Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Avaliação do impacto dos mercados peer-to-peer na operação da rede de distribuição

Fábio Cristiano Gonçalves Reina

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: João Paulo da Silva Catalão
Co-orientador: Sérgio Fonseca Santos
Co-orientador: Mário Teixeira Couto

Setembro de 2021

© Fábio Reina, 2021

Resumo

Nos últimos anos, tem havido um aumento muito progressivo de fontes de energia renováveis (FER) com carácter variável que são integrados no sistema de distribuição. Devido ao aumento considerável destes recursos de energia distribuída, surgiu um novo paradigma de comercialização de energia denominado *peer-to-peer* (P2P) em comunidades locais de energia que desempenham um papel fundamental na proliferação das FER. Assim, surge o mercado P2P onde os *prosumers* e consumidores podem efetuar trocas de energia renovável sem a necessidade de um intermediário. Estes mercados permitem uma maior flexibilidade aos usuários finais, dando oportunidades de consumir energia limpa e com recurso a sistemas que permitem o armazenamento e condução da energia elétrica tais como dispositivos de armazenamento de energia elétrica e veículos elétricos.

Contudo, apesar da comercialização de energia elétrica local e distribuída permitir uma rede mais descentralizada e aberta, estes modelos têm um impacto significativo no controlo, operação e planeamento da rede de distribuição de energia elétrica. Assim, a redução da procura de energia a um preço acessível é um dos principais objetivos dos mercados P2P, tendo em conta os diferentes limites de tensão e congestionamentos possíveis existentes no sistema de distribuição.

Assim, o grande objetivo deste trabalho consiste em avaliar o impacto do mercado P2P na operação da rede de distribuição. No modelo P2P considerado, os *prosumers* e consumidores, primeiro compartilham, a sua geração e consumo num mercado local a um preço doméstico e posteriormente negoceiam com um retalhista, incentivando o comércio multidirecional dentro de uma determinada área geográfica. Neste trabalho, foi desenvolvida uma ferramenta computacional para alcançar o objetivo estabelecido. Esta ferramenta foi validade utilizando um ramo adaptado do sistema de teste IEEE 119 bus, na qual foi considerado uma comunidade de energia envolvendo nove casas e uma escola ligadas entre si (*neighborhood*), envolvendo diferentes tecnologias renováveis e sistemas de armazenamento de energia instaladas em cada consumidor e/ou *prosumer*. Neste trabalho são também considerados um conjunto de cenários, por forma a ter em conta a variabilidade e incerteza das fontes utilizadas nomeadamente da produção de PV e da procura.

Nesse sentido, a dissertação apresenta uma análise alargada relativa ao impacto dos mercados energéticos P2P no sistema de distribuição, em particular em termos de custos, congestionamentos e perfis de tensão. Os resultados da simulação indicam que na presença de geração local distribuída e a inclusão de dispositivos de armazenamento de energia e veículos elétricos (P2P) permitem uma redução de custos elevada (16%) e um impacto bastante positivo no sistema de distribuição em termos de congestionamentos e desvios de tensão.

Palavras-Chave: *fontes de energias renováveis, peer-to-peer, rede de distribuição elétrica, transações de energia, comunidade energética*.

Página em branco

Abstract

In recent years, there has been an increase in renewable energy sources (RES) with variable character that are integrated into the distribution system. Due to the considerable increase of these distributed energy resources, a new model of energy trading called peer-to-peer (P2P) has emerged in local energy communities that play a key role in the proliferation of RES. Thus, the P2P marketplace emerges where prosumers and consumers can make renewable energy exchanges without the need for an intermediary. These markets allow greater flexibility to the users, giving opportunities to consume clean energy and with the use of systems that allow the storage and conduction of electricity, as in the case of electrical energy storage devices and electric vehicles.

However, although local and distributed power trading allows for a more decentralized and open grid, these models have a significant impact on the control, operation, and planning of the electricity distribution grid. Thus, reducing the demand for power at an affordable price is one of the main objectives of P2P markets, considering the different voltage limits and possible congestion existing in the distribution system.

Thus, the main goal of this work is to evaluate the impact of the P2P market on the distribution network operation. At a first step in the P2P model, prosumers and consumers share their generation and consumption in a local market at a domestic price and subsequently trade with a retailer, encouraging multidirectional trade within a given geographical area. In this work, a computational tool was developed to achieve the established goal. This tool was validated using a branch adapted from the IEEE 119 bus test system, in which an energy community involving nine connected houses and one school (neighbourhood) was considered, involving different renewable technologies and energy storage systems installed in each consumer and/or prosumer. In this work, a set of scenarios are also considered in order to take into account the variability and uncertainty of the sources used, namely the PV production and the demand.

In this sense, the dissertation presents an extended analysis concerning the impact of the P2P energy markets on the distribution system, particularly in terms of costs, congestion, and voltage profiles. The simulation results indicate that in the presence of local distributed generation and the inclusion of energy storage devices and electric vehicles (P2P) allow a high-cost reduction (16%) and a very positive impact on the distribution system in terms of congestion and voltage deviations.

Keywords: *renewable energy sources, peer-to-peer, electricity distribution grid, energy trading, energy community*.

Página em branco

Agradecimentos

A realização desta dissertação não seria possível, sem a colaboração de certas pessoas às quais eu gostava de dar a minha gratidão. Aos meus pais por tudo que fizeram por mim e continuam a fazer, nomeadamente no apoio que me deram a nível educacional. Um especial agradecimento à minha namorada que fez parte deste trajeto universitário e ajudou-me bastante nesta caminhada longa de me tornar um engenheiro. Gostaria de expressar a minha gratidão ao Professor João Catalão por me dar esta oportunidade com uma temática de bastante interesse e relevo no mundo energético atual. Gostaria também de agradecer aos engenheiros Mário Teixeira Couto e Matthew Gough por me acompanharem e estarem sempre disponíveis para as minhas dúvidas nesta caminhada, em especial um muito obrigado ao Professor Sérgio Santos pelos conselhos importantes que me deu e pela sua disponibilidade na realização desta dissertação.

Por último, quero expressar a minha gratidão a toda a minha família e amigos por me encorajar e me apoiar ao longo desta etapa da minha vida como estudante.

Obrigado a todos.

Fábio Reina

Página em branco

Índice

Resumo ..... **iii**

Abstract ..... **v**

Agradecimentos ..... **vii**

Índice ..... **ix**

Lista de figuras ..... **xiii**

Lista de tabelas ..... **xv**

Abreviaturas e Símbolos ..... **xvii**

Capítulo 1 ..... **1**

Introdução 1
1.1 Fundo 1
1.2 Definição do problema 2
1.3 Objetivos 3
1.4 Metodologia 3
1.5 Estrutura da tese 3

Capítulo 2 ..... **5**

Estado de arte ..... Erro! Marcador não definido.

2.1 Mercado de eletricidade 5
2.1.1 Modelo em Pool 8
2.1.2 Contratos bilaterais 9
2.1.3 Estruturas mistas 9
2.1.4 MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade 10
2.1.5 Sistema tarifário da eletricidade em Portugal 12

2.2 Mercado P2P de eletricidade 13
2.2.1 Energias renováveis 13
2.2.2 Conceito de troca de energia usando os modelos P2P 14
2.2.3 Arquitetura e estruturas de mercados de energia P2P 15
2.2.4 Mercado P2P completo 17
2.2.5 Mercado P2P baseado na comunidade 18
2.2.6 Mercado P2P híbrido 19

2.3 Abordagens atuais 19
2.3.1 Plataformas de negociação 20
2.3.2 Simulação 21
2.3.3 Otimização 22

2.4 Mercado convencional / Mercado P2P 23

2.5 Impacto do mercado P2P na rede de distribuição 26

2.5.1 Controlo de tensão 26

2.5.2 Congestionamentos 28
2.5.3 Dispositivos de armazenamento de energia 29

2.6 Resumo do capítulo 30

Capítulo 3 31

Formulação matemática 31

3.1 Função objetivo..... 31

3.2 Restrições..... 32
3.2.2 Aparelhos flexíveis..... 33
3.2.3 Veículos elétricos 34
3.2.3 Dispositivos de armazenamento de energia..... 35
3.2.4 Sistemas HVAC 36
3.2.5 Leis de Kirchhoff 36
3.2.6 Lei da tensão de Kirchhoff 37
3.2.7 Limites de potência 38

3.3 Resumo do Capítulo 38

Capítulo 4 39

Caso de estudo, resultados e discussões..... 39

4.1 Suposições de dados do sistema..... 39

4.2 Descrição dos cenários..... 41
4.2.1 Cenários de procura 41
4.2.2 Cenários de produção de energia solar 42
4.2.3 Dados de preço..... 43

4.3 Descrição dos casos de estudo..... 44
4.3.1 Caso 1 44
4.3.2 Caso 2 44

4.4 Análise e Discussão de Resultados 45
4.4.1 Analise de transações P2P 45
4.4.2 Agregação de energia por fonte 46
4.4.3 Transações P2P..... 46
47

4.5 Análise de custos 47

4.6 Impacto na rede 48
4.6.1 Congestionamento 49
4.6.2 Perfis de tensão..... 50

4.7 Resumo do capítulo 51

Capítulo 5 52

Conclusão e trabalhos futuros..... 52

5.1 Conclusões..... 52

5.2 Trabalhos futuros..... 54

Referências 56

Anexos A..... 61

Anexo A.1 – Dados do sistema 62

Anexo A.2 – Características dos ESS 62

Anexo A.3 – Características dos PV 62

Anexo A.4 – Características dos VE 63

Anexo A.5 – Características dos aparelhos flexíveis 63

Anexos B 64

Anexo B.1 – Perfil carga/consumidor 64
Anexo B.1.1 – Perfil de carga/consumo do prosumer 1. 64
Anexo B.1.2 – Perfil de carga/consumo do prosumer 2. 65
Anexo B.1.3 – Perfil de carga/consumo do prosumer 3. 65
Anexo B.1.4 – Perfil de carga/consumo do prosumer 4. 66
Anexo B.1.5 – Perfil de carga/consumo do prosumer 5. 66
Anexo B.1.6 – Perfil de carga/consumo do prosumer 6. 67
Anexo B.1.7 – Perfil de carga/consumo do consumidor 1. 67
Anexo B.1.8 – Perfil de carga/consumo do consumidor 2. 68
Anexo B.1.9 – Perfil de carga/consumo do consumidor 3. 68
Anexo B.1.10 – Perfil de carga/consumo da escola. 69

Anexo B.2 – Energia para consumo próprio 69

Lista de figuras

Figura 2.1 - Centralização do mercado energético ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.2 - Organização do mercado energético. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.3 - Modelo reestruturado do setor de eletricidade ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.4 - Estrutura do modelo em pool do mercado energético. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.5 - Estrutura do modelo de estrutura mista do mercado energético ....**Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.6 - Market splitting da MIBEL..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.7 - Evolução do mercado energético em Portugal ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.8 - Conceito de microrede..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.9 - Modelo de comércio de energia P2P. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.10 - Arquitetura padronizada de quatro camadas baseada no SGAM (Smat Grid Architecture Model) para o modelo P2P. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.11 - Mercado P2P completo. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.12 - Mercado P2P completo com 4 pares. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.13 - Mercado P2P baseado na comunidade..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.14 - Mercado P2P baseado na comunidade..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.15 - Estrutura de Plataforma de negociação para mercados P2P. . **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.16 - Co-simulação da rede de distribuição de eletricidade e da plataforma de comércio de energia P2P..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.17 - Mercado P2P descentralizado..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.18 - Estrutura comercial atual dos clientes residenciais com FV e EV. .**Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.19 - Estrutura comercial dos mercados P2P..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 20 - Opções de troca de energia nos sistemas de distribuição de energia. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.21 - Barramento típico com PV e bateria..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 2.22 - Fluxo de interação e troca de informação entre DSO, ETO e Prosumer 28

Figura 2.23 - Plataforma de cooperação energética. ..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 4.1 - Sistema de teste adaptado..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 4.2 - Tecnologias Existentes na casa de cada consumidor/prosumer.**Erro! Marcador não definido.**

Figura 4.3 - Cenários de procura..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 4.4 - Cenários de produção de energia solar..... **Erro! Marcador não definido.**

Figura 4.5 - Zona de probabilidade de ocorrência de irradiação solar para o prosumer 5. **Erro! Marcador não definido.**

Figura 4.6 - Preço da energia durante o dia..... 43

Figura 4.7 - Perfil de carga do consumidor no caso 1..... 44

Figura 4.8 - Agregação de energia por fonte..... 47

Figura 4.9 - Transações energéticas P2P..... 47

Figura 4.10 - Custo total individual de cada agente 48

Figura 4.11 - Custo total associado a cada caso de estudo 48

Figura 4.12 - Carregamento de linha para o caso de estudo 1..... 49

Figura 4.13 - Carregamento de linha para o caso de estudo 2..... 50

Figura 4.14 - Desvios médios de tensão nos nós da rede elétrica 50

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Atividades reguladas e tarifas reguladas em Portugal. .....**Erro! Marcador não definido.**

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

DSO	Operador do Sistema de Distribuição (*Distribution System Operator*)
ESS	Energy Storage System (Dispositivo de armazenamento de energia)
EV	Veículos elétricos (*electric vehicles*)
FER	Fontes de Energia Renováveis
ISO	Operador de Sistema Independente (*Independent System Operator*)
OMIE	Operador do Mercado Ibérico Espanha
OMIP	Operador do Mercado Ibérico Portugal
P2P	*Peer-to-Peer*
RED	Recursos de Energia Distribuídos

Lista de símbolos

Set/Índices

t ∈ Ω^T	Período de tempo
s ∈ Ω^S	Cenários
w ∈ Ω^W	Prosumer *w*
c ∈ Ω^C	Aparelhos controláveis *c* = {HVAC, máquina loiça, máquina roupa}
f ∈ Ω^F	Fases de operação variável de aparelhos controláveis
k ∈ Ω^k	Índice/set de ramos
es ∈ Ω^{es}	Índice/set de Sistemas de Armazenamento de Energia (ESSs)
i ∈ Ω^i	Índice/set de barramentos

Parâmetros

$CE_{t,s}^{ESS}$	Eficiência de carregamento do ESS do prosumer *w*
$CE_{w,s}^{EV}$	Eficiência de carregamento do EV do prosumer *w*
$\eta_{w,s}^{ESS,des}$	Eficiência de descarga do ESS do prosumer *w*
$\eta_{w,s}^{EV,des}$	Eficiência de descarga do EV do prosumer *w*
$CargaInf_{w,t,s}$	Carga inflexível do agregado familiar *w* no período *t* [KW]

N	Parâmetro que impõe limites à quantidade de energia proveniente da rede como estratégia complementar à resposta de procura.
$N_{w,c,s}$	Períodos de funcionamento do aparelho controlável *c* do prosumer *w*
$\boldsymbol{P}_{w,f,c,s}^{fase}$	Potência consumida pelo aparelho controlável do prosumer w enquanto na fase *f* [KW]
$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{PV,prod}$	Potência disponível do Sistema FV do lar *w* no período *t* [KW]
$\boldsymbol{R}_{w,s}^{ESS,car}$	Taxa de carregamento do ESS do prosumer *w*
$\boldsymbol{R}_{w,s}^{ESS,des}$	Taxa de descarga do ESS do prosumer *w* [KW]
$\boldsymbol{R}_{w,s}^{EV,car}$	Taxa de carregamento do EV do prosumer *w* [KW]
$\boldsymbol{R}_{w,s}^{EV,des}$	Taxa de descarga do EV do prosumer *w* [KW]
$\boldsymbol{R}_{w,s}^{EV,des}$	Taxa de descarregamento do EV do prosumer *w* [KW]
g_k, b_k, $\boldsymbol{S}_k^{max}$	Condutância, susceptância e limites de fluxo de cada ramo (S,S,MVA)
R_k, X_k	Resistência, Reatância (Ω, Ω)
MP_k, MQ_k	Parâmetros M relacionados com fluxos de energia ativa e reativa sobre cada ramo *k*
$SOC_{t,w,s}^{ESS}$	SOE inicial de ESS do prosumer *w* [KWh]
$SOC_{t,w,s}^{ESS,max}$	Máximo SOE do ESS do prosumer *w* [KWh]
$SOC_{t,w,s}^{ESS,min}$	Mínimo SOE do ESS do prosumer *w* [KWh]
$SOC_{t,w,s}^{EV,ini}$	SOE inicial de EV do prosumer *w* [KWh]
$SOC_{w,s}^{EV,max}$	Máximo SOE do EV do prosumer *w* [KWh]
$SOC_{w,s}^{EV,min}$	Mínimo SOE do EV do prosumer *w* [KWh]
$\boldsymbol{T}_{w,s}^{a}$	Hora de chegada do EV do prosumer *w*
$\boldsymbol{T}_{w,s}^{d}$	Período de partida do EV do prosumer *w*
$T_{w,f,c,s)}^{dur}$	Duração da fase *f* do aparelho controlável *c* do prosumer *w* [número de ΔT – período de horas]
$\boldsymbol{\lambda}_{t,s}^{comp}$	Preço de compra da energia [EUR/MWh]
$\boldsymbol{\lambda}_{t,s}^{vend}$	Preço de venda da energia [EUR/MWh]
ΔT	Duração do intervalo de tempo (t)

Variáveis

$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,rede}$	Porção de energia total adquirida na rede pelo prosumer *w* no período *t* [KW]
$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,local}$	Porção de energia adquirida na vizinhança local pelo prosumer *w* no período *t* [KW]
$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,vizi}$	Porção de energia adquirida da vizinhança pelo prosumer *w* no período *t* [KW]
$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,T}$	Potência total adquirida pelo prosumer *w* no *período t* [KW]

$P_{w,t,s}^{ESS,des}$	Poder de descarga de ESS do prosumer *w* no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{ESS,car}$	Potência de carregamento de ESS do prosumer *w* no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{EV,car}$	Potência de carregamento de EV do prosumer *w* no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{EV,des}$	Poder de descarga de EV do prosumer *w* no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{ESS,uso}$	Porção de potência de descarga de ESS do prosumer *w* utilizada para satisfazer o auto-consumo no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{EV,uso}$	Porção de potência de descarga de EV do prosumer *w* utilizada para satisfazer o auto-consumo no período *t* [KW]
$P_{w,t',c,s}^{maquina}$	Potência consumida pelo aparelho controlável *c* do prosumer *w* enquanto no período *t* [KW]
$P_{w,h,s}^{PV,uso}$	Porção da potência PV do prosumer *w* utilizada para satisfazer o autoconsumo no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,ESS}$	Porção da potência de descarga de ESS do prosumer *w* vendida à rede ou ao bairro no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,rede}$	Porção de energia injetada na rede pelo prosumer *w* que flui de volta para a rede no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,EV}$	Porção da potência de descarga de EV do prosumer *w* vendida à rede ou ao bairro no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,local}$	Porção de energia injetada na rede pelo prosumer *w* que é utilizada localmente na vizinhança no período *t*[kW].
$P_{w,t,s}^{vend,PV}$	Porção da potência fotovoltaica do prosumer *w* vendida à rede ou à vizinhança no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,T}$	Potência total injetada do prosumer *w* na rede no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{PV,uso}$	Porção de potência PV do prosumer *w* utilizada para satisfazer o auto-consumo no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,rede}$	Porção de energia injetada na rede pelo prosumer *w* que flui de volta para a rede no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,local}$	Porção de energia injetada na rede pelo prosumer *w* que é localmente utilizada na vizinhança no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,vizi}$	Porção de energia injetada na vizinhança pelo prosumer *w* no período *t* [KW]
$P_{w,t,s}^{vend,T}$	Potência total injetada na rede por prosumer *w* no período *t* [KW]
$P_{t,s,i}^{NS}$	Potência ativa não servida no barramento i [KW]
$P_{k,s,t}$	Fluxo de potência ativa no ramo k [KW]

$\boldsymbol{PL}_{k,s,t}$	Perdas ativas no ramo k [KW]
$V_{i,s,t}$, $V_{j,s,t}$	Magnitude da tensão do barramento *i* e *j* [V]
V_{nom}	Tensão nominal do sistema [V]
$u_{k,t}$)	Mudança de variáveis (binárias) dos ramos existentes
$SOC_{t,w,s}^{ESS}$	SOE de ESS do prosumer *w* no período *t* [KWh]
$SOC_{t,w,s}^{EV}$	SOE de EV do prosumer *w* no período *t* [KWh]
$x_{w,s,t'}^{2}$	Variável binária. 1 se a energia flui da rede para os prosumers/ se o EV está a carregar para os prosumers *w* no período *t*; senão 0.
$x_{w,s,t'}^{3}$	Variável binária. 1 se a energia flui da rede para os prosumers/ se o ESS está a carregar para os prosumers *w* no período *t*; senão 0.
$x_{w,t,f,c,s}^{fase}$	Variáveis binárias. 1 se a fase do aparelho controlável no prosumer *w* estiver em início/em curso/acabamento (*x* = {*y*,*u*,*z*}) no período *t*; senão 0

Capítulo 1

Introdução

Este capítulo apresenta uma breve introdução ao tema, a definição do problema abordado e descreve as principais motivações e objetivos do trabalho de investigação. Além disso, apresenta também a metodologia de investigação do trabalho, bem como a estrutura da dissertação.

1.1 Fundo

A rede elétrica tem enfrentando novos desafios, nomeadamente o crescimento considerável de fontes de energias renováveis (FER) e as suas características de intermitência e variabilidade. Com a presença de energia fotovoltaica (PV) e eólica na rede, é necessário avaliar o seu impacto na rede de forma a que esta respeite todas as suas restrições técnicas [1]. Com a integração de FER na rede em grande escala, são introduzidos uma série de problemas técnicos na rede, tais como problemas de tensão, congestionamento e incertezas no fluxo de energia [2]. No entanto, é necessário obter soluções que suporte estas alterações nas fontes de geração. Devido ás suas características, os dispositivos de armazenamento de energia (ESS) podem ser uma solução muito viável para combater a natureza imprevisível das FER [3].

Também, o mercado de eletricidade tem vindo a sofrer alterações na sua estrutura, de forma a melhorar os rendimentos quer a nível de fiabilidade quer a nível de custos. Os mercados de eletricidade têm sofrido uma descentralização na sua estrutura para se enquadrar no mundo atual de geração distribuída [4]. Devido à característica distribuída e imprevisível dos recursos

energéticos renováveis, é necessário criar mercados energéticos que suportem estas características. Assim, surgiu os mercados *peer-to-peer* (P2P) que são considerados um método muito promissor para gerir os recursos distribuídos [5].

Nos mercados P2P, os produtores e/ou consumidores de energia elétrica podem comprar ou vender energia num mercado local, bem como efetuar transações entre eles, sem a supervisão de uma entidade central. Com esta nova vertente nos mercados de eletricidade, surgiu assim no mundo da energia uma nova identidade denominada de '*Prosumer*'. Os *prosumers* são agentes da eletricidade que produzem e consomem energia elétrica. Os *prosumers* podem ter um papel muito fundamental na estrutura energética distribuída atual uma vez que produzem energia renovável e conseguem modular eficientemente a sua procura [6]. Ao longo dos últimos anos, foram criadas comunidades energéticas que consistem em ligações entre vizinhanças com geração local, com o intuito de todos se ajudarem mutuamente e obterem benefícios entre eles [7].

Com a mudança dos agentes de energia elétrica de consumidores para também produtores de energia (*prosumer*) e o novo paradigma de comércio de energia P2P, é necessário estudar e perceber o seu impacto no sistema de distribuição em redes elétricas de baixa tensão [8]. Um dos maiores desafios dos mercados *peer-to-peer* é manter a estabilidade e fiabilidade do sistema de distribuição, seguindo as restrições técnicas existentes na rede de distribuição, tais como controlo de tensão e controlo de congestionamentos.

1.2 Definição do problema

De forma a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis e tornar o setor energético mais 'limpo', houve um crescente aumento de fontes de energias renováveis na rede elétrica. A necessidade de reestruturação do setor elétrico, nomeadamente dos mercados energéticos foi alvo de bastante estudo e mudança nos últimos tempos. Um novo paradigma no mercado da eletricidade foi valorizado, denominado *peer-to-peer*. Estes mercados criam novos desafios aos participantes do mercado, principalmente no impacto que têm no sistema de distribuição. A flexibilidade e constante mudança dos fluxos de energia dos agentes de uma comunidade energética e a intermitência e incerteza das fontes de energia renovável são os maiores desafios impostos à fiabilidade do sistema de distribuição elétrico. Também a presença de tecnologias facilitadoras das redes inteligentes (*Smart-Grids*) e de novos conceitos como micro-rede são introduzidos no sistema elétrico.

Contudo, para integrar estas tecnologias e fontes de geração no sistema elétrico é necessário perceber o impacto geral e tirar conclusões sobre a estabilidade da rede elétrica de distribuição. Assim, esta dissertação pretende responder à seguinte questão de investigação. Qual o impacto dos mercados P2P na operação da rede de distribuição?

