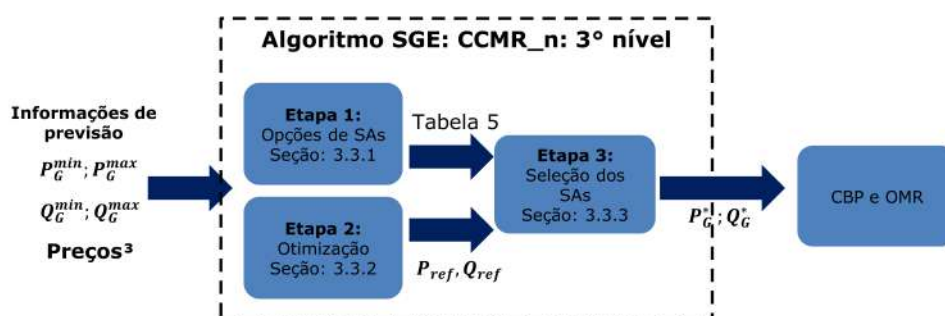
- **Interoperabilidade entre os níveis de controle da MR**

Uma vez recebida as informações do OMR, no nível terciário de controle de cada CCMR, as informações de previsão são usadas pelo SGE para avaliar quais SAs estão disponíveis para serem planejados (Seção 3.3.1). Em seguida, o SGE avalia os recursos das MRs do ponto de vista da otimização (Seção 3.3.2) e compara os resultados da otimização com os limites mostrados das equações 3.10 a 3.13, o que define um perfil de referências de potência por meio de P_G^* e Q_G^* para as próximas 24 horas de operação. Para selecionar um SA específico com essas referências de potência, é avaliado se há condições de operação para fornecê-lo, os custos das MRs são comparados com os custos de energia e é verificado se há preferência da MR em economizar energia para eventual operação de emergência (Seção 3.3.3). Depois, o nível terciário envia este perfil de referências de potência para o CBP (CALDOGNETTO et al., 2015) (ou seja, nível secundário) que calcula os coeficientes escalares α_P e α_Q conforme mostrado na Figura 8. Vale destacar que os controles locais são elementos internos das MRs. O OMR consolida a resposta agregada das MRs $\sum^n P_G^*$; $\sum^n Q_G^*$, cujo efeito é medido no PAC do GMRs.

3.3 Algoritmo para o gerenciamento de serviços ancilares de microrredes

O algoritmo embutido no SGE processa as informações em três etapas, conforme mostrado na Figura 9.

Figura 9 – Sistema de gerenciamento de energia da MR multifuncional despachável centralizada.



Fonte: Autor 2022.

A primeira etapa consiste no planejamento, onde as informações de previsão são utilizadas para definir os SAs disponíveis no SGE da MR (ou seja, opções de SAs), nos horários de ponta e fora de ponta, definido na Tabela 5. A condição operacional esperada

define quais SAs estarão disponíveis a cada hora, o que demonstra a capacidade da MR em suprir as cargas e oferecer SAs simultaneamente (JUNIOR et al., 2020). Mais de uma funcionalidade pode ser oferecida por uma MR de BT despachável, se os requisitos do sistema de armazenamento de energia forem atendidos de maneira adequada.

Na segunda etapa, o algoritmo avalia os recursos das MRs do ponto de vista da otimização, que por sua vez gera referências de potência ativa / reativa desejadas no PAC de cada MR (P_{ref}^d e Q_{ref}^d). Na terceira etapa, P_{ref}^d e Q_{ref}^d são avaliados dentro dos limites estabelecidos pelo OMR para definir as referências de potência ativa / reativa P_G^* e Q_G^* que efetivamente serão utilizadas pelo CBP para controlar e atuar na MR. Essas etapas são detalhadas a seguir.

Cada MR possui características diferentes dependendo da disponibilidade e tipos de seus REDs, SAEs e cargas, o que interfere no tempo de resposta de uma solicitação do OMR. Assim, o SGE pode oferecer serviços para suportar eventos previsíveis (por exemplo, efeitos de volatilidade da carga, variabilidade das fontes renováveis no PAC, suporte e compensação de potência reativa), programados para a operação do dia seguinte pelo OSD ou pela própria MR. O mesmo SGE pode suportar a rede a montante e a própria MR em eventos imprevisíveis com a reserva de potência de resposta rápida, no caso trata-se de reserva de potência operacional que pode ser injetada rapidamente, até 10 min, como uma resposta rápida a uma contingência (por exemplo, interrupções e sobrecargas de geração ou transmissão). Na lista de SAs, alguns deles podem ser percebidos localmente, como a funcionalidade de suavaização do fluxo de potência; enquanto outros serviços podem ser percebidos também de forma sistêmica, conforme a reserva de potência. Assim, diferentes SAs podem ser definidos para resposta de longo ou curto prazo, apenas alterando as referências de potência da rede P_G^* e Q_G^* enviadas pelo CCMR para o CBP (na seção 3.4 estão os detalhes sobre a configuração de vários SAs). Vale destacar que é considerado que as respostas das MRs ao realizar SAs são alcançadas sem prejudicar o conforto e a privacidade dos usuários dentro da MR.

3.3.1 Etapa 1 – Serviços ancilares disponíveis na pré-operação

O algoritmo existente no SGE utiliza informações de previsão de consumo da carga e da disponibilidade de potência dos REDs para indicar a condição operacional do MR e sua capacidade de suprir suas cargas e oferecer os SAs ao mesmo tempo. A Figura 10 e as equações 3.14 a 3.23 descrevem o fluxograma lógico do SGE durante os horários de ponta, enquanto a Figura 11 e as equações 3.24 a 3.31 descrevem o fluxograma lógico do SGE durante os horários fora de ponta. Essa divisão é necessária porque os objetivos da MR e os requisitos da rede a montante podem ser diferentes nos horários de ponta (HP) e fora de ponta (HFP). Vamos começar com os horários de ponta:

$$P_{eolico}^{HP} + P_{solar}^{HP} + P_{térmico}^{HP} > 0 \quad (3.14)$$

$$P_{bateria}^{HP} > P_{carga-liquida-2}^{HP} \quad (3.15)$$

$$P_{carga-controlada}^{HP} > P_{carga-liquida-3}^{HP} \quad (3.16)$$

$$P_{eolico}^{HP} + P_{solar}^{HP} + P_{térmico}^{HP} > P_{carga-total}^{HP} \quad (3.17)$$

$$P_{carga-controlada}^{HP} > P_{carga-liquida-3}^{HP} \quad (3.18)$$

$$P_{eolico}^{HP} + P_{solar}^{HP} + P_{térmico}^{HP} > P_{carga-bateria}^{HP} \quad (3.19)$$

$$P_{descarga-bateria}^{HP} = P_{bateria}^{HP} \quad (3.20)$$

$$P_{carga-bateria}^{HP} = \frac{P_{bateria}^{HP}}{3} \quad (3.21)$$

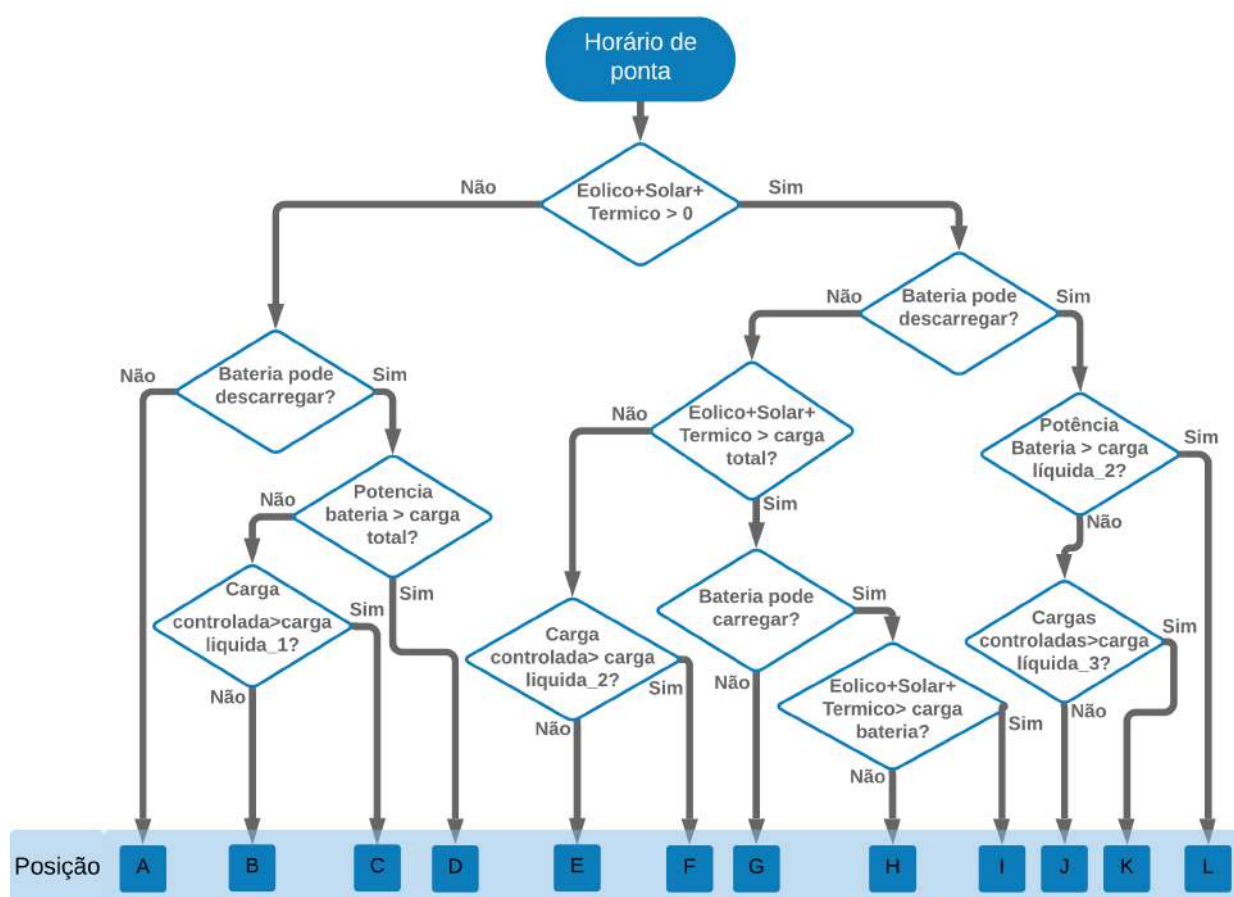
$$P_{bateria}^{HP} > P_{carga-total}^{HP} \quad (3.22)$$

$$P_{carga-controlada}^{HP} > P_{carga-liquida-1}^{HP} \quad (3.23)$$

No texto P significa potência ativa, e o sobrescrito HP significa horários de ponta; P_{eolico}^{HP} é a potência ativa eólica; P_{solar}^{HP} é a potência ativa solar fotovoltaica; $P_{térmico}^{HP}$ é a potência ativa das fontes térmicas; $P_{bateria}^{HP}$ é a potência nominal da bateria; $P_{descarga-bateria}^{HP}$ é a potência disponível para ser fornecida a partir da bateria, conforme equação 3.20; $P_{carga-bateria}^{HP}$ é a taxa de carga da bateria, definida conforme equação 3.21; $P_{carga-controlada}^{HP}$ é o consumo de potência ativa de cargas controláveis. $P_{carga-total}^{HP}$ é a potência ativa total das cargas. $P_{carga-liquida-1}^{HP}$ é a carga líquida após descarregar a bateria. $P_{carga-liquida-2}^{HP}$ é a carga líquida após usar as fontes eólica, solar e térmica. $P_{carga-liquida-3}^{HP}$ é a carga líquida após o uso de fontes eólicas, solares, térmicas e descarga da bateria. Observe que, neste documento, os bancos de baterias são configurados para descarregar com potência nominal, ao passo que são configurados para carregar seguindo uma taxa de 33% da potência da bateria. O controlador de bateria gerencia o banco de baterias para descarregar rapidamente durante os horários de ponta ou durante intervalos de alto preço de energia, e

para carregar lentamente, sem impactar significativamente o sistema de energia. É possível carregar as baterias rapidamente, para isso, o SGE identifica a condição do SoC da bateria e se houver excesso de produção de energia, o SGE envia informações ao controle local da bateria para ajustar o processo de carregamento em um tempo menor.

Figura 10 – Fluxograma do sistema de gestão de energia da microrrede durante os horários de ponta.



Fonte: Autor 2022.

Se a condição da inequação 3.14 for verdadeira e a bateria puder descarregar, todos os recursos de energia suprem as cargas. Se a condição da inequação 3.15 for verdadeira, então a carga é totalmente suprida, o que leva à posição L na Tabela 5, indicando possibilidades para SAs, como nivelamento de carga, estabilização do fluxo de potência, redução da demanda de ponta, operação ilhada ou autoconsumo, suavização do fluxo de potência, suporte de potência reativa e reserva de potência. Se a condição da inequação 3.15 for falsa, então é avaliado na inequação 3.16 se as cargas controladas podem ser deslocadas para os horários fora de pico. Nesse caso, se a condição da inequação 3.16 for verdadeira, os serviços da posição K são possíveis; caso contrário, os serviços da posição J são possíveis, portanto os mesmos serviços que em K, exceto para operação ilhada.

Se a bateria não for um recurso de energia disponível durante alguns períodos, então na inequação 3.17 é avaliado se a energia existente é suficiente para abastecer a carga. Se a condição da inequação 3.17 for verdadeira, então a energia gerada é utilizada como autoconsumo na MR. Em seguida, é avaliado se a carga das baterias é possível para a função de RP na inequação 3.19, o que leva às posições H e I. Se a condição da inequação 3.17 for falsa, então na inequação 3.18 é avaliado se as cargas controláveis podem ser deslocadas para os horários fora de ponta (posição F) ou não (posição E). Se a condição da inequação 3.14 for falsa e o banco de baterias não estiver disponível, a rede deve atender à carga. Nesta situação, o SGE avalia se é possível deslocar cargas controláveis para períodos fora de pico (posição A). Se o banco de baterias estiver disponível, as condições das equações 3.22 e 3.23 são verificadas para as posições B, C e D.

A Figura 11 e as equações 3.24 a 3.31 descrevem o fluxograma lógico EMS durante os períodos fora de ponta:

$$P_{eolico}^{HFP} + P_{solar}^{HFP} + P_{térmico}^{HFP} > 0 \quad (3.24)$$

$$P_{eolico}^{HFP} + P_{solar}^{HFP} + P_{térmico}^{HFP} > P_{carga-bateria}^{HFP} \quad (3.25)$$

$$P_{eolico}^{HFP} + P_{solar}^{HFP} + P_{térmico}^{HFP} > P_{carga-total}^{HFP} \quad (3.26)$$

$$P_{descarga-bateria}^{HFP} = P_{bateria}^{HFP} \quad (3.27)$$

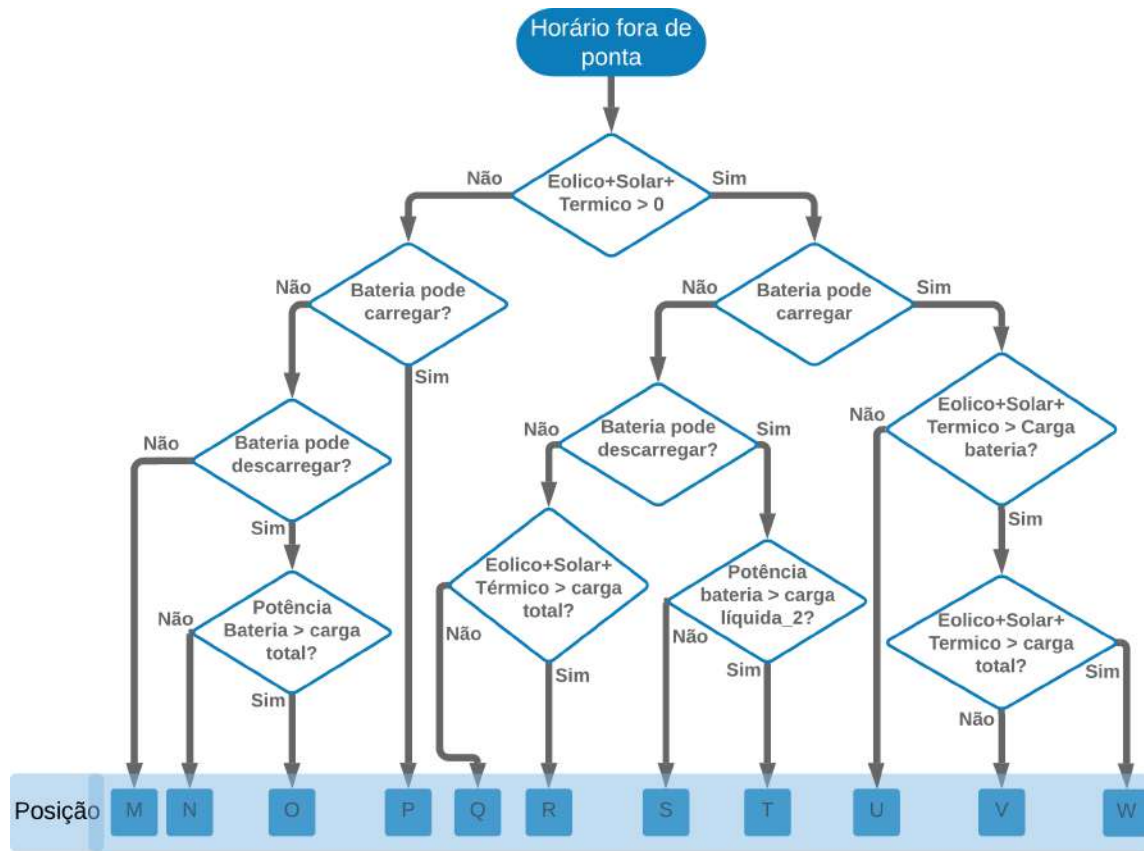
$$P_{carga-bateria}^{HFP} = \frac{P_{bateria}^{HFP}}{3} \quad (3.28)$$

$$P_{bateria}^{HFP} > P_{carga-liquida-2}^{HFP} \quad (3.29)$$

$$P_{eolico}^{HFP} + P_{solar}^{HFP} + P_{térmico}^{HFP} > P_{carga-total}^{HFP} \quad (3.30)$$

$$P_{bateria}^{HFP} > P_{carga-total}^{HFP} \quad (3.31)$$

Figura 11 – Fluxograma do sistema de gestão de energia da microrrede durante as horários fora de ponta.



Fonte: Autor 2022.

O sobrescrito HFP significa horários fora de ponta. Todas as outras variáveis são análogas às definidas para o HP. Se a condição da equação 3.24 for verdadeira e a bateria puder ser carregada para a função de reserva de potência, então a condição da equação 3.25 é avaliada. Se a condição da equação 3.25 for verdadeira, então na equação 3.26 é avaliado para os serviços da posição V e W da Tabela 5; caso contrário, a MR usa a energia gerada para autoconsumo e os SAs estão na posição U. Se a condição da equação 3.24 for verdadeira e a bateria não puder carregar, então a possibilidade de descarga é avaliada. Nesse caso, então na equação 3.29 é verificado nas posições S e T; caso contrário, na equação 3.30 é verificado se há condições para a posição Q e R. Se a condição da equação 3.24 for falsa e a bateria pode carregar para a função de RP, então os serviços da posição P estão disponíveis. Se a bateria não pode carregar ou descarregar, então ela é definida para a posição M. Se a bateria pode descarregar, então a condição da equação 3.31 é avaliada para as posições N e O.

A Tabela 5 mostra os SAs disponíveis no SGE da MR para cada posição selecionada pelos fluxogramas de ponta e fora de ponta. Como pode ser visto, mais de uma funcionalidade pode ser oferecida pela MR despachável, se os requisitos de armazenamento de energia forem devidamente atendidos.

Tabela 5 – Serviços disponibilizados no sistema de gestão de energia da microrrede.

Posição	Recursos energéticos			Suprimento da carga	Serviços disponíveis		
	Eólico, Solar Térmico	Bateria	Rede à montante				
Horário de ponta	A	-	-	Atende a carga	Desloca todas cargas controladas para o HFP	NC	
	B	-	Atende a carga	Atende a carga	Desloca todas cargas controladas para o HFP	NC, EFP, RDP, OI, SFP, SPR	
	C	-	Atende a carga	-	Desloca parcialmente as cargas controladas para o HFP	NC, EFP, RDP, OI, SFP, SPR	
	D	-	Atende a carga	-	Totalmente suprida	NC, EFP, RDP, OI, SFP, SPR, RP	
	E	Atende a carga	-	Atende a carga	Desloca todas cargas controladas para o HFP	NC, SPR, RP	
	F	Atende a carga	-	-	Desloca parcialmente as cargas controladas para o HFP	NC, SPR, RP, OI	
	G	Atende a carga	-	Vende	Totalmente suprida	NC, SPR, RP, OI	
	H	Atende a carga; Carrega bateria	Carrega	-	Totalmente suprida	NC, SPR, RP, OI	
	I	Atende a carga; Carrega bateria	Carrega	Vende	Totalmente suprida	NC, SPR, RP, OI	
	J	Atende a carga	Atende a carga	-	Desloca todas cargas controladas para o HFP	NC, EFP, RDP, SFP, SPR, RP	
	K	Atende a carga	Atende a carga	-	Desloca parcialmente as cargas controladas para o HFP	NC, EFP, RDP, OI, SFP, SPR, RP	
	L	Atende a carga	Atende a carga	-	Totalmente suprida	NC, EFP, RDP, OI, SFP, SPR, RP	
	Horário fora de ponta	M	-	-	Atende a carga	Totalmente suprida	NC
		N	-	Atende a carga	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, EFP, SFP, SPR, RP
O		-	Atende a carga	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, EFP, RDP, OI, SFP, SPR	
P		-	Carrega	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, SPR	
Q		Atende a carga	-	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, SPR, RP	
R		Atende a carga	-	Vende	Totalmente suprida	NC, SPR, RP	
S		Atende a carga	Atende a carga	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, EFP, SFP, SPR, RP	
T		Atende a carga	Atende a carga	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, EFP, SFP, SPR, RP, OI	
U		Atende a carga; Carrega bateria	Carrega	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, SPR	
V		Atende a carga; Carrega bateria	Carrega	Atende a carga	Totalmente suprida	NC, SPR	
W		Atende a carga; Carrega bateria	Carrega	Vende	Totalmente suprida	NC, SPR, RP	

Fonte: Autor 2022.

Os recursos energéticos eólico, solar, térmico, bateria e rede a montante estão disponíveis para atender as cargas da MR, dependendo de sua disponibilidade. Esses recursos podem suprir totalmente as cargas, ou as cargas controláveis podem ser total ou parcialmente deslocadas para o período fora de ponta, a fim de equilibrar o sistema. Se

os recursos da MR forem maiores do que suas cargas, a rede pode vender o excedente de energia elétrica para a rede a montante. É importante notar que os recursos renováveis solares e eólicos têm reservas de energia insignificantes devido à incapacidade de serem ativados em tempo real acima da disponibilidade da fonte primária, mas em (LEW et al., 2019) esses recursos são considerados como RP que podem ser reduzidos manualmente para equilibrar o sistema, assim, permitindo que unidades movidas a combustíveis fósseis sejam despachadas com geração mínima. É possível à MR importar eletricidade da rede durante o déficit de produção da MR, neste caso a rede atende total ou parcialmente a carga, e exportar eletricidade durante o excedente de produção da MR, quando a MR revende a energia para a rede à montante.

3.3.2 Etapa 2 – Otimização dos recursos da microrrede

Nesta etapa busca-se a resolução de um problema de fluxo de potência da MR, em regime permanente, para um dado ponto de operação sujeito à restrições operativas e custos. As restrições operativas são: carregamento das redes e dos transformadores, capacidade máxima de geração das fontes e valor de tensão nas barras. Para isso o algoritmo *Matpower* proposto em (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2010) é implementado dentro do nível terciário do CCMR, como ferramenta para resolução do fluxo de potência e indicação do fluxo de potência ótimo em cada cenário. O método de *Newton-Raphson* é utilizado por ser o mais comumente encontrado na literatura para resolução de fluxo de potência. A taxa de processamento deste algoritmo é de uma vez ao dia, considerando o planejamento para o dia seguinte. A aplicação do algoritmo *Matpower* em redes de baixa tensão é limitada a poucos trabalhos (KNECHT et al., 2017; FORTENBACHER; ZELLNER; ANDERSSON, 2016; STETZ et al., 2014; PFLUGRADT et al., 2013; BARSALI et al., 2014), sem que haja aplicação em MRs. No Apêndice A estão mais detalhes sobre a aplicação do algoritmo *Matpower*.

No SGE proposto, cada CCMR está em uma posição de monopólio em relação às suas respectivas MRs e por isso fazem a gestão dos recursos despacháveis existentes como os REDs despacháveis e as cargas controladas. Aqueles elementos que não são despacháveis, não são monopolizados pelo CCMR, como as potências ativas das fontes eólicas e solares e as cargas não controladas. Para as cargas não controladas as mesmas são modeladas em uma barra P-Q conforme informações de previsões de consumo, já as fontes de potência não despacháveis são modeladas consumindo potência ativa negativa de forma constante. Todos os recursos não despacháveis utilizam previsões a cada hora, o que permite considerar a variabilidade por diferentes tipos de REDs não despacháveis e cargas não controladas.

A função objetivo minimiza o custo total da potência ativa e reativa do MR, conforme equação 3.32:

$$\min \sum MR_C(P) + MR_C(Q) \quad (3.32)$$

onde $MR_C(P)$ e $MR_C(Q)$ são os custos de potência ativa e reativa dos recursos da MR, respectivamente. Os recursos da MR são seus REDs despacháveis, cargas controláveis e potência consumida da rede a montante, de modo que a equação 3.32 pode ser reescrita como a equação 3.33:

$$\min \sum C_{Rede}^P + C_{RED}^P + C_{CargaControlada}^P + C_{Rede}^Q + C_{RED}^Q + C_{CargaControlada}^Q \quad (3.33)$$

As funções C_{Rede}^P e C_{Rede}^Q são os custos da potência ativa e reativa provenientes da rede a montante e são formuladas de acordo com as equações 3.34 e 3.35. $P_{G(t)}$ e $Q_{G(t)}$ são as potências ativa e reativa, respectivamente, proveniente da rede a montante na hora t . Os preços de compra e venda da energia $\mu_{(t)}^P$ e $\mu_{(t)}^Q$ são regulados ou mesmo negociados, neste último caso em mercados abertos de energia. Neste trabalho, considera-se que o OSD informa os preços da energia ao CCMR para as operações de compra de energia, bem como para o fornecimento de SAs, conforme mostrado na Figura 8.

$$C_{Rede}^P = P_{G(t)} * \mu_{(t)}^P \quad (3.34)$$

$$C_{Rede}^Q = Q_{G(t)} * \mu_{(t)}^Q \quad (3.35)$$

As funções $C_{CargaControlada}^P$ e $C_{CargaControlada}^Q$ são os custos de potência ativa e reativa de cargas controláveis formuladas de acordo com as equações 3.36 e 3.37. $P_{CL(t)}$ e $Q_{CL(t)}$ são a potência ativa e reativa, respectivamente, das cargas controláveis na hora t .

$$C_{CargaControlada}^P = P_{CL(t)} * \mu_{(t)}^P \quad (3.36)$$

$$C_{CargaControlada}^Q = Q_{CL(t)} * \mu_{(t)}^Q \quad (3.37)$$

O preço de mercado para o SA pode ser igual ao preço da energia no mercado $\mu_{(t)}^P$ e $\mu_{(t)}^Q$, contudo, se houver valores diferentes para os SAs fornecidos por uma MR, então é adotado $\theta_{(t)}^P$ e $\theta_{(t)}^Q$ como os preços da potência ativa e reativa, respectivamente, do SA na hora t .

As funções C_{RED}^P e C_{RED}^Q são os custos da potência ativa e reativa dos REDs da MR formulados de acordo com as equações 3.38 e 3.39, respectivamente. Nesse caso, o sistema é representado por uma função polinomial, na qual a potência gerada depende do

custo dos recursos. Assim, α_i^P , β_i^P , γ_i^P são os coeficientes de custo relacionados à potência ativa produzida pelos REDs nas MRs, enquanto α_i^Q , β_i^Q , γ_i^Q são os coeficientes de custo referentes à potência reativa. $P_{RED(it)}$ e $Q_{RED(it)}$ são potência ativa e reativa gerada por i -REDs na hora t .

$$C_{RED}^P = \alpha_i^P * P_{RED(it)}^2 + \beta_i^P * P_{RED(it)} + \gamma_i^P \quad (3.38)$$

$$C_{RED}^Q = \alpha_i^Q * Q_{RED(it)}^2 + \beta_i^Q * Q_{RED(it)} + \gamma_i^Q \quad (3.39)$$

A função polinomial é usada em REDs térmicos (por exemplo, gerador a diesel e turbina a gás) em níveis da MT e BT, como em geradores de níveis de AT. É comum simplificar a adoção de um valor apenas para o coeficiente linear β_i e zero para α_i e γ_i .

Assim, considerando as equações de 3.33 a 3.39, a formulação da equação 3.32 é reescrita de acordo como na equação 3.40 para cada MR, onde I é o número total de REDs e t é o número de intervalos de tempo:

$$\begin{aligned} \min \sum_{t=1}^{It} [& P_{G(t)} * \mu_{(t)}^P + Q_{G(t)} * \mu_{(t)}^Q + P_{CL(t)} * \mu_{(t)}^P + Q_{CL(t)} * \mu_{(t)}^Q + \\ & + \sum_{i=1}^I (\alpha_i^P * P_{RED(it)}^2 + \beta_i^P * P_{RED(it)} + \gamma_i^P) + (\alpha_i^Q * Q_{RED(it)}^2 + \beta_i^Q * Q_{RED(it)} + \gamma_i^Q)] \end{aligned} \quad (3.40)$$

A formulação da equação 3.40 está sujeita às seguintes restrições:

- Balanço de potência ativa e reativa, como nas equações 3.41 e 3.42:

$$P_{L(t)} = P_{G(t)} + \sum_{i=1}^I P_{RED(it)} \quad (3.41)$$

$$Q_{L(t)} = Q_{G(t)} + \sum_{i=1}^I Q_{RED(it)} \quad (3.42)$$

- Equações de equilíbrio de fluxo de potência ativa $\Delta P_a(V, \theta)$ e reativa $\Delta Q_a(V, \theta)$ nos barramentos da MR, indicados nas equações 3.43 e 3.44:

$$\Delta P_a(V, \theta) = V_a \sum_{b=1}^{NB} V_b * [G_{ab} \cos \theta_{ab} + B_{ab} \sin \theta_{ab}] \quad (3.43)$$

$$\Delta Q_a(V, \theta) = V_a \sum_{b=1}^{NB} V_b * [G_{ab} \sin \theta_{ab} + B_{ab} \cos \theta_{ab}] \quad (3.44)$$

Onde NB é o número de barras da MR. θ_{ab} é a diferença de fase entre as barras a e b . G_{ab} e B_{ab} são a condutância e a susceptância da matriz de admitância, respectivamente, das barras da MR. Os estados das tensões V_i e das fases θ_i são calculados pelo método de *Newton-Raphson*. A injeção de potência em uma determinada barra da MR depende da magnitude das tensões e da diferença entre as fases desta barra, além disso cada barra pode gerar ou absorver potência (carga), de forma que a potência injetada será a diferença entre a potência (ativa ou reativa) gerada e a potência absorvida.

- Limites de tensão nas barras da MR, como na equação 3.45:

$$V_t^{min} \leq V_t \leq V_t^{max} \quad (3.45)$$

onde V_t^{min} e V_t^{max} são os valores de tensão mínimo e máximo, respectivamente. As recomendações IEEE 519 e 1159 estabelecem um limite de 5% no PAC para tensões abaixo de 1 kV, mas que podem chegar a até 10% para aplicações especiais, como em hospitais e aeroportos (IEEE, 2019), (IEEE, 2019). A norma europeia EN 50160 estabelece uma variação de + -10% (STANDARD et al., 2010).

- Limite de corrente das linhas como na equação 3.46:

$$I_{ab} \leq I_{ab}^{max}, ab = 1, \dots, J \quad (3.46)$$

onde I^{ab} é a corrente transmitida pela linha ab e I_{ab}^{max} é a capacidade máxima de transmissão da linha ab que conecta os barramentos a e b . J é o número de linhas de transmissão/distribuição.

- Limites de geração dos REDs com base em seus parâmetros de placa de identificação, indicados nas equações 3.47 e 3.48:

$$P_{RED(it)}^{min} \leq P_{RED(it)} \leq P_{RED(it)}^{max} \quad (3.47)$$

$$Q_{RED(it)}^{min} \leq Q_{RED(it)} \leq Q_{RED(it)}^{max} \quad (3.48)$$

Onde $P_{RED(it)}^{min}$ e $P_{RED(it)}^{max}$ são a potência ativa mínima e máxima gerada pelos i -REDs da MR, respectivamente. $Q_{RED(it)}^{min}$ e $Q_{RED(it)}^{max}$ são a potência reativa mínima e máxima trocada pelos i -REDs da MR, respectivamente.

Os custos operacionais da MR são minimizados na equação 3.40, sujeitos às restrições de equilíbrio de potência ativa e reativa das equações 3.41, 3.42, equilíbrio de fluxo de potência ativa nos barramentos das equações 3.43 e 3.44, limites de tensão da equação

3.45, limites de corrente de linha da equação 3.46 e os limites de geração dos REDs das equações 3.47 e 3.48. Conforme demonstrado, o modelo requer parâmetros da rede, como por exemplo a matriz de admitância. Este resultado define as referências de potência ativa e reativa desejadas no PAC (P_{ref}^d e Q_{ref}^d) de cada MR. A seção 3.3.3 explica como esses dados são usados no SGE proposto.

3.3.3 Etapa 3 – Seleção do serviço ancilar para o dia seguinte

Uma vez que o SGE possui uma lista de SAs disponíveis para a operação do dia seguinte, alguns deles podem ser selecionados por cada MR como resposta às solicitações da rede a montante ou ainda para a própria MR. Primeiramente, P_{ref}^d e Q_{ref}^d no PAC da MR são comparados no SGE com os limites de potência colocados pelo OMR também no PAC (P_G^{min} , P_G^{max} , Q_G^{min} , Q_G^{max}), o que define a referência de potência ativa / reativa que são efetivamente utilizadas pelo CBP (P_G^* e Q_G^*), conforme equações de 3.49 até 3.54:

$$P_{G(t)}^{min} \leq P_{ref}^d \leq P_{G(t)}^{max} \Rightarrow P_G^* = P_{ref}^d \quad (3.49)$$

$$P_{G(t)}^{min} > P_{ref}^d \Rightarrow P_G^* = P_{G(t)}^{min} \quad (3.50)$$

$$P_{G(t)}^{max} < P_{ref}^d \Rightarrow P_G^* = P_{G(t)}^{max} \quad (3.51)$$

$$Q_{G(t)}^{min} \leq Q_{ref}^d \leq Q_{G(t)}^{max} \Rightarrow Q_G^* = Q_{ref}^d \quad (3.52)$$

$$Q_{G(t)}^{min} > Q_{ref}^d \Rightarrow Q_G^* = Q_{G(t)}^{min} \quad (3.53)$$

$$Q_{G(t)}^{max} < Q_{ref}^d \Rightarrow Q_G^* = Q_{G(t)}^{max} \quad (3.54)$$

Observe que a definição das referências de potência ativa / reativa não necessariamente serão as referências de potências ótimas calculadas na seção anterior. Após o cálculo das referências de potência ótimas, essas são avaliadas para garantir que as referências de potências que serão utilizadas no terceiro nível de controle estejam dentro dos limites estabelecidos pelo OMR. Para seleção de um SA específico a cada hora, a partir das opções disponíveis na Tabela 5, é utilizada uma lógica que avalia:

- As condições de operação necessárias para execução do serviço;

- A preferência da MR em fornecer SA para a rede à montante ou para si mesma é indicada pelo valor de S . Se a MR deseja maximizar os lucros por meio da interação com a rede, então $S = 0$. Se a MR prefere economizar energia em função de critérios de segurança para operações em emergência, então $S = 1$;
- Se os custos para fornecer o SA são menores que os preços de energia utilizados para a remuneração da MR. Na equação 3.55, δ^P é o custo por kW para que a MR forneça um serviço de potência ativa e δ^Q , na equação 3.56, é o custo por kVAr para a MR fornecer um serviço associado com a potência reativa.

$$\delta^P = \frac{\sum MR_C(P)}{kW} (\$/kW) \quad (3.55)$$

$$\delta^Q = \frac{\sum MR_C(Q)}{kVAr} (\$/kVAr) \quad (3.56)$$

As condições lógicas adotadas nesse trabalho e os motivos para seleção de cada SA disponível são descritos abaixo:

- **Redução demanda ponta.** A MR faria esse serviço para reduzir a energia comprada no período mais caro do dia e com isso reduziria as despesas com energia. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- Estar no período de ponta
- Bateria disponível
- $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$
- $S=0$
- $P_G^* > 0$
- $\mu^P > \delta^P$

- **Suavização do fluxo de potência.** Para esse SA a MR objetiva atenuar a flutuação de potência ativa no PAC, sem variar o valor SoC ao longo prazo. Com isso a MR reduz despesas com através do SA oferecido, desde que haja custos menores que os ganhos, e ainda mantêm a disponibilidade da energia da bateria para outros SAs. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- Bateria disponível
- $SoC * 0,99 < SoC < SoC * 1,01$

- $S=0$
- $P_G^* > 0$
- $P_{min}/P_{max}=0,8$
- $\theta^P > \delta^P$

- **Estabilização do fluxo de potência.** Com esse SA a MR quer mitigar a flutuação da potência ativa no PAC, o que pode ser um objetivo da própria MR ou ainda da rede à montante, por exemplo com o intuito de aumentar a eficiência dos demais geradores da MT e AT. A MR reduz despesas através SA oferecido, desde que haja custos inferiores aos ganhos. O ganho auferido dependerá da diferença de preços $\theta^P - \delta^P$. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- Bateria disponível
- $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$
- $S=0$
- $P_G^{min} < P_G^* < P_G^{max}$
- $\theta^P > \delta^P$

- **Autoconsumo.** Com esse SA a MR quer ter um consumo independente da rede a montante, seja por critérios de segurança e/ou ainda para maximizar o lucro reduzindo a energia comprada. O ganho auferido dependerá da diferença de preços $\mu^P - \delta^P$. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- Bateria disponível
- $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$
- $S=1$
- $P_G^* = 0$ disjuntor fechado; $P_G^* = 0$ disjuntor aberto (Operação ilhada)
- $\theta^P > \delta^P$

- **Reserva de potência.** Com a reserva de potência a MR busca atender acordos com o OSD (contratos) ou ainda suportar a rede à montante em transientes como interrupção da geração, distribuição e variações de carga. Com esse SA a MR maximiza o seu lucro injetando potência na rede a montante. $\text{Lucro} = \theta^P - \delta^P$. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- Bateria disponível
- $SoC_{min} < SoC < SoC_{max}$
- $S=0$
- $P_G^* < 0$
- $\theta^P > \delta^P$
- Capacidade excedente de potência dos geradores, especialmente se a bateria estiver indisponível.

- **Suporte de reativo.** A MR faria esse serviço para maximizar o seu lucro através do suporte de potência reativa no PAC com a rede a montante. Lucro= $\theta^Q - \delta^Q$. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- Capacidade excedente dos inversores da MR
- $S=0$
- $\theta^Q > \delta^Q$

- **Nivelamento da carga.** A MR visa maximizar o lucro através do SA oferecido e para isso faz o deslocamento da carga controlada para o período fora de ponta (período mais barato). O ganho auferido dependerá da diferença de preços $\mu^P - \delta^P$. Para seleção desse SA as seguintes condições são necessárias:

- $P_{CL(t)} > 0$
- $\mu^P > \delta^P$

3.4 Configuração dos serviços ancilares

Esta seção discute como os SAs que podem ser oferecidos são configurados via CBP ou ainda localmente para o caso de cargas controladas ou controle local da bateria.

3.4.1 Nivelamento de carga

O serviço de nivelamento de carga é programado diretamente no controle local da bateria através do ajuste do tempo de carga (SMA, 2019). Ele carrega o banco de baterias durante os períodos onde a demanda da carga é historicamente baixa. Este serviço pode ser complementado pelo serviço de redução da demanda de ponta onde a energia armazenada

é entregue em períodos de alta demanda de carga aliviando o sistema de potência e achatando o perfil de demanda de carga ao longo do dia. O deslocamento parcial ou total de cargas controladas é programado localmente.

3.4.2 Redução da demanda de ponta

O serviço de redução da demanda de ponta pode ser configurado pelo controle coordenado ou ainda pelo controle local da bateria (SMA, 2019). Localmente, pode-se programar o temporizador da bateria para fornecer potência durante os períodos de pico, objetivando reduzir a energia adquirida da concessionária pelo usuário final, o que reduz também os picos de demanda de carga. O serviço redução demanda de ponta também pode ser executado por meio do controle coordenado da MR, definindo um valor específico de referência de potência ativa da rede P_G^* para o CBP no CCMR. Observe que os serviços de redução da demanda de ponta, sejam definidos pelo controle local da bateria ou CBP, devem explorar apenas sua parte reservada da capacidade da bateria, como os 40% na barra b) da Figura 7.

3.4.3 Operação ilhada e autoconsumo

A operação ilhada é um requisito em emergência, necessário para aumentar a confiabilidade do sistema durante falhas e catástrofes da rede. Tal serviço é gerenciado automaticamente pelo CCMR zerando a referência de potência ativa P_G^* do CBP e abrindo o disjuntor da MR, conforme mostrado na Figura 1. A operação ilhada é um isolamento galvânico da rede, enquanto que o autoconsumo pode não requerer o isolamento galvânico, isso se as os níveis de tensão sempre ficarem dentro dos limites permitidos pela requisito de *ride true*. Se uma MR quer ter a capacidade de operação ilhada em seu portfólio de operação, é obrigatório reservar uma parte da capacidade do banco de baterias para realizar este serviço a qualquer momento por um período de tempo predeterminado, conforme discutido na Seção 3.1. Já o autoconsumo tem como objetivo maximizar o uso da energia renovável da MR ou mitigar o impacto na rede à montante, sendo os bancos de baterias importantes nesse contexto. Nesse trabalho será explorado o autoconsumo e não a operação ilhada.

3.4.4 Suporte de potência reativa

O suporte de potência reativa está associado ao excedente de potência dos inversores dos REDs. O suporte de potência reativa não explora a capacidade dos bancos de baterias e é usado principalmente para suporte à rede à montante. O suporte de potência reativa pode ser controlado remotamente por solicitações da rede à montante e ainda autonomamente para regulação de tensão (por exemplo, função volt-var) aplicada no PAC do MR ou no ponto de conexão RED. Quando regulado pelo controle local da bateria, a potência

reativa de saída do banco de baterias é definida pelo próprio controlador local com base em uma curva volt-var convencional e tensão medida no ponto de conexão do RED. Se for aplicado no PAC da MR, então Q_G^* é definido com base na tensão medida no PAC pelo CCMR. Embora o suporte de potência reativa seja controlado remotamente, o CCMR define Q_G^* com base nas solicitações OSD. A capacidade máxima disponível dos inversores para suporte de potência reativa é limitada a Q_{Gj}^{max} , conforme discutido na Seção 2.6.

3.4.5 Reserva de potência

A reserva de potência pode ser controlada remotamente por solicitações do OSD ou como um serviço autônomo por meio da regulação de frequência (por exemplo, função freq-watt). Quando a reserva de potência é um mecanismo autônomo, o objetivo é manter o equilíbrio de potência entre a geração e a demanda de carga para garantir a frequência do sistema dentro dos limites exigidos. Consegue-se com RF aplicada localmente no ponto de conexão RED ou no ponto de conexão da MR por meio da curva freq-watt convencional. A reserva de potência pode ser solicitada pelo OSD durante transientes críticos na rede de média tensão. Normalmente a reserva de potência é solicitada para responder a uma interrupção na geração ou distribuição, ou devido às variações repentinas de carga no sistema de distribuição. A reserva de potência é dividida em reserva de potência de resposta rápida e lenta, dependendo da dinâmica de resposta necessária. O OSD segue um algoritmo próprio, assim solicita a reserva de potência de resposta rápida primeiro porque responde rapidamente (10 s-10 min) e depois solicita a reserva de potência de resposta lenta porque pode não estar sincronizado com a rede e por isso apresenta dinâmica inerente lenta (10-30 min). Para os serviços de reserva de potência, é selecionado pelo CCMR uma referência de fluxo negativo de potência ativa no PAC, $P_G^* < 0$. Essa funcionalidade é avaliada na Seção 5.1.3 e 5.1.4.

3.4.6 Estabilização do fluxo de potência

Unidades com combustível fóssil podem produzir com geração mínima em sistemas de energia com alta penetração de recursos de energia variável, mas para isso, em (LEW et al., 2019) é necessário restringir as plantas (por exemplo, solar e eólica) para equilibrar o sistema. Desligar as fontes renováveis porque são variáveis é um desperdício de recurso energético em qualquer situação. Desta forma, o serviço estabilização do fluxo de potência permite eliminar oscilações de potência causadas pela variabilidade das energias renováveis e da carga no PAC das MRs. Na estabilização do fluxo de potência, o CCMR define um valor de referência de potência ativa da rede P_G^* no PAC, que pode ser solicitado pelo operador para as MRs despacháveis da Figura 1, para evitar que outros geradores do sistema de distribuição ou transmissão operem fora de seu ponto de eficiência ideal.

Apesar de não ser o escopo deste trabalho, esta situação permite reduzir os custos de energia elétrica e, conseqüentemente, a tarifa para os usuários finais. A estabilização do fluxo de potência também pode ser estabelecido pela própria MR, neste caso com o objetivo de melhorar a qualidade de energia através da mitigação dos efeitos da volatilidade da carga e da variabilidade das fontes renováveis. Esta funcionalidade é avaliada nas Seções 5.1.3 e 5.1.4.

3.4.7 Suavização do fluxo de potência

Uma vez que o SGE da MR decidiu pelo serviço de suavização do fluxo de potência, então o $P_G^*(k+1)$ em 2.6 da Seção 2.6 é definido como $FPB[P_{Lt}(k)]$, da equação 3.57, em que FPB significa filtro e que é utilizado para limitar a carga e descarga de potência das baterias. $P_{Lt}(k)$ é a demanda de carga estimada da MR que ao passar pelo FPB possui as suas variações atenuadas. Tal filtro foi modelado como uma janela móvel, cujo passo adotado foi de 1000. Isso significa que o CBP regulará o fluxo de energia trocado entre a MR e a rede a montante para corresponder à demanda da carga da MR a uma taxa de variação reduzida. A taxa de variação é definida pelo ajuste do FPB.

$$P_G^*(k+1) = FPB[P_{Lt}(k)] \quad (3.57)$$

A suavização do fluxo de potência proposta aplicada no PAC da MR não altera significativamente o valor SoC dos bancos de baterias, uma vez que eles são responsáveis apenas por garantir o equilíbrio de energia durante curtos períodos de tempo (ou seja, poucos minutos). Quando a potência de saída da bateria é analisada em uma janela de longo prazo, seu valor varia em torno de um valor médio praticamente de zero, e o SoC é aproximadamente constante. Tal SA é atraente se a bateria estiver no modo de operação em espera, para iniciar um outro SA predefinido, como a redução demanda de ponta. Essa funcionalidade é avaliada na Seção 5.1.1 e 5.1.2.

