

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

Dener Augusto de Lisboa Brandão

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO FLUXO DE POTÊNCIA DE UM
CLUSTER AVANÇADO DE MÉDIA TENSÃO COM ESTAÇÕES DE
RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E
MICRORREDES AVANÇADAS**

Belo Horizonte
2025

Dener Augusto de Lisboa Brandão

**ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO FLUXO DE POTÊNCIA DE UM
CLUSTER AVANÇADO DE MÉDIA TENSÃO COM ESTAÇÕES DE
RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E
MICRORREDES AVANÇADAS**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Engenharia de Potência

Linha de pesquisa: Eletrônica de Potência

Orientador: Prof. Dr. Igor Amariz Pires

Coorientador: Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão

Belo Horizonte
2025

B817e	<p>Brandão, Dener Augusto de Lisboa. Estratégia de controle do fluxo de potência de um <i>cluster</i> avançado de média tensão com estações de recarga rápida de veículos elétricos e microrredes avançadas [recurso eletrônico] / Dener Augusto de Lisboa Brandão. – 2025. 1 recurso online (167 f. : il., color.) : pdf.</p> <p>Orientador: Igor Amariz Pires. Coorientador: Danilo Iglesias Brandão.</p> <p>Tese (doutorado) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.</p> <p>Inclui bibliografia.</p> <p>1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Eletrônica de potência – Teses. 3. Correntes elétricas – Teses. 4. Análise por conglomerados – Teses. 5. Veículos elétricos – Teses. I. Pires, Igor Amariz. II. Brandão, Danilo Iglesias. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.</p>
	CDU: 621.3(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

ESCOLA DE ENGENHARIA - COLEGIADO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

FOLHA DE APROVAÇÃO

"ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO FLUXO DE POTÊNCIA DE UM CLUSTER AVANÇADO DE MÉDIA TENSÃO COM ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS E MICRORREDES AVANÇADAS"

DENER AUGUSTO DE LISBOA BRANDÃO

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 07 de novembro de 2025. Por:

Prof. Dr. Igor Amariz Pires
DELT (UFMG) - Orientador

Prof. Dr. Danilo Iglesias Brandão
DEE (UFMG)

Prof. Dr. Thiago Ribeiro de Oliveira
DELT (UFMG)

Prof. Dr. Gabriel Azevedo Fogli
DELT (UFMG)

Prof. Dra. Fernanda Caseno Trindade Arioli
FEEC (UNICAMP)

Prof. Dr. Jakson Paulo Bonaldo
DEE (UFMT)



Documento assinado eletronicamente por **Igor Amariz Pires, Professor do Magistério Superior**, em 07/11/2025, às 17:37, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Thiago Ribeiro de Oliveira, Professor do Magistério Superior**, em 07/11/2025, às 17:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).

Documento assinado eletronicamente por **Gabriel Azevedo Fogli, Professor do Magistério**



Superior, em 07/11/2025, às 17:40, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Fernanda Caseño Trindade Arioli, Usuária Externa**, em 10/11/2025, às 11:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Danilo Iglesias Brandao, Professor do Magistério Superior**, em 10/11/2025, às 14:15, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Jakson Paulo Bonaldo, Usuário Externo**, em 11/11/2025, às 14:07, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site

[https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **4693358** e o código CRC **F5760D9D**.

Este trabalho é dedicado a Deus, aos meus pais e aos meus irmãos. Meu coração sempre estará com vocês, perto ou longe! Amo vocês!

Agradecimentos

Estudar é gratificante! Aprender coisas novas e ser desafiado são fatores que sempre me motivaram durante toda a minha vida. Entretanto, muitas vezes o processo do estudo exige sacrifício e não é simples. Algumas dificuldades do processo não aparecerão neste texto de tese. Quase nunca a solução de problemas será linear, muitos artigos serão rejeitados e quase nunca conseguiremos lidar com as incertezas da vida de forma clara e racional. Tem dias que lidar com tudo isso será mais fácil e, em outros, parecerá impossível. Para os dias impossíveis, uma receita simples: fé, perseverança e, em alguns casos, simplesmente ir para casa passar raiva com seu time de futebol ajudará para que o próximo dia seja melhor.

Lidar com tudo isso sozinho é humanamente impossível. Por isso, ter alguém ao seu lado é fundamental para que a caminhada seja mais leve. Primeiramente, Deus. Agradeço a Ele por sempre estar comigo, me dando forças, me guardando e me abençoando todos os dias. Agradeço a Ele por me orientar e por me guiar para as melhores decisões, mesmo que eu não conseguisse entendê-las como as melhores naquele momento.

Agradeço a Deus também pelos anjos que foram enviados para cuidar de mim: meus pais, Myrian e Delei. Nenhuma das palavras deste texto estaria aqui se não fosse por eles. Agradeço a eles por todo o apoio material, emocional e por sempre me incentivarem a ser uma melhor versão de mim mesmo. Cada conquista minha, por menor que seja, é uma conquista de vocês.

É difícil dizer o que seria de mim sem vocês. Não existem pais perfeitos, pois somos humanos. Além disso, como ser perfeito se, como pessoas, mudamos constantemente? Porém, se eu pudesse definir no dicionário um sinônimo para a palavra amor, para a palavra apoio e para a palavra carinho, eu colocaria o nome de vocês em todas elas.

Graças a eles, outros dois anjos (às vezes, nem tanto) entraram na minha vida: meus irmãos, Fabrício e Rafael. Irmãos são amigos de sangue. Vocês brincam, brigam, zoam e estão sempre ali para auxiliar um ao outro. Em relação aos meus

pais e aos meus irmãos, eu cunhei uma frase que nos representa: sozinhos somos bons, mas juntos somos ainda melhores! Eu amo vocês!

Sobre meus outros amigos de sangue, gostaria de agradecer a toda a minha família de um modo geral. Aos meus tios, aos meus primos, aos meus avós e a todos os parentes com as mais diferentes designações. Tenho uma família maravilhosa e estar com vocês é algo fundamental para mim!

Deus me abençoou também com vários amigos que não são de sangue, mas que são extremamente importantes para mim. Tenho amigos desde que me entendo por gente, como a Kerolay e a Rafaela. Amigas que estão lá sempre, para o que der e vier! Tenho amigos que perduram desde o ensino médio, no COLTEC, e que, até hoje, continuam sendo um apoio formidável. São os casos das minhas melhores amigas: Luna e Aline Rizzon. Elas me auxiliaram muito com conselhos, conversas aleatórias e apoio em momentos difíceis, mesmo há dezenas ou milhares de quilômetros de distância!

O caso do meu melhor amigo Vitin é diferente: ele também estava no COLTEC um ano na minha frente, mas ainda não nos conhecíamos. Quis o destino que, já na graduação, voltássemos ao COLTEC para sermos colegas em um projeto. De colega, virou amigo e me apresentou a Lud, sua esposa e, juntos, formam um dos casais mais lindos do mundo! Vocês também são um apoio imensurável para mim! O Vitin também me ajuda a estar sempre perto de grandes amigos do COLTEC e da faculdade, como o João (vulgo Felipe), Thiago Lages, Charlon e a Aninha!

Mas, vamos voltar um ano antes... Hoje entendo que passei na UFMG na segunda tentativa para antes conhecer três pessoas maravilhosas na PUC: Alberto, Brenda e o Mestre Hernaine. Ironicamente, o Vacilo's Group não é um vacilo, mas um dos maiores acertos das nossas vidas!

Se eu esqueci de alguém, peço perdão, mas saibam que estão nas páginas do meu coração! Agradeço aos meus amigos que não estão mais presentes em minha vida, mas que, enquanto estiveram, foram fundamentais para que eu pudesse seguir em frente! Sinto saudades de vocês!

Também fiz grandes amigos na pós-graduação: MJ (Mary Jane, Mari, mas nunca Mariana), Bruna (ou melhor, O Sol Turista), Kassicleide, minha querida

Bibs (às vezes Bianca, mas sempre querida), grande Ti Will (e sua querida Natália), Aldoroso, Rafaels (Bortolo e Átila), Victor, grande Toinzin, Gideon, Arthur, Pedro Pneumonia (o maior corredor cantor de karaokê do mundo) e Pedro Carioca, Gustavo de Verdade e Gustavo WEG, Diogão, João Pai, Nai ou Najara (apelido carinhoso, juro), David, Marcello, Vasco, Leo e Leo (Adolpho e Fernandes) e Leoptop, Vinícius, Leandro, Gabriel Lajinha, Leilane, Maria e Valdeir.

Mas, dentre tantos amigos da pós, gostaria de destacar alguns em especial: primeiramente, a doce Arlete, a engrenagem fundamental do Laboratório Tesla! Sua pureza e seu estado de ânimo fazem de todos os lugares em que está um lugar abençoado e cheio de vida! Seu amigo Charlie Brown te considera muito! Destaco também meu primeiro mentor da pós: Thiago Parreiras. Muito do que aprendi eu devo a você, inclusive piadas de altíssima qualidade duvidosa. Que Deus possa continuar te iluminando para que continue sendo a pessoa incrível que é. Ao meu amigo Gabrongon que, no meio de tanta, mais tanta bobagem, é um cara inteligente, focado e uma pessoa incrível. Destaco meu grande amigo Jãozin, o doutor das microrredes e dono de uma garra e inteligência que são exemplo para mim e para tantos! E, por fim, destaco o príncipe da megalópole Manhumirim, Rodrigo, o Senhor das Nove Fases. Apesar de ser insuportável, você é uma pessoa que merece o melhor na vida e tem muito a ensinar sobre paciência, perseverança e pose de americano.

Não poderia esquecer de agradecer ao meu orientador, professor Igor Pires, o melhor que alguém pode ter: uma pessoa tranquila, que acredita e confia no seu potencial. Também é um atleticano desiludido e fã de cantores pop. Destaco também meu coorientador, professor Danilo Iglesias que, com todo o seu conhecimento, me ajudou a ser melhor a cada dia. Sua garra te levará cada vez mais longe!

Agradeço também ao meu coorientador informal, professor Braz Cardoso, pela confiança em diversos projetos, por ser a pedra fundamental do Laboratório Tesla que, ao longo dos anos, foi e continuará sendo uma casa para mim e para tantos. Agradeço também ao professor Sidelmo Silva que colaborou enormemente com suas sugestões no exame de qualificação e pela excelente didática em suas disciplinas. Agradeço aos professores Thales Maia, Tomás Corrêa, Lenin Moraes, Thiago Oliveira, Gabriel Fogli, Seleme Isaac e Porfírio Cabaleiro. Todos vocês foram

fundamentais na minha formação!

Agradeço ao Colégio Técnico da UFMG, querido COLTEC, e aos professores Adriano Borges, Alberto Gontijo, Humberto Honda, Virgínia Fernandes, André Saraiva, Adilson Moreira, João Montandon, Leandro Maia, Anísio Braga e aos servidores Giovanni (famoso Elvis), Fabrício Riff, João Lopes, Fábio Laboissiere e Rosiléa Simões por todo o apoio durante a jornada. Aos meus vários alunos de COLTEC por me mostrarem que o ato de ensinar sempre pode ser divertido. Vocês são um dos meus motivos para continuar e são a razão do COLTEC ser elite!

Agradeço ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG e ao seu excelente corpo docente pela contribuição ao meu desenvolvimento acadêmico. Agradeço também à CAPES pelos apoios financeiros para a execução deste doutorado. Agradeço também à FAPEMIG pelo suporte com os projetos APQ-02216-23 e APQ-05085-23, fundamentais para a construção da infraestrutura do contêiner de microrrede, utilizado para coleta dos resultados experimentais.

Agradeço aos membros da banca: Fernanda Trindade, Jakson Bonaldo e mais uma vez aos professores Gabriel Fogli e Thiago Oliveira pelo tempo dedicado e pela colaboração em tornar meu trabalho melhor.

Agradeço a todos que estiveram comigo. Sigamos!

*“Cada escolha, uma renúncia.
Isso é a vida.”
(Lutar pelo que é meu - Charlie Brown Jr.)*

Resumo

Nesta tese de doutorado são apresentadas estratégias de controle para *clusters* de rede compostos por microrredes (MRs) avançadas e estações de recarga rápida (ERRs). A proposta oferece mais graus de liberdade na gestão da energia, contribuindo para a atenuação de variações bruscas de potência na rede, com foco na operação em média tensão e na garantia do fornecimento de energia no sistema elétrico. Os desafios abordados incluem o controle do fluxo de potência em presença de elevada penetração de geração distribuída e o impacto de ERRs na qualidade da energia. O trabalho propõe adaptações do algoritmo *power-based control* - controle baseado em potência (PBC) para lidar com tais condições, viabilizando tanto o equilíbrio local de potência quanto a prestação de serviços ancilares à rede, como *peak shaving*, *valley filling* e suporte de tensão. O sistema proposto foi avaliado em dois modos de operação distintos: conectado à rede e operando em modo ilhado. Em ambos, foram desenvolvidas e testadas soluções centralizadas e coordenadas de controle de potência. Os resultados de simulação demonstraram que o algoritmo proposto é capaz de manter a tensão no ponto de acoplamento comum (PAC) do *cluster* de rede dentro dos limites considerados adequados estabelecidos pelas normas do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Além disso, a metodologia se mostrou rígida frente à variação de carga e geração dentro do *cluster* de rede em modo ilhado, considerando simulações com solucionadores fásoriais. A proposta também foi validada experimentalmente em ambiente laboratorial em pequena escala, comprovando sua viabilidade prática. Foi possível, por exemplo, zerar o fluxo de potência no PAC, evidenciando o equilíbrio interno de potência, uma condição essencial para operação em modo ilhado.

Palavras-chave: controle de microrrede (MR) avançada; *clusters* de rede avançados; estação de recarga rápida (ERR); *power-based control* - controle baseado em potência (PBC); recursos energéticos distribuídos (REDS); veículos elétricos (VEs).

Abstract

In this doctoral thesis, control strategies are presented for grid clusters composed of advanced microgrids and fast-charging stations (FCSs). The proposed approach offers more degrees of freedom in energy management, contributing to the mitigation of abrupt power variations in the grid, with a focus on medium-voltage operation and on ensuring power supply within the electrical system. The challenges addressed include the control of power flow in the presence of high penetration of distributed generation and the impact of FCSs on power quality. The work proposes adaptations of the power-based control (PBC) algorithm to deal with such conditions, enabling both local power balancing and the provision of ancillary services to the grid, such as peak shaving, valley filling, and voltage support. The proposed system was evaluated in two distinct modes of operation: grid-connected and islanded. In both modes, centralized and coordinated power control solutions were developed and tested. The simulation results showed that the proposed algorithm is capable of maintaining the voltage at the point of common coupling (PCC) of the grid cluster within the limits considered adequate, as established by the [PRODIST](#) standards of [ANEEL](#). Moreover, the methodology proved robust against load and generation variations within the grid cluster in islanded mode, considering simulations with phasor-based solvers. The proposal was also experimentally validated in a small-scale laboratory environment, confirming its practical feasibility. It was possible, for instance, to achieve zero power flow at the PCC, demonstrating internal power balancing, an essential condition for islanded operation.

Keywords: advanced microgrid control; advanced grid clusters; fast charging stations (FCS); power-based control (PBC); distributed energy resources (DERs); electric vehicles (EVs).

Lista de ilustrações

Figura 1 – Representação gráfica do <i>cluster</i> de rede e dos principais termos utilizados neste trabalho.	27
Figura 2 – Comparação entre o sistema elétrico de potência convencional e o moderno com fontes de energia baseadas em eletrônica de potência.	44
Figura 3 – Exemplo de variação da demanda de energia elétrica e da geração de energia solar ao longo do dia.	45
Figura 4 – Hierarquia de controle de microrredes.	48
Figura 5 – Arquiteturas de controle de microrredes.	49
Figura 6 – Esquemático do algoritmo do PBC original.	65
Figura 7 – Rede de média tensão e o cluster de rede baseado no alimentador IEEE-13 <i>Node</i>	69
Figura 8 – Hierarquia de controle do sistema proposto.	72
Figura 9 – Algoritmo do sistema de controle proposto.	73
Figura 10 – Sistema conectado: Potência ativa no ponto de conexão (PoC) da: (a) MRbaixa tensão (BT)1 (b) MRBT2 (c) MRBT3 (d) Carga externa e REDs independentes baseados em PV.	81
Figura 11 – Sistema conectado: Potência ativa no PoC da: (a) ERR1 (b) ERR2. <i>state of charge</i> - estado de carga (SoC) do <i>battery energy storage system</i> - sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS): (c) ERR1. (d) ERR2.	82
Figura 12 – Variação do SoC dos BESS presentes nas ERRs durante os períodos de ativação do controle coordenado em comparação com o controle desativado.	82
Figura 13 – Sistema conectado: Potência reativa no PoC da: (a) MRBT1 (b) MRBT2 (c) MRBT3 (d) ERR1. (e) ERR2. (f) Carga externa.	83
Figura 14 – Sistema conectado: Variáveis no PAC do <i>cluster</i> de rede: (a) Potência ativa. (b) Potência reativa. (c) Fase da tensão. (d) Amplitude da tensão.	84

Figura 15 – Sistema conectado: (a) Potência ativa nos PoCs das ERRs e no PAC do <i>cluster</i> de rede. (b) SoC das ERRs. (c) Coeficientes α_P e γ_P . (d) Potência reativa nos PoCs das ERRs e no PAC do <i>cluster</i> de rede. (e) Amplitude da tensão no PAC do <i>cluster</i> de rede (f) Coeficiente β_Q	85
Figura 16 – <i>Setup</i> experimental.	87
Figura 17 – Esquemático simplificado do <i>cluster</i> de rede.	87
Figura 18 – (a) Medição e referência de potência ativa no PAC do <i>cluster</i> de rede e coeficientes α_P e γ_P . Limites operacionais, carga e medição de potência ativa no PoC da: (b) MR1. (c) MR2 e (d) ERR. (e) Medição e referência de potência reativa no PAC do <i>cluster</i> de rede e coeficiente β_Q . Limites operacionais, carga e medição de potência reativa no PoC da: (f) MR1. (g) MR2 e (h) ERR.	88
Figura 19 – Tensão (CH1) e corrente (CH2) no PAC do <i>cluster</i> de rede, corrente no PoC da MR1 (CH3) e no PoC da ERR (CH4) durante a transição I.	89
Figura 20 – Tensão (CH1) e corrente (CH2) no PAC do <i>cluster</i> de rede, corrente no PoC da MR1 (CH3) e no PoC da ERR (CH4) durante a transição X.	91
Figura 21 – Tensão eficaz no PAC do <i>cluster</i> de rede.	92
Figura 22 – Algoritmo proposto de transição de modo e controle de potência.	95
Figura 23 – Controle primário das MRs avançadas e das ERRs para operação em modo ilhado.	98
Figura 24 – Modelo de pequenos sinais para o controlador de potência ativa e potência reativa de formadores de redes de média tensão.	99
Figura 25 – Potência ativa no PoC da: (a) MRBT1. (b) MRBT2. (c) MRBT3. (d) ERR1. (e) ERR2. (f) Carga externa e gerador interno.	101
Figura 26 – Potência reativa no PoC da: (a) MRBT1. (b) MRBT2. (c) MRBT3. (d) ERR1. (e) ERR2. (f) Carga externa.	102
Figura 27 – (a) Potência ativa no PAC do <i>cluster</i> de rede. (b) Potência reativa no PAC do <i>cluster</i> de rede. (c) Fase da tensão da rede a montante. (d) Amplitude da tensão da rede a montante.	103

Figura 28 – (a) Potência ativa nas ERRs e no PAC do <i>cluster</i> . (b) Fases da tensão a montante (θ_{grid}) e a jusante (θ_{pac}) da chave seccionadora do <i>cluster</i> . (c) Coeficientes α_P e γ_P . (d) Potência reativa nas ERRs e no PAC do <i>cluster</i> . (e) Amplitude de tensão a montante (v_{grid}) e a jusante (v_{pac}) da chave seccionadora do <i>cluster</i> . (f) Coeficiente β_Q	104
Figura 29 – Algoritmo do sistema de controle do <i>cluster</i> proposto.	136
Figura 30 – Hierarquia de controle do sistema proposto.	138
Figura 31 – Esquema de controle de potência simplificado no PAC do <i>cluster</i> de rede de média tensão por meio de um controle compartilhado.	139
Figura 32 – Representação do <i>cluster</i> de rede de média tensão para validação da proposta de controle de ERRs e REDs.	143
Figura 33 – Perfis de potência: (a) REDs despacháveis da MRBT1. (b) REDs não-despacháveis da MRBT1. (c) Carga da MRBT1. (d) REDs despacháveis da MRBT2. (e) REDs não-despacháveis da MRBT2. (f) Carga da MRBT2.	145
Figura 34 – Perfis de potência: (a) REDs despacháveis da MRBT3. (b) REDs não-despacháveis da MRBT3. (c) Carga da MRBT3. (d) Carga interna do <i>cluster</i> de rede. (e) Carga externa ao <i>cluster</i> de rede. (f) Gerador interno do <i>cluster</i> de rede.	146
Figura 35 – Potência e tensão eficaz no PAC do <i>cluster</i> de rede considerando a ausência de ERRs em três situações: sem REDs, todos os REDs não-despacháveis e REDs despacháveis e não despacháveis. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERRs.	149
Figura 36 – Potência e tensão eficaz no PAC do <i>cluster</i> de rede com ERRs não-controláveis em três situações: sem REDs, todos os REDs não-despacháveis e REDs despacháveis e não despacháveis. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERRs.	151
Figura 37 – Potência e tensão eficaz no PAC do <i>cluster</i> de rede com ERRs controláveis em três situações: sem REDs, todos os REDs não-despacháveis e REDs despacháveis e não despacháveis. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERRs.	152

Figura 38 – Valores do coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ considerando que as ERRs presentes fazem parte do controle do <i>cluster</i> de rede em três situações: sem REDs, REDs sem controle e REDs com controle. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERR.	153
Figura 39 – Algoritmo de gerenciamento da energia do BESS.	158
Figura 40 – Número de veículos presentes: (a) ERR 1 e (b) ERR 2.	161
Figura 41 – Configuração de ERRs sem controle e com REDs despacháveis durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.	162
Figura 42 – Configuração de ERRs com controle e microrredes sem REDs durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.	163
Figura 43 – Configuração de ERRs com controle e microrredes somente com REDs não-despacháveis durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.	165
Figura 44 – Configuração de ERRs com controle e microrredes com REDs não-despacháveis e despacháveis durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.	166

Lista de tabelas

Tabela 1 – Publicações relacionadas diretamente ao tema de doutorado. . .	38
Tabela 2 – Outras publicações realizadas pelo autor durante a trajetória de doutorado.	39
Tabela 3 – Classificação dos métodos de recarga segundo a norma SAE J1772.	52
Tabela 4 – Estações de recarga rápida comerciais.	53
Tabela 5 – Classificação de serviços ancilares ao sistema elétrico de distribuição.	55
Tabela 6 – Agrupamento de artigos que abordam ou utilizam <i>vehicle-to-grid</i> - veículo para a rede (V2G) em suas soluções.	57
Tabela 7 – Agrupamento de artigos que apresentam outras propostas de despacho de energia sem a utilização de V2G.	59
Tabela 8 – Aprimoramentos e aplicações do PBC.	66
Tabela 9 – Cargas do <i>cluster</i> de rede baseadas no alimentador IEEE 13-Node Test.	77
Tabela 10 – Períodos de acionamento do controle do <i>cluster</i> e as respectivas potências de referência.	79
Tabela 11 – Faixa de classificação de tensões de regime permanente para pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV segundo o PRODIST.	79
Tabela 12 – Parâmetros e ganhos utilizados para o projeto dos controladores de potência ativa e reativa das ERRs.	98
Tabela 13 – Parâmetros e ganhos utilizados para o projeto dos controladores de amplitude e fase da tensão no PAC presente no controlador central do <i>cluster</i> de rede (CCC).	100
Tabela 14 – Características dos elementos da rede de validação.	144
Tabela 15 – Resistências e indutâncias equivalentes dos cabos da rede simulada.	144
Tabela 16 – Configurações possíveis para a operação dos elementos do <i>cluster</i> de rede.	148

Tabela 17 – Períodos de acionamento do controle do <i>cluster</i> de rede e as respectivas potências de referência.	148
Tabela 18 – Características do BESS utilizado nas ERRs.	161
Tabela 19 – Associação dos resultados com as configurações da rede.	162
Tabela 20 – Energias fornecidas aos veículos elétricos em cada um dos casos analisados.	167

Lista de abreviações e acrônimos

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

BESS *battery energy storage system* - sistema de armazenamento de energia em baterias

BT baixa tensão

c.a. corrente alternada

c.c. corrente contínua

CCERR controlador central da estação de recarga rápida

CCMR controlador central da microrrede

CCC controlador central do *cluster* de rede

ERR estação de recarga rápida

HC *hosting capacity*

IEA *International Energy Agency*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

ISA *International Society of Automation*

MCT modo de controle de tensão

MCC modo de controle de corrente

MT média tensão

MR microrrede

OSD operador do sistema de distribuição

PAC ponto de acoplamento comum

PBC *power-based control* - controle baseado em potência

PoC ponto de conexão

PRODIST Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

PVs painéis fotovoltaicos

REDS recursos energéticos distribuídos

SoC *state of charge* - estado de carga

V2G *vehicle-to-grid* - veículo para a rede

VEs veículos elétricos

VEHs veículos elétricos híbridos

Sumário

	Definições Preliminares	24
1	INTRODUÇÃO	29
1.1	Relevância e Motivação	29
1.2	Caracterização do Problema	33
1.3	Objetivos	34
1.3.1	Objetivos Gerais	34
1.3.2	Objetivos Específicos	35
1.4	Propostas e Contribuições	36
1.5	Publicações realizadas	37
1.5.1	Publicações correlacionadas	38
1.5.2	Outras publicações do autor	38
1.6	Organização do texto	40
2	OS DESAFIOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E DAS ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA	41
2.1	A Geração Distribuída e Seus Desafios	41
2.2	O Conceito de Microrredes Avançadas	46
2.2.1	Controle de Microrredes	47
2.3	Estações de Recarga Rápida e Seus Desafios em Qualidade de Energia	52
2.4	Estado da Arte	55
2.5	Síntese do capítulo	63
3	CONTROLE CENTRALIZADO, COORDENADO E SIMULTÂNEO DE UM CLUSTER DE REDE AVANÇADO DE ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA E MICRORREDES AVANÇADAS	64
3.1	<i>Power Based Control</i> - Controle Baseado em Potência	64
3.2	Proposta do Controle Coordenado do <i>Cluster</i> de Rede	68

3.3	Sistema Elétrico de Potência Avaliado	76
3.3.1	Casos de Estudo	78
3.4	Resultados	79
3.4.1	Resultados de Simulação	79
3.4.2	Resultados Experimentais	86
3.4.2.1	Controle de Potência Ativa	88
3.4.2.2	Controle de Potência Reativa	90
3.5	Síntese do Capítulo	92
4	CONTROLE COORDENADO DE UM <i>CLUSTER</i> DE MICRORREDES AVANÇADAS E ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA EM MODO ILHADO	94
4.1	Resultados de Simulação	100
4.1.1	Transição Planejada de Ilhamento	102
4.1.2	Transição Não-Planejada de Ilhamento	103
4.1.3	Desconexão de Carga no <i>Cluster</i>	104
4.1.4	Transição de Reconexão	105
4.2	Síntese do Capítulo	105
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	107
5.1	Conclusões	107
5.2	Trabalhos Futuros	109
	REFERÊNCIAS	111
	APÊNDICE A – CONTROLE COORDENADO, CENTRALIZADO E SIMULTÂNEO DE ESTAÇÕES DE RECARGA RÁPIDA E RECURSOS DE ENERGIA DISTRIBUÍDOS	135
A.1	Resultados de Simulação	141
A.1.1	Avaliação Simulada da Proposta	141
A.1.2	Cenários sem ERRs	149
A.1.3	Cenários com ERRs sem controle	150

A.1.4	Cenários com ERRs com controle	151
A.2	Análise dos Resultados de Validação	154
A.3	Síntese do Apêndice	156

APÊNDICE B – ALGORITMO DE GERENCIAMENTO INTERNO DE ENERGIA DA ESTAÇÃO DE RECARGA 157

B.1	Algoritmo de Gerenciamento	157
B.2	Avaliação do Algoritmo de Gerenciamento Interno	160

Definições Preliminares

Neste trabalho, alguns termos e siglas serão utilizados com frequência e, devido à semelhança entre suas características e às diferentes definições existentes na literatura, podem gerar dúvidas ou interpretações equivocadas. Portanto, apresentam-se a seguir as definições adotadas neste estudo, de modo a evitar ambiguidades e garantir clareza ao leitor.

Recurso Energético Distribuído (RED)

Segundo a IEEE 2030.7-2017 [1], recursos energéticos distribuídos (REDs) são:

Sources and groups of sources of electric power that are not directly connected to the bulk power system; they include both generators and energy storage technologies capable of exporting power [1].

Ou seja, um *battery energy storage system* - sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS) e geradores distribuídos (e.g. módulos fotovoltaicos instalados em residências) conectados à rede, mas não integrados ao sistema elétrico nacional ou regional, são considerados REDs. Neste trabalho, essa definição também será adotada. Entretanto, geradores distribuídos ou BESS que façam parte de uma microrrede (MR) ou de uma estação de recarga rápida (ERR) não serão considerados de forma independente. ERRs também não serão consideradas REDs por não serem uma fonte ou um conjunto de fontes de energia em sua concepção.

REDs não-despacháveis são aqueles que não possuem algum elemento que permita o controle do fluxo de potência despachado por ele e a qualquer momento, dentro de certos limites operacionais. O despacho de potência de módulos fotovoltaicos instalados em residências que não estejam vinculados a baterias não pode ser realizado durante todo o dia, por exemplo, o que torna esse elemento um exemplo de recurso energético distribuído não-despachável. REDs despacháveis são o oposto,

ou seja, possuem algum elemento que permite o controle do fluxo de potência despachado por ele a qualquer momento, dentro de certos limites operacionais. Sistemas que possuem BESS ou outro armazenador de energia entram nesta categoria.

Microrrede (MR)

Segundo a IEEE Std 2030.7-2017 [1], uma MR é:

A group of interconnected loads and distributed energy resources with clearly defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity with respect to the grid and can connect and disconnect from the grid to enable it to operate in both grid-connected or island modes [1].

Um dos pontos mais importantes desta definição está na característica de entidade única controlável. Dessa forma, a disposição dos elementos dentro da MR bem como suas características construtivas não devem ser relevantes para fins de controle em níveis superiores. Essa definição é fundamental para o desenvolvimento do controle apresentado neste trabalho, uma vez que o sistema atua diretamente no controle do fluxo de potência de MRs avançadas e ERRs como entidades únicas controláveis.

Microrrede Avançada

Uma microrrede avançada, definida em [2], deve ser capaz de realizar as seguintes tarefas: Equilibrar a demanda com a geração de energia; agendar o despacho de recursos, ou seja, controlar o despacho de potência no PAC com a rede a montante e preservar a confiabilidade, adequação e segurança da rede.

Estação de Recarga Rápida (ERR)

Segundo o guia *IEEE for Electric Transportation Fast Charging Station Management System Functional Specification* (IEEE 2030.13-2024) [3], a categorização da velocidade de recarga depende da potência do carregador. O termo *fast* e

ultrafast, traduzidos como rápido e ultrarrápido, são aplicados para carregadores acima de 200 kW para tensões em corrente contínua (c.c.) até 1500 V.

Existem duas possibilidades para controlar a potência ativa de uma ERR sem armazenadores de energia: o uso do V2G por meio das baterias dos veículos elétricos e a variação da potência do carregador. Entretanto, as duas reduzem o tempo de recarga, o que não é interessante pela própria definição de recarga rápida. Portanto, o uso de um armazenador de energia é fundamental para tornar a ERR despachável sem necessariamente afetar o tempo de recarga dos veículos.

Neste trabalho, uma estação de recarga rápida (ERR) é necessariamente constituída de um ou mais carregadores veiculares rápidos e de um BESS, conectados à rede de média tensão (MT) por meio de um conversor eletrônico. O uso de transformadores entre o conversor e a rede não é relevante para esta definição. Segundo a IEEE Std 2030.7-2017, essa configuração coloca a ERR dentro da definição de uma MR. Entretanto, optou-se por diferenciar a ERR de uma MR devido a alguns pontos relevantes, sendo eles:

- Os REDs de uma MR de caráter residencial são constituídos, em geral, por módulos fotovoltaicos equipados ou não com BESS. Em uma ERR, o principal recurso energético distribuído é o BESS.
- A ERR não possui cargas diferentes dos carregadores veiculares rápidos, enquanto a MR pode conter cargas variadas.
- As MRs, em geral, são conectadas à rede de média tensão sem um conversor de interface com a rede. As ERRs definidas aqui necessitam de um conversor de potência para serem conectadas à rede. Isso possibilita que estes conversores presentes nas ERRs possam ser operados como formadores de rede, como será apresentado no Capítulo 4.

Ponto de Acoplamento Comum (PAC)

O termo PAC será utilizado para definir o ponto de conexão do *cluster* com a rede a montante. Neste trabalho, o sistema contará somente com um único PAC.

Sistemas com mais PACs não serão objeto de estudo neste trabalho.

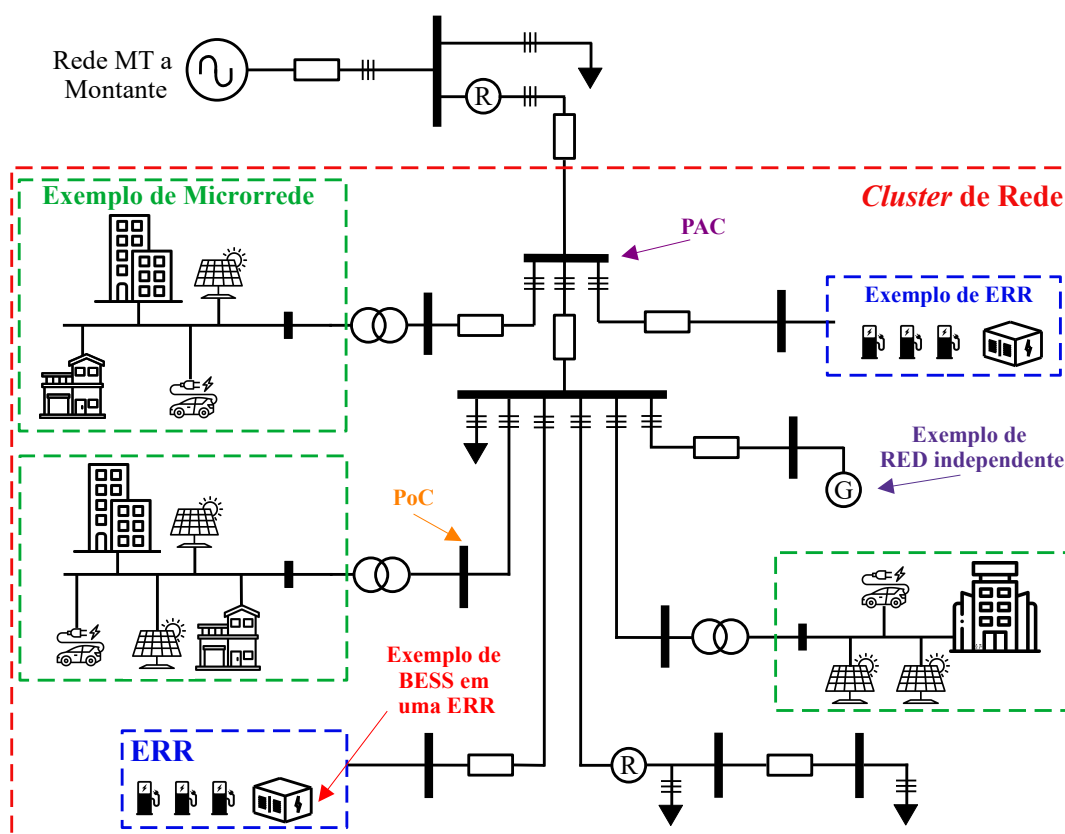
Ponto de Conexão (PoC)

O termo **PoC** será utilizado para definir o ponto de conexão de MRs, ERRs, cargas e REDs independentes dentro do *cluster*. Diferentemente do PAC, podem existir diversos PoCs nos sistemas elétricos de potência apresentados neste trabalho.

Cluster de Rede

Na Figura 1 é apresentado um exemplo de *cluster* de rede.

Figura 1 – Representação gráfica do *cluster* de rede e dos principais termos utilizados neste trabalho.



Nesta tese, o *cluster* de rede possui as mesmas características definidas na IEEE Std 2030.7-2017 para as MRs. Porém, além dos REDs e das cargas independentes, ele também é constituído por MRs e ERRs independentes. Na Figura 1 é apresentado um esquema contendo algumas representações gráficas dos principais termos que serão utilizados nesse trabalho, incluindo o *cluster* de rede. Um *cluster* de rede avançado deve ser capaz de realizar as mesmas tarefas especificadas para uma microrrede avançada.

1 Introdução

Neste Capítulo serão expostas a relevância e a motivação do tema, bem como suas justificativas técnicas e normativas. Também será apresentada a caracterização do problema e os objetivos gerais e específicos do projeto.

1.1 Relevância e Motivação

Diversas leis e incentivos fiscais vêm sendo criados para fomentar soluções que reduzam as emissões de gases poluentes na atmosfera. Desde os anos de 1970, os EUA seguem a *Clean Air Act* (Lei do Ar Limpo, em tradução livre), uma lei federal que regula as emissões atmosféricas de fontes estacionárias, como indústrias, e fontes móveis, como veículos a combustão [4]. Já os membros da União Europeia devem atender a obrigações para redução da poluição no ar com base na *National Emission reduction Commitments Directive (NECD)* (Diretiva de Compromissos Nacionais para Redução de Emissões, em tradução livre) [5].

Tanto os EUA quanto a União Europeia classificam o setor de transporte viário como uma grande fonte de emissão de gases poluentes na atmosfera. Estima-se que os veículos a combustão são responsáveis por 27% das emissões de gases poluentes nos EUA [6]. Uma das formas de reduzir a emissão de gases causados pela frota veicular durante a sua utilização é por meio da eletrificação, seja por meio dos veículos híbridos ou totalmente elétricos.

Entretanto, a adesão dos consumidores aos veículos elétricos é fundamental para que isso ocorra. As maiores preocupações dos consumidores em aderir ao uso de veículos elétricos são o tempo de recarga e a infraestrutura de carregadores veiculares [7, 8, 9]. Os carregadores de baixa potência (e.g. até 20 kW) normalmente são suficientes para veículos a passeio em cidades, uma vez que podem ser carregados durante momentos de pouca utilização, como à noite. Entretanto, existem veículos utilizados em serviços que necessitam de recargas em períodos mais curtos por percorrerem uma maior distância durante o dia, mesmo em regiões urbanas. Como

exemplos, podem-se citar:

- Transporte individual de passageiros (táxis, aplicativos de mobilidade urbana) e coletivo (ônibus públicos, vans escolares, etc.);
- Veículos voltados para o setor de serviços (*pet shops*, floriculturas, serviços de manutenção, etc.);
- Serviços de policiamento e emergências (ambulâncias, viaturas policiais, carros de bombeiros);
- Transporte de carga (caminhonetes, caminhões de pequeno porte).

Tal situação é agravada em rodovias. Para veículos de passageiros, a autonomia de alguns veículos elétricos pode atingir a marca de 1000 km [10]. Porém, a autonomia elevada normalmente fica restrita a veículos mais luxuosos, de maior potência e, conseqüentemente, maior custo [11]. Veículos mais baratos e de menor potência tendem a ter autonomia menor, na ordem de 400 km ou menos [12].

Algumas viagens podem exceder este valor de autonomia e, além disso, desvios por bloqueios nas vias podem ser necessários, aumentando a distância de viagem e prejudicando o planejamento inicial. Em locais com estrutura de recarga precária ou inexistente, como em áreas rurais, pode não haver meios suficientes para se recarregar o veículo após a chegada ao destino, sendo necessária a recarga durante o trajeto.

Veículos de grande porte e que percorrem grandes distâncias, como ônibus interestaduais e caminhões, necessitam realizar abastecimentos periódicos entre um destino e outro. Além disso, o armazenador de energia utilizado é de elevada capacidade, como os modelos de caminhões 45R e S com 624 kWh e ônibus elétricos com até 330 kWh, ambos da fabricante Scania [13, 14], necessitando de carregadores rápidos para reduzir o tempo de recarga e, conseqüentemente, o tempo de viagem.

Por fim, veículos fora de estrada são, em geral, de elevada potência como o veículo da fabricante Rolls-Royce de 1,6 MW de potência [15], necessitando de muita energia para funcionar por longos períodos. Mesmo a tendência para veículos

fora de estrada ser a hibridização [16], a realização de recargas rápidas periódicas permitiria uma redução no banco de baterias desses veículos e, conseqüentemente, uma redução em seu custo final.

Observa-se, portanto, que a recarga lenta domiciliar pode não ser suficiente para atender a todos os segmentos do mercado e as diversas aplicações em que os veículos são empregados. Em veículos a combustão, o tanque de combustível pode ser completado em poucos minutos em um posto tradicional de combustíveis, o que traz uma desvantagem para os veículos elétricos.

Pensando nisso, a *Federal Highway Administration* (FHWA), órgão ligado ao Departamento de Transportes dos Estados Unidos, propôs padrões mínimos para a rede viária do país por meio do *National Electric Vehicle Infrastructure Formula Program* (Programa Fórmula Nacional de Infraestrutura de Veículos Elétricos, em tradução livre) [17]. O documento sugere que haja quatro estações de recarga com potência mínima de 150 kW em cada local de recarga, com distância mínima de 80 km entre as estações e a menos de 2 km das rodovias.

Além disso, o documento sugere a instalação de 500.000 carregadores até 2030. Segundo dados do *Alternative Fuels Data Center* (Centro de Dados de Combustíveis Alternativos, em tradução livre), órgão ligado ao Departamento de Energia dos EUA, há cerca de 65 mil portas de carregadores rápidos em c.c. pelo país em novembro de 2025, sendo que aproximadamente 25% deles estão no estado da Califórnia [18]. Em toda a Europa, cerca de 180 mil carregadores rápidos foram instalados até o ano de 2024 [19].

A China é o país com o maior número de carregadores c.c. instalados. Segundo a IEA (*International Energy Agency* - Agência Internacional de Energia em tradução livre), organização ligada a OECD (*Organisation for Economic Co-operation and Development* - Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico, em tradução livre), a China possui cerca de 1,6 milhões de carregadores rápidos [19]. No Brasil, a empresa Raízen iniciou, em parceria com a empresa Shell, um programa de implementação de eletropostos no país, com carregadores modelos *Shell Recharge* de 50 kW e 150 kW [20]. Também podem ser citados os carregadores WEMOB Station, da empresa brasileira WEG, com potências que chegaram a 150

kW [21]. Até 2024, o Brasil instalou cerca de 600 carregadores rápidos por todo o país.

Um dos impactos mais significativos da inserção de carregadores de veículos elétricos é a sobrecarga do sistema elétrico de potência. Para abarcar a ascensão do consumo de energia elétrica, é necessário também gerar mais energia. Como o setor energético também é um dos setores que mais emite gases poluentes na atmosfera, a construção de usinas com elevada emissão, como as termelétricas a carvão ou a gás, tem sido desencorajada pelos acordos e leis que visam essa redução [22].

De todas as formas de geração de energia, duas vêm recebendo grande destaque: a solar e a eólica. Por não emitirem gases poluentes durante sua geração e por utilizarem recursos renováveis, essas duas fontes vêm recebendo incentivos em diversos países como os EUA [23], Brasil [24], China [25] e organizações como a União Europeia [26].

A geração de energia solar tem como destaque a maior facilidade de instalação em pequenos consumidores de energia, transformando-os em prosumidores, ou seja, simultaneamente produtores e consumidores de energia. Os módulos fotovoltaicos podem ser instalados nos telhados de casas, prédios e em áreas de condomínios, reduzindo o custo de energia destes consumidores. Com isso, surge o conceito de geração distribuída.

Com a geração distribuída surgem novos desafios aos sistemas elétricos de potência, uma vez que os sistemas foram projetados originalmente para operar com uma geração distante dos grandes centros de consumo de energia elétrica. Problemas relacionados à regulação de tensão e frequência, intermitência da geração e sobrecarga dos alimentadores podem ser agravados com a geração distribuída. Uma das alternativas para resolução dos problemas causados pela introdução da geração distribuída é a realização de mudanças na atual infraestrutura do sistema elétrico, porém são complexas e de custo elevado. Dessa forma, uma segunda alternativa para reduzir esses impactos no sistema elétrico de potência é o controle coordenado da geração distribuída e isso passa pelo controle de microrredes (MRs).

Com a inserção de carregadores veiculares e geração distribuída no sistema elétrico e os problemas associados a essas inserções, a busca por soluções que

agreguem ao sistema elétrico de potência tem sido objeto de estudo por vários pesquisadores ao redor do mundo. Apesar da relevância do assunto, existem poucos trabalhos que discutem o controle coordenado simultâneo de ERRs e de MRs avançadas e, portanto, esse será o foco do trabalho.

1.2 Caracterização do Problema

Quando se fala em geração distribuída, um dos principais objetivos é o aumento do *hosting capacity* (HC). O HC é a capacidade de acomodação de recursos energéticos distribuídos (REDS) em uma rede visando a manutenção de fatores positivos de qualidade de energia sem que sejam necessárias mudanças na infraestrutura da rede para garantir a segurança, ou seja, garantir a qualidade do fornecimento de energia elétrica do sistema [27]. Algumas regras, estabelecidas pelos operadores dos sistemas de distribuição ao redor do mundo para a inserção de REDS no sistema, restringem o aumento do HC. Dentre elas, pode-se citar alguns aspectos como a potência nominal do transformador, capacidade de curto-circuito do sistema e a carga no alimentador [28, 29, 30].

Pensando nos transformadores, as violações dos níveis de tensão e sobrecarga térmica são as principais figuras de mérito na avaliação do aumento do HC [30, 31, 32]. Duas alternativas para solucionar esses problemas não estão alinhadas com o aumento do HC: a alteração da infraestrutura da rede (troca dos próprios transformadores, cabos e/ou o remanejamento de cargas) e a limitação da quantidade de novos REDS, que vai no caminho contrário do aumento da demanda de energia e do desejo dos consumidores em se tornar prossumidores.

Dessa forma, uma alternativa é a utilização dos próprios REDS para fornecimento de serviços ancilares que melhorem os requisitos de qualidade de energia da rede. Localmente, serviços ancilares como o volt-var e volt-watt¹ podem auxiliar em manter a tensão do PoC dos REDS em níveis adequados [33]. Caso o ente não possua armazenador de energia, funções como o volt-watt implicam em menor injeção de potência ativa na rede, algo que impacta nos proveitos do prossumidor.

¹ Os termos volt-var e volt-watt são escritos em letra minúscula em consonância com a recomendação IEEE 1547-2018 [33].

Por meio de um controle para gerenciar esses serviços ancilares, uma das formas de evitar que ocorra a redução da injeção de potência ativa na rede é por meio do aumento da demanda. A instalação de BESSs nos próprios REDs e/ou em pontos pré-determinados é uma das alternativas para essa questão, uma vez que os BESSs podem armazenar energia em momentos de elevada geração e despachar essa energia em momentos de elevada carga, aliviando a demanda de energia no ponto de acoplamento comum (PAC) do sistema com a rede a montante e, conseqüentemente, evitando a sobrecarga térmica no transformador e violações nos níveis de tensão. Contudo, a instalação de BESSs na rede elétrica exige uma adequação de um espaço físico para sua instalação e o fornecimento de segurança para evitar acidentes ou subtração de componentes do BESS, o que pode tornar a sua instalação complexa e financeiramente pouco atrativa.

