



Modelos de Energia Transitiva Para a Participação Ativa de Sistemas de Armazenamento de Energia

EDUARDO TARIFA
dezembro de 2024

Modelos de Energia Transitiva Para a Participação Ativa de Sistemas de Armazenamento de Energia

Eduardo Tarifa

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica - Sistemas Eléctricos de Energia**

Orientador: Luís Filipe de Oliveira Gomes, log@isep.ipp.pt (ISEP)

Co-orientador: Zita Maria Almeida Vale, zav@isep.ipp.pt (ISEP)

Orientador: Rubiara Cavalcante Fernandes, piara@ifsc.edu.br (IFSC)

Júri:

Presidente:

Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Luís Filipe de Oliveira Gomes, Professor Adjunto, ISEP

Ricardo Francisco Marcos Faia, Investigador, ISEP

Ricardo Luiz Alves, Professor Adjunto, IFSC

Rubiara Cavalcante Fernandes, Professor Adjunto, IFSC

Dedicatória

Gostaria de agradecer a Deus, aos meus pais Susana e João, aos meus irmãos Tiago, Maria Fernanda e João Inácio, minha namorada Bruna, meus avós Almir e Marilene, aos meus tios Alexandre, Patrícia e Mylene e toda minha família, por todo o amor incondicional que me foi dado ao longo de minha vida. *“Dominus pascit me nihil mihi deerit”*.

Resumo

Este trabalho explora o uso e a aplicação de modelos de negociação de energia *peer-to-peer* dentro de microrredes residenciais, com foco em comunidades constituídas por prossumidores (consumidores que também produzem energia) e consumidores tradicionais. A pesquisa aborda a crescente demanda por sistemas de energia descentralizados com produção renovável, especialmente por meio de sistemas fotovoltaicos próximos aos centros de consumo, otimizando o transporte de energia e reduzindo a sobrecarga nas linhas de transmissão durante horários de ponta, além de mitigar problemas de fluxo de potência na rede.

Para fins de simulação, foi utilizada uma metodologia baseada em algoritmos heurísticos, que replicam o comportamento do mercado sob diferentes condições de demanda e oferta nos mercados *peer-to-peer*. O estudo investiga quatro cenários, variando a quantidade de prossumidores e a presença de baterias de armazenamento, que contribuem para estabilizar a microrrede ao armazenar o excedente de produção para uso posterior.

Os resultados mostraram que, em um dos mercados analisados, onde prossumidores e consumidores negociam diretamente entre si sem intermediários, o consumo de energia da rede externa caiu de 77 kWh para 8,34 kWh, uma redução de aproximadamente 89%, ao combinar trocas *peer-to-peer* e sistemas de armazenamento. O trabalho também aborda brevemente os desafios regulatórios e tecnológicos existentes, que precisam ser discutidos para que estes modelos de mercado apresentados, cresçam de maneira eficiente.

Palavras-chave: Mercado de Energia P2P. Prossumidores. Microrredes Residenciais. Armazenamento de Energia. Energia Renovável.

Abstract

This work explores the use and application of peer-to-peer energy trading models within residential microgrids, focusing on communities composed of prosumers (consumers who also produce energy) and traditional consumers. The research addresses the increasing demand for decentralized energy systems with renewable production, especially through photovoltaic systems near consumption centers, optimizing energy transportation and reducing overload on transmission lines during peak hours, as well as mitigating power flow issues in the grid.

For simulation purposes, a methodology based on heuristic algorithms was used, replicating market behavior under different demand and supply conditions in peer-to-peer markets. The study investigates four scenarios, varying the number of prosumers and the presence of storage batteries, which help stabilize the microgrid by storing excess production for later use.

The results showed that, in one of the markets analyzed, where prosumers and consumers trade directly with each other without intermediaries, the network's external energy consumption decreased from 77 kWh to 8.34 kWh, a reduction of approximately 89%, when combining peer-to-peer exchanges and storage systems. The work also briefly addresses the existing regulatory and technological challenges that need to be discussed for these presented market models to grow efficiently.

Keywords: P2P Energy Market. Prosumers. Residential Microgrids. Energy Storage. Renewable Energy.

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a minha família, por todo o amor, apoio e carinho prestados durante essa jornada. Sem eles, eu não teria propósito, nem teria conseguido chegar onde cheguei.

Agradeço aos meus amigos, por todos os ocasiões de descontração e de apoio em horas difíceis.

Gostaria de agradecer também, aos orientadores de Portugal, os professores doutores Luís Filipe de Oliveira Gomes e Zita Maria Almeida Vale, que mesmo distantes fisicamente, não mediram esforços para me auxiliar na elaboração deste trabalho, e ao meu orientador no Brasil, professor doutor Rubiara Cavalcante Fernandes, por toda orientação e por sua amizade.

Ademais, agradeço ao Instituto Federal de Santa Catarina, pela oportunidade de participar deste programa de dupla titulação, em parceria com o Instituto Superior de Engenharia do Porto, gostaria, portanto, de agradecer ambas instituições.

Por fim, gostaria de agradecer a todos que de alguma forma me ajudaram nessa jornada. Aqui fica o meu muito obrigado.

Índice

1	Introdução	1
1.1	Contextualização	2
1.2	Objetivos	4
1.3	Organização do Documento	4
2	Caracterização da Energia Transitiva	6
2.1	Integração de Energias Renováveis e Armazenamento na Rede Elétrica	6
2.2	Estrutura do Sistema de Energia Transitiva: Participantes, Rede e Comunicação	8
2.2.1	Participantes e Entidades	9
2.2.2	Rede Elétrica.....	10
2.2.3	Ambiente Regulatório e Financeiro	11
2.2.4	Requisitos de Computação e Comunicação	12
2.3	Abordagens de Integração de Recursos de Energia Distribuída	13
2.3.1	Abordagens Coordenadas.....	14
2.3.2	Abordagens Descoordenadas.....	15
2.3.3	Abordagens Peer-To-Peer	17
2.4	Tipos de Mercados de Energia - <i>Peer-To-Peer</i>	17
2.4.1	Mercado Peer-To-Peer Completo	19
2.4.2	Mercado Peer-To-Peer Com Gestor Comunitário	19
2.4.3	Mercado Peer-To-Peer Híbrido	20
2.4.4	Comparação Entre Os Mercados P2P.....	21
2.5	Mecanismo de Compensação de Mercado	22
2.5.1	Precificação Uniforme	23
2.5.2	Leilões em Energia Transitiva	25
2.6	Estado da Arte	26
3	Metodologia	31
3.1	Modelagem dos Consumidores e Prossumidores	31
3.1.1	Descrição dos Consumidores e Prossumidores.....	32
3.1.2	Exemplo de Código.....	32
3.2	Modelagem dos Mercados P2P	33
3.2.1	Modelagem do Modelo P2P Completo	34
3.2.2	Modelagem do Modelo P2P Comunitário	36
3.2.3	Modelagem do Modelo P2P Híbrido	37
3.3	Cenários de Simulação.....	38
3.3.1	Cenário 1 - Um Prossumidor Com Bateria Por Comunidade	39
3.3.2	Cenário 2 - Dois Prossumidores Com Bateria por Comunidade.....	40
3.3.3	Cenário 3 - Três Prossumidores Com Bateria Por Comunidade	40
3.3.4	Cenário 4 - Quatro Prossumidores Com Bateria Por Comunidade	41
3.4	Implementação da Simulação	42

3.4.1	Parâmetros de Simulação	42
3.4.2	Indicadores de Desempenho	42
3.5	Considerações Sobre a Metodologia	43
4	Implementação e Resultados	45
4.1	Resultados das Simulações	45
4.2	Mercado P2P Completo	46
4.2.1	Cenário 1 - Um Prossumidor Por Comunidade	46
4.2.2	Cenário 2 - Dois Prossumidores Por Comunidade	47
4.2.3	Cenário 3 - Três Prossumidores Por Comunidade	51
4.2.4	Cenário 4 - Quatro Prossumidores Por Comunidade	54
4.3	Mercado P2P Comunitário	55
4.3.1	Cenário 1 - Um Prossumidor Por Comunidade	55
4.3.2	Cenário 2 - Dois Prossumidores Por Comunidade	56
4.3.3	Cenário 3 - Três Prossumidores Por Comunidade	57
4.3.4	Cenário 4 - Quatro Prossumidores Por Comunidade	62
4.4	Mercado P2P Híbrido	63
4.4.1	Cenário 1 - Um Prossumidor Por Comunidade	63
4.4.2	Cenário 2 - Dois Prossumidores Por Comunidade	63
4.4.3	Cenário 3 - Três Prossumidores Por Comunidade	64
4.4.4	Cenário 4 - Quatro Prossumidores Por Comunidade	67
5	Conclusões	69

Lista de Figuras

Figura 1 - Framework de TE (Zia <i>et al.</i> , 2019).....	2
Figura 2 - Conexão na rede do usuário agente a (Verbič, 2021).	7
Figura 3 - Diferentes manifestações de mercados de armazenamentos de energia nos lados da geração, transmissão e consumo (Xia <i>et al.</i> , 2022).....	8
Figura 4 – Diferentes tipos de usuários (Akter, Mahmud and Oo, 2016).	9
Figura 5 - Interação entre um agregador e agentes de usuário por meio de comunicação bidirecional (Verbič, 2021).	10
Figura 6 - Problemas de fluxo de potência na rede. Adaptado de (Verbič, 2021).	11
Figura 7 - Requerimentos Funcionais de Computação e Comunicação (Shahinzadeh <i>et al.</i> , 2022).....	13
Figura 8 - Mapa de abordagens de integração DER com base nos níveis de conscientização do consumidor e da rede (Verbič, 2021).....	14
Figura 9 - Ilustração de HEMS. Adaptado de (Alizadeh <i>et al.</i> , 2023).....	16
Figura 10 - Microrrede residencial (Galvan <i>et al.</i> , 2016).....	17
Figura 11 - Camadas do Mercado de Troca P2P. Adaptado de (Takeda <i>et al.</i> , 2021).....	18
Figura 12 - Integrantes do Mercado P2P (Perrau, Stojkovic and Verbic, 2022).....	18
Figura 13 - Mercado P2P Completo (Sousa <i>et al.</i> , 2019).....	19
Figura 14 - Mercado P2P com Gestor Comunitário (Sousa <i>et al.</i> , 2019).....	20
Figura 15 - Mercado P2P Híbrido (Sousa <i>et al.</i> , 2019).....	21
Figura 16 - Mecanismo de mérito de ordem (Bokkisam <i>et al.</i> , 2022).....	24
Figura 17 - Mecanismos de compatibilidade de incentivos para os titulares (Xia <i>et al.</i> , 2022). 26	
Figura 18 - Código dos usuários.	33
Figura 19 - Fluxograma do algoritmo do mercado P2P completo.....	34
Figura 20 - Fluxograma do algoritmo do mercado P2P comunitário.	36
Figura 21 - Fluxograma do algoritmo do mercado P2P híbrido.	38
Figura 22 – Ilustração do cenário 1.	39
Figura 23 - Ilustração do cenário 2.	40
Figura 24 - Ilustração do cenário 3.	41
Figura 25 - Ilustração do cenário 4.	41
Figura 26 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo – Cenário 1.....	46
Figura 27 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo – Cenário 2.....	47
Figura 28 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P completo - Cenário 2.	48
Figura 29 - Preço dinâmico dos prossumidores no mercado P2P completo - Cenário 2.	49
Figura 30 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P completo - Cenário 2.	49
Figura 31 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P completo - Cenário 2.....	50
Figura 32 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P completo - Cenário 2.....	50
Figura 33 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo - Cenário 3.	51
Figura 34 - Níveis de bateria ao longo do tempo do mercado P2P completo - Cenário 3.	52
Figura 35 - Preço dinâmico dos prossumidores no mercado P2P completo - Cenário 3.	52
Figura 36 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P completo - Cenário 3.	53

Figura 37 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P completo - Cenário 3.....	53
Figura 38 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P completo - Cenário 3.....	54
Figura 39 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo - Cenário 4.	54
Figura 40 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P completo - Cenário 4.....	55
Figura 41 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 1.....	55
Figura 42 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 2.....	57
Figura 43 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 3.....	58
Figura 44 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P comunitário – Cenário 3....	59
Figura 45 - Preço dinâmico dos prossumidores no mercado P2P comunitário - Cenário 3.....	60
Figura 46 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P comunitário - Cenário 3.....	60
Figura 47 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P comunitário - Cenário 3.	61
Figura 48 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P comunitário - Cenário 3.	61
Figura 49 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 4.....	62
Figura 50 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P comunitário - Cenário 4. ...	62
Figura 51 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 1.	63
Figura 52 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 2.....	63
Figura 53 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 3.	64
Figura 54 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P híbrido - Cenário 3.	65
Figura 55 - Preço dinâmico dos prossumidores no mercado P2P híbrido - Cenário 3.....	66
Figura 56 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P híbrido - Cenário 3.	66
Figura 57 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P híbrido - Cenário 3.	67
Figura 58 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P híbrido - Cenário 3.	67
Figura 59 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 4.	68
Figura 60 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P híbrido - Cenário 4.	68

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Diferenças entre VPPs e Microrredes.....	15
Tabela 2 - Comparação entre os mercados P2P (Sousa et al., 2019).....	21
Tabela 3 - Lista de cenários e objetivos.....	39
Tabela 4 - Parâmetros de simulação dos integrantes das comunidades.....	42
Tabela 5 - Lista de simulações executadas.....	45
Tabela 6 - Energia consumida da rede no mercado P2P completo – Cenário 1.....	46
Tabela 7 - Energia consumida da rede no mercado P2P completo – Cenário 2.....	47
Tabela 8 - Energia consumida da rede no mercado P2P completo – Cenário 3.....	51
Tabela 9 - Energia consumida da rede no mercado P2P comunitário – Cenário 1.....	56
Tabela 10 - Energia consumida da rede no mercado P2P comunitário – Cenário 2.....	57
Tabela 11 - Energia consumida da rede no mercado P2P comunitário – Cenário 3.....	59
Tabela 12 - Energia consumida da rede no mercado P2P híbrido – Cenário 2.....	64
Tabela 13 - Energia consumida da rede no mercado P2P híbrido – Cenário 3.....	64

Acrónimos e Símbolos

Lista de Acrónimos

BC	<i>Blockchain</i>
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
DER	<i>Distributed Energy Resources</i>
DR	<i>Demand Response</i>
DLC	<i>Direct Load Control</i>
DSM	<i>Demand Side Management</i>
DSO	<i>Distribution System Operator</i>
EC	<i>Energy Community</i>
EV	<i>Electrical Vehicle</i>
FLC	<i>Fuzzy Logic Control</i>
HEMS	<i>Home Energy Management System</i>
IoT	<i>Internet of Things</i>
MCP	<i>Market Clearing Price</i>
MCQ	<i>Market Clearing Quantity</i>
MG	<i>MicroGrids</i>
MILP	<i>Mixed-Integer Linear Programming</i>
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
P2P	<i>Peer-to-Peer</i>
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i>
PV	<i>Solar Photovoltaic</i>
RES	<i>Renewable Energy System</i>
TE	<i>Transactive Energy</i>

TIC	<i>Tecnologia da Informação e Comunicação</i>
ToU	<i>Time of Use</i>
V2G	<i>Vehicle to Grid</i>
V2H	<i>Vehicle to Home</i>
VPP	<i>Virtual Power Plant</i>

1 Introdução

A crescente demanda por energia limpa e sustentável tem levado a uma transformação significativa nas redes elétricas, com a integração de Recursos Energéticos Distribuídos (DER – do inglês *Distributed Energy Resources*) e Fontes de Energia Renováveis (RES)¹, como painéis solares em telhados, Veículos Elétricos (EVs), Sistemas de Armazenamento de Energia em Baterias (BESS)² e cargas flexíveis (Guerrero *et al.*, 2020). Esse movimento é impulsionado pela necessidade de reduzir as emissões de carbono e aumentar a eficiência energética (Pereira, Gomes and Vale, 2022).

De acordo com (Abrishambaf *et al.*, 2019), essa mudança exige novas abordagens para gerenciar e operar a rede de forma eficiente e confiável. Nesse contexto, a Energia Transitiva (TE)³ e os Mercados *Peer-to-Peer* (P2P) surgem como ferramentas promissoras para a otimização da gestão de energia nas comunidades energéticas (Pereira, Gomes and Vale, 2022). Essas tecnologias permitem que prossumidores (produtores-consumidores), negociem diretamente a energia excedente com seus vizinhos ou com a rede, sem a necessidade de intermediários tradicionais, como as concessionárias de energia (Guerrero *et al.*, 2020). A Energia Transitiva, ilustrada na Figura 1, surge como um conceito para lidar com os desafios e oportunidades dessa nova era energética.

¹ *Renewable Energy Sources (RES)*, na designação anglo-saxônica.

² *Battery Energy Storage System (BESS)*, na designação anglo-saxônica.

³ *Transactive Energy (TE)*, na designação anglo-saxônica.

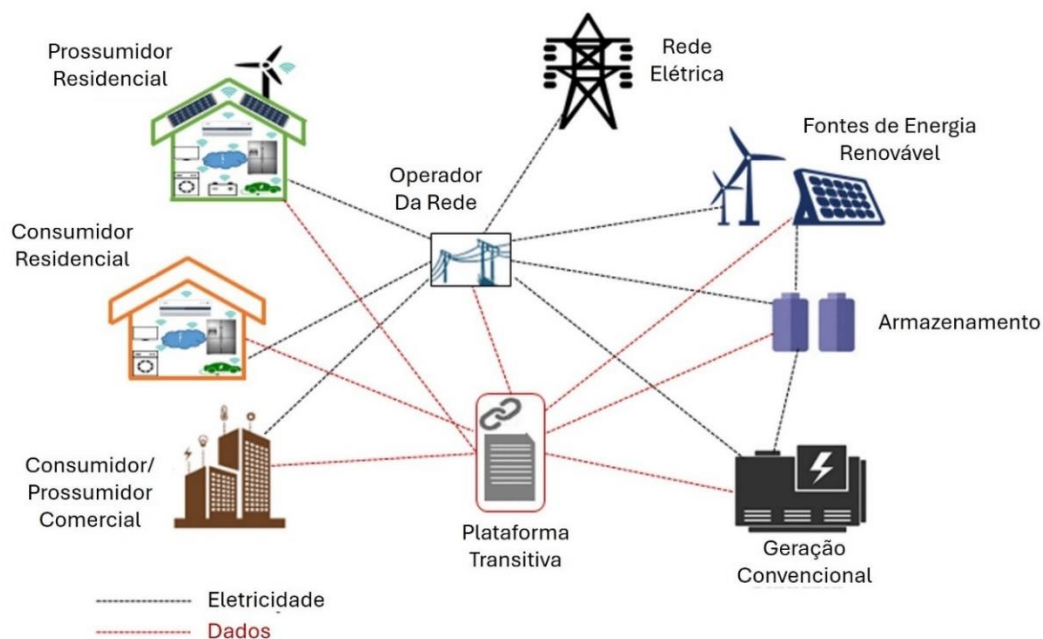


Figura 1 - Framework de TE (Zia *et al.*, 2019).

De acordo com (Xia *et al.*, 2022), o crescimento de fontes de energia renováveis e recursos energéticos distribuídos introduziu desafios e oportunidades para o gerenciamento e operação da rede elétrica, devido a intermitência destas fontes. Ademais, existem desafios técnicos e regulatórios que precisam ser superados, como a variabilidade da geração de fontes renováveis e a falta de um arcabouço regulatório unificado para o comércio de energia descentralizado (Ur Rehman *et al.*, 2023). Apesar disso, os mercados de energia P2P vêm se expandindo rapidamente, graças ao suporte de avanços tecnológicos, como medidores inteligentes e algoritmos de aprendizado de máquina para previsão e gestão da demanda e oferta de energia (Khojasteh *et al.*, 2024).

1.1 Contextualização

As comunidades energéticas (ECs)⁴ desempenham um papel cada vez mais relevante na transição para um sistema de energia sustentável, aproveitando recursos locais e promovendo a participação ativa dos consumidores no gerenciamento de energia (Barreto, Gomes and Vale, 2023). O conceito de ECs envolve a colaboração entre consumidores e prossumidores, permitindo a troca e gestão compartilhada de energia com base em regras definidas pela comunidade (Khojasteh *et al.*, 2024). Esse modelo, além de promover a sustentabilidade

⁴ Energy Community (EC), na designação anglo-saxônica.

energética, busca otimizar o uso de DERs e reduzir os custos energéticos por meio do Compartilhamento Comunitário de Energia (Khojasteh *et al.*, 2024).

A implementação de modelos de Resposta à Demanda (DR)⁵ tem sido fundamental para aumentar a flexibilidade dessas comunidades energéticas. Tais modelos permitem que membros das ECs ajustem seus padrões de consumo em resposta a incentivos de preço, ajudando a equilibrar a oferta e demanda dentro da comunidade, além de garantir uma maior integração de EVs no sistema (Barreto, Gomes and Vale, 2023). Estudos recentes demonstraram que a participação ativa em eventos de DR, pode reduzir significativamente as emissões de CO₂ e os custos energéticos, melhorando a resiliência das redes locais (Ur Rehman *et al.*, 2023).

Apesar do avanço nas tecnologias de armazenamento e troca de energia, a intermitência das fontes renováveis continua a ser um desafio central para o gerenciamento de ECs. A ECSE surge como uma solução promissora para neutralizar essa inconstância, permitindo o armazenamento do excedente de energia renovável e sua liberação em momentos de alta demanda (Spellmeier *et al.*, 2023; Khojasteh *et al.*, 2024). Esses sistemas também possibilitam uma melhor gestão dos custos de energia e uma maior eficiência na utilização de recursos energéticos distribuídos, especialmente quando integrados a estratégias de negociação de energia otimizadas (Barreto, Gomes and Vale, 2023).

Estudos de caso recentes têm demonstrado a viabilidade econômica e ambiental dessas soluções. Por exemplo, o uso de EVs em ECs como unidades de armazenamento e resposta à demanda mostrou-se eficaz na redução dos custos diários de energia em até 66% e das emissões de CO₂ em até 34% (Barreto, Gomes and Vale, 2023). Além disso, a otimização da estratégia de negociação em ECs, permite otimizar a redistribuição de energia, equilibrando as necessidades individuais e coletivas (Xia *et al.*, 2022).

No entanto, a adoção de tais tecnologias requer um arcabouço regulatório robusto e soluções que considerem as características específicas de cada comunidade, como a capacidade de armazenamento disponível e as flutuações de geração e demanda (Khojasteh *et al.*, 2024). As ECs têm o potencial de se tornarem um componente essencial na transição para uma rede elétrica descentralizada e resiliente, promovendo não apenas a sustentabilidade, mas também a democratização do acesso à energia limpa e barata (Ur Rehman *et al.*, 2023).

Este trabalho visa explorar as pesquisas e implementações de sistemas de TE, com foco em duas áreas principais: mercados P2P e inserção de sistemas de armazenamento de energia em baterias nesse sistema. Serão analisados os avanços recentes nessas áreas, identificados os desafios e discutidas as perspectivas futuras para a implementação da TE em redes elétricas inteligentes.

⁵ Demand Response (DR), na designação anglo-saxônica

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal modelar e implementar mercados de energia *peer-to-peer*, com foco na troca e venda de energia elétrica entre vizinhos e no papel dos sistemas de armazenamento de energia por bateria na otimização e gestão desses sistemas. Para especificar o escopo relativamente amplo, os seguintes objetivos específicos do trabalho são:

- a) Estudar os modelos de transação de energia, nomeadamente em contexto de comunidades de energia;
- b) Realizar o estado da arte sobre energia transitiva;
- c) Caracterizar os consumidores e prossumidores integrantes das comunidades;
- d) Modelar e comparar diferentes modelos de mercado *peer-to-peer* (completo, comunitário e híbrido);
- e) Avaliar o impacto da inserção de tecnologias de armazenamento de energia na participação dos consumidores, conforme os cenários propostos;
- f) Verificar a diminuição da dependência da rede externa, ao adicionar prossumidores com baterias de armazenamento;
- g) Análise dos resultados e conclusões.

1.3 Organização do Documento

Este trabalho está separado em 5 capítulos, iniciando por este, que contém a introdução e apresenta um panorama geral do problema de pesquisa proposto. Este capítulo também define os objetivos gerais e específicos do estudo, além de justificar a relevância do tema, para o avanço das soluções de energia descentralizada.

A seguir, no segundo capítulo, estão definidas as características da energia transitiva e seu estado da arte, oferecendo uma base teórica sobre estes conceitos, visando apresentar esse tema ao leitor para um melhor entendimento do trabalho como um todo.

O terceiro capítulo descreve as etapas metodológicas seguidas neste trabalho. Inclui a modelagem dos participantes do mercado de energia, como consumidores e prossumidores, bem como a estruturação dos diferentes tipos de mercado P2P (completo, comunitário e híbrido). Além disso, este capítulo apresenta os cenários de simulação, usados para validar os modelos proposto.

O quarto capítulo é responsável pela implementação das simulações desenvolvidas no capítulo anterior. São apresentados os resultados obtidos nos diferentes cenários de estudo,

observando o comportamento do mercado de energia transitiva, o impacto dos prossumidores e sistemas de armazenamento, e os benefícios em termos de eficiência energética e redução de custos.

Por fim, o quinto e último capítulo conclui o trabalho, sintetizando os principais resultados e discutindo as limitações do estudo para a aplicação dos modelos no mundo real.

2 Caracterização da Energia Transitiva

Este capítulo tem como objetivo explorar os elementos e sistemas que compõem a energia transitiva. Inicialmente, será apresentada uma caracterização detalhada desses elementos, embasada na literatura atual sobre o tema. Ao final, o capítulo será concluído com um breve estado da arte, fornecendo uma visão geral das pesquisas mais recentes e significativas nessa área.

2.1 Integração de Energias Renováveis e Armazenamento na Rede Elétrica

Os sistemas de energia tradicionais, que dependem principalmente de fontes como diesel, carvão e gás natural, têm um impacto significativo nas emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para o aquecimento global e mudanças climáticas (Aguero *et al.*, 2017). No entanto, não é possível aumentar indefinidamente a capacidade dessas fontes para atender à crescente demanda global de energia.

As fontes de energia renováveis surgem como alternativas às fontes de geração convencionais. Entre elas, os Sistemas Fotovoltaicos (PV)⁶ e as turbinas eólicas são as mais amplamente implantadas devido ao seu alto nível de maturidade tecnológica e grande potencial energético (Aguero *et al.*, 2017). Essas energias renováveis intermitentes, apresentam um desafio único para a gestão de energia. Devido à sua natureza, a produção de energia dessas fontes não é constante e pode variar significativamente dependendo das condições climáticas e da hora do dia (Hatzigiorgiou, 2014). Isso pode causar desequilíbrios de energia na rede, já que a demanda

⁶ *Solar Photovoltaic* (PV), na designação anglo-saxônica.

pode não coincidir com a oferta das fontes renováveis. Sendo assim, é necessário encontrar formas eficientes de armazenar essa energia para usá-la depois.

Uma solução promissora é usar baterias, inclusive as de veículos elétricos, para armazenar energia, conforme esquemático da Figura 2. Essas baterias podem guardar a energia das fontes renováveis quando há alta produção e liberá-la quando a produção é baixa ou a demanda é alta (Phonphan and Khamphakdi, 2020). Isso ajuda a equilibrar a rede de energia e permite que os proprietários de veículos elétricos reduzam suas contas de energia, vendendo o excedente de volta à rede durante os períodos de alta demanda (Yan *et al.*, 2020).

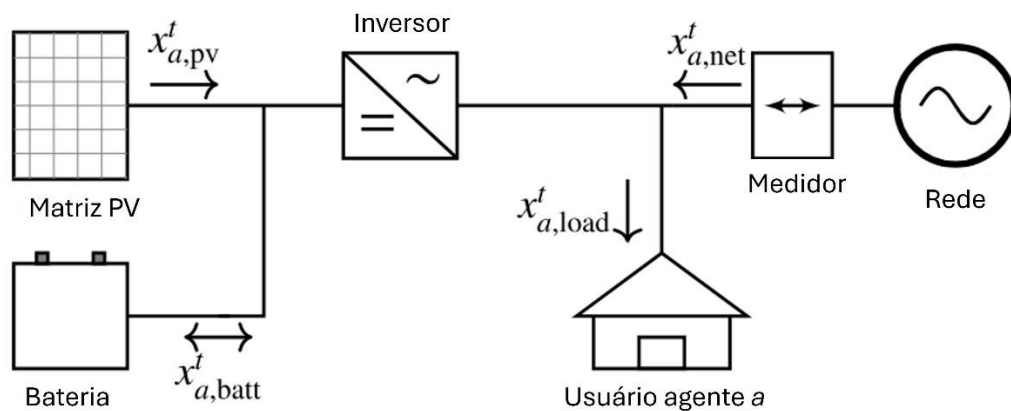


Figura 2 - Conexão na rede do usuário agente *a* (Verbič, 2021).

A gestão eficaz dos recursos energéticos distribuídos e a implementação de sistemas de energia transitiva requerem comunicação bidirecional, integração de tecnologia da informação com a rede elétrica, supervisão inteligente e remota, além de infraestrutura e medição avançadas (Camarinha-Matos, 2016). Com isso, há a promessa de otimizar os fluxos de energia, estabilizar a rede e aumentar a eficiência energética, abrindo novas oportunidades nas redes de energia.

Os prossumidores, que são clientes capazes de produzir e consumir energia, têm um papel importante nesse contexto. Eles podem vender energia excedente nos mercados locais para outros prossumidores e consumidores vizinhos, ajudando a reduzir suas contas de energia (Alam, St-Hilaire and Kunz, 2019). Além disso, tanto os prossumidores quanto os consumidores podem aproveitar as capacidades de resposta à demanda com o avanço dos dispositivos de carga inteligentes (Zia, Elbouchikhi and Benbouzid, 2019).

A resposta à demanda é definida como um programa ou tarifa que incentiva os clientes finais a alterarem seu consumo de eletricidade em resposta às variações de preço ao longo do tempo (Zia, Elbouchikhi and Benbouzid, 2019). A energia transitiva amplia os conceitos atuais de sistemas de energia, permitindo que pequenos consumidores participem ativamente dos mercados de eletricidade (Rahimi and Albuyeh, 2016). A Figura 3 mostra as manifestações do mercado de armazenamento energia nos mercados P2P e atacadista.

