

O PAPEL DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS EM COMUNIDADES DE ENERGIA:

Modelação e avaliação técnica por simulação

Danrlei Davi da Silva

Orientador: João Soares (ISEP/GECAD)

Orientador: Márcio Silveira Ortmann (IFSC)

Co-orientador: Sérgio Ramos (ISEP/GECAD)

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Diretor de Curso, ISEP

Vogais:

João André Pinto Soares, Orientador, ISEP

Sérgio Filipe Carvalho Ramos, Co-orientador, ISEP

Márcio Silveira Ortmann, Orientador, IFSC

Jesús de la Casa Hernández, Vogal, Universidad de Jaén

Daniel Tenfen, Vogal, IFSC

**Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de
Dissertação/Estágio (TEDSEE) do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas
Elétricos de Energia. Esta dissertação foi desenvolvida no âmbito do Projeto de
Investigação Científica: “SAtComm: Sustainable Atlantic Communities”, Ref.ª EAPA
0019/2022, financiado pelo Programa Interreg da Área Atlântica através do Fundo
Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER)**

A felicidade é a pretensão ilusória de converter um instante de alegria em eternidade.

Clóvis de Barros Filho

Resumo

A crescente integração de geração renovável e o avanço das comunidades de energia reforçam a necessidade de soluções capazes de aumentar a flexibilidade operacional das redes de baixa tensão. Nesse contexto, esta dissertação analisa o papel de um sistema comunitário de armazenamento de energia com baterias de lítio em uma comunidade de energia, considerando o enquadramento técnico, regulatório e operacional associado à sua aplicação.

O objetivo do trabalho foi avaliar o impacto técnico da integração desse sistema de armazenamento sobre o fluxo de potência, os níveis de tensão e as perdas técnicas da rede, por meio de simulação no OPAL-RT HYPERSIM. Para isso, foi modelada uma comunidade composta por oito unidades residenciais, organizada em dois grupos e alimentada por um transformador de 15 kV/0,4 kV e 400 kVA, com base em dados reais de consumo e de geração fotovoltaica, com resolução temporal de 15 minutos. A análise considerou cenários representativos para os meses de fevereiro e junho, com diferentes níveis de penetração fotovoltaica e com integração do sistema de armazenamento de energia em baterias - *Battery Energy Storage System* (BESS).

Os resultados mostraram que o impacto do armazenamento depende da condição sazonal e do nível de geração fotovoltaica disponível. Em fevereiro, a geração fotovoltaica isoladamente apresentou efeito limitado sobre o pico de potência no transformador, enquanto o BESS mostrou maior influência na modulação do perfil de importação da rede. Em junho, a maior disponibilidade fotovoltaica alterou de forma mais clara a operação da comunidade, com redução dos picos de potência, ocorrência de fluxo reverso e melhoria do perfil de tensão. Nesse cenário, o armazenamento atuou de forma complementar, sobretudo na suavização temporal do perfil de potência e na redução adicional das perdas.

Conclui-se que a integração de um sistema comunitário de armazenamento pode contribuir tecnicamente para a operação de comunidades de energia em baixa tensão, mas o seu efeito não é uniforme para todos os indicadores analisados. No caso estudado, a geração fotovoltaica foi o principal fator de melhoria do desempenho elétrico em condições de maior recurso solar, enquanto o BESS se destacou como recurso complementar para deslocamento temporal de energia e modulação do intercâmbio com a rede.

Palavras-chave: Comunidades de energia; Sistemas de armazenamento de energia em baterias; Baterias de lítio; Geração fotovoltaica; HYPERSIM; Redes de baixa tensão.

Abstract

The increasing integration of renewable generation and the advancement of energy communities have reinforced the need for solutions capable of enhancing the operational flexibility of low-voltage networks. In this context, this dissertation analyzes the role of a community battery energy storage system based on lithium batteries within an energy community, considering the technical, regulatory, and operational framework associated with its application.

The objective of this work was to evaluate the technical impact of integrating this storage system on power flow, voltage levels, and technical losses in the network through simulation in OPAL-RT HYPERSIM. To this end, an energy community composed of eight residential units was modeled, organized into two groups and supplied by a 15 kV/0.4 kV, 400 kVA transformer, based on real consumption and photovoltaic generation data with a 15-minute time resolution. The analysis considered representative scenarios for the months of February and June, with different levels of photovoltaic penetration and with or without BESS integration.

The results showed that the impact of storage depends on seasonal conditions and the level of photovoltaic generation available. In February, photovoltaic generation alone had a limited effect on the transformer power peak, whereas the BESS showed a greater influence on the modulation of the network import profile. In June, the greater availability of photovoltaic generation more clearly altered the operation of the community, with reductions in power peaks, occurrence of reverse power flow, and improvement in the voltage profile. In this scenario, the storage system acted in a complementary manner, mainly by smoothing the temporal power profile and providing an additional reduction in losses.

It is concluded that the integration of a community energy storage system can technically contribute to the operation of low-voltage energy communities, although its effect is not uniform across all the indicators analyzed. In the case studied, photovoltaic generation was the main factor responsible for improving electrical performance under conditions of greater solar resource availability, while the BESS stood out as a complementary resource for temporal energy shifting and modulation of power exchange with the grid.

Keywords: Energy communities; Battery energy storage systems; Lithium batteries; Photovoltaic generation; HYPERSIM; Low-voltage networks.

Agradecimentos

Aos meus professores, expresso o meu sincero agradecimento pela orientação, pelos ensinamentos e pelo acompanhamento ao longo deste percurso académico. Em especial, agradeço ao Prof. Doutor João Soares, ao Prof. Doutor Sérgio Ramos e ao Prof. Doutor Márcio Silveira Ortmann, cuja orientação e contributos foram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

Ao GECAD, manifesto o meu agradecimento pelo ambiente científico, pelo suporte institucional e pela oportunidade de desenvolver este trabalho em um contexto de investigação comprometido com temas atuais e relevantes para os sistemas elétricos de energia.

Agradeço igualmente aos colaboradores do GECAD, do ISEP e do IFSC, pela disponibilidade, pela partilha de conhecimento e pelo apoio prestado ao longo desta trajetória. O convívio académico, científico e técnico com essas instituições contribuiu de forma significativa para o desenvolvimento e a concretização deste trabalho.

A Deus, expresso a minha gratidão pela existência. À minha família, agradeço pelo apoio incondicional. À minha esposa, deixo um agradecimento especial pelo companheirismo, pela paciência e pelo apoio diário.

Índice

1	Introdução	23
1.1	Contextualização	23
1.2	Objetivos	24
1.3	Organização do documento	25
1.4	Motivação	26
1.5	Contribuição académica.....	26
2	Enquadramento e estratégia de operação dos BESS	27
2.1	Comunidades de energia	27
2.2	Enquadramento regulatório da aplicação de sistemas de armazenamento de energia em Portugal e no Brasil.....	30
2.3	Sistemas de armazenamento de energia.....	32
2.3.1	Baterias	35
2.3.2	Demais tipos de baterias e comparação	37
2.4	Arquitetura dos BESS	42
2.4.1	Arquitetura modular do banco de baterias: células, módulos, racks e strings	44
2.4.2	Power Conversion System: Inversor Bidirecional e Interface com a Rede.....	44
2.4.3	Estratégias de controlo e operação de BESS conectados à rede e em microrredes	47
2.4.4	Sistema de Gestão de Baterias	48
2.5	Crítérios de dimensionamento e seleção de BESS	49
2.5.1	Interface de potência.....	49
2.5.2	Definição de capacidade e potência nominal	50
2.5.3	Relação C-Rate, eficiência e limites operacionais.....	50
2.5.4	Estratégias de dimensionamento e alocação de BESS em microrredes e comunidades de energia	51
2.6	Estratégias de gestão de energia em BESS.....	52
2.6.1	Lógica Fuzzy	52
2.6.2	Controlo Preditivo Baseado em Modelo	53
2.6.3	Aprendizado por Reforço	54
2.6.4	Aprendizado de Máquina	54
3	METODOLOGIA	56
3.1	Caracterização da comunidade de energia analisada	56
3.1.1	Topologia da rede de baixa tensão	57
3.1.2	Transformador de distribuição	57
3.1.3	Infraestrutura de distribuição e cabos	60
3.1.4	Unidades consumidoras e organização em grupos	61
3.2	Dados de consumo da comunidade	62
3.3	Modelação do sistema fotovoltaico	62

3.3.1	Dimensionamento do sistema PV.....	63
3.4	Modelação do sistema de armazenamento de energia - BESS	65
3.4.1	Modelação do inversor bidirecional.....	65
3.4.2	Limites operacionais e parâmetros do sistema	67
3.5	Estratégia de gestão energética do BESS	69
3.5.1	Estrutura do algoritmo de gestão energética	72
3.5.2	Definição do balanço energético da comunidade.....	72
3.5.3	Estratégia de carregamento baseada em excedente fotovoltaico	73
3.5.4	Estratégia de descarga para suporte ao consumo	73
3.6	Ambiente de simulação	73
3.6.1	Configuração da simulação	74
3.7	Indicadores de desempenho avaliados	74
3.7.1	Fluxo de potência na rede	75
3.7.2	Níveis de tensão nos barramentos	75
3.7.3	Perdas técnicas na rede	75
3.7.4	Autossuficiência e autoconsumo	76
3.8	Procedimento de análise dos resultados.....	78
4	Casos de Estudo e Resultados	79
4.1	Casos de estudo	79
4.1.1	BAU - Apenas consumo	80
4.1.2	Caso 1 - PV no Grupo A	80
4.1.3	Caso 2 - PV nos Grupos A e B	80
4.1.4	Caso 3 - Integração do BESS na comunidade	80
4.2	Fluxo de potência na rede	80
4.2.1	Resultados de fevereiro	80
4.2.2	Resultados de junho	83
4.3	Perdas técnicas na rede.....	87
4.3.1	Resultados de fevereiro	87
4.3.2	Resultados de junho	89
4.4	Níveis de tensão.....	91
4.4.1	Resultados de fevereiro	91
4.4.2	Resultados de junho	93
4.5	Autossuficiência e autoconsumo	94
4.5.1	Resultados de fevereiro	94
4.5.2	Resultados de junho	94
4.6	Discussão comparativa dos resultados	94
4.6.1	Fluxo de potência na rede	95
4.6.2	Perdas técnicas na rede	95
4.6.3	Níveis de tensão	97
4.6.4	Autossuficiência e autoconsumo	98
5	Conclusão	100
5.1	Contributos	101

5.2	Limitações.....	102
5.3	Perspetivas futuras.....	103

Lista de Figuras

Figura 1 - Representação esquemática dos equipamentos necessários para o autoconsumo coletivo em uma comunidade de energia.....	29
Figura 2 - Organização dos principais subsistemas de um sistema de armazenamento de energia em baterias integrado à rede elétrica.....	34
Figura 3 - Relação entre energia específica (Wh/kg) e potência específica (W/kg).....	38
Figura 4 - Esquema simplificado do modelo de um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS).....	43
Figura 5 - Rede de baixa tensão da comunidade de energia modelada no HYPERSIM.	57
Figura 6 - Janela de configuração do transformador linear de dois enrolamentos no HYPERSIM.	58
Figura 7 - Implementação do modelo de consumo e produção fotovoltaica de uma unidade da comunidade no HYPERSIM.....	63
Figura 8 - Janela de parametrização do bloco Dynamic Load.	64
Figura 9 - BESS no barramento QD2 da rede simulada no HYPERSIM.	65
Figura 10 - Configuração dos parâmetros de controlo do BESS no HYPERSIM.....	67
Figura 11 - Configuração dos parâmetros elétricos nominais do BESS no HYPERSIM.	68
Figura 12 - Parametrização da bateria e curva de descarga do BESS no HYPERSIM.....	69
Figura 13 - Fluxograma da lógica de operação do BESS adotada para o cenário de fevereiro..	70
Figura 14 - Fluxograma da lógica de operação do BESS adotada para o cenário de junho.	72
Figura 15 - Casos de estudo.....	79
Figura 16 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no cenário BAU de fevereiro.	81
Figura 17 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 1 de fevereiro.	81
Figura 18 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 2 de fevereiro.	82
Figura 19 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 3 de fevereiro.	82
Figura 20 - Potência ativa instantânea na saída do BESS no Caso 3 de fevereiro.....	83
Figura 21 - Evolução semanal do estado de carga do BESS no Caso 3 de fevereiro.	83
Figura 22 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no cenário BAU de junho.....	84
Figura 23 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 1 de junho.	84
Figura 24 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 2 de junho.	85
Figura 25 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 3 de junho.	85
Figura 26 - Potência ativa instantânea na saída do BESS no Caso 3 de junho.	86
Figura 27 - Evolução semanal do estado de carga do BESS no Caso 3 de junho.....	86

Figura 28 - Energia perdida acumulada na rede no cenário BAU de fevereiro.	87
Figura 29 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 1 de fevereiro.	88
Figura 30 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 2 de fevereiro.	88
Figura 31 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 3 de fevereiro.	89
Figura 32 - Energia perdida acumulada na rede no cenário BAU de junho.	89
Figura 33 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 1 de junho.	90
Figura 34 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 2 de junho.	90
Figura 35 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 3 de junho.	91
Figura 36 - Tensões RMS no Barramento B no cenário BAU de fevereiro.	92
Figura 37 - Tensões RMS no Barramento B no Caso 3 de fevereiro.	92
Figura 38 - Tensões RMS no Barramento B no cenário BAU de junho.	93
Figura 39 - Tensões RMS no Barramento B no Caso 3 de junho.	93

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Normas técnicas aplicáveis a sistemas de armazenamento por baterias BESS em ambientes conectados à rede.	31
Tabela 2 – Comparação entre baterias de fosfato de lítio ferro x chumbo ácido.....	37
Tabela 3 - Tipos de baterias, reações eletroquímicas e tensão nominal de célula.....	39
Tabela 4 – Decomposição das perdas de fevereiro por período.	89
Tabela 5 - Decomposição das perdas de junho por período.....	91
Tabela 6 - Indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional em fevereiro.....	94
Tabela 7 - Indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional em junho.	94
Tabela 8 - Resumo do fluxo de potência.	95
Tabela 9 - Resumo das perdas de fevereiro.	95
Tabela 10 - Efeito específico do BESS sobre as perdas técnicas em fevereiro.....	96
Tabela 11 - Resumo das perdas de junho.	96
Tabela 12 - Efeito específico do BESS sobre as perdas técnicas em junho.	97
Tabela 13 - Resumo dos níveis de tensão no Barramento B.....	97
Tabela 14 - Variação dos indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional entre os cenários de fevereiro.....	98
Tabela 15 - Variação dos indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional entre os cenários de junho.	98

Acrónimos

Lista de Acrónimos

ACC	Autoconsumo coletivo
AGDIBs	Baterias dual-ion alumínio–grafite
BAU	<i>Business as Usual</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
BPS	<i>Battery Power System</i>
CA	Corrente alternada
CC	Corrente contínua
EMS	<i>Energy Management System</i>
GFL	<i>Grid-following</i>
GFM	<i>Grid-forming</i>
LiFePO₄	Fosfato de lítio ferro
MPC	<i>Model Predictive Control</i>
NaS	Sódio-enxofre
NiCd	Níquel-cádmio
NiMH	Níquel-hidreto metálico
PCC	<i>Point of Common Coupling</i>
PCS	<i>Power Conversion System</i>
PLL	<i>Phase-Locked Loop</i>
RL	<i>Reinforcement Learning</i>
RUL	<i>Remaining Useful Life</i>
SMPC	<i>Stochastic Model Predictive Control</i>
SoC	<i>State of Charge</i>

SOA	<i>Safe Operating Area</i>
SoH	<i>State of Health</i>
SoP	<i>State of Power</i>
VSC	<i>Voltage source converter</i>

1 Introdução

Neste capítulo, é apresentado o enquadramento geral da dissertação, contemplando a contextualização do tema, a motivação para o seu desenvolvimento e os objetivos que orientam o trabalho. Por fim, descreve-se a estrutura do documento, evidenciando a organização dos capítulos que compõem a dissertação.

1.1 Contextualização

A demanda de energia elétrica cresce a cada ano devido ao crescimento populacional, alinhado com a dependência de energia elétrica da população em suas tarefas diárias. Consequentemente, surge a necessidade de suprir essa demanda. Dados da Agência Internacional de Energia mostram uma projeção de crescimento da demanda de energia elétrica mundial em 4,0% ao ano, até 2027 [1].

Segundo o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento, a transição energética global precisa ocorrer de forma acelerada rumo a um modelo de baixas emissões e carbono neutro, a fim de atender às metas do Acordo de Paris, alcançar os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável [2]. Em 2024, as renováveis representaram 92,5% da expansão global da capacidade elétrica, com predomínio de solar e eólica nas novas adições. Esse avanço evidencia a necessidade de recursos de flexibilidade, como sistemas de armazenamento de energia, para apoiar a integração segura e eficiente de geração intermitente na rede [3]. A transição para energia limpa, associada ao aumento do consumo elétrico decorrente da eletrificação, tem promovido mudanças estruturais nos sistemas elétricos, com expansão de recursos energéticos distribuídos e novas exigências de flexibilidade, visibilidade e coordenação regulatória [4]. Essa transformação envolve a passagem de arranjos centralizados para estruturas mais descentralizadas, digitalizadas e mais interativas, nas quais a comunicação bidirecional em

tempo real, a conectividade entre dispositivos e o uso intensivo de dados tornam a operação energética mais flexível, eficiente e responsiva [5].

As comunidades de energia renovável estão na linha de frente da transição energética europeia, funcionando como catalisadoras de um novo modelo energético baseado em justiça social, sustentabilidade ambiental e participação cidadã. No plano jurídico europeu, o enquadramento das comunidades de energia assenta, inicialmente, na Diretiva (UE) 2018/2001 [6], que define a comunidade de energia renovável, e é complementado pela Diretiva (UE) 2019/944 [7], que define a comunidade de cidadãos para a energia no âmbito do mercado interno da eletricidade. A sua estrutura democrática permite que cidadãos, pequenas empresas e autoridades locais se tornem coproprietários e participantes ativos do sistema energético, fortalecendo o empoderamento comunitário e a resiliência energética local [8]. Os sistemas de armazenamento por baterias, quando integrados a comunidades de energia renovável, assumem um papel multifuncional na operação da rede, pois podem prestar serviços como deslocamento temporal de energia, redução de picos de demanda, arbitragem energética, balanceamento de carga e suporte de tensão. O BESS também se apresenta como um recurso técnico relevante para mitigar os efeitos da crescente penetração de geração renovável distribuída, especialmente em redes sujeitas a fluxos bidirecionais de potência e a problemas de sobretensão ou subtensão [9].

Esses novos arranjos fornecem aos consumidores um papel mais ativo no sistema, impulsionando o surgimento das comunidades de energia, estruturas locais que integram tecnologias de geração renovável, redes inteligentes, digitalização e, especialmente, sistemas de armazenamento de energia, elementos essenciais para a flexibilidade e resiliência do sistema elétrico do futuro.

O armazenamento de energia constitui um recurso técnico essencial para desacoplar temporalmente a geração e o consumo. É impensável ter de consumir energia elétrica somente nos momentos de disponibilidade de geração e existem diversas formas de fazer isso. A capacidade de deslocar temporalmente a disponibilidade energética constitui um requisito técnico relevante em sistemas elétricos com elevada participação de fontes renováveis variáveis. A integração dos BESS nos sistemas de distribuição possibilita a redução simultânea de perdas elétricas, alívio da carga no transformador e controlo da tensão, atuando como uma solução viável frente à crescente penetração de recursos energéticos distribuídos [10].

Neste contexto, a presente dissertação centra-se na análise da integração de sistemas de armazenamento de energia com baterias de lítio em comunidades de energia em baixa tensão, com ênfase na sua modelação e na avaliação dos seus efeitos técnicos sobre a operação da rede.

1.2 Objetivos

Avaliar o impacto técnico da integração de um sistema comunitário de armazenamento de energia com baterias de lítio em uma comunidade de energia em baixa tensão, por meio de

simulação no HYPERSIM, considerando diferentes cenários de penetração fotovoltaica e os seus efeitos sobre fluxo de potência, níveis de tensão, perdas técnicas da rede, autoconsumo e a autossuficiência. Para isso, estabelecem-se os seguintes objetivos específicos:

- Revisar o enquadramento regulatório e normativo aplicável ao uso de sistemas de armazenamento em comunidades de energia, com foco no contexto português e brasileiro;
- Modelar a comunidade de energia em baixa tensão no ambiente HYPERSIM, com representação da rede, do transformador, dos cabos, das cargas e da geração fotovoltaica;
- Modelar o BESS com baterias de lítio, incluindo limites operacionais e estratégia supervisória de gestão energética;
- Definir e simular cenários representativos de operação sazonal, com diferentes níveis de penetração fotovoltaica e com/sem integração do BESS;
- Comparar os cenários a partir de indicadores técnicos de desempenho, nomeadamente fluxo de potência, níveis de tensão, perdas técnicas na rede, autoconsumo e autossuficiência.

1.3 Organização do documento

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos. O primeiro capítulo corresponde à introdução, na qual se apresentam a contextualização do tema, o problema de investigação, os objetivos do trabalho e a estrutura do documento.

O segundo capítulo apresenta o estado da arte e o enquadramento da dissertação, abordando os conceitos de comunidades de energia, o enquadramento regulatório aplicável ao armazenamento em Portugal e no Brasil, os fundamentos dos sistemas de armazenamento de energia em baterias e as principais estratégias de operação e gestão energética dos BESS.

O terceiro capítulo descreve a metodologia adotada, incluindo a caracterização da comunidade de energia analisada, a modelação da rede de baixa tensão, do sistema fotovoltaico e do BESS, a definição da estratégia de gestão energética, o ambiente de simulação no HYPERSIM e os indicadores de desempenho considerados na análise.

O quarto capítulo apresenta os casos de estudo e os resultados das simulações, organizados a partir dos cenários definidos para os meses de fevereiro e junho. Esses meses foram selecionados por representarem condições sazonais distintas de: fevereiro, associado a menor disponibilidade de geração fotovoltaica, e junho, caracterizado por maior contribuição solar. A escolha desses dois meses teve como objetivo analisar o comportamento da rede em duas condições operacionais contrastantes ao longo do ano. Neste capítulo, são analisados os efeitos

da penetração fotovoltaica e da integração do BESS sobre o fluxo de potência na rede, as perdas técnicas, níveis de tensão, autoconsumo e a autossuficiência, resultando em uma discussão comparativa dos resultados.

Por fim, o quinto capítulo reúne as conclusões da dissertação, destacando as principais contribuições do trabalho, as limitações do estudo e as perspectivas futuras de investigação.

1.4 Motivação

A motivação para o desenvolvimento desta dissertação resulta da crescente necessidade de integrar sistemas de armazenamento de energia em baterias nas redes de baixa tensão. A presença crescente de geração distribuída, em particular de origem fotovoltaica, introduz maior variabilidade na operação da rede e pode provocar alterações nos fluxos de potência, nos níveis de tensão e nas perdas técnicas.

Neste contexto, os sistemas de armazenamento de energia em baterias surgem como recursos relevantes para aumentar a flexibilidade local da rede, permitindo gerir excedentes de produção, reduzir a dependência da rede externa e apoiar a operação técnica das comunidades de energia. No entanto, os seus benefícios dependem da forma como são dimensionados, localizados e operados.

Assim, esta dissertação é motivada pela necessidade de avaliar tecnicamente o papel do BESS numa comunidade de energia em baixa tensão, considerando diferentes condições sazonais de consumo e produção. Adicionalmente, a escolha do tema foi influenciada pela experiência adquirida no âmbito da iniciação à investigação no GECAD, envolvendo pesquisa bibliográfica, modelação computacional, tratamento de dados e simulação de sistemas energéticos com recurso ao HYPERSIM.

1.5 Contribuição académica

No âmbito do desenvolvimento desta dissertação, foi produzida uma contribuição académica sob a forma de artigo científico relacionado ao tema da análise técnica de comunidades de energia em redes de baixa tensão: *Technical and Economic Assessment of Collective Self-Consumption in LV Distribution Networks*, atualmente submetido e sob processo de revisão para publicação.

2 Enquadramento e estratégia de operação dos BESS

Este capítulo tem como objetivo apresentar os conceitos e fundamentos teóricos associados ao uso do BESS no contexto das comunidades de energia. Inicialmente, são analisadas as características estruturais das comunidades de energia, com destaque para a integração de recursos energéticos distribuídos e para o papel do armazenamento na gestão local da energia. Embora as microrredes sejam utilizadas neste trabalho como referência técnico-operacional para discutir a interface de potência, o controlo do conversor e a operação do BESS, os conceitos não são equivalentes: a microrrede corresponde a uma arquitetura elétrica local, eventualmente capaz de operar conectada ou ilhada, enquanto a comunidade de energia possui enquadramento coletivo, organizacional, económico e regulatório próprio, não implicando necessariamente capacidade de ilhamento.

Em seguida, é abordado de forma sucinta o enquadramento regulatório aplicável às comunidades de energia e ao armazenamento, com ênfase no contexto europeu e português, limitando-se aos aspectos que influenciam diretamente a operação dos BESS. Por fim, o capítulo discute estratégias de operação dos sistemas de armazenamento descritas na literatura, enquadrando o BESS como um elemento estratégico para a melhoria do desempenho operacional e para o suporte à rede elétrica em comunidades de energia.

2.1 Comunidades de energia

A transição energética tem favorecido o desenvolvimento de sistemas locais de energia mais descentralizados e orientados ao utilizador, nos quais a produção distribuída, a digitalização e a participação ativa dos consumidores assumem papel central na gestão energética. As comunidades de energia surgem como uma solução estratégica para a descentralização da

produção energética, promovendo o envolvimento direto dos cidadãos na transição para fontes renováveis [11]. Em Portugal, o enquadramento jurídico das comunidades de energia foi inicialmente estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, posteriormente revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, diploma que passou a enquadrar, de forma mais ampla, a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, incluindo o autoconsumo e as comunidades de energia renovável [12].

A constituição de comunidades de energia renovável oferece não apenas a possibilidade de democratização do acesso à geração de energia, mas também estimula o desenvolvimento local, reduz os custos energéticos e promove a descarbonização. Esse modelo comunitário, conforme apresentado por Ramos [13], tem-se consolidado como uma resposta eficaz aos desafios impostos pela crescente descentralização da geração elétrica, propiciando arranjos cooperativos e inovadores no uso das fontes renováveis.

Em comunidades de energia com microgeração, um sistema de gestão de energia é indispensável para coordenar planeamento de produção, gestão pelo lado da procura, restrições de combustível e emissões, bem como receitas com serviços de reserva, evidenciando que a otimização é intrínseca à aplicação de microrredes [14].

A integração de um sistema de armazenamento de energia por baterias em edifícios com geração fotovoltaica partilhada permite deslocar temporalmente o uso da energia renovável, armazenando excedentes em períodos de menor procura e disponibilizando-os quando a procura residencial aumenta [15]. No estudo de caso, a combinação de solar fotovoltaico e armazenamento pode aumentar os benefícios económicos das comunidades de energias renováveis, mas que tais benefícios dependem fortemente do perfil dos membros participantes. Em particular, a entrada de um novo membro com perfil de consumidor puro gera complementaridade com a geração renovável existente, ampliando a partilha de energia e os ganhos coletivos. Em contraste, a integração de um novo membro prosumidor pode introduzir competição na utilização da eletricidade partilhada, reduzindo os benefícios de determinados participantes. Assim, o trabalho evidencia que a expansão de uma comunidade de energia não deve ser analisada apenas pela ótica do benefício agregado, mas também pela distribuição interna dos ganhos e pelo papel do mecanismo de preço de partilha [16].

Em Portugal, o autoconsumo coletivo (ACC) constitui uma modalidade regulamentada pelo Decreto-Lei n.º 15/2022 e pelo Regulamento do Autoconsumo, recentemente consolidado pelo Regulamento n.º 815/2023. O ACC assenta na associação de consumidores e unidades de produção próximas, sendo operacionalizado através da figura da Entidade Gestora do Autoconsumo Coletivo, responsável pela partilha da energia e pela relação com o operador da rede e com os agregadores de mercado [17].

O autoconsumo coletivo pode constituir uma configuração operacional inserida numa comunidade de energia, mas não se confunde necessariamente com esta, uma vez que a comunidade de energia apresenta uma dimensão jurídica, organizacional e funcional mais ampla, podendo abranger, para além da partilha de produção renovável, funções associadas ao

armazenamento, à flexibilidade e à participação em mecanismos de mercado. Conforme ilustrado na Figura 1, o autoconsumo coletivo envolve diferentes agentes, nomeadamente produtores, consumidores e prosumidores (consumidor/produtor), articulados numa estrutura de partilha e utilização local da energia.

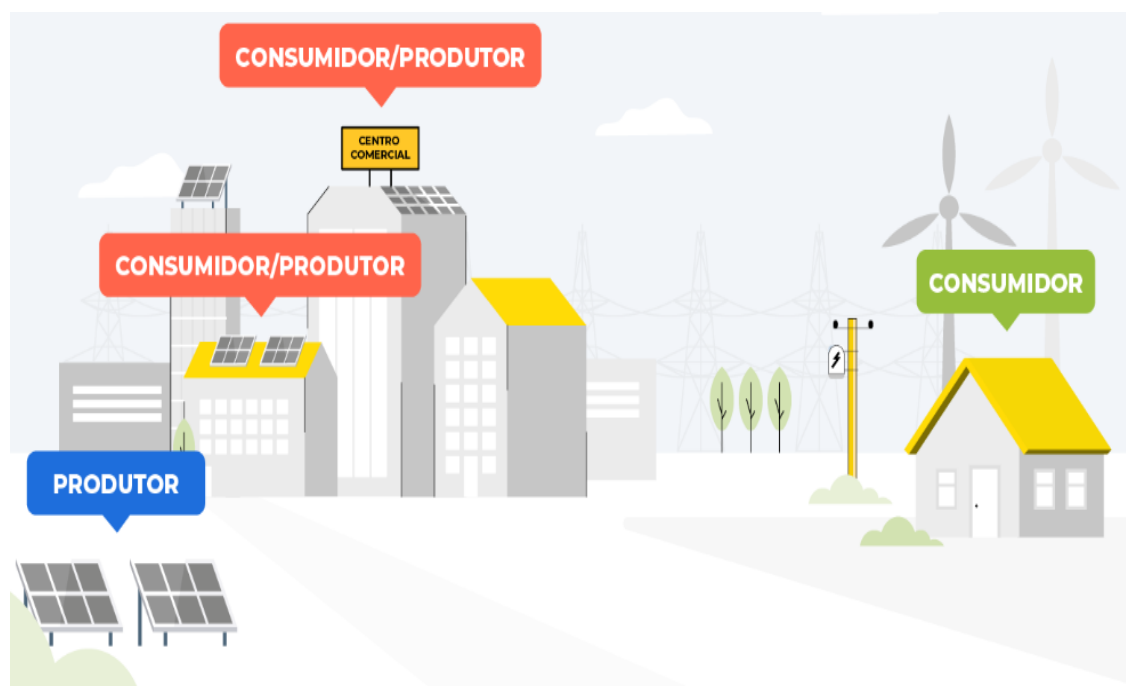


Figura 1 - Representação esquemática dos equipamentos necessários para o autoconsumo coletivo em uma comunidade de energia.

Fonte: [18].

A literatura europeia destaca que as comunidades energéticas, ao promoverem o autoconsumo coletivo e descentralizado, ampliam a aceitação pública de tecnologias renováveis e favorecem a equidade no acesso à energia. Isso reforça a noção de que a transição energética só será bem-sucedida com envolvimento ativo dos cidadãos [8].

No que se refere à governança e à infraestrutura tecnológica, destaca-se que a comunicação, a medição no ponto de entrega e o comando dos conversores constituem requisitos essenciais para a participação em comunidades de energia. Entretanto, os protocolos industriais e as arquiteturas tradicionais de centrais elétricas virtuais revelam-se frequentemente dispendiosos e desproporcionais ao contexto residencial, o que reforça a relevância da adoção de métodos heurísticos como alternativa viável [19].

Dados indicam que, até 2050, as comunidades de energia poderão responder por até 37% da geração renovável na Europa, sendo Portugal responsável por mais de 20% da produção elétrica renovável via pequenos produtores e cooperativas. Essas projeções revelam o papel estratégico dessas comunidades na meta de neutralidade carbônica da União Europeia [20].

2.2 Enquadramento regulatório da aplicação de sistemas de armazenamento de energia em Portugal e no Brasil

A crescente integração de fontes de energia renovável às redes elétricas modernas e a necessidade de equilibrar a geração intermitente com a demanda de consumo têm impulsionado o desenvolvimento de tecnologias avançadas de armazenamento de energia.

Segundo a Agência Internacional de Energia, o crescimento da demanda elétrica mundial já não está sendo acompanhado por aumento proporcional das emissões do setor, devido à rápida expansão de fontes de baixa emissão, especialmente renováveis e nuclear [21]. Nesse contexto, sistemas de armazenamento de energia, como o BESS, tornam-se relevantes por ampliarem a flexibilidade operacional da rede, absorvendo excedentes de geração renovável, reduzindo o corte de geração (*curtailment*), deslocando energia para períodos de maior demanda e mitigando a necessidade de geração fóssil de resposta rápida. Assim, o armazenamento não deve ser interpretado apenas como um recurso energético, mas como uma infraestrutura estratégica para sustentar a transição para sistemas elétricos de menor intensidade carbônica.

Em comunidades de energia, soluções partilhadas de armazenamento tendem a obter custos nivelados de armazenamento inferiores e taxas internas de retorno superiores em comparação a baterias isoladas por residência, sobretudo quando as demandas entre casas são pouco correlacionadas, pois a agregação analisa perfis e melhora a utilização do equipamento [22].

Os estudos técnicos que usam estratégias de otimização, normalmente consideram que os BESS devem operar de maneira a manter a tensão de rede dentro dos limites estabelecidos, garantindo a qualidade do fornecimento energético. Esses padrões operacionais são, por sua vez, respaldados por normativas que definem as condições mínimas de operação para os dispositivos conectados às redes de distribuição [10]. As estratégias de planejamento para a instalação de BESS em redes de baixa tensão são altamente dependentes dos limites de tensão definidos pela regulamentação setorial, que determina os parâmetros operacionais para que os equipamentos possam ser implementados sem degradar a qualidade da energia ou comprometer a segurança da rede. Assim, a interação entre as soluções de controlo técnico e os padrões regulatórios é intrínseca e se reflete na necessidade de uma abordagem integrada para a gestão dos BESS.