O aumento da frota veicular elétrica acarreta num aumento na demanda de energia por carregadores veiculares. A instalação elétrica de uma estação de recarga rápida (ERR) possui a adequação e a segurança necessárias para a instalação de BESSs que podem ser utilizados tanto para mitigar os efeitos dos picos de potência dos carregadores rápidos quanto para prover serviços ancilares para a rede.

Nesse sentido, realizar o controle do fluxo de potência das ERRs aumenta a flexibilidade operacional para o administrador do sistema devido ao seu BESS. Realizar o controle das ERRs simultaneamente com o controle de MRs avançadas que contenham REDs permite maior autonomia e capacidade para provimento de serviços ancilares a fim de reduzir as violações nos níveis de tensão e a sobrecarga térmica em transformadores, por exemplo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivos Gerais

O principal objetivo deste trabalho é a proposta de um algoritmo de controle do fluxo de potência no PAC de *clusters* de rede que contenham ERRs e MRs avançadas. Esse algoritmo deve permitir a categorização destes *clusters* como avançados segundo a definição de Ton e Reilly[2], melhor detalhada na Seção 2.2 e

descrita nos objetivos específicos deste trabalho. Além disso, deve estar em acordo com o padrão IEEE 2030.7-2017 [1], que rege a especificação de controladores de microrredes e, portanto, de *clusters* de rede.

1.3.2 Objetivos Específicos

Para atingir os objetivos gerais propostos, o algoritmo deve ser capaz de atender às definições de um *cluster* de rede avançado, conforme Ton e Reilly[2]. As definições são:

- Realizar os serviços ancilares de *peak shaving*, *valley filling* e o suporte de tensão no PAC do *cluster*, evitando violações nos níveis de tensão;
- Realizar o equilíbrio da demanda com a geração de energia: o controle do fluxo de potência do *cluster* com o PAC deve permitir equilibrar a demanda com a geração de energia, desde que seja possível esta equidade. O algoritmo proposto deve permitir que o *cluster* possa ser desconectado da rede a montante de forma controlada. Para isso, o controle de fluxo zero entre o *cluster* e a rede é fundamental para a realização de uma desconexão suave entre elas;
- Agendar o despacho de recursos: além do controle das microrredes por meio dos seus REDs despacháveis, o algoritmo proposto também deve ter a capacidade de comandar cargas controláveis. Nesse sentido, o controle do fluxo de potência de ERRs conectadas ao *cluster* de rede também é importante para o despacho de recursos, visando o controle do fluxo de potência no PAC do *cluster*;
- Preservar a confiabilidade e a segurança da rede: o algoritmo deve possuir características que visem melhorar a continuidade do fornecimento de energia elétrica da rede e a sua segurança. O controle da potência nos PoCs das microrredes, ERRs e no PAC do *cluster* permite a adequação de parâmetros de qualidade de energia, mantendo a operação segura da rede elétrica, evitando a sobrecarga térmica dos transformadores, por exemplo.

1.4 Propostas e Contribuições

No Apêndice A é abordada uma versão preliminar deste trabalho. Nesta versão, é mostrada a necessidade do controle simultâneo de MRs e ERRs para manter a operação da rede de estudo dentro dos limites de tensão considerados aceitáveis. O controle simultâneo das MRs e das ERRs permite o menor uso dos recursos energéticos dos armazenadores de energia (comparado ao controle individual de cada ente) e aumenta a faixa de potências em que o sistema pode ser operado.

Como será destacado no Capítulo 2, não há trabalhos que realizem o controle simultâneo de múltiplas MRs e múltiplas ERRs num contexto de um *cluster* de rede. Desta forma, este trabalho apresenta uma proposta inovadora de controle coordenado simultâneo de ERRs e de MRs avançadas abarcadas em um *cluster* de rede. A proposta principal deste trabalho visa realizar o compartilhamento de potência entre as MRs avançadas e as ERRs, levando em consideração as suas capacidades de geração e de carga, bem como suas limitações de aspecto técnico.

Com base nesse compartilhamento de potência entre as MRs avançadas e as ERRs realizado por meio do controle coordenado proposto, é possível trazer melhorias para o fornecimento de energia como, por exemplo, evitar violações dos níveis de tensão. Apesar do maior uso de energia dos BESS presentes nas ERRs, a manutenção dos serviços desses entes pode ser garantida com maior segurança, uma vez que não operariam com níveis de tensão que poderiam levá-los à desconexão. Além disso, ao controlar o fluxo de potência no PAC da rede, o gerenciador do *cluster* de rede tem a possibilidade de realizar o autoconsumo e a operação em modo ilhado, seja ele intencional ou não, o que permite aplicações de estratégias de caráter financeiro para operação do sistema como, por exemplo, serviços ancilares de *peak shaving* com objetivo de reduzir os custos da energia provida pela concessionária.

Esta proposta foi publicada inicialmente em Brandao et al.[34], aprimorada em Brandao et al.[35] e detalhada no Capítulo 3. A proposta de controle também foi aplicada com o *cluster* operando em modo ilhado, publicada em Brandao et al.[36] e detalhada no Capítulo 4.

Além disso, durante a evolução do trabalho, foi desenvolvido um algoritmo

para o controle simultâneo de ERRs e REDs, publicado em Brandao et al.[37] e detalhado no Apêndice A. Também neste Apêndice são apresentadas as justificativas para a utilização do controle simultâneo de ERRs e MRs avançadas em detrimento do controle simultâneo de ERRs e REDs, enfatizadas no Capítulo 3. Os algoritmos apresentados no Capítulo 3 e no Apêndice A são uma adaptação e expansão do *power-based control* - controle baseado em potência (PBC), apresentado inicialmente por Caldognetto et al.[38]. O PBC é uma estratégia de controle centralizado de microrredes que atua nos REDs despacháveis, visando o controle do fluxo de potência no PAC da microrrede por meio de um compartilhamento de potência proporcional entre os REDs dela.

Portanto, as principais contribuições deste trabalho são:

- Nova proposta de um controle coordenado simultâneo entre ERR e MRs avançadas de baixa tensão conectadas a redes de média tensão em modo conectado (Capítulo 3), submetida para publicação em Brandao et al.[35], e em modo ilhado (Capítulo 4), publicada em Brandao et al.[36];
- Nova proposta de um controle coordenado simultâneo entre ERRs e REDs (Apêndice A), publicada em Brandao et al.[37];
- Primeiro trabalho envolvendo o PBC aplicado diretamente a atuadores em redes média tensão, publicado em Brandao et al.[39];
- Primeiro trabalho que envolve o PBC no controle de cargas ativas, também publicado em Brandao et al.[39];
- Proposta de gerenciamento interno da energia da ERR (Apêndice B);

1.5 Publicações realizadas

As contribuições realizadas nesse trabalho permitiram, de forma direta ou indireta, o desenvolvimento de trabalhos técnico-científicos publicados em anais de congressos nacionais e internacionais, além de artigos em periódicos internacionais, seja como autor principal ou como coautor. Além disso, outros projetos

ao longo da trajetória de doutorado permitiram o desenvolvimento de trabalhos técnico-científicos, seja como autor principal ou como coautor, mas que não estão diretamente relacionados ao que foi desenvolvido neste trabalho.

1.5.1 Publicações correlacionadas

Na Tabela 1 são apresentadas as publicações relacionadas ao tema de doutorado e colaboraram para o que foi desenvolvido até então neste trabalho.

Tabela 1 – Publicações relacionadas diretamente ao tema de doutorado.

Referência	Título	Descrição
Brandao et al.[40]	<i>Extreme Fast Charging Station for Multiple Vehicles with Sinusoidal Currents at the Grid Side</i>	Publicado em congresso internacional. Utilização do conversor <i>Zero Harmonic Distortion</i> (ZHD) em ERR.
Brandao et al.[39]	<i>Power-based Control for Microgrids and Extreme Fast Charging Stations with Low-Harmonic Current Content in the Medium Voltage Power Grid</i>	Publicado em congresso internacional. Primeira alternativa do PBC no controle simultâneo entre ERRs e REDs.
Callegari et al.[41]	<i>Centralized strategy incorporating multiple control actions applied to advanced microgrids</i>	Publicado em congresso internacional. Aplicação de técnicas de controle tradicionais ao PBC.
Brandao et al.[37]	<i>Coordinated, Centralized, and Simultaneous Control of Fast Charging Stations and Distributed Energy Resources</i>	Publicado em periódico internacional. Proposta apresentada no Apêndice A para controle simultâneo entre REDs e ERRs.
Brandao et al.[34]	<i>Simultaneous, Coordinated and Centralized Control of Fast Charging Stations and Advanced Microgrids</i>	Publicado em congresso internacional. Proposta inicial para controle simultâneo entre ERRs e microrredes avançadas.
Callegari et al.[42]	<i>Integrating Multiple Control Actions in Advanced Microgrids: an Analogy to Well-Established Inverter Control</i>	Publicado em periódico internacional. Continuação direta de [41] com resultados experimentais e novas análises.
Brandao et al.[36]	<i>Coordinated Control of a Cluster of Advanced Microgrids and Fast Charging Stations in Islanded Mode</i>	Publicado em congresso internacional. Proposta apresentada no Capítulo 4. Aprimoramento para operação em modo ilhado.
Brandao et al.[35]	<i>Centralized, Coordinated, and Simultaneous Control of an Advanced Grid Cluster of Fast Charging Stations and Advanced Microgrids</i>	Submetido para periódico internacional. Proposta apresentada no Capítulo 3. Aprimoramento de [34] com resultados experimentais e novas análises.

1.5.2 Outras publicações do autor

Na Tabela 2 são apresentadas as publicações realizadas pelo autor durante a trajetória de doutorado, mas que não possuem relação direta com o tema em questão.

Tabela 2 – Outras publicações realizadas pelo autor durante a trajetória de doutorado.

Referência	Título	Descrição
Brandao et al.[43]	<i>Electric Arc Furnace Reactive Compensation System using Zero Harmonic Distortion Converter</i>	Publicado em periódico internacional. Aplicação do conversor ZHD para suporte de potência reativa em fornos a arco elétrico.
Brandao et al.[44]	<i>Impact of the Efficiency of Commercial Auxiliary Power Modules on Electric Vehicles</i>	Publicado em congresso nacional. Análise do impacto da eficiência de conversores c.c./c.c. para cargas não-relacionadas a propulsão na autonomia de veículos elétricos.
Brandao et al.[45]	<i>Hibridização de uma Retroescavadeira: Projeto do Sistema de Acionamento Elétrico</i>	Publicado em congresso nacional. Projeto preliminar do sistema de acionamento elétrico utilizado para a hibridização de uma retroescavadeira.
Parreiras et al.[46]	<i>Field Weakening Strategies to Suppress Intermediate DC-DC Conversion Stages in Hybrid Construction Machinery</i>	Publicado em congresso internacional. Implementação de técnicas de enfraquecimento de campo em máquinas síncronas utilizadas em maquinário pesado para eliminar a necessidade de um conversor c.c./c.c. para as baterias.
Brandao et al.[47]	<i>Robust Implementation of Zero Harmonic Distortion Converter in Distorted Grids</i>	Publicado em congresso internacional. Implementação de técnicas para eliminação correta de harmônicos usando o conversor ZHD em redes distorcidas.
Brandao et al.[48]	<i>Hybridization of a Backhoe Loader: Electric Drive System Design</i>	Publicado em periódico internacional. Continuação direta de [45] com aprimoramento do projeto do sistema de acionamento elétrico e novos resultados.
Brandao et al.[49]	<i>Practical Implementation of the Zero Harmonic Distortion Converter in Distorted Grids</i>	Publicado em periódico internacional. Continuação direta de [47] com novos resultados e análises.
Parreiras et al.[50]	<i>Permanent Magnet Synchronous Motor Drive Control for Hybrid Construction Machinery - Revisited</i>	Publicado em congresso internacional. Análise de ações de controle de máquinas síncronas a ímãs permanentes com foco na hibridização de maquinário pesado.
Ramos et al.[51]	<i>A Zero Harmonic Distortion Grid-Forming Converter for Islanded Microgrids</i>	Publicado em congresso internacional. Aplicação do conversor ZHD como formador de rede em microrredes isoladas.
Ramos et al.[52]	<i>A Study on the Performance of the Electrification of Hydraulic Implements in a Compact Non-Road Mobile Machine: A Case Applied to a Backhoe Loader</i>	Publicado em periódico internacional. Análise de consumo de combustível aplicada a veículos pesados híbridos.
Ramos et al.[53]	<i>A Zero Harmonic Distortion Grid-Forming Converter for Medium Voltage Islanded Microgrids</i>	Publicado em periódico internacional. Continuação direta de [51] com novos resultados e análises.
Ramos et al.[54]	<i>A Zero Harmonic Distortion Master Converter for Medium Voltage Microgrids</i>	Publicado em congresso internacional. Aplicação do conversor ZHD como formador de rede com foco nas transições de modo.
Silva et al.[55]	<i>Evaluating the Impact of Dirt Accumulation on Photovoltaic Performance: Insights from an Experimental Plant in Brazil</i>	Publicado em periódico internacional. Avaliação dos efeitos da sujeira no desempenho de uma usina fotovoltaica instalada na UFMG.
Brandao et al.[56]	<i>Regular Extreme Fast Charging Station for E-buses with Low Current Harmonic Content</i>	Publicado em periódico internacional. Aplicação do conversor ZHD como conversor para estações de recarga ultrarrápida para ônibus elétricos.
Callegari et al.[57]	<i>Avaliação de SAEBs e STATCOMs para Mitigação de Sobretensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Inversão de Fluxo de Potência</i>	Publicado em congresso nacional. Análise da inserção de STATCOMs e de BESS centralizados ou distribuídos em redes para mitigar problemas de qualidade de energia.
Brandao et al.[58]	<i>Zero Harmonic Distortion Technology for Next-Generation Lite MVDC Distribution Systems</i>	Publicado em congresso internacional. Apresentação do conversor ZHD aplicado em sistemas de distribuição MVdc.
Fialho et al.[59]	<i>Parallel Neutral Point Piloted (NPP) MV Converter for High-Power Wind Turbines</i>	Publicado em congresso nacional. Análise da aplicação do conversor NPP em sistemas eólicos.
Rohrs et al.[60]	<i>Switch-Level Interleaved Converter for Three-Phase Applications</i>	Publicado em congresso nacional. Análise do conversor SLIC em sistemas trifásicos.
Andrade et al.[61]	<i>Modeling and Comparison of a Resilient Grid with Direct Current Structure for Industrial Applications</i>	Publicado em congresso nacional. Comparação técnica e econômica entre diferentes sistemas de rede voltados a uma aplicação industrial.

1.6 Organização do texto

Esta tese de doutorado é organizada da seguinte maneira: além das definições iniciais para explanação dos termos utilizados e do Capítulo 1 que introduz o trabalho, são abordados, na Seção 2.1 do Capítulo 2, os principais aspectos e desafios relacionados à geração distribuída. Na Seção 2.2 são apresentados os principais conceitos relacionados às MRs avançadas, focando principalmente em seu controle. Na Seção 2.3 são expostos os principais aspectos e desafios em qualidade de energia relacionados às ERRs. Na Seção 2.4 são apresentadas as principais soluções encontradas na literatura para esses desafios, envolvendo ou não o controle coordenado simultâneo de REDs ou microrredes avançadas.

No Capítulo 3 é apresentada a principal proposta deste trabalho baseada no PBC, descrito na Seção 3.1. Na Seção 3.2 o sistema de controle é detalhado e validado por meio de simulações e de resultados experimentais em escala laboratorial.

No Capítulo 4, a proposta apresentada no Capítulo 3 é aplicada em um sistema operando em modo ilhado e validada por meio de simulações. No Capítulo 5 são apresentadas as principais conclusões e análises deste trabalho e as propostas de continuidade deste estudo.

No Apêndice A é apresentada uma proposta de controle simultâneo de ERRs e REDs. Tal proposta foi desenvolvida no início da trajetória deste trabalho e foi aprimorada para a versão mais recente apresentada no Capítulo 3. Por fim, um algoritmo de gerenciamento de energia da ERR é apresentado no Apêndice B e teve como objetivo realizar a operação do sistema de controle das ERRs de forma adequada e viável, mas não é o principal foco deste trabalho.

2 Os Desafios da Geração Distribuída e das Estações de Recarga Rápida

Neste Capítulo serão abordados os principais desafios envolvendo a geração distribuída de energia e a inserção de ERRs no sistema elétrico de potência. Serão abordadas as tendências destes temas, as dificuldades técnicas e regulatórias e alternativas para reduzir tais problemas, com foco especial no controle do fluxo de potência por meio do controle de MRs.

Além disso, são apresentadas as soluções de mercado para carregadores rápidos e uma revisão bibliográfica relacionada ao controle de MRs e do consumo de energia por parte das estações de recarga, com foco especial nos serviços ao sistema de distribuição de energia que tais controles podem executar.

2.1 A Geração Distribuída e Seus Desafios

A demanda por energia elétrica tem aumentado de forma considerável nos últimos anos. Na última década, a média anual do aumento de consumo de energia atingiu valores entre 1% e 2% [62]. Esse crescimento tende a ser acentuado com a inserção cada vez maior de veículos elétricos e híbridos. Segundo relatório de 2020 da *International Energy Agency (IEA)*, estima-se que veículos elétricos terão uma demanda em torno de 550 TWh em 2030, valor 6 vezes maior que a energia demandada por estes veículos em 2019, considerando um cenário que aborda somente as políticas de estado implementadas no mundo até então para facilitar a aquisição e a manutenção de veículos elétricos e híbridos [63].

Durante todo o Século XX, a geração de energia foi concentrada em usinas de grande porte (i.e. centenas de MW) e distantes das principais centrais consumidoras, o que acarreta em maiores perdas durante a transmissão e distribuição da energia. Para suprir o aumento de consumo, é necessário, logicamente, aumentar a geração de energia. As usinas elétricas que utilizam combustíveis fósseis (e.g. carvão mineral

e gás) podem ser construídas mais rapidamente quando comparadas a usinas hidrelétricas, por exemplo. Porém, há exigências governamentais e internacionais para redução das emissões de gases poluentes de um modo geral, impactando também o setor de energia, dificultando a construção de novas plantas nesses moldes [22]. Usinas nucleares são uma solução de elevada potência, construção mais rápida que usinas hidrelétricas de grande porte e com baixas emissões de poluentes. Entretanto, o receio popular e governamental associado à utilização da energia nuclear tem feito com que alguns países descartem a construção de novas usinas e até mesmo fechando as existentes [64], principalmente depois do acidente nuclear com a usina de Fukushima no Japão, em 2011 [65].

A solução para reduzir a emissão de gases poluentes passa então por priorizar usinas que utilizem fontes renováveis de energia, como as usinas hidrelétricas. Entretanto, há um apelo de grupos ambientais para evitar a construção de usinas desse tipo, visto que a represa necessária ocupa uma vasta área, eliminando todo um ecossistema presente naquele local. Usinas hidrelétricas a fio d'água não necessitam de grandes barragens, mas podem ter sua geração reduzida em tempos de seca, reduzindo a confiabilidade do sistema elétrico do país. Além disso, o tempo e o custo para construção dessas usinas são elevados e há ainda a dificuldade em se obter as condições necessárias para tal construção como, por exemplo, uma fonte de água suficientemente grande em uma região que não seja impactada significativamente no contexto socioeconômico.

Das fontes de energia renováveis e menos poluentes, duas têm recebido muita atenção nos últimos tempos: as fontes de energia eólica e solar. A produção de energia no mundo por meio das usinas eólicas cresceu de 5,29% em 2019 para 8,09% em 2024, enquanto a produção por meio da energia solar cresceu de 2,62% para 6,91% no mesmo período. Apesar de ainda serem as fontes mais utilizadas, carvão e gás tiveram queda percentual neste período: para o carvão, a variação foi de 36,58% para 34,32% e, para o gás, variação de 23,86% para 22,03% [66].

Uma das grandes vantagens da geração por meio da energia solar é que ela pode ser realizada em qualquer local exposto à luz solar, o que chama a atenção dos consumidores finais para a possibilidade de reduzir os custos com o consumo de energia de forma simples e não poluente em sua geração. Dessa forma, tem-

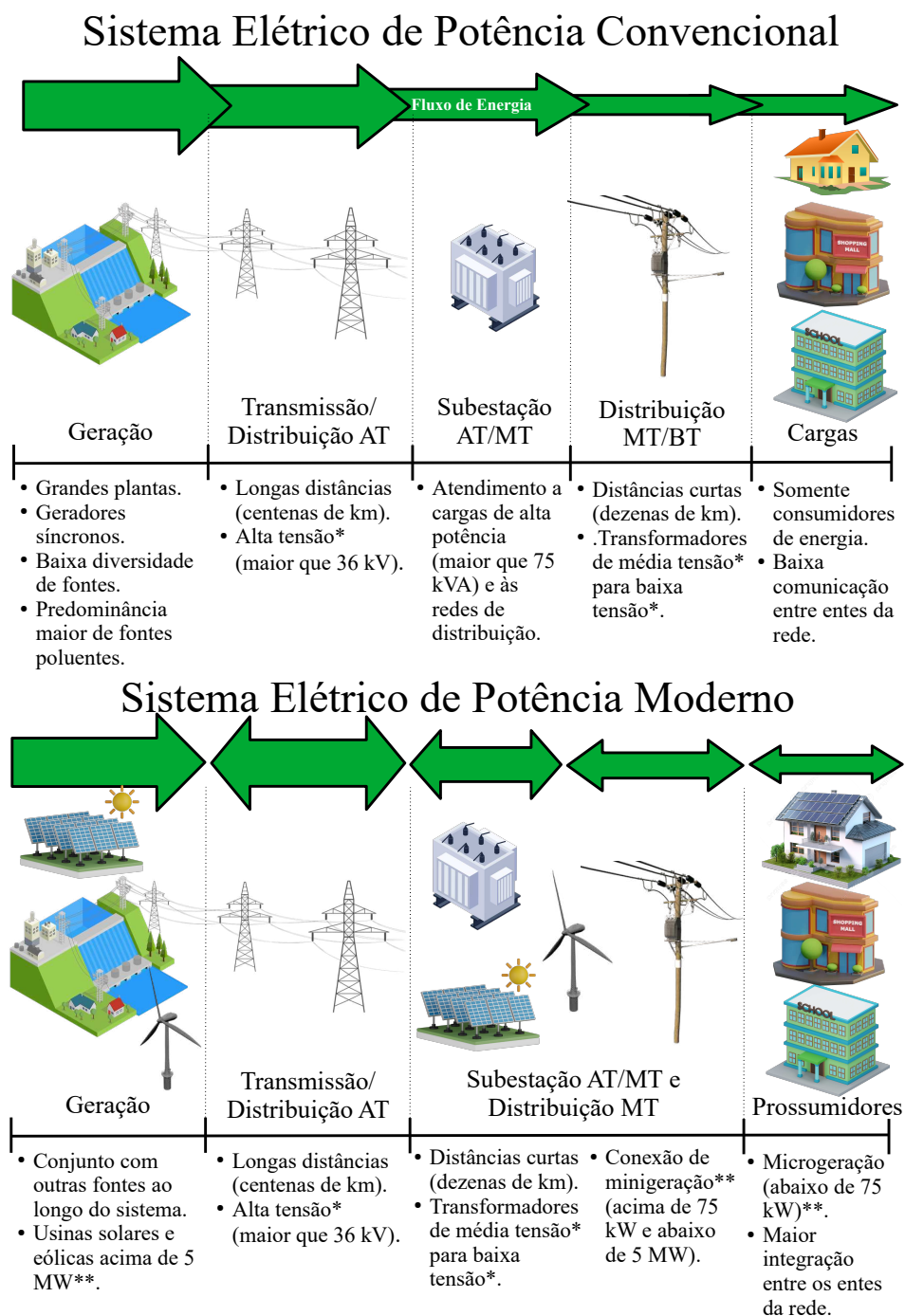
se um aumento da chamada geração distribuída. Com ela, há uma mudança no modelo de geração de energia no Século XXI: os consumidores finais deixam de ser somente compradores de energia e agora podem fornecer energia para si e para a rede, tornando-se prossumidores. Na Figura 2 são apresentadas as principais características do sistema elétrico de potência convencional e do sistema dito como moderno que envolve a geração distribuída¹.

Dentre as suas vantagens, a geração distribuída contribui para a redução das perdas de transmissão, para o aumento da confiabilidade, uma vez que a dependência de um pequeno grupo de geradores é reduzida, e, principalmente, para a possibilidade de aumento da demanda. Entretanto, a geração de energia distribuída traz consigo alguns desafios [32, 69]. São eles:

- Intermitência de fontes renováveis: na ausência ou redução de ventos ou luz solar, as gerações eólica e solar, respectivamente, podem não ser capazes de suprir a demanda de carga. Especificamente sobre a geração de energia solar, pode-se falar sobre a incompatibilidade entre momentos de maior geração e de maior demanda, principalmente à noite em redes predominantemente residenciais. Dessa forma, tem-se o que é conhecido como *duck curve*, um gráfico que mostra o desequilíbrio temporal entre o pico de demanda e da geração de energia solar, como o apresentado na Figura 3, na qual a curva representada em verde tem uma curvatura que se assemelha a silhueta de um pato.
- Alteração do perfil de tensão: a maior injeção de potência ativa local realizada pelos REDs acarreta em uma sobretensão no PoC deste ente caso não haja um aumento de consumo. Se o nível de tensão for maior que os limites de operação dos inversores, pode haver uma abrupta desconexão de vários REDs, tornando o sistema no qual esses REDs estão conectados mais suscetível a um desligamento total devido à baixa inércia [70], trazendo prejuízos financeiros para a concessionária de energia e para os consumidores finais;

¹ Para não limitar a classificação de níveis de tensão ao Brasil, eles foram definidos conforme a norma ANSI C84.1-2020 [67]. No entanto, a definição de microgeração e minigeração foi definida com base na Resolução Normativa ANEEL n° 482/2012 [68], pois os termos possuem classificações diversas para cada país.

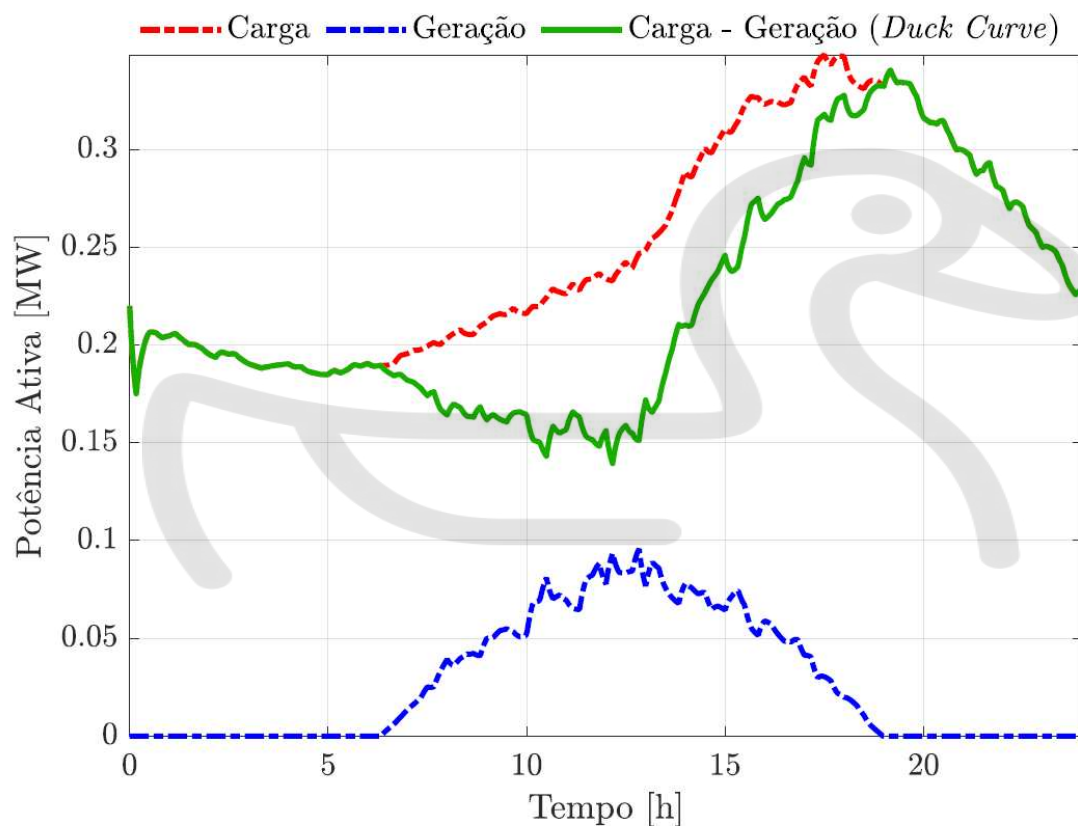
Figura 2 – Comparação entre o sistema elétrico de potência convencional e o moderno com fontes de energia baseadas em eletrônica de potência.



* Níveis de tensão em conformidade com a ANSI C84.1 – 2020.

** Minigeração e microgeração definidas pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Figura 3 – Exemplo de variação da demanda de energia elétrica e da geração de energia solar ao longo do dia.



- Desequilíbrio de tensão: Caso haja uma inserção de REDs desbalanceada entre as fases, também haverá um desbalanço de tensão entre elas.
- Carregamento de condutores e transformadores: isso pode ocorrer caso o fluxo de potência proveniente da geração por parte dos REDs estiver acima das capacidades nominais dos condutores e transformadores, podendo levá-los a danos e, conseqüentemente, à necessidade de troca.

O desejo das administradoras dos sistemas de distribuição é aumentar o *hosting capacity* (HC), ou seja, aumentar a geração distribuída sem alterar a infraestrutura da rede. Dessa forma, a alternativa mais adequada é a utilização dos REDs para fornecer serviços ancilares para a rede elétrica, que minimizam ou

eliminam os problemas citados anteriormente com a inserção massiva de REDs na rede, aumentando conseqüentemente o HC. Serviços ancilares são serviços que garantem a confiabilidade e a segurança da transmissão e distribuição de energia [71]. Dentre os serviços ancilares que os REDs podem fornecer, podem-se citar as funções de conexão e desconexão automática e controlada, funções volt-var e volt-watt, função de carga e descarga de um armazenador de energia e serviços de compensação (reativos, desbalanço e harmônicos) [72].

Porém, há uma questão a ser respondida: como fazer com que haja uma operação coordenada dos serviços ancilares fornecidos entre os diversos REDs? A resposta está no conceito de MR avançadas.

2.2 O Conceito de Microrredes Avançadas

Com a maturação de tecnologias de sistemas de armazenamento de energia, um espaço cada vez maior se abre para a implementação de um conceito ainda mais recente: o conceito de MRs avançadas, com o objetivo de reduzir os problemas causados pela inserção de geradores distribuídos na rede elétrica.

Um dos trabalhos que define o conceito de MRs avançadas é apresentado por Ton e Reilly[2]. Os autores trazem uma visão geral dos projetos de pesquisa e desenvolvimento realizados pelo Departamento de Energia dos EUA na área de MRs. Segundo o trabalho, para que uma MR seja considerada avançada, ela deve ser capaz de realizar as seguintes tarefas:

- Equilibrar a demanda com a geração de energia. Partindo da definição inicial de MRs, esta tarefa também está associada à capacidade de operar no modo ilhado, no qual há a desconexão da MR com a rede a montante e, portanto, a geração deve ser igual à demanda.
- Agendar o despacho de recursos, ou seja, controlar o despacho de potência no PAC com a rede a montante. A partir da definição inicial, esta tarefa está associada ao fato da MR ser uma entidade única e controlável. Nesse sentido, é necessário que haja recursos energéticos distribuídos (REDs) despacháveis

na MR, normalmente equipados com algum armazenador de energia para permitir o despacho de potência desvinculado do momento da geração.

- Preservar a confiabilidade, adequação e segurança da rede. Entende-se como confiabilidade a continuidade do fornecimento de energia elétrica [73], enquanto a segurança está relacionada com a qualidade do fornecimento de energia. Tal preservação está fortemente relacionada com serviços ancilares como, por exemplo, regulação de tensão e frequência por meio do manejo das potências ativas e reativas na rede e controle dos recursos para manter o fornecimento de energia.

Observa-se que a definição de MRs avançadas apenas complementa a definição de MRs realizada inicialmente, dando ênfase maior a manter as características de segurança da rede. Com base nesses conceitos, verifica-se claramente que uma MR avançada precisa de algum esquema de controle para atender a todos os critérios. Dessa forma, surge a necessidade do controle de MRs.

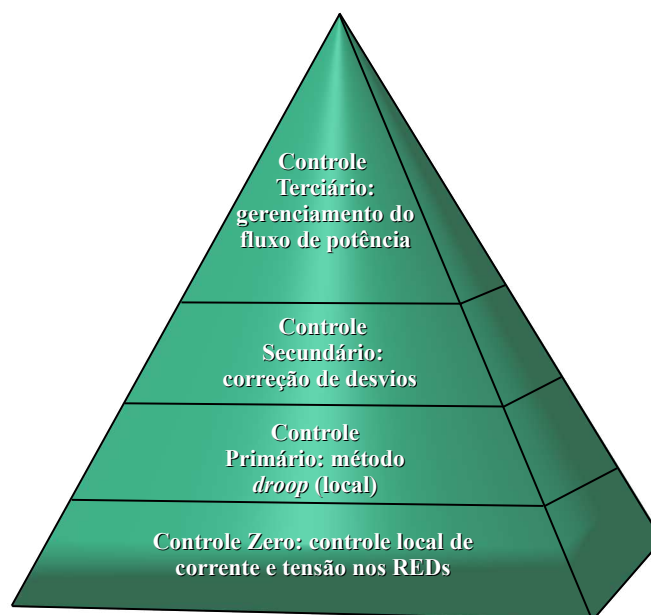
2.2.1 Controle de Microrredes

O ANSI/ISA-95 [74] é um padrão internacional estabelecido pela *International Society of Automation (ISA)*. Neste padrão, foi desenvolvida uma interface automatizada entre sistemas corporativos e de controle. Um dos objetivos da norma é definir um padrão hierárquico de controle entre processos industriais automatizados. Baseado nisso, Guerrero et al. [75] propuseram em seu trabalho um controle hierárquico para MRs utilizando quatro níveis e apresentado na Figura 4:

- O controle zero (nível 0), definido pelas malhas de controle de corrente e tensão implementadas localmente nos REDs;
- O controle primário (nível 1), que, no trabalho de Guerrero et al. [75], é baseado no método *droop* (muito utilizado para controle de geradores síncronos [76]), com a inclusão de uma malha de impedância virtual de saída. Esse controle também é implementado localmente nos REDs. Em geral, o controle primário é implementado com malhas de potência externas às malhas de controle de corrente e tensão do nível 0;

- O controle secundário (nível 2) é utilizado para corrigir os desvios realizados pelo controle primário. O controle secundário é implementado de forma externa aos REDs e se comunica com todos aqueles que participam da MR, informando as referências de tensão e frequência para a devida correção;
- Por fim, o controle terciário (nível 3) que gerencia o fluxo de energia entre a MR e o sistema externo de distribuição. Para isso, o agente que contém o controle terciário está localizado no PAC da microrrede com a rede a montante ou possui medidores instalados neste local.

Figura 4 – Hierarquia de controle de microrredes.



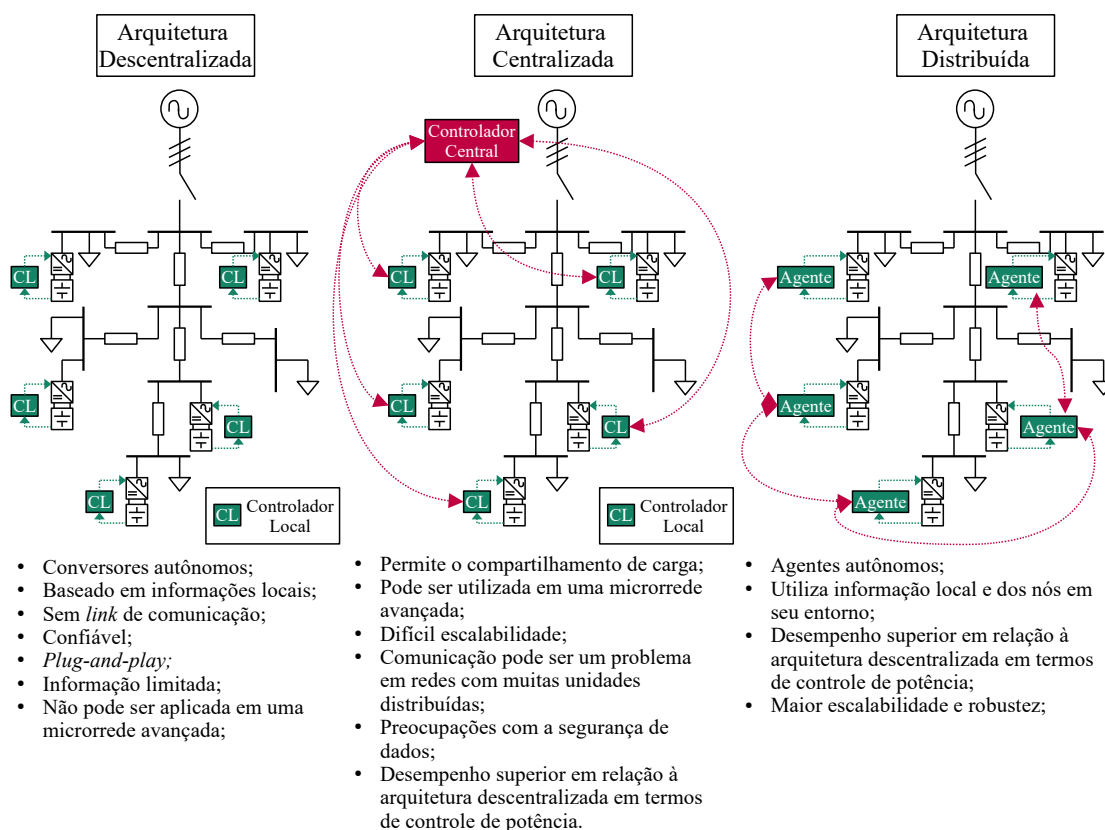
Adaptado de Guerrero et al.[75].

Muitos trabalhos apresentam diferentes formas de atuação para cada nível hierárquico. Porém, de um modo geral, os métodos de controle de MRs obedecem a esta pirâmide de hierarquia de controle, podendo ter mais ou menos níveis a depender da arquitetura da MR.

A arquitetura de uma MR está relacionada com a forma como o controle é realizado. As arquiteturas descentralizada, centralizada e distribuída são as

arquiteturas mais comuns para o controle de uma MR [77]. O esquema apresentado na Figura 5 resume as características de cada uma dessas arquiteturas.

Figura 5 – Arquiteturas de controle de microrredes.



Em uma MR descentralizada, os REDS operam de forma autônoma e seu controle é baseado somente nas informações locais do seu ponto de conexão com a rede (e.g. tensão, corrente e frequência). Dentro da pirâmide hierárquica definida por Guerrero et al.[75], essa arquitetura opera somente com os níveis zero e primário. Uma das estratégias mais comuns encontradas em trabalhos que operam com MRs descentralizadas é o controle *droop* [78, 79, 80, 81, 82, 83], permitindo inclusive a operação em modo ilhado.

Dentre as vantagens deste tipo de arquitetura, pode-se citar a capacidade de *plug-and-play* e não necessitar de um *link* de comunicação, tornando o sistema mais

robusto e com menos pontos de falha. Entretanto, a arquitetura descentralizada não pode ser utilizada em uma MR avançada, pois não é possível controlar o despacho de potência no PAC com a rede a montante. Além disso, não é possível obter um controle coordenado dos serviços ancilares fornecidos pelos REDs, uma vez que não há comunicação entre eles nem com um ente central de comando.

A arquitetura centralizada permite o compartilhamento de potência entre os REDs da MR e um controle coordenado dos serviços ancilares realizados por eles. Com um controlador central conectado ao PAC, é possível controlar o despacho de potência e realizar a desconexão da MR com a rede a montante, permitindo também a operação no modo ilhado. Todas essas características fazem com que a arquitetura centralizada permita a implementação de uma MR avançada. A arquitetura centralizada pode ser implementada utilizando todos os níveis hierárquicos propostos no trabalho de Guerrero et al.[75].

Existem diversos métodos de controle centralizado, principalmente métodos de adaptação do controle *droop* [77, 84, 85]. Uma das propostas de controle centralizado de MR é o *power-based control* - controle baseado em potência (PBC) que será abordado com mais detalhes no Capítulo 3. De um modo geral, os trabalhos que abordam o controle centralizado visam o controle do fluxo de potência no PAC da MR e possuem um controlador central (normalmente conectado ao PAC) com o qual os REDs se comunicam e obtêm as variáveis de controle necessárias para a sua operação.

A arquitetura centralizada possui como problemas a escalabilidade, uma vez que é necessário modificar as configurações do controlador central para a inclusão ou exclusão de REDs e a comunicação pode ser um problema em uma rede com vários entes, já que o número de dados a serem processados pelo controlador aumenta. Além disso, com a centralização dos dados em um único ponto, há um aumento da preocupação com a privacidade de dados e uma exigência maior de robustez contra ciberataques.

Dentre suas principais vantagens está o controle mais assertivo de despacho de potência entre a MR e a rede a montante, já que o controlador central pode estar coletando informações diretamente do PAC. Em situações de ilhamento planejado,

uma estrutura de controle centralizada pode coordenar as ações na MR para que o fluxo de potência com a rede seja zerado antes da desconexão, evitando a desconexão indesejada de cargas e minimizando falhas por transitórios de tensão.

A arquitetura distribuída também é uma das arquiteturas que permite a implementação de uma MR avançada. Nesta arquitetura, os REDs também operam de forma autônoma, como na arquitetura descentralizada, mas o controle estabelecido nestes entes é baseado tanto nas informações locais quanto nas informações dos REDs em sua vizinhança, isto é, nos REDs que se comunicam com ele.

Apesar de não haver um controlador central, a arquitetura de controle distribuída também pode ser implementada utilizando todos os níveis da pirâmide apresentada na Figura 4 e pode controlar o despacho de potência e realizar a desconexão da MR com a rede a montante, permitindo também a operação no modo ilhado. Entretanto, o controle terciário ou outros níveis de controle são realizados de forma conjunta entre os agentes da MR. Dentre os trabalhos que envolvem a arquitetura distribuída, métodos que envolvem modelos de controle preditivo [86, 87, 88, 89] e modelos multiagente distribuídos, cooperativos e competitivos [90, 91, 92, 93, 94] são bastante utilizados.

Dentre as vantagens da arquitetura distribuída, pode-se citar a capacidade de *plug-and-play*, o que facilita a escalabilidade, e o baixo custo computacional e de hardware, uma vez que o processamento é dividido entre os agentes da MR. Apesar de ser uma vantagem, um agente da MR deverá ter um poder computacional maior do que um agente em uma MR com arquitetura de controle centralizada. Outra vantagem da arquitetura distribuída é a confiabilidade, já que a operação da MR não depende de um único controlador central. Entretanto, a complexidade da comunicação é maior que na arquitetura centralizada, pois o agente precisa receber e enviar informações para várias fontes, o que faz com que o canal de comunicação possua elevada capacidade de transmissão de dados. Porém, como não há centralização das informações, o sistema é mais robusto contra ciberataques, uma vez que a violação de um dos canais não inviabiliza a operação de toda a MR.

Independente da arquitetura, os trabalhos que envolvem o controle de MRs se baseiam no controle do despacho de potência ativa e/ou reativa dos REDs, seja

para controlar o fluxo de potência no PAC ou para abordar problemas relacionados à violação de tensão, ao desvio de frequência ou à qualidade de energia. Com a crescente inserção de ERRs no sistema elétrico, vários problemas relacionados às variações no perfil de tensão e sobrecarga do sistema elétrico também irão aumentar. Com a possibilidade de controlar o fluxo de potência destas estações em conjunto com os REDs, há um aumento na flexibilidade operacional do sistema, o que traz benefícios para a segurança e a confiabilidade da rede.

2.3 Estações de Recarga Rápida e Seus Desafios em Qualidade de Energia

Quando se trata de estações de recarga de veículos elétricos (VEs), é preciso conhecer as principais classificações, principalmente para diferenciar as ERRs das outras estações de menor porte. As estações de recarga são definidas por norma de acordo com o seu método de recarga. Os métodos de recarga veicular condutiva são definidos no padrão SAE J1772 [95] e são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Classificação dos métodos de recarga segundo a norma SAE J1772.

Método de recarga	Tensão (V)	Fases	Corrente contínua máxima (A)	Potência máxima (kW)
<i>AC Level 1</i>	120 V_{ca}	1 ϕ	16	1,92
<i>AC Level 2</i>	208 - 240 V_{ca}	1 ϕ	80	19,2
<i>AC Level 3</i>	208 - 600 V_{ca}	3 ϕ	160	166
<i>DC Level 1</i>	50 - 1000 V_{cc}	-	80	80
<i>DC Level 2</i>	50 - 1000 V_{cc}	-	400	400

Em geral, os carregadores veiculares dos métodos em corrente alternada (c.a.) *AC Level 1* e *AC Level 2* são *on-board*, o que significa que todo o equipamento de recarga fica dentro do veículo. O método de recarga *AC Level 3*, que abrange recargas de 22,7 kW a 166 kW, ainda não foi implementado em veículos leves e faz parte de um apêndice da norma. Segundo a IEEE Std 2030.1.1 [96], os métodos de recarga c.c. (*DC Level 1* e *DC Level 2*) são considerados métodos de recarga rápida. Já segundo a IEEE 2030.13-2024 [3], o termo *fast* é aplicado para carregadores acima de 200 kW. Neste trabalho, a IEEE Std 2030.1.1 [96] será considerada para

determinar um carregador dentro de uma **ERR**, o que não exclui a categoria de carregadores definida na IEEE 2030.13-2024 (acima de 200 kW).

Em geral, os métodos de recarga necessitam de um estágio de conversão **c.a./c.c.** e uma conexão trifásica com a rede elétrica. Nesse caso, o equipamento é *off-board*, o que significa que todos os componentes do equipamento de recarga se encontram fora do veículo, conectando o carregador diretamente ao circuito de gerenciamento da recarga da bateria do veículo.

Tabela 4 – Estações de recarga rápida comerciais.