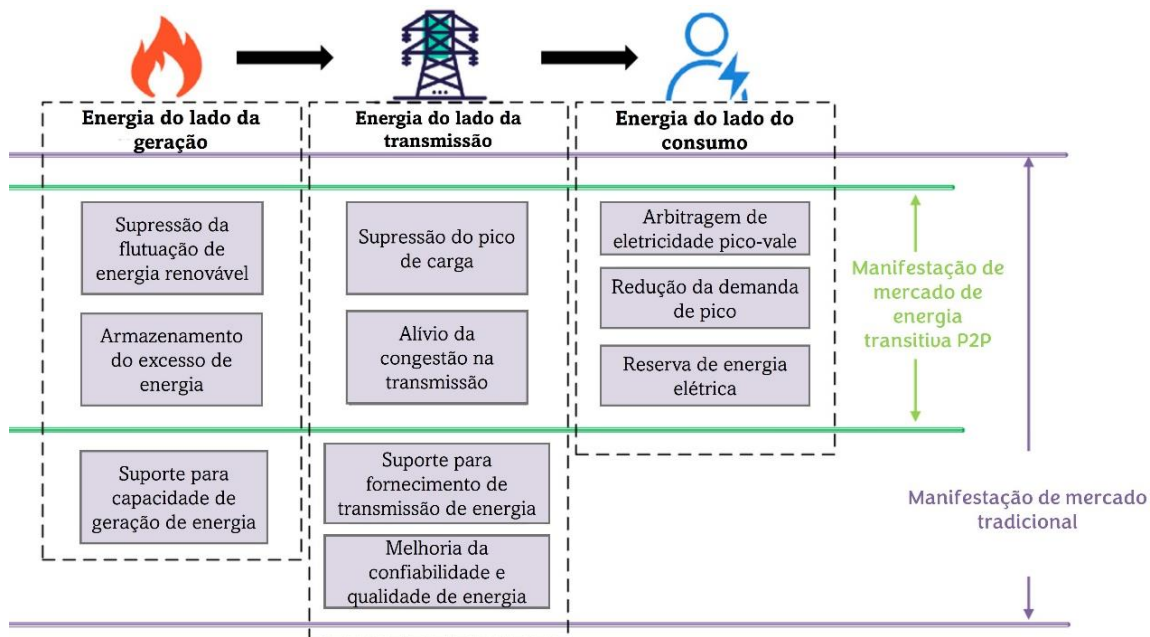


Figura 3 - Diferentes manifestações de mercados nos lados da geração, transmissão e consumo (Xia *et al.*, 2022).

Com isso, a gestão dos sistemas de energia está se tornando mais complexa, especialmente devido à alta demanda por eletricidade e à grande penetração de recursos energéticos distribuídos, incluindo fontes renováveis (*Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition)*, 2019). Esses desafios podem ser enfrentados através de abordagens centralizadas e descentralizadas, que serão detalhadas na secção 2.3, cada uma com suas próprias vantagens e desvantagens.

2.2 Estrutura do Sistema de Energia Transitiva: Participantes, Rede e Comunicação

Existem características de sistema comuns e diversas exigências a serem consideradas no contexto da energia transitiva. Nesta secção, são detalhados e examinados os principais componentes. De acordo com (Guerrero *et al.*, 2020), os quatro elementos essenciais que devem ser levados em consideração são:

1. Participantes e entidades, que incluem um operador de rede.
2. Rede elétrica, abrangendo limitações técnicas e físicas.
3. Contexto financeiro e regulatório.
4. Necessidades de comunicação e computação.

2.2.1 Participantes e Entidades

A operação de usuários e entidades no nível de distribuição em um cenário de energia transitiva é um tópico de bastante relevância, especialmente devido à presença de recursos energéticos distribuídos. Esta fase inicial do sistema é significativamente afetada pela integração desses recursos, exigindo uma abordagem apropriada dos desafios associados a essa integração, antes que possam se estender para outros níveis (Guerrero *et al.*, 2020). Nesse contexto, em (Verbič, Mhanna and Chapman, 2019) destacam-se três classes principais: usuários finais, entidades de interface (como agregadores e varejistas) e o Operador do Sistema de Distribuição (DSO)⁷.

1. **Usuários:** Essa primeira classe abrange os consumidores finais de eletricidade, indicados na Figura 4, os quais podem incluir residências, estabelecimentos comerciais ou pequenas indústrias. Esses consumidores possuem preferências diversas que influenciam seus padrões de consumo de eletricidade. Contudo, tais preferências nem sempre estão alinhadas com as exigências operacionais do sistema. Em um sistema TE, os objetivos do sistema podem ser alcançados através de sinais de controle e preço que incentivam e coordenam a participação ativa dos usuários (Guerrero *et al.*, 2020).

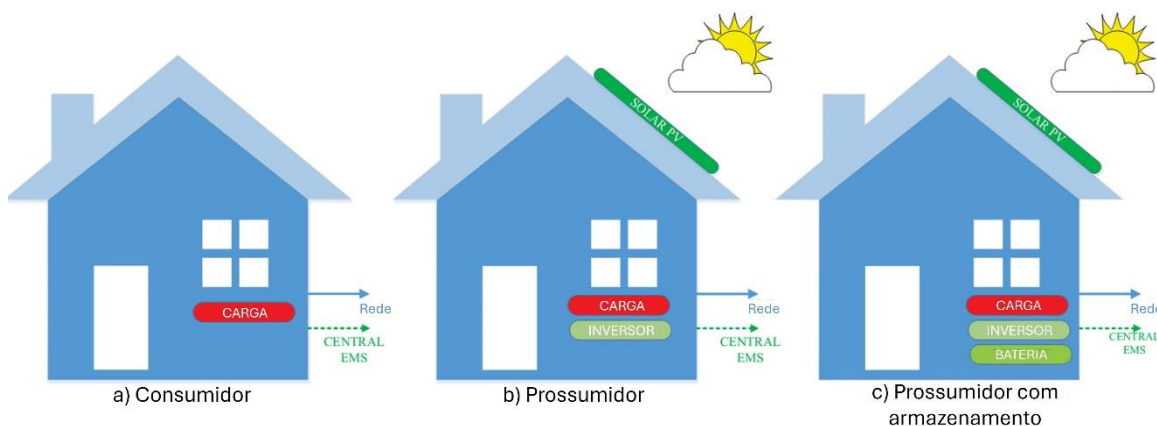


Figura 4 – Diferentes tipos de usuários (Akter, Mahmud and Oo, 2016).

2. **Entidades de Interface:** Essas entidades facilitam a interação entre os usuários e os níveis superiores do sistema. Elas podem se manifestar como agregadores, varejistas ou empresas de serviços públicos. Seu principal objetivo é estabelecer um esquema em grande escala que permita a coordenação, programação ou controle de DER por meio de interações diretas e ativas com os usuários finais (Siano, 2014). Além disso, essas entidades fornecem a oportunidade de reintroduzir serviços de energia de volta

⁷ *Distribution System Operator* (DSO), na designação anglo-saxônica.

ao sistema elétrico. É importante que essas entidades preservem a privacidade e a autonomia dos usuários durante suas operações.

3. **Operador do Sistema de Distribuição:** O DSO, conforme Figura 5 desempenha o papel de garantir o acesso seguro e confiável à eletricidade para os usuários, de maneira econômica. Suas responsabilidades incluem resolver questões operacionais, como congestionamento de rede e violações de tensão. Para isso, o DSO pode empregar modelos da própria rede física, simulando fluxos de energia e analisando tensões e correntes (Verbič, Mhanna and Chapman, 2019). Essas simulações ajudam a estabelecer limites operacionais dentro dos quais os DER devem operar. Além disso, o DSO pode otimizar o sistema considerando objetivos específicos e custos operacionais variáveis.

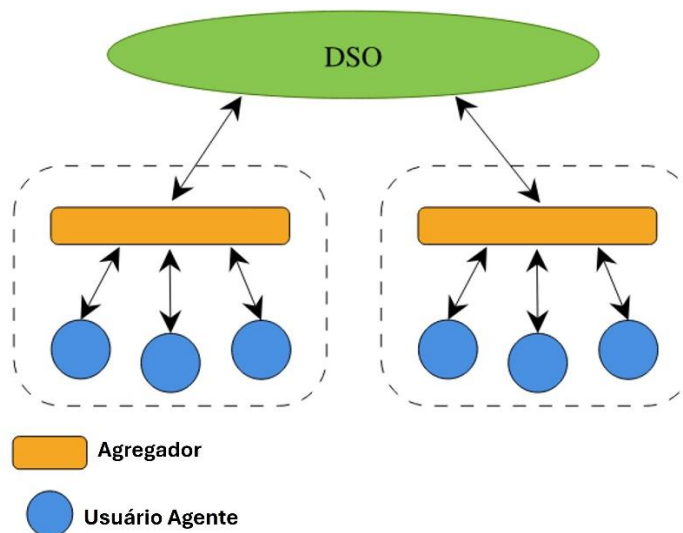


Figura 5 - Interação entre um agregador e agentes de usuário por meio de comunicação bidirecional (Verbič, 2021).

2.2.2 Rede Elétrica

Os consumidores estão conectados através da rede elétrica, a qual é controlada por normas técnicas e de operação. Os componentes da rede, como cabos e transformadores, têm limites de capacidade de operação. Isso significa que residências que geram energia localmente têm um limite de energia que podem fornecer. Além disso, há limitações físicas que impactam a circulação de energia no sistema. Se houver um aumento significativo no consumo de energia local sem controle adequado, problemas na rede podem surgir, como excesso de energia em certos pontos e falta de energia em outros (Haque and Wolfs, 2016), conforme ilustrado na Figura 6.

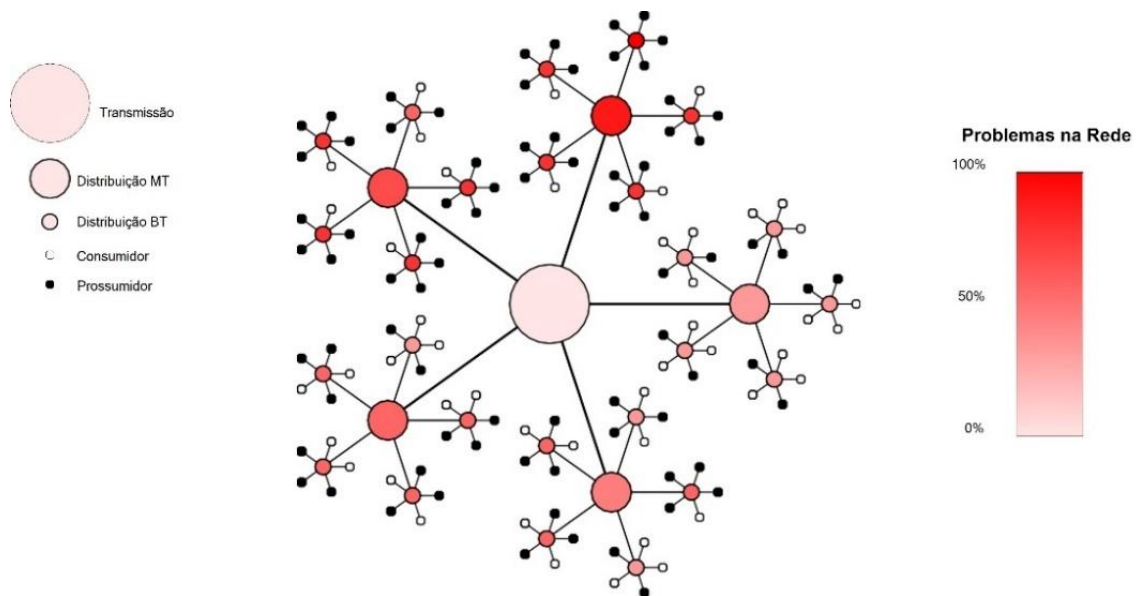


Figura 6 - Problemas de fluxo de potência na rede. Adaptado de (Verbič, 2021).

Para abordar esses desafios, as soluções tradicionais incluem a expansão e melhoria da infraestrutura elétrica. Contudo, essas medidas geralmente envolvem altos custos de construção e manutenção, o que acaba impactando o preço da energia para todos os usuários (Hashemi and Østergaard, 2017). Uma alternativa é restringir a instalação de geradores de energia em residências, especialmente em áreas onde a rede já está sobrecarregada. No entanto, essa abordagem pode limitar os benefícios da geração local de energia para os indivíduos.

Com isto, incentivar a adoção de soluções inteligentes para os desafios energéticos requer conscientização, apoio financeiro, regulamentação eficaz e incentivos em pesquisa e inovação. A combinação dessas estratégias pode promover uma rede elétrica mais eficiente e igualitária para os consumidores.

2.2.3 Ambiente Regulatório e Financeiro

O cenário atual no setor elétrico é regulado e financeiramente dependente de hierarquias estabelecidas há muito tempo. Este ambiente, originalmente destinado a grandes usinas de energia e consumidores passivos, deve evoluir para acompanhar o aumento de usuários ativos. Conforme a popularidade dos recursos energéticos distribuídos cresce, ajustes significativos no ambiente regulatório e financeiro podem ser necessários a longo prazo (AEMO, 2018).

No conceito de energia transitiva, a capacidade de coordenar os recursos energéticos dispersos é fundamental para maximizar seu potencial. Essa cooperação também permite que os usuários experimentem novos serviços e modelos econômicos, como participar de mercados de energia locais. (AEMO, 2019).

Dentro deste cenário, é preciso levar em consideração três aspectos fundamentais no crescente cenário regulatório e financeiro. Em primeiro lugar, os utilizadores são essenciais para a incorporação do DER. Os ambientes regulatórios e financeiros devem facilitar o envolvimento dos usuários de maneira justa, clara e transparente (ENA, 2017).

Desta forma, os consumidores com DER podem ser recompensados pela prestação de serviços de rede, enquanto aqueles sem DER podem optar por receber um tratamento justo. Além disso, é fundamental educar os consumidores sobre os benefícios potenciais para todas as partes envolvidas e para a rede elétrica, que podem ser obtidos através da integração adequada do DER (AEMC, 2019).

Em segundo lugar, os ambientes em desenvolvimento devem ser adaptáveis, a fim de abraçar novos programas e modelos econômicos que incentivem o envolvimento ativo do lado da demanda, enquanto produzem resultados que beneficiam tanto os utilizadores como a rede. Estes novos programas devem centrar-se no consumidor, a fim de permitir a integração dos DER em grande escala. Estes esquemas incluem programas de resposta à demanda e mercados locais de energia (ECA, 2017).

Terceiro, regimes regulamentares de licença e proibição podem ser necessários para aliviar as dificuldades das redes de baixa tensão como resultado da rápida expansão dos recursos energéticos distribuídos. Num cenário de concessão, os usuários podem solicitar permissão para realizar serviços, como enviar energia para a rede. Num cenário de decisão, os usuários devem seguir os parâmetros operacionais da operadora de rede (ENA, 2017).

Os princípios importantes necessários para facilitar a integração de DER são apenas alguns dos que foram listados acima. O conceito de TE exigirá mudanças adicionais no ambiente regulatório e financeiro no futuro.

2.2.4 Requisitos de Computação e Comunicação

As redes de energia elétrica agora utilizam uma arquitetura clássica de despacho centralizado, na qual enormes geradores fornecem toda a demanda de eletricidade. No entanto, este modelo não foi concebido para ter em conta várias tendências futuras, incluindo uma maior adoção de recursos energéticos distribuídos, um fornecimento descentralizado de energia do lado da demanda e a introdução de avanços nas Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) (Mhanna, Chapman and Verbic, 2018).

A mudança para um sistema energético transitivo requer uma estratégia mais descentralizada para equilibrar o sistema, que inclui uma rede de comunicações e capacidades computacionais. Além disso, provavelmente serão necessários novos dispositivos de monitorização e infraestruturas de comunicações melhoradas. Estas abordagens permitirão o controle ativo da rede elétrica para atender às necessidades técnicas e operacionais, bem como aumentar a visibilidade da rede para os operadores do sistema (Tushar *et al.*, 2014).

Assim, é preciso uma comunicação bidirecional rápida e eficaz para que os agentes possam distribuir energia corretamente, contudo, têm-se dificuldade de realizar isto em sistemas de energia grandes. A Figura 7 ilustra os requisitos funcionais para atender estas exigências.

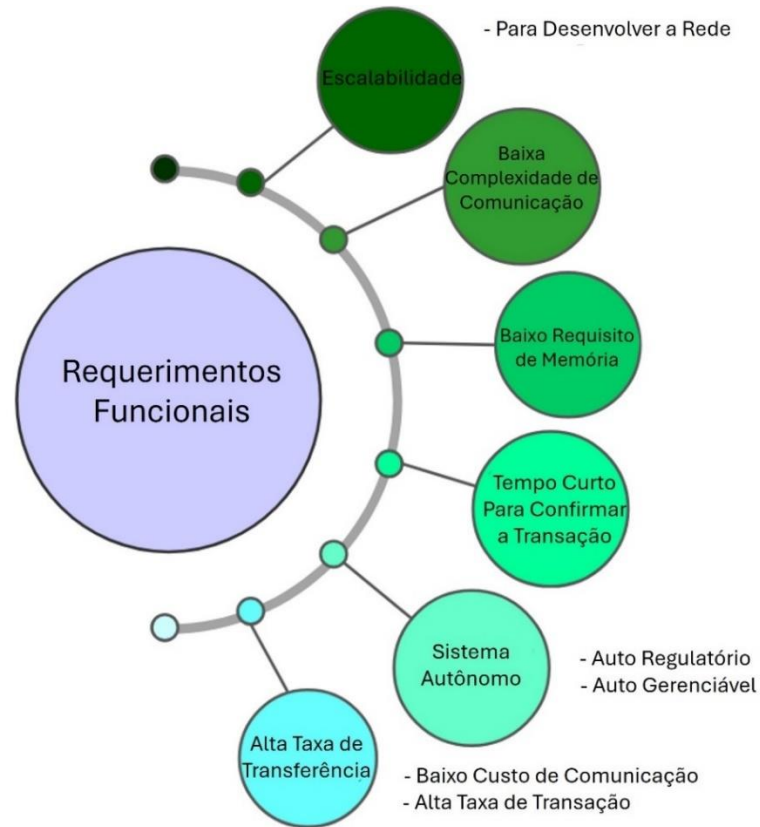


Figura 7 - Requerimentos Funcionais de Computação e Comunicação (Shahinzadeh *et al.*, 2022).

2.3 Abordagens de Integração de Recursos de Energia Distribuída

Segundo (Guerrero *et al.*, 2020), as técnicas de integração de DER podem ser divididas em três tipos: coordenadas, descoordenadas e *peer-to-peer*. Estratégias coordenadas estruturaram a resposta de vários DERs, transformando a gestão de energia em um problema de otimização. No que diz respeito às técnicas descoordenadas, considera-se apenas a gestão de energia para um único utilizador. Finalmente, os acordos *peer-to-peer* visam maximizar a utilização do DER através da criação de um mercado de energia local descentralizado.

Além disso, essas estratégias podem ser classificadas com base em seu foco na rede, que estão ilustradas na Figura 8. Num extremo do espectro, existem métodos com reconhecimento de rede, que incluem restrições de rede na sua formulação. Na outra extremidade, temos as

estratégias alheias à rede e não levam em consideração as características únicas da rede em sua abordagem (Guerrero *et al.*, 2020).

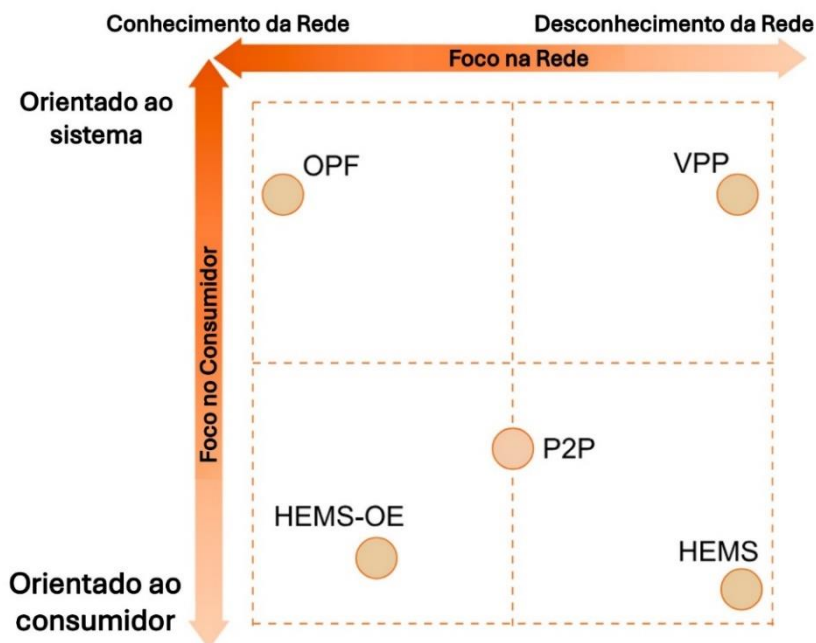


Figura 8 - Mapa de abordagens de integração DER com base nos níveis de conscientização do consumidor e da rede (Verbič, 2021).

2.3.1 Abordagens Coordenadas

Para melhorar as operações de DER tanto para os utilizadores como para a empresa intermediária, como um agregador ou DSO, considera-se abordagens baseadas na comunidade ou cooperativas. A interação dinâmica com sinais de controle e preço pode influenciar o consumo do usuário e os comportamentos de geração. Este plano oferece incentivos financeiros aos usuários finais, como pagamentos, descontos ou transferências monetárias (Pudjianto, Ramsay and Strbac, 2007).

As duas abordagens coordenadas principais são:

1. **Plantas de Energia Virtual (VPP)**⁸: Uma VPP combina vários recursos energéticos distribuídos que não estão conectados a um único alimentador ou sistema de distribuição e estão espalhados pelo sistema. Esses DERs em uma VPP são sincronizados para maximizar sua flexibilidade (Pudjianto, Ramsay and Strbac, 2007).

⁸ *Virtual Power Plant* (VPP), na designação anglo-saxônica.

A VPP não aborda restrições de rede e seu conceito é semelhante ao das Microrredes (MGs)⁹, na medida em que se concentra na agregação e coordenação de DERs. Enquanto uma microrrede é limitada a uma quantidade fixa de DER em uma área fechada, independentemente da localização. As microrredes podem funcionar em modo isolado, enquanto as VPPs não. Uma microrrede enfrenta desafios regulamentares, mas uma VPP pode ser simplesmente integrada no quadro atual e pode incluir uma gama diversificada de DER.

De acordo com (Nosratabadi, Hooshmand and Gholipour, 2017), o conceito de uma VPP é muito semelhante ao das microrredes na forma de agregação e coordenação de DER e existem três diferenças principais, mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 – Diferenças entre VPPs e Microrredes.

VPP	Microrrede
Pode incluir uma gama diversificada de DER, independentemente da localização. Não funciona em modo isolado. Pode simplesmente ser inserida no quadro regulamentar atual.	Restrita a uma determinada quantidade de DER, em uma região delimitada. Pode funcionar em modo isolado. Enfrenta desafios regulamentares

2. **Fluxo de Potência Ótimo (OPF)¹⁰**: Como as restrições de rede são um fator crítico na orquestração de DER, o uso da estratégia clássica de OPF com mais agentes de mercado é considerado o ideal. Encontrar o melhor despacho de DER levando em consideração as limitações de rede, operacionais e técnicas é o objetivo principal do problema de OPF (Kargarian *et al.*, 2018).

2.3.2 Abordagens Descoordenadas

Segundo (Guerrero *et al.*, 2020), as abordagens descoordenadas marcam o início do processo de integração dos recursos de energia distribuída. Nelas, cada usuário utiliza um Sistema de Gerenciamento de Energia Residencial (HEMS)¹¹ automatizado para reduzir os custos de eletricidade, conforme mostra a Figura 9.

⁹ *Microgrids* (MGs), na designação anglo-saxônica.

¹⁰ *Optimal Power Flow* (OPF), na designação anglo-saxônica.

¹¹ *Home Energy Management System* (HEMS), na designação anglo-saxônica.

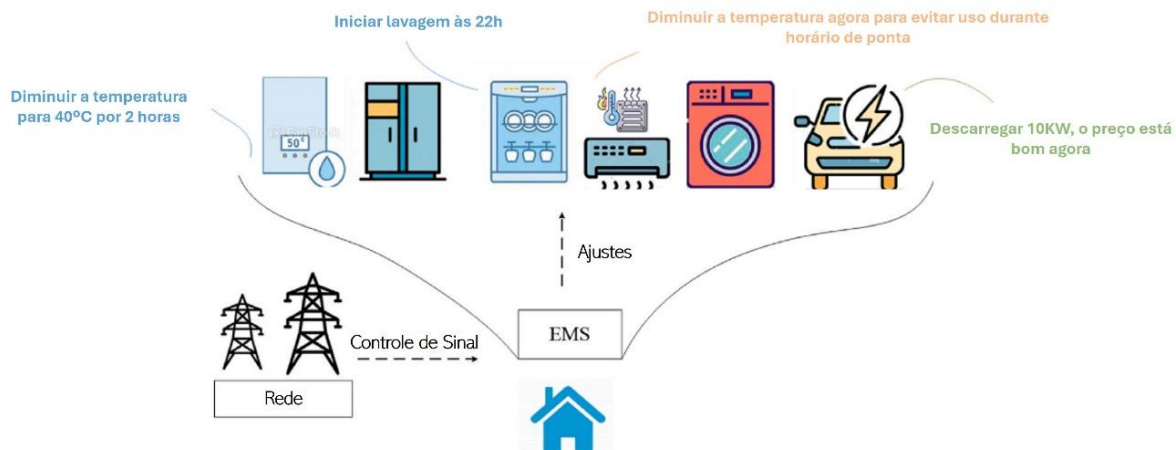


Figura 9 - Ilustração de HEMS. Adaptado de (Alizadeh *et al.*, 2023).

Essas estratégias concentram-se em usuários individuais com DER, visando exclusivamente os benefícios dos proprietários, sem qualquer agregação ou coordenação. Duas abordagens descoordenadas comuns incluem:

1. **Sistema de Gerenciamento de Energia Residencial:** O HEMS busca otimizar produção, o armazenamento e o consumo local de energia para reduzir os custos de energia para os usuários. Esta técnica tem em conta vários sistemas tarifários, incluindo tarifas de fornecimento de energia e Tarifas de Tempo de Utilização (ToU)¹², para proporcionar benefícios econômicos aos consumidores. Esta estratégia é alheia à rede, o que significa que os consumidores não estão conscientes dos limites técnicos e operacionais da rede elétrica (Haque and Wolfs, 2016). Embora abordagens descoordenadas possam proporcionar benefícios econômicos aos consumidores, também podem causar problemas na rede, tais como sobretensão e sobrecarga, especialmente em redes com uma penetração significativa de DER.
2. **Sistema de Gerenciamento de Energia Residencial com Parâmetros Operacionais (HEMS-OE):** Esta técnica visa reduzir o gasto de energia, porém os parâmetros operacionais limitam o funcionamento do DER. O DSO gera e publica estes parâmetros operacionais para evitar que o DER impacte negativamente as operações da rede (Commission, 2019). Além disso, o DSO pode precisar de visibilidade do estado da rede para criar parâmetros operacionais (Uddin, Krause and Martin, 2017).

¹² *Time of Use* (ToU), na designação anglo-saxônica.

2.3.3 Abordagens Peer-To-Peer

A crescente integração de DER também está alimentando a criação de novos modelos de negócios. Um exemplo é a negociação de energia *peer-to-peer*, que opera em redes descentralizadas. Neste cenário, os usuários atuam como compradores ou vendedores em um mercado de energia local, permitindo transações diretas entre eles. A Figura 10 ilustra este cenário. A energia extra dos fornecedores oferece uma oportunidade de negociar com outros interessados em comprar no mercado local (Alam, St-Hilaire and Kunz, 2019).

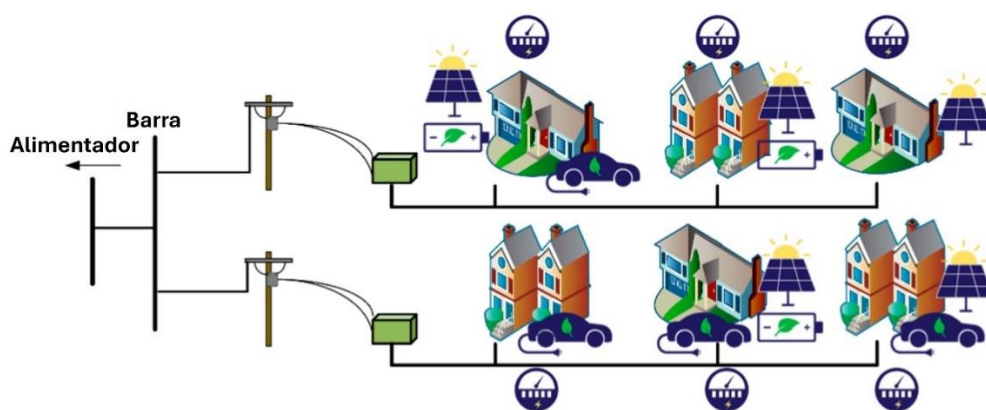


Figura 10 - Microrrede residencial (Galvan *et al.*, 2016).

É importante ressaltar que mercados P2P descentralizados podem gerar complicações na rede, caso as limitações da mesma não sejam devidamente consideradas durante as negociações. A próxima secção abordará esse tópico de forma mais detalhada, explorando os diferentes tipos de mercados P2P.

2.4 Tipos de Mercados de Energia – *Peer-To-Peer*

A indústria de energia, que antes era definida por monopólio, com instalações regionais de geração e transmissão responsáveis por fornecer energia aos clientes, está passando por uma mudança considerável. A introdução gradual de turbinas eólicas (Bussar *et al.*, 2016) e painéis solares (Pfeifer *et al.*, 2019), bem como a integração de armazenamento e dispositivos de TIC, transformaram o mercado convencional em um modelo de mercado de *peer-to-peer* (Saad al-sumaiti, Ahmed and Salama, 2014). A Figura 11 mostra as camadas deste modelo.

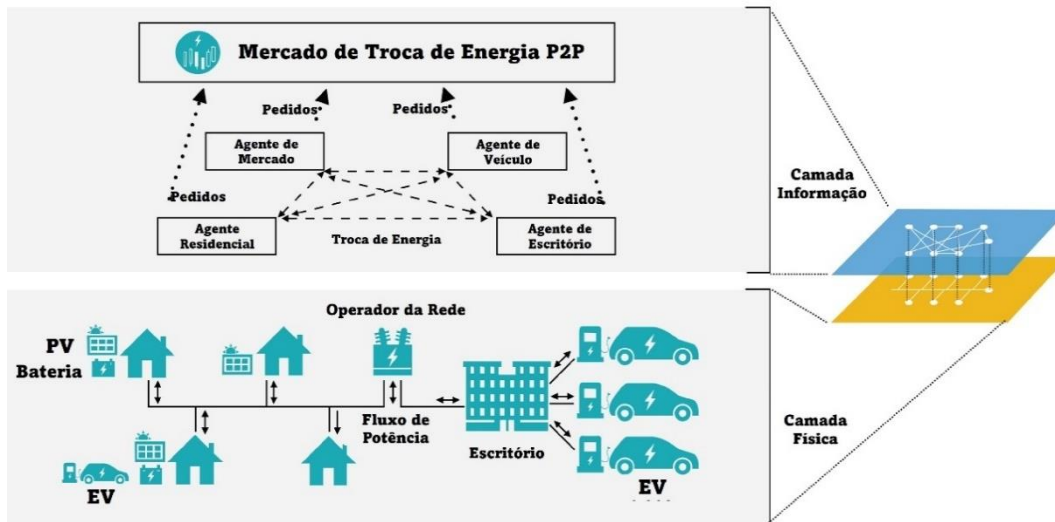


Figura 11 - Camadas do Mercado de Troca P2P. Adaptado de (Takeda *et al.*, 2021).

