FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Análise do impacto do Autoconsumo Coletivo nas perdas da rede de distribuição

Francisco Silva Barreto



Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Prof. José Nuno Moura Marques Fidalgo

Fevereiro 28, 2026

© Francisco Silva Barreto, 2026

Resumo

O aumento da penetração de geração fotovoltaica distribuída nas redes de baixa tensão coloca novos desafios operacionais, nomeadamente ao nível da gestão do excedente de produção e do impacto nas perdas técnicas. Neste contexto, o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia surgem como mecanismos com potencial para melhorar o equilíbrio energético local e aumentar a eficiência operacional da rede.

A presente dissertação avalia o impacto do autoconsumo coletivo nas perdas técnicas de redes de distribuição em baixa tensão. Foram analisadas diferentes configurações de rede, considerando comunidades com distintas dimensões, diferentes níveis de aleatoriedade na sua constituição e vários cenários de produção fotovoltaica. Adicionalmente, foi estudada a integração de veículos elétricos, distinguindo entre carregamento flexível e não flexível.

Foi implementado um algoritmo heurístico de deslocamento de carga para simular mecanismos de flexibilidade do lado da procura no contexto das comunidades energéticas. Os resultados demonstram que a flexibilidade comunitária permite reduzir significativamente o excedente fotovoltaico em todos os cenários analisados, atingindo cobertura total em comunidades de maior dimensão.

No que respeita às perdas técnicas, observou-se uma redução consistente, mas modesta, entre 0.1271% e 0.1624% face ao cenário base sempre que são aplicados mecanismos de flexibilidade. No entanto, os resultados evidenciam que uma maior taxa de cobertura do excedente não implica necessariamente uma maior redução de perdas, dado que estas dependem não apenas do equilíbrio energético, mas também através da redistribuição espacial dos fluxos de potência na rede. A dimensão e topologia da rede revelaram também ter uma influência significativa na magnitude das reduções obtidas.

A integração de veículos elétricos aumentou a capacidade de absorção do excedente fotovoltaico, funcionando como carga adicional relevante. Contudo, a flexibilização do carregamento nem sempre conduziu a reduções adicionais de perdas técnicas, evidenciando a importância de considerar os efeitos temporais e espaciais dos fluxos de potência na definição de estratégias de gestão da procura.

Globalmente, conclui-se que o autoconsumo coletivo, suportado por mecanismos de flexibilidade, pode contribuir positivamente para a eficiência das redes de baixa tensão, embora os benefícios técnicos dependam da composição da comunidade, das características da rede e da coordenação da gestão de carga.

Palavras Chave: Autoconsumo coletivo, Comunidades de energia, Perdas técnicas, Redes de baixa tensão, Flexibilidade da procura, Veículos elétricos.

Abstract

The increasing penetration of distributed photovoltaic generation in low-voltage distribution networks introduces new operational challenges, particularly regarding surplus management and its impact on technical losses. In this context, collective self-consumption and energy communities emerge as mechanisms with the potential to improve local energy balance and enhance the operational efficiency of the network.

This dissertation evaluates the impact of collective self-consumption on the technical losses of low-voltage distribution networks. Different network configurations were analyzed, considering communities of varying sizes, different levels of randomness in their formation, and multiple photovoltaic production scenarios. Additionally, the integration of electric vehicles was examined, distinguishing between flexible and non-flexible charging strategies.

A heuristic load-shifting algorithm was implemented to simulate demand-side flexibility mechanisms within the context of energy communities. The results demonstrate that community-level flexibility significantly reduces photovoltaic surplus in all analyzed scenarios, achieving full surplus coverage in larger communities.

Regarding technical losses, a consistent but moderate reduction, ranging between 0.1271% and 0.1624% compared to the base scenario, was observed whenever flexibility mechanisms were applied. However, the findings indicate that a higher surplus coverage rate does not necessarily translate into a greater reduction in losses, as these depend not only on the overall energy balance but also on the spatial redistribution of power flows within the network. Network size and topology were also found to have a significant influence on the magnitude of the observed reductions.