A Lei nº 15.269/2025 representa um marco jurídico relevante para a inserção de sistemas de armazenamento de energia elétrica no Brasil, ao reconhecer formalmente essa atividade no setor elétrico e atribuir à ANEEL competência para sua regulação, fiscalização, remuneração e acesso à rede. O texto legal admite a operação do armazenamento de forma autónoma ou integrada a agentes de geração, transmissão, distribuição, comercialização e consumo, bem como a prestação de múltiplos serviços, como flexibilidade, potência, serviços ancilares e comercialização de energia. Além disso, a lei prevê incentivos econômicos específicos para projetos de armazenamento em baterias e reconhece sua função estratégica para a modernização, confiabilidade e segurança energética do sistema elétrico brasileiro [23].

A Tabela 1 apresenta uma síntese das principais normas técnicas aplicáveis a sistemas BESS conectados à rede, destacando seu escopo e sua relevância.

Tabela 1 - Normas técnicas aplicáveis a sistemas de armazenamento por baterias BESS em ambientes conectados à rede.

Categoria	Norma (edição)	Escopo	Ensaio / exigências-chave	Como regula o BESS
Segurança elétrica e funcional	EN IEC 62619 (2022)	Segurança de células/módulos/packs Li-íon para aplicações industriais (inclui estacionárias).	Ensaio de mau uso previsível (curto externo, sobrecarga, descarga forçada, impacto/queda, aquecimento), avaliação de curto interno/propagação e funções de BMS.	Base de segurança no nível de célula/pack exigida em BESS industriais.
	IEC 62133-2 (2017 + Amd.1:2021)	Segurança de células/baterias seladas Li-íon de uso portátil.	Ensaio elétrico, mecânicos e térmicos sob uso e mau uso previsível.	Aplica-se quando o fornecedor usa linha “portátil”; para BESS industriais, prioriza-se 62619.
	EN IEC 62485-2 (2018)	Requisitos de instalação e segurança de baterias estacionárias (até 1 500 Vcc).	Ventilação, distâncias, proteção contra choque/incêndio, sinalização, operação/manutenção e disposição final.	Regras para sala de baterias e infraestrutura eletromecânica.
Segurança no nível de sistema	IEC 62933-5-1 (2024) e IEC 62933-5-2 (2020)	Considerações/requisitos de segurança para EES integrados à rede; -5-2 detalha sistemas eletroquímicos.	Identificação de perigos, avaliação/mitigação de riscos, procedimentos de emergência, requisitos adicionais a BESS.	Governa a segurança sistêmica do BESS (projeto, integração, operação).
Desempenho e testes	IEC 62933-2-1 (2017 + Corr. 2019)	Parâmetros de unidade e métodos de ensaio de desempenho de EES (agnóstica à tecnologia).	Definições de eficiência, potência/energia úteis, resposta a comando, perfis de teste e relatórios.	Base para FAT/SAT e aceitação de desempenho do BESS.
	IEC 61427-2 (2015 + Amd.1:2024)	Baterias em aplicações on-grid (PV/EES): métodos de ensaio de endurance e desempenho.	Ciclagem representativa, capacidade, eficiência, estabilidade sob perfis PV/rede.	Validação de uso com fotovoltaico e outras aplicações conectadas.

A adoção de BESS no Brasil, assim como ao redor do mundo, tende a expandir nos próximos anos, impulsionada por três vetores principais: (i) a maturidade tecnológica já alcançada, (ii) a expansão das fontes renováveis intermitentes e (iii) a crescente pressão regulatória e ambiental. O país reúne condições favoráveis para a inserção estratégica do armazenamento no sistema elétrico, mas a consolidação desse mercado ainda depende da superação de entraves regulatórios e financeiros. Nessa perspectiva, 2025 representou um marco relevante, com o reconhecimento legal da atividade de armazenamento de energia elétrica. Ainda assim, os critérios técnico-regulatórios para a integração do BESS ao setor elétrico brasileiro permanecem em desenvolvimento.

O Ministério da Fazenda do Governo Brasileiro anunciou o programa “Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) para Aumentar a Confiabilidade dos Sistemas de Energia no Brasil” é apresentado como iniciativa voltada ao desenvolvimento inicial do mercado de BESS no país, com demonstração de viabilidade para micro, pequenas e médias empresas e minirredes, além do fortalecimento regulatório e da capacidade de avaliação de projetos. A iniciativa busca estabelecer bases para uma rede elétrica mais diversificada e resiliente, com fornecimento de energia mais confiável e acessível [24].

Em Portugal, o enquadramento regulatório do acesso com restrições para instalações de produção e de armazenamento autónomo foi consolidado com a publicação da Diretiva n.º 3/2025 da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, que aprovou as Condições Gerais do Acordo de Acesso com Restrições. A diretiva estabelece que este acordo concretiza o acesso à rede com restrições e define funções, responsabilidades, requisitos, direitos e obrigações entre os titulares das instalações e os operadores da Rede Elétrica de Serviço Público. Além disso, prevê que as condições específicas do acesso, incluindo a potência máxima injetável e a informação relativa às restrições, constem do título de reserva de capacidade de injeção ou documento equivalente. Em instalações de armazenamento autónomo, a diretiva impõe requisitos técnicos de observabilidade e controlabilidade, bem como o cumprimento de instruções emitidas pelos operadores para redução do valor máximo da potência aparente injetada, quando necessário para garantir a segurança da operação do sistema elétrico nacional. O operador da rede deve ainda disponibilizar informação sobre as restrições aplicáveis, a probabilidade da sua ocorrência e os prazos de atualização dessa informação, reforçando a necessidade de previsibilidade regulatória e operacional para a viabilidade destes ativos [25].

2.3 Sistemas de armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento de energia elétrica podem ser classificados com base na forma de energia armazenada, incluindo tecnologias mecânicas, como o armazenamento hidrelétrico por bombagem e o armazenamento de energia por ar comprimido. Eletroquímicas, como baterias convencionais e de fluxo, elétricas, como capacitores, supercapacitores e armazenamento magnético supercondutor, térmicas e químicas. Essa classificação permite correlacionar características técnicas, como tempo de resposta, densidade de energia e duração de descarga, com aplicações específicas no sistema elétrico [26].

O sistema de armazenamento de energia em baterias atua como instrumento central para elevar a flexibilidade, a economicidade e a segurança do sistema elétrico, com implantação de sistemas de gestão de energia em tempo real nos centros de controlo como parte do gerenciamento do sistema elétrico [27].

Os BESS já se encontram em estágio de maturidade tecnológica consolidado a nível internacional, principalmente no uso de tecnologias de íon-lítio. Tais sistemas são capazes de atender a múltiplas funções, como estabilização de frequência, suporte de tensão, correção de fator de potência e redução de picos de demanda.

Em 2025, a China registou forte expansão do armazenamento de energia de nova geração, com destaque para tecnologias representadas principalmente por baterias de lítio. Segundo a CNESA, essa categoria adicionou 66,43 GW / 189,48 GWh no ano e atingiu 144,7 GW de capacidade acumulada ao final de 2025, evidenciando a consolidação dos sistemas BESS no mercado chinês de armazenamento de energia [28]. Nos Estados Unidos, a expansão planeada da capacidade elétrica em escala utilitária para 2026 reforça o papel crescente do armazenamento em bateria na matriz elétrica. De acordo com a U.S. Energy Information Administration, estão previstos 24 GW de nova capacidade de armazenamento por baterias, o que corresponde a 28% de todas as adições planeadas no ano [29].

O projeto Edwards Sanborn, desenvolvido pela Terra-Gen em Kern County, Califórnia, é um exemplo internacional de sistema híbrido de grande escala com geração solar fotovoltaica e BESS. Segundo a Terra-Gen, o empreendimento possui 807 MW de capacidade solar e mais de 3 GWh de armazenamento em baterias, com capacidade de fornecer até 1.252 MW à rede elétrica.¹

O projeto Sustainable Atlantic Communities, insere-se no contexto europeu de promoção das comunidades de energia, com foco na eficiência energética, na redução das emissões de gases de efeito de estufa e no reforço do papel ativo dos cidadãos na transição energética. O projeto reúne 11 parceiros na Europa e propõe o desenvolvimento e a implementação de soluções baseadas em *smart grids*, tecnologias de informação e comunicação e sistemas de armazenamento. Em Portugal, o projeto prevê um piloto em Sintra, associado à empresa Esquadria, baseado na criação de uma comunidade de energia com geração solar e armazenamento, orientada ao autoconsumo coletivo, à otimização do uso local da energia e à interação com a rede inteligente [30]. Em Portugal, observa-se também o avanço recente de projetos de armazenamento eletroquímico associados à geração fotovoltaica. Em março de 2026, a Iberdrola informou o início da instalação de sistemas BESS nas centrais solares de Alcochete I e Algeruz II, no distrito de Setúbal, totalizando 180 MWh de capacidade de armazenamento e 45 MW de potência de ligação à rede. Segundo a empresa, a iniciativa insere-

¹ Terra-Gen, "Edwards Sanborn (EdSan) Solar Storage Phase 1A & 1B." Accessed: Feb. 08, 2026. [Online]. Available: <https://terra-gen.com/edwards-sanborn/>

se na estratégia de reforço da flexibilidade do sistema elétrico e de maior integração da geração renovável.²

A Figura 2 ilustra o fluxo de um sistema de gestão de armazenamento de energia, destacando a integração entre geração, conversão, controlo e armazenamento em baterias. A energia proveniente de diferentes fontes é gerida pelo *Energy Management System* (EMS), que coordena o fluxo energético com base em critérios de otimização e na demanda da rede. O Sistema de Conversão de Energia realiza a conversão entre corrente alternada e corrente contínua, possibilitando o carregamento e o descarregamento das baterias. O *Battery Management System* (BMS) acompanha os parâmetros operacionais das baterias, garantindo segurança e desempenho. Os Módulos de Bateria armazenam a energia e a liberam conforme controlado pelo EMS. Esse fluxo assegura flexibilidade operacional, suporte à rede e melhor aproveitamento de fontes intermitentes.

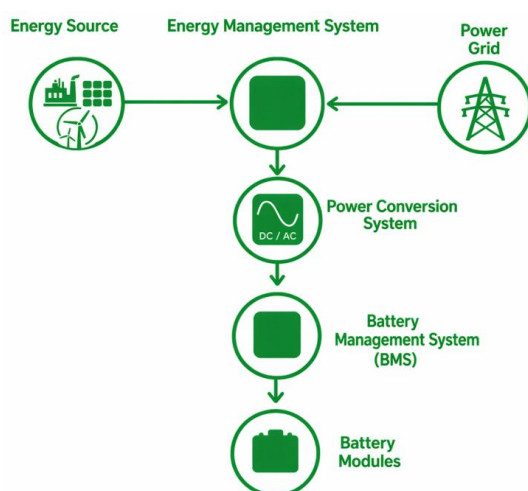


Figura 2 - Organização dos principais subsistemas de um sistema de armazenamento de energia em baterias integrado à rede elétrica.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A evolução do BMS tem sido determinante para aumentar a confiabilidade e a segurança operacional dos BESS. Esse sistema gere parâmetros críticos como temperatura, corrente e tensão, evitando sobrecargas, sobreaquecimento e desequilíbrios entre módulos. Ademais, a implementação de normas internacionais de segurança garante que os riscos associados ao armazenamento sejam mitigados, reduzindo barreiras de aceitação do mercado.

Segundo [31], o principal objetivo do BESS é ampliar a capacidade de acolhimento de fontes renováveis, reduzindo o *curtailment* energético decorrente de restrições de transmissão e adiando investimentos em reforços na rede de transmissão. No estudo, a abordagem adotada

²Iberdrola Internacional, “Iberdrola begins installing batteries at its solar plants in Alcochete and Algeruz,” Press Room, Mar. 31, 2026. Accessed: May 28, 2026. [Online]. Available: <https://www.iberdrolainternacional.com/press-room/news/iberdrola-begins-work-installing-batteries-solar-power-stations-alcochete-algeruz>

baseia-se em simulações em regime permanente, com representação completa do sistema interligado brasileiro e avaliação de casos base e de contingência. Os resultados para a região de Minas Gerais indicam que o armazenamento é tecnicamente viável como ativo de reforço da transmissão, sobretudo em situações contingenciais. Na área de Jaíba/Janaúba, por exemplo, o estudo mostra que um BESS de 150 MW é suficiente para evitar sobrecarga em uma contingência específica, enquanto um BESS de 350 MW permite o despacho integral das plantas fotovoltaicas já instaladas.

A implantação de sistemas de armazenamento de energia em larga escala tem sido favorecida pela expressiva queda nos custos das baterias, principalmente as de íon-lítio, que dominaram o mercado global a partir de 2010. Essa tendência de redução de custos, impulsionada por inovações tecnológicas e ganho de escala produtiva, cria um ambiente propício para sua expansão nas redes elétricas modernas [32].

A motivação dominante para adoção residencial de armazenamento é aumentar a autossuficiência e a independência da rede, estudos citados pelos autores indicam que, com combinações adequadas de capacidade de bateria, dimensão fotovoltaica, estrutura tarifária e remuneração por injeção, a redução de importações pode ser muito elevada ao longo dos anos, pressionando o mercado a integrar uma quantidade crescente de recursos distribuídos [22].

A agregação de sistemas de armazenamento do lado do consumidor maximiza o aproveitamento de ativos que, de outra forma, ficariam ociosos grande parte do tempo, por exemplo, em estratégias de redução de demanda máxima, permitindo combinar serviços e acessar múltiplos mercados sem interferência entre funções, desde que a coordenação seja cuidadosamente projetada [22].

2.3.1 Baterias

É possível definir bateria como um meio de transformar energia química em energia elétrica com a capacidade de acumular essa energia. Um acumulador de cargas elétricas é um dispositivo capaz de armazenar energia elétrica. A energia elétrica pode, portanto, ser armazenada de diferentes maneiras, como: energia eletrostática, eletromagnética e eletroquímica. A energia eletrostática, se dá pelo acúmulo de cargas elétricas em um ou mais capacitores. A energia eletromagnética estabelece uma corrente elétrica em um circuito enrolado em torno de um circuito magnético. Por fim, a energia na forma eletroquímica se utiliza da propriedade que certos elementos químicos possuem de acumular eletricidade para acumular energia [33].

Cada dia mais o mercado de baterias caminha na direção de melhorias. Suas tecnologias são estudadas por especialistas que procuram aumentar a eficiência, entregando mais capacidade com menor volume, menor preço e evitando ao máximo não agredir o meio ambiente. Entretanto, nenhuma bateria oferece uma solução totalmente perfeita para todas as necessidades energéticas. Embora as baterias apresentem vantagens relevantes, ainda

persistem limitações importantes, como a degradação ao longo da vida útil, os desafios de segurança térmica, os custos de substituição e as dificuldades de reciclagem e de acesso a matérias-primas críticas.

É importante conhecer alguns parâmetros e definições que são fundamentais no entendimento das baterias. A célula é um dispositivo eletroquímico capaz de suprir, para um circuito elétrico externo, a energia resultante de uma reação química interna. A bateria é composta por uma simples célula ou uma combinação de células, podendo ser em série e/ou paralelo, para obter a tensão e a capacidade de corrente requerida [34].

2.3.1.1 Baterias de chumbo ácido VRLA X fosfato de lítio ferro (LiFePO₄)

As baterias de chumbo-ácido têm sido tradicionalmente utilizadas em aplicações estacionárias devido ao menor custo inicial e à simplicidade de carregamento, contudo, baterias de íons de lítio apresentam vantagens técnicas relevantes, como maior densidade de energia, maior eficiência, menor necessidade de manutenção e maior vida útil operacional.

As baterias de chumbo-ácido constituem um dos marcos históricos das baterias aquosas recarregáveis, tendo sido amplamente empregadas em aplicações automotivas e de *backup* estacionário devido à sua robustez e ao baixo custo. No entanto, limitações associadas à menor densidade energética, à sulfatação e à degradação estrutural contribuíram para restringir o desempenho e a competitividade das baterias aquosas frente às baterias de íons de lítio em aplicações compactas e de elevada exigência energética [35]. Mesmo em baterias do tipo *Valve Regulated Lead Acid*, conhecidas como baterias de gel ou seladas, o eletrólito continua sendo aquoso, ele apenas está imobilizado em um gel ou em mantas de fibra de vidro para evitar vazamentos e permitir a recombinação de gases.

O desempenho de ambas é influenciado pelos perfis de carga e descarga, uma vez que taxas de corrente elevadas, profundidade de descarga e condições operacionais podem acelerar a degradação da capacidade. No estudo [36], o sistema com baterias de íons de lítio exigiu 40% menos unidades, apresentou menores perdas anuais, 190 kWh/ano contra 426 kWh/ano, e maior vida útil estimada, 11 anos contra 4 anos para baterias de chumbo-ácido, evidenciando sua maior atratividade técnica para aplicações estacionárias com geração fotovoltaica conectada à rede. Segundo o estudo [37], as baterias de chumbo-ácido tendem a apresentar maiores impactos nas categorias de mudanças climáticas e uso de recursos fósseis, minerais e metálicos, enquanto as baterias de íon-lítio, de modo geral, apresentam melhor desempenho ambiental nas categorias avaliadas.

As primeiras tentativas de se desenvolver baterias de lítio recarregáveis falharam devido a problemas de segurança ocasionados pela instabilidade inerente das combinações com outros elementos, especialmente durante o carregamento. A instabilidade inerente do lítio metálico, especialmente durante a carga, provocou estudos para se encontrar uma solução não-metálica

utilizando íons de lítio. Embora mais baixo em energia específica do que o lítio metálico, o íon de lítio é mais seguro, desde que os fabricantes de baterias sigam as medidas recomendadas para manter a tensão e as correntes a níveis seguros [38].

O lítio é o metal mais leve e apresenta elevado potencial eletroquímico, características que favorecem altas densidades de energia em sistemas eletroquímicos [39]. O fosfato de lítio (LiFePO_4) oferece um bom desempenho eletroquímico com baixa resistência. Os principais benefícios são a alta corrente nominal e a longa duração do ciclo, além de boa estabilidade térmica, maior segurança e tolerância em caso de utilização abusiva. O LiFePO_4 é mais tolerante a condições de carga total e é menos estressado do que outros sistemas de íons de lítio se mantido em alta tensão durante um período prolongado [34].

Na Tabela 2, há um comparativo entre alguns pontos importantes que se destacam na análise das baterias.

Tabela 2 – Comparação entre baterias de fosfato de lítio ferro x chumbo ácido.

	LiFePO_4	Chumbo ácido
Densidade de energia	Alta	Média
Ciclos	Entre 1500 e 2000	Entre 400 e 800
Tempo de recarga	3 a 4 horas	8 a 10 horas
Peso	Menor	Maior
Preço	Maior	Menor
Reciclagem	Parcial	Total

A Tabela 2 mostra que o LiFePO_4 tende a oferecer maior densidade de energia e menor peso, já o chumbo-ácido pode apresentar vantagem em termos de custo inicial. Dessa forma, a seleção da tecnologia deve considerar os requisitos específicos da aplicação, incluindo espaço disponível, exigência de ciclagem, tempo de recarga, vida útil e viabilidade econômica.

2.3.2 Demais tipos de baterias e comparação

Além das baterias de íons de lítio e chumbo-ácido, amplamente discutidas na literatura, outras tecnologias eletroquímicas apresentam relevância histórica e técnica em aplicações estacionárias e industriais de armazenamento de energia elétrica.

A exploração dos blocos s, p, d e f da tabela periódica possibilita o desenvolvimento de materiais com maior densidade energética, melhor estabilidade ciclável e menor custo, aspectos essenciais para a próxima geração de sistemas de armazenamento eletroquímico.

A Figura 3 ilustra a relação entre energia específica (Wh/kg) e potência específica (W/kg) para diferentes tecnologias de armazenamento de energia elétrica, permitindo uma análise comparativa direta do compromisso entre capacidade energética, capacidade de resposta dinâmica e massa do sistema. A energia específica indica quanta energia pode ser armazenada por unidade de massa e está relacionada à autonomia do sistema, enquanto a potência específica indica quanta potência pode ser entregue ou absorvida por unidade de massa e está

relacionada à rapidez dos processos de carga e descarga. Nenhuma tecnologia domina simultaneamente ambos os parâmetros, o que reforça a necessidade de seleção do sistema de armazenamento em função da aplicação pretendida.

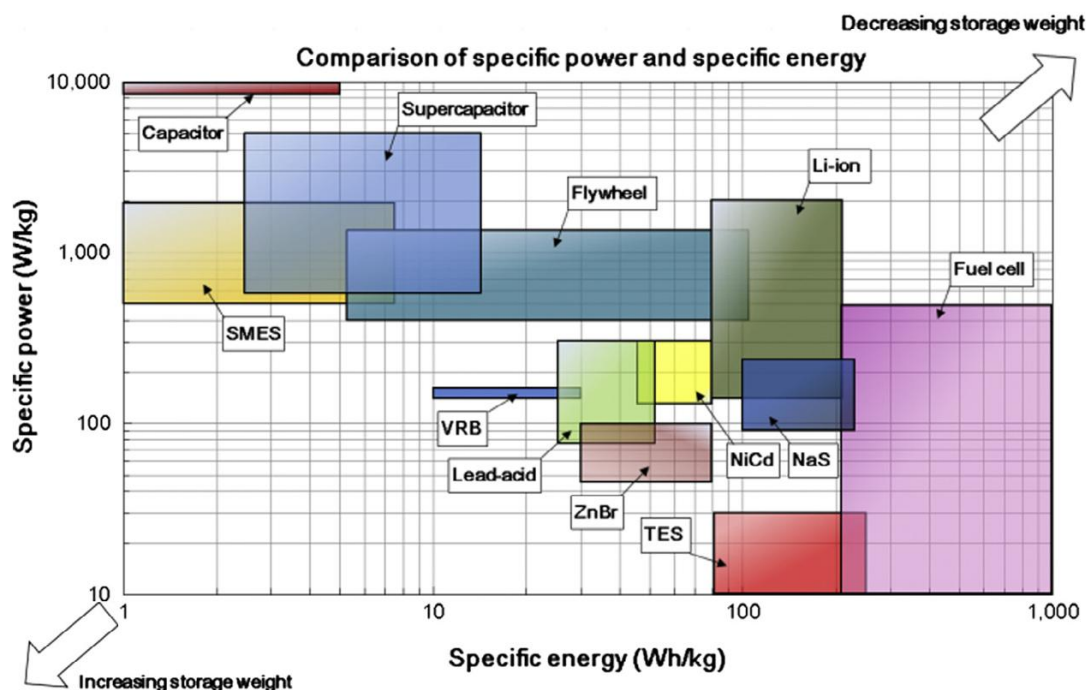


Figura 3 - Relação entre energia específica (Wh/kg) e potência específica (W/kg).

Fonte: [26].

O desempenho eletroquímico das baterias de íões de lítio está fortemente condicionado às propriedades fundamentais dos elementos químicos que compõem os materiais dos elétrodos. A organização periódica dos elementos fornece uma estrutura sistemática para compreender tendências em capacidade específica, potencial eletroquímico, estabilidade estrutural e cinética de difusão iônica, permitindo identificar combinações elementares promissoras para aplicações avançadas em armazenamento de energia [40].

Embora o grafite seja o ânodo comercial dominante nas baterias Li-ion, sua capacidade teórica limitada impõe restrições significativas ao aumento da densidade energética dos sistemas atuais. Esse fator tem impulsionado a investigação de materiais alternativos, como nanotubos de carbono, grafeno dopado e estruturas híbridas, capazes de aumentar a adsorção e a difusão de íões de lítio. Entretanto, desafios como formação de dendritos, agregação de lítio e instabilidade estrutural ainda representam barreiras críticas à aplicação prática desses materiais em larga escala [40].

Entre alguns tipos de baterias destacam-se as baterias de sódio-enxofre, níquel-cádmio, níquel-hidreto metálico, sódio-níquel-cloreto e *Dual-ion* alumínio-grafite, cujas reações eletroquímicas fundamentais e tensões nominais de célula estão resumidas na Tabela 3.

Tabela 3 - Tipos de baterias, reações eletroquímicas e tensão nominal de célula.

Tipo de bateria	Reações químicas no ânodo e cátodo	Tensão nominal da célula
Sódio-enxofre (NaS)	Ânodo: $2\text{Na} \rightleftharpoons 2\text{Na}^+ + 2\text{e}^-$ Cátodo: $\text{xS} + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{xS}^{2-}$	$\approx 2.08 \text{ V}$
Níquel-cádmio (NiCd)	Ânodo: $\text{Cd} + 2\text{OH}^- \rightleftharpoons \text{Cd}(\text{OH})_2 + 2\text{e}^-$ Cátodo: $2\text{NiOOH} + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightleftharpoons 2\text{Ni}(\text{OH})_2 + 2\text{OH}^-$	$\approx 1.2 \text{ V}$
Níquel-hidreto metálico (Ni-MH)	Ânodo: $\text{MH} + \text{OH}^- \rightleftharpoons \text{M} + \text{H}_2\text{O} + \text{e}^-$ Cátodo: $\text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{OH}^- \rightleftharpoons \text{NiOOH} + \text{H}_2\text{O} + \text{e}^-$	$\approx 1.2 \text{ V}$
Sódio-níquel-cloreto (NaNiCl ₂ / ZEBRA)	Ânodo: $2\text{Na} \rightleftharpoons 2\text{Na}^+ + 2\text{e}^-$ Cátodo: $\text{NiCl}_2 + 2\text{e}^- \rightleftharpoons \text{Ni} + 2\text{Cl}^-$	$\approx 2.58 \text{ V}$
Dual-ion alumínio-grafite	Ânodo: deposição/remoção de Al no eletrodo de alumínio Cátodo: intercalação/desintercalação de ânions cloroaluminato (AlCl_4^-) na grafite	$\approx 1,7\text{--}2,1 \text{ V}$

2.3.2.1 Bateria de sódio-enxofre (NaS)

As baterias de sódio-enxofre (NaS) são baseadas na reação eletroquímica entre sódio metálico e enxofre, utilizando elétrodos fundidos separados por um eletrólito sólido cerâmico condutor de íons sódio, muitas das vezes à base de alumina. Durante a descarga, o sódio é oxidado no ânodo e o enxofre é reduzido no cátodo, resultando na formação de polissulfetos de sódio, enquanto o processo inverso ocorre durante a recarga. Apesar de apresentarem alta densidade energética, boa eficiência e longa vida útil, essas baterias dependem de operação em altas temperaturas, o que implica em desafios significativos do ponto de vista operacional e de segurança. Adicionalmente, a formação e migração de polissulfetos no eletrólito pode originar reações redox indesejadas, conhecidas como efeito shuttling, que conduzem a perdas irreversíveis e à degradação do desempenho ao longo dos ciclos. Ainda assim, as baterias NaS possuem potencial relevante para aplicações energéticas de grande escala, como suporte à rede elétrica, nivelamento de carga e integração de fontes renováveis, desde que limitações relacionadas à densidade de potência, recarregabilidade e estabilidade da interface eletrodo-eletrólito sejam adequadamente superadas [41].

Em Dubai, no Mohammed bin Rashid Al Maktoum Solar Park, foi implantado um sistema de armazenamento NAS de 1,2 MW / 7,2 MWh, acoplado a uma planta fotovoltaica de 13 MW, com funções de suavização da variabilidade da geração solar, deslocamento temporal de energia e controle de frequência, evidenciando o uso de armazenamento de longa duração em ambientes de elevada temperatura e alta penetração renovável.³

³ L. NGK INSULATORS, "NGK Receives NAS Battery Order for Demonstration Project in Dubai." Accessed: Mar. 19, 2026. [Online]. Available: https://www.ngk-insulators.com/en/news/20180622_10287.html

2.3.2.2 Bateria de níquel-cádmio (NiCd)

As baterias de níquel-cádmio (NiCd) utilizam cádmio metálico no eletrodo negativo, oxi-hidróxido de níquel no eletrodo positivo e hidróxido de potássio como eletrólito alcalino. Essa tecnologia destaca-se pela elevada robustez eletroquímica, alta taxa de carga e descarga, ampla faixa de temperatura operacional e boa tolerância a ciclos profundos, apresentando vida útil que pode variar entre 8 e 25 anos, com ciclos típicos na ordem de 1500 a 3000. Do ponto de vista energético, as baterias NiCd apresentam densidade energética gravimétrica entre 55 e 80 Wh/kg e potência específica aproximada de 200 W/kg. Apesar dessas vantagens técnicas, sua aplicação em novos sistemas de armazenamento de energia elétrica tem sido progressivamente reduzida devido ao elevado custo por unidade de potência e, sobretudo, às severas restrições ambientais impostas pelo uso do cádmio, um metal pesado altamente tóxico, o que exige rigorosos controles de segurança, manuseio e descarte [42].

Os comboios automáticos Alstom Metropolis do MRT de Singapura utilizam baterias MRX de NiCd como sistema de alimentação auxiliar de emergência a bordo. Segundo o case, essas baterias são capazes de fornecer até 60 minutos de energia de reserva para cargas essenciais do trem, incluindo iluminação, ar condicionado, operação das portas e sistemas de comunicação. As MRX foram utilizadas como baterias compactas em bloco, desenvolvidas para atender às necessidades contínuas de *backup* em trens elétricos modernos, com faixa de operação entre -20 °C e +50 °C e vida útil comprovada em campo superior a 15 anos.⁴

2.3.2.3 Bateria de níquel-hidreto metálico (NiMH)

As baterias de níquel-hidreto metálico (NiMH) são baseadas na reação reversível entre um eletrodo positivo de níquel oxi-hidróxido e um eletrodo negativo constituído por uma liga metálica capaz de absorver hidrogênio, operando em eletrólito alcalino. Do ponto de vista técnico, essas baterias apresentam densidade energética intermediária, potência específica relativamente elevada e boa estabilidade térmica, além de elevada tolerância a choques mecânicos e vibrações. No entanto, quando comparadas às baterias de íons de lítio, as NiMH exibem maior resistência interna, menor eficiência energética e menor densidade de energia gravimétrica, fatores que limitam sua competitividade em aplicações que demandam elevada autonomia, embora mantenham relevância em sistemas onde robustez, segurança operacional e confiabilidade sejam critérios prioritários [41].

Um caso de aplicação ferroviária de armazenamento estacionário foi reportado pela WMATA no sistema metroviário de Washington. O projeto consistiu na instalação de um sistema de baterias de potência de 2 MW na subestação de West Falls Church, na Orange Line, com a finalidade de absorver energia de frenagem regenerativa, reduzir picos de potência e melhorar

⁴ Saft, "Saft batteries ensure smooth running for Singapore's MRT Metropolis driverless trains," Saft. Accessed: Mar. 19, 2026. [Online]. Available: <https://saft.com/en/case-studies/saft-batteries-ensure-smooth-running-singapore%E2%80%99s-mrt-metropolis-driverless-trains-0>

o suporte de tensão no sistema de tração em corrente contínua. O relatório identifica a tecnologia utilizada como GIGACELL de NiMH, desenvolvida pela Kawasaki Heavy Industries. O arranjo final do sistema foi composto por 4 unidades em paralelo, totalizando 1.892 kW de potência nominal e 378,33 kWh de capacidade energética. Nos testes em serviço, o sistema apresentou economia anual equivalente entre 7,2% e 15,4%, *peak shaving* entre 121 kW e 436 kW e efeito de estabilização de tensão entre 42 V e 139 V, evidenciando o potencial técnico do armazenamento *wayside* para aumentar a recuperação de energia regenerativa e melhorar o desempenho elétrico da rede de tração.⁵

2.3.2.4 Bateria de sódio-níquel-cloreto (Na-NiCl₂)

As baterias de sódio-níquel-cloreto (Na-NiCl₂), conhecidas como baterias ZEBRA, constituem uma tecnologia de armazenamento eletroquímico de alta temperatura, operando tipicamente entre 300 °C e 350 °C, com eletrólito sólido cerâmico do tipo beta-alumina e eletrólito secundário à base de sais fundidos. Utilizam sódio metálico no eletrodo negativo e cloreto de níquel no eletrodo positivo, apresentando elevada densidade de energia e potência, eficiência energética em torno de 90% e desempenho superior ao de baterias chumbo-ácido e de algumas tecnologias baseadas em níquel, como NiCd e NiMH. Além disso, destacam-se pela elevada estabilidade térmica e pela ausência de metais altamente tóxicos, o que as torna uma alternativa tecnicamente robusta para aplicações de média e grande escala. Entretanto, a necessidade de operação contínua em altas temperaturas impõe requisitos rigorosos de isolamento térmico, estabilidade mecânica e segurança, resultando em perdas térmicas permanentes e maior complexidade do sistema, fatores que limitam sua atratividade para aplicações distribuídas de baixa tensão e comunidades de energia, sendo mais adequadas para frotas, transporte público e veículos elétricos de uso intensivo [42].

No projeto Storage Lab da Terna, uma das tecnologias de armazenamento empregadas foi a Na-NiCl₂. De acordo com a descrição do projeto, essa tecnologia compôs parte do portfólio multitecnológico instalado nas ilhas da Sicília e da Sardenha, com potência total de 3,4 MW, distribuída em dois tipos de unidades. A inserção das baterias Na-NiCl₂ ocorreu em um ambiente experimental voltado à ampliação das margens de segurança da rede de alta tensão e à avaliação do desempenho de diferentes tecnologias de armazenamento em serviços de suporte ao sistema elétrico, incluindo regulação primária de frequência, regulação secundária de frequência e suporte ao sistema de defesa. Assim, no contexto desse projeto, as baterias Na-NiCl₂ não aparecem como tecnologia única, mas como uma das soluções testadas pela Terna dentro de uma plataforma de demonstração e validação operacional em escala *utility-scale*.⁶

⁵ Moustapha Ouattara; J. Gordon Yu, “WMATA Energy Storage Demonstration Project: Final Report,” Washington, DC, 2015.