Os indivíduos neste novo paradigma podem gerar e distribuir o excesso de energia, resultando nos prossumidores, que são consumidores que detêm DER e alternam entre posições de vendedor e comprador com base na disponibilidade de energia excedente (Morstyn *et al.*, 2018), conforme Figura 12. No contexto da TE, o mercado é visto como uma plataforma de negociação de energia entre vários agentes através de contratos bilaterais, com o objetivo de equilibrar a oferta e a procura (Huang *et al.*, 2021).

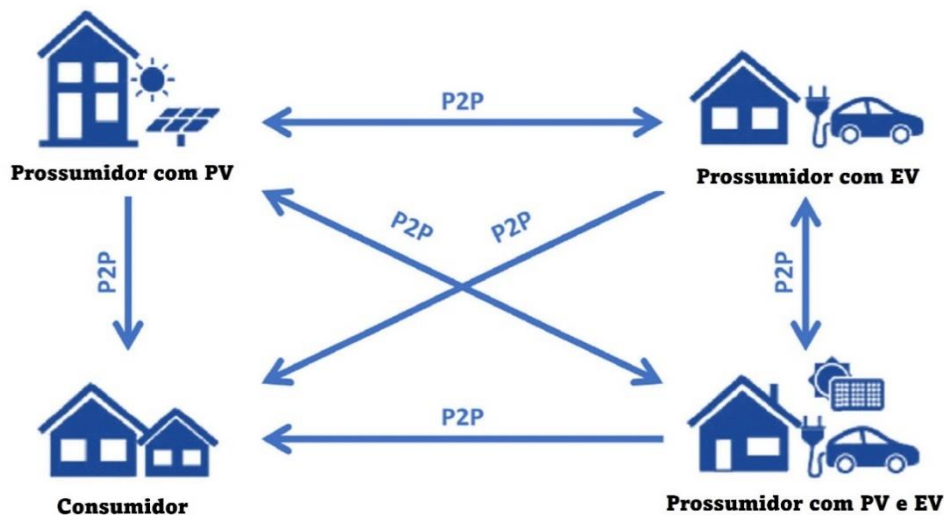


Figura 12 - Integrantes do Mercado P2P (Perrau, Stojkovic and Verbic, 2022).

De acordo com (Sousa *et al.*, 2019), mercado de energia pode ser agrupado em três tipos com base na natureza das interações: mercado P2P completo, mercado P2P com gestor comunitário e mercado P2P híbrido, que serão explicados nas subsecções seguintes.

2.4.1 Mercado Peer-To-Peer Completo

Neste sistema de mercado, os pares negociam diretamente para vender e adquirir energia elétrica. Dessa forma, dois pares podem concordar com uma transação para uma quantidade definida de energia e preço sem monitoramento centralizado. Além disso, o mercado P2P permite a personalização do produto com base nas preferências do usuário, caso este prefira optar entre energia local ou renovável (Sousa *et al.*, 2019). Um mercado de produtor para consumidor P2P com despacho econômico multi-bilateral é apresentado em (Sorin, Bobo and Pinson, 2019).

A referência (Morstyn *et al.*, 2018) desenvolveu uma plataforma de negociação de energia entre pares para mercados em tempo real e futuros entre consumidores. Nela, o paradigma sugerido considera as escolhas de cada agente no equilíbrio de energia à montante e jusante, bem como na incerteza do mercado futuro (Sousa *et al.*, 2019). Este tipo de mercado está ilustrado na Figura 13.

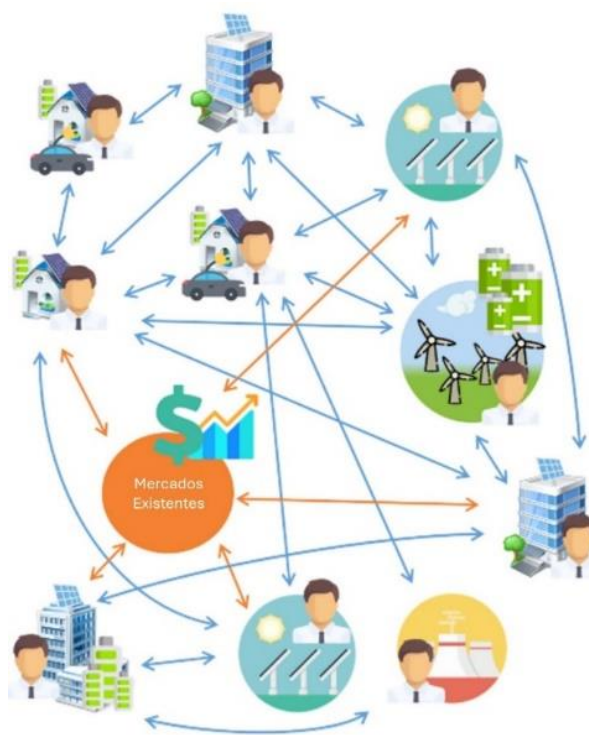


Figura 13 - Mercado P2P Completo (Sousa *et al.*, 2019).

2.4.2 Mercado Peer-To-Peer Com Gestor Comunitário

Nesta arquitetura, um gerente de comunidade supervisiona as operações comerciais dentro da comunidade e atua como intermediário entre a comunidade e o resto do sistema (Sousa *et al.*, 2019). Essa estrutura tem sido utilizada em pesquisas de microrredes (Akter, Mahmud and Oo, 2016) e também em negociações de energia entre grupos de prossumidores geograficamente

adjacentes (Verschae, Kato and Matsuyama, 2016). Por vezes, uma comunidade é composta por indivíduos que possuem os mesmos interesses e objetivos, como por exemplo compartilhar energia verde, com isto, a referência (Moret and Pinson, 2019) propõe um mercado comunitário baseado na colaboração dos prossumidores nas negociações de energia, ilustrado na Figura 14.

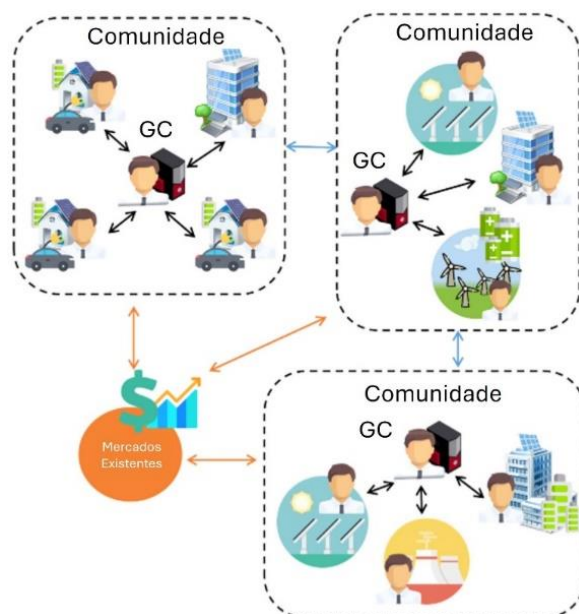


Figura 14 - Mercado P2P com Gestor Comunitário (Sousa *et al.*, 2019).

2.4.3 Mercado Peer-To-Peer Híbrido

Este conceito combina dois designs anteriores, resultando em múltiplos níveis de troca de energia. De acordo com (Sousa *et al.*, 2019), ele permite que comunidades e indivíduos interajam diretamente em cada nível. No nível mais alto, indivíduos e coletivos de energia fazem transações P2P entre si e com os mercados atuais. Coletivos de energia podem ser empilhados uns sobre os outros e funcionam como no método baseado em comunidade, com um gerente supervisionando as negociações.

Os autores em (Long *et al.*, 2017) experimentaram uma rede de distribuição híbrida com três camadas. O nível mais alto pressupõe uma grade separada em células que negociam entre si. No segundo nível, as trocas acontecem entre microrredes dentro da mesma célula. No nível inferior, cada microrrede segue um design de mercado comunitário.

De acordo com (Liu *et al.*, 2015), uma estratégia híbrida é proposta para microrredes compartilhando a mesma rede de distribuição, incluindo restrições da rede no comércio entre pares que permite eliminar o preço e mecanismo de negociação entre microrredes através da utilização de uma definição flexível de fluxo de potência ótimo. A Figura 15 ilustra esta estratégia de mercado.

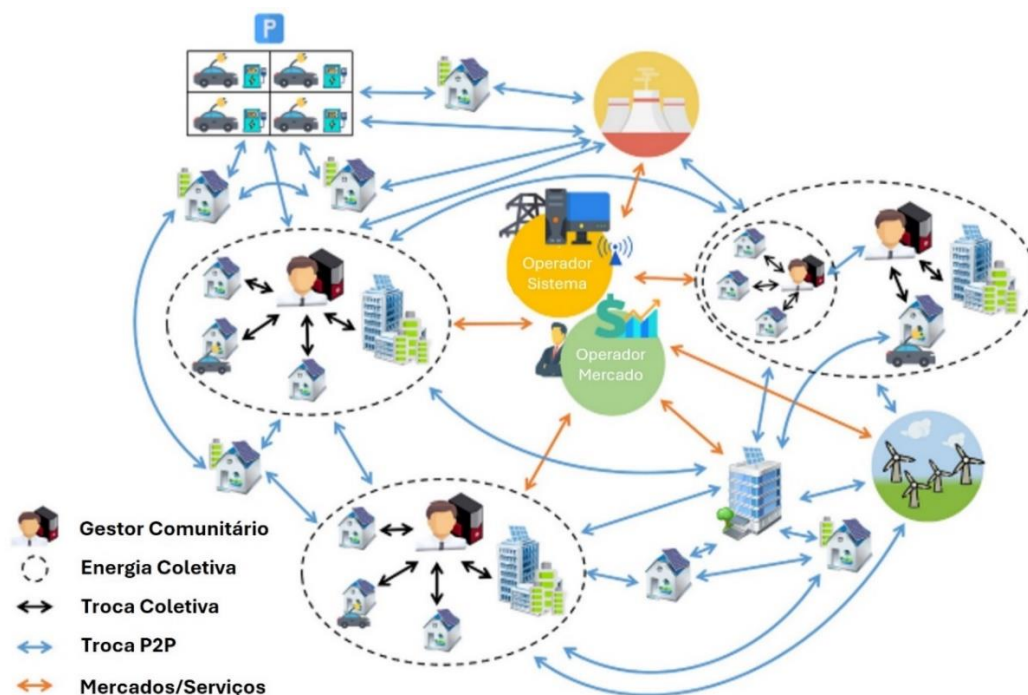


Figura 15 - Mercado P2P Híbrido (Sousa et al., 2019).

2.4.4 Comparação Entre Os Mercados P2P

Cada um dos três mercados anteriores possuem vantagens e desvantagens, que estão esquematizados na Tabela 2. Ademais, a tecnologia *blockchain* (BC), é essencial para o funcionamento destes mercados, porém não é imprescindível.

Tabela 2 - Comparação entre os mercados P2P (Sousa et al., 2019).

Estrutura de Mercado P2P	Principais Vantagens	Principais Desvantagens
Mercado P2P Completo	Total liberdade de escolha e autonomia, empoderando os consumidores ativos; Uso de energia alinhado com cada agente; Democratização completa do uso da energia.	Investimento e manutenção em infraestrutura de TIC em caso de escalabilidade para todo o sistema; Potencial lenta convergência para obter um consenso na entrega final de energia; Prever o comportamento do sistema pelos operadores de rede, devido à falta de controle centralizado; Garantir a segurança e a alta qualidade da entrega de energia.

Estrutura de Mercado P2P	Principais Vantagens	Principais Desvantagens
Mercado P2P Comunitário	<p>Aumentar o o envolvimento dos membros da comunidade, por compartilhar um bem comum;</p> <p>Mobilizar a cooperação social e a resiliência nos membros da comunidade;</p> <p>Potenciais novos serviços para os operadores de rede fornecidos pelo gestor da comunidade.</p>	<p>Alcançar as preferências de uso de energia para todos os membros da comunidade o tempo todo;</p> <p>Para o gestor da comunidade, agregar todos os dados dos membros e gerenciar suas expectativas;</p> <p>Ter um compartilhamento de energia justo e imparcial entre os membros da comunidade.</p>
Mercado P2P Híbrido	<p>Infraestrutura de TIC e esforço computacional são escaláveis a todo o sistema;</p> <p>Mais compatível com o sistema nos anos seguintes;</p> <p>Mais previsível para os operadores de rede.</p>	<p>Coordenar as negociações internas nas comunidades com as negociações de alto nível entre agentes.</p>

O mercado P2P completo, alinha o uso de energia com as preferências dos consumidores, mas enfrenta problemas de escalabilidade na negociação, conforme analisado em (Moret *et al.*, 2018). A negociação pode se tornar uma dificuldade computacional em cenários com muitos participantes. Para minimizar isso, gráficos esparsos podem reduzir o número de comunicações (Sousa *et al.*, 2019).

O mercado P2P com gestor comunitário, melhora o envolvimento e a cooperação dos membros, isso permite que um gerente da comunidade forneça serviços aos operadores da rede como um agregador. As receitas desses serviços podem ser compartilhadas entre os membros. No entanto, pode haver momentos em que as expectativas de um membro não estejam alinhadas com os interesses gerais da comunidade (Sousa *et al.*, 2019).

Por fim, o mercado híbrido combina vantagens dos dois mercados anteriores, como por exemplo habilitar os agentes e aumentar seu envolvimento e trabalho em equipe. Além disso, essa solução aborda a escalabilidade, precisando de menos esforço computacional e em TIC, quando em comparação com um mercado P2P completo. Os dois primeiros sistemas podem coexistir e interagir em uma configuração híbrida, que precisa de coordenação para negociações em vários níveis (Sousa *et al.*, 2019).

2.5 Mecanismo de Compensação de Mercado

A compensação do mercado pode ser realizada usando meios centralizados ou descentralizados. Em um arranjo centralizado, o processo é supervisionado por um coordenador central que possui informações sobre todos os participantes do mercado e isso pode criar problemas de privacidade.

Para enfrentar esses desafios, um sistema descentralizado baseado na tecnologia *blockchain* pode ser usado. Nesta arquitetura, os usuários do mercado se registram como pares, e cada um recebe uma identidade única e assinatura digital usando uma técnica criptográfica de chave pública. Os vendedores enviam seus preços de reserva e quantidades excedentes, enquanto os compradores enviam seus lances e quantidades necessárias. Esses dados são mantidos com segurança em uma rede BC por meio de algoritmos de *hash* (Vasant *et al.*, 2022).

Quando comparado aos sistemas típicos de energia, o modelo TE apresenta propriedades significativas, como o fluxo bidirecional de energia e informação (Cheng *et al.*, 2018). Uma rede inteligente para troca de energia pode ser construída utilizando melhorias na medição de dados e tecnologia de comunicação em tempo real de alta velocidade (Huang *et al.*, 2021).

Neste modelo, o sinal de preço é dominante, pois atua como um incentivo para os usuários interagirem, de acordo com (Huang *et al.*, 2021) os sinais de preço na TE frequentemente indicam dois tipos de custos:

1. **Tempo de demanda de energia do consumidor:** Os clientes têm um consumo de energia maior à noite. Como resultado, o custo da energia também é maior, pois as fontes de energia renovável mais baratas, como painéis solares, não estão acessíveis, e a demanda extra é suprida pelo sistema de utilidade.
2. **A localização física dos clientes dentro da rede:** Os limites de capacidade da linha também devem ser levados em consideração.

O modelo TE divide os sinais de preço em duas categorias: preço uniforme e leilões e preço de oferta. Essa divisão é necessária para compreender a dinâmica de preços neste modelo.

2.5.1 Precificação Uniforme

O princípio da precificação uniforme é o cerne do modelo de energia transitiva. Este modelo difere do sistema de energia tradicional, pois permite o movimento bidirecional de energia e informação (Cheng *et al.*, 2018).

Uma rede inteligente para a troca de energia pode ser construída utilizando medidas aprimoradas de dados e tecnologia de comunicação em tempo real e de alta velocidade. A precificação uniforme se refere à ideia de que todos os consumidores do mercado de energia pagam o mesmo preço, enquanto os vendedores podem obter diferentes preços por zonas (Huang *et al.*, 2021). Diversos modelos foram apresentados para calcular o Preço de Equilíbrio

de Mercado (MCP)¹³ e Preço de Equilíbrio de Quantidades (MCQ)¹⁴, incluindo o modelo de Programação Linear Inteira Mista (MILP)¹⁵ proposto por (Chatzigiannis *et al.*, 2016), e a técnica de decomposição semelhante ao de Benders, que incorpora a formulação primal-dual proposta por (Madani and Van Vyve, 2015). A Figura 16 mostra o MCP e o MCQ, relacionados com o bem-estar social dos participantes.

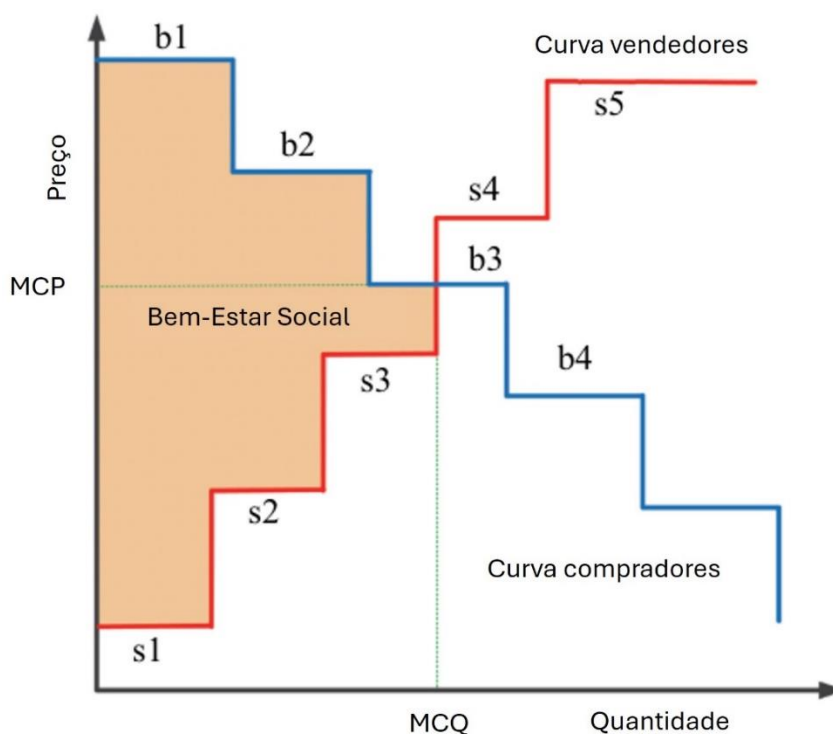


Figura 16 - Mecanismo de mérito de ordem (Bokkisam *et al.*, 2022).

Outros modelos levam em conta aspectos específicos, como o método de equilíbrio de mercado de (Madani and Van Vyve, 2014), que reduz o impacto de blocos rejeitados paradoxalmente, e a abordagem de dois níveis de (Zak, Ammari and Cheung, 2012) para determinar os preços de energia, que considera explicitamente os excedentes de ordem de blocos em um mercado de energia de zona única.

Para calcular o preço no mercado de energia europeu para o dia seguinte, pesquisadores em (Lam, Ilea and Bovo, 2018) apresentaram um modelo de programação quadrática mista-inteira. Outros modelos, como o apresentado por (Vlachos and Biskas, 2011), utilizam uma abordagem complementar para determinar o preço da energia.

¹³ *Market Clearing Prices* (MCP), na designação anglo-saxônica.

¹⁴ *Market Clearing Quantities* (MCQ), na designação anglo-saxônica.

¹⁵ *Mixed-Integer Linear Programming* (MILP), na designação anglo-saxônica.

Existem outros métodos de determinação de preço iterativos, como o descrito por (Chatzigiannis *et al.*, 2016), e abordagens baseadas em renda, como a usada por (Sleisz and Raisz, 2017), que abordam problemas com preços uniformes enquanto maximizam o excedente do consumidor.

A referência (Savelli *et al.*, 2018) defendeu a modelagem de dois níveis para calcular preços de energia uniformes, enquanto (Amin *et al.*, 2020), apresentou um modelo ideal de precificação uniforme com base nas preferências do usuário.

Por fim, (Fernández-Blanco, Arroyo and Alguacil, 2014) recomendou uma estratégia de precificação unificada que reduz os pagamentos dos clientes. A aplicação eficaz do princípio de precificação uniforme em TE depende, na maior parte, da integração e utilização de uma variedade de modelos e técnicas analíticas.

2.5.2 Leilões em Energia Transitiva

No contexto de transações de energia, a concorrência é uma ferramenta importante para garantir a justiça e melhorar a satisfação das partes interessadas. Técnicas de leilão e lances entre fornecedores e compradores ajudarão a aumentar a concorrência. A referência (David and Fushuan Wen, 2000) destaca três técnicas principais para o desenvolvimento de estratégias de lances ótimas nos mercados de energia:

1. **Estimação:** Este método utiliza os preços de mercado atuais e previsões de demanda para determinar o preço da energia para a próxima hora. No entanto, a aplicação do método é limitada devido à flutuação da demanda e à imprevisibilidade no fornecimento de DER (David and Fushuan Wen, 2000).
2. **Dados Históricos:** Emprega-se o histórico das estratégias de lance dos competidores, embora a eficiência dessa estratégia seja limitada pela disponibilidade destes dados.
3. **Teoria dos Jogos:** Modelos teóricos são frequentemente utilizados para calcular os preços de negociação de energia. Jogos em forma normal e equilíbrio de Nash são usados para estudar e projetar táticas de lance ótimas. Modelos como Cournot (Yan and Folly, 2014) e o jogo de Stackelberg (Dai *et al.*, 2017) são utilizados em ambientes do mundo real porque suas suposições reduzidas são consistentes com o mercado de energia, na Figura 17 isso se traduz no equilíbrio de jogo não cooperativo.

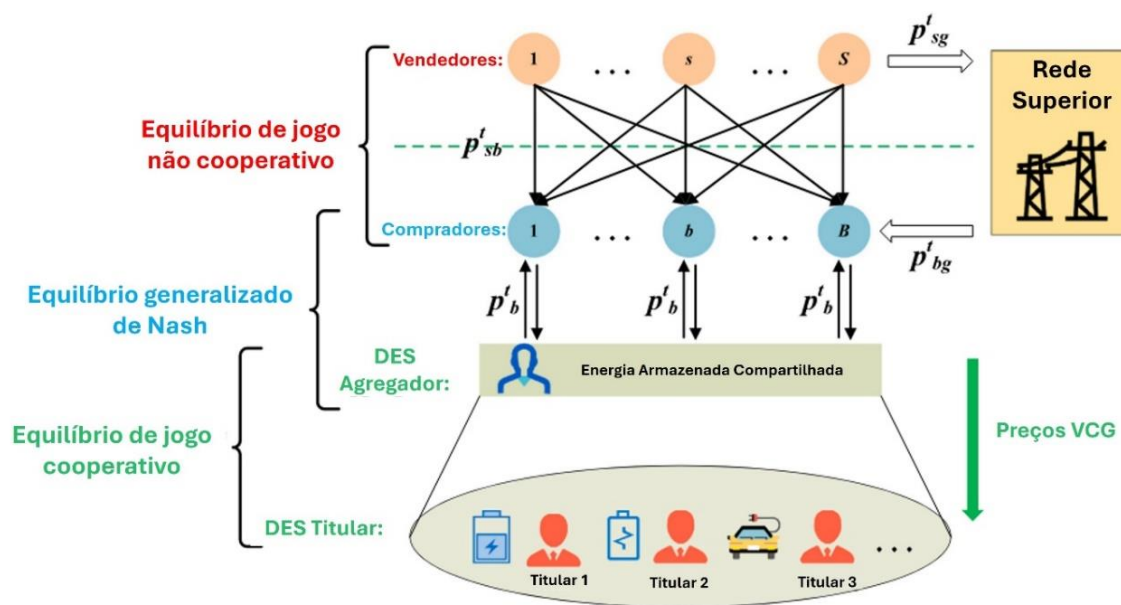


Figura 17 - Mecanismos de compatibilidade de incentivos para os titulares (Xia *et al.*, 2022).

Leilões podem ser classificados como estáticos, com lances fixos, ou dinâmicos, permitindo que os licitantes ajustem seus lances. Soluções de formação de lances baseadas em programação evolutiva e programação quadrática sequencial são apresentadas em (Attaviriyanupap *et al.*, 2005), mas demandam alto processamento computacional.

Modelos de Cournot para vendedores de energia eólica levam em conta o preço de desequilíbrio e o erro de previsão, mas não a incerteza da energia eólica (Zhang *et al.*, 2011). Exemplos práticos, como o mercado de energia irlandês, mostram que os fornecedores de energia eólica podem afetar os preços, contribuindo assim para sua diminuição (De La Nieta *et al.*, 2014).

Para diminuir o poder de mercado das empresas geradoras de energia, são propostos modelos baseados na demanda elástica de preços para investigar técnicas de licitação no mercado de energia (Yan and Folly, 2014). A teoria dos jogos é usada para examinar o comportamento complicado e racional dos intervenientes e buscar soluções eficientes diante de inúmeras restrições, como lucratividade, equilíbrio entre oferta e demanda e confiabilidade (Zhang, Yan and Su, 2015).

2.6 Estado da Arte

O foco principal do paradigma da reestruturação do setor elétrico no contexto de energia transitiva, é buscar um modelo que permita a venda do excedente da produção de energia descentralizada. O resultado dessa eficiência pode beneficiar a sociedade de diversas formas, como preços mais acessíveis e diminuição de contingentes, dependendo cada vez menos dos agentes de geração e comercialização. Entretanto, isto tem levantado uma série de

considerações: Como os preços da energia serão afetados? Como o mercado de energia será impactado? Será necessário reestruturar os agentes e normas atuais?

Para responder esses questionamentos, a coordenação e a orquestração de recursos de energia distribuída, que incluem também baterias e veículos elétricos, são fundamentais. Isso permite que os usuários se tornem participantes ativos, os prossumidores, e possam responder a sinais de preço e controle, impactando assim os preços da energia. Neste trabalho, o estado da arte será feito de maneira sucinta, pois apesar deste tema ter bastante teoria na literatura, foi apenas recentemente que começaram a surgir programas piloto ao redor do mundo.

O artigo (Huang *et al.*, 2021) oferece uma visão geral do cenário de energia transitiva, enfatizando seus componentes integrados: mercados de energia, provedores de serviços, empresas geradoras, redes de transmissão e prossumidores. A pesquisa tem como objetivo analisar a eficácia desses blocos de construção e identificar fatores de sucesso. O estudo discute vários tipos de mercado de energia dentro do TE, incluindo modelos *peer-to-peer* e híbridos, juntamente com mecanismos de compensação de mercado, além de tecnologias informáticas como a IoT e *blockchain* dando suporte ao TE.

O artigo (Oliveira Farias *et al.*, 2021) investiga a gestão de sistemas de armazenamento de energia em baterias dentro de um cenário de mercado diário, envolvendo energia transitiva e agregadores privados. Ele propõe uma metodologia para a gestão do sistema de baterias de armazenamento de energia, considerando tanto o operador do sistema de distribuição, quanto os agregadores privados negociando energia transitiva. Além disso, o artigo introduz uma abordagem baseada em redes neurais para a previsão de dados diários. O estudo avalia três casos: Base, previsão e real e otimiza o despacho de BESS para os agregadores e também para o DSO. Notavelmente, o uso de DER que inclui BESS, resultou em economias significativas, se em comparação com o caso base. O despacho de BESS dos agregadores também reduziu as perdas do sistema e melhorou a estabilidade da tensão.

O estudo (Gbadega and Sun, 2022) propõe uma comunidade residencial inteligente centrada em prossumidores, conectada à rede, utilizando teoria dos jogos cooperativos para trocar, regular e planejar o excedente de energia gerado por DER com prossumidores vizinhos que possuem déficits energéticos. A metodologia considera uma comunidade residencial de prossumidores com 10 membros idênticos, um gerente comunitário de energia e um varejista de energia, todos conectados a uma rede de distribuição. A abordagem centralizada de transação de energia entre prossumidores e a rede é gerida pelo gerente comunitário de energia, que propõe um modelo de otimização para minimizar o custo operacional da comunidade. Os resultados indicam que o modelo proposto pode trocar, planejar e regular de maneira ótima a carga doméstica da comunidade, minimizando os custos totais de energia, aumentando a eficiência operacional do sistema e reduzindo o estresse operacional e as emissões de carbono.

O estudo (Yan *et al.*, 2020) foca na gestão de energia de um sistema doméstico que inclui painéis fotovoltaicos, armazenamento de energia em baterias e EV, para minimizar o custo diário de

compra de eletricidade. O principal objetivo é formular um problema de gestão de energia que considere os atributos duplos do EV (mobilidade e armazenamento de energia) e otimize a coordenação entre PV, bateria e rede elétrica para reduzir os custos de eletricidade. A metodologia formula o problema de gestão de energia como um problema de otimização que minimiza o custo diário de eletricidade, sujeito a restrições de balanço de energia, evolução da energia da bateria, limites de potência da rede e requisitos de carregamento do EV, utilizando dados reais de consumo doméstico, geração de PV e preços de eletricidade nas simulações. Os resultados mostram que a abordagem proposta coordena efetivamente as diferentes fontes de energia para atender à demanda e reduzir significativamente o custo de compra de eletricidade. Comparações com cenários sem capacidade de veículo-para-rede e sem armazenamento em baterias demonstram os benefícios desses componentes.

O estudo (Galvan *et al.*, 2019) aborda o desenvolvimento de um mecanismo híbrido de Controle Transitivo de Energia e modelo de controle preditivo para a gestão eficiente de DER em microrredes interconectadas e centradas em prossumidores. Os principais objetivos são desenvolver este mecanismo híbrido e analisar seus impactos técnicos e econômicos na rede de distribuição, partindo da hipótese de que ele pode gerir eficientemente os EVs, a bateria, sistemas solares fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia e proporcionar benefícios a consumidores e prossumidores. A metodologia emprega simulação de Monte Carlo para gerar padrões incertos de condução de veículos elétricos, utilizando o mecanismo de controle para otimizar os horários de carga/descarga dos veículos elétricos e dos sistemas de armazenamento. Foram considerados cinco estudos de caso com diferentes níveis de penetração de DER e mecanismos de preços fixos, por tempo de uso e dinâmicos.

O estudo (Alizadeh *et al.*, 2023) aborda a gestão de energia em MGs utilizando o conceito de controle transitivo de energia, destacando sua importância para a gestão eficiente de microrredes com alta penetração de fontes de energia renovável. Os principais objetivos são propor uma estrutura distribuída de TEC para a gestão de energia em MGs, desenvolver um modelo estocástico de dois estágios para a gestão de incertezas por prossumidores, e projetar um sistema de EMS para prossumidores utilizando métodos de controle preditivo e não preditivo. A metodologia proposta utiliza o Método de Direção Alternada de Multiplicadores baseado em consenso para preservar a privacidade dos prossumidores e operadores de MG. Eles resolvem seus próprios problemas de gestão de energia considerando um modelo estocástico de dois estágios com valor condicional em risco para gestão de incertezas, enquanto o operador da MG atua como coordenador para garantir o cumprimento das restrições do sistema.