3.4.8 Sumário de configurações de múltiplos serviços ancilares por microrredes

A Tabela 6 resume as configurações dos vários SAs por meio de CBP e controle local da bateria (CLB).

3.5 Infraestrutura de comunicação

Uma comunicação segura entre os diferentes componentes e agentes da MR é importante para manter uma operação confiável (CAVRARO et al., 2019). A seleção dessas

Tabela 6 – Configuração da MR multifuncional despachável por CBP e CLB.

Serviço (Acrônimo)	CBP	CLB
Nivelamento de carga (NC)	-	Processo de carga
Redução demanda de ponta (RDP)	$P_G^* > 0$	Libera potência
Operação ilhada (OI)	$P_G^* = 0$ Disjuntor aberto	-
Autoconsumo (AC)	$P_G^* = 0$ Disjuntor fechado	-
Suporte de potência reativa (SPR)	$-Q_{G_j}^{*max} < Q_G^* < +Q_{G_j}^{*max}$	-
Reserva de potência (RP)	$P_G^* < 0$	-
Estabilização do fluxo de potência (EFP)	$P_G^{*min} < P_G^* < P_G^{*max}$	-
Suavização do fluxo de potência (SFP)	$P_{G_t}^*(k+1) = FPB[P_{L_t}(k)]$	-

Fonte: Autor 2022.

tecnologias de comunicação depende da taxa de dados, área de cobertura, qualidade, confiabilidade, latência e consumo de energia (KABALCI, 2016). Para isso, existem diversas tecnologias de comunicação com e sem fio para aplicações de curta e longa distância. As tecnologias sem fio são melhores candidatas do que as com fio devido ao seu baixo custo de implantação (ZIA; ELBOUCHIKHI; BENBOUZID, 2018), mas podem ser mais sensíveis a interferências. Neste trabalho, cada RED se comunica apenas com o CCMR considerando uma taxa de transferência de milissegundos a alguns segundos, assim como, o CCMR transmite os comandos de energia em uma taxa semelhante. O OMR se comunica com o CCMR para controlar a estrutura da MR por meio de uma infraestrutura de comunicação local. Os requisitos para definir as referências de potência e entradas de previsões podem ser feitos por um computador ou manualmente por um operador, podendo levar de minutos a horas. O OSD se comunica com o OMR para definir referências de potência máxima e mínima no PAC, bem como sinais de preço, para programar a operação do dia seguinte. Todas as informações e comandos de potência são implementados através de infraestruturas de comunicação com banda estreita e direcionadas a uma taxa de dados dos quantificadores da Figura 5 (CALDOGNETTO et al., 2015), (BRANDAO et al., 2018).

3.6 Conclusão

Neste capítulo foi apresentada a concepção de um controle multifuncional de microrredes despacháveis de baixa tensão para fornecer vários serviços ancilares para a rede de distribuição, assim como para as próprias microrredes, ao mesmo tempo que as cargas são atendidas. Em cada microrrede, o algoritmo para o gerenciamento de energia localizado no nível terciário de controle processa informações de previsão para, primeiro, avaliar as opções de serviços ancilares, em seguida os recursos são otimizados e avaliados em face das solicitações da rede à montante, para enfim, determinar quais serviços serão efetivamente realizados a cada hora. Um perfil de referências é enviado para o controlador no nível secundário de controle para que haja o compartilhamento adequado de potência entre os REDs da microrrede. Nesse nível quaisquer eventos em operação em tempo real já serão percebidos pelo controle.

Os recursos de energia distintos das microrredes implicarão em respostas também

distintas às solicitações da rede a montante e nesse contexto o atendimento aos requisitos dos sistemas de armazenamento são muito importantes, especialmente para a manutenção da confiabilidade do atendimento energético. O particionamento do banco de baterias se apresenta como o elemento chave para que a microrrede apresente características de multifuncionalidades na oferta de serviços ancilares.

A coordenação de respostas das microrredes também foi apresentada, assim como a interoperabilidade entre os principais agentes em um contexto de sistema transacional de energia, como suporte agregador a eventos do sistema de distribuição. As microrredes podem oferecer suportes locais em seus respectivos pontos de acoplamentos comuns ou ainda sistêmicos com efeitos avaliados no ponto de acoplamento comum do grupo de microrredes, tanto para eventos previsíveis como para eventos imprevisíveis.

O próximo capítulo mostrará a plataforma de simulação desenvolvida para que os conceitos apresentados até aqui sejam analisados e testados.

Capítulo 4

Plataforma de simulação

Para avaliar os conceitos propostos por meio de simulações, foi desenvolvido uma plataforma considerando como cenário as redes europeias padrão do *benchmark* do *Cigre*, conforme Figura 12. Nesse capítulo será descrito o desenvolvimento e a modelagem de tal plataforma para os sistemas de alta, média e baixa tensão. Os parâmetros de rede são apresentados no Anexo A ou ainda na referência (CIGRE, 2009). Para efeitos de simulação e análise do sistema são utilizados o *MatlabTM* e o *Simulink*, nesse caso usando blocos customizados, no domínio fasorial e com resolução de tempo máxima adotada de 6 segundos (*step* variável). O domínio fasorial permite simular a operação de um sistema completo durante as 24 horas de um dia. O tempo de processamento varia conforme a complexidade do sistema e o processador utilizado, de forma que nas simulações dessa tese o tempo de processamento variou de poucos segundos, para o caso de análises mais simples dos perfis de fontes de geração e cargas da MT, até 25 minutos, nesse caso considerando a operação concomitante do sistema completo com os níveis de AT, MT e BT com várias cargas, diferentes fontes e MRs com seus respectivos componentes e controle. O processador utilizado foi o *intel Core i5* com 4 GB de memória RAM.

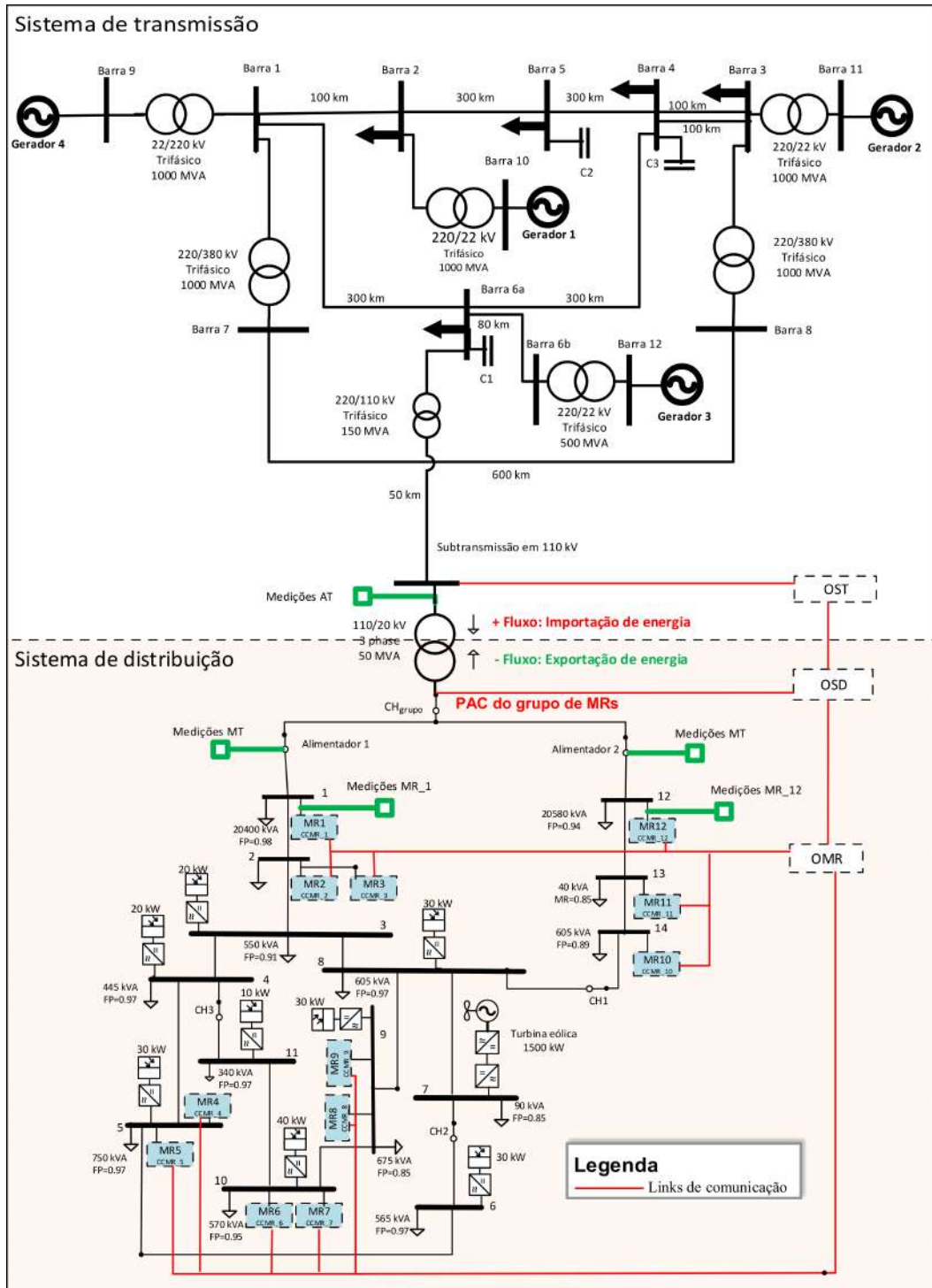
4.1 *Benchmark* de alta tensão

Na topologia do sistema de alta tensão apresentada na Figura 12, as tensões utilizadas são 220 kV e 380 kV, típicas dos sistemas de transmissão europeu. As tensões de barramento de geração são de 22 kV e a frequência do sistema é de 50 Hz. Os elementos do sistema foram modelados com valores fixos e os geradores de energia como fontes de tensão. As características dos geradores, das linhas de transmissão, das cargas, dos transformadores e dos banco de capacitores do sistema de alta tensão, são apresentados no Anexo A.

O sistema de transmissão de alta tensão trifásica é balanceado e assume transposição de linha ideal. As linhas aéreas são construídas com condutores de alumínio trançados reforçados com um núcleo de aço. O sistema possui neutro solidamente aterrado. Para

conexão do sistema de transmissão ao sistema de distribuição é utilizado um sistema de sub-transmissão no nível de tensão de 110 kV. Tal sistema é conectado na barra 6a de alta tensão e a ele está conectado o sistema de média tensão do *benchmark* do CIGRE da seção seguinte.

Figura 12 – Topologia da rede de alta e média tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para a plataforma de simulação.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

4.2 *Benchmark* de média tensão

Na topologia de MT apresentada na Figura 12, o sistema de distribuição é alimentado pelo sistema de sub-transmissão de 110 kV mencionado da seção anterior, o que é feito através de um transformador abaixador de 50 MVA. Por definição, o fluxo positivo através do transformador implica em energia sendo importada da AT, enquanto o fluxo negativo representa a energia exportada para a rede de AT. O sistema de energia em MT é equipado com cargas, fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, e MRs despacháveis. Todas as conexões são trifásicas de três fios. A tensão nominal é de 20 kV. A frequência do sistema é de 50 Hz. As chaves CH2 e CH3 são consideradas fechadas configurando uma malha no alimentador 1. A chave CH1 também está fechada, portanto os dois alimentadores são interligados por uma linha de distribuição e são alimentados pela rede MT. A chave do GMRs é a CH_{grupo} e também está fechada. É considerado simetria ao longo do sistema de média tensão, apesar de desequilíbrios serem tipicamente experimentados na prática. São usadas linhas aéreas com condutores descobertos feitos de alumínio com ou sem alma de aço. Também são utilizados cabos subterrâneos. O aterramento da rede de MT depende em grande parte das preferências regionais.

A Tabela 7 apresenta as potências das cargas da MT. Um detalhamento maior dos parâmetros da rede de MT pode ser encontrado no Anexo A. A Tabela 8 apresenta as potências máximas das fontes renováveis presentes na média tensão e os respectivos nós nos quais estão conectadas. Como figuras de mérito, serão investigadas nas simulações as limitações do fluxo de potência proveniente da AT e os níveis de tensão nas principais cargas do sistema de distribuição MT, barra 1 (alimentador 1) e 12 (alimentador 2). Foram substituídos por doze MRs despacháveis os seguintes componentes da rede de MT original do *CIGRE*: dois bancos de baterias, três células de combustível, um gerador a diesel e parte das cargas 1 e 12. Cada MR possui as características do *benchmark* do *CIGRE* para a BT conforme será descrito na Seção 4.3.

Tabela 7 – Parâmetros das cargas de média tensão.

nó	Potência Aparente [kVA]		Fator de potência	
	residencial	comercial/industrial	residencial	comercial/industrial
1	15.300	5.100	0,98	0,98
2	-	-	-	-
3	285	265	0,97	0,85
4	445	-	0,97	-
5	750	-	0,97	-
6	565	-	0,97	-
7	-	90	-	0,85
8	605	-	0,97	-
9	-	675	-	0,85
10	490	80	0,97	0,85
11	340	-	0,97	-
12	15.300	5.280	0,97	0,85
13	-	40	-	0,85
14	215	390	0,97	0,85

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 8 – Potências máximas das fontes renováveis presentes na média tensão.

Nó	Tipo de GD	$P_{máxima}$ (kW)
3	Fotovoltaico	20
4	Fotovoltaico	20
5	Fotovoltaico	30
5	Bateria	600
5	Célula Combustível	33
6	Fotovoltaico	30
7	Eólico	1500
8	Fotovoltaico	30
9	Fotovoltaico	30
9	Gerador Diesel	310
9	Célula Combustível	212
10	Fotovoltaico	40
10	Bateria	200
10	Célula Combustível	14
11	Fotovoltaico	10

Fonte: (CIGRE, 2009).

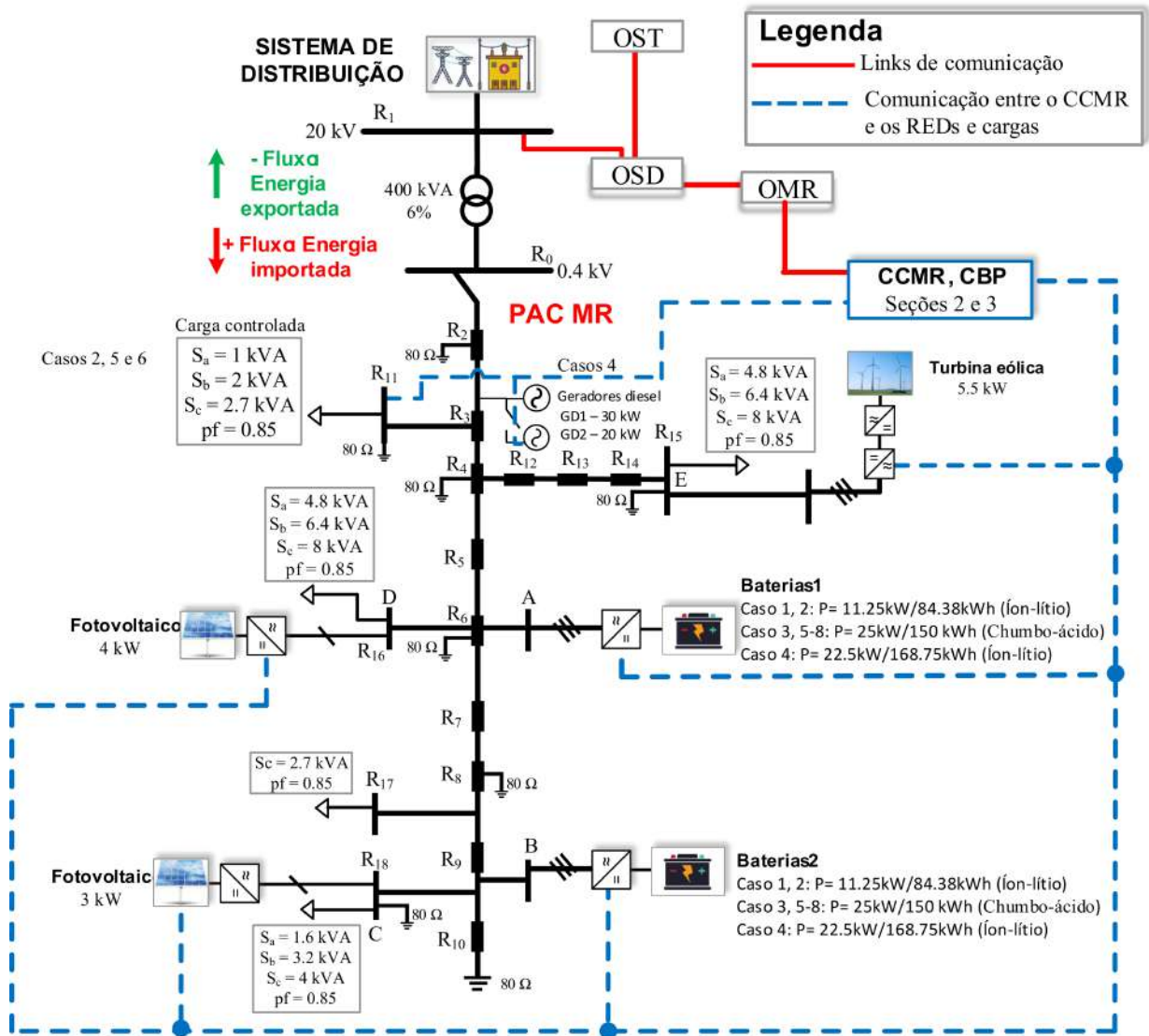
4.3 *Benchmark* de baixa tensão

O sistema do *CIGRE* de BT é composto por uma rede comercial, residencial e industrial. Nesse trabalho será considerado a topologia residencial apresentada na Figura 13, o que será utilizado para caracterizar as MRs de baixa tensão conectadas na rede de distribuição. A rede de BT está interligada ao sistema de potência MT com tensão nominal de 20 kV e frequência de 50 Hz através de um transformador abaixador de 400kVA, conforme mostrado na Figura 13. O fluxo positivo através do PAC da MR implica em energia sendo importada da MT, enquanto que o fluxo negativo representa a energia exportada para a MT. Tal sistema está equipado com cargas, carga controlável, fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica, e fontes despacháveis como geradores diesel e SAEs baseados em baterias de chumbo-ácido e íon-lítio. Os pontos de aterramento possuem resistência de 80 ohms.

As MRs podem ser despachadas de forma centralizada pelo OMR com o intuito de oferecer serviços a rede de distribuição, ou ainda de forma autônoma para os seus próprios interesses. Dessa forma as MRs podem ser caracterizadas como recursos de reservas dos operadores. As características das fontes devem ser levadas em conta na determinação da reserva que a MR pode oferecer, além disso, deve-se considerar o tempo de resposta e a disponibilidade de cada equipamento. O algoritmo de CBP é responsável por controlar os REDs na MR e por oferecer SAs no PAC da MR. Foram adotadas fontes fotovoltaicas conectadas à rede por meio de conversores monofásicos, enquanto que a fonte eólica possui conexão trifásica. Eles recebem o sinal de controle de potência reativa (α_Q) do

CCMR, e a potência ativa segue a disponibilidade da fonte primária de energia. Os bancos de baterias são sistemas trifásicos e são controlados remotamente em termos de potência ativa e reativa por meio dos coeficientes escalares do CBP α_P e α_Q enviados pelo CCMR.

Figura 13 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para a plataforma de simulação.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

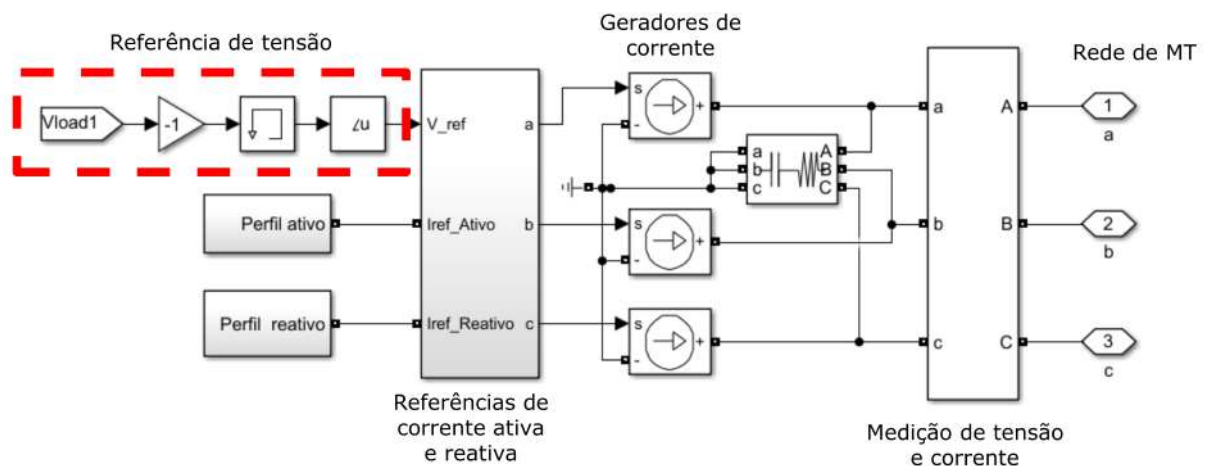
4.4 Modelagem dos elementos da rede de média tensão

Nessa seção serão demonstradas as modelagens dos diversos elementos utilizados na rede de MT.

4.4.1 Modelagem das cargas na média tensão

Na MT foi adotado um perfil de consumo para cargas de consumos mais significativos, no caso as existentes nos nós 1 e 12, enquanto que para as demais foram considerados valores fixos conforme *benchmark* do *CIGRE*. Os perfis de consumo foram modelados como fontes de corrente e a referência de tensão é obtida da rede de MT, conforme demonstrado na Figura 14.

Figura 14 – Modelagem do perfil de carga das barras 1 e 12 da média tensão.

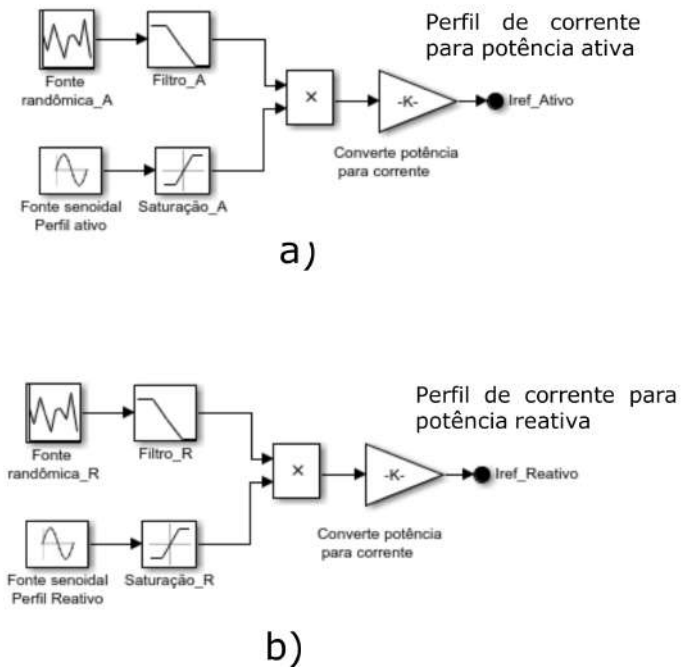


Fonte: Autor 2022.

A alteração do perfil de potência ativa e reativa é feita através de ajustes nos parâmetros dos blocos: fonte randômica, fonte senoidal, filtro e saturação, indicados na Figura 15. A fonte randômica permite gerar oscilações típicas de fontes intermitentes de energia e que no caso das simulações no domínio fasorial, não apresentarão alterações significativas de uma simulação para outra, num horizonte de operação de 24 horas.

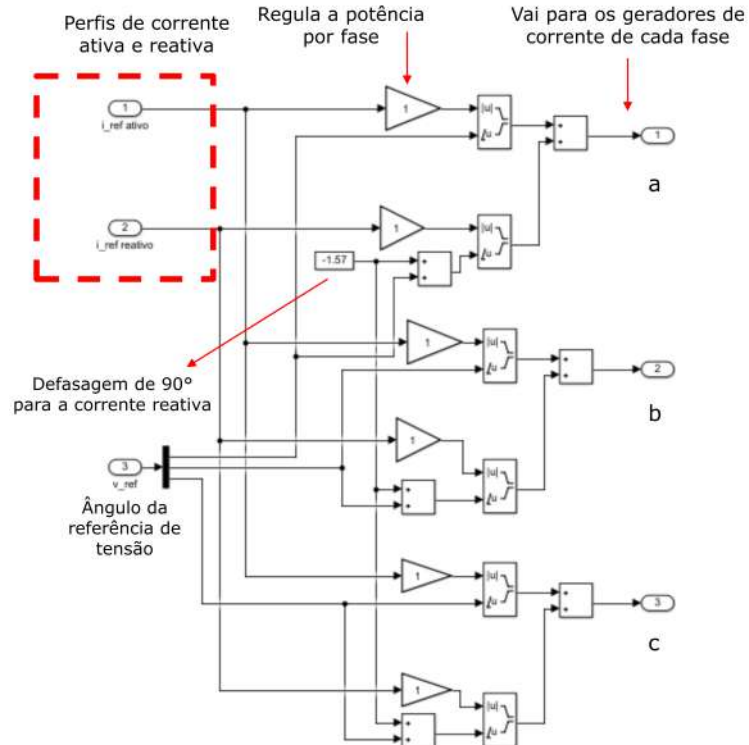
A partir do perfil gerado para a potência ativa e reativa, as informações são enviadas para geração das referências de corrente. A representação dessa modelagem é apresentada na Figura 16, referente ao bloco intermediário da Figura 14. Os blocos de multiplicação são utilizados nas fases a, b, c com o intuito de permitir montantes distintos de potência em cada fase, representando desbalanço. Se um desses blocos estiver com valor nulo, implica que não há carga na respectiva fase. Em $-1,57$ significa o defasamento de -90 graus necessário para gerar a corrente reativa. Na Figura 17 é apresentado o perfil de carga modelado para os nós 1 e 12, conforme metodologia exposta e considerando os picos de demanda conforme indicações da Tabela 7. A linha azul representa a potência ativa e a linha vermelha a potência reativa consumidas pelas cargas citadas.

Figura 15 – Modelagem do perfil de (a) potência ativa e (b) reativa da carga da média tensão.



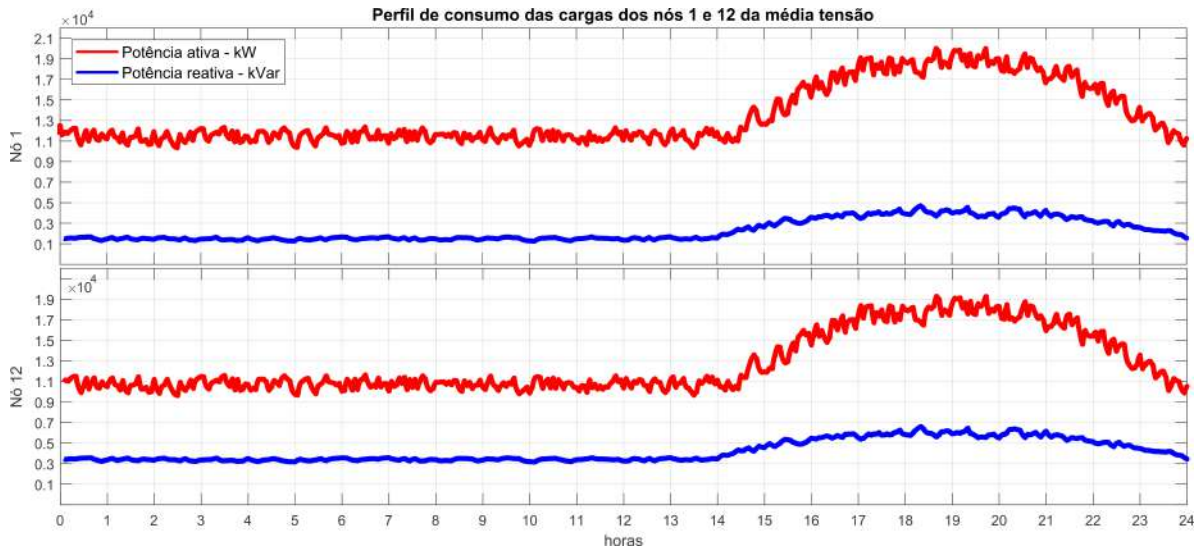
Fonte: Autor 2022.

Figura 16 – Geração das referências de corrente da carga.



Fonte: Autor 2022.

Figura 17 – Perfil de carga dos nós 1 e 12.



Fonte: Autor 2022.

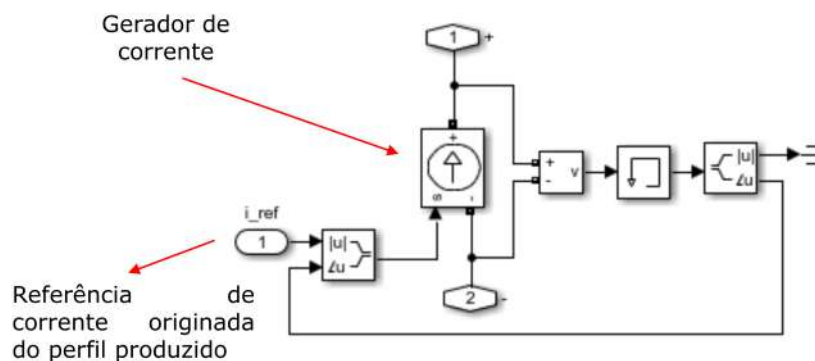
4.4.2 Modelagem das fontes renováveis na média tensão

Os sistemas fotovoltaicos e a fonte eólica foram modelados como fontes de corrente sem perdas e são descritos a seguir.

4.4.2.1 Modelagem dos sistemas fotovoltaicos da média tensão

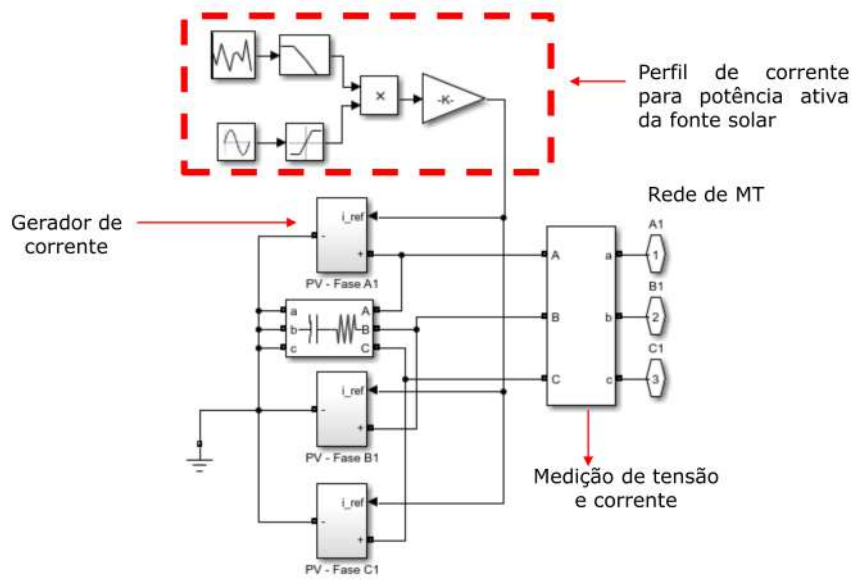
O sistema fotovoltaico da média tensão, com a sua eletrônica de potência a ele associado, foi modelado como uma fonte de corrente, conforme Figura 18. A referência da fase é obtida a partir da medição de tensão no seu ponto de conexão e a amplitude do perfil de corrente é modelada com a parte positiva de uma onda senoidal cuja amplitude pode ser manipulada para que se tenha a corrente de pico desejada, uma fonte de ruído randômico simula as características intermitentes das fontes fotovoltaicas, conforme Figura 19.

Figura 18 – Circuito para criação do perfil de corrente fotovoltaica.



Fonte: Autor 2022.

Figura 19 – Gerador de corrente da fonte fotovoltaica.



Fonte: Autor 2022.

A amplitude da corrente por fase é calculada como em 4.1:

$$I_{pico} = \frac{P_{fase}}{V_{fn}} * \sqrt{2} \quad (A) \quad (4.1)$$

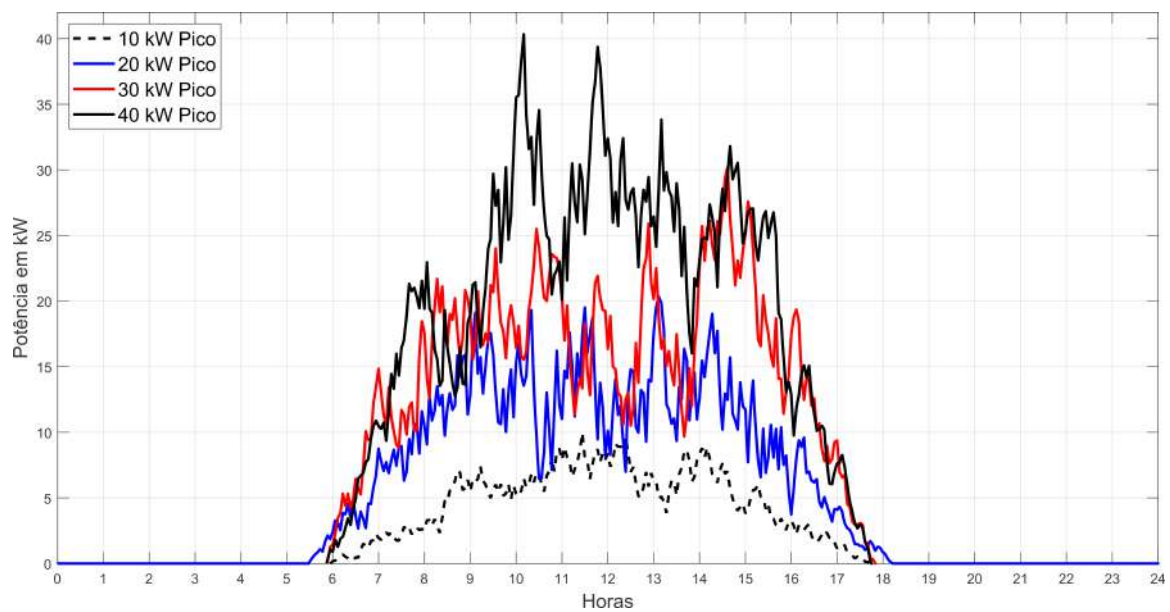
Onde a potência por fase P_{fase} é calculada como em 4.2 e a tensão fase/neutro V_{fn} com em 4.3:

$$P_{fase} = \frac{P_{pico}}{3} \quad (kW) \quad (4.2)$$

$$V_{fn} = \frac{V_{ff}}{\sqrt{3}} \quad (kV) \quad (4.3)$$

Como exemplo, para a fonte solar fotovoltaica de 20 kW pico a amplitude senoidal deve ser de 0,82 A por fase. Nesse caso temos $V_{fn} = 11,55$ kV, para uma tensão fase/fase $V_{ff} = 20$ kV. A potência por fase é $P_{fase} = 20 \text{ kW} / 3 = 6,67$ kW, logo $I_{pico} = 0,82$ A. O perfil para esse caso e para as outras fontes fotovoltaicas da rede de MT são apresentados na Figura 20.

Figura 20 – Perfis de produção de energia das fontes fotovoltaicas da média tensão.



Fonte: Autor 2022.

4.4.2.2 Modelagem do sistema eólico da média tensão

De forma análoga ao caso anterior é modelada a fonte eólica na média tensão, conforme Figura 21. Nesse caso o gerador de corrente segue a equação padrão para geração de potência via tal fonte, como na equação 4.4 e a fonte randômica mais uma vez se encarrega de propiciar a intermitência típica. Assim tem-se:

$$P_{(eólico)} = 1/2 * \rho * A_r * V^3 * (16/27) \quad (Watts) \quad (4.4)$$

Onde:

ρ = densidade de ar seco

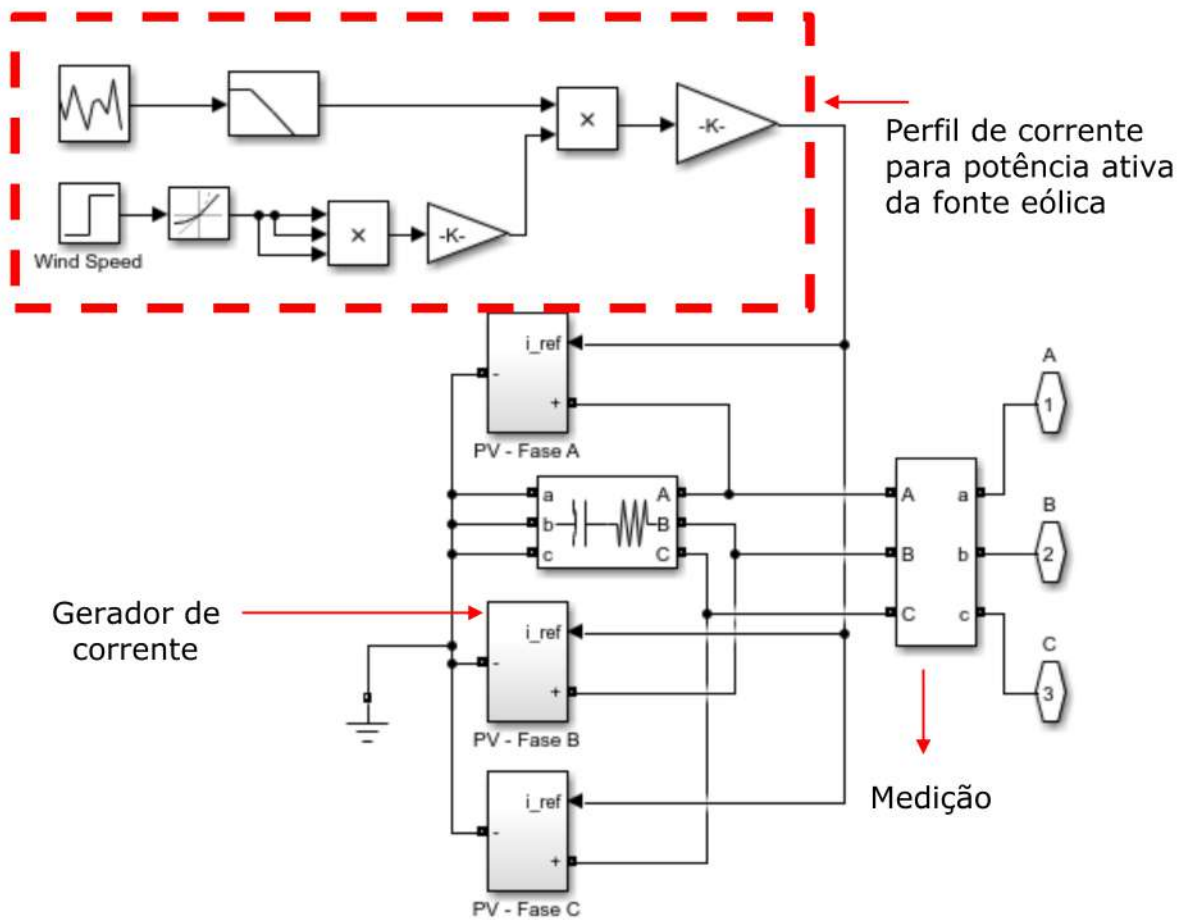
A_r = raio de varredura do rotor (m^2) = $\Pi * raio^2$

v = velocidade do vento (m/s)

C_p = rendimento (ideal = $16/27=0,59$)

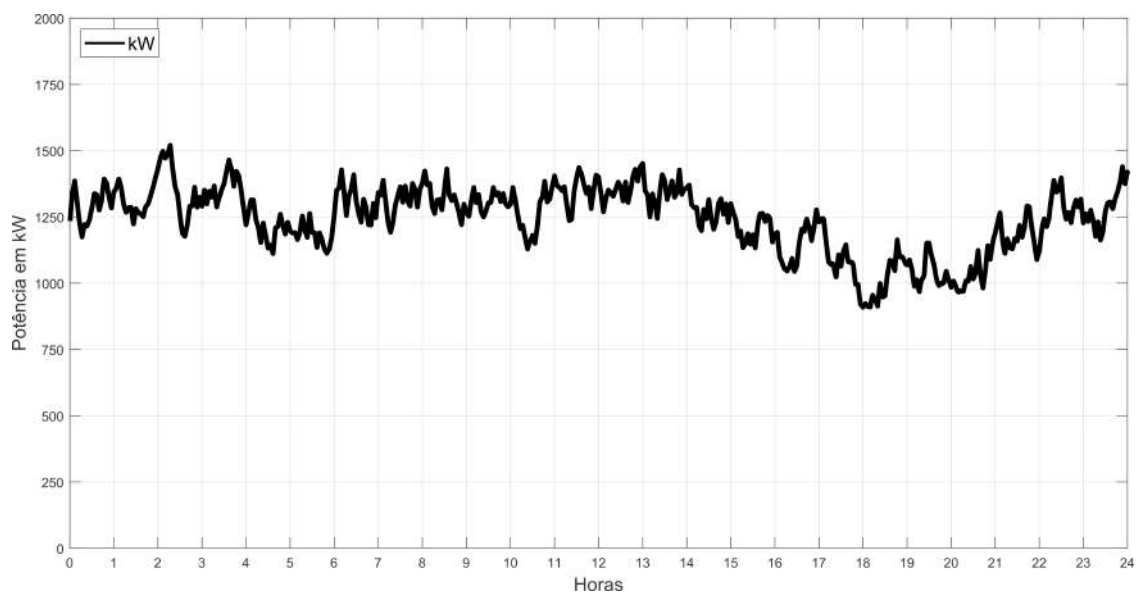
Para o exemplo da fonte eólica da rede de média tensão foram adotados os seguintes valores: $\rho = 1,225 kg/m^3$; raio = 35 metros e rendimento = 0,45. O perfil obtido é apresentado na Figura 22 para um gerador de 1500 kW.

Figura 21 – Gerador de corrente fonte eólica.



Fonte: Autor 2022.

Figura 22 – Perfil de produção da fonte eólica com potência máxima de 1500 kW.



Fonte: Autor 2022.

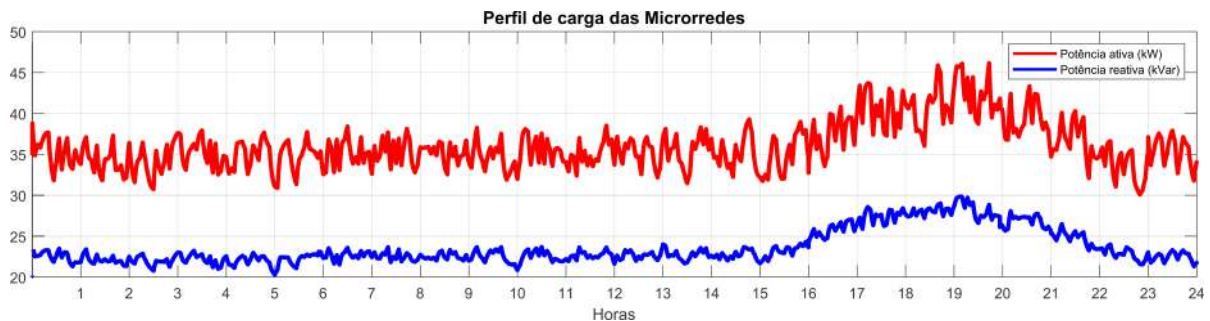
4.5 Modelagem dos elementos das microrredes de baixa tensão

Nessa seção serão demonstradas as modelagens dos diversos elementos utilizados na microrrede de BT.

4.5.1 Modelagem das cargas na baixa tensão

Os perfis de carga foram modelados de forma análoga ao feito na MT, de forma que na Figura 23 é apresentado o perfil do consumo de potência ativa e reativa das cargas das MRs.

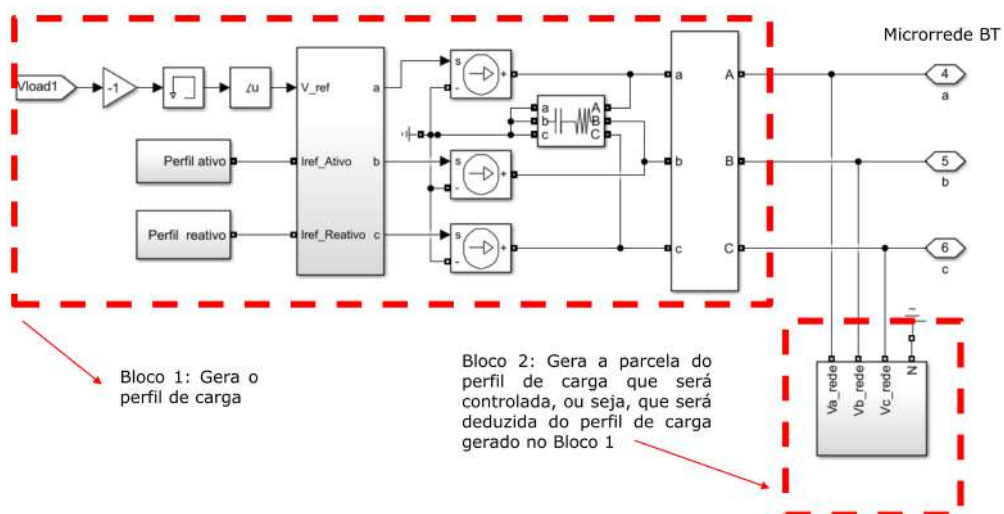
Figura 23 – Perfil de consumo de potência ativa e reativa das cargas da microrrede de BT.



Fonte: Autor 2022.

Para as cargas controladas das MRs foi adotada a modelagem da Figura 24. Nesse caso, no bloco 1 é gerado o perfil de carga, conforme feito na MT.