Fabricante	Modelo	Potência	Tensão de Entrada	Tensão de Saída	Corrente de Saída Máxima	Pico de Eficiência	Volume	Peso	Fator de Potência	THDi
Tesla [97]	V2 Supercharger	150 kW	380 - 480 V_{AC}	50 - 410 V_{DC}	330 A	-	-	600 kg ^a	-	-
Tesla [97]	V3 Supercharger	250 kW	380 - 480 V_{AC}	0 - 500 V_{DC}	631 A	-	-	-	-	-
Siemens [98]	VersiCharge Ultra 175	175 kW	480 V_{AC}	200 - 920 V_{DC}	350 A	> 94%	1,45 m^3	988 kg	> 0,99	< 5%
BTC Power [99]	GEN4 180 kW	180 kW	480 V_{AC}	200 - 500 V_{DC}	500 A	> 94%	2,42 m^3	700 kg	> 0,99	-
ABB [100]	Terra HP	350 kW	480 V_{AC}	150 - 920 V_{DC}	500 A	> 94%	1,83 m^3	1340 kg	≥ 0,97	≤ 8%
ABB [101]	Terra 360	360 kW	480 V_{AC}	150 - 920 V_{DC}	500 A	> 95%	1,12 m^3	700 kg	> 0,96	< 4,5%
Phihong [102]	UL, DO 360 Series	360 kW	480 V_{AC}	150 - 950 V_{DC}	500 A	> 94%	2,13 m^3	≤ 1000 kg	> 0,99	-
SK Signet [103]	DP400K-B2-PS	400 kW	480 V_{AC}	200 - 1000 V_{DC}	500 A	95%	0,89 m^3	300 kg ^a	> 0,95	-

^a Apenas o totem de recarga, sem o gabinete de potência.

Alguns destes carregadores comerciais agregam um ou mais pontos de recarga em um mesmo equipamento. Segundo a IEEE Std 2030.1.1, para que seja possível realizar recargas simultâneas utilizando dois ou mais pontos de recarga em um mesmo equipamento ou em uma mesma estação de recarga, é necessário que haja isolamento galvânica tanto entre as baterias dos veículos quanto entre as baterias e a rede elétrica.

Devido à elevada potência e a necessidade de isolamento galvânica entre a rede e os pontos de recarga, os carregadores são conectados ao sistema elétrico por meio de transformadores de baixa frequência, conectados a redes de média tensão. Portanto, os problemas causados por **ERRs** são problemas associados a este nível de tensão.

O primeiro problema causado por **ERRs** é a sobrecarga do sistema elétrico de potência. Alguns estudos mostram os efeitos da sobrecarga do sistema causada

pela inserção massiva de VEs e veículos elétricos híbridos (VEHs) em determinadas localidades, como os trabalhos de [Steen et al.\[104\]](#) (Gotemburgo, Suécia), [Awadallah et al.\[105\]](#) (Toronto, Canadá), [Ramadan et al.\[106\]](#) (Budapeste, Hungria) e [Coban et al.\[107\]](#) (Istambul, Turquia). A sobrecarga dos alimentadores também eleva as perdas no sistema elétrico. [Masoum et al.\[108\]](#) e [Hafez e Bhattacharya\[109\]](#) elaboraram algoritmos para gerenciamento da recarga de veículos para redução das perdas nos alimentadores causadas por elas, reduzindo a sobrecarga do sistema elétrico e melhorando o perfil de tensão nas barras estudadas.

Outro problema dos carregadores rápidos são os distúrbios de tensão causados pelos picos elevados de potência. Em [Nafi et al.\[110\]](#), os autores avaliaram, por meio de simulações, o nível de tensão de uma rede de distribuição em média tensão (11 kV) com a inserção de carregadores rápidos e com diferentes níveis de penetração de VEs na frota veicular. Os carregadores de 100 kW cada foram posicionados em três barras distintas em um sistema radial de 30 barras em Dhaka, Bangladesh. Em duas das barras foram identificados níveis de tensão abaixo do limite de 0,92 pu em barras próximas à barra de conexão da estação de recarga. No trabalho de [Alshareef\[111\]](#), o autor elabora estratégias para detecção dos afundamentos de tensão causados por ERRs em uma rede de média tensão padrão do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* e formas de mitigar esse problema.

Por fim, outro problema relatado por carregadores rápidos é a injeção de conteúdo harmônico na rede elétrica [112, 113]. [Chudy et al.\[114\]](#) abordam os efeitos causados por carregadores rápidos de ônibus elétricos na tensão, frequência e na distorção harmônica de uma rede de baixa tensão na cidade de Lublin, Polônia. No trabalho, observou-se um aumento da distorção harmônica total de 1,5% para até 3% durante uma semana da operação dos carregadores. Em uma rede contendo carregadores de baixa potência, [Lamedica et al.\[115\]](#) desenvolveram algoritmos para determinação do conteúdo harmônico e propuseram métodos de controle da recarga para sua redução. [Nguyen et al.\[116\]](#) desenvolveram um controlador para conversores c.a./c.c. utilizados em carregadores veiculares com o objetivo de rejeitar harmônicos e não injetá-los na rede.

2.4 Estado da Arte

Além das estratégias apresentadas para mitigar esses problemas tanto em média quanto em baixa tensão, é possível encontrar diversas outras estratégias na literatura. Uma categorização das alternativas para reduzir ou eliminar os problemas causados pela inserção de VEs e VEHS na rede elétrica é realizada no trabalho de Arias et al.[117]. A Tabela 5 apresenta uma adaptação desta categorização com a adição de alguns termos relacionados à qualidade de energia, como a redução do conteúdo harmônico e afundamentos de tensão. Os termos foram mantidos em inglês para que não haja diferenciação entre os termos utilizados nos artigos e a tradução para o português e, assim, manter os termos mais comumente usados na literatura internacional.

Tabela 5 – Classificação de serviços ancilares ao sistema elétrico de distribuição.

Categoria	Serviços	Nomes Alternativos
Suporte de Potência Ativa	<i>Congestion management</i>	<i>Congestion alleviation, congestion prevention</i>
	<i>Loss minimization</i>	<i>Loss reduction</i>
	<i>Load shifting</i>	<i>Load levelling, load shaping, load flattening</i>
	<i>Peak shaving or Valley filling</i>	<i>Load shedding, load curtailment, peak clipping, load variance, load shifting</i>
	<i>Voltage support by active Power</i>	<i>Voltage regulation, voltage deviation reduction</i>
	<i>Frequency support</i>	<i>Frequency control, frequency restoration, frequency regulation, frequency stabilization, inertia control</i>
Suporte de Potência Reativa	<i>Reactive power compensation</i>	-
	<i>Voltage support by reactive power</i>	<i>Voltage regulation</i>
Qualidade de Energia	<i>Harmonic content reduction</i>	<i>Harmonic rejection</i>
	<i>Voltage disturbances (transient or steady state)</i>	-

Adaptado de Arias et al.[117].

Dentre as alternativas para reduzir os problemas citados, a estratégia de despacho de potência via *vehicle-to-grid* - veículo para a rede (V2G) é uma das mais abordadas. O V2G consiste em utilizar o sistema de armazenamento de energia elétrica dos veículos como fonte de energia para prover serviços ancilares para a rede, principalmente serviços que envolvam suporte de potência ativa. Com base nisso, na Tabela 6, foi realizado um agrupamento de artigos que relacionam estações

de recarga, V2G e os serviços de rede. Além disso, algumas características dos artigos são levantadas, como:

- Categorização segundo a Tabela 5;
- Utilização ou abordagem que envolva carregadores rápidos;
- Nível de tensão² dos atuadores/cargas envolvidas na solução: BT ou MT;
- Controle de REDs: o trabalho realiza o controle de REDs na solução;
- Controle de ERRs: o trabalho realiza o controle de ERRs na solução;
- Arquitetura do controle dos REDs e dos agregadores de VEs (ou estações de recarga): descentralizada (D), centralizada (C) ou distribuída (Di).

Com a crescente geração distribuída impactando no sistema elétrico de potência, é natural se pensar em soluções que agreguem tanto carregadores de VEs quanto REDs. Um dos trabalhos que aborda o controle simultâneo de carregadores de VEs e REDs é realizado por Datta et al.[137]. Os autores utilizam o controle *droop* convencional em um gerador Diesel e em agregadores de VEs para controlar a frequência de uma MR isolada.

Com um controle *droop* modificado em uma configuração centralizada, Rana et al.[132] propõem um controle que gerencia a potência de agregadores de VEs e REDs (compostos por fontes como turbinas eólicas, painéis fotovoltaicos (PVs) e gerador Diesel) em uma rede de baixa tensão ligada ao sistema elétrico. Dessa forma, conseguem coordenar as recargas e descargas dos veículos nos agregadores, o despacho de potência dos REDs e reduzir os desvios de frequência na MR. Esse tipo de estratégia permitiria o controle de potência no PAC da MR e a operação ilhada, um dos requisitos para ser caracterizada como uma MR avançada. O estudo apresentou desvio de frequência máximo de 0,083% com o controle de todos os atuadores frente a 0,62% atuando somente nos geradores Diesel. Entretanto, o controle é aplicado em REDs com fontes renováveis sem armazenadores de

² Níveis de tensão definidos conforme a ANSI C84.1-2020 [67]. Como a maior parte dos trabalhos não é nacional, a classificação a nível internacional é mais adequada.

Tabela 6 – Agrupamento de artigos que abordam ou utilizam V2G em suas soluções.

Ref.	Abordam ERRs?	Nível de tensão	Categoria do Serviço	Controle de REDs	Controle de ERRs/VEs	Arquitetura de Controle (REDs/VEs)
Falahi et al.[118]	✗	BT	Active Power Support (Voltage Control)	✗	✓	✗/D
Traube et al.[119]	✗	BT	Active Power Support (Voltage Control)	✗	✓	✗/D
Weckx e Driesen[120]	✗	BT	Active Power Support (Voltage Control)	✓	✓	D/D
Bayat et al.[121]	✗	BT	Power Support (Voltage/Frequency Control)	✓	✓	C/C
Pahasa e Ngamroo[122]	✗	BT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✓	✗/C
Gil et al.[123]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/D
Aziz et al.[124]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/C
Zakariazadeh et al.[125]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Karfopoulos et al.[126]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/Di
Kordkheili et al.[127]	✗	BT	Active Power Support (Voltage Support)	✗	✓	✗/C
Alam et al.[128]	✗	MT	Active Power Support (Voltage Support)	✗	✓	✗/D
Nguyen et al.[129]	✗	BT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✓	✗/D
Mendes et al.[130]	✗	MT	-	✓	✓	Di/Di
Akhavan-Rezai et al.[131]	✗	BT	Active Power Support (Voltage Control)	✗	✓	✗/C
Rana et al.[132]	✗	BT	Active Power Support (Frequency Support)	✓	✓	C/C
Farahani et al.[133]	✗	BT	Power Quality	✗	✓	✗/D
Pham et al.[134]	✗	BT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✓	✗/D
Chen et al.[135]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/D
Radu et al.[136]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/D
Datta et al.[137]	✗	BT	Active Power Support (Frequency Support)	✓	✓	D/D
Mouli et al.[138]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Kikusato et al.[139]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Deng et al.[140]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Rücker et al.[141]	✗	BT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✓	✗/D
Lai et al.[142]	✗	BT	Active Power Support	✗	✓	✗/C
Kasturi et al.[143]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/C
Zheng et al.[144]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/C
Coban et al.[107]	✗	MT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/D
Khazali et al.[145]	✗	MT	Active Power Support (Frequency Support)	✓	✓	C/C
Amir et al.[146]	✓	BT	-	✗	✓	✗/D
Carrizosa et al.[147]	✗	MT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✓	✗/D
Nguyen et al.[116]	✗	BT	Power Quality	✗	✓	✗/D
Mahani et al.[148]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/D
Kiani et al.[149]	✗	BT	Active Power Support (Frequency/Voltage Support)	✗	✗	✗/C
Wang et al.[150]	✗	MT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✗	✗/C
Maia et al.[151]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✓	✗	✗/C
Dey et al.[152]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✗	✗/C
Khan et al.[153]	✗	BT	-	✗	✗	✗/C

energia e, portanto, o despacho de potência nesses REDs fica condicionado à sua geração instantânea. A estratégia utiliza V2G nos agregadores de VEs, nos quais os proprietários escolhem se querem participar do esquema de controle e são divididos em VEs em recarga e VEs em descarga. Os resultados mostram uma utilização significativa das baterias dos VEs, um cenário indesejado mesmo para os proprietários que aceitaram participar da proposta de controle.

Ainda para prover serviços de suporte de frequência à rede elétrica, Khazali et al.[145] apresentam um controle de uma MR de média tensão com PVs, geradores Diesel e agregadores de VEs por meio de um controle *droop* modificado. Assim como o trabalho de Rana et al.[132], os autores também dependem de parâmetros como a constante de inércia da rede para implementação do controle. Os REDs equipados com PVs também não possuem armazenadores de energia.

Os trabalhos de Datta et al.[137], Rana et al.[132], Khazali et al.[145] apresentam soluções que integram REDs e agregadores de VEs com carregadores de baixa tensão e utilizam V2G em suas propostas. Nas aplicações de recarga rápida, o V2G não é uma alternativa interessante do ponto de vista do proprietário do veículo, uma vez que o fluxo reverso de potência aumentaria o seu tempo total de recarga e reduziria o tempo de vida da bateria. O fato de apenas um trabalho listado na Tabela 6 utilizar carregadores rápidos em suas soluções reforça essa característica dos trabalhos que envolvam o uso do V2G.

Na Tabela 7 são apresentados artigos que envolvem estações de recarga e os serviços de rede, mas não utilizam V2G em suas soluções. Os artigos também são categorizados com os mesmos critérios avaliados na Tabela 6.

Alguns trabalhos agrupados na Tabela 7 se destacam por realizar o controle coordenado de estações de recarga em conjunto ou não com REDs. Um exemplo é o trabalho de Sabillon et al.[164] que apresenta uma solução que integra BESS, recarga de VEs e REDs com PVs, por meio de um controle centralizado de uma MR. O objetivo é reduzir a sobrecarga do transformador de alta para média tensão equipado com comutador de derivação de carga. Controlando todas as entidades e o comutador de derivação de carga, o controle proposto foi capaz de reduzir a carga máxima no transformador de 152,78% para 92,45% no momento de maior

Tabela 7 – Agrupamento de artigos que apresentam outras propostas de despacho de energia sem a utilização de V2G.

Ref.	Abordam ERRs?	Nível de tensão	Categoria do Serviço	Controle de REDs	Controle de ERRs/VEs	Arquitetura de Controle (REDs/VEs)
Masoum et al.[108]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving/Voltage Support)	✗	✓	✗/D
Wu et al.[154]	✗	BT	Reactive Power Support (Voltage Support)	✗	✓	✗/D
Tovilović e L.J. Rajaković[112]	✗	BT	Active Power Support (Voltage Control/Load Shifting)	✗	✓	✗/D
Yong et al.[155]	✓	MT	Reactive Power Support (Voltage Support)	✗	✓	✗/D
Gandhi et al.[156]	✗	BT	Reactive Power Support (Voltage Support)	✓	✓	D/D
García-Triviño et al.[157]	✓	BT (c.c.)	-	✗	✓	✗/D
Torreglosa et al.[158]	✓	BT (c.c.)	-	✗	✓	✗/D
Eldeeb et al.[159]	✗	MT	Active Power Support (Voltage/Frequency Support)	✓	✓	D/D
Yang et al.[160]	✓	MT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/C
Wu e Sioshansi[161]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/D
Aliabadi et al.[162]	✗	MT	Active Power Support (Frequency Support)	✗	✓	✗/D
Hafez e Bhattacharya[109]	✗	MT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/D
Gjelaj et al.[163]	✓	MT	-	✗	✓	✗/D
Sabillon et al.[164]	✗	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✓	✓	C/C
Lamedica et al.[115]	✗	BT	Power Quality	✗	✓	✗/D
Gao et al.[165]	✓	MT	Reactive Power Support (Voltage Support)	✗	✓	✗/D
Lymperopoulos et al.[166]	✓	MT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/D
Yuan et al.[167]	✓	MT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Liu et al.[168]	✓	MT	-	✗	✓	✗/Di
Cheng et al.[169]	✓	BT	-	✗	✓	✗/D
Caro et al.[113]	✗	BT	Power Quality	✗	✗	✗/✗
Gao et al.[170]	✓	MT	Reactive Power Support (Voltage Control)	✗	✓	✗/C
Nafi et al.[110]	✓	MT	Power Quality (Voltage Disturbances)	✗	✗	✗/✗
Zahedmanesh et al.[171]	✓	MT	Active/Reactive Power Support (Voltage Control)	✗	✓	✗/C
Radu et al.[172]	✓	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✗	✓	✗/D
Xiaoluan et al.[173]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✓	✗	C/✗
Chen et al.[174]	✗	MT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Chudy et al.[114]	✓	BT	Power Quality (Voltage and frequency disturbances and harmonic injection)	✗	✗	✗/✗
Yan e Chen[175]	✗	MT	-	✗	✓	✗/Di
Li et al.[176]	✗	MT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✓	✗/C
Bekiroglu e Esmir[177]	✗	BT	Active Power Support (Peak Shaving)	✓	✗	D/✗
Alshareef[111]	✓	MT	Power Quality (Transient Voltage Disturbances)	✗	✗	✗/✗
Chen et al.[178]	✓	MT	-	✗	✗	✗/C
Ullah et al.[179]	✓	MT	-	✗	✗	✗/Di
Shib et al.[180]	✓	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✗	✗	✗/C
Zhang et al.[181]	✓	MT	-	✗	✗	✗/D
Boudellal et al.[182]	✓	MT	Active Power Support (Voltage Control)	✗	✗	✗/D
Gupta et al.[183]	✓	BT	Active Power Support (Load Shifting)	✓	✓	C/C
Proposta	✓	MT	Active/Reactive Power Support: Peak Shaving and Valley Filling	✓	✓	C/C

geração, ou seja, com fluxo de potência advindo da MR para a rede à montante. Para atingir essa redução, perdeu-se 8,02% da energia disponível dos PVs, uma vez que eles não eram integrados a armazenadores de energia locais, apenas na rede a montante. Na condição em que não havia qualquer sistema de armazenamento na rede, a perda de energia foi de 16,41%.

Gao et al.[170] implementam um controle centralizado dos pontos de recarga rápida para fornecer potência reativa para a rede. Em conjunto com transformadores equipados com comutadores de derivação de carga, o controlador central atua para reduzir o nível de tensão da rede dentro dos limites normativos, diminuindo o consumo de potência de cargas dependentes da tensão e realizando um nivelamento de carga nos momentos de elevado consumo em uma rede de média tensão. Neste trabalho, o controlador central necessita da medição de cada carga da rede e não há REDs na rede avaliada.

Zahedmanesh et al.[171] também realizam um controle centralizado não só de potência reativa, mas também de potência ativa em ERRs equipadas com BESS. Os autores mostram que o sistema de controle de potência reativa das estações de recarga em uma rede de média tensão permite limitar os desvios de tensão dentro de um limite aceitável por norma. Com o controle de potência ativa, o controlador supervisor central pode determinar de forma otimizada a demanda da rede elétrica de cada estação de recarga com base em parâmetros como a potência nominal do BESS integrado e a previsão de consumo de cargas, a geração de energia, o preço da energia elétrica e a demanda de energia das ERRs em intervalos regulares. Dessa forma, o controle supervisor central consegue gerenciar a operação técnico-econômica das ERRs, focando principalmente na maximização dos lucros.

Dentre os cenários apresentados no trabalho, a combinação entre o controle de potência ativa e de potência reativa proporcionou níveis de tensão na barra mais distante do alimentador semelhantes ao caso base (sem ERRs). Entretanto, a utilização somente do controle de potência ativa proposto resultou em níveis de tensão inferiores ao caso base e semelhantes ao pior caso (com estações sem controle de potência ativa ou reativa). Portanto, o gerenciamento de potência ativa visando a maximização dos lucros não se mostrou benéfica para a segurança da

operação da rede elétrica nesta aplicação.

O trabalho de [Gupta et al.\[183\]](#) realiza o controle centralizado de estações de recarga (rápidas ou não, porém sem BESS) e BESSs em uma rede da École Polytechnique Fédérale de Lausanne, na Suíça. As referências de potência são definidas por um algoritmo que define o cronograma de despacho para o dia seguinte do fluxo de potência ativa na rede. Há também um algoritmo em tempo real para corrigir as referências para atingir o cronograma de despacho.

Dentre os trabalhos pesquisados, é o trabalho que mais se aproxima da principal ideia proposta neste texto de tese. Entretanto, alguns pontos não são abordados:

- Não há resultados referentes ao controle de potência reativa.
- O sistema pode ser categorizado como uma MR, mas não como um *cluster* de MRs e ERRs.
- As estações de recarga não são equipadas com BESS, ou seja, a redução em seu consumo de potência ativa implica em menor potência de recarga para os veículos e, conseqüentemente, maior tempo de recarga.
- O cronograma de despacho distribui a carga ao longo do dia, reduzindo os picos de potência (*load shifting*). Embora isso seja positivo para reduzir a sobrecarga no alimentador, as funções de otimização implementadas não permitem um controle pleno do fluxo de potência no PAC do sistema.

Para além dos trabalhos apresentados até aqui, [Tkac et al.\[184\]](#) realizam uma revisão de estratégias de controle de MRs com ERRs. Ao todo, os autores classificaram 71 artigos desde 2010 a agosto de 2023. Dentre os artigos, 21 deles abordam ERRs, porém 17 são aplicados a MRs c.c. e visam o gerenciamento interno de energia da estação. Por fim, somente 4 são ou podem ser categorizados para aplicações em MRs c.a.

Dentre esses trabalhos, o trabalho de [Yuan et al.\[167\]](#) propõe um esquema de agendamento que inclui uma estação integrada de recarga, troca e armazenamento

de baterias de VEs em uma MR. Com as informações de demanda da estação integrada, a MR também realiza um esquema de agendamento com o objetivo de minimizar o custo de operação diária por meio dos REDs despacháveis, na predição de carga e da geração advinda de geradores distribuídos sem controle. Os autores propõem a utilização de um índice chamado de *ride index* que é, essencialmente, um coeficiente de variação da potência. Dentre os resultados apresentados, destaca-se a redução do coeficiente de variação da potência da estação integrada em 43%, reduzindo os picos de demanda de carga. Neste trabalho, os autores utilizam como estação de recarga o que chamam de *charging-swapping-storage integrated station* (CSSIS), mas há somente uma estação como essa sendo controlada. Além disso, não há um controle simultâneo entre os REDs despacháveis e a CSSIS.

Liu et al.[168] propõem uma programação de MRs integradas a uma rede de transporte urbano em um contexto de mercado de energia. Nessa configuração, cada MR define sua operação, negociando energia com as outras MRs e realizando a recarga dos VEs por meio de ERRs. Em um cenário com 4 MRs no qual 60% dos veículos da rede de transporte urbano possuem sistemas inteligentes de direção com rotas otimizadas, a receita das MRs teve crescimento de 11,8%.

O trabalho de Mendes et al.[130] é semelhante ao trabalho de Liu et al.[168], uma vez que também coordena MRs com o objetivo de reduzir a demanda de energia da rede a montante e maximizar os lucros, focando principalmente no consumo de energia entre as MRs. Entretanto, os BESSs são externos à estação de recarga, que realiza o despacho de potência para a rede via V2G, mesmo equipada com carregadores de 60 kW, próximo do limiar considerado rápido. No esquema proposto de coordenação entre MRs, a demanda de energia do operador do sistema de distribuição (OSD) foi reduzida, aumentando os lucros em 2,6 vezes.

Os trabalhos de Liu et al.[168] e Mendes et al.[130] se aproximam mais de um controle coordenado distribuído de MRs e de estações de recarga. Entretanto, as estações de recarga estão incorporadas às MRs, ou seja, não são consideradas unidades individuais que atuam juntamente com as MRs e fornecem serviços conjuntos para a rede. Além disso não levam em consideração parâmetros técnicos da rede, pois são voltados para maximização dos lucros. Dessa forma, não há uma preocupação direta com variáveis como a tensão ou a frequência da rede, nem

se objetiva a redução de carga nos alimentadores da rede. No trabalho de Liu et al.[168] não há controle da potência absorvida pelas ERRs, enquanto no trabalho de Mendes et al.[130] as baterias dos veículos são utilizadas por meio do V2G.

Em um cenário urbano no qual as MRs são entidades utilizadas para manter a integridade do sistema, é necessário um controle coordenado que envolva MRs e ERRs e que se atenha a parâmetros técnicos da rede como o fluxo de potência no PAC e/ou a regulação de tensão e frequência do sistema dentro dos parâmetros definidos por normas. Desta forma, este trabalho foi elaborado com uma alternativa para atender a esses critérios. Tal proposta será apresentada no Capítulo 3.

2.5 Síntese do capítulo

Neste Capítulo foram apresentados os desafios envolvendo a geração distribuída por parte de REDs e das ERRs. As soluções para esses desafios passam pelo conceito de MRs avançadas com o objetivo de equilibrar a demanda com a geração, agendar o despacho de recursos e preservar a confiabilidade da rede por meio de serviços ao sistema de distribuição de energia elétrica.

Entretanto, os trabalhos que integram REDs ou MRs e estações de recarga possuem limitações como o uso de V2G na aplicação, não abarcam ERRs ou possuem um foco voltado a maximização de lucros por parte das MRs envolvidas, sem um foco objetivo em manter a confiabilidade do sistema elétrico frente ao aumento de geração e/ou de demanda.

Este trabalho visa apresentar uma alternativa de controle de *clusters* de rede que integrem MRs e ERRs e que possam ser categorizados como avançados. O controle é voltado para atender aos requisitos de qualidade de energia da rede, principalmente em relação aos níveis de tensão. Portanto, os principais serviços ancilares que as propostas visam resolver serão o *peak shaving*, *valley filling* e o suporte de tensão. Além disso, o sistema de controle também deverá ser capaz de operar com o *cluster* de rede em modo ilhado, característica importante definida para controladores de MRs (e, neste caso, *clusters* de rede) na IEEE Std 2030.7-2017 [1].

3 Controle Centralizado, Coordenado e Simultâneo de um *Cluster* de Rede Avançado de Estações de Recarga Rápida e Microrredes Avançadas

Neste Capítulo será apresentada a estratégia do **PBC** e sua evolução em trabalhos publicados ao longo dos anos. Também será apresentada toda a metodologia utilizada para adaptação do **PBC** para se alinhar a proposta de controle coordenado simultâneo das **ERRs** e **MRs** avançadas, o detalhamento sobre o sistema elétrico avaliado, os casos de estudo e os resultados obtidos tanto em simulação quanto experimentais.

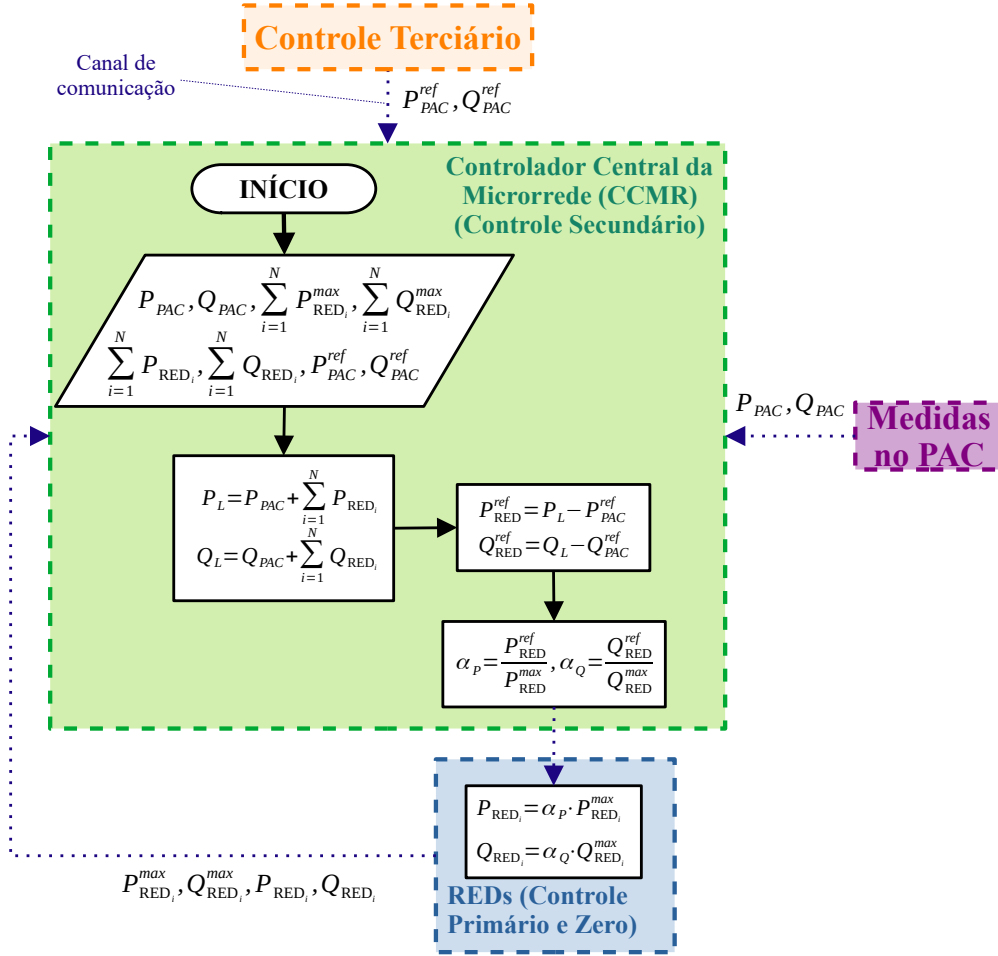
3.1 *Power Based Control* - Controle Baseado em Potência

As primeiras ideias sobre o *power-based control* - controle baseado em potência (**PBC**) foram publicadas por **Caldognetto e Tenti**[185] e apresentadas formalmente por **Caldognetto et al.**[38] para **MRs** monofásicas em redes de baixa tensão. Na Figura 6 é apresentado o esquemático do algoritmo original do **PBC**. A estratégia do **PBC** foi sendo aprimorada para diferentes contextos em outros trabalhos ao longo do tempo. Na Tabela 8 são apresentados os trabalhos que envolvem o **PBC**, seja como aprimoramento, variação ou em aplicações específicas.

Em sua concepção original [38], o **PBC** regula, por meio de um controlador central, o despacho de potência ativa e reativa no **PAC** da **MR** com a rede a montante realizando um compartilhamento de potência proporcional entre os **REDs**. Para que isso seja feito, o controlador central utiliza as seguintes medidas e parâmetros:

- A potência ativa (P_{PAC}) e reativa (Q_{PAC}) no **PAC** da **MR** no ciclo de controle atual ℓ ;

Figura 6 – Esquemático do algoritmo do PBC original.



- A soma das potências ativas (P_{RED}^{max}) e reativas (Q_{RED}^{max}) máximas que os REDs podem despachar no ciclo atual ℓ ;
- A soma das potências ativas (P_{RED}) e reativas (Q_{RED}) despachadas pelos REDs no ciclo atual ℓ .
- As referências de potência ativa (P_{PAC}^{ref}) e reativa (Q_{PAC}^{ref}) desejadas no PAC no próximo ciclo ($\ell + 1$).

Com essas medidas e parâmetros é possível estimar a carga de potência ativa (P_L) e reativa (Q_L) e as perdas da MR por meio de (3.1) e (3.2), respectivamente.

Tabela 8 – Aprimoramentos e aplicações do PBC.

Referência	Topologias dos REDs	Arquitetura de controle da MR	Compensação PQ	Modo de controle dos REDs	Coefficientes compartilhados
Caldognetto et al.[38]	1 Φ a 2 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e desbalanço de carga	MCC	α_P e α_Q
Brandao et al.[186]	1 Φ e 3 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} e α_{Qc}
Brandao et al.[187]	1 Φ e 3 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} , α_{Qc} , $\alpha_{P3\Phi}$ e $\alpha_{Q3\Phi}$
Araujo et al.[188]	1 Φ e 3 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} e α_{Qc}
Brandao et al.[189]	1 Φ e 3 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC e MCT	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} , α_{Qc} , $\alpha_{P3\Phi}$ e $\alpha_{Q3\Phi}$
Brandao et al.[190]	1 Φ a 2 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e desbalanço de carga	MCC	α_{PESU} , SoC_a , SoC_{Error} , α_{Q1} , α_{Q2} e α_{Q3}
Ferreira et al.[191]	1 Φ e 3 Φ a 4 fios e baixa tensão	Distribuída	Balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} e $\alpha_{P3\Phi}$
Reis et al.[192]	1 Φ e 2 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} e α_{Qc}
Reis et al.[193]	1 Φ e 2 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} e α_{Qc}
Callegari et al.[194]	1 Φ e 3 Φ a 4 fios e baixa tensão	Centralizada/ Descentralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	α_{Pa} , α_{Pb} , α_{Pc} , α_{Qa} , α_{Qb} e α_{Qc}
Brandao et al.[39]	3 Φ a 3 fios e média tensão	Centralizada	Balanceamento de carga	MCC	$\alpha_{P3\Phi}$, $\gamma_{P3\Phi}$
SILVEIRA JUNIOR et al.[195]	3 Φ a 3 fios e média tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC	$\alpha_{P3\Phi}$, $\alpha_{Q3\Phi}$
Brandao et al.[37]	3 Φ a 3 fios e média tensão	Centralizada	Balanceamento de carga	MCC	$\alpha_{P3\Phi}$, $\gamma_{P3\Phi}$
Araujo et al.[196]	3 Φ a 3 fios e média tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC e MCT	$\alpha_{P3\Phi}$, $\alpha_{Q3\Phi}$
Brandao et al.[36]	3 Φ a 3 fios e média tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC e MCT	$\alpha_{P3\Phi}$, $\alpha_{Q3\Phi}$ e $\gamma_{P3\Phi}$
Brandao et al.[35] (Proposta)	3 Φ a 3 fios e média tensão	Centralizada	Reativa e balanceamento de carga	MCC e MCT	$\alpha_{P3\Phi}$, $\alpha_{Q3\Phi}$ e $\gamma_{P3\Phi}$

O ciclo ℓ é o ciclo de controle do algoritmo. Vale ressaltar que a carga de potência da MR inclui os entes que consomem energia e os entes que geram energia, mas não estão sendo controlados pelo controlador central, ou seja, os REDs não-despacháveis, assim como as perdas ôhmicas na rede.

$$P_L(\ell) = P_{PAC}(\ell) + P_{RED}(\ell) \quad (3.1)$$

$$Q_L(\ell) = Q_{PAC}(\ell) + Q_{RED}(\ell) \quad (3.2)$$

A partir de (3.1), a equação (3.3) define a referência de potência ativa para o conjunto de REDs para o próximo ciclo. A partir de (3.2), a equação (3.4) define a referência de potência reativa para o próximo ciclo. Observa-se que as referências de potência para os REDs é calculada como a diferença entre a referência desejada para o PAC e a perturbação do sistema, ou seja, as cargas e perdas da MR.

$$P_{RED}^{ref}(\ell + 1) = P_L(\ell + 1) - P_{PAC}^{ref}(\ell + 1) \quad (3.3)$$

$$Q_{RED}^{ref}(\ell + 1) = Q_L(\ell + 1) - Q_{PAC}^{ref}(\ell + 1) \quad (3.4)$$

Para que haja o compartilhamento de potência proporcional entre os REDs da MR, as potências obtidas em (3.3) e (3.4) são divididas, respectivamente, pelas somas das potências ativa e reativa máximas que os REDs podem despachar naquele momento. Dessa forma, obtém-se os coeficientes α_P e α_Q , expressos por (3.5) e (3.6), respectivamente.

$$\alpha_P = \frac{P_{RED}^{ref}(\ell + 1)}{P_{RED}^{max}(\ell)} \quad (3.5)$$

$$\alpha_Q = \frac{Q_{RED}^{ref}(\ell + 1)}{Q_{RED}^{max}(\ell)} \quad (3.6)$$

O limite inferior para o coeficiente α_P é -1, considerando que os REDs permitam o controle da absorção de sua potência nominal por meio do controlador central. Já o limite superior para α_P é 1, o que significa que os REDs estarão despachando toda a potência disponível. O coeficiente α_Q também possui os mesmos limites inferior e superior, sendo o limite inferior a máxima potência reativa indutiva que os REDs podem despachar e o limite superior a máxima potência

reativa capacitiva que os REDs podem despachar. Vale ressaltar que as convenções de sentido de corrente e a direção dos medidores podem modificar o significado dos limites dos coeficientes de potência ativa e reativa.

Os dois coeficientes são enviados para todos os REDs participantes da MR. Dessa forma, cada um deles realizará um despacho proporcional à sua capacidade de potência e o controlador central poderá regular o despacho de potência no PAC de forma mais eficiente, diminuindo as perdas no sistema de distribuição em uma MR homogênea [38].

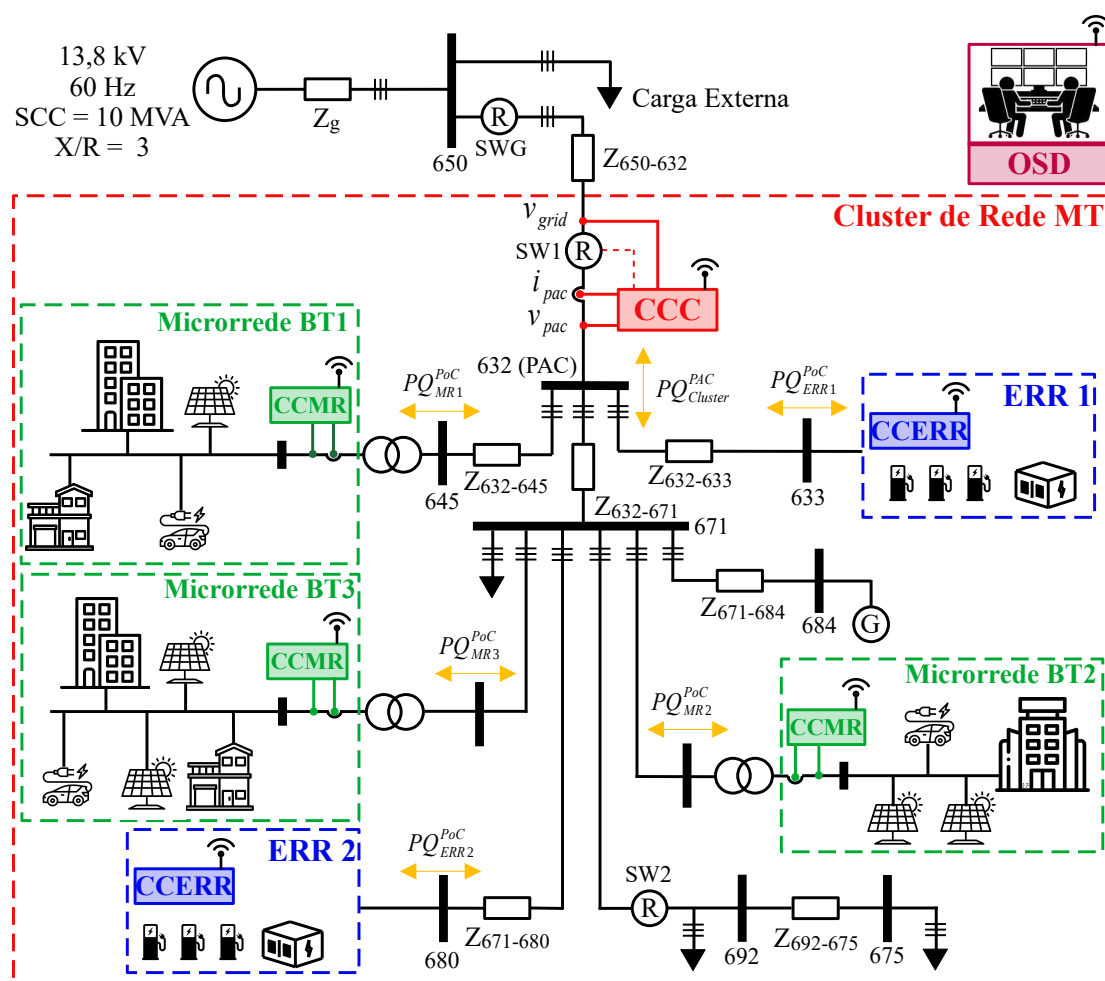
Dentre as vantagens do PBC como algoritmo de controle de MRs está a sua simplicidade, bom desempenho em relação a estratégias como o controle por *droop* e a sua abordagem *model-free*, ou seja, abordagem na qual não é necessário conhecer os parâmetros da rede para a realização do controle da MR, comum em abordagens ótimas de controle [38]. As desvantagens do PBC estão associadas principalmente à sua natureza centralizada, como a dificuldade de escalabilidade e a dependência do *link* de comunicação. Outra desvantagem é o erro em regime permanente em casos de não-idealidades no *link* de comunicação e nas medições de potência realizada pelos REDs, mas que podem ser corrigidas utilizando estratégias de controle clássicas, como controladores proporcional-integral (PI) [41, 42].

Dentre as aplicações publicadas do PBC enfatizadas na Tabela 8, não há implementações que atuem nos momentos de saturação dos atuadores que, por sua vez, operam sempre em baixa tensão. Além disso, não há aplicações que tratam do controle de cargas ativas. A proposta apresentada neste Capítulo tem como foco uma alternativa para essas características na utilização do PBC como algoritmo de controle de *clusters* de rede compostos por MRs avançadas e ERRs.

3.2 Proposta do Controle Coordenado do *Cluster* de Rede

Na Figura 7 é apresentado o *cluster* de rede utilizado nas simulações deste estudo. Ele é derivado do alimentador *IEEE 13-Bus* [197], reduzido para uma configuração de nove barras. As variáveis presentes neste esquema auxiliarão no entendimento da proposta de controle.

Figura 7 – Rede de média tensão e o cluster de rede baseado no alimentador IEEE-13 Node.



Os primeiros trabalhos que norteiam esta proposta de controle são apresentados em Brandao et al.[37] e Brandao et al.[34] e foram realizados a partir deste trabalho de tese. No artigo publicado por Brandao et al.[37], detalhado no Apêndice A, é apresentado um controle de REDs e ERRs e nove cenários são explorados, nos quais a controlabilidade dos REDs ou das ERRs é alterada. A partir deste trabalho, verificou-se que, dentre os cenários analisados, somente com o controle simultâneo de REDs e ERRs é possível garantir a segurança da rede ao manter os níveis de tensão acima de níveis considerados críticos.

Entretanto, em um *cluster* de rede com MRs avançadas, o controle direto dos REDs leva a um problema técnico e a uma problema de ordem hierárquica. Tecnicamente, controlar diretamente todos os REDs de múltiplas microrredes é complexo e exige um poder computacional e de comunicação elevado. Além disso, as microrredes não seriam consideradas entidades únicas, uma vez que o seu nível hierárquico de controle estaria sendo ignorado. Portanto, faz mais sentido abordar o problema por uma perspectiva de controle das MRs e não dos REDs diretamente.

Seguindo por essa linha, a principal proposta deste trabalho consiste em um controle centralizado coordenado de um *cluster* de rede contendo MRs avançadas e ERRs baseado no PBC e submetida para publicação em Brandao et al.[35]. Até então, os trabalhos envolvendo o PBC tinham foco no controle de uma MR e na atuação sobre os REDs desta MR. Somente com SILVEIRA JUNIOR et al.[195] é que a ideia de um *cluster* de MRs foi abordada, mas sem o controle de ERRs.

Os trabalhos preliminares à proposta desta tese foram os primeiros a incluir o controle de cargas ativas juntamente ao PBC por meio do controle do fluxo de potência ativa de ERRs [39, 37]. Em [36], o controle é aprimorado e, além do controle de potência ativa e reativa das MRs avançadas e ERRs, aborda o sistema com o *cluster* em modo ilhado e que será detalhado no Capítulo 4.

A proposta de controle coordenado opera no nível secundário [75], mesmo nível do PBC, porém com os atuadores sendo as MRs avançadas e as ERRs. O controle atua no fluxo de potência no PAC do *cluster* avançado com a rede a montante. Na Figura 8 é apresentada a hierarquia entre os controladores. Tal hierarquia de controle possui os seguintes níveis:

- Nível Terciário: composto pelo OSD, responsável por determinar as referências de potência para o CCC. O OSD pode ser representado pela própria concessionária de energia elétrica ou por uma entidade coordenadora responsável por supervisionar múltiplos *clusters* avançados de rede.
- Nível Secundário: composto pelo CCC, que é responsável por gerenciar o fluxo de potência do *cluster* avançado com a rede a montante. Este nível também lida com o processamento das informações recebidas do controlador central da microrrede (CCMR), do controlador central da estação de recarga

rápida (CCERR) e do OSD. A principal contribuição deste trabalho reside neste nível da hierarquia de controle. O CCC tem autonomia para operar de acordo com seus parâmetros configurados, mas também pode receber referências ou comandos do nível terciário via o OSD. Além disso, é responsável por enviar os coeficientes de potência para os CCMRs e CCERRs e por receber a referência de potência desejada para o PAC do *cluster* advinda do OSD.

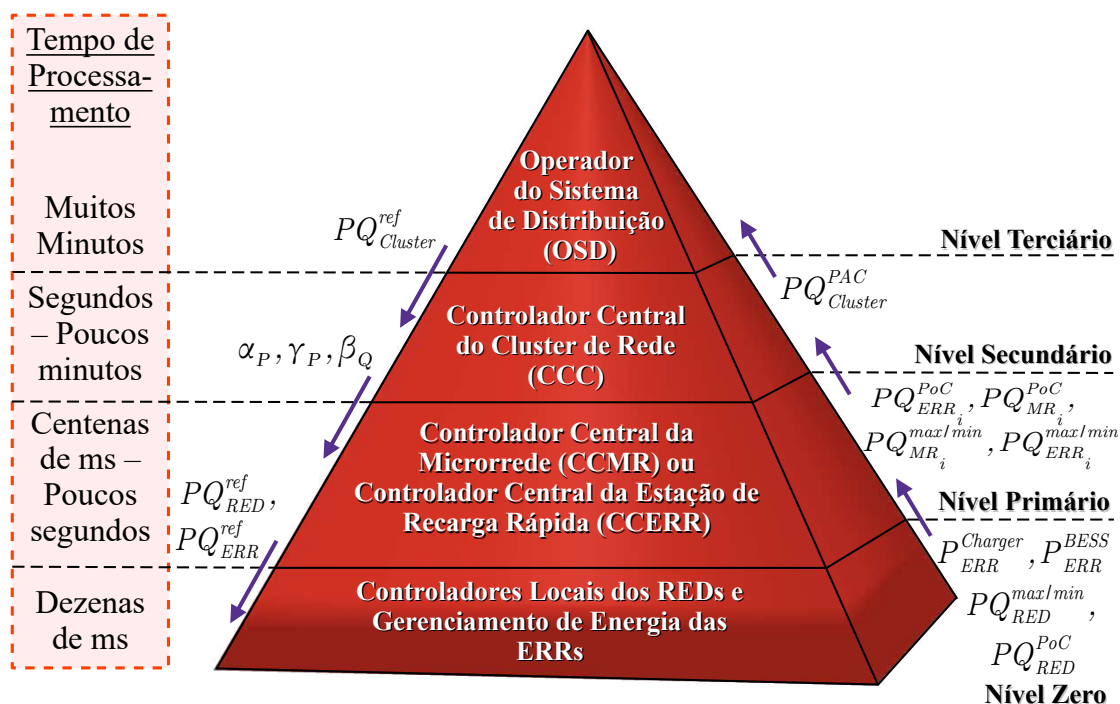
- Nível Primário: composto por CCMRs e/ou CCERRs, que servem como atuadores dentro do *cluster* avançado de rede. Este nível lida com o compartilhamento e processamento de informações do CCC e dos controladores locais de REDs ou gerenciadores de energia de ERRs. Com base na referência de potência recebida do CCC, ele determina a contribuição dos REDs no caso de MRs, ou a energia despachada pelo BESS no caso de ERRs.
- Nível zero: composto pelos controladores locais dos REDs e dos gerenciadores de energia da ERR. No caso das ERRs, pode ser parte do CCERR. Responsáveis pelo compartilhamento e processamento de informações com o CCMR/CCERR e com os conversores dos REDs ou das ERRs. É ele quem envia as referências de potência, corrente ou tensão para os conversores dos REDs ou da ERR;

Todos os controladores se comunicam por meio de um link de comunicação de longo alcance e baixa largura de banda¹. Tanto a estratégia do PBC quanto a estratégia proposta operam sem a necessidade de comunicação síncrona e demonstram robustez contra distúrbios e atrasos de comunicação [199].