O estudo (Nishanthi, Charles Raja and Jeslin Drusila Nesamalar, 2023) investiga a viabilidade de um sistema baseado em energia solar para edifícios residenciais e carregamento de EVs em um cenário comunitário residencial, considerando uma implementação em tempo real no *Vistara Residential Enclave*, na Índia. Os principais objetivos incluem projetar um sistema de energia PV em tempo real para edifícios residenciais e carregamento de EV, propor um sistema de gestão

de TE com o conceito de veículo-para-casa (V2H)¹⁶, e por fim, realizar uma análise tecnoeconômica para diferentes cenários com e sem gestão de TE. A metodologia utiliza o programa HOMER para modelar e otimizar o sistema proposto, considerando três cenários: cargas residenciais e de iluminação pública fora da rede, cargas de eletrodomésticos e públicas conectadas à rede, e cargas residenciais e EV com V2H conectadas à rede. A análise destaca os benefícios da integração de PV, armazenamento em baterias, conexão à rede e TE para gerir de forma otimizada as demandas residenciais e de carregamento de EV, reduzindo perdas de transmissão e melhorando a relação custo-eficácia do sistema.

O artigo (Phonphan and Khamphakdi, 2020) propõe um sistema de gestão de energia otimizado para um sistema híbrido de energia PV-bateria conectado à rede, com o objetivo de gerenciar o fluxo de energia e minimizar o custo da eletricidade utilizando técnicas de otimização por Enxame de Partículas (PSO)¹⁷ e Controle Lógico Fuzzy (FLC)¹⁸. Os objetivos principais são desenvolver um sistema de gestão de energia que gerencie o fluxo de energia e minimize o custo da eletricidade para um sistema híbrido conectado à rede. A metodologia emprega técnicas de PSO e FLC para otimizar a gestão de energia, com um modelo de simulação desenvolvido no programa *MATLAB*, considerando fatores como a rede, PV, bateria, perfis de carga e tarifas de eletricidade. Os resultados da simulação mostram que o sistema de gestão de energia proposto pode reduzir significativamente o custo da eletricidade, com uma redução de até 53,26% em comparação com o caso base, além de ajudar a reduzir a demanda de pico e os ciclos de carga da bateria.

A pesquisa (Mehrabani, Mardani and Ghazizadeh, 2022) aborda a gestão ótima de energia em uma casa inteligente com fontes renováveis PV e eólica, BESS e programas de Gestão do Lado da Demanda (DSM)¹⁹. O objetivo principal é otimizar a gestão de energia para maximizar o lucro da troca de energia com a rede, considerando fontes renováveis, armazenamento de energia e programas de DSM. Também se analisa o impacto de diferentes programas de DSM, como ToU e Controle Direto de Carga (DLC)²⁰, utilizando modelos exponenciais e logarítmicos no custo de energia para o proprietário. A metodologia emprega programação MILP para otimização da gestão de energia da casa inteligente, modelando a incerteza da irradiância solar e da velocidade do vento com funções de densidade de probabilidade beta e *Weibull*, respectivamente. Os resultados das simulações mostram que o programa de gestão do lado da

¹⁶ *Vehicle-to-Home* (V2H), na designação anglo-saxônica.

¹⁷ *Particle Swarm Optimization* (PSO), na designação anglo-saxônica.

¹⁸ *Fuzzy Logic Control* (FLC), na designação anglo-saxônica.

¹⁹ *Demand Side Management* (DSM), na designação anglo-saxônica.

²⁰ *Direct Load Control* (DLC), na designação anglo-saxônica.

demanda de DLC, com modelos exponenciais e logarítmicos, foi o mais benéfico, aumentando a renda do proprietário com a troca de energia em comparação com cenários sem DSM.

O estudo (Xia *et al.*, 2023) revisa os desenvolvimentos recentes no comércio de P2P, analisando a estrutura de mercado, os mecanismos de negociação, métodos de otimização e modelos de compartilhamento de recursos relevantes. O objetivo é resumir e comparar as soluções para os problemas identificados nas lacunas de pesquisa do comércio de energia P2P, com foco em estruturas de mercado globais, mecanismos de negociação, metodologias de otimização e modelos de compartilhamento de recursos relevantes. A revisão abrange 180 artigos de periódicos, categorizando e analisando estruturas de mercado (centrada no sistema, na comunidade e no *peer*), métodos de otimização (teoria dos jogos, pesquisa operacional, aprendizado de máquina, BC) e modelos de compartilhamento de recursos (direitos de emissão, negawatt, armazenamento de energia). Os resultados mostram que o comércio de energia P2P pode ser classificado em três estruturas de mercado com diferentes graus de descentralização, utilizando diversos métodos de otimização para calcular os resultados comerciais ótimos.

O artigo (Knudsen, Majumder and Srivastava, 2023) examina o conceito de TE e compartilhamento de energia P2P no contexto de DER, focando em sistemas PV e de BESS. Motivado pelos desafios do fenômeno "*duck curve*" em redes com alta penetração solar, como na Califórnia, o estudo propõe uma metodologia onde prossumidores controlam geração e armazenamento na extremidade da rede usando uma abordagem P2P para compartilhamento e otimização de recursos. Três estudos de caso são considerados: Uma residência com energia solar, uma residência com energia solar e BESS, e várias residências com energia solar e armazenamento comunitário de energia. Utiliza-se *acr* para simular a estrutura do problema de otimização, abrangendo variáveis inteiras para dispositivos domésticos e variáveis contínuas para o nível de rede DC acoplado. Os resultados apresentam uma análise custo-benefício, sugerindo que o armazenamento comunitário pode ter um período de retorno mais curto devido às economias de escala. A estrutura de P2P promete aumentar a resiliência dos clientes, reduzir perdas de conversão AC/DC e mitigar o impacto do "*duck curve*" via integração de BESS.

Com o intuito de descobrir informações detalhadas sobre implantações de campo TE, o trabalho (Doumen *et al.*, 2023) categoriza características e reúne experiências práticas ao engajar desenvolvedores e operadores desses sistemas. Os objetivos incluem identificar partes interessadas e suas motivações, revisar projetos de TE de diversas fontes, realizar uma pesquisa para preencher lacunas de informação e conduzir uma análise SWOT com base nas respostas da pesquisa. Empregando uma abordagem em múltiplas etapas, o estudo revisou a literatura sobre projetos de TE na Europa e na América do Norte, desenvolveu uma pesquisa abrangente, entrevistou participantes dos projetos e realizou uma oficina para análise SWOT. As principais conclusões revelam a diversidade nas implementações de TE, que visam principalmente validar o conceito em vez de abordar desafios específicos do setor energético, com problemas comuns em estruturas regulatórias, padrões tecnológicos e modelos de negócios.

3 Metodologia

O objetivo deste capítulo é apresentar a metodologia utilizada para comparar os modelos P2P, apresentados no capítulo anterior e estuda o impacto que as baterias de armazenamento têm nestes modelos. Este capítulo é de extrema importância para o entendimento deste estudo, pois consiste na definição das etapas realizadas no trabalho, que poderão ser utilizadas como base para trabalhos futuros e permitir a aprimoração do estudo de caso apresentado.

3.1 Modelagem dos Consumidores e Prossumidores

O ecossistema deste estudo de caso consiste em quatro comunidades com quatro integrantes em cada uma delas, totalizando dezesseis integrantes no total, que podem ser consumidores ou prossumidores. Esses integrantes, podem interagir entre si e entre comunidades, a depender do modelo P2P a ser escolhido. A secção 3.3 apresenta os cenários e nela será demonstrada esses ecossistemas.

De acordo com dados mais recentes disponíveis pela Pordata para o ano de 2022 (Pordata, 2022), o consumo médio anual de energia elétrica por habitante em Portugal continental é de 1.326 kWh, o que equivale a 110,5 kWh mensais. Considerando que a média de indivíduos por agregado familiar em Portugal é de 2,6 (Pordata, 2023), o consumo médio mensal por família é estimado em 287,3 kWh. Sendo assim, para este trabalho, foram consideradas residências de 1 até 3 pessoas, tendo os limites de consumo de energia diários mínimos e máximos estipulados em 3,6 kWh e 11 kWh.

Segundo o Decreto-Lei 162/2019 (PORTUGAL, 2022), uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) com instalação entre 350 watts e 30 kW estão sujeitas a uma comunicação prévia à Direção-Geral de Energia e Geologia. Além disso, esse regime jurídico recomenda o dimensionamento da UPAC para otimizar a relação entre produção e consumo de energia elétrica, porém, também permite que famílias e empresas instalem livremente a

quantidade de painéis solares que desejarem, independentemente da adequação ao seu perfil de consumo.

Sendo assim, para justificar o propósito deste estudo, os valores de geração foram estipulados para serem ligeiramente acima dos valores de consumo, permitindo que haja excedente de energia elétrica entre os prossumidores e favoreça as realizações de transações P2P entre os usuários da rede.

3.1.1 Descrição dos Consumidores e Prossumidores

Os consumidores não possuem geração própria, portanto, não possuem bateria de armazenamento. Como o nome diz, eles apenas consomem energia e podem adquiri-la de comercializadoras de energia ou do mercado local. Ao adquirir energia do mercado local, os consumidores definem o preço que estão dispostos a pagar pela energia gerada pelos prossumidores.

Os prossumidores, além de consumidores, também são produtores de energia e podem vender seu excedente energético a outros consumidores, ou até mesmo para outros prossumidores. Sendo assim, eles podem ter baterias de armazenamento para otimizar essas vendas de energia e aumentar seus lucros. Da mesma forma que os consumidores definem o preço que gostariam de pagar pela compra da energia, os prossumidores definem o preço que estão dispostos a vender. Neste trabalho, o preço de transação é a média destes valores (1).

$$\text{Preço de Troca} = \frac{Ps + Pb}{2} \quad (1)$$

Em que:

Ps - Preço de venda dos prossumidores;

Pb - Preço de compra dos consumidores.

3.1.2 Exemplo de Código

Na modelagem dos usuários, pode-se escolher entre consumidor ou prossumidor ao alterar os parâmetros desejados. No código há dezesseis usuários, conforme mostrado na Figura 18. Caso seja um prossumidor, tem-se: a identificação do prossumidor, a energia consumida, o preço de venda da energia, a energia produzida e a características da bateria. Caso seja um consumidor, tem-se: identificação do consumidor, energia consumida e preço de compra.

```

return [
  Prosumer(1, 3.6, 0.10, production=6, battery_capacity=6.6, charge_rate=2, discharge_rate=2),
  Consumer(2, 5, 0.10),
  Consumer(3, 7, 0.10),
  Consumer(4, 8, 0.13),
  Prosumer(5, 10, 0.11, production=15, battery_capacity=8.0, charge_rate=2, discharge_rate=2),
  Consumer(6, 4, 0.12),
  Consumer(7, 7, 0.10),
  Consumer(8, 5, 0.11),
  Prosumer(9, 10, 0.12, production=14, battery_capacity=5.5, charge_rate=1.5, discharge_rate=1.5),
  Consumer(10, 4, 0.10),
  Consumer(11, 5, 0.11),
  Consumer(12, 6, 0.12),
  Prosumer(13, 3.6, 0.10, production=8, battery_capacity=4.4, charge_rate=1.5, discharge_rate=1.5),
  Consumer(14, 8, 0.11),
  Consumer(15, 7, 0.10),
  Consumer(16, 11, 0.12),
]

```

Figura 18 - Código dos usuários.

3.2 Modelagem dos Mercados P2P

Conforme apresentado na seção 2.4, serão utilizados três modelos de mercado para as simulações deste estudo de caso. A seguir, estão enumeradas as principais características e diferenças entre eles:

1. Modelo P2P Completo

- **Características:** Prosumidores e consumidores negociam diretamente entre si, sem a necessidade de um intermediário e todos os participantes têm autonomia para comprar e vender energia com base em suas preferências.
- **Diferença:** Maior liberdade e controle dos agentes, contudo, há desafios em termos de escalabilidade e coordenação entre muitos participantes.

2. Modelo P2P Comunitário

- **Características:** Introduce um gestor comunitário, que atua como intermediário nas transações de energia dentro da comunidade e coordena as trocas para otimizar o uso da energia e garantir uma distribuição mais equilibrada.
- **Diferença:** Maior controle e previsibilidade nos fluxos de energia, porém com menor autonomia para os prosumidores, que dependem das decisões do gestor.

3. Modelo P2P Híbrido

- **Características:** Combina elementos dos dois modelos anteriores, então os prosumidores podem negociar diretamente entre si, mas também podem contar com o apoio de um gestor comunitário para otimizar as transações.

- **Diferença:** Equilíbrio entre flexibilidade e controle centralizado, permitindo que as transações ocorram tanto internamente nas comunidades, quanto externamente.

3.2.1 Modelagem do Modelo P2P Completo

Para este modelo, foi criada uma função que simula a negociação de energia entre usuários de uma comunidade, identificando vendedores (prossumidores com energia excedente) e compradores (usuários com déficit de energia), ordenando-os por preço. Ela calcula a demanda e oferta da comunidade e ajusta os preços dinâmicos dos prossumidores com base na demanda total e parâmetros de simulação.

Em um *loop*, a função realiza negociações entre vendedores e compradores, enquanto houver participantes e a demanda comunitária não ultrapassar um limite pré-definido. Durante cada negociação, a função decide se a energia deve ser negociada diretamente entre usuários ou comprada/vendida para a rede, atualizando a demanda e oferta conforme necessário. Ao final, retorna a lista de negociações realizadas. A Figura 19 a seguir ilustra o fluxograma da modelagem do mercado P2P completo.



Figura 19 - Fluxograma do algoritmo do mercado P2P completo.

A função do modelo P2P completo, referente a troca de energia, é composta por quatro etapas:

1. Classificação de vendedores e compradores:

Primeiramente, se identifica e classifica os vendedores que tem energia excedente e os compradores que precisam de energia, em ordem crescente e decrescente, respectivamente.

$$S = \{u \in U : Eu > 0\}, \text{ ordenados por } Pu \text{ em ordem crescente} \quad (2)$$

$$B = \{u \in U : Eu < 0\}, \text{ ordenados por } Pu \text{ em ordem decrescente} \quad (3)$$

Em que:

S – Representa o conjunto de vendedores com energia líquida positiva;

B – Representa o conjunto de compradores com energia líquida negativa;

U – Representa o conjunto de todos os usuários de energia;

Eu - Energia líquida do usuário u (positiva para prosumidores e negativa para consumidores);

Pu - Preço de energia do usuário u .

2. Cálculo da demanda e oferta comunitária:

Depois, é calculada a quantidade total de energia necessária pelos compradores na comunidade e a quantidade total de energia disponível para venda pelos vendedores na comunidade.

$$\text{Demanda da Comunidade} = \sum_{u \in U, Eu < 0, |Eu|} \quad (4)$$

$$\text{Fornecimento da Comunidade} = \sum_{u \in U, Eu > 0, Eu} \quad (5)$$

3. Atualização de preços dinâmicos:

Para cada consumidor $u \in S$, atualiza-se Pu com base em uma função dinâmica dependente de Demanda Total (6), hora da simulação e outros parâmetros.

$$\text{Demanda Total} = \sum_{u \in U, Eu < 0} |Eu|, t \quad (6)$$

Em que:

t – Hora atual da simulação.

4. Negociação P2P:

Enquanto houver vendedores ($u \in S$), compradores ($b \in B$) e a demanda não ultrapassar o limite especificado, determina-se a quantidade de energia a ser negociada (7) e calcula-se o preço médio da transação, dado pela equação (1).

$$\text{Quantidade de Troca} = \min(E_s, |E_b|) \quad (7)$$

Em que:

E_s – Energia dos vendedores;

E_b – Energia dos compradores.

3.2.2 Modelagem do Modelo P2P Comunitário

Esta função simula a negociação de energia dentro de uma comunidade com um gestor comunitário, que auxilia na otimização do uso da energia. Ela identifica os vendedores e compradores na comunidade, baseando-se no saldo de energia (positiva para vendedores e negativa para compradores) e ordenando-os pelos preços. Se houver excesso de energia na comunidade, o código prioriza o carregamento de baterias dos usuários que ainda têm capacidade de armazenamento, respeitando os limites de taxa de carga e capacidade da bateria.

Qualquer excesso de energia restante é vendido à rede, dividido igualmente entre os usuários. A negociação P2P ocorre depois, onde energia é trocada entre vendedores e compradores até que todos tenham negociado sua energia ou não haja mais demanda. As transações são registradas e a função retorna uma lista com as negociações realizadas. Para ilustrar o exposto, a Figura 20 ilustra o fluxograma do mercado P2P comunitário.

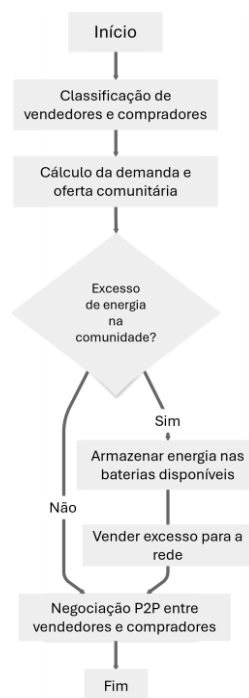


Figura 20 - Fluxograma do algoritmo do mercado P2P comunitário.

A função do modelo P2P comunitário utiliza as duas primeiras etapas do mercado P2P completo. Depois destas duas etapas, o gestor comunitário faz a gestão do excesso de energia, verificando se o Fornecimento Comunidade (5) é positivo. Além disso, cada usuário que tenha os níveis de bateria menores do que a capacidade da bateria, armazenará energia, conforme equação (8). Em seguida, os níveis da bateria são atualizados e é reduzido o excesso remanescente. Só então, após todas estas etapas, ocorre a negociação P2P de energia.

$$Quantidade\ Armazenada = \min(Excesso, Capacidade - Nível, Recarga) \quad (8)$$

3.2.3 Modelagem do Modelo P2P Híbrido

Este modelo implementa dois modos de negociação de energia P2P dentro de uma comunidade: um para a negociação exclusiva dentro das comunidades e outro para uma negociação híbrida que envolve tanto as comunidades quanto a rede principal.

Para alcançar isto, o código implementa duas funções para negociação de energia P2P: a primeira função, facilita a negociação de energia entre usuários dentro de uma única comunidade, onde prossumidores e consumidores negociam diretamente com base em suas necessidades e preços de energia, ajustando também preços dinâmicos antes da negociação.

A segunda, expande essa lógica para um modelo híbrido, permitindo a negociação tanto dentro de comunidades individuais, quanto entre comunidades e a rede elétrica. Nesse modelo, a função primeiro equilibra a oferta e demanda dentro de cada comunidade e, em seguida, realiza negociações no nível superior entre comunidades e a rede, garantindo uma otimização abrangente do uso de energia. A Figura 21 ilustra o fluxograma do mercado P2P híbrido.

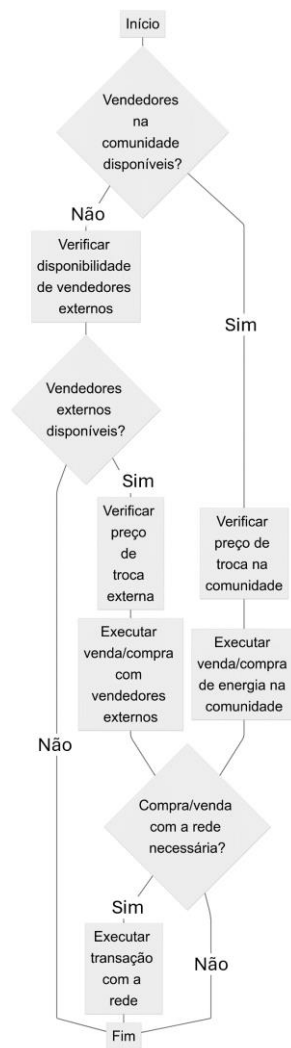


Figura 21 - Fluxograma do algoritmo do mercado P2P híbrido.

A primeira função do modelo P2P híbrido é a mesma do mercado P2P completo. A segunda, implementa a função de negociação entre comunidades e rede, portanto, para cada comunidade $Uc \in C$, faz-se o equilíbrio da energia interna (9). Se o valor do equilíbrio da energia interna for positivo, vende-se o excesso à rede, se for negativo, compra-se o déficit da rede.

$$\sum_{u \in Uc} Eu = 0 \quad (9)$$

3.3 Cenários de Simulação

Esta subsecção detalhará os cenários utilizados no estudo deste trabalho, explicando de forma geral seu funcionamento. Após, esses cenários serão replicados para cada modelo de mercado apresentado anteriormente, realizando doze simulações no total. A Tabela 3, sumariza os cenários e os objetivos.

Tabela 3 - Lista de cenários e objetivos.

Cenários	Objetivos
Cenário 1 – Um Prossumidor Com Bateria por Comunidade	Avaliar o impacto da presença de um único prossumidor com sistema de armazenamento de energia na comunidade.
Cenário 2 – Dois Prossumidores Com Bateria por Comunidade	Comparar os efeitos da adição de um segundo prossumidor com bateria, analisando como o aumento de capacidade de armazenamento altera as trocas de energia, os custos e a dependência da rede.
Cenário 3 – Três Prossumidores Com Bateria por Comunidade	Estudar os benefícios adicionais gerados por um terceiro prossumidor com bateria.
Cenário 4 – Quatro Prossumidores Com Bateria por Comunidade	Avaliar o máximo de integração de prossumidores com baterias, diminuindo a dependência da rede externa.

3.3.1 Cenário 1 – Um Prossumidor Com Bateria Por Comunidade

Para o primeiro cenário, demonstrado na Figura 22, foi considerado que em cada uma das quatro comunidades existe um prossumidor equipado com bateria de armazenamento de energia e painéis solares para geração de energia, identificados pelos usuários 1, 5, 9 e 13, em cada uma delas. Com isto, eles podem utilizar o excedente de geração para consumo próprio ou para venda a outros membros da comunidade, que não possuem sistemas de geração. Esses membros são consumidores que dependem totalmente da energia adquirida do mercado local ou dos prossumidores.

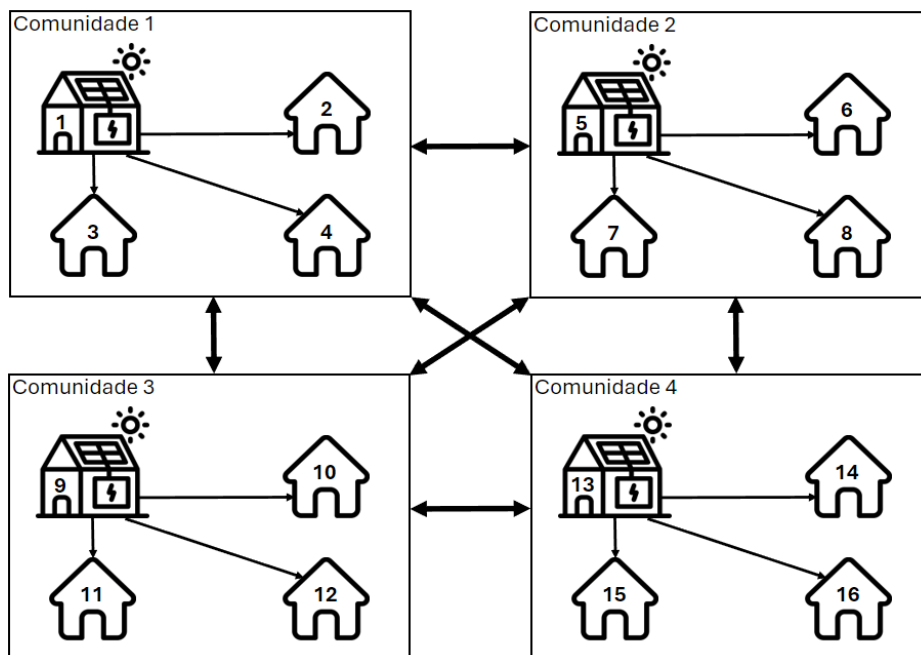


Figura 22 – Ilustração do cenário 1.

3.3.2 Cenário 2 – Dois Prossumidores Com Bateria por Comunidade

Para o segundo cenário, conforme ilustrado na Figura 23, foi considerado que em cada uma das quatro comunidades existem dois prossumidores equipados com baterias de armazenamento de energia e painéis solares, representados pelos usuários 1 e 2 na Comunidade 1, 5 e 6 na Comunidade 2, 9 e 10 na Comunidade 3, e 13 e 14 na Comunidade 4.

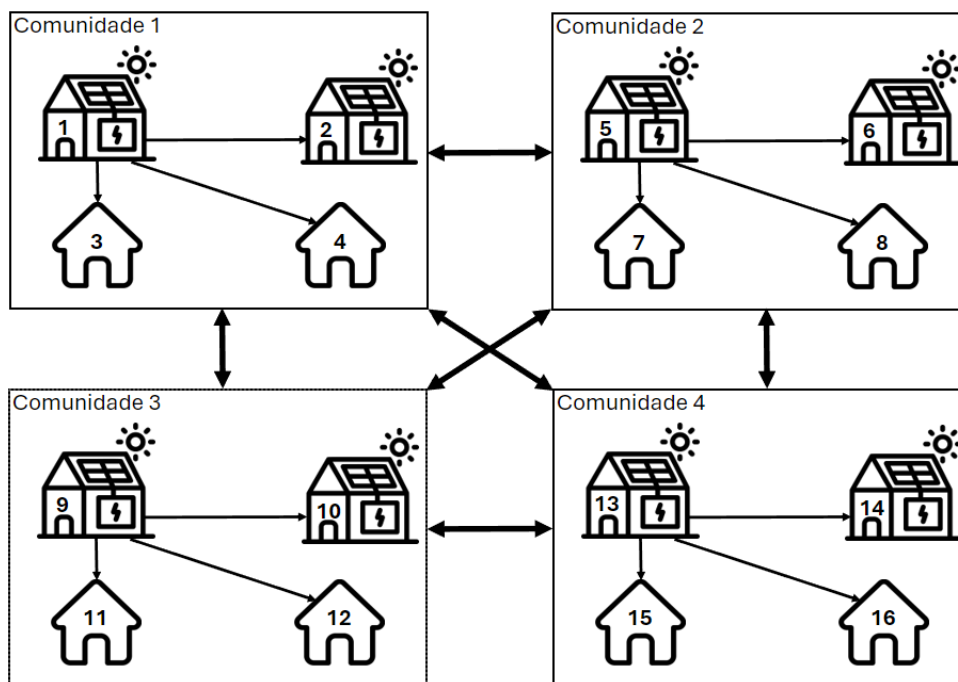


Figura 23 - Ilustração do cenário 2.

3.3.3 Cenário 3 – Três Prossumidores Com Bateria Por Comunidade

No terceiro cenário, ilustrado na Figura 24, cada comunidade conta com três prossumidores equipados com baterias de armazenamento de energia e painéis solares. Eles são representados pelos usuários 1, 2 e 3 na Comunidade 1, 5, 6 e 7 na Comunidade 2, 9, 10 e 11 na Comunidade 3, e 13, 14 e 15 na Comunidade 4.

Os consumidores restantes, representados pelos usuários 4, 8, 12 e 16, dependem da energia proveniente dos prossumidores locais para atender suas demandas, podendo também recorrer ao mercado local em caso de insuficiência de oferta.

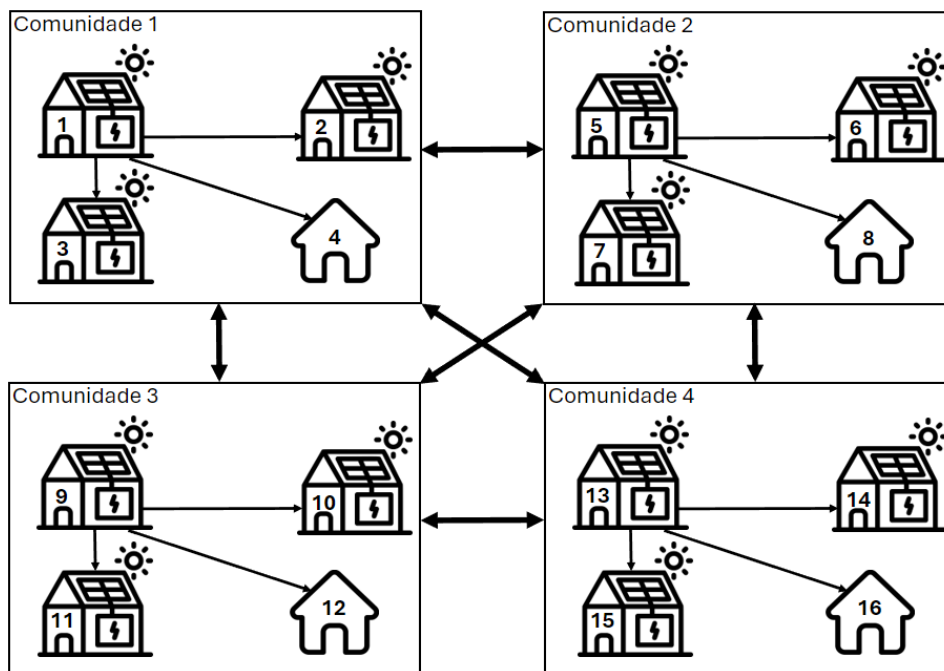


Figura 24 - Ilustração do cenário 3.

3.3.4 Cenário 4 – Quatro Prossumidores Com Bateria Por Comunidade

No quarto cenário, conforme ilustrado na Figura 25, cada comunidade é composta exclusivamente por prossumidores, ou seja, todos os quatro membros de cada comunidade possuem sistemas de geração de energia com painéis solares e baterias de armazenamento.

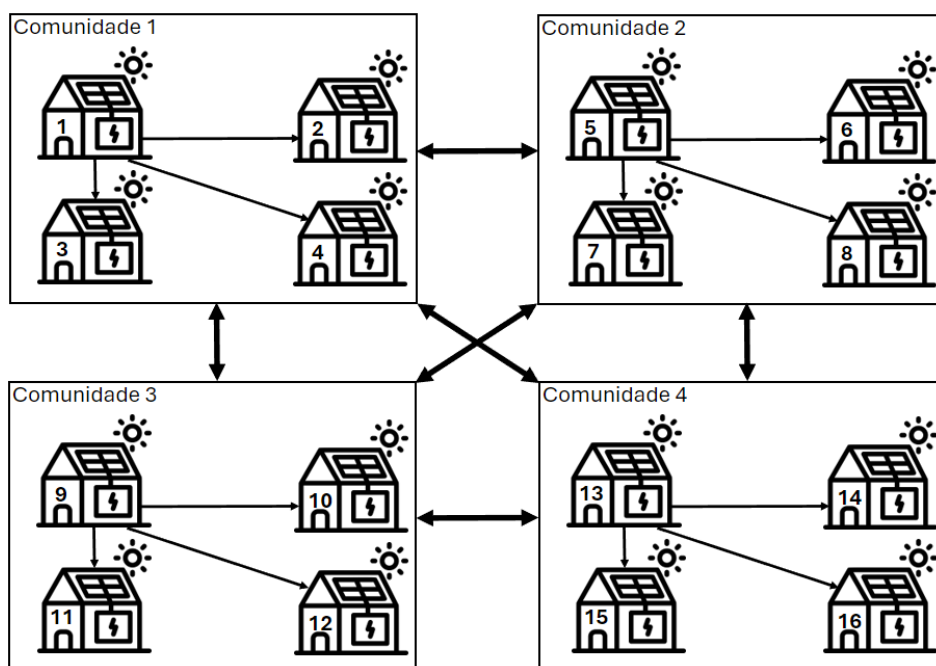


Figura 25 - Ilustração do cenário 4.