1.3 Objetivos

Os principais objetivos desta dissertação são:

- Perceber a temática de funcionamento da rede de distribuição com fontes de energias renováveis, dispositivos de armazenamento de energia e veículos elétrico;
- Entender a temática dos mercados energéticos convencionais e dos mercados energéticos P2P;
- compreender as vantagens das comunidades energéticas com geração distribuída local;
- criar uma formulação matemática com o objetivo de entender o impacto da FER com carácter estocástico na rede de distribuição com a presença de ESS e veículos elétricos;
- entender a temática dos mercados energéticos P2P e avaliar os seus prós e contras;
- realizar vários casos de estudo que simulem diferentes cenários de produção e carga;
- avaliar o impacto dos mercados *peer-to-peer* na operação da rede de distribuição;

1.4 Metodologia

O trabalho desenvolvido nesta dissertação gira em torno do impacto das transações energéticos P2P na operação do sistema de distribuição. Para esse efeito, foi proposto e desenvolvido um modelo matemático de simulação linear estocástica que assegura a utilização de forma eficiente de energias renováveis, tendo em conta a sua imprevisibilidade e variabilidade. O modelo proposto é aplicado a um caso de estudo que engloba uma pequena comunidade energética com geração local por parte de alguns prosumers e avalia o impacto da presença de FERs e dispositivos de armazenamento de energia e consequentes transações energéticas na rede de distribuição. O problema desta dissertação é programado utilizando a ferramenta computacional GAMS 24.1.2, seguindo um modelo de sistema de teste adaptado correspondente a um ramo do sistema de 119 barramentos.

1.5 Estrutura da tese

Esta dissertação é dividida em cinco capítulos. No capítulo 2 é apresentado o estado de arte e os conceitos relacionados com o tema abordado nesta dissertação. Também é apresentado uma revisão bibliográfica de trabalhos relevantes sobre a temática da dissertação. No capítulo 3 é estabelecida a formulação matemática desenvolvida, onde as equações são expostas e explicadas, desde a função objetivo até às restrições utilizadas.

No capítulo 4 é apresentado o caso de estudo da dissertação, as suposições de dados do sistema de caso de estudo, bem como a descrição dos possíveis cenários a utilizar. Além disso, é feita uma extensa análise e discussão dos resultados obtidos, nomeadamente em termos de transações energéticas P2P, custos, congestionamentos e desvios de tensão. Finalmente, no capítulo 5 são discutidos os resultados obtidos das simulações. São apresentadas conclusões relevantes da dissertação, possíveis trabalhos futuros que possam ser feitos e ainda as contribuições da dissertação.

Capítulo 2

Revisão bibliográfica

Este capítulo apresenta o estado de arte e os conceitos relacionados com os mercados energéticos. Com o aumento da integração de FER e a presença de dispositivos de armazenamento de energia, surgiu um novo paradigma no mercado denominada peer-to-peer. Neste capítulo é apresentado a estrutura e conceitos relacionados com os mercados energéticos peer-to-peer e o seu impacto na operação da rede de distribuição, nomeadamente os custos associados, desvios de tensão e congestionamentos.

2.1 Mercado de eletricidade

O sistema elétrico tem sofrido uma expansão muito significativa ao longo dos últimos tempos, expandindo desde sistemas que alimentavam pequenas lâmpadas para grandes sistemas que conseguem alimentar grandes áreas. Desde o princípio que as empresas elétricas têm sido administradas por serviços públicos verticalmente organizados e altamente monopolizados, com concessões a empresas públicas ou privadas na qual era impossível escolher o fornecedor e com um planeamento muito centralizado de acordos tarifários com entidades governamentais [9], tornando o mercado energético muito centralizado como é mostrado na Figura 2.1.

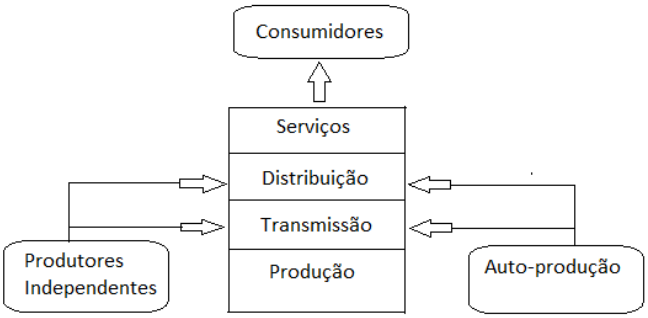


Figura 2.1 - Centralização do mercado energético

Por volta da década de 70, houve uma significativa mudança no setor elétrico, nomeadamente no que diz respeito aos mercados de eletricidade. A limitação dos recursos fósseis (Crise petrolífera 1973) e o seu consequente, o seu preço elevado, o facto de ser imperativo a transição de energia com alternativas limpas, bem como o compromisso global de mitigar os impactos adversos das alterações climáticas foram as principais razões que levaram a essa mudança [10]. Assim, a integração das Fontes de Energia Renováveis (FER) nos sistemas elétricos tomou especial atenção e contribuiu para uma liberalização e reestrutura do setor de energia, nomeadamente dos mercados de eletricidade. A regulação, a liberalização, a privatização, a entrada de novos agentes e novos esquemas tarifários foram as grandes alterações feitas no setor de energia [11]. Esta reestruturação tem por objetivo criar novas oportunidades de negócio para consumidores e fornecer várias opções e serviços confiáveis aos clientes.

Até há pouco tempo, o mercado de eletricidade restringia-se apenas a um único operador de mercado que produzia e vendia energia elétrica num mercado regulado, sendo que essa regulação era determinada através de uma tarifa definida por uma entidade governamental. A expansão do mercado de eletricidade quer ao nível da distribuição quer ao nível do cliente individual tem se tornado bastante importante na área do mercado de energia [12]. Uma das características importantes nos mercados de eletricidade que diferencia dos outros mercados é a necessidade de balanceamento em tempo real de oferta e procura local, ou seja, a oferta e a procura instantânea devem estar sempre em equilíbrio [13]. Caso contrário, a integridade do sistema elétrico pode ficar comprometida. Assim, o fornecimento de energia elétrica envolve três tipos de atividades:

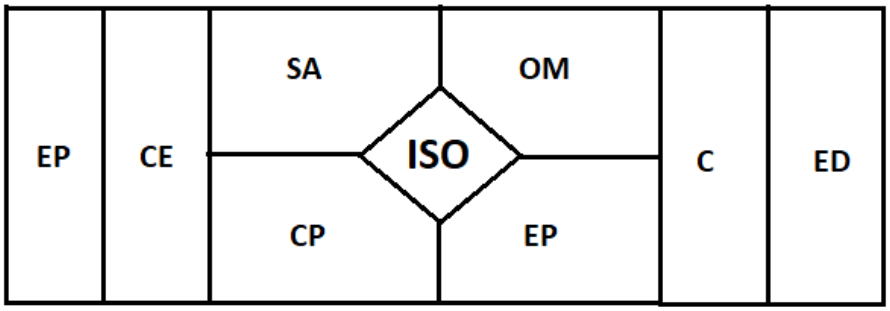
- Geração
- Transmissão
- Serviços auxiliares

Apesar destas atividades apresentarem diferenças relevantes nos mercados existentes em todo o mundo, há uma característica comum a praticamente todas as soluções, nomeadamente a presença de um operador do sistema independente (ISO), que está representado na Figura 2.2. Dependendo das diferentes soluções de mercado existentes, o ISO controla e opera a rede de transmissão, gerencia o fornecimento, contratação e infraestrutura para todas as atividades do mercado de energia – geração, transmissão e balanceamento [14].

Relativamente à organização dos mercados de eletricidade estes podem ser organizados em [15]:

- Baseados em pool
- Mercados financeiros
- Mercados do dia seguinte
- Mercados intradiários
- Contratos bilaterais
- Estruturas mistas

Na Figura 2.3 está representado um modelo do setor elétrico reestruturado, onde os consumidores finais obtêm energia através das empresas de distribuição e dos revendedores de energia. Para servir as necessidades de eletricidade dos consumidores finais, as empresas de distribuição e os revendedores compram em mercados grosseiros diferenciados por estrutura.



EP - Empresa Produtora
CE - Comercializador de Energia
SA - Serviços Auxiliares
CP - Coordenador de Programação
ISO - Operador Independente do Sistema

OM - Operdaor de Mercado
EP - Empresa de Distribuição
C - Comercializador
ED - Empresa de Distribuição

Figura 2.2 - Organização do mercado energético.

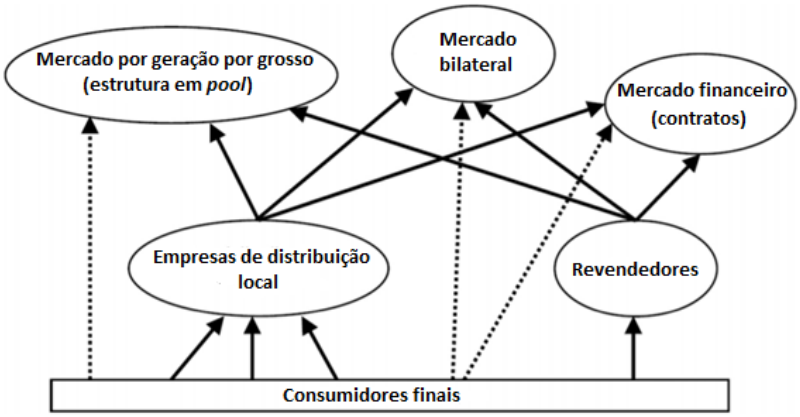


Figura 2.3 - Modelo reestruturado do setor de eletricidade

2.1.1 Modelo em Pool

Atualmente, nos mercados de eletricidade são estabelecidas relações entre os produtores de energia, comercializadores, consumidores/revendedores ilegíveis, empresas de distribuição e operador do sistema independente. A entidade responsável por esta harmonia é o Pool/operador de mercado que está encarregue de executar despachos centralizados baseados em propostas de compra e venda e de salvaguardar o relacionamento comercial entre a produção e a carga [16]. Ou seja, os geradores recebem e as cargas pagam o preço de mercado. Contudo, este modelo deve obedecer às propriedades físicas das redes elétricas consideradas, visto que o Pool deve igualar as ofertas do ponto de vista económico e o operador do sistema deve verificar se os limites da capacidade de produção dos geradores e/ou os limites da capacidade da rede de transmissão não foram ultrapassados.

Como se pode observar na Figura 2.4, quando ocorrem congestionamentos na rede de transmissão, o ISO e o operador de mercado (Pool) devem trabalhar em conjunto de forma a encontrar uma solução viável. Caso o problema não tenha sido resolvido, o ISO tem a responsabilidade e a autoridade para realizar um novo despacho inicial [17]. Este modelo funciona tipicamente através de *'day-ahead market'*, ou seja, mercados horários ou de 30 minutos [18].

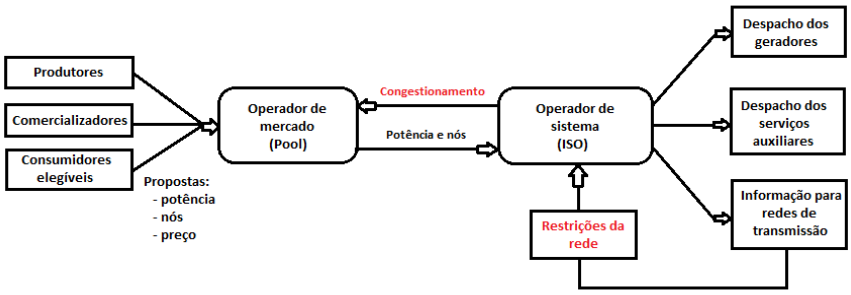


Figura 2.4 - Estrutura do modelo em pool do mercado energético.

2.1.2 Contratos bilaterais

Apesar do modelo baseado em Pool ser muito eficiente e usado nos mercados de eletricidade atuais, este modelo apresenta algumas desvantagens no desempenho geral do mercado de eletricidade. A presença de um operador de mercado faz com que nunca haja uma ligação direta entre os produtores e os consumidores de energia, tornando o mercado relativamente centralizado entre comprador e vendedor. Por outro lado, o modelo em Pool baseia-se em preços marginais de curto prazo que por sua vez, influenciados pela carga/geradores e pela capacidade de transmissão, são extremamente voláteis.

Para colmatar estas deficiências apresentadas pelo modelo baseado em Pool são utilizados os contratos bilaterais [19]. Assim, todas as transações são celebradas por duas partes e são independentes de quaisquer outras transações no mercado. Na estrutura bilateral, um comprador e um vendedor negoceiam diretamente por meio de negociação bilateral sob a tarifa de transmissão de acesso aberto de uma empresa de transmissão regulamentada. Por um lado, as empresas produtoras e por outro as empresas distribuidoras/clientes elegíveis são livres para negociar. De uma forma geral, nos contratos bilaterais, existe a liberdade e o direito de escolha, ou seja, a oferta e a procura têm de procurar os melhores contratos que se adequam às suas condições [20]. Podem ser físicos ou financeiros e na maior parte coexistem com o Pool. Geralmente a sua duração é cerca de um ano ou mais.

2.1.3 Estruturas mistas

Visto que, tanto o modelo baseado em pool como os contratos bilaterais apresentam algumas particularidades importantes que diferem entre si, surgiu então uma nova estrutura nos mercados de eletricidade denominada por estrutura mista (Figura 2.5) [15]. Na maior parte dos países mundiais onde houve uma reorganização e reestruturação do sistema elétrico, foi adotada esta estrutura mista visto que permite que todos os agentes de mercado, produtores, consumidores e retalhistas escolham a plataforma de mercado (estrutura) que melhor se adapta aos seus próprios interesses.

Através desta estrutura mista de organização dos mercados de eletricidade, o operador de mercado pode escolher entre o mercado baseado em Pool ou os contratos bilaterais, sendo que, qualquer que seja a sua escolha conforme os seus interesses, deve enviar sempre as informações técnicas ao operador de sistema como se verifica na Figura 2.5.

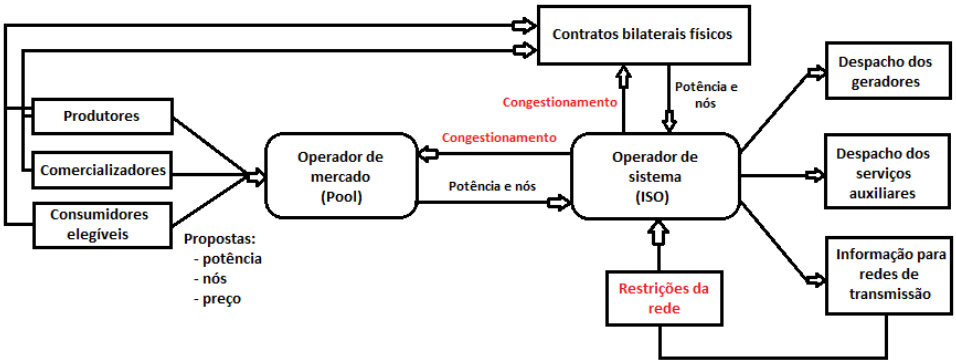


Figura 2.5 – Estrutura do modelo de estrutura mista do mercado energético

2.1.4 MIBEL – Mercado Ibérico de Eletricidade

De forma a consolidar o mercado de eletricidade em termos internacionais foram criados diversos mercados organizados com o intuito de permitir maior concorrência e transparência no setor elétrico originando maior organização e eficiência dos mercados e garantir o acesso em iguais condições à contratação de energia para todos os possíveis participantes. Por todo o mundo foram criados mercados importantes e necessários para a evolução do setor elétrico, nomeadamente na Europa [21]. O Mercado Nórdico de Eletricidade (NordPool) [22], o Mercado Inglês e Galês de eletricidade/Reino Unido (NETA/BETTA), o Mercado da Austrália, o Mercado da Califórnia (CAISO) são alguns exemplos da uniformidade e das vantagens dos mercados internacionais de eletricidade [22].

Também Portugal aderiu a esta tendência e, em 1998, os governos de Portugal e Espanha iniciaram as conversações para a criação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL). A proximidade geográfica e o fato de ambos os países já apresentarem uma elevada taxa de transações entre eles foram algumas das razões mais relevantes para a criação deste mercado bem como a rentabilidade que o mercado ibérico iria proporcionar a ambos os países envolventes. A 14 de Novembro de 2001 houve a oficialização da criação da MIBEL através da assinatura de um memorando entre as administrações de Portugal e Espanha e a 20 de junho de 2004 a convenção internacional para a sua criação. As negociações foram feitas entres os TSO de ambos os países (REN SA – Portugal e REE SA – Espanha), as entidades reguladoras (ERSE e CNE) e as administrações públicas de cada país. A transparência e estabilidade dos mercados, a definição de um preço único de eletricidade para toda a Península Ibérica, bem como o acesso a todas as plataformas de negociação existentes no MIBEL por parte de todos os agentes foram as principais razões para a sua criação [23].

Relativamente ao funcionamento da MIBEL [24], a gestão financeira dos mercados é da responsabilidade do operador de mercado de cada país (OMIE – Operador de Mercado Ibérico de Energia (Pólo Espanha) e OMIP – Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Portugal) e as plataformas de negociação existentes são as seguintes:

- Pool comum
- Contratos bilaterais
- Mercados diários e intradiários
- Mercado comum para contratos futuros curto e longo prazos

O MIBEL está divido em duas áreas de controlo e a operação do sistema de cada área é da responsabilidade do TSO de cada país. Os operadores de sistema são também responsáveis pela deteção de congestionamentos na rede elétrica. Os congestionamentos da rede podem ser classificados consoante a área na qual eles ocorrem:

- Intra-área – ocorrem dentro da área de controlo de cada país e a sua resolução é da responsabilidade de cada TSO.
- Inter-área – ocorrem entre as duas áreas de controlo e a sua resolução pode ser feita através de *'market splitting'*.
- Outer-área – ocorrem entres as áreas de controlo internas da MIBEL e as áreas de controlo fora da MIBEL. A sua resolução pode ser feita através de acordos particulares com os países envolvidos (França e Marrocos);

Na Figura 2.6, é mostrada a resolução de congestionamentos inter-área (*market splitting)* o mercado é divido em duas áreas de mercado diferentes na qual irão corresponder dois preços de mercado diferentes para cada país [25].

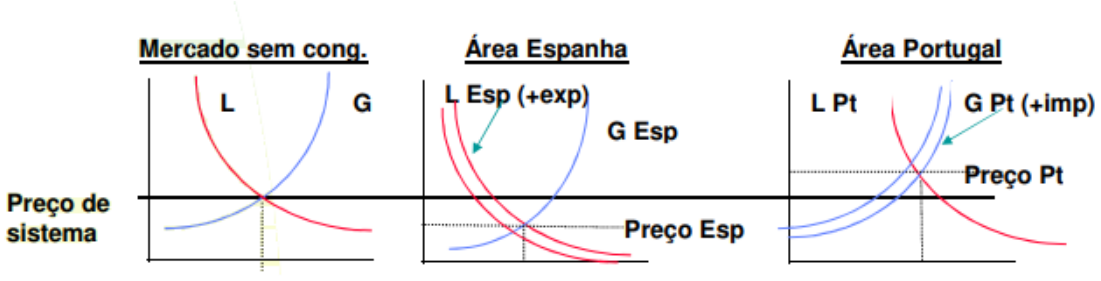


Figura 2.6 - Market splitting da MIBEL

2.1.5 Sistema tarifário da eletricidade em Portugal

O conhecimento e estabelecimento do sistema tarifário é importante para a definição e eficiência dos mercados de eletricidade. Cada país possui o seu próprio sistema de tarifas para a eletricidade. Relativamente ao MIBEL, também na convenção internacional assinada em 20 de junho de 2004 foi estabelecida a necessidade de uma harmonização das estruturas tarifárias com o objetivo de clareza e transparência na definição de tarifas para todas as atividades reguladas. Em Portugal, a entidade responsável pelo desenho da estrutura tarifária é a Entidade Reguladora de Serviços Energéticos (CNE em Espanha). A ERSE define as tarifas reguladas que traduzem os custos das atividades reguladas e são o reflexo nas faturas de todos os consumidores finais [26]. Estas tarifas reguladas são impostas quer para o mercado regulado quer para o mercado liberalizado. Nos tempos atuais, tem vindo a assistir-se a uma extinção do mercado regulado de vendas a consumidores finais, como é mostrado na Figura 2.7.

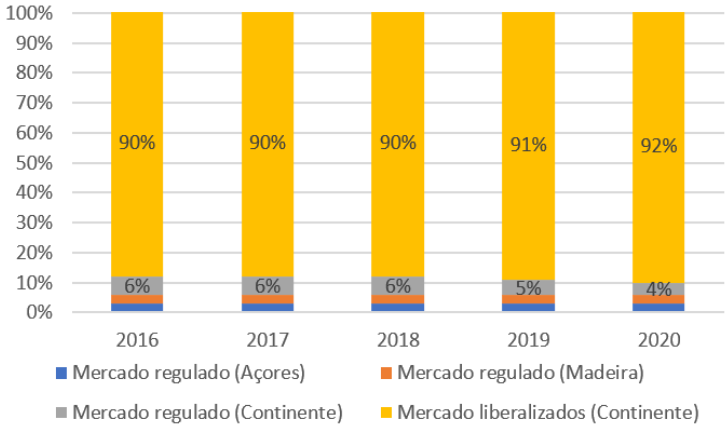


Figura 2.7 - Evolução do mercado energético em Portugal

As atividades reguladas e as tarifas atribuídas definidas pela ERSE [27], estão implícitas na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Atividades reguladas e tarifas reguladas em Portugal

Atividades Reguladas	–	Tarifas Reguladas
Gestão técnica global do sistema	–	Tarifa de Uso Global do Sistema
Transporte de energia elétrica	–	Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT/AT
Distribuição de energia elétrica em AT/MT e BT	–	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT/MT e BT (respetivamente)
Operação Logística de Mudança de Comercializador	–	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
Compra e venda de energia elétrica	–	Tarifa de Energia

Relativamente às tarifas reguladas, estas podem tomar valores diferentes consoante a época do ano e também consoante o período do dia. Os diferentes períodos do dia são classificados em quatro categorias [27]:

- **Horas super vazio:** representam as horas em que as tarifas são baixas devido ao fato do consumo de energia ser reduzido.
- **Horas vazio**: representam as horas em que as tarifas são ligeiramente mais altas do que as tarifas das horas em super vazio.
- **Horas de cheias:** representam as horas em que as tarifas apresentam valores relativamente elevados devido ao fato do consumo de energia atingir um valor significativo.
- **Horas de pico:** representam as horas em que as tarifas são as mais elevadas correspondentes ao consumo de energia mais elevado.

2.2 Mercado P2P de eletricidade

2.2.1 Energias renováveis

O principal objetivo dos mercados de eletricidade atuais é reduzir a dependência que os intervenientes do mercado têm na rede elétrica. Para isso, uma das soluções viáveis e usadas atualmente é a instalação de sistemas de geração renováveis para a produção de eletricidade. Nos últimos anos, tem havido um crescimento bastante acentuado dos recursos energéticos distribuídos de pequena escala quer a nível empresarial, quer a nível residencial [28]. Espera-se que a energia solar desempenhe um papel bastante significativo no sentido de alcançar um sistema de energia global descarbonizado e prevê-se que até 2050 a energia solar deverá cobrir cerca de 25% da procura mundial de energia [29]. O recurso renovável como a energia eólica e fotovoltaica, apesar de apresentarem inúmeras vantagens principalmente pelo fato de serem consideradas uma energia verde, por outro lado são recursos incontroláveis, pois apresentam características intermitentes e imprevisíveis, pela qual o sistema de energia será afetado pelas condições meteorológicas tornando-o por vezes instável [30]. A integração contínua de recursos de energia distribuída (RED's) têm mudado significativamente os sistemas elétricos, nomeadamente os sistemas de distribuição de energia. Devido a interesses políticos, socias e económicos, os sistemas de energias renováveis (FER) foram amplamente estudados e instalados. De forma a resolver este impacto negativo da crescente introdução de energias renováveis no sistema elétrico foi introduzido o conceito de microredes, Figura 2.8, de forma a melhorar a integração de geração distribuída na rede de serviços públicos [31].

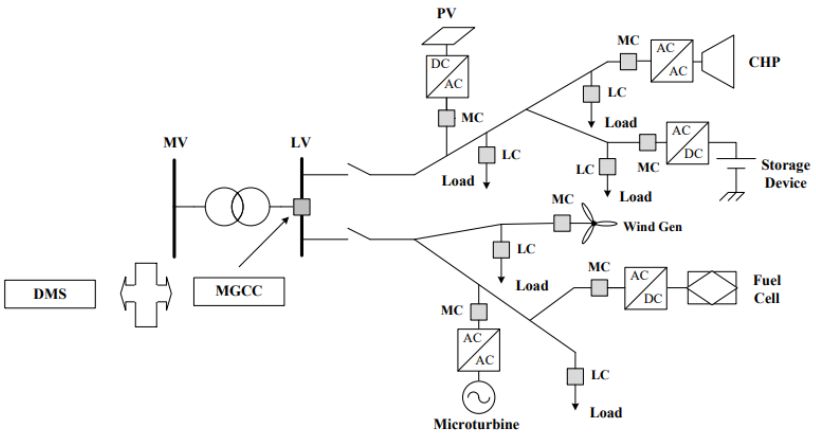


Figura 2.8 - Conceito de microrede.