The integration of electric vehicles increased the capacity to absorb photovoltaic surplus, acting as an additional relevant load. However, flexible charging did not always lead to further reductions in technical losses, highlighting the importance of considering the temporal and spatial effects of power flows when defining demand management strategies.

Overall, the results indicate that collective self-consumption, supported by flexibility mechanisms, can positively contribute to the efficiency of low-voltage networks, although the technical benefits depend on community composition, network characteristics, and load management coordination.

Key Words: Collective self-consumption, Energy communities, Technical losses, Low-voltage networks, Demand-side flexibility, Electric vehicles.

Objetivos de Desenvolvimento Sustentável das Nações Unidas

Os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas constituem um quadro global para alcançar um futuro melhor e mais sustentável para todos [1]. Incluem 17 objetivos que procuram responder aos maiores desafios mundiais, como a pobreza, as desigualdades, as alterações climáticas, a degradação ambiental, a paz e a justiça.

A natureza interligada dos ODS implica que as políticas e soluções técnicas desenvolvidas num determinado domínio, como o setor energético, tenham impactos transversais em múltiplos objetivos. Em particular, a transição energética baseada na integração de fontes renováveis, na eletrificação de consumos e na promoção de modelos descentralizados de produção e partilha de energia assume um papel central na concretização da Agenda 2030.

Entre os 17 ODS, destacam-se como mais diretamente relacionados com esta dissertação os seguintes [2]:

ODS 7 Garantir o acesso a energia acessível, fiável, sustentável e moderna para todos

ODS 9 Construir infraestruturas resilientes, promover a industrialização inclusiva e sustentável e fomentar a inovação

ODS 11 Tornar as cidades e comunidades mais inclusivas, seguras, resilientes e sustentáveis

ODS 12 Garantir padrões de consumo e de produção sustentáveis

ODS 13 Adotar medidas urgentes para combater as alterações climáticas e os seus impactos

ODS 17 Reforçar os meios de implementação e revitalizar a parceria global para o desenvolvimento sustentável

Tabela 1: Relação entre o trabalho de dissertação e os ODS

ODS	**Meta**	**Contributo**	**Indicadores de Desempenho e Métricas**
7	7.3	Promover a eficiência energética através da redução das perdas técnicas em redes de distribuição.	Percentagem de redução das perdas técnicas nas simulações com autoconsumo coletivo.
9	9.4	Inovar na modelação e simulação de comunidades de energia, modernizando as infraestruturas de rede.	Número de cenários de rede testados com diferentes configurações de comunidades energéticas.
11	11.3	Contribuir para comunidades mais sustentáveis ao integrar autoconsumo coletivo em contextos urbanos, semiurbanos e rurais.	Comparação da resiliência energética em diferentes contextos geográficos.
12	12.2	Incentivar um consumo mais racional de energia através da gestão eficiente do autoconsumo.	Aumento da taxa de autoconsumo e redução do desperdício energético.
13	13.2	Reduzir as emissões associadas à geração adicional de eletricidade, mitigando os impactos das alterações climáticas.	Estimativa da redução de CO_2 indireta associada à diminuição de perdas.
17	17.17	Promover a cooperação entre universidades, operadores de rede e comunidades locais para a transição energética.	Número de entidades parceiras envolvidas no estudo ou interessadas na aplicação dos resultados.

Reconhecimentos

Colaboraram com a equipa de orientação na realização deste trabalho os seguintes elementos: Pedro Miguel Macedo.

Agradecimentos

Quero expressar a minha mais profunda gratidão a todos aqueles que, de diferentes formas, me acompanharam ao longo deste percurso académico e pessoal.

Aos meus orientadores Professor Fidalgo e ao Pedro Macedo, pela disponibilidade, orientação constante e pelo valioso conhecimento transmitido, que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho e para o meu crescimento académico.