3.4 Implementação da Simulação

Para implementar a simulação, destacam-se alguns pontos importantes, como os parâmetros utilizados para cada cenário, os indicadores de desempenho para avaliar os resultados e as limitações desta implementação.

3.4.1 Parâmetros de Simulação

Conforme apresentado no exemplo de código da subsecção 3.1.2, a variação dos parâmetros dos prossumidores, utilizados para a simulação, estão sintetizados na Tabela 4.

Tabela 4 - Parâmetros de simulação dos integrantes das comunidades.

ID	Consumo (kWh)	Preço de Compra/ Venda (€/kWh)	Geração (kWh)	Capacidade da Bateria (kWh)
1	3,6	0,10	6	6,6
2	5	0,10	9	4,4
3	7	0,10	10	6,6
4	8	0,13	12	8
5	10	0,11	15	8
6	4	0,12	8	6,6
7	7	0,10	11	7,7
8	5	0,11	8	3,3
9	10	0,12	14	5,5
10	4	0,10	9	4,4
11	5	0,11	10	6,6
12	6	0,12	9	4,4
13	3,6	0,10	8	4,4
14	8	0,11	12	8
15	7	0,10	12	6,6
16	11	0,12	15	4,4

3.4.2 Indicadores de Desempenho

Para avaliar a eficiência econômica, o custo e o retorno financeiro do sistema de energia simulado, ao considerar tanto as transações entre usuários quanto a interação com a rede elétrica, foram utilizados os indicadores:

1. **Receita Total de Transações:** Valores monetários obtidos a partir das transações de energia realizadas (equação 10), que ajudam a avaliar a eficiência econômica das transações de energia entre os usuários.

$$Receita\ Total\ de\ Transações = \sum (Quantidade \times Preço\ da\ Transação) \quad (10)$$

2. **Custo Total da Rede:** Calcula o custo total da energia comprada da rede elétrica (equação 11), importante para avaliar quanto os usuários estão gastando em energia comprada da rede, fora do escopo de transações P2P.

$$Custo\ Total\ da\ Rede = \sum_{(t \in u)} (Quantidade\ Rede \times Preço\ da\ Rede) \quad (11)$$

3. **Consumo da Rede por Consumidor:** Avalia a quantidade de energia consumida da rede elétrica por cada usuário (equação 12), descontando as transações P2P, sendo útil para entender o quanto cada consumidor depende da energia da rede.

$$Consumo\ da\ Rede\ (u) = \sum (Quantidade\ Rede\ (u)) - \sum (Trocas\ P2P) \quad (12)$$

4. **Energia Líquida:** Diferença entre a produção de energia e o consumo de energia de um usuário ou de uma comunidade (equação 13), importante para avaliar a autonomia energética e a eficiência do sistema de armazenamento e distribuição de energia.

$$Energia\ Líquida = P - C \quad (13)$$

Em que:

P – Produção de energia;

C – Consumo de energia.

5. **Capacidade das Baterias:** Quantidade máxima de energia que uma bateria pode armazenar, respeitando as taxas de carga e descarga. Utiliza-se a equação 14 para o gerenciamento da energia armazenada nas baterias.

$$Energia\ Armazenada = \min(\max(0, P - C), Quantidade\ Disponível, Taxa\ Carga) \quad (14)$$

3.5 Considerações Sobre a Metodologia

Este capítulo descreveu a metodologia usada para comparar modelos de mercado P2P e avaliar a influência das baterias de armazenamento neles. Inicialmente, a modelagem de consumidores e prossumidores foi apresentada, incluindo a definição dos perfis de consumo e geração de energia, bem como os critérios regulatórios que influenciam a instalação de UPAC. A modelagem de mercados P2P foi abordada de três maneiras: o Modelo P2P Completo, o Modelo P2P Comunitário e o Modelo P2P Híbrido. Cada modelo foi abrangente em termos de operação e negociação de energia, incluindo fluxogramas para ajudar a compreender os processos envolvidos.

O trabalho se limita a quatro comunidades, sem levar em consideração problemas relacionados ao aumento exacerbado da potência na rede ou problemas de tensão, como flutuação de tensão e até mesmo sobretensão. Além disso, para fins acadêmicos e de simulação, condições favoráveis foram impostas para visualizar as trocas de energia acontecendo ao longo do dia, portanto, deve-se ter cautela ao aplicar os resultados obtidos em situações reais.

Os cenários simulados foram determinados pelo número de prossumidores por comunidade, que variou de um a quatro, e tinham o objetivo de investigar como números variados de prossumidores e baterias afetam o desempenho dos modelos P2P. A abordagem para realizar a simulação foi descrita, incluindo os parâmetros utilizados, medidas de desempenho e limites de pesquisa. A próxima etapa do estudo envolverá a análise dos dados obtidos a partir das simulações.

4 Implementação e Resultados

Este capítulo aborda a implementação e os resultados da inserção de baterias e geração PV em modelos de mercado P2P completo, híbrido e comunitário. Como foi visto no capítulo anterior, o estudo foi realizado em quatro comunidades, cada uma composta por quatro integrantes, começando com um único prosumidor por comunidade e aumentando progressivamente um prosumidor por cenário, totalizando quatro cenários. Estes cenários, serão replicados para os modelos de mercado completo, comunitário e híbrido, conforme as simulações apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Lista de simulações executadas.

Simulações	Objetivos
Simulação 1 – Mercado P2P Completo	Simular um mercado onde todos os agentes podem negociar diretamente entre si, sem a necessidade de um intermediário.
Simulação 2 – Mercado P2P Comunitário	Simular o mercado onde um gestor comunitário organiza as trocas entre os agentes.
Simulação 3 – Mercado P2P Híbrido	Simular um mercado como a hibridização dos modelos anteriores atua.

A análise foca em avaliar o impacto da integração das baterias no desempenho destes mercados P2P, explorando aspectos econômicos (venda de energia, economia de custos, comparação com mercado varejista), eficiência energética (otimização do uso da energia, armazenamento em baterias), sustentabilidade do sistema ao armazenar energia e utilizar em horários de cheias e diferentes modelos de negócio.

4.1 Resultados das Simulações

Cada cenário foi submetido a uma simulação para cada modelo de mercado P2P, com a finalidade de avaliar o desempenho das comunidades com a integração de baterias, fornecendo uma análise dos aspectos citados na introdução deste capítulo. Esta subsecção apresenta uma

síntese dos principais achados, mostrando como a introdução das baterias afetou cada um desses aspectos nos diferentes cenários simulados. Os resultados são comparados para identificar padrões e tendências que possam guiar futuras implementações, a fim de otimizar sistemas de armazenamento em mercados P2P.

4.2 Mercado P2P Completo

Os resultados deste modelo de mercado para cada cenário são apresentados a seguir.

4.2.1 Cenário 1 – Um Prossumidor Por Comunidade

O primeiro cenário considera um prossumidor por comunidade, totalizando quatro prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P completo é mostrada na Figura 26, onde fica evidente o déficit líquido, ou seja, a diferença entre produção e consumo de energia é negativa. Sendo assim, não ocorrem trocas entre os integrantes, visto que toda energia produzida é instantaneamente consumida, não sendo viável para o prossumidor vender sua produção.

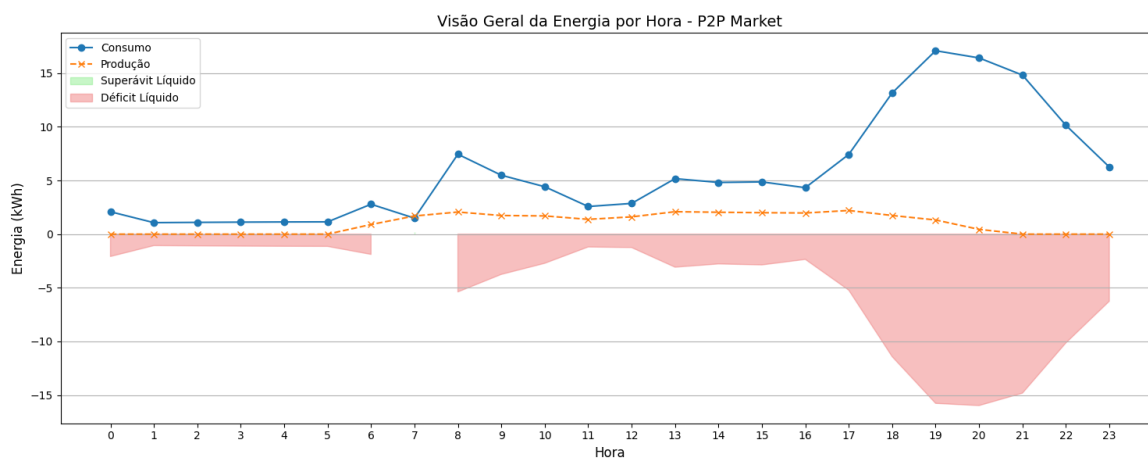


Figura 26 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo – Cenário 1.

A Tabela 6 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário, onde pode-se notar que apenas os prossumidores não consomem energia da rede, e todos os outros consumidores obtêm sua demanda da rede.

Tabela 6 - Energia consumida da rede no mercado P2P completo – Cenário 1.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
2	5
3	7
4	8

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
6	4
7	7
8	5
10	4
11	5
12	6
14	8
15	7
16	11
Consumo Total (kWh)	77
Custo da Rede (€/dia)	14,15

4.2.2 Cenário 2 – Dois Prossumidores Por Comunidade

O segundo cenário considera dois prossumidores por comunidade, totalizando oito prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P completo é mostrada na Figura 27, onde há superávit líquido, ou seja, a diferença entre produção e consumo de energia é positiva. Sendo assim, ocorrem trocas entre os integrantes e há a possibilidade dos prossumidores carregarem suas baterias para consumo posterior e caso ainda haja excedente, poderem vender energia.

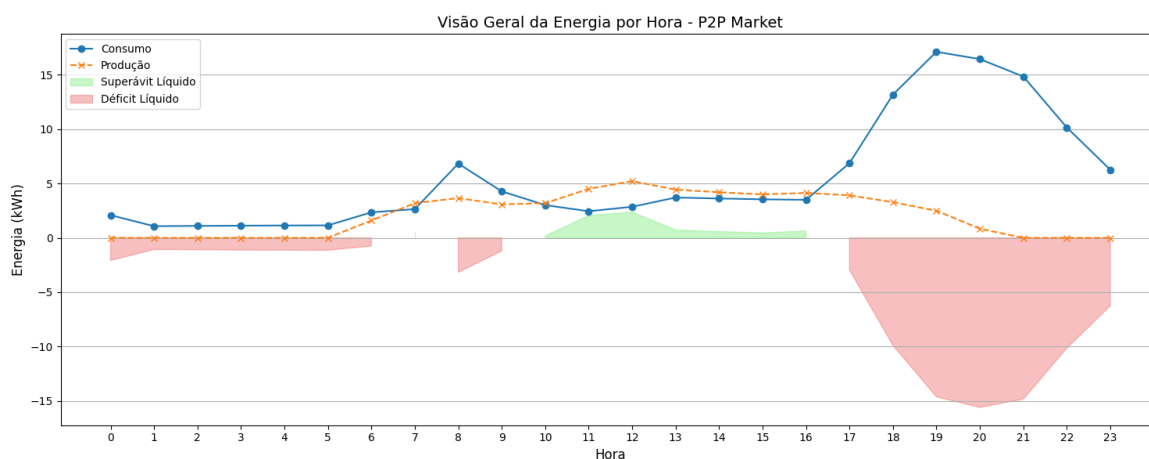


Figura 27 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo – Cenário 2.

A Tabela 7 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 7 - Energia consumida da rede no mercado P2P completo – Cenário 2.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
3	0,38
4	5,11
7	0,38

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
8	0,27
11	0,27
12	1,56
15	0,38
16	1,40
Consumo Total (kWh)	9,75
Custo da Rede (€/dia)	1,79

A Figura 28 indica os níveis de bateria ao longo do tempo. Pode-se perceber que apenas os prossumidores 5,6,9 e 14 conseguiram armazenar energia para uso posterior em horário de cheias, onde o consumo é maior. Apesar do consumidor 5 ter maior capacidade de armazenamento, apenas o consumidor 6 foi capaz de guardar energia para o dia seguinte. Isso se deve ao fato de ter sido mais benéfico ter armazenado energia ao invés de vendê-la, contrário ao consumidor 5, que preferiu vender todo seu excedente.

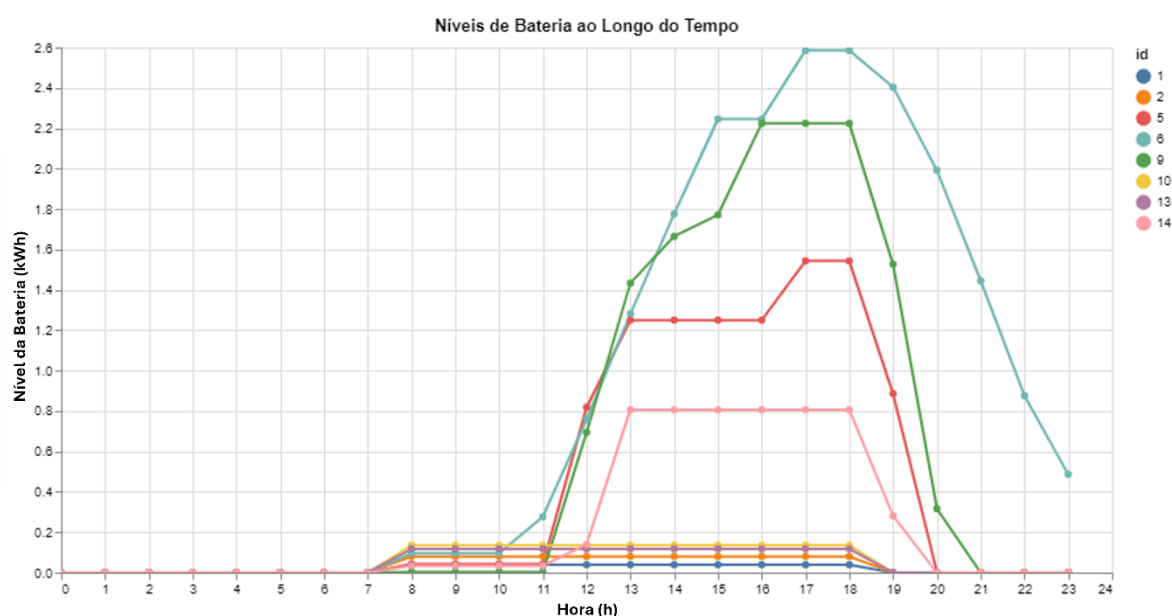


Figura 28 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P completo - Cenário 2.

A Figura 29 mostra os preços horários dos prossumidores. Nos períodos de vazio e fora de vazio, o preço fica abaixo dos preços praticados pelo varejista, sendo mais econômico comprar dos prossumidores vizinhos do que comprar da rede. No entanto, nos períodos de cheias, os valores máximos ficam acima do preço praticado pela comercializadora, não sendo recomendado comprar dos prossumidores, mas sim da rede.

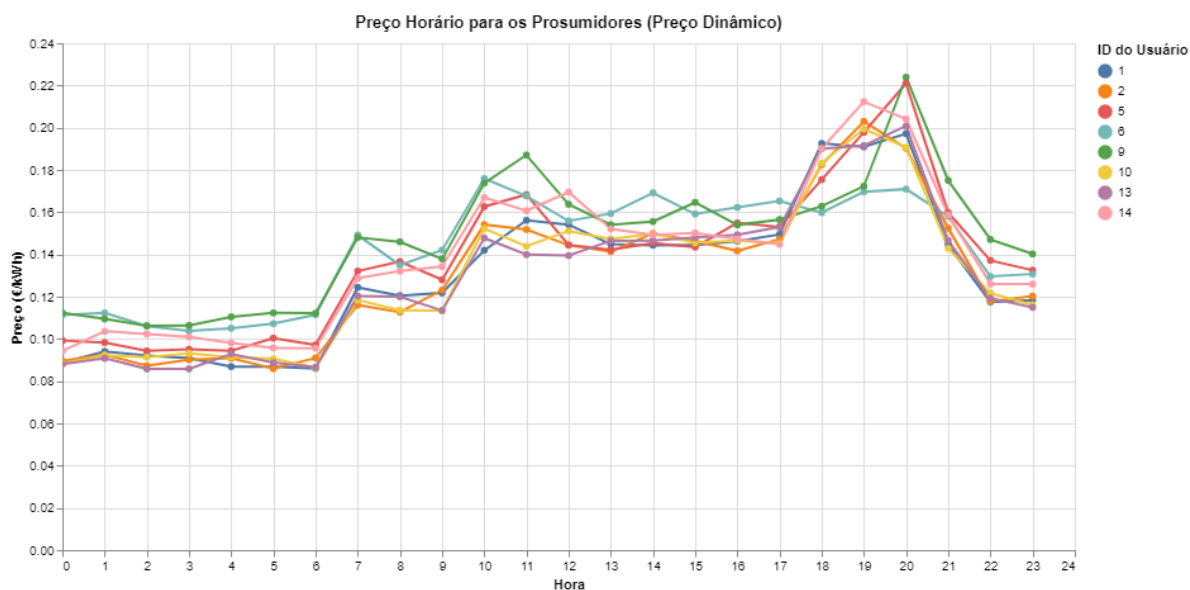


Figura 29 - Preço dinâmico dos prosumidores no mercado P2P completo - Cenário 2.

A Figura 30 apresenta as trocas de energia ao longo do tempo, mostrando a quantidade de energia e o preço por cada troca durante um dia de mercado. Ao todo, foram realizadas 127 trocas, onde o preço se manteve próximo dos 0,16 €/kWh e as quantidades por troca variaram de 0,3 kWh até aproximadamente 0,55 kWh.

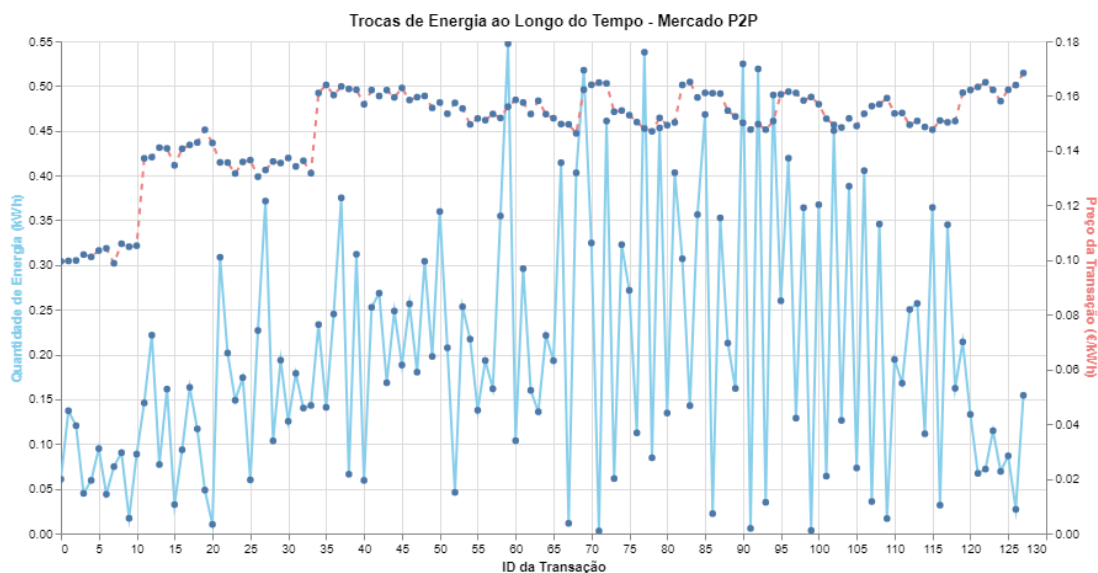


Figura 30 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P completo - Cenário 2.

Na Figura 31, têm-se os valores médios das trocas de energia por hora, onde é possível perceber a variação dos preços e quantidades comercializados. É possível perceber também, que às 7h da manhã não há trocas de energia, pelo fato de toda energia produzida pelos prosumidores ser consumida por eles mesmos, visto que não há pontos de preço e quantidade neste horário.

Ao verificar esse gráfico por um maior período, poderia ser possível identificar padrões e tendências dos preços.

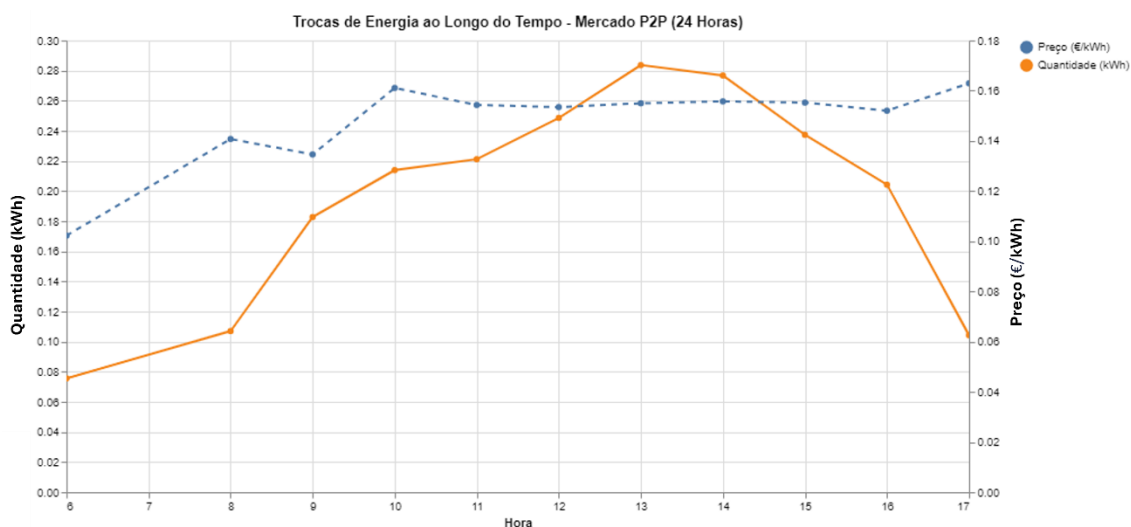


Figura 31 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P completo - Cenário 2.

A Figura 32 indica o volume de energia negociada por hora, onde novamente é possível verificar que não há trocas no período das 7h da manhã e é possível verificar que o período com maior volume negociado é o das 13h. As trocas ocorrem das 6h até as 17h, onde depois disso a energia excedente pode ter acabado, ou ter sido consumida pelos próprios prossumidores.

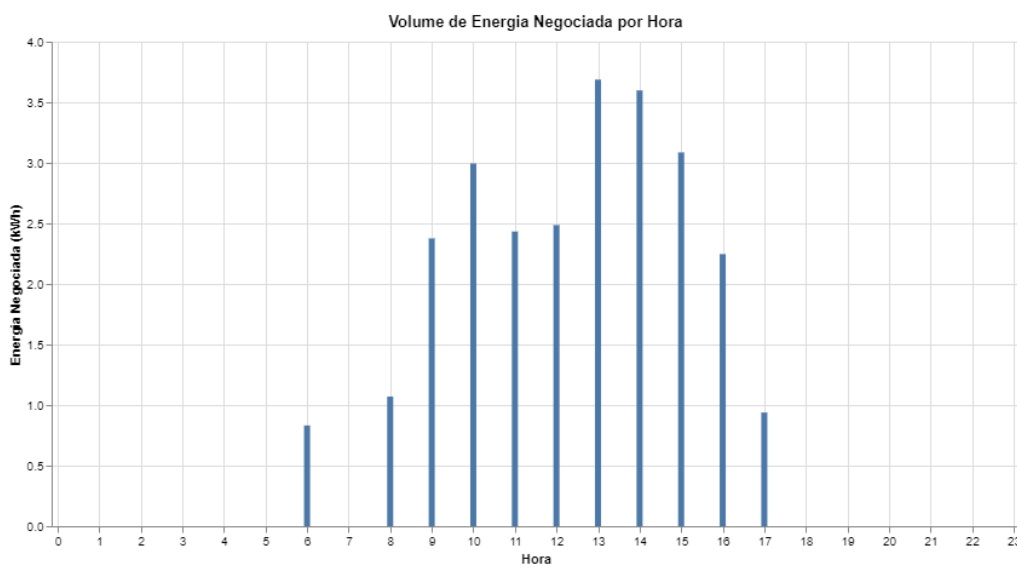


Figura 32 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P completo - Cenário 2.

4.2.3 Cenário 3 – Três Prossumidores Por Comunidade

O terceiro cenário considera três prossumidores por comunidade, totalizando doze prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P completo é mostrada na Figura 33, onde há superávit líquido, ou seja, a diferença entre produção e consumo de energia é positiva. Sendo assim, ocorrem trocas entre os integrantes e há a possibilidade dos prossumidores carregarem suas baterias para consumo posterior e caso ainda haja excedente, poderem vender energia.

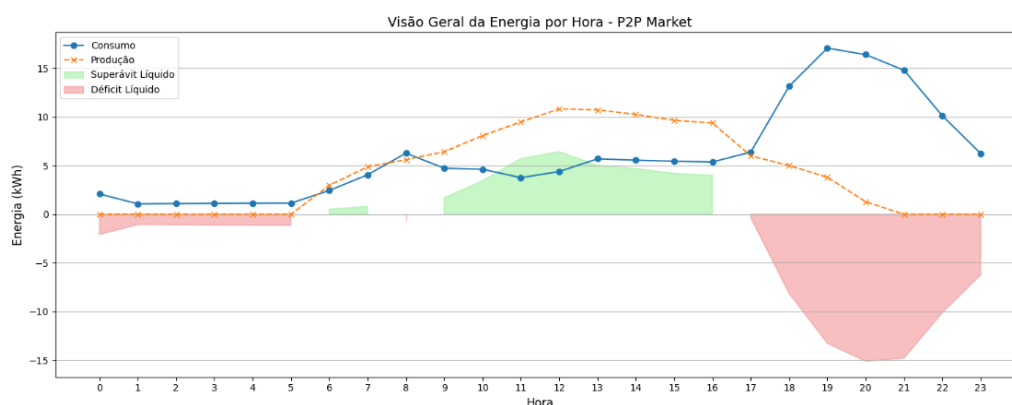


Figura 33 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo - Cenário 3.

A Tabela 8 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 8 - Energia consumida da rede no mercado P2P completo – Cenário 3.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
4	5,11
8	0,27
12	1,56
16	1,40
Consumo Total (kWh)	8,34
Custo da Rede (€/dia)	1,53

A Figura 34 indica os níveis de bateria ao longo do tempo. Nela, pode-se perceber que todas as baterias conseguiram armazenar energia para uso posterior, com maior taxa de recarga a partir das 9h, onde o superávit de produção se tornou mais intenso. Destas, apenas as baterias dos prossumidores 6, 10 e 11 mantiveram energia para o dia seguinte, contrário a todas as outras que foram consumidas no horário de cheias.

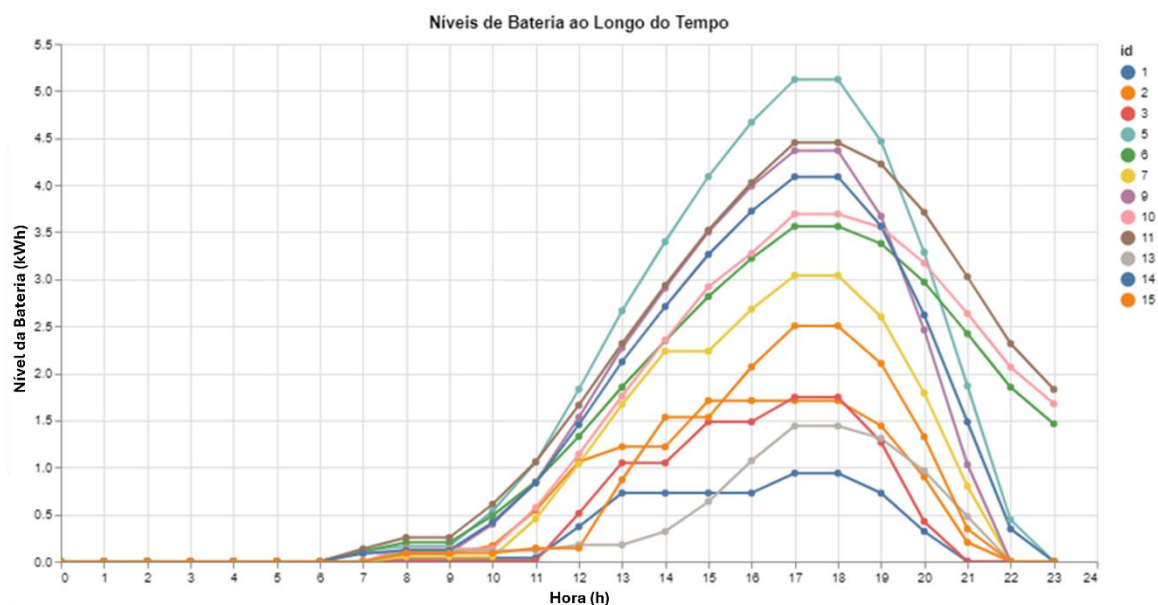


Figura 34 - Níveis de bateria ao longo do tempo do mercado P2P completo - Cenário 3.

A Figura 35 apresenta os preços praticados pelos prossumidores neste cenário. Em comparação com o cenário anterior, onde houve menos produção, aqui se tem preços mais competitivos do que os preços da comercializadora, devido a maior oferta por parte dos prossumidores.

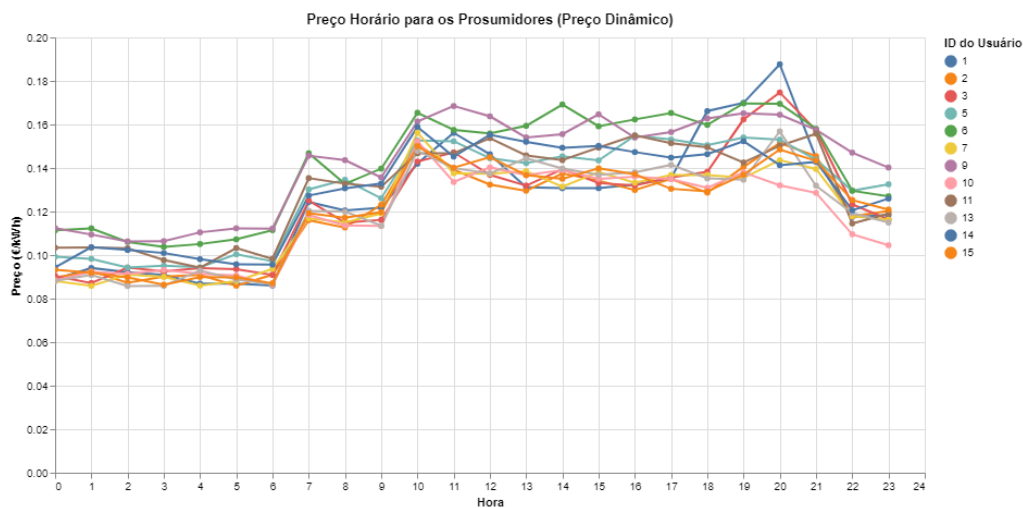


Figura 35 - Preço dinâmico dos prossumidores no mercado P2P completo - Cenário 3.