Adicionalmente ao conceito de microredes, também a forma como a energia é produzida e consumida está a tornar os consumidores tradicionais em *prosumers* [32], ou seja, produzem e consomem energia. O aumento significativo dos prosumidores gera a oportunidade de um mercado de energia mais descentralizado e aberto.

Assim, o comércio de energia P2P surgiu como uma alternativa viável para os prosumidores participarem ativamente no mercado de energia. Este modelo permite a troca direta de energia entre prosumidores e consumidores sem a intervenção direta de um intermediário. O comércio de energia P2P desempenha um papel fundamental na proliferação de energias renováveis [33].

2.2.2 Conceito de troca de energia usando os modelos P2P

O aumento da energia renovável, principalmente a nível residencial, requer novos métodos de modo a reestruturar e flexibilizar o mercado de energia. Existe a necessidade de criar nos mercados para que a energia renovável seja comercializada entres prosumidores e consumidores sem a necessidade de um intermediário. Quando os prosumidores têm um excedente de energia elétrica, existem várias opções para o destino desse excedente de energia elétrica:

- a energia pode ser exportada para a rede elétrica;
- a energia pode ser armazenada em dispositivos de armazenamento para uso posterior;
- a energia pode ser vendida a outros consumidores de energia;

Assim, surge o comércio de energia P2P também chamado de economia compartilhada que permite a troca de energia direta entre prosumidores e consumidores em um sistema de rede local [34].

A Figura 2.9 exemplifica o modelo de comércio de energia P2P, onde o excedente da produção de recursos energéticos de pequena escala é comercializado entre clientes locais. Os prosumidores gerem e consomem energia, enquanto os consumidores apenas consomem energia. Todo o processo de negociação de compra e venda de energia existente entre os intervenientes do mercado (consumidores, prosumidores e empresas de energia elétrica) são realizadas através de uma plataforma que funciona como uma coordenadora de troca de energia [35].

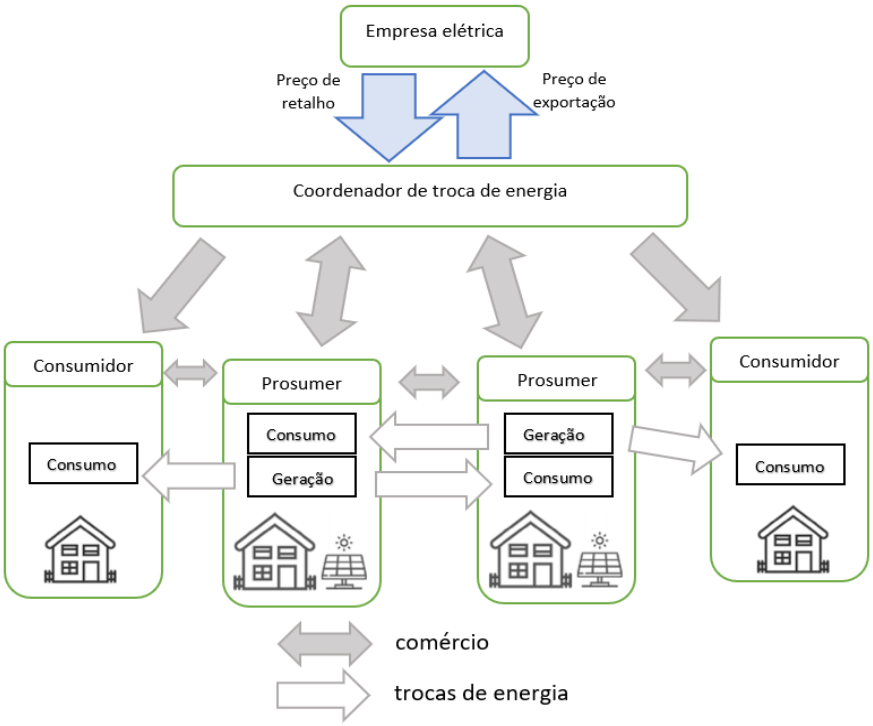


Figura 2.9 - Modelo de comércio de energia P2P.

2.2.3 Arquitetura e estruturas de mercados de energia P2P

Para muitos autores, no modelo de comércio de energia P2P é proposto uma arquitetura padronizada de quatro camadas baseada no SGAM (Smat Grid Architecture Model) que categoriza os elementos e as tecnologias existentes no modelo, consoante as funções que cada um representa [36]. Essa arquitetura padronizada de quatro camadas é representada na Figura 2.10.

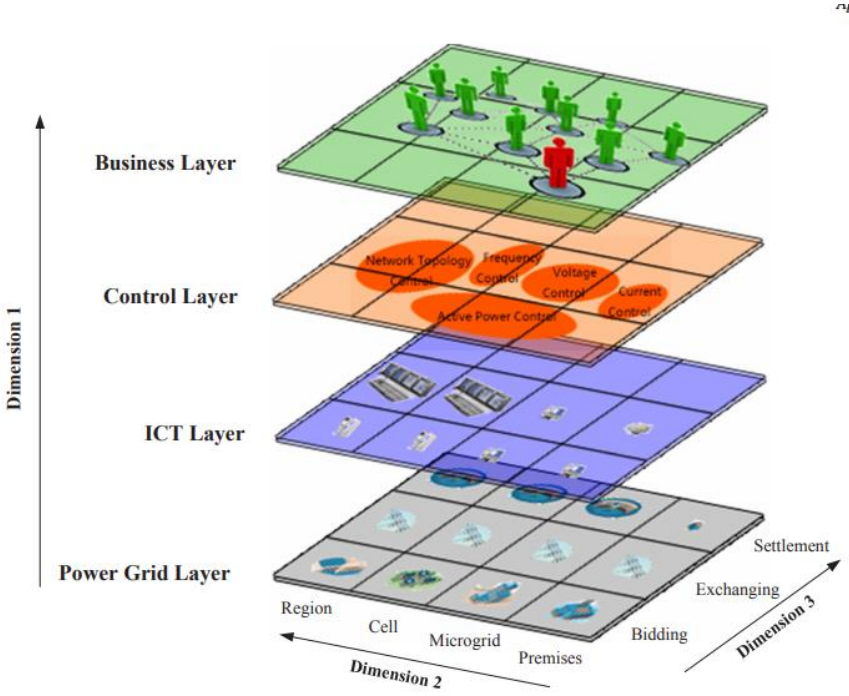


Figura 2.10 - Arquitetura padronizada de quatro camadas baseada no SGAM (Smat Grid Architecture Model) para o modelo P2P.

De acordo com a Figura 2.10, a arquitetura do sistema está dividida em três dimensões:

- **Primeira dimensão:** as funções implícitas no comércio de energia P2P estão ordenadas em quatro camadas distintas:
    - Camada empresarial: define o modo como a eletricidade é comercializada entre os pares e terceiros. Engloba os participantes nos mercados locais, autoridades de mercada e as plataformas comerciais;
    - Camada de controlo: consiste no sistema de monitorização e controlo dos Operadores de Sistema. Inclui as funções de controlo, entre elas o controlo de tensão, controlo de frequência e controlo de potência ativa.
    - Camada TIC (Tecnologia de Informação e Comunicação): inclui os dispositivos de comunicação, armazenamento de dados e fluxo de informação.
    - Camada da rede de energia: consiste em todos os componentes físicos da rede elétrica. Inclui a geração distribuída, transformadores, cargas, armazenamento, veículos elétricos, etc.

- **Segunda divisão:** é classificado segundo a dimensão dos pares existentes no comércio de energia P2P. Podem ser instalações, microredes, células ou regiões (conjunto de células).
- **Terceira divisão:** está divido em três fases temporais do processo de comércio de energia P2P. A primeira fase é a licitação na qual, antes da troca de energia entre pares, os participantes do mercado chegam a acordos comerciais uns com os outros. De seguida, a troca de energia onde a energia é gerada, transmitida e consumida. A fase final corresponde à liquidação onde, através de pagamentos ou acordos de liquidação, as transações são liquidadas.

Esta organização e categorização através de secções e camadas dos elementos e tecnologias existentes no modelo de comércio de energia P2P permite uma melhor demonstração e execução do modelo.

Seguindo a literatura, os mercados de comércio de energia P2P podem também ser gerenciados usando várias estruturas consoante a sua topologia [37]. As diferentes estruturas propostas para o mercado P2P são as seguintes:

- Mercado P2P completo
- Mercado P2P baseado na comunidade
- Mercado P2P híbrido

2.2.4 Mercado P2P completo

Este desenho de mercado baseia-se na negociação direta entre pares, ou seja, os agentes negoceiam livremente entre si diretamente, sem a intervenção de nenhum outro intermediário. Os agentes podem acordar uma transação de uma certa quantidade de energia por um determinado preço sem supervisão centralizada, como ilustrado na Figura 2.11. A Figura 2.12, representa um exemplo simples e ilustrativo de um mercado P2P completo com 4 pares.

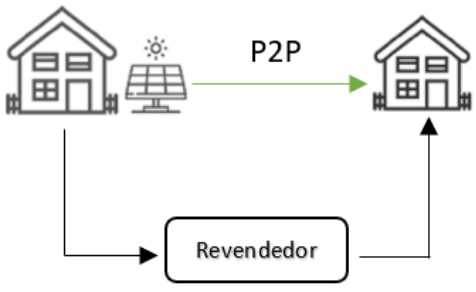


Figura 2.11 - Mercado P2P completo.

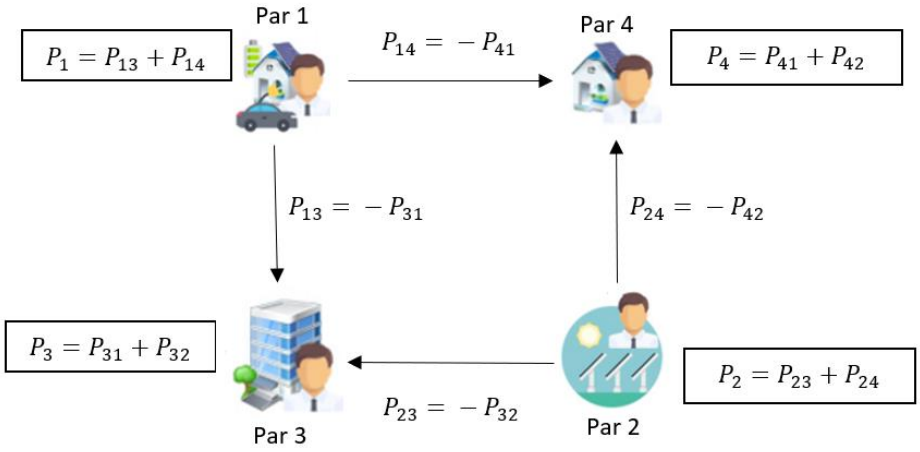


Figura 2.12 - Mercado P2P completo com 4 pares.

Os pares 1 e 2 são produtores e os pares 3 e 4 são consumidores. P_{nm} apresenta uma propriedade de reciprocidade e corresponde ao comércio entre os agentes *n* e *m*, na qual se P_{nm} for positivo significa que o par está a vender ou a produzir e se P_{nm} for negativa, o par está a comprar ou a consumir.

2.2.5 Mercado P2P baseado na comunidade

O mercado P2P baseado na comunidade adiciona um terceiro participante denominado de gestor comunitário [38]. Ao contrário do mercado P2P completo, este desenho de mercado apresenta um gestor comunitário que gere as atividades comerciais no interior da comunidade, mas também as atividades comerciais entre a comunidade e a restante rede elétrica, como ilustrado na Figura 2.13. Este tipo de estrutura pode ser perfeitamente aplicado a microredes, uma vez que as microredes apresentam uma grande capacidade de gerir localmente a produção e o consumo. O conceito de microredes ajusta-se ao desenvolvimento das comunidades energéticas permitindo assim obter ganhos acrescidos para todos os agentes comunitários.

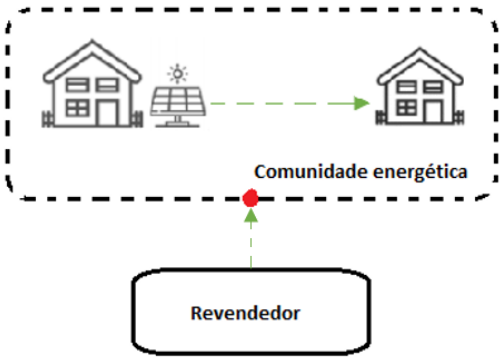


Figura 2.13 - Mercado P2P baseado na comunidade.

2.2.6 Mercado P2P híbrido

Este tipo de mercado P2P é uma combinação entre as estruturas P2P completo e P2P baseado na comunidade, tendo diferentes níveis de negociação de energia como ilustrado na Figura 2.14.

Nesta abordagem, os pares individuais também podem interagir diretamente uns com os outros sem nenhuma supervisão centralizada. As comunidades de energia podem participar em transações diretamente entre si, onde existe um gestor comunitário que controla as transações. Nomeadamente, em mercados P2P híbridos, as comunidades de energia podem também interagir com mercados existentes [39].

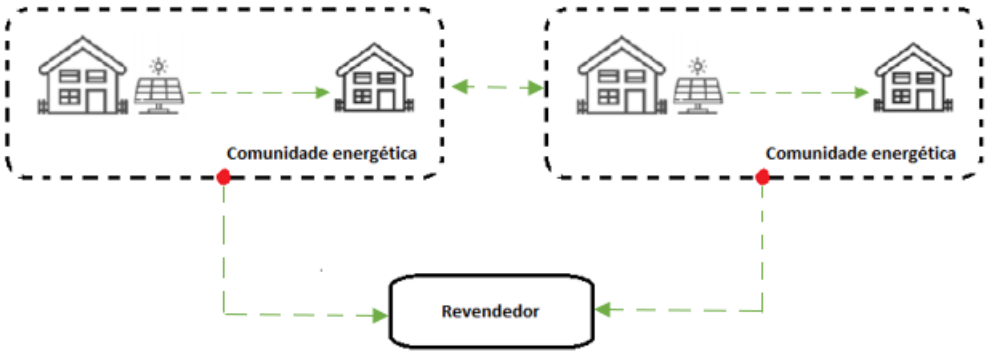


Figura 2.14 - Mercado P2P baseado na comunidade.

2.3 Abordagens atuais

Após a análise de diversos artigos relacionados com a comercialização de energia P2P, verifica-se que as diferentes abordagens do tema convergiam para seis áreas principais [35]:

1. Plataformas de negociação – possibilita a compra e venda de energia elétrica. Permite armazenar todas as informações relacionadas com a produção, o consumo e as relações contratuais entre todos os participantes.
2. Blockchain – tecnologia inovadora designada para aumentar a segurança das transações. A tecnologia blockchain corresponde a um banco de dados que detém com segurança informações críticas relativamente ao comércio de energia (dados, contratos, transações monetárias, etc.)
3. Simulação – técnica numérica que serve para realizar testes sobre um processo ou sistema.

4. Teoria dos jogos – área da matemática aplicada que usa modelos para estudar interações em estruturas de incentivo formalizadas chamadas jogos.
5. Otimização – a técnica de otimização é fundamental para maximizar lucros ou minimizar as perdas.
6. Algoritmos – são utilizados para otimizar cada um dos processos que fazem parte do modelo P2P.

2.3.1 Plataformas de negociação

Num mercado de energia convencional, quando uma transação é feita por dois participantes do mercado, ela é sempre supervisionada por uma entidade central. Atualmente estão a ser investigadas plataformas que necessitem apenas de um intermediário para realizar as transações de energia e não de uma entidade central. Assim, comércio de energia entre clientes equipados com DER´s (prosumidores) da rede de distribuição pode ser feito através de uma plataforma de mercado de energia P2P [40]. Ou seja, consiste em um sistema de partilha de eletricidade na qual os clientes podem partilhar a sua produção excedente de energia ou, por outro lado, a possibilidade de procura de energia por clientes necessitados, a uma remuneração mais moderada (mais barata do que a comercialização com a rede de energia). Na maioria dos países, a tarifa para venda de eletricidade de volta à rede é inferior ao preço de compra de eletricidade da rede elétrica, o que incentiva os prosumers a negociar prontamente uns com os outros antes de negociarem exclusivamente com a rede [41]. A estrutura de plataforma proposta para o mercado energético P2P está representado no diagrama de blocos da Figura 2.15.

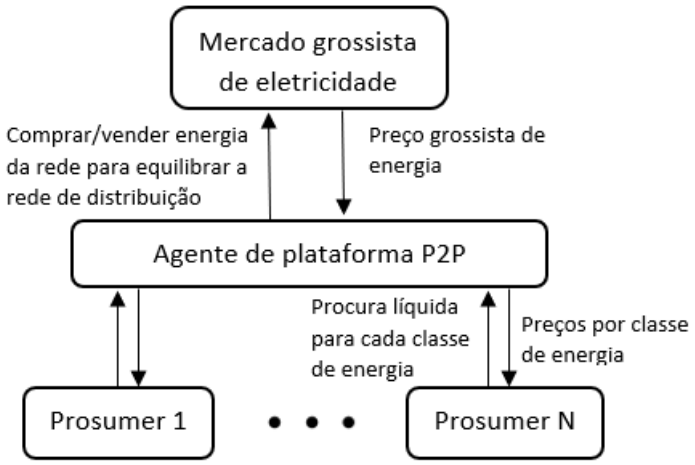


Figura 2.15 - Estrutura de Plataforma de negociação para mercados P2P.

Desta forma, a plataforma proposta para o mercado de energia P2P permite que os prosumers não dependam de um fornecedor retalhista tradicional para comercializarem a energia. Os *prosumers* podem comercializar a energia uns com os outros através do agente de plataforma P2P, mas também com o mercado grossista. O agente da plataforma P2P ajusta os preços da energia com vista a maximizar os lucros das transações efetuadas na plataforma de negociação, mas também maximizar o bem-estar social entre todos os participantes. A "*Broklyn microgrid* " [42], "*Power ledger*" [43] *e "Sonnen community"* [44] *são alguns exemplos importantes de plataformas de negociação existentes no mercado P2P mundial.*

As plataformas de comércio de energia P2P podem ser divididas em plataformas centralizadas e descentralizadas [45]. Uma plataforma centralizada funciona basicamente como o *eBay*. Em um comércio de energia P2P os produtores de eletricidade colocam a sua eletricidade no mercado para futuramente vender, e os consumidores procuram a melhor oferta para comprar a eletricidade que desejam a um preço aceitável. Um exemplo de uma plataforma centralizada é o Elecbay [46]. Recentemente, as plataformas descentralizadas para o comércio de energia P2P estão a receber especial atenção, visto que o fornecimento de eletricidade é feito por pequenos produtores de energia. Esta estrutura descentralizada das plataformas de comercialização de energia P2P permite que o mercado não seja tão centrado em grandes geradores de energia, mas sim em pequenos clientes DER's torando o mercado mais aberto.

De salientar que, devido à importância e ao impacto global do comércio de energia peer-to-peer no paradigma mundial da energia está a ser desenvolvido novas tecnologias que trazem inúmeros benefícios quer sociais, quer económicos para o comércio de energia P2P, nomeadamente a tecnologia 'Blockchain' [47].

2.3.2 Simulação

A simulação é uma técnica numérica para realizar experiências sobre um processo ou um sistema. Alguns estudos têm utilizado ferramentas de simulação para validar modelos de teoria de jogos ou mecanismos de comércio de energia P2P. A simulação tem sido utilizada frequentemente no estudo dos mercados P2P, uma vez que, apesar de ser um tema bastante procurado nos tempos de hoje, o modelo P2P não funciona na plenitude do mundo real e por isso é necessário testar novos mecanismos a um custo bastante reduzido. Existem várias técnicas de simulação presentes no modelo de comércio P2P e, estas são utilizadas e concretizadas consoante o panorama do sistema energético em estudo ou consoante os autores de cada técnica de simulação. Em [48], os autores propõem dois mecanismos de comércio de energia centrados no cliente P2P em microredes. São propostas duas estratégias de fixação de preços. A primeira estratégia consiste na unificação de preços, ou seja, na determinação do preço de compensação de mercado num intervalo de tempo regular. E uma segunda estratégia que consiste na identificação de cada transação de energia em momentos diferentes. Outra

abordagem de simulação do comércio de mercados P2P está identificada em [40], que consiste na co-simulação de redes de distribuição de eletricidade e plataformas de comércio de energia P2P, como está representado na Figura 2.16.

Outros autores utilizaram a teoria dos jogos presente nas plataformas de comércio de energia P2P para executar simulações. Esta técnica é denominada Elecbay e conclui que a geração local pode ser igual à procura existente na comunidade energética existente no comércio de energia P2P [49].

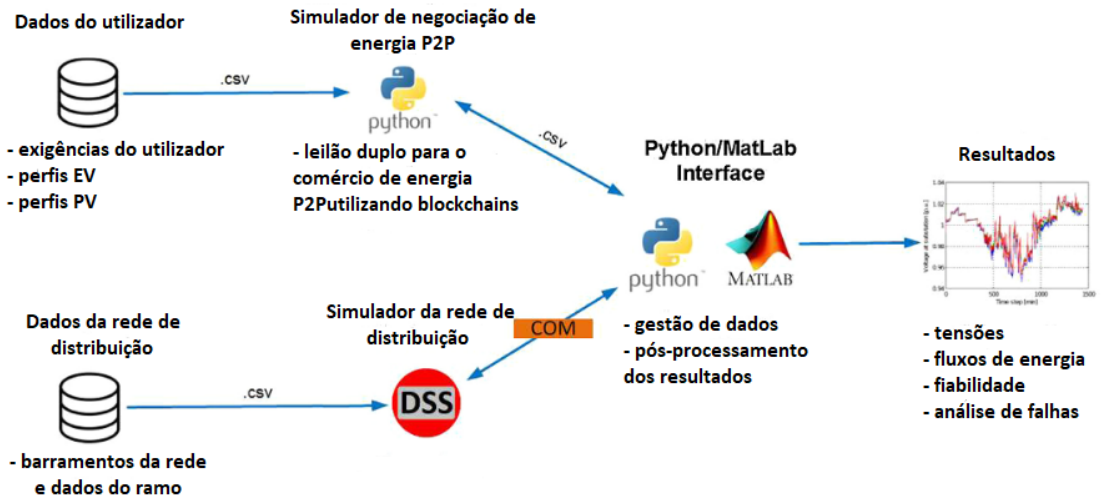


Figura 2.16 - Co-simulação da rede de distribuição de eletricidade e da plataforma de comércio de energia P2P.

2.3.3 Otimização

O principal objetivo da otimização consiste na minimização das perdas e consequentemente na maximização dos lucros por parte dos utilizadores do mercado de energia P2P. Tal como na simulação, existem várias técnicas de otimização presentes no comércio de energia P2P. Uma das questões mais abordadas no temo de P2P, é a distribuição injusta de custos de todos os participantes do mercado energético. Ou seja, uma solução global ótima pode ser benéfica para um lar, mas ao mesmo tempo pode ser prejudicial para outro lar. Assim, para resolver o problema de distribuição injusto de custos na comunidade é apresentado uma otimização denominada de '*Pareto*' que estabelece que nenhum lar estará em melhores condições de custos do que outros sob a condição de prejudicar outros lares [50] Contudo, a otimização de '*Pareto*' requer uma complexidade computacional elevado, e por isso é proposto um algoritmo denominado 'Otimização de Custo de Energia via Comércio ('ECO-Trade), para facilitismo a nível computacional. Em [51], os autores propõem que os algoritmos de otimização e geração através do controlo de consumidores descentralizados de energia, armazenamento e geradores, podem oferecer a possibilidade de reduzir o consumo de energia em lares ou em comunidades energéticas e posteriormente uma redução de custos associada.

Outra proposta de otimização utilizada no comércio de energia P2P, consiste na otimização de geração de energia fotovoltaica no telhado com armazenamento de bateria em ambiente de partilha de energia P2P. Esta proposta baseia-se na poupança de energia doméstica por parte das famílias em diferentes cenários de produção de energia renovável distribuída [52].

2.4 Mercado convencional / Mercado P2P

2.4.1 Descentralização do mercado de energia

Nos últimos tempos, houve um aumento bastante considerável dos recursos de energia distribuída no sistema elétrico. Na última década, o panorama da indústria elétrica está a mudar devido ao aumento considerável dos recursos de energia distribuídos, a novas informações e à presença de novas tecnologias de dispositivos inteligentes de utilização final. Assim, foi necessário criar mercados energéticos locais com a presença de fontes de energia renovável, pela qual o comércio de energia possa ser efetuado localmente e sem a necessidade de intermediários [53]. As trocas de energia são efetuadas entre os prosumers e consumidores da comunidade. O aparecimento dos *prosumers* portadores de RED's gerou uma oportunidade de tornar o mercado convencional de energia, num mercado mais descentralizado e mais aberto denominado P2P [45]. Ao contrário dos mercados centralizados, o comércio de energia P2P descentralizado não possui coordenadores centralizados e assim os pares podem contratar e negociar livremente entre si, como pode ser verificado na Figura 2.17.