À minha namorada Viviana, pelo incansável apoio, paciência e motivação em todos os momentos, mesmo nos mais desafiantes. A tua presença foi fundamental para que nunca perdesse o foco e acreditasse sempre nas minhas capacidades.

Ao meu grande amigo Artur, pela amizade genuína, pelas conversas intermináveis e pela ajuda constante, que tornaram esta caminhada muito mais leve e enriquecedora.

À minha família, em especial ao meu pai, mãe e irmão, por todo o carinho, compreensão e incentivo ao longo destes anos. Foram o meu alicerce e a razão pela qual nunca deixei de perseguir os meus objetivos.

Aos meus amigos, que partilharam comigo momentos de alegria, descontração e apoio ao longo deste percurso, proporcionando equilíbrio e tornando a jornada mais significativa.

A todos, o meu mais sincero e profundo agradecimento.

Francisco

"I've failed over and over and over again in my life. And that is why I succeed."

Michael Jordan

Índice

1 Introdução **1**
- 1.1 Contextualização . . . 1
- 1.2 Motivação e descrição do problema . . . 1
- 1.3 Principais contributos da dissertação . . . 2
- 1.4 Estrutura do documento . . . 3

2 Estado de arte **4**
- 2.1 Conceito e Evolução das Comunidades de Energia . . . 4
- 2.2 Modelos de Mercado e Mecanismos de Partilha . . . 6
  - 2.2.1 Arquiteturas e modelos de operação . . . 6
  - 2.2.2 Integração com a rede e impacto técnico . . . 7
  - 2.2.3 Justiça e distribuição de benefícios . . . 7
  - 2.2.4 Síntese crítica . . . 7
- 2.3 Impactos Técnicos das Comunidades de Energia nas Redes de Distribuição . . . 7
  - 2.3.1 Perdas técnicas e eficiência energética . . . 8
  - 2.3.2 Perfis de tensão e qualidade de energia . . . 8
  - 2.3.3 Capacidade de alojamento e carregamento de ativos . . . 8
  - 2.3.4 Fiabilidade e proteção do sistema . . . 8
  - 2.3.5 Impacto agregado e implicações para os DSO . . . 9
  - 2.3.6 Síntese crítica . . . 9
- 2.4 Ferramentas e Metodologias de Análise . . . 9
  - 2.4.1 Modelação de Fluxo de Potência . . . 9
  - 2.4.2 Métodos de Otimização . . . 9
  - 2.4.3 Simulação Estocástica e Monte Carlo . . . 10
  - 2.4.4 Teoria dos Jogos e Modelos Cooperativos . . . 10
  - 2.4.5 Plataformas de Mercado e Blockchain . . . 10
  - 2.4.6 Avaliação Multicritério e Digital Twins . . . 10
  - 2.4.7 Síntese crítica . . . 10

3 Metodologia **12**
- 3.1 Pressupostos . . . 12
- 3.2 Redes, Cargas e Produção . . . 13
- 3.3 Constituição das Comunidades . . . 13
- 3.4 Deslocamento de Cargas com Flexibilidade Horária . . . 14
  - 3.4.1 Parâmetros e Dados de Entrada . . . 14
  - 3.4.2 Regras de Deslocamento e Restrições . . . 15
- 3.5 Cenários com Veículos Elétricos . . . 16
  - 3.5.1 Pressupostos Gerais . . . 16

3.5.2 Dados de Carregamento e Pré-processamento 17
3.5.3 Clusterização de Perfis Diários de Carregamento 17
3.5.4 Seleção de Dias Representativos e Construção do Ano Típico 18
3.5.5 Integração do Carregamento do EV no CPE 18
3.5.6 Síntese dos Cenários com Veículos Elétricos 18
3.6 Distribuição de Potências por PTD 19
3.7 Sumário 20

4 Resultados **22**
4.1 Casos apenas com as cargas base 22
4.1.1 Excesso Fotovoltaico e Cobertura Comunitária 23
4.1.2 Redução Perdas Técnicas 25
4.2 Casos com integração de veículos elétricos 27
4.2.1 Excesso Fotovoltaico e Cobertura Comunitária 28
4.2.2 Redução Perdas Técnicas 29
4.2.3 Síntese do Capítulo 32