Para este cenário, é possível observar na Figura 36 que houve menos trocas que nos cenários anteriores, sendo realizadas 79 trocas. Isso ocorre porque os prossumidores além de consumirem toda sua produção, ainda conseguem armazenar energia, fazendo com que não seja necessário recorrer tanto ao mercado P2P. Já os consumidores, ao se depararem com preços mais competitivos, também podem usufruir deste excedente energético e satisfazerem seu consumo.

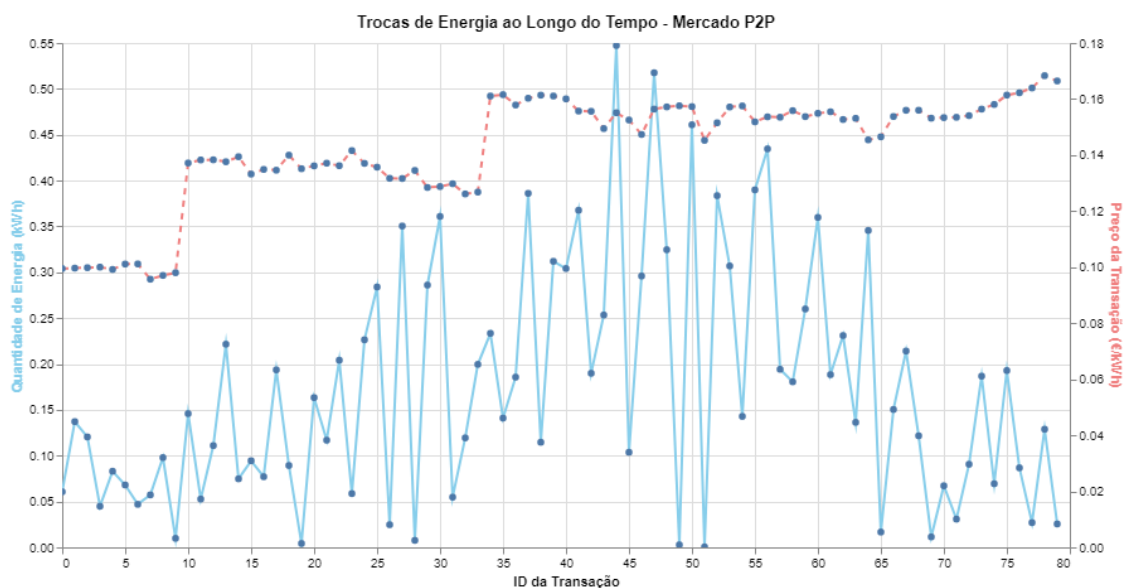


Figura 36 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P completo - Cenário 3.

A Figura 37 indica os valores médios das trocas realizadas ao longo do tempo. Assim como nos outros cenários, às 7h não há trocas realizadas no mercado P2P, devido ao fato de toda energia produzida ser imediatamente consumida, fazendo com que os consumidores recorram a comprar energia da rede. O preço médio se manteve abaixo do preço ofertado pela comercializadora, indicando que é mais vantajoso se manter no mercado P2P do que no mercado livre. As trocas param de acontecer às 17h, indicando que para os prossumidores é mais interessante consumir a energia das baterias, do que vendê-las para os consumidores, pois caso o fizessem, eles venderiam sua energia por 0,16 €/kWh e comprariam energia da rede por 0,1838 €/kWh.

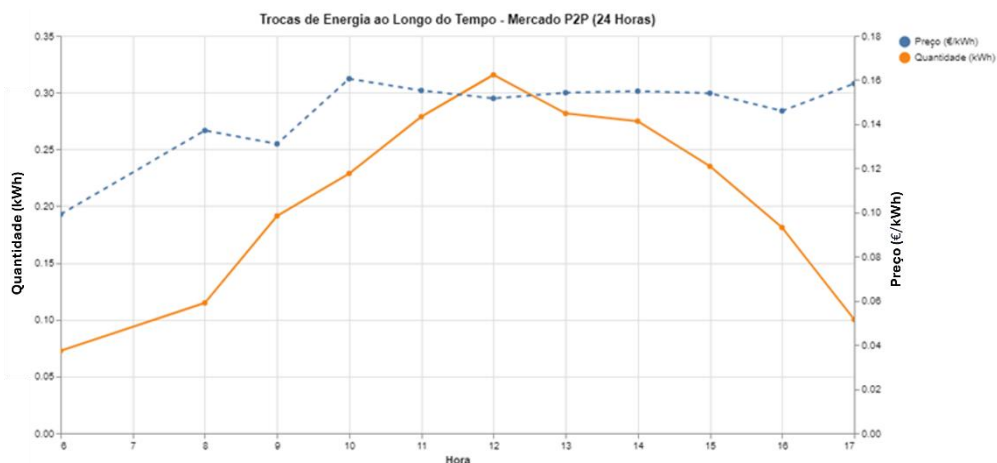


Figura 37 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P completo - Cenário 3.

A Figura 38 indica o volume de energia negociada por hora, onde novamente é possível verificar que não há trocas no período das 7h da manhã e é possível verificar que o período com maior volume negociado é o das 9h. As trocas ocorrem das 6h até as 17h, onde depois disso a

energia excedente é armazenada pelos prossumidores para seu consumo próprio, deixando de vender sua energia.

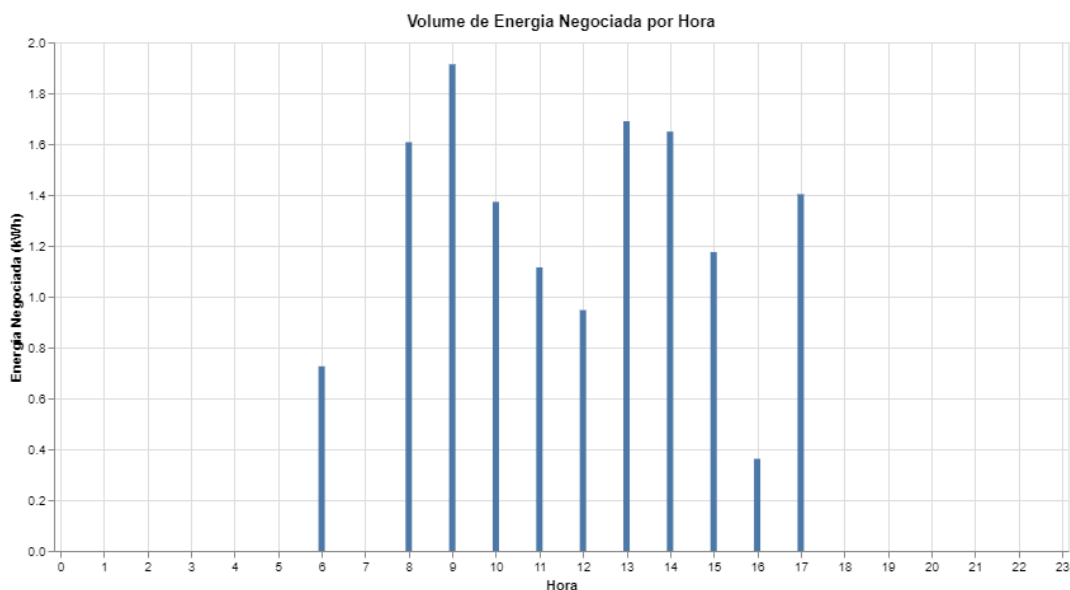


Figura 38 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P completo - Cenário 3.

4.2.4 Cenário 4 – Quatro Prossumidores Por Comunidade

O quarto cenário considera todos os integrantes das comunidades como sendo prossumidores, totalizando dezesseis prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P completo é mostrada na Figura 39, onde há superávit líquido total, ou seja, a produção é suficiente para suprir toda a demanda. Neste cenário, como todos integrantes conseguem atender sua demanda energética por conta própria, não precisam recorrer ao mercado P2P e por este motivo, não há trocas de energia.

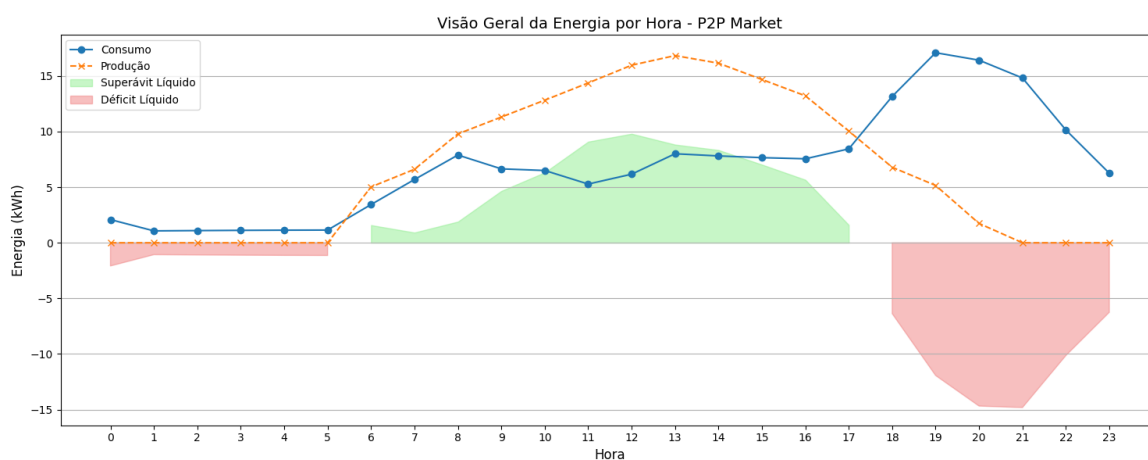


Figura 39 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P completo - Cenário 4.

A Figura 40 indica os níveis das baterias para o quarto cenário. Elas apresentam um notório padrão de uso, diferenciando-se pelas capacidades e taxas de carga e descarga. Ademais, apenas os prossumidores 3,4,6,9,12 e 14 não armazenaram energia para o dia seguinte, consumindo toda energia das baterias.

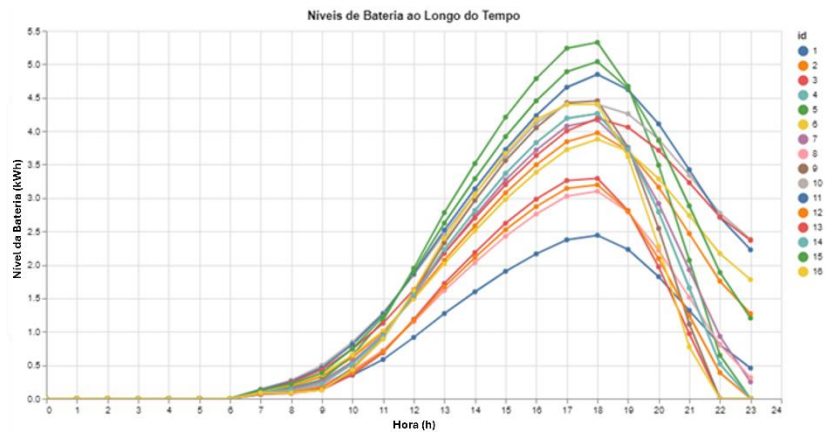


Figura 40 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P completo - Cenário 4.

4.3 Mercado P2P Comunitário

Os resultados deste modelo de mercado para cada cenário são apresentados a seguir.

4.3.1 Cenário 1 – Um Prossumidor Por Comunidade

O primeiro cenário considera um prossumidor por comunidade, totalizando quatro prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P comunitário é mostrada na Figura 41, onde fica evidente o déficit líquido, ou seja, a diferença entre produção e consumo de energia é negativa. Além disso, o gestor comunitário prioriza o uso conjunto da energia produzida, acompanhando o perfil de consumo da comunidade e quando não há mais geração, é utilizada a energia da rede elétrica. Desta forma, não ocorrem trocas entre os integrantes, visto que toda energia produzida é instantaneamente consumida pela comunidade.

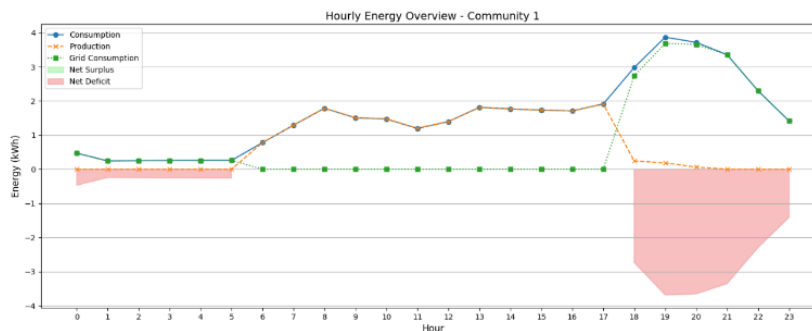


Figura 41 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 1.

A Tabela 9 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 9 - Energia consumida da rede no mercado P2P comunitário – Cenário 1.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
1	2,47
2	4,10
3	5,75
4	6,57
5	6,99
6	3,28
7	5,75
8	4,10
9	7,07
10	3,28
11	4,10
12	4,92
13	2,30
14	6,57
15	5,75
16	9,03
Consumo Total (kWh)	82,03
Custo da Rede (€/dia)	12,35

4.3.2 Cenário 2 – Dois Prosumidores Por Comunidade

O segundo cenário considera dois prosumidores por comunidade, totalizando oito prosumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P comunitário é mostrada na Figura 42, onde fica evidente o déficit líquido, ou seja, a diferença entre produção e consumo de energia é negativa. Da mesma forma que o cenário anterior, o gestor comunitário prioriza o uso conjunto da energia produzida, acompanhando o perfil de consumo da comunidade e quando não há mais geração, é utilizada a energia da rede elétrica. Desta forma, não ocorrem trocas entre os integrantes, visto que toda energia produzida é instantaneamente consumida pela comunidade.

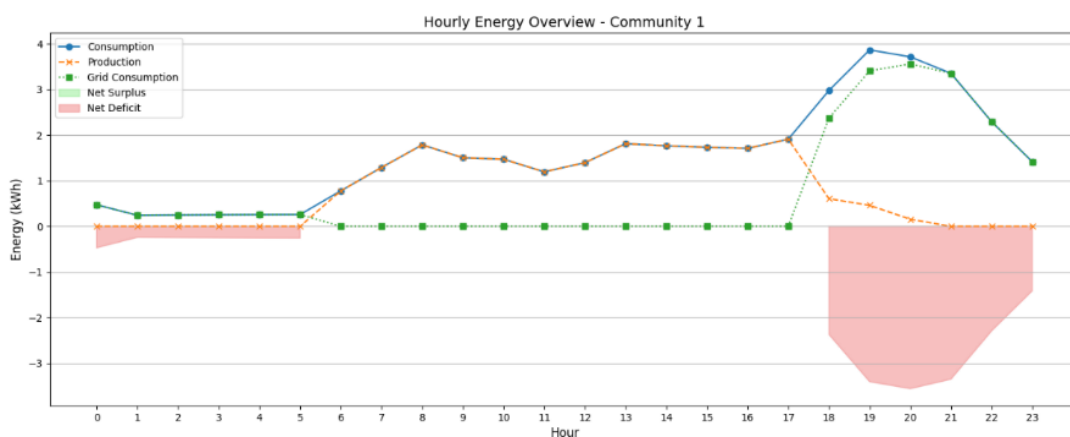


Figura 42 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 2.

A Tabela 10 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 10 - Energia consumida da rede no mercado P2P comunitário – Cenário 2.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
1	2,47
2	3,37
3	5,75
4	6,57
5	6,99
6	2,63
7	5,75
8	3,45
9	7,07
10	2,55
11	4,10
12	4,92
13	2,30
14	5,59
15	5,75
16	9,03
Consumo Total (kWh)	78,28
Custo da Rede (€/dia)	11,66

4.3.3 Cenário 3 – Três Prossumidores Por Comunidade

O terceiro cenário considera três prossumidores por comunidade, totalizando doze prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P comunitário é mostrada na Figura 43, onde há superávit líquido, ou seja, a diferença entre produção e consumo de energia é positiva. Sendo assim, ocorrem trocas entre os integrantes e há a

possibilidade dos prossumidores carregarem suas baterias para consumo posterior e caso ainda haja excedente, poderem vender energia.

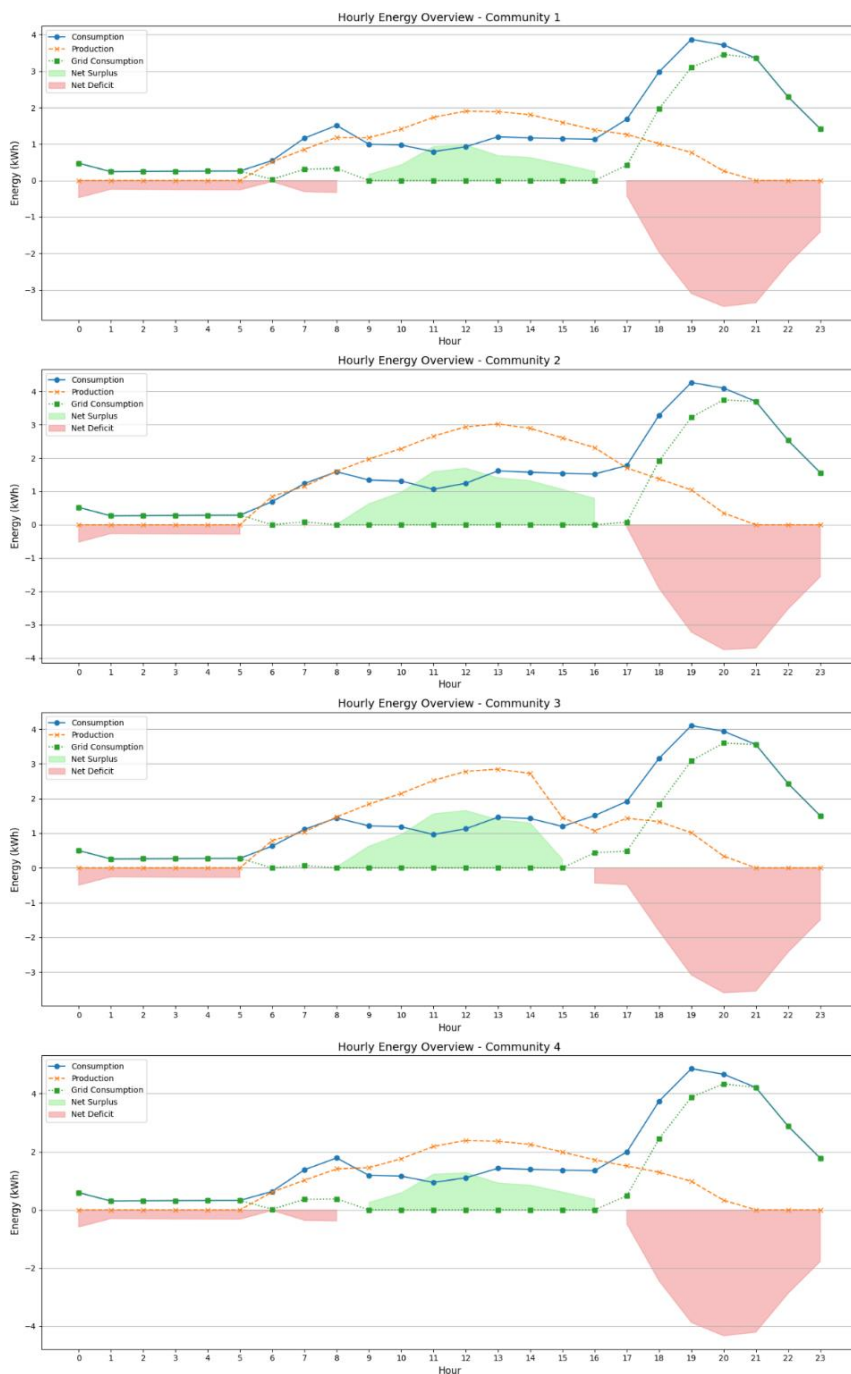


Figura 43 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 3.

A Tabela 11 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 11 - Energia consumida da rede no mercado P2P comunitário – Cenário 3.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
4	5,14
8	3,73
12	4,29
16	7,32
Consumo Total (kWh)	20,48
Custo da Rede (€/dia)	3,76

A Figura 44 indica os níveis de bateria ao longo do tempo. Nela, pode-se perceber que todas as baterias conseguiram armazenar energia para uso posterior, com maior taxa de recarga a partir das 9h, onde o superávit de produção se tornou mais intenso. Todos os prossumidores conseguiram utilizar as baterias no período de cheia, porém, apenas os prossumidores 3,7 e 9 não conseguiram armazenar energia para o dia seguinte.

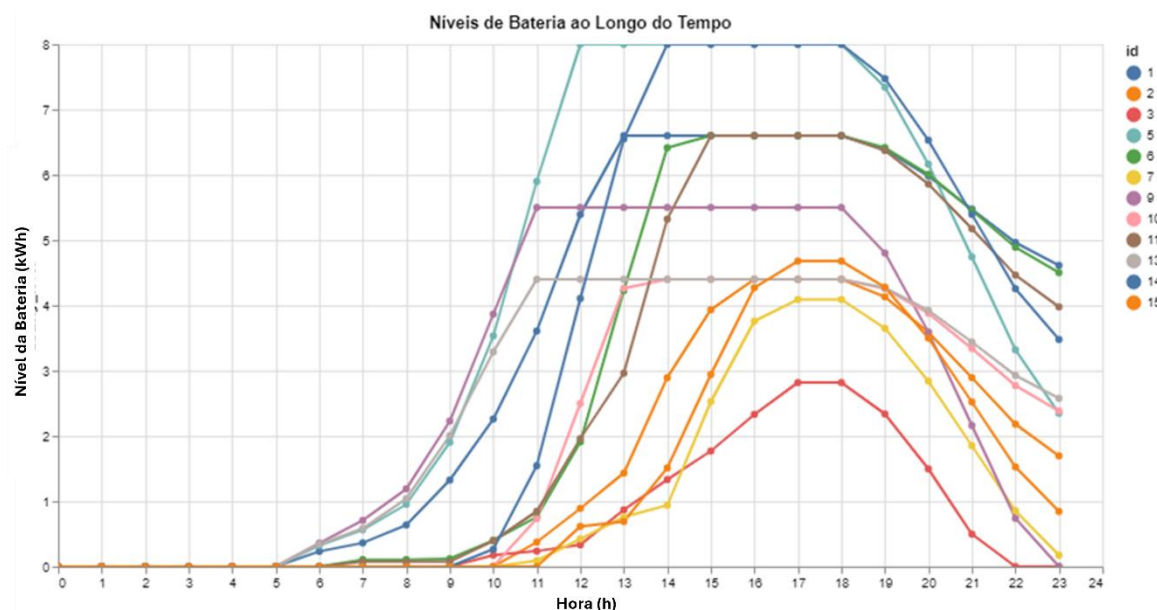


Figura 44 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P comunitário – Cenário 3.

A Figura 45 mostra os preços horários dos prossumidores. Com exceção prossumidores 6 e 9, no período das 12h até às 20h, o preço fica abaixo dos preços praticados pelo varejista, sendo mais econômico comprar dos prossumidores vizinhos do que comprar da rede, inclusive no período de cheia.

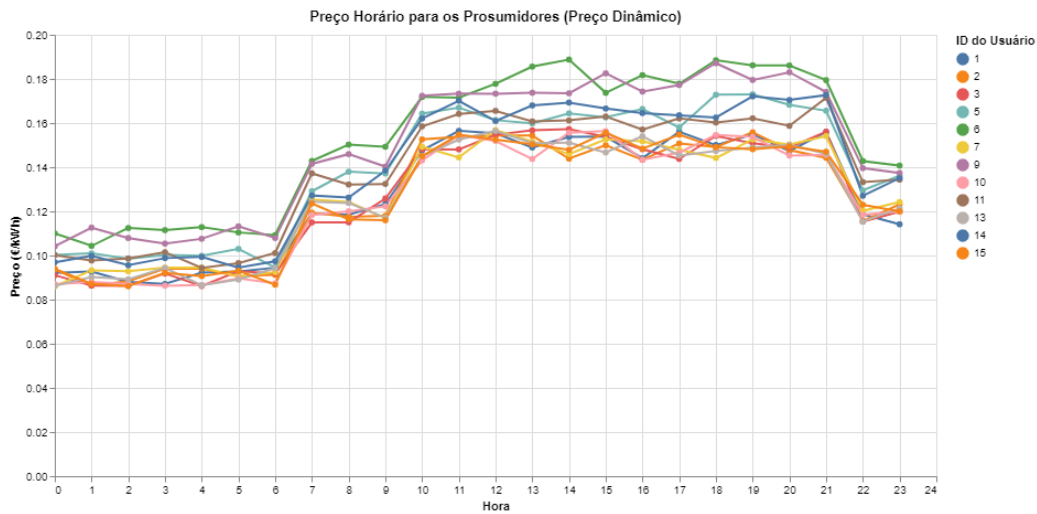


Figura 45 - Preço dinâmico dos prossumidores no mercado P2P comunitário - Cenário 3.

A Figura 46 apresenta as trocas de energia ao longo do tempo, mostrando a quantidade de energia e o preço por cada troca durante um dia de mercado. Ao todo, foram realizadas 100 trocas, onde o preço médio se manteve próximo dos 0,14 €/kWh e as quantidades por troca variaram de -0,08 kWh até aproximadamente 0,66 kWh. O valor negativo, que também ocorre no mercado grossista, se deve ao grande excesso na geração ao ultrapassar a demanda, onde o gestor comunitário incentivou o consumo de energia para balancear o sistema.

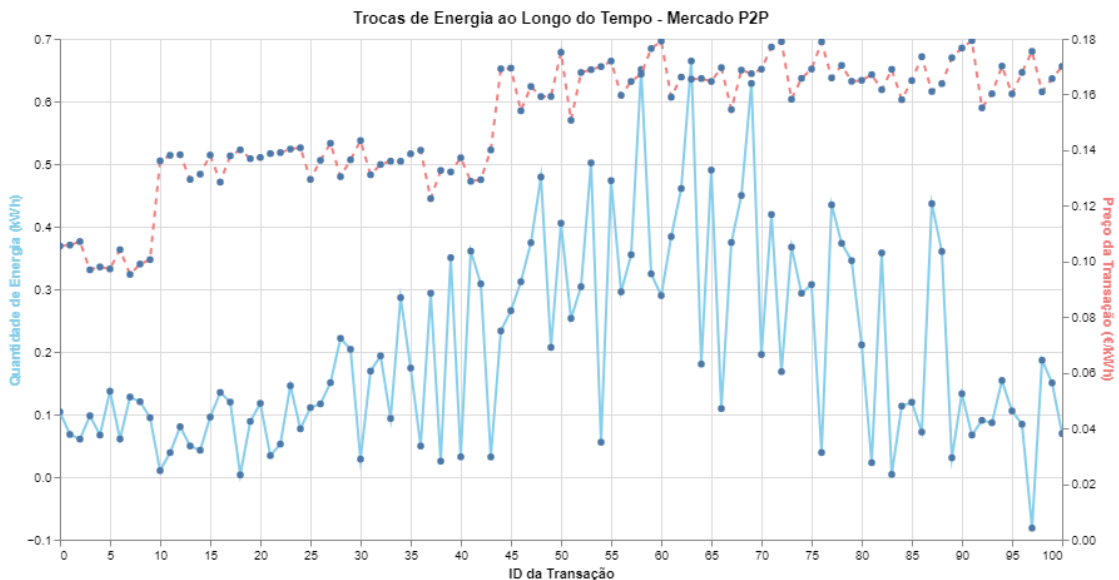


Figura 46 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P comunitário - Cenário 3.

A Figura 47 indica os valores médios das trocas realizadas ao longo do tempo. Para este cenário, ocorrem trocas às 7h da manhã, visto que o gestor comunitário prioriza as necessidades da comunidade e não apenas as preferências dos prossumidores. O preço médio se manteve abaixo do preço ofertado pela comercializadora, indicando que é mais vantajoso se manter no mercado P2P do que no mercado livre. As trocas param de acontecer às 17h, indicando que

para os prosumidores é mais interessante consumir a energia das baterias, do que vendê-las para os consumidores, pois caso o fizessem, eles venderiam sua energia por 0,16 €/kWh e comprariam energia da rede por 0,1838 €/kWh.

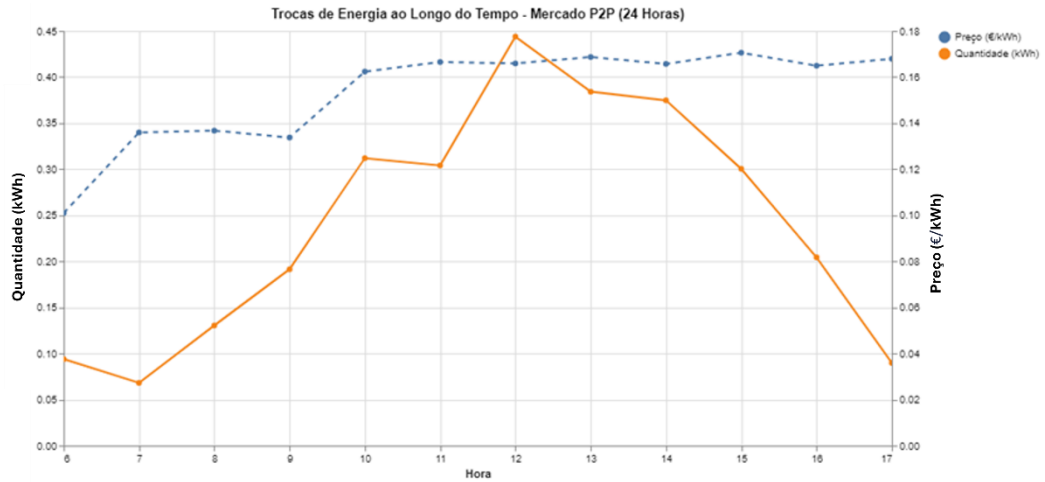


Figura 47 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P comunitário - Cenário 3.

A Figura 48 indica o volume de energia negociada por hora, onde novamente é possível verificar que o período com maior volume negociado é o das 15h. As trocas ocorrem das 6h até às 17h, onde depois disso a energia excedente é armazenada pelos prosumidores para seu consumo próprio, deixando de vender sua energia.