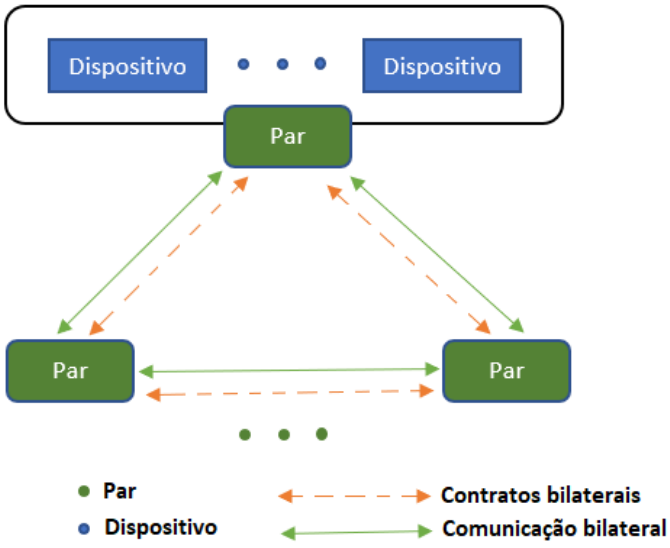


Figura 2.17 - Mercado P2P descentralizado.

Contudo, os mercados descentralizados ao não possuírem um coordenador centralizado, a eficiência do mercado pode ser reduzida afetando o bem-estar social de toda a comunidade energética envolvente [54]. No entanto, os mercados P2P descentralizados permitem privacidade entre os pares e uma boa capacidade de controlo dos seus dispositivos [55]-[56].

2.4.2 Vantagens do mercado P2P

O comércio de energia P2P propõe um comércio de energia multidirecional dentro de uma dada área geográfica local, e ao contrário do comércio de energia convencional que é principalmente de sentido único. No mercado convencional, a energia é transmitida de geradores de grande escala para os consumidores a longas distâncias. Uma das vantagens dos mercados energéticos P2P consiste na reestruturação do sistema energético e de integrar prosumers de pequena escala com geração renovável volátil e também os consumidores individuais no sistema de fornecimento e venda de energia [57]. Para além disso, permitem uma maior flexibilidade aos consumidores finais consumindo uma energia limpa e melhoram a fiabilidade do sistema elétrico.

No mercado de energia convencional os consumidores residenciais de eletricidade e pequenos produtores residenciais de eletricidade (equipados com fontes renováveis), Figura 2.18, adquirem a eletricidade dos serviços de utilidade pública através de tarifas fixas (TF) e podem vender eletricidade excessiva através de acordos de compra de energia (ACE) [58].Por outro lado, no comércio de energia P2P, os participantes são considerados prosumers e estão autorizados a inverter as suas funções entre comprar ou vender energia como mostra a Figura 2.19.

No que diz respeito às microredes, elas são consideradas como sendo um conjunto de prosumers que podem trocar energia a taxas já definidas com a rede [59]. Na Figura 2.20 é mostrado o comércio de energia em quatro microredes em rede sendo utilizados regulamentos de energia convencionais, Figura 2.20 a), ou regulamentos de energia transacionáveis, figura 2.20 b).

No mercado P2P, os pares compram ou vendem energia diretamente uns aos outros sem intermediar os fornecedores de energia convencionais. O preço da exportação de energia é fixado abaixo do preço de revenda para encorajar os *prosumers* a equilibrar a produção distribuída. Assim, o preço interno nos mercados energéticos P2P, é por norma fixado entre o preço de exportação e o preço de venda a retalho [60]. O mercado energético local permite aos seus agentes comercializar eletricidade dentro da própria comunidade a preços variáveis.

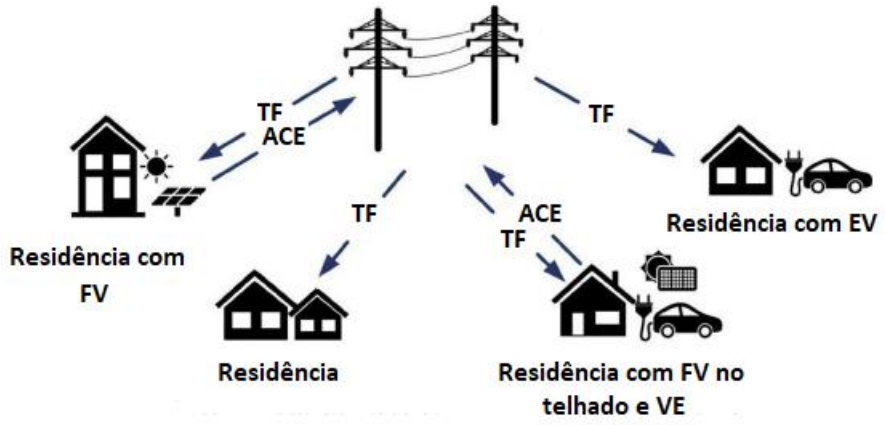


Figura 2.18 - Estrutura comercial atual dos clientes residenciais com FV e EV.

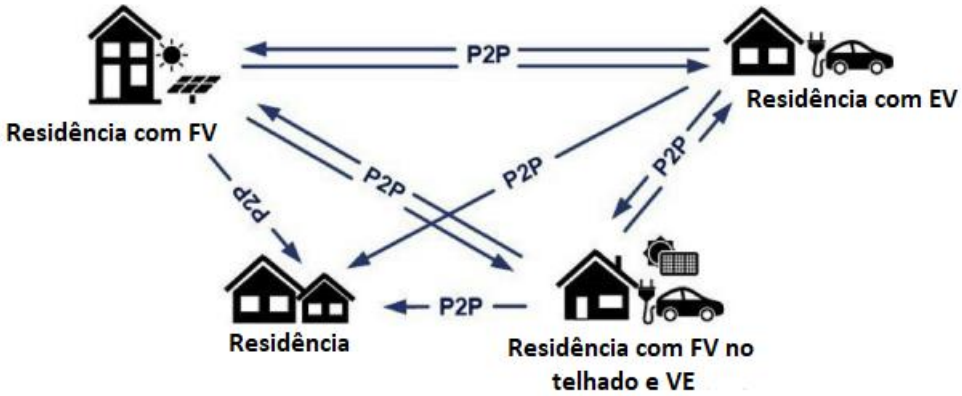
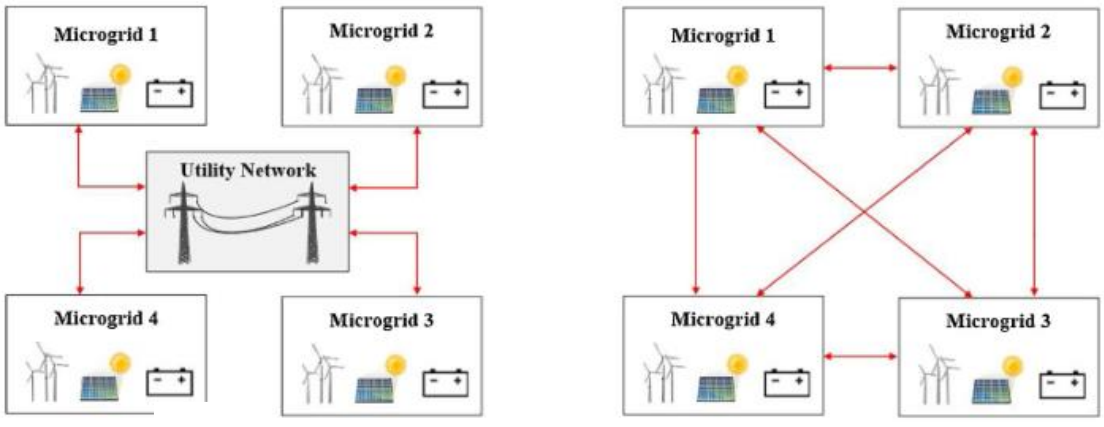


Figura 2.19 - Estrutura comercial dos mercados P2P.



a) b)

Figura 2.20 - Opções de troca de energia nos sistemas de distribuição de energia.

Para além de obter preços mais acessíveis com a venda ou compra de energia elétrica diretamente na sua vizinhança, os mercados energéticos P2P permitem uma redução no investimento inicial tanto no empreendimento em si como na redução da construção de grandes linhas de transmissão, mas também no reforço ou expansão da rede elétrica [61]. O fato de efetuarem uma alocação otimizada do abastecimento local, aumenta a resiliência da rede.

No que diz respeito às plataformas de negociação existentes nos mercados P2P, uma das principais vantagens do uso de uma plataforma P2P é a redução da procura por parte dos seus participantes [62]. Os agentes do mercado conseguem obter uma resposta rápida e acessível ao seu pedido de necessidade de energia em plataformas P2P.

2.5 Impacto do mercado P2P na rede de distribuição

A estrutura da rede elétrica é um fator chave para a fiabilidade de uma rede de distribuição [63]. A rede de distribuição está situada na parte final do sistema de energia e está direcionada para os clientes finais, e por isso está padronizada e classificada por níveis de tensão. Devido ao aumento progressivo de prosumers e consequente aumento de transações de energia elétrica em comunidades locais, a estabilidade da rede elétrica e mais propriamente do sistema de distribuição, pode sofrer alterações tais como flutuações de tensão e na qualidade de energia, sobrecargas, quedas de tensão e congestionamentos [64].

De forma a contrariar e minimizar riscos de instabilidade do sistema de distribuição e perdas do sistema, o paradigma de partilha de energia P2P tem sido considerado uma solução promissora para melhorar a instabilidade do sistema de distribuição. Embora os estudos de problemas de tensão no sistema de distribuição considerando transações energéticas P2P em comunidades energéticas locais sejam reduzidos, vários autores apresentam diversas soluções para esse problema.

2.5.1 Controlo de tensão

Devido às alterações constantes de direções do fluxo de energia existentes nas transações P2P, do ponto de vista da rede elétrica, esta pode sofrer algumas violações no que diz respeito aos níveis de tensão nos nós da rede. Segundo a norma EN 50160, o valor médio de 10 minutos de cada magnitude de tensão do nó está compreendido entre 0.9 e 1.1 pu [65]. Assim, o principal objetivo no que diz respeito às transações efetuadas nos mercados energéticos P2P é maximizar o volume das transações de energia P2P e ao mesmo tempo minimizar as violações de tensão nos nós do sistema de distribuição da comunidade energética. Este desafio torna-se particularmente mais difícil de executar, visto que os mercados energéticos P2P estão envolvidos com gerações energéticas dos pares bastante incertas e variáveis, nomeadamente a geração fotovoltaica [66]. Na Figura 2.21 está representado um barramento típico com a presença de uma geração distribuída e a presença de baterias.

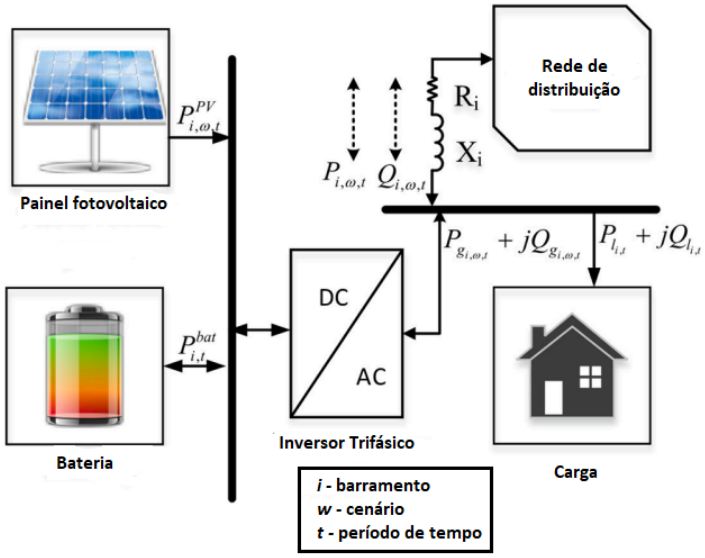


Figura 2.21 - Barramento típico com PV e bateria.

Como se pode ver pela figura anterior, a energia ativa e reativa pode fluir em ambas as direções, e por isso existe uma queda de tensão na direção do fluxo de energia devido à impedância do alimentador [67].

Como foi referido neste subcapítulo, o aumento progressivo de prosumers no sistema elétrico pode estar relacionado com o aumento de problemas na estabilidade do sistema de distribuição nomeadamente no controlo de tensão. Contudo, os mercados de distribuição local têm sido propostos como meio para gerir de forma eficiente a absorção de DERs, e por isso a necessidade de criação de novos mercados (P2P) com vista à melhoria da estabilidade do sistema de distribuição [68]. Vários estudos e métodos são efetuados com vista a respeitar os limites de tensão nos barramentos em ambiente de transações energéticas P2P. Em [69], é proposto um método de gestão baseado na interação entre o operador de transação de energia (ETO – *'Energy Transaction Operator'*) da comunidade energética e o operador do sistema de distribuição (DSO – *'Distribution System Operator'*). Na Figura 2.21, é possível verificar que através da troca mútua de informações entre o DSO e o ETO, o DSO gerência a tensão do sistema de distribuição utilizando restrições da rede.

Em [70], é proposto uma metodologia baseada em análise de sensibilidade para avaliar o impacto das transações P2P na rede de forma a garantir uma troca de energia sem violar as restrições da rede. Também no uso de geração distribuída como painéis fotovoltaicos (Figura 2.21), o excesso de geração local injetado na rede pode provocar sobretensões em redes de baixa tensão. De forma a contrariar essas sobretensões são utilizados inversores solares no telhado para monitorizar a tensão do Ponto de Acoplamento Comum (PCC) [71].

Nos mercados energéticos P2P, a flexibilidade dos prosumers, a arquitetura das comunidades energéticas com ambiente P2P e as interações e imposições impostas pelo ETO e DSO ajudam a manter a estabilidade do sistema de distribuição, nomeadamente as restrições de violação de tensão da rede [72]. Uma das medidas-chave consiste em regular a quantidade de potência que um prosumer pode inserir na rede.

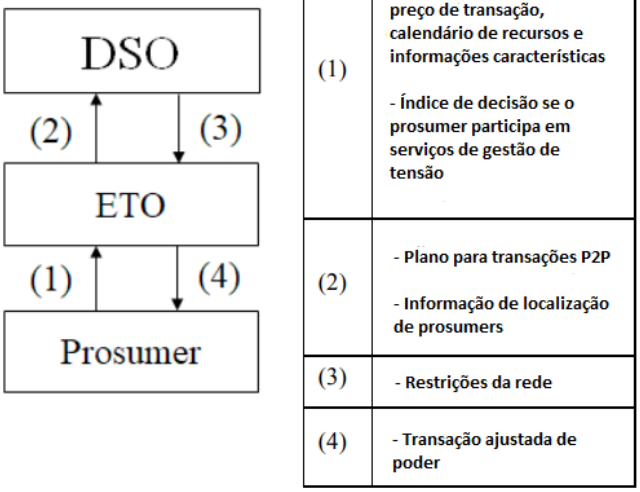


Figura 2.22 - Fluxo de interação e troca de informação entre DSO, ETO e Prosumer

2.5.2 Congestionamentos

A tecnologia P2P tem sido utilizada em várias aplicações da rede devido às suas características tais como escalabilidade e tolerância a falhas. No entanto, os operadores de rede estão a enfrentar alguns desafios que geram um extenso tráfego na rede. O aumento do tráfego da rede P2P pode levar a problemas de congestionamento na rede de distribuição [73]. Tal como no controlo de tensão da rede de distribuição em ambiente de transações energéticas P2P, existem vários métodos para controlo de possíveis congestionamentos existentes nas transações peer-to-peer. Um dos métodos mais utilizados em ambiente P2P é a utilização de algoritmos de previsão de congestionamentos. Em [74], é utilizado um método de prevenção de congestionamentos, baseado na penalização ou redução de negociações em linhas específicas onde ocorram congestionamentos. Uma penalidade é atribuída a cada comércio de energia onde é utilizado linhas congestionadas até que as transações diminuem nestas linhas particulares.

Outra solução muito usada para controlo de congestionamentos em ambiente peer-to-peer, pode ser chamada de seleção dos pares (IPS – *Informed Peer Selection)* [75]. Em IPS existem um operador da rede que fornece informações aos pares para orientação de possíveis pares. Assim, cada par escolhe o seu parceiro de comunicação com base na informação fornecida.

2.5.3 Dispositivos de armazenamento de energia

A incerteza e variabilidade da produção de geração distribuída pode gerar um excesso de energia resultante do desajuste entre a procura local e geração local de energia [76]. Este excedente pode ser vendido à rede, a outros consumidores na vizinhança ou ser armazenado em dispositivos de armazenamento de energia (ESS – *Energy Storage System*). Para as redes de distribuição, um ESS converte a energia elétrica através de uma interface externa, de forma que a energia seja armazenada e convertida em energia elétrica novamente quando for necessário [77].

Nos últimos anos, o comércio de energia entre os sistemas comunitários de armazenamento de energia e os prosumers têm recebido especial atenção. Esta estrutura é proposta como uma plataforma de cooperação energética [78]. Na figura 2.23 está representado uma ilustração da plataforma de cooperação energética.

Os ESS estão cada vez mais incorporados nas redes de distribuição e podem oferecer vantagens técnica, económicas e inclusive ambientais. Ajudam na integração das fontes de energia renováveis no sistema elétrico e na correspondência entre a procura local e a geração local de forma fiável e sustentável [79]. Assim, a presença de dispositivos de armazenamento de energia na rede de distribuição são uma mais-valia para a melhoria da estabilidade do sistema de distribuição, melhoram a eficiência nas interações entre os participantes do mercado [80].

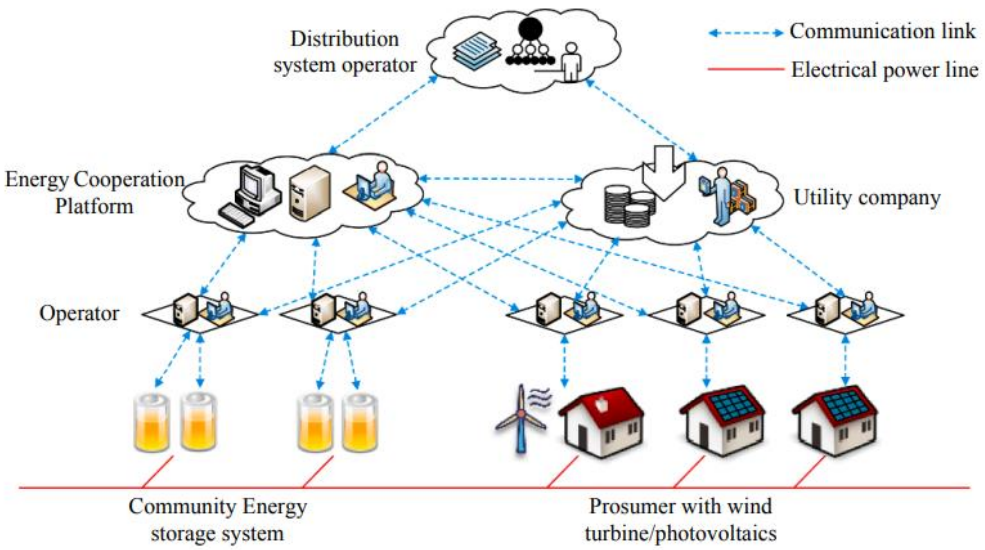


Figura 2.23 - Plataforma de cooperação energética.

2.6 Resumo do capítulo

Neste capítulo, foi apresentado o estado de arte estruturado em cinco subcapítulos. O primeiro subcapítulo fala dos conceitos e modelos do mercado energético tradicional em geral, do mercado energético português (MIBEL) e da sua estrutura tarifária. O segundo subcapítulo, fala dos mercados energéticos *peer-to-peer* e toda a sua envolvência. A integração das energias renováveis, os tipos de mercado existentes e ainda conceitos como transações energéticas P2P e comunidades energéticas estão presentes neste subcapítulo. O terceiro subcapítulo fala de algumas abordagens atuais relativas ao tema central, transações energéticas *peer-to-peer,* tais como plataformas de negociação e técnicas de simulação e otimização utilizadas. O quarto subcapítulo fala da descentralização do mercado de energia e compara o mercado tradicional de energia com o mercado P2P de energia e as vantagens associadas. Por último, o quinto subcapítulo fala do impacto dos mercados energéticos *peer-to-peer* na operação da rede de distribuição, nomeadamente em termos de controlo de tensão e congestionamentos. Está presente ainda, a temática dos ESS e a sua mais-valia para a fiabilidade da rede de distribuição.

Capítulo 3

Formulação matemática

O objetivo desta dissertação é estudar um funcionamento ótimo dos mercados energéticos P2P com dispositivos de armazenamento de energia, veículos elétricos baseados em FER (fotovoltaica) e a sua influência na rede de distribuição elétrica. Neste sentido, é desenvolvido um modelo linear estocástico MILP que visa assegurar uma utilização mais eficiente das energias renováveis, tendo em conta a incerteza e variabilidade associada a esses recursos. Além disso, é apresentada a formulação matemática para estudar e analisar as diferentes características das cargas flexíveis que podem existir nas habitações.

3.1 Função objetivo

A função objetivo do trabalho atual consiste em minimizar os custos totais associados a cada prosumer (1). É resumida como sendo a diferença entre o custo associado à potência total adquirida por cada prosumer *w* num período de tempo ΔT e o custo associado à potência total injetada por cada prosumer *w* num certo período de tempo ΔT.

$$\sum_{s} \boldsymbol{\rho}_s \sum_{w} \sum_{t} (\boldsymbol{\lambda}_{t,s}^{comp} . \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,T} . \Delta T - \boldsymbol{\lambda}_{t,s}^{vend} . \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,T} . \Delta T) \quad (1)$$

3.2 Restrições

3.2.1 Transações de energia

Nas equações (2)-(4) é apresentado um conjunto de restrições relativas às possíveis trocas de energia dos participantes no mercado energético quer entre eles quer com a rede. Na equação (2) a energia comprada por cada prosumer *w* é proveniente da rede ou de outro prosumer. Na equação (3), a energia total vendida por cada prosumer pode ser vendida à rede ou a outro prosumer da comunidade energética. A equação (4) resume a transação energética geral da comunidade, onde a energia comprada total tem de ser igual à energia vendida total.

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,T} = \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,rede} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,local} \tag{2}$$

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,T} = \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,rede} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,local} \tag{3}$$

$$\sum_{w} \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,local} = \sum_{w} \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,local} \tag{4}$$

As equações (5)-(7), estão representadas as transações energéticas entre os prosumers e a rede. Na equação (5) é possível verificar que a potência total vendida por cada prosumer do bairro corresponde à soma das quantidades de energia vendidas à rede ou à vizinhança da energia fotovoltaica, de energia proveniente de descarga de EV's e da energia proveniente de descarga de ESS´s. Nas equações (6) e (7) é infligido um possível limite à potência total adquirida pelos prosumers do bairro, onde o parâmetro N pode impor limites à quantidade de energia proveniente da rede como estratégia complementar de resposta à procura.

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,T} = \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,PV} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,EV} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,ESS} \tag{5}$$

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,T} \leq N \,.\, x_{w,t',s}^{2} \tag{6}$$

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,T} \leq N \,.(1 - x_{w,t',s}^{2}) \tag{7}$$

A equação de balanço de potência para cada casa está representada em (8). Cada prosumer deve apresentar um equilíbrio entre a potência adquirida das diversas fontes e a sua carga. Ou seja, a soma da potência total adquirida pelo prosumer (proveniente da rede ou da vizinhança) com a potência descarregada para satisfazer o seu autoconsumo proveniente do fotovoltaico, dos veículos elétricos e dos dispositivos de armazenamento de energia tem de ser igual à soma da sua carga inflexível, do somatório da potência consumido pelos diferentes aparelhos controláveis existente no lar e da potência de carregamento proveniente dos VE e dos ESS.

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{comp,T} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{PV,uso} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{EV,uso} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,uso} = P^{CargaInf}{}_{w,t,s} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{EV,car} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,car} + \sum_{c} \boldsymbol{P}_{w,t',c,s}^{maquina} \quad (8)$$

A produção fotovoltaica pelo prosumer está definido em (9), onde a produção fotovoltaica gerada pode ser usada para autoconsumo ou vendida à rede.

$$\boldsymbol{P}_{w,h,s}^{PV,uso} + \boldsymbol{P}_{w,h,s}^{vend,PV} = \boldsymbol{P}_{w,h,s}^{PV,prod} \qquad \forall w,t \quad (9)$$

3.2.2 Aparelhos flexíveis

Os aparelhos flexíveis existentes em cada lar do bairro como a máquina de lavar loiça (MLL) e a máquina de lavar roupa (MLR). Tipicamente os aparelhos flexíveis operam em ciclos pré-definidos. Isto significa que tanto a duração da operação como o consumo da operação durante as fases são conhecidos. Neste sentido, e tendo em mente a presença de resposta à procura pode mudar-se a operação destes aparelhos para períodos com preços mais baixos. Tipicamente este tipo de cargas são modeladas usando (10)-(16) para cada habitação. A equação (10) descreve que a potência que é consumida por um aparelho controlável flexível corresponde ao somatório das diversas fases existentes do produto entre a potência consumida pelo aparelho flexível e a sua fase em que se encontra. O aparelho flexível pode estar em fases distintas como: início/em curso/acabamento/parada. Em (11) é estipulado que o equipamento não pode estar simultaneamente em mais do que uma fase de operação. As equações (12)-(15) enforcam a sequência lógica das fases. Finalmente, a equação (16) reforça o número de vezes que uma aplicação em específico deve operar durante o período de otimização.

$$\boldsymbol{P}_{w,t',c,s}^{maquina} = \sum_{f} (x_{w,t,f,c,s}^{fase} \cdot \ \boldsymbol{P}_{w,f,c,s}^{fase}) \tag{10}$$

$$\sum_{f} x_{w,t,f,c,s}^{fase} \leq 1 \tag{11}$$

$$y_{w,t,f,c,s}^{fase} \leq 1 \tag{12}$$

$$y_{w,t,f,c,s}^{fase} = \ y_{w,f,c,s,(t+\ T_{w,f,c,s)}^{dur},} \tag{13}$$

$$y_{w,t,f,c,s}^{fase} - \ z_{w,t,f,c,s}^{fase} = \ x_{w,t,f,c,s}^{fase} - \ x_{w,f,c,s,(t-1),}^{fase} \tag{14}$$

$$z_{w,t,f,c,s}^{fase} = \ y_{w,t',f+1,c,s}^{fase} \tag{15}$$

$$\sum_{t} y_{w,t,f,c,s}^{fase} = \ N_{w,c,s} \tag{16}$$

3.2.3 Veículos elétricos

Relativamente aos veículos elétricos (VE), o modelo a seguir é apresentado em (17). A potência de descarga de VE utilizada para o autoconsumo de cada prosumer, juntamente com a que é vendida à rede ou ao bairro tem de ser igual à eficiência da potência de descarga do EV do prosumer. Os limites de carga e descarga de EV estão apresentados em (18) e (19). Dentro do intervalo de tempo de chegada e partida do VE, o seu limite de potência pode variar entre 0 e um limite máximo representativo por uma taxa de carregamento ou descarregamento do EV já definida. As condições do estrado de carga (State-of-charge, SOC) do veículo elétrico estão definidas em (20)-(23).