Na Figura 9 é apresentado o esquemático do algoritmo proposto. O algoritmo implementado no nível zero não é relevante neste contexto, desde que os REDs das MRs e os elementos da ERRs sejam capazes de fornecer o que foi demandado pelo controle primário. O controlador central do *cluster* de rede executa o método proposto e requer as seguintes medições e parâmetros para enviar comandos aos atuadores:

¹ De acordo com a Comissão Federal de Comunicações dos EUA (FCC) [198], *links* de comunicação abaixo de 25 Mbps são considerados *links* de baixa largura de banda. No Brasil, não há uma classificação clara do que é considerado banda estreita e banda larga.

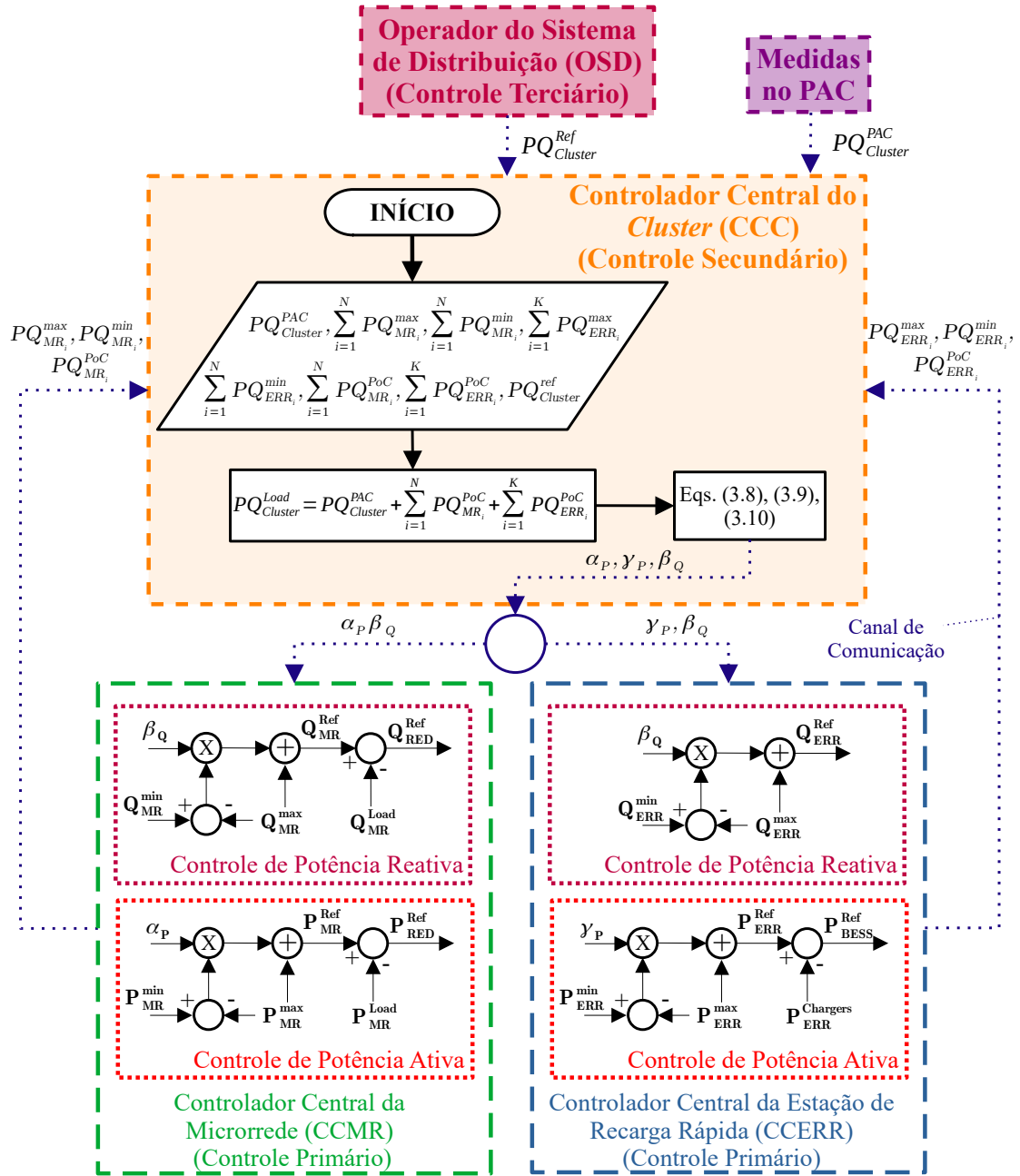
Figura 8 – Hierarquia de controle do sistema proposto.



- Os termos de potência no PAC do cluster de rede ($PQ_{Cluster}^{PAC}$). Estes dados são coletados localmente pelo CCC desde que ele esteja conectado ao PAC do cluster de rede.
- As potências no PoC de cada MR avançada ($PQ_{MR_i}^{PoC}$) e de cada ERR ($PQ_{ERR_i}^{PoC}$). Estes dados são enviados pelos CCMRs e pelos CCERRs para o CCC.
- Os limites operacionais de cada MR avançada ($PQ_{MR_i}^{max}$ e $PQ_{MR_i}^{min}$) e de cada ERR ($PQ_{ERR_i}^{max}$ e $PQ_{ERR_i}^{min}$). Estes dados são enviados pelos CCMRs e pelos CCERRs para o CCC.
- As referências de potência desejadas para o PAC do cluster de rede ($PQ_{cluster}^{ref}$). Estes dados são enviados do OSD para o CCC.

A partir destes parâmetros, é possível determinar os termos de potência da carga do cluster de rede, i.e., o conjunto de todas as perdas e das cargas e geradores

Figura 9 – Algoritmo do sistema de controle proposto.



que fazem parte do *cluster*, mas que não estão vinculadas a uma MR avançada ou a uma ERR. A equação (3.7) representa o cálculo da carga do *cluster* de rede

($PQ_{Cluster}^{Load}$), sendo N o número de MRs avançadas e K o número de ERRs.

$$PQ_{Cluster}^{Load} = PQ_{Cluster}^{PAC} + \sum_{i=1}^N PQ_{MR_i}^{PoC} + \sum_{i=1}^K PQ_{ERR_i}^{PoC} \quad (3.7)$$

Na Figura 9 também são apresentados os diagramas de controle utilizados para a regulação de potência ativa e reativa. Para regular a potência ativa no PAC do *cluster* de rede, o CCC transmite o coeficiente α_P , definido em (3.8), aos CCMRs. Além disso, o CCC também calcula o coeficiente γ_P , definido em (3.9), que é comunicado aos CCERRs.

$$\alpha_P = \frac{P_{Cluster}^{Load} - P_{Cluster}^{Ref} - \sum_{i=1}^K P_{ERR_i}^{PoC} - \sum_{i=1}^N P_{MR_i}^{max}}{\sum_{i=1}^N (P_{MR_i}^{min} - P_{MR_i}^{max})} \quad (3.8)$$

O coeficiente γ_P depende do valor atual calculado do coeficiente α_P , priorizando o uso de energia das MRs avançadas. Dessa forma, o uso desnecessário de energia dos BESS das ERRs é evitado enquanto não houver saturação dos limites operacionais das MRs avançadas, preservando assim as principais fontes de energia do *cluster* de rede.

$$\gamma_P = \frac{P_{Cluster}^{Load} - P_{Cluster}^{Ref} - \left(\alpha_P \left(\sum_{i=1}^N P_{MR_i}^{min} - \sum_{i=1}^N P_{MR_i}^{max} \right) + \sum_{i=1}^N P_{MR_i}^{max} \right) - \sum_{i=1}^K P_{ERR_i}^{max}}{\sum_{i=1}^K (P_{ERR_i}^{min} - P_{ERR_i}^{max})} \quad (3.9)$$

Os coeficientes α_P e γ_P podem operar entre 0 e 1. No caso em que estes coeficientes são nulos, as MRs e as ERRs consomem sua potência máxima. Caso os coeficientes sejam unitários, as MRs e as ERRs consomem o mínimo de energia possível, podendo ser um consumo negativo, ou seja, uma injeção de potência no *cluster* de rede.

Para controle de potência reativa no PAC do *cluster* de rede, o CCC calcula o coeficiente β_Q , definido em (3.10), tanto para os CCMRs quanto para os CCERRs. O coeficiente β_Q pode operar entre 0 e 1. Quando ele é nulo, a MR ou a ERR injeta

toda a potência reativa capacitiva possível. Quando ele é unitário, a MR ou a ERR injeta toda a potência reativa indutiva disponível.

$$\beta_Q = \frac{Q_{Cluster}^{Load} - Q_{Cluster}^{Ref} - \sum_{i=1}^K Q_{ERR_i}^{max} - \sum_{i=1}^N Q_{MR_i}^{max}}{\sum_{i=1}^N (Q_{MR_i}^{min} - Q_{MR_i}^{max}) + \sum_{i=1}^K (Q_{ERR_i}^{min} - Q_{ERR_i}^{max})} \quad (3.10)$$

A potência ativa máxima de uma microrrede ($P_{MR_i}^{max}$) pode ser dada por (3.11), enquanto a potência ativa mínima ($P_{MR_i}^{min}$) é dada por (3.12), sendo P_{RED}^{min} a potência máxima que os REDs despacháveis da microrrede podem absorver, P_{RED}^{max} a potência máxima que os REDs despacháveis da microrrede podem despachar e $P_{MR_i}^{Load}$ a potência da carga da microrrede no ciclo de controle atual ℓ .

$$P_{MR_i}^{max}(\ell) = P_{RED}^{min}(\ell) + P_{MR_i}^{Load}(\ell) \quad (3.11)$$

$$P_{MR_i}^{min}(\ell) = P_{RED}^{max}(\ell) + P_{MR_i}^{Load}(\ell) \quad (3.12)$$

Os limites de potência reativa de uma microrrede ($Q_{MR_i}^{max}$ e $Q_{MR_i}^{min}$) podem ser definidos a partir das potências nominais dos REDs presentes na microrrede e das potências ativas que estão sendo despachadas naquele momento pelos REDs, conforme apresentado em (3.13) e (3.14), sendo M o número de REDs presentes na MR.

$$Q_{MR_i}^{max} = \sum_{i=1}^M \sqrt{S_{RED_i}^{nom2} - P_{RED_i}^{PoC2}} \quad (3.13)$$

$$Q_{MR_i}^{min} = - \sum_{i=1}^M \sqrt{S_{RED_i}^{nom2} - P_{RED_i}^{PoC2}} \quad (3.14)$$

Estas são definições técnicas dos máximos e mínimos da microrrede. Entretanto, esses limites podem ser definidos com base em outras limitações técnicas da microrrede como, por exemplo, a potência do transformador no qual a microrrede está conectada, desde que esta potência esteja entre os limites técnicos operacionais.

Neste trabalho, a potência ativa máxima das ERRs ($P_{ERR_i}^{max}$) é definida a partir da demanda contratada esperada para àquela ERR. A equação (3.15) representa a potência mínima ($P_{ERR_i}^{min}$), onde $P_{ERR_i}^{BESS}$ é a potência do BESS presente naquela ERR e $P_{ERR_i}^{Chargers}$ é a potência consumida pelos carregadores naquele momento. Os limites de operação das ERRs também podem ser definidos de acordo com limitações impostas pelo algoritmo de gerenciamento interno, como a potência máxima de operação do conversor conectado à rede ou o estado de carga do BESS.

$$P_{ERR_i}^{min} = P_{ERR_i}^{BESS} - P_{ERR_i}^{Chargers} \quad (3.15)$$

Os limites de potência reativa são definidos com base na potência nominal do conversor conectado à rede ($S_{ERR_i}^{nom}$) e na potência ativa no PoC da ERR naquele momento ($P_{ERR_i}^{PoC}$), conforme apresentado em (3.16) e em (3.17). Esses limites também podem ter outras definições de acordo com o interesse do operador da ERR, desde que não ultrapassem os limites técnicos operacionais da ERR.

$$Q_{ERR_i}^{max} = \sqrt{S_{ERR_i}^{nom^2} - P_{ERR_i}^{PoC^2}} \quad (3.16)$$

$$Q_{ERR_i}^{min} = -\sqrt{S_{ERR_i}^{nom^2} - P_{ERR_i}^{PoC^2}} \quad (3.17)$$

3.3 Sistema Elétrico de Potência Avaliado

Conforme visto na Seção 3.2, o sistema elétrico de potência avaliado é apresentado na Figura 7. Os valores de potência da carga, detalhados na Tabela 9, foram uniformemente escalados para 20% dos valores originais do alimentador *IEEE 13-Bus* para que estivessem coerentes com os níveis de potência das MRs e das ERRs utilizadas neste estudo. As principais modificações no sistema original incluem:

- Aumento na média tensão de 4,16 kV para 13,8 kV.
- Consideração de apenas cargas trifásicas balanceadas.

- Remoção do transformador com comutador de derivação de carga, uma vez que ele não será operado, e das barras 634, 646, 682 e 611 que, em geral, possuíam cargas desequilibradas.
- Integração de novas cargas, incluindo [ERR1](#) na barra 633, [ERR2](#) na barra 680, e [MRBT 2 e 3](#) na barra 371.
- Substituição da carga na barra 645 pela [MRBT1](#).
- Adição de [REDs](#) independentes baseados em geração fotovoltaica na barra 684.

Tabela 9 – Cargas do *cluster* de rede baseadas no alimentador IEEE 13-Node Test.

Barras	Modelo da carga	Potência ativa (kW)	Potência reativa (kvar)
671	Δ - PQ constante	231,0	132,0
692	Δ - Corrente constante	102,0	90,6
675	Y - PQ constante	174,0	97,2 (atrasado)
675	Y - Impedância constante	0	120,0 (adiantado)

O gerenciamento de energia das [ERRs](#) é projetado para manter o [SoC](#) do [BESS](#) dentro de margens operacionais seguras de baterias de Li-ion, evitando os limites mínimo (20%) e máximo (100%). Uma descrição detalhada desse sistema é apresentada no Apêndice B. Em relação aos [REDs](#) de cada [MR](#) serão consideradas as seguintes condições:

- Os [REDs](#) não-despacháveis não possuem armazenadores de energia e todo o despacho de energia é baseado na geração proveniente de módulos fotovoltaicos;
- Os [REDs](#) despacháveis possuem armazenadores de energia e sua geração é baseada em módulos fotovoltaicos. É considerado que há um sistema de gerenciamento de energia interno que gerencia a recarga das baterias com base na geração dos módulos fotovoltaicos. Esse gerenciamento garantirá uma parcela fixa que sempre poderá ser despachada, mesmo em momentos em que não houver geração (e.g. durante a noite). Alguns trabalhos sugerem

algoritmos de gerenciamento de energia dos REDs [190, 200, 201, 202]. Para esse trabalho, tal gerenciamento não será abordado.

A MRBT1 emula um bairro com predominância de residências equipadas com módulos fotovoltaicos. A MRBT2 foi baseada em um supermercado de médio porte, localizado na cidade de Capão da Canoa, no Rio Grande do Sul, Brasil. Os dados de consumo deste supermercado foram extraídos do trabalho de Pedrotti[203]. Os dados de geração foram estimados com base na sua área total ($5962 m^2$), considerando uma potência média de $0,15 kW_p/m^2$ [204]. A MRBT3 emula um condomínio com uma grande área destinada a uma usina fotovoltaica própria com elevada geração e baixo consumo. Os perfis de potência das MRs, da carga externa e dos REDs independentes internos baseado em energia fotovoltaica são apresentados na Sub-seção 3.4.1.

Cada ERR é equipada com um BESS com potência nominal de 825 kW e 776 kWh de energia para a faixa de SoC de operação. Cada ERR possui três carregadores veiculares com potências de 300 kW cada. Caso não haja atuação do CCC, a ERR1 opera com 375 kW de potência demandada da rede, enquanto a ERR2 opera com 412.5 kW. As potências máximas de consumo foram definidas em 375 kW para a ERR1 e 450 kW para ERR2.

3.3.1 Casos de Estudo

O controle é ativado em dois períodos distintos, apresentados na Tabela 10. O primeiro período ocorre entre 10h e 13h, período no qual ocorre o pico de geração solar. O objetivo do controle durante este período é realizar o serviço ancilar de *valley filling* e mostrar a possibilidade do sistema de operar em modo ilhado virtual ao zerar o fluxo de potência do *cluster* com a rede a montante, equilibrando geração e consumo.

O segundo período ocorre entre 18h e 20h, ou seja, o período com a maior carga no *cluster*. O objetivo do controle é realizar o serviço ancilar de *peak shaving*, mantendo o consumo do *cluster* dentro do limite de 1550 kW e -70 kvar para as potências ativa e reativa, respectivamente. As referências de potência para regulação de tensão foram definidas de forma empírica, mas devem estar vinculadas a um

Tabela 10 – Períodos de acionamento do controle do *cluster* e as respectivas potências de referência.

Período de acionamento	Potência ativa de referência (kW)	Potência reativa de referência (kvar)
10h às 13h	0	0
18h às 20h	1550	-70

algoritmo de regulação da tensão no PAC. Desta forma, a amplitude da tensão na rede não atinge valores considerados precários ou críticos, conforme a Tabela 11, baseada no Módulo 8 do PRODIST [73] da ANEEL, agência reguladora do sistema elétrico brasileiro. Na Tabela 11 é apresentada a faixa de classificação do nível de tensão em regime permanente para pontos de conexão com tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV, de acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica[73]. Os níveis de potência também podem ser definidos *online*, de modo a manter a tensão sempre dentro dos limites considerados adequados [194, 36], como será apresentado no Capítulo 4.

Tabela 11 – Faixa de classificação de tensões de regime permanente para pontos de conexão em tensão nominal igual ou superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV segundo o PRODIST.

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

3.4 Resultados

3.4.1 Resultados de Simulação

Para avaliar o desempenho do controle proposto, foram realizadas simulações com a rede apresentada na Fig. 7 utilizando o *software* MATLAB/Simulink. Empregou-se um solucionador fasorial com passo de simulação de 1 segundo, o que permitiu a análise do fluxo de potência e dos valores RMS das tensões da rede na

ordem de segundos. As ERRs, as cargas, os REDs independentes e as MRs foram modeladas como fontes de corrente.

Foi executada uma simulação de 48 horas, com o controle desativado durante a primeira metade para possibilitar uma comparação “antes e depois” da estratégia proposta. Nas Figs. 10 e 11 são exibidas a potência ativa e os limites operacionais (quando aplicáveis) das MRs avançadas, das ERRs, da carga externa e dos REDs independentes baseados em energia fotovoltaica presente no *cluster* de rede durante as 48 horas de operação.

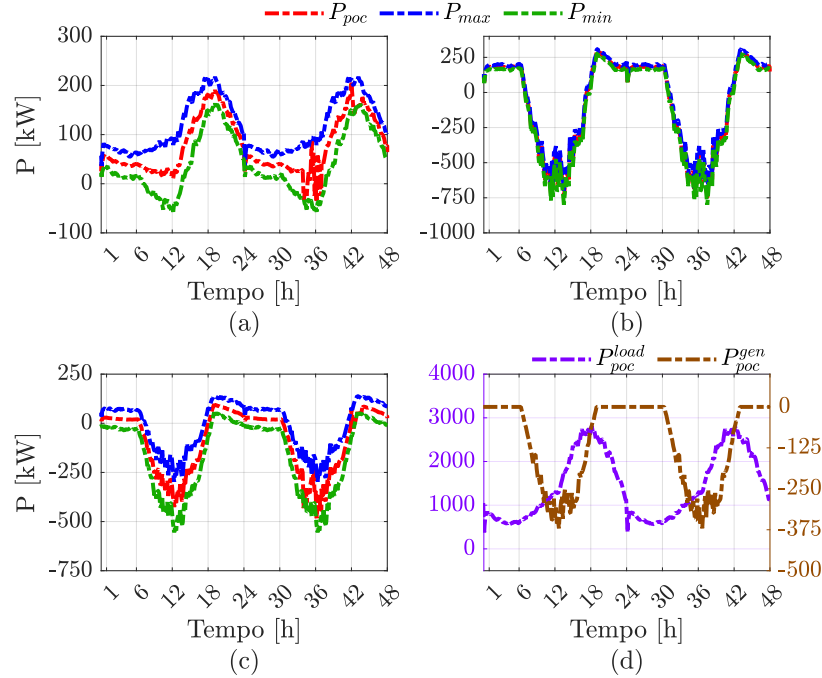
Observa-se que a MRBT1 apenas absorve potência ativa caso o controle não seja acionado, como destacado na Fig. 10(a). A MRBT2 possui pouca margem de potência controlada, uma vez que as potências ativas máximas e mínimas do sistema são muito próximas, conforme apresentado na Fig. 10(b). Já a MRBT3 tem maior flexibilidade, uma vez que a faixa entre a potência ativa máxima e mínima é maior, como mostrado na Fig. 10(c). Na Fig. 10(d) observa-se que o perfil da carga externa é típico de um perfil residencial, enquanto o perfil do gerador interno é típico de um sistema fotovoltaico.

A potência mínima das ERRs varia ao longo do dia, dependendo do número de veículos sendo carregados em um dado momento, como mostrado nas Figs. 11(a) e 11(b), em acordo com a equação (3.15). Na Fig. 12 são apresentadas as variações de SoC dos BESS presentes nas ERRs durante os intervalos de atuação do controle coordenado comparados aos mesmos intervalos, porém sem atuação do controle. Observa-se um maior consumo de energia dos BESS durante a atuação do controle, independente do período ou da ERR.

Entretanto, sem o uso desta energia, os níveis de tensão no PAC do *cluster* de rede entrariam em uma região crítica. Dessa forma, é possível que o nível de tensão nos PoCs dos REDs e das ERRs também esteja em uma região crítica, podendo levar ao desligamento dos REDs (respeitando a norma ABNT NBR 16149 [205]) e das próprias ERRs, pois estariam operando fora dos limites de tensão de operação especificados na IEC 61851 [206].

Na Fig. 13 são apresentados os limites e a potência reativa no PoC das MRs avançadas, das ERRs e da carga externa durante a simulação de 48 horas.

Figura 10 – Sistema conectado: Potência ativa no PoC da: (a) MRBT1 (b) MRBT2 (c) MRBT3 (d) Carga externa e REDs independentes baseados em PV.



Observa-se que a potência reativa das MRs possui maior variação nas últimas 24 horas, ou seja, quando o controle é acionado, conforme apresentado nas Figs. 13(a), 13(b) e 13(c). As ERRs só passam a fornecer potência reativa quando o controle é acionado. Caso contrário, é sempre nulo, conforme mostrado nas Figs. 13(d) e 13(e). O perfil de potência reativa da carga externa não é alterado, conforme apresentado na 13(f).

As variações de potência apresentadas nas Figs. 10, 11 e 13 e o maior uso de energia dos BESS das ERRs durante a atuação do controle coordenado foram fundamentais para regular o fluxo de potência no PAC do cluster de rede e regular a tensão no PAC para níveis considerados adequados, conforme destacado na Fig. 14. Nela são exibidos os termos de potência, a fase e a magnitude da tensão no PAC do cluster de rede ao longo de todo o período de simulação. Observa-se que a potência ativa do cluster de rede atinge níveis negativos durante as primeiras 24 horas, conforme apresentado na Fig. 14(a). A amplitude da tensão no PAC do

Figura 11 – Sistema conectado: Potência ativa no PoC da: (a) ERR1 (b) ERR2. SoC do BESS: (c) ERR1. (d) ERR2.

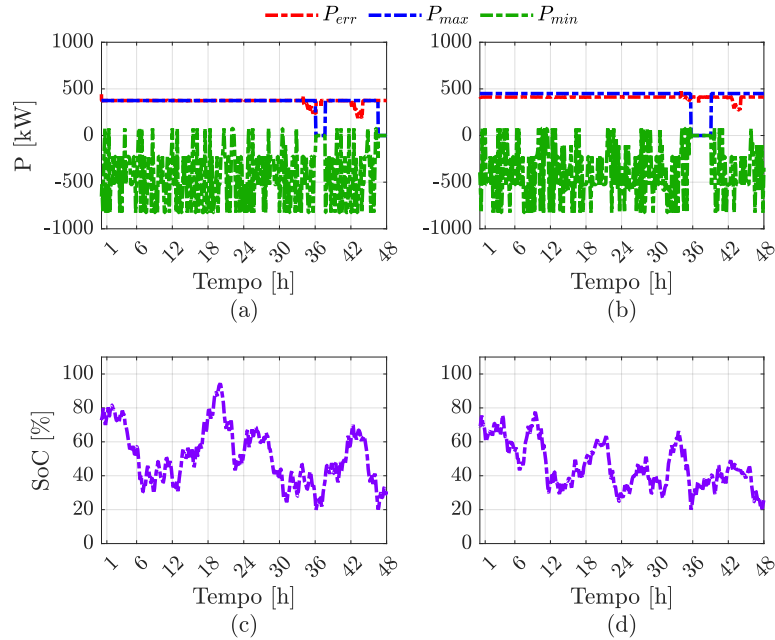


Figura 12 – Variação do SoC dos BESS presentes nas ERRs durante os períodos de ativação do controle coordenado em comparação com o controle desativado.

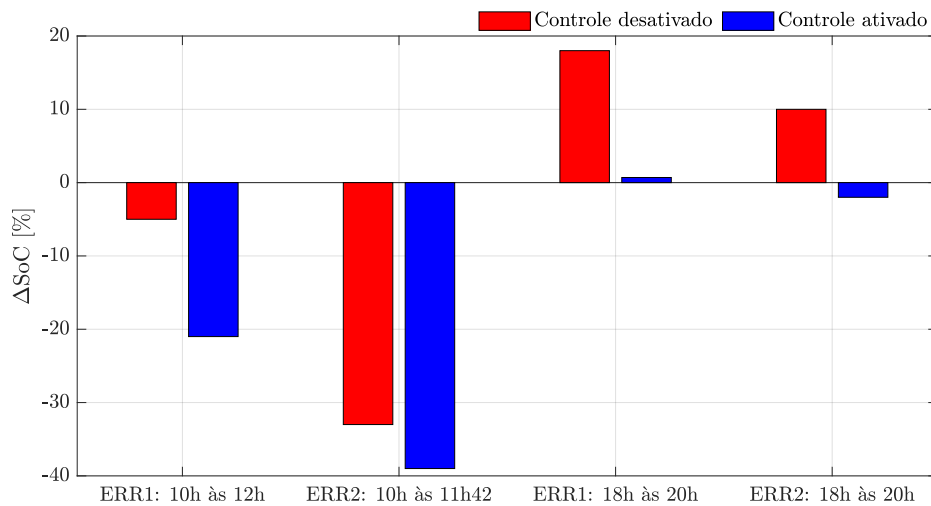
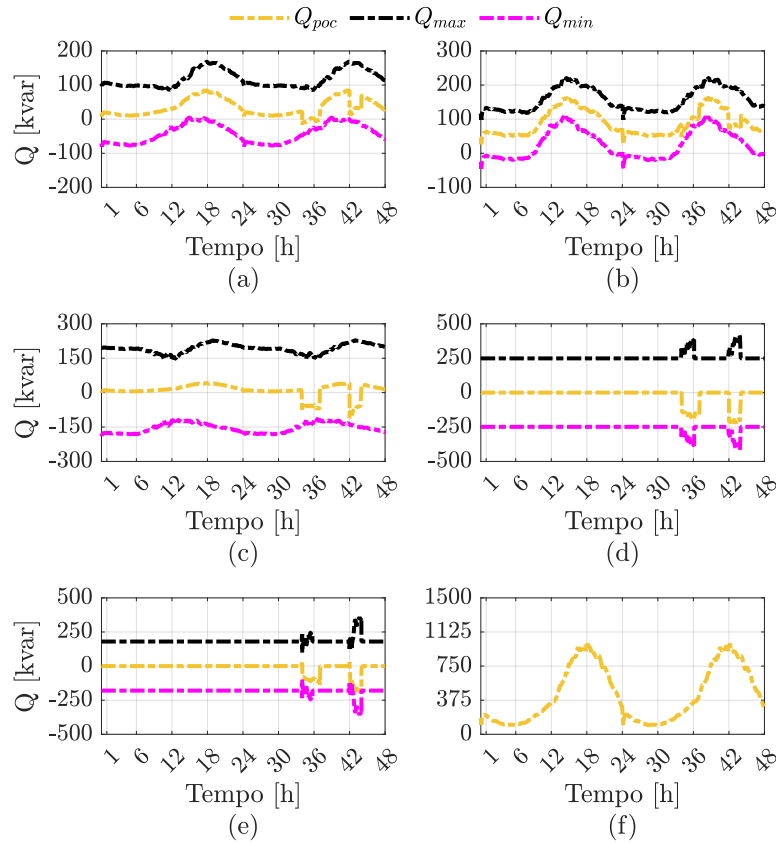


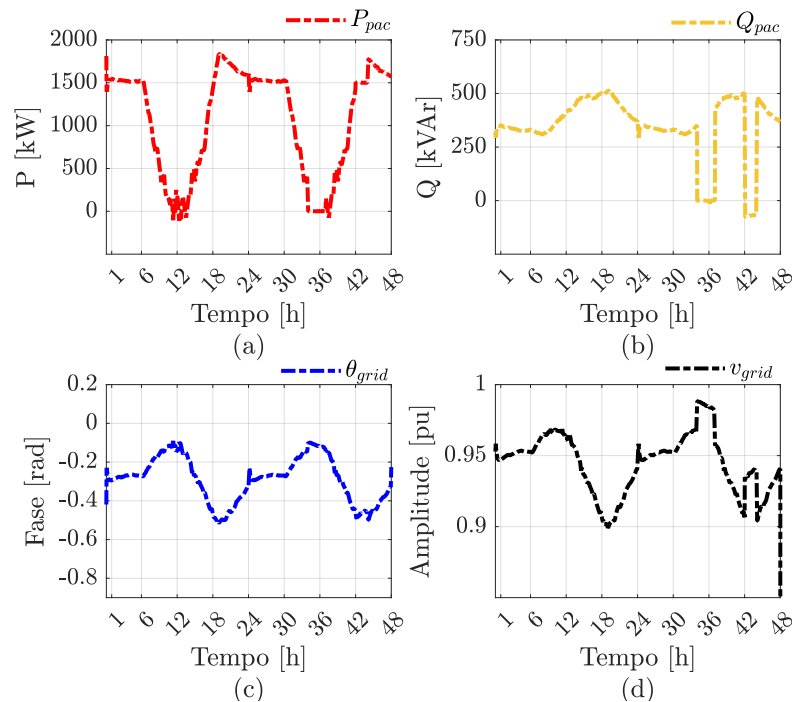
Figura 13 – Sistema conectado: Potência reativa no PoC da: (a) MRBT1 (b) MRBT2 (c) MRBT3 (d) ERR1. (e) ERR2. (f) Carga externa.



cluster de rede atinge um nível mínimo de 0,9 pu nas primeiras 24 horas. Com o controle da potência ativa e reativa nas últimas 24 horas, o nível da tensão fica acima de 0,9 pu, conforme destacado na Figura 14(d). Observa-se, na Fig. 14(b), uma variação significativa no perfil de potência reativa do *cluster* de rede para atingir este aumento na amplitude da tensão no PAC do *cluster* de rede.

Na Fig. 15 são apresentadas as medições selecionadas do sistema, destacando os períodos de transição. Ela inclui os perfis de potência no PoC das ERRs e no PAC do *cluster* (Figs. 15(a) e 15(d)), os níveis de SoC das ERRs (Fig. 15(b)), os coeficientes de potência despachados pelo CCC (Figs. 15(c) e 15(f)), e a amplitude da tensão no PAC do *cluster* com a rede a montante (Fig. 15(e)) ao longo de todo o período de simulação.

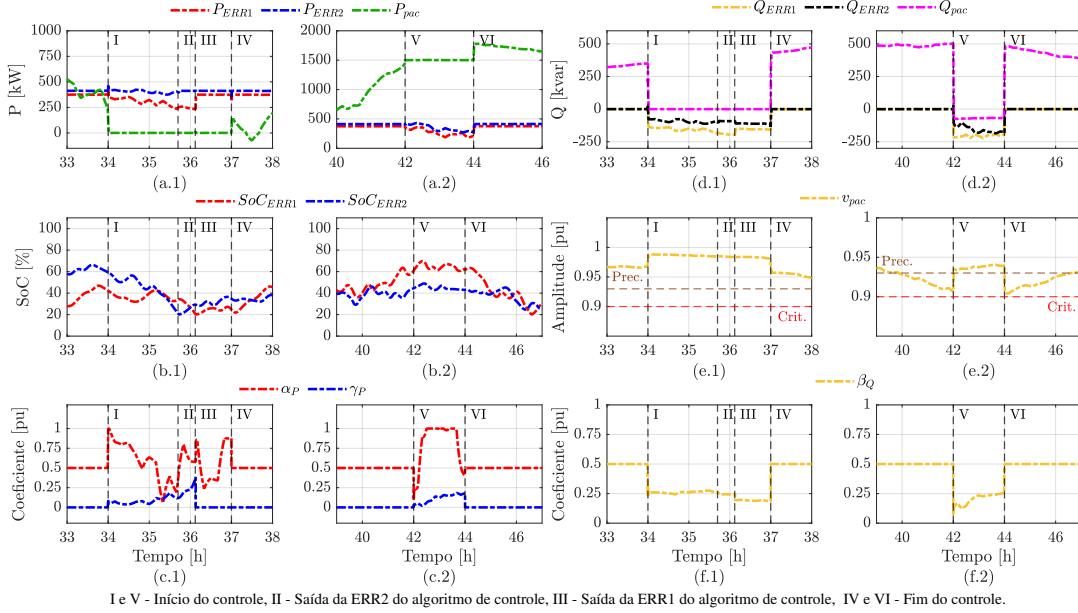
Figura 14 – Sistema conectado: Variáveis no PAC do *cluster* de rede: (a) Potência ativa. (b) Potência reativa. (c) Fase da tensão. (d) Amplitude da tensão.



No momento marcado como I, o controle de potência começa a atuar para garantir um fluxo de potência nulo entre o *cluster* de rede e a rede a montante. Pode-se observar que, neste ponto, as ERRs começam a consumir menos potência ativa (Fig. 15(a.1)), seguindo o valor definido pelo coeficiente γ_P (Fig. 15(c.1)). No ponto II, o BESS da ERR2 atinge seu SoC mínimo e deixa de contribuir para o sistema (Fig. 15(b.1)). Nessa condição, a o CCERR informa ao CCC esta condição e a ERR volta ao seu consumo original em uma tentativa de recarregar o BESS. Como resultado, há um aumento nos coeficientes α_P e γ_P para compensar a ausência da ERR2.

No ponto III, o BESS da ERR1 atinge seu SoC mínimo e também cessa sua contribuição ao sistema, informando esta condição ao CCC. Conseqüentemente, o coeficiente γ_P fica nulo, uma vez que não há mais ERRs presentes na rede, e as MRs avançadas assumem total responsabilidade por atender às demandas de potência do CCC. No ponto IV, o controle de potência é desativado.

Figura 15 – Sistema conectado: (a) Potência ativa nos PoCs das ERRs e no PAC do *cluster* de rede. (b) SoC das ERRs. (c) Coeficientes α_P e γ_P . (d) Potência reativa nos PoCs das ERRs e no PAC do *cluster* de rede. (e) Amplitude da tensão no PAC do *cluster* de rede (f) Coeficiente β_Q .



Analisando o coeficiente β_Q na Fig. 15(f.1), observa-se que seu valor permanece próximo de 0,25 durante todo o acionamento do controle entre os pontos I e IV. Dessa forma, as ERRs passam a fornecer potência reativa capacitiva (Fig. 15(d.1)), uma vez que a maior parte da potência reativa das cargas presentes no *cluster* é indutiva e essa potência não é mais suprida pela rede a montante. Observa-se que a magnitude da tensão no PAC, apresentada na Fig. 15(e.1), aumenta entre os pontos I e IV, principalmente devido à ausência de fluxo de potência ativa no PAC e pelo fornecimento de reativos capacitivos pelas ERRs e pelas MRs avançadas.

No momento marcado como V, o controle de potência é iniciado para manter a potência ativa no PAC em 1550 kW e a potência reativa no PAC em -70 kvar. Há uma redução no consumo de potência ativa das ERRs (Fig. 15(a.2)) devido ao aumento do coeficiente γ_P (Fig. 15(c.2)). Durante o intervalo marcado por V e VI, o coeficiente α_P permanece em seu nível máximo durante a maior parte do intervalo, fazendo com que as MRs avançadas consumam o mínimo de potência

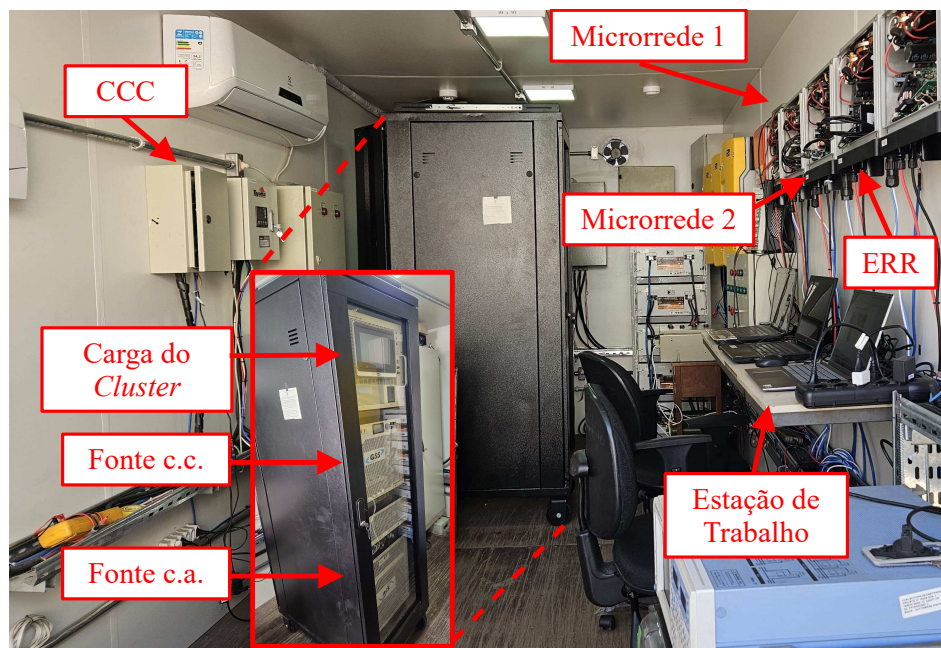
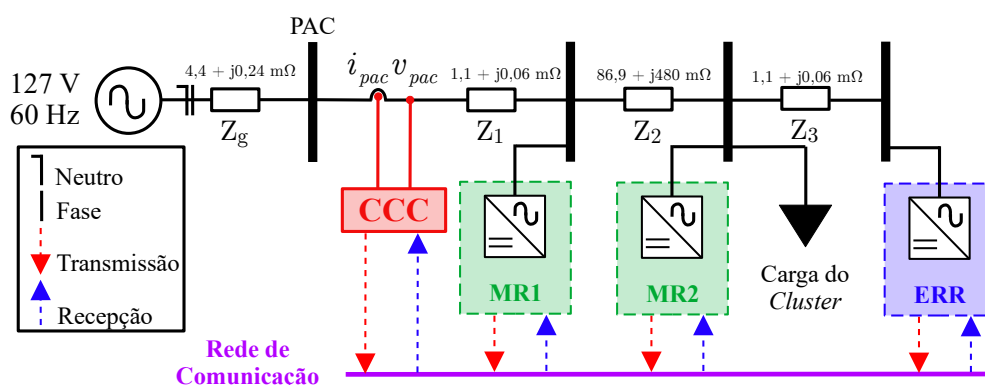
ativa possível. Uma maior injeção de potência reativa (Fig. 15(d.2)) por parte das ERRs pode ser observada, seguindo o coeficiente β_Q (Fig. 15(f.2)). A magnitude da tensão na rede (Fig. 15(e.2)) é elevada a um nível acima do nível considerado precário, conforme a Tabela 11.

Os resultados de simulação apresentados mostraram que, com o controle coordenado realizado, foi possível melhorar os níveis de tensão do *cluster* de rede ao custo do maior uso da energia dos BESS presentes nas ERRs. Contudo, sem a ação do controle coordenado e simultâneo das MRs e das ERRs, os níveis de tensão entram em uma região considerada crítica para a operação da rede, podendo levar ao desligamento dos REDs ou das ERRs.

3.4.2 Resultados Experimentais

Na Fig. 16 é apresentado o protótipo do *cluster* de rede monofásico experimental em escala laboratorial. A Fig. 17 mostra o esquema simplificado do *cluster* de rede emulado. As MRs avançadas e a ERR são emuladas por inversores comerciais monofásicos PHB 1500-NS da fabricante Solar Electric, equipados com filtros apropriados para mitigar os efeitos de interferência eletromagnética (EMI) e o *ripple* de chaveamento dos conversores. Todos operam em modo de controle de corrente (MCC). Para esta validação, assume-se que o gerenciamento interno da ERR está lidando com a recarga do veículo e que isso não impactará o controle secundário.

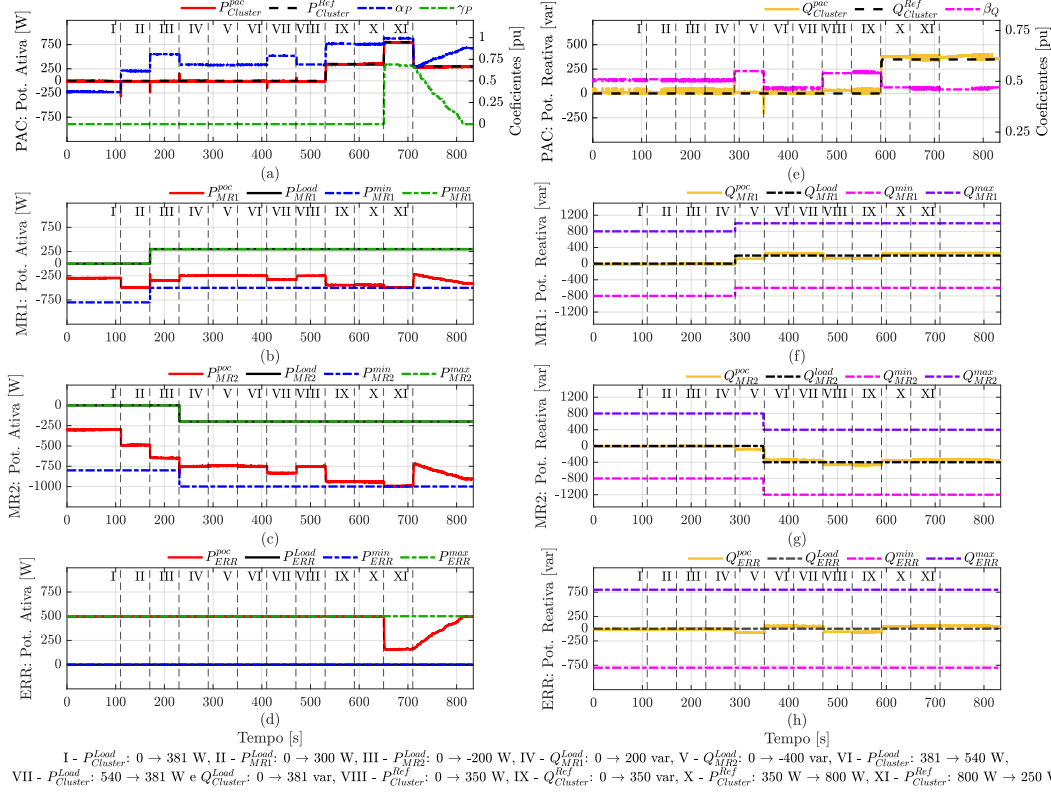
O barramento c.c. tanto das MRs avançadas quanto da ERR é alimentado pela fonte c.c. bidirecional TC.GSS.20.500.400.S.HMI da fabricante Regatron. Tanto os CCMRs quanto o CCERR são implementados utilizando o processador digital de sinais de ponto fixo TMS320F28034 da fabricante Texas Instruments. A placa de desenvolvimento LAUNCHXL-F28379D, também da fabricante Texas Instruments, compõe o CCC, que está localizado no PAC do *cluster* de rede. O registrador de dados opera com um período de amostragem de 100 ms, assim como a atualização dos coeficientes de potência. O CCC opera com frequência máxima de 6 kHz para realizar os cálculos das potências no PAC do *cluster*. A comunicação entre o CCC, os CCMRs e o CCERR é estabelecida via protocolo de comunicação CAN, com uma taxa de dados de 125 kbps. A carga do *cluster* de rede é emulada pela carga

Figura 16 – *Setup* experimental.Figura 17 – Esquemático simplificado do *cluster* de rede.

regenerativa de quatro quadrantes NHR 9430 de 18 kW da fabricante NH Research. A rede a montante é emulada usando a fonte *c.a.* programável de quatro quadrantes TC-ACS de 30 kVA da fabricante Regatron. Detalhes adicionais sobre o *cluster* de rede são fornecidos no trabalho de Callegari et al.[207].

Na Fig. 18 são apresentados os termos de potência no PAC do cluster de rede, no PoC das MRs avançadas e da ERR, os coeficientes de compartilhamento

Figura 18 – (a) Medição e referência de potência ativa no PAC do *cluster* de rede e coeficientes α_P e γ_P . Limites operacionais, carga e medição de potência ativa no PoC da: (b) MR1. (c) MR2 e (d) ERR. (e) Medição e referência de potência reativa no PAC do *cluster* de rede e coeficiente β_Q . Limites operacionais, carga e medição de potência reativa no PoC da: (f) MR1. (g) MR2 e (h) ERR.



de potência α_P , γ_P e β_Q , bem como os termos de potência dos perfis de carga das MRs avançadas.