5 Conclusões e Desenvolvimentos Futuros **34**
5.1 Conclusões 34
5.2 Limitações do estudo 35
5.3 Desenvolvimentos Futuros 35

Referências **37**

Lista de Figuras

3.1 Fluxograma do algoritmo de deslocamento de cargas. 15

4.1 Resultados Perdas (Configuração 1) 26
4.2 Resultados Perdas (Configuração 2) 26
4.3 Resultados Perdas com EV com Flexibilidade 30
4.4 Resultado Perdas com EV sem Flexibilidade 30
4.5 Comparação do Deslocamento de cargas de EV com e sem flexibilidade, Rede_250 32
4.6 Comparação do Deslocamento de cargas de EV com e sem flexibilidade, Rede_630 32

Lista de Tabelas

1 Relação entre o trabalho de dissertação e os ODS iv

3.1 Distribuição e Pesos de Rede (E-Redes) 19
3.2 Distribuição e Pesos de Rede (Versão Corrigida) 19
3.3 Pesos dos cenários de coletividades. 20
3.4 Pesos para pares Rede/Cenário 20

4.1 Resultados do excesso fotovoltaico com comunidade (Configuração 1). 23
4.2 Resultados do excesso fotovoltaico com comunidade (Configuração 2). 24
4.3 Redução de perdas técnicas por cenário (Configuração 1). 25
4.4 Redução de perdas técnicas por cenário (Configuração 2) 26
4.5 Resultados do excesso fotovoltaico com comunidade com EV. 28
4.6 Redução de perdas técnicas por cenário com EV com Flexibilidade. 29
4.7 Redução de perdas técnicas por cenário com EV sem Flexibilidade. 30

Lista de Acrónimos e Símbolos

Abreviaturas

AHP	*Analytic Hierarchy Process*
BT	Baixa Tensão
CE	Comunidades de Energia
CEC	*Citizen Energy Community*
CER	Comunidades de Energia Renovável
CPE	Código de Ponto de Entrega
CSC	*Community Self-Consumption*
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
DLT	Tecnologias de *Distributed Ledger*
DSO	Operadores de Rede de Distribuição
EU	União Europeia
EV	Veículo elétrico
LEM	*Local Energy Markets*
LP	Programação Linear
MCDM	Métodos de Avaliação Multicritério
MILP	Programação Linear Inteira Mista
MT	Média Tensão
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
P2P	*Peer-to-peer*
PTD	Posto de Transformação de Distribuição
PV	Fotovoltaico
PVGIS	*Photovoltaic Geographical Information System*
RAC	Regulamento do Autoconsumo
TE	*Transactive Energy*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

A constante evolução do sistema elétrico tem sido marcada pela crescente penetração de fontes de energia renovável, pela digitalização e pela participação ativa dos consumidores. Este novo paradigma rompe com o modelo tradicional, centralizado e unidirecional, dando lugar a um sistema mais descentralizado, flexível e interativo, onde surgem os *prosumidores* e, mais recentemente, as Comunidades de Energia Renovável (CER).

As CER resultam de políticas europeias, como a Diretiva RED II, que procuram promover o autoconsumo coletivo, a eficiência energética e a integração de recursos distribuídos nas redes de baixa e média tensão [3]. O seu objetivo não é apenas ambiental, mas também social e económico, reforçando o papel dos cidadãos na transição energética.

Do ponto de vista técnico, vários estudos apontam que as comunidades de energia podem trazer benefícios relevantes, como a redução das perdas técnicas, a melhoria da qualidade de tensão e o adiamento de investimentos em reforço de rede [3, 4]. Contudo, estes efeitos não são universais: em alguns contextos, a elevada penetração de geração distribuída pode conduzir a sobrecargas, fluxos bidirecionais excessivos e sobretensões em redes de baixa tensão [5, 6].