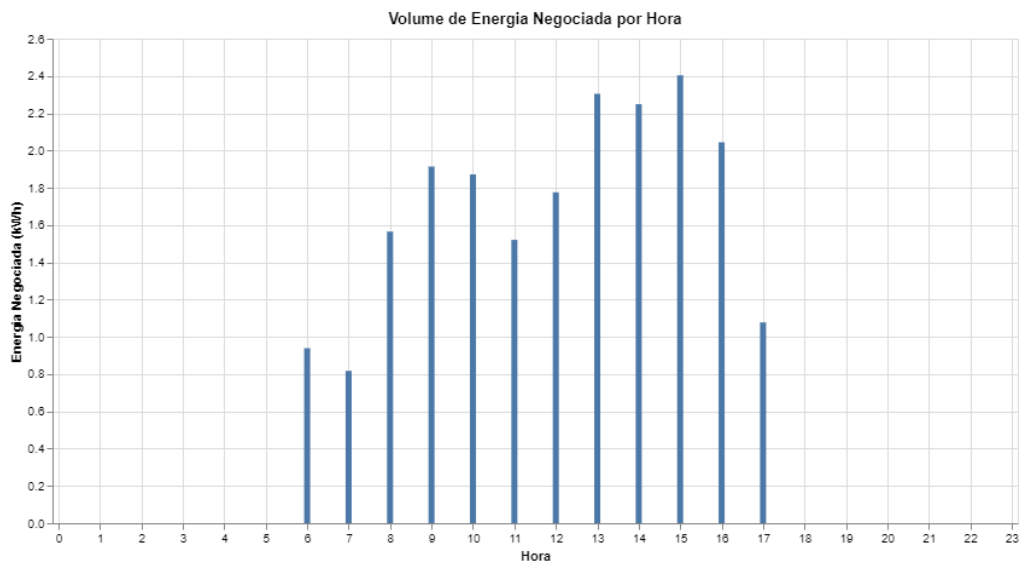


Figura 48 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P comunitário - Cenário 3.

4.3.4 Cenário 4 – Quatro Prossumidores Por Comunidade

O quarto cenário considera todos os integrantes das comunidades como sendo prossumidores, totalizando dezesseis prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P comunitário é mostrada na Figura 49, onde há superávit líquido total, ou seja, a produção é suficiente para suprir toda a demanda. Neste cenário, como todos integrantes conseguem atender sua demanda energética por conta própria, não precisam recorrer ao mercado P2P e por este motivo, não há trocas de energia.

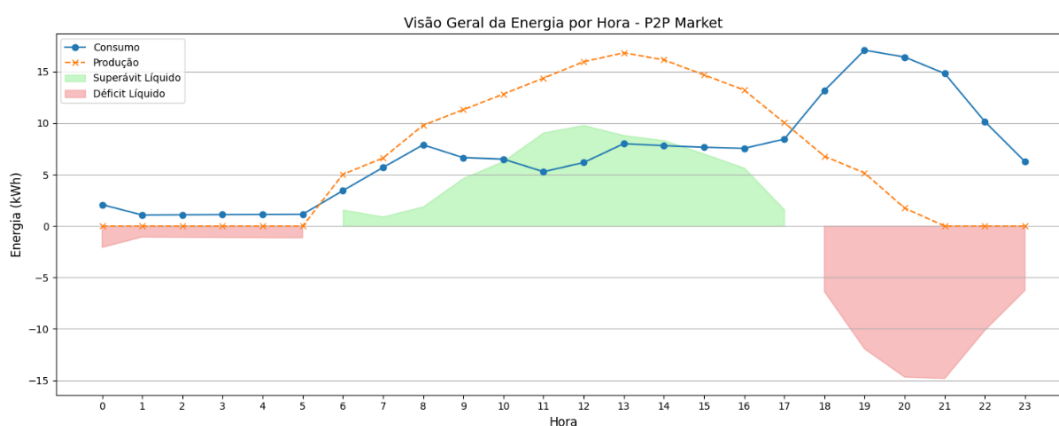


Figura 49 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P comunitário - Cenário 4.

A Figura 50 indica os níveis das baterias para o quarto cenário. A grande maioria consegue chegar no seu valor máximo de armazenamento sem descarregar, pois, a produção ainda é suficiente para atender a carga. Ademais, apenas os prossumidores 9 e 16 não armazenaram energia para o dia seguinte, consumindo toda energia das baterias.

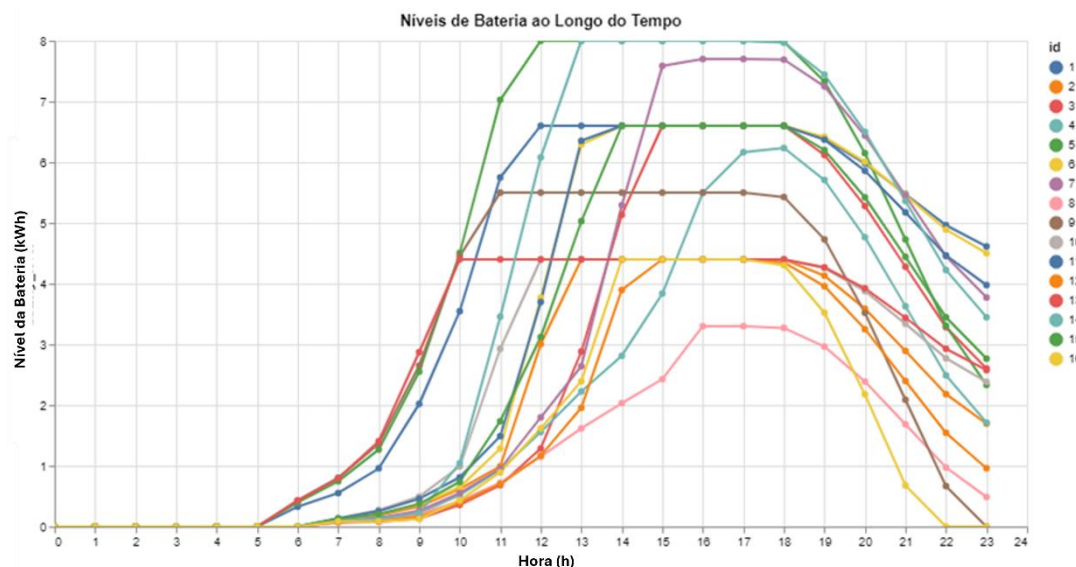


Figura 50 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P comunitário - Cenário 4.

4.4 Mercado P2P Híbrido

Os resultados deste modelo de mercado para cada cenário são apresentados a seguir.

4.4.1 Cenário 1 – Um Prossumidor Por Comunidade

O primeiro cenário considera um prossumidor por comunidade, totalizando quatro prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P híbrido é mostrada na Figura 51, onde fica evidente o déficit líquido. Sendo assim, não ocorrem trocas entre os integrantes, visto que toda energia produzida é instantaneamente consumida, não sendo viável para o prossumidor vender sua produção.

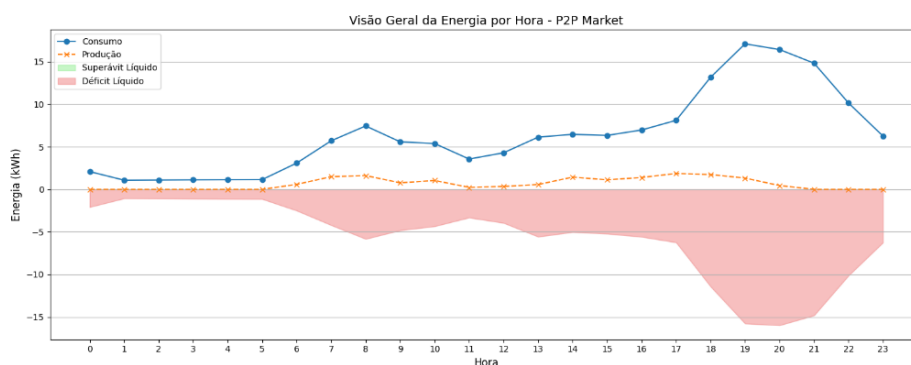


Figura 51 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 1.

O consumo da rede por usuário é o mesmo apresentado na Tabela 6.

4.4.2 Cenário 2 – Dois Prossumidores Por Comunidade

O segundo cenário considera dois prossumidores por comunidade, totalizando oito prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P híbrido é mostrada na Figura 52, onde ainda há déficit líquido, não ocorrendo trocas de energia entre os integrantes.

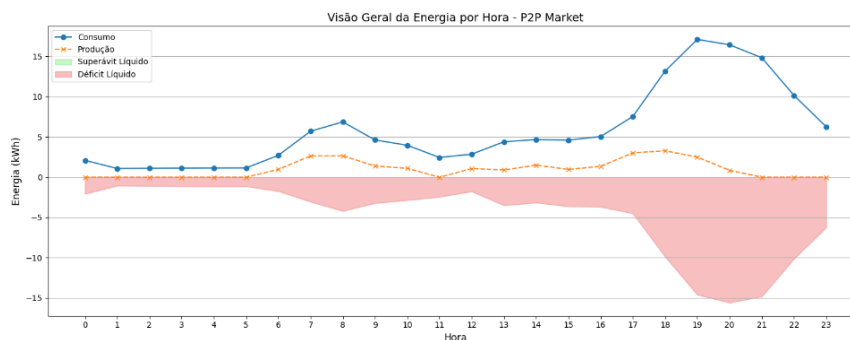


Figura 52 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 2.

A Tabela 12 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 12 - Energia consumida da rede no mercado P2P híbrido – Cenário 2.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
3	7
4	8
7	7
8	5
11	5
12	6
15	7
16	11
Consumo Total (kWh)	56
Custo da Rede (€/dia)	10,29

4.4.3 Cenário 3 – Três Prossumidores Por Comunidade

O terceiro cenário considera três prossumidores por comunidade, totalizando doze prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado P2P híbrido é mostrada na Figura 53, onde há superávit líquido, ocorrendo trocas entre os integrantes e há a possibilidade dos prossumidores carregarem suas baterias para consumo posterior e caso ainda haja excedente, podem vender energia.

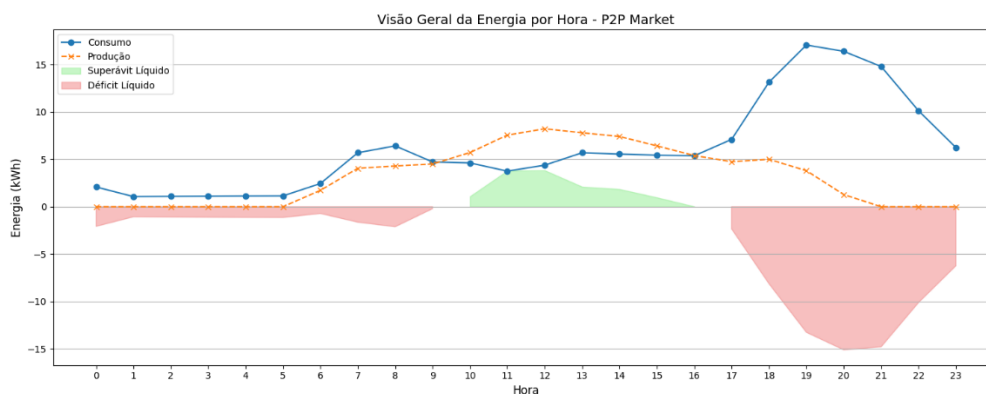


Figura 53 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 3.

A Tabela 13 apresenta a energia consumida da rede por cada usuário.

Tabela 13 - Energia consumida da rede no mercado P2P híbrido – Cenário 3.

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
4	4,97
8	2,83
12	4,34

Usuário	Consumo da Rede (kWh)
16	6,83
Consumo Total (kWh)	18,97
Custo da Rede (€/dia)	3,41

A Figura 54 indica os níveis de bateria ao longo do tempo. Nela, pode-se perceber que todas as baterias conseguiram armazenar energia para uso posterior, contudo, os prossumidores 2,3,7,10 e 14 não alcançaram 1,5 kWh de armazenamento, carregando e descarregando a energia rapidamente. Houve maior taxa de recarga a partir das 9h, onde o superávit de produção se tornou mais intenso. Destas, apenas as baterias dos prossumidores 5 e 6 mantiveram energia para o dia seguinte, contrário a todas as outras, que foram consumidas até às 23h.

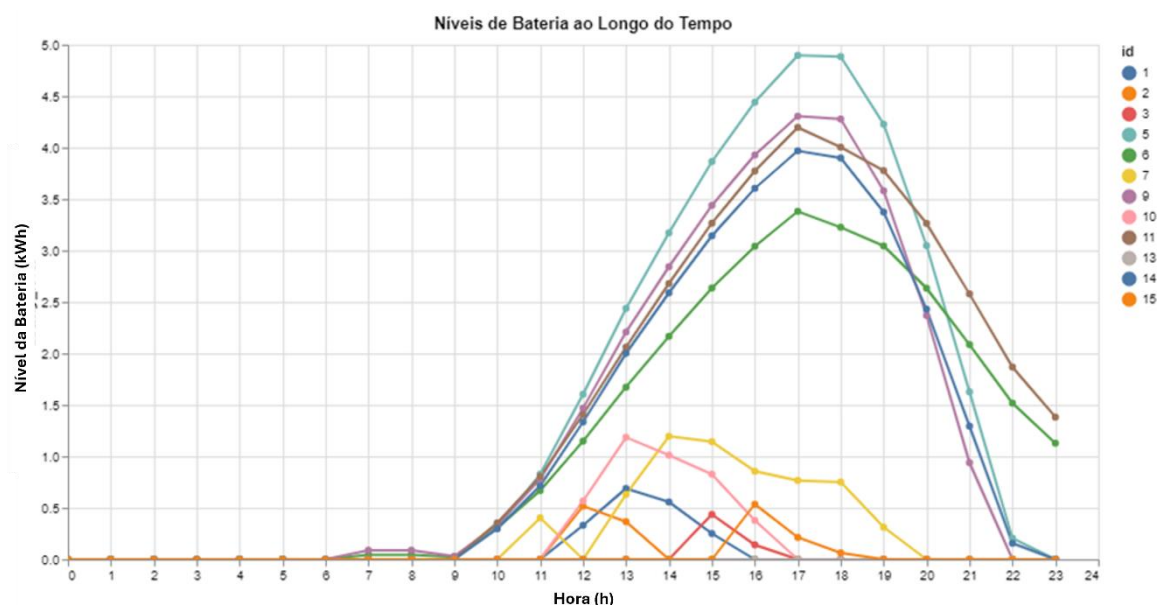


Figura 54 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P híbrido - Cenário 3.

A Figura 55 apresenta os preços praticados pelos prossumidores neste cenário. Os preços são mais atrativos que os preços praticados pela comercializadora, com exceção do período das 18h às 21h para os prossumidores 1,2,3,10 e 13.

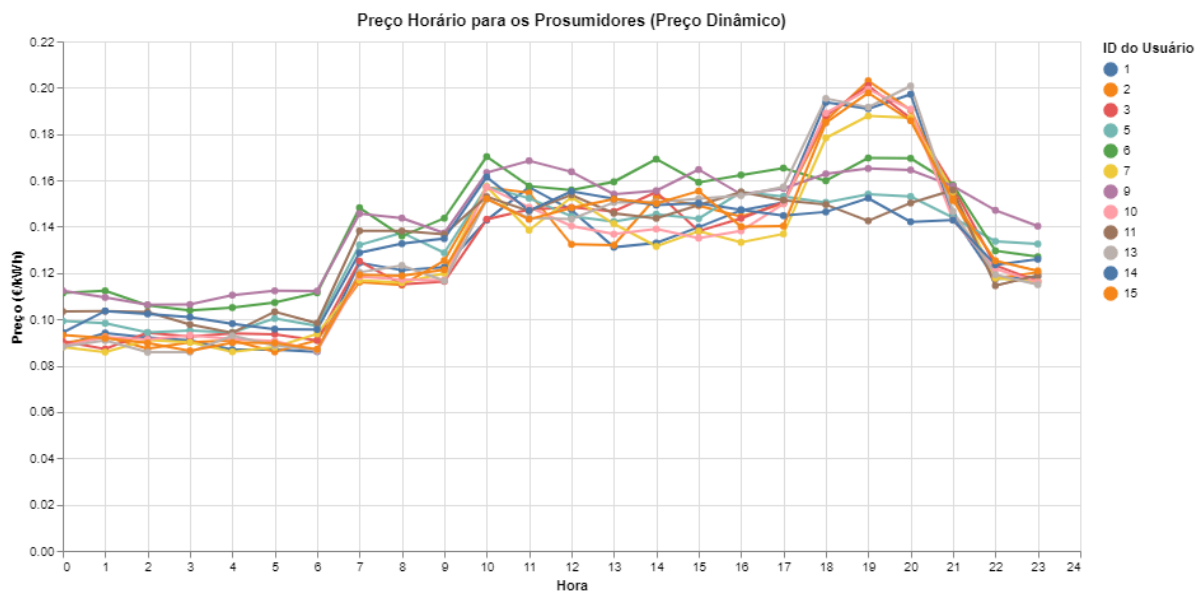


Figura 55 - Preço dinâmico dos prosumidores no mercado P2P híbrido - Cenário 3.

A Figura 56 apresenta as trocas de energia ao longo do tempo, mostrando a quantidade de energia e o preço por cada troca durante um dia de mercado. Ao todo, foram realizadas 97 trocas, onde o preço médio se manteve próximo dos 0,14 €/kWh e as quantidades por troca variaram de 0,04 kWh até aproximadamente 0,65 kWh.

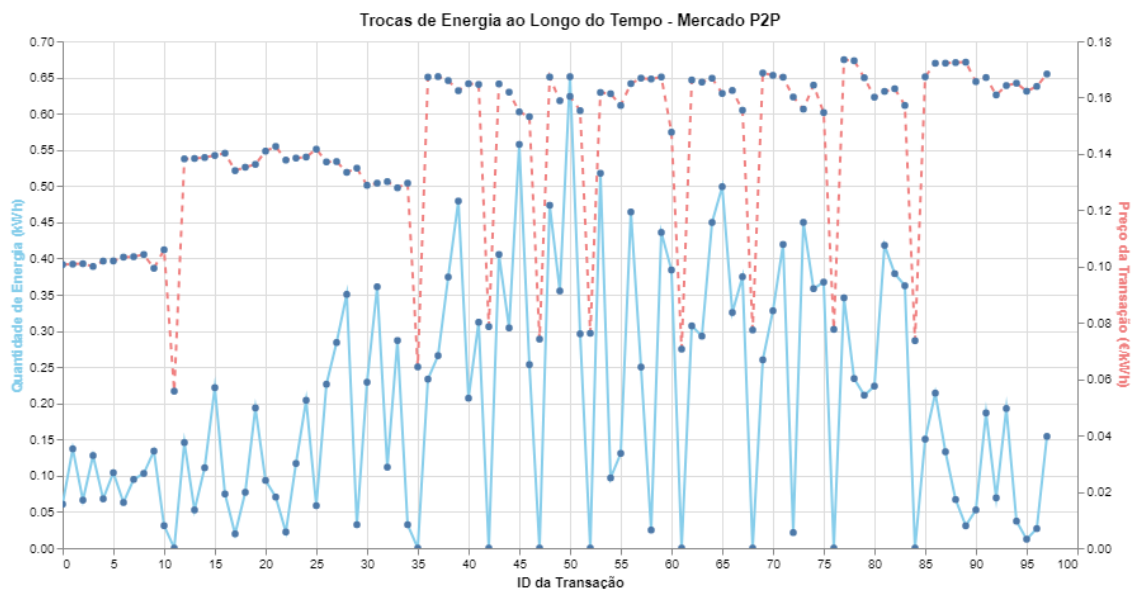


Figura 56 - Trocas de energia durante o dia no mercado P2P híbrido - Cenário 3.

Na Figura 57, têm-se os valores médios das trocas de energia por hora, onde é possível perceber a variação dos preços e quantidades comercializados. Novamente, é possível verificar, que às 7h da manhã não há trocas de energia, pelo fato de toda energia produzida pelos prosumidores ser consumida por eles mesmos, visto que não há pontos de preço e quantidade neste horário.

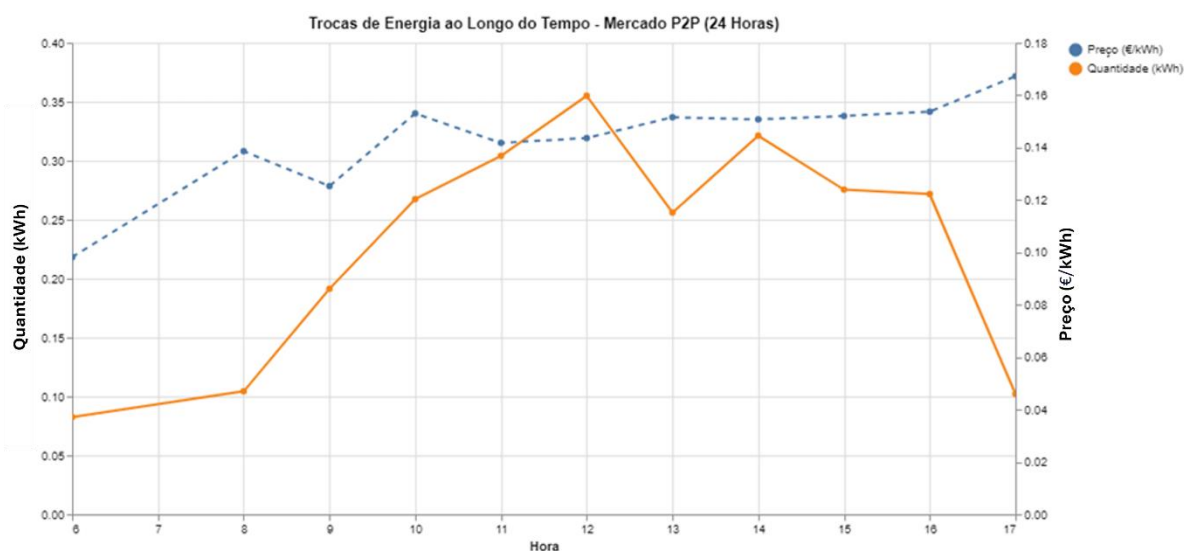


Figura 57 - Valores médios de preço e energia no mercado P2P híbrido - Cenário 3.

A Figura 58 indica o volume de energia negociada por hora, onde novamente é possível verificar que não há trocas no período das 7h da manhã e que o período com maior volume negociado é o das 13h. As trocas ocorrem das 6h até as 17h, onde depois disso a energia excedente pode ter acabado, ou ter sido consumida pelos próprios prossumidores.

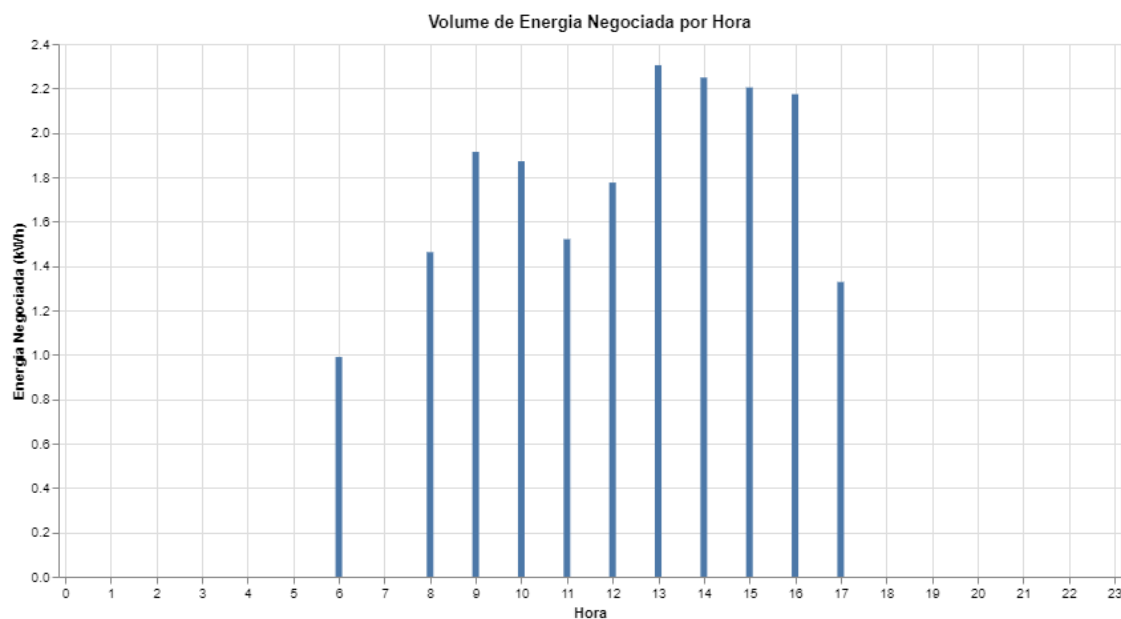


Figura 58 - Volume de energia negociada por hora no mercado P2P híbrido - Cenário 3.

4.4.4 Cenário 4 – Quatro Prossumidores Por Comunidade

O quarto cenário considera todos os integrantes das comunidades como sendo prossumidores, totalizando dezesseis prossumidores no total. A visão geral da energia hora a hora do mercado

P2P híbrido é mostrada na Figura 59, onde há superávit líquido total, ou seja, a produção é suficiente para suprir toda a demanda. Neste cenário, como todos os integrantes conseguem atender sua demanda energética por conta própria, não precisam recorrer ao mercado P2P e por este motivo, não há trocas de energia.

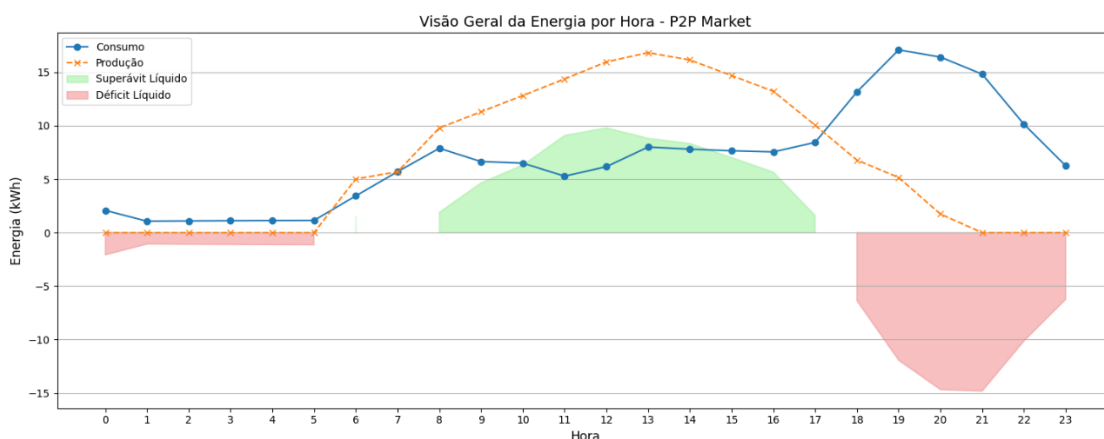


Figura 59 - Visão geral da energia hora a hora no mercado P2P híbrido - Cenário 4.

A Figura 60 indica os níveis das baterias para o quarto cenário. A grande maioria consegue chegar no seu valor máximo de armazenamento sem descarregar, pois, a produção ainda é suficiente para atender a carga. Ademais, os prossumidores 9,12,13,14,15 e 16 não armazenaram energia para o dia seguinte, consumindo toda energia das baterias até às 23h.

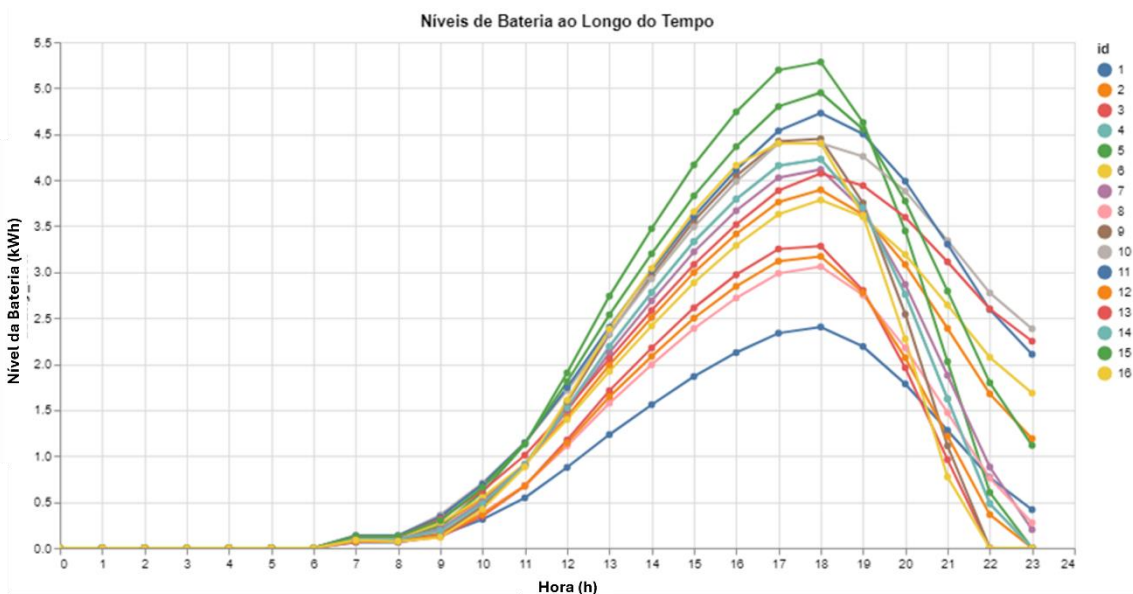


Figura 60 - Níveis de bateria ao longo do tempo no mercado P2P híbrido - Cenário 4.

5 Conclusões

Este trabalho apresentou uma modelagem e a implementação (secção 3.2 e capítulo 4, respectivamente) de modelos de mercados de energia P2P em quatro comunidades, constituídas por consumidores e prossumidores, com cenários variando o número de prossumidores, e com a inserção de baterias de armazenamento. Sendo assim, o objetivo "elaboração do estado da arte sobre energia transitiva" foi alcançado e está descrito na secção 2.6. A "avaliação do impacto da inserção de tecnologias de armazenamento de energia" é abordada ao longo do capítulo 4, nos resultados das simulações para os diversos cenários. Por fim, o objetivo de "verificação da diminuição da dependência da rede externa" é analisado em detalhe a partir da secção 4.2.1, onde são apresentados os resultados da redução de consumo de energia da rede.

Os resultados do capítulo 4 demonstraram que a inclusão de prossumidores com baterias de armazenamento impacta significativamente na autossuficiência energética e favorece as trocas de energia, possibilitando um gerenciamento mais eficiente da energia pelos usuários. Os gráficos de níveis de bateria ao longo do tempo indicaram que as baterias reduziram a dependência da rede externa, permitindo o armazenamento de energia para uso posterior e diminuindo o consumo da rede. Contudo, é importante observar que essas conclusões foram obtidas em um ambiente simulado, que favoreceu as trocas de energia. A transposição para o mundo real envolveria desafios adicionais não completamente abordados na simulação, como o fluxo de potência, sobretensões, escalabilidade para sistemas maiores, coordenação entre um grande número de agentes, gerenciamento do excesso de energia em redes mais extensas e a necessidade de infraestrutura adequada para garantir a estabilidade e segurança do sistema.