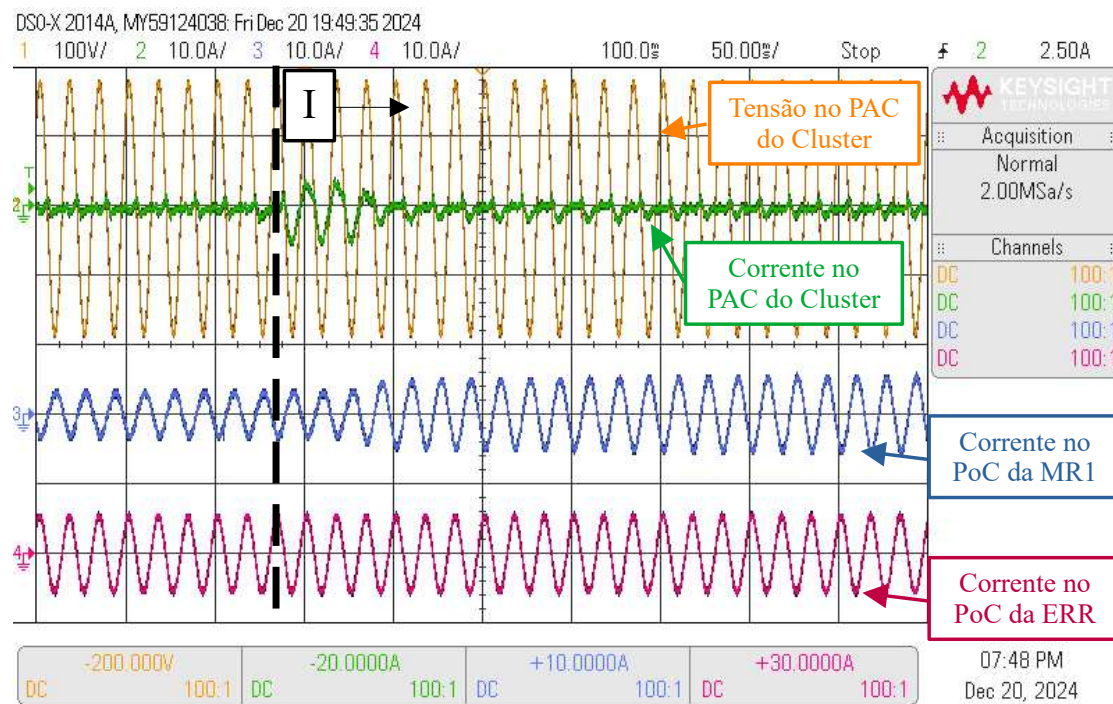
3.4.2.1 Controle de Potência Ativa

Nas Figs. 18(a) a 18(d) são apresentados os parâmetros relacionados à potência ativa das MRs e da ERR, bem como os coeficientes α_P e γ_P . Na inicialização do sistema, a referência de potência ativa ($P_{Cluster}^{Ref}$) é zero e não há carga no *cluster* de rede. Neste cenário, as MRs avançadas 1 e 2 compartilham igualmente (250 W

cada) a potência ativa demandada pela ERR (500 W), e não há fluxo de potência reativa em nenhum atuador.

No instante I, uma carga de 381 W é introduzida no *cluster* da rede. Como resultado, observa-se um aumento no coeficiente α_P e na potência despachada pelas MRs. A Fig. 19 mostra as formas de onda de tensão e corrente no PAC do *cluster* de rede (CH1 e CH2), assim como as correntes no PoC da MR1 (CH3) e no PoC da ERR (CH4) no momento da transição I. A corrente no PAC do *cluster* de rede aumenta por aproximadamente três ciclos da fundamental e retorna a zero quando a corrente na MR1 sobe. Durante todo esse período, a corrente na ERR permanece inalterada, já que o coeficiente γ_P permanece nulo.

Figura 19 – Tensão (CH1) e corrente (CH2) no PAC do *cluster* de rede, corrente no PoC da MR1 (CH3) e no PoC da ERR (CH4) durante a transição I.



No instante II, a carga da MR1 (P_{MR1}^{Load}) aumenta para 300 W, modificando os limites operacionais da MR1 e, conseqüentemente, o coeficiente α_P . No instante III, a carga da MR2 (P_{MR2}^{load}) é reduzida para -200 W. Com isso, o coeficiente

α_P diminui devido aos limites operacionais alterados da MR2. Observa-se que a potência no PAC do *cluster* de rede e o coeficiente γ_P permanecem zero durante todos esses instantes.

Variações na potência ativa ocorrem novamente no instante VI. Nesse momento, a carga do *cluster* de rede aumenta para 540 W e o coeficiente α_P sobe para 0,75, fazendo com que as MRs injetem mais potência ativa no *cluster*. A carga do *cluster* de rede retorna a 381 W no instante VII. No instante VIII, a referência de potência enviada ao CCC ($P_{Cluster}^{Ref}$) aumenta para 350 W (injeção de potência na rede a montante), levando a um aumento no coeficiente α_P para 0,9, próximo ao seu limite de saturação.

No instante X, $P_{Cluster}^{Ref}$ é elevado para 800 W. Nesse cenário, o coeficiente α_P atinge seu valor de saturação em 1, fazendo com que as MRs injetem sua potência ativa máxima. Neste momento, observa-se um aumento no coeficiente γ_P para aproximadamente 0,7, juntamente com uma redução de 70% no consumo de energia da ERR para atender à referência de potência ativa desejada no PAC do *cluster* de rede.

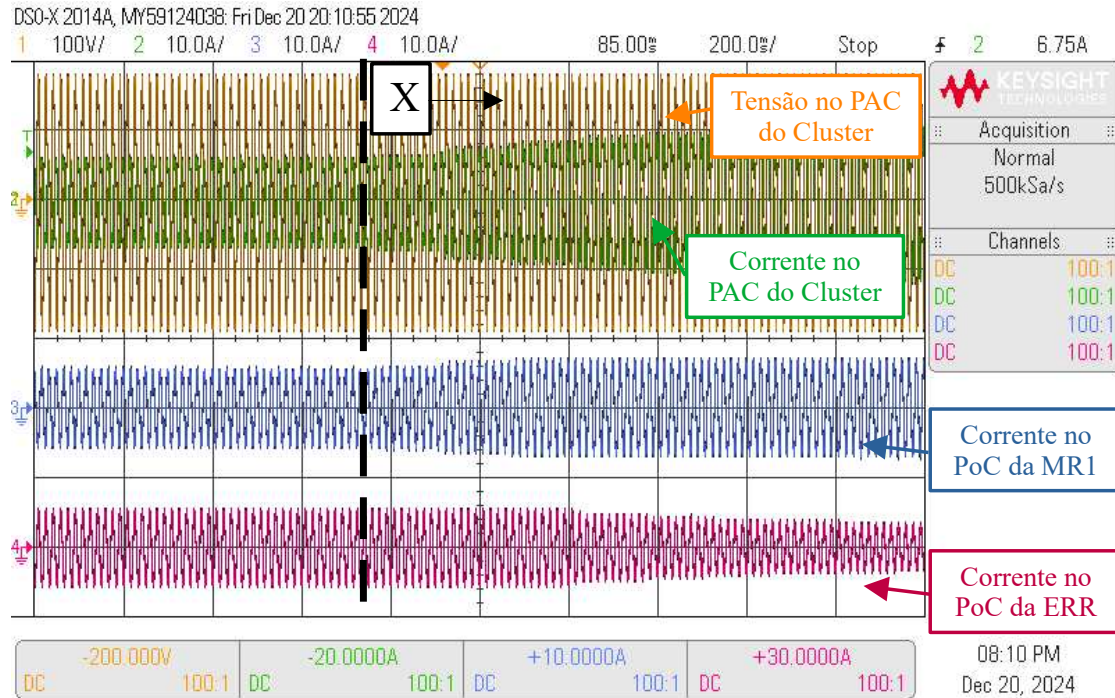
Na Fig. 20 são apresentadas a tensão e a corrente no PAC do *cluster* de rede (CH1 e CH2), e as correntes no PoC da MR1 (CH3) e no PoC da ERR (CH4) durante a transição X. Observa-se um aumento na amplitude da corrente no PAC do *cluster* de rede e no PoC da MR1, assim como uma redução na corrente no PoC da ERR para alcançar a potência ativa desejada no PAC do *cluster* de rede.

Finalmente, no instante XI, a referência de potência é definida como 250 W. Consequentemente, os coeficientes α_P e γ_P se ajustam gradualmente até atingirem o equilíbrio, e a ERR retoma seu consumo total de energia.

3.4.2.2 Controle de Potência Reativa

Nas Figs. 18(e) a 18(h) são apresentados os parâmetros relacionados à potência reativa das MRs e ERR, bem como o coeficiente β_Q . Na inicialização do sistema, a referência de potência reativa ($Q_{Cluster}^{Ref}$) é zero e não há carga no *cluster* de rede. Consequentemente, o coeficiente β_Q permanece em 0,5, resultando em zero fluxo de potência reativa nos PoCs das MRs e da ERR. No instante IV, a

Figura 20 – Tensão (CH1) e corrente (CH2) no PAC do *cluster* de rede, corrente no PoC da MR1 (CH3) e no PoC da ERR (CH4) durante a transição X.



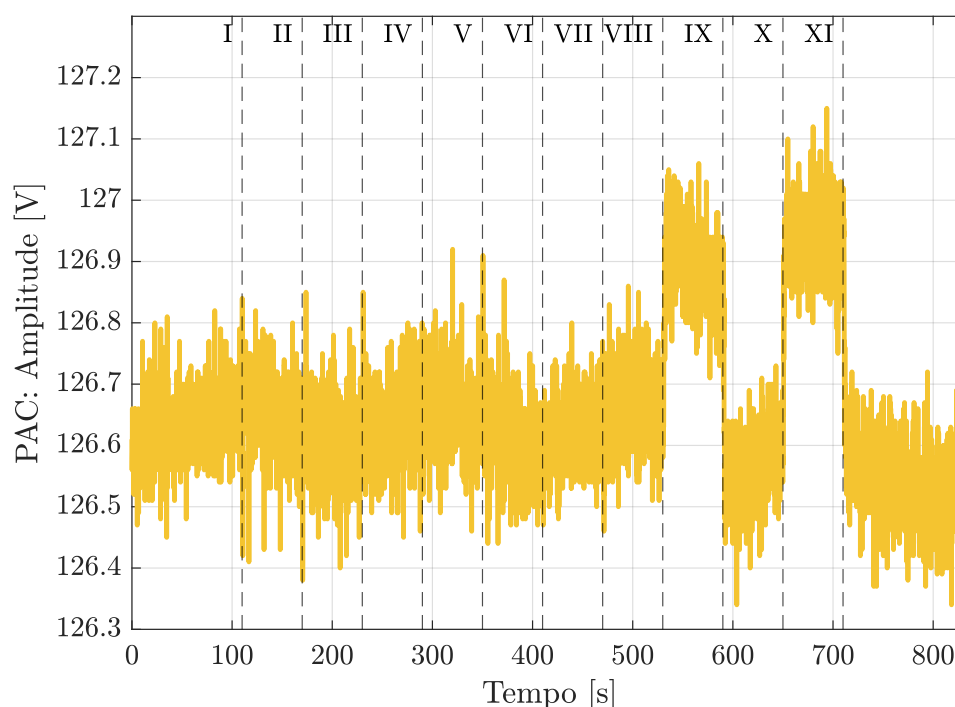
carga de potência reativa da MR1 (Q_{MR1}^{load}) varia para 200 var. Com a alteração nos limites operacionais da MR1, o coeficiente β_Q é ajustado para 0,55. Como resultado, observa-se uma mudança na potência reativa nos PoCs das MRs e da ERR. No instante V, a carga de potência reativa da MR2 (Q_{MR2}^{load}) muda para -400 var. Conseqüentemente, o coeficiente β_Q é reduzido para 0,47.

No instante VII, a carga de potência reativa do *cluster* de rede aumenta para 381 var, fazendo com que o coeficiente β_Q suba para 0,54. Para manter o fluxo de potência reativa zero no PCC do *cluster* de rede, as MRs e a ERR injetam potência reativa capacitiva para compensar a carga indutiva do *cluster* de rede. No instante IX, a referência de potência reativa enviada ao CCC ($Q_{Cluster}^{Ref}$) aumenta para 350 var (indutiva). Como a carga reativa do *cluster* de rede é de 400 var, o conjunto de MRs e ERR suporta os 50 var indutivos restantes.

Na Fig. 21 é apresentada a tensão eficaz no PAC do *cluster* de rede durante

o experimento. Observa-se que a tensão permanece praticamente inalterada até o instante VIII, já que não há modificação no fluxo de potência entre o *cluster* de rede e a rede a montante.

Figura 21 – Tensão eficaz no PAC do *cluster* de rede.



No instante VIII, a referência para o despacho de 350 W do *cluster* de rede para a rede a montante é aplicada, causando um aumento de tensão. No instante IX, a tensão cai novamente devido ao aumento da potência reativa indutiva dentro do *cluster* de rede. No instante X, a tensão sobe mais uma vez, à medida que a demanda de potência do *cluster* de rede para a rede a montante aumenta para 800 W.

3.5 Síntese do Capítulo

O PBC é um algoritmo de controle de MRs *model-free* que permite a implementação de MRs avançadas e garante o compartilhamento de potência proporcional entre os REDs da MR. Suas evoluções reduziram problemas como o

desbalanceamento de carga e mudanças na sua arquitetura de controle, passando de uma arquitetura centralizada para uma arquitetura distribuída, caso desejado.

Quando os limites dos coeficientes calculados pelo PBC são ultrapassados, perde-se a capacidade de controlar o fluxo de potência no PAC do *cluster* de rede. Neste Capítulo foi apresentada uma expansão e adaptação do PBC que leva em consideração possíveis cargas controláveis como, por exemplo, as ERRs equipadas com armazenadores de energia. O algoritmo adaptado foi aplicado em um *cluster* de rede de média tensão baseado no alimentador IEEE 13-Node Test, contendo MRs avançadas, cargas e REDs independentes e ERRs.

Por meio dos resultados de simulação, foi possível realizar os serviços de *valley filling* e *peak shaving*, mantendo a amplitude da tensão no PAC do *cluster* de rede acima do nível de 0,92 pu, considerado precário segundo o PRODIST. Para realizar estes serviços, o consumo de energia dos BESS presentes nas ERRs foi elevado, chegando a uma variação de SoC máxima de 17%. A exequibilidade do algoritmo foi comprovada por meio dos resultados experimentais a nível laboratorial.

Tanto nos resultados de simulação quanto nos resultados experimentais foi possível zerar o fluxo de potência no PAC do *cluster* de rede. Isso significa que houve o equilíbrio entre o consumo e a demanda dentro do *cluster* de rede. Por meio desse equilíbrio, é possível operar o *cluster* de rede em modo ilhado, o que será abordado no Capítulo 4.

4 Controle Coordenado de um *Cluster* de Microrredes Avançadas e Estações de Recarga Rápida em Modo Ilhado

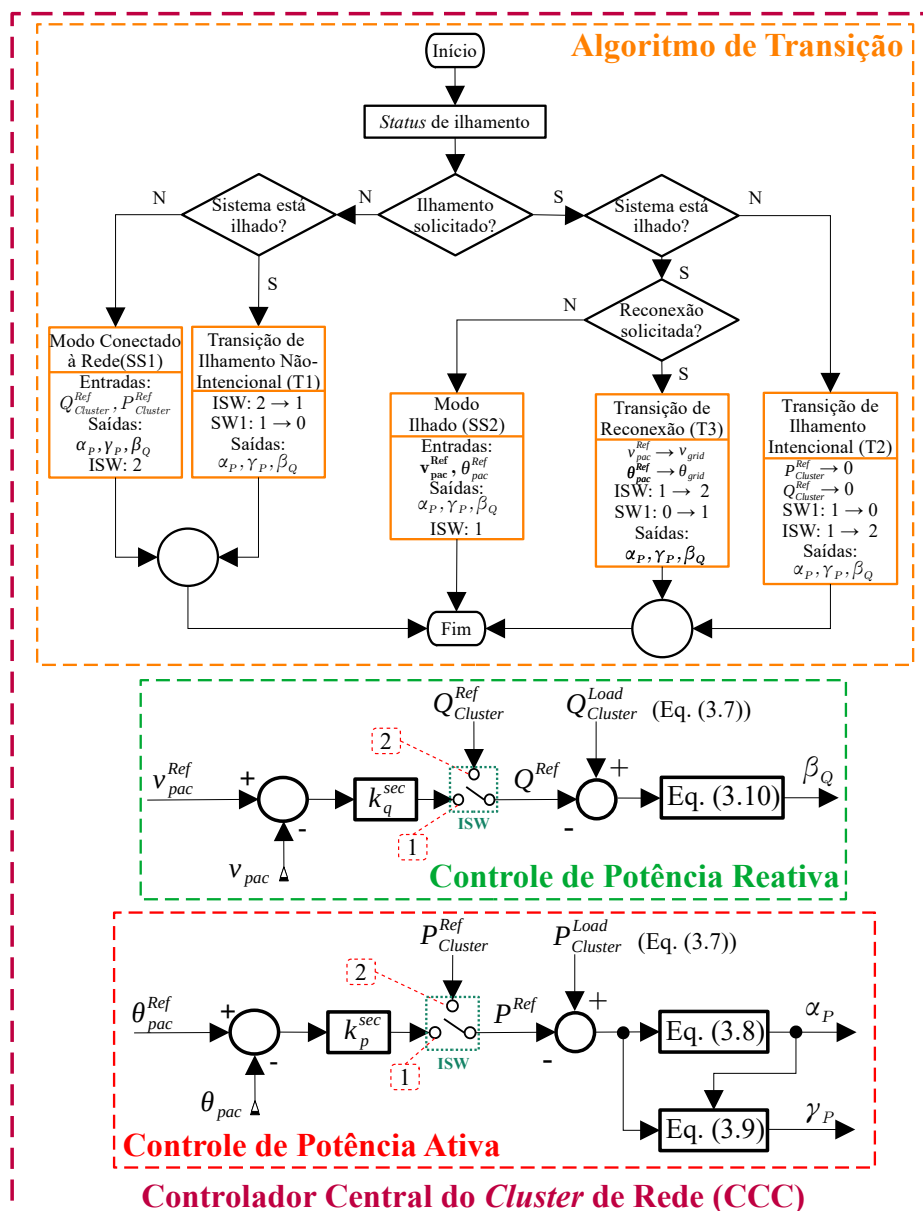
Como destacado na Seção 2.2, um dos requisitos para uma MR ser considerada avançada é equilibrar a demanda com a geração de energia. Sendo assim, isso também será um critério para um *cluster* de rede ser considerado avançado. No Capítulo 3, o controle proposto foi capaz de zerar o fluxo de potência no PAC do *cluster* de rede com a rede a montante e equilibrar a demanda com a geração de energia dentro do *cluster*. Dessa forma, é possível realizar a desconexão do *cluster* de rede e operá-lo no modo ilhado.

Na recomendação IEEE 2030.7-2017 [1] são definidas as principais especificações de controladores de microrredes e, conseqüentemente, de *clusters* de rede. Estes controladores devem possuir funções de controle em tempo real e gerenciamento de energia que operem nas seguintes situações:

- Operação em modo conectado e modo ilhado;
- Transição automática do modo conectado para o modo ilhado, fornecendo uma transição coordenada das cargas durante condições anormais do sistema e durante interrupções planejadas;
- Ressincronização e reconexão do modo isolado para o modo conectado à rede;
- Gestão de energia para otimizar a geração e a demanda de potência;
- Prestação de serviços ancilares, suporte à rede e participação no mercado de energia e/ou operação por parte do operador do sistema de distribuição, caso aplicável.

Observa-se um foco elevado em ações envolvendo a operação em modo ilhado e as transições de modo. Na Figura 22 são apresentados o algoritmo de transição de modos baseado na recomendação IEEE 2030.7-2017 e os controladores de potência ativa e reativa adaptados para operar tanto no modo conectado quanto no modo ilhado. Todos são implementados no CCC.

Figura 22 – Algoritmo proposto de transição de modo e controle de potência.



No modo conectado à rede (SS1), as entradas do sistema de controle são as referências advindas do OSD e a chave ISW é colocada na posição 2. Essa configuração é a mesma apresentada no Capítulo 3. Portanto, no modo conectado, o sistema funciona exatamente da mesma forma.

Somente durante as transições deilhamento, sejam elas planejadas ou não, é que haverá mudança na posição da chave ISW para a posição 1. Quando em modo ilhado, é necessário que o *cluster* de rede opere de forma autônoma, controlando a tensão na rede em termos de sua amplitude, frequência e fase. Em redes de média tensão, a potência ativa tem maior relação com a fase da tensão da rede, enquanto a potência reativa tem maior impacto na amplitude da tensão da rede [208]. Sendo assim, quando a chave ISW está na posição 1, o CCC opera o sistema em modo ilhado, regulando a fase da tensão com o controlador de potência ativa e regulando a amplitude da tensão com o controlador de potência reativa. Portanto, além das medições e parâmetros já especificados no Capítulo 3, o CCC necessita das medições de tensão a jusante (v_{pac}) e a montante (v_{grid}) da chave de reconexão SW1, apresentada na Figura 7.

Esses controladores foram desenhados para operar em uma simulação com solucionador fasorial. Na prática, o controlador de potência ativa atua sobre a frequência do *cluster* de rede. Porém, em uma simulação fasorial, não é possível analisar a frequência da rede e, dessa forma, a fase da tensão foi controlada em seu lugar.

Na transição deilhamento intencional (T2), as referências de potência são zeradas, de forma que o sistema opere em ilhamento virtual. Somente após zerar o fluxo de potência com a rede a montante é que a chave SW1 do sistema apresentado na Fig. 7 é aberta e o sistema passa a operar no modo ilhado. Dessa forma, a transição de modos é suave, já que não haverão variações bruscas de amplitude e frequência na rede devido à desconexão com a rede a montante. As referências de potência também passam a ser as saídas dos controladores de amplitude e fase da tensão da rede.

Na transição deilhamento não-intencional (T1), o sistema é chaveado para operar com os controladores de tensão e amplitude da rede após a detecção do

ilhamento por parte do CCC. Os transitórios com dinâmicas abaixo de segundos não são abarcados por esse nível de controle. Quem lida com esses transitórios são os formadores de rede presentes no *cluster* de rede, incluídos no nível zero da pirâmide apresentada na Fig. 8. Nesse tipo de transição, espera-se variações na amplitude, fase e frequência da tensão no *cluster* de rede. O impacto destas variações irá depender da inércia do sistema e da implementação da transição de modos dos formadores de rede [209].

Nesta aplicação, os conversores conectados à rede das ERRs operam em modo de controle de tensão (MCT) e atuarão como formadores de rede desta aplicação. Na Figura 23 é apresentado o controle primário utilizado nas ERRs e nas MRs avançadas, baseado no trabalho de Araujo et al.[196]. O coeficiente k_p^{droop} não é utilizado na malha de potência ativa por não se tratar de uma malha de controle de frequência e sim de fase da tensão no PAC do *cluster*. Vale ressaltar que o modo de controle das ERRs — seja por tensão ou por corrente — não é relevante durante a operação em modo conectado. No modo ilhado, essa escolha também não é determinante, desde que exista outro elemento responsável por formar a rede (e.g. geradores a diesel).

Na Tabela 12 são apresentados os ganhos calculados, os valores e a descrição dos parâmetros utilizados para cada um dos controladores. Os ganhos k_p^{droop} e k_q^{droop} são calculados conforme (4.1) e (4.2), respectivamente, onde ω_{max} e ω_{min} são os limites de frequência desejados para o sistema e V_{max} e V_{min} são os limites de tensão desejados para o sistema.

$$k_p^{droop} = \frac{\omega_{max} - \omega_{min}}{P_{max} - P_{min}} \quad (4.1)$$

$$k_q^{droop} = \frac{V_{max} - V_{min}}{Q_{max} - Q_{min}} \quad (4.2)$$

Nas equações (4.3) e (4.4) são apresentadas as expressões para o cálculo dos ganhos k_{ip}^{ERR} e k_{iq}^{ERR} . Tais equações são derivadas dos diagramas de bloco apresentados na Figura 24 para que a as frequências das bandas de passagem das malhas de potência ativa e reativa sejam ω_{cp} e ω_{cq} , respectivamente. Os diagramas foram obtidos a partir do trabalho de Araujo et al.[196].

Figura 23 – Controle primário das MRs avançadas e das ERRs para operação em modo ilhado.

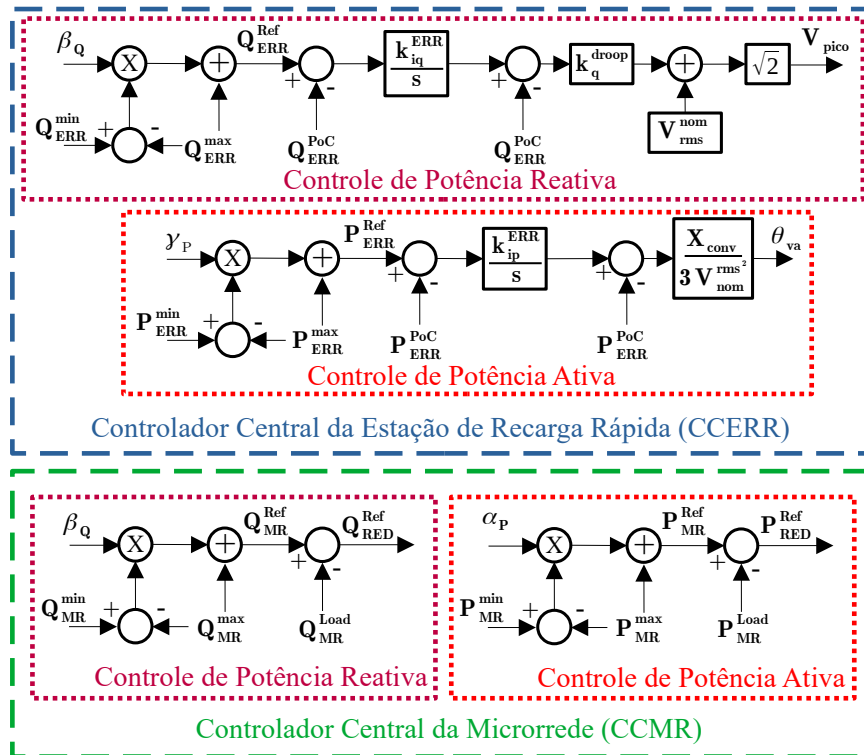
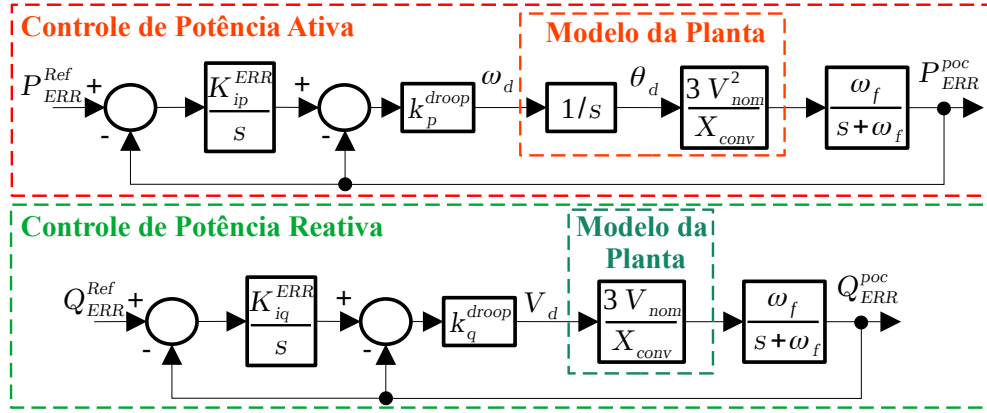


Tabela 12 – Parâmetros e ganhos utilizados para o projeto dos controladores de potência ativa e reativa das ERRs.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Frequência desejada para a malha de potência ativa	ω_{cp}	0,628 rad/s (0,1 Hz)
Frequência desejada para a malha de potência reativa	ω_{cq}	0,440 rad/s (0,07 Hz)
Frequência de corte do filtro média móvel	ω_f	94,25 rad/s (15 Hz)
Tensão nominal de fase da rede	V_{nom}	7,97 kV
Reatância equivalente do conversor	X_{conv}	45,32 Ω (0,1 pu)
Frequência máxima desejada	ω_{max}	380,13 rad/s (60,5 Hz)
Frequência mínima desejada	ω_{min}	373,85 rad/s (59,5 Hz)
Tensão máxima desejada	V_{max}	8,37 kV (1,05 pu)
Tensão mínima desejada	V_{min}	7,33 kV (0,92 pu)
Ganho <i>droop</i> de potência ativa	k_p^{droop}	$7,5 \times 10^{-6} \text{ rad/s} \cdot W^{-1}$
Ganho <i>droop</i> de potência reativa	k_q^{droop}	$1,2 \times 10^{-3} V \cdot var^{-1}$
Ganho integrador da malha de potência ativa	k_{ip}^{ERR}	$0,6284 \text{ s}^{-1}$
Ganho integrador da malha de potência reativa	k_{iq}^{ERR}	$1,12 \text{ s}^{-1}$

Figura 24 – Modelo de pequenos sinais para o controlador de potência ativa e potência reativa de formadores de redes de média tensão.



$$k_{ip}^{ERR} = \omega_{cp} \cdot \frac{\sqrt{(\omega_f \cdot 3 \cdot V_{nom}^2 \cdot k_p^{droop} - X_{conv} \cdot \omega_{cp}^2)^2 + (X_{conv} \cdot \omega_{cp} \cdot \omega_f)^2}}{k_p^{droop} \cdot 3V_{nom}^2 \cdot \omega_f} \quad (4.3)$$

$$k_{iq}^{ERR} = \omega_{cq} \cdot \frac{\sqrt{\omega_{cq}^2 \cdot X_{conv}^2 + \omega_f^2 \cdot (k_q^{droop} \cdot 3V_{nom} + X_{conv})}}{k_q^{droop} \cdot 3V_{nom} \cdot \omega_f} \quad (4.4)$$

As frequências desejadas para as bandas de passagem das malhas de potência foram projetadas com base na frequência de chaveamento dos conversores conectados à rede. Sendo assim, estabeleceu-se frequências pelo menos 3 décadas abaixo de 500 Hz, considerando a utilização das malhas de controle de corrente (1 década abaixo) e controle de tensão (2 décadas abaixo) no formador de rede.

O mesmo é aplicado para as frequências das bandas de passagem das malhas de controle da amplitude e da fase da tensão no PAC implementadas no CCC. Elas devem estar, pelo menos, uma década abaixo das frequências das malhas de potência implementadas nas ERRs para que haja o desacoplamento entre elas. Os ganhos k_p^{sec} e k_q^{sec} foram definidos utilizando ferramentas de sintonia do *software* MATLAB com base nos diagramas apresentados na Figura 24. As frequências desejadas e os ganhos proporcionais necessários para atingi-las são apresentados na Tabela 13.

Tabela 13 – Parâmetros e ganhos utilizados para o projeto dos controladores de amplitude e fase da tensão no PAC presente no CCC.

Parâmetro	Símbolo	Valor
Frequência desejada para a malha de amplitude	ω_{cv}	0,06283 rad/s (0,01 Hz)
Frequência desejada para a malha de fase	ω_{cf}	0,044 rad/s (0,007 Hz)
Ganho proporcional da malha de amplitude	k_q^{sec}	81 var · V ⁻¹
Ganho proporcional da malha de fase	k_p^{sec}	4,2 × 10 ⁵ W · rad ⁻¹

4.1 Resultados de Simulação

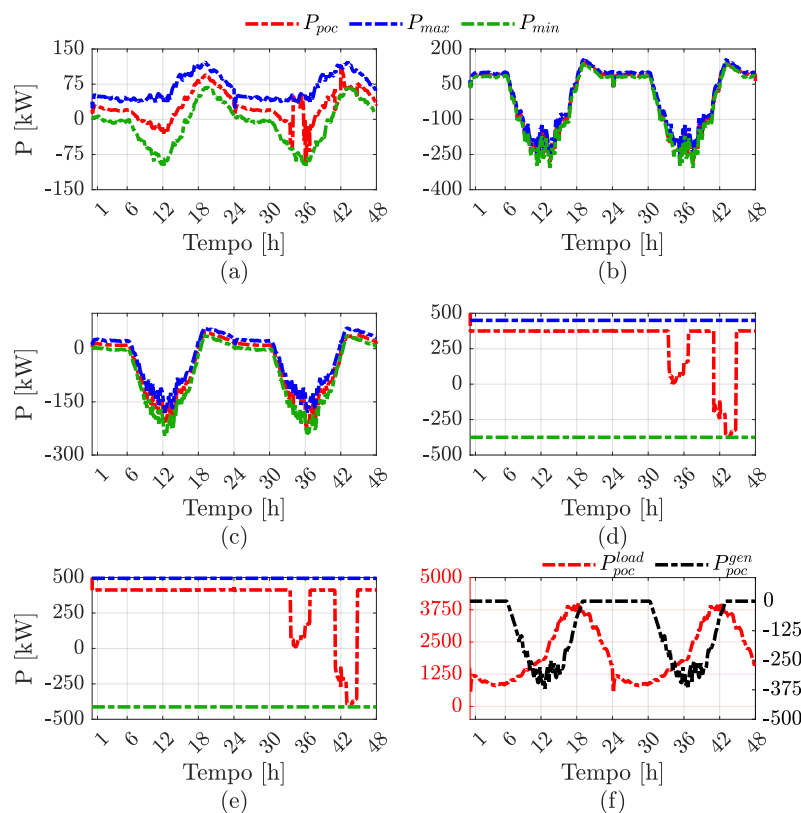
Para avaliar o desempenho da estratégia de controle proposta, foram realizadas simulações da rede elétrica ilustrada na Fig. 7 utilizando MATLAB/Simulink. Empregou-se um solucionador fasorial com um passo de tempo de simulação de 1 s, permitindo a análise da dinâmica de potência em escalas de tempo que variam de poucos segundos a dezenas de segundos. As ERRs foram modeladas com fontes de tensão e as cargas e REDs independentes e MRs modeladas com fontes de corrente.

Simulou-se um total de 48 horas de operação. Durante as primeiras 24 horas, nenhuma ação de controle é aplicada e nenhum evento de ilhamento ocorre. As Figs. 25 e 26 apresentam os termos de potência no PAC das MRs avançadas, das ERRs, da carga externa e do gerador interno ao longo do período de simulação.

Os limites operacionais de potência de cada MR são calculados a partir de (3.11) e (3.12) para a potência ativa e a partir de (3.13) e (3.14) para a potência reativa. No caso das ERRs, as potências de operação foram fixadas em 450 kW e -375 kW para a ERR1 e 500 kW e -412,5 kW para os limites da ERR2. Para essa simulação, considerou-se que o BESS das ERRs sempre estará em condições de fornecer a potência demandada. Ou seja, o algoritmo de gerenciamento de energia, apresentado no Apêndice B, não está sendo considerado.

Em comparação com as potências das MRs apresentadas no Capítulo 3, a carga da MR 1 foi escalonada para 50% do valor original. Tanto a carga quanto a geração da MR 2 e 3 foram escalonadas em 50% do valor original. As potências foram alteradas para que fosse possível operar o sistema em modo ilhado no período de maior carga da rede, sem realizar alterações na quantidade de elementos da rede previamente utilizada no Capítulo 3.

Figura 25 – Potência ativa no PoC da: (a) MRBT1. (b) MRBT2. (c) MRBT3. (d) ERR1. (e) ERR2. (f) Carga externa e gerador interno.

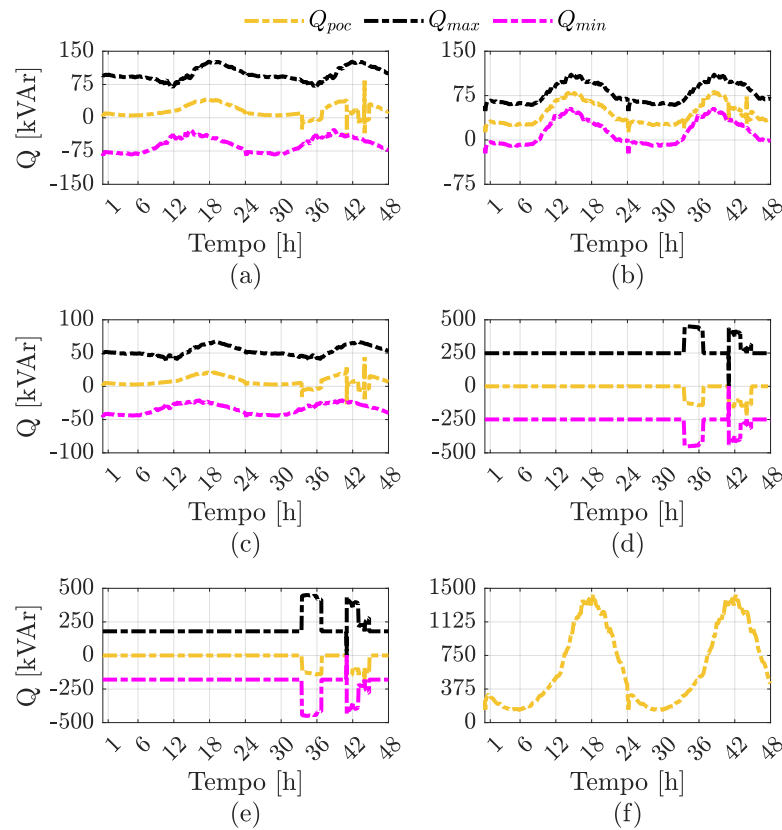


Na Fig. 27 são apresentados os termos de potência no PAC, bem como a amplitude e a fase da tensão a montante do seccionador (v_{grid}) durante 48 horas de operação. Observa-se que, em um determinado momento, a amplitude e a fase da tensão caem a zero, indicando uma desconexão através do seccionador da concessionária (SWG).

Na Fig. 28 são apresentados nove momentos distintos. De acordo com o algoritmo de transição ilustrado na Fig. 22, o momento I marca o início da transição de ilhamento planejado (T2). No momento II, o interruptor SW1 é aberto e o *cluster* passa a operar no modo ilhado em regime permanente (SS2).

Nos momentos III e VIII são realizadas transições de reconexão (T3). Já nos momentos IV e IX, o interruptor SW1 é fechado, e o *cluster* retorna ao modo conectado em regime permanente (SS1). O momento V corresponde a uma transição

Figura 26 – Potência reativa no PoC da: (a) MRBT1. (b) MRBT2. (c) MRBT3. (d) ERR1. (e) ERR2. (f) Carga externa.

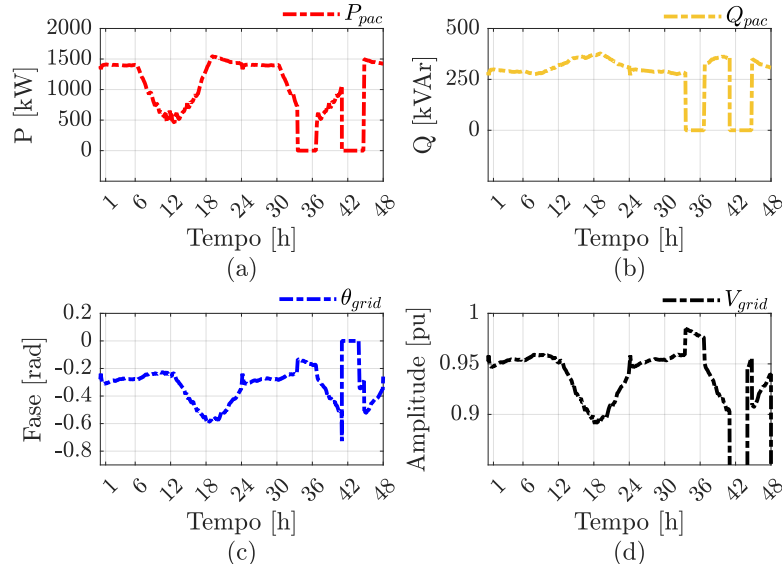


de ilhamento não planejado (T1), que ocorre quando o interruptor SWG é aberto. Por fim, o interruptor SW2 é operado nos momentos VI e VII, resultando na desconexão e reconexão de carga, respectivamente.

4.1.1 Transição Planejada de Ilhamento

Na Fig. 28(a.1) são apresentadas a potência ativa nos PoCs das ERRs e no PAC do *cluster* durante o ilhamento planejado. Assim que a transição de ilhamento planejado se inicia no momento I, as ERRs reduzem sua potência para próximo de zero. Quanto maior o γ_P , conforme exibido na Fig. 28(c.1), menor o consumo de potência. A fase da tensão, apresentada na Fig. 28(b.1), segue a referência definida pelo controle secundário.

Figura 27 – (a) Potência ativa no PAC do *cluster* de rede. (b) Potência reativa no PAC do *cluster* de rede. (c) Fase da tensão da rede a montante. (d) Amplitude da tensão da rede a montante.



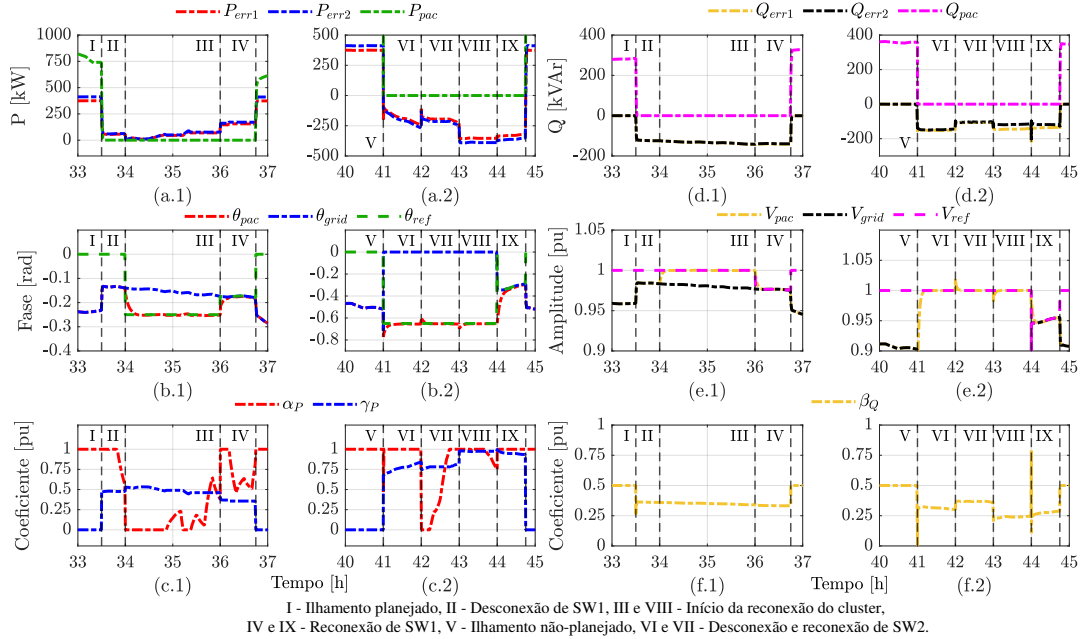
Na Fig. 28(d.1) são exibidas a potência reativa nos PoCs das ERRs e no PAC do *cluster* de rede durante o ilhamento intencional. Durante este período, as ERRs fornecem potência reativa capacitiva ao *cluster*, seguindo o coeficiente β_Q apresentado na Fig. 28(f.1). Dessa forma, a amplitude da tensão no PAC, mostrada na Fig. 28(e.1), é mantida no valor nominal ao longo de todo o período de regime permanente ilhado.

4.1.2 Transição Não-Planejada de Ilhamento

Na Fig. 28(a.2) são apresentadas as potências ativas nos PoCs das ERRs e no PAC do *cluster* durante o ilhamento não-planejado. O tempo de atraso entre o momento da desconexão e da atuação por parte do CCC foi estipulado em 2 segundos. Neste momento, observa-se que as ERRs começam a fornecer potência ao *cluster* de rede, seguindo o coeficiente γ_P maior que 0,5, como indicado na Fig. 28(c.2). A fase da tensão no PAC, ilustrada na Fig. 28(b.2), segue a referência durante o regime permanente ilhado.

Na Fig. 28(d.2) são exibidas as potências reativas nos PoCs das ERRs e no

Figura 28 – (a) Potência ativa nas ERRs e no PAC do *cluster*. (b) Fases da tensão a montante (θ_{grid}) e a jusante (θ_{pac}) da chave seccionadora do *cluster*. (c) Coeficientes α_P e γ_P . (d) Potência reativa nas ERRs e no PAC do *cluster*. (e) Amplitude de tensão a montante (v_{grid}) e a jusante (v_{pac}) da chave seccionadora do *cluster*. (f) Coeficiente β_Q .



PAC do *cluster* durante o ilhamento não planejado. Como o coeficiente β_Q (Fig. 28(f.2)) está abaixo de 0,5, tanto as ERRs quanto as MRs avançadas fornecem potência reativa capacitiva ao *cluster*. A amplitude da tensão (Fig. 28(e.2)) começa a seguir a referência de tensão nominal.

4.1.3 Desconexão de Carga no *Cluster*

No momento VI, o interruptor SW2 é aberto e, subsequentemente, reconectado na transição VII. No momento VI, o coeficiente α_P é ajustado para zero. Consequentemente, as MRs avançadas começam a absorver a potência ativa em seu limite máximo para compensar o desligamento de carga e para manter a fase em seu valor de referência. À medida que as cargas dentro das MRs avançadas aumentam, o coeficiente α_P começa a subir. Com a redução da potência reativa indutiva das

cargas desconectadas, o coeficiente β_Q aumenta, e, por conseguinte, a compensação de potência reativa capacitiva pelas ERRs e MRs avançadas é reduzida.

4.1.4 Transição de Reconexão

Nos momentos III e VIII, as referências de fase e amplitude tornam-se, respectivamente, a fase e a amplitude da tensão a montante do interruptor SW1. Uma vez que a amplitude e a fase estejam semelhantes, o interruptor SW1 pode ser novamente fechado, como observado nos momentos IV e IX. Nesse processo, as transições de potência ocorrem de forma suave, sem variações abruptas.

É fundamental destacar que transições de potência suaves acontecem quando a amplitude, a fase e a frequência da tensão do *cluster* e da rede estão em estreita correspondência. Contudo, como a simulação é realizada utilizando um solucionador fasorial com passo de tempo de 1 segundo, não é viável analisar dinâmicas em escalas de tempo mais finas, como variações instantâneas na amplitude e frequência. Além disso, cabe aos formadores de rede lidar com dinâmicas nessa ordem de grandeza, o que não é objeto de estudo deste trabalho.

4.2 Síntese do Capítulo

Neste Capítulo é abordada a operação de um *cluster* de MRs avançadas e ERRs em modo ilhado, um requisito essencial para um *cluster* ser considerado avançado. Nele é apresentado um controle capaz de zerar o fluxo de potência no PAC do *cluster* com a rede a montante, equilibrando a demanda e a geração de energia internamente, permitindo a desconexão e operação em modo ilhado, baseado no controle apresentado no Capítulo 3.

A importância das operações em modo ilhado e transições de modo é enfatizada, apresentando um algoritmo de transição de modos baseado na recomendação IEEE 2030.7-2017 e controladores de potência ativa e reativa adaptados para ambos os modos, todos implementados no CCC.

Os resultados das simulações, realizadas em MATLAB/Simulink com um solucionador fasorial e passo de tempo de 1 segundo, mostram o desempenho da

estratégia de controle proposta para a rede elétrica ilustrada na Fig. 7. As figuras apresentadas detalham as potências ativa e reativa no PAC das MRs avançadas, ERRs, carga externa e gerador interno ao longo da simulação, demonstrando a capacidade do controle em manter o equilíbrio.

A análise das transições de modo revelou o funcionamento do algoritmo de transição, com nove momentos distintos sendo detalhados. Durante o ilhamento planejado, as ERRs reduzem a potência ativa, e a fase da tensão segue a referência do controle secundário. No ilhamento não planejado, as ERRs começam a fornecer potência ao ERR, e tanto as ERRs quanto as MRs avançadas fornecem potência reativa capacitiva, fazendo com que a amplitude da tensão siga a referência nominal.

Em caso de desconexão de carga, as microrredes avançadas passam a absorver mais potência ativa para compensar e manter a fase, ajustando a compensação de potência reativa para manter os níveis de tensão. As transições de reconexão demonstram que as referências de fase e amplitude se alinham com as da rede a montante, permitindo um fechamento suave do interruptor de reconexão com a rede a montante, sem variações abruptas de potência, embora a simulação fasorial com passo de tempo de 1 segundo não permita analisar dinâmicas mais finas de amplitude e frequência.