Neste enquadramento, torna-se fundamental analisar de forma sistemática como diferentes configurações de autoconsumo coletivo impactam a operação das redes de distribuição. Tal análise é particularmente relevante em países como Portugal, onde o Regulamento do Autoconsumo (RAC) [7] obriga os operadores de rede a estudar e quantificar esses impactos.

1.2 Motivação e descrição do problema

No contexto português, o Regulamento do Autoconsumo (RAC) determina que os operadores de rede estudem e quantifiquem o impacto do autoconsumo coletivo nas perdas técnicas. Tal obrigação regulatória reflete a relevância do tema, não apenas do ponto de vista técnico-operacional, mas também no âmbito das políticas de sustentabilidade e da transição energética.

A crescente integração de comunidades de energia renovável nas redes de baixa e média tensão tem mostrado benefícios claros, como a redução de custos para os participantes e o incentivo à geração local [4]. No entanto, do ponto de vista técnico, subsistem incertezas significativas quanto ao seu impacto efetivo na rede, sobretudo em termos de perdas elétricas e qualidade de serviço. Em particular, o desfasamento entre os períodos de maior produção fotovoltaica e os perfis típicos de consumo pode originar excedentes de produção local, conduzindo a injeções de energia na rede que nem sempre resultam em ganhos de eficiência, podendo até aumentar as perdas técnicas [5, 6].

Neste enquadramento, a presente dissertação tem como motivação principal analisar o impacto do autoconsumo coletivo nas perdas das redes de distribuição, considerando diferentes tipologias de rede. Para realizar essa avaliação, propõe-se estudar a possibilidade de deslocamento de cargas dentro das comunidades de energia para os períodos de maior produção renovável. Esta estratégia de gestão da procura, ao alinhar consumo e geração, pode contribuir para reduzir perdas, aliviar fluxos bidirecionais e melhorar a utilização da energia produzida localmente [3, 4].

1.3 Principais contributos da dissertação

A presente dissertação contribui para a análise técnica do autoconsumo coletivo e da mobilidade elétrica em redes de distribuição, através de uma abordagem integrada que combina modelação detalhada da rede, construção de cenários realistas e desenvolvimento de ferramentas próprias de gestão de carga.

Em primeiro lugar, é realizada uma quantificação sistemática do impacto do autoconsumo coletivo nas perdas técnicas da rede, considerando diferentes tipologias de rede e distintos tamanhos de comunidades. A análise comparativa entre cenários permite identificar tendências estruturais associadas à criação de comunidades de energia e avaliar os seus efeitos na eficiência global da operação da rede.

É proposta uma metodologia para a construção de um ano típico de carregamento de veículos elétricos, baseada em técnicas de clusterização aplicadas a perfis reais de consumo. Esta metodologia permite representar de forma estatisticamente consistente o comportamento agregado da mobilidade elétrica ao longo de um ano, assegurando robustez na simulação dos diferentes cenários analisados.

Adicionalmente, é efetuada uma avaliação isolada do impacto da mobilidade elétrica, distinguindo explicitamente entre cenários com e sem oferta de flexibilidade ao perfil de carregamento dos veículos elétricos. Esta abordagem possibilita quantificar o efeito da introdução de flexibilidade no carregamento tanto na redução de excedentes fotovoltaicos como na variação das perdas técnicas da rede, permitindo clarificar o papel da gestão ativa da procura no contexto das comunidades de energia.

Um dos contributos centrais do trabalho consiste no desenvolvimento e implementação de um algoritmo heurístico de deslocamento de cargas, concebido para aplicação em contextos reais. O algoritmo respeita restrições técnicas relevantes, nomeadamente limites de potência contratada e

consumos mínimos de carga em todos os CPE pertencentes a comunidade, promovendo o alinhamento entre consumo e produção renovável sem comprometer a segurança de operação.