⁶ Terna, “Terna’s Pilot Storage Projects to Test and Validate the Use of Electro-Chemical Storage.” Accessed: Feb. 17, 2026. [Online]. Available: <https://energystorageeurope.eu/news/ternas-pilot-storage-projects-to-test-and-validate-the-use-of-electro-chemical-storage-at-the-utility-scale-level/>

2.3.2.5 Baterias dual-ion alumínio–grafite

As *Aluminum-Graphite Dual-Ion Batteries* (AGDIBs) constituem uma tecnologia emergente para armazenamento eletroquímico de energia, sendo objeto de interesse devido à combinação entre abundância do alumínio, potencial de baixo custo, segurança intrínseca e elevada densidade de potência. De acordo com a revisão de [43], essa classe de baterias distingue-se das arquiteturas convencionais do tipo *rocking-chair* por operar segundo um mecanismo *dual-ion*, no qual o alumínio é depositado e removido no ânodo, enquanto espécies aniônicas provenientes do eletrólito são intercaladas e desintercaladas no cátodo grafítico. Nesse sentido, o eletrólito não atua apenas como meio de transporte iônico, mas participa diretamente do processo de armazenamento de carga, o que confere especificidades eletroquímicas próprias a essa tecnologia. Contudo, apesar do potencial identificado, a literatura especializada ressalta que a viabilidade prática das AGDIBs ainda é condicionada por limitações relevantes, entre as quais se destacam a baixa capacidade específica dos cátodos grafíticos, a corrosão induzida por eletrólitos cloroaluminatos e os desafios associados à estabilidade interfacial e à durabilidade dos componentes da célula.

Em uma escala mais próxima da aplicação prática, o Fraunhofer IISB reportou, no âmbito do projeto INNOBATT, a realização do que descreve como o primeiro demonstrador completo de sistema de baterias baseado em AGDIB, evidenciando que essa química foi validada não apenas em nível de célula laboratorial, mas também em uma configuração experimental de sistema mais realista.⁷ Segundo a instituição, o demonstrador integrou oito células *pouch* AGDIB, módulo em configuração 4s2p, sistema de gerenciamento de baterias sem fio e sensor quântico de corrente, tendo apresentado desempenho estável sob cargas dinâmicas de alta corrente a 10C por longos períodos.

2.4 Arquitetura dos BESS

Diferentemente dos recursos convencionais de geração distribuída, os BESS apresentam um comportamento eletroeletrônico altamente dinâmico e multifuncional, permitindo sua atuação tanto como elemento consumidor quanto como fornecedor de potência ativa e reativa. Essa característica impõe desafios adicionais à sua correta representação em estudos de planejamento, operação e proteção, tornando essencial o desenvolvimento e a adoção de modelos específicos capazes de capturar com fidelidade sua resposta elétrica e dinâmica sob diferentes condições de operação da rede.

A modelagem de sistemas de armazenamento de energia baseados em baterias requer a representação integrada das grandezas elétricas, dos elementos de eletrônica de potência e

⁷ Fraunhofer Institute for Integrated Systems and Device Technology IISB Year: 2025, “Worldwide First Battery System Employing High-Power Aluminum Ion Technology for Energy Storage.” Accessed: Jan. 23, 2026. [Online]. Available: https://www.iisb.fraunhofer.de/en/press_media/press_releases/pressearchiv/archiv_2025/INNOBATT-demonstrator.html

das malhas de controlo, de forma a capturar corretamente o comportamento dinâmico do sistema durante grandes perturbações na rede. Um modelo em transitórios eletromagnéticos, em valor médio, incorpora explicitamente a dinâmica da bateria de iões de lítio, do conversor CC-CC bidirecional, do barramento CC e do conversor do lado da rede, permitindo a análise coerente do desempenho do BESS sob condições normais e de falta, em conformidade com requisitos de códigos de rede modernos [44]. A Figura 4 apresenta, de forma esquemática, a estrutura simplificada do modelo adotado de um BESS.

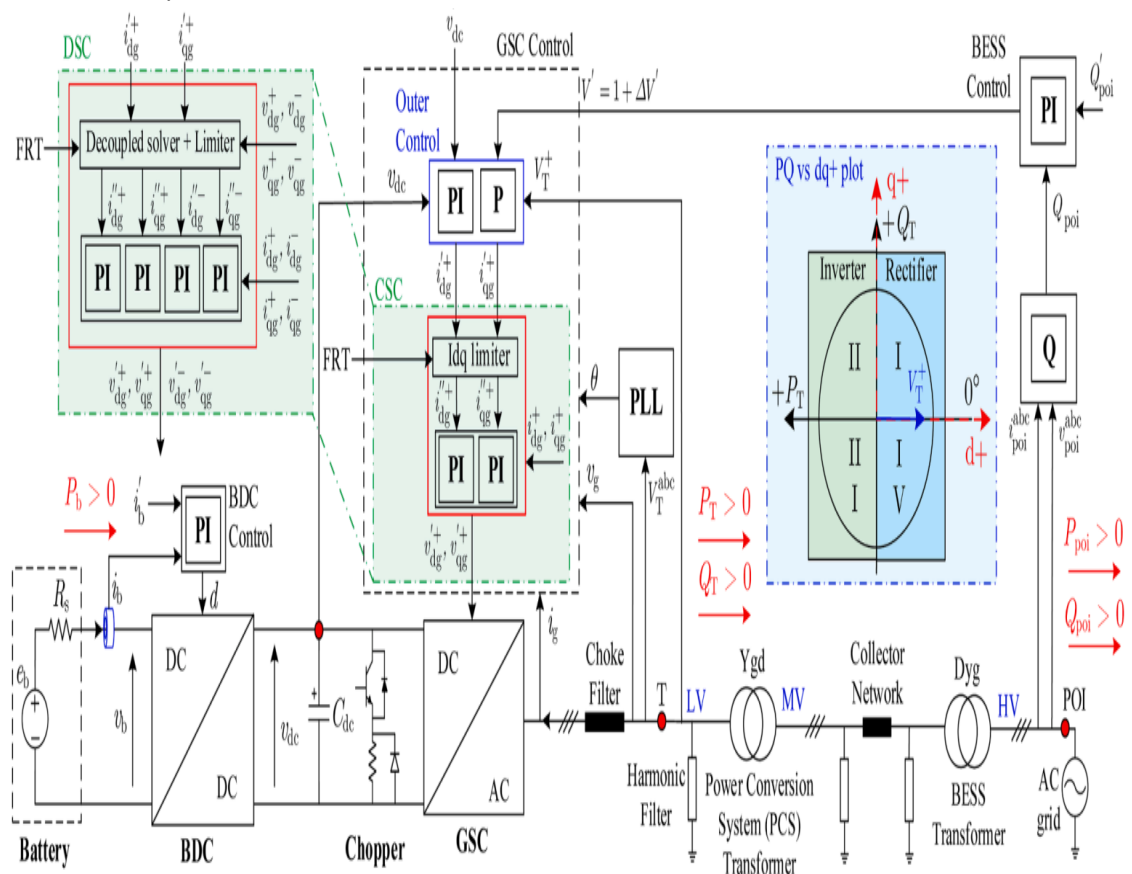


Figura 4 - Esquema simplificado do modelo de um sistema de armazenamento de energia em baterias (BESS).

Fonte: [44].

A eficiência e a confiabilidade do uso de BESS na rede elétrica dependem não apenas da modelagem dos conversores e das malhas de controlo, mas também da supervisão adequada dos estados internos da bateria. Nesse contexto, o BMS assume papel essencial na operação segura do sistema de armazenamento.

Sistemas BMS convencionais, baseados apenas em medições diretas de corrente, tensão e temperatura, são insuficientes para aplicações em larga escala. Modelos eletroquímicos baseados em princípios físicos permitem estimar estados internos não mensuráveis, como o *State of Charge* (SoC) e o *State of Health* (SoH), resultando em decisões de controlo mais seguras, eficientes e menos degradantes para as baterias [45].

2.4.1 Arquitetura modular do banco de baterias: células, módulos, racks e strings

Em um BESS, as células eletroquímicas são combinadas em série e/ou paralelo para formar módulos, que constituem a unidade básica de integração eletroquímica e mecânica do sistema. Em seguida, os módulos são organizados em *racks* (conjuntos mecânico-elétricos que acomodam, protegem e interconectam múltiplos módulos) e em *strings* (arranjos elétricos de módulos/*racks* em série e/ou paralelo, projetados para atingir níveis de tensão e corrente compatíveis com o *Power Conversion System* (PCS). A arquitetura em camadas facilita a padronização de interfaces elétricas, térmicas e de comunicação, além de permitir expansão incremental do sistema conforme a potência requerida [45].

Segundo [46], a segurança de sistemas Li-ion depende da integração entre módulo, BMS e gestão térmica. O módulo é apresentado como a menor unidade substituível da bateria e inclui funções de medição de tensão, medição de temperatura e balanceamento de células, além de interface com o sistema de gestão térmica. Afirma que a segurança funcional do sistema de armazenamento de energia, depende da correta integração entre BMS, PCS e EMS, da robustez do balanceamento celular e da capacidade de detecção precoce de eventos por medições térmicas, com recomendação adicional de redundância de comunicação.

Do ponto de vista operacional, a modularidade melhora a manutenibilidade e a disponibilidade do ativo. A possibilidade de substituição por módulo/rack reduz o tempo de indisponibilidade em caso de falha, simplifica a logística de reposição e permite intervenções localizadas sem necessidade de desligamento integral do sistema, dependendo da topologia e do grau de segmentação. Além disso, a construção por *strings* viabiliza comissionamento por etapas, testes de aceitação mais controlados e estratégias de operação por “blocos”, em que subconjuntos podem ser isolados para inspeção ou correção, mantendo o restante do BESS em funcionamento dentro de limites seguros.

Em sistemas de baterias de grande escala, a instrumentação distribuída e a análise espaço-temporal dos sinais de tensão e temperatura permitem detecção precoce de anomalias e localização de falhas em níveis como célula, módulo e *pack*, aumentando a segurança e a confiabilidade operacional. A detecção antecipada permite ao BMS adotar medidas corretivas, como balanceamento de tensões, redução da demanda de potência e desconexão de células defeituosas, de modo a mitigar riscos antes da evolução para eventos mais severos [47].

2.4.2 Power Conversion System: Inversor Bidirecional e Interface com a Rede

O PCS é responsável por converter energia entre o barramento CC (DC) do banco de baterias e o sistema CA (AC) (rede, microrrede ou cargas), controlando potência ativa e reativa, fator de potência e a participação em funções de suporte à rede, por exemplo, controle de tensão e frequência. Em geral, o PCS integra estágios de conversão (CC/CC e/ou CC/CA), filtros, proteções, medições e controle digital (sincronismo, malhas de corrente/tensão e limites operacionais).

As comunidades de energia apresentam, em certos contextos, características operacionais que se aproximam das microrredes, especialmente quando integram recursos distribuídos com capacidade de coordenação local, armazenamento de energia e conversores eletrônicos de potência avançados. Nessas redes, a possibilidade de operação em modo ilhado não depende apenas da presença de armazenamento de energia e de conversores eletrônicos de potência, mas também da arquitetura elétrica, dos sistemas de proteção e da estratégia de controle adotada. Inversores em modo *grid-following* (GFL) operam sincronizados a uma rede já energizada, enquanto inversores em modo *grid-forming* (GFM) podem estabelecer referências locais de tensão e frequência, sendo mais adequados para sustentar a operação ilhada e gerir transientes de reconexão. Consequentemente, a especificação do PCS deve considerar não apenas a potência nominal e a eficiência, mas também as estratégias de despacho do sistema de gestão, a capacidade de fornecimento de corrente em transitórios, os limites de sobrecarga, a qualidade de energia e a compatibilidade com códigos de rede.

A integração crescente de fontes de geração e sistemas de armazenamento conectados à rede por inversores tem modificado de modo substancial a operação e a estabilidade do sistema elétrico, motivando a organização dos controles de interface em duas categorias amplas: GFL e GFM. O GFL já possui maior histórico de operação, enquanto os controladores GFM, embora intensamente pesquisados, ainda são menos implantados em campo quando comparados ao GFL, o que reforça a lacuna entre proposições acadêmicas e adoção prática. O GFL se alinha à ideia de fonte controlada de corrente, enquanto o GFM se associa a uma fonte controlada de tensão [48].

O *Phase-Locked Loop* (PLL) é uma malha de controle utilizada para sincronizar a fase e a frequência de um sinal gerado internamente com um sinal de referência externo, sendo amplamente aplicado em sistemas de comunicação, processamento digital e sincronização de conversores eletrônicos com a rede elétrica [49].

Para microrredes, a transição entre modos conectado e ilhado exige transferência suave entre estratégias GFL e GFM, os desafios centrais dessa transição incluem flutuações de frequência e desvios de tensão/corrente, o que motiva estratégias de pré-sincronização, muitas vezes com PLL e alternativas de controle voltadas a reduzir transitórios durante reconexão e ilhamento [50].

No modo GFL, o inversor atua como seguidor da rede, não estabelecendo a tensão nem a frequência do barramento. Em vez disso, mede a tensão existente no ponto de acoplamento comum e sincroniza-se com ela, geralmente por meio de uma malha de captura de fase PLL, para regular a corrente CA de acordo com referências de potência ativa e reativa, P/Q , ou fator de potência. Assim, o controle GFL comporta-se, na prática, como uma fonte de corrente controlada, sendo comum em sistemas fotovoltaicos e eólicos conectados à rede. Por depender de uma rede previamente energizada e suficientemente estável, pode apresentar desempenho degradado em redes fracas ou de baixa inércia, nas quais a interação entre PLL, impedância da rede e malhas de controle pode comprometer a estabilidade e o comportamento dinâmico do inversor [48], [50].

No modo GFM, o inversor atua como formador de rede, estabelecendo localmente referências de tensão e frequência e comportando-se como uma fonte de tensão controlada, com características semelhantes às de uma máquina síncrona emulada por controle. Essa característica permite que o GFM forme tensão e frequência, favorecendo tanto a sincronização com uma rede externa quanto a operação em ilhamento, além de possibilitar aplicações como arranque autônomo, suporte de tensão e frequência e atuação como referência dinâmica em sistemas com elevada penetração de fontes e dispositivos conectados por inversores [51]. Em sistemas com baixa inércia equivalente, a resposta de frequência após perturbações deve ser avaliada por indicadores como a taxa de variação da frequência, o valor mínimo atingido pela frequência e o regime permanente, uma vez que respostas de controle muito agressivas podem induzir oscilações [48]. Contudo, a capacidade de suportar faltas é limitada pela corrente admissível dos semicondutores do conversor, assim, diferentemente dos geradores síncronos, inversores em modo GFM não fornecem correntes de curto-circuito elevadas, exigindo estratégias específicas de limitação de corrente e coordenação com os sistemas de proteção. Além disso, os requisitos funcionais do controle GFM incluem permanência em operação durante perturbações de tensão e frequência, controle de potência ativa e reativa, suporte dinâmico sob condições anormais e compatibilidade com requisitos de proteção e qualidade de energia [51].

Embora o PCS e os modos de controle do inversor sejam fundamentais para a regulação de tensão e frequência, a operação segura em modo ilhado também depende do equilíbrio entre geração, armazenamento e consumo. Quando a potência disponível é limitada ou ocorrem perturbações, a gestão de cargas torna-se necessária para preservar a estabilidade operacional, evitar sobrecargas e reduzir desvios de tensão e frequência. Nesse contexto, a gestão de cargas é formalizada por uma classificação dual: (i) quanto à criticidade, distinguindo cargas críticas, que não devem ser desligadas, cargas prioritárias e cargas interruptíveis; e (ii) quanto à controlabilidade, distinguindo cargas discretamente controláveis e cargas continuamente controláveis. Com base nessa taxonomia, definem-se procedimentos de corte e restabelecimento de carga que atuam primeiramente sobre as cargas continuamente controláveis, com o objetivo de mitigar os impactos associados à comutação ON/OFF e, quando necessário, resolvem a seleção de cargas discretamente controláveis por meio de um problema de otimização/filtragem, de modo a atender a um valor-alvo com erro mínimo [52].

Para eventos de ilhamento não planejado, o trabalho define uma ordem de despacho de emergência executada pela função de transição, argumentando que a baixa inércia de conversores pode produzir desvios relevantes de tensão/corrente e, portanto, certas ações precisam estar prontas para execução imediata, sem depender do ciclo normal de cálculo do *dispatch*. A detecção do evento é associada ao monitoramento de grandezas no POI (incluindo condições de tensão/frequência/potência), e a lógica considera limitações dinâmicas de fontes como geradores a diesel na tomada de decisão [52].

2.4.3 Estratégias de controlo e operação de BESS conectados à rede e em microrredes

A integração dos BESS conectados à rede envolve múltiplas funções operacionais, incluindo regulação de frequência, suporte de tensão e arbitragem de energia, exigindo estratégias de controlo/otimização capazes de atender requisitos de operação e, simultaneamente, preservar a vida útil da bateria. A compreensão de como essas funções se traduzem em uso real do BESS é limitada quando há baixa transparência de dados e pouca evidência operacional disponível, dificultando comparar aplicações e interpretar o impacto de diferentes perfis de operação. Para reduzir essa lacuna, torna-se relevante caracterizar quantitativamente padrões de uso a partir de séries temporais de estado de carga/energia e métricas agregadas associadas à atividade e severidade de operação [53]. A operação de sistemas de armazenamento por baterias deve considerar restrições técnicas associadas às ações de carga e descarga, uma vez que a potência disponível não deve ser tratada apenas como um valor ideal constante entre zero e o limite nominal do equipamento. Nesse sentido, a representação dos limites operacionais do BESS contribui para uma modelação mais coerente com condições reais de funcionamento [54].

A operação bidirecional do BESS conectado à rede pode ser implementada por meio de um *Voltage Source Converter* (VSC), representado por um modelo de valor médio associado à modulação PWM, com controlo de potência ativa e reativa. Esse modelo representa a dinâmica dominante do conversor e das malhas de controlo sem simular explicitamente os pulsos de comutação dos semicondutores, reduzindo o tempo de simulação. A simplificação é adequada quando o objetivo é analisar o intercâmbio de potência e a resposta dinâmica do BESS, e não fenómenos de alta frequência, como harmónicos de comutação e perdas internas dos semicondutores. O controlo pode ser formulado no referencial síncrono dq, com controladores PI, permitindo desacoplamento e regulação das componentes associadas à potência ativa e reativa. Sob condições aproximadamente equilibradas e sinusoidais, as componentes fundamentais no referencial dq tornam-se praticamente constantes, facilitando a atuação dos controladores PI. As referências de potência podem ser convertidas em referências de corrente dq e, com termos de desacoplamento e *feedforward*, originar referências de tensão dq para definição dos sinais de modulação PWM e comando médio do conversor [55].

A avaliação operacional do BESS pode ser estruturada a partir de perfis de operação e de métricas derivadas de séries temporais do estado de carga, e da energia armazenada. Esses indicadores permitem caracterizar o padrão de utilização da bateria ao longo do tempo, incluindo a frequência de uso, a intensidade de ciclagem, a severidade associada à *C-rate*, que representa a intensidade de carga ou descarga da bateria em relação à sua capacidade nominal, e a energia processada em relação à capacidade energética do sistema. Dessa forma, é possível comparar diferentes regimes de operação e interpretar o esforço imposto à bateria, especialmente em análises relacionadas à degradação e à vida útil do BESS [53].

Em conversores operando em modo GFM, a limitação de corrente pode comprometer a estabilidade de tensão e levar à dessincronização durante grandes perturbações. Quando o conversor atinge o seu limite de corrente, pode deixar de sustentar as referências de potência

ativa e reativa, p_{ref} e q_{ref} , favorecendo a perda do ponto de operação estável. Para mitigar esse efeito, estratégias de controlo podem ajustar essas referências ao valor que o conversor efetivamente consegue injetar sob corrente limitada, incorporando mecanismos de *anti-windup* e considerando o efeito do capacitor do filtro na potência reativa medida no ponto de acoplamento comum (PCC), isto é, o ponto da rede onde o BESS se conecta e troca potência com o sistema elétrico. Esse comportamento depende da estratégia GFM, da priorização de corrente e da composição da carga, sendo necessária coordenação adequada com os sistemas de proteção [56].

Em microrredes com geração fotovoltaica e armazenamento em bateria, a coordenação entre a geração fotovoltaica, a gestão bidirecional da bateria e o modo de controlo do inversor pode permitir a operação em V-f durante o ilhamento e em P-Q quando o sistema está conectado à rede. Essa coordenação deve garantir o balanço de potência entre os lados CC e CA do inversor, contribuindo para a manutenção da tensão do barramento CC e para a regulação da tensão no PCC. As restrições de estado de carga devem ser consideradas para limitar a carga e descarga da bateria e definir regras de transição entre os modos de operação. Em situações de excedente fotovoltaico ou baixa irradiância, a gestão coordenada entre geração, bateria e fontes auxiliares torna-se necessária para manter o equilíbrio entre geração e carga e evitar violações de tensão, frequência e SoC [57].

Em síntese, a operação do BESS conecta decisões de controlo em tempo real e decisões de planeamento operacional, exigindo que os limites físicos da bateria e do conversor sejam tratados de forma consistente. A representação de limites dependentes do estado de carga, SoC, e de restrições de tensão/corrente no barramento CC reduz a probabilidade de referências inviáveis em regimes de elevada solicitação de potência e diminui violações operacionais [58]. Em conversores GFM, a limitação de corrente é um fator relevante para perda de estabilidade e dessincronização, com sensibilidade à modelação da carga e possibilidade de mitigação por meio da adaptação das referências de potência ao regime limitado [56]. Em microrredes, a coordenação entre geração fotovoltaica, bateria e modos V-f/P-Q, incluindo regras de transição e limites de SoC, é determinante para manter tensão e frequência em níveis adequados e gerir cenários de excedente ou déficit de potência [57]. A caracterização quantitativa de padrões de uso por meio de perfis de operação e métricas baseadas em SoC e energia armazenada fornece base objetiva para comparar aplicações e interpretar regimes de operação em contextos de baixa transparência de dados operacionais [53].

2.4.4 Sistema de Gestão de Baterias

A confiabilidade operacional de sistemas de armazenamento baseados em baterias está diretamente condicionada à atuação do BMS. O BMS não se limita ao monitoramento, mas sustenta a operação segura e eficiente do banco de baterias ao supervisionar variáveis elétricas e eletroquímicas, coordenando limites operacionais e prevenindo condições que elevem o risco de falhas, degradação acelerada e eventos de segurança. O BMS atua como a camada de

inteligência e proteção do sistema de baterias, garantindo que cada célula opere dentro de limites seguros e que o conjunto entregue energia de forma previsível [59].

Entre as funções centrais do BMS, destacam-se a modelação da bateria e a estimação de estados, ambas essenciais para a operação confiável, a otimização do desempenho e a segurança do sistema. Segundo [60], a bateria é um sistema não linear, com estados internos não diretamente mensuráveis e influenciados por temperatura, envelhecimento e variações entre células. O estudo organiza as abordagens de modelação em três grupos principais: modelos eletroquímicos, modelos de circuitos equivalentes e modelos orientados por dados. Para a estimação de estados, são apontadas limitações dos métodos simples e maior robustez em técnicas baseadas em modelos, observadores, filtros e aprendizagem automática. Como tendências futuras, destacam-se o sensoriamento avançado, a estimação conjunta de estados e o diagnóstico de falhas em sistemas de baterias de grande escala. Em complemento, [61] mostra que a área segura de operação, *Safe Operating Area* (SOA), das baterias de íões de lítio evoluiu de uma definição baseada em limites externos fixos para uma abordagem mais completa, que incorpora fenómenos internos, degradação e adaptação dinâmica.

Segundo [62] o *State of Power* (SoP), corresponde à capacidade de potência de pico que a bateria pode fornecer ou absorver em uma janela de predição. A sua estimação depende de quatro elementos principais: SOA, modo de operação de pico, modelo da bateria e algoritmo de estimação. Os autores destacam que a SOA deve equilibrar desempenho e segurança, que diferentes modos de operação de pico alteram a potência estimada, e que os modelos utilizados na literatura podem ser classificados em abordagens *white-box*, baseadas em modelagem física, *grey-box*, que combinam modelo físico e ajuste por dados, e *black-box*, orientadas por dados.

2.5 Critérios de dimensionamento e seleção de BESS

O dimensionamento do BESS deve partir da especificação explícita de capacidade de potência e capacidade de energia, uma vez que o desempenho do armazenamento é caracterizado por esses dois eixos: potência determina a capacidade de resposta e fornecimento instantâneo, enquanto energia define a sustentação temporal do serviço. Assim, a definição de kW e kWh é um critério estrutural do projeto e antecede a escolha final da tecnologia [63].

2.5.1 Interface de potência

No contexto de microrredes, a seleção do sistema de bateria deve ser coerente com os serviços operacionais que serão entregues via conversor fonte de tensão: em modo conectado, o inversor pode operar em regulação de potência ativa e reativa (PQ), já em ilha, o sistema depende de estratégias que forneçam suporte de tensão e frequência quando não há suporte da rede principal ou de geradores síncronos. Assim, a especificação do sistema de bateria não se limita à energia armazenada, mas incorpora requisitos funcionais de controlo associados ao papel do inversor na operação da microrede [64].

A seleção do BESS não deve restringir-se apenas à tecnologia de bateria, porque o sistema de controle e condicionamento de potência é componente essencial para regular carga/descarga e integrar o armazenamento à rede, podendo representar parcela relevante do custo total. Portanto, critérios como topologia do conversor, desempenho do controle, eficiência de conversão, confiabilidade e custo do sistema de controle e de potência devem entrar formalmente no processo de dimensionamento e seleção, sob risco de se subestimar custos e perdas do sistema [63].

2.5.2 Definição de capacidade e potência nominal

A escolha adequada da potência contratada e da capacidade do BESS torna-se uma decisão técnica e econômica relevante, uma vez que valores inadequados podem introduzir encargos desnecessários na fatura elétrica, enquanto a gestão otimizada desses parâmetros contribui para a redução dos custos de operação do edifício [65].

Sob o ponto de vista de dimensionamento, o critério de potência da bateria deve garantir a capacidade de sustentar o balanço instantâneo de potência da microrede quando ocorre a perda da rede principal. Em modo autônomo, o armazenamento passa a atuar como recurso controlador para manter o fornecimento às cargas, o que demanda potência suficiente para compensar variações e déficits de geração/consumo no curto prazo. Portanto, a potência nominal do BESS e do seu conversor deve ser definida em função do pior caso operacional esperado em ilhamento, pois é nessa condição que a insuficiência de potência se traduz diretamente em incapacidade de manter a operação e a qualidade do suprimento [64].

2.5.3 Relação C-Rate, eficiência e limites operacionais

Como critério de seleção e dimensionamento, o BESS deve operar respeitando restrições explícitas de SoC, incluindo um limiar mínimo abaixo do qual a unidade pode ser desconectada por proteção. Essa limitação tem consequências diretas: (i) impõe margens de dimensionamento energético para evitar atingir SoC mínimo durante eventos críticos, (ii) condiciona a estratégia de atendimento à carga, por exemplo, necessidade de gerenciamento de demanda ou *shedding* em contingências e (iii) impacta o nível de confiabilidade do serviço que o BESS promete entregar à microrede. Logo, selecionar um BESS implica também especificar janelas operacionais, lógicas de proteção e critérios de despacho coerentes com a segurança e com a continuidade de operação [64]. A degradação da bateria deve ser considerada em estratégias de gestão energética, uma vez que afeta a capacidade, a eficiência e a vida útil do sistema de armazenamento, podendo comprometer o desempenho técnico e a viabilidade econômica de longo prazo [66].

Estratégias de balanceamento do SoC são um requisito essencial em bancos de baterias com múltiplos módulos/células, dado que heterogeneidades internas, tendem a provocar assimetrias de tensões e correntes. Essas assimetrias podem comprometer simultaneamente a eficiência energética, a segurança e a vida útil do sistema, uma vez que células desbalanceadas operam mais frequentemente em regimes de maior estresse eletroquímico. Nesse sentido, o

balanceamento é tratado como função crítica para manter uniformidade de operação e reduzir mecanismos de degradação ao longo do tempo.

2.5.4 Estratégias de dimensionamento e alocação de BESS em microrredes e comunidades de energia

A integração de sistemas de armazenamento em microrredes e comunidades de energia pode ser formulada como um problema de planeamento acoplado entre investimento e operação, envolvendo decisões de localização, dimensionamento, despacho e atendimento a restrições elétricas, econômicas e de confiabilidade. Embora parte da literatura esteja centrada em microrredes, os critérios de *siting* and *sizing* do BESS permanecem diretamente aplicáveis a comunidades de energia, devido à necessidade comum de coordenar geração distribuída, armazenamento e carga sob diferentes condições operacionais [67].

No contexto do planeamento integrado, [68] propõem um modelo de otimização em três estágios para o desenho de microrredes em áreas remotas, combinando decisões de mix tecnológico, localização, dimensionamento e despacho. A formulação é apresentada como um problema de otimização multiobjetivo, incorporando restrições operacionais de geradores despacháveis, além de custos associados ao armazenamento, incluindo uma aproximação linear para degradação. Para representar o desempenho elétrico da rede, os autores utilizam um fluxo de potência linearizado do tipo LinDistFlow com limites de tensão e perdas, permitindo que a localização do BESS influencie diretamente o custo total, as perdas e os desvios de tensão.

Com foco no desempenho dinâmico em microrredes ilhadas, [69] tratam o dimensionamento ótimo do BESS em conjunto com a regulação de frequência por meio de um *droop* de frequência. O estudo relaciona explicitamente a capacidade de controlo P-f do armazenamento às decisões de investimento e ao custo de ciclo de vida, incorporando custos de energia não suprida, investimento e reposição. Além disso, a degradação da bateria é vinculada ao perfil de operação, de modo que decisões operacionais passem a afetar diretamente o custo de expansão. Os resultados mostram que tanto a estratégia de controlo quanto a tecnologia da bateria influenciam a capacidade de atendimento aos requisitos de frequência e o custo total do sistema.

Em uma abordagem voltada à coordenação entre transmissão e distribuição, [67] propõem um método unificado de *siting* and *sizing* de sistemas de armazenamento para suporte à rede e provisão de reservas. A formulação combina programação *day-ahead* com ajustes em tempo real e representa as restrições elétricas por modelos lineares baseados em sensibilidades, permitindo incorporar limites de tensão, potência ativa e reativa de forma computacionalmente eficiente. Nessa abordagem, os perfis ótimos de injeção nodal ajudam a identificar os locais preferenciais de instalação do BESS, enquanto o dimensionamento de potência e energia é derivado das trajetórias operativas previstas.

No contexto de eventos extremos, a análise da resiliência considera a incerteza associada ao instante e à duração da operação ilhada, representada por uma janela temporal específica. O

dimensionamento conjunto da bateria e do gerador de *backup* é formulado como um problema de programação linear inteira mista com restrição estocástica, posteriormente convertido em forma equivalente por ponderação probabilística. Essa modelagem permite determinar capacidades capazes de satisfazer um critério explícito de confiabilidade associado ao tempo médio de interrupção de cargas críticas, sem recorrer apenas a um pior caso determinístico. Os resultados indicam que a consideração explícita da estocasticidade do ilhamento modifica o compromisso ótimo entre investimento e confiabilidade, podendo reduzir custos totais [70].

Em conjunto, os estudos analisados cobrem quatro dimensões complementares do problema: planejamento multiobjetivo com restrições elétricas, dimensionamento associado ao controle de frequência e à degradação, coordenação entre operadores de transmissão e distribuição, e resiliência estocástica diante de eventos extremos.

2.6 Estratégias de gestão de energia em BESS

As comunidades de energia e os modelos de autoconsumo introduzem desafios crescentes à gestão de recursos energéticos distribuídos, devido à necessidade de coordenar a variabilidade da geração renovável, a dinâmica da procura e as restrições operacionais associadas ao BESS, especialmente em estratégias voltadas à maximização do autoconsumo [71]. Nesse contexto, técnicas de inteligência artificial têm ganhado relevância por possibilitarem estratégias de decisão mais flexíveis e adaptativas do que abordagens convencionais, especialmente em problemas caracterizados por incerteza, não linearidade e múltiplas variáveis de operação.

2.6.1 Lógica Fuzzy

Sistemas de gerenciamento de energia baseados em lógica *fuzzy* têm se consolidado cada vez mais como alternativas eficazes para a operação do sistema, particularmente por sua capacidade de lidar com incertezas e variabilidades que desafiam abordagens determinísticas tradicionais. A lógica *fuzzy* modela incertezas por meio da representação de valores de verdade em um contínuo entre 0 e 1, em contraste com a natureza binária da lógica clássica. Sua operação envolve três etapas principais: fuzzificação, em que variáveis numéricas reais são convertidas em conjuntos *fuzzy* com base em funções de pertinência linguísticas como baixo, médio ou alto, inferência, na qual um conjunto de regras do tipo se-então, tipicamente definidas por especialistas, determina as saídas *fuzzy*, e, por fim, defuzzificação, que converte essas saídas linguísticas em comandos concretos de controle [72].

A aplicação da lógica *fuzzy* no gerenciamento de energia para plantas de dessalinização permite decisões mais flexíveis e otimizadas diante de incertezas de preço e demanda. Essa técnica tem sido empregada para decidir automaticamente se a energia excedente gerada por painéis fotovoltaicos deve ser armazenada em baterias ou injetada na rede, com base em um critério de custo mínimo dinâmico. Os resultados mostraram que a lógica *fuzzy* superou ligeiramente o algoritmo Harris Hawks em termos de desempenho financeiro [73].

A equalização multicamadas baseada em conversores buck-boost, combinada com uma estratégia de controlo *fuzzy* adaptativo que ajusta dinamicamente a corrente de equalização de acordo com o estado de carga e a tensão de cada célula, tem se mostrado eficaz. Essa abordagem não depende de modelos matemáticos exatos e é capaz de lidar com incertezas e variações operacionais [74].

Controladores de Lógica *Fuzzy* são versáteis e podem incorporar conhecimento humano por meio de regras linguísticas, tornando-se eficazes em cenários incertos. Em outras palavras, permitem modelar o comportamento do sistema com base na experiência do operador, mesmo na ausência de modelos matemáticos precisos.

2.6.2 Controlo Preditivo Baseado em Modelo

O *Model Predictive Control* (MPC) representa uma das abordagens mais sofisticadas para gerenciamento de energia. Ele utiliza modelos do sistema para prever o comportamento futuro e, com base nessas previsões, resolve um problema de otimização em tempo real. Essa abordagem é particularmente eficaz em aplicações que envolvem múltiplas fontes de energia, restrições operacionais e a necessidade de respostas proativas [72].

A estratégia inteligente de gerenciamento de potência baseada em controlo preditivo com variação paramétrica linear busca reduzir a degradação da bateria ao controlar o incremento da corrente da bateria e o estado de tensão do supercapacitor, possibilitando um compartilhamento de potência mais eficiente no sistema híbrido de armazenamento [75].