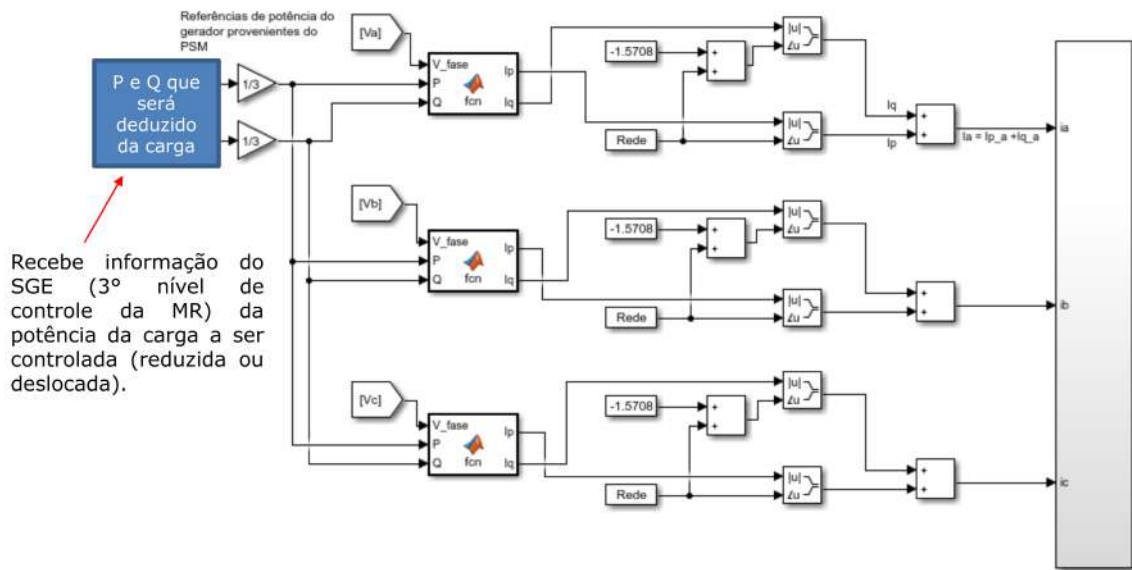
Figura 24 – Modelagem do perfil de potência ativa e reativa da carga controlada da microrrede de BT.



Fonte: Autor 2022.

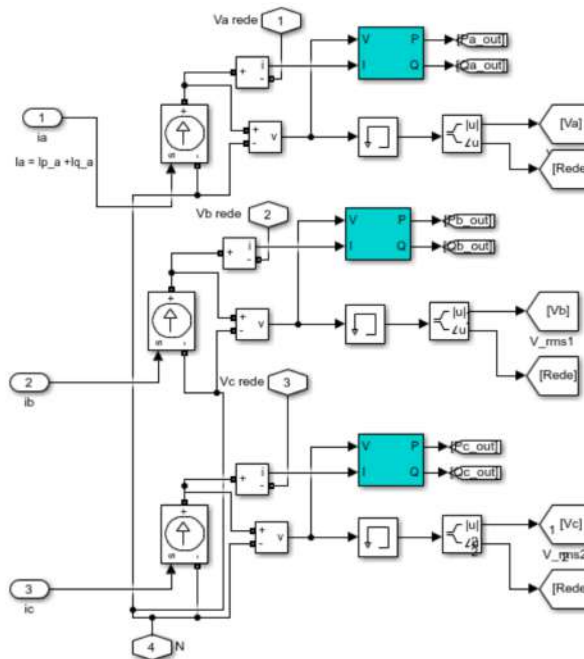
Em seguida gera-se a parcela do perfil de carga que será controlada, o que é feito no bloco 2 como uma fonte de corrente, ou seja, nesse último bloco é modelado a parcela que será deduzida do perfil de carga gerada anteriormente, de forma que a MR percebe o consumo líquido, já com a redução daquilo que foi desligado ou deslocado de consumo. A modelagem do bloco 2, foi feita como fonte de corrente conforme Figura 25, onde se observa que as referências de potência das cargas que serão deslocadas são oriundas do SGE e que finalmente é processada no bloco da Figura 26.

Figura 25 – Referências de potência da carga a ser controlada.



Fonte: Autor 2022.

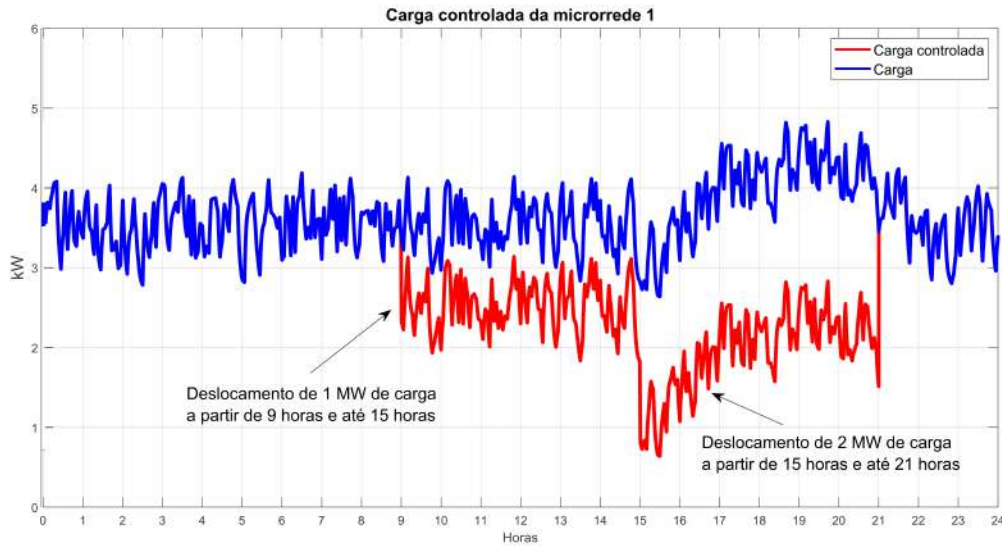
Figura 26 – Efetivação do deslocamento da carga controlada.



Fonte: Autor 2022.

Na Figura 27 é apresentado o perfil de consumo da carga controlada da MR1, onde em azul é apresentado o perfil sem que haja ação do controle e em vermelho é apresentado o perfil considerando a redução do consumo no período de 9 até as 21 horas.

Figura 27 – Perfil de consumo de potência ativa da carga controlada da microrrede 1.

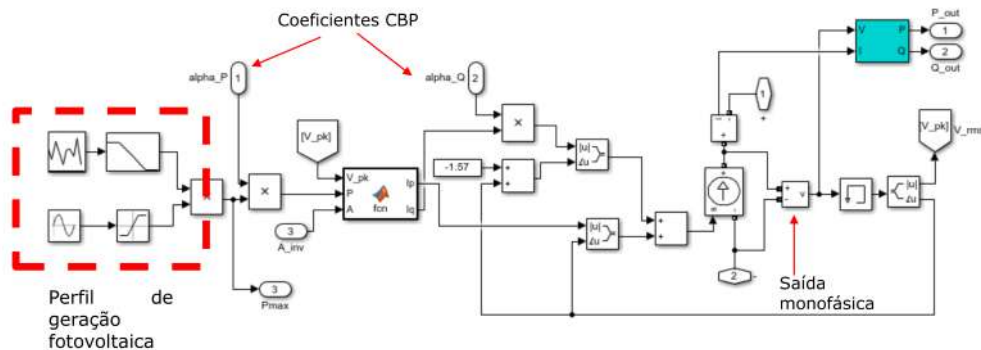


Fonte: Autor 2022.

4.5.2 Modelagem das fontes fotovoltaicas na baixa tensão

A controlabilidade do algoritmo CBP é a principal diferença entre essa modelagem na BT e a apresentada na MT, dessa forma, foram considerados três sistemas monofásicos não controlados em P ($\alpha_P = 1$) e controlados em Q (α_Q variável via *CBP*), modelados como fonte de corrente, conforme Figura 28. Na Figura 29 é apresentado o perfil consolidado de potência ativa produzida pelas fontes fotovoltaicas existentes na MR 1.

Figura 28 – Sistemas fotovoltaicos monofásicos não controlados em P e controlados em Q.



Fonte: Autor 2022.

Figura 29 – Perfil de geração de potência ativa das fontes fotovoltaicas da microrrede 1.

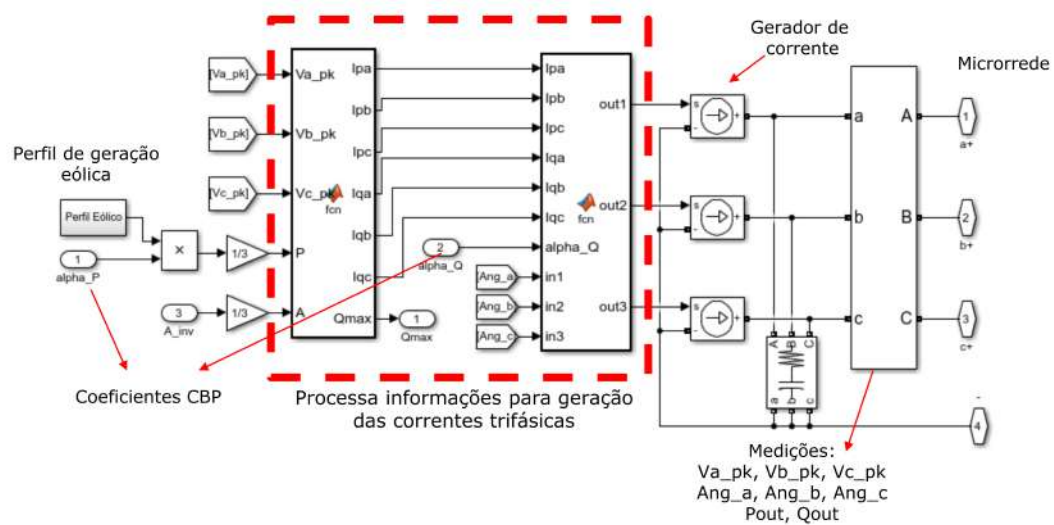


Fonte: Autor 2022.

4.5.3 Modelagem das fonte eólica na baixa tensão

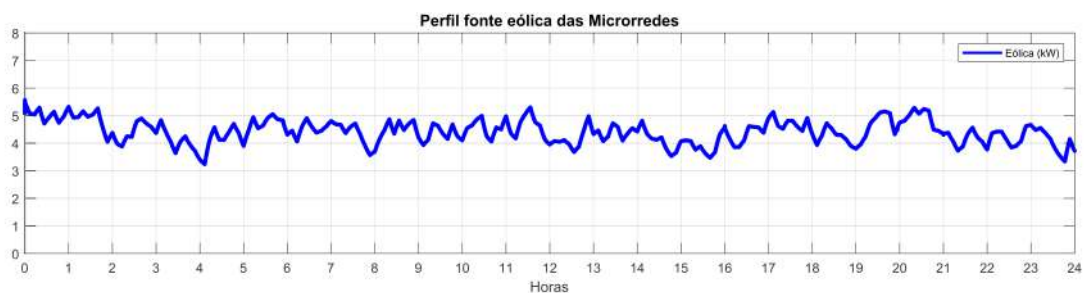
O sistema eólico da MR é trifásico e não controlado em P ($\alpha_P = 1$) e controlado em Q (α_Q variável via CBP), modelado como fonte de corrente conforme Figura 30. Na Figura 31 é apresentado o perfil encontrado para a potência ativa.

Figura 30 – Modelagem do sistema eólico trifásico não controlado em P e controlado em Q.



Fonte: Autor 2022.

Figura 31 – Perfil de geração de potência ativa pela fonte eólica da microrrede de BT.

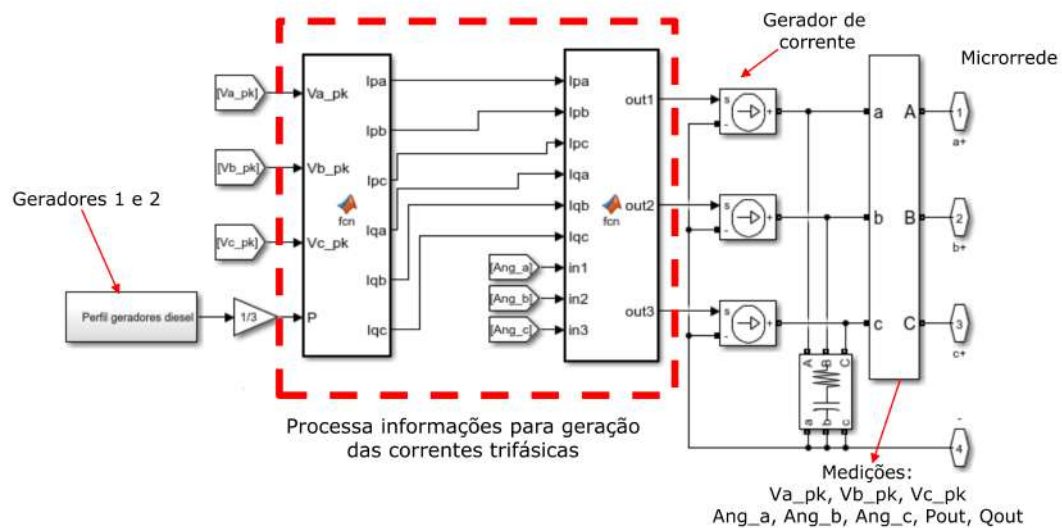


Fonte: Autor 2022.

4.5.4 Modelagem dos geradores diesel na baixa tensão

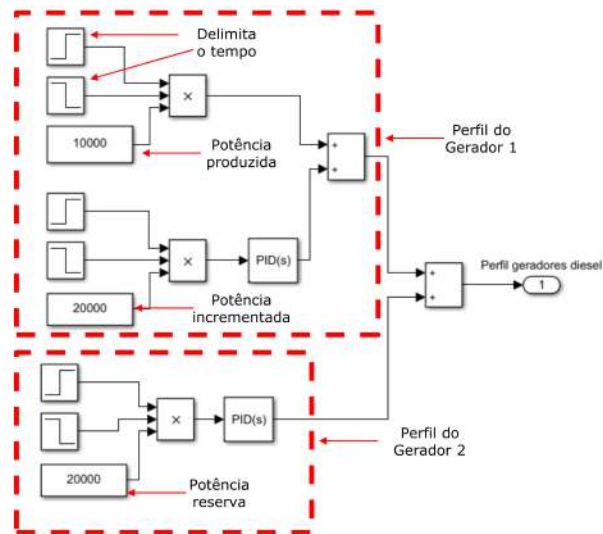
São considerados dois geradores diesel modelados como fontes de corrente conforme Figura 32, onde observa-se que não há controlabilidade via CBP, de forma que as condições pré-estabelecidas para esses equipamentos são apresentadas na Figura 33, onde o gerador a diesel 1 tem uma produção constante de 10 kW e pode acrescentar outros 20 kW, avançando até 30 kW em 10 minutos. Já o gerador diesel 2 é um sistema de reserva com 20 kW de potência, nesse caso a operação desse equipamento requer uma inércia maior até o seu pleno funcionamento, nesse caso adotado em 45 minutos. Para o gerador diesel 1, o ganho do integrador do circuito da Figura 33 foi de $850e^{-6}$ para que haja um efeito dinâmico desejado na resposta à solicitação de despacho, nesse caso de 10 min entre o pedido e o momento de atendimento do valor solicitado na sua integralidade. Já para a modelagem do gerador diesel 2 da Figura 33, o ganho do integrador foi ajustado para $200e^{-6}$, nesse caso para que haja o efeito dinâmico desejado de 45 min entre o pedido e o momento de atendimento do valor solicitado na sua integralidade. Na Figura 34 é apresentado o perfil de geração dos equipamentos, considerando as características citadas, onde observa-se que a operação concomitante dos dois geradores diesel produzem até 50 kW de potência ativa.

Figura 32 – Geração das correntes de referência dos geradores diesel da microrrede.



Fonte: Autor 2022.

Figura 33 – Modelagem do perfil de potência dos geradores diesel da microrrede.



Fonte: Autor 2022.

Figura 34 – Perfil de potência ativa dos geradores diesel da microrrede de BT.



Fonte: Autor 2022.

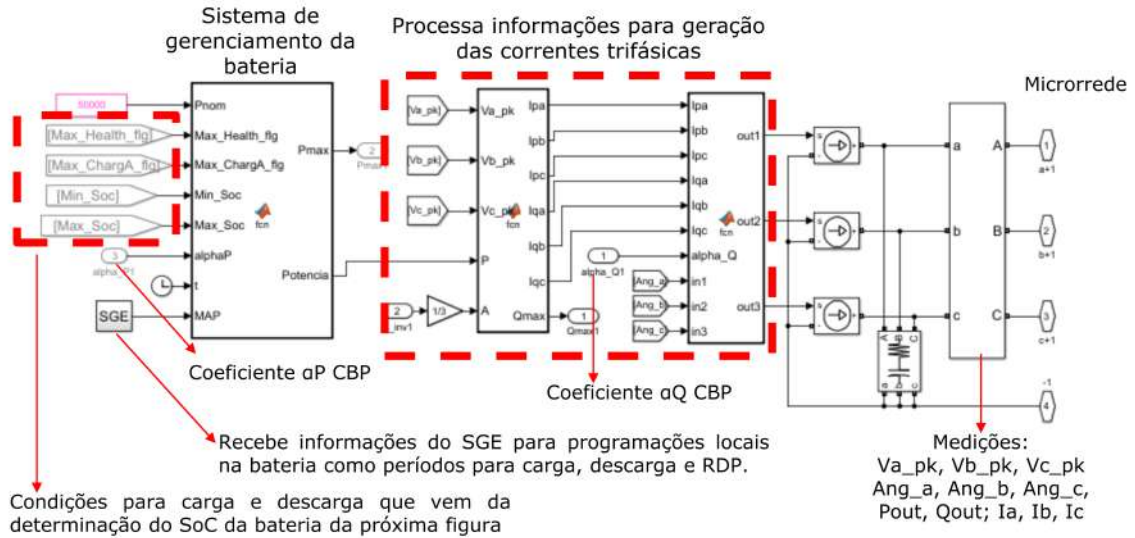
4.5.5 Modelagem do banco de baterias na baixa tensão

Considerado banco de baterias controlados em P (α_P variável via CBP) e Q (α_Q variável via CBP), modelados como fontes de corrente de acordo com a Figura 35. O despacho controlado de potência ativa da MR está diretamente ligado ao dimensionamento do banco de baterias, de forma que serão utilizados bancos com tamanhos distintos. Além disso o SGE da MR envia informações para programações locais como períodos e taxas de carga da bateria, assim como informações do período de descarga. Alternativamente ao CBP via variável α_P , a redução da demanda de ponta pode ser feita via controle local da bateria, por exemplo em situações de falha de comunicação do CBP.

Também são consideradas as características apresentadas na seção 3.1 para as tecnologias chumbo-ácido e íon-lítio, especialmente em relação à limitação da profundidade de descarga com o intuito de aumentar a vida útil das baterias. Considerando essas condições, é feita na Figura 36 a modelagem da determinação do SoC da bateria, o que é feito através do método de Coulomb (LASHWAY; IDOWU, 2016; BERECIBAR et al., 2016). Nesse caso, a partir de um SoC inicial, o SoC é estimado medindo a potência instantânea da bateria e integrando-a ao longo do tempo, de forma que o valor percentual é encontrado

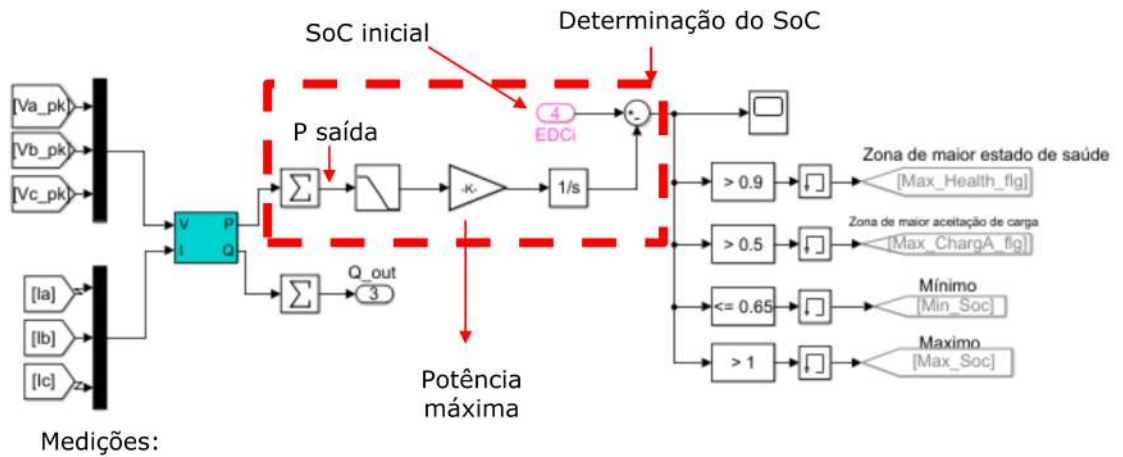
em relação a máxima potência da bateria (HOW et al., 2019).

Figura 35 – Modelagem do banco de baterias trifásico controlados em P e Q.



Fonte: Autor 2022.

Figura 36 – Modelagem do SoC da Bateria.

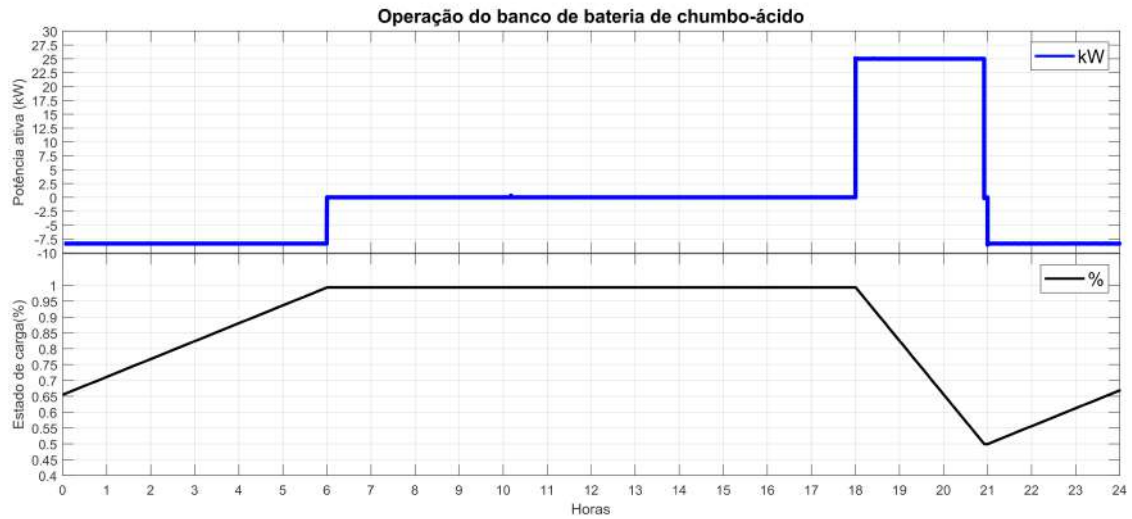


Fonte: Autor 2022.

Na Figura 37 é apresentado o processo de carga e descarga do banco de bateria modelado para a tecnologia chumbo-ácido. Nesse caso trata-se de um banco 25kW/150kWh e que possui autonomia de até 3 horas para uma profundidade de descarga de 50%, assim é possível a entrega de 75 kWh de energia nesse período. O processo de descarga ocorre no período de 18 às 21 horas e o processo de carga ocorre logo em seguida e até as 6 horas da manhã do dia seguinte, ficando a bateria já disponível a partir desse horário. O

carregamento dura 9 horas, o que é feito a uma taxa de 33% da potência nominal da bateria.

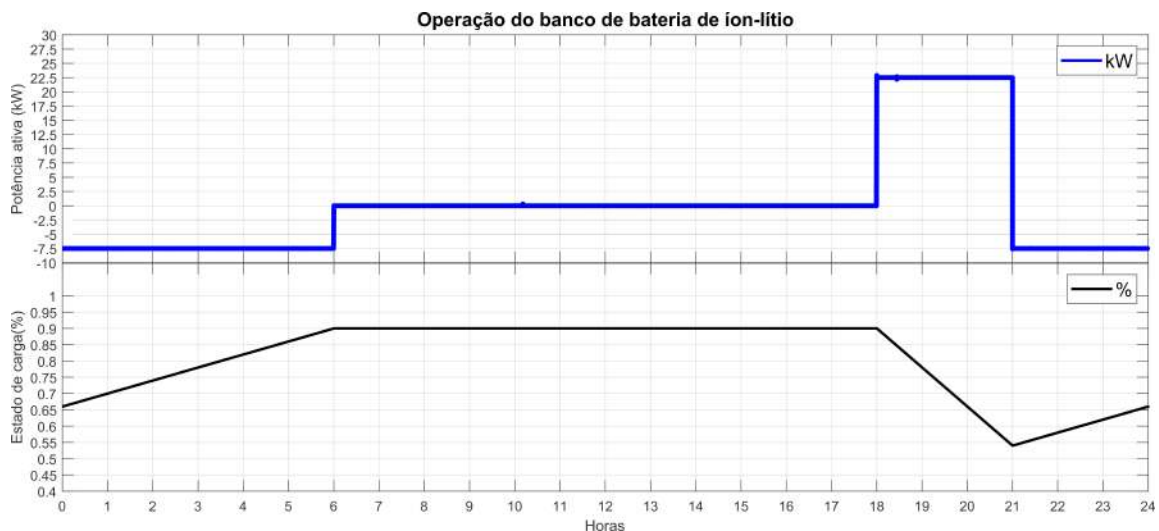
Figura 37 – Potência ativa e SoC de um banco de baterias chumbo-ácido.



Fonte: Autor 2022.

De forma análoga é apresentada na Figura 38 o processo de carga e descarga do banco de bateria modelado para a tecnologia íon-lítio. Nesse caso trata-se de um banco de 22,5kW/168,75kWh e que possui a limitação para uso entre 50% e 90% do SoC da bateria, com o intuito de aumentar a vida útil e ainda evitar riscos de explosão, conforme indicado na seção 3.1. Nessas condições o banco consegue entregar até 67,5 kWh de energia.

Figura 38 – Potência ativa e SoC de um banco de baterias de íon-lítio.

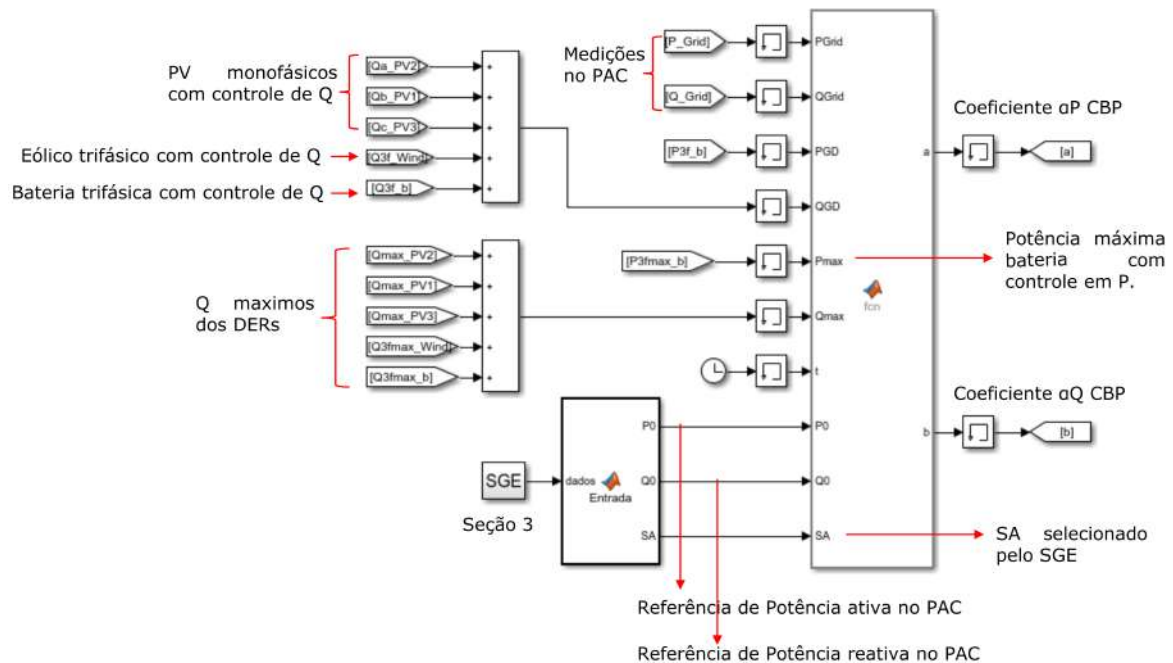


Fonte: Autor 2022.

4.5.6 Modelagem do controle baseado em potência

A modelagem do CBP foi realizada de acordo com a seção 2.6, despachabilidade dos recursos controlados em P e Q mencionados nessa seção e informações de entrada oriundas do terceiro nível de controle do SGE da seção 3, conforme Figura 39.

Figura 39 – Modelagem do CBP.



Fonte: Autor 2022.

4.6 Conclusões

Nesse capítulo foram apresentadas as características da plataforma de simulação implementada considerando como base as redes europeias do *benchmark* do *CIGRE* (CIGRE, 2009). Foram utilizados blocos customizados do *Simulink* no domínio fasorial para modelagem dos elementos. Nessas modelagens foram utilizados os conceitos de microrredes estudados até aqui e operadas com conversores de potência, com o intuito de prover a gestão energética dos recursos da rede através da prestação de serviços ancilares indicados na seção 3. No capítulo seguinte, são apresentados os resultados de simulação baseados em cenários típicos de operação que são realizados com a plataforma desenvolvida.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Os resultados apresentados nesta seção visam demonstrar cenários típicos de operação de MRs, por meio de casos de estudo, nos quais as multifuncionalidades das MRs despacháveis de BT são usadas para oferecer diversos SAs. Na Seção 5.1 são apresentados cenários de multifuncionalidades de MRs no fornecimento de vários SAs. Já na Seção 5.2 são apresentadas respostas agregadas de MRs desbacháveis no fornecimento de SAs para a rede à montante.

Os estudos de caso são avaliados no contexto do STE. Os SAs originados da potência ativa e reativa podem ser executados simultaneamente, uma vez que tais termos são ortogonais entre si, no entanto, dois SAs originados da potência ativa não podem ser oferecidos simultaneamente, pois os bancos de baterias não são administrados de forma independente. A exceção é quando um SA é fornecido por cargas controláveis.

Esse trabalho considera bancos de baterias chumbo-ácido e íon-lítio como SAE e que preservam parte do SoC para prolongar a sua expectativa de vida útil, conforme demonstrado na Seção 3.1 e 4.5.5, o restante da energia disponível é utilizada para oferecer SAs às requisições da rede à montante e ainda para a própria MR. A plataforma desenvolvida na Seção 4 é utilizada nas simulações, bem como os perfis gerados para efeitos de previsão de consumo e geração das MRs. Os tempos de comunicação dos diferentes níveis são indicados na Seção 3.5.

5.1 Multifuncionalidades de microrredes despacháveis

Nessa seção as multifuncionalidades das MRs são avaliadas, onde o caso de estudo #1 aborda os serviços de suavização do fluxo de potência com a redução da demanda de ponta e compara a MR multifuncional despachável com uma MR sem nenhum tipo de controle. O caso de estudo #2 considera os efeitos da adoção de uma carga controlada

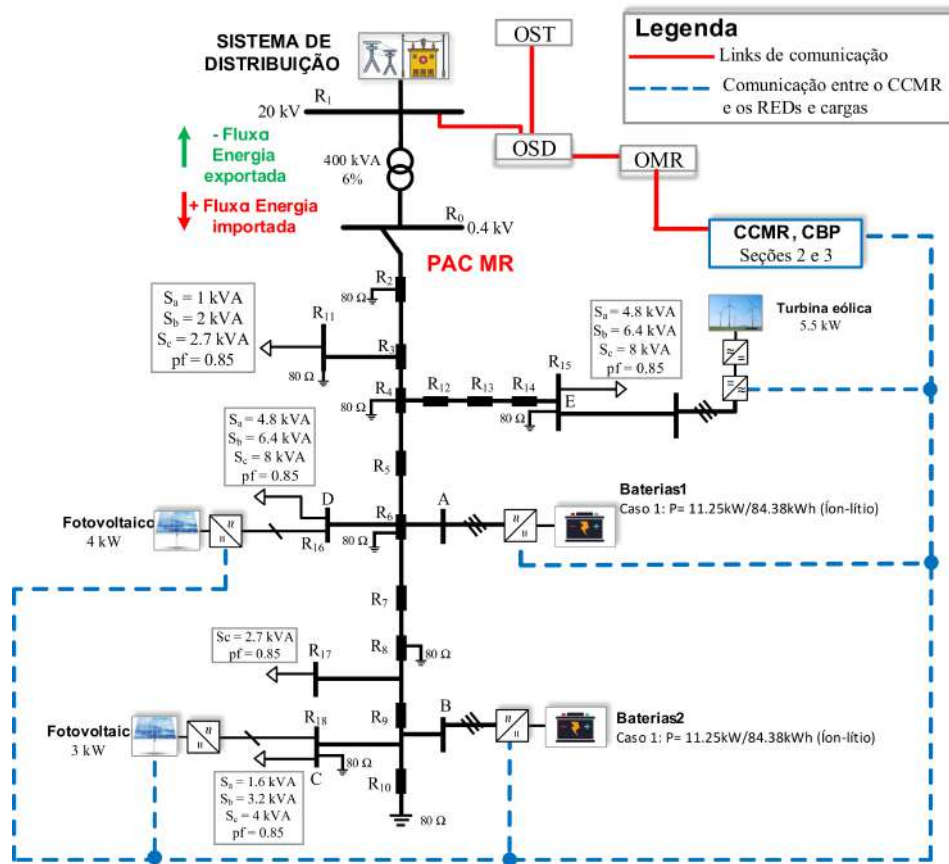
no sistema do estudo de caso #1 para o serviço de deslocamento do consumo de energia e avalia o efeito de uma falha de comunicação entre o CCMR e os REDs despacháveis. O caso de estudo #3 avalia os SAs de suavização e estabilização do fluxo de potência e reserva de potência de resposta rápida, enquanto que o caso de estudo # 4 aborda os serviços de reserva de potência de resposta rápida e lenta com estabilização do fluxo de potência. O serviço suporte de potência reativa é considerado em todos os cenários. Os parâmetros dos bancos de baterias são 11,25kW/84,38kWh (caso #1 #2), 25kW/150kWh (casos #3) e 22,5kW/168,75kWh (caso #4).

5.1.1 Caso de estudo 1: Suavização do fluxo de potência, redução de demanda de pico e compensação de potência reativa

O primeiro estudo de caso visa comparar a MR multifuncional despachável proposta com uma MR sem nenhum tipo de controle, ou seja, SGE e CBP. Para a MR sem controle, as fontes intermitentes injetam sua potência disponível, enquanto as baterias estão no modo de operação em espera. Para a MR despachável, os SAs fornecidos são, suavização do fluxo de potência, compensação de potência reativa e redução da demanda de ponta. Nesse caso, no período de geração fotovoltaica (de 9 até 17 horas) há menor demanda da rede de distribuição, enquanto que o contrário ocorre no período de alta demanda de carga (de 18 até 21 horas). Os bancos de baterias usados nesta rede são baseados na tecnologia de íon-lítio conforme Figura 6 b) e barra b) da Figura 7 com 40% da capacidade do banco de baterias usado para serviços de suavização do fluxo de potência e redução demanda de ponta. O SoC inicial das baterias é adotado em 64% e os resultados são mostrados nas Figuras 41 (Fluxo de potência no PAC), 42 (Potência e SoC da bateria e coeficientes escalares do CBP) e 43 (Ampliação da visualização do fluxo de potência no PAC e do SoC do banco de bateria). Não há geradores a diesel em funcionamento e nem cargas controladas. A Topologia da MR1 para esse cenário é apresentada na Figura 40.

A Tabela 9 mostra os sinais de preços recebidos pelo CCMR, bem como as potências mínimas e máximas desejadas no PAC da MR1, após coordenação do OMR a pedidos do OSD. Os preços para SAs (θ^P ; θ^Q) são maiores que os preços de mercado (μ^P ; μ^Q), tanto para a potência ativa quanto para potência reativa. Por outro lado, os preços de mercado são maiores que os custos da MR para prover SAs relacionados à potência ativa e reativa (δ^P ; δ^Q). Nesse contexto, a MR1 visará maximizar os seus lucros por meio da interação com a rede de distribuição, resultando em $S=0$ a todo momento (ver seção 3.3.3).

Figura 40 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para estudo de caso #1.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

Tabela 9 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #1.

Sinal de preço (hora)	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	Q_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 15 (7-17)	50 (1-6); 30 (7-17)	0 (1-24)	0 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	17 (18-21); 20 (22-24)	17 (18-21); 50 (22-24)		

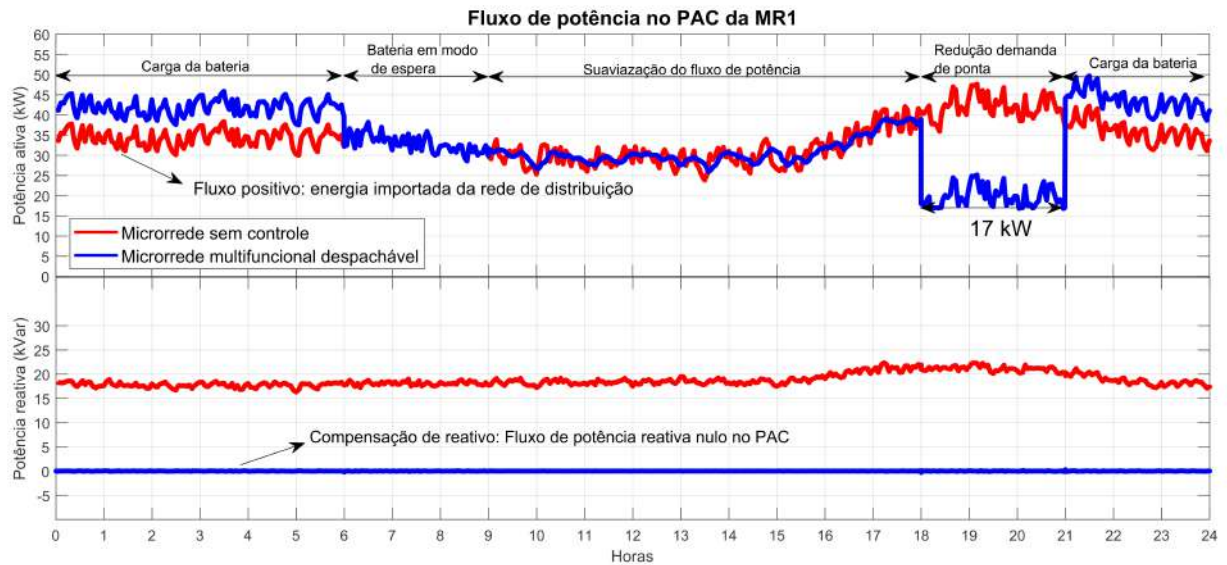
Fonte: Autor 2022.

Na Figura 41, a curva vermelha representa o fluxo de potência da MR sem controle, para efeitos de referência e comparação, a curva azul representa o fluxo de potência considerando o CBP e o SGE da Figura 8. Considerando a despachabilidade da MR, o banco de baterias carrega durante o período de 21 horas da noite até as 6 horas da manhã do dia seguinte, o que é feito a uma taxa de 3,75 kW como mostrado na Figura 42, como condição da posição “V” da Tabela 5. O carregamento a uma taxa mais baixa, no caso de 1/3 da potência máxima (Equação 3.21) impactaria menos a rede de distribuição. O processo de carga dura 9 horas e após esse procedimento, o banco atinge 90% de SoC (ver Figura 42) e então o SGE indica a posição “S” da Figura 11, com os SAs indicados na Tabela 5 como disponíveis para execução. O excedente de 10 % do SoC é evitado devido aos riscos de sobrecarga, conforme discutido na seção 3.1.

O serviço CPR é alcançado ao longo da simulação, como pode ser visto na Figura 41 em que a potência reativa através do PAC é sempre próxima de zero. Tal SA é definido

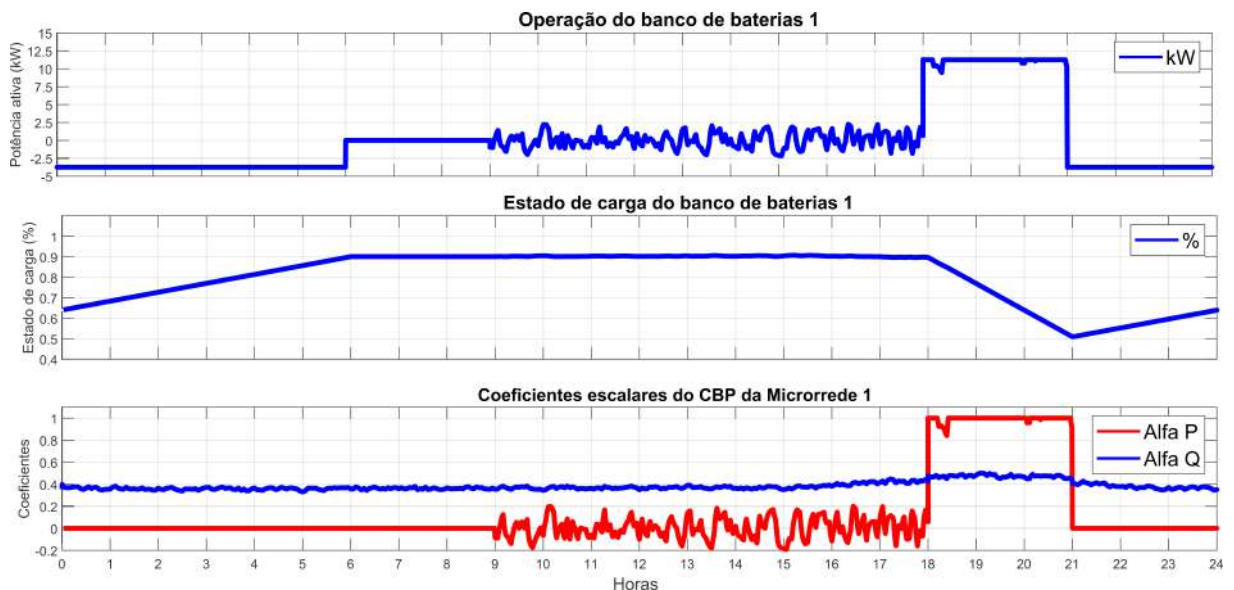
no CCMR configurando $Q_G^* = 0$ no algoritmo CBP (consulte Seção (2.7)). Em seguida, o CCMR aciona remotamente os conversores usando o coeficiente α_Q , conforme mostrado no gráfico inferior da Figura 42. Observa-se que durante um breve momento não há saturação dos coeficiente α_P entre 18 e 19 horas, de forma que nesse momento o controle exigiu um pouco menos da potência nominal dos bancos de baterias.

Figura 41 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #1.



Fonte: Autor 2022.

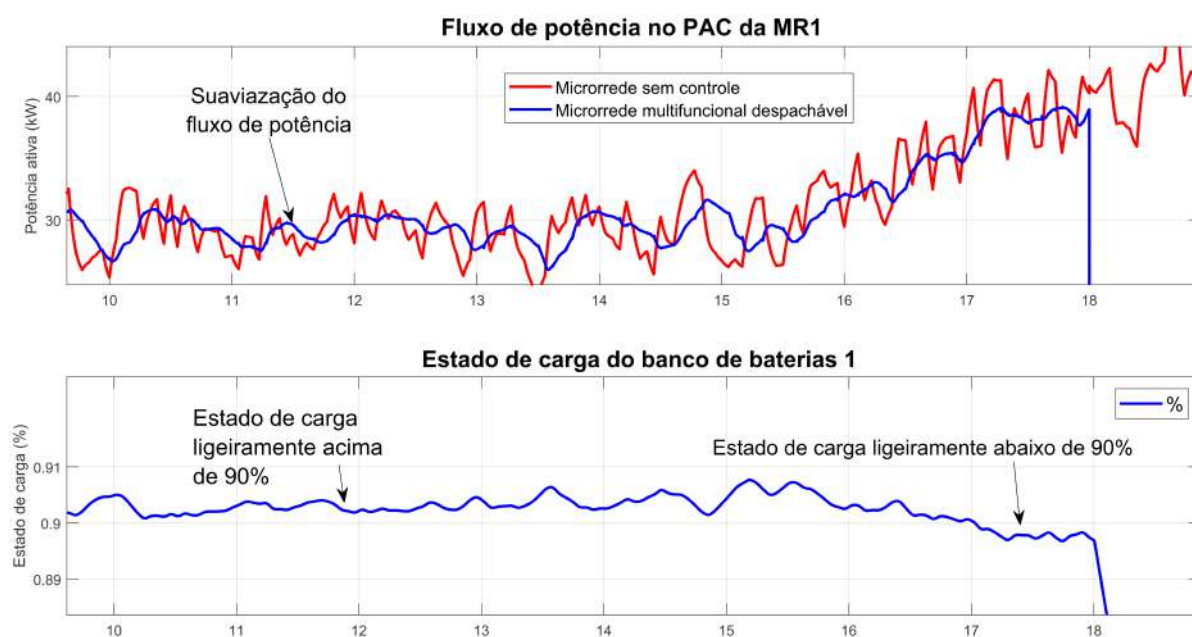
Figura 42 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de íon-lítio, Evolução do SoC e coeficientes do CBP do caso #1.



Fonte: Autor 2022.

Após os bancos de baterias estarem totalmente carregados, às 6 horas, a MR tem o serviço de redução demanda de ponta previsto para iniciar às 18 horas via CBP. Dessa forma, às 18 horas é altamente desejável ter os bancos de baterias com seu valor SoC máximo disponível para descarregar completamente durante as 3 horas seguintes de redução demanda de ponta. Em tal condição, é prática comum manter as baterias no modo de operação em espera. Considerando a aplicação multifuncional aqui proposta, o serviço de suavização do fluxo de potência é muito atraente durante o período de 6 até as 18 horas, uma vez que atenua a flutuação de potência para a rede a montante, e mantém o valor médio do SoC aproximadamente constante. O SGE indica a posição “S” da Figura 11 e habilita o serviço de suavização do fluxo de potência no período de 9 até 18 horas adotando a equação (3.57). Através da ampliação da Figura 43, pode-se ver que a bateria é carregada e descarregada continuamente em curtos intervalos de tempo, sem alterar o valor do SoC médio por um longo período de tempo. Das 9 às 18 horas o valor SoC permanece dentro de um ponto percentual de variação. Isso ocorre porque a potência de saída das baterias varia continuamente em torno do valor zero, impulsionada pelo coeficiente α_P , conforme mostrado nos gráficos superior e inferior da Figura 42. Vale ressaltar que o serviço de suavização do fluxo de potência não aumenta a degradação da bateria (MALHOTRA et al., 2016), (WANG et al., 2011). Finalmente, pode-se ver no gráfico superior da Figura 43 como a suavização do fluxo de potência suaviza o fluxo de potência com a rede a montante, em comparação com a MR sem controle, curva azul.