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{EV,uso} + \ \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,EV} = \ \eta_{w,s}^{EV,des} . \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{EV,des} \tag{17}$$

$$0 \leq \ \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{EV,car} \ \leq \ \boldsymbol{R}_{w,s}^{EV,car} \ . \ x_{w,t}^{3}, \quad w \ \in \ [\boldsymbol{T}_{w,s}^{a}, \boldsymbol{T}_{w,s}^{d}] \tag{18}$$

$$0 \leq \ \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{EV,des} \ \leq \ \boldsymbol{R}_{w,s}^{EV,des} . (1 - \ x_{w,t}^{3},) \quad w \ \in \ [\boldsymbol{T}_{w,s}^{a}, \boldsymbol{T}_{w,s}^{d}] \tag{19}$$

$$SOC_{t,w,s}^{EV} = SOC_{t,w,s}^{EV,ini} + CE_{w,s}^{EV} . P_{w,t,s}^{EV,car} . \Delta T - P_{w,t,s}^{EV,des} . \Delta T \ \forall w, se\ t = T_{w,s}^{a} \quad (20)$$

$$SOC_{t,w,s}^{EV} = SOC_{t-1,w,s}^{EV,ini} + CE_{t,s}^{EV} . P_{w,t,s}^{EV,car} . \Delta T - P_{w,t,s}^{EV,des} . \Delta T \quad \forall w, t \in t = [T_{w,s}^{a} - T_{w,s}^{b}] \quad (21)$$

$$SOC_{w,s}^{EV,min} \leq SOC_{t,w,s}^{EV} \leq SOC_{w,s}^{EV,max} \quad (22)$$

$$SOC_{t,w,s}^{EV} = SOC_{w,s}^{EV,max} \ \forall w, se\ t = \boldsymbol{T}_{w,s}^{d} \quad (23)$$

3.2.3 Dispositivos de armazenamento de energia

O ESS de cada prosumer é modelado em (24)-(29) sendo apresentada uma formulação semelhante à forma como os VE foram descritos. O ESS que descarrega energia pode ir tanto para a rede como para o autoconsumo. Os limites de carga e descarga estão definidos em (25) e (26). O estado de carga (SOC) é definido em (27)-(29).

$$\boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,uso} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{vend,ESS} = \eta_{w,s}^{ESS,des} . \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,des} \quad (24)$$

$$0 \leq \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,car} \leq \boldsymbol{R}_{w,s}^{ESS,car} . x_{w,s,t}^{4}, \qquad \forall w, t \quad (25)$$

$$0 \leq \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,des} \leq \boldsymbol{R}_{w,s}^{ESS,des} . (1 - x_{w,s,t}^{4},) \ \forall w, t \quad (26)$$

$$SOC_{t,w,s}^{ESS} = SOC_{t-1,w,s}^{ESS} + CE_{t,s}^{ESS} + \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,car} . \Delta T - \boldsymbol{P}_{w,t,s}^{ESS,des} . \Delta T \quad \forall w, t \geq 1 \quad (27)$$

$$SOC_{t,w,s}^{ESS} = SOC_{w,s}^{EV,ini} \ \forall w \ se \ t = 1 \quad (28)$$

$$SOC_{w,s}^{ESS,min} \leq SOC_{t,w,s}^{ESS} \leq SOC_{w,s}^{ESS,max} \ \forall w, t \quad (29)$$

3.2.4 Sistemas HVAC

Em (30)-(32) é definido um modelo simplificado para os sistemas de aquecimento, ventilação e ar condicionado (HVAC) que visa principalmente o controlo de temperatura de acordo com os cenários previstos. A variação da temperatura é calculada com base (30) com base num sistema térmico equivalente, onde são modelados, resistências, com, temperatura inicial, entre outras, com base em [81]. A sua temperatura avaria entre um valor mínimo e máximo conforme os cenários previstos e a sua potência

$$\theta_{w,t+1} = \beta_{w,s} * \theta_{w,t,s} + (1 + \beta_{w,s})(\theta^0_{w,t,s} + COP_{w,s} * R_{w,s} * P^{HVAC}_{w,t,s}) \quad (30)$$

$$\theta^{min}_w \leq \theta_{w,t+1} \leq \theta^{max}_w \qquad \forall w, t \quad (31)$$

$$0 \leq P^{HVAC}_{w,t} \leq P^{HVAC,max}_{w,t} \qquad \forall w, t \quad (32)$$

3.2.5 Leis de Kirchhoff

Um dos principais constrangimentos técnicos da operação do sistema de distribuição é a atual lei de Kirchhoff, onde a soma de todos os fluxos de entrada de um barramento deve ser igual à soma de todos os fluxos de saída desse mesmo barramento. Isto é aplicável tantos aos fluxos de energia ativa (33) como os fluxos de energia reativa (34).

$$\begin{aligned}
&\sum_w \boldsymbol{P}^{comp,T}_{w,t,s,k} - \sum_w \boldsymbol{P}^{vend,T}_{w,t,s,k} \\
&\quad + \sum_w \boldsymbol{P}^{PV,uso}_{w,t,s} + \sum_w \boldsymbol{P}^{EV,uso}_{w,t,s} + \sum_w \boldsymbol{P}^{ESS,uso}_{w,t,s} + \boldsymbol{P}^{HVAC,uso}_{w,t,s} \\
&\quad + \sum_{in,k} \boldsymbol{P}_{w,s,t,k} - \sum_{out,k} \boldsymbol{P}_{w,s,t,k} \\
&\quad = \sum_{out,w} P^{CargaInf}{}_{w,t,s} \sum_w \boldsymbol{P}^{maquina}_{w,t',c,s,i} \\
&\quad + \sum_w \boldsymbol{P}^{EV,car}_{w,t,s} + \sum_w \boldsymbol{P}^{ESS,car}_{w,t,s} + \sum_{in,k} \frac{1}{2} \boldsymbol{PL}_{k,s,t,w} \\
&\quad + \sum_{out,k} \frac{1}{2} \boldsymbol{PL}_{k,s,t,w}
\end{aligned} \quad (33)$$

$$\sum_{w} Q_{w,t,s,k}^{comp,T} - \sum_{w} Q + \sum_{w} Q_{w,t,s}^{PV,uso} + \sum_{w} Q_{w,t,s}^{EV,uso} + \sum_{w} Q_{w,t,s}^{ESS,uso} + Q_{w,t,s}^{HVAC,uso} + \sum_{in,k} Q_{w,s,t,k} - \sum_{out,k} Q_{w,s,t,k} = \sum_{out,w} Q^{CargaInf}{}_{w,t,s} \sum_{w} Q_{w,t',c,s,i}^{maquina} + \sum_{w} Q_{w,t,s}^{EV,car} + \sum_{w} Q_{w,t,s}^{ESS,car} + \sum_{in,k} \frac{1}{2} \boldsymbol{QL}_{k,s,t,w} + \sum_{out,k} \frac{1}{2} \boldsymbol{QL}_{k,s,t,w} \quad (34)$$

Na equação (31), são incluídos nos fluxos de entrada a energia ativa produzida pela geração fotovoltaica, a energia associada ao descarregamento dos ESS e dos VE, a energia total adquirida (vizinhança + rede) e a energia ativa não servida. Do mesmo modo, o fluxo de saída representa procura (energia consumida pelos aparelhos controláveis e HVAC), a energia que é vendida ao sistema e as perdas. Do mesmo modo, a equação (32) resume os fluxos de energia reativa apresentando uma formulação idêntica aos fluxos de energia ativa.

3.2.6 Lei da tensão de Kirchhoff

Os fluxos de energia de todos os alimentadores devem ser regidos segundo a lei da tensão de Kirchhoff, também denominadas como equações linearizadas de fluxo de energia AC. De realçar que estas equações são não linearizadas e não convexas e por isso tornam difícil fazer a sua integração em problemas mais complexos. Assim, é considerado as variáveis MP_k e MQ_k que representa os parâmetros que definem a capacidade máxima de transferência para evitar a não linearidade. Estas equações consideram dois pressupostos práticos. Primeiro, quando se trata de redes de distribuição, a diferença de ângulo de tensão θ_k é relativamente pequena o que resulta, em aproximações geométricas, $\sin\theta_k = \theta_k$ e $\cos\theta_k = 1$. E em segundo lugar, é pressuposto que a magnitude da tensão de cada nó deve estar próxima do seu valor nominal. Assim, são apresentadas as equações linearizadas do fluxo de energia ativa (35) e reativa (36), onde V_i corresponde ao desvio de tensão no nó *i* (37) e θ_k é definido como sendo a linha que une os nós *i* e *j* (38), onde $i, j \in w/\{0\}$.

$$|\boldsymbol{P}_{k,s,t} - (V_{nom}(\Delta V_{i,s,t} - \Delta V_{j,s,t})g_k - V_{nom}^2 b_k \theta_{k,s,t})| \leq MP_k(1 - u_{k,t}) \quad (35)$$

$$|\boldsymbol{Q}_{k,s,t} - (-V_{nom}(\Delta V_{i,s,t} - \Delta V_{j,s,t})b_k - V_{nom}^2 g_k \theta_{k,s,t})| \leq MQ_k(1 - u_{k,t}) \quad (36)$$

$$\Delta V^{min} \leq \Delta V_{i,s,t} \leq \Delta V^{max} \quad (37)$$

$$\theta_{k,s,t} = \theta_{i,s,t} - \theta_{j,s,t} \quad (38)$$

3.2.7 Limites de potência

Sabendo que o fluxo de potência aparente de uma linha não pode ser igual ou maior ao seu valor nominal e é dada por $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$, a capacidade máxima de transferência de fluxo em cada linha deve respeitar os limites máximos de fluxo de potência (39). As perdas ativas (40) e reativas (41) de cada alimentador também devem ser respeitadas.

$$\boldsymbol{P}_{k,s,t}^2 + \boldsymbol{Q}_{k,s,t}^2 \leq (\boldsymbol{S}_k^{max})^2 \quad (39)$$

$$\boldsymbol{PL}_{k,s,t} = \frac{\boldsymbol{R}_k(\boldsymbol{P}_{k,s,t}^2 + \boldsymbol{Q}_{k,s,t}^2)}{V_{nom}^2} \quad (40)$$

$$\boldsymbol{QL}_{k,s,t} = \frac{\boldsymbol{x}_k(\boldsymbol{P}_{k,s,t}^2 + \boldsymbol{Q}_{k,s,t}^2)}{V_{nom}^2} \quad (41)$$

3.3 Resumo do Capítulo

Neste capítulo está presente toda a formulação matemática usada na formulação do modelo. A função objetivo e as restrições usadas no caso de estudo estão descritas neste capítulo na totalidade. Esta dissertação tem como função objetivo a minimização dos custos associadas a cada prosumer, impondo certas restrições nomeadamente nas transações energéticas efetuadas entre os prosumers e rede, nos aparelhos flexíveis, nos veículos elétricos, e sistemas HVAC e ESS. Também as restrições associadas aos constrangimentos técnicos na operação da rede de distribuição estão presentes neste capítulo, ou seja, as leis de Kirchoff relativas ao fluxo de potência e a lei da tensão de Kirchoff.

Capítulo 4

Caso de estudo, resultados e discussões

A formulação matemática apresentada no capítulo anterior será aplicada ao caso de estudo deste capítulo. Este capítulo apresenta em detalhe o caso de estudo, os resultados e a discussão do modelo de otimização desenvolvido para averiguar o impacto dos mercados P2P na rede de distribuição com FER variáveis. O modelo desenvolvido engloba um conjunto de prosumidores/consumidores diferentes, bem como algumas tecnologias como sistemas de armazenamento de energia, e veículos elétricos. Além disso, os resultados obtidos serão discutidos em termos de custos, transações P2P, congestionamentos e desvios de tensão.

4.1 Suposições de dados do sistema

Para simular o modelo matemático citado no capítulo 3, é utilizado um sistema de teste adaptado. Este sistema corresponde a um ramo do sistema de 119 barramentos, e é apresentado na Figura 4.1. Este sistema tem uma tensão nominal de 12.66KV com uma carga total de 763 kW.

Assim, foi considerado um sistema de teste que consiste em nove casas e uma escola ligadas entre si (na mesma vizinhança (*neigborhund*)) formando uma comunidade energética, tal como se pode ver pela representação esquemática do sistema apresentada na Figura 4.2. Todos os dados e resultados apresentados são baseados em períodos de 24 horas num dia de semana típico. Os dados do sistema são apresentados no Anexo A.1.

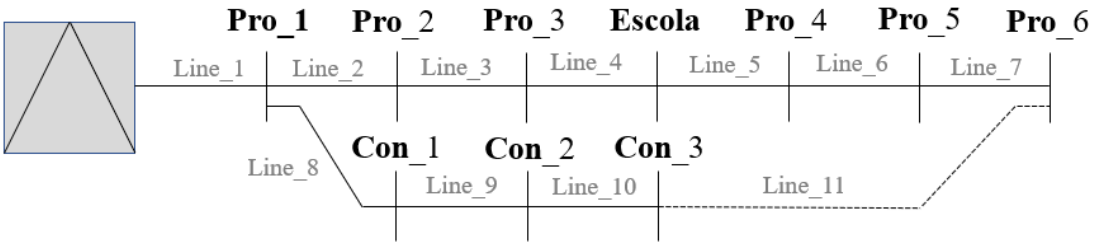


Figura 4.1 - Sistema de teste adaptado.

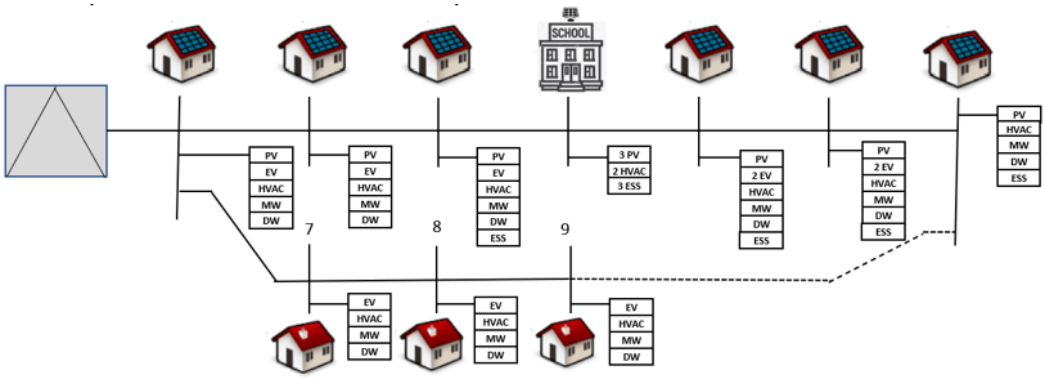


Figura 4.2 - Tecnologias Existentes na casa de cada consumidor/prosumer.

Para evidenciar o impacto das transações P2P na rede foram consideradas um conjunto de tecnologias que variam de consumidor/*prosumer* para consumidor/*prosumer*. A presença das diferentes tecnologias instaladas em cada consumidor e/ou *prosumer* está resumido na Figura 4.2, assim como a presença ou não de dispositivos com consumos de energia flexíveis, nomeadamente, máquina de lavar loiça, máquina de lavar roupa e aparelhos de aquecimento, ventilação e ar condicionado (HVAC). As principais características da máquina de lavar loiça e da máquina de lavar roupa estão resumidas no anexo A.2 e A.3 respetivamente. Relativamente ao funcionamento dos HVAC, foi definido um conjunto de períodos de funcionamento específicos tendo em conta a necessidade e conforto dos utilizadores finais. Assim, com base nos períodos de funcionamento dos HVAC, foi definido um gama de valores de variação da temperatura entre os 24ºC e 28ºC dentro dos períodos de funcionamento, como é demonstrativo no anexo B.4.

Para além disso, foram feitas as seguintes suposições ao realizar as simulações:

- Assume-se que o preço da eletricidade segue a mesma tendência que a procura;
- Os desvios de tensão devem estar entre 5% e -5% da tensão nominal;
- O tipo de eletroquímico ESS está a ser considerado;
- A eficiência da ESS é considerada 90%, com capacidade de 1 kW
- EV e PV têm uma capacidade de 2 kW
- No nó 1, a magnitude da tensão é definida para V_{nom} e o respetivo ângulo para 0;

4.2 Descrição dos cenários

Tal como evidenciado no Capítulo 2, o problema abordado nesta dissertação está sujeito a várias fontes de variabilidade e incerteza, nomeadamente, a resposta à procura e a produção PV. Neste estudo é considerado um cenário base para todos os dias, contudo este cenário pode sofrer uma pequena variação. É assumido um perfil de cenário médio base, sendo que é criado um cenário superior e um cenário inferior e é feita uma otimização desse intervalo.

Por forma a ter em conta estes fatores de extrema importância no modelo, foram considerados um conjunto de senários, baseados em dados reais provenientes de [82]. Para tal foi utilizada uma técnica de *clustering*, *o K-means,* para identificar os senários mais representativos. Desta forma, foi possível identificar um cenário de base que represente um dia característico. Por conseguinte, de acordo com a literatura da especialidade [83] pode modelar-se a incerteza e variabilidade destes recursos assumindo um perfil de um cenário médio que corresponde ao cenário de base a partir do qual é possível criar um cenário superior e inferior, com um erro marginal de previsão de ±5%, por forma a criar um intervalo de incerteza o qual é utilizado para fazer a otimização do sistema.

4.2.1 Cenários de procura

Os cenários de procura são obtidos através dos perfis de consumo de eletricidade horária da procura de energia. Assim, o cenário médio segue a tendência da procura sendo considerados 3 cenários no total para cada consumer/prosumer. É considerado o cenário médio e posteriormente uma gama de valores entre um cenário alto e um cenário baixo. Os 10 cenários de procura encontrados para este trabalho são apresentados na Figura 4.3

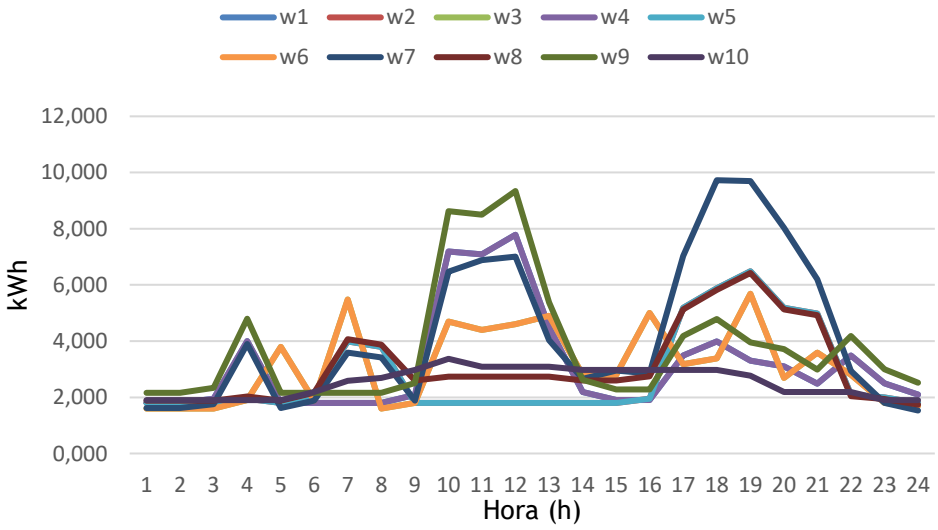


Figura 4.3 - Cenários de procura.

4.2.2 Cenários de produção de energia solar

A incerteza na produção de energia solar também é analisada e baseada em dados reais. Depois de obtido os dados da irradiação solar de hora em hora, é formada uma média desses dados horários. Por fim, tal como no cenário de procura, os perfis horários de cada dia são dobrados em um único dia formando 30 cenários, de modo a responder à incerteza e invariabilidade do recurso energético solar. Assim, a fim de reduzir a carga computacional do sistema, é aplicada a técnica "*K-means clustering*" para reduzir o número de cenários para 10 como é mostrado na Figura 4.4.

Assim, estes 10 cenários considerados foram sujeitos a uma variação de cenário na qual foram criados um cenário alto e um cenário baixo, formando uma zona onde a probabilidade de ocorrência irá estar dentro dessa zona de valores criados. A incerteza e variabilidade da radiação solar leva a um desvio de ±15% em relação aos perfis de potência média de saída correspondentes, o que traduz aproximadamente ±5% de erro de previsão da radiação solar. Na Figura 4.5 é mostrada a zona de probabilidade de ocorrência de irradiação solar para o prosumer 5.

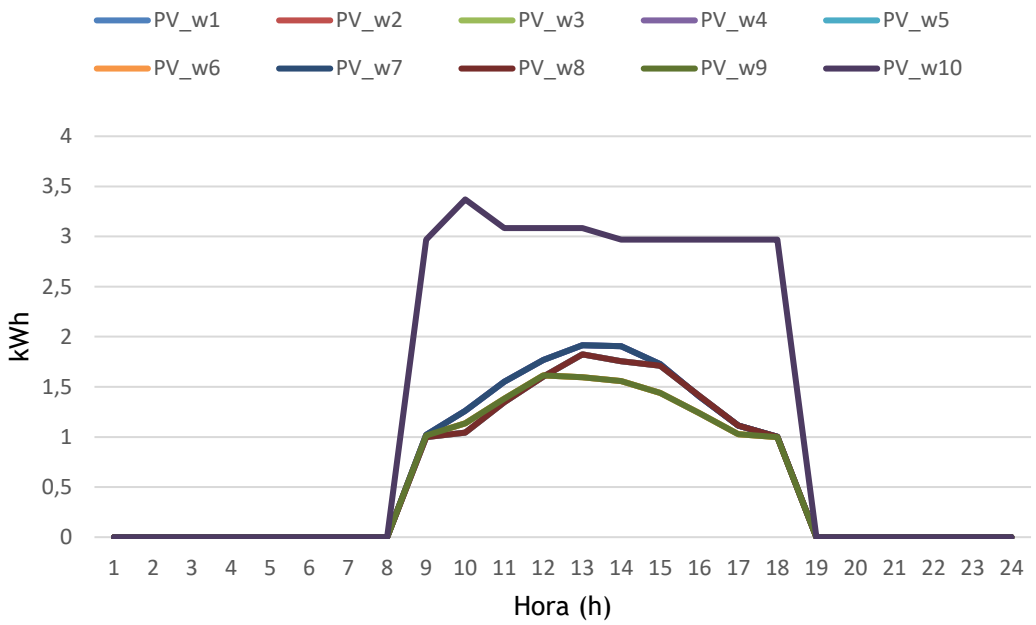


Figura 4.4 - Cenários de produção de energia solar.