O MPC adota uma estratégia recursiva em que, a cada intervalo de tempo, a resposta do sistema é prevista ao longo de um horizonte futuro. Com base nessa previsão, um problema de otimização é formulado e resolvido, visando determinar a sequência ótima de ações de controlo. Apesar de sua capacidade de lidar com dinâmicas complexas, a eficácia do MPC está diretamente ligada à precisão do modelo e ao ajuste adequado de parâmetros.

A função de custo utilizada no *Stochastic Model Predictive Control* (SMPC) busca atingir os mesmos objetivos do controlo preditivo usando um modelo MPC tradicional e, teoricamente, ambos seriam equivalentes se a árvore de cenários representasse com precisão todas as possibilidades futuras. Entretanto, como o SMPC utiliza apenas os cenários mais prováveis, ele é uma aproximação do MPC completo, com grau de precisão diretamente relacionado à profundidade e à estrutura da árvore. Essa modelagem permite reduzir significativamente o custo computacional, mantendo desempenho robusto diante das incertezas inerentes à resposta dinâmica de geradores térmicos [76].

Os autores [77] demonstram que métodos como Filtragem Passa-Baixas e Controlo Preditivo Baseado em Modelo, embora amplamente utilizados, são limitados por conjuntos de regras fixas ou por altos custos computacionais, respectivamente. A abordagem que utiliza *Proximal Policy Optimization* com um Filtro Preditivo de Segurança supera ambas em termos de custo operacional e robustez em diferentes perfis de carga.

2.6.3 Aprendizado por Reforço

O *Reinforcement Learning* (RL) baseia-se em interações sucessivas entre um agente e o ambiente, por meio das quais o agente aprende uma política ótima de tomada de decisão.

O RL não depende de dados previamente rotulados, mas sim da maximização de uma função de recompensa acumulada ao longo do tempo. A cada iteração, o agente observa o estado do ambiente, executa uma ação e recebe uma recompensa com base no resultado dessa ação, ajustando sua estratégia de acordo com os resultados observados.

O uso de estratégias baseadas em RL para gerenciar sistemas híbridos de armazenamento de energia tem apresentado resultados promissores na mitigação do envelhecimento precoce de baterias de íons de lítio, inclusive considerando o impacto térmico no desempenho eletroquímico, aspecto amplamente ignorado em muitos modelos tradicionais.

A modelagem eletrotérmica acoplada da bateria contribui significativamente para representar com precisão a geração interna de calor e sua influência na degradação cíclica da capacidade. Isso reforça a importância dos estados térmicos como variáveis de entrada em algoritmos de RL projetados para sistemas de armazenamento de energia [77].

O gerenciamento de energia em sistemas fotovoltaicos híbridos com baterias vem adotando cada vez mais o aprendizado por reforço. Essa mudança decorre das vantagens do RL, como a eliminação da necessidade de modelagem explícita do sistema, a capacidade de operar em ambientes parcialmente observáveis e menores requisitos de recursos computacionais em tempo real [78].

2.6.4 Aprendizado de Máquina

O *Machine Learning* baseia-se na extração de conhecimento a partir de grandes conjuntos de dados. Algoritmos aprendem padrões, relações e comportamentos embutidos em dados históricos para construir modelos preditivos ou classificadores.

A previsão precisa da vida útil remanescente e da perda de capacidade de baterias de íons de lítio é essencial para sistemas de gerenciamento de baterias. Para isso, abordagens baseadas em aprendizado de máquina têm se mostrado promissoras, especialmente por sua capacidade de modelar padrões não lineares de envelhecimento sem necessidade de modelagem físico-química explícita. Modelos híbridos que combinam algoritmos como *k-Nearest Neighbors*, *Random Forest* e *GBoost* têm se destacado na previsão simultânea de vida útil e perda de capacidade. Esses modelos exploram os pontos fortes de cada técnica em termos de robustez, precisão e capacidade de lidar com dados complexos e de alta dimensionalidade [79].

De acordo com [80], a modelagem de sistemas de baterias é um componente central de gêmeos digitais e pode ser realizada por três abordagens principais: modelos de circuito, modelos eletroquímicos e métodos de aprendizado de máquina. Cada abordagem tem suas forças e limitações, desempenhando papéis complementares na previsão do SoC e do SoH da

bateria. Em seus estudos o modelo de previsão de SoH baseado no algoritmo XGBoost apresentou alta eficácia ao empregar uma estratégia de *ensemble learning*. Esse modelo supera abordagens tradicionais ao treinar com extração de características específicas da bateria e permitir atualização contínua com dados reais do sistema embarcado.

O envelhecimento de baterias de íões de lítio é impulsionado principalmente por dois mecanismos: envelhecimento de calendário e envelhecimento por ciclos, ambos influenciados por variações de temperatura e ciclos de uso. O fim de vida da bateria é geralmente considerado quando sua capacidade cai para 80% do valor nominal inicial [81].

Em resumo, a literatura mostra que a operação de sistemas de armazenamento em comunidades de energia pode ser conduzida por estratégias com diferentes níveis de sofisticação, desde lógicas heurísticas baseadas em regras até métodos preditivos e técnicas de inteligência artificial. Contudo, a escolha da estratégia de gestão deve ser coerente com o objetivo do estudo e com o grau de detalhe pretendido na análise. No contexto desta dissertação, o foco recai sobre a avaliação técnico-operacional do efeito do armazenamento sobre a rede de baixa tensão, e não sobre a comparação entre algoritmos avançados de gestão energética. Por essa razão, a metodologia adotada no capítulo seguinte baseia-se numa lógica supervisória por regras, suficiente para representar o carregamento por excedente fotovoltaico, a descarga para suporte ao consumo e o impacto do BESS sobre os indicadores elétricos analisados.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada nesta dissertação baseia-se na modelação e avaliação técnico-operacional de uma comunidade de energia em baixa tensão, considerando diferentes níveis de penetração fotovoltaica e a integração de um sistema comunitário de armazenamento de energia. O estudo foi desenvolvido em ambiente de simulação eletromagnética no OPAL-RT HYPERSIM, com o objetivo de quantificar os impactos da geração fotovoltaica partilhada e do BESS no comportamento da rede de baixa tensão, nomeadamente ao nível dos fluxos de potência, dos níveis de tensão, das perdas técnicas e da utilização local da energia renovável. A lógica metodológica adotada parte da caracterização física da rede e dos perfis reais de consumo e geração, evolui para a modelação dos elementos elétricos e do algoritmo de gestão energética, e culmina na comparação entre cenários representativos de operação da comunidade em condições sazonais distintas.

3.1 Caracterização da comunidade de energia analisada

A comunidade de energia analisada é composta por oito unidades residenciais ligadas a uma rede de baixa tensão alimentada, a partir da rede de distribuição em média tensão, por um transformador de distribuição de 15 kV/0,4 kV, frequência de 50 Hz, potência nominal de 400 kVA e impedância de curto-circuito de 4%. O secundário do transformador encontra-se configurado em estrela aterrada, disponibilizando 400 V entre fases e 230 V entre fase e neutro para a rede de baixa tensão. No modelo implementado em HYPERSIM, as unidades residenciais são representadas como cargas equivalentes trifásicas equilibradas, alimentadas a partir da rede trifásica de baixa tensão.

A Figura 5 apresenta a rede de baixa tensão da comunidade de energia modelada no HYPERSIM.

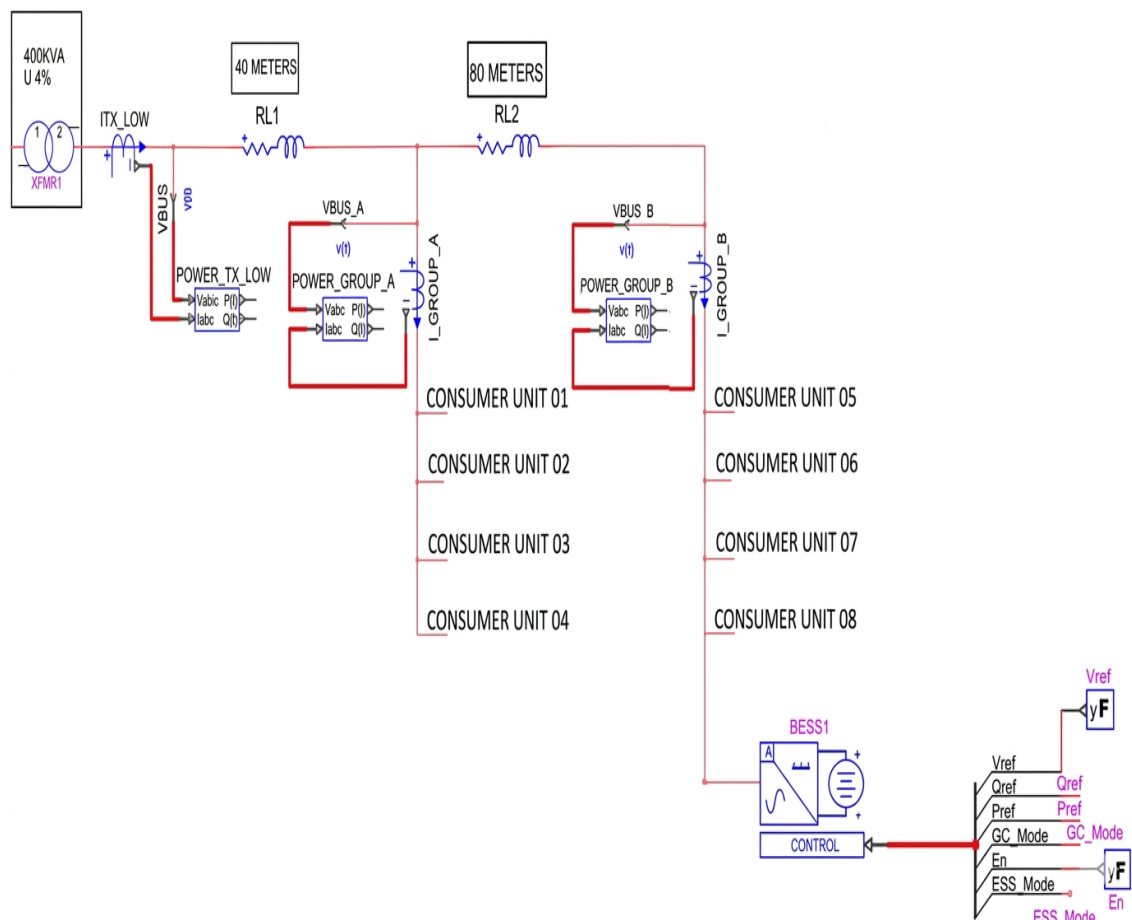


Figura 5 - Rede de baixa tensão da comunidade de energia modelada no HYPERSIM.

Fonte: Elaborado pelo autor.

3.1.1 Topologia da rede de baixa tensão

A rede de baixa tensão foi organizada a partir de dois quadros ou armários de distribuição, designados por Grupo A e Grupo B. O quadro QD1, correspondente ao Grupo A, alimenta quatro unidades residenciais e encontra-se localizado a 40 m da subestação no lado de baixa tensão. O quadro QD2, correspondente ao Grupo B, alimenta outras quatro unidades residenciais e é ligado ao QD1 por um trecho adicional de cabo com 80 m de comprimento. Esta topologia permitiu reproduzir uma configuração radial simples, mas suficientemente representativa para observar os efeitos da distância elétrica, da penetração fotovoltaica e da atuação local do BESS no barramento mais afastado. Para fins de simulação no HYPERSIM, a rede foi representada em configuração trifásica equilibrada.

3.1.2 Transformador de distribuição

O transformador de interface da comunidade foi modelado no HYPERSIM como um transformador trifásico linear de dois enrolamentos, com potência nominal de 400 kVA,

frequência de 50 Hz, tensão nominal de 15 kV no lado primário e 0,4 kV no lado secundário, adotando ligação delta no primário e estrela aterrada no secundário. Essa configuração é compatível com a estrutura típica de alimentação de redes de baixa tensão a partir de um posto de transformação MT/BT, permitindo a representação do neutro no lado secundário e o correto acoplamento com cargas e unidades de geração distribuída conectadas à rede de 400/230 V. A Figura 6 apresenta a janela de configuração do transformador linear de dois enrolamentos no HYPERSIM.

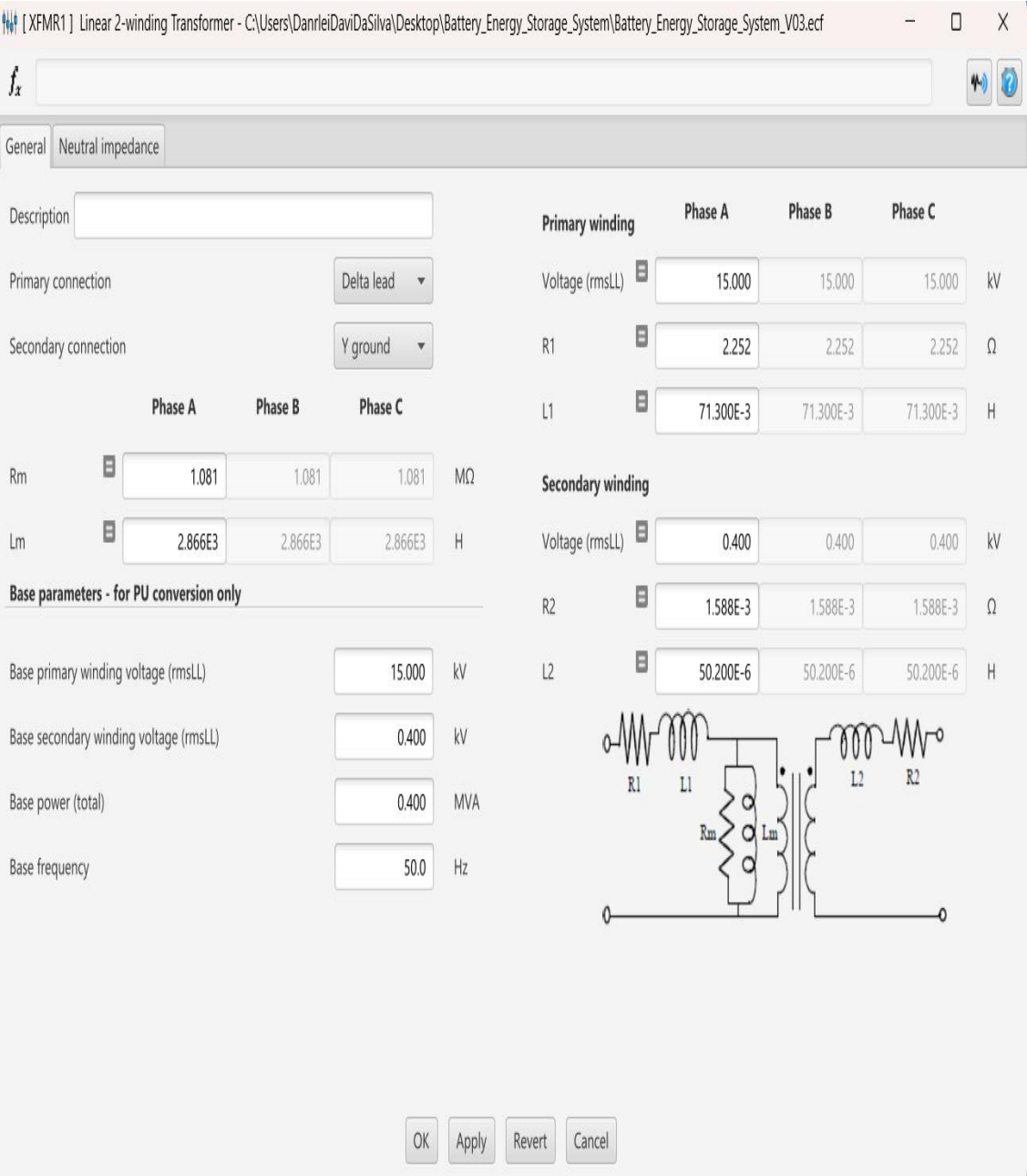


Figura 6 - Janela de configuração do transformador linear de dois enrolamentos no HYPERSIM.
 Fonte: Captura de tela do HYPERSIM, elaborada pelo autor.

A validação dos parâmetros elétricos do modelo foi realizada a partir da impedância série equivalente do transformador em base nominal. No lado de baixa tensão, a impedância base trifásica é dada por:

$$Z_{base} = \frac{V_{LL}^2}{S_n} \quad (1)$$

em que $V_{LL} = 400$ V e $S_n = 400$ kVA, resultando em

$$Z_{base} = \frac{400^2}{400000} = 0,4 \, \Omega$$

Considerando que o transformador deve apresentar impedância percentual de curto-circuito igual a 4%, a impedância série equivalente esperada em base secundária é

$$Z_{eq,pu} = 0,04 \Rightarrow Z_{eq} = 0,04 \cdot 0,4 = 0,016 \, \Omega$$

A impedância percentual de curto-circuito define apenas o módulo da impedância série equivalente do transformador. Como não foram utilizados dados de perdas em carga ou ensaio de curto-circuito do fabricante, a separação entre resistência e reatância foi adotada como parametrização equivalente no HYPERSIM, com o objetivo de reproduzir a impedância de curto-circuito de 4%. Assim, R_2 e L_2 não devem ser interpretados como uma caracterização experimental das perdas do transformador, mas como uma representação elétrica equivalente para fins de simulação. A partir dos parâmetros inseridos no modelo do enrolamento secundário, tem-se $R_2 = 1,588 \times 10^{-3}$ e $L_2 = 50,2 \times 10^{-6}$ H. Assim, a reatância série de dispersão em regime senoidal de 50 Hz é

$$X_2 = \omega L_2 \quad (2)$$

$$X_2 = 0,01577 \, \Omega$$

Logo, o módulo da impedância série equivalente no lado de baixa tensão é

$$|Z_2| = \sqrt{R_2^2 + X_2^2} \quad (3)$$

$$|Z_2| = 0,01585 \, \Omega$$

Em valores por unidade, obtém-se $Z_{pu} = 3,96\%$

Esse resultado confirma que os parâmetros implementados reproduzem, com boa aproximação, o módulo da impedância de curto-circuito nominal de 4%. A distribuição entre resistência e

reatância deve ser entendida como uma parametrização equivalente, e não como caracterização experimental das perdas do transformador.

Além da impedância série, o modelo inclui o ramo de magnetização por meio dos parâmetros R_m e L_m , responsáveis por representar, respectivamente, as perdas no núcleo e a indutância de magnetização do transformador. Como não foram utilizados dados específicos de perdas em vazio do fabricante, esses parâmetros foram mantidos como uma representação equivalente do ramo de magnetização no modelo, não sendo empregados para uma análise detalhada das perdas no núcleo. Os valores elevados de R_m e L_m asseguram uma corrente de magnetização relativamente pequena em regime permanente, mantendo o foco da validação na impedância série associada à queda de tensão, ao fluxo de potência e às perdas na impedância equivalentes.

Conclui-se que o transformador implementado no HYPERSIM está eletricamente consistente quanto ao módulo da impedância série equivalente, reproduzindo aproximadamente a impedância de curto-circuito de 4% para um transformador de 400 kVA, 15 kV/0,4 kV. Essa validação não constitui uma caracterização detalhada das perdas internas do transformador.

3.1.3 Infraestrutura de distribuição e cabos

A infraestrutura de distribuição em baixa tensão da comunidade foi representada por dois trechos principais de cabos, correspondentes aos segmentos elétricos entre o transformador e os quadros de distribuição internos da instalação. O primeiro trecho, associado à alimentação principal entre o transformador e o quadro A, foi modelado com cabo LVAV 3×185 mm² + 1×95 mm², comprimento de 40 m. O segundo trecho, correspondente à interligação entre os quadros A e B, foi modelado com cabo LSVAV 4×95 mm², comprimento de 80 m.

Os parâmetros longitudinais de resistência e reatância foram adotados a partir das tabelas de referência da E-REDES, nomeadamente a DIT-C14-100/N. A partir desses dados, foram obtidas as impedâncias equivalentes concentradas de cada segmento, bem como a indutância equivalente, a queda percentual de tensão e a capacidade de transporte de corrente corrigida, conforme os critérios normativos aplicáveis [82][83].

O cálculo foi realizado considerando uma representação trifásica equilibrada, coerente com o modelo adotado no HYPERSIM. Essa hipótese foi verificada na simulação, na qual a corrente no condutor neutro permaneceu nula. Assim, a queda de tensão no neutro não foi considerada no cálculo, sendo a análise conduzida a partir das impedâncias equivalentes das fases.

Para o trecho principal LVAV 3×185 + 1×95 mm², foram considerados os seguintes dados elétricos: potência aparente de referência de 80 kVA, fator de potência 0,92, tensão trifásica de 398,37 V, comprimento de 40 m, resistência longitudinal de 0,197 Ω/km e reatância longitudinal de 0,10 Ω/km. A partir desses valores, obtiveram-se os parâmetros concentrados equivalentes $R = 0,00788 \Omega$ e $X = 0,004 \Omega$. A indutância série equivalente, calculada por $L = X/(2\pi f)$ para 50 Hz, resultou em $L = 12,73 \mu H$. Para a corrente estimada de operação, obteve-se 115,94 A, enquanto a corrente corrigida por fatores térmico e de agrupamento foi de 151,56 A,

considerando fator térmico 0,90, fator de agrupamento 0,85 e fator global 0,765. A queda de tensão calculada para esse trecho foi de 1,022 V, correspondente a 0,44% da tensão nominal.

Para o trecho LSVAV 4×95 mm², associado ao ramal entre os quadros A e B, foram adotados: potência aparente de 50 kVA, fator de potência 0,92, tensão trifásica de 398,37 V, comprimento de 80 m, resistência longitudinal de 0,384 Ω/km e reatância longitudinal de 0,10 Ω/km. Os parâmetros equivalentes concentrados resultantes foram $R = 0,03072 \Omega$ e $X = 0,008 \Omega$, com indutância série equivalente de $L = 25,65 \mu H$ a 50 Hz. A corrente total estimada foi de 72,46 A, enquanto a corrente corrigida atingiu 94,72 A, aplicando os mesmos fatores de correção adotados no trecho principal. A queda de tensão calculada nesse segmento foi de 2,275 V, equivalente a 0,99%.

A queda de tensão em cada trecho foi obtida a partir da expressão:

$$\Delta V = I(R \cos \varphi + X \sin \varphi) \quad (4)$$

em que I representa a corrente de carga, R e X são, respectivamente, a resistência e a reatância equivalentes do troço, e φ é o ângulo associado ao fator de potência. A percentagem de queda de tensão foi calculada por:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V}{V} \times 100 \quad (5)$$

Em que V representa a tensão nominal fase-neutro, igual a 230 V.

Os resultados mostram que ambos os trechos permanecem dentro de uma faixa tecnicamente compatível com operação normal em baixa tensão, apresentando quedas individuais inferiores a 1% em cada segmento analisado. Isso indica que a parametrização adotada para a infraestrutura de cabos é coerente com os requisitos de desempenho elétrico da rede estudada e suficientemente representativa para a avaliação de fluxo de potência, perdas técnicas e perfis de tensão ao longo da comunidade.

A utilização desses parâmetros concentrados no modelo EMT permitiu representar de forma fisicamente consistente os efeitos resistivos e indutivos dos alimentadores, preservando a influência do comprimento dos cabos, da secção dos condutores e das condições de carregamento sobre o comportamento dinâmico e estacionário da rede.

3.1.4 Unidades consumidoras e organização em grupos

As oito habitações foram distribuídas em dois grupos de quatro unidades cada, ligados aos dois quadros de distribuição descritos anteriormente. Na formulação dos cenários com geração fotovoltaica, assumiu-se que cada habitação prosumidora dispõe de uma unidade de produção para autoconsumo fotovoltaico com potência instalada de 3,3 kWp. A organização em dois

grupos possibilitou avaliar não apenas o efeito agregado da geração distribuída, mas também a influência da localização elétrica da produção e do armazenamento ao longo do alimentador.

3.2 Dados de consumo da comunidade

A base de dados utilizada no estudo é composta por medições reais obtidas ao longo de 2025 para oito unidades residenciais localizadas no Norte de Portugal. Os dados contemplam o consumo ativo e, no caso dos prosumidores, também dados de produção fotovoltaica. A utilização de perfis reais constituiu um elemento metodológico central, pois permitiu construir cenários tecnicamente consistentes e representativos da operação de uma comunidade de energia residencial em condições reais de uso.

Os dados foram sujeitos a uma fase de tratamento prévio e organizados com resolução temporal de 15 minutos. Essa discretização foi mantida tanto para os perfis de consumo quanto para os perfis de geração fotovoltaica, sendo igualmente adotada como base temporal para a lógica do EMS do BESS. Para a análise, foram selecionados os meses de fevereiro e junho, por representarem condições sazonais contrastantes: fevereiro, associado a maior consumo residencial e menor disponibilidade solar, e junho, associado a maior recurso fotovoltaico. Em cada um desses meses, a simulação foi realizada para uma semana representativa, permitindo comparar o comportamento da comunidade sob regimes energéticos distintos e avaliar a sensibilidade dos resultados à sazonalidade. A consideração da sazonalidade no planejamento de redes de distribuição permite representar de forma mais realista a variabilidade conjunta da procura e da geração renovável [84].

Os dados do BESS e a definição de seus parâmetros não são provenientes de medições oficiais nem de um sistema real monitorizado. Tratam-se de valores estabelecidos para fins de modelagem e simulação, com base em critérios técnicos compatíveis com o sistema estudado. Assim, os perfis de consumo e geração possuem origem real, enquanto o BESS foi representado como um caso de estudo parametrizado para avaliar seu impacto técnico e operacional na comunidade.

3.3 Modelação do sistema fotovoltaico

A modelação do sistema fotovoltaico foi realizada a partir de perfis reais de geração das unidades prosumidoras, inseridos na simulação por meio do bloco *Dynamic Load*. Assim, não se recorreu à modelação detalhada do conversor eletrónico de interface ou do inversor fotovoltaico. O objetivo metodológico foi representar, de forma simplificada e consistente, a injeção distribuída de potência na rede de baixa tensão, concentrando a análise nos seus impactos sistémicos e no comportamento coletivo da comunidade, preservando simultaneamente a eficiência computacional da simulação. A Figura 7 apresenta a implementação, no HYPERSIM, do modelo de consumo e de produção fotovoltaica de uma unidade da comunidade.

potência ativa e reativa com a tensão e a frequência. O parâmetro $n_p = 1$ foi mantido como parte da parametrização geral do bloco Dynamic Load. Na formulação exponencial de cargas, esse valor pode ser associado a um comportamento de potência ativa aproximadamente proporcional à tensão, frequentemente relacionado a cargas de característica de corrente constante. No entanto, neste trabalho, o bloco foi utilizado com entrada externa de potência ativa e reativa, de modo que os perfis temporais de P e Q foram impostos diretamente ao modelo. Assim, os coeficientes internos da formulação exponencial, como n_p , n_q , k_p e k_q , não foram os parâmetros determinantes dos perfis de carga simulados. O comportamento dominante foi definido pelos perfis temporais de potência ativa e reativa aplicados externamente e pela resposta elétrica da rede.

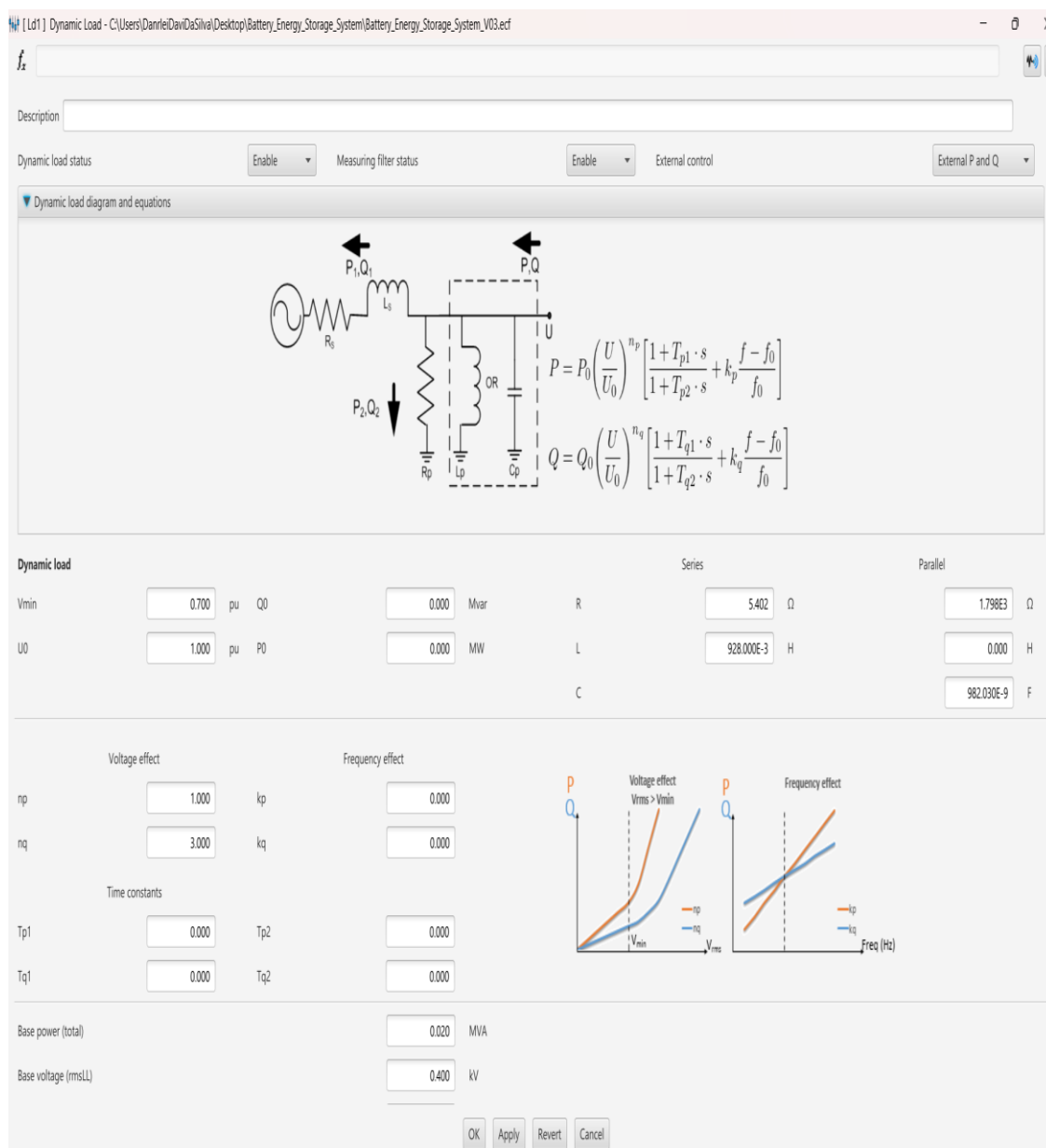


Figura 8 - Janela de parametrização do bloco Dynamic Load.
Fonte: Captura da tela do HYPERSIM com parametrização realizada pelo autor.

3.4 Modelação do sistema de armazenamento de energia - BESS

O BESS foi integrado como um recurso comunitário instalado no barramento do quadro QD2, isto é, no ponto comum mais a jusante da rede analisada. Essa localização foi mantida como referência para avaliar a capacidade do armazenamento em absorver excedentes fotovoltaicos, apoiar o consumo local e influenciar o comportamento elétrico do trecho mais afastado do transformador. A Figura 9 apresenta a inserção do BESS no barramento QD2 da rede simulada no HYPERSIM.

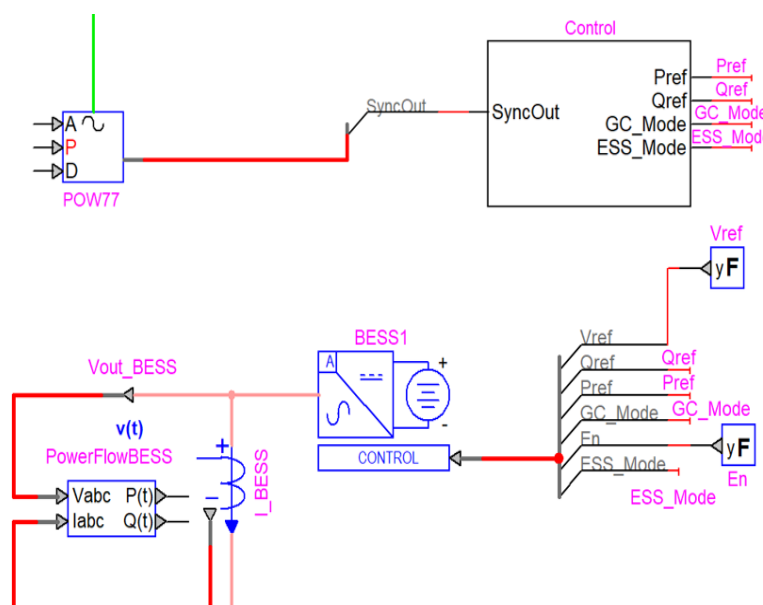


Figura 9 - BESS no barramento QD2 da rede simulada no HYPERSIM.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A parametrização do BESS foi orientada por dados técnicos de um equipamento comercial baseado em baterias LiFePO₄, com capacidade nominal de 107,52 kWh, potência de saída de 20 kW.⁸ Contudo, o modelo implementado não reproduz integralmente esse equipamento. O datasheet foi utilizado apenas como referência de plausibilidade técnica, sendo os valores de potência, energia e limites operacionais ajustados às condições da comunidade simulada e à estratégia de operação adotada.

3.4.1 Modelação do inversor bidirecional

No modo ligado à rede, o inversor associado ao BESS opera em regime GFL. Este conversor segue a referência de potência ativa imposta pelo EMS, sincronizando-se com a tensão

⁸ Fujian Huaxiang Power Technology, "Technical Specification: 20kW-107.52kWh Outdoor Air-Cooled Lithium Battery Energy Storage System." Accessed: May 11, 2026. [Online]. Available: <https://img.waimaoniu.net/3125/20kW-107.52kWh%20outdoor%20air-cooled%20lithium%20battery%20energy%20storage%20system.pdf>

existente da rede e comportando-se como uma fonte de corrente controlada. A estratégia adotada não visa controlar diretamente a tensão ou a frequência da rede, mas sim executar a referência de potência definida pela camada supervisora.

A parametrização do BESS no HYPERSIM foi realizada em modo GFL, com estrutura interna de controlo baseada em reguladores PI. Para a malha de potência ativa, foram adotados $Kp_p = 1$ e $Ki_p = 5$. Na malha interna de corrente, responsável pela resposta mais rápida do conversor, foram utilizados $Kp_I = 5$ e $Ki_I = 50$. Para a regulação de tensão no modo GFL, foram configurados $Kp_V = 1$ e $Ki_V = 5$.