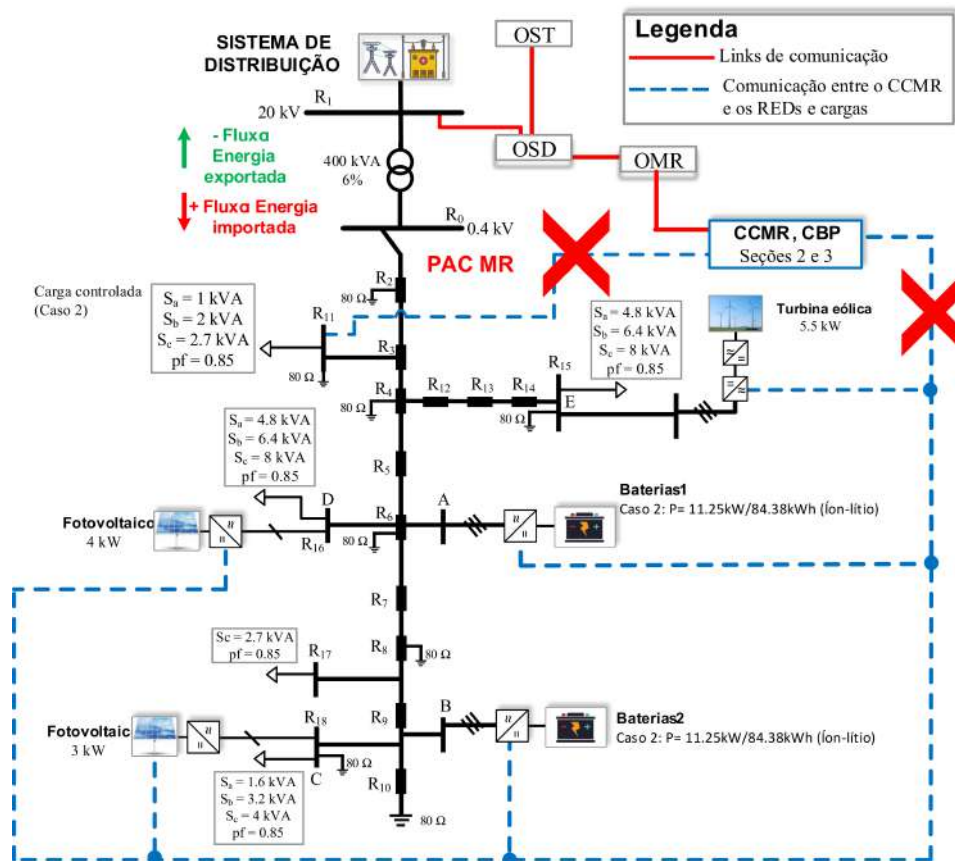
Figura 43 – Ampliação do resultado do fluxo de potência ativa no PAC da MR1 e do SoC do banco de baterias 1 durante o serviço de suavização do fluxo de potência do caso #1.



5.1.2 Caso de estudo 2: Deslocamento do consumo de energia, suavização do fluxo de potência, redução da demanda de ponta e compensação de potência reativa

O estudo de caso #2 visa avaliar os efeitos da adoção de uma carga controlada no sistema do estudo de caso #1 e além disso, avaliar o efeito de uma falha de comunicação entre o CCMR e os REDs despacháveis, conforme destacado em vermelho na topologia da Figura 44. Os resultados são mostrados nas Figuras 45 (Fluxo de potência no PAC), 46 (Coeficientes do CBP e perfil de potência ativa da carga controlada) e 47 (Potência e SoC da bateria).

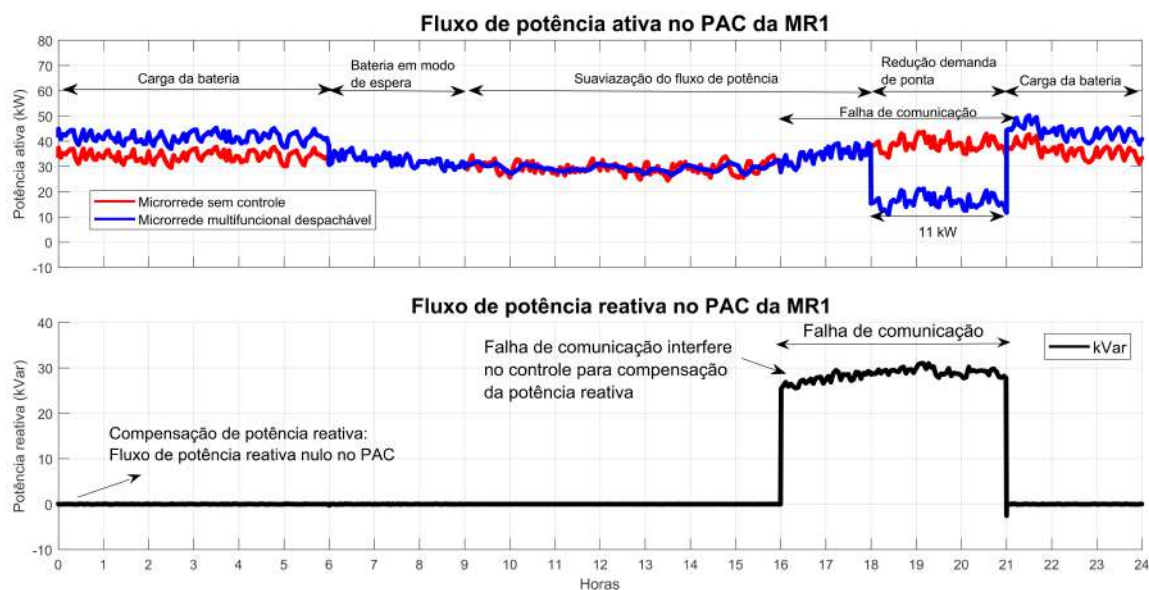
Figura 44 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para estudo de caso #2.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

Na Figura 45 é apresentado o fluxo de potência no PAC, de forma que se observa na linha azul da parte superior da figura, o efeito do carregamento do banco de baterias até as 6 horas. Em seguida o banco fica disponível, de forma que a partir das 9 horas é iniciado o SA de suavização do fluxo de potência, o que ocorre até as 16 horas, impulsionado pelo α_P do CBP. Nesse caso observa-se a redução da volatilidade percebida no PAC. Após as 16 horas ocorre uma falha de comunicação do CCMR com a bateria, assim o serviço de suavização do fluxo de potência é interrompido, conforme efeito percebido no período previsto de 16 até as 18 horas.

Figura 45 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #2.

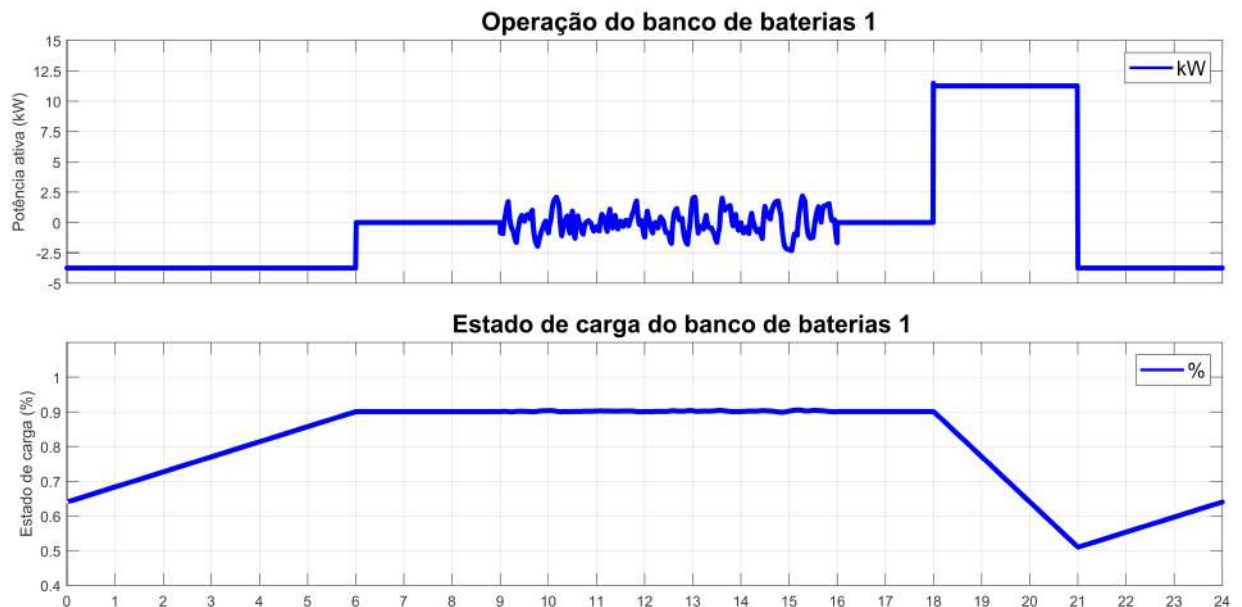


Fonte: Autor 2022.

A partir das 18 horas a MR tem o serviço de redução demanda de ponta previsto via CBP, mas a falha de comunicação permanece impedindo que tal serviço seja feito dessa forma. Contudo, o SGE pré programou alternativamente a redução demanda de ponta via controle local da bateria, conforme indicado na seção 4.5.5, permitindo que tal serviço seja realizado mesmo com a falha de comunicação. Nesse cenário não há controlabilidade que haveria via CBP para mitigar variabilidades e controlar o fluxo de potência no PAC. Esse efeito é observado no período de 18 às 21 horas atingindo 11 kW de potência ativa no PAC da MR, conforme demonstrado na Figura 45. O serviço CPR é alcançado com o controle da potência reativa em zero através do PAC, conforme parte inferior da Figura 45, contudo, durante o período da falha de comunicação de 16 até as 21 horas tal serviço não é alcançado, tendo em vista que o coeficiente α_Q não impulsiona remotamente os inversores habilitados para esse trabalho, fazendo que a rede de distribuição assuma o fornecimento de reativo da MR nesse período. Vale destacar que outras técnicas autônomas poderiam ser adotadas para o controle de potência reativa no PAC, contudo, é escopo desse trabalho o uso do CBP apenas.

O perfil do SoC e da operação do banco de baterias 1 de íon-lítio para entrega de potência é apresentado na Figura 46. Os efeitos de carga e descarga não comprometem o valor médio do SoC, o que é observado no período de 9 até as 16 horas para a suavização do fluxo de potência. Em seguida há a falha de comunicação, contudo a bateria volta a operar via controle local pré programado pelo SGE a partir das 18 horas e se descarrega completamente até as 21 horas. Após a falha de comunicação, a bateria inicia o seu processo de carregamento normalmente.

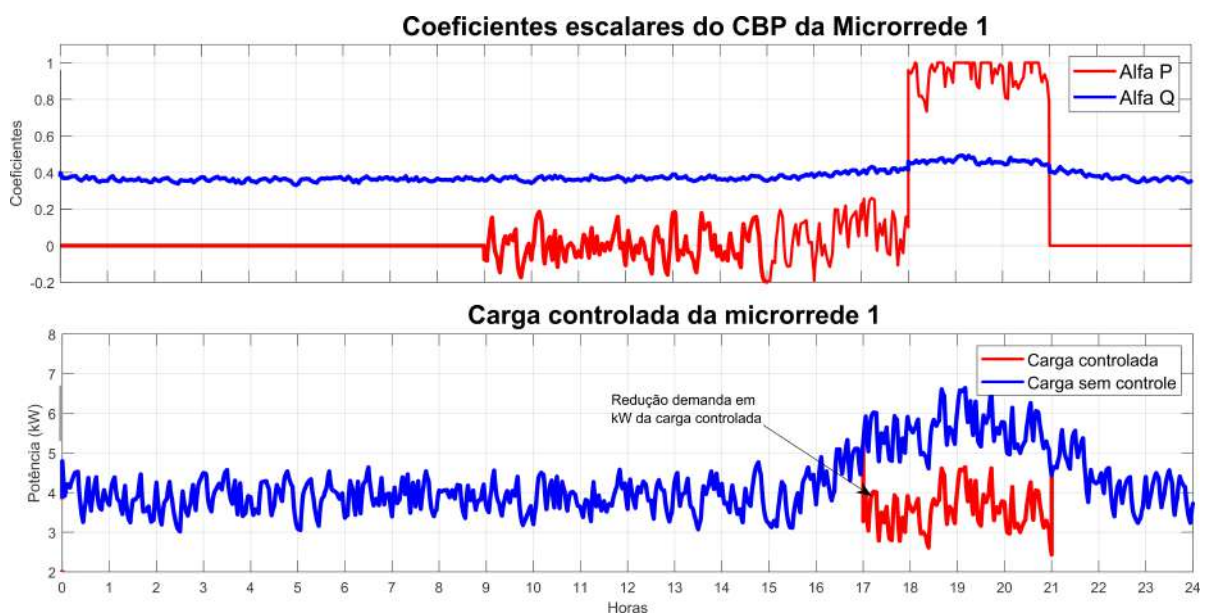
Figura 46 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de íon-lítio, Evolução do SoC do caso #2.



Fonte: Autor 2022.

Na parte superior da Figura 47 são indicados os coeficientes α_P e α_Q do CBP que são calculados durante todo o período da simulação, contudo, no período da falha de comunicação, essas informações não impulsionam remotamente os conversores dos REDs habilitados no CBP, conforme observado na Figura .

Figura 47 – Coeficientes do CBP e perfil de potência ativa da carga controlada do caso #2.



Fonte: Autor 2022.

Na parte inferior da Figura 47 pode-se observar a potência ativa consumida pela

carga controlável, que se desloca 2 kW no período de 17 a 21 horas. A carga controlada possui operação pré programada pelo SGE, de forma que a falha de comunicação ocorrida não afeta o SA de deslocamento do consumo de energia.

5.1.3 Caso de estudo 3: Suavização do fluxo de potência, estabilização de fluxo de potência, reserva de potência de resposta rápida e suporte de potência reativa

O terceiro estudo de caso visa avaliar as multifuncionalidades da MR considerando também aspectos de segurança, ou seja, a MR irá buscar interações com a rede distribuição, contudo, manterá parte da sua reserva de potência para serviços autônomos como critério de segurança à eventuais transientes no sistema elétrico ($S=1$). Para isso, cada banco de baterias tem capacidade de 25 kW/150kWh, e a tecnologia aqui é o chumbo-ácido mostrado na Figura 6 a) e barra a) da Figura 7. Esta capacidade do banco de baterias permite à MR exportar potência para a rede de distribuição, considerando 50% do SoC. Para a MR despachável, o SGE seleciona os SAs de suavização do fluxo de potência, estabilização do fluxo de potência, reserva de potência de resposta rápida e suporte de potência reativa. A reserva de potência de resposta rápida usa 26% da capacidade dos bancos de bateria e a estabilização do fluxo de potência usa 24%, já o suavização do fluxo de potência não utiliza de significativamente o potência da bateria. O valor inicial do SoC é de 64% e os resultados são mostrados nas Figuras 49 (Fluxo de potência do PAC), 50 (Quantidades da bateria e coeficientes escalares do CBP) e 51 (Perfis de tensão e corrente no PAC).

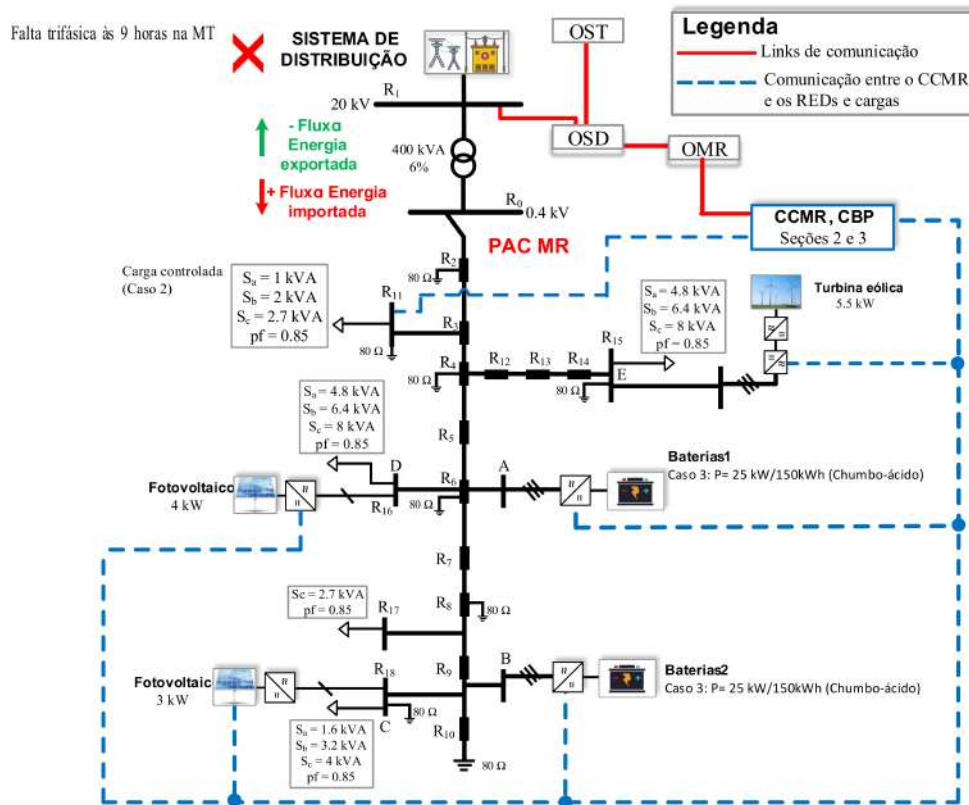
A Tabela 10 mostra os sinais de preços recebidos pelo CCMR, bem como as potências mínimas e máximas desejadas no PAC da MR1, após coordenação do OMR a pedidos do OSD. A Topologia da MR1 para esse cenário é apresentada na Figura 48.

Tabela 10 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #3.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	Q_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20(1-6), 15(7-8)	50(1-6), 30(7-8)	0(1-13)	0(1-13)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-25(9), 0(10), 25(11-13) 30(14-21), 20(22-24)	-25(9), 0(10), 25(11-13) 30(14-21), 50(21-24)	-5(14-21) 0(22-24)	0(14-21) 0(22-24)

Fonte: Autor 2022.

Figura 48 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para estudo de caso #3.

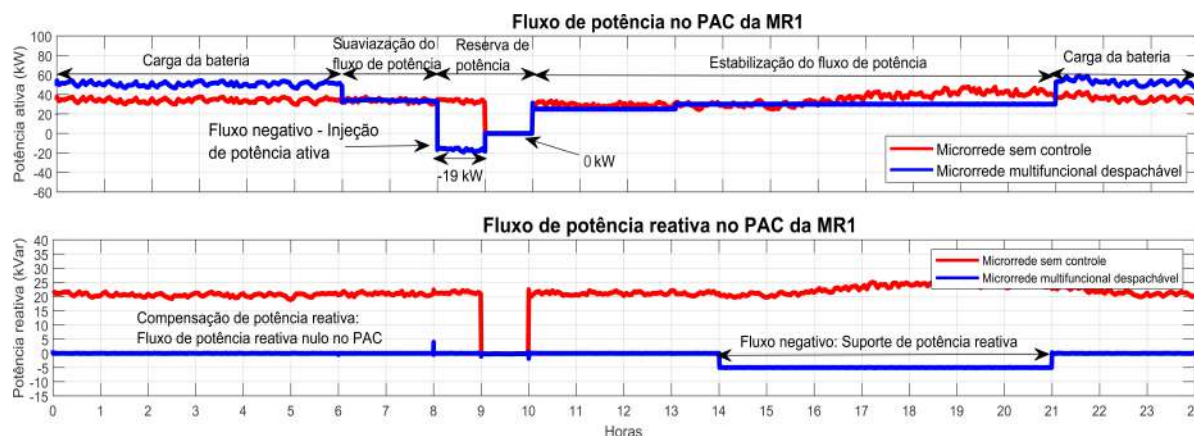


Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

Após o procedimento de recarregamento, o banco de baterias fica disponível e o SGE aciona o serviço suavização do fluxo de potência e que ocorre de 7 até as 8 horas sem comprometimento do SoC da bateria, conforme Figura 49. Em seguida, no instante de 9 horas, o CCMR define $P_G^* = -25 kW$. A MR injeta na rede de distribuição cerca de 19 kW, pois os bancos de baterias atingiram seu limite máximo. Isso ocorre porque os bancos alimentam nesse momento as cargas da MR durante um período do dia ainda com pouca contribuição das fontes solares.

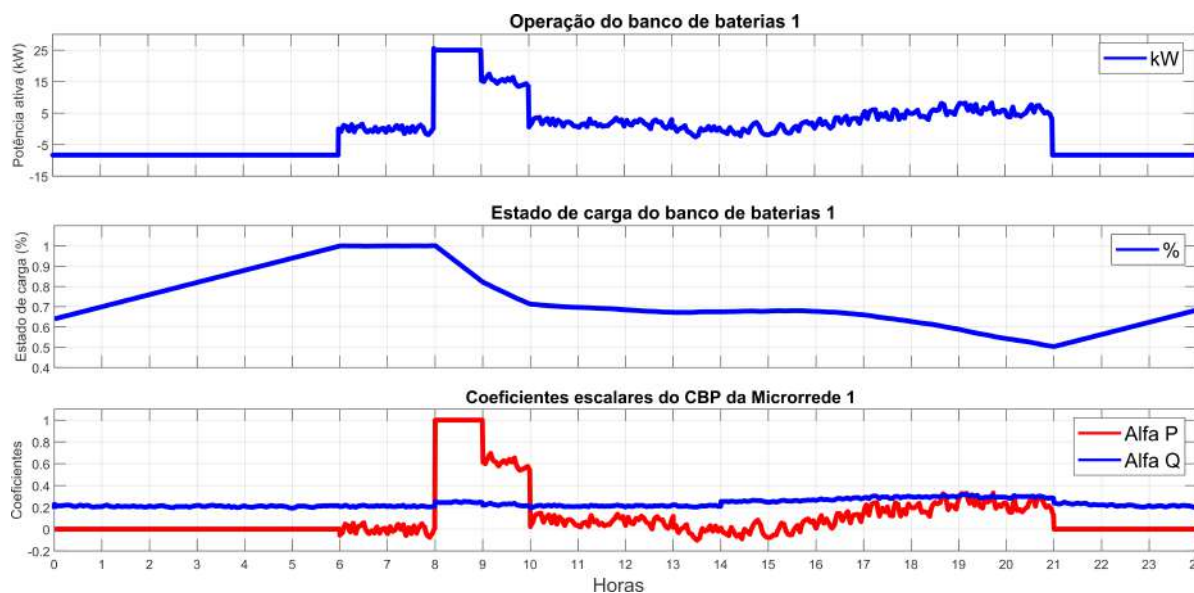
Pode-se observar no gráfico inferior da Figura 50 que o coeficiente α_P do CBP satura durante o período de 8 às 9 horas, indicando que os bancos de baterias estão sendo explorados até os seus limites. A seguir, ocorre uma falha trifásica na rede de média tensão, de forma que no período de entre 9 até as 10 horas a MR funciona com $P_G^* = 0 kW$ e os bancos de baterias fornecem a energia necessária para as cargas da MR. Mesmo com o afundamento de tensão, a MR manteve a conexão galvânica para o serviço autônomo de autoconsumo, ao invés do serviço autônomo de operação ilhada, em que o disjuntor do PAC da MR é aberto, uma vez os níveis de tensão sempre ficaram dentro dos limites permitidos. As reservas de potência da MR garantem um funcionamento seguro e confiável, seja na rede a montante, quando a MR injeta a potência na rede de distribuição, ou na própria MR, quando houve a falha na rede de média tensão.

Figura 49 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #3.



Fonte: Autor 2022.

Figura 50 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de chumbo-ácido, Evolução do SoC e dos coeficientes escalares do CBP do caso #3.



Fonte: Autor 2022.

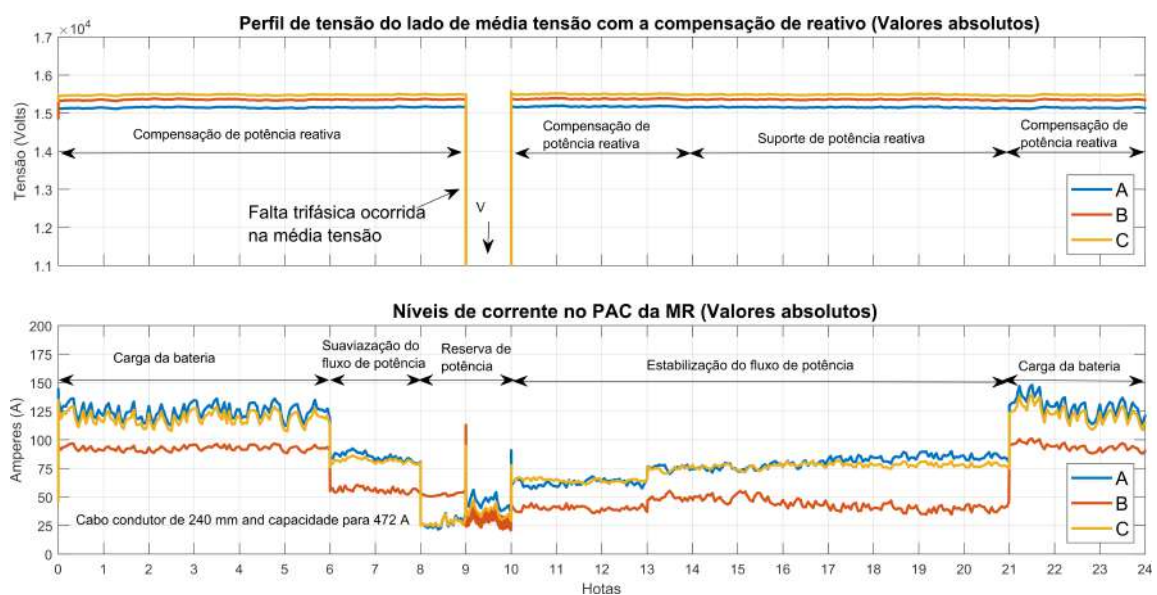
No período de 11 até as 20 horas é realizado o serviço estabilização do fluxo de potência, regulando a potência da rede em valores constantes, de forma que o SGE indica a configuração do CCMR $P_G^* = 25kW$ de 11 a 13 horas e de $P_G^* = 30kW$ de 14 até as 21 horas. Os resultados mostram que o estabilização do fluxo de potência elimina completamente a variabilidade do fluxo de potência no PAC, o que aumenta a qualidade de energia no PAC, conforme mencionado na seção 3.4.6. Os SAs suavização do fluxo de potência, reserva de potência de resposta rápida, autoconsumo e estabilização do fluxo de potência usam a energia disponível da bateria até 21 horas, quando as baterias atingem seus valores SoC mínimos e passam para o modo de carga novamente, conforme mostrado nos gráficos do meio e superior da Figura 50.

Em termos de potência reativa, durante o período de 0 até as 15 horas e de 21 até as 24 horas a MR realiza CPR, em que $Q_G^* = 0$ kVar. Durante o período de 14 até 21

horas, o SGE indica que a MR realize o serviço suporte de potência reativa, com o objetivo de contribuir para a melhoria da qualidade de energia da rede a montante. O $Q_G^* = 0$ é definido como -5 kVar no CCMR, e a MR injeta potência reativa indutiva com a rede a montante, conforme mostrado no gráfico inferior da Figura 49.

No gráfico superior da Figura 51, há o perfil de tensões na rede a montante, medido no lado de alta tensão do transformador da MR. As tensões estão desequilibradas devido a cargas conectadas à rede de alta e média tensão estarem desequilibradas. A MR suporta a rede a montante durante os períodos de queda de tensão maiores com serviço suporte de potência reativa e nos outros períodos com o serviço CPR. No gráfico inferior da Figura 51 encontra-se o perfil das correntes através do PAC em valores absolutos. As cargas da MR estão desequilibradas e por isso as correntes apresentam também um perfil desequilibrado. Após 6 horas, as correntes diminuem devido ao fim do procedimento de recarregamento da bateria. Em seguida, o SA de suavização do fluxo de potência não gera efeitos perceptíveis nos valores de corrente, contudo, há uma nova transição às 8 horas e outra às 9 horas devido à injeção de potência ativa e ilhamento virtual (falha), respectivamente. Após, com a estabilização do fluxo de potência os níveis de corrente se estabilizam em patamares semelhantes de 10 até as 13 horas, quando ocorre nova transição que vai até as 21 horas. O cabo condutor possui diâmetro de 240 mm e capacidade de carga de corrente de 472 A, conforme características do *benchmark* do Cigre (CIGRE, 2009). No caso desse estudo de caso, o condutor suporta a corrente nominal máxima de 150 A observada na simulação. Todos os serviços executados pela MR têm impacto imperceptível nas tensões da rede a montante.

Figura 51 – Perfil de tensão do lado de média tensão e correntes no PAC da MR1 (Valores absolutos) do caso #3.

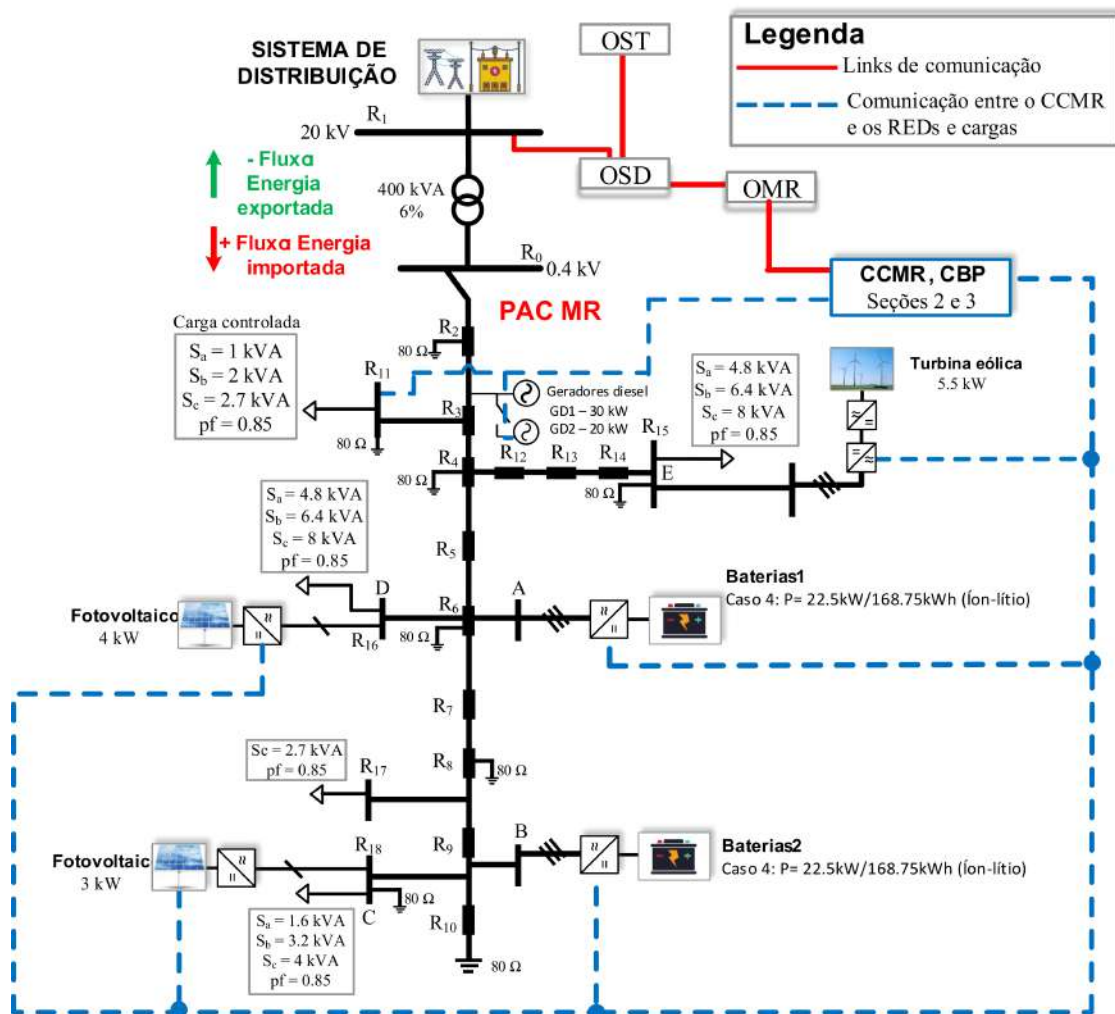


Fonte: Autor 2022.

5.1.4 Caso de estudo 4: Reserva de potência de resposta rápida e lenta, estabilização de fluxo de potência e compensação de potência reativa

Nesse cenário, dois geradores a diesel e baterias de íon-lítio da Figura 6.b) e a barra c) 7 são adicionados ao sistema estudado no caso anterior (Seção 5.1.3). A topologia da MR1 para esse cenário é apresentada na Figura 52. Nesse estudo será avaliado o suporte da MR à rede de distribuição, tendo em vista falha na geração da fonte eólica existente na MT.

Figura 52 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para estudo de caso #4.



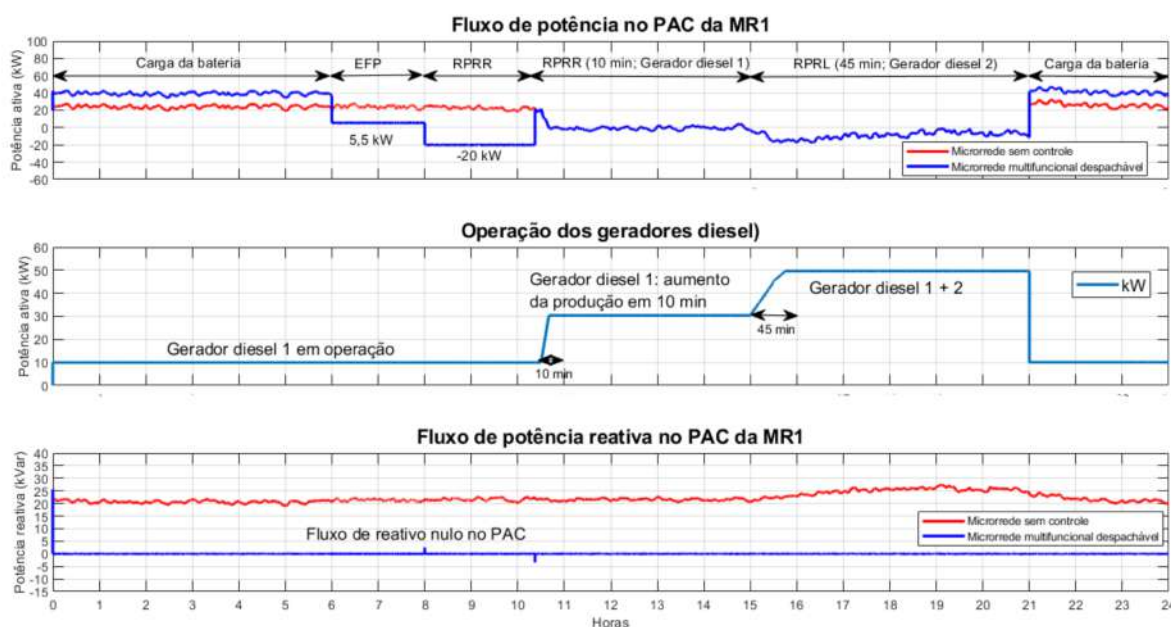
Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

Cada banco de bateria tem capacidade de 22,5 kW / 168,75 kWh. O gerador a diesel 1 tem uma produção constante de 10 kW e pode acelerar até 30 kW em 10 minutos. O gerador a diesel 2 é um sistema de *backup* com 20 kW de potência. Esta situação permite à MR exportar potência para a rede a montante por mais tempo do que no estudo de caso # 3. Para a MR despachável, os SAs fornecidos pelo SGE são o reserva de potência de resposta

rápida, reserva de potência de resposta lenta, estabilização do fluxo de potência, CPR, definidos na posição “L” e “T” das Figuras 10 e 11, respectivamente. Aproximadamente 10% da energia disponível na bateria é reservada para o serviço estabilização do fluxo de potência, 30% para o serviço reserva de potência de resposta rápida, 50% para efeitos de preservar maior vida útil das baterias e 10% para evitar riscos de sobrecarga. O valor inicial do SoC é de 66% e os resultados são mostrados nas Figuras 53 (Fluxo de potência no PAC), 54 (Potência e SoC da bateria e coeficientes escalares do CBP) e 55 (Perfis de tensão e corrente no PAC).

Após o procedimento de carga finalizado às 6 horas, o SA estabilização do fluxo de potência é utilizado para regular o fluxo de potência e com isso mitigar a intermitência das fontes renováveis e variações de carga no PAC, conforme mostrado no gráfico superior da Figura 53. Para isso, o CCMR configura $P_G^* = 5,5kW$ de 6 até 8 horas. Em seguida, define-se $P_G^* = -25,5kW$ para oferecer suporte à rede de distribuição a montante através da injeção de potência no período de 8 até as 10 horas e 30 minutos.

Figura 53 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #4.

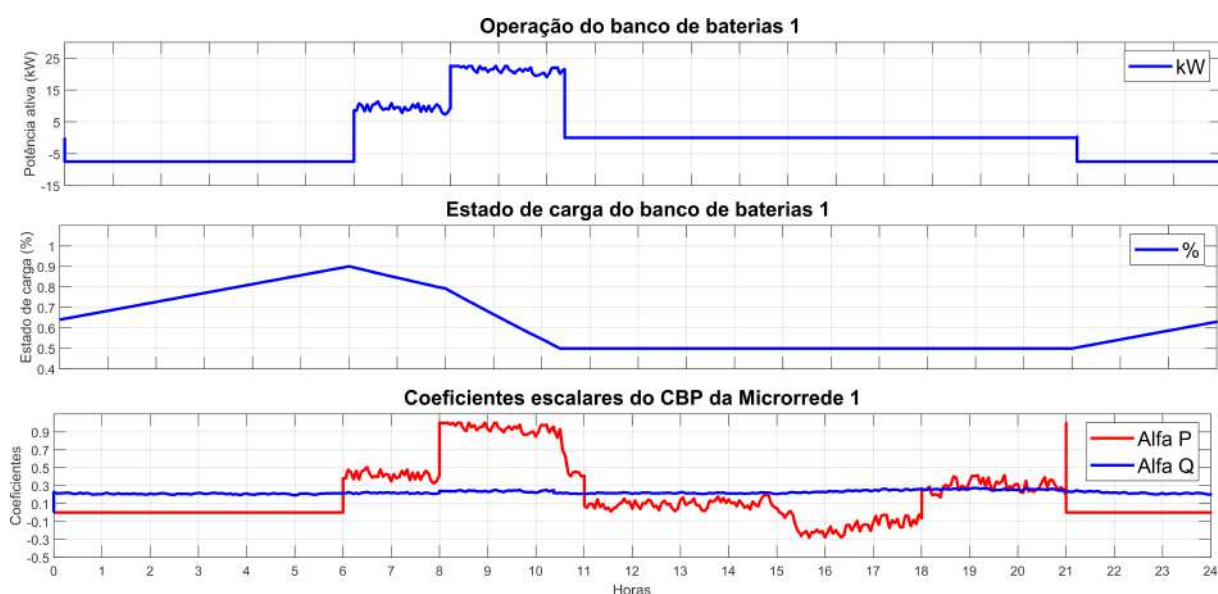


Fonte: Autor 2022.

Depois, o OSD requer mais reserva de potência para dar suporte à rede distribuição, uma vez que haverá ausência do gerador eólico da MT durante um período mais longo. Em seguida, o gerador a diesel 1 aumenta sua produção com dinâmica de resposta de 10 minutos de 10 para 30 kW, enquanto o gerador 2 leva a dinâmica de resposta de 45 minutos para entrar em operação, totalizando uma produção de 50 kW com os geradores diesel da MR. Tais resultados são mostrados na Figura 53. O CCMR comanda a contribuição da geração a diesel, mas não há mitigação da intermitência das energias renováveis e cargas,

por definição. O gerador a diesel 2, como reserva de potência de resposta lenta, é usado após toda reserva de potência de resposta rápida ser ativada. A reserva de potência de resposta lenta pode operar por horas e até dias, contudo, não está associada ao funcionamento dos bancos de baterias. A disponibilidade de combustíveis e equipamentos são importantes neste contexto. Por fim, o CPR é executada através do controle do fluxo de potência reativa em zero enquanto os demais serviços operaram. Devido a esta operação, os bancos de baterias descarregam até seu limite mínimo de SoC, conforme mostrado no gráfico intermediário da Figura 54.

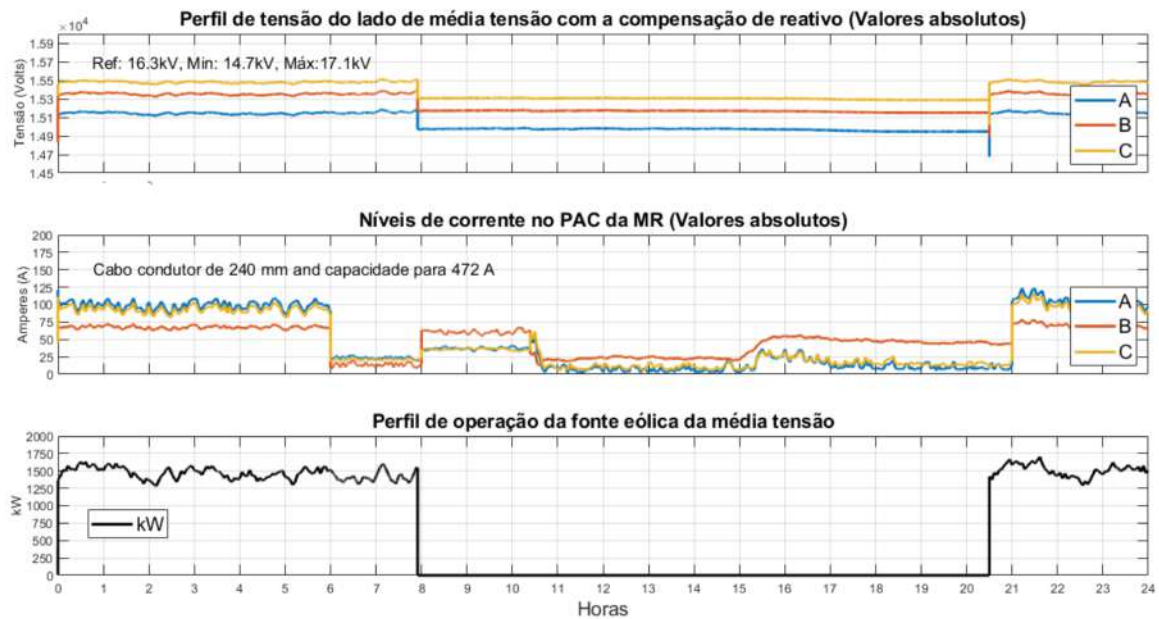
Figura 54 – Potência entregue pelo banco de bateria 1 de chumbo-ácido, Evolução do SoC e dos coeficientes escalares do CBP do caso #4.



Fonte: Autor 2022.

Na parte superior da Figura 55 são identificados os níveis de tensão na rede de média tensão, bem como na imagem do meio da Figura 55 o perfil de corrente no PAC da MR, ambos em valores absolutos. Verifica-se que são alcançados valores dentro dos limites técnicos apresentados por (STANDARD et al., 2010) para o caso da tensão e por (CIGRE, 2009) para o caso do módulo da corrente, contudo, é notório o efeito da queda de tensão apresentada na rede de MT em função do transiente mais longo ocorrido em função da falta de operação do gerador eólico da rede média tensão, conforme descrito na parte inferior da Figura 55. Também verifica-se através dos níveis de corrente, os esforços da MR1 no sentido de cooperar a rede de MT nesse momento de necessidade.

Figura 55 – Perfil de tensão do lado de média tensão e correntes no PAC da MR1 (Valores absolutos) do caso #4.



Fonte: Autor 2022.

5.2 Resposta agregada de microrredes despacháveis

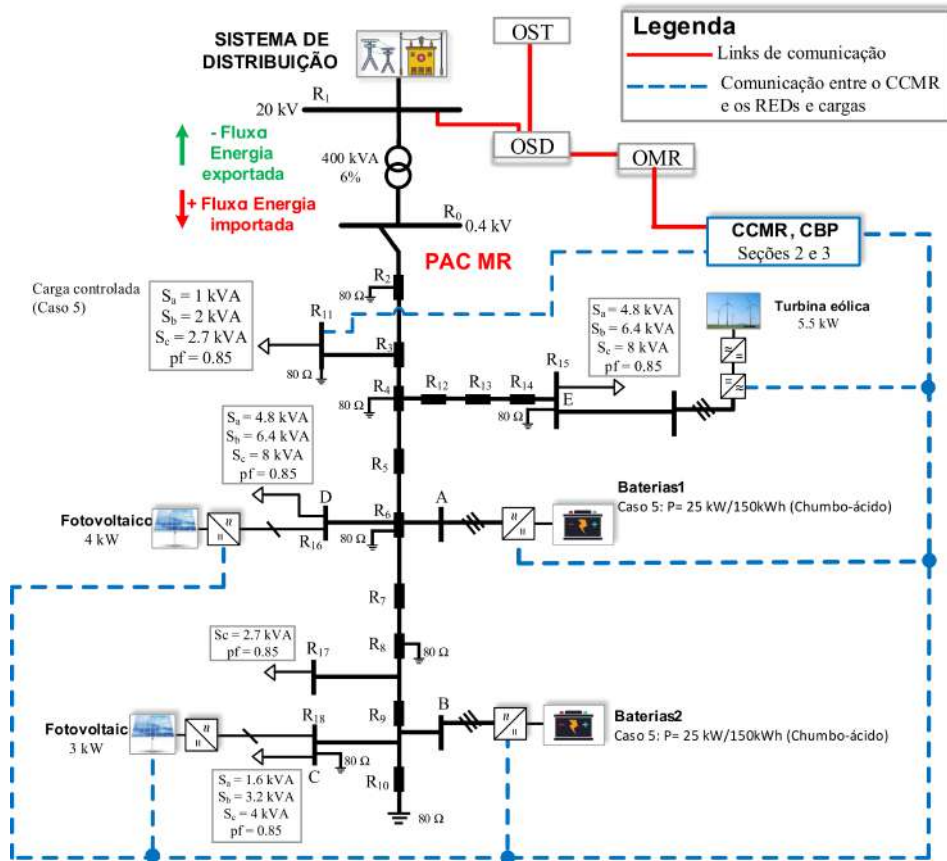
Nessa seção são avaliadas respostas agregadas de MRs no fornecimento de SAs. O caso de estudo # 5 aborda a resposta agregada das MRs despacháveis e multifuncionais de BT orientadas para serviços de suporte à rede de distribuição, enquanto que o caso de estudo # 6 considera a resposta agregada de MRs despacháveis multifuncionais orientadas tanto para serviços autônomos, quanto para de suporte à rede de distribuição. No caso de estudo # 7 a resposta agregada de MRs é avaliada durante a ausência de geração na MT. O caso de estudo # 8 considera a resposta agregada de MRs em condições distintas de incentivos, bem como durante falhas da rede à montante. O serviço suporte de potência reativa é considerado em todos os cenários. Os parâmetros dos bancos de baterias são 25kW/150kWh (casos #5 #6 #7 #8).