5 Conclusões e Trabalhos Futuros

5.1 Conclusões

Nesta tese de doutorado foi apresentada uma estratégia de controle centralizado, coordenado e simultâneo do fluxo de potência em *clusters* de média tensão compostos por MRs avançadas e ERRs, com o objetivo de garantir a operação segura do sistema elétrico frente à crescente inserção de REDs e de carregadores de veículos elétricos. Por meio da adaptação do algoritmo PBC, originalmente proposto para MRs em baixa tensão, foram estabelecidas diretrizes para a aplicação desse controle a sistemas operando em média tensão com cargas controláveis (no caso, as ERRs) e MRs avançadas compostas por REDs.

O algoritmo proposto demonstrou ser capaz de realizar serviços ancilares como *peak shaving*, *valley filling* e suporte de tensão, contribuindo significativamente para a manutenção dos níveis de qualidade de energia no PAC do *cluster* de rede acima de limites normativos considerados precários em termos da amplitude da tensão. Os BESS instalados nas ERRs passam a fornecer mais energia ao sistema quando o controle é ativado. A maior diferença observada na variação do SoC entre as condições sem controle e com controle ativado é de 17

Embora haja maior uso dos BESS presentes nas ERRs, o controle proposto garante que os níveis de tensão fiquem acima da região crítica, ou seja, acima de 0,9 pu conforme o Módulo 8 do PRODIST [73]. A operação da rede na região crítica pode levar ao desligamento dos REDs conforme a norma ABNT NBR 16149 [205] e até mesmo ao desligamento das ERRs, pois operariam fora dos limites de tensão estabelecidos na norma IEC 61851 [206]. Com isso, o controle das ERRs auxiliou na manutenção da confiabilidade da rede, uma vez que permitiu que, dessa forma, houvesse a continuidade do fornecimento de energia elétrica.

Os serviços ancilares foram validados tanto por simulações em diversas condições operacionais quanto por resultados experimentais em escala laboratorial. Os principais destaques destes resultados são a utilização de um *link* de comunicação

com taxa de dados de 125 kbps, a atualização dos coeficientes de potência a cada 100 ms e o controlador central operando em 6 kHz de frequência de processamento, mostrando que o sistema não necessita de grande capacidade de comunicação e computacional para operar de forma adequada.

A capacidade de controle do fluxo de potência permitiu que o *cluster* de rede operasse de forma independente da rede principal, demonstrando potencial para atuação em modo ilhado com elevado nível de autonomia e estabilidade. Mesmo com a saída das ERRs em determinados momentos devido à limitação do uso do BESS em 20% de SoC, o *cluster* de rede manteve sua operação em modo ilhado virtual, reforçando a necessidade do controle simultâneo de MRs e ERRs.

Um dos principais diferenciais desta tese foi a consideração da ERR como uma entidade ativa e controlável, equipada com BESS e carregadores rápidos, integrando-se ao controle global do *cluster* de rede. A flexibilidade operacional proporcionada pelas ERRs foi essencial para o desempenho do sistema proposto, viabilizando o agendamento de despachos energéticos e auxiliando nas transições suaves entre os modos conectado e ilhado, considerando dinâmicas em segundos. Além disso, foi demonstrado que as ERRs podem ser utilizadas como elementos de suporte à rede, não apenas como cargas passivas, o que representa uma evolução no paradigma tradicional de recarga de veículos elétricos.

Destaca-se também a abordagem tanto da operação em regime conectado à rede quanto a transição e operação em modo ilhado, apresentando algoritmos específicos para lidar com eventos planejados e não-planejados, baseadas em regime permanente. A rigidez da proposta de controle foi validada frente a diferentes cenários, incluindo variações de carga e transições de modo de operação, considerando simulações utilizando solucionadores fasiais. Ainda, foi proposta e analisada uma alternativa de controle coordenado entre ERRs e REDs independentes no Apêndice A, expandindo a aplicabilidade da abordagem para redes de baixa tensão e ambientes com recursos mais limitados.

Dessa forma, conclui-se que a estratégia de controle desenvolvida é promissora para aplicações reais em sistemas elétricos modernos com penetração elevada de geração distribuída e recarga rápida de veículos elétricos. A modularidade e a

capacidade de adaptação do algoritmo permitem sua extensão para sistemas mais complexos e escaláveis.

5.2 Trabalhos Futuros

O detalhamento da proposta de controle apresentada neste trabalho pode ser utilizado para dar continuidade nessa linha de pesquisa em trabalhos como:

- a) Expansão do algoritmo proposto para aplicação em *clusters* com múltiplos PACs, ou seja, múltiplas conexões com a rede a montante;
 - Um sistema com múltiplos PACs pode ser categorizado como *multiple-input multiple-output* (MIMO), o que exige diferentes estratégias de controle. A estratégia de controle apresentada neste trabalho é do tipo *multiple-input single-output* (MISO).
- b) Análise do funcionamento do algoritmo proposto em simulações com solucionadores temporais para avaliação de dinâmicas mais rápidas, principalmente em relação às variações de frequência do sistema em modoilhado;
 - Essa análise inclui também o projeto e a análise do conversor formador de rede que será integrado à ERR. Este conversor está intimamente ligado à resposta do sistema como um todo.
- c) Análise do impacto do controle proposto em relação a variações nas perdas ôhmicas no *cluster* de rede, visando analisar como o controle proposto impacta na eficiência do *cluster* de rede.
- d) Validação experimental do controle proposto em modoilhado com conversores operando em MCT.
- e) Inclusão de uma função de gerenciamento de energia do *cluster* de rede com base no SoC das ERR e na disponibilidade energética das MRs avançadas. Esta inclusão é fundamental para a operação do sistema em modoilhado, uma vez que ajudará a determinar a autonomia do *cluster* de rede em situações de ilhamento.

-
- f) Implementação do processo de *black-start* para o modo ilhado, previsto como um dos requisitos dos controladores de *clusters* avançados na IEEE Std 2030.7-2017.
 - g) Análise da viabilidade técnico-econômica da implementação dos BESS nas ERRs comparada com a alteração na infraestrutura de rede visando mitigar os problemas de qualidade de energia elétrica.
 - h) Avaliação da resposta do sistema com a presença de ERRs sem BESS, ou seja, com as variações de carga provocadas pelos carregadores veiculares e a adoção de BESS em outros pontos da rede.

Referências

- 1 IEEE. IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers. *IEEE Std 2030.7-2017*, p. 1–43, 2018. Citado 5 vezes nas páginas 24, 25, 35, 63 e 94.
- 2 TON, D.; REILLY, J. Microgrid Controller Initiatives: An Overview of R&D by the U.S. Department of Energy. *IEEE Power and Energy Magazine*, v. 15, n. 4, p. 24–31, 2017. Citado 4 vezes nas páginas 25, 34, 35 e 46.
- 3 IEEE. IEEE Guide for Electric Transportation Fast Charging Station Management System Functional Specification. *IEEE Std 2030.13-2024*, p. 1–63, 2024. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 52.
- 4 United States Environmental Protection Agency (EPA). *Summary of the Clean Air Act*. 2023. Disponível em: <<https://www.epa.gov/laws-regulations/summary-clean-air-act>>. Citado na página 29.
- 5 European Environment Agency. *Emissions of the main air pollutants in Europe*. 2023. Disponível em: <<https://eea.europa.eu/en/analysis/indicators/emissions-of-the-main-air>>. Citado na página 29.
- 6 United States Environmental Protection Agency (EPA). *Carbon Pollution from Transportation*. 2022. Disponível em: <<https://www.epa.gov/transportation-air-pollution-and-climate-change/carbon-pollution-transportation>>. Citado na página 29.
- 7 The New York Times. *For Electric Car Owners, ‘Range Anxiety’ Gives Way to ‘Charging Time Trauma’*. 2017. Disponível em: <<https://www.nytimes.com/2017/10/05/automobiles/wheels/electric-cars-charging.html>>. Citado na página 29.
- 8 U.S. News & World Report. *11 Reasons People Don’t Buy Electric Cars (and Why They’re Wrong)*. 2023. Disponível em: <<https://cars.usnews.com/cars-trucks/advice/why-people-dont-buy-electric-cars>>. Citado na página 29.
- 9 Kantar. *Understanding Consumer Attitudes Towards Electric Vehicles*. 2023. Disponível em: <<https://www.kantar.com/inspiration/research-services/understanding-consumer-attitudes-towards-electric-vehicles-pf>>. Citado na página 29.
- 10 Mercedes-Benz. *The all-new VISION EQXX by Mercedes-EQ Concept*. 2022. Disponível em: <<https://www.mbusa.com/en/future-vehicles/vision-eqxx>>. Citado na página 30.

- 11 Car Magazine. *The longest range electric cars of 2022*. 2022. Disponível em: <<https://www.carmagazine.co.uk/electric/longest-range-electric-cars-ev/>>. Citado na página 30.
- 12 Cars.com. *Here Are the 11 Cheapest Electric Vehicles You Can Buy*. 2022. Disponível em: <<https://www.cars.com/articles/here-are-the-11-cheapest-electric-vehicles-you-can-buy-439849/>>. Citado na página 30.
- 13 Scania. *Battery Electric Truck*. 2022. Disponível em: <<https://www.scania.com/group/en/home/products-and-services/trucks/battery-electric-truck.html>>. Citado na página 30.
- 14 Scania. *LOW FLOOR - Scania Citywide*. 2022. Disponível em: <<https://www.scania.com/group/en/home/products-and-services/buses-and-coaches/urban/scania-citywide-lf.html>>. Citado na página 30.
- 15 Revista Quatro Rodas. *Rolls-Royce revela seu novo híbrido: um caminhão 35.7 com 2216 cv*. 2021. Disponível em: <<https://quatrorodas.abril.com.br/noticias/rolls-royce-revela-seu-novo-hibrido-um-caminhao-35-7-com-1583-cv/>>. Citado na página 30.
- 16 LAJUNEN, A. et al. Overview of Powertrain Electrification and Future Scenarios for Non-Road Mobile Machinery. *Energies*, v. 11, p. 1184, may 2018. Citado na página 31.
- 17 Federal Highway Administration - U.S. Department of Transportation. *National Electric Vehicle Infrastructure Formula Program*. 2022. Disponível em: <https://www.fhwa.dot.gov/environment/alternative_fuel_corridors/resources/nprm_evcharging_unofficial.pdf>. Citado na página 31.
- 18 Alternative Fuels Data Center. *Alternative Fueling Station Counts by State*. 2024. Disponível em: <<https://afdc.energy.gov/stations/states>>. Citado na página 31.
- 19 International Energy Agency (IEA). *Electric vehicle charging*. 2025. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2025/electric-vehicle-charging>>. Citado na página 31.
- 20 Raízen. *Volkswagen, Raízen e Shell anunciam parceria para acelerar descarbonização*. 2022. Disponível em: <<https://www.raizen.com.br/nossos-negocios/renovaveis>>. Citado na página 31.
- 21 Estação de Recarga para Veículos Elétricos. *WEG*. 2025. Disponível em: <<https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Sistemas-de-Mobilidade>>.

El%C3%A9trica/Esta%C3%A7%C3%A3o-de-Recarga-para-Ve%C3%ADculos-El%C3%A9tricos/Esta%C3%A7%C3%A3o-de-Recarga-para-Ve%C3%ADculos-El%C3%A9tricos/p/MKT_WDC_BRAZIL_RE_ELECTRIC_VEHICLE_G2/>. Citado na página 32.

22 Jornal da USP - Universidade de São Paulo. *Construção de novas usinas termelétricas pelo governo vai na contramão da COP26*. 2022. Disponível em: <<https://jornal.usp.br/atualidades/construcao-de-novas-usinas-termeletricas-pelo-governo-vai-na-contramao-da-cop-26/>>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 42.

23 U.S. Department of Energy. *Homeowner's Guide to the Federal Tax Credit for Solar Photovoltaics*. 2023. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/solar/homeowners-guide-federal-tax-credit-solar-photovoltaics>>. Citado na página 32.

24 Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços - Brasil. *Decreto do governo garante isenção fiscal para semicondutores e inclui energia solar em benefício*. 2023. Disponível em: <<https://gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2023/marco/decreto-do-governo-garante-isencao-fiscal-para-semicondutores-e-inclui-energia-solar-em-beneficio>>. Citado na página 32.

25 Reuters. *China sets 2022 renewable power subsidy at \$607 mln*. 2021. Disponível em: <<https://www.reuters.com/business/energy/china-sets-2022-renewable-power-subsidy-607-mln-2021-11-16/>>. Citado na página 32.

26 European Commission. *EU renewable energy financing mechanism*. 2023. Disponível em: <https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/financing/eu-renewable-energy-financing-mechanism_en>. Citado na página 32.

27 National Renewable Energy Laboratory (NREL). *Advanced Hosting Capacity Analysis*. 2018. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/solar/market-research-analysis/advanced-hosting-capacity-analysis.html>>. Citado na página 33.

28 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: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>>. Citado na página 33.

29 QAMAR, N. et al. Hosting Capacity in Distribution Grids: A Review of Definitions, Performance Indices, Determination Methodologies, and Enhancement Techniques. *Energy Science & Engineering*, v. 11, n. 4, p. 1536–1559, 2023. Citado na página 33.

- 30 MOUSA, H. H. H.; MAHMOUD, K.; LEHTONEN, M. A Comprehensive Review on Recent Developments of Hosting Capacity Estimation and Optimization for Active Distribution Networks. *IEEE Access*, v. 12, p. 18545–18593, 2024. Citado na página 33.
- 31 SEPASI, S.; TALICHET, C.; PRAMANIK, A. S. Power Quality in Microgrids: A Critical Review of Fundamentals, Standards, and Case Studies. *IEEE Access*, v. 11, p. 108493–108531, 2023. Citado na página 33.
- 32 ZENHOM, Z. M. et al. A Comprehensive Review of Renewables and Electric Vehicles Hosting Capacity in Active Distribution Networks. *IEEE Access*, v. 12, p. 3672–3699, 2024. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 43.
- 33 IEEE. IEEE Application Guide for IEEE Std 1547™-2018, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. *IEEE Std 1547.2-2023 (Revision of IEEE Std 1547.2-2008)*, p. 1–291, 2024. Citado na página 33.
- 34 BRANDAO, D. A. de L. et al. Simultaneous, Coordinated and Centralized Control of Fast Charging Stations and Advanced Microgrids. In: *2024 IEEE 21st International Power Electronics and Motion Control Conference (PEMC)*. [S.l.: s.n.], 2024. p. 1–6. Citado 3 vezes nas páginas 36, 38 e 69.
- 35 BRANDAO, D. A. de L. et al. Centralized, Coordinated, and Simultaneous Control of an Advanced Grid Cluster of Fast Charging Stations and Advanced Microgrids. *Submetido para o periódico IEEE Transactions on Smart Grid*, 2025. Citado 5 vezes nas páginas 36, 37, 38, 66 e 70.
- 36 BRANDAO, D. A. de L. et al. Coordinated Control of a Cluster of Advanced Microgrids and Fast Charging Stations in Islanded Mode. In: *2025 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC)*. [S.l.: s.n.], 2025. p. 506–511. Citado 6 vezes nas páginas 36, 37, 38, 66, 70 e 79.
- 37 BRANDAO, D. A. d. L. et al. Coordinated, Centralized, and Simultaneous Control of Fast Charging Stations and Distributed Energy Resources. *Inventions*, v. 9, n. 2, 2024. ISSN 2411-5134. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2411-5134/9/2/35>>. Citado 5 vezes nas páginas 37, 38, 66, 69 e 70.
- 38 CALDOGNETTO, T. et al. Power-Based Control of Low-Voltage Microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 3, n. 4, p. 1056–1066, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 37, 64, 66 e 68.
- 39 BRANDAO, D. A. L. et al. Power-based Control for Microgrids and Extreme Fast Charging Stations with Low-Harmonic Current Content in the Medium

Voltage Power Grid. In: *2023 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6. Citado 4 vezes nas páginas 37, 38, 66 e 70.

40 BRANDAO, D. A. L. et al. Extreme Fast Charging Station for Multiple Vehicles with Sinusoidal Currents at the Grid Side. In: *2022 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6. Citado na página 38.

41 CALLEGARI, J. M. S. et al. Centralized Strategy Incorporating Multiple Control Actions Applied to Advanced Microgrids. In: *2023 IEEE 8th Southern Power Electronics Conference (SPEC)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–7. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 68.

42 CALLEGARI, J. M. S. et al. Integrating Multiple Control Actions in Advanced Microgrids: an Analogy to Well-Established Inverter Control. *Eletrônica de Potência*, v. 30, p. e202516, Feb. 2025. Disponível em: <<https://journal.sobraep.org.br/index.php/rep/article/view/1001>>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 68.

43 BRANDAO, D. A. L. et al. Electric Arc Furnace Reactive Compensation System Using Zero Harmonic Distortion Converter. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 58, n. 5, p. 6833–6841, 2022. Citado na página 39.

44 BRANDAO, D. A. L. et al. Impact of Commercial Auxiliary Power Modules on Electric Vehicles. In: *Congresso Brasileiro de Automática - 2022*. [s.n.], 2022. Disponível em: <<https://sba.org.br/cba2022/anais-do-cba-2022/>>. Citado na página 39.

45 BRANDAO, D. A. L. et al. Hibridização de uma Retroescavadeira: Projeto do Sistema de Acionamento Elétrico. In: *Congresso Brasileiro de Automática - 2022*. [s.n.], 2022. Disponível em: <<https://sba.org.br/cba2022/anais-do-cba-2022/>>. Citado na página 39.

46 PARREIRAS, T. M. et al. Field Weakening Strategies to Suppress Intermediate DC-DC Conversion Stages in Hybrid Construction Machinery. In: *2022 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific (ITEC Asia-Pacific)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–6. Citado na página 39.

47 BRANDAO, D. A. et al. Robust Implementation of Zero Harmonic Distortion Converter in Distorted Grids. In: *2022 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1–9. Citado na página 39.

48 BRANDAO, D. A. L. et al. Hybridization of a Backhoe Loader: Electric Drive System Design. *Machines*, v. 11, n. 4, 2023. ISSN 2075-1702. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2075-1702/11/4/471>>. Citado na página 39.

- 49 BRANDAO, D. A. L. et al. Practical Implementation of the Zero Harmonic Distortion Converter in Distorted Grids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, p. 1–10, 2023. Citado na página 39.
- 50 PARREIRAS, T. M. et al. Permanent Magnet Synchronous Motor Drive Control for Hybrid Construction Machinery - Revisited. In: *2023 IEEE Transportation Electrification Conference & Expo (ITEC)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–6. Citado na página 39.
- 51 RAMOS, G. V. et al. A Zero Harmonic Distortion Grid-Forming Converter for Islanded Microgrids. In: *2023 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–8. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 142.
- 52 RAMOS, M. d. F. et al. A Study on the Performance of the Electrification of Hydraulic Implements in a Compact Non-Road Mobile Machine: A Case Applied to a Backhoe Loader. *World Electric Vehicle Journal*, v. 15, n. 4, 2024. ISSN 2032-6653. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/2032-6653/15/4/127>>. Citado na página 39.
- 53 RAMOS, G. V. et al. A Zero Harmonic Distortion Grid-Forming Converter for Medium Voltage Islanded Microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 61, n. 1, p. 809–820, 2025. Citado na página 39.
- 54 RAMOS, G. V. et al. A Zero Harmonic Distortion Master Converter for Medium Voltage Microgrids. In: *2025 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC)*. [S.l.: s.n.], 2025. p. 1355–1362. Citado na página 39.
- 55 SILVA, M. C. da; BRANDAO, D. A. de L.; PIRES, I. A. Evaluating the Impact of Dirt Accumulation on Photovoltaic Performance: Insights from an Experimental Plant in Brazil. *Energies*, v. 18, n. 5, 2025. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/18/5/1214>>. Citado na página 39.
- 56 BRANDAO, D. A. d. L. et al. Regular Extreme Fast Charging Station for E-buses with Low Current Harmonic Content. *Eletrônica de Potência*, v. 30, p. e202533, Apr. 2025. Disponível em: <<https://journal.sobraep.org.br/index.php/rep/article/view/1022>>. Citado na página 39.
- 57 CALLEGARI, J. M. S. et al. Avaliação de SAEBS e STATCOMs para Mitigação de Sobretensão em Redes de Distribuição de Baixa Tensão com Inversão de Fluxo de Potência. In: *XVII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente (SBAI)*. [S.l.: s.n.], 2025. Citado na página 39.

- 58 BRANDAO, D. A. de L. et al. Zero Harmonic Distortion Technology for Next-Generation Lite MVDC Distribution Systems. In: *51st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2025. Citado na página 39.
- 59 FIALHO, A. R. et al. Parallel Neutral Point Piloted (NPP) MV Converter for High-Power Wind Turbines. In: *18th Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.: s.n.], 2025. Citado na página 39.
- 60 ROHRS, D. M.; BRANDAO, D. A. de L.; SILVA, S. M. Switch-Level Interleaved Converter for Three-Phase Applications. In: *18th Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.: s.n.], 2025. Citado na página 39.
- 61 ANDRADE, W. S.; MAIA, T. A. C.; BRANDAO, D. A. de L. Modeling and Comparison of a Resilient Grid with Direct Current Structure for Industrial Applications. In: *18th Brazilian Power Electronics Conference*. [S.l.: s.n.], 2025. Citado na página 39.
- 62 RITCHIE, H.; ROSADO, P.; ROSER, M. Energy Production and Consumption. *Our World in Data*, 2020. <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>. Citado na página 41.
- 63 International Energy Agency (IEA). *Global EV Outlook 2020*. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>. Citado na página 41.
- 64 CNN. ‘A new era’: Germany quits nuclear power, closing its final three plants. 2023. Disponível em: <https://edition.cnn.com/2023/04/15/europe/germany-nuclear-phase-out-climate-intl/index.html>. Citado na página 42.
- 65 Deutsche Welle. ‘Fukushima triggered Germany’s nuclear phaseout. 2021. Disponível em: <https://www.dw.com/en/how-fukushima-triggered-germanys-nuclear-phaseout/a-56829217>. Citado na página 42.
- 66 RITCHIE, H.; ROSADO, P. Electricity Mix. *Our World in Data*, 2020. <https://ourworldindata.org/electricity-mix>. Citado na página 42.
- 67 American National Standards Institute (ANSI). *ANSI C84.1: Electric Power Systems Voltage Ratings (60 Hz)*. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 56.
- 68 Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída*. 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Citado na página 43.

- 69 HOSSAIN, E. et al. Analysis and Mitigation of Power Quality Issues in Distributed Generation Systems Using Custom Power Devices. *IEEE Access*, v. 6, p. 16816–16833, 2018. Citado na página 43.
- 70 DREIDY, M.; MOKHLIS, H.; MEKHILEF, S. Inertia Response and Frequency Control Techniques for Renewable Energy Sources: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 69, p. 144–155, 2017. ISSN 1364-0321. Citado na página 43.
- 71 U.S. Energy Information Administration (EIA). *Glossary - Ancillary Services*. 2023. Disponível em: <<https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=Ancillary%20services>>. Citado na página 46.
- 72 INSTITUTE, E. P. R. *Common Functions for Smart Inverters*. 4th. ed. [S.l.: s.n.], 2016. Citado na página 46.
- 73 Agência Nacional de Energia Elétrica. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 -Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Citado 4 vezes nas páginas 47, 79, 107 e 148.
- 74 Internacional Society of Automation (ISA). *ISA95, Enterprise-Control System Integration*. 2023. Disponível em: <<https://www.isa.org/standards-and-publications/isa-standards/isa-standards-committees/isa95>>. Citado na página 47.
- 75 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, 2011. Citado 5 vezes nas páginas 47, 48, 49, 50 e 70.
- 76 IEEE. IEEE Recommended Practice for Preparation of Equipment Specifications for Speed-Governing of Hydraulic Turbines Intended to Drive Electric Generators. *ANSI/IEEE Std 125-1988*, p. 1–28, 1988. Citado na página 47.
- 77 MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; AGELIDIS, V. G. Control Strategies for Microgrids With Distributed Energy Storage Systems: An Overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 4, p. 3652–3666, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 49 e 50.
- 78 GUERRERO, J. M.; HANG, L.; UCEDA, J. Control of distributed uninterruptible power supply systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 55, n. 8, p. 2845–2859, 2008. Citado na página 49.

- 79 AUGUSTINE, S.; MISHRA, M. K.; LAKSHMINARASAMMA, N. Adaptive Droop Control Strategy for Load Sharing and Circulating Current Minimization in Low-Voltage Standalone DC Microgrid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 1, p. 132–141, 2015. Citado na página 49.
- 80 TAYAB, U. B. et al. A review of droop control techniques for microgrid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 76, p. 717–727, 2017. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117303453>>. Citado na página 49.
- 81 LI, C. et al. Power Flow Analysis for Low-Voltage AC and DC Microgrids Considering Droop Control and Virtual Impedance. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 6, p. 2754–2764, 2017. Citado na página 49.
- 82 WU, X.; SHEN, C.; IRAVANI, R. Feasible Range and Optimal Value of the Virtual Impedance for Droop-Based Control of Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 3, p. 1242–1251, 2017. Citado na página 49.
- 83 SUN, Y. et al. New Perspectives on Droop Control in AC Microgrid. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 64, n. 7, p. 5741–5745, 2017. Citado na página 49.
- 84 SAHOO, S. K.; SINHA, A. K.; KISHORE, N. K. Control Techniques in AC, DC, and Hybrid AC–DC Microgrid: A Review. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 6, n. 2, p. 738–759, 2018. Citado na página 50.
- 85 VU, T. V. et al. Robust Adaptive Droop Control for DC Microgrids. *Electric Power Systems Research*, v. 146, p. 95–106, 2017. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779617300305>>. Citado na página 50.
- 86 SHAN, Y. et al. A Unified Model Predictive Voltage and Current Control for Microgrids With Distributed Fuzzy Cooperative Secondary Control. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 17, n. 12, p. 8024–8034, 2021. Citado na página 51.
- 87 YI, Z. et al. Distributed Model Predictive Control Based Secondary Frequency Regulation for a Microgrid With Massive Distributed Resources. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 12, n. 2, p. 1078–1089, 2021. Citado na página 51.
- 88 NAVAS-FONSECA, A. et al. Distributed Predictive Secondary Control for Imbalance Sharing in AC Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 13, n. 1, p. 20–37, 2022. Citado na página 51.

- 89 YANG, T.; HE, Y.; LIU, G.-P. Distributed Voltage Restoration of AC Microgrids Under Communication Delays: A Predictive Control Perspective. *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, v. 69, n. 6, p. 2614–2624, 2022. Citado na página 51.
- 90 LAI, J. et al. Distributed Multiagent-Oriented Average Control for Voltage Restoration and Reactive Power Sharing of Autonomous Microgrids. *IEEE Access*, v. 6, p. 25551–25561, 2018. Citado na página 51.
- 91 ROY, A.; REDDY, P. V. Distributed Control of Networked Multi-Agent Systems Using Network Adapted Feedback Guaranteed Cost Equilibrium Controls. *IEEE Control Systems Letters*, v. 6, p. 3283–3288, 2022. Citado na página 51.
- 92 CHEN, D. et al. PowerNet: Multi-Agent Deep Reinforcement Learning for Scalable Powergrid Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 37, n. 2, p. 1007–1017, 2022. Citado na página 51.
- 93 ZHANG, J.; SUN, B.; ZHAO, D. A Novel Event-Triggered Secondary Control Strategy for Distributed Generalized Droop Control in Microgrid Considering Time Delay. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 38, n. 5, p. 5963–5978, 2023. Citado na página 51.
- 94 ZHANG, X.; ZHANG, Y.; LI, R. Distributed Event-Triggered Control for Power Sharing in Grid-Connected AC Microgrid. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 39, n. 1, p. 770–778, 2024. Citado na página 51.
- 95 SAE International. *SAE Electric Vehicle and Plug in Hybrid Electric Vehicle Conductive Charge Coupler*. 2017. Citado na página 52.
- 96 IEEE. IEEE Standard for Technical Specifications of a DC Quick and Bidirectional Charger for Use with Electric Vehicles. *IEEE Std 2030.1.1-2021 (Revision of IEEE Std 2030.1.1-2015)*, p. 1–147, 2022. Citado na página 52.
- 97 TeslaTap. *Supercharger Superguide*. 2023. Disponível em: <<https://teslatap.com/articles/supercharger-superguide/>>. Citado na página 53.
- 98 Siemens. *Versicharge: Ultra 175 DC Charger*. 2022. Disponível em: <<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:1777fe11-fa33-45f6-a339-bd522d5f6059/sidst40085004auslores.pdf>>. Citado na página 53.
- 99 BTC Power. *GEN4 180 kW All-in-One (AiO)*. 2023. Disponível em: <<https://btcpower.com/products/dc-chargers-all-in-one-ai0/gen4-180-kw-all-in-one-ai0/>>. Citado na página 53.

- 100 ABB. *Electric Vehicle Infrastructure - Terra High Power - GEN III*. 2021. Disponível em: <https://library.e.abb.com/public/43e7e6267afb42ab9730c273092b8ba8/9AKK107991A9632-RevB_Terra_HP_Gen%203_Leaflet.pdf>. Citado na página 53.
- 101 ABB. *Terra 360: The high-power charger for everyone*. 2023. Disponível em: <<https://new.abb.com/ev-charging/terra-360>>. Citado na página 53.
- 102 Phihong. *2021-2022 Phihong EV Chargers*. 2022. Disponível em: <https://www.phihong.com.tw/newcatalog/2020-21/_EV/_Chargers/_EN.pdf>. Citado na página 53.
- 103 SK Signet. *400 kW Dispenser*. 2023. Disponível em: <<https://sksignet.us/distributed/400kw-dp--600kw-pc>>. Citado na página 53.
- 104 STEEN, D. et al. Assessment of Electric Vehicle Charging Scenarios Based on Demographical Data. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 3, n. 3, p. 1457–1468, 2012. Citado na página 54.
- 105 AWADALLAH, M. A.; SINGH, B. N.; VENKATESH, B. Impact of EV Charger Load on Distribution Network Capacity: A Case Study in Toronto. *Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering*, v. 39, n. 4, p. 268–273, 2016. Citado na página 54.
- 106 RAMADAN, H.; ALI, A.; FARKAS, C. Assessment of plug-in electric vehicles charging impacts on residential low voltage distribution grid in Hungary. In: *2018 6th International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair (ICSG)*. [S.l.: s.n.], 2018. p. 105–109. Citado na página 54.
- 107 COBAN, H. H. et al. Electric Vehicles and Vehicle–Grid Interaction in the Turkish Electricity System. *Energies*, v. 15, n. 21, 2022. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/8218>>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 57.
- 108 MASOUM, A. et al. Smart Load Management of Plug-in Electric Vehicles in Distribution and Residential Networks with Charging Stations for Peak Shaving and Loss Minimisation considering Voltage Regulation. *IET Generation, Transmission & Distribution*, Institution of Engineering and Technology, v. 5, p. 877–888(11), August 2011. ISSN 1751-8687. Disponível em: <<https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2010.0574>>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.
- 109 HAFEZ, O.; BHATTACHARYA, K. Integrating EV Charging Stations as Smart Loads for Demand Response Provisions in Distribution Systems. *IEEE*

Transactions on Smart Grid, v. 9, n. 2, p. 1096–1106, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.

110 NAFI, I. M. et al. Effect of Electric Vehicle Fast Charging Station on Residential Distribution Network in Bangladesh. In: *2021 5th International Conference on Electrical Engineering and Information Communication Technology (ICEEICT)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–5. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.

111 ALSHAREEF, S. M. Voltage Sag Assessment, Detection, and Classification in Distribution Systems Embedded With Fast Charging Stations. *IEEE Access*, v. 11, p. 89864–89880, 2023. Citado 3 vezes nas páginas 54, 59 e 157.

112 TOVILOVIĆ, D. M.; LJ. Rajaković, N. The Simultaneous Impact of Photovoltaic Systems and Plug-in Electric Vehicles on the Daily Load and Voltage Profiles and the Harmonic Voltage Distortions in Urban Distribution Systems. *Renewable Energy*, v. 76, p. 454–464, 2015. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114007952>>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.

113 CARO, L. M. et al. State of Charge Influence on the Harmonic Distortion From Electric Vehicle Charging. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 57, n. 3, p. 2077–2088, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.

114 CHUDY, A.; HOŁYSZKO, P.; MAZUREK, P. Fast Charging of an Electric Bus Fleet and Its Impact on the Power Quality Based on On-Site Measurements. *Energies*, v. 15, n. 15, 2022. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/15/5555>>. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.

115 LAMEDICA, R. et al. Integrating Electric Vehicles in Microgrids: Overview on Hosting Capacity and New Controls. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 55, n. 6, p. 7338–7346, 2019. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 59.

116 NGUYEN, H. T. et al. Fast Harmonic Rejecting Control Design to Enable Active Support of Charging Stations to Micro-Grids Under Distortion. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 9, n. 3, p. 4132–4146, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 54 e 57.

117 ARIAS, N. B. et al. Distribution System Services Provided by Electric Vehicles: Recent Status, Challenges, and Future Prospects. *IEEE Transactions on Intelligent Transportation Systems*, v. 20, n. 12, p. 4277–4296, 2019. Citado na página 55.

- 118 FALAHI, M. et al. Potential Power Quality Benefits of Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 4, n. 4, p. 1016–1023, 2013. Citado na página 57.
- 119 TRAUBE, J. et al. Mitigation of Solar Irradiance Intermittency in Photovoltaic Power Systems With Integrated Electric-Vehicle Charging Functionality. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 28, n. 6, p. 3058–3067, 2013. Citado na página 57.
- 120 WECKX, S.; DRIESEN, J. Load Balancing With EV Chargers and PV Inverters in Unbalanced Distribution Grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 6, n. 2, p. 635–643, 2015. Citado na página 57.
- 121 BAYAT, M.; SHESHYEKANI, K.; REZAZADEH, A. A Unified Framework for Participation of Responsive End-User Devices in Voltage and Frequency Control of the Smart Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 3, p. 1369–1379, 2015. Citado na página 57.
- 122 PAHASA, J.; NGAMROO, I. PHEVs Bidirectional Charging/Discharging and SoC Control for Microgrid Frequency Stabilization Using Multiple MPC. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 2, p. 526–533, 2015. Citado na página 57.
- 123 GIL, F. A. S. et al. Impacts of different renewable energy resources on optimal behavior of Plug-in Electric Vehicle parking lots in energy and ancillary services markets. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–6. Citado na página 57.
- 124 AZIZ, M. et al. Utilization of Electric Vehicles and Their Used Batteries for Peak-Load Shifting. *Energies*, v. 8, n. 5, p. 3720–3738, 2015. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/8/5/3720>>. Citado na página 57.
- 125 ZAKARIAZADEH, A.; JADID, S.; SIANO, P. Integrated Operation of Electric Vehicles and Renewable Generation in a Smart Distribution System. *Energy Conversion and Management*, v. 89, p. 99–110, 2015. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890414008632>>. Citado na página 57.
- 126 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, 2016. Citado na página 57.

- 127 KORDKHEILI, R. A. et al. Assessing the Potential of Plug-in Electric Vehicles in Active Distribution Networks. *Energies*, v. 9, n. 1, 2016. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/9/1/34>>. Citado na página 57.
- 128 ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Effective Utilization of Available PEV Battery Capacity for Mitigation of Solar PV Impact and Grid Support With Integrated V2G Functionality. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 7, n. 3, p. 1562–1571, 2016. Citado na página 57.
- 129 NGUYEN, H. N. T.; ZHANG, C.; ZHANG, J. Dynamic Demand Control of Electric Vehicles to Support Power Grid With High Penetration Level of Renewable Energy. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 2, n. 1, p. 66–75, 2016. Citado na página 57.
- 130 MENDES, P. R. C.; NORMEY-RICO, J. E.; BORDONS, C. Distributed Energy Management System for V2G Networked Microgrids. In: *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado 3 vezes nas páginas 57, 62 e 63.
- 131 AKHAVAN-REZAI, E. et al. Managing Demand for Plug-in Electric Vehicles in Unbalanced LV Systems With Photovoltaics. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 13, n. 3, p. 1057–1067, 2017. Citado na página 57.
- 132 RANA, R.; SINGH, M.; MISHRA, S. Design of Modified Droop Controller for Frequency Support in Microgrid Using Fleet of Electric Vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, p. 3627–3636, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 56, 57 e 58.
- 133 FARAHANI, H. F.; RABIEE, A.; KHALILI, M. Plug-in Electric Vehicles as a Harmonic Compensator into Microgrids. *Journal of Cleaner Production*, v. 159, p. 388–396, 2017. ISSN 0959-6526. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617309526>>. Citado na página 57.
- 134 PHAM, T. N. et al. Static Output Feedback Frequency Stabilization of Time-Delay Power Systems With Coordinated Electric Vehicles State of Charge Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 5, p. 3862–3874, 2017. Citado na página 57.
- 135 CHEN, Q. et al. Autonomous Energy Management Strategy for Solid-State Transformer to Integrate PV-Assisted EV Charging Station Participating in Ancillary Service. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 13, n. 1, p. 258–269, 2017. Citado na página 57.

- 136 RADU, A.-T.; EREMIA, M.; TOMA, L. Participation of the Electric Vehicles in the Balancing Market. In: *2019 Electric Vehicles International Conference (EV)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 57.
- 137 DATTA, U. et al. Electric Vehicle Charging Station for Providing Primary Frequency Control in Microgrid. In: *2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 2440–2444. Citado 3 vezes nas páginas 56, 57 e 58.
- 138 MOULI, G. R. C. et al. Integrated PV Charging of EV Fleet Based on Energy Prices, V2G, and Offer of Reserves. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 2, p. 1313–1325, 2019. Citado na página 57.
- 139 KIKUSATO, H. et al. Electric Vehicle Charge–Discharge Management for Utilization of Photovoltaic by Coordination Between Home and Grid Energy Management Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 3, p. 3186–3197, 2019. Citado na página 57.
- 140 DENG, R. et al. Exploring flexibility of electric vehicle aggregators as energy reserve. *Electric Power Systems Research*, v. 184, p. 106305, 2020. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620301115>>. Citado na página 57.
- 141 RÜCKER, F. et al. Evaluation of the Effects of Smart Charging Strategies and Frequency Restoration Reserves Market Participation of an Electric Vehicle. *Energies*, v. 13, n. 12, 2020. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/12/3112>>. Citado na página 57.
- 142 LAI, C. S. et al. Operational Challenges to Accommodate High Penetration of Electric Vehicles: A Comparison between UK and China. In: *2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG)*. [S.l.: s.n.], 2021. p. 1–7. Citado na página 57.
- 143 KASTURI, K.; NAYAK, C.; NAYAK, M. Photovoltaic and Electric Vehicle-to-Grid Strategies for Peak Load Shifting in Low Voltage Distribution System Under Time of Use Grid Pricing. *Iran J Sci Technol Trans Electr Eng*, v. 45, p. 789–801, 2021". Citado na página 57.
- 144 ZHENG, Y.; SHAO, Z.; JIAN, L. The Peak Load Shaving Assessment of Developing a User-oriented Vehicle-to-Grid Scheme with Multiple Operation Modes: The Case Study of Shenzhen, China. *Sustainable Cities and Society*, v. 67, p. 102744, 2021. ISSN 2210-6707. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210670721000391>>. Citado na página 57.

- 145 KHAZALI, A. et al. Using PV systems and parking lots to provide virtual inertia and frequency regulation provision in low inertia grids. *Electric Power Systems Research*, v. 207, p. 107859, 2022. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962200089X>>. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 58.
- 146 AMIR, M. et al. Agent Based Online Learning Approach for Power Flow Control of Electric Vehicle Fast Charging Station Integrated with Smart Microgrid. *IET Renewable Power Generation*, 2022. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/rpg2.12508>>. Citado na página 57.
- 147 CARRIZOSA, M. J. et al. Droop-Inspired Nonlinear Control of a DC Microgrid for Integration of Electrical Mobility Providing Ancillary Services to the AC Main Grid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 13, n. 5, p. 4113–4122, 2022. Citado na página 57.
- 148 MAHANI, K.; ANGIZEH, F.; JAFARI, M. A. EV Parking Lots for Flexible Energy Sourcing. *IEEE Access*, v. 11, p. 38770–38782, 2023. Citado na página 57.
- 149 KIANI, S.; SHESHYEKANI, K.; DAGDOUGUI, H. An Extended State Space Model for Aggregation of Large-Scale EVs Considering Fast Charging. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 9, n. 1, p. 1238–1251, 2023. Citado na página 57.
- 150 WANG, J. et al. Electric Vehicles Charging Time Constrained Deliverable Provision of Secondary Frequency Regulation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 15, n. 4, p. 3892–3903, 2024. Citado na página 57.
- 151 MAIA, G. L. et al. EV Smart-Charging Strategy for Power Management in Distribution Grid with High Penetration of Distributed Generation. *Energies*, v. 17, n. 21, 2024. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/17/21/5394>>. Citado na página 57.
- 152 DEY, B. et al. An amalgamated load shifting cum curtailing policy with smart charging of PHEV for economic operation of microgrid system. *Scientific Reports*, v. 15, n. 19275, 2025. Citado na página 57.
- 153 KHAN, A. M.; HEKMATI, A.; BAGHERI, M. Enhancing Cost-effectiveness in Residential Microgrids: an Optimization for Energy Management with Proactive Electric Vehicle Charging. *Frontiers in Energy Research*, v. 13, 2025. Citado na página 57.

- 154 WU, C. et al. PEV-based P-Q Control in Line Distribution Networks with High Requirement for Reactive Power Compensation. In: *ISGT 2014*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–5. Citado na página 59.
- 155 YONG, J. Y. et al. Bi-directional Electric Vehicle Fast Charging Station with Novel Reactive Power Compensation for Voltage Regulation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 64, p. 300–310, 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061514004578>>. Citado na página 59.
- 156 GANDHI, O. et al. Continuous Optimization of Reactive Power from PV and EV in Distribution System. In: *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 281–287. Citado na página 59.
- 157 GARCÍA-TRIVIÑO, P. et al. Control and Operation of Power Sources in a Medium-Voltage Direct-Current Microgrid for an Electric Vehicle Fast Charging Station with a Photovoltaic and a Battery Energy Storage System. *Energy*, v. 115, p. 38–48, 2016. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216312129>>. Citado na página 59.
- 158 TORREGLOSA, J. P. et al. Decentralized Energy Management Strategy based on Predictive Controllers for a Medium Voltage Direct Current Photovoltaic Electric Vehicle Charging Station. *Energy Conversion and Management*, v. 108, p. 1–13, 2016. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415009966>>. Citado na página 59.
- 159 ELDEEB, H. H.; HARIRI, A. O.; MOHAMMED, O. A. Coordinated Control for the Integration of a Large Scale Electric Vehicle Park with PV into the MV Grid. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–6. Citado na página 59.
- 160 YANG, H. et al. Operational Planning of Electric Vehicles for Balancing Wind Power and Load Fluctuations in a Microgrid. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 8, n. 2, p. 592–604, 2017. Citado na página 59.
- 161 WU, F.; SIOSHANSI, R. A Two-stage Stochastic Optimization Model for Scheduling Electric Vehicle Charging Loads to Relieve Distribution-system Constraints. *Transportation Research Part B: Methodological*, v. 102, p. 55–82, 2017. ISSN 0191-2615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0191261516305343>>. Citado na página 59.

- 162 ALIABADI, S. F.; TAHER, S. A.; SHAHIDEHPOUR, M. Smart Deregulated Grid Frequency Control in Presence of Renewable Energy Resources by EVs Charging Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 2, p. 1073–1085, 2018. Citado na página 59.
- 163 GJELAJ, M. et al. Grid Integration of DC Fast-Charging Stations for EVs by Using Modular Li-ion Batteries. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 12, n. 20, p. 4368–4376, 2018. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2017.1917>>. Citado na página 59.
- 164 SABILLON, C. et al. Joint Optimal Operation of Photovoltaic Units and Electric Vehicles in Residential Networks with Storage Systems: A Dynamic Scheduling Method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 103, p. 136–145, 2018. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517328375>>. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 59.
- 165 GAO, X. et al. Online Load Control in Medium Voltage Grid by Means of Reactive Power Modification of Fast Charging Station. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6. Citado na página 59.
- 166 LYMPEROPOULOS, I. et al. Ancillary Services Provision Utilizing a Network of Fast-Charging Stations for Electrical Buses. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 1, p. 665–672, 2020. Citado na página 59.
- 167 YUAN, H. et al. Optimal Scheduling for Micro-grid considering EV Charging–swapping–storage Integrated Station. *IET Generation, Transmission & Distribution*, v. 14, n. 6, p. 1127–1137, 2020. Disponível em: <<https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2018.6912>>. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 61.
- 168 LIU, Y. et al. Multi-Agent Based Optimal Scheduling and Trading for Multi-Microgrids Integrated With Urban Transportation Networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 36, n. 3, p. 2197–2210, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 59, 62 e 63.
- 169 CHENG, Q. et al. A Smart Charging Algorithm based on a Fast Charging Station without Energy Storage System. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, v. 7, n. 4, p. 850–861, 2021. Citado na página 59.
- 170 GAO, X. et al. Voltage-Dependent Load-Leveling Approach by Means of Electric Vehicle Fast Charging Stations. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 7, n. 3, p. 1099–1111, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.

- 171 ZAHEDMANESH, A.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Active and Reactive Power Control of PEV Fast Charging Stations Using a Consecutive Horizon-Based Energy Management Process. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 17, n. 10, p. 6742–6753, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 60.
- 172 RADU, A.-T.; EREMIA, M.; TOMA, L. Use of Battery Storage Systems in EV Ultrafast Charging Stations for Load Spikes Mitigation. *Scientific Bulletin-University Politehnica of Bucharest*, v. 83, 2021. Citado na página 59.
- 173 XIAOLUAN, Z. et al. Scheduling of renewable energy and plug-in hybrid electric vehicles based microgrid using hybrid crow—Pattern search method. *Journal of Energy Storage*, v. 47, p. 103605, 2022. ISSN 2352-152X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X21012834>>. Citado na página 59.
- 174 CHEN, X. et al. Multimicrogrid Load Balancing Through EV Charging Networks. *IEEE Internet of Things Journal*, v. 9, n. 7, p. 5019–5026, 2022. Citado na página 59.
- 175 YAN, D.; CHEN, Y. A Distributed Online Algorithm for Promoting Energy Sharing Between EV Charging Stations. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 14, n. 2, p. 1158–1172, 2023. Citado na página 59.
- 176 LI, Y. et al. Shared Energy and Reserve Based Coordinated Operation Between Electric Vehicle Charging Stations and Distribution Power Network. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 59, n. 4, p. 4584–4597, 2023. Citado na página 59.
- 177 BEKIROGLU, E.; ESMER, S. Peak Shaving Control of EV Charge Station with a Flywheel Energy Storage System in Micro Grid. In: *2023 11th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*. [S.l.: s.n.], 2023. p. 1–5. Citado na página 59.
- 178 CHEN, Y. et al. Optimal Operation of Fast Charging Station Aggregator in Uncertain Electricity Markets Considering Onsite Renewable Energy and Bounded EV User Rationality. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 20, n. 11, p. 13384–13395, 2024. Citado na página 59.
- 179 ULLAH, Z. et al. Distributed Consensus-Based Optimal Power Sharing Between Grid and EV Charging Stations Using Derivative-Free Charging Scheduling. *IEEE Access*, v. 12, p. 127768–127781, 2024. Citado na página 59.
- 180 SHIB, S. K. et al. AI-Powered Dynamic Load Management in Adaptive Microgrids for Sustainable EV Charging. In: *2024 27th International Conference*

on *Computer and Information Technology (ICCIT)*. [S.l.: s.n.], 2024. p. 3480–3485. Citado na página 59.