Os ganhos dos controladores foram definidos por ajuste iterativo, considerando a resposta dinâmica do conversor e da rede modelada. Assim, os valores adotados não resultam de uma otimização formal dos controladores, mas de uma parametrização operacional validada por simulação para a topologia e os objetivos deste estudo.

Na presente simulação, o BESS foi operado apenas com referência de potência ativa, sem imposição de potência reativa. Assim, a análise concentrou-se na atuação do sistema de armazenamento sobre o intercâmbio de potência ativa com a rede, especialmente nos seus efeitos sobre os níveis de tensão, o fluxo de potência no transformador e as perdas técnicas da comunidade de energia.

Além disso, foi definido um limite de corrente de 1,2 p.u., estabelecendo a faixa admissível de funcionamento do conversor durante a simulação. Esse limite foi mantido para evitar solicitações excessivas de corrente e preservar a estabilidade numérica e operacional do modelo.

Dessa forma, a parametrização com $Kp_p = 1$, $Ki_p = 5$, $Kp_I = 5$, $Ki_I = 50$, $Kp_V = 1$, $Ki_V = 5$ e limite de corrente de 1,2 p.u. mostrou-se adequada para representar a operação do sistema de armazenamento no contexto desta dissertação, permitindo avaliar a sua influência sobre a rede de baixa tensão da comunidade de energia. A Figura 10 apresenta a parametrização das malhas de controlo do BESS no HYPERSIM, incluindo os ganhos adotados e o limite de corrente considerado na simulação.

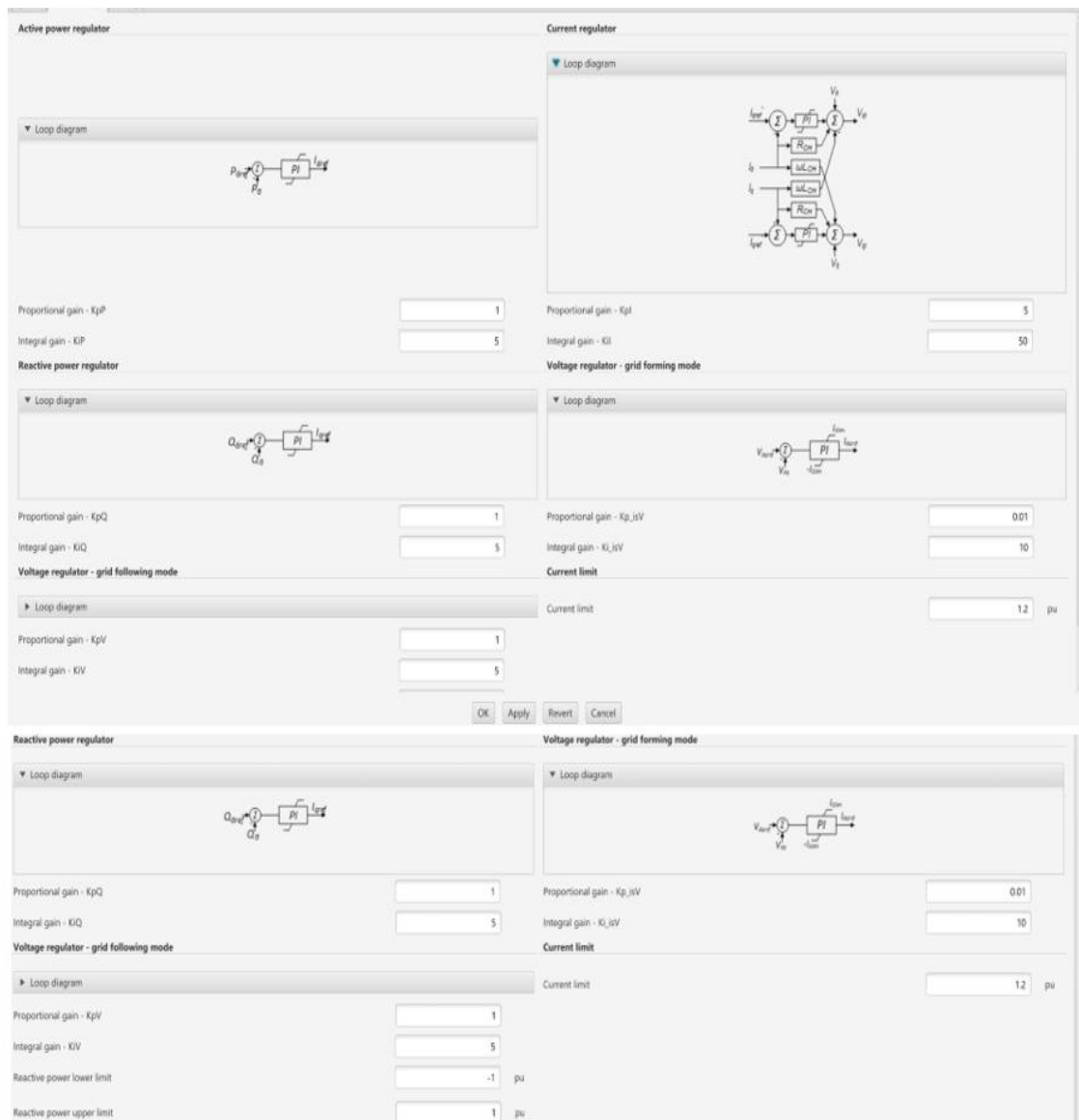


Figura 10 - Configuração dos parâmetros de controlo do BESS no HYPERSIM.
 Fonte: Captura da tela do HYPERSIM com parametrização realizada pelo autor.

3.4.2 Limites operacionais e parâmetros do sistema

A operação do armazenamento foi condicionada por limites mínimos e máximos de estado de carga, pelos limites nominais de potência e pela eficiência considerada na atualização do estado de carga. Metodologicamente, isso significa que o armazenamento não foi tratado como uma fonte ideal, mas como um sistema sujeito a restrições físicas e energéticas, cuja atuação depende da disponibilidade de energia armazenada e da margem operacional admissível em cada instante.

O BESS foi modelado no HYPERSIM por meio do bloco *Battery Energy Storage System (Average Inverter)*, que representa o conversor em valor médio, sem detalhar a comutação dos semicondutores. Essa abordagem é adequada para análises do comportamento elétrico global do sistema e da interação do armazenamento com a rede.

O modelo é constituído pelo PCC, filtro de interface, inversor, barramento CC e bateria. No lado CA, foram definidos 20 kVA, 400 V e 50 Hz. No barramento CC, a tensão nominal adotada foi 768 V. O filtro de acoplamento foi parametrizado com $L_{ch} = 1,53 \times 10^{-3}$ H e $R_{ch} = 0,01 \Omega$, enquanto o elo CC foi definido com $L_{dc} = 8,33 \times 10^{-5}$ H e $C_{dc} = 0,01$ F.

A bateria foi configurada como íon-lítio, com capacidade nominal de 130 Ah, tensão nominal de 768 V, tensão de carga completa de 876 V e estado inicial de carga de 90%. Esses parâmetros correspondem a uma energia nominal da ordem de 100 kWh. A Figura 11 apresenta a parametrização elétrica nominal do BESS no HYPERSIM, incluindo os valores adotados para o lado CA, barramento CC, filtro de interface e bateria.

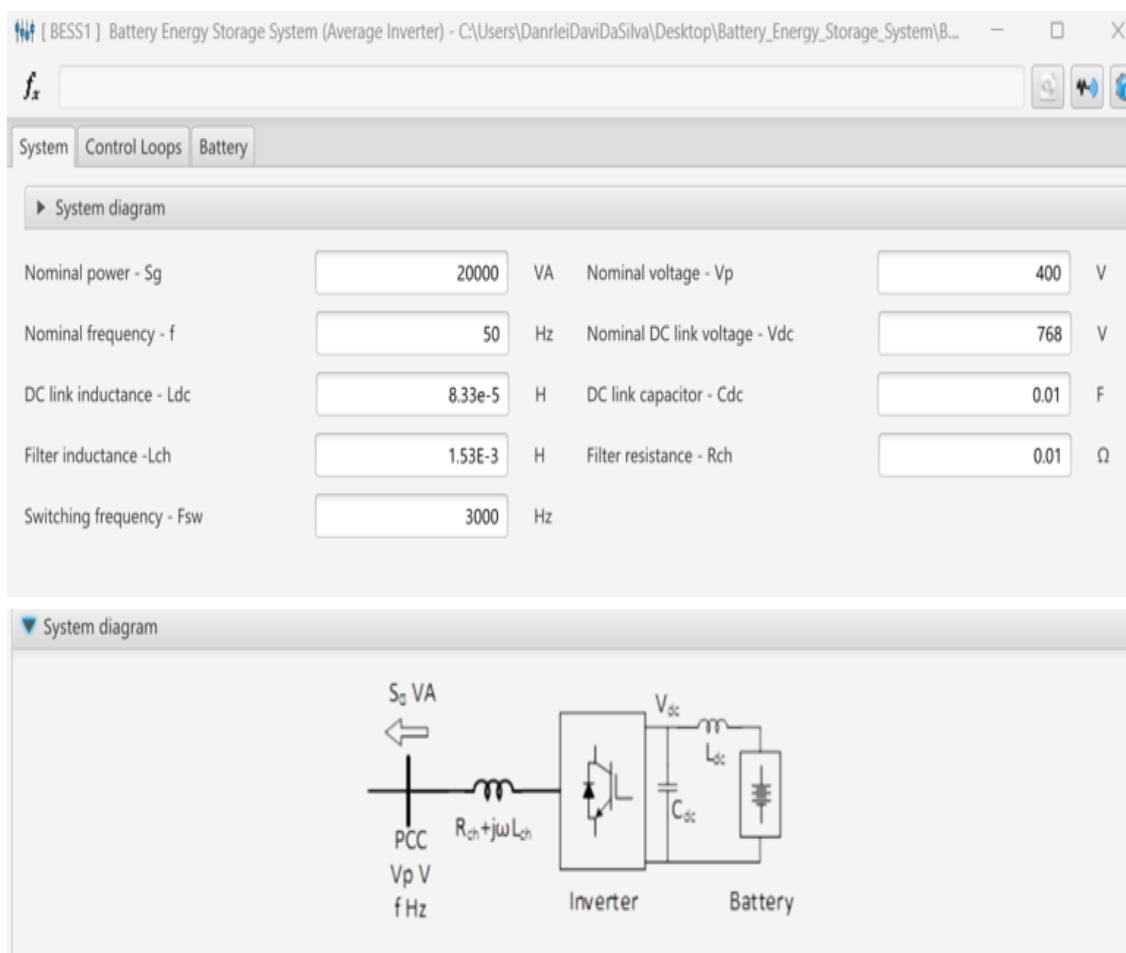


Figura 11 - Configuração dos parâmetros elétricos nominais do BESS no HYPERSIM.

Fonte: Captura da tela do HYPERSIM com parametrização realizada pelo autor.

A Figura 12 apresenta a parametrização da bateria e a respetiva curva de descarga do BESS no HYPERSIM.

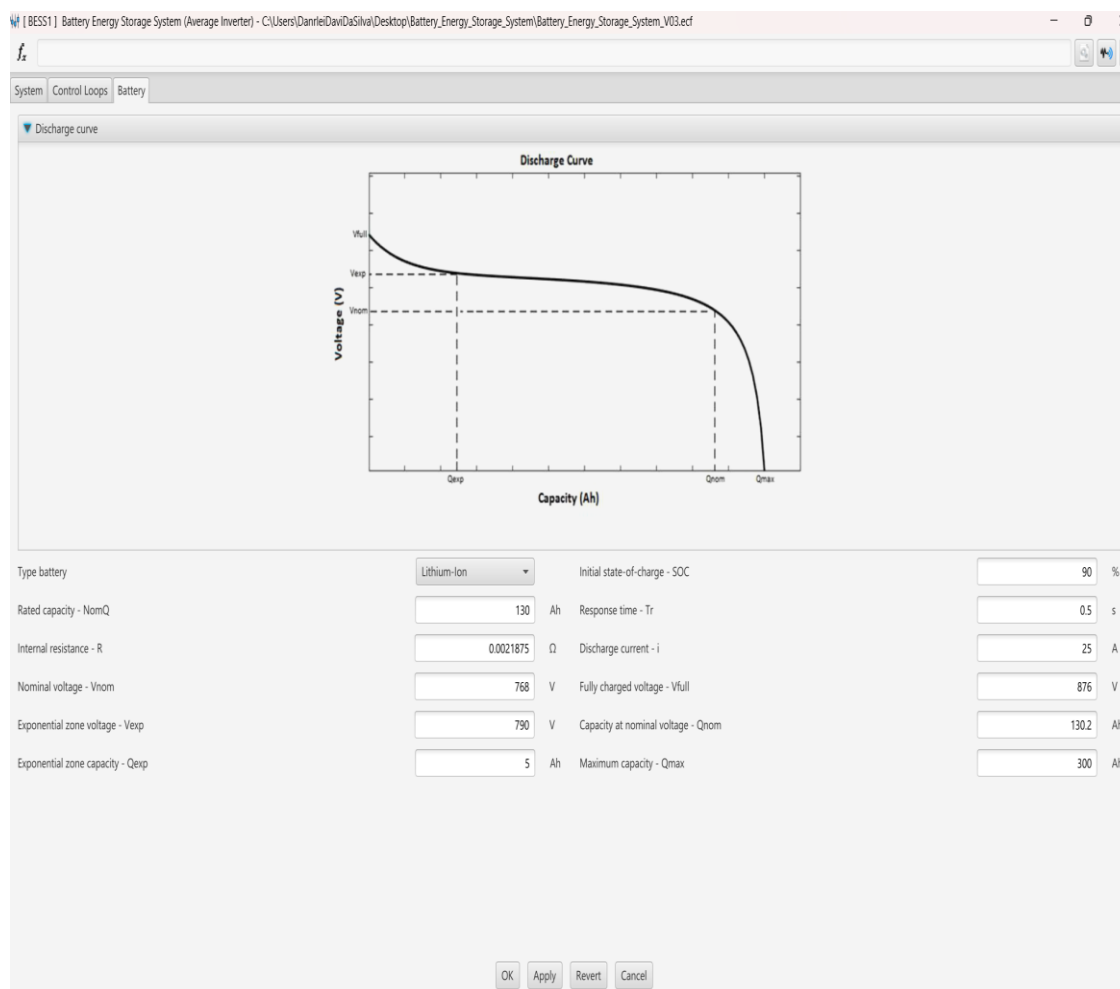


Figura 12 - Parametrização da bateria e curva de descarga do BESS no HYPERSIM.

Fonte: Captura da tela do HYPERSIM com parametrização realizada pelo autor.

3.5 Estratégia de gestão energética do BESS

A estratégia de gestão energética adotada nesta dissertação foi formulada como uma lógica supervisória baseada em regras, definida a partir do balanço instantâneo entre carga agregada, geração fotovoltaica e estado de carga do sistema de armazenamento. A opção por essa abordagem decorre de sua coerência com o objetivo central do trabalho, que consiste em avaliar o impacto técnico do BESS sobre a rede de baixa tensão, e não em comparar algoritmos avançados de despacho. Estratégias mais avançadas poderiam incorporar previsões meteorológicas, de geração fotovoltaica e de consumo, permitindo decisões antecipativas. Contudo, essa abordagem não foi adotada, pois o objetivo foi avaliar uma lógica supervisória simples, rastreável e coerente com os dados disponíveis. Além disso, a lógica baseada em regras oferece elevada rastreabilidade decisional, permitindo associar de forma clara a resposta do armazenamento às condições energéticas observadas em cada intervalo de 15 minutos. Dessa forma, a estratégia implementada mostrou-se adequada para representar os principais modos

de atuação do BESS considerados no estudo, nomeadamente absorção de excedentes fotovoltaicos, deslocamento temporal de energia e redução parcial da potência importada da rede.

O fluxograma apresentado na Figura 13 representa uma estratégia supervisória de gestão energética baseada em regras para o BESS para o mês de fevereiro. Em cada intervalo de 15 minutos, o algoritmo identifica o horário de operação, o estado de carga da bateria e o balanço líquido de potência da comunidade. Durante a janela noturna, o sistema prioriza o carregamento do BESS até atingir o SoC alvo definido. Nos demais períodos, a decisão de carga ou descarga é tomada em função da diferença entre a carga e a geração fotovoltaica: em situação de défice, o BESS descarrega, respeitando o SoC mínimo e o limite de potência, em situação de excedente fotovoltaico, o BESS carrega, respeitando o SoC máximo e a potência máxima de carga. Quando não há necessidade de atuação, o sistema permanece inativo. Dessa forma, o algoritmo pode ser classificado como um EMS baseado em regras, adequado para a gestão operacional do armazenamento na comunidade de energia estudada.

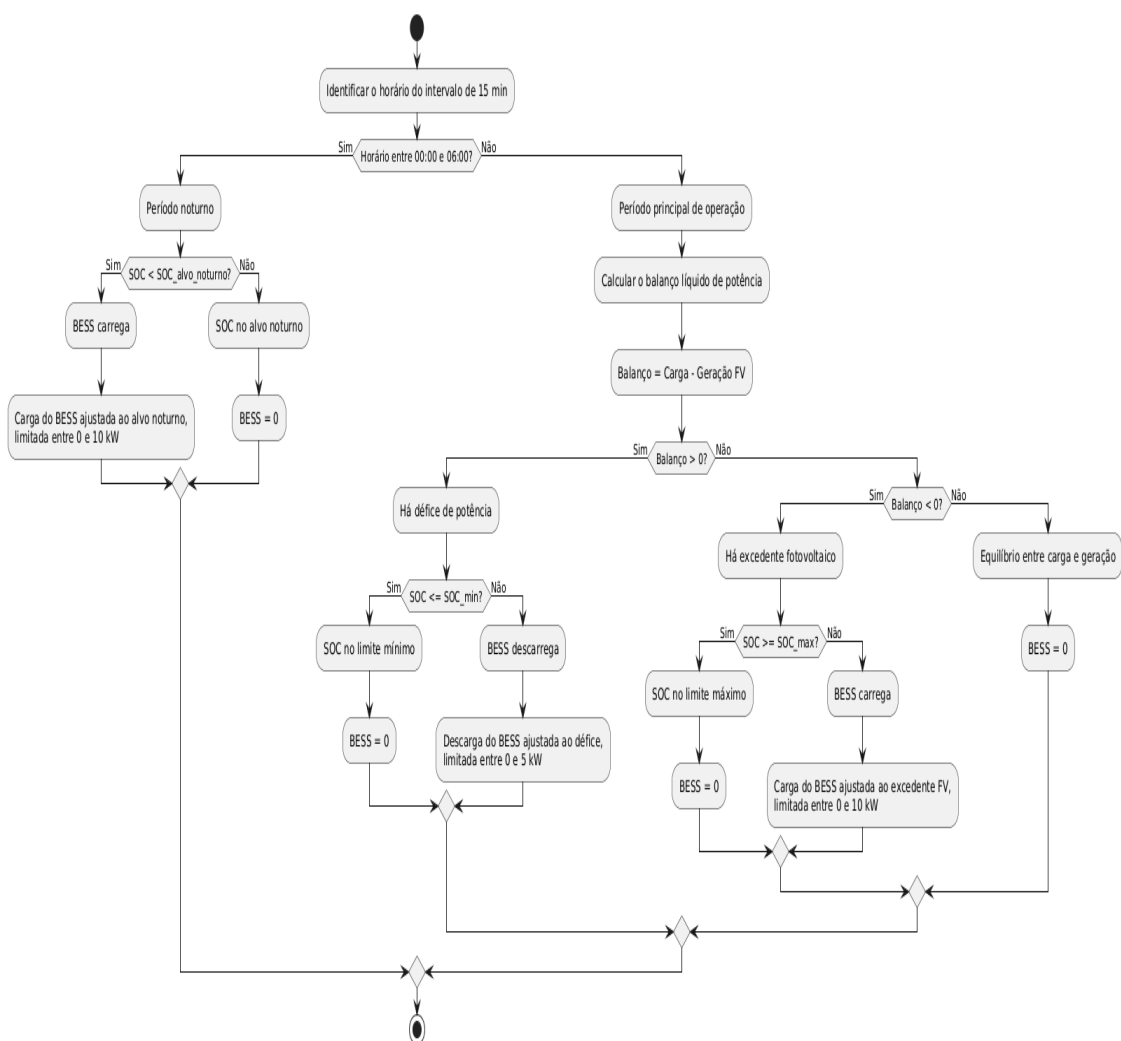


Figura 13 - Fluxograma da lógica de operação do BESS adotada para o cenário de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

O fluxograma da figura 14 representa a lógica de despacho do BESS implementada para o mês de junho, considerando intervalos de 15 minutos. A estratégia é organizada em três faixas horárias. Entre 00:00 e 06:00, o sistema de armazenamento permanece inativo, sem realizar carga ou descarga. Entre 06:00 e 21:00, o BESS trabalha de forma bidirecional, a partir do balanço líquido de potência da comunidade, definido como a diferença entre a carga e a geração fotovoltaica. Quando esse balanço é positivo, há déficit de potência e o BESS pode descarregar, desde que o estado de carga esteja acima do limite mínimo. Quando o balanço é negativo, há excedente fotovoltaico e o BESS pode carregar, desde que o estado de carga esteja abaixo do limite máximo. Entre 21:00 e 24:00, o sistema não descarrega.

Além da divisão horária, o fluxograma incorpora as restrições operacionais do sistema de armazenamento. A descarga só é permitida se o SoC for superior ao limite mínimo configurado, enquanto a carga só ocorre se o SoC permanecer abaixo do limite máximo. Também são considerados os limites de potência do conversor e da estratégia adotada: a descarga é ajustada ao déficit, limitada entre 0 e 5 kW, e a carga é ajustada ao excedente fotovoltaico, limitada entre 0 e 10 kW. Embora o conversor apresente potência nominal superior, esses limites foram adotados como restrições conservadoras do EMS, com o objetivo de evitar solicitações agressivas do BESS, preservar margem operacional do conversor e representar uma estratégia de apoio parcial à comunidade, e não a operação no limite máximo do equipamento. Dessa forma, o fluxograma sintetiza uma estratégia de operação voltada ao aproveitamento local da geração fotovoltaica, ao suporte parcial à carga da comunidade e ao respeito às condições operacionais do BESS ao longo do período analisado.

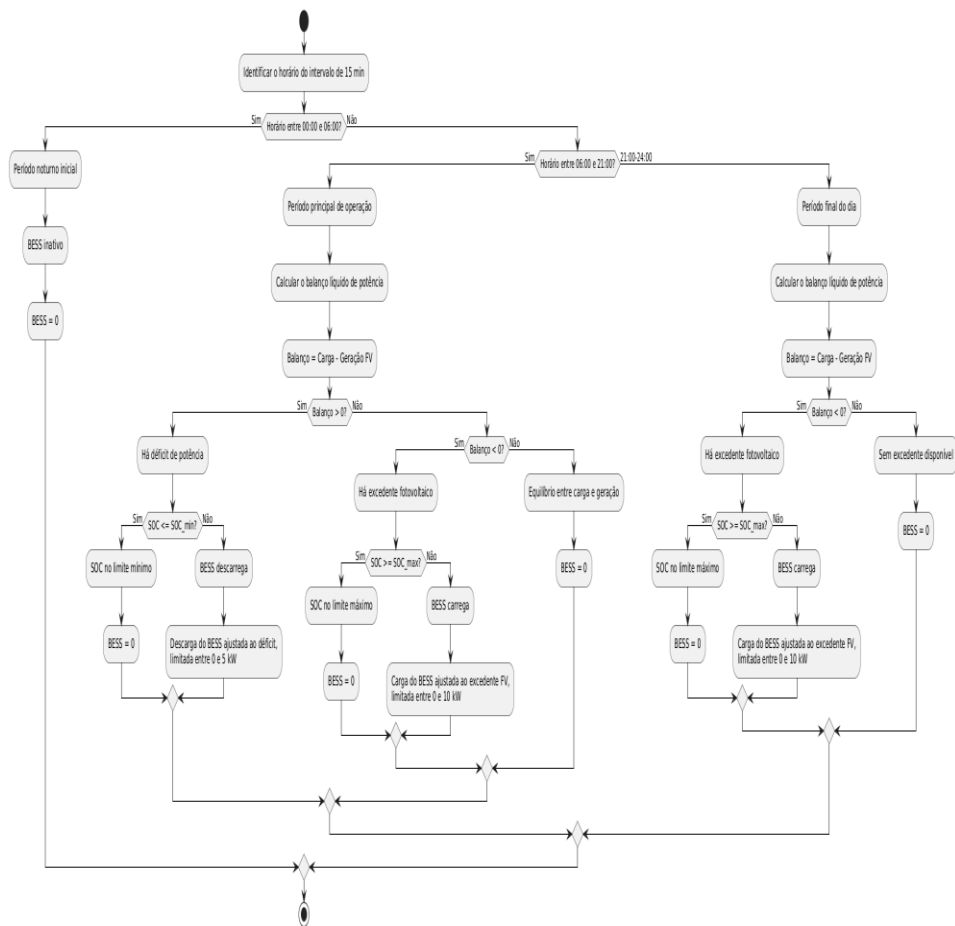


Figura 14 - Fluxograma da lógica de operação do BESS adotada para o cenário de junho.
Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5.1 Estrutura do algoritmo de gestão energética

O sistema de gestão de energia EMS foi estruturado a partir de uma lógica de decisão em resolução de 15 minutos, coerente com a resolução temporal da base de dados utilizada. Em cada intervalo, calcula-se o balanço líquido entre a potência de carga e a potência fotovoltaica, sendo este balanço utilizado para definir a referência de potência do BESS. A estratégia é, portanto, responsiva ao estado energético instantâneo da comunidade, mas limitada pelas restrições de estado de carga e potência nominal do sistema de armazenamento.

3.5.2 Definição do balanço energético da comunidade

A referência ativa do BESS é definida a partir do balanço entre carga e geração fotovoltaica, representado por $P_{net} = P_{Load} - P_{PV}$. Esta formulação constitui o núcleo do modelo de gestão energética, pois traduz, a cada instante, se a comunidade se encontra em condição de excedente renovável ou em condição de déficit energético. A partir desse sinal, o

armazenamento passa a atuar como elemento de deslocamento temporal de energia dentro da comunidade.

3.5.3 Estratégia de carregamento baseada em excedente fotovoltaico

Quando o balanço líquido indica excedente de produção fotovoltaica, o EMS comanda o carregamento do BESS, desde que o estado de carga máximo ainda não tenha sido atingido. Dessa forma, o armazenamento atua como mecanismo de absorção local dos excedentes renováveis, reduzindo a necessidade de exportação de energia para a rede montante e aumentando o aproveitamento local da geração fotovoltaica. O objetivo desta estratégia é elevar o autoconsumo coletivo e limitar episódios de fluxo reverso de potência.

3.5.4 Estratégia de descarga para suporte ao consumo

Quando o balanço líquido indica déficit entre carga e geração fotovoltaica, o BESS é comandado para descarregar, respeitando o limite mínimo de estado de carga e os limites nominais de potência. Nesta condição, o armazenamento fornece suporte à procura local, reduzindo a importação de potência a partir do transformador e suavizando o perfil líquido observado pela rede a montante. A metodologia assume, portanto, que o BESS atua sobretudo como recurso de *energy shifting* e de mitigação de picos de importação, não como elemento de regulação direta de tensão ou frequência.

3.6 Ambiente de simulação

O estudo foi desenvolvido no OPAL-RT HYPERSIM, utilizado nesta dissertação exclusivamente como ambiente computacional de simulação no domínio do tempo para a modelação e avaliação de uma comunidade de energia em baixa tensão. A escolha da plataforma está associada à sua adequação para representar o comportamento eletromagnético e dinâmico da rede sob diferentes perfis temporais de carga, geração fotovoltaica e operação do sistema de armazenamento. Essa abordagem permite observar grandezas elétricas como tensões, fluxos de potência, perdas técnicas e direção do fluxo de potência, sendo compatível com o objetivo do trabalho.

A utilização do HYPERSIM também é coerente com estudos para análise de microrredes e redes com recursos distribuídos. O [85] utilizam o HYPERSIM em uma abordagem de simulação eletromagnética transitória para avaliação dinâmica de microrredes, enquanto o [86] empregam na modelação e simulação em tempo real de uma microrrede CA com geração fotovoltaica conectada a uma rede de distribuição de 15 nós. Nesse estudo, foram avaliadas condições de regime permanente e perturbações transitórias, incluindo variações de irradiância, perda da rede principal e falta trifásica à terra, com observação de tensões, correntes e potências ativa e reativa no ponto de interligação. No presente trabalho, contudo, o HYPERSIM

foi utilizado em ambiente de software, executado em computador, sem implementação Hardware-in-the-Loop, sem ligação a hardware externo e sem modelação detalhada dos semicondutores, das perdas de condução, das perdas de comutação e da curva de eficiência do conversor.

Embora o BESS tenha sido parametrizado com dados de potência nominal, barramento CC, filtro, bateria, malhas de controlo e limite de corrente, o modelo utilizado corresponde a uma representação média/equivalente do sistema de armazenamento. Assim, não foi adotada uma modelação detalhada do sistema de conversão de potência associado ao BESS, incluindo semicondutores, perdas de condução, perdas de comutação ou curva de eficiência do conversor. As perdas analisadas neste trabalho correspondem às perdas elétricas capturadas pelos elementos explicitamente parametrizados no modelo, como cabos, impedâncias equivalentes e resistências representadas, não incluindo uma avaliação detalhada da eficiência interna do conversor do BESS.

3.6.1 Configuração da simulação

A simulação da comunidade no HYPERSIM foi implementada em representação trifásica equilibrada, em função da compatibilidade do bloco *Dynamic Load* com entradas trifásicas. Como os dados reais disponíveis de consumo e geração eram monofásicos, os perfis originais foram replicados de forma idêntica nas três fases do modelo. Com essa adaptação, a potência trifásica total simulada passou a corresponder a três vezes o valor monofásico originalmente medido, assumindo-se, para fins de modelação, uma distribuição equilibrada entre fases. Esse procedimento teve carácter metodológico e foi adotado exclusivamente para viabilizar a inserção dos perfis reais no ambiente de simulação. A limitação de compatibilidade do bloco foi confirmada junto à empresa desenvolvedora do software.

O passo de integração da simulação foi definido em 50 μ s, valor compatível com a representação das grandezas eletromagnéticas em uma rede de 50 Hz no ambiente simulado. Esse passo temporal permite resolver adequadamente as formas de onda elétricas e a dinâmica dos elementos do modelo, mantendo coerência com a simulação em transitórios eletromagnéticos. A resolução temporal dos perfis de consumo e geração fotovoltaica, por sua vez, é de 15 minutos, assim, esses perfis foram aplicados como sinais de entrada atualizados nessa escala temporal, enquanto a integração numérica do modelo elétrico foi realizada com passo significativamente menor.

3.7 Indicadores de desempenho avaliados

A comparação entre cenários foi efetuada a partir de indicadores técnicos diretamente extraídos das simulações em HYPERSIM. Os respetivos cálculos e gráficos foram obtidos com recurso às ferramentas internas de processamento e visualização do próprio software. Segundo [87], em estudos de operação e reconfiguração de redes de distribuição modernas, os sistemas de armazenamento de energia devem ser incorporados ao modelo de otimização não apenas

como recursos adicionais de flexibilidade, mas também como elementos sujeitos a restrições operacionais próprias.

3.7.1 Fluxo de potência na rede

Na análise em regime permanente de sistemas elétricos, o estudo de fluxo de potência é utilizado para determinar as magnitudes e ângulos de tensão nos barramentos, bem como os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas e transformadores. Em redes com geração distribuída, esses estudos também permitem avaliar alterações operacionais associadas a perdas técnicas, variações de tensão e mudanças no intercâmbio de potência ao longo da rede [88]. A análise dos fluxos de potência teve como foco o comportamento da potência ativa no transformador e ao longo da rede de baixa tensão, especialmente para identificar redução de importação, episódios de fluxo reverso e efeito de suavização promovido pelo BESS.

3.7.2 Níveis de tensão nos barramentos

A análise de sistemas de distribuição deve considerar a tensão como uma variável de desempenho fundamental, uma vez que o objetivo técnico da rede é assegurar o fornecimento de energia com segurança, confiabilidade e níveis de tensão admissíveis nos pontos de consumo. O planejamento deve avaliar diferentes cenários operativos de modo a garantir que as tensões dos consumidores permaneçam dentro dos limites aceitáveis, o que torna a queda de tensão uma preocupação central. Como essa queda varia com a carga dos alimentadores, a representação rigorosa das impedâncias dos elementos da rede é indispensável para estudos consistentes de operação, planejamento e regulação de tensão [89].

Os níveis de tensão foram avaliados nos barramentos da comunidade, com especial atenção ao barramento B, onde o BESS foi instalado e onde as variações de tensão se revelaram mais pronunciadas. A análise metodológica considerou a evolução dos valores eficazes de tensão em diferentes cenários e meses, buscando verificar o efeito da geração distribuída e do armazenamento na mitigação da queda de tensão ao longo do alimentador.

3.7.3 Perdas técnicas na rede

A análise das perdas técnicas é fundamental no projeto e na avaliação de sistemas de distribuição de energia elétrica, uma vez que esses fenômenos estão diretamente associados à circulação de corrente na rede e influenciam tanto o desempenho operacional quanto a eficiência global do sistema. Além disso, a relação entre demanda, utilização da infraestrutura e comportamento das perdas ao longo do tempo constitui um elemento importante para a definição técnica e econômica das soluções de distribuição [90].

As perdas técnicas foram avaliadas de forma acumulada ao longo do horizonte temporal simulado, permitindo comparar a dissipação energética da rede em função da penetração

fotovoltaica e da integração do BESS. A potência instantânea de perdas foi calculada a partir do balanço de potência ativa entre a potência medida no lado de baixa tensão do transformador, as potências líquidas dos grupos da comunidade e a potência ativa do sistema de armazenamento, conforme:

$$P_{loss}(t) = P_{TX, LV}(t) - [P_{GroupA}(t) + P_{GroupB}(t)] + P_{BESS}(t) \quad (6)$$

A energia perdida acumulada no período analisado foi obtida por:

$$E_{loss} = \sum_{t=1}^N P_{loss}(t) \Delta t \quad (7)$$

em que $P_{loss}(t)$ representa a potência instantânea de perdas na rede, $P_{TX, LV}(t)$ corresponde à potência ativa medida no lado de baixa tensão do transformador, $P_{GroupA}(t)$ e $P_{GroupB}(t)$ representam as potências ativas líquidas dos Grupos A e B, e $P_{BESS}(t)$ representa a potência ativa do sistema de armazenamento. Adotou-se a convenção de sinal em que $P_{BESS}(t) > 0$ corresponde à descarga do BESS, ou seja, injeção de potência na rede, enquanto $P_{BESS}(t) < 0$ corresponde ao carregamento do BESS, ou seja, absorção de potência. Nos cenários sem armazenamento, o termo $P_{BESS}(t)$ é nulo.