5.2.1 Caso de estudo 5: Resposta agregada de microrredes multifuncionais e despacháveis orientadas para serviços de suporte à rede de distribuição

O quinto estudo de caso visa comparar a resposta agregada de MR multifuncionais despacháveis, em um contexto de STE, com um cenário onde as MRs não tem nenhum tipo de controle, ou seja, SGE e CBP. Para as MRs sem controle, as fontes intermitentes injetam sua potência disponível, enquanto as baterias estão no modo de operação em espera. Os SAs são selecionados conforme seção 3, de forma que alguns ocorrem con-

comitantemente. Nesse caso, no período de geração fotovoltaica (de 9 a 17 horas) há menor demanda da rede de distribuição, enquanto que o contrário ocorre no período de alta demanda de carga (de 18 a 21 horas). São utilizados bancos de baterias chumbo-ácido com os seguintes parâmetros 25kW/150kWh e o SoC inicial é 66 %. A Topologia da MR1 para esse cenário é apresentada na Figura 56 e para a MT é apresentada na Figura 57.

Figura 56 – Topologia da MR1 para o estudo de caso #5.

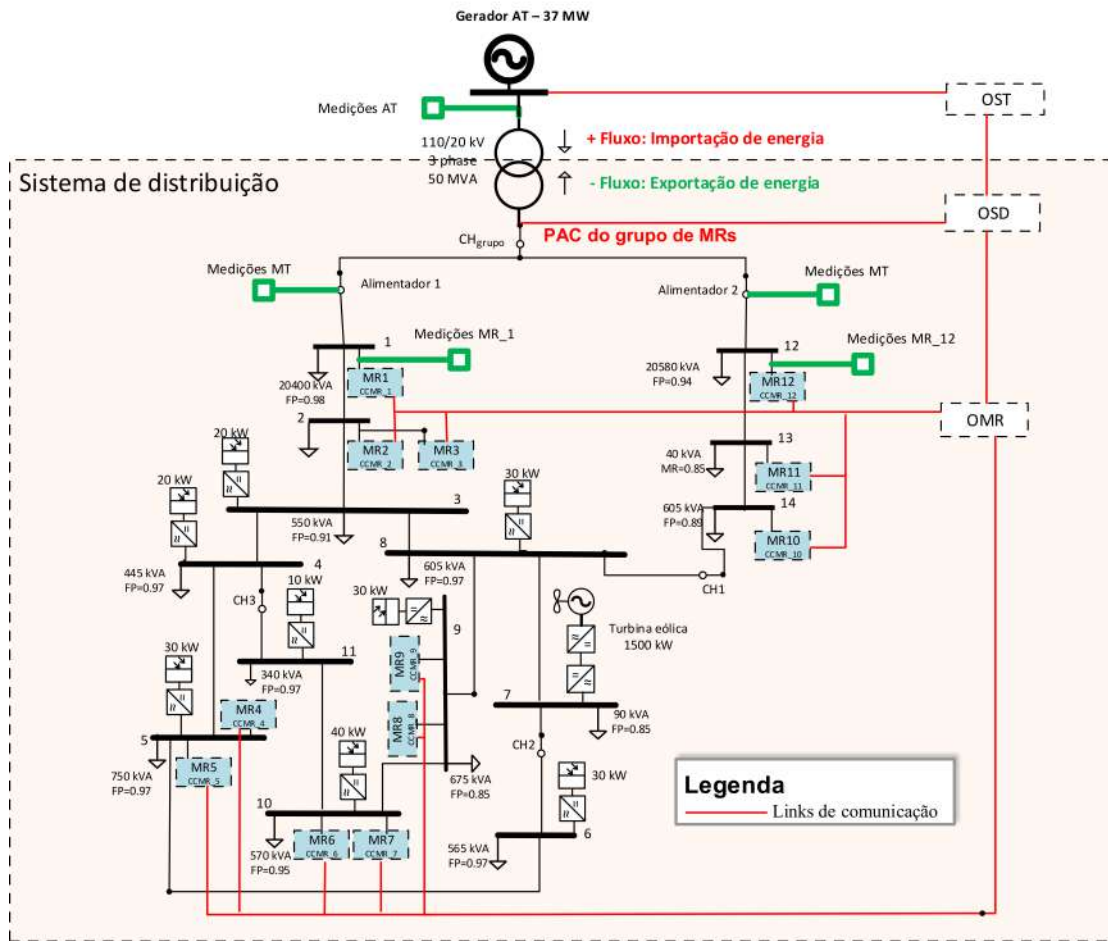


Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

As cargas 1 e 12 da MT estão em 20% da sua capacidade máxima de consumo. A carga controlada da MR pode desligar até 2 kW a qualquer tempo, a depender do sinal de preço recebido. Não há geradores a diesel em funcionamento. A rede de MT possui doze MRs despacháveis, de forma que cada MR possui as características do *benchmark* do CIGRE para a BT conforme descrito na Seção 4.3. Os resultados são mostrados nas Figuras 58 (Fluxo de potência no PAC), 59 (Tensão e corrente no PAC da MR1), 60 (Potência e SoC da bateria, coeficientes escalares do CBP e perfil da carga controlada da MR1), 61 (potência proveniente do rede de alta tensão) e 62 (Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 12 da média tensão).

A rede de AT é representada por um gerador de 37 MW de capacidade, com custos de operação com perfil polinomial, conforme indicado nas equações 3.38 e 3.39 para potência ativa e reativa, respectivamente. Os coeficientes relacionados à potência ativa são:

Figura 57 – Topologia da rede de média tensão para o estudo de caso #5.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

$\alpha_i^P = 0,025$, $\beta_i^P = 3$, $\gamma_i^P = 0$, enquanto, $\alpha_i^Q = 0,025$, $\beta_i^Q = 0$, $\gamma_i^Q = 0$ são os coeficientes de custo referentes à potência reativa, retirados da referência (ALSAC; STOTT, 1974) para um gerador de mesma potência. Com o objetivo de reduzir custos do sistema, o OSD envia sinais de preços e de potência na tentativa de receber contribuições das MRs, conforme tabela 11 (Seção 3.2).

Tabela 11 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #5.

Sinal de preço	P_{GOSD}^{min} -kW (hora)	P_{GOSD}^{max} -kW (hora)	Q_{GOSD}^{min} -kVar (hora)	Q_{GOSD}^{max} -kVar (hora)
$\mu^P < \theta^P$ (1-24)	240 (1-6); 120 (7-16)	600 (1-6,22-24); 120 (7-13)	0 (1-24)	0 (1-24)
$\mu^Q < \theta^Q$ (1-24)	12 (17-21); 240 (22-24)	360 (14-16); 12 (17-21)		

Fonte: Autor 2022.

A Tabela 12 mostra os sinais de preços recebidos pelo CCMR, bem como as potências mínimas e máximas desejadas no PAC da MR1, após coordenação do OMR a pedidos do OSD, onde $\Phi=1$ (Seção 3.2). Os preços para SAs (θ^P ; θ^Q) são maiores que os preços de mercado (μ^P ; μ^Q), tanto para a potência ativa quanto para potência reativa. Por outro lado, os preços de mercado são maiores que os custos da MR para prover SAs relacionados à potência ativa e reativa (δ^P ; δ^Q). Nesse contexto, a MR1 visará maximizar os seus lucros

através da interação com a rede de distribuição, resultando em $S=0$ a todo momento (ver seção 3.3.3).

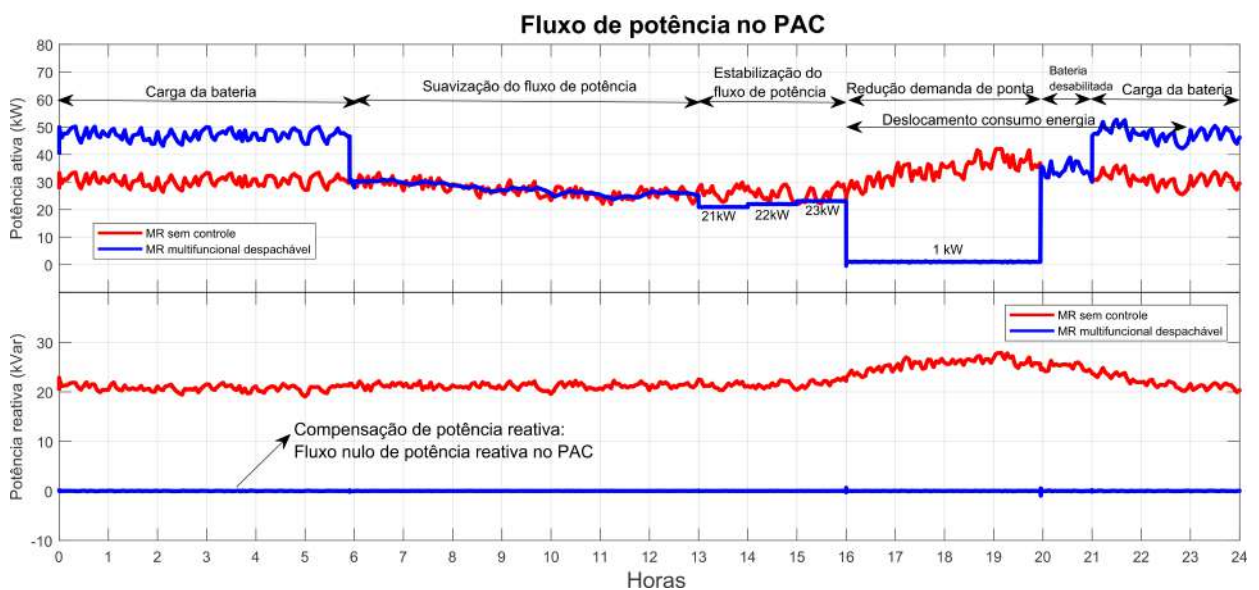
Tabela 12 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #5.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	Q_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P$ (1-24)	20 (1-6); 10 (7-16)	50 (1-6,22-24); 10 (7-13)	0 (1-24)	0 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q$ (1-24)	1 (17-21); 20 (22-24)	30 (14-16); 1 (17-21)		

Fonte: Autor 2022.

Na Figura 58, a curva vermelha representa o fluxo de potência da MR1 sem controle, como condição de referência para fins de comparação, e a curva azul mostra o fluxo de potência considerando o CBP e o SGE proposto. Considerando a MR1 despachável, a carga das baterias ocorre durante o período de 21 a 6 horas, considerando uma potência de carga de 8,33 kW conforme mostrado na Figura 60. Após o procedimento de carga com duração de 9 horas, o banco de baterias atinge 100% do valor do SoC e então o SGE seleciona o serviço de suavização do fluxo de potência até as 13 horas. Ele mitiga a flutuação de potência na rede a montante e mantém o valor SoC médio aproximadamente constante. Após o serviço estabilização do fluxo de potência é selecionado de 14 a 16 horas para controlar o fluxo de potência em 21 kW, 22 kW e 23 kW, respectivamente. A variabilidade do fluxo de potência no PAC é eliminada. A redução demanda de ponta ocorre até 20 horas via CBP, quando as baterias atingem seus limites (ver Figura 60) para controlar o fluxo de potência em 1 kW. O serviço CPR é alcançado ao longo da simulação, como pode ser visto na Figura 58 em que a potência reativa através do PAC é sempre próxima a zero.

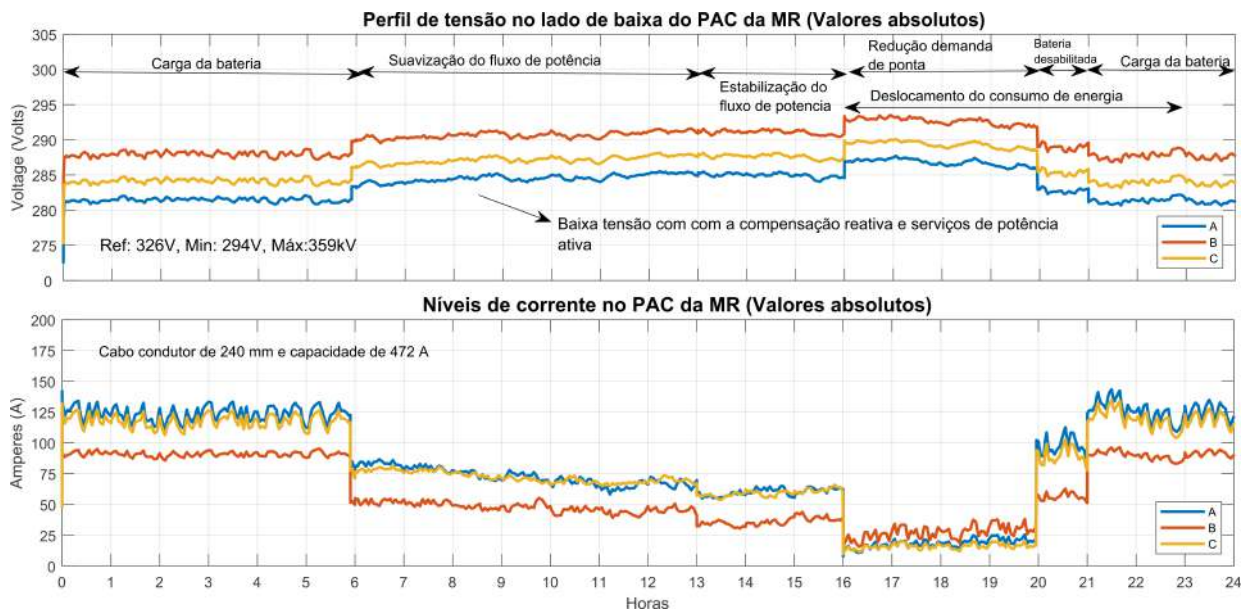
Figura 58 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 no estudo de caso #5.



Fonte: Autor 2022.

A Figura 59 mostra os perfis de tensão e corrente da MR1 medidos em seu PAC em valores absolutos. As tensões são assimétricas devido às cargas desequilibradas conectadas às redes AT e MT. As tensões estão próximas do valor mínimo de 294 V (STANDARD et al., 2010), e pode-se notar uma melhora durante o serviço redução demanda de ponta.

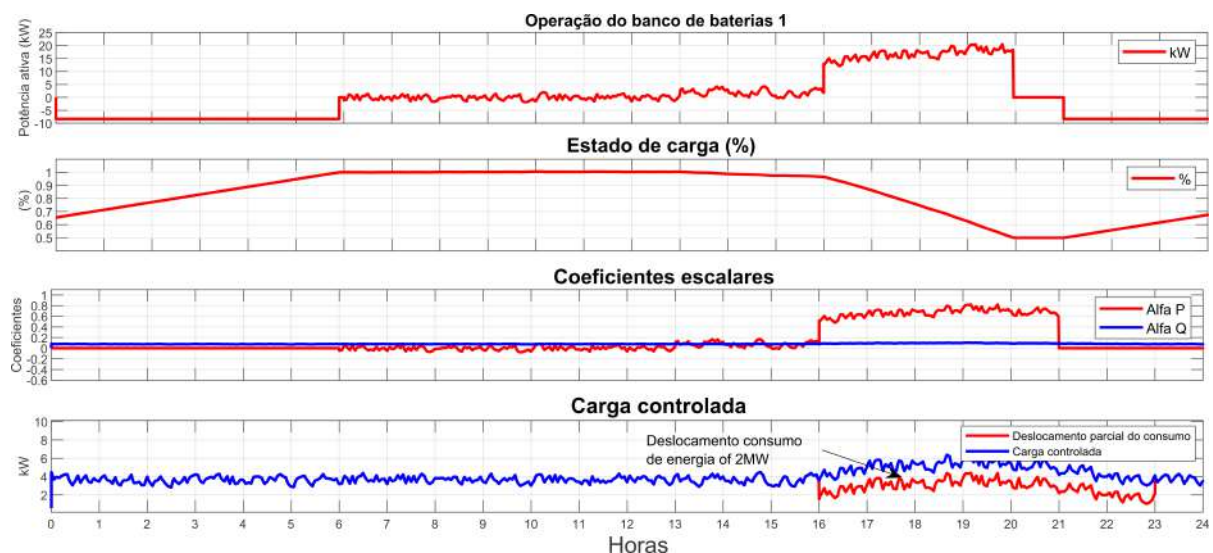
Figura 59 – Perfil de tensão do lado de baixa tensão e correntes no PAC da MR1 (Valores absolutos) do caso #5.



Fonte: Autor 2022.

No gráfico inferior da Figura 60 pode-se observar a potência ativa consumida pela carga controlável, que se desloca 2 MW, conforme o serviço de deslocamento do consumo de energia que é oferecido durante o período de 16 a 23 horas.

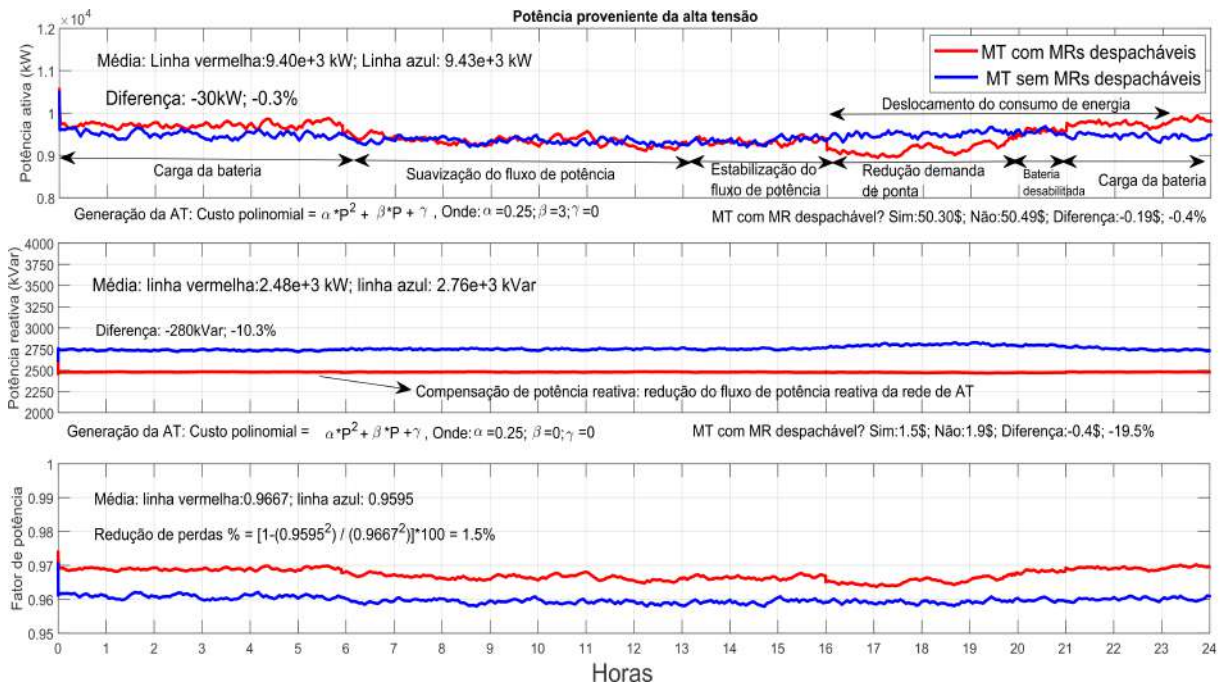
Figura 60 – Potência e SoC da bateria, coeficientes escalares do CBP e perfil da carga controlada da MR1 do caso #5.



Fonte: Autor 2022.

Nas Figuras 61 e 62 é possível ver os efeitos sistêmicos da resposta agregada das MRs despacháveis ao realizar coordenadamente SAs para a rede de distribuição ($\sum^n P_G^*$; $\sum^n Q_G^*$). No gráfico superior da Figura 61 há o perfil de potência da rede AT que alimenta o sistema de distribuição. A potência máxima exigida é de aproximadamente 10 MW, o que é suportado pela capacidade de envio de potência da AT de 37 MW. A linha vermelha representa a potência para abastecer a rede de MT com MRs despacháveis e a linha azul representa a mesma rede, mas sem quaisquer MRs despacháveis. A carga da bateria das doze MRs pode ser notada no perfil de potência ativa, bem como o serviço de redução demanda de ponta. Os serviços deslocamento do consumo de energia, estabilização do fluxo de potência e suavização do fluxo de potência são perceptíveis apenas localmente no PAC da MR (Figuras 58 e 60) e não podem ser notados pela rede de AT (Figura 61). A diferença média entre a linha vermelha (ou seja, MT com MRs despacháveis) e a linha azul (ou seja, MT sem MRs despacháveis) é de 30 kW (-0,3%), mostrando que os custos foram reduzidos em 0,19\$ por hora de operação (-0,4%). A CPR das MRs permite uma redução média do fluxo de potência reativa da rede AT em 280 kVar (-10,3%), o que também reduz os custos em 0,4 \$ por hora de operação (-19,5%). No gráfico inferior da Figura 61, há o perfil do fator de potência trifásico que aumentou de 0,9595 para 0,9667. A melhoria do fator de potência alivia o sistema de transmissão e melhora a eficiência operacional por meio da redução das perdas de potência em 1,5%.

Figura 61 – Potência proveniente da rede de AT para o caso #5.

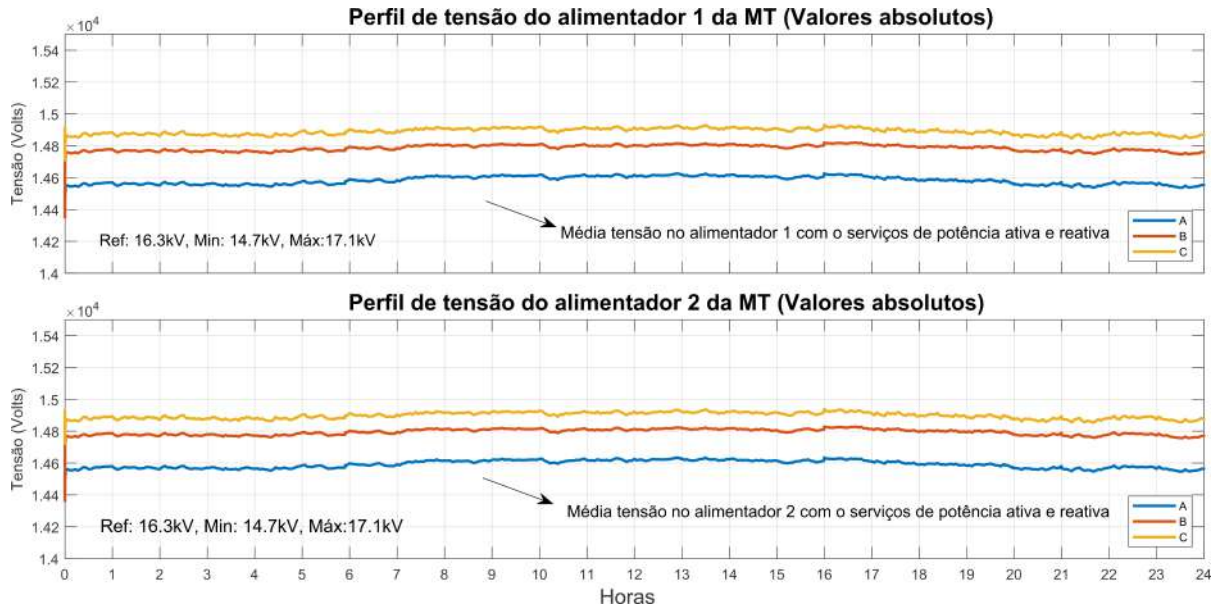


Fonte: Autor 2022.

A Figura 62 mostra os perfis de tensões das redes de MT (valores absolutos) medidos nos alimentadores 1 (Carga 1) e 2 (Carga 12). As tensões são assimétricas devido às cargas

conectadas às redes AT e MT que estão desequilibradas. Apenas a fase A está acima do mínimo de 14,7 kV (STANDARD et al., 2010), mesmo com o auxílio do CPR e serviços ativos.

Figura 62 – Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 12 da média tensão para o caso #5.



Fonte: Autor 2022.

5.2.2 Caso de estudo 6: Resposta agregada de microrredes despacháveis multifuncionais orientadas para serviços autônomos e de suporte à rede de distribuição

O sexto estudo de caso visa mostrar que as MRs do estudo de caso #5 são agentes independentes para oferecer seus SAs à rede montante e para si próprias. Além disso, o SGE da MR é avaliado ao suportar a rede a montante em eventos imprevisíveis para uma situação de sobrecarga, conforme indicado na topologia da rede de MT da Figura 63. Na rede MT, as cargas 1 e 12 estão com 40% de sua capacidade e no período de pico estão com 80%. A carga controlável da MR pode desligar até 3 kW, dependendo do sinal de preço. A Tabela 13 indica os limites de potências e sinais de preços indicados pelo OSD para o OMR.

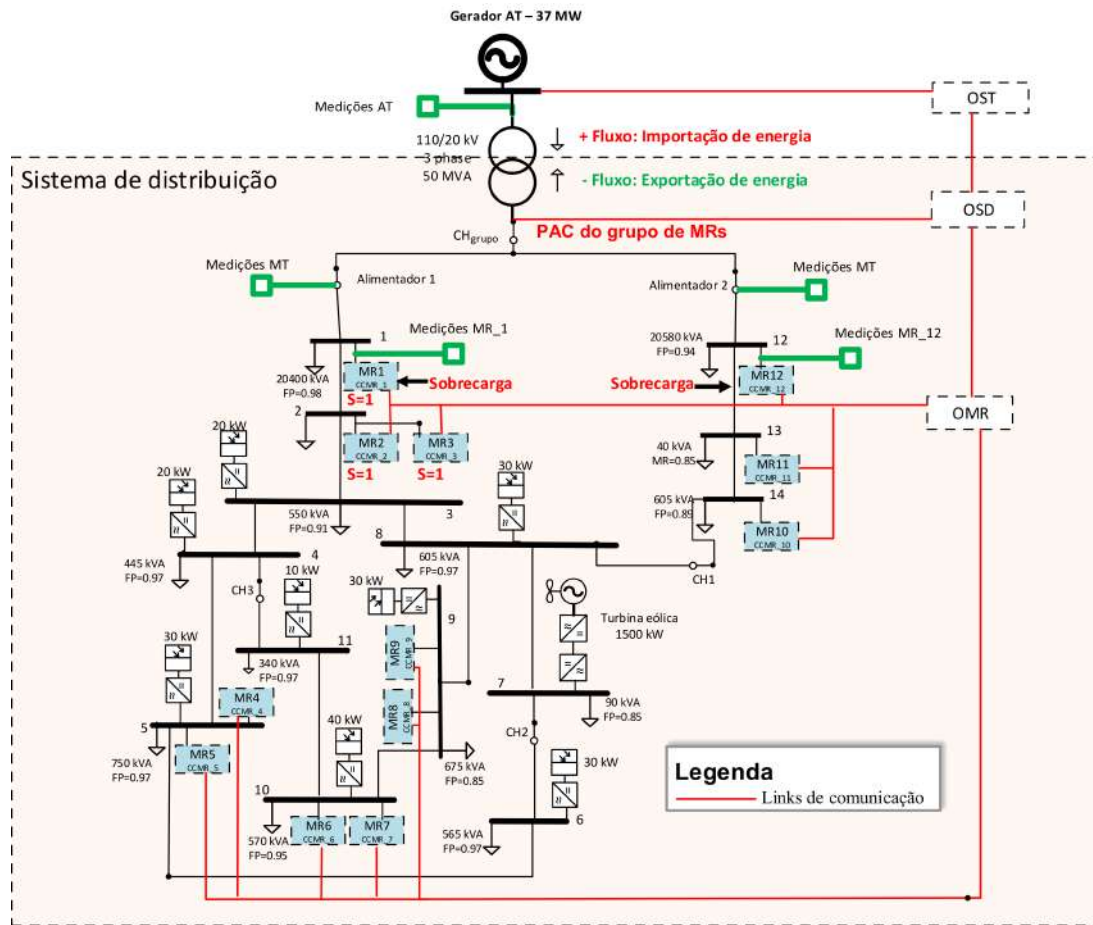
Tabela 13 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #6.

Sinal de preço	P_{GOSD}^{min} -kW (hora)	P_{GOSD}^{max} -kW (hora)	Q_{GOSD}^{min} -kVar (hora)	Q_{GOSD}^{max} -kVar (hora)
$\mu^P < \theta^P(1-24)$	240 (1-6); 120 (7-16)	600 (1-6,22-24); 120 (7-13)	-120(1-17), -240(18-21)	0(1-11), -120(12-18)
$\mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-60 (17-21); 240 (22-24)	360 (14-16); -60 (17-21)	-120(22-24)	-240 (19-21); -120 (22-24)

Fonte: Autor 2022.

Já a Tabela 14 mostra os sinais de preço e a potência mínima e máxima aceitáveis coordenadas pelo OMR após a solicitação de OSD e que são enviadas aos CCMRs. Observe que os valores adotados consideram $\Phi=1$. As MRs 1, 2 e 3 da Figura 63 preservam os seus

Figura 63 – Topologia da MR1 para o estudo de caso #6.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

bancos de baterias para serviços autônomos, além disso, em caso de desequilíbrio de tensão, o critério de segurança é habilitado para o serviço AC, então $S=1$. As demais MRs visam maximizar os seus lucros através da interação com a rede de distribuição, então $S=0$. Os resultados são mostrados nas Figuras 64 (Fluxo de potência no PAC das MRs 1 e 12), 65 (Tensão e corrente nos PACs das MR1 e MR12), 66 (Potência e SoC da bateria, coeficientes escalares do CBP e perfil da carga controlada da MR1 e MR12), 67 (potência proveniente do rede de alta tensão) e 68 (Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 12 da média tensão).

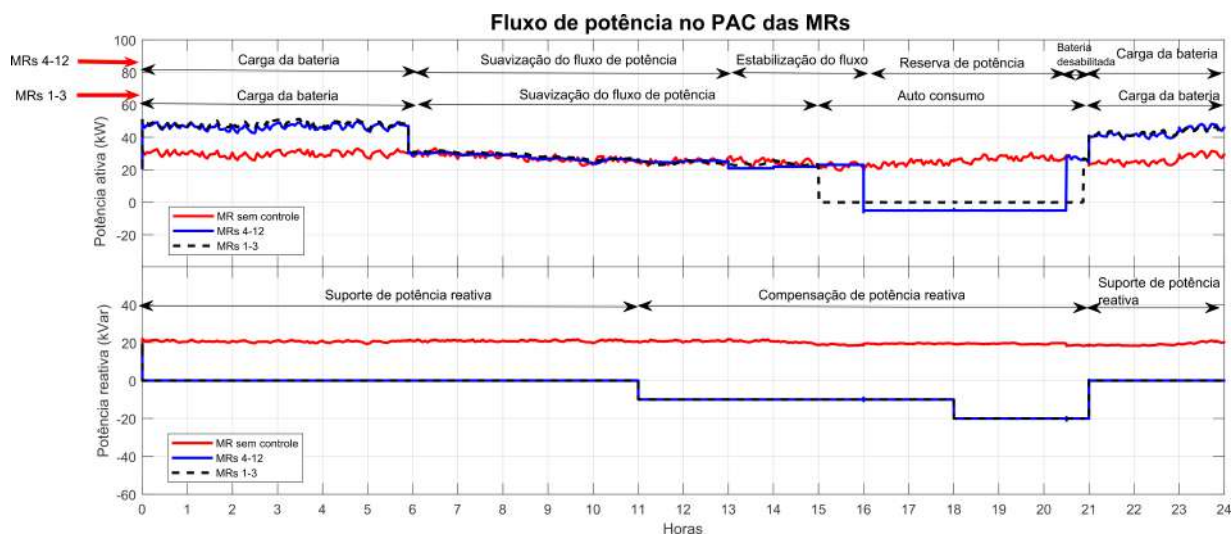
Tabela 14 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #6.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	Q_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 10 (7-16),	50 (1-6); 10 (7-13), 30 (14-16)	-10 (1-17); -20(18-21)	0 (1-11); -10 (12-18)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-5 (17-21); 20(22-24).	-5(17-21), 50 (22-24).	-10(22-24)	-20 (19-21); -10 (22-24)

Fonte: Autor 2022.

Na Figura 64, em relação à MR12, após o procedimento de recarregamento programado localmente para finalizar às 6 horas, a suavização do fluxo de potência é usada principalmente para regular o fluxo de potência e mitigar a intermitência das fontes renováveis e variações de carga no PAC da MR12. No período de 13 a 16 horas é realizado o serviço estabilização do fluxo de potência, regulando a potência da rede em um valor

Figura 64 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC da MR1 e MR12 no estudo de caso #6.



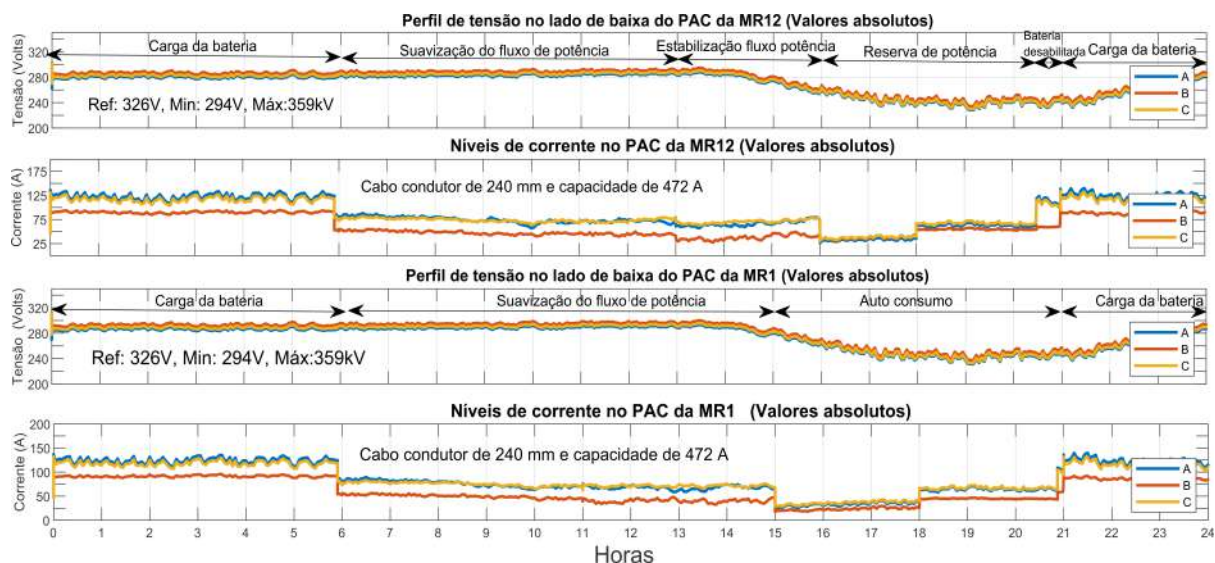
Fonte: Autor 2022.

constante, configurando no CCMR $P_G^* = 21\text{kW}$ de 13 a 14 horas, $P_G^* = 22\text{ kW}$ de 14 a 15 horas e $P_G^* = 23\text{kW}$ de 15 a 16 horas. Em seguida, é ajustado $P_G^* = -5\text{kW}$ para oferecer suporte à rede de distribuição a montante por meio da injeção de potência no período das 16 às 20:30 horas. Aqui, o SGE da MR12 suporta a rede distribuição com a reserva de potência de resposta rápida como uma resposta rápida a uma contingência (sobrecarga). Por outro lado, a MR1 preserva a energia de suas baterias em função do critério de segurança estabelecido e por isso oferece o SA de suavização do fluxo de potência de 7 a 15 horas. Em seguida, a MR1 percebe o desequilíbrio de tensão, mostrado no gráfico superior da Figura 65, e o SGE seleciona os critérios de segurança para habilitar AC, então $P_G^* = 0\text{kW}$.

Em termos de potência reativa todas as MRs apresentam o mesmo comportamento, durante 0 até 11 horas e de 21 até 24 horas a MR realiza CPR, em que $Q_G^* = 0\text{kVar}$. Durante o período de 11 até 21 horas, por solicitação de OSD, a MR realiza o serviço suporte de potência reativa para melhorar a qualidade de energia da rede a montante. O Q_G^* é definido para -10 kVar e -20 kVar no CCMR, respectivamente para 11 até as 18 horas e para 18 até as 21 horas. As MRs trocam potência reativa indutiva com a rede a montante, conforme mostrado no gráfico inferior da Figura 64. Tais serviços foram selecionados pelo SGE, conforme indicado na seção 3.3.

No gráfico inferior da Figura 66 está a potência ativa consumida para a carga controlável, que desloca 2 MW devido ao SA deslocamento do consumo de energia de 16 até 23 horas na MR12. Já a MR1 realiza o deslocamento do consumo de energia de 11 a 24 horas. Todos os perfis de correntes medidos nos PACs da MR1 e MR12, em valores absolutos, são suportados pela capacidade de carga de corrente do cabo condutor, conforme mostrado na Figura 66. O serviço suavização do fluxo de potência atenua a flutuação de potência para

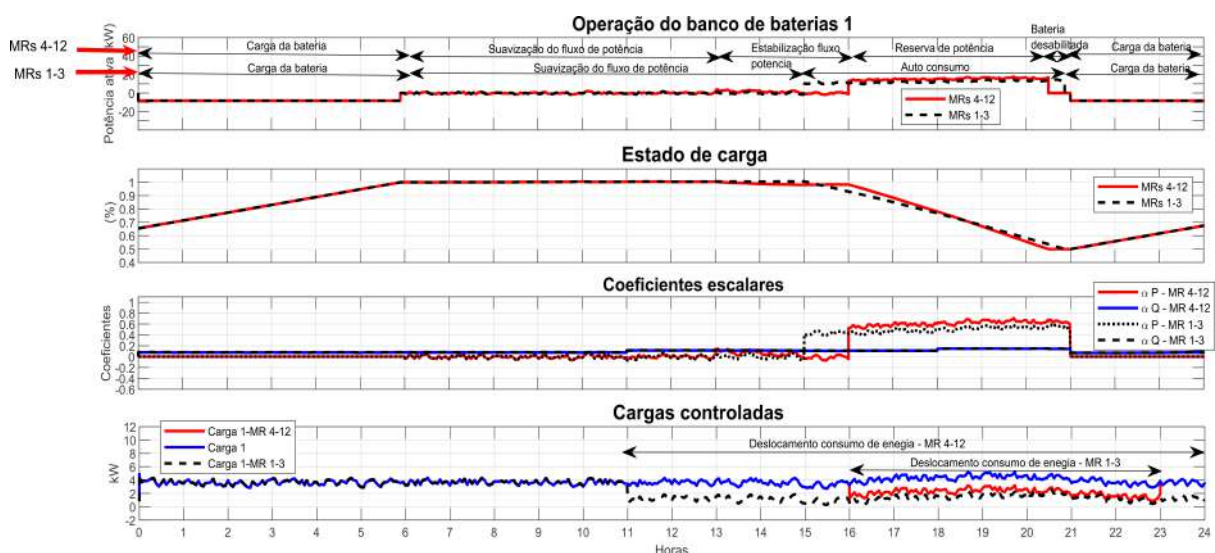
Figura 65 – Perfil de tensão do lado de baixa tensão do PAC e correntes no PAC da MR1 e MR12 (Valores absolutos) do caso #6.



Fonte: Autor 2022.

a rede a montante e mantém o valor SoC médio aproximadamente constante, conforme mostrado no gráfico superior da Figura 66.

Figura 66 – Potência e SoC da bateria, coeficientes escalares do CBP e perfil da carga controlada das MRs do caso #6.

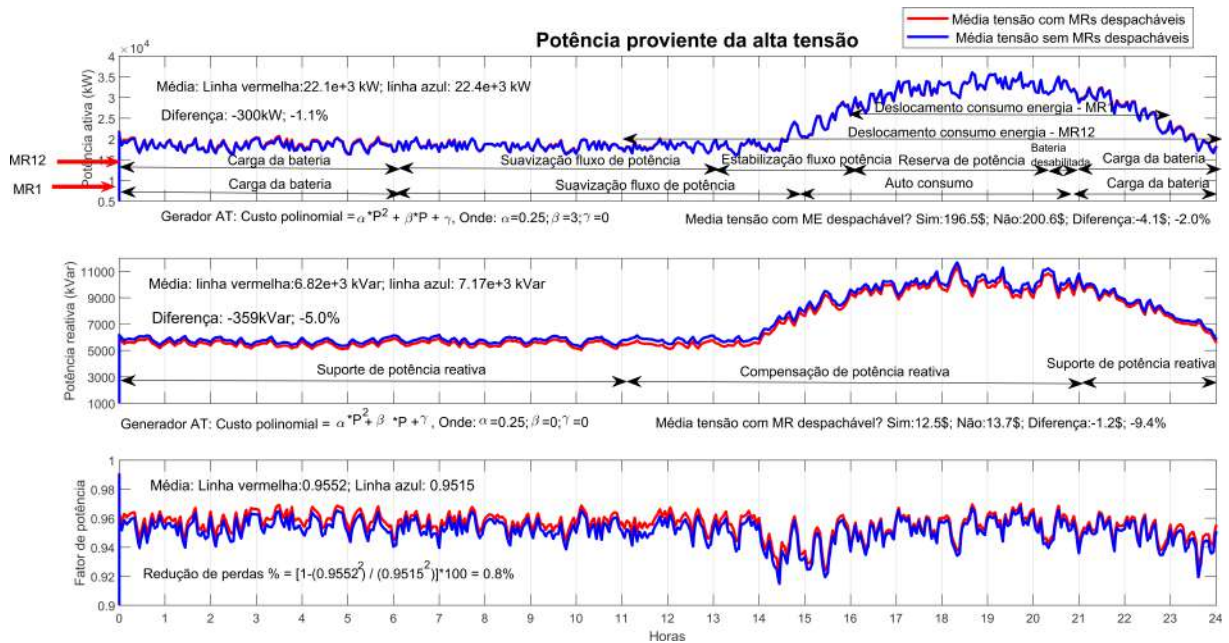


Fonte: Autor 2022.

A potência máxima exigida do gerador da AT está próxima da potência estabelecida para a capacidade de potência nominal de 37 MW, conforme mostrado no gráfico superior da Figura 67, no entanto, os esforços das MRs são quase imperceptíveis em termos de potência ativa. Mesmo assim, a diferença média entre a linha vermelha (rede de MT com MRs despacháveis) e a linha azul (rede de MT sem MRs despacháveis) é de 300kW (-1,1%),

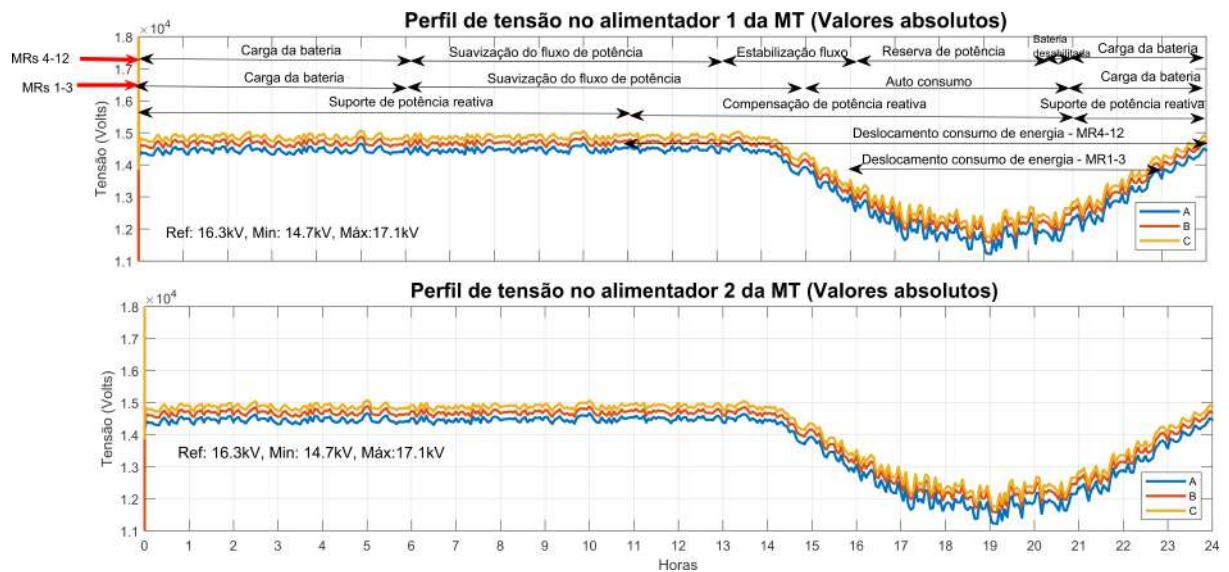
o que reduz os custos em 4,1 \$ por hora de operação (-2%). Já os serviços de potência reativa apresentam redução significativa do fluxo de potência reativa da rede AT em 359 kVar (-5,0%), o que também reduz os custos em 1,2 \$ por hora de operação (-9,4%). No gráfico inferior da Figura 67 o fator de potência trifásico aumenta de 0,9515 para 0,9552, reduzindo em 0,8% as perdas de potência.

Figura 67 – Potência proveniente da rede de AT para o caso #6.



Fonte: Autor 2022.

Figura 68 – Perfil de tensão dos alimentadores 1 e 12 da média tensão para o caso #6.



Fonte: Autor 2022.

Os perfis de tensões das redes de MT (valores absolutos) medidos nos alimentadores 1 e 2 são mostrados na Figura 68. Observa-se que há uma influência significativa das cargas

1 e 12 nas assimetrias de tensão no PAC das MRs. Observa-se também os esforços das MRs para conter os efeitos de sobrecarga com serviços de resposta agregadas para a rede distribuição.

Os resultados mostram que a estabilização do fluxo de potência elimina totalmente a variabilidade do fluxo de potência no PAC da MR12, o que melhora a qualidade de energia da rede a montante. O serviço suavização do fluxo de potência atenua a flutuação de potência para a rede a montante e mantém o valor SoC médio aproximadamente constante. Esses resultados mostram que a MR1 tem comportamento diferente para oferecer SAs em comparação com a MR12, apesar de ter as mesmas características. Quando adotado a resposta agregada das MRs houve redução das perdas de potência do sistema e de custos para a rede de distribuição.

5.2.3 Caso de estudo 7: Resposta agregada de microrredes multifuncionais durante ausência de geração na média tensão

O sétimo estudo de caso explora a capacidade dos SGEs das MRs em suportar a ausência da fonte eólica existente na MT durante o período de 13 até as 16 horas, conforme indicado na topologia da Figura 69 para a MR1 de BT e da Figura 70 para a MT. O objetivo desta análise é avaliar a eficácia da resposta agregada das MRs na rede de distribuição e o efeito que esse retorno pode gerar nas decisões tomadas pelo OSD. Foram considerados bancos de baterias com a tecnologia chumbo-ácido em todas as MRs, contudo com tamanhos distintos, a saber: banco de baterias das MRs 1, 2 e 3 com 25 kW/150kWh, banco de baterias das MRs 4, 5, 6, 7 e 8 com 150kW/900kWh e banco de baterias das MRs de 9, 10, 11 e 12 com 50kW/300kWh.