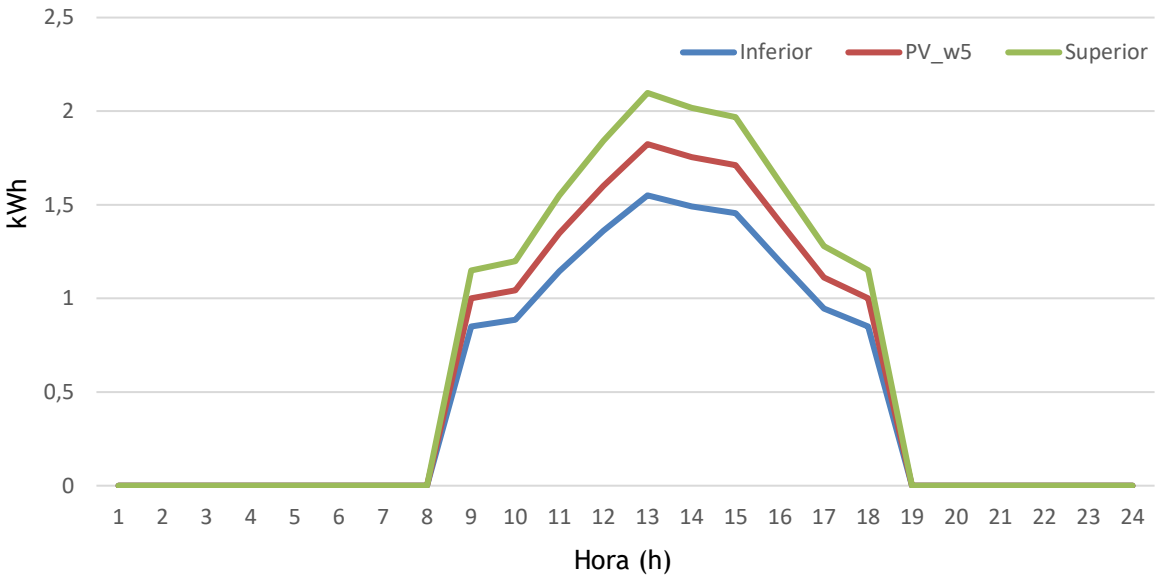


Figura 4.5 - Zona de probabilidade de ocorrência de irradiação solar para o prosumer 5.

4.2.3 Dados de preço

Na Figura 4.6 é possível verificar que os preços da energia variam durante o período de 24 horas, estando relacionados com a procura. O preço mais baixo é quando a procura é menor, e na hora de ponta onde a procura é grande, o preço toma os valores mais elevados.

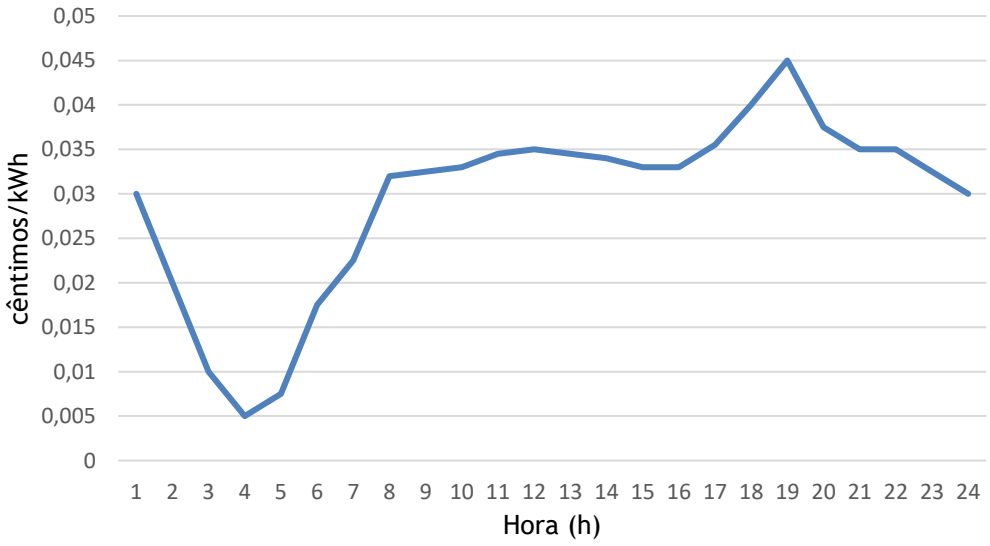


Figura 4.6 - Preço da energia durante o dia.

4.3 Descrição dos casos de estudo

Foram criados dois casos de estudo, de forma a ser possível avaliar o impacto da inclusão de produtores de energia no sistema energético e posteriormente futuras transações de energia P2P. Num primeiro caso de estudo apenas existem consumidores na rede elétrica, e posteriormente num segundo caso de estudo é adicionado geração de energia localmente, (PVs).

4.3.1 Caso 1

No primeiro caso de estudo (base) não existe geração de energia ou fontes de armazenamento, apenas existem consumidores. Neste caso, toda a carga é inflexível e toda a energia necessária para satisfazer os consumidores é obtido através da rede elétrica. Como se pode ver na Figura 4.7. O perfil de carga de cada consumidor é igual à energia que é comprada à rede elétrica.

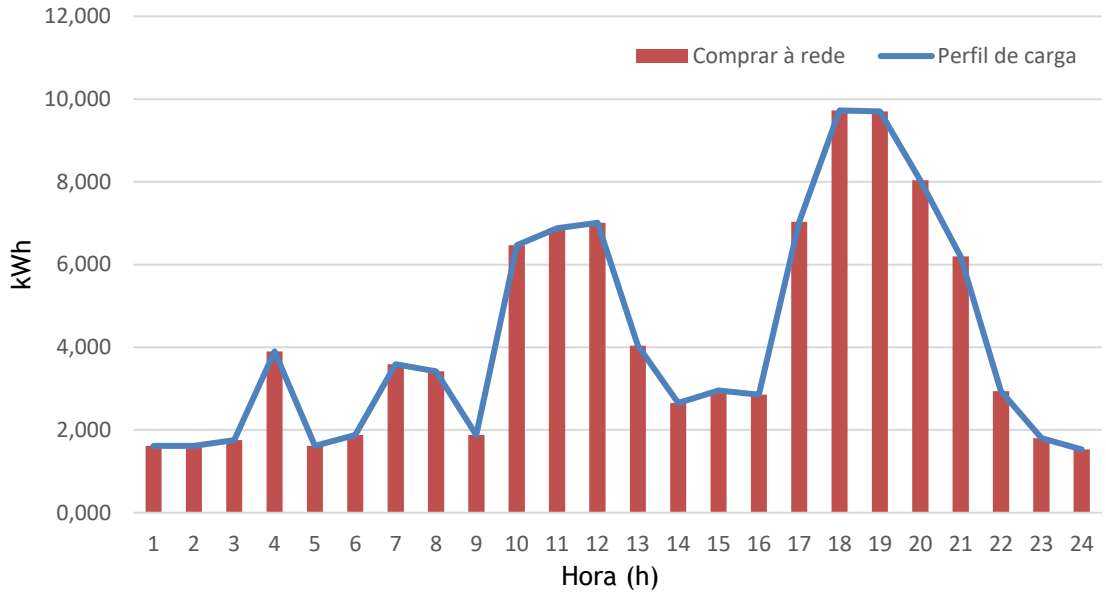


Figura 4.7 - Perfil de carga do consumidor no caso 1.

4.3.2 Caso 2

Neste segundo caso é adicionada geração de energia local no sistema, mais propriamente a geração de energia fotovoltaica. A inclusão de geração fotovoltaica e a presença de dispositivos de armazenamento de energia e veículos elétricos influencia bastante na satisfação da resposta à procura de energia, tendo por base o perfil de produção e consumo geral do sistema. A venda de energia entre prosumers (vizinhança) é permitida.

Neste estudo são apresentados as produções e consumos de energia por hora para cada consumidor/produtor energético. Em termos energéticos, o sistema é composto por sete prosumidores e três consumidores que efetuam transações energéticas entre si consoante as suas necessidades ou excessos, como se pode verificar na Figura 4.1.

4.4 Análise e Discussão de Resultados

4.4.1 Analise de transações P2P

Neste estudo, é apresentado um perfil de produção/consumo para cada consumidor/*prosumer* consoante as suas necessidades de consumo e venda de energia (anexo B). Para satisfazer a carga inflexível de cada casa e também a carga flexível como a máquina de lavar loiça, máquina de lavar roupa e HVAC, cada *prosumer* vai buscar essencialmente a energia que necessita à rede. Porém, como se trata de uma comunidade de energia, onde há produção de energia, e os utilizadores do sistema podem também satisfazer as suas necessidades através da sua produção fotovoltaica, da energia armazenada nos veículos elétricos e nos dispositivos de armazenamento e da compra de energia à vizinhança.

Os agendamentos para o dia seguinte dos diferentes prosumers e consumidores estão representados do anexo B.1.1 ao anexo B.1.10. Com base nas figuras representativas dos anexos, é possível verificar que tanto os ESS, como os veículos elétricos carregam nas horas onde a energia é mais baixa (24-3h) para posteriormente a sua energia acumulada ser descarregada nas horas onde o preço da energia é mais caro (19-23h). De realçar que, em alturas do dia que seja desfavorável comprar energia à rede (quando é mais cara), a carga de cada utilizador será alimentada através da sua energia elétrica proveniente da geração fotovoltaica. No anexo B.2 está representado a quantidade de energia elétrica consumida por cada utilizador nas horas de pico, proveniente do descarregamento dos veículos elétricos e/ou proveniente da geração fotovoltaica de cada utilizador.

Contudo, é de realçar a importância que a escola tem no sistema elétrico e principalmente, devido às suas características, nos benefícios que poderá trazer para o comércio P2P de eletricidade. É necessário integrar no sistema elétrico com ambiente de troca de energia P2P, um utilizador com as características que permitam um desbalanceamento nos períodos de carga e produção de energia, tal como a escola.

4.4.2 Agregação de energia por fonte

No caso 2, o consumo individual de cada utilizador da rede é proveniente de várias fontes de energia. Na Figura 4.18 é apresentada a agregação de energia por fontes do sistema energético total. A partir da figura, é possível verificar que aproximadamente 42% do fornecimento total da carga é alcançado sempre que possível por fontes de geração ou fontes de armazenamento (PV_ESS_EV_Total). Estes sistemas de gestão de energia doméstica são carregados durante o período onde a energia é mais barata e descarregados na hora de pico onde o preço da energia é o mais elevado e proporcionam aos utilizadores uma grande flexibilidade de energia em comparação com o caso base onde não havia geração de energia.

4.4.3 Transações P2P

Da análise das transações de energia, verifica-se que estas ocorrem entre vários consumidores/*prosumers*, principalmente envolvendo o *Prosumer* 10 (a escola). Isto deve-se ao facto de para além de possuir uma carga inflexível relativamente pequena e uma carga flexível praticamente inexistente, apresenta uma grande geração de energia fotovoltaica e inúmeros dispositivos de armazenamento de energia, que são carregados durante o período onde o preço da energia é mais baixo. Assim, a energia produzida e armazenada pelo prosumidor 10 é utilizada para consumo próprio nas horas onde o edifício consome mais energia (horário laboral) e posteriormente a energia armazenada é vendida à sua vizinhança.

Esta transação de venda de energia à vizinhança ocorre durante o período de pico de procura, correspondente ao período que os utilizadores mais necessitam de energia. Outro exemplo de transação energética entre prosumidores está implícito nos prosumidores 5 e 6. Esta transação ocorre durante o período das 12 e 13h na qual o prosumidor 5 apresenta uma carga relativamente baixa, e esta é compensada apenas por uso da energia proveniente da sua geração fotovoltaica. Assim, será benéfico para o prosumidor 5 vender energia ao prosumidor 6, uma vez que este irá comprar a energia a um valor mais baixo do que se comprasse à rede. Um resumo das transações energéticas efetuadas pelos utilizadores do sistema está descrito na Figura 4.9.

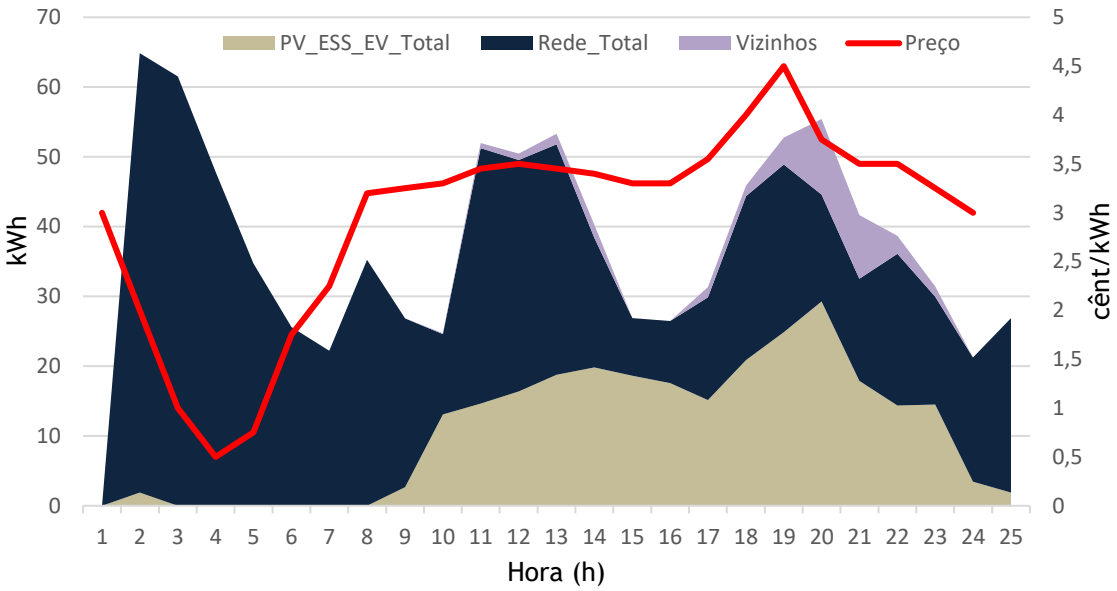


Figura 4.8 - Agregação de energia por fonte

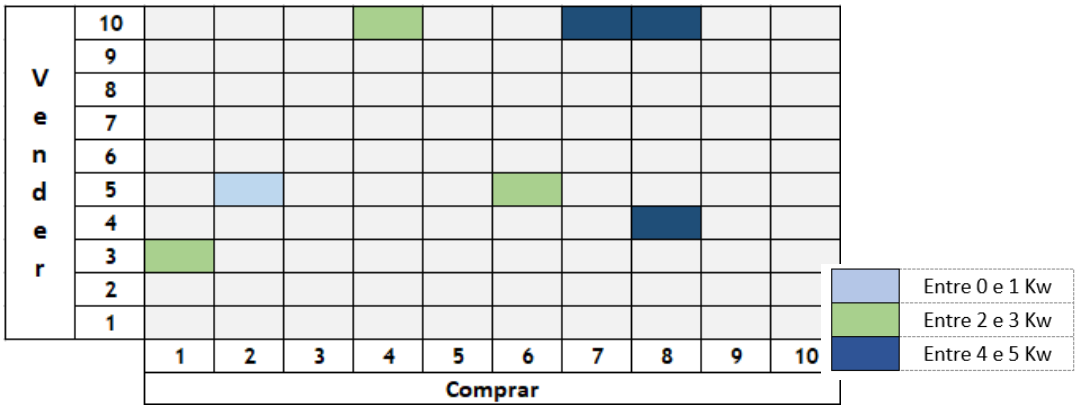


Figura 4.9 - Transações energéticas P2P

4.5 Análise de custos

Neste trabalho foram analisandos os custos associados à compra de energia. O Caso 1 (sem geração) apresenta como esperado os custos totais mais elevados em comparação com o Caso 2, como se pode comprovar pela Figuras 4.10 e 4.1. Comparando os casos pode ver-se uma redução de custo do caso 1 para o caso 2 em cerca de 16 %. Este fato deveu-se á participação de utilizadores com sistemas de geração e armazenamento de energia (Caso 2). O

fato de ser permitido a qualquer *prosumer* comprar e vender energia elétrica de uma forma mais livre e direta (mercados P2P) permitiu a todas as habitações do sistema obter energia de forma mais barata, uma vez que, consoante as necessidades e disponibilidade de energia de cada um, fosse possível escolher entre comprar à rede ou comprar energia na sua vizinhança a um preço mais acessível. A energia armazenada proveniente das FER (neste caso, fotovoltaico) é mais barata do que importar energia da rede.

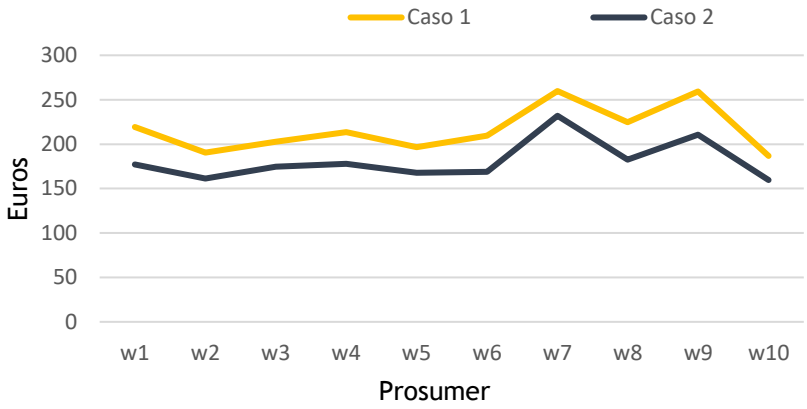


Figura 4.10 - Custo total individual de cada agente

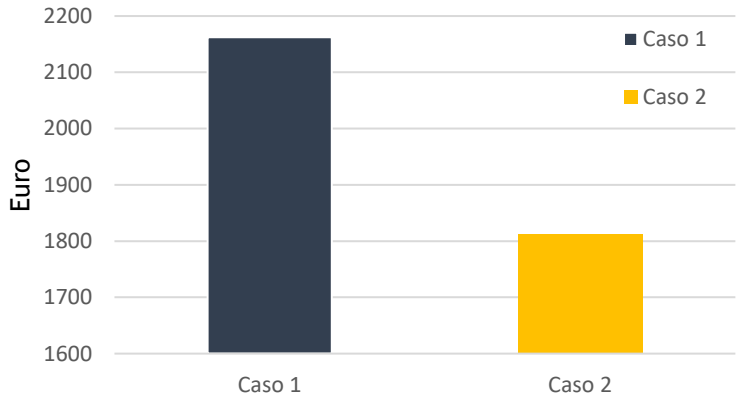


Figura 4.11 - Custo total associado a cada caso de estudo

4.6 Impacto na rede

Ao longo dos últimos anos, o setor elétrico foi submetido a uma profunda reestruturação. Esta alteração levou à criação de novos mercados energéticos onde alguns dos principais problemas residem no controlo dos desvios de tensão que pode haver em cada nó da rede e os possíveis níveis de congestionamento que podem surgir nas linhas de transmissão da rede elétrica. A constante necessidade de obter energia e consequente resposta à procura influenciam bastante no controlo dos limites de estabilidade da rede elétrica.

4.6.1 Congestionamento

Os congestionamentos nas linhas de transmissão da rede elétrica constituem um dos maiores problemas para a maioria dos participantes dos mercados energéticos. Limitam as trocas de eletricidade quer com a rede, quer com a vizinhança criando riscos acrescidos para o desenvolvimento do mercado. Através da análise dos resultados dos casos de estudos deste capítulo, é possível verificar uma melhoria bastante significativa no problema de congestionamento da rede de transmissão da rede elétrica, com a inclusão de participantes produtores de energia. No Caso 1, quando não existe geração local por parte das habitações existem linhas na qual o limite de carregamento da linha é ultrapassado o que dificultará a estabilidade da rede de transmissão elétrica e coloca em risco as transações energéticas dos participantes do mercado com a rede elétrica. Como é possível verificar na Figura 4.13, as linhas 1, 3, 4 e 7 estão sobrecarregadas.

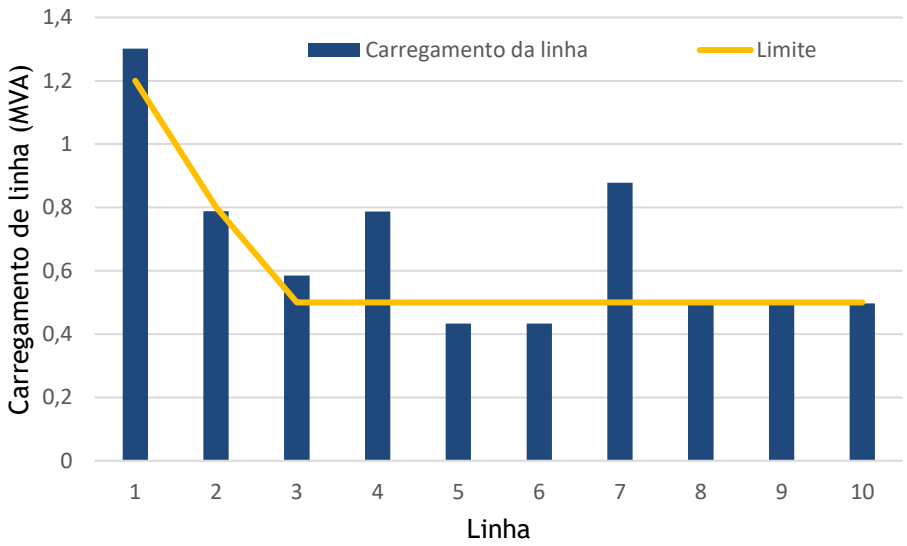


Figura 4.12 - Carregamento de linha para o caso de estudo 1

Com a integração de participantes no mercado energético com geração de energia (caso 2) de modo a ser possível efetuar transações P2P, os problemas de congestionamento deixam de existir. Todas as linhas do sistema elétrico estão dentro dos limites estabelecidos como pode ser verificado na Figura 4.14. Este fato deve-se à facilidade dos participantes do mercado obter energia mais próxima localmente sem a necessidade, em alguns momentos, de ir buscar energia à rede elétrica, diminuindo assim o nível de congestionamento, uma vez que mesmo assim existem linhas muito próximas do limite.

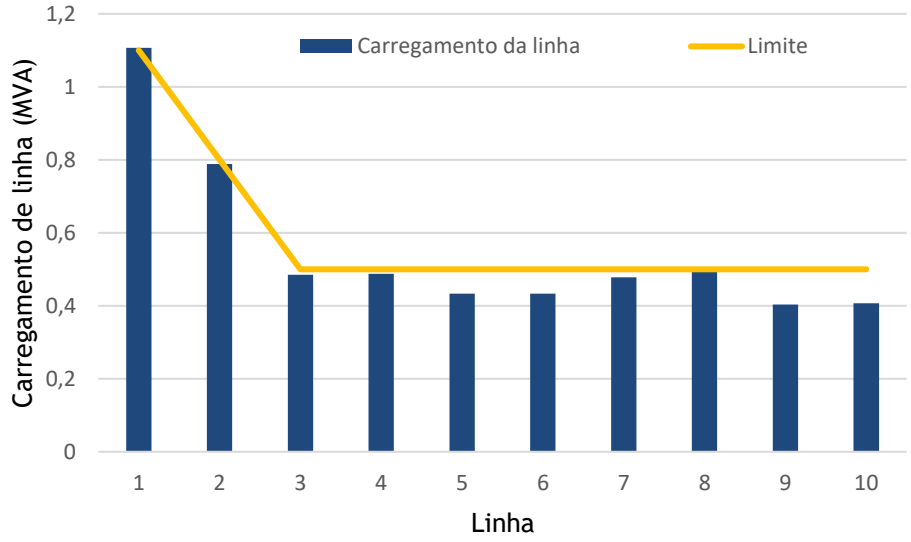


Figura 4.13 - Carregamento de linha para o caso de estudo 2

4.6.2 Perfis de tensão

Um dos principais objetivos de um sistema elétrico é transmitir a energia elétrica de modo a manter uma frequência e tensão da rede dentro dos limites em torno dos seus valores nominais. Para o trabalho realizado é possível ver uma diferença significativa nos desvios de tensão quando são analisados os dois casos. No Caso 2, os desvios de tensão em todos os nós comunidade são menores relativamente ao Caso 1, como é verificável na Figura 4.15. Devido ao fato do nó 2 ser o mais próximo da subestação apresenta um desvio de tensão relativamente pequeno comparado a outros nós que se encontram mais longe da subestação elétrica. Assim, pode ver-se que as transações de energia locais podem beneficiar a rede desde que feitas num sistema coordenado, caso isso não aconteça os efeitos poderão ser contrários.

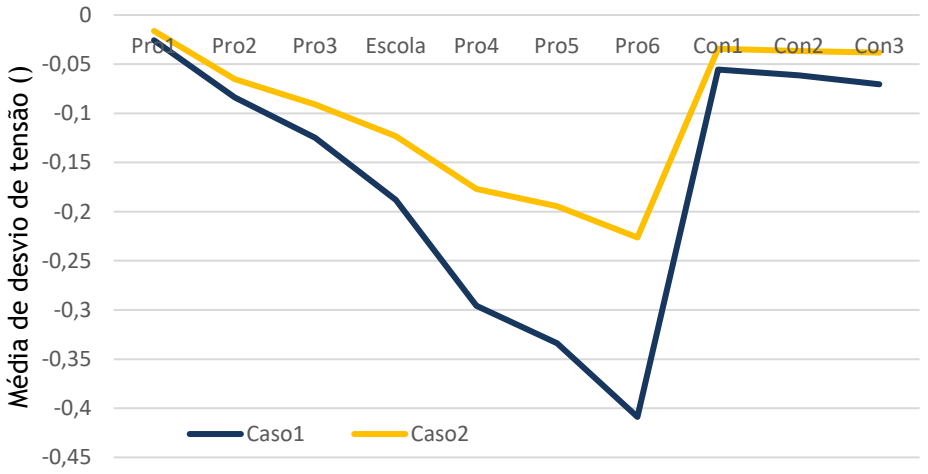


Figura 4.14 - Desvios médios de tensão nos nós da rede elétrica

Com base na Figura 4.1 deste capítulo é possível verificar que o nó onde se encontra o prosumidor 6, corresponde ao nó mais longe da subestação e por esse motivo é o nó que apresenta um desvio médio de tensão mais significativo. No Caso 1, o nó 6 apresenta um desvio de tensão de cerca de -0,40885 e posteriormente quando é tratado o caso 2, o desvio médio da tensão apresenta um valor de -0,22629. Assim, no nó 6 quando se integra a geração e armazenamento local ocorre uma melhoria do desvio médio de tensão em aproximadamente 44,65 %.