As perdas técnicas analisadas correspondem às perdas elétricas capturadas pelos elementos parametrizados no modelo HYPERSIM, incluindo cabos, impedâncias equivalentes e resistências explicitamente representadas. Não foi realizada uma separação individual entre perdas nos cabos, perdas no transformador e perdas em vazio do núcleo magnético. Além disso, o modelo médio do conversor do BESS não inclui uma avaliação detalhada das perdas internas, tais como perdas de condução, perdas de comutação ou curva de eficiência do inversor. Portanto, os valores apresentados como perdas acumuladas devem ser interpretados como perdas elétricas da rede simulada, e não como um balanço energético completo incluindo a eficiência interna da bateria e do conversor.

3.7.4 Autossuficiência e autoconsumo

Os indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional foram utilizados para complementar a avaliação elétrica da comunidade, permitindo quantificar o aproveitamento local da geração fotovoltaica e a redução da dependência da rede externa. O autoconsumo foi calculado como a razão entre a energia fotovoltaica utilizada localmente e a energia fotovoltaica total gerada no período simulado, enquanto a autossuficiência operacional foi determinada pela fração da carga total não suprida pela rede externa, calculada pela diferença entre a energia total consumida e a energia importada da rede, dividida pela energia total consumida. Esta formulação é compatível com o princípio apresentado por [91], a avaliação foi realizada de forma acumulada ao longo da semana simulada, permitindo comparar os cenários

com diferentes níveis de penetração fotovoltaica e com a presença do BESS, considerado como recurso de flexibilidade para alterar os fluxos de energia, reduzir importações em determinados períodos e melhorar o aproveitamento local da geração fotovoltaica, conforme abordagens de partilha de PV com armazenamento em edifícios [15].

3.7.4.1 Autoconsumo

O autoconsumo da geração fotovoltaica foi utilizado para quantificar a fração da energia fotovoltaica aproveitada localmente pela comunidade. Este indicador foi calculado como a razão entre a energia fotovoltaica aproveitada localmente e a energia fotovoltaica total gerada no período analisado.

O autoconsumo da geração fotovoltaica foi definido como a razão entre a energia fotovoltaica aproveitada localmente e a energia fotovoltaica total gerada no período analisado:

$$\text{Autoconsumo} = \frac{\sum_{t=1}^N E_{PV,aprov}(t)}{\sum_{t=1}^N E_{PV}(t)} \times 100 \quad (8)$$

em que $E_{PV,aprov}(t)$ representa a energia fotovoltaica aproveitada localmente no intervalo t , $E_{PV}(t)$ representa a energia fotovoltaica total gerada e N corresponde ao número total de intervalos da semana simulada.

Nos cenários sem BESS, a energia fotovoltaica aproveitada corresponde à parcela consumida diretamente pela carga. Nos cenários com BESS, considera-se também a parcela da geração fotovoltaica absorvida pelo sistema de armazenamento. Em ambos os casos, a energia contabilizada no autoconsumo é limitada pela geração fotovoltaica disponível em cada intervalo, evitando que energia eventualmente carregada a partir da rede seja considerada autoconsumo da geração fotovoltaica.

3.7.4.2 Autossuficiência operacional

A autossuficiência operacional foi utilizada para quantificar a parcela da carga da comunidade atendida pelo balanço energético local, considerando a energia efetivamente importada da rede externa ao longo do período analisado. Para N intervalos de simulação, este indicador foi calculado por:

$$\text{Autossuficiência}_{op} = \frac{\sum_{t=1}^N E_{carga}(t) - \sum_{t=1}^N E_{imp}(t)}{\sum_{t=1}^N E_{carga}(t)} \times 100 \quad (9)$$

em que $E_{carga}(t)$ representa a energia consumida pela comunidade no intervalo t , $E_{imp}(t)$ representa a energia importada da rede no mesmo intervalo e N corresponde ao número total de intervalos da semana simulada.

Nos cenários sem BESS, a parcela não importada da rede corresponde à energia da carga atendida diretamente pela geração fotovoltaica local. Nos cenários com BESS, a energia importada considerada no cálculo já incorpora os efeitos de carga e descarga do

armazenamento. Como o BESS pode ser carregado tanto por excedentes fotovoltaicos quanto pela rede elétrica, o indicador foi tratado como autossuficiência operacional, e não como medida estrita de autossuficiência renovável.

3.8 Procedimento de análise dos resultados

O procedimento de análise consistiu na execução dos cenários definidos para os meses de fevereiro e junho, seguida da extração e comparação dos indicadores técnicos da rede. Primeiro, estabeleceu-se o comportamento de referência da comunidade em regime, *Business as Usual* (BAU), sem integração de geração fotovoltaica ou BESS. Em seguida, foram analisados os efeitos da integração fotovoltaica parcial e total. Por fim, avaliou-se o impacto adicional da inserção do BESS comunitário no barramento QD2, com despacho comandado por EMS. A comparação entre cenários foi orientada pela observação do intercâmbio de potência no transformador, do perfil de tensão nos barramentos, da evolução das perdas acumuladas e da utilização local da energia renovável. Dessa forma, a metodologia permite isolar o efeito incremental da geração distribuída e do armazenamento sobre o desempenho técnico da comunidade de energia.

4 Casos de Estudo e Resultados

Este capítulo apresenta os casos de estudo e os resultados obtidos a partir das simulações realizadas no ambiente HYPERSIM. A análise foi estruturada com base nos indicadores definidos na metodologia, permitindo comparar o comportamento elétrico da comunidade de energia nos diferentes cenários avaliados. São apresentados os resultados do fluxo de potência na rede, níveis de tensão e perdas técnicas, organizados para os meses de fevereiro e junho, de modo a evidenciar os efeitos da variação sazonal da procura e da geração fotovoltaica sobre a operação do sistema.

4.1 Casos de estudo

A avaliação comparativa da comunidade de energia foi organizada em cenários sazonais e operacionais. Foram analisados cenários com apenas consumo, com penetração fotovoltaica parcial, com penetração fotovoltaica total e com integração do BESS no barramento QD2. O estudo considera oito cenários, quatro para fevereiro e quatro para junho. A Figura 15 apresenta a organização dos casos de estudo.

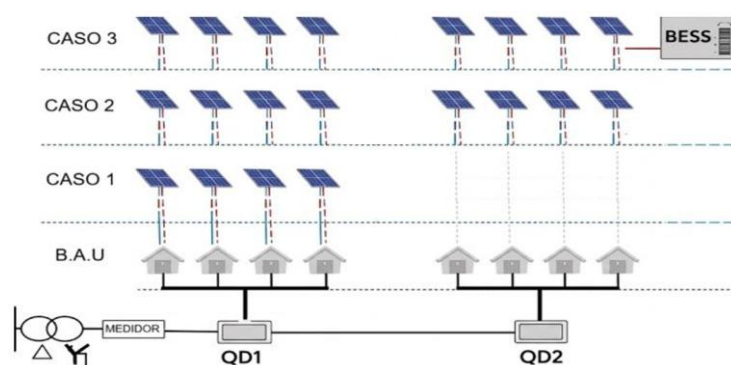


Figura 15 - Casos de estudo.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.1.1 BAU – Apenas consumo

O cenário BAU representa a condição de referência em que as oito habitações são tratadas apenas como consumidoras, sem geração fotovoltaica e sem armazenamento. Este caso foi utilizado como base para comparação dos efeitos introduzidos pela geração distribuída e pelo BESS.

4.1.2 Caso 1 – PV no Grupo A

No Caso 1, consideram-se quatro prosumidores no Grupo A e quatro consumidores no Grupo B. Nesta configuração, a produção fotovoltaica dos quatro prosumidores é partilhada no contexto do autoconsumo coletivo entre os oito participantes. O cenário permite avaliar os efeitos de uma penetração parcial de geração distribuída localizada na porção mais próxima da subestação.

4.1.3 Caso 2 – PV nos Grupos A e B

No Caso 2, as oito habitações são consideradas prosumidoras, partilhando entre si a produção renovável. Este cenário corresponde à maior penetração fotovoltaica analisada na comunidade e foi utilizado para quantificar o efeito da expansão da geração distribuída sobre perdas, tensão e fluxo reverso de potência.

4.1.4 Caso 3 – Integração do BESS na comunidade

No Caso 3, além da presença de geração fotovoltaica na comunidade, integra-se um BESS comunitário ligado ao barramento QD2. Este cenário estende a formulação do caso fotovoltaico para incluir a absorção de excedentes e o suporte à carga em períodos de défice, com base na estratégia EMS descrita anteriormente.

4.2 Fluxo de potência na rede

Nesta seção são apresentados os resultados do fluxo de potência na rede para os diferentes cenários simulados. A análise considera a potência ativa medida na saída de baixa tensão do transformador, permitindo avaliar o efeito da geração fotovoltaica e do BESS sobre o intercâmbio energético da comunidade com a rede. Os resultados são organizados para os meses de fevereiro e junho.

4.2.1 Resultados de fevereiro

No cenário BAU, a potência ativa instantânea na saída do transformador de baixa tensão permaneceu sempre positiva ao longo de toda a semana, representando a condição de total

dependência da rede. O gráfico apresenta valor máximo próximo de 53 kW, observado no Dia 7, e valores mínimos em torno de 6 kW nos períodos de menor carregamento. O perfil revela picos diários recorrentes e forte variabilidade da carga, sem qualquer mecanismo de compensação local. Como observação, este caso estabelece a referência base para avaliar o efeito da inserção de recursos energéticos distribuídos nos cenários seguintes. A Figura 16 ilustra esse comportamento ao longo da semana analisada.

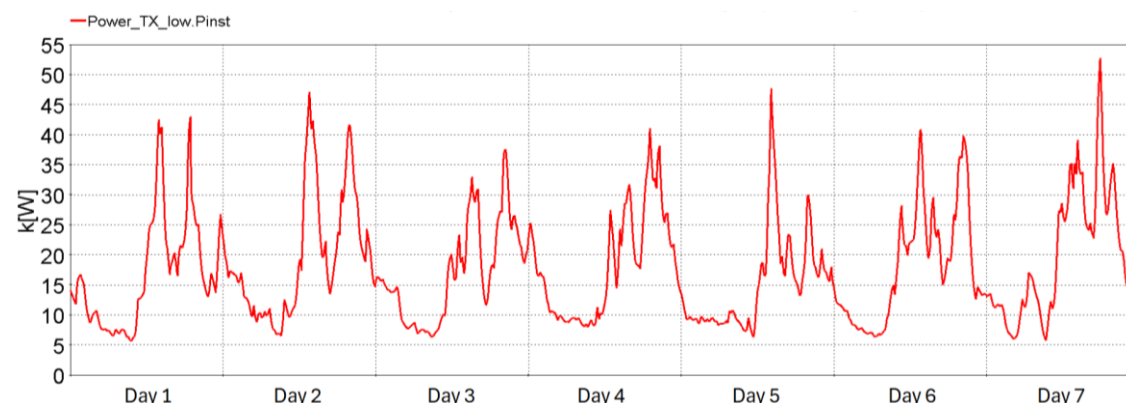


Figura 16 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no cenário BAU de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 1, a inserção de geração fotovoltaica apenas no Grupo A não produziu alteração estrutural visível no perfil de potência do transformador em relação ao BAU. Observa-se, no máximo, uma ligeira redução em alguns vales, com mínimos visuais próximos de 5 kW, enquanto o pico máximo permanece praticamente no mesmo patamar, cerca de 53 kW. Assim, para as condições de fevereiro, o efeito do PV foi discreto e limitado, sem impacto claramente relevante sobre os máximos semanais. A Figura 17 ilustra esse comportamento.

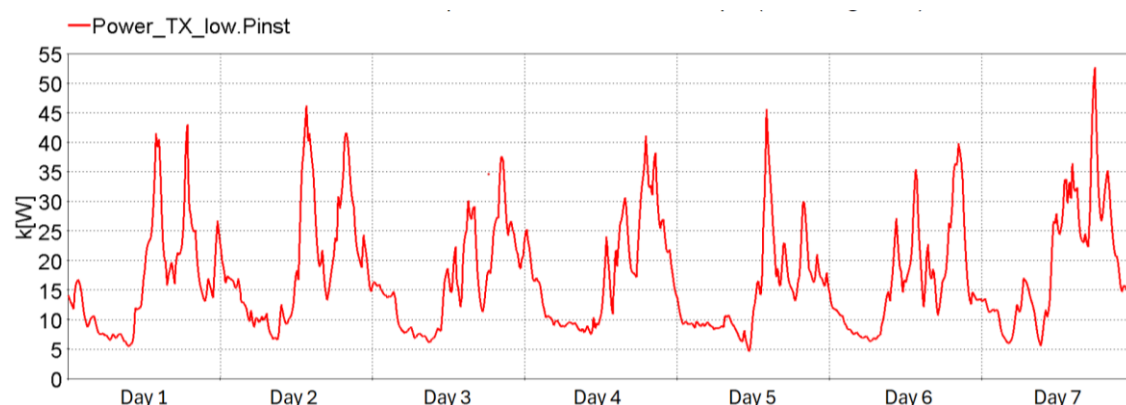


Figura 17 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 1 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme apresentado na Figura 18, no Caso 2, mesmo com a ampliação da geração fotovoltaica para os Grupos A e B, o comportamento global da curva ainda se mantém muito próximo dos cenários anteriores. Os mínimos estão em torno de 4 kW, mas o pico máximo

continua aproximadamente em 53 kW. Portanto, embora haja indício de compensação ligeiramente maior da carga, a diferença em relação ao Caso 1 não se mostra expressiva apenas pela inspeção gráfica, o que sugere que, em fevereiro, a maior penetração fotovoltaica ainda não foi suficiente para modificar de forma clara a demanda máxima observada no transformador.

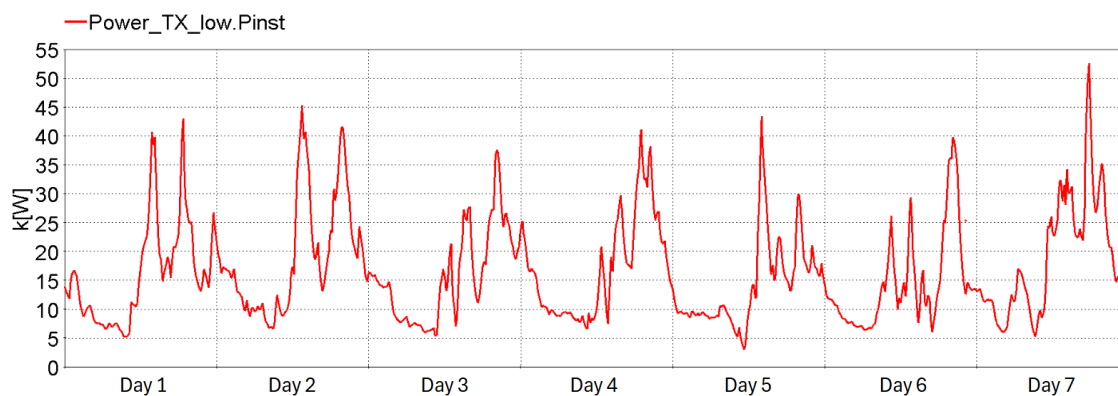


Figura 18 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 2 de fevereiro.
Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 3, conforme apresentado na Figura 19, a integração do BESS produz uma alteração mais notável no perfil de potência do transformador. O gráfico indica redução do pico máximo para aproximadamente 48 kW e mínimos próximos de 0 kW, valores inferiores aos observados nos demais cenários. Além disso, a forma da curva torna-se mais condicionada pela estratégia de despacho, o que é coerente com o gráfico de potência do BESS, no qual se observam patamares de carga e descarga ao longo da semana. Desse modo, para fevereiro, o armazenamento apresenta efeito mais evidente do que a geração fotovoltaica isolada na modulação da potência importada da rede.

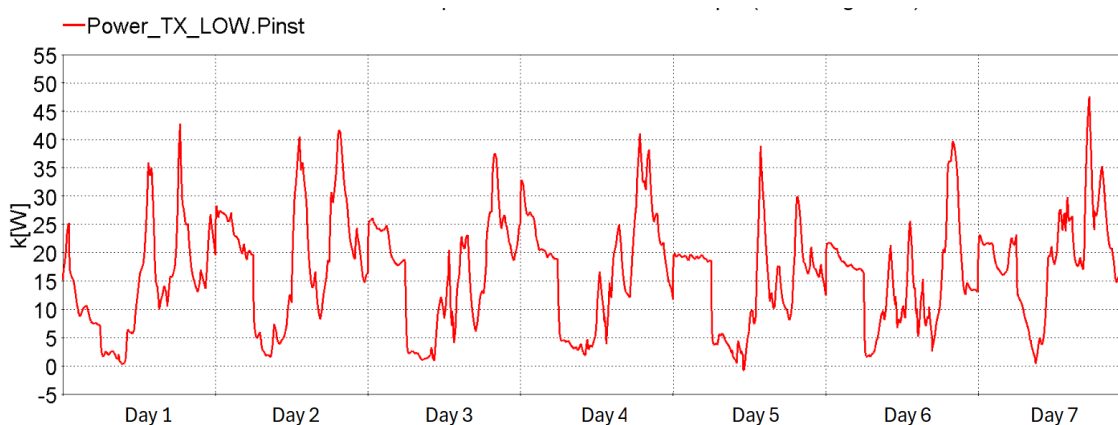


Figura 19 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 3 de fevereiro.
Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme apresentado nas Figuras 20 e 21, a operação do BESS no Caso 3 ocorre por meio de patamares bem definidos de carga e descarga ao longo da semana. A Figura 20 mostra níveis

de descarga próximos de +5 kW e de carga próximos de -10 kW, evidenciando uma estratégia de despacho por blocos.

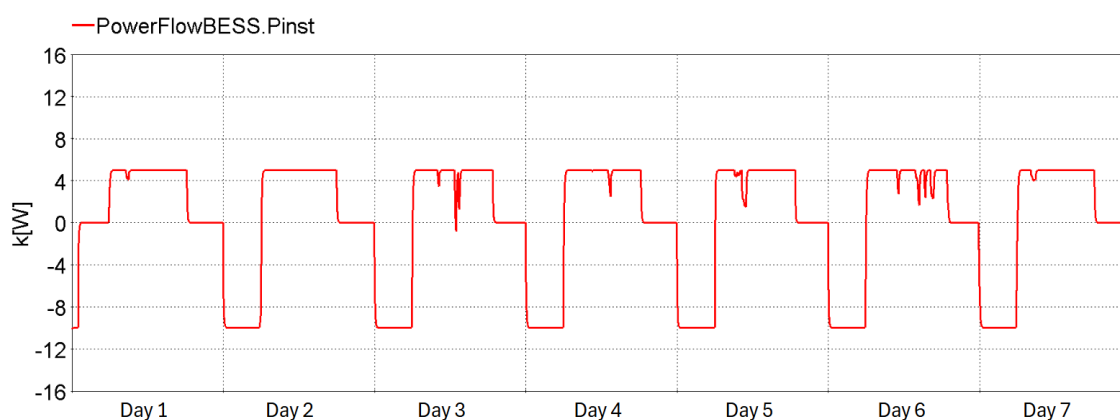


Figura 20 - Potência ativa instantânea na saída do BESS no Caso 3 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 21 confirma esse comportamento por meio da evolução cíclica do estado de carga. Em conjunto, esses resultados demonstram que o armazenamento atua não apenas na redução da potência instantaneamente importada da rede, mas também no deslocamento temporal de energia, com impacto direto no perfil de potência observado no transformador.

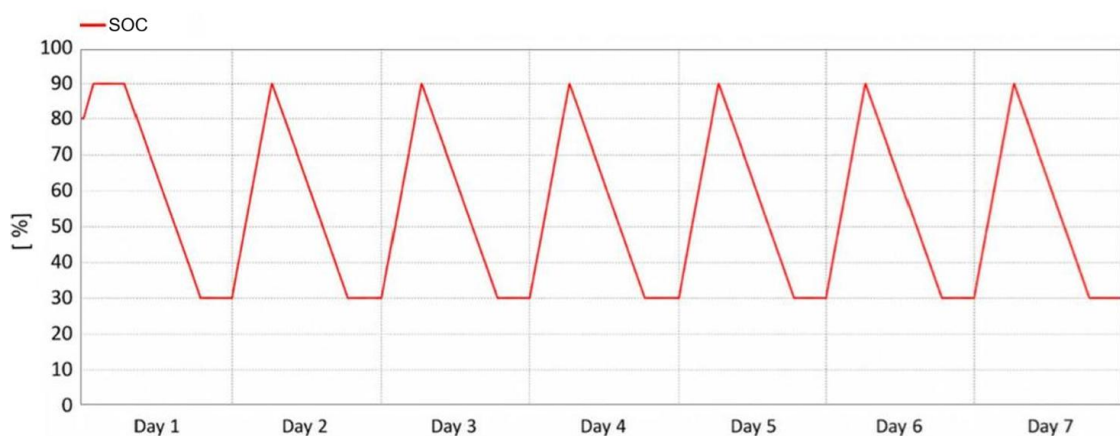


Figura 21 - Evolução semanal do estado de carga do BESS no Caso 3 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.2.2 Resultados de junho

No cenário BAU de junho, a potência ativa no transformador permanece sempre positiva ao longo de toda a semana, confirmando que, nesta condição de referência, a comunidade depende integralmente da rede. O valor mínimo situa-se em torno de 7 kW, enquanto o maior pico ocorre no Dia 6, atingindo aproximadamente 43 kW. A curva apresenta vales relativamente estáveis e picos diários bem marcados, mas sem qualquer indício de reversão de fluxo. Em termos comparativos, este gráfico estabelece a referência de junho para verificar o impacto da

maior disponibilidade fotovoltaica nos cenários seguintes. A Figura 22 ilustra esse comportamento ao longo da semana analisada.

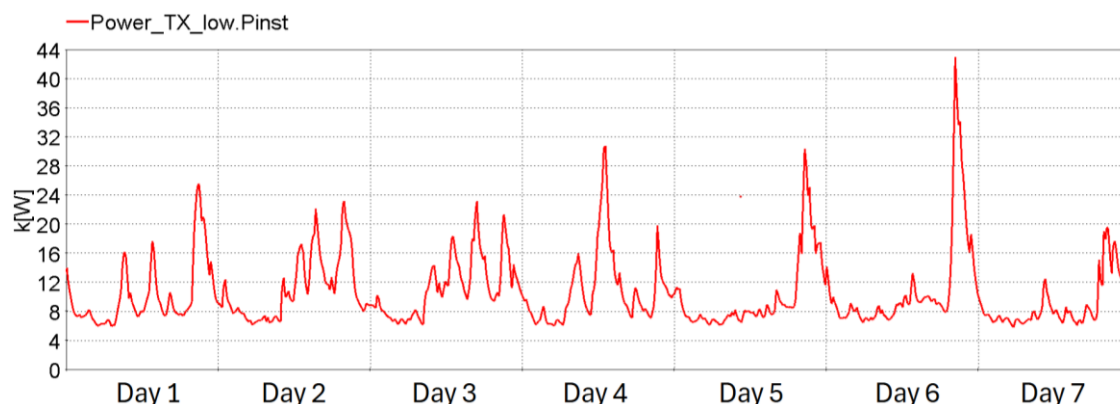


Figura 22 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no cenário BAU de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 1, conforme apresentado na Figura 23, a inserção de geração fotovoltaica apenas no Grupo A já provoca uma alteração visível em relação ao BAU. A curva passa a apresentar diversos intervalos próximos de 0 kW e também valores ligeiramente negativos, indicando que, em determinados momentos, a geração local supera a demanda vista no transformador. O valor máximo fica em torno de 35 kW, no Dia 6, enquanto os mínimos descem para aproximadamente -3 kW. Assim, ao contrário do observado em fevereiro, o efeito do PV em junho já é perceptível.

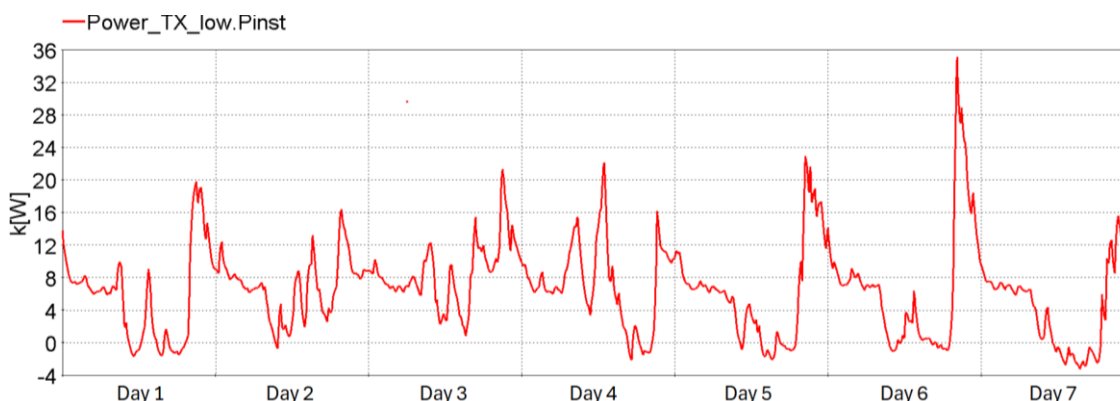


Figura 23 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 1 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Neste cenário, no Caso 2, conforme apresentado na Figura 24 a alteração do perfil torna-se muito mais marcada do que no Caso 1. A potência ativa no transformador passa a alternar de forma frequente entre valores positivos e negativos, evidenciando ocorrência recorrente de fluxo reverso de potência ao longo da semana. O valor máximo fica em torno de 24 kW, enquanto o mínimo atinge aproximadamente -19 kW, com reversões negativas profundas já no Dia 1 e repetidas em praticamente todos os dias seguintes. Em comparação com o Caso 1, há redução adicional dos picos positivos e aumento claro da intensidade e da duração dos

intervalos de exportação líquida. Este gráfico já indica uma mudança estrutural no regime de operação da comunidade em junho: o transformador deixa de atuar predominantemente como ponto de importação e passa a apresentar longos períodos de injeção líquida para montante, coerentes com a maior penetração fotovoltaica nos dois grupos.

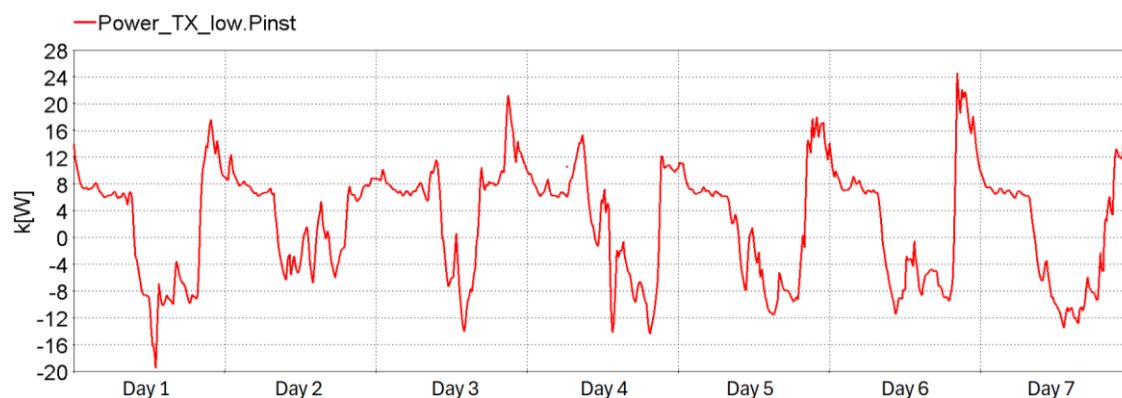


Figura 24 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 2 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 3, com integração de BESS, a potência no transformador continua apresentando valores positivos e negativos, com intervalos recorrentes de fluxo reverso de potência ao longo da semana. Visualiza-se valor máximo da ordem de 23 kW, enquanto o mínimo desce para cerca de -17 kW. Em relação ao Caso 2, os extremos permanecem relativamente próximos, de modo que a principal diferença não se traduz numa redução adicional muito expressiva dos máximos e mínimos, mas sim numa modulação do perfil temporal da curva. Assim, para junho, o efeito adicional do BESS mostra-se mais sutil do que em fevereiro, devendo sua contribuição específica ser interpretada com cautela. A Figura 25 ilustra esse comportamento no lado de baixa tensão do transformador.

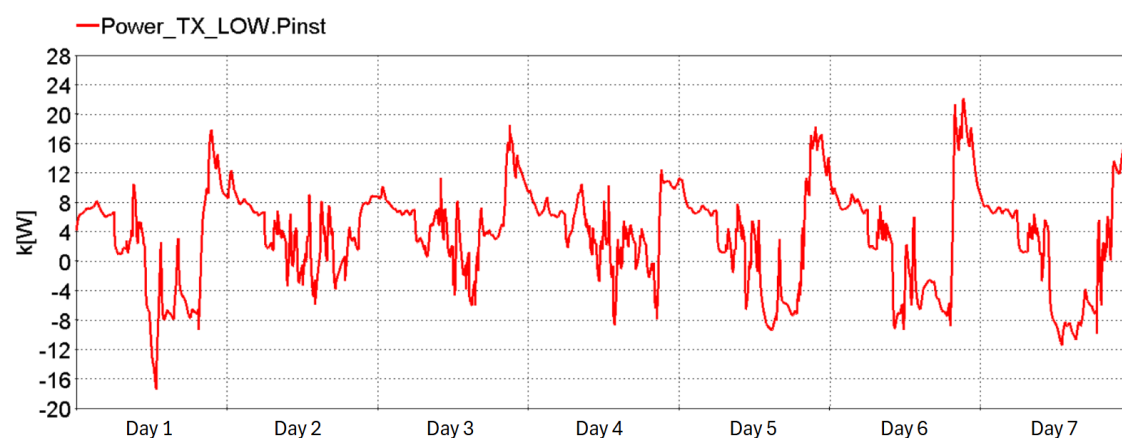


Figura 25 - Potência ativa instantânea no lado de baixa tensão do transformador no Caso 3 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme ilustrado nas Figuras 26 e 27, o BESS apresenta atuação efetiva ao longo da semana, com operação por patamares e alternância entre carga e descarga. A Figura 26 mostra níveis

de descarga próximos de +5 kW e de carga próximos de -10 kW, evidenciando uma estratégia de despacho em blocos.

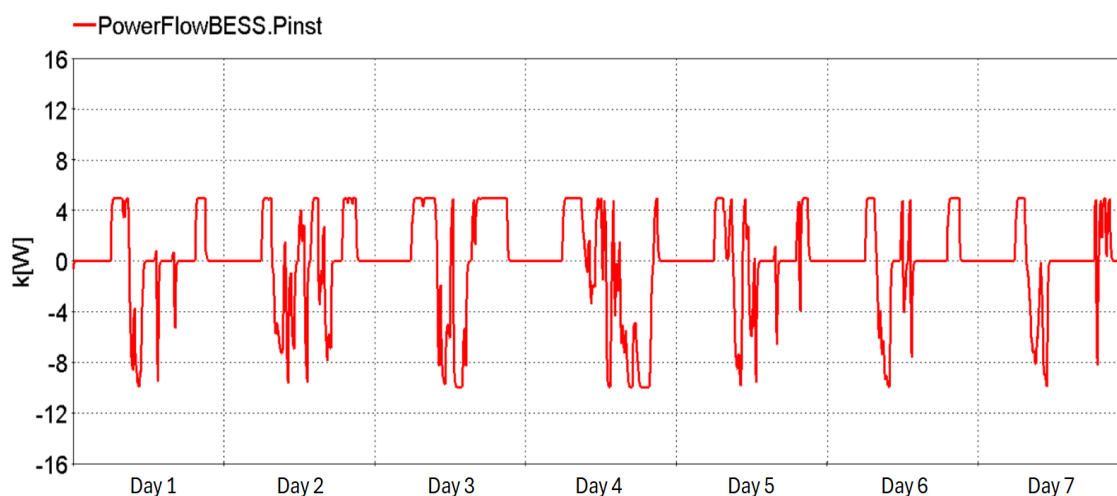


Figura 26 - Potência ativa instantânea na saída do BESS no Caso 3 de junho.
Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 27 mostra a evolução do estado de carga, que permanece em níveis relativamente elevados durante uma parte do período, com reduções mais acentuadas em intervalos específicos. Em conjunto, os resultados indicam que, em junho, a contribuição do BESS está mais associada à modulação temporal do perfil de potência do que a uma redução muito expressiva dos extremos observados no transformador.

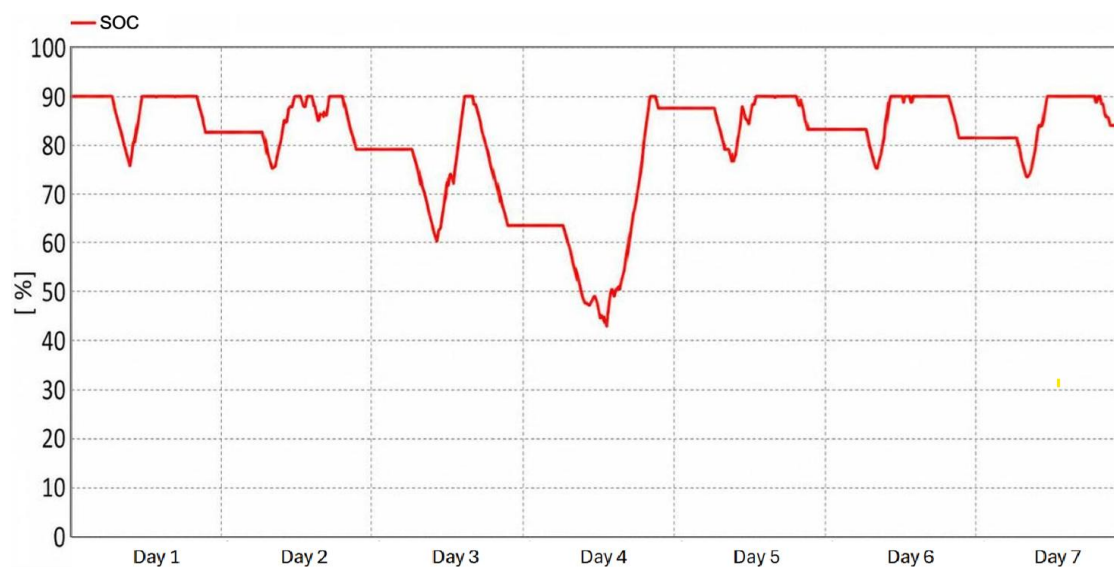


Figura 27 - Evolução semanal do estado de carga do BESS no Caso 3 de junho.
Fonte: Elaborado pelo autor.