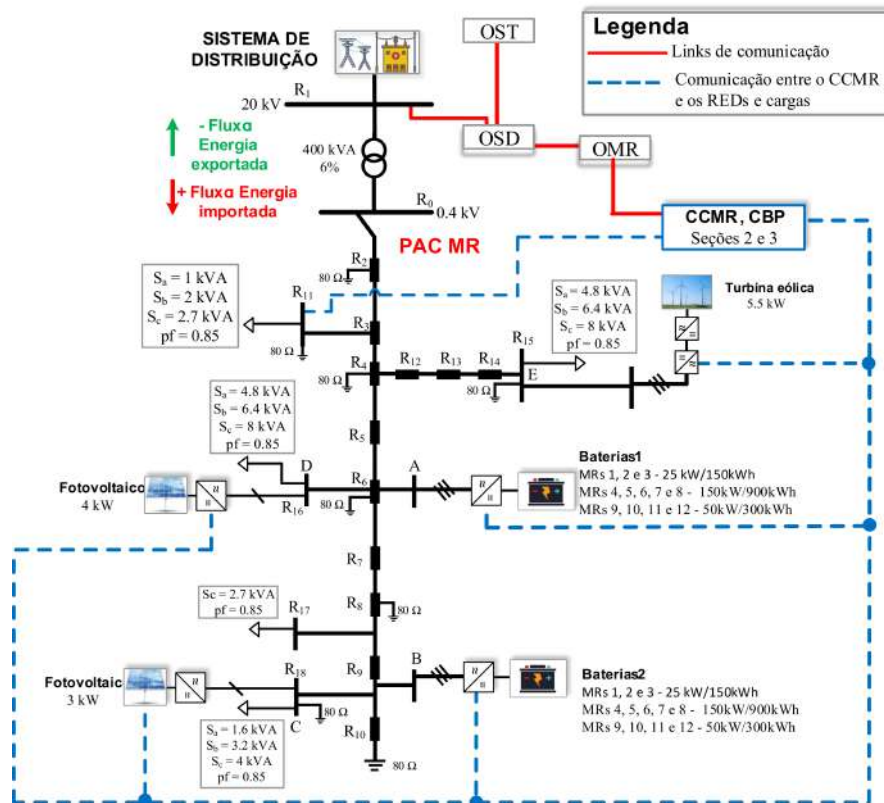
As contribuições das MRs são coordenadamente e proporcionalmente utilizadas pelo OMR para viabilizar potência à rede de MT, afim de cooperarem com a rede distribuição. Cada MR indica uma potência disponível ao OMR (Usina Virtual), conforme a disponibilidade de seus SAEs e ainda a necessidade de atendimento às próprias cargas (Seção 3.2). Assim as MRs indicam para o OMR suas disponibilidades de potência para até 3 horas de operação, como na Tabela 15, totalizando $\sum^n P_{MR}^{max} = -1560$ kW e $\sum^n Q_{MR}^{max} = -280$ kVar.

Tabela 15 – Disponibilidade de potência para o OMR indicadas pelas MRs em seus PACs.

MGs	P	Q
1-3	-20	0
4-8	-220	-40
9-12	-100	-20

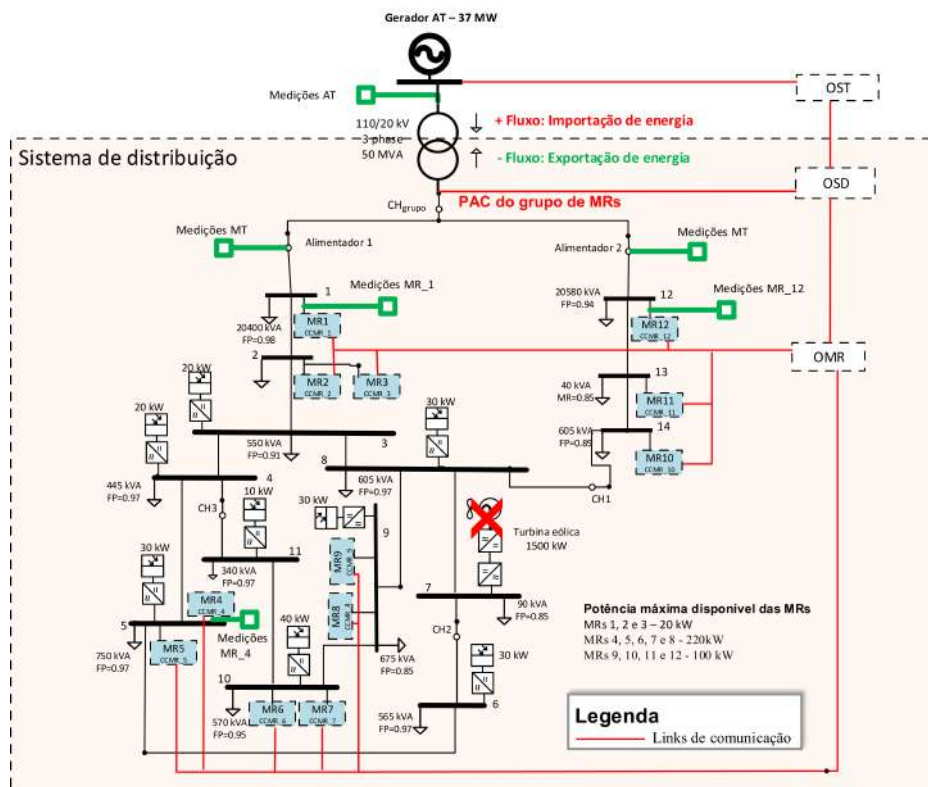
Fonte: Autor 2022.

Figura 69 – Topologia da rede baixa tensão adaptada do *benchmark* do CIGRE para estudo de caso #7.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

Figura 70 – Topologia da rede de média tensão para o estudo de caso #7.



Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

A Tabela 16 indica os sinais de preços e limites de potência indicados pelo OSD para o OMR. As Tabelas 17, 18 e 19 mostram os sinais de preço e as potências mínimas e máximas nos PACs das MRs gerenciadas pelo OMR após a solicitação de OSD. Nesse estudo de caso, não é considerado a contribuição das MRs entre 13 e 14 horas, assim como é mantida a contribuição das mesmas a partir das 16 horas, de forma que há a partir disso, a operação do gerador eólico concomitantemente à disponibilidade de potência à rede de distribuição pelas MRs despacháveis.

Os resultados são mostrados nas Figuras 71 (fluxo de potência no PAC das MRs e geração eólica na MT); 72, 73 e 74 (Potência, SoC dos bancos de baterias e coeficientes escalares do CBP); 75 (tensão no PAC das MRs), 77 (corrente no PAC das MRs) e 76 (Perfil de tensão no PAC do GMRs).

Tabela 16 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #7.

Sinal de preço	P_{GosD}^{min} -kW (hora)	P_{GosD}^{max} -kW (hora)	Q_{GosD}^{min} -kVar (hora)	Q_{GosD}^{max} -kVar (hora)
$\mu^P < \theta^P(1-24)$	240 (1-6); 360 (7-14),	600 (1-6); 480 (7-14),	-280 (1-24)	-280 (1-24)
$\mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-1500 (14-17); 360(18-24)	-1500 (14-17); 360(18-24)		

Fonte: Autor 2022.

Tabela 17 – Limites de potência no PAC das MRs 1, 2 e 3 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #7.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	P_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 30 (7-14)	50 (1-6); 40 (7-14)	0 (1-24)	0 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-19,23 (14-17); 30(18-24).	-19,23 (14-17); 30(18-24)		

Fonte: Autor 2022.

Tabela 18 – Limites de potência no PAC das MRs 4, 5, 6, 7 e 8 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #7.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	P_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 30 (7-14)	50 (1-6); 40 (7-14)	-40 (1-24)	-40 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-211,5 (14-17); 30(18-24).	-211,5 (14-17); 30(18-24)		

Fonte: Autor 2022.

Tabela 19 – Limites de potência no PAC das MRs 9, 10, 11 e 12 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e MRs no estudo de caso #7.

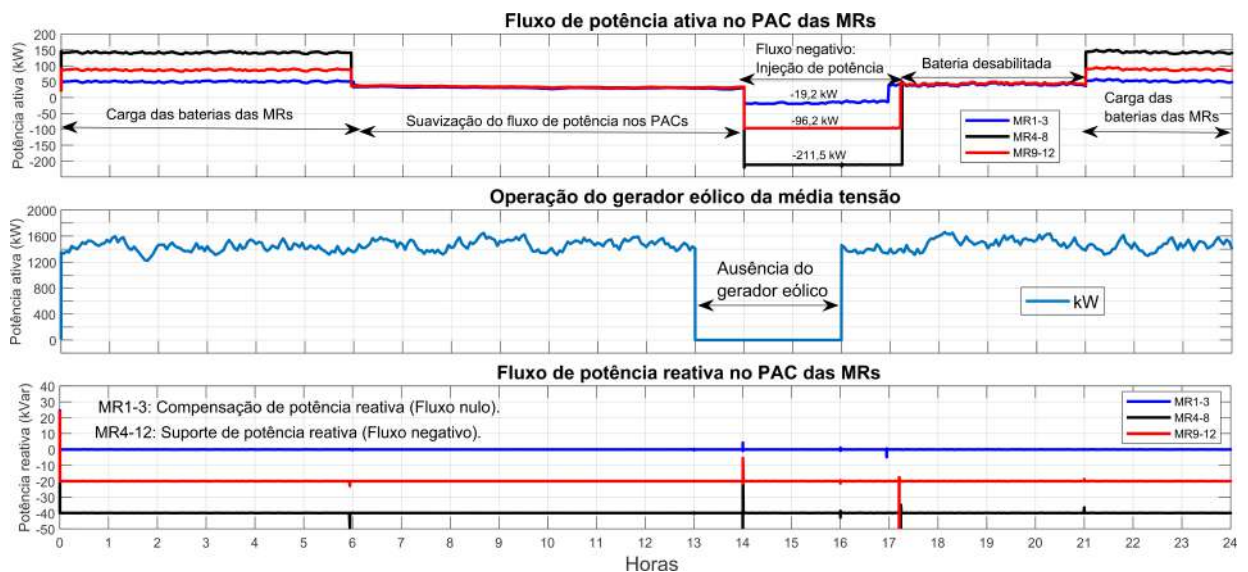
Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	P_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 30 (7-14)	50 (1-6); 40 (7-14)	-20 (1-24)	-20 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-96,15 (14-17); 30(18-24).	-96,15 (14-17); 30(18-24)		

Fonte: Autor 2022.

Na parte superior da Figura 71 é apresentado o fluxo de potência ativa no PAC das MRs. Após o procedimento de carga com duração de 9 horas, o banco de baterias atinge 100% do valor do SoC e então o SGE seleciona o serviço de suavização do fluxo de potência até as 14 horas, o que mitiga a variabilidade do fluxo de potência no PAC das MRs durante esse período mantendo o valor SoC médio aproximadamente constante, conforme mostrado no gráfico do meio das Figuras 72, 73 e 74. A partir das 14 horas as MRs injetam potência

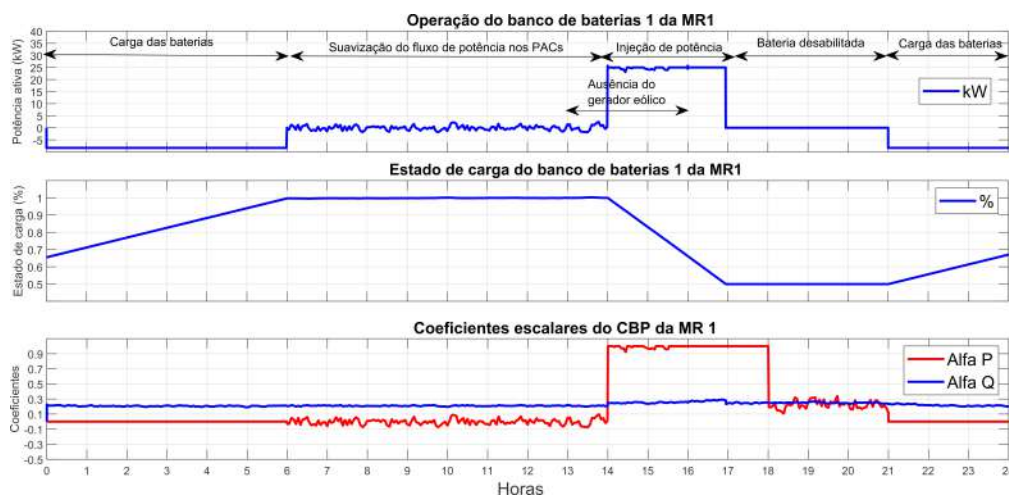
com o intuito de contribuir com a rede de distribuição, especialmente durante a ausência do gerador eólico, conforme indicado na parte do meio da da Figura 71. A contribuição das MRs é proporcional à sua disponibilidade de potência para ser injetada (i.e.; $\phi < 1$, seção 3.2, de forma que o SGEs das MRs 1 até 3 programam no CCMR P_G^* igual a 19,2 MW em cada, já as MRs 4 até 8 programam P_G^* para injetar 211,5 MW e as MRs 9 até 12 programam P_G^* para injetar 96,2 MW. Após as 17 horas os bancos de baterias ficam desabilitados por já terem entregue toda energia disponível, conforme observado na parte superior da Figura 72, 73 e 74. Pode-se observar nos gráficos inferiores das Figuras 72, 73 e 74 que os coeficientes α_P e α_Q do CBP chegam muito próximo da saturação durante o período de injeção de potência na rede, haja vista que o OMR fez uma distribuição proporcional das necessidades da rede distribuição. O serviço CPR é alcançado ao longo da simulação para as MRs 1 até 3, como pode ser visto na parte inferior da Figura 71 em que a potência reativa através do PAC é sempre próxima a zero. Já para as MRs 4 até 12 há a contribuição com a rede através da injeção de potência reativa via suporte de potência reativa.

Figura 71 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC das MRs e potência do gerador da MT no estudo de caso #7.



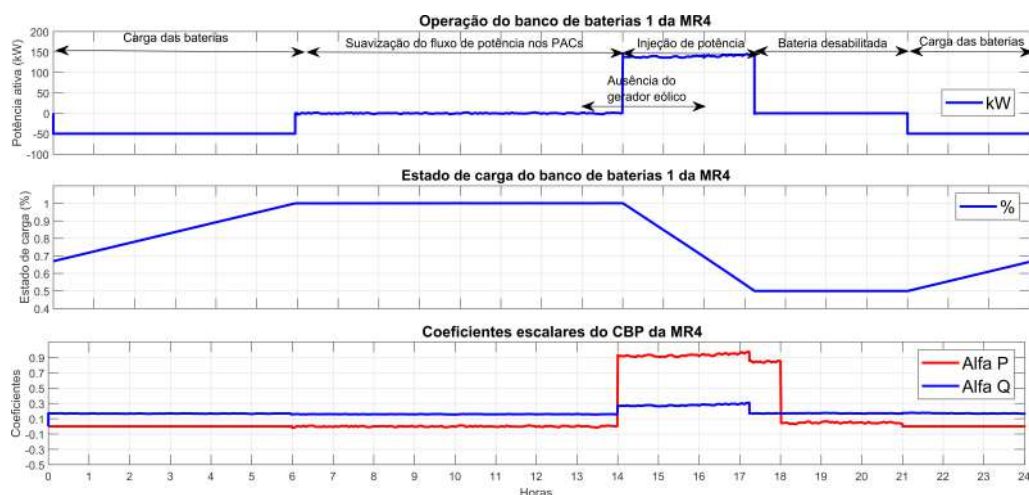
Fonte: Autor 2022.

Figura 72 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR1 do estudo de caso #7.



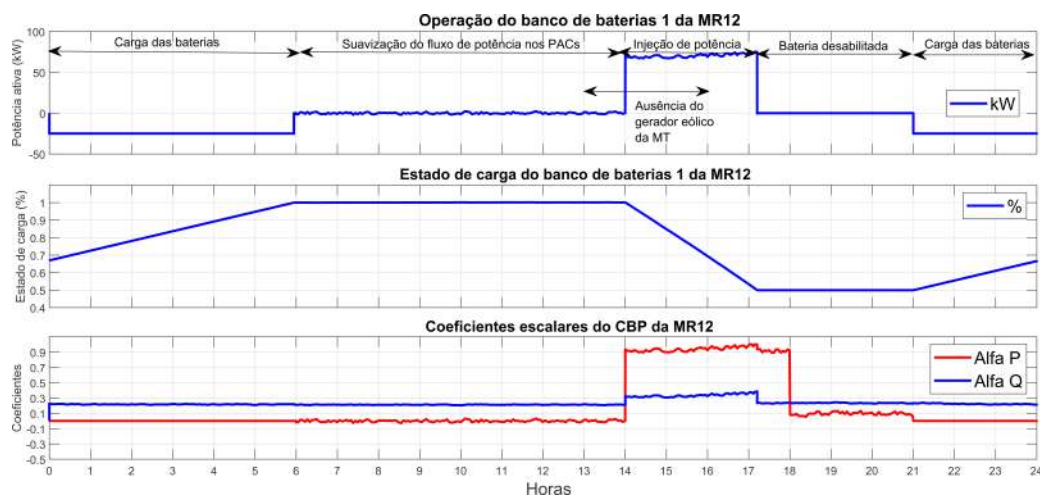
Fonte: Autor 2022.

Figura 73 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR4 do estudo de caso #7.



Fonte: Autor 2022.

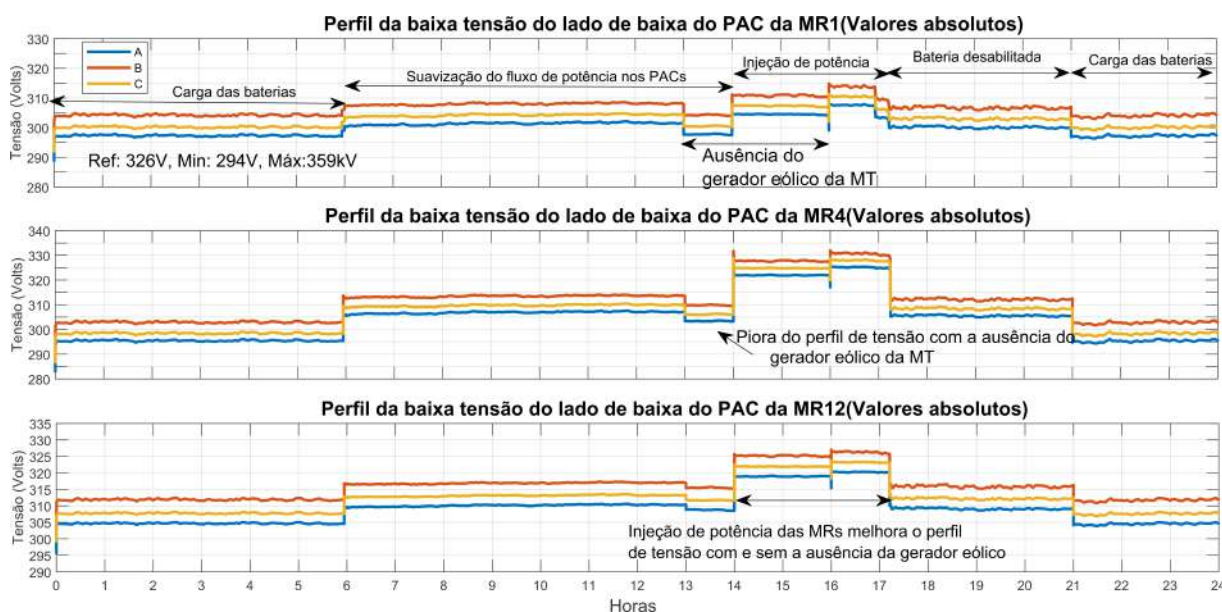
Figura 74 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR12 do estudo de caso #7.



Fonte: Autor 2022.

Na Figura 75 são apresentados os perfis das tensões nos PACs das MRs, onde se observa claramente a piora do perfil no horário entre 13 e 14 horas em que há ausência do gerador eólico da MT e não há injeção de potência pelas MRs. Em seguida observa-se a melhora do perfil no horário de 14 até as 16 horas, ainda com ausência da geração eólica na MT, contudo com as contribuições das MRs ativas através da injeção de potência na rede de distribuição.

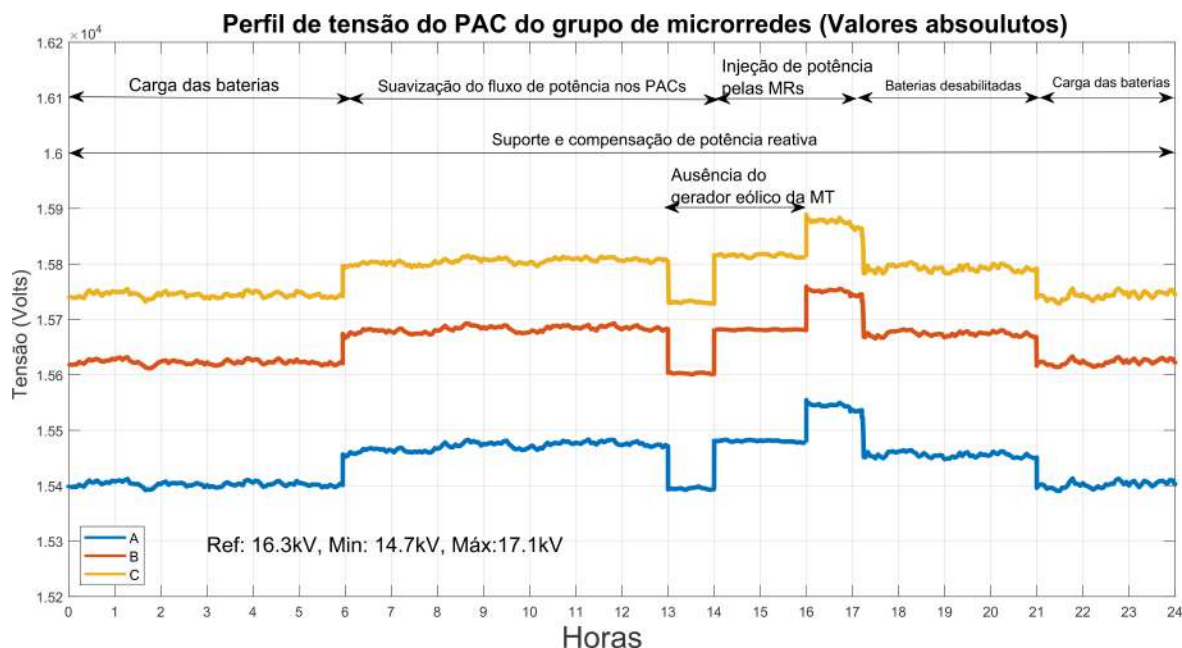
Figura 75 – Perfil da baixa tensão no PAC das MRs do estudo de caso #7 (Valores absolutos).



Fonte: Autor 2022.

Com o restabelecimento da geração eólica e manutenção da injeção de potência pelas MRs observa-se mais uma melhora no perfil de tensão após as 16 horas e até um pouco mais das 17 horas. As mesmas características são apresentadas no perfil de tensão do PAC do GMRs, conforme indicado na Figura 76. Esses resultados demonstram que a resposta agregada e coordenada da MRs pode contribuir com o aumento da qualidade da rede distribuição. Destaca-se também que o OSD pode mudar a sua decisão, por exemplo em relação à parada de equipamentos, em função do retorno que obtiver das contribuições das MRs.

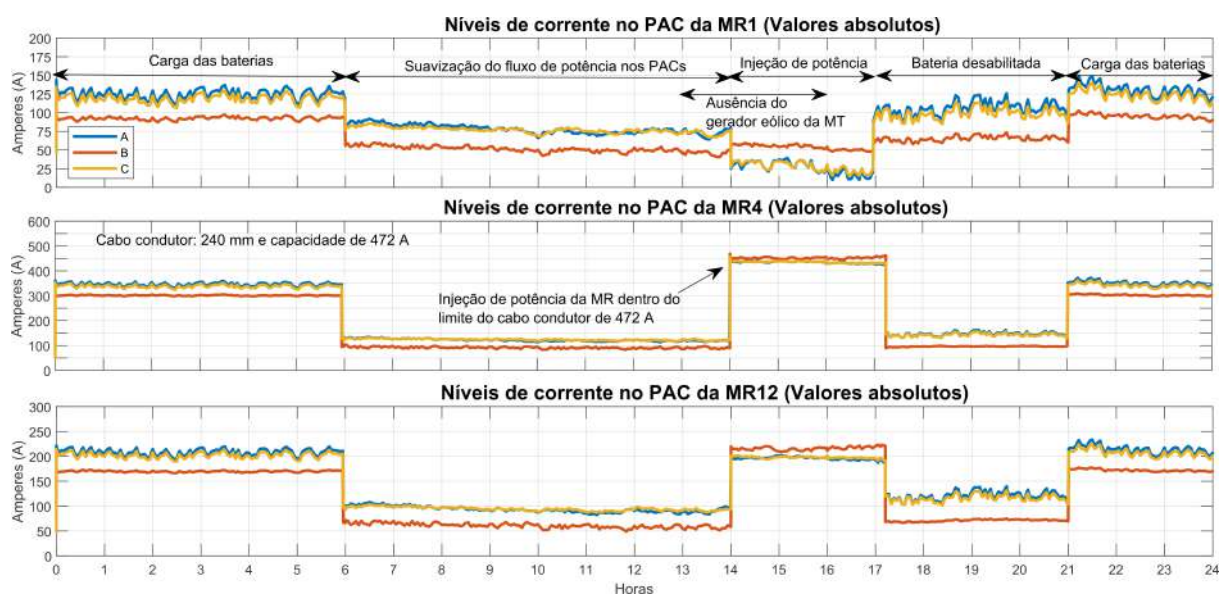
Figura 76 – Perfil de tensão no PAC do GMRs do estudo de caso#7.



Fonte: Autor 2022.

Na Figura 77 são apresentados os perfis de correntes medidos nos PACs das MRs, em valores absolutos, onde observa-se que a operação do estudo de caso #7 atende à capacidade de condução de corrente dos cabos condutores. Destaca-se porém que as MRs 4 até 8 que apresentam a maior capacidade de injeção de potência chegam muito próximo do limite do condutor de 472 A, o que pode limitar por exemplo a inclusão de outros SAEs nesses sistemas.

Figura 77 – Nível de corrente no PAC das MRs do estudo de caso #7 (Valores absolutos).



Fonte: Autor 2022.

5.2.4 Caso de estudo 8: Resposta agregada de microrredes multifuncionais em condições distintas de incentivos e durante falhas da rede à montante

O objetivo do oitavo estudo de caso é demonstrar que os sinais de preços podem levar ao OSD em mudar a sua decisão, em função do retorno que obtiver das contribuições das MRs. Para isso é adicionado no cenário do estudo de caso #7 preços diferentes com o intuito de que haja incentivos distintos pelas MRs e ainda é gerada uma falta trifásica na rede de AT, nesse caso na linha de sub transmissão de 110 kV que alimenta a rede de distribuição de MT. A ausência do gerador eólico da MT é mantida no período de 13 até as 16 horas da MT e por causa disso o OSD solicita 2000 kW de injeção de potência pelas MRs, assim OMR solicita as máximas contribuições das MRs nesses períodos, conforme Tabela 20. A topologia para a rede de MT é apresentada na Figura 78 e as Tabelas 21, 22 e 23 mostram os sinais de preço e as potências mínimas e máximas nos PACs das MRs gerenciadas pelo OMR após a solicitação de OSD.

Os resultados são mostrados nas Figuras 79 (fluxo de potência no PAC das MRs e geração eólica na MT); 80, 81 e 82 (Potência, SoC dos bancos de baterias e coeficientes escalares do CBP); 83 (corrente no PAC das MRs); 84 (tensão no PAC das MRs) e 85 (Perfil de tensão no PAC do GMRs).

Tabela 20 – Limites de potência no PAC e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OSD e OMR no estudo de caso #8.

Sinal de preço	P_{GOSD}^{min} -kW (hora)	P_{GOSD}^{max} -kW (hora)	Q_{GOSD}^{min} -kVar (hora)	Q_{GOSD}^{max} -kVar (hora)
$\mu^P < \theta^P(1-24)$	240 (1-6); 360 (7-14),	600 (1-6); 480 (7-14),	-280 (1-24)	-280 (1-24)
$\mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-2000 (14-17); 360(18-24)	-2000 (14-17); 360(18-24)		

Fonte: Autor 2022.

Tabela 21 – Limites de potência no PAC das MRs 1, 2 e 3 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #8.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	P_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 30 (7-14)	50 (1-6); 40 (7-14)	0 (1-24)	0 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-20 (14-17); 30(18-24).	-20 (14-17); 30(18-24)		

Fonte: Autor 2022.

Tabela 22 – Limites de potência no PAC das MRs 4, 5, 6, 7 e 8 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #8.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	P_G^{max} -kVar (hora)
$\delta^P < \mu^P < \theta^P(1-24)$	20 (1-6); 30 (7-14)	50 (1-6); 40 (7-14)	-40 (1-24)	-40 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q(1-24)$	-220 (14-17); 30(18-24).	-220 (14-17); 30(18-24)		

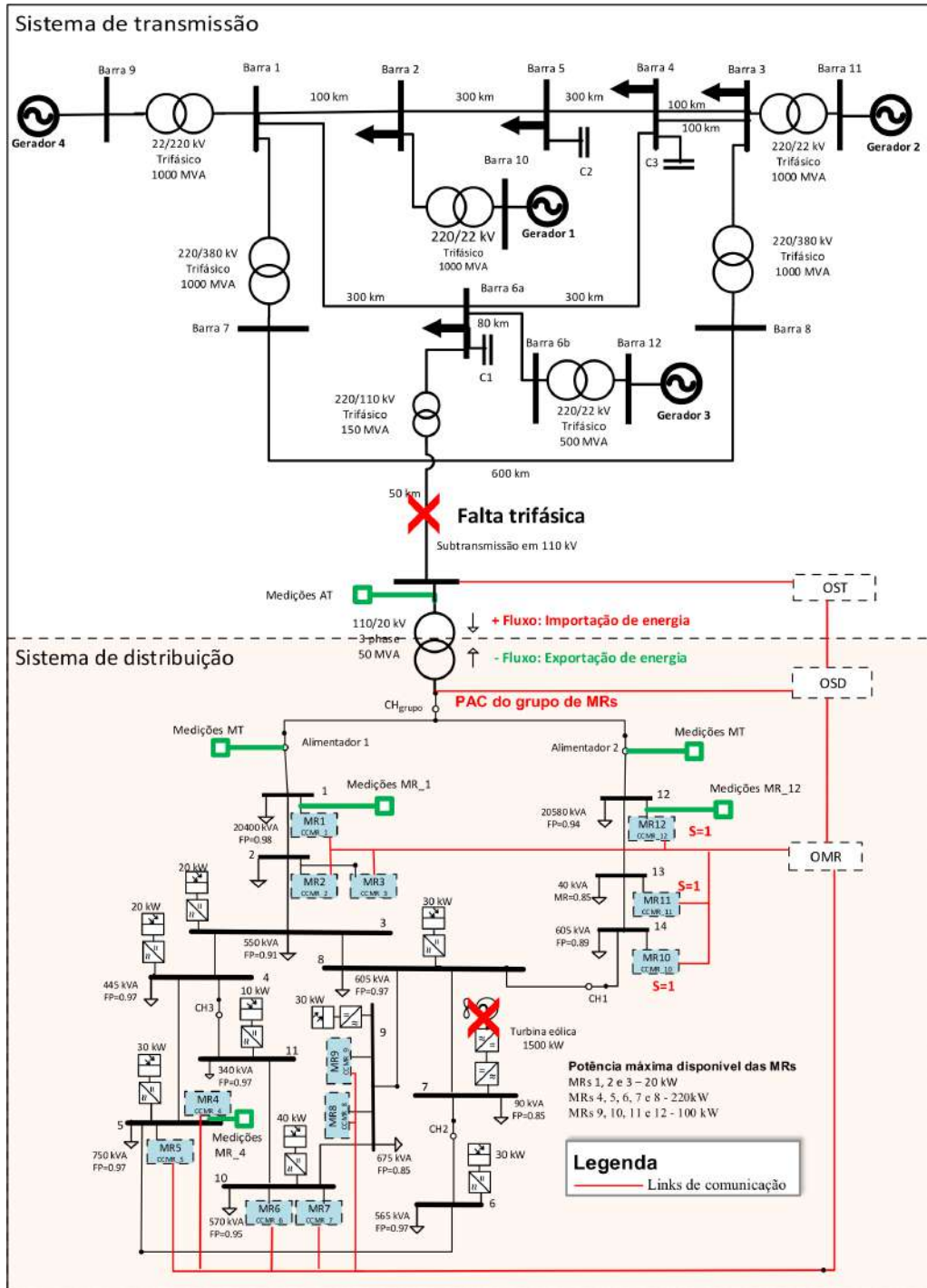
Fonte: Autor 2022.

Tabela 23 – Limites de potência no PAC das MRs 9, 10, 11 e 12 e sinais de preços indicados através da interoperabilidade entre OMR e CCMR no estudo de caso #8.

Sinal de preço	P_G^{min} -kW (hora)	P_G^{max} -kW (hora)	Q_G^{min} -kVar (hora)	P_G^{max} -kVar (hora)
$\theta^P < \delta^P < \mu^P$ (1-24)	20 (1-6); 0 (7-19)	50 (1-6); 0 (7-19)	-20 (1-24)	-20 (1-24)
$\delta^Q < \mu^Q < \theta^Q$ (1-24)	30(20-24).	40(20-24)		

Fonte: Autor 2022.

Figura 78 – Topologia da rede de média tensão para o estudo de caso #8.

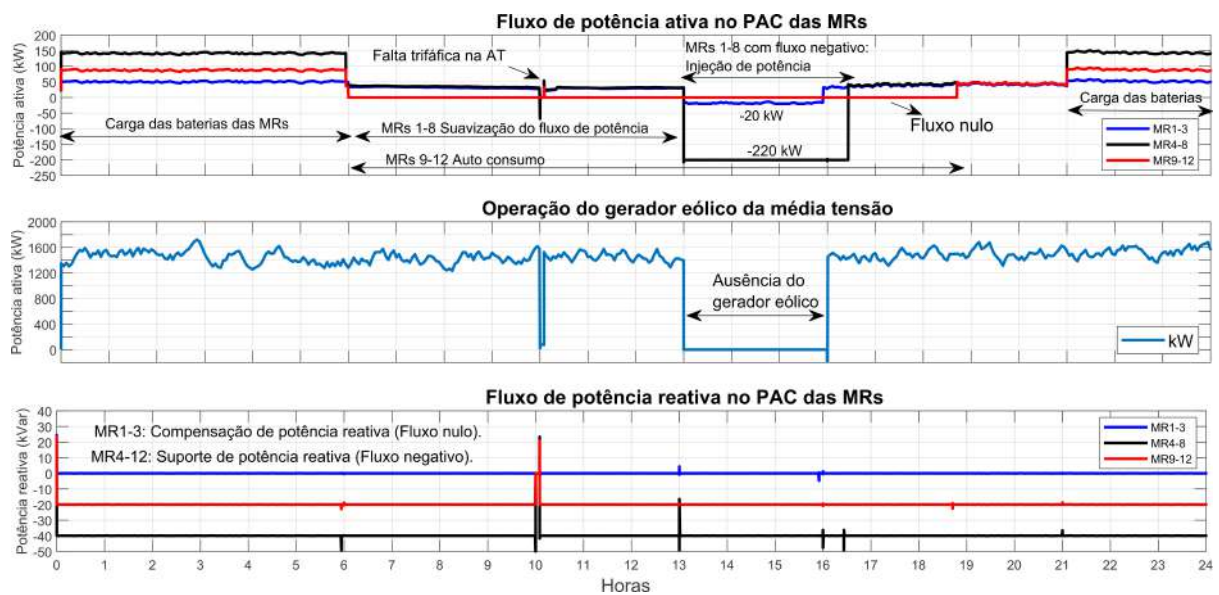


Fonte: Adaptado de (CIGRE, 2009).

Na parte superior da Figura 79 é apresentado o fluxo de potência ativa no PAC das MRs. Para as MRs 1 até 8, após o procedimento de carga com duração de 9 horas, o banco

de baterias atinge 100% do valor do SoC e então o SGE seleciona o serviço de suavização do fluxo de potência até as 13 horas, o que mitiga a variabilidade do fluxo de potência no PAC das MRs durante esse período. Já para as MRs 9 até 12, o SGE opta por priorizar a sua reserva de potência para serviços autônomos em função da falta de atratividade de preço, assim é programado o serviço autônomo com $P_G^* = 0$, o que também atende como critério de segurança ($S=1$) entre o período de 7 até 19 horas.

Figura 79 – Fluxo de potência ativa e reativa no PAC das MRs e potência do gerador da MT no estudo de caso #8.



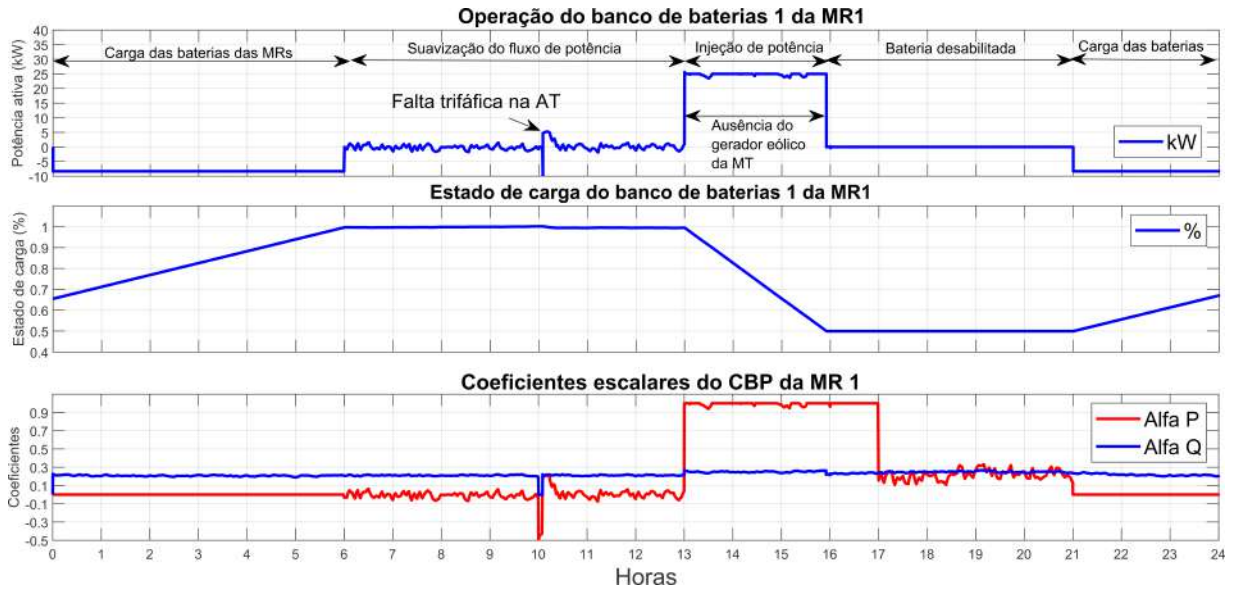
Fonte: Autor 2022.

No período de ausência do gerador eólico o SGEs das MRs 1 até 3 programam no CCMR P_G^* igual a 20 kW em cada, já as MRs 4 até 8 programam P_G^* para injetar 220 kW, ou seja, as MRs 1 até 8 indicam as máximas potências para injeção na rede de distribuição e as MRs 9 até 12 indicam valor nulo no PAC. No final das contas, as contribuições das MRs totalizam 1160 kW. Na parte inferior da Figura 79 é apresentado os serviços de potência reativa, de forma análoga ao ocorrido no estudo de caso #7, impulsionado pelos coeficientes α_Q e capacidade dos inversores. Uma falta trifásica ocorre na rede de AT às 10 horas, cujos efeitos são percebidos em todas as MRs, contudo vale destacar que as MRs 9 até 12 já possuem autossuficiência em função do critério de segurança e do serviço autônomo de autoconsumo ativado, o que leva essas MRs estarem menos vulneráveis à esses tipos de transientes.

Os bancos de baterias entregam as suas máximas potências para as MRs 1 a 3 80, conforme indicado pela saturação do coeficiente α_P , enquanto que para as MRs 4 a 8 da Figura 81 a entrega de potência ocorre para aproximadamente 90% da capacidade do banco. Já a 82 apresenta o comportamento dos bancos de baterias das MRs 9 até 12 e que entregam a potência necessária para manutenção do fluxo nulo no PAC e que é controlado

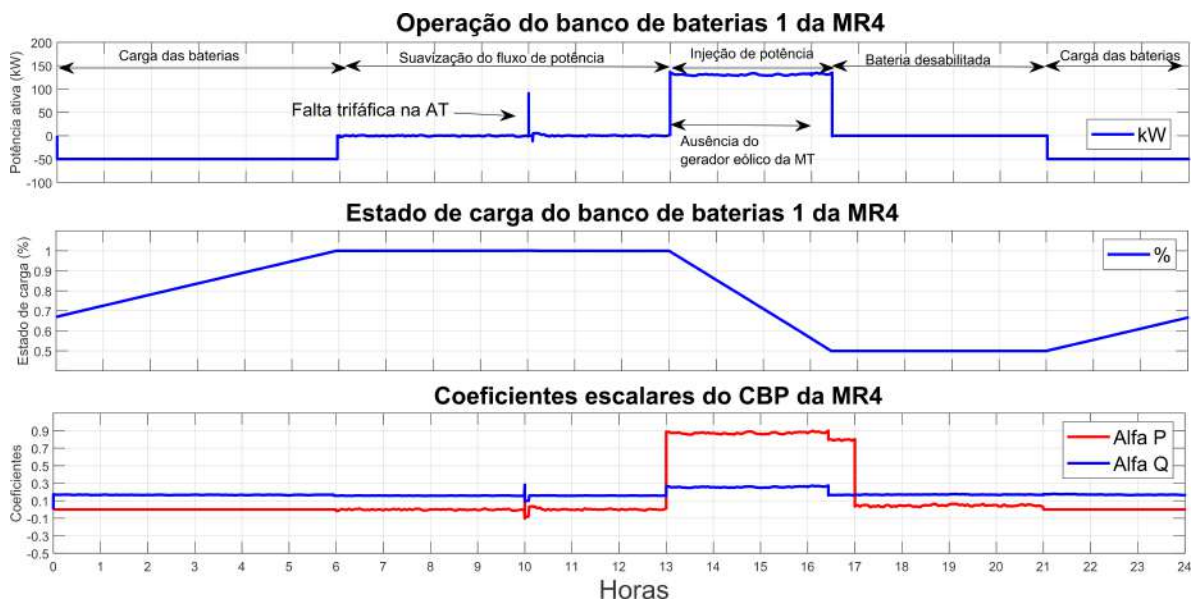
pelos seus respectivos coeficientes α_P .

Figura 80 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR1 do estudo de caso #8.



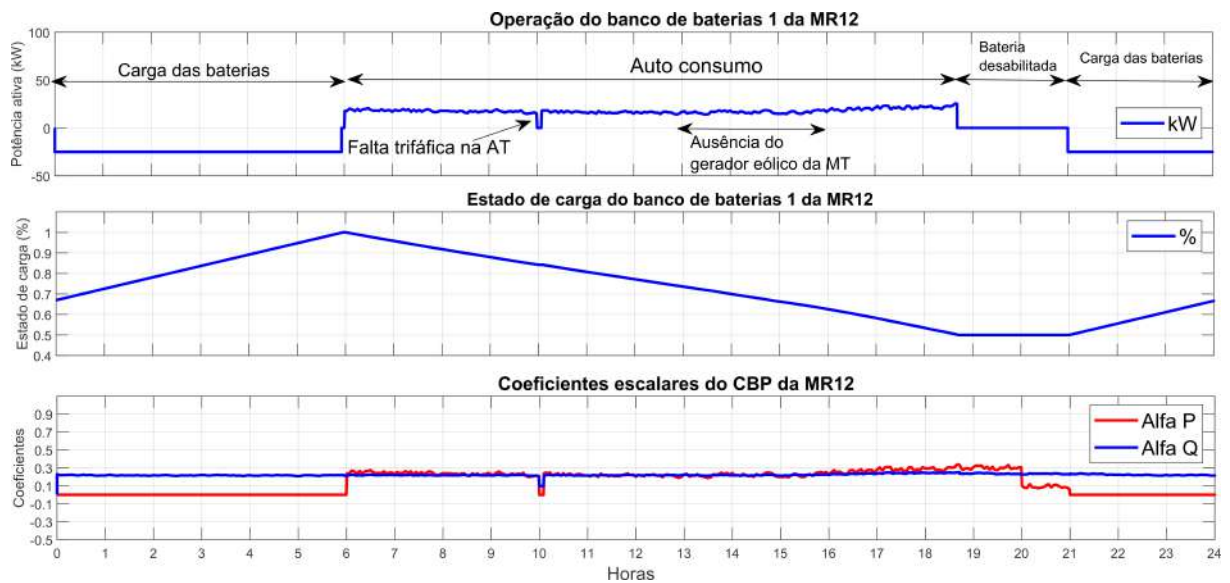
Fonte: Autor 2022.

Figura 81 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR4 do estudo de caso #8.



Fonte: Autor 2022.

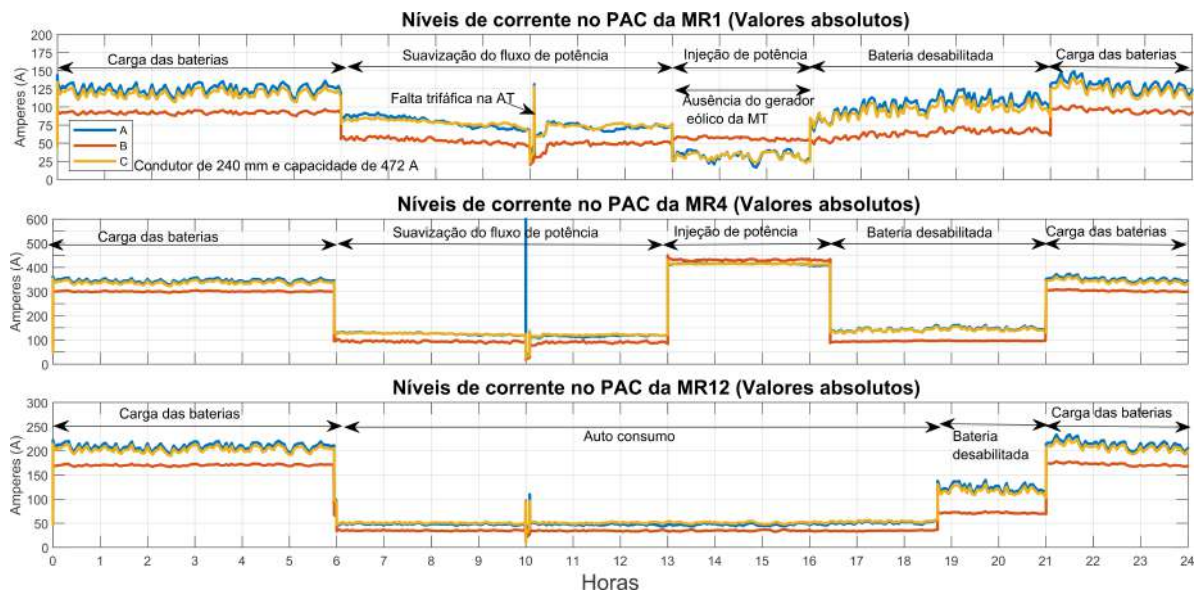
Figura 82 – Potência/SoC do banco de baterias 1 e coeficientes escalares do CBP da MR12 do estudo de caso #8.