181 ZHANG, R. et al. Economic Operation Strategy for Fast Charging Station Assisted by HESS Consisting of Retired Batteries Considering Concurrent Decommissioning. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, v. 11, n. 3, p. 7897–7909, 2025. Citado na página 59.

182 BOUDELLAL, A. et al. Techno-economic comparison of grid reinforcement and battery-buffered electric vehicle fast charging stations. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, v. 43, p. 101789, 2025. ISSN 2352-4677. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467725001717>>. Citado na página 59.

183 GUPTA, R. K. et al. Grid-Aware Scheduling and Control of Electric Vehicle Charging Stations for Dispatching Active Distribution Networks: Theory and Experimental Validation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 16, n. 2, p. 1575–1589, 2025. Citado 2 vezes nas páginas 59 e 61.

184 TKAC, M.; KAJANOVA, M.; BRACINIK, P. A Review of Advanced Control Strategies of Microgrids with Charging Stations. *Energies*, v. 16, n. 18, 2023. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/16/18/6692>>. Citado na página 61.

185 CALDOGNETTO, T.; TENTI, P. Microgrids Operation Based on Master–Slave Cooperative Control. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 2, n. 4, p. 1081–1088, 2014. Citado na página 64.

186 BRANDAO, D. I. et al. Centralized Control of Distributed Single-Phase Inverters Arbitrarily Connected to Three-Phase Four-Wire Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 8, n. 1, p. 437–446, 2017. Citado na página 66.

187 BRANDAO, D. I. et al. Coordinated Control of Three- and Single-phase Inverters coexisting in Low-voltage Microgrids. *Applied Energy*, v. 228, p. 2050–2060, 2018. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918311140>>. Citado na página 66.

188 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 na página 66.

- 189 BRANDAO, D. I. et al. Coordinated Control of Distributed Three- and Single-Phase Inverters Connected to Three-Phase Three-Wire Microgrids. *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, v. 8, n. 4, p. 3861–3877, 2020. Citado na página 66.
- 190 BRANDAO, D. I. et al. Model-Free Energy Management System for Hybrid Alternating Current/Direct Current Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, v. 68, n. 5, p. 3982–3991, 2021. Citado 3 vezes nas páginas 66, 78 e 147.
- 191 FERREIRA, D. M. et al. Distributed Control Strategy for Low-Voltage Three-Phase Four-Wire Microgrids: Consensus Power-Based Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 12, n. 4, p. 3215–3231, 2021. Citado na página 66.
- 192 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 na página 66.
- 193 REIS, G. L. et al. Case Study of Single-Controllable Microgrid: A Practical Implementation. *Energies*, v. 15, n. 17, 2022. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/15/17/6400>>. Citado na página 66.
- 194 CALLEGARI, J. M. S.; PEREIRA, H. A.; BRANDAO, D. I. Voltage Support and Selective Harmonic Current Compensation in Advanced AC Microgrids. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 59, n. 4, p. 4880–4892, 2023. Citado 4 vezes nas páginas 66, 79, 137 e 148.
- 195 SILVEIRA JUNIOR, J. R. et al. Interoperability of Single-controllable Clusters: Aggregate Response of Low-voltage Microgrids. *Applied Energy*, v. 340, p. 121042, 2023. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923004063>>. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 70.
- 196 ARAUJO, L. S. et al. Heterogeneous Microgrids: Centralized Control Strategy with Distributed Grid-forming Converters. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 158, p. 109950, 2024. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061524001716>>. Citado 2 vezes nas páginas 66 e 97.
- 197 IEEE Power and Energy Society. *IEEE PES Test Feeders*. 1992. Disponível em: <<https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>>. Citado na página 68.
- 198 Federal Communications Commission. *FCC Finds U.S. Broadband Deployment Not Keeping Pace*. 2015. <<https://www.fcc.gov/document/fcc-finds->

- [us-broadband-deployment-not-keeping-pace](#)>. Citado 2 vezes nas páginas 71 e 139.
- 199 CHAVES, L. S. et al. Impact of Latency and Packet Error on Communication in Centralized Microgrid Control: Modeling and Guidelines. *IEEE Access*, v. 13, p. 82732–82746, 2025. Citado na página 71.
- 200 NEWAZ, A.; OSPINA, J.; FARUQUE, M. O. Controller Hardware-in-the-Loop Validation of a Graph Search Based Energy Management Strategy for Grid-Connected Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 35, n. 1, p. 520–528, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 147.
- 201 RAFIQUE, S. et al. Energy Management Systems for Residential Buildings With Electric Vehicles and Distributed Energy Resources. *IEEE Access*, v. 9, p. 46997–47007, 2021. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 147.
- 202 AHMAD, S. et al. A Review of Microgrid Energy Management and Control Strategies. *IEEE Access*, v. 11, p. 21729–21757, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 147.
- 203 PEDROTTI, R. F. *Simulação Termo Energética de um Supermercado*. 42 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, 2015. Disponível em: <<https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/134599/000986438.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 142.
- 204 Origin. *Origin1500 1.5kW Solar System Panel Specifications*. 2023. Disponível em: <https://www.originenergy.com.au/wp-content/uploads/Origin1500_Panel_Specifications.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 78 e 142.
- 205 Associação Brasileira de Normas Técnicas. *ABNT NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. 2013. Citado 2 vezes nas páginas 80 e 107.
- 206 International Electrotechnical Commission - IEC. *IEC 61851-1:2017 - Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements*. 2017. Citado 2 vezes nas páginas 80 e 107.
- 207 CALLEGARI, J. M. S. et al. Advanced Microgrid: Containerized Development Platform. *Eletrônica de Potência*, v. 30, p. e202502, Jan. 2025. Disponível em: <<https://journal.sobraep.org.br/index.php/rep/article/view/984>>. Citado na página 87.

- 208 HAN, Y. et al. Review of Active and Reactive Power Sharing Strategies in Hierarchical Controlled Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 32, n. 3, p. 2427–2451, 2017. Citado na página 96.
- 209 GANJIAN-ABOUKHEILI, M. et al. Seamless transition of microgrids operation from grid-connected to islanded mode. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 3, p. 2106–2114, 2020. Citado na página 97.
- 210 Induscabos - Condutores Elétricos. *Parâmetros Elétricos - Cabos de Média Tensão*. 2018. Disponível em: <<https://www.induscabos.com.br/wp-content/uploads/2018/03/induscabos-parametros-eletricos-cabos-de-media-tensao.pdf>>. Citado na página 144.
- 211 Battery Design: from chemistry to pack. *BYD Blade*. 2022. Disponível em: <<https://www.batterydesign.net/byd-blade/>>. Citado na página 160.
- 212 RITCHIE, H.; ROSER, M. Transport. *Our World in Data*, 2021. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/transport>>. Citado na página 160.

Appendices

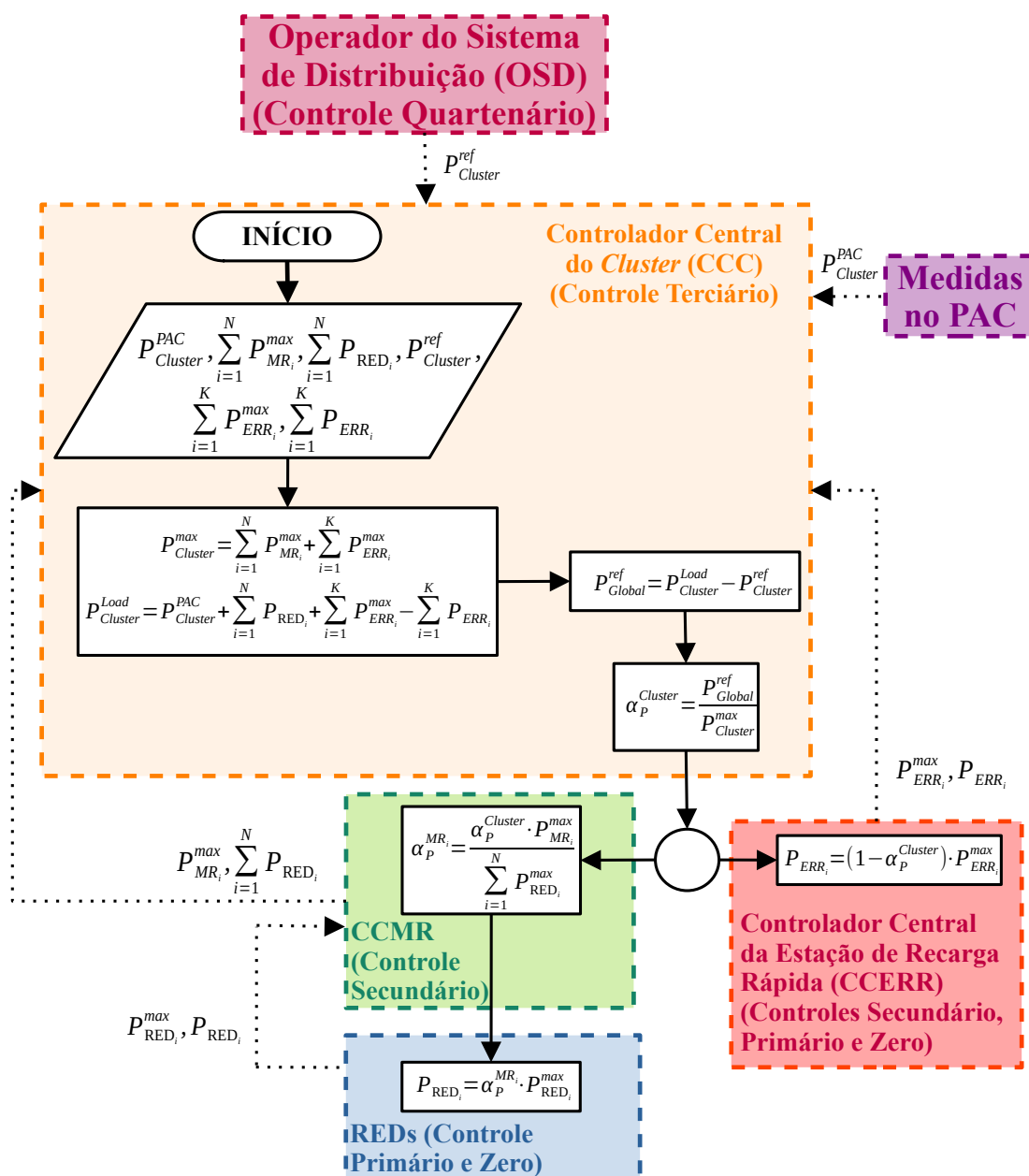
APÊNDICE A – Controle Coordenado, Centralizado e Simultâneo de Estações de Recarga Rápida e Recursos de Energia Distribuídos

Como destacado, o algoritmo do PBC, independente das versões, está limitado à potência máxima que os REDs podem despachar para a rede. Dessa forma, não é possível controlar o despacho de potência no PAC da MR nos valores desejados caso os limites inferior ou superior dos coeficientes α_P e α_Q sejam ultrapassados.

Neste Apêndice é proposta uma adaptação e expansão do algoritmo do PBC que é aplicada aos momentos em que os limites inferior e superior do coeficiente α_P sejam ultrapassados. Na Figura 29 é apresentado o esquemático do algoritmo proposto.

Para essa expansão e adaptação, será considerado o PBC em sua definição original, ou seja, somente com os coeficientes α_P e α_Q . Como as MRs e as ERRs são entes trifásicos e serão considerados equilibrados, somente um índice por potência é necessário. Em um primeiro momento, serão realizadas análises somente com o coeficiente α_P , foco principal desta expansão e adaptação do PBC. O índice sobrescrito do coeficiente α_P determina se ele foi calculado pelo controlador do *cluster* de rede ou da MR. O controle proposto atuará no nível terciário, controlando o fluxo de potência no PAC do *cluster* de rede com a rede a montante. Na Figura 30 é apresentada a hierarquia entre os controladores. Tal hierarquia de controle possui os seguintes níveis:

- Nível quartenário: composto pelo OSD, responsável por determinar as referências de potência para o CCC. O OSD pode ser executado pela concessionária

Figura 29 – Algoritmo do sistema de controle do *cluster* proposto.

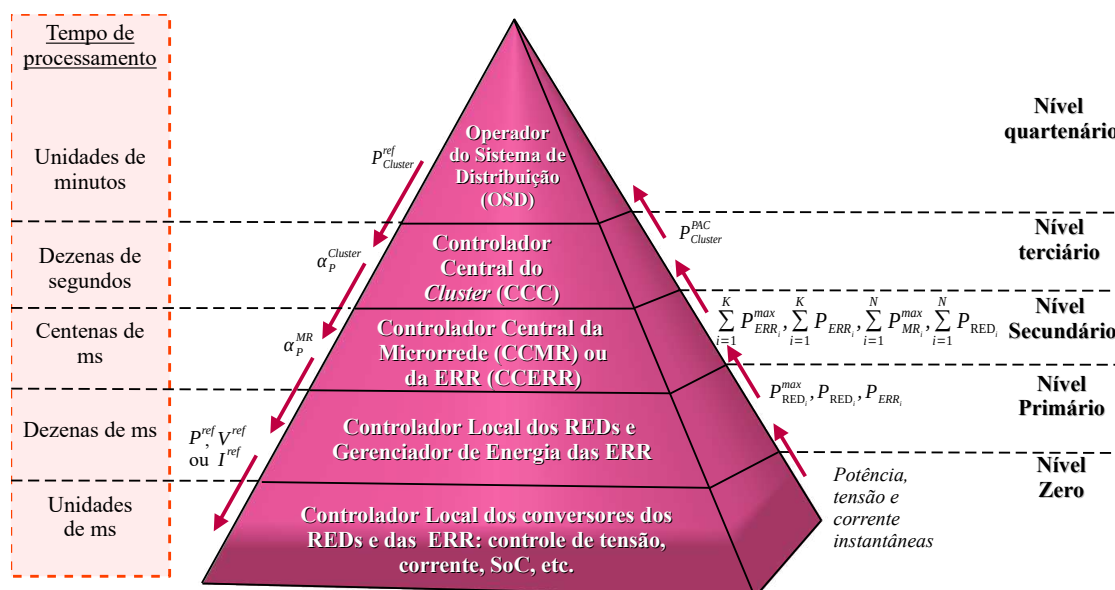
de energia ou uma entidade de controle que abarca um conjunto de *clusters* de rede. Com a ausência do OSD, as referências de potência podem ser determinadas localmente pelo CCC com base na integridade dos níveis de tensão

(como no trabalho de Callegari et al.[194]), na frequência da rede ou com base em parâmetros financeiros envolvendo o consumo de energia da rede a montante;

- Nível terciário: composto pelo CCC, responsável pelo controle do fluxo de potência do *cluster* com a rede a montante. Responsável pelo compartilhamento e processamento de informações advindas do CCMR, do CCERR e do OSD. É responsável por enviar o coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ para o CCMR e para o CCERR e recebe do OSD a referência de potência desejada para o PAC do *cluster* de rede.
- Nível secundário: composto pelo CCMR ou pelo CCERR, responsável pelo controle do fluxo de potência da MR/ERR com a rede a montante. Tem como responsabilidade o compartilhamento e processamento de informações advindas do CCC e dos controladores locais dos REDs/gerenciadores de energia das ERR. Por meio do coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ deve determinar o seu próprio coeficiente α_P^{MR} e enviar aos REDs ou gerenciadores de energia das ERRs;
- Nível primário: composto pelos controladores locais dos REDs e dos gerenciadores de energia da ERR. No caso das ERRs, pode ser parte do CCERR. Responsáveis pelo compartilhamento e processamento de informações com o CCMR/CCERR e com os conversores dos REDs ou das ERRs. É ele quem envia as referências de potência, corrente ou tensão para os conversores dos REDs ou da ERR;
- Nível zero: composto pelos controladores locais dos conversores dos REDs e das ERRs. Compartilham informações com o controlador local dos REDs e são responsáveis pelo despacho/absorção de potência para a rede;

O objetivo deste controle é reduzir ou aumentar o consumo das estações de recarga a depender das condições limítrofes que forem estabelecidas. Portanto, além dos REDs como atuadores contribuindo com a injeção de potência ativa, o algoritmo também utilizará as estações de recarga como atuadores para controle da potência ativa no PAC. Nesta configuração, tem-se dois atuadores para uma

Figura 30 – Hierarquia de controle do sistema proposto.



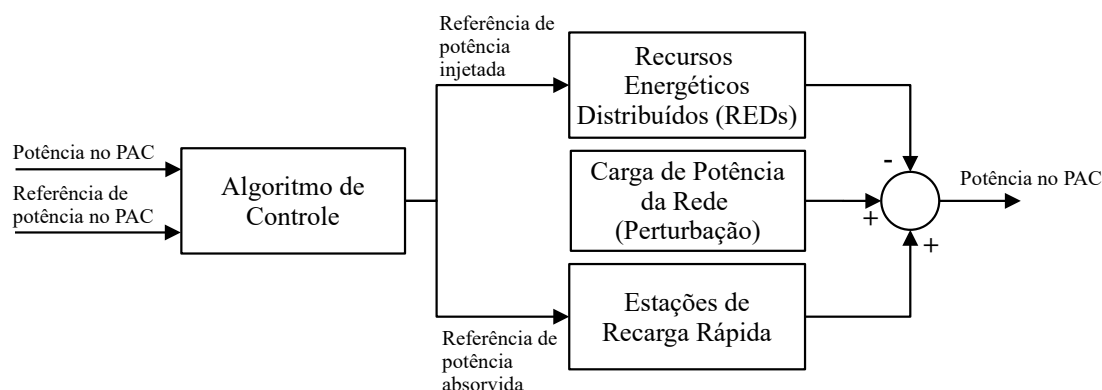
única variável, o que caracteriza um sistema MISO (*multiple inputs single output* - múltiplas entradas e única saída em tradução livre).

Uma das alternativas de controle de sistemas MISO é realizar um controle proporcional entre os atuadores, mesma forma de atuação do PBC em relação aos REDs. Como as ERRs são essencialmente cargas controláveis do sistema, a participação no controle será por meio da redução da potência absorvida da rede elétrica.

Na Figura 31 é apresentado um diagrama simplificado do controle de potência com os REDs e as ERRs como atuadores. Com base na referência de potência e na potência medida no PAC do cluster de rede, o algoritmo de controle estabelecerá a referência de potência a ser injetada pelos REDs e a referência de potência a ser absorvida pelas ERRs. Nesse contexto, os outros agentes não-controláveis da rede, sejam cargas ou geradores, são tratadas como uma perturbação da variável controlada (potência no PAC do cluster de rede).

Portanto, o algoritmo de controle deve ser capaz de processar as informações de potência medida e referência de potência no PAC para enviar os comandos

Figura 31 – Esquema de controle de potência simplificado no PAC do *cluster* de rede de média tensão por meio de um controle compartilhado.



para os atuadores. Todos os controladores se comunicam por meio de um link de comunicação de banda estreita¹ e de longo alcance. Na expansão e adaptação do PBC proposta neste Apêndice, o CCC necessita das seguintes medidas e parâmetros para realizar o envio dos comandos para os atuadores:

- A potência ativa ($P_{Cluster}^{PAC}$) no PAC do *cluster* de rede no ciclo de controle atual ℓ . Esta informação é coletada localmente pelo CCC desde que ele esteja conectado ao PAC do *cluster* de rede;
- A soma das potências ativas máximas ($\sum_{i=1}^N P_{MR_i}^{max}$) que cada MR pode despachar no ciclo atual ℓ . Essa potência é a soma das potências máximas que os REDs podem despachar. Esta informação é enviada pelos CCMRs para o CCC;
- A soma das potências ativas ($\sum_{i=1}^N P_{RED_i}$) despachadas pelos REDs das MRs no ciclo atual ℓ . Esta informação é enviada pelos REDs aos CCMRs e posteriormente para o CCC;
- A referência de potência ativa desejada no PAC do *cluster* de rede no próximo ciclo ($\ell + 1$) ($P_{Cluster}^{Ref}$). Esta informação é enviada pelo OSD para o CCC;

¹ Segundo a *Federal Communications Commission* (FCC) dos EUA [198], links de comunicação abaixo de 25 Mbps são considerados links de banda estreita. No Brasil, não há uma classificação clara do que é considerado banda estreita e banda larga.

- A soma das potências ativas ($\sum_{i=1}^K P_{ERR_i}^{max}$) máximas que cada estação de recarga pode absorver no ciclo atual ℓ . Esta informação é enviada pelos CCERRs para o CCC;
- A soma das potências ativas ($\sum_{i=1}^K P_{ERR_i}$) absorvidas pelas estações de recarga no ciclo atual ℓ . Esta informação é enviada pelos CCERRs para o CCC;

N e K representam, respectivamente, o número de MRs e de ERRs controladas pelo algoritmo. A primeira expansão é no cálculo da potência máxima total do sistema, conforme apresentado em (A.1), representado agora para o *cluster* de rede. Com isso, haverá proporcionalidade entre o despacho de potência dos REDs e o aumento ou redução do consumo por parte das ERR.

$$P_{Cluster}^{max}(\ell) = \sum_{i=1}^N P_{MR_i}^{max}(\ell) + \sum_{i=1}^K P_{ERR_i}^{max}(\ell) \quad (A.1)$$

A segunda modificação é no cálculo da carga de potência do *cluster* de rede, originalmente apresentada em (3.1) para MRs. Com as estações de recarga, é possível contabilizar suas contribuições conforme expresso em (A.2).

$$P_{Cluster}^{Load}(\ell) = P_{Cluster}^{PAC}(\ell) + \sum_{i=1}^N P_{RED_i}(\ell) + \left[\sum_{i=1}^K P_{ERR_i}^{max}(\ell) - \sum_{i=1}^K P_{ERR_i}(\ell) \right] \quad (A.2)$$

Estimando por meio de (A.3) que a potência ativa da carga do *cluster* de rede será a mesma para o próximo ciclo, é possível definir a potência global desejada a ser despachada/absorvida pelo conjunto de REDs das MRs e estações de recarga por meio de (A.4).

$$P_{Cluster}^{Load}(\ell + 1) = P_{Cluster}^{Load}(\ell) \quad (A.3)$$

$$P_{Global}^{ref}(\ell + 1) = P_{Cluster}^{Load}(\ell + 1) - P_{Cluster}^{ref}(\ell + 1) \quad (A.4)$$

Para que haja o compartilhamento proporcional de potência ativa entre os REDs e a redução ou aumento de potência ativa consumida entre as estações, divide-se a potência global definida em (A.4) pela potência ativa máxima do *cluster* de rede definida em (A.1). Dessa forma, obtém-se o coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ expresso em (A.5).

$$\alpha_P^{Cluster} = \frac{P_{Global}^{ref}(\ell + 1)}{P_{Cluster}^{max}(\ell)} \quad (A.5)$$

Na ausência de ERRs, as equações originais do PBC são inalteradas e a atuação dos REDs é a mesma, expressa por (A.6) para um RED genérico (P_{RED_i}). A equação (A.7) expressa a potência que será absorvida pela ERR genérica (P_{ERR_i}).

$$P_{RED_i} = \alpha_P^{Cluster} \cdot P_{RED_i}^{max} \quad (A.6)$$

$$P_{ERR_i} = (1 - \alpha_P^{Cluster}) P_{ERR_i}^{max} \quad (A.7)$$

Dessa forma, para que o sistema opere de maneira convergente, haverá uma proporcionalidade entre as potências despachadas pelos REDs e a potência reduzida pelas ERRs. A estação de recarga pode operar com coeficientes $\alpha_P^{Cluster}$ negativos, resultando em potências absorvidas maiores que o máximo (por exemplo, maiores que a demanda contratada), aumentando a potência dos carregadores veiculares, desde que os conversores de entrada da estação e dos carregadores veiculares sejam capazes de operar com este aumento de potência.

A.1 Resultados de Simulação

A.1.1 Avaliação Simulada da Proposta

Para avaliar a proposta, foi realizada uma simulação de um *cluster* de rede de média tensão contendo três MRs, duas ERRs, uma carga e um gerador distribuído não-despachável, conforme apresentado na Figura 32. O sistema foi

simulado no *software* MATLAB/Simulink[®] com solucionador fasorial com passo de simulação de 1 segundo, suficiente para analisar dinâmicas de variação de potência.

Há uma carga externa conectada ao PAC do *cluster* de rede. Para essa validação da proposta, considerou-se somente a demanda de potência ativa dos elementos da rede. Os elementos foram representados como fontes de corrente, definidas por meio da tensão medida em seu ponto de conexão e o padrão de potência. Portanto, as cargas e geradores não são dependentes da tensão no ponto de conexão.

O CCC possui a capacidade de desconectar o *cluster* da rede a montante e pode ser equipado com um conversor formador de rede, mantendo as características de um *cluster* de rede avançado. O formador também pode ser desempenhado por outros elementos, como o gerador interno (caso haja um sistema de armazenamento) ou alguma ERR. Uma possibilidade de conversor para atuar como formador de rede pode ser visto no trabalho de Ramos et al.[51].

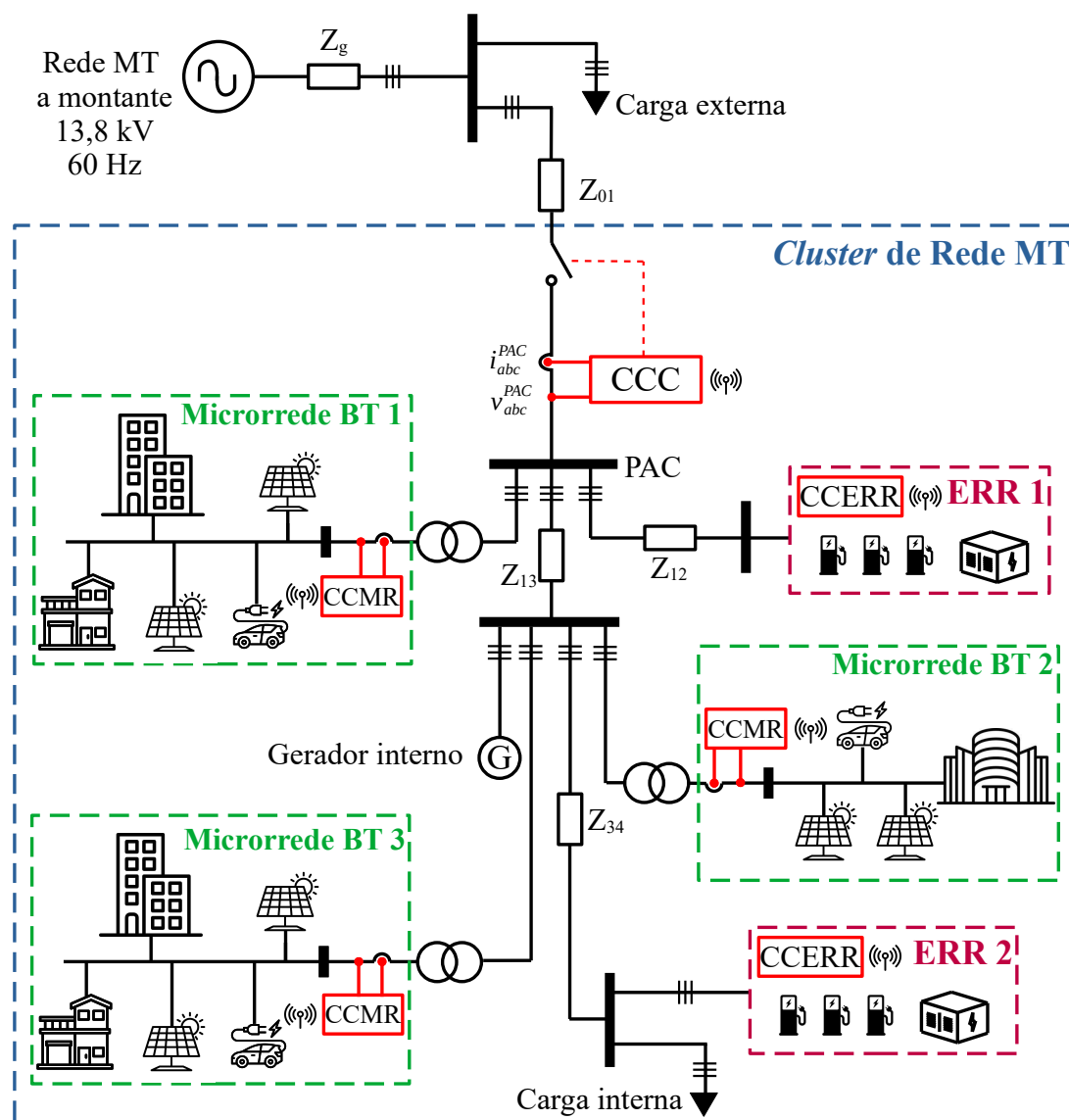
As características dos elementos da rede são apresentados na Tabela 14. Na Tabela 15 são apresentadas as características dos cabos, representados pelas impedâncias da rede.

A MRBT1 emula um bairro com predominância de casas equipadas com módulos fotovoltaicos. Entre os REDs despacháveis, há uma base fixa de 30 kWp e 50 kWp de geração proveniente de energia solar e que varia ao longo do dia. Nas Figuras 33(a) a 33(c) são apresentados os perfis dos REDs despacháveis e não-despacháveis e da carga da MRBT1.

A MRBT2 foi baseada em um supermercado de médio porte, localizado na cidade de Capão da Canoa, no Rio Grande do Sul. Os dados de consumo deste supermercado foram extraídos do trabalho de Pedrotti[203]. Os dados de geração foram estimados com base na sua área total (5962 m²), considerando uma geração média de 0,15 kWp/m² [204]. Entre os REDs despacháveis, há uma base fixa de 20 kWp e 40 kWp de geração proveniente de energia solar e que varia ao longo do dia. Nas Figuras 33(d) a 33(f) são apresentados os perfis dos REDs despacháveis e não-despacháveis e da carga da MRBT2.

A MRBT3 emula um condomínio com uma grande área destinada a uma

Figura 32 – Representação do *cluster* de rede de média tensão para validação da proposta de controle de ERRs e REDs.



usina fotovoltaica própria com elevada geração e baixo consumo. Entre os REDs despacháveis, há uma base fixa de 30 kWp e 50 kWp de geração proveniente de energia solar e que varia ao longo do dia. Nas Figuras 34(a) a 34(c) são apresentados os perfis dos REDs despacháveis e não-despacháveis e da carga da MRBT3. Por fim, nas Figuras 34(d) a 34(f), são apresentados os perfis das cargas interna e externa e

Tabela 14 – Características dos elementos da rede de validação.

Elemento da Rede	Elementos internos	Perfil da carga	Potência
MRBT1	REDS não-despacháveis	-	80 kWp
	REDS despacháveis	-	80 kWp
	Carga	Residencial	200 kWp
MRBT2	REDS não-despacháveis	-	900 kWp
	REDS despacháveis	-	60 kWp
	Carga	Comercial	450 kWp
MRBT3	REDS não-despacháveis	-	500 kWp
	REDS despacháveis	-	80 kWp
	Carga	Residencial	100 kWp
ERR1	Carregadores Veiculares	-	250 kW (3)
	BESS	-	750 kW
	Energia do BESS	-	646.4 kWh
	BESS SoC	-	20% to 100%
	Demanda contratada	-	375 kW
ERR2	Carregadores Veiculares	-	250 kW (3)
	BESS	-	750 kW
	Energia do BESS	-	646.4 kWh
	BESS SoC	-	20% to 100%
	Demanda contratada	-	375 kW
Carga interna	-	Residencial	670 kWp
Carga externa	-	Residencial	4100 kWp
Gerador interno	-	-	370 kWp

Tabela 15 – Resistências e indutâncias equivalentes dos cabos da rede simulada.

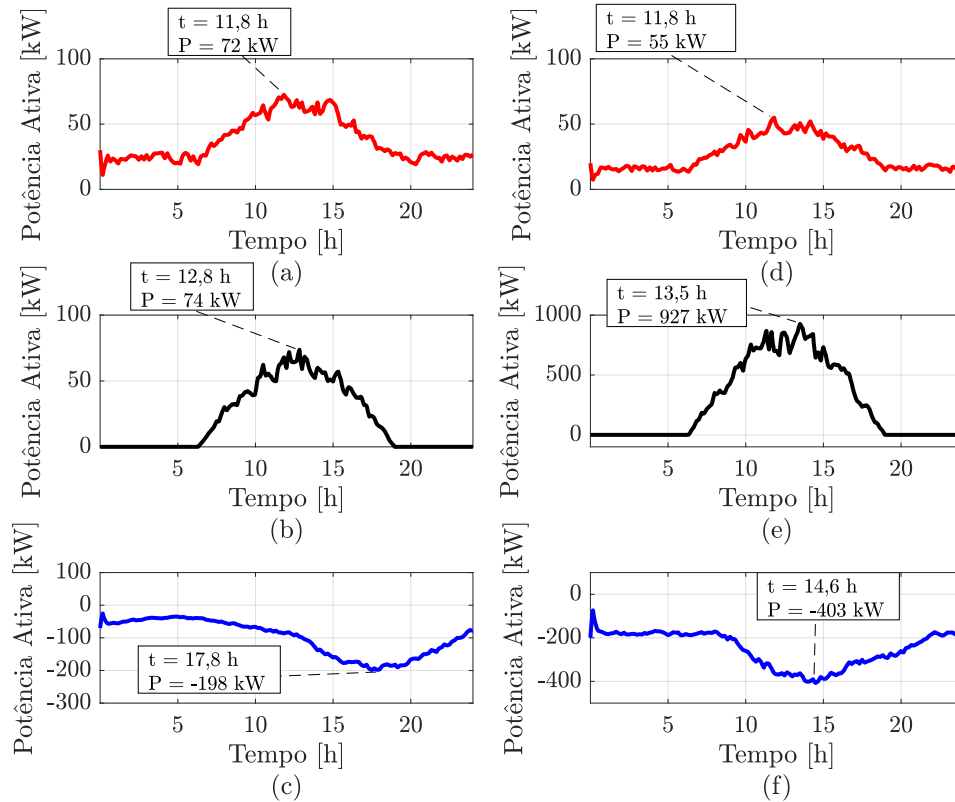
Símbolo	Seção do cabo (mm^2) ^a	Comprimento do cabo (km)	Resistência equivalente (Ω)	Indutância equivalente (mH)
Z_g	50	2,3	2,0	1,4
Z_{01}	50	1,7	1,2	0,9
Z_{12}	50	1,8	1,3	0,9
Z_{13}	50	1,5	1,0	0,7
Z_{34}	50	2,0	1,6	1,2

^a Considerando cabos unipolares de alumínio para tensões entre 8,7 e 15 kV [210].

do gerador interno, baseado em energia fotovoltaica.

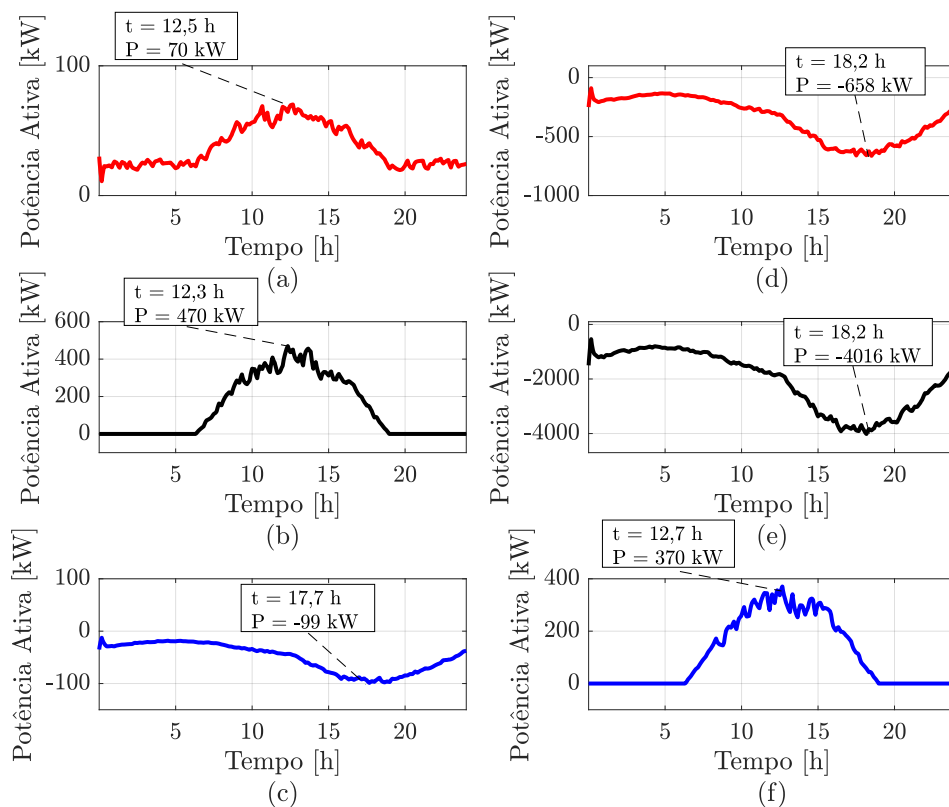
Para avaliar a proposta, há seis possibilidades para a operação dos elementos do *cluster* de rede. São elas:

Figura 33 – Perfis de potência: (a) REDs despacháveis da MRBT1. (b) REDs não-despacháveis da MRBT1. (c) Carga da MRBT1. (d) REDs despacháveis da MRBT2. (e) REDs não-despacháveis da MRBT2. (f) Carga da MRBT2.



1. Sem ERRs: nessa condição, não há ERRs na rede.
2. Com ERRs sem controle: as estações de recarga operam como cargas constantes devido ao algoritmo de gerenciamento interno durante todo o tempo. As ERRs não são controladas pelo CCC;
3. Com ERRs com controle: as estações de recarga operam como cargas constantes devido ao algoritmo de gerenciamento interno. Ao receberem um comando de controle, passam a controlar a demanda de energia de acordo com o complementar do coeficiente α_P , ou seja, $1 - \alpha_P$. Portanto, as ERRs são

Figura 34 – Perfis de potência: (a) REDs despacháveis da MRBT3. (b) REDs não-despacháveis da MRBT3. (c) Carga da MRBT3. (d) Carga interna do *cluster* de rede. (e) Carga externa ao *cluster* de rede. (f) Gerador interno do *cluster* de rede.



controladas pelo CCC;

4. Sem REDs: nessa condição, não há qualquer tipo de geração distribuída na rede, ou seja, a rede não possui REDs despacháveis nem REDs não-despacháveis.
5. Sem REDs despacháveis: todos os REDs da rede realizam o despacho de toda a potência ativa disponível. Nessa condição, os REDs não são controlados pelo CCC;
6. Com REDs despacháveis: nessa condição, os REDs não-despacháveis realizam

o despacho de toda a potência ativa disponível e os REDs despacháveis realizam o despacho de potência de acordo com o índice α_P . Os REDs despacháveis são comandados pelo CCC.

Para a avaliação envolvendo as ERRs será considerado que todas as ERRs possuem um BESS próprio e um algoritmo de gerenciamento de energia interno que mantém a demanda de potência da rede em um valor constante, dentro dos limites de absorção e despacho de energia do BESS. Para esse trabalho, foi desenvolvido um algoritmo de gerenciamento interno de energia da ERR que pode ser visto no Apêndice B e que leva em consideração o algoritmo de controle do *cluster* de rede. Em relação aos REDs de cada MR serão consideradas às seguintes condições:

- Os REDs não-despacháveis não possuem armazenadores de energia e todo o despacho de energia é baseado na geração proveniente de módulos fotovoltaicos;
- Os REDs despacháveis possuem armazenadores de energia e sua geração é baseada em módulos fotovoltaicos. É considerado que há um sistema de gerenciamento de energia interno que gerencia a recarga das baterias com base na geração dos módulos fotovoltaicos. Esse gerenciamento garantirá uma parcela fixa que sempre poderá ser despachada, mesmo em momentos que não há geração (e.g. durante a noite). Alguns trabalhos sugerem algoritmos de gerenciamento de energia dos REDs [190, 200, 201, 202]. Para esse trabalho, tal gerenciamento não será abordado.

As possibilidades para a operação dos elementos do *cluster* de rede permite a avaliação de nove configurações distintas, nas quais é possível avaliar o efeito da presença ou da ausência do controle proposto. As nove configurações possíveis são apresentadas na Tabela 16.

A proposta deste trabalho é baseada na configuração 9, na qual tanto as ERR quanto os REDs despacháveis são controlados por meio do algoritmo do PBC adaptado. O algoritmo é acionado nos períodos do dia apresentados na Tabela 17. O período de acionamento de 10h às 14h foi definido por ser o período de maior

Tabela 16 – Configurações possíveis para a operação dos elementos do *cluster* de rede.

Configuração	ERR?	REDs?	Controle das ERR?	Controle dos REDs?
Caso Base (1)	X	X	X	X
2	X	✓	X	X
3	X	✓	X	✓
4	✓	X	X	X
5	✓	✓	X	X
6	✓	✓	X	✓
7	✓	X	✓	X
8	✓	✓	✓	X
Caso Proposto (9)	✓	✓	✓	✓

geração solar. O objetivo é avaliar as configurações frente à uma referência de potência nula no PAC de média tensão. Dessa forma, pode-se avaliar a capacidade do *cluster* de rede de não despachar potência para a rede a montante com o controle proposto, realizando o serviço ancilar de *valley filling*.

Tabela 17 – Períodos de acionamento do controle do *cluster* de rede e as respectivas potências de referência.

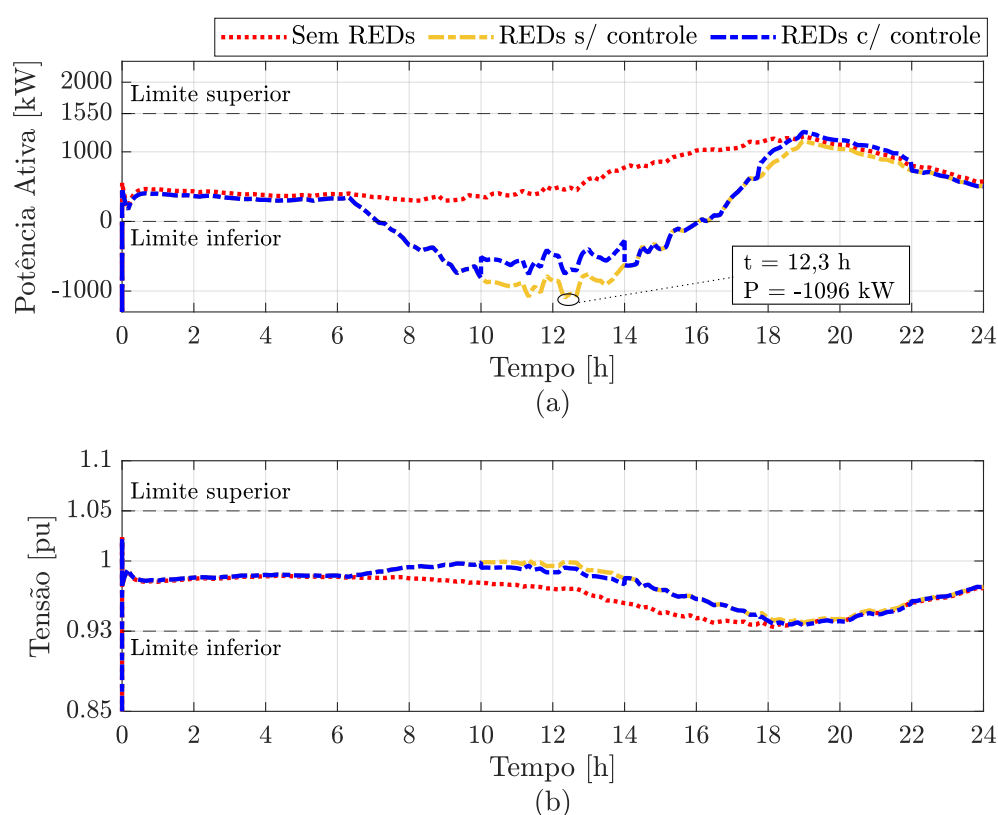
Período de acionamento	Potência de referência (kW)
10h às 14h	0
18h às 22h	1550

Outro serviço ancilar realizado pelo controle proposto é o de *peak shaving*. Uma das métricas para se estabelecer a potência desejada no PAC de um *cluster* de rede é o nível de tensão. Por meio de análises anteriores, a potência de referência de 1550 kW no período de acionamento de 18h às 22h foi definida para que a tensão no PAC não ultrapasse os valores considerados adequados pelo Módulo 8 do PRODIST [73] da ANEEL, agência reguladora do sistema elétrico brasileiro. Essa potência também pode ser definida *online*, de modo a manter a tensão sempre dentro dos limites considerados adequados [194]. Vale ressaltar que os níveis de tensão também são influenciados pela potência reativa no PAC, o que pode alterar os níveis de referência de potência ativa para manter a tensão em níveis adequados. Na Tabela 11 são apresentadas as faixas de classificação de tensões de regime permanente para pontos de conexão com tensão nominal entre 2,3 kV e 69 kV.

A.1.2 Cenários sem ERRs

Na Figura 35 são apresentadas as potências e os valores de tensão eficaz na fase A do PAC do *cluster* de rede considerando que não existem ERRs no *cluster* de rede (configurações 1 a 3 da Tabela 16). A potência positiva no PAC significa fluxo da rede a montante para o *cluster* e vice-versa.

Figura 35 – Potência e tensão eficaz no PAC do *cluster* de rede considerando a ausência de ERRs em três situações: sem REDs, todos os REDs não-despacháveis e REDs despacháveis e não despacháveis. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERRs.



Na Figura 35a observa-se que no cenário base (configuração 1 da Tabela 16) não há violação dos limites estabelecidos. Por possuir somente cargas consumidoras, não há despacho de potência ativa da *cluster* para a rede a montante. Além disso, as cargas presentes no *cluster* de rede não são suficientes para ultrapassar o limite

superior. Dessa forma, a tensão no PAC permanece dentro dos limites considerados adequados, não ultrapassando o limite inferior de tensão, conforme mostrado na Figura 35b.

Entretanto, ao adicionar somente REDs não-despacháveis (configuração 2 da Tabela 16), o limite inferior de potência é ultrapassado, chegando a 1096 kW de despacho de potência ativa na rede a montante. Com o controle de MRs aplicado aos REDs despacháveis (configuração 3 da Tabela 16), há uma redução na potência despachada, porém não o suficiente para manter a potência acima do nível inferior.