4.7 Resumo do capítulo

Inicialmente, neste capítulo foi descrito todos os dados do sistema que foram considerados, as suposições feitas, os diferentes cenários possíveis atuando com uma relativa incerteza e variabilidade e os preços de energia associados. Posteriormente foram apresentados os dois casos de estudos e as suas características. O primeiro caso trata-se de uma rede elétrica onde todos os seus participantes apenas compram energia à rede e, por isso, o perfil de carga corresponde exatamente à energia que é comprada à rede elétrica. De seguida, um segundo caso onde é incluída geração e armazenamento local de energia por parte de alguns participantes do sistema elétrico e a possibilidade de vender energia à sua vizinhança. Os resultados obtidos neste segundo caso mostram que é mais rentável para os participantes do mercado energético, uma vez que é possível obter energia mais barata através do uso da energia fotovoltaica gerada e do descarregamento de energia dos veículos elétricos e dispositivos de armazenamento. Por fim, é analisado o impacto do mercado energético e das transações energéticas envolvidas na rede de distribuição. Neste caso, os resultados muito benéficos em relação ao Caso 1 no que diz respeito aos congestionamentos e desvios de tensão nos nós na rede de distribuição elétrica.

Capítulo 5

Conclusão e trabalhos futuros

Neste capítulo são apresentadas as principais conclusões desta dissertação, bem como os trabalhos futuros que podiam ser realizados, com o intuito de alargar o conhecimento da temática abordada na dissertação.

5.1 Conclusões

Neste trabalho foi proposto um modelo estocástico MILP que visa assegurar as transações energéticas P2P numa comunidade energética de pequena escala. Um novo conceito de partilha de energia denominada *peer-to-peer* surge nos mercados de eletricidade.

O modelo proposto visa a utilização de forma eficiente das energias renováveis, bem como a benéfica presença de ESS e veículos elétricos em ambiente *peer-to-peer*. O modelo de operação foi formulado num ambiente estocástico e por isso, foram considerados vários cenários, tendo em conta a imprevisibilidade e variabilidade das fontes de geração renovável e também a incerteza relativa à procura.

Foram realizadas simulações entre nove consumidores domésticos e uma escola, com o objetivo de efetuarem transações de energias entre ambos a um preço acessível sem colocar em risco a estabilidade da rede de distribuição. A função objetivo consiste na minimização dos custos totais associados a cada participante no mercado energético P2P, tendo em conta as várias restrições existentes no sistema, quer em termos de limitação de trocas de energia, em dimensionamento e controlo dos diversos dispositivos existentes, quer em termos de estabilidade da rede de distribuição.

A análise operacional do modelo foi realizada segundo um sistema adaptado correspondente a um ramo do sistema de 119 barramentos.

Foram realizados dois casos de estudo, onde o primeiro caso consistiu na comunidade energética já definida, mas apenas com a presença de consumidores não havendo qualquer geração distribuída de energia local. Como seria de prever, toda a energia consumida dos lares da comunidade energética terá de ser comprada à rede. No segundo caso é introduzido geração fotovoltaica local por parte de alguns ex-consumidores. A presença de ESS e veículos elétricos também é assegurada e a venda de energia entre vizinhos é permitida. A presença do *´prosumer´* escola é muito benéfica para o sistema total visto que apresenta grande capacidade de geração e armazenamento de energia.

Com base na análise dos resultados, do caso 2, com geração local e em ambiente *peer-to-peer*, pode verificar-se que este caso apresenta resultados mais positivos no que diz respeito aos custos e estabilidade da rede de distribuição. Com base na matriz energética da escola, foi possível verificar que 42% do fornecimento total da carga é alcançado sempre que possível por fontes de geração renovável ou fontes de armazenamento. Estas fontes de energia doméstica, são carregadas durante o período onde a energia é mais barata, e descarregadas na hora de pico (preço da energia mais elevado). Esse fato contribuiu para a redução de custos do sistema total, e no que diz respeito aos custos totais associados, o caso 2 apresenta uma redução de custo de cerca de 16% em relação ao caso 1.

Relativamente ao impacto dos mercados energéticos P2P na operação da rede de distribuição, através da simulação e dos resultados obtidos nesta dissertação, o caso 2 é mais favorável em termos de congestionamentos e desvios de tensão. Os desvios de tensão obtidos no caso 2 são os mais favoráveis, apresentando melhorias de desvio de tensão de até 45% (nó 6 distante da central). Em ambos os casos, os desvios de tensão respeitaram os limites impostos. Contudo, deve notar-se que os valores de potência injetada na rede pelos *prosumers* não é muito elevada. Caso isso acontecesse poderia pôr-se o caso de existirem sobretensões. Nesse caso, para manter a estabilidade da rede e não haver violação dos limites de tensão poderia ser adicionada na formulação matemática um limite de potência que cada *prosumer* poderia inserir na rede.

Também, os congestionamentos em certas linhas que ocorreram no caso 1, não se verificou aquando da introdução de geração local e presença de dispositivos de armazenamento. Contudo, este facto pode dever-se à sensibilidade do caso de estudo. Assim, no caso de haver congestionamento, poderiam ser implementados dentro do modelo apresentado funções de penalização ou limites de negociação em determinadas linhas.

De uma forma geral, os mercados energéticos *peer-to-peer d*evido à sua flexibilidade, à presença de geração local e dispositivos de armazenamento, bem como de condução de energia elétrica podem garantir uma melhoria no que diz respeito aos custos globais, levando também a uma melhoraria as condições de estabilidade da rede de distribuição.

5.2 Trabalhos futuros

Possíveis trabalhos futuros que possam ser feitos, considerando a mesma temática desta dissertação são:

- expandir o caso de estudo, quer em área geográfica quer em número de participantes no mercado energético *peer-to-peer*;
- criação de mais cenários, nomeadamente com maior injeção de potência por parte dos prosumers e realizar uma análise de sensibilidade à existência de sobretensões;

Referências

[1] T. Xu, W. Gao, F. Qian, e Y. Li, «The implementation limitation of variable renewable energies and its impacts on the public power grid», *Energy*, vol. 239, p. 121992, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2021.121992.

[2] Y. Li *et al.*, «6WXG_RQ_9ROWDJH_&RQWURO_LQ_'LVWULEXWLRQ_1HWZRUN_ZLWK_5HQHZDEOH_(QHUJ_,QWHJUDWLRQ_», p. 5.

[3] P. Paliwal, N. P. Patidar, e R. K. Nema, «Planning of grid integrated distributed generators: A review of technology, objectives and techniques», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 40, pp. 557–570, Dez. 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.07.200.

[4] L. Kristov, P. De Martini, e J. D. Taft, «A Tale of Two Visions: Designing a Decentralized Transactive Electric System», *IEEE Power and Energy Mag.*, vol. 14, n. 3, pp. 63–69, Mai. 2016, doi: 10.1109/MPE.2016.2524964.

[5] K. Y. Bandara, S. Thakur, e J. Breslin, «Flocking-based decentralised double auction for P2P energy trading within neighbourhoods», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 129, p. 106766, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106766.

[6] D. Brown, S. Hall, e M. E. Davis, «Prosumers in the post subsidy era: an exploration of new prosumer business models in the UK», *Energy Policy*, vol. 135, p. 110984, Dez. 2019, doi: 10.1016/j.enpol.2019.110984.

[7] S. Norbu, B. Couraud, V. Robu, M. Andoni, e D. Flynn, «Modelling the redistribution of benefits from joint investments in community energy projects», *Applied Energy*, vol. 287, p. 116575, Abr. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116575.

[8] S. Bolognani, R. Carli, G. Cavraro, e S. Zampieri, «On the Need for Communication for Voltage Regulation of Power Distribution Grids», *IEEE Trans. Control Netw. Syst.*, vol. 6, n. 3, pp. 1111–1123, Set. 2019, doi: 10.1109/TCNS.2019.2921268.

[9] Y. Liu e H. Chen, «Construction and Enlightenment of Japan's New Electricity Market», em *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, Chengdu, China, Mai. 2019, pp. 3020–3025. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2019.8881424.

[10] T. Kåberger, «Progress of renewable electricity replacing fossil fuels», *Global Energy Interconnection*, vol. 1, n. 1, p. 5, 2018.

[11] S. Yin, J. Wang, e F. Qiu, «Decentralized electricity market with transactive energy – A path forward», *The Electricity Journal*, vol. 32, n. 4, pp. 7–13, Mai. 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.03.005.

[12] P. Johansson, «Integrating distributed energy resources in electricity distribution systems: An explorative study of challenges facing DSOs in Sweden», *Utilities Policy*, p. 13, 2020.

[13] A. Eicke, O. Ruhnau, e L. Hirth, «Electricity balancing as a market equilibrium: An instrument-based estimation of supply and demand for imbalance energy», *Energy Economics*, vol. 102, p. 105455, Out. 2021, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105455.

[14] A. K. Srivastava, S. Kamalasadan, D. Patel, S. Sankar, e K. S. Al-Olimat, «Electricity markets: an overview and comparative study», *Int J of Energy Sector Man*, vol. 5, n. 2, pp. 169–200, Jun. 2011, doi: 10.1108/17506221111145977.

[15] *Mercados de electricidade : regulação e tarifação de uso das redes*.

[16] Y. Wu, M. Barati, e G. J. Lim, «A Pool Strategy of Microgrid in Power Distribution Electricity Market», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, n. 1, pp. 3–12, Jan. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2916144.

[17] E. G. Kardakos, C. K. Simoglou, e A. G. Bakirtzis, «Short-Term Electricity Market Simulation for Pool-Based Multi-Period Auctions», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, n. 3, pp. 2526–2535, Ago. 2013, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2226759.

[18] R. Pastor, N. P. Da Silva, J. Esteves, e R. Pestana, «Market-Based Bidding Strategy for Variable Renewable Generation in the MIBEL», em *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, Jun. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/EEM.2018.8469791.

[19] J. Rodríguez-Fernández, T. Pinto, F. Silva, I. Praça, Z. Vale, e J. M. Corchado, «Bilateral Contract Prices Estimation using a Q-Learning based approach», p. 6.
[20] A. Anees, T. Dillon, e Y.-P. P. Chen, «A novel decision strategy for a bilateral energy contract», *Applied Energy*, vol. 253, p. 113571, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113571.
[21] A. Ouriachi e C. Spataru, «Integrating regional electricity markets towards a single European market», em *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisbon, Portugal, Mai. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/EEM.2015.7216603.
[22] «mudar este com papaer 9».
[23] «https://www.mibel.com/pt/home_pt/»,
[24] T. L. Afonso, A. C. Marques, e J. A. Fuinhas, «Accommodating renewable energy sources in a small electricity market: An analysis considering the interactions of sources within Portugal and Spain», *Heliyon*, vol. 5, n. 8, p. e02354, Ago. 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02354.
[25] J. Borges, «MIBEL and the Market Splitting - 5th International Conference on the European Electricity Market», p. 5.
[26] «https://www.erse.pt/media/heddnoqc/estrutura-tarifária-se-2021.pdf».
[27] «https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/».
[28] F. Rahimi, A. Ipakchi, e F. Fletcher, «The Changing Electrical Landscape: End-to-End Power System Operation Under the Transactive Energy Paradigm», *IEEE Power and Energy Mag.*, vol. 14, n. 3, pp. 52–62, Mai. 2016, doi: 10.1109/MPE.2016.2524966.
[29] «IRENA, "Future of Solar Photovoltaic. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects", november 2019.»
[30] «XingLi Yin, Liangge Cheng, Xuemin Wang, Jiantao Lu, Hui Qin , "Optimization for Hydro-Photovoltaic-Wind Power Generation System Based on Modified Version of Multi-Objective Whale Optimization Algorithm" , Energy Procedia Volume 158, February 2019, Pages 6208-6216».
[31] T. Liu, X. Tan, B. Sun, Y. Wu, X. Guan, e D. H. K. Tsang, «Energy management of cooperative microgrids with P2P energy sharing in distribution networks», em *2015 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, Miami, FL, USA, Nov. 2015, pp. 410–415. doi: 10.1109/SmartGridComm.2015.7436335.
[32] R. Zafar, A. Mahmood, S. Razzaq, W. Ali, U. Naeem, e K. Shehzad, «Prosumer based energy management and sharing in smart grid», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 1675–1684, Fev. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.07.018.
[33] T. D. Hutty, A. Pena-Bello, S. Dong, D. Parra, R. Rothman, e S. Brown, «Peer-to-peer electricity trading as an enabler of increased PV and EV ownership», *Energy Conversion and Management*, vol. 245, p. 114634, Out. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114634.
[34] W. Tushar e H. V. Poor, «Peer-to-Peer Trading in Electricity Networks: An Overview», p. 16.
[35] E. A. Soto, L. B. Bosman, E. Wollega, e W. D. Leon-Salas, «Peer-to-peer energy trading: A review of the literature», *Applied Energy*, vol. 283, p. 116268, Fev. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116268.
[36] C. Zhang, J. Wu, Y. Zhou, M. Cheng, e C. Long, «Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid», *Applied Energy*, vol. 220, pp. 1–12, Jun. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.010.
[37] T. Sousa, T. Soares, P. Pinson, F. Moret, T. Baroche, e E. Sorin, «Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review», *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 367–378, Abr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.01.036.
[38] M. Zhang, F. Eliassen, A. Taherkordi, H.-A. Jacobsen, H.-M. Chung, e Y. Zhang, «Energy Trading with Demand Response in a Community-based P2P Energy Market», em *2019 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Beijing, China, Out. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/SmartGridComm.2019.8909798.
[39] L. Ma, N. Liu, J. Zhang, e L. Wang, «Real-Time Rolling Horizon Energy Management for the Energy-Hub-Coordinated Prosumer Community From a Cooperative Perspective», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n. 2, pp. 1227–1242, Mar. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2877236.

[40] B. P. Hayes, S. Thakur, e J. G. Breslin, «Co-simulation of electricity distribution networks and peer to peer energy trading platforms», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 115, p. 105419, Fev. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105419.
[41] «Peer-to-peer electricity trading: Innovation Landscape Brief», p. 20.
[42] E. Mengelkamp, J. Gärttner, K. Rock, S. Kessler, L. Orsini, e C. Weinhardt, «Designing microgrid energy markets», *Applied Energy*, vol. 210, pp. 870–880, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.054.
[43] «https://www.powerledger.io/».
[44] «https://sonnen.de/sonnencommunity/».
[45] Y. Zhou, J. Wu, C. Long, e W. Ming, «State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading», *Engineering*, vol. 6, n. 7, pp. 739–753, Jul. 2020, doi: 10.1016/j.eng.2020.06.002.
[46] C. Zhang, J. Wu, M. Cheng, Y. Zhou, e C. Long, «A Bidding System for Peer-to-Peer Energy Trading in a Grid-connected Microgrid», *Energy Procedia*, vol. 103, pp. 147–152, Dez. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.11.264.
[47] A. Esmat, M. de Vos, Y. Ghiassi-Farrokhfal, P. Palensky, e D. Epema, «A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology», *Applied Energy*, vol. 282, p. 116123, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116123.
[48] S. Wu, F. Zhang, e D. Li, «User-Centric Peer-to-Peer Energy Trading Mechanisms for Residential Microgrids», em *2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, Out. 2018, pp. 1–6. doi: 10.1109/EI2.2018.8582548.
[49] C. Zhang, «Disinfection effect of slightly acidic electrolyzed water on celery and cilantro», *Food Control*, p. 6, 2016.
[50] M. R. Alam, M. St-Hilaire, e T. Kunz, «Peer-to-peer energy trading among smart homes», *Applied Energy*, vol. 238, pp. 1434–1443, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.091.
[51] M. Steinheimer, U. Trick, e P. Ruhrig, «Energy communities in Smart Markets for optimisation of peer-to-peer interconnected Smart Homes», em *2012 8th International Symposium on Communication Systems, Networks & Digital Signal Processing (CSNDSP)*, Poznan, Poland, Jul. 2012, pp. 1–6. doi: 10.1109/CSNDSP.2012.6292732.
[52] V. Behravesh, R. Keypour, e A. Akbari Foroud, «Control strategy for improving voltage quality in residential power distribution network consisting of roof-top photovoltaic-wind hybrid systems, battery storage and electric vehicles», *Solar Energy*, vol. 182, pp. 80–95, Abr. 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.02.037.
[53] E. Mengelkamp, B. Notheisen, C. Beer, D. Dauer, e C. Weinhardt, «A blockchain-based smart grid: towards sustainable local energy markets», *Comput Sci Res Dev*, vol. 33, n. 1–2, pp. 207–214, Fev. 2018, doi: 10.1007/s00450-017-0360-9.
[54] J. Guerrero, A. Chapman, e G. Verbic, «A study of energy trading in a low-voltage network: Centralised and distributed approaches», em *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Melbourne, VIC, Nov. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/AUPEC.2017.8282502.
[55] E. Sorin, L. Bobo, e P. Pinson, «Consensus-Based Approach to Peer-to-Peer Electricity Markets With Product Differentiation», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n. 2, pp. 994–1004, Mar. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2872880.
[56] T. Morstyn, A. Teytelboym, e M. D. Mcculloch, «Bilateral Contract Networks for Peer-to-Peer Energy Trading», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n. 2, pp. 2026–2035, Mar. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2786668.
[57] M. Prabavathi e R. Gnanadass, «Energy bidding strategies for restructured electricity market», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 64, pp. 956–966, Jan. 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.08.018.
[58] Y. Liu, L. Wu, e J. Li, «Peer-to-peer (P2P) electricity trading in distribution systems of the future», *The Electricity Journal*, vol. 32, n. 4, pp. 2–6, Mai. 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.03.002.
[59] Z. Li, S. Bahramirad, A. Paaso, M. Yan, e M. Shahidehpour, «Blockchain for decentralized transactive energy management system in networked microgrids», *The Electricity Journal*, vol. 32, n. 4, pp. 58–72, Mai. 2019, doi: 10.1016/j.tej.2019.03.008.
[60] T. Morstyn, A. Teytelboym, C. Hepburn, e M. D. McCulloch, «Integrating P2P Energy Trading With Probabilistic Distribution Locational Marginal Pricing», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, n. 4, pp. 3095–3106, Jul. 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2963238.

[61] E. Mengelkamp, P. Staudt, J. Garttner, e C. Weinhardt, «Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies», em *2017 14th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Dresden, Germany, Jun. 2017, pp. 1–6. doi: 10.1109/EEM.2017.7981938.
[62] Z. Jing, M. Pipattanasomporn, e S. Rahman, «Blockchain-based Negawatt Trading Platform: Conceptual Architecture and Case Studies», em *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Bangkok, Thailand, Mar. 2019, pp. 68–73. doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715890.
[63] Y. Fan, X. Jing, Z. Zhang, L. Yingying, e L. Shuyong, «An overview of research on affecting factors of distribution network reliability», em *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Xi'an, China, Ago. 2016, pp. 1–4. doi: 10.1109/CICED.2016.7576097.
[64] S.-W. Park, Z. Zhang, F. Li, e S.-Y. Son, «Peer-to-peer trading-based efficient flexibility securing mechanism to support distribution system stability», *Applied Energy*, vol. 285, p. 116403, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116403.
[65] S. M. Fazeli, R. Li, e F. Li, «Distributed-hierarchical control strategy to coordinate peer-to-peer energy transactions and node voltages at low voltage distribution networks», *IET Smart Grid*, vol. 3, n. 6, pp. 843–850, Dez. 2020, doi: 10.1049/iet-stg.2019.0342.
[66] C. Luo, H. Wu, Y. Zhou, Y. Qiao, e M. Cai, «Network partition-based hierarchical decentralised voltage control for distribution networks with distributed PV systems», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106929, Set. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106929.
[67] M. Emarati, M. Barani, H. Farahmand, J. Aghaei, e P. C. del Granado, «A two-level over-voltage control strategy in distribution networks with high PV penetration», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106763, Set. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.106763.
[68] F. Moret e P. Pinson, «Energy Collectives: A Community and Fairness Based Approach to Future Electricity Markets», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n. 5, pp. 3994–4004, Set. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2808961.
[69] S.-W. Park, K.-S. Cho, e S.-Y. Son, «Voltage Management Method of Distribution System in P2P Energy Transaction Environment», *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, n. 4, pp. 324–329, 2019, doi: 10.1016/j.ifacol.2019.08.230.
[70] J. Guerrero, A. C. Chapman, e G. Verbic, «Decentralized P2P Energy Trading Under Network Constraints in a Low-Voltage Network», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n. 5, pp. 5163–5173, Set. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2878445.
[71] H. Almasalma, S. Claeys, e G. Deconinck, «Peer-to-peer-based integrated grid voltage support function for smart photovoltaic inverters», *Applied Energy*, vol. 239, pp. 1037–1048, Abr. 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.249.
[72] M. I. Azim, W. Tushar, e T. K. Saha, «Investigating the impact of P2P trading on power losses in grid-connected networks with prosumers», *Applied Energy*, vol. 263, p. 114687, Abr. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114687.
[73] H. Zhi-jie, W. Ru-chuan, e D. Xiao-yang, «A Novel P2P traffic Prediction Algorithm Based on Hybrid Model», *Physics Procedia*, vol. 25, pp. 1218–1225, 2012, doi: 10.1016/j.phpro.2012.03.223.
[74] M. Nasimifar, V. Vahidinasab, e M. S. Ghazizadeh, «A Peer-to-Peer Electricity Marketplace for Simultaneous Congestion Management and Power Loss Reduction», em *2019 Smart Grid Conference (SGC)*, Tehran, Iran, Dez. 2019, pp. 1–6. doi: 10.1109/SGC49328.2019.9056626.
[75] H. Lee e J. Kim, «Semi-distributed informed peer selection for scalable P2P overlay network», em *2009 9th International Symposium on Communications and Information Technology*, Icheon, South Korea, Set. 2009, pp. 267–272. doi: 10.1109/ISCIT.2009.5341246.
[76] D. L. Rodrigues, X. Ye, X. Xia, e B. Zhu, «Battery energy storage sizing optimisation for different ownership structures in a peer-to-peer energy sharing community», *Applied Energy*, vol. 262, p. 114498, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114498.
[77] J. Sim, M. Kim, D. Kim, e H. Kim, «Cloud Energy Storage System Operation with Capacity P2P Transaction», *Energies*, vol. 14, n. 2, p. 339, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14020339.

[78] S. Cui, Y.-W. Wang, Y. Shi, e J.-W. Xiao, «Community Energy Cooperation With the Presence of Cheating Behaviors», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 12, n. 1, pp. 561–573, Jan. 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3022792.
[79] C. Wu *et al.*, «A novel energy cooperation framework for community energy storage systems and prosumers», *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, p. 107428, Jan. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107428.
[80] M. Stecca, L. Ramirez Elizondo, T. Batista Soeiro, P. Bauer, e P. Palensky, «A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks», *IEEE Open J. Ind. Electron. Soc.*, pp. 1–1, 2020, doi: 10.1109/OJIES.2020.2981832.
[81] N. Lu, «An Evaluation of the HVAC Load Potential for Providing Load Balancing Service», *IEEE TRANSACTIONS ON SMART GRID*, vol. 3, n. 3, p. 8, 2012.
[82] «https://www.edpdistribuicao.pt/en/availability-energy-data»
[83] M. Gough et al., «Optimisation of Prosumers' Participation in Energy Transactions», em 2020 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2020 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Madrid, Spain, Jun. 2020, pp. 1–6.