Além disso, aspectos regulatórios, que também influenciam a viabilidade dos mercados P2P no mundo real, não foram incluídos no estudo. Esses princípios podem introduzir limitações e complexidades adicionais, exigindo soluções técnicas robustas e regulamentações claras para que os modelos de troca de energia funcionem de forma eficaz. Apesar dessas limitações, os resultados obtidos mostram que o modelo de programação linear implementado na simulação

teve êxito ao otimizar as transações de energia entre os participantes, reduzindo ineficiências e promovendo uma distribuição mais equitativa da energia elétrica.

O modelo completo permitiu que os prossumidores negociassem energia diretamente entre si, oferecendo mais liberdade e controle sobre o consumo. Em 4.2.1, com um consumo total de 77 kWh, o custo diário com a rede foi de 14,15 €, dependendo da rede externa. Em 4.2.2, o consumo foi reduzido para 9,75 kWh, diminuindo o custo da rede para 1,79 € por dia. Em 4.2.3, com um consumo de 8,34 kWh, o custo caiu para 1,53 €/dia, que foi o menor valor dentre todos os modelos de mercado para este cenário. Finalmente, em 4.2.4, os prossumidores tornaram-se completamente independentes da rede. Apesar de ter os menores custos diários de rede, este modelo apresenta desafios em termos de escalabilidade e coordenação entre os agentes, especialmente quando aplicado em comunidades maiores, devido à necessidade de um maior controle sobre as transações para evitar sobrecargas ou desequilíbrios na rede.

O modelo comunitário, por sua vez, foi estruturado com a presença de um gestor comunitário, responsável por coordenar as transações de energia entre os membros. Em 4.3.1, o consumo total foi de 82,03 kWh, resultando em um custo de 12,35 € por dia com o uso da rede, isto mostra que apesar dos prossumidores terem superávit próprio, as decisões do gestor comunitário em prol da comunidade como um todo, fazem com que a produção excedente seja compartilhada entre todos. Em 4.3.2, o consumo caiu para 78,28 kWh, reduzindo o custo da rede para 11,66 €/dia. Já em 4.3.3, com um consumo de 20,48 kWh, o custo da rede foi reduzido para 3,76 €/dia, o maior valor dentre todos os modelos para este cenário. Por fim, em 4.3.4, foi eliminada a necessidade de utilizar a rede externa. Esse modelo mostrou-se eficiente ao organizar as negociações internas de forma mais centralizada, garantindo maior controle e previsibilidade nos fluxos de energia. No entanto, essa centralização introduziu limitações em termos de flexibilidade, já que os prossumidores tinham menos autonomia para negociar diretamente entre si.

O modelo híbrido, que combinou negociações P2P intracomunitárias e intercomunitárias, buscou equilibrar flexibilidade e eficiência. Em 4.4.1, com um consumo total de 77 kWh, o custo diário com a rede foi de 14,15 €, igualmente ao modelo completo para este mesmo cenário. Em 4.4.2, o consumo foi reduzido para 56 kWh, o que resultou em um custo de rede de 10,29 €/dia. Em 4.4.3, o consumo caiu para 18,97 kWh, com um custo de 3,41 €/dia, sendo este um valor intermediário se comparado aos outros dois modelos. Finalmente, em 4.4.4, os prossumidores alcançaram a independência total da rede externa. Esse modelo mostrou equilíbrio entre as necessidades locais e a possibilidade de vender excedentes para outras comunidades.

Outro aspecto importante abordado na simulação, foi o uso de baterias de armazenamento pelos prossumidores. As baterias exerceram um importante papel nas trocas de energia, permitindo que os prossumidores armazenassem o excedente de produção e a utilizassem quando a demanda aumentava. Isso contribuiu consideravelmente para o equilíbrio entre oferta e demanda dentro das comunidades, aumentando a eficiência energética e diminuindo a dependência da rede elétrica principal. Entretanto, é importante ressaltar que as baterias, em ambientes reais, também impõem desafios técnicos, como a gestão da degradação do

armazenamento ao longo do tempo e os altos custos de instalação e manutenção. A capacidade de resposta das baterias em cenários maiores, com maior demanda e fluxos de energia, também deve ser cuidadosamente estudada, para só então, ser aplicada na prática.

Em conclusão, este estudo serve como uma base para trabalhos futuros e para a exploração de mercados de energia P2P e destaca a necessidade de estudos futuros mais aprofundados e de experimentos práticos que possam enfrentar as barreiras técnicas e regulatórias ainda existentes. Esse avanço é necessário para que seja viável uma transição energética sustentável e eficiente em maior escala, contribuindo para a consolidação de modelos descentralizados de geração e distribuição de energia.

Referências

- Abrishambaf, O. *et al.* (2019) 'Towards transactive energy systems: An analysis on current trends', *Energy Strategy Reviews*, 26, p. 100418. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100418>.
- Aguero, J.R. *et al.* (2017) 'Modernizing the Grid: Challenges and Opportunities for a Sustainable Future', *IEEE Power and Energy Magazine*, 15(3), pp. 74–83. Available at: <https://doi.org/10.1109/MPE.2017.2660819>.
- Akter, M.N., Mahmud, M.A. and Oo, A.M.T. (2016) 'A hierarchical transactive energy management system for microgrids', in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741099>.
- Alam, M.R., St-Hilaire, M. and Kunz, T. (2019) 'Peer-to-peer energy trading among smart homes', *Applied Energy*, 238, pp. 1434–1443. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.091>.
- Alizadeh, A. *et al.* (2023) 'Energy management in microgrids using transactive energy control concept under high penetration of Renewables; A survey and case study', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 176, p. 113161. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113161>.
- Amin, W. *et al.* (2020) 'A converging non-cooperative & cooperative game theory approach for stabilizing peer-to-peer electricity trading', *Electric Power Systems Research*, 183, p. 106278. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106278>.
- Attaviriyapap, P. *et al.* (2005) 'New bidding strategy formulation for day-ahead energy and reserve markets based on evolutionary programming', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 27(3), pp. 157–167. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2004.09.005>.
- Australian Energy Market Commission (AEMC), Economic regulatory framework review: Integrating distributed energy resources for the grid of the future, (Accessed on 20/04/2024) <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/2019-09/Final%20report%20-%20ENERFR%202019%20-%20EPR0068.PDF>
- Australian Energy Market Operator (AEMO), Integrated System Plan, (accessed April 20,2024) <https://aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp/2018-integrated-system-plan-isp>
- Australian Energy Market Operator (AEMO), Technical integration of distributed energy resources (accessed April 20,2024) https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Stakeholder_Consultation/Consultations/NEM-Consultations/2019/DER-register/DER-Register-Issues-Paper_Final.pdf
- Barreto, R., Gomes, L. and Vale, Z. (2023) 'Demand Response-based Model for an Energy Community Considering Members and Electric Vehicles Participation', in *2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe). 2023 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2023 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Madrid, Spain: IEEE, pp. 1–6. Available at: <https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope57605.2023.10194613>.

- Bokkisam, H.R. *et al.* (2022) 'Blockchain-based Peer-to-Peer Transactive Energy System for Community Microgrid with Demand Response Management', *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 8(1), pp. 198–211. Available at: <https://doi.org/10.17775/CSEEJPES.2020.06660>.
- Bussar, C. *et al.* (2016) 'Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study', *Journal of Energy Storage*, 6, pp. 1–10. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.est.2016.02.004>.
- Camarinha-Matos, L.M. (2016) 'Collaborative smart grids – A survey on trends', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, pp. 283–294. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.093>.
- Chatziannis, D.I. *et al.* (2016) 'European day-ahead electricity market clearing model', *Electric Power Systems Research*, 140, pp. 225–239. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.06.019>.
- Cheng, L. *et al.* (2018) 'Local Energy Management and Optimization: A Novel Energy Universal Service Bus System Based on Energy Internet Technologies', *Energies*, 11(5), p. 1160. Available at: <https://doi.org/10.3390/en11051160>.
- Energy Consumers Australia (ECA), Distribution Market Model, (Accessed on 20/04/2024) <https://www.aemc.gov.au/sites/default/files/content/e97fca36-b3c4-457d-9c04-2efe6e714479/ECA-Response-to-approach-paper-Distribution-Market-Model.pdf>
- Dai, Y. *et al.* (2017) 'Real-time pricing scheme based on Stackelberg game in smart grid with multiple power retailers', *Neurocomputing*, 260, pp. 149–156. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.neucom.2017.04.027>.
- David, A.K. and Fushuan Wen (2000) 'Strategic bidding in competitive electricity markets: a literature survey', in *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*. 2000 Power Engineering Society Summer Meeting, Seattle, WA, USA: IEEE, pp. 2168–2173. Available at: <https://doi.org/10.1109/PSS.2000.866982>.
- De La Nieta, A.A.S. *et al.* (2014) 'Modeling the Impact of a Wind Power Producer as a Price-Maker', *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), pp. 2723–2732. Available at: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2313960>.
- Doumen, S.C. *et al.* (2023) 'Taming the wild edge of smart grid – Lessons from transactive energy market deployments', *The Electricity Journal*, 36(2–3), p. 107253. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.tej.2023.107253>.
- Energy Networks Australia (ENA), Electricity Network Transformation Roadmap, (accessed April 20,2024) https://www.energynetworks.com.au/assets/uploads/entr_final_report_april_2017.pdf
- Fernández-Blanco, R., Arroyo, J.M. and Alguacil, N. (2014) 'Consumer payment minimization under uniform pricing: A mixed-integer linear programming approach', *Applied Energy*, 114, pp. 676–686. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.10.015>.
- Galvan *et al.* (2019) 'Efficient Energy-Management System Using A Hybrid Transactive-Model Predictive Control Mechanism for Prosumer-Centric Networked Microgrids', *Sustainability*, 11(19), p. 5436. Available at: <https://doi.org/10.3390/su11195436>.
- Galvan, E. *et al.* (2016) 'Transactive control mechanism for efficient management of EVs charging in transactive energy environment', in *2016 North American Power Symposium (NAPS)*. 2016 North American Power Symposium (NAPS), Denver, CO: IEEE, pp. 1–6. Available at: <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747937>.

Gbadega, P.A. and Sun, Y. (2022) 'Centralized peer-to-peer transactive energy market approach in a prosumer-centric residential smart grid environment', *Energy Reports*, 8, pp. 105–116. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.10.080>.

Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition) (2019). Available at: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> (Accessed: 7 May 2024).

Guerrero, J. *et al.* (2020) 'Towards a transactive energy system for integration of distributed energy resources: Home energy management, distributed optimal power flow, and peer-to-peer energy trading', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132, p. 110000. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110000>.

Haque, M.M. and Wolfs, P. (2016) 'A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, pp. 1195–1208. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.025>.

Hashemi, S. and Østergaard, J. (2017) 'Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV', *IET Renewable Power Generation*, 11(2), pp. 205–214. Available at: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2016.0277>.

Hatziaargyriou, N. (2014) *Microgrids: Architectures and Control | IEEE eBooks | IEEE Xplore*. Available at: <https://ieeexplore.ieee.org/book/6685216> (Accessed: 7 May 2024).

Huang, Q. *et al.* (2021) 'A review of transactive energy systems: Concept and implementation', *Energy Reports*, 7, pp. 7804–7824. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.05.037>.

Kargarian, A. *et al.* (2018) 'Toward Distributed/Decentralized DC Optimal Power Flow Implementation in Future Electric Power Systems', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 9(4), pp. 2574–2594. Available at: <https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2614904>.

Khojasteh, M. *et al.* (2024) 'Energy trading strategy of community shared energy storage', *Electrical Engineering*, 106(3), pp. 3415–3426. Available at: <https://doi.org/10.1007/s00202-023-02163-0>.

Knudsen, S., Majumder, S. and Srivastava, A.K. (2023) 'Securely implementing and managing neighborhood solar with storage and peer to peer transactive energy'. Available at: <https://doi.org/10.48550/ARXIV.2302.11753>.

Lam, L.H., Ilea, V. and Bovo, C. (2018) 'European day-ahead electricity market coupling: Discussion, modeling, and case study', *Electric Power Systems Research*, 155, pp. 80–92. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.10.003>.

Liu, T. *et al.* (2015) 'Energy management of cooperative microgrids with P2P energy sharing in distribution networks', in *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, pp. 410–415. Available at: <https://doi.org/10.1109/SmartGridComm.2015.7436335>.

Long, C. *et al.* (2017) 'Feasibility of Peer-to-Peer Energy Trading in Low Voltage Electrical Distribution Networks', *Energy Procedia*, 105, pp. 2227–2232. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.632>.

Madani, M. and Van Vyve, M. (2014) 'Minimizing opportunity costs of paradoxically rejected block orders in European day-ahead electricity markets', in *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*. *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, pp. 1–6. Available at: <https://doi.org/10.1109/EEM.2014.6861237>.

- Madani, M. and Van Vyve, M. (2015) 'Computationally efficient MIP formulation and algorithms for European day-ahead electricity market auctions', *European Journal of Operational Research*, 242(2), pp. 580–593. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2014.09.060>.
- Mehrabani, A., Mardani, H. and Ghazizadeh, M.S. (2022) 'Optimal Energy Management in Smart Home Considering Renewable Energies, Electric Vehicle, and Demand-Side Management', in *2022 9th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG)*. *2022 9th Iranian Conference on Renewable Energy & Distributed Generation (ICREDG)*, Mashhad, Iran, Islamic Republic of: IEEE, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICREDG54199.2022.9804525>.
- Mhanna, S., Chapman, A.C. and Verbic, G. (2018) 'A Faithful and Tractable Distributed Mechanism for Residential Electricity Pricing', *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(4), pp. 4238–4252. Available at: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2771945>.
- Moret, F. *et al.* (2018) 'Negotiation Algorithms for Peer-to-Peer Electricity Markets: Computational Properties', in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*. *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland: IEEE, pp. 1–7. Available at: <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8442914>.
- Moret, F. and Pinson, P. (2019) 'Energy Collectives: A Community and Fairness Based Approach to Future Electricity Markets', *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(5), pp. 3994–4004. Available at: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2808961>.
- Morstyn, T. *et al.* (2018) 'Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants', *Nature Energy*, 3(2), pp. 94–101. Available at: <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0075-y>.
- Nishanthi, J., Charles Raja, S. and Jeslin Drusila Nesamalar, J. (2023) 'Feasibility analysis of solar PV system in presence of EV charging with transactive energy management for a community-based residential system', *Energy Conversion and Management*, 288, p. 117125. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.117125>.
- Nosratabadi, S.M., Hooshmand, R.-A. and Gholipour, E. (2017) 'A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, pp. 341–363. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.09.025>.
- Oliveira Farias, H.E. *et al.* (2021) 'Battery energy storage systems management in a day-ahead market scenario with transactive energy and private aggregators', in *2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. *2021 56th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Middlesbrough, United Kingdom: IEEE, pp. 1–6. Available at: <https://doi.org/10.1109/UPEC50034.2021.9548238>.
- Pereira, H., Gomes, L. and Vale, Z. (2022) 'Peer-to-peer energy trading optimization in energy communities using multi-agent deep reinforcement learning', *Energy Informatics*, 5(S4), p. 44. Available at: <https://doi.org/10.1186/s42162-022-00235-2>.
- Perrau, T., Stojkovic, M. and Verbic, G. (2022) 'Power Hardware-In-the-Loop Testing of a Peer-to-Peer Energy Trading Framework'. arXiv. Available at: <https://doi.org/10.48550/ARXIV.2207.08009>.
- Pfeifer, A. *et al.* (2019) 'Increasing the integration of solar photovoltaics in energy mix on the road to low emissions energy system – Economic and environmental implications', *Renewable Energy*, 143, pp. 1310–1317. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.05.080>.

Phonphan, N. and Khamphakdi, P. (2020) 'Home Energy Management System Based on The Photovoltaic – Battery Hybrid Power System', in *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*. *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, Chiangmai, Thailand: IEEE, pp. 213–216. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICPEI49860.2020.9431560>.

Pordata (2022) *Consumo de energia elétrica por habitante: total e por tipo de consumo*. Available at: <https://www.pordata.pt/municipios/consumo+de+energia+eletrica+por+habitante+total+e+por+tipo+d+e+consumo-435-2048> (Accessed: 19 July 2024).

Pordata (2023) *Dimensão média dos agregados domésticos privados*. Available at: <https://www.pordata.pt/municipios/dimensao+media+dos+agregados+domesticos+privados-847> (Accessed: 19 July 2024).

PORTUGAL (2022) *Decreto-Lei n.º 15/2022 | DR*. Available at: <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/15-2022-177634016> (Accessed: 23 May 2024).

Pudjianto, D., Ramsay, C. and Strbac, G. (2007) 'Virtual power plant and system integration of distributed energy resources', *IET Renewable Power Generation*, 1(1), p. 10. Available at: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20060023>.

Rahimi, F. and Albuyeh, F. (2016) 'Applying lessons learned from transmission open access to distribution and grid-edge Transactive Energy systems', in *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. *2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Minneapolis, MN: IEEE, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.1109/ISGT.2016.7781236>.

Saad al-sumaiti, A., Ahmed, M.H. and Salama, M.M.A. (2014) 'Smart Home Activities: A Literature Review', *Electric Power Components and Systems*, 42(3–4), pp. 294–305. Available at: <https://doi.org/10.1080/15325008.2013.832439>.

Savelli, I. *et al.* (2018) 'An Optimization Model for the Electricity Market Clearing Problem With Uniform Purchase Price and Zonal Selling Prices', *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), pp. 2864–2873. Available at: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2751258>.

Shahinzadeh, H. *et al.* (2022) 'The Transition Toward Merging Big Data Analytics, IoT, and Artificial Intelligence with Blockchain in Transactive Energy Markets', in *2022 Global Energy Conference (GEC)*. *2022 Global Energy Conference (GEC)*, Batman, Turkey: IEEE, pp. 241–246. Available at: <https://doi.org/10.1109/GEC55014.2022.9986604>.

Siano, P. (2014) 'Demand response and smart grids—A survey', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, pp. 461–478. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>.

Sleisz, Á. and Raisz, D. (2017) 'Integrated mathematical model for uniform purchase prices on multi-zonal power exchanges', *Electric Power Systems Research*, 147, pp. 10–21. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.02.011>.

Sorin, E., Bobo, L. and Pinson, P. (2019) 'Consensus-Based Approach to Peer-to-Peer Electricity Markets With Product Differentiation', *IEEE Transactions on Power Systems*, 34(2), pp. 994–1004. Available at: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2872880>.

Sousa, T. *et al.* (2019) 'Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 104, pp. 367–378. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>.

- Spellmeier, J.P. *et al.* (2023) 'Battery scheduling models in smart buildings: a systematic literature review', in *2023 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC). 2023 15th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*, Santa Maria, Brazil: IEEE, pp. 1–5. Available at: <https://doi.org/10.1109/SEPOC58810.2023.10322622>.
- Takeda, Y. *et al.* (2021) 'Designing a User-Centric P2P Energy Trading Platform: A Case Study—Higashi-Fuji Demonstration', *Energies*, 14(21), p. 7289. Available at: <https://doi.org/10.3390/en14217289>.
- Tushar, M.H.K. *et al.* (2014) 'Smart Microgrids: Optimal Joint Scheduling for Electric Vehicles and Home Appliances', *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(1), pp. 239–250. Available at: <https://doi.org/10.1109/TSG.2013.2290894>.
- Uddin, S., Krause, O. and Martin, D. (2017) 'Energy Management for Distribution Networks Through Capacity Constrained State Optimization', *IEEE Access*, 5, pp. 21743–21752. Available at: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2017.2761391>.
- Ur Rehman, U. *et al.* (2023) 'Future of energy management systems in smart cities: A systematic literature review', *Sustainable Cities and Society*, 96, p. 104720. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2023.104720>.
- Vasant, U.S. *et al.* (2022) 'Blockchain Based Transactive Energy Market Using Peer-To-Peer(P2P) Energy Trading', in *2022 IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies (GlobConET). 2022 IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies (GlobConET)*, Arad, Romania: IEEE, pp. 947–953. Available at: <https://doi.org/10.1109/GlobConET53749.2022.9872378>.
- Verbič, G. (2021) *Aggregation And Control Of Distributed Energy Resources: Home Energy Management, Virtual Power Plants And Peer-To-Peer Energy Trading*. Available at: <https://www.public.asu.edu/~ywweng2/> (Accessed: 19 June 2024).
- Verbič, G., Mhanna, S. and Chapman, A.C. (2019) 'Energizing Demand Side Participation', in *Pathways to a Smarter Power System*. Elsevier, pp. 115–181. Available at: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102592-5.00005-3>.
- Verschae, R., Kato, T. and Matsuyama, T. (2016) 'Energy Management in Prosumer Communities: A Coordinated Approach', *Energies*, 9(7), p. 562. Available at: <https://doi.org/10.3390/en9070562>.
- Vlachos, A.G. and Biskas, P.N. (2011) 'Balancing Supply and Demand Under Mixed Pricing Rules in Multi-Area Electricity Markets', *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(3), pp. 1444–1453. Available at: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2079338>.
- Xia, Y. *et al.* (2022) 'The flexible roles of distributed energy storages in peer-to-peer transactive energy market: A state-of-the-art review', *Applied Energy*, 327, p. 120085. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120085>.
- Xia, Y. *et al.* (2023) 'Reviewing the peer-to-peer transactive energy market: Trading environment, optimization methodology, and relevant resources', *Journal of Cleaner Production*, 383, p. 135441. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.135441>.
- Yan, D. *et al.* (2020) 'Cost Effective Energy Management of Home Energy System with Photovoltaic-Battery and Electric Vehicle', in *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IECON 2020 - 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Singapore, Singapore: IEEE, pp. 3611–3616. Available at: <https://doi.org/10.1109/IECON43393.2020.9255317>.

Yan, J. and Folly, K. (2014) 'Investigation of the impact of demand elasticity on electricity market using extended Cournot approach', *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 60, pp. 347–356. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.03.037>.

Zak, E.J., Ammari, S. and Cheung, K.W. (2012) 'Modeling price-based decisions in advanced electricity markets', in *2012 9th International Conference on the European Energy Market. 2012 9th International Conference on the European Energy Market*, pp. 1–6. Available at: <https://doi.org/10.1109/EEM.2012.6254813>.

Zhang, H. *et al.* (2011) 'A stochastic Cournot bidding model for wind power producers', in *2011 IEEE International Conference on Automation and Logistics (ICAL). 2011 IEEE International Conference on Automation and Logistics (ICAL)*, Chongqing, China: IEEE, pp. 319–324. Available at: <https://doi.org/10.1109/ICAL.2011.6024735>.

Zhang, N., Yan, Y. and Su, W. (2015) 'A game-theoretic economic operation of residential distribution system with high participation of distributed electricity prosumers', *Applied Energy*, 154, pp. 471–479. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.05.011>.

Zia, M.F. *et al.* (2019) 'Microgrid Transactive Energy Systems: A Perspective on Design, Technologies, and Energy Markets', in *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society. IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Lisbon, Portugal: IEEE, pp. 5795–5800. Available at: <https://doi.org/10.1109/IECON.2019.8926947>.

Zia, M.F., Elbouchikhi, E. and Benbouzid, M. (2019) 'Optimal operational planning of scalable DC microgrid with demand response, islanding, and battery degradation cost considerations', *Applied Energy*, 237, pp. 695–707. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.040>.

Anexo A. Código de Troca P2P Completo

Neste anexo são mostradas as linhas de código, utilizadas para executar a lógica do algoritmo de troca do mercado P2P completo.

```
# Full P2P Energy Trading
def trade_energy(users: List[EnergyUser], current_hour: int, params: SimulationParameters) -
> List[Trade]:
    trades = []
    sellers = sorted((u for u in users if isinstance(u, Prosumer) and u.net_energy > 0),
key=lambda x: x.price)
    buyers = sorted((u for u in users if u.net_energy < 0), key=lambda x: x.price, reverse=True)

    community_demand = sum(u.net_energy for u in users if u.net_energy < 0)
    community_supply = sum(u.net_energy for u in users if u.net_energy > 0)

    total_demand = sum(-u.net_energy for u in users if u.net_energy < 0)
    for user in users:
        if isinstance(user, Prosumer):
            user.set_dynamic_price(total_demand, current_hour, params)

    while sellers and buyers and (params.demand_cap is None or community_demand <
params.demand_cap):
        seller = sellers[0]
        buyer = buyers[0]
        trade_amount = min(seller.net_energy, -buyer.net_energy)

        trade_price = (seller.price + buyer.price) / 2

        if seller.price <= params.grid_price_sell:
            seller.sell_to_grid(trade_amount) # Sell to grid without hour argument
        elif buyer.price >= params.grid_price_buy[current_hour]:
            buyer.buy_from_grid(trade_amount) # Buy from grid without hour argument
        elif trade_price > params.grid_price_sell and trade_price <
params.grid_price_buy[current_hour]:
            seller.production -= trade_amount
            buyer.consumption -= trade_amount

        # Check profitability based on current hour's grid price
        if isinstance(buyer, Consumer):
            buyer.energy_from_retailer += trade_amount

        trades.append(Trade(seller.id, buyer.id, trade_amount, trade_price))
    else:
```

```
seller.sell_to_grid(trade_amount)
buyer.buy_from_grid(trade_amount)

community_demand += trade_amount
community_supply -= trade_amount

if seller.net_energy <= 0:
    sellers.pop(0)
if buyer.net_energy >= 0:
    buyers.pop(0)
return trades
```

Anexo B. Código de Troca P2P Comunitário

Neste anexo são mostradas as linhas de código, utilizadas para executar a lógica do algoritmo de troca do mercado P2P comunitário.

```
# P2P Energy Trading (para negociação dentro de comunidades com community manager)
def trade_energy(community: List[EnergyUser], current_hour: int, params:
SimulationParameters) -> List[Trade]:
    trades = []

    sellers = sorted([u for u in community if u.net_energy > 0], key=lambda x: x.price)
    buyers = sorted([u for u in community if u.net_energy < 0], key=lambda x: x.price,
reverse=True)

    community_demand = sum(u.net_energy for u in community if u.net_energy < 0)
    community_supply = sum(u.net_energy for u in community if u.net_energy > 0)

    # Community Manager interaction
    if community_supply > 0: # Excess energy in the community
        remaining_excess = community_supply # Track remaining excess after battery charging

        # Prioritize battery charging
        for user in community:
            if user.battery_level < user.battery_capacity:
                amount_to_store = min(remaining_excess, user.battery_capacity -
user.battery_level, user.charge_rate)
                user.battery_level += amount_to_store
                remaining_excess -= amount_to_store

        # Sell remaining excess to the grid
        if remaining_excess > 0:
            for user in community:
                user.sell_to_grid(remaining_excess / len(community)) # Distribute excess equally

    # P2P trading logic
    while sellers and buyers:
        seller = sellers[0]
        buyer = buyers[0]
        trade_amount = min(seller.net_energy, -buyer.net_energy)
        trade_price = (seller.price + buyer.price) / 2

        seller.production -= trade_amount
        buyer.consumption -= trade_amount
        trades.append(Trade(seller.id, buyer.id, trade_amount, trade_price))

    if seller.net_energy <= 0:
```

```
sellers.pop(0)
if buyer.net_energy >= 0:
    buyers.pop(0)

return trades
```

Anexo C. Código de Troca P2P Híbrido

Neste anexo são mostradas as linhas de código, utilizadas para executar a lógica do algoritmo de troca do mercado P2P híbrido.

```
# P2P Energy Trading (para negociação dentro de comunidades)
def trade_energy(users: List[EnergyUser], current_hour: int, params: SimulationParameters) -
> List[Trade]:
    trades = []
    sellers = sorted([u for u in users if u.net_energy > 0], key=lambda x: x.price) # Classifica
vendedores por preço
    buyers = sorted([u for u in users if u.net_energy < 0], key=lambda x: x.price,
reverse=True) # Classifica compradores por preço

    community_demand = sum(u.net_energy for u in users if u.net_energy < 0)
    community_supply = sum(u.net_energy for u in users if u.net_energy > 0)

    # Atualiza preços dos prosumidores antes da negociação
    total_demand = sum(-u.net_energy for u in users if u.net_energy < 0)
    for user in users:
        if isinstance(user, Prosumer):
            user.set_dynamic_price(total_demand, current_hour, params)

    while sellers and buyers and (params.demand_cap is None or community_demand <
params.demand_cap):
        seller = sellers[0]
        buyer = buyers[0]

        trade_amount = min(seller.net_energy, -buyer.net_energy)
        trade_price = (seller.price + buyer.price) / 2 # Negociação básica de preço

        seller.sell_to_grid(trade_amount) # Assume venda para a rede se não houver negociação
P2P
        buyer.energy_from_retailer += trade_amount # Assume compra da rede se não houver
negociação P2P

        # Verifica se a negociação P2P é benéfica para ambas as partes
        if trade_price > params.grid_price_sell and trade_price <
params.grid_price_buy[current_hour]:
            seller.production -= trade_amount
            seller.energy_to_grid -= trade_amount
            buyer.consumption -= trade_amount
            buyer.energy_from_retailer -= trade_amount
            trades.append(Trade(seller.id, buyer.id, trade_amount, trade_price))

    community_demand += trade_amount
```

```

community_supply -= trade_amount

if seller.net_energy <= 0:
    sellers.pop(0)
if buyer.net_energy >= 0:
    buyers.pop(0)

return trades

# P2P Energy Trading (para negociação híbrida - comunidades e rede)
def trade_energy_hybrid(users: List[EnergyUser], communities: List[List[EnergyUser]],
current_hour: int, params: SimulationParameters, recursion_depth=0) -> List[Trade]:
    all_trades = []

    # Condição de parada para a recursão
    if recursion_depth > 1:
        return trade_energy(users, current_hour, params) # Negociação P2P completa sem
recursão

    # 1. Negociação dentro das comunidades
    for community in communities:
        community_trades = trade_energy_hybrid(community, [], current_hour, params,
recursion_depth + 1)
        all_trades.extend(community_trades)

    community_net_energy = sum(u.net_energy for u in community)
    if community_net_energy > 0:
        for user in community:
            user.sell_to_grid(user.net_energy)
    elif community_net_energy < 0:
        for user in community:
            user.energy_from_retailer -= user.net_energy

    # 2. Negociação entre comunidades e a rede principal
    if recursion_depth == 0:
        community_managers = [EnergyUser(i, -sum(u.net_energy for u in community), 0)
            for i, community in enumerate(communities)]
        all_users = users + community_managers
        upper_level_trades = trade_energy(all_users, current_hour, params) # Negociação no
nível superior
        all_trades.extend(upper_level_trades)

```

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, 17 de outubro de 2024

**EDUARDO
TARIFA:1021
3738937**

Assinado digitalmente por EDUARDO
TARIFA:10213738937
ND: CN=EDUARDO TARIFA:10213738937, OU=
IFSC - Instituto Federal de Santa Catarina, O=
ICPEdu, C=BR
Razão: Eu concordo com os termos definidos por
minha assinatura neste documento
Localização: Validar assinaturas em:
<https://v.ifsc.edu.br>
Data: 2024.10.17 15:21:24-03'00'
Foxit PDF Reader Versão: 2023.3.0