4.3 Perdas técnicas na rede

Esta secção apresenta a análise das perdas técnicas acumuladas na rede para os cenários simulados em fevereiro e junho, com especial atenção ao efeito da integração do BESS sobre a dissipação energética do sistema. Em fevereiro, devido à menor disponibilidade solar, as diferenças entre os cenários são mais moderadas, permitindo observar de forma mais clara o impacto relativo do armazenamento. Em junho, com maior produção fotovoltaica, a redução das perdas torna-se mais expressiva, sendo possível comparar o efeito dominante da geração distribuída com a contribuição adicional do BESS.

4.3.1 Resultados de fevereiro

No cenário BAU, a curva de energia perdida acumulada apresenta crescimento constante ao longo de toda a semana, como esperado para a integração de perdas sempre positivas na rede. Ao final do período analisado, o valor acumulado atinge 26,87 kWh. A Figura 28 ilustra a evolução da energia perdida acumulada na rede no cenário BAU de fevereiro.

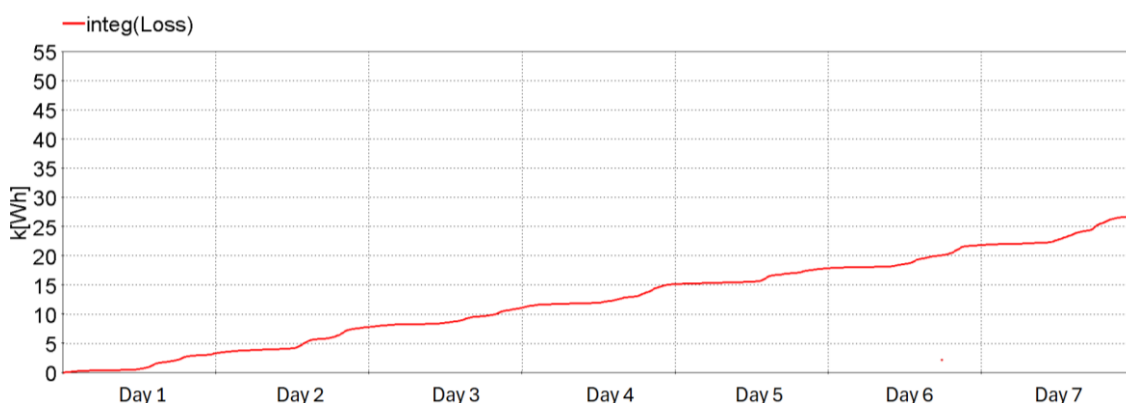


Figura 28 - Energia perdida acumulada na rede no cenário BAU de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 1, conforme a Figura 29, a curva mantém comportamento global muito semelhante ao observado no BAU, com crescimento progressivo ao longo da semana e valor final em torno de 25,58 kWh.

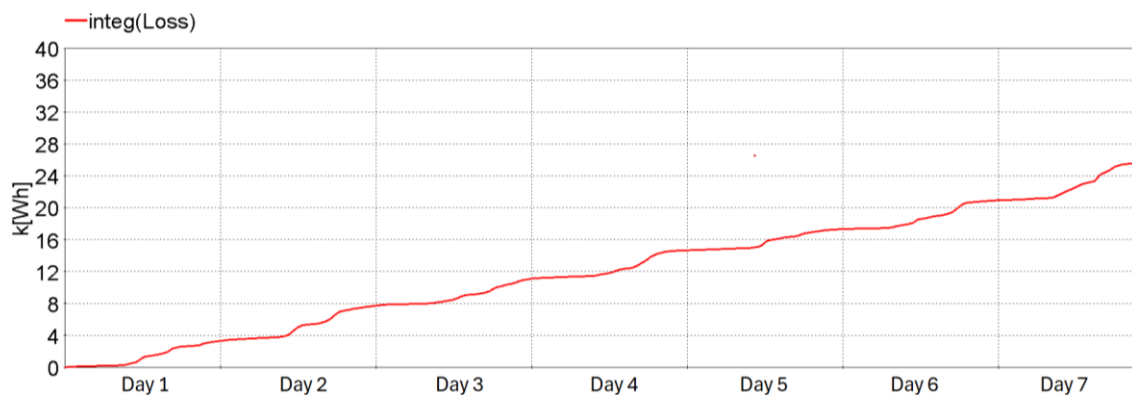


Figura 29 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 1 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

A Figura 30 apresenta o Caso 2, no qual se observa uma redução mais perceptível da energia perdida acumulada ao final da semana, com valor aproximado de 23,58 kWh. Embora a forma da curva permaneça semelhante à dos cenários anteriores, o patamar final é inferior ao do BAU e também ao do Caso 1. Isso indica que a maior penetração fotovoltaica, distribuída nos Grupos A e B, contribuiu um pouco mais para a redução das perdas acumuladas na rede.

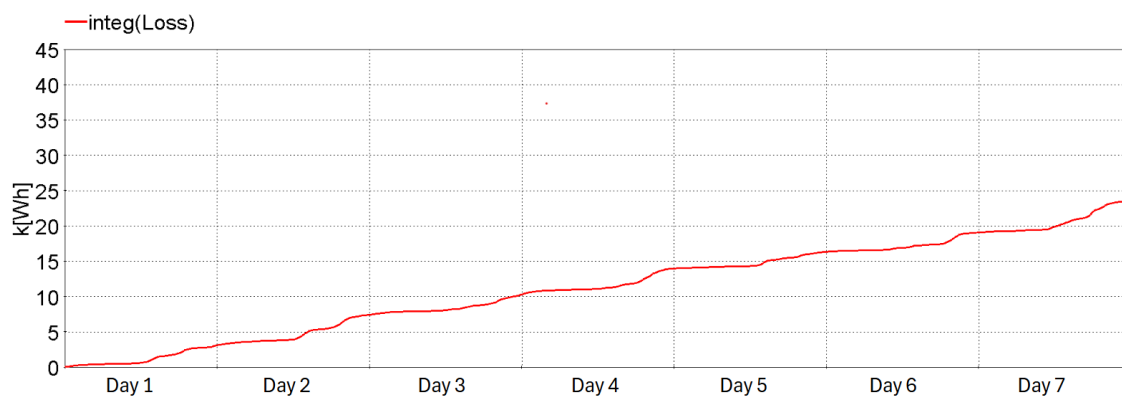


Figura 30 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 2 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Conforme apresentado na Figura 31, no Caso 3 a curva volta a atingir aproximadamente 26,31 kWh ao final da semana, em patamar muito próximo ao cenário BAU. Portanto, para fevereiro, a integração do BESS não evidenciou redução líquida das perdas acumuladas da rede.

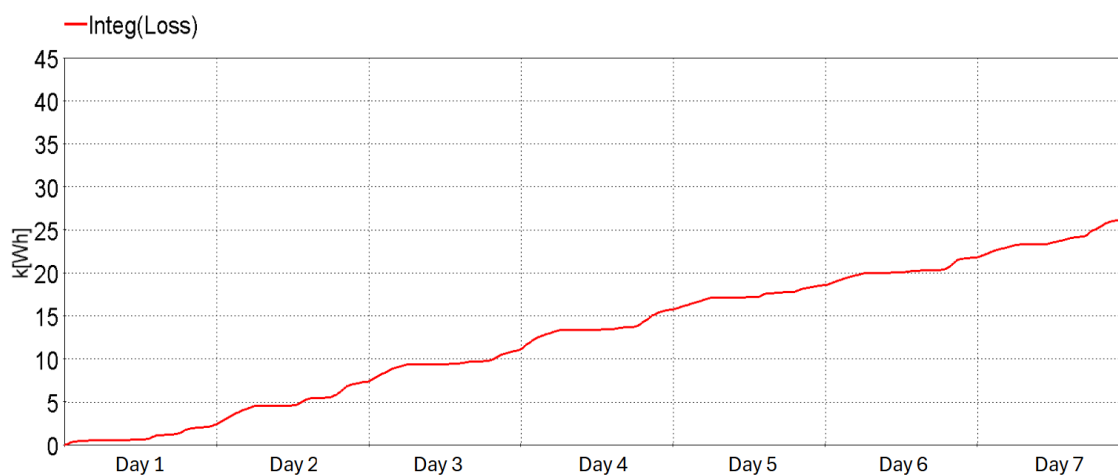


Figura 31 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 3 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 4 – Decomposição das perdas de fevereiro por período.

Período	BAU [kWh]	Caso 1 [kWh]	Caso 2 [kWh]	Caso 3 [kWh]
00:00–06:00	2,83	1,71	2,93	11,09
06:00–21:00	20,32	20,99	17,57	12,18
21:00–24:00	3,72	2,88	3,08	3,04
Total semanal	26,87	25,58	23,58	26,31

4.3.2 Resultados de junho

No cenário BAU, a curva de energia perdida acumulada apresenta crescimento contínuo ao longo de toda a semana, como esperado para a integração de perdas sempre positivas na rede. Ao final do período analisado, o valor acumulado situa-se em aproximadamente 9,25 kWh conforme ilustrado na Figura 32, que apresenta a evolução da energia perdida acumulada na rede no cenário BAU.

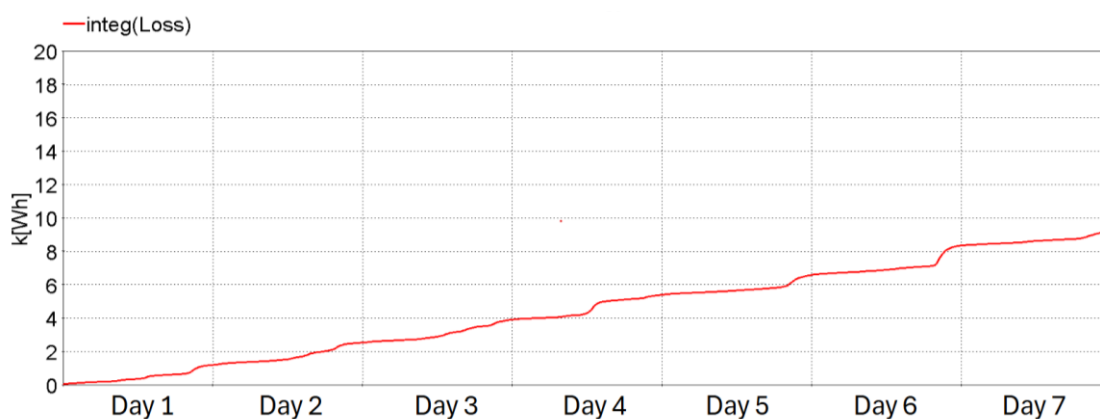


Figura 32 - Energia perdida acumulada na rede no cenário BAU de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 1, a curva de energia perdida acumulada mantém crescimento contínuo ao longo da semana, atingindo 7,14 kWh ao final do período analisado conforme ilustrado na Figura 33.

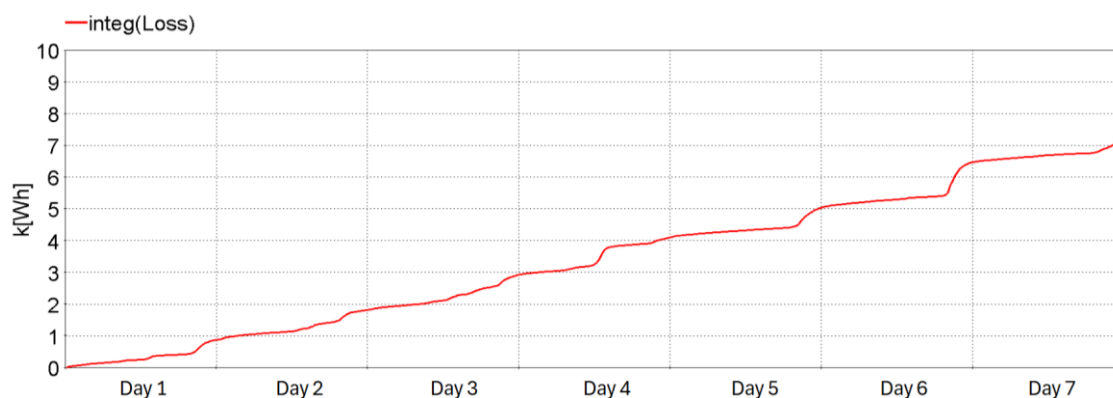


Figura 33 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 1 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 2, a curva de energia perdida acumulada apresenta crescimento contínuo ao longo da semana, atingindo aproximadamente 5,09 kWh ao final do período analisado, conforme ilustrado na Figura 34.

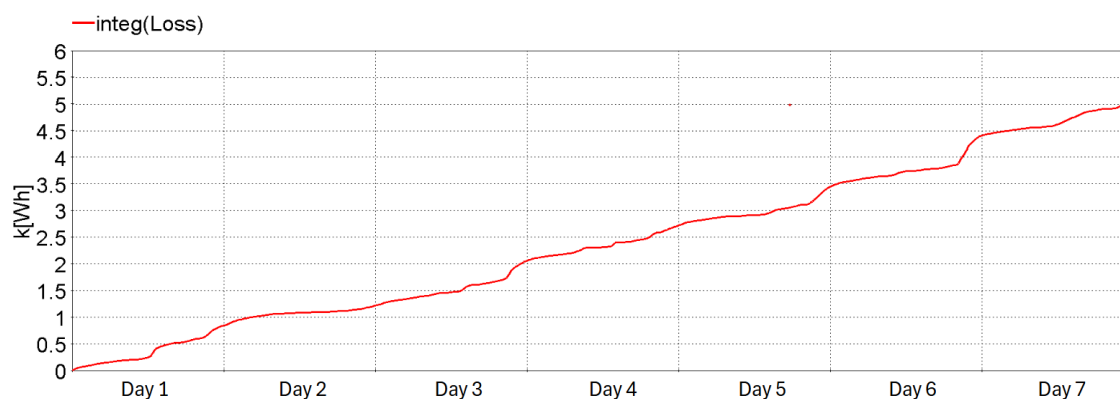


Figura 34 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 2 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 3, a curva de energia perdida acumulada apresenta crescimento contínuo ao longo da semana, atingindo aproximadamente 4,02 kWh ao final do período analisado conforme ilustrado na Figura 35.

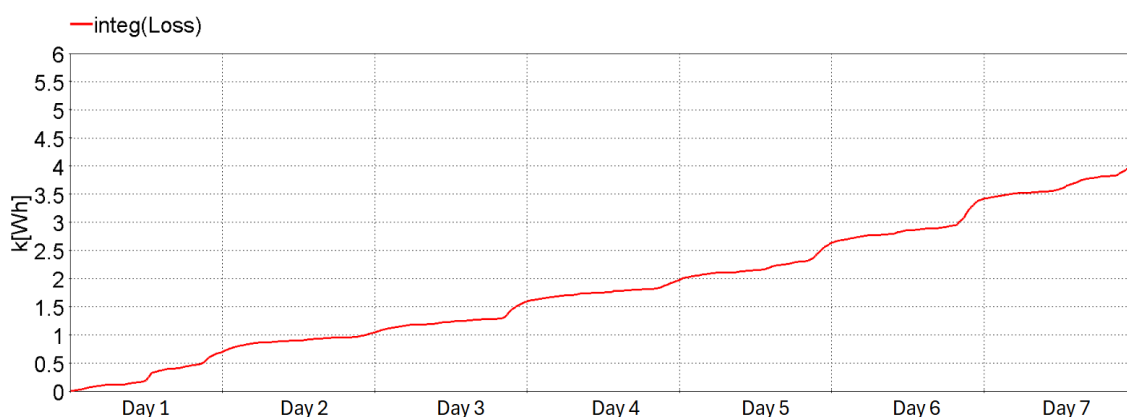


Figura 35 - Energia perdida acumulada na rede no Caso 3 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Tabela 5 - Decomposição das perdas de junho por período.

Período	BAU [kWh]	Caso 1 [kWh]	Caso 2 [kWh]	Caso 3 [kWh]
00:00–06:00	1,04	1,05	1,09	0,93
06:00–21:00	5,98	4,08	2,54	1,65
21:00–24:00	2,23	2,01	1,46	1,44
Total semanal	9,25	7,14	5,09	4,02

4.4 Níveis de tensão

Nesta secção, apresentam-se apenas os gráficos de tensão RMS do cenário BAU e do Caso 3, com integração do BESS, ambos no Barramento B. Essa opção foi adotada para tornar a análise mais objetiva, concentrando a comparação entre a condição de referência da comunidade e o cenário com armazenamento, que constitui o principal foco desta avaliação. A escolha do Barramento B justifica-se por se tratar do ponto mais suscetível aos efeitos da integração do BESS, em razão da configuração radial da comunidade modelada, da sua maior distância elétrica em relação ao transformador e da coincidência com o ponto de ligação do sistema de armazenamento. Em contrapartida, no Barramento A, a ausência de ligação direta ao BESS resultou em variações reduzidas entre os cenários, enquanto, na saída do transformador, a tensão praticamente não se alterou, como esperado para um ponto de maior rigidez elétrica e, portanto, menos sensível às variações locais de potência. A tensão de base adotada na análise é de 230 V.

4.4.1 Resultados de fevereiro

As tensões RMS situam-se predominantemente em torno de 0,991 a 0,993 p.u., com afundamentos pontuais que atingem aproximadamente 0,986 p.u. em alguns intervalos. Assim, a tensão mantém-se abaixo de 1 p.u. durante todo o período, com variações. Este cenário

constitui a referência para comparar o efeito da geração fotovoltaica e do BESS sobre o perfil de tensão no Barramento B, conforme ilustrado na Figura 36.

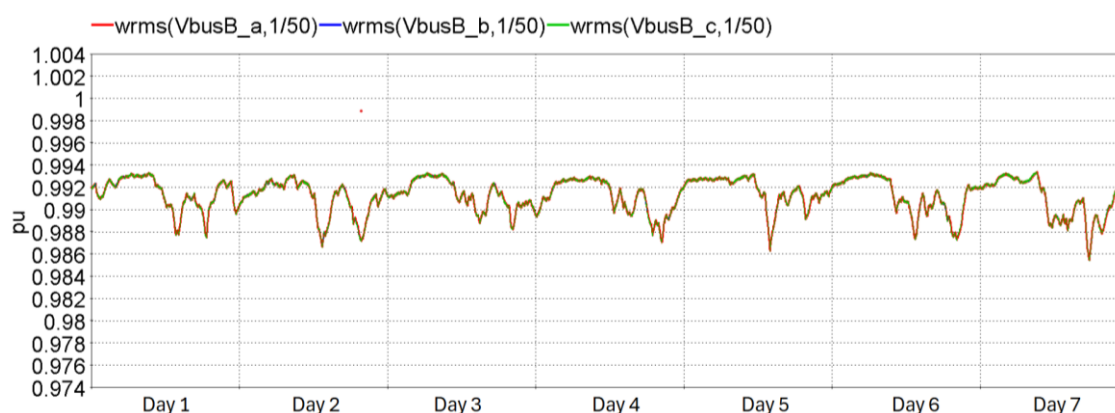


Figura 36 - Tensões RMS no Barramento B no cenário BAU de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 3, correspondente ao cenário com integração do BESS, as tensões RMS situam-se predominantemente em torno de 0,990 a 0,994 p.u., com afundamentos pontuais até aproximadamente 0,987–0,988 p.u.. Em relação ao BAU, observa-se comportamento global semelhante, embora com ligeira elevação da tensão em alguns intervalos, sugerindo efeito moderado do BESS na sustentação do perfil de tensão no Barramento B, conforme ilustrado na Figura 37.

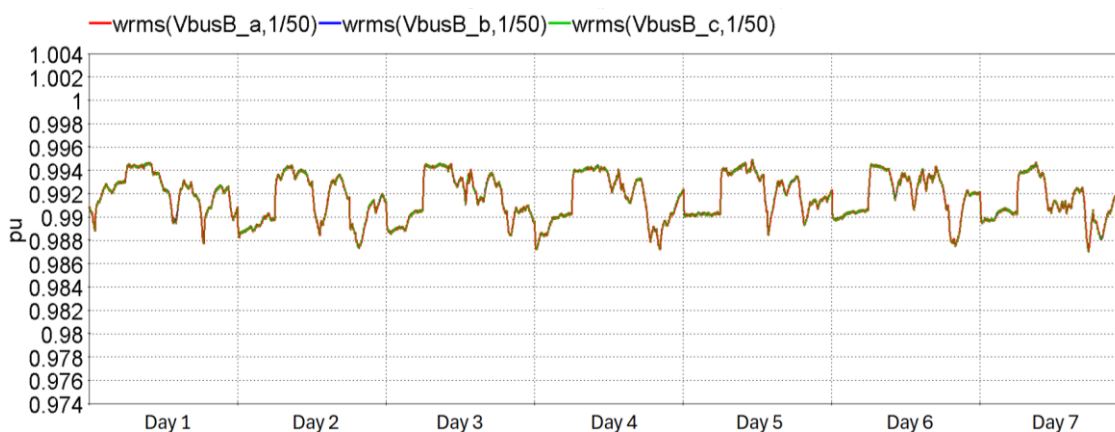


Figura 37 - Tensões RMS no Barramento B no Caso 3 de fevereiro.

Fonte: Elaborado pelo autor.

Em fevereiro, os quatro cenários apresentaram perfis de tensão RMS muito semelhantes no Barramento B, com valores tipicamente entre 0,991 e 0,993 p.u. e afundamentos pontuais até cerca de 0,986 p.u.. No Caso 1 e no Caso 2, não se observou alteração relevante em relação ao BAU. No Caso 3, com BESS, há apenas indício de ligeira elevação da tensão em alguns intervalos, sem mudança expressiva do comportamento global.

4.4.2 Resultados de junho

As tensões RMS situam-se predominantemente em torno de 0,992 a 0,993 p.u., com afundamentos pontuais que atingem aproximadamente 0,987 a 0,988 p.u. em alguns intervalos, conforme ilustrado na Figura 38. Assim, a tensão mantém-se abaixo de 1 p.u. durante todo o período, com variações moderadas. Este cenário constitui a referência para comparar o efeito da geração fotovoltaica e do BESS sobre o perfil de tensão no Barramento B em junho.

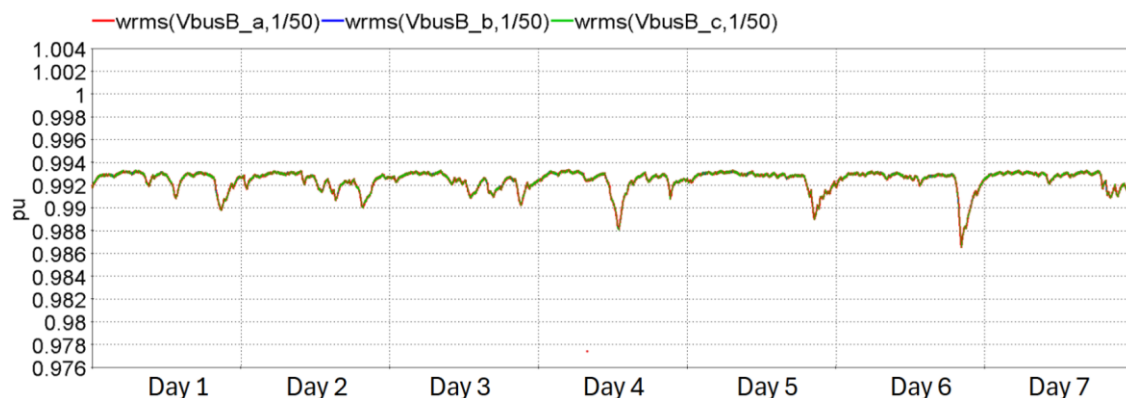


Figura 38 - Tensões RMS no Barramento B no cenário BAU de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

No Caso 3, as tensões RMS situam-se predominantemente em torno de 0,992 a 0,996 p.u., com afundamentos pontuais que atingem aproximadamente 0,991 p.u. em alguns intervalos, conforme ilustrado na Figura 39. Em relação ao BAU, observa-se elevação do nível de tensão no Barramento B, com comportamento muito próximo ao do Caso 2, sem ganho adicional expressivo associado ao BESS.

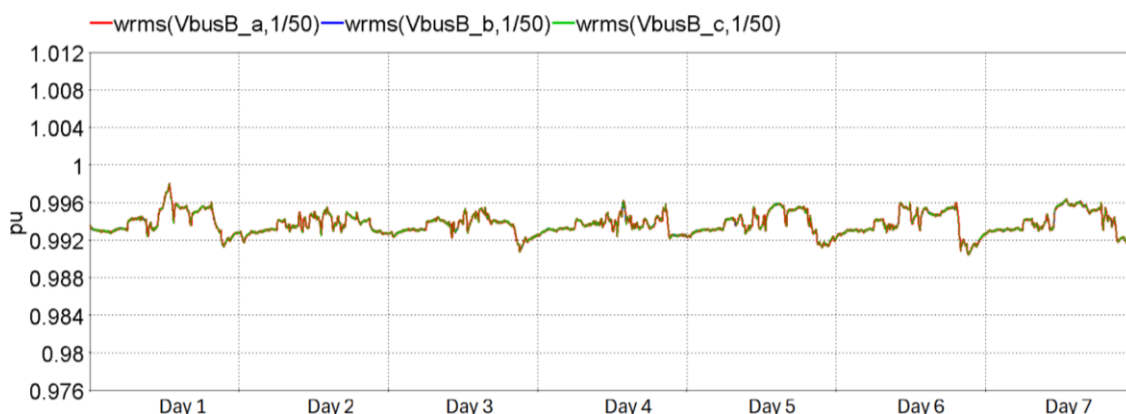


Figura 39 - Tensões RMS no Barramento B no Caso 3 de junho.

Fonte: Elaborado pelo autor.

4.5 Autossuficiência e autoconsumo

Esta seção apresenta os indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional obtidos para os cenários simulados. A análise permite avaliar o aproveitamento local da geração fotovoltaica e a redução da dependência energética da rede externa, considerando a expansão da geração PV e a introdução do BESS.

4.5.1 Resultados de fevereiro

A Tabela 6 apresenta os valores acumulados de autoconsumo e autossuficiência operacional obtidos nos três cenários de fevereiro.

Tabela 6 - Indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional em fevereiro.

	Configuração	Autoconsumo [%]	Autossuficiência operacional [%]
Caso 1	PV no Grupo A	100,00	3,51
Caso 2	PV nos Grupos A e B	99,93	7,02
Caso 3	PV nos Grupos A e B + BESS	100,00	8,87

4.5.2 Resultados de junho

A Tabela 7 apresenta os valores acumulados de autoconsumo e autossuficiência operacional obtidos nos três cenários de junho.

Tabela 7 - Indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional em junho.

	Configuração	Autoconsumo [%]	Autossuficiência operacional [%]
Caso 1	PV no Grupo A	92,83	35,37
Caso 2	PV nos Grupos A e B	63,61	48,89
Caso 3	PV nos Grupos A e B + BESS	77,78	59,06

4.6 Discussão comparativa dos resultados

A discussão comparativa dos resultados foi estruturada a partir de cinco indicadores complementares: fluxo de potência na rede, perdas técnicas, níveis de tensão, autossuficiência e autoconsumo. Em conjunto, esses indicadores permitem avaliar, de forma integrada, os efeitos da penetração fotovoltaica e da integração do BESS sobre a operação elétrica da comunidade, considerando tanto a sazonalidade entre fevereiro e junho quanto as diferenças entre os cenários analisados.

4.6.1 Fluxo de potência na rede

Em fevereiro, a menor disponibilidade solar fez com que a inserção de PV, isoladamente, não reduzisse de forma relevante o pico semanal no transformador. Nesse mês, o BAU, o Caso 1 e o Caso 2 mantiveram valores máximos próximos de 53 kW, enquanto o Caso 3, com BESS, reduziu esse pico cerca de 9,4%.

Em junho, a maior disponibilidade fotovoltaica reduziu o pico de potência no transformador em 18,6% no Caso 1, 44,2% no Caso 2 e 46,5% no Caso 3, todos em relação ao BAU. Embora a redução adicional do pico no Caso 3 tenha sido pequena face ao Caso 2, a integração do BESS mostrou relevância ao suavizar o perfil temporal da potência no transformador, tornando a curva mais regular e menos dependente apenas das oscilações instantâneas da geração fotovoltaica.

A Tabela 8 sintetiza o comportamento do fluxo de potência no transformador para os quatro cenários analisados em fevereiro e junho.

Tabela 8 - Resumo do fluxo de potência.

Mês	BAU	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Fevereiro	Sempre positivo; máx. 53 kW; mín. 6 kW	Muito próximo do BAU; máx. 53 kW; mín. 5 kW	Muito próximo dos anteriores; máx. 53 kW; mín. 4 kW	Perfil mais modulado; máx. 48 kW; mín. 0 kW
Junho	Sempre positivo; máx. 43 kW; mín. 7 kW	Já há mudança visível; máx. 35 kW; mín. -3 kW;	Mudança estrutural clara; máx. 24 kW; mín. -19 kW	Envelope próximo ao Caso 2; máx. 23 kW; mín. -17 kW

4.6.2 Perdas técnicas na rede

Em fevereiro, as perdas acumuladas apresentaram variação moderada entre os cenários, refletindo a menor disponibilidade fotovoltaica no período. A Tabela 9 sintetiza os valores semanais de perdas e a respectiva redução percentual em relação ao cenário BAU.

Tabela 9 - Resumo das perdas de fevereiro.

Período	BAU [kWh]	Caso 1 [kWh]	Caso 2 [kWh]	Caso 3 [kWh]
00:00–06:00	2,83	1,71	2,93	11,09
06:00–21:00	20,32	20,99	17,57	12,18
21:00–24:00	3,72	2,88	3,08	3,04
Total semanal	26,87	25,58	23,58	26,31
Redução vs. BAU [%]	—	4,80%	12,24%	2,08%

O Caso 2 apresentou o melhor desempenho em fevereiro, com perdas acumuladas de 23,58 kWh, equivalente a uma redução de 12,24% em relação ao BAU. Com a introdução do BESS, o Caso 3 apresentou 26,31 kWh, valor próximo ao BAU e superior ao Caso 2. Esse resultado indica que, nas condições simuladas de fevereiro, a estratégia de operação adotada para o BESS não se mostrou a mais adequada para a minimização das perdas técnicas. Embora o armazenamento tenha reduzido as perdas no período diurno, o carregamento noturno pela rede aumentou as perdas nesse intervalo, compensando o benefício obtido durante o dia. Assim, o resultado não indica uma limitação intrínseca do BESS, mas evidencia que a sua contribuição para a redução das perdas depende da estratégia de despacho, da disponibilidade fotovoltaica e dos limites operacionais adotados.

A Tabela 10 evidencia esse comportamento ao isolar o efeito do BESS em relação ao Caso 2. O BESS reduziu as perdas no período 06:00–21:00 em 5,39 kWh, mas aumentou as perdas no intervalo 00:00–06:00 em 8,16 kWh. O saldo líquido foi um acréscimo de 2,73 kWh em relação ao Caso 2, explicando por que o Caso 3 ficou próximo do BAU e não apresentou o melhor desempenho em perdas técnicas.

Tabela 10 - Efeito específico do BESS sobre as perdas técnicas em fevereiro.

Período	Caso 2 [kWh]	Caso 3 [kWh]	Caso 3 – Caso 2 [kWh]
00:00–06:00	2,93	11,09	+8,16
06:00–21:00	17,57	12,18	–5,39
21:00–24:00	3,08	3,04	–0,04
Total semanal	23,58	26,31	+2,73

Em junho, as perdas acumuladas diminuíram de forma progressiva com o aumento da penetração fotovoltaica e com a integração do BESS. A Tabela 11 sintetiza os valores semanais de perdas e a respetiva redução percentual em relação ao cenário BAU.

Tabela 11 - Resumo das perdas de junho.

Período	BAU [kWh]	Caso 1 [kWh]	Caso 2 [kWh]	Caso 3 BESS [kWh]
00:00–06:00	1,04	1,05	1,09	0,93
06:00–21:00	5,98	4,08	2,54	1,65
21:00–24:00	2,23	2,01	1,46	1,44
Total semanal	9,25	7,14	5,09	4,02
Redução vs. BAU [%]	—	22,80%	45,00%	56,60%

O Caso 3, com BESS, apresentou o melhor desempenho em junho, com perdas acumuladas de 4,02 kWh, equivalente a uma redução de 56,60% em relação ao BAU. Esse resultado indica que, diferentemente do observado em fevereiro, a estratégia de operação do BESS foi favorável à redução das perdas técnicas. Em relação ao Caso 2, a integração do armazenamento reduziu as perdas semanais em 1,07 kWh, correspondendo a uma redução adicional de aproximadamente

21,0%. Assim, em junho, o BESS contribuiu de forma efetiva para a modulação dos fluxos de potência e para a redução da circulação de corrente na rede.

A Tabela 12 isola o efeito incremental do BESS em relação ao Caso 2. Observa-se que o armazenamento reduziu as perdas em todas as faixas horárias, com maior impacto no período diurno, correspondente a -0,89 kWh. O saldo semanal foi de -1,07 kWh, confirmando que, em junho, a estratégia adotada para o BESS contribuiu positivamente para a redução das perdas acumuladas. Esse comportamento reforça que o desempenho do armazenamento depende da disponibilidade fotovoltaica e da estratégia de despacho adotada.

Tabela 12 - Efeito específico do BESS sobre as perdas técnicas em junho.

Período	Caso 2 [kWh]	Caso 3 [kWh]	Caso 3 – Caso 2 [kWh]
00:00–06:00	1,09	0,93	-0,16
06:00–21:00	2,54	1,65	-0,89
21:00–24:00	1,46	1,44	-0,02
Total semanal	5,09	4,02	-1,07

4.6.3 Níveis de tensão

A Tabela 13 mostra que, em fevereiro, os níveis de tensão no Barramento B permaneceram praticamente inalterados entre os cenários. No BAU, a faixa típica foi de 0,991–0,993 p.u.. No Caso 1 e no Caso 2, o comportamento foi semelhante ao de referência. No Caso 3, com BESS, a faixa típica passou para 0,990–0,994 p.u., indicando apenas efeito discreto sobre o perfil de tensão.