Fonte: Autor 2022.

Na Figura 83 são apresentados os perfis de correntes medidos nos PACs das MRs, em valores absolutos, onde observa-se que a operação do do estudo de caso #8 atende à capacidade de condução de corrente dos cabos condutores.

Figura 83 – Nível de corrente no PAC das MRs do estudo de caso #8 (Valores absolutos).

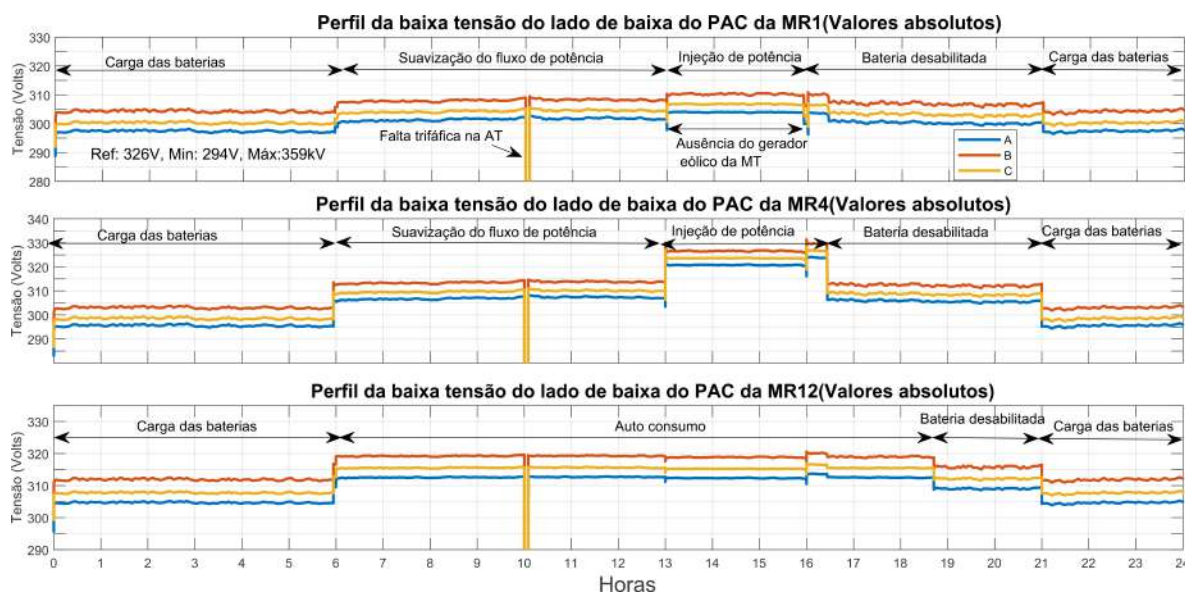


Fonte: Autor 2022.

Na Figura 84 são apresentados os perfis das tensões nos PACs das MRs, onde se observa a melhora dos níveis de tensão no PAC de todas as MRs durante a injeção de potência das MRs 1 até 8. Vale destacar que aqui há uma melhora sistêmica, conforme indicado nos níveis de tensão do PAC do GMRs da Figura 85 e também nos níveis de

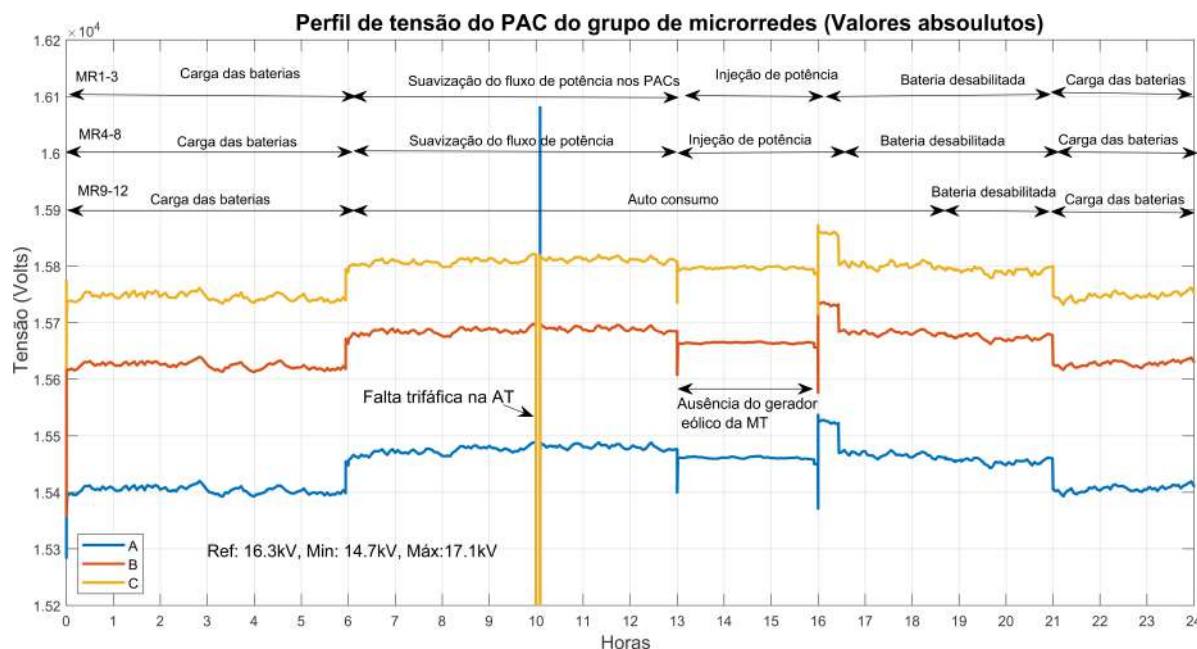
tensão das MRs 9 até 12 (Parte inferior da 84) que optaram por manter um fluxo de potência nulo no PAC por critério de segurança.

Figura 84 – Perfil da baixa tensão no PAC das MRs do estudo de caso #8 (Valores absolutos).



Fonte: Autor 2022.

Figura 85 – Perfil de tensão no PAC do GMRs do estudo de caso#8.



Fonte: Autor 2022.

Esses resultados demonstram que a alteração dos sinais de preços indicados pelo OSD, em relação ao ocorrido no estudo de caso #7, levaram às MRs a terem comportamentos diferentes às solicitações de contribuições durante a ausência do gerador eólico.

5.3 Resumo dos resultados

A Tabela 24 consolida os resultados das abordagens encontradas nos estudos de casos, a partir dos SGE desenvolvido, considerando: multifuncionalidade de SAs por MRs despacháveis, MRs em operação como unidade única e controlável ou em grupo, critérios de operação associados à aspectos de segurança e preço e por fim, interoperabilidades realizadas entre CCMR-OMR e OMR-OSD.

Tabela 24 – Resumo dos resultados

Estudos de caso		1	2	3	4	5	6	7	8
SAs múltiplos por MRs despacháveis	Redução demanda de ponta	✓	✓			✓			
	Deslocamento consumo energia		✓			✓			
	Autoconsumo/operação ilhada			✓			✓		✓
	Suporte de potência reativa			✓			✓	✓	✓
	Compensação de potência reativa	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Reserva de potência			✓	✓		✓	✓	✓
	Estabilização do fluxo de potência			✓	✓	✓	✓		
	Suavização do fluxo de potência	✓	✓	✓		✓	✓	✓	✓
MR despachável	Unidade controlável	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Grupo					✓	✓	✓	✓
Crítérios de operação	Segurança		✓	✓			✓		✓
	Preços	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Interoperabilidade	CCMR-OMR	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	OMR-OSD					✓	✓	✓	✓

Fonte: Autor 2022.

Capítulo 6

Conclusão

Este trabalho propôs um modelo de sistema de gerenciamento de energia que oferece controle multifuncional para microrredes despacháveis de baixa tensão. Ele processa previsões e informações sobre o *status* da potência das microrredes para programar a operação de diversos tipos de serviços auxiliares. Cada microrrede toma suas decisões em função das referências de potência e de acordo com os serviços auxiliares selecionados. Além disso o modelo proposto oferece a possibilidade de coordenação da resposta agregada para microrredes despacháveis multifuncionais de baixa tensão, o que é feito através da interoperabilidade do operador da microrrede com o operador do sistema de distribuição, no contexto de um sistema transacional de energia no qual as microrredes são usinas virtuais de energia. Os resultados mostram que as microrredes podem oferecer uma variedade de serviços auxiliares para a rede de distribuição (ou seja, serviços à rede montante) e para as próprias microrredes (e.g., serviços autônomos). A abordagem proposta foi testada em eventos previsíveis (e.g., atenuar efeitos da volatilidade da carga e variabilidade de fontes renováveis no ponto de acoplamento, redução demanda de ponta e suportes no fornecimento de potência reativa) quanto em eventos imprevisíveis (por exemplo, sobrecargas, falhas de comunicação e interrupções na geração ou transmissão). O trabalho demonstrou também que a resposta agregada de microrredes despacháveis pode ser percebida localmente, no ponto de cada conexão da microrrede, ou ainda sistemicamente, no nível da média e alta tensão, nesse caso no ponto de conexão comum do grupo de microrredes.

As reservas de potência das microrredes garantem um funcionamento seguro e confiável, seja para a rede à montante, quando injeta potência, ou para as microrredes, quando houver falhas na rede de média tensão. Os diversos serviços de energia das microrredes propiciaram também melhoria da qualidade de energia com a compensação de potência reativa, assim como com a mitigação de efeitos de volatilidade da carga e da variabilidade das fontes renováveis, por exemplo, através dos serviços de estabilização do fluxo de potência e suavização do fluxo de potência no ponto de acoplamento comum de cada microrrede. Em períodos de pico de demanda, o fluxo de potência com a rede é

regulado. Essa operação é importante para a microrrede porque permite reduzir o uso de energia nos momentos em que a energia elétrica da rede é mais cara. Também é interessante do ponto de vista da rede de distribuição, pois alivia o sistema de transmissão e distribuição de energia ao reduzir o picos de demanda de carga. As microrredes despacháveis também podem contribuir para aumentar a capacidade de hospedagem dos sistemas de distribuição (i.e., *hosting capacity*), uma vez que os operadores do sistema de distribuição podem definir requisitos máximos e mínimos de potência para grupos de microrredes, a fim de garantir limites de qualidade de energia aceitáveis, mesmo sob forte penetração da geração distribuída.

Nos resultados das simulações, as microrredes fornecem mais de um serviço ancilar concomitantemente, para isso, a capacidade da bateria disponível é particionada. Além disso, o modelo reserva outra parte da capacidade da bateria para evitar riscos de sobrecarga para o caso da tecnologia de baterias de íon-lítio. No serviço de suavização do fluxo de potência, o ajuste da bateria carrega e descarrega sem alterar o valor médio do estado de carga, o que não aumenta a degradação da bateria e mantém a alta capacidade de energia disponível para realizar serviços de redução da demanda de ponta posteriormente.

Considerando as respostas agregadas, as simulações demonstraram que as microrredes podem contribuir com a rede à montante com o controle do fluxo de potência ativa e reativa nos respectivos pontos acoplamentos comuns. Ao regular o fluxo de potência ativa e reativa o valor do fator de potência pode ser incrementado, conforme discutido nos resultados das simulações do estudo de caso 5, onde o fator de potência aumentou de 0,9595 para 0,9667, consequentemente reduzindo as perdas de potência em 1,5 %. O mesmo ocorreu no estudo de caso 6 onde o fator de potência aumentou de 0,9515 para 0,9552 e as perdas de potência reduziram em 0,8%. A resposta agregada das microrredes despacháveis e multifuncionais também foram usadas para apoiar a rede a montante no sentido de melhorar a qualidade de energia da rede de distribuição, o que foi feito durante a ausência da geração de energia na média tensão e também durante transitórios da rede a montante, conforme discutido nas simulações dos estudos de casos 7 e 8. Condições distintas de incentivos de preços e critérios de segurança levaram às microrredes a apresentarem comportamentos diferentes, o que demonstra que cada microrrede é um agente único e independente através do seu controle central, para oferecer serviços ancilares para a rede de distribuição ou para si mesma, conforme um sistema e mercado moderno estabelecem. Importante destacar que tais comportamentos podem inclusive levar ao operador do sistema de distribuição a mudar sua decisão, por exemplo, em relação ao desligamento de equipamentos ou mudanças nos incentivos de preços.

6.1 Continuidade do trabalho

Diante dos resultados obtidos por meio das simulações apresentadas nos capítulos anteriores, passa a ser interessante a realização de outros estudos complementares com o intuito de validar a ferramenta e maximizar o seu desempenho em aplicações reais, sendo:

- Testar o modelo através de simulações em tempo real, para validar o seu desempenho em aplicações reais;
- Gerenciar mais de um banco de baterias de forma independente para fornecer vários serviços de potência ativa simultaneamente;
- Avaliar a degradação da bateria com a realização de distintas combinações de serviços ancilares;
- Avaliar outras tecnologias de armazenamento de energia e ainda como devem ser dimensionados os diversos tipos de armazenadores para oferecer diferentes tipos de serviços ancilares pelas microrredes.

6.2 Publicações científicas alcançadas

Seguem as publicações realizadas desde o início do doutorado até a finalização do projeto de tese.

- 1 JUNIOR, J. et al. Multifunctional dispatchable microgrids. *Applied Energy*, v. 282, 11, 2020;
- 2 GOMES, M. P. B et al. An assessment of a Square-Wave Series Voltage Compensator increasing Power Quality on industrial electronic loads compensating voltage sag and swell. *IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*, 2019;
- 3 JUNIOR, J. et al. Otimização energética de um sistema elétrico isolado. *ABM WEEK: 39º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades*, São Paulo, 2018;
- 4 GOMES, M. P. B et al. An assessment of a Square-Wave Series Voltage Compensator increasing Low Voltage Ride Through capability on industrial electronic loads. *13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, 2018;
- 5 GOMES, M. P. B et al. Aumento da qualidade de energia entregue à equipamentos industriais - avaliação de duas topologias de compensadores de tensão. *ABM WEEK 39º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades*, São Paulo, 2018;

- 6 JUNIOR, J. et al. Avaliação dos custos de energia elétrica para a indústria. *ABM WEEK 38º Seminário de Balanços Energéticos Globais e Utilidades*, São Paulo, 2017.

6.3 Projeto de Minirrede de energia Oasis-UFMG

Essa trabalho está associado ao projeto OÁSIS-UFMG que busca a implementação de geração própria pela UFMG capaz de atender aproximadamente 15% da potência necessária para abastecer o *campus* Pampulha e, associada à migração para o mercado livre de energia, o que deverá reduzir em até 50% os gastos com a conta de energia de energia. O projeto contempla três linhas de ação: gestão de contratos, geração própria de recursos energéticos e gestão de consumo. A meta é a implementação de novas tecnologias conjugadas com a produção científica, redução de custos e sustentabilidade energética. Usinas fotovoltaicas, microturbinas a gás, bancos de baterias, e automação predial para seccionamento de cargas deverão ser instaladas em um contexto de minirrede de energia elétrica. Em face disso, essa tese foi o primeiro trabalho do projeto Oasis-UFMG a abordar multifuncionalidades de MRs para a oferta de vários SAs, incluindo as interoperabilidades entre os agentes, incluindo os níveis terciário e secundário de controle da MR.

Referências

- ABDELRAZEK, S. A.; KAMALASADAN, S. Integrated pv capacity firming and energy time shift battery energy storage management using energy-oriented optimization. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 52, n. 3, p. 2607–2617, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- ABEDINI, M.; MORADI, M. H.; HOSSEINIAN, S. M. Optimal management of microgrids including renewable energy sources using gpmo-gm algorithm. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 90, p. 430–439, 2016. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148116300143>>. Citado 4 vezes nas páginas 43, 44, 45 e 48.
- ABRISHAMBAF, O. et al. Towards transactive energy systems: An analysis on current trends. *Energy Strategy Reviews*, Elsevier, v. 26, p. 100418, 2019. Citado na página 29.
- ACKERMANN, T.; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, v. 57, n. 3, p. 195 – 204, 2001. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779601001018>>. Citado na página 39.
- ALAM, M. J. E. et al. *Transactive approach for engaging distribution network assets for voltage management in Southern California Edison distribution feeders*. [S.l.], 2018. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 30.
- 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. Citado na página 30.
- ALCÂNTARA, M. V. P. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. *O setor elétrico*, v. 71, p. 36–45, 2011. Citado na página 41.
- ALI, Z. et al. Multi-functional distributed generation control scheme for improving the grid power quality. *IET Power Electronics*, v. 12, n. 1, p. 30–43, 2019. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-pel.2018.5177>>. Citado na página 36.
- ALSAC, O.; STOTT, B. Optimal load flow with steady-state security. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93, n. 3, p. 745–751, 1974. Citado na página 120.
- AMBROSIO, R. Transactive energy systems [viewpoint]. *IEEE Electrification Magazine*, v. 4, p. 4–7, 12 2016. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 34.

- ANEEL. *Resolução Normativa N^o 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica*. Brasil: [s.n.], 2012. Citado na página 33.
- ANEEL. *Resolução Normativa N^o 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica*. Brasil: [s.n.], 2015. Citado na página 33.
- ANEEL. *Resolução Normativa N^o 786 da Agência Nacional de Energia Elétrica*. Brasil: [s.n.], 2017. Citado na página 33.
- ANEEL. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. Brasil: [s.n.], 2018. <https://www.epe.gov.br>. Accessed: 12-08-2021. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 40.
- ANEEL. *Tomada 011/2021*. Brasil: [s.n.], 2021. <https://www.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>. Accessed: 09-11-2021. Citado na página 33.
- ARAUJO, L. S. et al. Reactive power support in medium voltage networks by coordinated control of distributed generators in dispatchable low-voltage microgrid. In: *2019 IEEE 28th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 2603–2608. Citado 4 vezes nas páginas 32, 34, 36 e 51.
- AREFIFAR, S. A.; ORDONEZ, M.; MOHAMED, Y. A.-R. I. Voltage and current controllability in multi-microgrid smart distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 2, p. 817–826, 2016. Citado na página 30.
- BAIRD, A. R. et al. Explosion hazards from lithium-ion battery vent gas. *Journal of Power Sources*, Elsevier, v. 446, p. 227257, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- BAKAR, N. N. A. et al. Microgrid and load shedding scheme during islanded mode: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 71, p. 161–169, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116311030>>. Citado na página 32.
- BANDEIRAS, F. et al. Review of the cooperation and operation of microgrid clusters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 133, p. 110311, 2020. Citado na página 30.
- BARAN, M. E.; WU, F. F. Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing. *IEEE Power Engineering Review*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 101–102, 1989. Citado 3 vezes nas páginas 162, 163 e 164.
- BARSALI, S. et al. *Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources*. [S.l.: s.n.], 2014. Citado na página 70.
- BASHASH, S. et al. Plug-in hybrid electric vehicle charge pattern optimization for energy cost and battery longevity. *Journal of power sources*, Elsevier, v. 196, n. 1, p. 541–549, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- BEKELE, G.; PALM, B. Feasibility study for a standalone solar–wind-based hybrid energy system for application in Ethiopia. *Applied Energy*, v. 87, n. 2, p. 487 – 495, 2010. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909002451>>. Citado na página 43.

- BELLIDO, M. M. H. *Microrredes elétricas: uma proposta de implementação no Brasil*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 3 2018. Citado na página 41.
- BERECIBAR, M. et al. Critical review of state of health estimation methods of li-ion batteries for real applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 572–587, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013076>>. Citado na página 99.
- BETZIN, C.; WOLFSCHMIDT, H.; LUTHER, M. Electrical operation behavior and energy efficiency of battery systems in a virtual storage power plant for primary control reserve. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 97, p. 138–145, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517304106>>. Citado na página 31.
- BHASKARA, S. N.; CHOWDHURY, B. H. Microgrids - a review of modeling, control, protection, simulation and future potential. In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 1–7. ISSN 1932-5517. Citado 3 vezes nas páginas 45, 46 e 49.
- BHATTARA, B. P. et al. Optimum aggregation and control of spatially distributed flexible resources in smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 5, p. 5311–5322, Sep. 2018. ISSN 1949-3053. Citado 2 vezes nas páginas 44 e 45.
- BLANKE, J. et al. E2district: Behaviour demand response. In: *Multidisciplinary Digital Publishing Institute Proceedings*. [S.l.: s.n.], 2017. v. 1, n. 7, p. 691. Citado na página 45.
- BORDONS, C.; TORRES, F. G.; VALVERDE, L. Gestión óptima de la energía en microrredes con generación renovable. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática industrial*, Universitat Politècnica de València, v. 12, n. 2, p. 117–132, 2015. Citado na página 42.
- BOROYEVICH, D. et al. Future electronic power distribution systems a contemplative view. In: IEEE. *2010 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*. [S.l.], 2010. p. 1369–1380. Citado na página 27.
- BRANDAO, D. et al. Experimental validation of a fully-dispatchable microgrid with central controller. *Eletrônica de Potência*, v. 23, p. 1–11, 07 2018. Citado na página 51.
- BRANDAO, D. et al. Control of utility interfaces in low-voltage microgrids. *Brazilian Power Electronics Journal*, 01 2015. Citado na página 51.
- BRANDAO, D. I. *Coordinated power-based control and utility interface converter in low voltage microgrids*. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brazil, 9 2015. Citado na página 50.
- BRANDAO, D. I. et al. Coordinated control of three-and single-phase inverters coexisting in low-voltage microgrids. *Applied energy*, Elsevier, v. 228, p. 2050–2060, 2018. Citado 3 vezes nas páginas 56, 58 e 81.
- BULLICH-MASSAGUE, E. et al. Microgrid clustering architectures. *Applied energy*, Elsevier, v. 212, p. 340–361, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 60.

CALDOGNETTO, T. et al. Power-based control of low-voltage microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 3, p. 1056–1066, 12 2015. Citado 4 vezes nas páginas 34, 51, 63 e 81.

CAPITANESCU, F. TSO–DSO interaction: Active distribution network power chart for tso ancillary services provision. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 163, p. 226–230, 2018. Citado na página 60.

CAU, G. et al. Energy management strategy based on short-term generation scheduling for a renewable microgrid using a hydrogen storage system. *Energy Conversion and Management*, v. 87, p. 820 – 831, 2014. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414007171>>. Citado na página 43.

CAVRARO, G. et al. A master/slave approach to power flow and overvoltage control in low-voltage microgrids. *Energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 12, n. 14, p. 2760, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 32, 40 e 80.

CHO, G.-J. et al. Planning for the future: Optimization-based distribution planning strategies for integrating distributed energy resources. *IEEE Power and Energy Magazine*, IEEE, v. 16, n. 6, p. 77–87, 2018. Citado na página 42.

CHOWDHURY, S. et al. Microgrids and active distribution networks. *The institution of Engineering and Technology*, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 42.

CHRISTAKOU, K. A unified control strategy for active distribution networks via demand response and distributed energy storage systems. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, v. 6, p. 1–6, 2016. ISSN 2352-4677. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467716000023>>. Citado na página 28.

CHRISTAKOU, K. et al. Gecn: Primary voltage control for active distribution networks via real-time demand-response. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 622–631, March 2014. ISSN 1949-3053. Citado na página 43.

CIGRE. Impact of increasing contributions of dispersed generation on the power systems. In: *Paris: Final report of Working Group*. [S.l.: s.n.], 1998. p. 37–23. Citado na página 39.

CIGRE. Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. In: *Task Force C6.04.02*. [S.l.: s.n.], 2009. p. 1–109. Citado 22 vezes nas páginas 38, 83, 84, 85, 86, 87, 102, 105, 108, 112, 114, 115, 117, 119, 120, 125, 130, 137, 174, 175, 176 e 177.

CIREN. Preliminary report: Dispersed generation. In: . [S.l.: s.n.], 1999. Citado na página 39.

COLLIER, S. E. The emerging enernet: Convergence of the smart grid with the internet of things. *IEEE Industry Applications Magazine*, v. 23, n. 2, p. 12–16, March 2017. ISSN 1077-2618. Citado na página 34.

CONTI, S. et al. Optimal dispatching of distributed generators and storage systems for mv islanded microgrids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 27, n. 3, p. 1243–1251, July 2012. ISSN 0885-8977. Citado na página 43.

- COPPO, M. et al. Ancillary services by dg and storage systems in distribution networks for energy market participation. In: *2016 AEIT International Annual Conference (AEIT)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–6. Citado na página 28.
- COUNCIL, T. Gridwise transactive energy framework version 1.0. *The GridWise Architecture Council, Tech. Rep*, 2015. Citado na página 28.
- DU, P.; LU, N.; ZHONG, H. Overview of demand response. In: *Demand Response in Smart Grids*. [S.l.]: Springer, 2019. p. 1–27. Citado 3 vezes nas páginas 43, 44 e 45.
- EKREN, O.; EKREN, B. Y. Size optimization of a pv/wind hybrid energy conversion system with battery storage using simulated annealing. *Applied Energy*, v. 87, n. 2, p. 592 – 598, 2010. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909002177>>. Citado na página 43.
- ENERGY, U. *How Microgrids Work*. U.S. Department of Energy Microgrid Exchange Group: [s.n.], 2014. <https://www.energy.gov>. Accessed: 17-08-2021. Citado na página 42.
- F. SIMÕES, M.G, B. I. F. A. *Electronic Instrumentation for Distributed Generation and Power Processes*. l: [s.n.], 2018. Citado na página 40.
- FARROKHABADI, M. et al. Energy storage in microgrids: Compensating for generation and demand fluctuations while providing ancillary services. *IEEE power and energy magazine*, IEEE, v. 15, n. 5, p. 81–91, 2017. Citado na página 29.
- FERREIRA, R. V. et al. Assessment of energy storage viability for a pv power plant injecting during peak load time. In: IEEE. *2017 IEEE 8th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. [S.l.], 2017. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- FORTENBACHER, P.; ZELLNER, M.; ANDERSSON, G. Optimal sizing and placement of distributed storage in low voltage networks. In: IEEE. *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. [S.l.], 2016. p. 1–7. Citado na página 70.
- FU, L. et al. Optimal restoration of an unbalanced distribution system into multiple microgrids considering three-phase demand-side management. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 36, n. 2, p. 1350–1361, 2020. Citado na página 30.
- GALVIN, R.; YEAGER, K. *Perfect Power: How the MicroGrid Revolution Will Unleash Cleaner, Greener, More Abundant Energy*. [S.l.]: McGraw-Hill Professional, 2008. Citado na página 41.
- GANDHI, O. et al. Economic and technical analysis of reactive power provision from distributed energy resources in microgrids. *Applied Energy*, v. 210, p. 827–841, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917311704>>. Citado na página 28.
- GEIDL, M. Protection of power systems with distributed generation - state of the art, , zurich: Power systems laboratory technical report, eth. 08 2005. Citado na página 40.
- GKATZIKIS, L.; KOUTSOPOULOS, I.; SALONIDIS, T. The role of aggregators in smart grid demand response markets. *IEEE Journal on selected areas in communications*, IEEE, v. 31, n. 7, p. 1247–1257, 2013. Citado na página 45.

- GOH, H. et al. Renewable energy project: Project management, challenges and risk. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 38, p. 917 – 932, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114005309>>. Citado na página 43.
- GOPSTEIN, A. et al. Nist framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 4.0. *NIST Spec. Publ*, 2021. Citado na página 45.
- GOUD, P. C. D.; GUPTA, R. Dual-mode control of multi-functional converter in solar pv system for small off-grid applications. *IET Power Electronics*, v. 12, n. 11, p. 2851–2857, 2019. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-pel.2018.6313>>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- GREEN, T.; PRODANOVIC, M. Control of inverter-based micro-grids. *Electric Power Systems Research*, v. 77, n. 9, p. 1204 – 1213, 2007. ISSN 0378-7796. Distributed Generation. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877960600191X>>. Citado na página 43.
- GU, W. et al. Modeling, planning and optimal energy management of combined cooling, heating and power microgrid: A review. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Elsevier, v. 54, p. 26–37, 2014. Citado na página 44.
- GUERRERO, J. M. et al. Hierarchical control of droop-controlled ac and dc microgrids - a general approach toward standardization. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 58, n. 1, p. 158–172, Jan 2011. ISSN 0278-0046. Citado na página 50.
- HANNA, R. et al. Evaluating business models for microgrids: Interactions of technology and policy. *Energy Policy*, v. 103, p. 47 – 61, 2017. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421517300101>>. Citado na página 39.
- HATZIARGYRIOU, N. *Microgrids: architectures and control*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 42.
- HOKE, A. et al. Setting the smart solar standard: Collaborations between hawaiian electric and the national renewable energy laboratory. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 16, n. 6, p. 18–29, 2018. Citado na página 32.
- HOLMBERG, D. et al. NIST Transactive Energy Modeling and Simulation Challenge Phase ii Final Report. *NIST special publication*, 2019. Citado na página 43.
- HONG, Y.; WANG, S.; HUANG, Z. Efficient energy consumption scheduling: Towards effective load leveling. *Energies*, v. 10, p. 105, 01 2017. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.
- HOSSAIN, E. et al. Microgrid testbeds around the world: State of art. *Energy Conversion and Management*, Elsevier, v. 86, p. 132–153, 2014. Citado na página 42.
- HOW, D. N. et al. State of charge estimation for lithium-ion batteries using model-based and data-driven methods: A review. *IEEE Access*, IEEE, v. 7, p. 136116–136136, 2019. Citado na página 100.
- IEA. 2021. Disponível em www.iea.org. Acessado em 21-08-2021. Citado na página 41.

- IEEE. Standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *Std 1547-2018*, p. 1–138, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 30, 40, 43, 47 e 48.
- IEEE. Standard for the specification of microgrid controllers. *Std 2030.7-2017*, p. 1–43, 2018. Citado na página 27.
- IEEE. Recommended practice for monitoring electric power quality. *Std 1159-2019 (Revision of IEEE Std 1159-2009)*, p. 1–98, 2019. Citado na página 73.
- IEEE. Standard conformance test procedures for equipment interconnecting distributed energy resources with electric power systems and associated interfaces. *Std 1547.1-2020*, p. 1–282, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 40.
- ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, v. 130, p. 1002 – 1020, 2019. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>>. Citado na página 42.
- ISO. New England: [s.n.], 2021. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=130>. Acessado em 06-11-2021. Citado na página 47.
- JANKO, S. A.; ARNOLD, M. R.; JOHNSON, N. G. Implications of high-penetration renewables for ratepayers and utilities in the residential solar photovoltaic (PV) market. *Applied Energy*, v. 180, p. 37–51, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916309825>>. Citado na página 28.
- JENKINS, N. Embedded generation. *Power Engineering Journal*, v. 9, n. 3, p. 145–150, June 1995. ISSN 0950-3366. Citado na página 40.
- JUNIOR, J. et al. Multifunctional dispatchable microgrids. *Applied Energy*, v. 282, 11 2020. Citado 4 vezes nas páginas 30, 32, 51 e 64.
- KABALCI, Y. A survey on smart metering and smart grid communication. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 57, p. 302–318, 2016. Citado na página 81.
- KALANTAR, M.; G., S. M. Dynamic behavior of a stand-alone hybrid power generation system of wind turbine, microturbine, solar array and battery storage. *Applied Energy*, v. 87, n. 10, p. 3051 – 3064, 2010. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261910000504>>. Citado na página 43.
- KARFOPOULOS, E. L.; PANOURGIAS, K. A.; HATZIARGYRIOU, N. D. Distributed coordination of electric vehicles providing V2G regulation services. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 4, p. 2834–2846, July 2016. ISSN 0885-8950. Citado na página 43.
- KARTHIKEYAN, N. et al. Coordinated voltage control of distributed pv inverters for voltage regulation in low voltage distribution networks. In: IEEE. *2017 IEEE PES innovative smart grid technologies conference Europe (ISGT-Europe)*. [S.l.], 2017. p. 1–6. Citado na página 30.

- KATIRAEI, F.; IRAVANI, M. R.; LEHN, P. W. Micro-grid autonomous operation during and subsequent to islanding process. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 20, n. 1, p. 248–257, Jan 2005. ISSN 0885-8977. Citado na página 43.
- KHONGKHACHAT, S.; KHOMFOI, S. Hierarchical control strategies in ac microgrids. In: IEEE. *2015 12th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*. [S.l.], 2015. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 42.
- KILKKI, O.; ALAHÄIVÄLÄ, A.; SEILONEN, I. Optimized control of price-based demand response with electric storage space heating. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 11, n. 1, p. 281–288, Feb 2015. ISSN 1551-3203. Citado na página 43.
- KNECHT, R. et al. Field testing of portable led flasher for nominal power measurements of pv-modules on-site. In: ZHAW ZÜRCHER HOCHSCHULE FÜR ANGEWANDTE WISSENSCHAFTEN. *33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Amsterdam, Netherlands, 25-29 September 2017*. [S.l.], 2017. Citado na página 70.
- KUMAR, N.; SINGH, B.; PANIGRAHI, B. K. Lm1f-based control approach and lpo mppt technique for improving performance of a multifunctional three-phase two-stage grid integrated pv system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 11, n. 1, p. 371–380, 2020. Citado na página 36.
- KUMAR, R.; PATHAK, M. K. Distributed droop control of dc microgrid for improved voltage regulation and current sharing. *IET Renewable Power Generation*, v. 14, n. 13, p. 2499–2506, 2020. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-rpg.2019.0983>>. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- LAMBERTI, F. et al. Ancillary services provided by residential ESSs in LV networks: Assessing the opportunity costs. In: *2017 IEEE Manchester PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 28.
- LASHWAY, C. R.; IDOWU, P. A test system for advanced lead acid battery state-of-charge and state-of-health research. *International Journal of Smart Grid and Clean Energy*, v. 5, n. 1, p. 41–55, 2016. Citado na página 99.
- LAZOS, D.; SPROUL, A. B.; KAY, M. Optimisation of energy management in commercial buildings with weather forecasting inputs: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 39, p. 587 – 603, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211400505X>>. Citado na página 43.
- LEW, D. et al. 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. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 79.
- LI, Y.; VILATHGAMUWA, D. M.; LOH, P. C. Design, analysis, and real-time testing of a controller for multibus microgrid system. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 19, n. 5, p. 1195–1204, Sept 2004. ISSN 0885-8993. Citado na página 50.

LIU, Z.; LIU, J. Indirect current control based seamless transfer of three-phase inverter in distributed generation. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 29, n. 7, p. 3368–3383, July 2014. ISSN 0885-8993. Citado na página 51.

LOPES, J. A. P. Integration of dispersed generation on distribution networks-impact studies. In: *2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No.02CH37309)*. [S.l.: s.n.], 2002. v. 1, p. 323–328 vol.1. Citado na página 40.

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. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.

LUTHANDER, R. et al. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, v. 142, p. 80–94, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914012859>>. Citado na página 32.

MA, T. et al. Pumped storage-based standalone photovoltaic power generation system: Modeling and techno-economic optimization. *Applied Energy*, v. 137, p. 649 – 659, 2015. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914005790>>. Citado na página 43.

MAHESWARI, P. U.; ANBALAGAN, P. Design and implementation of reactive power management for solar photovoltaic inverter in low voltage distribution system. *IJSTE - International Journal of Science Technology and Engineering*, v. 2, n. 12, 2016. Citado na página 31.

MAJZOBI, A.; KHODAEI, A. Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid. *Energy*, Elsevier, v. 123, p. 555–563, 2017. Citado na página 28.

MAJZOBI, A.; KHODAEI, A. Application of microgrids in providing ancillary services to the utility grid. *Energy*, v. 123, p. 555–563, 2017. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217301202>>. Citado na página 31.

MALHOTRA, A. et al. Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 56, p. 705–721, 2016. Citado 3 vezes nas páginas 58, 59 e 107.

MARTIN-MARTÍNEZ, F.; SÁNCHEZ-MIRALLES, A.; RIVIER, M. A literature review of microgrids: A functional layer based classification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 62, p. 1133 – 1153, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116301356>>. Citado na página 43.

MARTINS, M. A. I.; FERNANDES, R.; HELDWEIN, M. L. Proposals for regulatory framework modifications for microgrid insertion—the brazil use case. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 94852–94870, 2020. Citado na página 33.

MAZIDI, M. et al. 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. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- MENEGHETTI, L. H. et al. Control strategy for multifunctional pv converter. In: *2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference (COBEP/SPEC)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- MENG, L. et al. Microgrid supervisory controllers and energy management systems: A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 60, p. 1263 – 1273, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116002380>>. Citado na página 43.
- MME. *Lei 14.300/2022 - Marco regulatório de geração distribuída no Brasil*. Brasil: [s.n.], 2022. "https://www.gov.br/mme",. Accessed: 11-01-2022. Citado na página 33.
- MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; AGELIDIS, V. G. Control strategies for microgrids with distributed energy storage systems: An overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 4, p. 3652–3666, July 2018. ISSN 1949-3053. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 50.
- MOUSAVI, S. Y. M. et al. Coordinated control of multifunctional inverters for voltage support and harmonic compensation in a grid-connected microgrid. *Electric Power Systems Research*, Elsevier, v. 155, p. 254–264, 2018. Citado na página 32.
- MWASILU, F. et al. Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 34, p. 501–516, 2014. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032114001920>>. Citado na página 28.
- NELSON, J. R.; JOHNSON, N. G. Model predictive control of microgrids for real-time ancillary service market participation. *Applied Energy*, Elsevier, v. 269, p. 114963, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.
- NERC. Standard PRC-024-2 Generator frequency and voltage protective relay settings. *NERC PRC-024-2*, 2015. Citado na página 28.
- NESCOE. Electricity ancillary services primer. *NESCOE*, p. 1–78, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 32.
- NGUYEN, H. T. et al. An integrated transmission and distribution test system for evaluation of transactive energy designs. *Applied energy*, Elsevier, v. 240, p. 666–679, 2019. Citado na página 29.
- NOSRATABADI, S. M.; HOOSHMAND, R.-A.; GHOLIPOUR, E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 67, p. 341–363, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 60.
- OLEINIKOVA, I.; HILLBERG, E. Power transmission and distribution systems:micro vs mega: trends influencing the development of the power system. ISGAN- International Smart Grid Action Network, Discussion paper, 2020. Citado na página 27.

- OLIVARES, D. E. et al. Trends in microgrid control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 4, p. 1905–1919, 2014. Citado 4 vezes nas páginas 28, 30, 40 e 44.
- OUREILIDIS, K. et al. Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers. *Energies*, v. 13, p. 917, 02 2020. Citado na página 28.
- PARRA, D. et al. Optimum community energy storage system for demand load shifting. *Applied Energy*, v. 174, p. 130–143, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916305438>>. Citado na página 32.
- PFLUGRADT, N. et al. Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator. In: *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. [S.l.: s.n.], 2013. v. 11, p. 5. Citado na página 70.
- PINNANGUDI, B.; KUYKENDAL, M.; BHADRA, S. Smart grid energy storage. In: *The Power Grid*. [S.l.]: Elsevier, 2017. p. 93–135. Citado 3 vezes nas páginas 56, 57 e 58.
- PLANAS, E. et al. General aspects, hierarchical controls and droop methods in microgrids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 17, p. 147–159, 2013. Citado na página 40.
- PONNAGANTI, P.; PILLAI, J. R.; BAK-JENSEN, B. Opportunities and challenges of demand response in active distribution networks. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Wiley Online Library, v. 7, n. 1, p. e271, 2018. Citado na página 45.
- RANA, M. Architecture of the internet of energy network: An application to smart grid communications. *IEEE Access*, v. 5, p. 4704–4710, 2017. ISSN 2169-3536. Citado na página 34.
- RATNAM, E.; WELLER, S. Receding horizon optimization-based approaches to managing supply voltages and power flows in a distribution grid with battery storage co-located with solar pv. *Applied Energy*, v. 210, 09 2017. Citado na página 27.
- RAZI, R. et al. A novel graph-based routing algorithm in residential multimicrogrid systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 17, n. 3, p. 1774–1784, 2021. Citado na página 30.
- REHMAN, S. et al. Feasibility study of a wind–pv–diesel hybrid power system for a village. *Renewable Energy*, v. 38, n. 1, p. 258 – 268, 2012. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811100320X>>. Citado na página 43.
- REIS, G. dos et al. Model-free power control for low-voltage ac dispatchable microgrids with multiple points of connection. *Energies*, v. 14, n. 19, 2021. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/14/19/6390>>. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.
- ROCABERT, J. et al. Control of power converters in ac microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 27, n. 11, p. 4734–4749, Nov 2012. ISSN 0885-8993. Citado na página 47.

- ROMANKIEWICZ, J. et al. Lessons from international experience for China's microgrid demonstration program. *Energy Policy*, Elsevier, v. 67, p. 198–208, 2014. Citado na página 42.
- ROSADO, S. P.; KHADEM, S. K. Development of community grid: Review of technical issues and challenges. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 55, n. 2, p. 1171–1179, 2019. Citado na página 33.
- SARABI, S. et al. Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/localization limitations in distribution grids. *Applied Energy*, v. 171, p. 523–540, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916303841>>. Citado na página 28.
- SETIADI, H. et al. Modal interaction of power systems with high penetration of renewable energy and bes systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, v. 97, p. 385–395, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517316216>>. Citado na página 31.
- SHARDA, S.; SINGH, M.; SHARMA, K. Demand side management through load shifting in iot based hems: Overview, challenges and opportunities. *Sustainable Cities and Society*, Elsevier, v. 65, p. 102517, 2021. Citado na página 43.
- SMA. *Operating manual. Sunny Island 4.4M / 6.0H / 8.0H pages 1–184*. <https://files.sma.de/downloads/SI44M-80H-12-BE-en-13.pdf>: [s.n.], 2019. Citado 2 vezes nas páginas 77 e 78.
- STADLER, M. et al. Value streams in microgrids: A literature review. *Applied Energy*, v. 162, p. 980 – 989, 2016. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261915013082>>. Citado 2 vezes nas páginas 40 e 44.
- STANDARD, B. et al. Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems. *European Standard EN 50160*, 2010. Citado 4 vezes nas páginas 73, 117, 122 e 124.
- STETZ, T. et al. Techno-economic assessment of voltage control strategies in low voltage grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, n. 4, p. 2125–2132, 2014. Citado na página 70.
- SUN, M. et al. Break-even analysis of battery energy storage in buildings considering time-of-use rates. In: *2018 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 95–99. Citado na página 32.
- SURYANARAYANAN, S. et al. Achieving the smart grid through customer-driven microgrids supported by energy storage. In: *2010 IEEE International Conference on Industrial Technology*. [S.l.: s.n.], 2010. p. 884–890. Citado 2 vezes nas páginas 42 e 44.
- TENTI, P.; CALDOGNETTO, T. On microgrid evolution to local area energy network (e-lan). *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 2, p. 1567–1576, March 2019. ISSN 1949-3053. Citado na página 34.

TENTI, P. et al. Microgrids operation based on master-slave cooperative control. In: *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 7623–7628. ISSN 1553-572X. Citado na página 48.

THOMAS, A. et al. Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, 05 2016. Citado 2 vezes nas páginas 31 e 32.

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. Citado na página 27.

TON, D. T.; SMITH, M. A. The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, v. 25, n. 8, p. 84–94, 2012. ISSN 1040-6190. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619012002254>>. Citado na página 42.

VANDOORN, T. L. et al. Microgrids: Hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, v. 7, n. 4, p. 42–55, Dec 2013. ISSN 1932-4529. Citado na página 46.

VANDOORN, T. L. et al. Smart microgrids and virtual power plants in a hierarchical control structure. In: *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–7. ISSN 2165-4816. Citado na página 48.

VC, V. R. et al. Optimal renewable resources placement in distribution networks by combined power loss index and whale optimization algorithms. *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, Elsevier, v. 5, n. 2, p. 175–191, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 165 e 166.

VELIK, R.; NICOLAY, P. A cognitive decision agent architecture for optimal energy management of microgrids. *Energy Conversion and Management*, v. 86, p. 831 – 847, 2014. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041400572X>>. Citado na página 43.

WANG, J. et al. Cycle-life model for graphite-lifepo4 cells. *Journal of power sources*, Elsevier, v. 196, n. 8, p. 3942–3948, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 107.

WANG, J. et al. Optimal bidding strategy for microgrids in joint energy and ancillary service markets considering flexible ramping products. *Applied Energy*, v. 205, p. 294–303, 2017. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917309212>>. Citado na página 31.

WANG, L.; YAN, R.; SAHA, T. K. Voltage regulation challenges with unbalanced pv integration in low voltage distribution systems and the corresponding solution. *Applied Energy*, Elsevier, v. 256, p. 113927, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.

WANG, M. Q.; GOOI, H. B. Spinning reserve estimation in microgrids. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 3, p. 1164–1174, 2011. Citado na página 32.

WANG, X. et al. Optimal voltage regulation for distribution networks with multi-microgrids. *Applied energy*, Elsevier, v. 210, p. 1027–1036, 2018. Citado na página 28.

- WANG, Y. et al. 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. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- WANG, Z. et al. Coordinated energy management of networked microgrids in distribution systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 6, n. 1, p. 45–53, 2014. Citado na página 30.
- WARREN, P. *Demand-side management policy: mechanisms for success and failure*. Tese (Doutorado) — UCL (University College London), 2015. Citado na página 44.
- WOUTERS, C.; HENDE, K. V. The role of microgrids within future regional electricity markets. In: *6th World Forum on Energy Regulation, Istanbul, Turquia*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 25–28. Citado na página 41.
- WU, X. et al. 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. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- YAGHMAEE, M. H.; LEON-GARCIA, A.; MOGHASSASSIAN, M. On the performance of distributed and cloud-based demand response in smart grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 5, p. 5403–5417, 2018. Citado na página 27.
- ZHANG, Z. et al. Research on bi-level optimized operation strategy of microgrid cluster based on iabc algorithm. *IEEE Access*, IEEE, v. 9, p. 15520–15529, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 34 e 36.
- ZHAO, X. et al. Power system support functions provided by smart inverters—a review. *CPSS Transactions on Power Electronics and Applications*, CPSS, v. 3, n. 1, p. 25–35, 2018. Citado na página 28.
- ZHAO, Z. et al. Dynamic characteristics analysis and stabilization of pv-based multiple microgrid clusters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 1, p. 805–818, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 36.
- ZHOU, B. et al. Multi-microgrid energy management systems: Architecture, communication, and scheduling strategies. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, SGEPRI, v. 9, n. 3, p. 463–476, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 45.
- ZHOU, W. et al. Current status of research on optimum sizing of stand-alone hybrid solar–wind power generation systems. *Applied Energy*, v. 87, n. 2, p. 380 – 389, 2010. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909003328>>. Citado na página 43.
- ZIA, M. F. et al. Microgrid transactive energy: Review, architectures, distributed ledger technologies, and market analysis. *Ieee Access*, IEEE, v. 8, p. 19410–19432, 2020. Citado na página 28.
- ZIA, M. F.; ELBOUCHIKHI, E.; BENBOUZID, M. Microgrids energy management systems: A critical review on methods, solutions, and prospects. *Applied energy*, Elsevier, v. 222, p. 1033–1055, 2018. Citado na página 81.