Anexos A

Anexo A.1 – Dados do sistema

Linha	De	Para	R (Ω)	X (Ω)	Limited de capacidade
linha 1	Subestação	1	0,0625	0,0265	1,2
linha 2	1	2	0,1501	0,234	0,8
linha 3	2	3	0,1347	0,0888	0,5
linha 4	3	4	0,2307	0,1203	0,5
linha 5	4	5	0,447	0,1608	0,5
linha 6	5	6	0,1632	0,0588	0,5
linha 7	6	7	0,33	0,099	0,5
linha 8	7	8	0,1501	0,234	0,5
linha 9	8	9	0,1347	0,0888	0,5
linha 10	9	10	0,2307	0,1203	0,5

Anexo A.2 – Características dos ESS

ESS	Capacidade da bateria [KWh]	Carga Max / Taxa Descarregamento [KW]	SOE Inicial [%]	SOE Mínimo [%]	Eficiência carga / Descarga [%]
Prosumer 1	4	0.6	75	40	90
Prosumer 2	3	0.6	80	40	90
Prosumer 3	3	0.6	75	40	90

Anexo A.3 – Características dos PV

PV	Capacidade instalada [KW]
Prosumer 1	1
Prosumer 2	1
Prosumer 3	1

Anexo A.4 – Características dos VE

EV	Capacidade da bateria [KWh]	Carga Max / Taxa Descarregamento [KW]	Eficiência carga / Descarga [%]
Prosumer 1	4	0.6	90
Prosumer 2	3	0.6	90
Prosumer 3	3	0.6	90

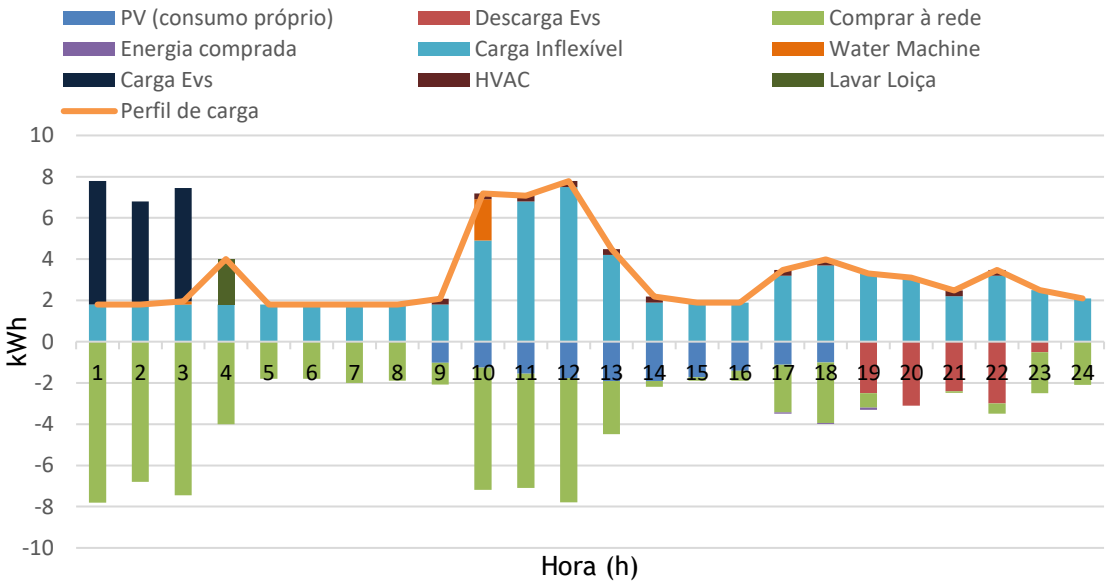
Anexo A.5 – Características dos aparelhos flexíveis

Aparelhos flexíveis		Potência [KW]	Nº fases	Duração [t]
Prosumer 1	MLR	0.15	1	1
	MLL	2.2	1	1
Prosumer 2	MLR	2	1	1
	MLL	0.15	2	1
Prosumer 3	MLR	0.3	2	1.5
	MLL	2.2	3	1

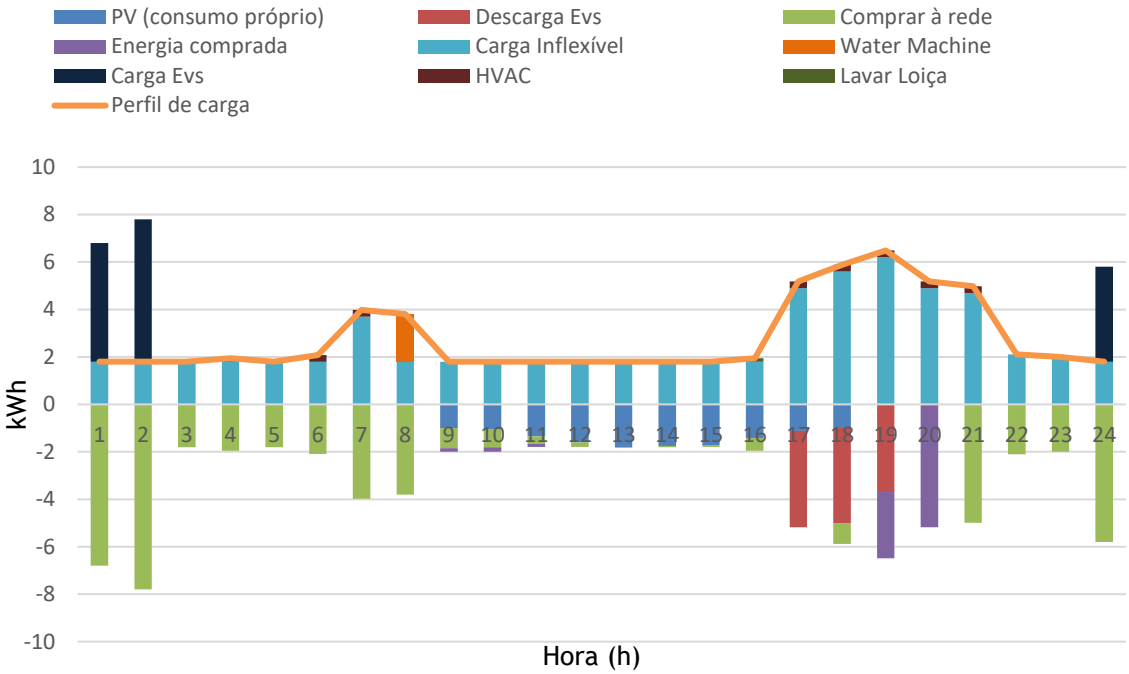
Anexos B

Anexo B.1 - Perfil carga/consumidor

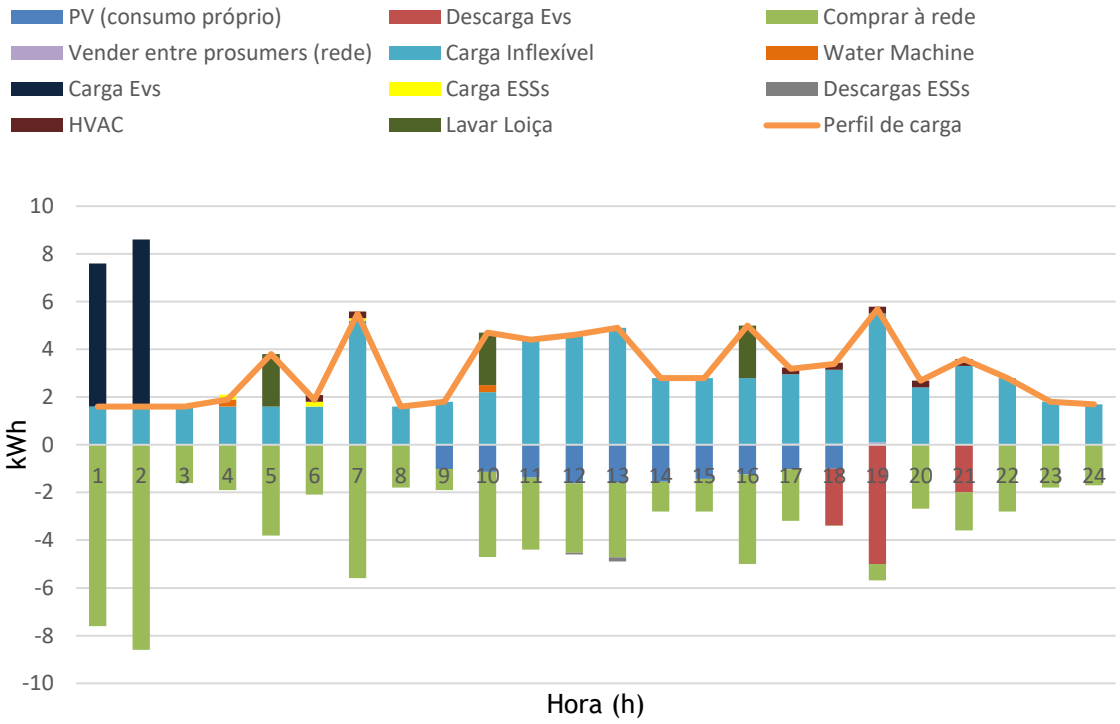
Anexo B.1.1 - Perfil de carga/consumo do prosumer 1.



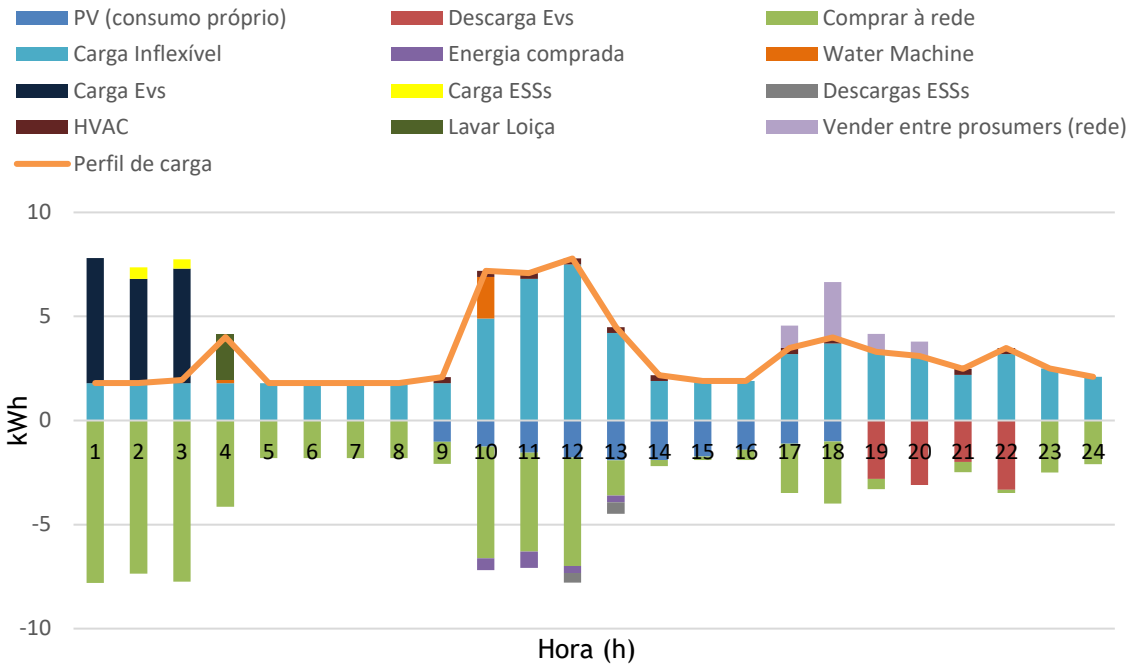
Anexo B.1.2 - Perfil de carga/consumo do prosumer 2.



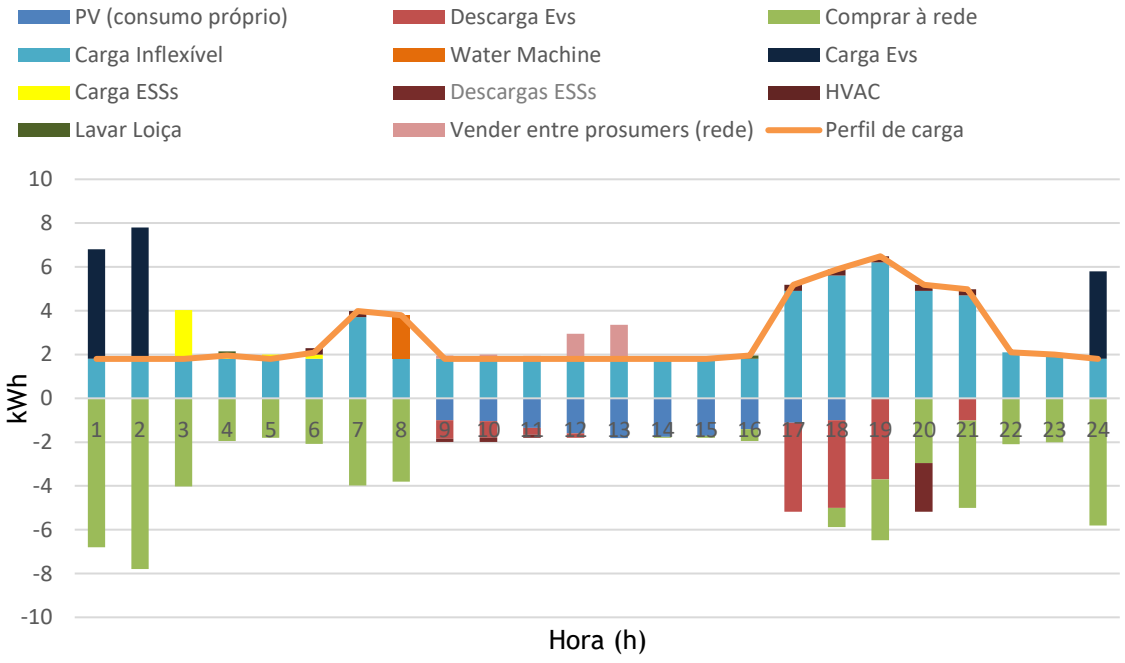
Anexo B.1.3 - Perfil de carga/consumo do prosumer 3.



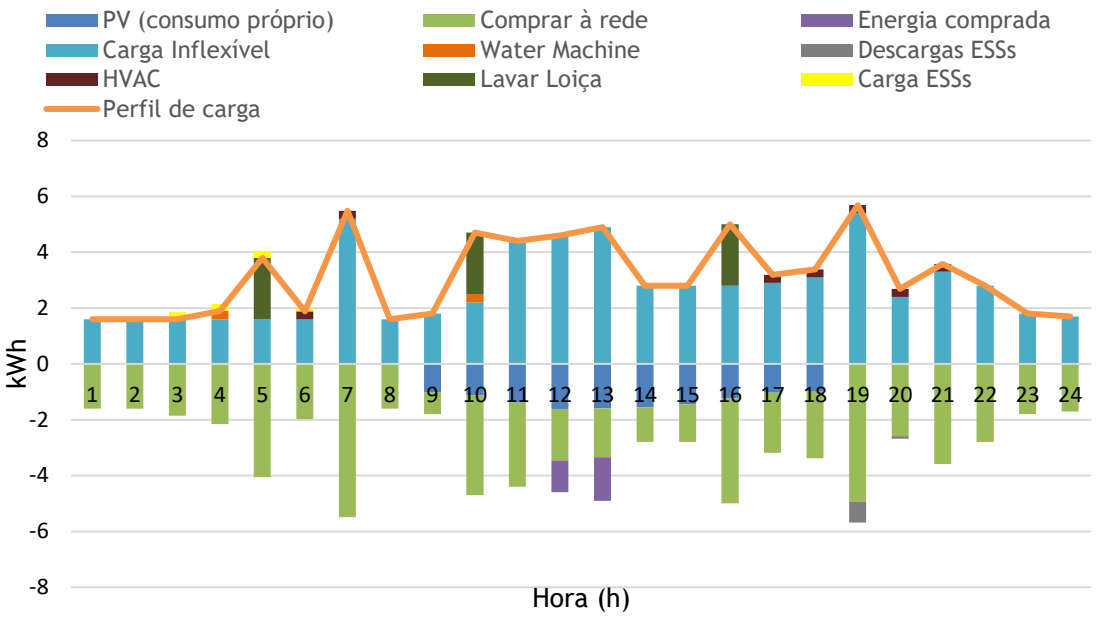
Anexo B.1.4 - Perfil de carga/consumo do prosumer 4.



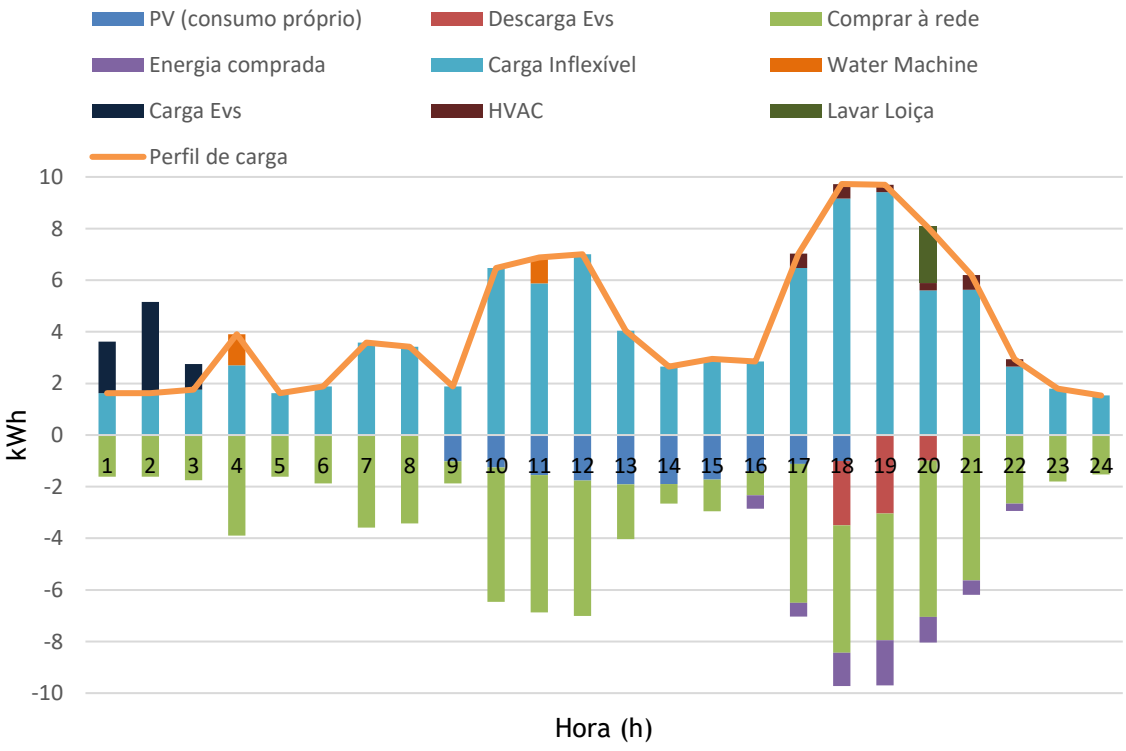
Anexo B.1.5 - Perfil de carga/consumo do prosumer 5.



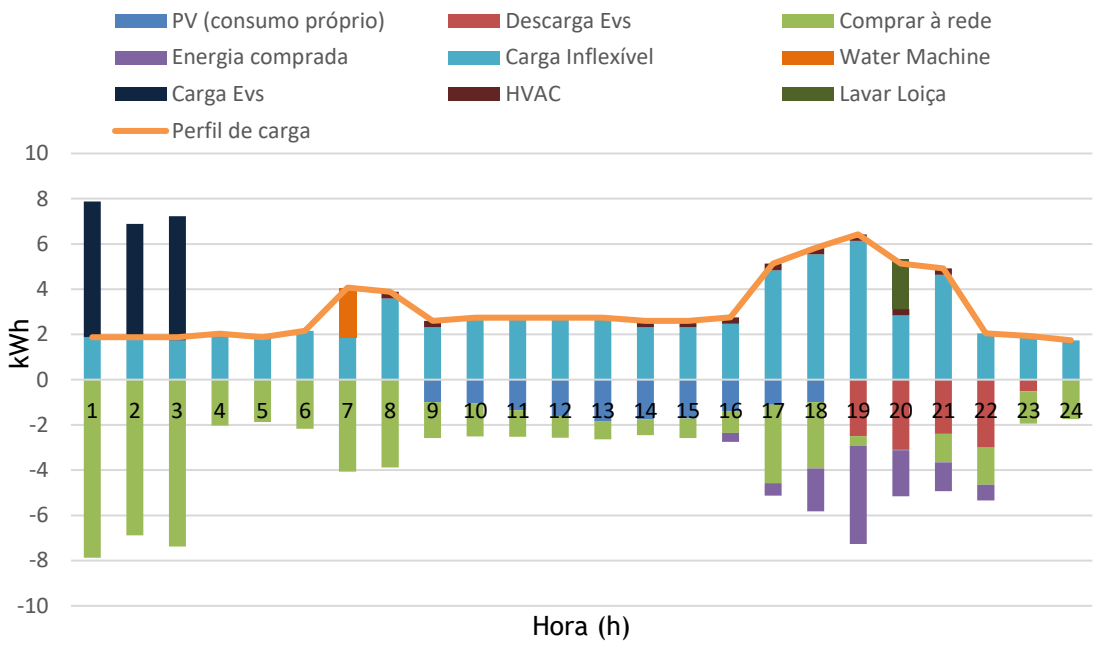
Anexo B.1.6 - Perfil de carga/consumo do prosumer 6.



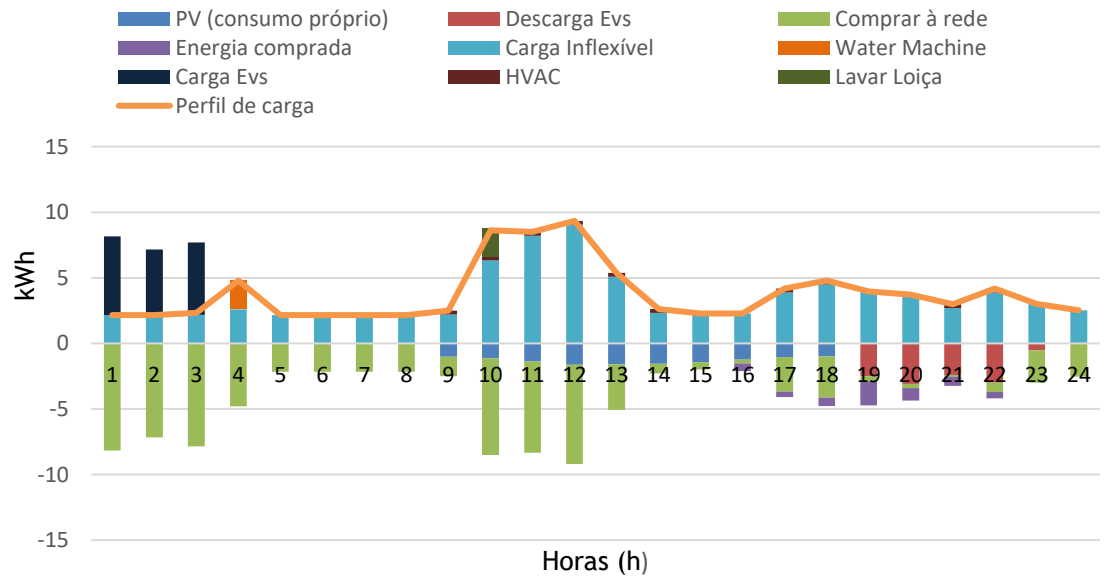
Anexo B.1.7 - Perfil de carga/consumo do consumidor 1.



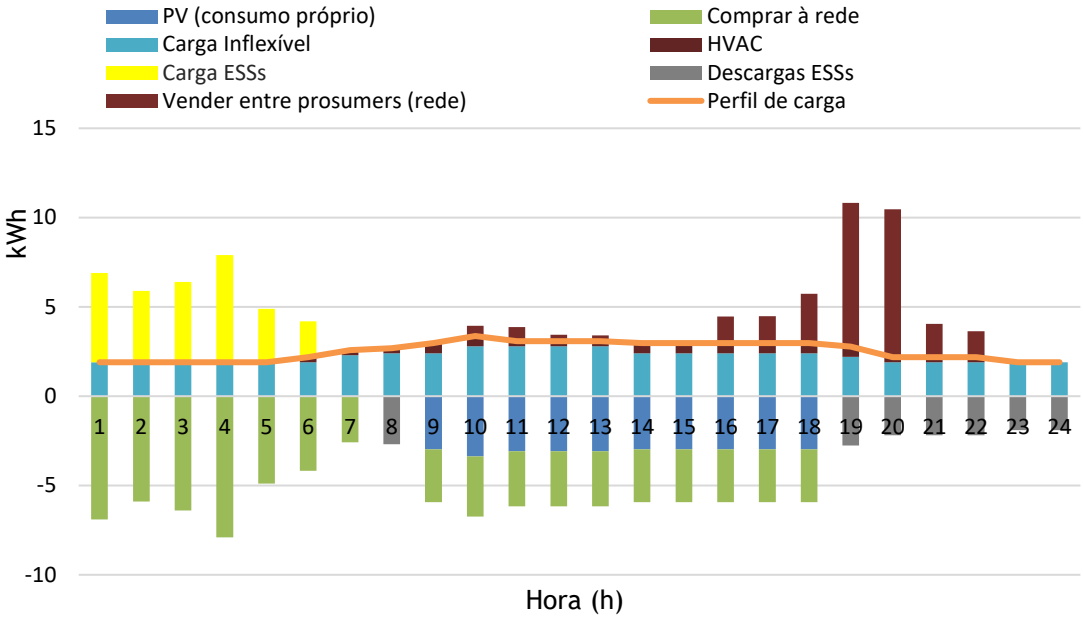
Anexo B.1.8 - Perfil de carga/consumo do consumidor 2.



Anexo B.1.9 - Perfil de carga/consumo do consumidor 3.



Anexo B.1.10 - Perfil de carga/consumo da escola.



Anexo B.2 - Energia para consumo próprio

	Horas de pico	
	Descarregamento dos VE	Geração fotovoltaica
Prosumer 1	55.4%	34.86%
Prosumer 2	39.5%	53.88%
Prosumer 3	44%	34.61%
Prosumer 4	56.5%	34.86%
Prosumer 5	42.9%	53.88%
Prosumer 6	-	34.61%
Consumidor 1	15.8%	28.5%
Consumidor 2	39.6%	42.56%
Consumidor 3	46.2%	26.81%
Escola	-	100%