Em junho, observou-se melhoria mais clara do nível de tensão. No BAU, a faixa típica foi de 0,992–0,993 p.u.. No Caso 1, houve ligeira elevação em relação ao BAU. No Caso 2, a tensão ficou mais próxima de 1 p.u., evidenciando o efeito mais relevante da maior penetração fotovoltaica. No Caso 3, a faixa típica foi de 0,992–0,996 p.u., valor muito próximo ao do Caso 2, o que indica que o BESS não acrescentou ganho expressivo de tensão em relação à melhoria já proporcionada pela PV.

Tabela 13 - Resumo dos níveis de tensão no Barramento B.

Mês	Cenário	Faixa típica (p.u.)
Fevereiro	BAU	0,991–0,993
	Caso 1	semelhante ao BAU
	Caso 2	semelhante ao BAU
	Caso 3	0,990–0,994
Junho	BAU	0,992–0,993
	Caso 1	ligeiramente superior ao BAU
	Caso 2	mais próximo de 1 p.u.
	Caso 3	0,992–0,996

4.6.4 Autossuficiência e autoconsumo

A Tabela 14 resume a variação em pontos percentuais entre os cenários, permitindo identificar o efeito incremental da expansão fotovoltaica e da introdução do BESS sobre os indicadores avaliados.

Tabela 14 - Variação dos indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional entre os cenários de fevereiro.

	Alteração avaliada	Δ Autoconsumo [p.p.]	Δ Autossuficiência [p.p.]
Caso 2 – Caso 1	Expansão PV para os Grupos A e B	-0,07	+3,51
Caso 3 – Caso 2	Introdução do BESS	+0,07	+1,85

Em fevereiro, o autoconsumo manteve-se praticamente saturado em todos os cenários, atingindo 100,00% no Caso 1, 99,93% no Caso 2 e 100,00% no Caso 3. Este resultado indica que a geração fotovoltaica disponível foi quase integralmente absorvida pela comunidade, devido à reduzida disponibilidade solar no período analisado. Assim, o BESS teve impacto marginal sobre o autoconsumo, eliminando apenas um excedente fotovoltaico residual.

A autossuficiência operacional aumentou de 3,51% no Caso 1 para 7,02% no Caso 2 e 8,87% no Caso 3. A introdução do BESS proporcionou ganho adicional de 1,85 pontos percentuais em relação ao Caso 2. Apesar de positivo, o valor final permanece baixo, evidenciando que a comunidade continuou fortemente dependente da rede elétrica em fevereiro. Como o BESS foi carregado tanto por excedentes fotovoltaicos quanto pela rede, o ganho deve ser interpretado como melhoria operacional, e não como aumento integral da autossuficiência renovável.

Para evidenciar o efeito incremental entre os cenários, a Tabela 15 apresenta as variações em pontos percentuais.

Tabela 15 - Variação dos indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional entre os cenários de junho.

	Alteração avaliada	Δ Autoconsumo [p.p.]	Δ Autossuficiência [p.p.]
Caso 2 – Caso 1	Expansão PV para os Grupos A e B	-29,22	+13,52
Caso 3 – Caso 2	Introdução do BESS	+14,16	+10,17

A Tabela 15 mostra que a expansão PV do Caso 1 para o Caso 2 aumentou a autossuficiência em 13,52 p.p., mas reduziu o autoconsumo em 29,22 p.p., devido à maior ocorrência de excedentes.

A comparação mais relevante é o Caso 2 para o Caso 3, pois isola o efeito do BESS. Com o armazenamento, o autoconsumo aumentou 14,16 p.p. e a autossuficiência 10,17 p.p., indicando maior aproveitamento local dos excedentes fotovoltaicos.

No Caso 3, o SoC inicial difere do SoC final, introduzindo um efeito de fronteira na análise semanal. Portanto, os valores representam o desempenho específico da semana de junho e da estratégia EMS adotada, não um desempenho anual ou universal.

Em síntese, os resultados indicam que o BESS melhora simultaneamente o autoconsumo e a autossuficiência, embora os resultados estejam condicionados à janela semanal, ao SoC e à lógica de despacho.

5 Conclusão

A presente dissertação avaliou o impacto técnico da integração de um sistema comunitário de armazenamento de energia com baterias de lítio numa comunidade de energia em baixa tensão, simulada no HYPERSIM. A análise considerou diferentes níveis de penetração fotovoltaica e os seus efeitos sobre o fluxo de potência no transformador, as perdas técnicas, os níveis de tensão, o autoconsumo e a autossuficiência operacional.

A metodologia adotada combinou dados reais de consumo e geração fotovoltaica de oito habitações localizadas no Norte de Portugal com a modelação eletromagnética de uma rede radial de baixa tensão. A comunidade foi organizada em dois grupos de quatro unidades, com o BESS instalado no barramento QD2, permitindo avaliar tanto o efeito agregado dos recursos energéticos distribuídos quanto a influência da localização elétrica do armazenamento. A comparação entre fevereiro e junho permitiu ainda analisar o impacto da sazonalidade sobre o desempenho da rede.

Os resultados demonstraram que a contribuição do BESS depende diretamente da disponibilidade fotovoltaica e da estratégia de despacho adotada. Em fevereiro, a reduzida geração solar limitou o impacto dos sistemas fotovoltaicos sobre o pico semanal de potência no transformador. Enquanto BAU, Caso 1 e Caso 2 apresentaram valores máximos próximos de 53 kW, o Caso 3, com BESS, reduziu esse pico para aproximadamente 48 kW. Contudo, essa redução não resultou em diminuição relevante das perdas acumuladas, cujo melhor desempenho foi observado no Caso 2, com maior penetração fotovoltaica.

Em junho, a maior disponibilidade solar tornou a geração fotovoltaica o principal fator de alteração do comportamento da comunidade. O pico de potência no transformador foi reduzido em 18,6% no Caso 1, 44,2% no Caso 2 e 46,5% no Caso 3, em relação ao BAU. As perdas técnicas também apresentaram redução progressiva, com 22,80%, 45,00% e 56,60%, respetivamente. Assim, embora o BESS tenha contribuído para a modulação temporal do fluxo

de potência, a redução dominante das perdas esteve associada à expansão da geração fotovoltaica.

Quanto aos níveis de tensão no Barramento B, os cenários de fevereiro apresentaram comportamento semelhante, com valores próximos de 1 p.u. e sem alterações expressivas. Em junho, verificou-se ligeira melhoria nos cenários com maior penetração fotovoltaica, mantendo-se o Caso 3 tipicamente entre 0,992 e 0,996 p.u., valor muito próximo ao do Caso 2. Portanto, o BESS não apresentou contribuição significativa para a regulação de tensão, sendo o comportamento observado mais associado ao dimensionamento da rede e à presença da geração fotovoltaica.

Os indicadores de autoconsumo e autossuficiência operacional complementaram a análise ao evidenciar o aproveitamento local da geração fotovoltaica e a dependência remanescente da rede externa. Em fevereiro, o autoconsumo permaneceu praticamente saturado, devido à baixa produção fotovoltaica disponível, enquanto a autossuficiência operacional se manteve reduzida. Em junho, os indicadores refletiram de forma mais clara o aumento da contribuição da geração local. Assim, o autoconsumo deve ser analisado em conjunto com a autossuficiência operacional, especialmente em cenários com BESS e possibilidade de carregamento pela rede.

Conclui-se que a integração de um BESS comunitário em baixa tensão não produz efeitos uniformes sobre todos os indicadores avaliados. O armazenamento mostrou maior utilidade na modulação do perfil de potência importada, especialmente em fevereiro, enquanto em junho a geração fotovoltaica foi o fator dominante para a redução das perdas e melhoria do perfil de tensão. Dessa forma, a inserção do BESS não deve ser interpretada como solução universal, mas como recurso cuja contribuição depende da sazonalidade, da penetração fotovoltaica, da localização elétrica e da estratégia de gestão energética adotada.

5.1 Contributos

A presente dissertação contribui para a análise do papel dos sistemas de armazenamento de energia em comunidades de energia em baixa tensão, através da construção e aplicação de uma metodologia de simulação para avaliar a integração de geração fotovoltaica e BESS em diferentes cenários operacionais.

No âmbito das atividades desenvolvidas no GECAD, o trabalho envolveu pesquisa bibliográfica, utilização do software OPAL-RT HYPERSIM, tratamento de dados de consumo e produção fotovoltaica, dimensionamento e implementação dos casos de estudo, análise dos resultados obtidos, participação em reuniões técnicas e colaboração no contexto do projeto internacional SATComm. Parte do trabalho desenvolvido serviu ainda de base para a elaboração de um artigo científico submetido à conferência SEST 2026 — 8th International Conference on Smart Energy Systems and Technologies.

Do ponto de vista técnico, um dos principais contributos consistiu na implementação de uma comunidade de energia em baixa tensão no HYPERSIM, composta por oito unidades organizadas em dois grupos, alimentadas por um transformador de distribuição e avaliadas em diferentes condições de operação.

Outro contributo consistiu na adaptação e utilização de perfis temporais de consumo e produção fotovoltaica, com resolução de 15 minutos, permitindo representar o comportamento da comunidade em duas condições sazonais distintas: uma semana de fevereiro e uma semana de junho.

A dissertação também contribui com a definição de cenários comparativos para avaliar, de forma progressiva, o impacto da geração fotovoltaica e do armazenamento de energia. Foram considerados cenários sem geração distribuída, com integração parcial e total de prosumidores, e com a presença de um BESS instalado na rede.

Adicionalmente, o trabalho permitiu avaliar indicadores técnicos relevantes para redes de baixa tensão, nomeadamente a potência ativa no transformador, a ocorrência de fluxo reverso de potência, as perdas técnicas acumuladas e os níveis de tensão nos barramentos analisados.

Por fim, a análise do BESS permitiu evidenciar o seu potencial como recurso de flexibilidade local, sobretudo em períodos de maior produção fotovoltaica. Contudo, os resultados também mostram que o desempenho do armazenamento é altamente sensível à estratégia de operação adotada.

5.2 Limitações

Os resultados desta dissertação devem ser interpretados considerando algumas limitações metodológicas. A primeira refere-se ao próprio BESS utilizado no estudo: os seus dados e parâmetros não são provenientes de medições oficiais nem de um sistema real monitorizado, tendo sido definidos para fins de modelação e simulação como um caso de estudo tecnicamente compatível com a comunidade analisada. Assim, embora a formulação seja coerente com o objetivo da dissertação, os resultados obtidos representam o comportamento de um sistema parametrizado e não a validação experimental de uma instalação real.

A segunda limitação decorre da representação da rede no HYPERSIM. Em função da compatibilidade do bloco *Dynamic Load*, a comunidade foi implementada em configuração trifásica equilibrada. Como os dados reais disponíveis eram monofásicos, os perfis de consumo e de geração foram replicados de forma idêntica nas três fases. Esse procedimento foi adotado exclusivamente para viabilizar a inserção dos perfis reais no ambiente de simulação, mas implica que a análise não contempla explicitamente possíveis desequilíbrios de fase característicos de redes residenciais reais.

Por fim, a última limitação está associada ao grau de detalhe dos modelos adotados. A geração fotovoltaica foi representada por perfis reais injetados por meio do bloco *Dynamic Load*, sem

modelação detalhada do inversor fotovoltaico e da respetiva interface eletrónica. De forma análoga, o BESS foi analisado com foco na potência ativa, tendo sido operado sem imposição de potência reativa. Além disso, a própria estratégia adotada para o armazenamento foi definida como uma lógica supervisória baseada em regras, orientada principalmente para *energy shifting*, absorção de excedentes fotovoltaicos e mitigação de picos de importação, e não abrangendo a totalidade das funcionalidades técnicas potencialmente associadas a sistemas fotovoltaicos e de armazenamento.

5.3 Perspetivas futuras

Como desdobramento natural deste trabalho, uma primeira perspetiva futura consiste em aprofundar a análise do BESS com base em dados de sistemas reais ou monitorizados, de forma a reduzir a dependência de parametrizações de caso de estudo e aproximar o modelo do comportamento de ativos efetivamente instalados. Esse avanço seria especialmente relevante para consolidar a aplicabilidade prática dos resultados e apoiar estudos de implementação em comunidades de energia.

Uma segunda linha futura consiste em comparar a estratégia EMS baseada em regras, adotada nesta dissertação, com estratégias de controlo mais avançadas, incluindo abordagens orientadas para otimização e técnicas discutidas no estado da arte, como lógica fuzzy, controlo preditivo e aprendizado por reforço. Também se mostra pertinente investigar estratégias que explorem, além da potência ativa, a utilização coordenada de potência reativa para suporte à rede, uma vez que o presente estudo concentrou a operação do BESS apenas na potência ativa.

Uma terceira linha futura consiste em evoluir o modelo desenvolvido para ensaios em Hardware-in-the-Loop (HIL), permitindo testar a interação entre o modelo da rede simulada em tempo real e dispositivos físicos ou controladores externos. Essa abordagem possibilitaria validar, em ambiente mais próximo da aplicação prática, a resposta do EMS, do conversor associado ao BESS e das estratégias de controlo perante variações de carga, geração fotovoltaica e condições operacionais da rede.

Por fim, recomenda-se estender a abordagem para avaliações complementares de natureza técnico-económica e de aplicabilidade regulatória, articulando os resultados elétricos obtidos com critérios de viabilidade, operação e enquadramento normativo em comunidades de energia. Tal evolução é coerente com a relevância atribuída, ao longo da dissertação, ao enquadramento regulatório do armazenamento e ao papel estratégico dos BESS na operação de comunidades de energia.

Referências

- [1] I. E. A. (IEA), “Growth in global electricity demand is set to accelerate in the coming years as power-hungry sectors expand,” International Energy Agency (IEA), 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/news/growth-in-global-electricity-demand-is-set-to-accelerate-in-the-coming-years-as-power-hungry-sectors-expand>
- [2] U. N. D. P. (UNDP), “Sustainable Energy Revolution,” United Nations Development Programme (UNDP), 2023. [Online]. Available: <https://www.undp.org/energy>
- [3] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Record-Breaking Annual Growth in Renewable Power Capacity,” International Renewable Energy Agency. Accessed: Jan. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.irena.org/News/pressreleases/2025/Mar/Record-Breaking-Annual-Growth-in-Renewable-Power-Capacity>
- [4] International Energy Agency, “Unlocking the Potential of Distributed Energy Resources: Power System Opportunities and Best Practices,” May 2022. Accessed: Apr. 21, 2026. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/unlocking-the-potential-of-distributed-energy-resources>
- [5] M. Mahmood, P. Chowdhury, R. Yeassin, M. Hasan, T. Ahmad, and N.-U.-R. Chowdhury, “Impacts of digitalization on smart grids, renewable energy, and demand response: An updated review of current applications,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 24, p. 100790, Oct. 2024, doi: 10.1016/j.ecmx.2024.100790.
- [6] European Parliament and the Council, *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)* . 2018. Accessed: Apr. 19, 2026. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj/eng>
- [7] European Parliament and the Council, *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast)* . 2019. Accessed: Apr. 19, 2026. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- [8] J. Crispim and J. G. Mendes, Eds., *Comunidades de energia renovável*. Braga: UMinho Editora, 2023. doi: 10.21814/uminho.ed.109.
- [9] T. Ferrucci, D. Fioriti, D. Poli, S. Barberis, F. Roncallo, and V. Gambino, “Battery energy storage systems for ancillary services in renewable energy communities,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 260, p. 124988, Feb. 2025, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2024.124988.

- [10] M. Alrashidi, "Community Battery Storage Systems Planning for Voltage Regulation in Low Voltage Distribution Systems," *Applied Sciences*, vol. 12, no. 18, p. 9083, 2022, doi: 10.3390/app12189083.
- [11] J. Soares *et al.*, "Review on fairness in local energy systems," *Appl. Energy*, vol. 374, p. 123933, Nov. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.123933.
- [12] Portugal, "Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro," *Diário da República*, I Série, no. 10, 2022. [Online]. Available: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016>
- [13] S. Ramos, "Shared PV Production in Energy Communities and Buildings Context," *Renewable Energy and Power Quality Journal*, no. 19, pp. 459–464, 2021, doi: 10.24084/repqj19.318.
- [14] N. Salehi, H. Martínez-García, G. Velasco-Quesada, and J. M. Guerrero, "A comprehensive review of control strategies and optimization methods for individual and community microgrids," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 15935–15955, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3142810.
- [15] S. Ramos, Z. Foroozandeh, J. Soares, and A. Gomes, "Sharing PV Generation in Apartment Buildings Considering Centralized Energy Storage System," in *2022 9th International Conference on Electrical and Electronics Engineering (ICEEE)*, IEEE, Mar. 2022, pp. 275–279. doi: 10.1109/ICEEE55327.2022.9772541.
- [16] J. Sousa, S. Perinhas, C. Viveiros, and F. Barata, "Increasing Economic Benefits in Renewable Energy Communities with Solar PV and Battery Storage Technologies: Insights from New Member Integration," *Energies (Basel)*, vol. 18, no. 18, p. 4815, Sep. 2025, doi: 10.3390/en18184815.
- [17] Portugal, "Regulamento n.º 815/2023, de 27 de julho. Aprova o Regulamento do Autoconsumo (RAC), no seguimento da Consulta Pública n.º 113," *Diário da República*, II Série, no. 145, 2023.
- [18] S. A. E-REDES – Distribuição de Eletricidade, "Autoconsumo coletivo," E-REDES – Distribuição de Eletricidade, S.A., 2025. [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/autoconsumo-coletivo>
- [19] A. Burgio, D. Cimmino, M. Jasiński, Z. Leonowicz, and P. Siano, "A heuristic method to calculate the capacity of residential PV-BESS in providing upward flexibility services in energy communities," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 2908–2923, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3139189.
- [20] L. Ferreira, "A dimensão europeia das comunidades de energia," in *Comunidades de energia renovável*, J. Crispim and J. G. Mendes, Eds., Braga: UMinho Editora, 2023, pp. 47–56. doi: 10.21814/uminho.ed.109.3.

- [21] IEA, “Electricity 2026,” Paris, 2026. Accessed: Mar. 09, 2026. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/electricity-2026/emissions>
- [22] P. O. Kela, H. Laaksonen, R. Zheng, and C. Parthasarathy, “Review of demand-side BESS management for participation in flexibility markets,” *CIREN – Open Access Proceedings Journal*, vol. 2020, no. 1, pp. 237–239, 2020, doi: 10.1049/oap-cired.2021.0317.
- [23] Presidência da República, *Lei nº 15.269, de 24 de novembro de 2025*. Brasil, 2025. Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15269.htm
- [24] Ministério da Fazenda, “Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS) para Aumentar a Confiabilidade dos Sistemas de Energia no Brasil,” Ministério da Fazenda. Accessed: Mar. 07, 2026. [Online]. Available: <https://www.gov.br/fazenda/pt-br/assuntos/fundos-internacionais-de-desenvolvimento/fundos-de-investimento-climatico-climate-investment-funds-cif/projetos-e-programas/dpsp-e-futures-window/sistemas-de-armazenamento-de-energia-em-baterias-bess-para>
- [25] ERSE, “Diretiva n.º 3/2025, de 6 de fevereiro.” Accessed: Jan. 23, 2026. [Online]. Available: <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-publica-122/encerramento>
- [26] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.
- [27] X. Li and S. Wang, “Energy management and operational control methods for grid battery energy storage systems,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 7, no. 5, pp. 1026–1040, 2021, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.00160.
- [28] China Energy Storage Alliance, “An additional 66.43GW/189.48GWh Added! CNESA DataLink 2025 Annual Energy Storage Data Release.” Accessed: Feb. 04, 2026. [Online]. Available: <https://en.cnesa.org/latest-news/2026/1/23/an-additional-6643gw18948gwh-added-cnesa-datalink-2025-annual-energy-storage-data-release>
- [29] U.S. Energy Information Administration, “New U.S. electric generating capacity expected to reach a record high in 2026.” Accessed: Mar. 19, 2026. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=67205>
- [30] Sustainable Atlantic Communities (SAtComm), “THE SAtComm PILOTS.” Accessed: Mar. 19, 2026. [Online]. Available: <https://satcommproject.eu/pilots/>
- [31] D. M. Falcão *et al.*, “Case Studies of Battery Energy Storage System Applications in the Brazilian Transmission System,” *Energies (Basel)*, vol. 17, no. 22, p. 5678, Nov. 2024, doi: 10.3390/en17225678.

- [32] N. R. E. L. (NREL), "Grid-scale battery storage: frequently asked questions," NREL, Golden, CO, 2019. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74426.pdf>
- [33] D. Halliday, R. Resnick, and J. Walker, *Fundamentos de Física, Vol. 3: Eletromagnetismo*, 10th ed. Rio de Janeiro: LTC Editora, 2016.
- [34] D. Linden, *Handbook of Batteries*. New York: McGraw-Hill, 1995.
- [35] F. Ming, D. Guo, Y. Wang, H. Qasem, H. Liang, and H. N. Alshareef, "Perspective on Aqueous Batteries: Historical Milestones and Modern Revival," *Advanced Materials*, vol. 38, no. 14, Mar. 2026, doi: 10.1002/adma.72294.
- [36] A. A. Kebede *et al.*, "Techno-economic analysis of lithium-ion and lead-acid batteries in stationary energy storage application," *J. Energy Storage*, vol. 40, p. 102748, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102748.
- [37] R. Yudhistira, D. Khatiwada, and F. Sanchez, "A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage," *J. Clean. Prod.*, vol. 358, p. 131999, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131999.
- [38] I. Buchmann, *Batteries in a Portable World: A Handbook on Rechargeable Batteries for Non-Engineers*, 2nd ed. Canada: Cadex Electronics Inc., 2001.
- [39] N. N. . Greenwood and A. . Earnshaw, *Chemistry of the elements*, 2nd ed. Recording for the Blind & Dyslexic, 2004.
- [40] T. Bashir *et al.*, "A review of the energy storage aspects of chemical elements for lithium-ion based batteries," *Energy Materials*, vol. 1, no. 2, p. 100019, 2021, doi: 10.20517/energymater.2021.20.
- [41] M. Amer, J. Masri, A. Dababat, U. Sajjad, and K. Hamid, "Electric vehicles: Battery technologies, charging standards, AI communications, challenges, and future directions," *Energy Conversion and Management: X*, vol. 24, p. 100751, 2024, doi: 10.1016/j.ecmx.2024.100751.
- [42] Z. N. Kurtulmuş and A. Karakaya, "Review of lithium-ion, fuel cell, sodium-beta, nickel-based and metal-air battery technologies used in electric vehicles," *International Journal of Energy Applications and Technologies*, vol. 10, no. 2, pp. 103–113, 2023, doi: 10.31593/ijeat.1307361.
- [43] H. Shi, A. A. Teck, L. Lander, and M.-M. Titirici, "Aluminum–graphite dual-ion batteries: recent advances and challenges," *Green Chemistry*, vol. 27, no. 48, pp. 15374–15402, 2025, doi: 10.1039/D5GC05069C.
- [44] M. Berger, I. Kocar, E. Farantatos, and A. Haddadi, "Modeling of Li-ion battery energy storage systems (BESSs) for grid fault analysis," *Electric Power Systems Research*, vol. 196, p. 107160, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107160.

- [45] Asian Development Bank, "Handbook on Battery Energy Storage System," Manila, Philippines, Dec. 2018. doi: 10.22617/TCS189791-2.
- [46] O. of E. U.S. Department of Energy, "Energy Storage Safety Strategic Plan," Washington, Apr. 2024.
- [47] Q. Wang *et al.*, "Review of Fault Detection Approaches for Large-Scale Lithium-Ion Battery Systems: A Spatio-Temporal Perspective," *Batteries*, vol. 11, no. 11, p. 414, Nov. 2025, doi: 10.3390/batteries11110414.
- [48] M. Khan, W. Wu, and L. Li, "Grid-forming control for inverter-based resources in power systems: A review on its operation, system stability, and prospective," *IET Renewable Power Generation*, vol. 18, pp. 887–907, 2024, doi: 10.1049/rpg2.12991.
- [49] D. K. Morgan, "CD4046B Phase-Locked Loop: A Versatile Building Block for Micropower Digital and Analog Applications," Feb. 2003. Accessed: Dec. 09, 2025. [Online]. Available: <https://www.ti.com/lit/an/scha002a/scha002a.pdf>
- [50] D. B. Rathnayake, M. Akrami, C. Phurailatpam, and S. P. Me, "Grid Forming Inverter Modeling, Control, and Applications," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 114781–114806, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3104617.
- [51] L. Ward, A. Subburaj, A. Demir, M. Chamana, and S. B. Bayne, "Analysis of Grid-Forming Inverter Controls for Grid-Connected and Islanded Microgrid Integration," *Sustainability*, vol. 16, no. 5, p. 2148, 2024, doi: 10.3390/su16052148.
- [52] S. Pouraltafi-Kheljan, M. Ugur, E. Bozkuş, B. C. Çalışkan, O. Keysan, and M. Gol, "Centralized Microgrid Control System in Compliance with IEEE 2030.7 Standard Based on an Advanced Field Unit," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 21, p. 7381, 2021, doi: 10.3390/en14217381.
- [53] C. Zhao, P. B. Andersen, C. Traeholt, and S. Hashemi, "Grid-connected battery energy storage system: a review on application and integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 182, p. 113400, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113400.
- [54] R. Faia, P. Faria, and Z. Vale, "An analysis of modeling battery storage system ramping effect and their impact on operational costs of residential houses," *IFAC-PapersOnLine*, vol. 59, no. 9, pp. 310–314, 2025, doi: 10.1016/j.ifacol.2025.08.155.
- [55] B. Gundogdu and D. T. Gladwin, "Bi-directional Power Control of Grid-tied Battery Energy Storage System Operating in Frequency Regulation," in *2018 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, Krabi, Thailand, 2018. doi: 10.1109/IEECON.2018.8712259.
- [56] S. Liemann and C. Rehtanz, "Voltage stability analysis of grid-forming converters with current limitation," *Electric Power Systems Research*, vol. 235, p. 110820, 2024, doi: 10.1016/j.epsr.2024.110820.

- [57] S. Adhikari and F. Li, "Coordinated V-f and P-Q Control of Solar Photovoltaic Generators With MPPT and Battery Storage in Microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 3, pp. 1270–1281, 2014, doi: 10.1109/TSG.2014.2301157.
- [58] S. Cassano and F. Sossan, "Scheduling power-intensive operations of Battery Energy Storage Systems and application to hybrid hydropower plants," *Appl. Energy*, vol. 386, p. 125559, 2025, doi: 10.1016/j.apenergy.2025.125559.
- [59] A. B. Ahmad *et al.*, "Renewable integration and energy storage management and conversion in grid systems: A comprehensive review," *Energy Reports*, vol. 13, pp. 2583–2602, 2025, doi: 10.1016/j.egy.2025.02.008.
- [60] Y. Wang *et al.*, "A comprehensive review of battery modeling and state estimation approaches for advanced battery management systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110015, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110015.
- [61] K. Haghverdi, D. L. Danilov, G. Mulder, L. D. Couto, F. Guo, and R.-A. Eichel, "Review of the Safe Operating Area (SOA) for Batteries: Evolving concepts and structured frameworks," *J. Power Sources*, vol. 652, p. 237483, Oct. 2025, doi: 10.1016/j.jpowsour.2025.237483.
- [62] R. Guo and W. Shen, "Recent advancements in battery state of power estimation technology: A comprehensive overview and error source analysis," *J. Energy Storage*, vol. 103, p. 114294, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.est.2024.114294.
- [63] K. C. Divya and J. Østergaard, "Battery energy storage technology for power systems—An overview," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, pp. 511–520, 2009, doi: 10.1016/j.epsr.2008.09.017.
- [64] L. Xu, "Modeling, Analysis and Control of Voltage-Source Converter in Microgrids and HVDC," 2013. Accessed: Mar. 21, 2026. [Online]. Available: <https://digitalcommons.usf.edu/etd/4967>
- [65] Z. Foroozandeh, S. Ramos, J. Soares, and Z. Vale, "Optimal Contract Power and Battery Energy Storage System Capacity for Smart Buildings," in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, IEEE, Oct. 2021, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640123.
- [66] T. D. de Lima, P. Faria, and Z. Vale, "Optimal scheduling of home energy systems considering battery aging and CO2 emissions," *Appl. Energy*, vol. 409, p. 127433, Apr. 2026, doi: 10.1016/j.apenergy.2026.127433.
- [67] S. Massucco, P. Pongiglione, F. Silvestro, M. Paolone, and F. Sossan, "Siting and Sizing of Energy Storage Systems: Towards a Unified Approach for Transmission and Distribution System Operators for Reserve Provision and Grid Support," in *Power*

Systems Computation Conference (PSCC), 2020. doi:
10.23919/PSCC48003.2020.9281338.

- [68] G. Liu, Z. Li, Y. Xue, and K. Tomsovic, "Microgrid Assisted Design for Remote Areas," *Energies (Basel)*, vol. 15, no. 10, p. 3725, 2022, doi: 10.3390/en15103725.
- [69] A. Samimi, M. Nikzad, and A. Zakipour, "Optimal sizing model of battery energy storage in a droop-controlled islanded multi-carrier microgrid based on an advanced frequency droop model," *Sci. Rep.*, vol. 15, p. 2540, 2025, doi: 10.1038/s41598-025-86368-2.
- [70] J. Dong *et al.*, "Battery and backup generator sizing for a resilient microgrid under stochastic extreme events," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 20, pp. 4443–4450, 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.5883.
- [71] S. Ramos, L. A. C. Roque, A. Gomes, J. Soares, J. C. Rolle, and Z. Vale, "Multi-objective model for residential energy management in context of individual self-consumption," *Math. Comput. Simul.*, vol. 231, pp. 120–127, May 2025, doi: 10.1016/j.matcom.2024.11.017.
- [72] S. Günther, A. Bensmann, and R. Hanke-Rauschenbach, "Representative energy management strategies for hybrid energy storage systems derived from a meta-review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 216, p. 115610, 2025, doi: 10.1016/j.rser.2025.115610.
- [73] M. A. E. Mohamed, S. M. R. Mohamed, E. M. M. Saied, M. Elsis, C.-L. Su, and H. A. Hadi, "Optimal Energy Management Solutions Using Artificial Intelligence Techniques for Photovoltaic Empowered Water Desalination Plants Under Cost Function Uncertainties," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 93646–93658, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3203692.
- [74] R. Li, P. Liu, K. Li, and X. Zhang, "Research on Retired Battery Equalization System Based on Multi-Objective Adaptive Fuzzy Control Algorithm," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 89535–89549, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3306784.
- [75] M. R. Larijani, S. H. Kia, M. Zolghadri, A. El Hajjaji, and A. Taghavipour, "Linear Parameter-Varying Model Predictive Control for Intelligent Energy Management in Battery/Supercapacitor Electric Vehicles," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 51026–51040, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3385861.
- [76] J. He, C. Shi, T. Wei, and D. Jia, "Stochastic Model Predictive Control of Hybrid Energy Storage for Improving AGC Performance of Thermal Generators," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 393–405, 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3111610.
- [77] X. Xu, L. Zhang, J. Lai, L. Yang, and J. Xiao, "Safe Reinforcement Learning for Power Allocation of Hybrid Energy Storage Systems in Electric Vehicles Using PPO and Predictive Safety Filter," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 11, no. 1, pp. 4024–4034, 2025, doi: 10.1109/TTE.2024.3450731.

- [78] F. Härtel and T. Bocklisch, "Minimizing Energy Cost in PV Battery Storage Systems Using Reinforcement Learning," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 39855–39865, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3267978.
- [79] S. Jafari, Y.-C. Byun, and S. Ko, "A Novel Approach for Predicting Remaining Useful Life and Capacity Fade in Lithium-Ion Batteries Using Hybrid Machine Learning," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 131950–131963, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3329508.
- [80] S. Jafari and Y.-C. Byun, "Prediction of the Battery State Using the Digital Twin Framework Based on the Battery Management System," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 124685–124696, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3225093.
- [81] D. Swain *et al.*, "Remaining Useful Life Predictor for EV Batteries Using Machine Learning," *IEEE Access*, vol. 12, pp. 134418–134426, 2024, doi: 10.1109/ACCESS.2024.3461802.
- [82] S. A. E-REDES – Distribuição de Electricidade, "DIT-C14-100 – Ligação de clientes de Baixa Tensão – Soluções técnicas normalizadas," Lisboa, Jul. 2024. Accessed: Nov. 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2024-07/DIT-C14-100%20Ed8.pdf>
- [83] Topcable, "Métodos de Instalação e Capacidades de Transporte de Corrente com base na IEC 60364-5-52 Ed.3," 2021. Accessed: Nov. 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.topcable.com/topmatic/data/en.pdf>
- [84] B. Canizes, J. Soares, F. Lezama, C. Silva, Z. Vale, and J. M. Corchado, "Optimal expansion planning considering storage investment and seasonal effect of demand and renewable generation," *Renew. Energy*, vol. 138, pp. 937–954, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2019.02.006.
- [85] S. Mukherjee *et al.*, "Resilient Control of Networked Microgrids Using Vertical Federated Reinforcement Learning: Designs and Real-Time Test-Bed Validations," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 16, no. 2, pp. 1897–1910, Mar. 2025, doi: 10.1109/TSG.2024.3466768.
- [86] S. K. Sahoo, A. K. Sinha, and N. K. Kishore, "Modeling and real-time simulation of an AC microgrid with solar photovoltaic system," in *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, New Delhi, India: IEEE, Dec. 2015, pp. 1–6. doi: 10.1109/INDICON.2015.7443619.
- [87] F. Castro, B. Canizes, J. Soares, S. Ramos, and Z. Vale, "Optimal power flow in distribution networks: Reconfiguration and self-healing via Benders' decomposition," *Math. Comput. Simul.*, vol. 243, pp. 499–523, May 2026, doi: 10.1016/j.matcom.2025.12.008.

- [88] M. Bollen and F. Hassan, *Integration of Distributed Generation in the Power System*. Wiley, 2011. doi: 10.1002/9781118029039.
- [89] W. H. Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, vol. 4. CRC Press, 2017. doi: 10.1201/9781315120782.
- [90] A. J. . Pansini, *Power transmission and distribution*. Routledge, Taylor & Francis Group, 2020.
- [91] A. Ciocia *et al.*, "Self-Consumption and Self-Sufficiency in Photovoltaic Systems: Effect of Grid Limitation and Storage Installation," *Energies (Basel)*., vol. 14, no. 6, p. 1591, Mar. 2021, doi: 10.3390/en14061591.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 18 de junho de 2026