A.1.3 Cenários com ERRs sem controle

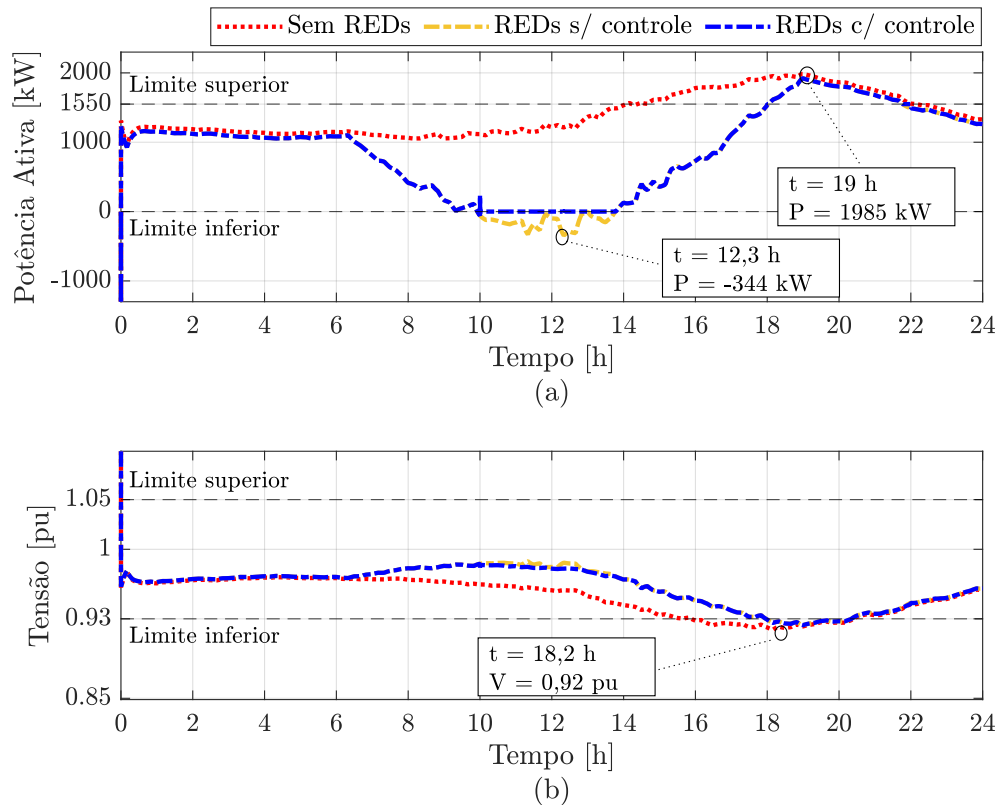
Na Figura 36 são apresentadas as potências e os valores de tensão eficaz na fase A do PAC considerando que as ERRs presentes no *cluster* de rede não fazem parte do controle estabelecido (configurações 4 a 6 da Tabela 16).

Analisando o cenário sem REDs (configuração 4 da Tabela 16) apresentado na Figura 36a, observa-se uma violação do limite superior de potência a partir das 14h, cessando somente às 22h. Nesse período, a tensão no PAC é considerada precária segundo a Tabela 11. Também há violação do limite superior para os casos com REDs sem e com controle no período entre 18h e 22h. Com o aumento da carga causado pelas ERR e a maior parte da geração concentrada em momentos de baixa carga, nenhum dos cenários avaliados é capaz de aliviar a carga no período de 18h às 22h.

Considerando o cenário com REDs sem controle (configuração 5 da Tabela 16), houve violação do limite inferior no intervalo de maior geração (entre 10h e 14h) com mínimo de -344 kW. Para o cenário com REDs com controle (configuração 6 da Tabela 16), não houve violação do limite inferior. Vale ressaltar que a configuração 6 da Tabela 16 é equivalente ao PBC original, uma vez em que há controle dos REDs, mas não há controle das ERRs.

Em comparação com os cenários apresentados na Figura 35, foi possível, ao controlar os REDs despacháveis por meio do PBC, regular a potência ativa no PAC e não despachar potência ativa para a rede a montante no momento de maior geração, realizando o serviço ancilar de *valley filling*. O consumo das ERRs foi

Figura 36 – Potência e tensão eficaz no PAC do *cluster* de rede com ERRs não-controláveis em três situações: sem REDs, todos os REDs não-despacháveis e REDs despacháveis e não despacháveis. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERRs.

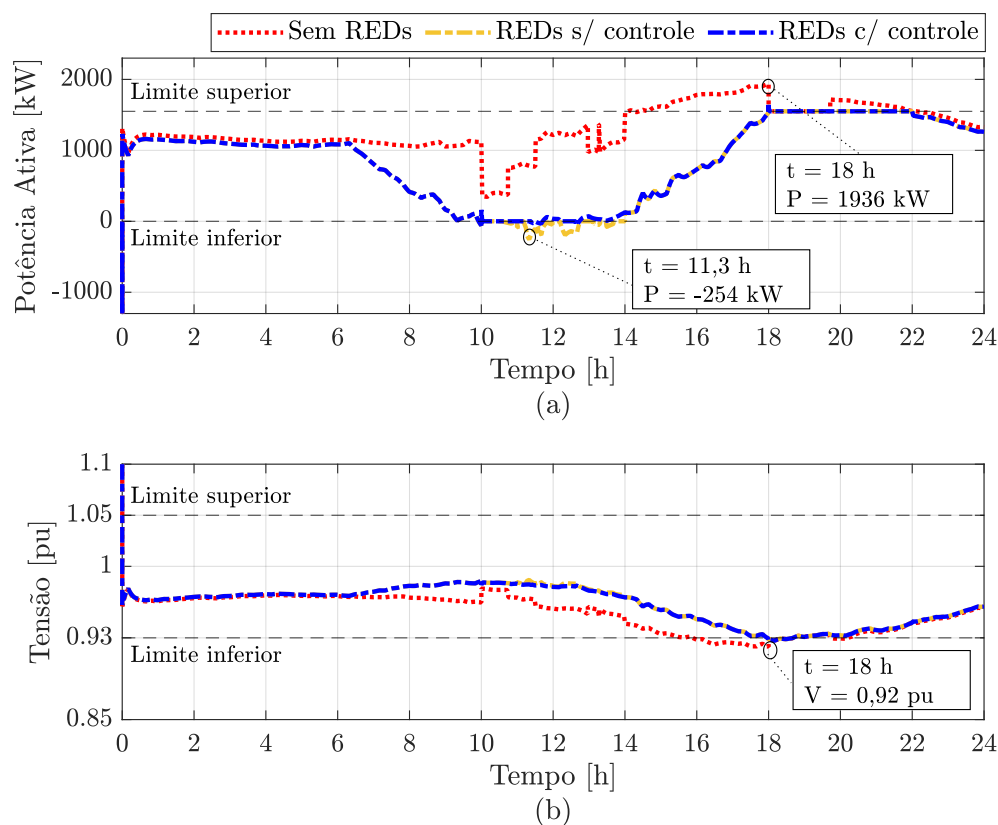


fundamental para absorver boa parte da potência excedente que seria despachada para a rede a montante. Entretanto, somente com o despacho máximo de potência dos REDs não foi possível manter a potência no PAC abaixo do limite superior, que foi ultrapassado em 28%, não realizando o serviço ancilar de *peak shaving*.

A.1.4 Cenários com ERRs com controle

Na Figura 37 são apresentadas as potências e os valores de tensão eficaz na fase A do PAC do *cluster* de rede considerando que as ERRs presentes na MR fazem parte do controle estabelecido (configurações 7 a 9 da Tabela 16).

Figura 37 – Potência e tensão eficaz no PAC do *cluster* de rede com ERRs controláveis em três situações: sem REDs, todos os REDs não-despacháveis e REDs despacháveis e não despacháveis. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERRs.

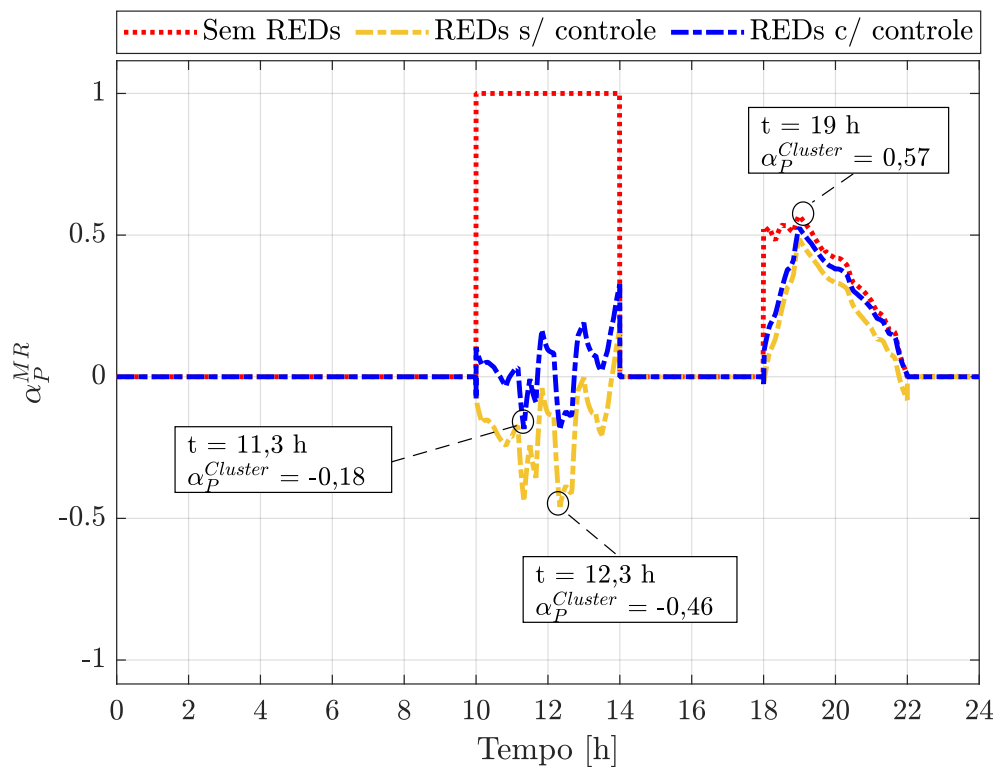


Analisando o cenário sem REDs (configuração 7 da Tabela 16) apresentado na Figura 37a, observa-se que o limite superior de potência foi violado a partir das 14h, assim como o cenário sem REDs apresentado na Figura 36a. Entretanto, no período de 18h às 21h não houve violação e a potência no PAC foi mantida no limite superior apresentado na Tabela 17.

Uma das soluções para não ultrapassar o limite superior nesse cenário seria estender o período de atuação do controle da MR entre 14h e 22h. Entretanto, isso exigiria muita energia dos BESS presentes nas estações, uma vez que as estações operariam 4h a mais com demanda da rede reduzida. Na Figura 38 são

apresentados os coeficientes $\alpha_P^{Cluster}$ para os três cenários avaliados na Figura 37. É possível observar que o índice $\alpha_P^{Cluster}$ é maior para o caso sem REDs, chegando ao máximo de 1. Como as estações reduzem sua demanda de acordo com a magnitude de $\alpha_P^{Cluster}$, o caso sem REDs reduz totalmente a demanda por parte das ERRs, exigindo que toda a potência necessária para a recarga dos veículos seja realizada pelos BESS presentes nas estações.

Figura 38 – Valores do coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ considerando que as ERRs presentes fazem parte do controle do *cluster* de rede em três situações: sem REDs, REDs sem controle e REDs com controle. Proposta: controle simultâneo de REDs e ERR.



No cenário com REDs sem controle (configuração 8 da Tabela 16) apresentado na Figura 37a, não há violação do limite superior em nenhum momento ao longo do dia. Portanto, também não há violação do limite inferior da tensão no PAC do *cluster* de rede, que se mantém sempre dentro dos limites considerados adequados segundo a Tabela 11. Entretanto, não foi possível manter a potência no

PAC acima do limite inferior entre às 10h e 14h.

Analisando também a Figura 38, observa-se que, nesse cenário, o coeficiente α_P ficou em valores negativos elevados, com pico em -0,46. Isso significa que os REDs despacháveis devem absorver energia em 46% da sua capacidade máxima e as estações de recarga devem aumentar a sua demanda em 46%. Considerando um aumento da demanda máximo de 20% nas ERRs devido à sobrecarga máxima no conversor de entrada (conforme realizado no algoritmo do Apêndice B), a estação de recarga limita sua absorção de energia e, portanto, haverá os desvios da referência do limite inferior da potência ativa no PAC do *cluster* de rede.

No cenário com REDs com controle (configuração 9 da Tabela 16) apresentado na Figura 37a não há violação dos limites inferior e superior, mantendo a tensão apresentada na Figura 37b dentro dos limites considerados adequados conforme a Tabela 11. Comparando os valores de $\alpha_P^{Cluster}$ na Figura 38 dos cenários com REDs sem controle e com controle, observa-se que o valor mínimo de $\alpha_P^{Cluster}$ é de -0,18 (-18%), ou seja, maior do que -0,2 (-20%). Isso significa que as ERR podem aumentar sua demanda sem ultrapassar os limites de entrada da ERR. Além disso, em alguns momentos durante o intervalo de 10h às 14h, os valores de α_P ficam positivos, o que significa que as ERR reduziram sua demanda de potência ativa enquanto os REDs despacháveis passaram a injetar potência ativa na rede, mesmo em uma condição de elevada geração por parte dos REDs não-despacháveis.

A.2 Análise dos Resultados de Validação

Analisando as Figuras 35, 36 e 37 é possível observar que, no *cluster* de rede estudado, somente o controle simultâneo dos REDs e das ERRs foi capaz de atender aos requisitos de limite inferior e superior definidos, realizando os serviços ancilares de *valley filling* e *peak shaving*. O controle proposto também pode ser aplicado em MRs de baixa tensão que possuam cargas controláveis, como carregadores veiculares de menor potência ou residências e comércios com armazenadores de energia. Isso torna o algoritmo interessante em MRs com elevada geração não-despachável, sendo capaz de aumentar o *hosting capacity* com a inserção de cargas controláveis no sistema, como estações de recarga equipadas com armazenadores de energia,

evitando níveis de sobretensão no PAC desta MR nos momentos de elevada geração sem que impacte nos níveis de tensão em momentos de maior demanda.

Entretanto, considerando o cenário do *cluster* de média tensão, há alguns pontos importantes que devem ser destacados. Primeiramente, o controle proposto neste capítulo considera a potência máxima das MRs como sendo a potência máxima dos REDs despacháveis presentes nela. Desta forma, o CCMR poderia ser removido, uma vez que os comandos $\alpha_P^{Cluster}$ poderiam ser enviados diretamente aos REDs. Isso faz com que se perca um nível na hierarquia entre o *cluster* de rede e as MRs, pulando do controle terciário diretamente para o primário.

Devido a isso surge o segundo problema: as MRs não são categorizadas como entidades únicas, pois as cargas e REDs não-despacháveis das MRs são somadas na potência de carga do *cluster* de rede. Ou seja, MRs que possuam muita geração não-despachável e/ou cargas terão o seu fluxo de potência controlado com base em seus REDs despacháveis que podem não ser grandes o suficiente para expressar o consumo/geração daquela MR.

Em terceiro lugar, por controlar diretamente os REDs despacháveis, não há um compartilhamento de potência proporcional entre as MRs e as ERRs, pois o coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ não leva em conta o consumo individual das MRs. Dessa forma, MRs com muitas cargas podem estar sobrecarregadas mesmo que possuam REDs despacháveis o suficiente para atender a demanda e as perdas no *cluster* de rede podem ser maiores.

Por fim, analisando a Figura 38, observa-se que no momento de maior carga, ou seja, entre 18h e 22h, o coeficiente $\alpha_P^{Cluster}$ atinge valores próximos a 0,5. Isso significa que os REDs despacháveis devem despachar 50% da sua capacidade máxima e as ERRs devem reduzir sua demanda em 50%. Portanto, há um cenário indesejado, visto que não seria necessário reduzir tanto a demanda das ERRs já que os REDs despacháveis ainda possuem potência disponível para injetar na rede. Da forma como está aplicado, há uma exigência maior dos BESS das ERRs, o que impacta diretamente nas dimensões dos armazenadores de energia que poderiam ser menores nesta condição.

A.3 Síntese do Apêndice

O *power-based control* - controle baseado em potência (PBC) é um algoritmo de controle de MRs *model-free* que permite a implementação de MRs avançadas e garante o compartilhamento de potência proporcional entre os recursos energéticos distribuídos (REDS) da MR. Suas evoluções reduziram problemas como o desbalanceamento de carga e mudanças na sua arquitetura de controle, passando de uma arquitetura centralizada para uma arquitetura distribuída, caso desejado.

Quando os limites dos coeficientes calculados pelo PBC são ultrapassados, perde-se a capacidade de controlar o fluxo de potência no PAC. Neste capítulo foi apresentada uma expansão e adaptação do PBC que leva em consideração possíveis cargas controláveis como, por exemplo, as ERRs equipadas com armazenadores de energia. O PBC adaptado foi aplicado em um *cluster* de média tensão, contendo MRs, cargas, geradores e ERR. Os resultados apresentados mostram que, com essa adaptação, é possível controlar a potência no PAC dentro de limites que não eram possíveis controlando somente os REDS presentes no sistema, desconsiderando o controle das ERRs.

Porém, o algoritmo apresentado possui certas deficiências como a violação da hierarquia de controle e redução desnecessária do consumo das ERRs.

APÊNDICE B – Algoritmo de Gerenciamento Interno de Energia da Estação de Recarga

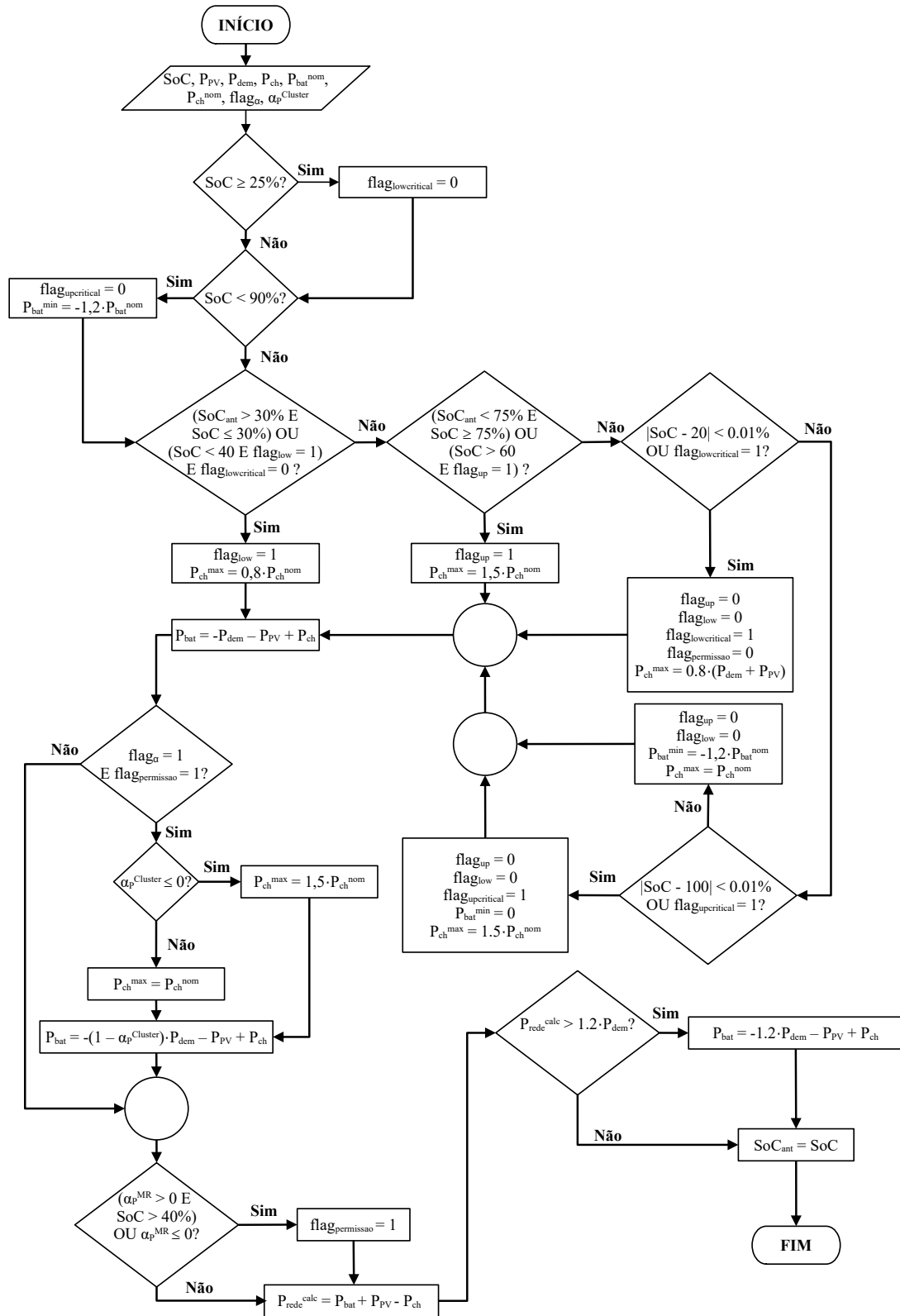
B.1 Algoritmo de Gerenciamento

Um dos problemas das **ERRs** são os picos de potência demandadas por elas no início da recarga [111]. Uma das formas de mitigar os picos de potência é por meio da utilização de **BESS** nas estações de recarga rápida. Com o **BESS** é possível suprir a demanda instantânea de alta potência e evitar os picos na rede elétrica na qual a **ERR** está conectada.

Para este trabalho, foi desenvolvido um algoritmo para gerenciamento interno da **ERR** considerando a sua participação como entidade do controle simultâneo de **ERRs** e **REDs** proposto no Apêndice A e para o controle simultâneo de **MRs** avançadas e de **ERRs** proposto no Capítulo 3. Na Figura 39 é apresentado o fluxograma do algoritmo de gerenciamento interno proposto. Um dos primeiros objetivos do algoritmo é manter sempre a controlabilidade do gerenciamento da **ERR**. Isso significa manter sempre níveis adequados de **SoC** da bateria. Caso a bateria atinja o nível mínimo crítico, não será adequado fornecer energia por meio dela. De forma similar, caso a bateria esteja totalmente carregada, não será possível absorver energia por meio dela. Portanto, é importante manter os níveis de **SoC** afastados dessas condições.

Para evitar a condição de **SoC** crítico, uma *flag* de baixa carga ($flag_{low}$) é ativada quando o **SoC** se aproxima do **SoC** mínimo que, neste trabalho, foi definido em 20%. Para a aplicação, essa *flag* é acionada quando o **SoC** está em descenso e atinge o valor de 30%. Nessa situação, a potência máxima dos carregadores veiculares (P_{ch}^{max}) é limitada em 80% da potência nominal (P_{ch}^{nom}). A *flag* de baixa carga só é desativada quando o **SoC** é maior ou igual a 40%.

Figura 39 – Algoritmo de gerenciamento da energia do BESS.



Caso essa estratégia não seja suficiente para evitar o mínimo crítico, é acionada a *flag* de mínimo crítico (*flag_{lowcritical}*). Nessa condição, a potência dos carregadores veiculares é limitada em 80% da soma entre a demanda contratada (P_{dem}) e a geração local (P_{pv}), caso exista. Dessa forma, o BESS será carregado com pelo menos 20% dessa soma. Quando o SoC está em ascensão e atinge 25%, a *flag* de mínimo crítico é desativada e a potência máxima dos carregadores é colocada em seu valor nominal.

Para evitar a condição em que a bateria seja 100% carregada, uma *flag* de carga elevada (*flag_{up}*) é ativada quando o SoC se aproxima de 100%. Para a aplicação, a *flag* é acionada quando o SoC está em ascensão e ultrapassa o valor de 75%. Nessa condição, a potência máxima dos carregadores é aumentada para um valor 150% do valor da potência nominal, permitindo que os veículos façam recargas com maior potência com o objetivo de reduzir a crescente do SoC. Essa condição é desativada quando o SoC é reduzido para 60%. Caso o BESS atinja um SoC de 100%, é acionada a *flag* de máximo crítico (*flag_{upcritical}*). Nesse momento, a potência mínima da bateria (P_{bat}^{min}) é limitada para não absorver mais energia e os carregadores permanecem com potência máxima em 150% do valor nominal. Vale ressaltar que a elevação de potência nos carregadores veiculares só é possível com o correto projeto dos conversores dos carregadores veiculares e com a possibilidade de aumento da corrente de carga nas baterias.

Nas situações de carga baixa e de mínimo crítico, os consumidores ficam prejudicados, uma vez que as recargas serão feitas de forma mais lenta, principalmente na situação de mínimo crítico. Na situação de máximo crítico, a demanda da rede pode variar entre o valor da demanda contratada e zero, uma vez que a bateria não pode mais ser carregada e haverão os problemas de picos de potência na rede elétrica. Fora dessas condições, a ERR possui uma demanda fixa. Independente da condição, a potência do BESS (P_{BESS}) é definida conforme apresentado em (B.1).

$$P_{BESS} = -P_{DEM} - P_{PV} + P_{ch} \quad (B.1)$$

sendo P_{DEM} a demanda contratada, P_{PV} a potência gerada localmente pela estação (que pode ser realizada por meio de módulos fotovoltaicos) e P_{ch} a potência demandada pelos carregadores veiculares. O que mudará o quanto o BESS estará

fornecendo ou absorvendo de energia serão os mínimos e máximos definidos tanto para a potência do BESS quanto para os carregadores veiculares.

Para que a ERR participe como atuador do controle do *cluster* de rede, é necessário que a *flag* de permissão ($flag_{permissao}$) esteja acionada. Ela é acionada quando o SoC é maior que 40% e quando $\alpha_P^{Cluster}$ é maior que zero ou quando $\alpha_P^{Cluster}$ é menor que zero. Essa *flag* só é desativada quando o SoC atinge o mínimo crítico. Caso o controlador central do *cluster* de rede (CCC) necessite controlar o fluxo de potência ativa no PAC, ele enviará uma *flag* de início ($flag_\alpha$). Neste caso e com a *flag* de permissão acionada, a potência do BESS é definida conforme apresentado em (B.2).

$$P_{BESS} = -(1 - \alpha_P^{Cluster})P_{DEM} - P_{PV} + P_{ch} \quad (B.2)$$

sendo $\alpha_P^{Cluster}$ o coeficiente enviado pelo controlador central da microrrede. Dessa forma, a demanda da ERR é reduzida ou aumentada de acordo com o índice $\alpha_P^{Cluster}$. O limite máximo de absorção da rede pode ser definido conforme a potência máxima do conversor de conexão com a rede. Para a aplicação, foi definido em 120% da demanda contratada.

B.2 Avaliação do Algoritmo de Gerenciamento Interno

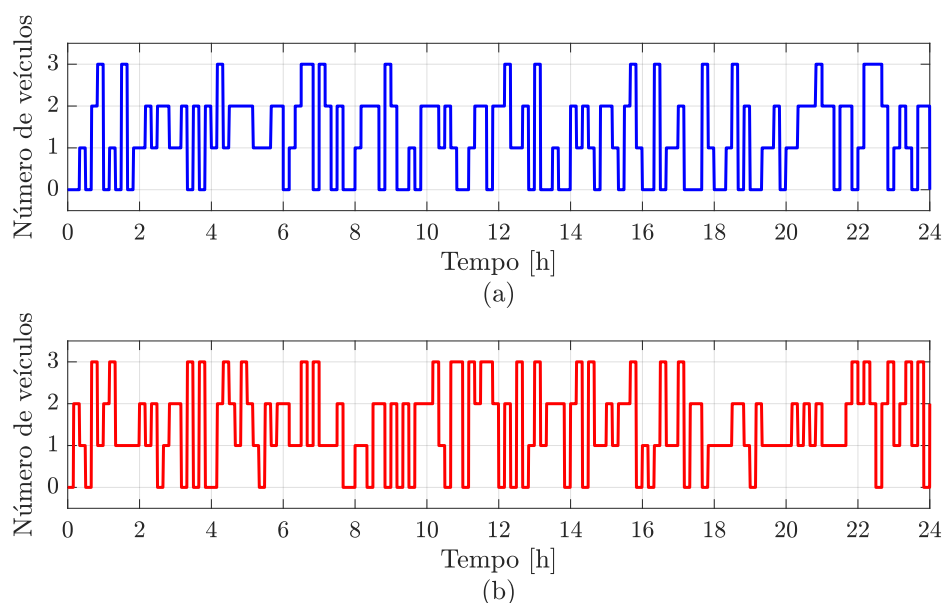
A rede para avaliação do algoritmo é a mesma apresentada na Figura 32 e as características das estações são apresentadas na Tabela 14. Serão exploradas as configurações 6 a 9 da Tabela 16. Na Tabela 18 são apresentadas as principais características do BESS utilizado em cada estação. As células que compõem o BESS foram baseadas numa célula desenvolvida pela empresa BYD [211].

Na Figura 40 é apresentado o número de veículos presentes nas ERR 1 e 2 durante o dia. O número de veículos nas estações ao longo do dia foi gerado de forma aleatória e muda a cada 10 minutos. O objetivo do número de veículos ser aleatório é não adotar um padrão, uma vez que a frota de VEs e VEHs ainda é pequena [212] comparada a frota de veículos a combustão e não é possível definir um padrão de utilização deste tipo de estação de recarga.

Tabela 18 – Características do BESS utilizado nas ERRs.

Parâmetro	Valor
Tensão nominal	800 V
Corrente nominal (1C)	1010 A
Células em série	250
Células em paralelo	5
Capacidade do BESS (20% a 100%)	646,4 kWh
Potência	750 kW

Figura 40 – Número de veículos presentes: (a) ERR 1 e (b) ERR 2.



Na Tabela 19 há uma associação entre cada figura e as configurações que estão sendo avaliadas. Nelas são apresentados resultados da potência demandada pelos carregadores veiculares, a potência e o SoC do BESS e a potência demandada pela ERR à rede. Todos os resultados apresentados são referentes à ERR 1.

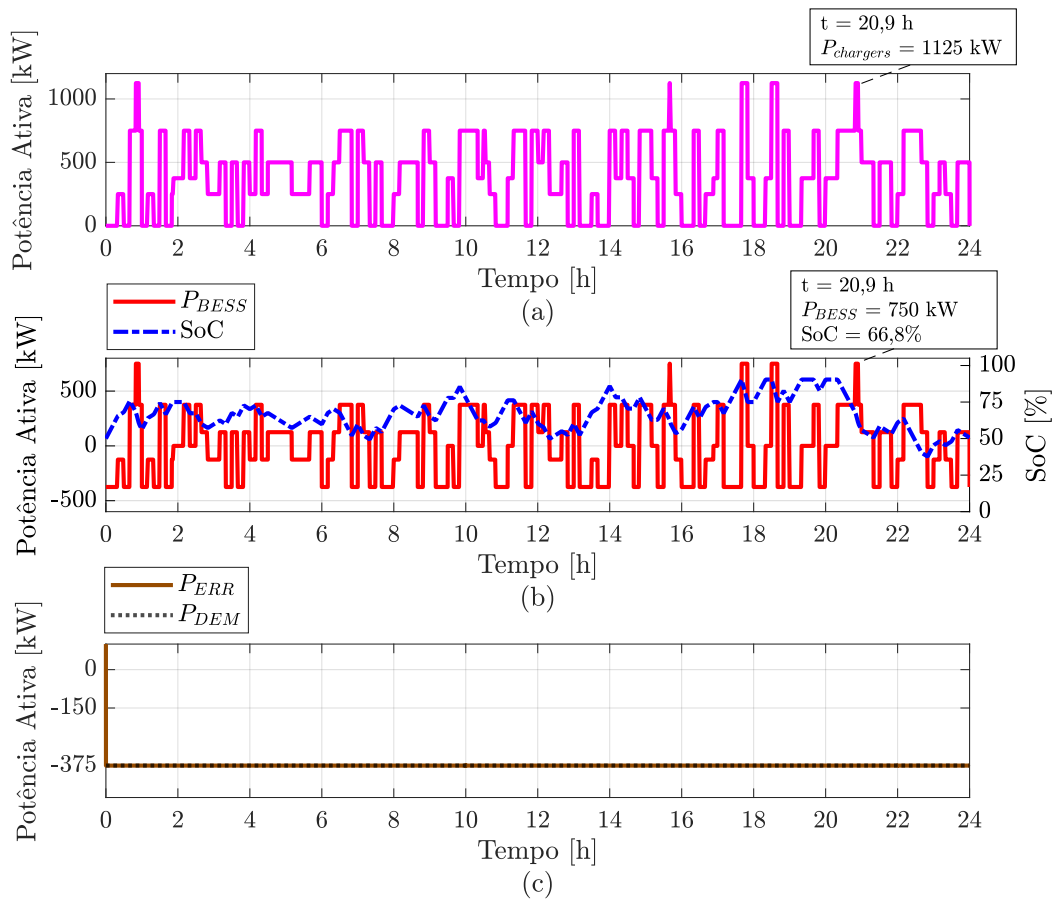
Analisando a Figura 41, observa-se que os níveis de SoC se mantiveram acima de 25% e abaixo de 100% durante todo o dia. Dessa forma, a ERR manteve a potência demandada igual à contratada, mesmo com as variações no número de veículos carregados. É possível observar que às 20,9h, a potência total dos carregadores era de 1125 kW (50% acima do nominal de 750 kW), pois a $flag_{up}$

estava acionada e o SoC acima de 60%. A potência no BESS estava em seu máximo e, portanto, verifica-se uma queda acentuada no SoC nesse momento avaliado.

Tabela 19 – Associação dos resultados com as configurações da rede.

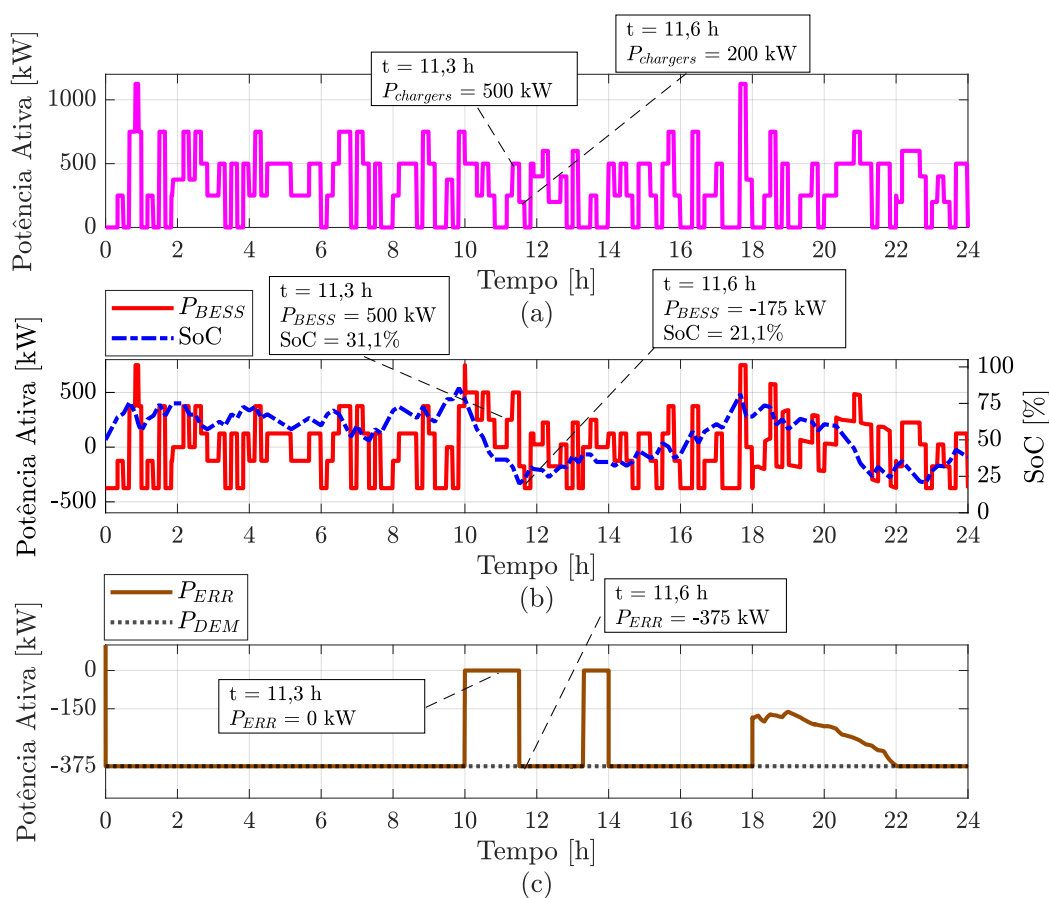
Figura	REDS?	Controle das ERR?	Controle dos REDs?	Configuração da Tabela 16
41	✓	✗	✓	6
42	✗	✓	✗	7
43	✓	✓	✗	8
44	✓	✓	✓	9

Figura 41 – Configuração de ERRs sem controle e com REDs despacháveis durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.



Analisando a Figura 42 no cenário sem REDs, observa-se que, ao acionar o controle das ERRs às 10h, o CCC enviou um comando que exigiu que a ERR não consumisse energia. Analisando o horário de 11,3h, observa-se que toda potência dos carregadores é fornecida pelo BESS. Devido a isso o BESS se descarregou rapidamente de 10h até às 11,6h.

Figura 42 – Configuração de ERRs com controle e microrredes sem REDs durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.



Às 11,3h, o SoC do BESS era de 31,1% e, ao descer mais e atingir valores próximos de 20% às 11,6h, a potência dos carregadores foi reduzida em 20% (de 250 kW para 200 kW), conforme esperado pelo algoritmo. Apesar da redução, não foi o

suficiente para evitar atingir o mínimo crítico de 20%. Assim, a estação voltou a carregar o BESS, ignorando os comandos do CCC. Sem REDs presentes no *cluster* de rede, toda a atuação fica por conta das ERR, o que exige muito dos BESS presentes nelas.

Na Figura 43 são apresentados os resultados para configuração de ERRs com controle e microrredes somente com REDs não-despacháveis. O SoC do BESS variou entre 50% e 90%. Durante o período de 10h e 14h, a ERR foi controlada pelo CCC, aumentando o seu consumo dentro dos limites estipulados pelo algoritmo. Observa-se que às 11,14h o consumo da ERR foi limitado em 450 kW, 20% acima da demanda contratada. Nesse momento, não havia veículos sendo recarregados e, portanto, toda a potência foi absorvida pelo BESS.

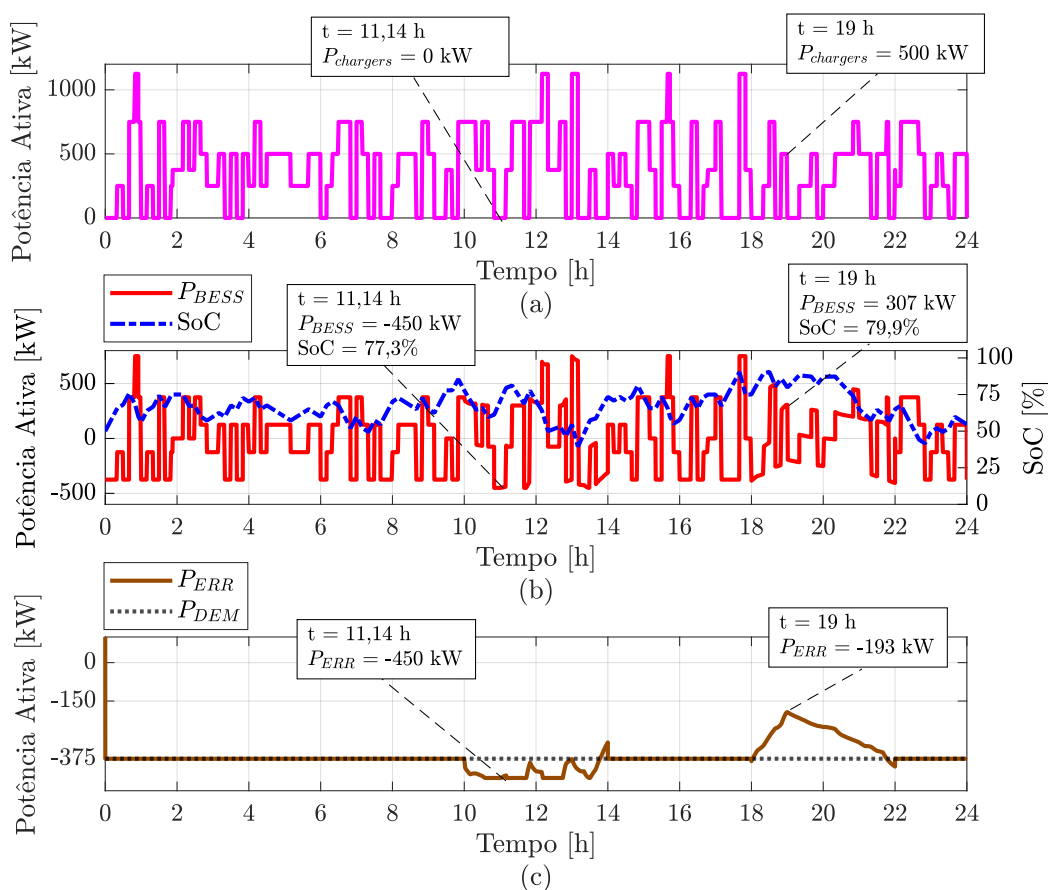
No período de maior carga da minirrede (18h às 22h), o CCC controla a ERR reduzindo a potência absorvida. Às 19h, a ERR está com o menor consumo em 193 kW, enquanto os carregadores estão absorvendo 500 kW de potência. Logo, o BESS está suprindo a potência de 307 kW necessária para o funcionamento dos carregadores. Mesmo com os comandos advindos do CCC para aumento ou redução do consumo de potência da ERR, o algoritmo de gerenciamento funcionou adequadamente, sem atingir os limites críticos de 20% e 100%.

Por fim, na Figura 44 são apresentados os resultados para configuração de ERRs com controle e microrredes com REDs não-despacháveis e despacháveis. O SoC do BESS se manteve em níveis entre 30% e 90%. Às 11,3h, momento de maior consumo da ERR, a potência consumida foi de 443 kW. Nesse momento, a potência nos carregadores era de 750 kW e, portanto, o BESS ficou responsável por fornecer 307 kW.

No momento de menor consumo da ERR às 19h, foi solicitado à ERR reduzir seu consumo para 178 kW. Como a potência dos carregadores era de 500 kW, o BESS foi responsável por fornecer 322 kW. Em relação aos resultados da Figura 43, o consumo da ERR foi mais reduzido para o caso com o controle dos REDs, o que impactou mais na queda do SoC do BESS.

Na Tabela 20 são apresentadas as energias fornecidas aos veículos durante o dia para cada um dos casos analisados. O caso base é caracterizado pela energia

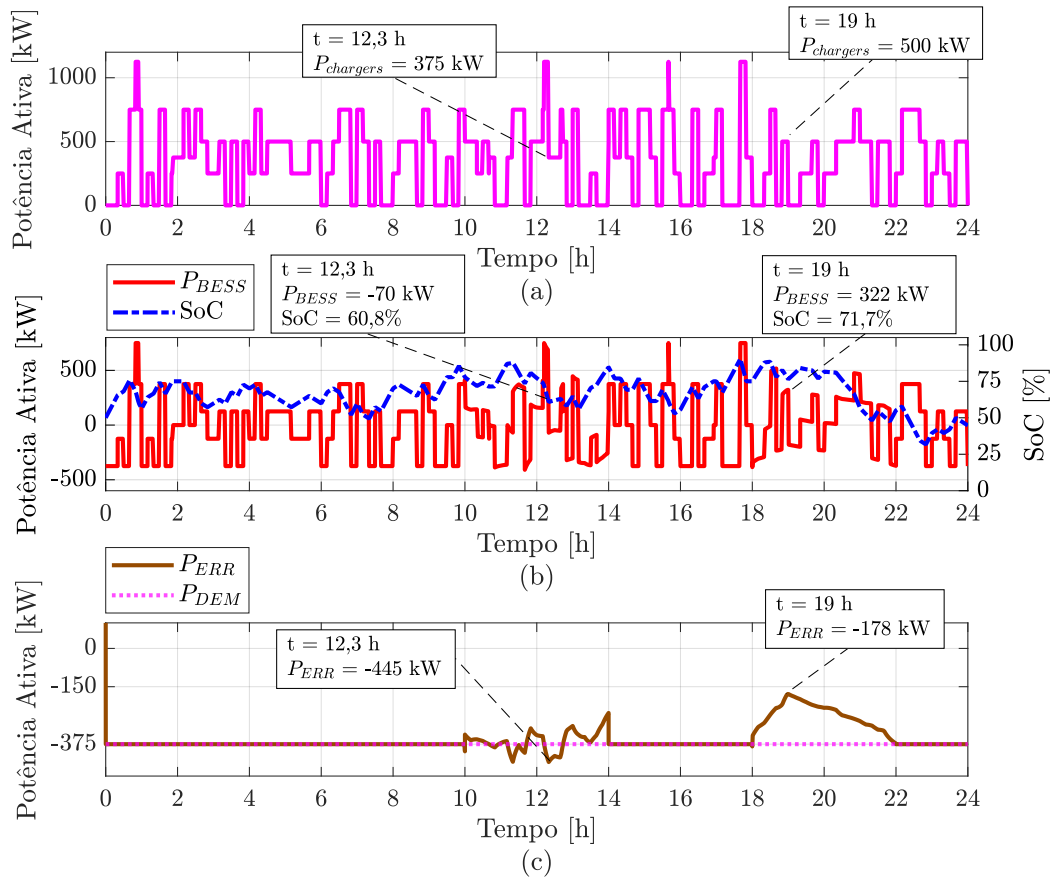
Figura 43 – Configuração de ERRs com controle e microrredes somente com REDs não-despacháveis durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.



fornecida ao padrão de veículos da Figura 40a caso não houvesse variações da potência máxima dos carregadores, ou seja, com a potência de recarga fixa em 250 kW por ponto de recarga.

Mesmo com a limitação dos carregadores veiculares em 80% da potência nominal em momentos de baixa carga do BESS, a energia fornecida aos VEs foi superior ao caso base em todos os casos estudados devido a permissão de aumento em 50% da potência máxima em momentos de elevada geração ou carga no BESS.

Figura 44 – Configuração de ERRs com controle e microrredes com REDs não-despacháveis e despacháveis durante o dia: (a) Potência total dos carregadores veiculares. (b) Potência e SoC do BESS. (c) Potência demandada pela ERR e potência demandada.



Portanto, o algoritmo de gerenciamento interno possibilita um aumento na energia vendida aos proprietários dos VEs, desde que os carregadores veiculares e as baterias sejam capazes de trabalhar com o aumento de potência sem prejuízo.

O caso 6 foi o caso com maior energia fornecida aos VEs. Com a demanda fixa, é mais provável que o BESS atinja pontos de elevada carga, permitindo recargas com potência maior aos VEs. O caso 7 foi o caso com menor energia dentre os casos comparados. Sem o REDs, a ERR precisou reduzir sua potência consumida

Tabela 20 – Energias fornecidas aos veículos elétricos em cada um dos casos analisados.

Caso	Energia Fornecida aos VEs (kWh)	Varição em relação ao caso base
Base: Potência fixa dos carregadores	7625	-
Caso 6: Sem controle das ERRs	8987	17,8%
Caso 7: Sem REDs e com controle das ERRs	7687	0,8%
Caso 8: Com REDs não-despacháveis e com controle das ERRs	8812	15,6%
Caso 9: Com REDs não-despacháveis e despacháveis e com controle das ERRs	8532	11,9%

a zero, levando a uma maior utilização do BESS, chegando a regiões críticas de baixa carga, o que acarretou numa redução das potências dos carregadores.

Analisando o caso com o controle proposto no Apêndice A (caso 9), houve um aumento de 11,9% em relação ao caso base, menor que os casos 6 e 8. Entretanto, o caso 9 é o único entre todos os casos analisados no Apêndice A que permitiu o controle do fluxo de potência do *cluster* de rede tanto no limite mínimo quanto no máximo. Pensando no aspecto financeiro, os possíveis acordos entre OSD e os proprietários das ERRs podem balancear as perdas financeiras causadas pelo menor fornecimento de energia aos VEs em prol da maior confiabilidade e segurança do sistema de energia.