ZIMMERMAN, R. D.; MURILLO-SÁNCHEZ, C. E.; THOMAS, R. J. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on power systems*, IEEE, v. 26, n. 1, p. 12–19, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 70 e 162.

Apêndice A

Testes no algoritmo Matpower

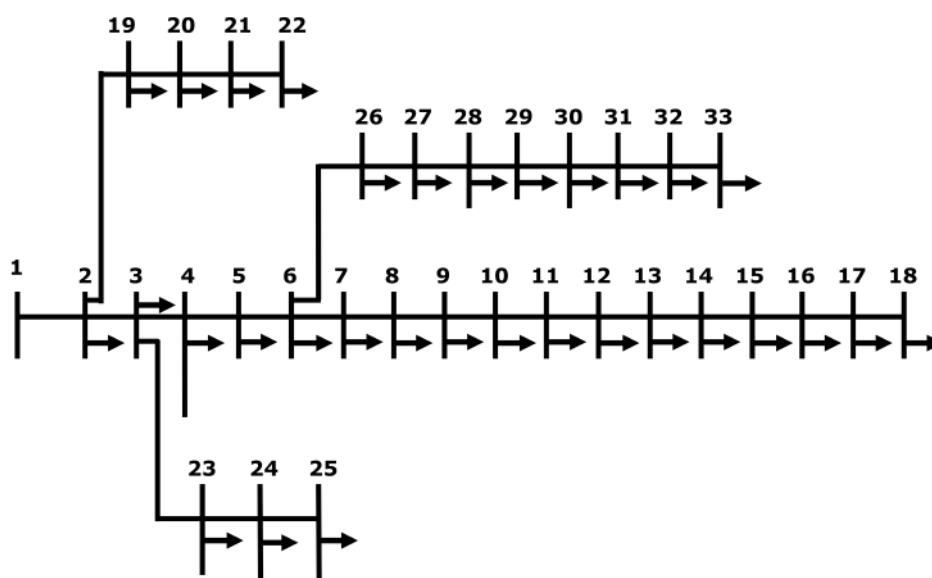
A resolução de um problema de fluxo de potência de um sistema elétrico consiste na busca por uma solução, em regime permanente, para um dado ponto de operação. Um ponto de operação consiste em uma determinada condição de geração e carga para a rede analisada, sujeita às restrições operativas e atuação dos dispositivos de controle. As restrições operativas são: carregamento das redes e dos transformadores, capacidade máxima de geração das fontes e valor de tensão nas barras. Como dispositivos de controle podemos citar: transformadores defasadores, transformadores com tap variável, capacitores, compensadores síncronos, etc.

Como ferramenta para resolução desse tipo de problema podemos citar o MATPOWER (ZIMMERMAN; MURILLO-SÁNCHEZ; THOMAS, 2010). O MATPOWER é um pacote do Matlab desenvolvido por investigadores da PSERC (*Power Systems Engineering Research Center*) da *Cornell University*. A ferramenta é usada na resolução de trânsito de potência, bem como na resolução de problemas relacionados com o fluxo de potência ótimo (FPO). Um FPO tem por objetivo determinar o funcionamento ótimo de um sistema elétrico de energia tendo por base a função objetivo que pode estar associada à minimização das perdas ativas, minimização dos custos de operação, minimização do número de ações a tomar no caso de uma contingência ou da carga cortada, e as respectivas restrições associadas. Os métodos utilizados para resolução de fluxo de potência em corrente alternada pelo MATPOWER são Newton-Raphson, Fast-Decoupled (versões XB e BX) e Gauss-Seidel.

Como cenário para esse estudo de avaliação do algoritmo, é utilizado a rede padrão IEEE 33-bus (BARAN; WU, 1989). A tensão do sistema é de 12,66 kV e as cargas ativas e reativas totais do sistema somam 3715 kW e 2300 kVAr, respectivamente. Além disso há 33 barras e 32 cargas. A topologia do sistema é mostrado na Figura 86, na Tabela 25 são apresentados os dados de potência das cargas existentes em cada barra e na Tabela 26 os dados das impedâncias de cada linha. A barra 1 representa uma subestação primária, na qual há o único ponto de alimentação de energia desse sistema de distribuição, assim não

há recursos de geração de distribuída. Os valores estão na base de 100 MVA.

Figura 86 – Topologia da rede de distribuição IEEE 33 bus.



Fonte: Autor 2022.

Tabela 25 – Potências das cargas das barras da rede IEEE-33 bus.

Barra	P (kW)	Q (Kvar)
1	0	0
2	100	60
3	90	40
4	120	80
5	60	30
6	60	20
7	200	100
8	200	100
9	60	20
10	60	20
11	45	30
12	60	35
13	60	35
14	120	80
15	60	10
16	60	20
17	60	20
18	90	40
19	90	40
20	90	40
21	90	40
22	90	40
23	90	50
24	420	200
25	420	200
26	60	25
27	60	25
28	60	20
29	120	70
30	200	600
31	150	70
32	210	100
33	60	40

Fonte: (BARAN; WU, 1989).

Tabela 26 – Impedâncias das linhas da rede IEEE-33 bus.

Linha n ^o	De barra	Para barra	Impedância (Ohm)	
			Resistência	Reatância
1	1	2	0,0922	0,0470
2	2	3	0,4930	0,2511
3	3	4	0,3660	0,1864
4	4	5	0,3811	0,1941
5	5	6	0,8190	0,7070
6	6	7	0,1872	0,6188
7	7	8	0,7114	0,2351
8	8	9	1,0300	0,7400
9	9	10	1,0440	0,7400
10	10	11	0,1966	0,0650
11	11	12	0,3744	0,1238
12	12	13	1,4680	1,1550
13	13	14	0,5416	0,7129
14	14	15	0,5910	0,5260
15	15	16	0,7463	0,5450
16	16	17	1,2890	1,7210
17	17	18	0,7320	0,5740
18	2	19	0,1640	0,1565
19	19	20	1,5042	1,3554
20	20	21	0,4095	0,4784
21	21	22	0,7089	0,9373
22	3	23	0,4512	0,3083
23	23	24	0,8980	0,7091
24	24	25	0,8960	0,7011
25	6	26	0,2030	0,1034
26	26	27	0,2842	0,1447
27	27	28	1,0590	0,9337
28	28	29	0,8042	0,7006
29	29	30	0,5075	0,2585
30	30	31	0,9744	0,9630
31	31	32	0,3105	0,3619
32	32	33	0,3410	0,5302
33	21	8	2,0000	2,0000
34	9	15	2,0000	2,0000
35	12	22	2,0000	2,0000
36	18	33	0,5000	0,5000
37	25	29	0,5000	0,5000

Fonte: (BARAN; WU, 1989).

Foram realizados testes utilizando a rede padrão IEEE 33-bus citada, afim de avaliar o uso do algoritmo Matpower como ferramenta para resolução e indicação de trânsitos ótimos de potência.

- Teste 1: Nesse primeiro caso são avaliados o comportamento dos métodos de corrente alternada Newton-Raphson, Fast-Decoupled (versões XB e BX) e Gauss-Seidel, para isso serão avaliados as perdas calculadas pelo algoritmo para diferentes cenários de custos de operação, bem como o esforços computacionais de cada método.
- Teste 2: No teste 2 são incluídos geradores distribuídos e MR despacháveis na rede do teste 1. Será assumido nesse teste que todos os recursos despacháveis têm os mesmos custos e que os REDs não possuem controle, assim produzirão aquilo que a fonte primária permitir. Aqui interessa entender o comportamento do algoritmo com a inclusão desses recursos, para isso serão avaliados o comportamento do fluxo de

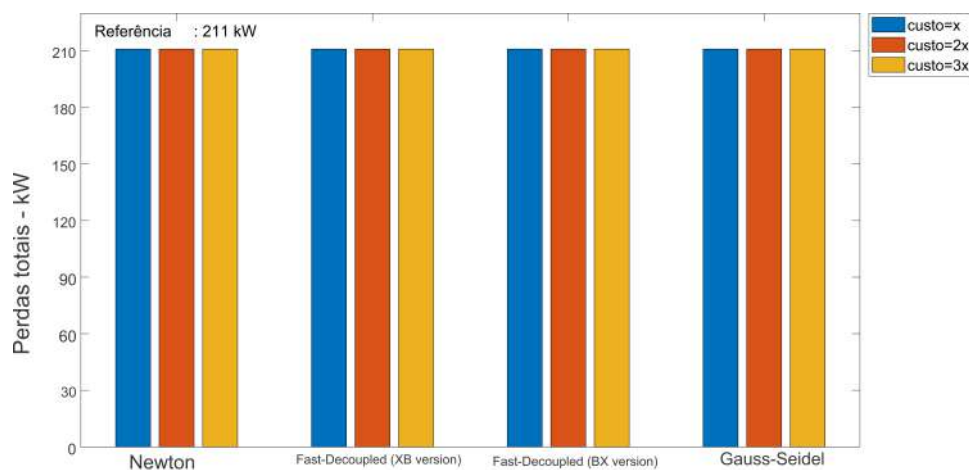
potência ativa e reativa no PAC e nas barras da rede de teste, bem como os novos valores de perdas nesse cenário.

- Teste 3: Será avaliado o algoritmo perante variação dos custos dos MR despacháveis e assim encontrar a melhor solução de operação da rede que minimiza os custos de operação do sistema. Serão avaliadas os fluxos de potência ativa e reativa no PAC e nas barras, bem como os novos valores de perdas.
- Teste 4: Já no teste 4 serão considerados que os custos das MR despacháveis são menores que o da concessionária (Barra 1). Serão avaliadas os fluxos de potência ativa e reativa no PAC e nas barras, bem como os novos valores de perdas para esse cenário. Também serão realizadas comparações entre todos os testes simulados.
- Teste 5: Nesse cenário será avaliado a injeção de potência pelas MRs para atendimento à rede à montante.

A.1 Teste 1: Avaliação dos métodos de resolução de fluxo de potência do Matpower

Na Figura 87 são apresentadas as perdas ativas totais calculadas em cada método de corrente alternada do Matpower. Para efeitos de avaliação foram considerados diferentes custos da energia proveniente da barra 1, onde o custo inicial é x , em seguida $2x$ e por último $3x$. Os resultados apresentados são os mesmos para os 4 métodos estudados, nesse caso as perdas totais foram de 211 kW que é o mesmo valor apresentado na referência (VC et al., 2018).

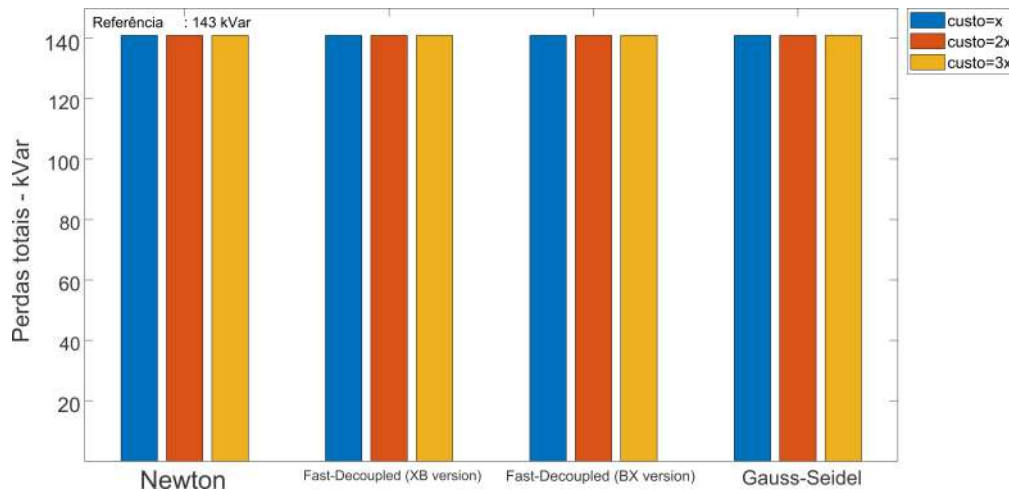
Figura 87 – Cálculo das perdas de potência ativa para cada método em função das variações de custos da energia ativa.



Fonte: Autor 2022.

Já na Figura 88 são apresentadas as perdas reativas totais cujos os valores também foram os mesmos em todos os métodos, nesse caso foram calculadas em 141 kVar. A referência (VC et al., 2018) apresentou o mesmo cálculo no valor de 143 kVar. As variações de custos não alteraram os valores calculados.

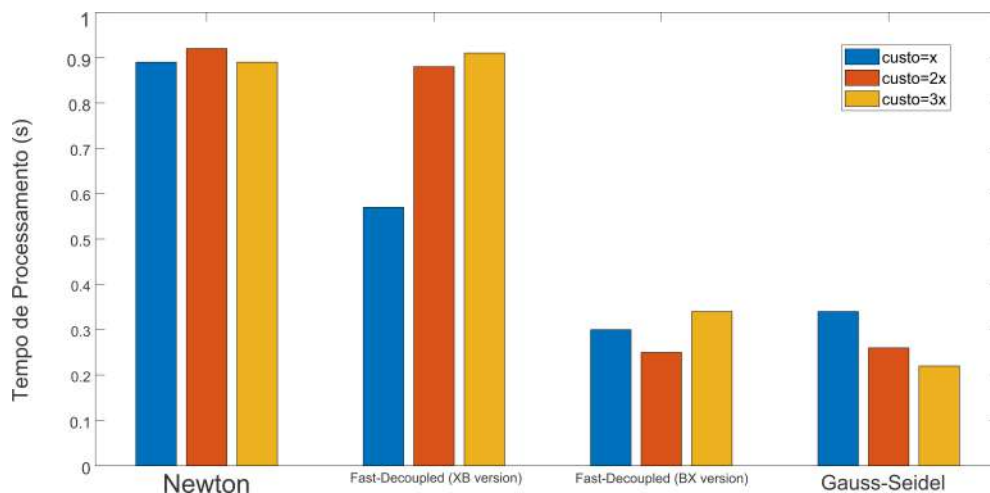
Figura 88 – Cálculo das perdas de potência reativa para cada método em função das variações de custos da energia reativa.



Fonte: Autor 2022.

Na Figura 89 são avaliados os esforços computacionais de cada método, de forma que o método Newton-Raphson mostrou ser o mais lento de todos, com aproximadamente 0,9 segundos de tempo de processamento, contudo, esse resultado é perfeitamente aceitável, uma vez que o tempo de processamento esperado no terceiro nível de controle da MR dessa tese é de 5 a 60 minutos. Além disso, o método Newton-Raphson é o mais comumente utilizado na literatura para resolução de problemas de fluxo de potência, dessa forma será o método a ser considerado nesse trabalho.

Figura 89 – Variação do tempo de processamento de cada método em função das variações de custos.

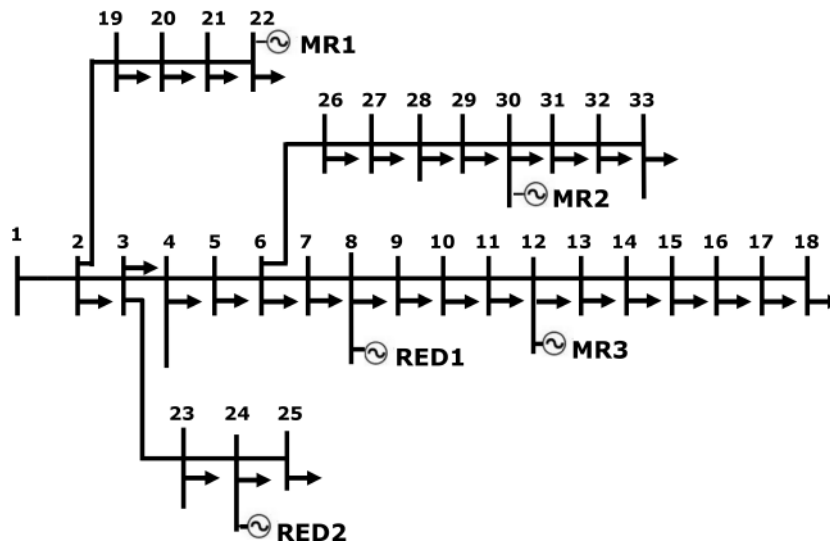


Fonte: Autor 2022.

A.2 Teste 2: Inclusão de recursos energéticos distribuídos e de microrredes despacháveis no sistema IEEE 33 bus

A rede de teste foi modificada, conforme Figura 90, através da inclusão de dois REDs não despacháveis e três MRs despacháveis, conforme dados da Tabela 27. A barra 1 representa o PAC, no qual há o trânsito de potência ativa e reativa com a rede os quais podem ser alterados conforme o resultado do FPO. Os REDs não despacháveis serão modelados numa barra P-Q, nesse caso consumindo potência ativa negativa de forma constante. Nessa simulação serão considerados os mesmos custos entre as MRs despacháveis e a barra 1 (concessionária).

Figura 90 – Topologia do sistema IEEE 33 bus com a inclusão de REDs e MRs.



Fonte: Autor 2022.

Tabela 27 – Potência disponível dos REDs e MRs incluídos na rede IEEE 33 bus.

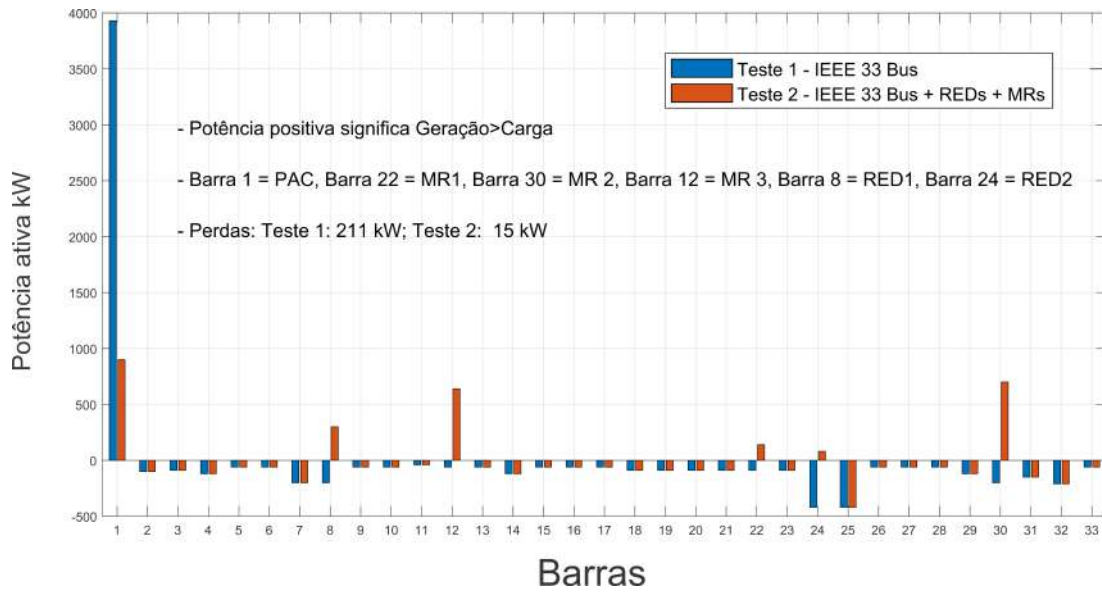
	Barra	kW	Despachável?
MR1	22	1000	sim
MR2	30	1000	sim
MR3	12	1000	sim
RED1	8	500	não
RED2	24	500	não
Total		4000	

Fonte: Autor 2022.

Os fluxos de potência ativa e reativa nas barras da rede IEEE-33 bus são apresentadas nas Figuras 91 e 92, respectivamente e comparativamente com o sistema do Teste 1. Como os custos são os mesmos, todos as MRs despacháveis contribuíram no fornecimento de potência, o que aliado à contribuição dos REDs resultou numa redução de perdas de

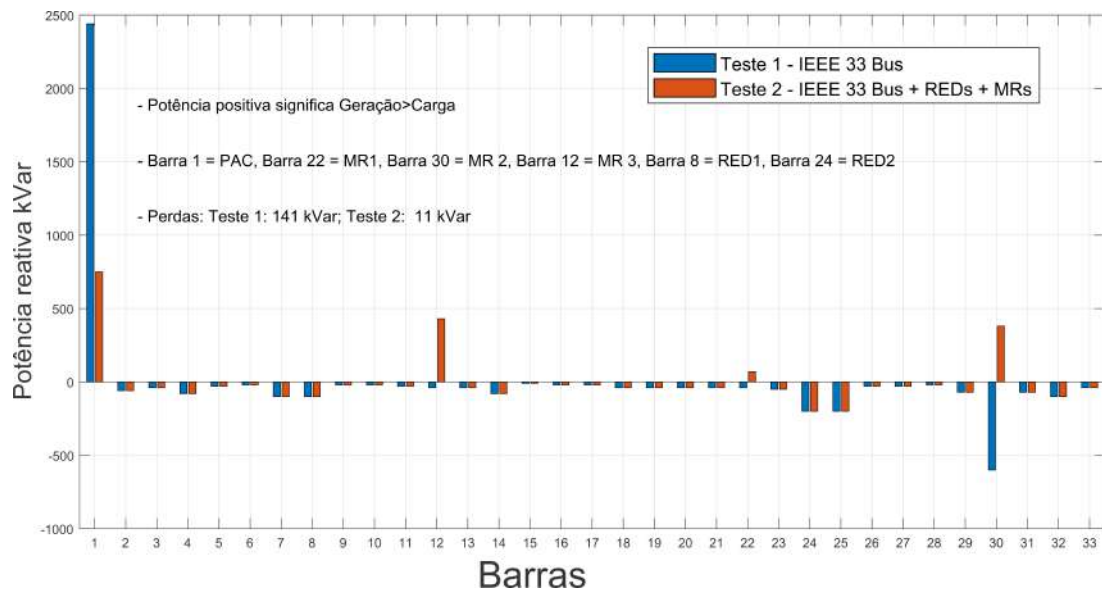
potência ativa de 211 kW do Teste 1 para 35kW no Teste 2. As perdas reativas reduziram de 141 kVar para 30 kVar. A potência observada na barra 1 representa o fluxo no PAC, logo observa-se que além da redução das perdas, a contribuição dos REDs e MRs reduziram a contribuição da rede. Nesse ponto é importante observar que com a contribuição controlada das MRs despacháveis é possível interagir com a rede a fim de que haja um fluxo controlado no PAC.

Figura 91 – Potência ativa nas barras do sistema IEEE 33 bus e com a inclusão de REDs e MRs despacháveis.



Fonte: Autor 2022.

Figura 92 – Potência reativa nas barras do sistema IEEE 33 bus e com a inclusão de REDs e MRs despacháveis.

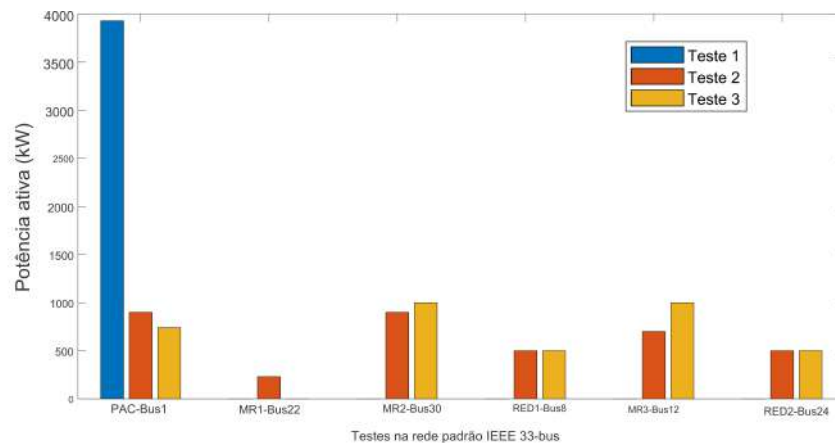


Fonte: Autor 2022.

A.3 Testes 3: Variação de custos das microrredes despacháveis

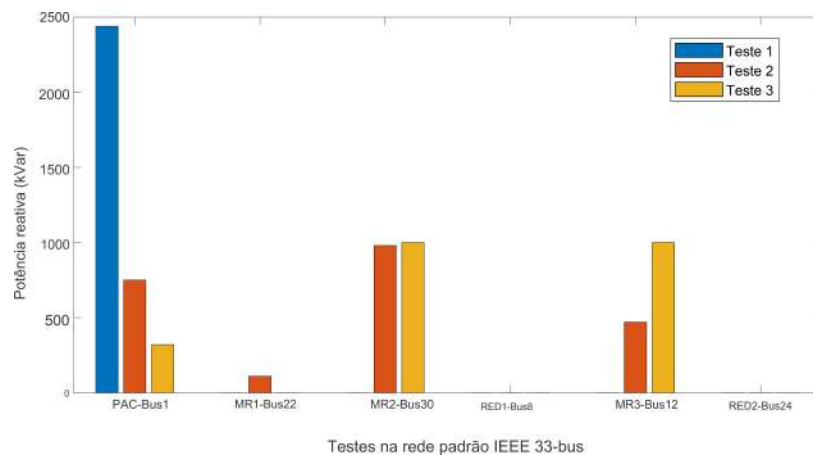
No Teste 3 serão considerados variações dos custos das MR despacháveis, de forma que os custos da MR1 são maiores que o da concessionária (Barra 1) que por sua vez é maior que os custos das MRs 2 e 3. Na Figura 93 são apresentadas as potência ativa entregue pelos REDs, pelas MRs despacháveis e pela concessionária no Teste 3, comparativamente com os Testes 1 e 2 realizados. Os resultados dos REDs não despacháveis são os mesmos nos Testes 2 e 3. Já no Teste 3 a MR1 não é despachada uma vez que apresenta custos superiores. De forma análoga é apresentado na Figura 94 a potência reativa entregue, onde mais uma vez a MR1 não é acionada tendo em vista os maiores custos. Já na Figura 95 são apresentadas as perdas elétricas de cada cenário citado, observa-se que no Teste 3 houve uma elevação em relação ao Teste 2, uma vez que a MR1 não contribuiu com entrega de potência distribuída nesse cenário.

Figura 93 – Potência ativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 3).



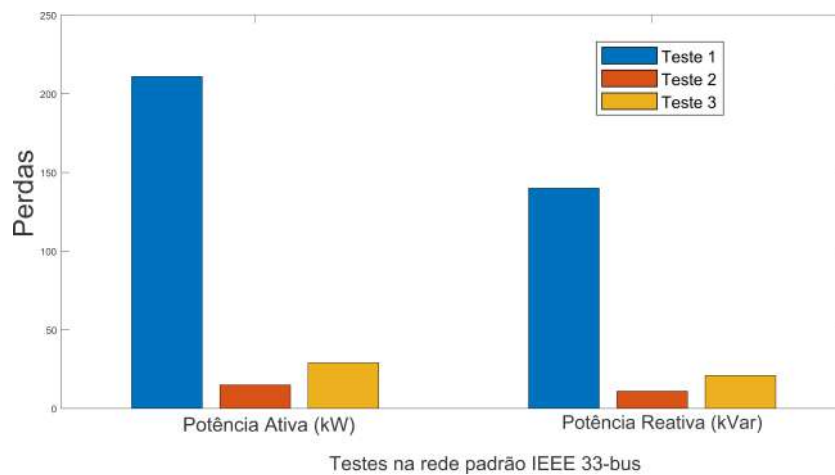
Fonte: Autor 2022.

Figura 94 – Potência reativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 3).



Fonte: Autor 2022.

Figura 95 – Perdas dos Testes 1, 2 e 3.

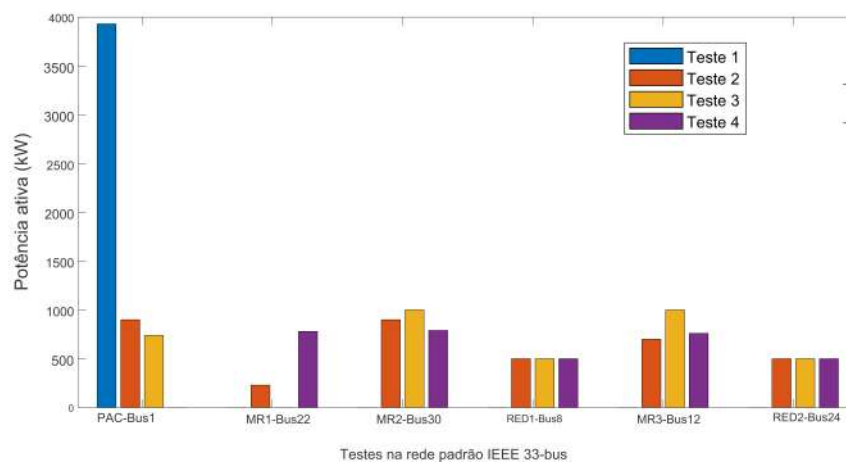


Fonte: Autor 2022.

A.4 Testes 4: Custos das microrredes menores que o da concessionária

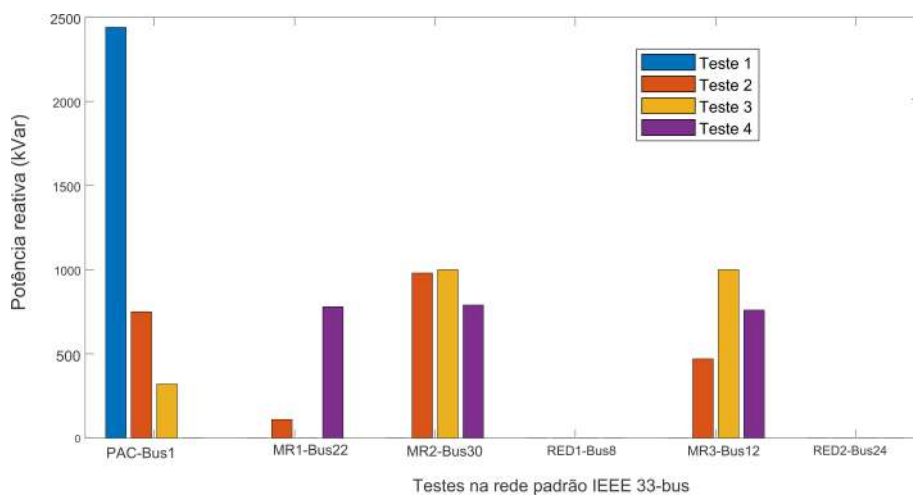
Nesse teste serão considerados que todas as MRs despacháveis e os REDs têm custos menores que o da concessionária. Por causa disso, os REDs e as MRs despacháveis são utilizados prioritariamente e com isso o fluxo de potência ativa e reativa no PAC passa a ser de zero, uma vez que a potência desses recursos são suficientes para atender todas as cargas da rede, conforme Figuras 96 e 97. Na Figura 98 são apresentadas as perdas de todos os cenários simulados, onde se observa elevação no Teste 4 em relação ao 3.

Figura 96 – Potência ativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 4).



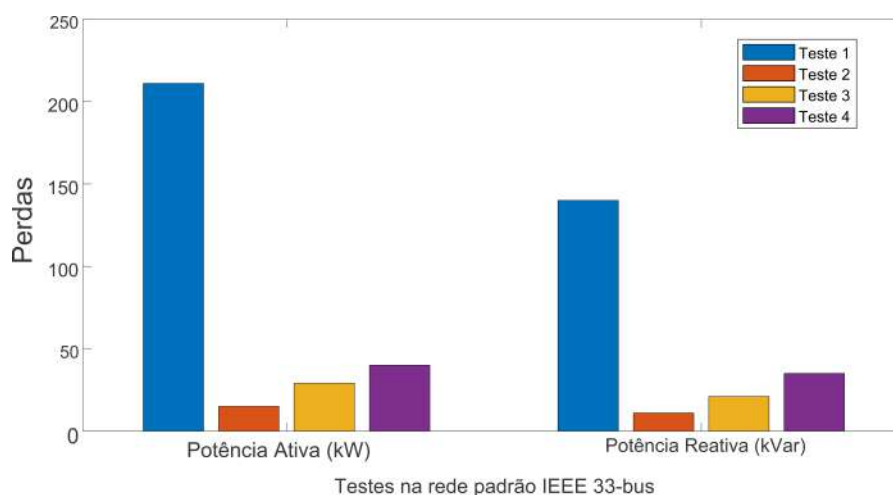
Fonte: Autor 2022.

Figura 97 – Potência reativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 4).



Fonte: Autor 2022.

Figura 98 – Perdas dos Testes 1, 2, 3 e 4.

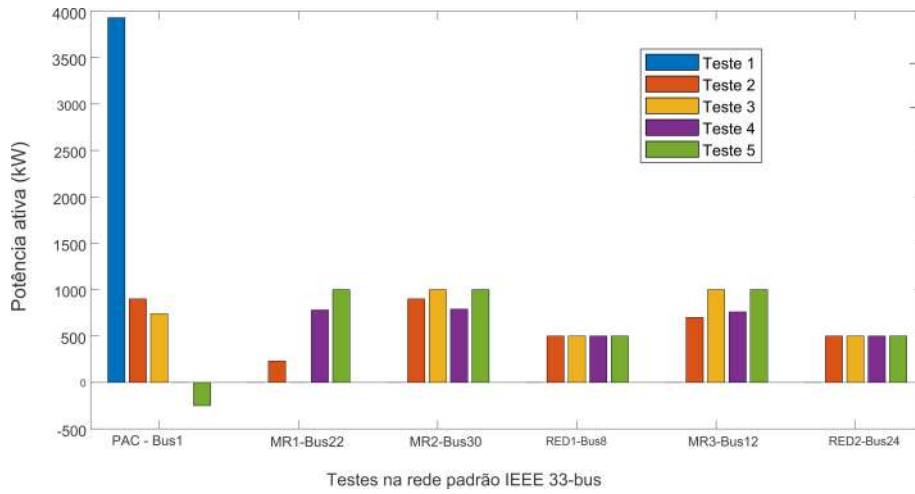


Fonte: Autor 2022.

A.5 Testes 5: Injeção de potência na rede da concessionária

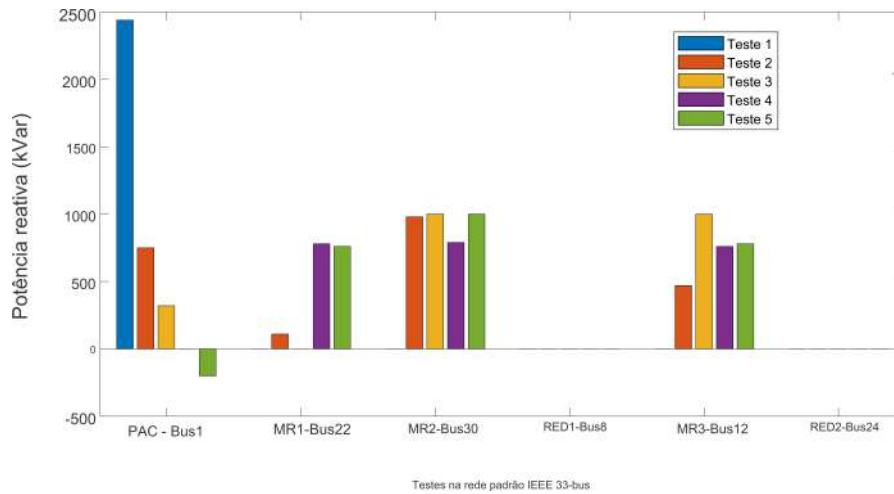
Para o teste 5 será considerado uma carga adicional na barra 1 para configurar o atendimento à rede da concessionária e assim permitir a injeção de potência pelas MRs. Para isso será considerado os mesmos dados do Teste 4, porém como uma carga de 250 kW de potência ativa e de 200 kVar de potência reativa na barra 1. Como os custos da concessionária são elevados, o fluxo no PAC se inverte de forma a permitir o envio de potência ativa e reativa, conforme observado nas Figuras 99 e 100 respectivamente. Na Figura 101 são apresentadas as perdas de todos os cenários simulados, de forma que não houve variação do Teste 4 em relação ao do Teste 5.

Figura 99 – Potência ativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 5.)



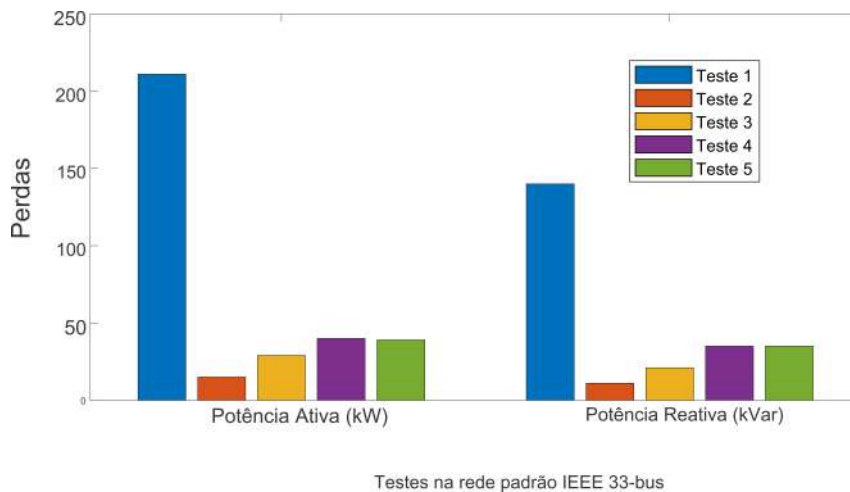
Fonte: Autor 2022.

Figura 100 – Potência reativa entregue às cargas pelos recursos do sistema modificado IEEE 33 bus (Teste 5).



Fonte: Autor 2022.

Figura 101 – Perdas dos Testes 1, 2, 3, 4 e 5.



Fonte: Autor 2022.

A.6 Conclusões

O algoritmo Matpower foi utilizado para determinação de fluxos ótimos de potência ativa e reativa, bem como para o cálculo de perdas, em testes realizados na rede de média tensão do IEEE 33 bus, cujas informações geradas e dados são conhecidos e utilizados em outras publicações. Os resultados dos testes permitiram demonstrar a eficácia do algoritmo ao encontrar informações como as perdas do sistema, bem como para determinação de fluxos ótimos de potência ativa e reativa, nesse caso sob a ótica do sistema de distribuição que enxerga REDs e microrredes como recursos disponíveis para interação. Nesse trabalho a utilização desse mesmo algoritmo é expandida para uso no controle central de uma microrredes com o objetivo de fornecer referências de potências ativas e reativas desejadas nos pontos de acoplamentos com a rede de distribuição para o fornecimento de diversos serviços ancilares pelas microrredes.

Anexo A

Dados do *benchmark*

Nesse anexo são apresentadas as características das redes europeias do *benchmark* do *CIGRE* que foram utilizadas no desenvolvimento da plataforma de simulação. Um detalhamento maior pode ser encontrado na referência (CIGRE, 2009).

A.1 *Benchmark* rede de alta tensão

Os valores de base do sistema de transmissão são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 – Valores de base do sistema de alta tensão.

Número de fases	S_{base} [MVA]	V_{base} [kV]	I_{base} [kA]	Z_{base} [Ω]
3	100	220	0,262	484

Fonte: (CIGRE, 2009).

As características dos geradores estão descritas na Tabela 29. Nas Tabelas 30, 31, 32 e 33 são apresentadas as características das linhas de transmissão, das cargas, dos transformadores e dos banco de capacitores do sistema de alta tensão, respectivamente. Para conexão do sistema de transmissão ao sistema de distribuição é utilizado um sistema de sub-transmissão no nível de tensão de 110 kV cujas características das linhas e do transformador estão descritos nas Tabelas 34 e 35.

Tabela 29 – Parâmetros dos geradores do sistema de alta tensão.

Gerador	Nó	H [s]	D [p.u.]	X _d [p.u.]	X' _d [p.u.]	X'' _d [p.u.]	T' _{d0} [s]	T'' _{d0} [s]	X _q [p.u.]	X' _q [p.u.]	T' _{q0} [s]	S _{rated} [MVA]	P _{out} [MW]	Q _{out} [MVAR]
1	10	5,0	1,0	1,25	0,333	0,292	5,0	0,002	1,0	0,292	0,002	700	500	175
2	11	3,0	0,0	1,667	0,25	0,233	6,0	0,002	1,125	0,225	0,002	500	200	175
3	12	5,0	1,0	1,25	0,333	0,292	5,0	0,002	1	0,292	0,002	500	300	135
Referência	9	Angulo tensão na barra: 0 graus; Magnitude da tensão na barra: 1,04 pu												

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 30 – Parâmetros das linhas de transmissão de alta tensão.

Linha	De nó	para nó	R'ph [p.u./km]	X'ph [p.u./km]	B'ph [p.u./km]	R'0 [p.u./km]	X'0 [p.u./km]	B'0 [p.u./km]	l [km]	Tensão [kV]	Rated [MVA]
1	1	2	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	100	220	250
2	1	6a	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	300	220	250
3	2	5	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	300	220	250
4	3	4	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	100	220	250
5	3	4	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	100	220	250
6	4	5	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	300	220	250
7	4	6a	1,35E-4	8,22E-4	1,38E-3	4,41E-4	2,72E-3	8,06E-4	300	220	250
8	7	8	6,79E-5	6,44E-4	1,75E-3	3,74E-4	2,39E-3	1,22E-3	600	380	500
9	6b	6a	-	-	-	-	-	-	opcional	220	opcional

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 31 – Parâmetros das cargas em alta tensão.

Nó	Pmax [p.u.]	Qmax [p.u.]
1	0	0
2	2,85	2,00
3	3,25	2,44
4	3,26	2,44
5	1,03	0,62
6a	4,35	2,96
7	0	0
8	0	0
9	0	0
10	0	0
11	0	0
12	0	0
6b	0	0

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 32 – Parâmetros dos transformadores de alta tensão.

De nó	para nó	Connection	V1 [kV]	V2 [kV]	Xtr [p.u.]	Zgnd [Ω]	Rated [MVA]
1	7	3-ph Y-Y Ambos lados aterrados	220	380	0,013	3	1000
9	1	3-ph Y-Y Lado AT aterrado	22	220	0,013	3	1000
10	2	3-ph Y-Y Lado AT aterrado	22	220	0,013	3	1000
3	8	3-ph Y-Y Ambos lados aterrados	220	380	0,013	3	1000
11	3	3-ph Y-Y Lado AT aterrado	22	220	0,013	3	1000
12	6b	3-ph Y-Y Lado AT aterrado	22	220	0,026	3	500

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 33 – Parâmetros dos capacitores de alta tensão.

Nó	Q [p.u.]
4	1,4
5	0,6
6a	1,6

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 34 – Parâmetros da linha de sub-transmissão.

R'ph [p.u./km]	X'ph [p.u./km]	B'ph [p.u./km]	R'0 [p.u./km]	X'0 [p.u./km]	B'0 [p.u./km]	l [km]	Tensão [kV]	Rated [MVA]
1,69E-4	7,13E-4	1,62E-3	4,75E-4	3,03E-3	7,28E-4	50	110	150

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 35 – Parâmetros do transformador do sistema de sub-transmissão.

Conexão	V1 [kV]	V2 [kV]	Z _{tr} [p.u.]	S _{rated} [MVA]
3-ph Y-Y Ambos lados aterrados	220	110	0,01 + j0,12	150

Fonte: (CIGRE, 2009).

A.2 *Benchmark* rede de média tensão

Na Tabela 36 são apresentados os parâmetros das linhas de distribuição e na Tabela 37 são apresentados os dados dos transformadores.

Tabela 36 – Parâmetros das linhas de distribuição de média tensão.

Segmento	De nó	Para nó	Condutor ID	R _{ph} [Ω/km]	X _{ph} [Ω/km]	B _{ph} [μS/km]	R ₀ [Ω/km]	X ₀ [Ω/km]	B ₀ [μS/km]	l [km]	Instalação
1	1	2	1	0,51	0,366	3,17	0,658	1,61	1,28	2,82	Aérea
2	2	3	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	4,42	Subterrânea
3	3	4	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,61	Subterrânea
4	4	5	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,56	Subterrânea
5	5	6	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	1,54	Subterrânea
6	6	7	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,24	Subterrânea
7	7	8	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	1,67	Subterrânea
8	8	9	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,32	Subterrânea
9	9	10	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,77	Subterrânea
10	10	11	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,33	Subterrânea
11	11	4	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	0,49	Subterrânea
12	3	8	2	0,343	0,274	47,5	0,817	1,6	47,5	1,3	Subterrânea
13	12	13	1	0,51	0,366	3,17	0,658	1,61	1,28	4,89	Aérea
14	13	14	1	0,51	0,366	3,17	0,658	1,61	1,28	2,99	Aérea
15	14	8	1	0,51	0,366	3,17	0,658	1,61	1,28	2	Aérea

Fonte: (CIGRE, 2009).

Tabela 37 – Parâmetros das transformadores de média tensão.

Do nó	Para o nó	Conexão	V1 [kV]	V2 [kV]	Z _{tr} [p.u.]	S _{rated} [MVA]
0	1	3-ph Y-Y Ambos lados aterrados	110	20	0,016 + j1,92	25
0	12	3-ph Y-Y Ambos lados aterrados	110	20	0,016 + j1,92	25

Fonte: (CIGRE, 2009).

A.3 *Benchmark* rede de baixa tensão

As características da rede de baixa tensão residencial estão descritas na Tabela 38.

Tabela 38 – Parâmetros das linhas de distribuição de baixa tensão residencial.

Segemento	Do nó	Para o nó	ID Condutor	R'ph	X'ph	R'0	X'0	l	Instalação	km	R'ph	X'ph
				Ω/km	$[\Omega/\text{km}]$	$[\Omega/\text{km}]$	$[\Omega/\text{km}]$	[m]			Ω	Ω
1	R1	R2	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
2	R2	R3	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
3	R3	R4	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
4	R4	R5	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
5	R5	R6	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
6	R6	R7	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
7	R7	R8	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
8	R8	R9	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
9	R9	R10	UG1	0,163	0,136	0,490	0,471	35	UG3-ph	0,035	0,006	0,005
10	R3	R11	UG4	1,541	0,206	2,334	1,454	30	UG3-ph	0,030	0,046	0,006
11	R4	R12	UG2	0,266	0,151	0,733	0,570	35	UG3-ph	0,035	0,009	0,005
12	R12	R13	UG2	0,266	0,151	0,733	0,570	35	UG3-ph	0,035	0,009	0,005
13	R13	R14	UG2	0,266	0,151	0,733	0,570	35	UG3-ph	0,035	0,009	0,005
14	R14	R15	UG3	0,266	0,158	0,860	0,630	30	UG3-ph	0,030	0,008	0,005
15	R6	R16	UG6	0,266	0,174	1,285	0,865	30	UG3-ph	0,030	0,008	0,005
16	R9	R17	UG4	1,541	0,206	2,334	1,454	30	UG3-ph	0,030	0,046	0,006
17	R10	R18	UG5	1,111	0,195	1,926	1,265	30	UG3-ph	0,030	0,033	0,006

Fonte: (CIGRE, 2009).