1.4 Estrutura do documento

Este trabalho encontra-se organizado em cinco capítulos. No capítulo 1, é feita a introdução, apresentando-se a contextualização, a motivação e o problema em estudo. O capítulo 2 corresponde à revisão bibliográfica, onde são analisados o enquadramento do trabalho e os principais trabalhos científicos relacionados com comunidades de energia e perdas em redes de distribuição. No capítulo 3 descreve-se a metodologia adotada, incluindo as redes modelo, os dados utilizados, as ferramentas de simulação e a construção de cenários. O capítulo 4 apresenta e discute os resultados obtidos nas simulações comparativas entre os diferentes cenários. Finalmente, o capítulo 5 contém as conclusões, destacando os contributos do trabalho, as implicações para operadores e reguladores, bem como as limitações identificadas e propostas para investigação futura.

Capítulo 2

Estado de arte

O presente capítulo tem como objetivo apresentar uma revisão crítica e sistematizada da literatura relativa às comunidades de energia, com especial enfoque nos impactos técnicos nas redes de distribuição e nas metodologias de avaliação e otimização correspondentes. Para tal, a Secção 2.1 procede à introdução do conceito e da evolução das comunidades de energia, evidenciando o respetivo enquadramento político e regulatório. A Secção 2.2 analisa os principais modelos de mercado e mecanismos de partilha de energia identificados na literatura, enquanto a Secção 2.3 se debruça sobre os impactos técnicos reportados em estudos recentes, abrangendo redes de média e de baixa tensão. Posteriormente, a Secção 2.4 apresenta uma síntese das ferramentas e metodologias de modelação mais frequentemente aplicadas à análise destas comunidades.

2.1 Conceito e Evolução das Comunidades de Energia

A transição energética em curso tem vindo a promover uma profunda reconfiguração do sistema elétrico, marcada pela descentralização da geração, pela digitalização e pela participação ativa dos consumidores. Neste contexto, surgem as Comunidades de Energia (CE) como uma das iniciativas mais promissoras para acelerar a descarbonização, aumentar a eficiência e fomentar a coesão social no setor energético europeu. Estas entidades permitem que cidadãos, empresas e autoridades locais colaborem na produção, consumo, armazenamento e partilha de energia, normalmente proveniente de fontes renováveis, através de infraestruturas de rede pública [8].

A definição formal de comunidades de energia foi introduzida pela *Renewable Energy Directive II* — Diretiva (UE) 2018/2001 (RED II) [9] — e pela *Electricity Market Directive* — Diretiva (UE) 2019/944 (EMD II) [10] — no âmbito do *Clean Energy for All Europeans Package*. A RED II define as *Renewable Energy Communities (REC)* como entidades jurídicas baseadas na participação aberta e voluntária, controladas localmente pelos seus membros ou acionistas, que podem ser pessoas singulares, pequenas e médias empresas ou autoridades locais. Estas comunidades têm como objetivo principal proporcionar benefícios ambientais, económicos ou sociais aos seus membros e à comunidade local, não necessariamente o lucro financeiro [5, 11].

A EMD II, por sua vez, introduz o conceito mais abrangente de *Citizen Energy Community (CEC)*, que pode englobar diversas formas de participação no mercado elétrico, independentemente da fonte de energia. As CEC distinguem-se pela possibilidade de incluir tecnologias não renováveis e pela atuação em diferentes níveis de rede, promovendo a integração de consumidores, agregadores e operadores de distribuição numa lógica de governação participativa [8].

A nível europeu, a consolidação destes conceitos foi reforçada pelo *European Green Deal* (2019), que estabelece a neutralidade carbónica até 2050 e reconhece as comunidades de energia como instrumentos essenciais para promover uma transição justa e inclusiva, reforçando o envolvimento dos cidadãos e das autarquias na produção e gestão local de energia [5, 11].

Paralelamente, vários Estados-Membros têm vindo a adaptar a legislação nacional para operacionalizar o conceito europeu. Em Itália, por exemplo, as comunidades energéticas renováveis foram implementadas através do *Decreto Legislativo* n.º 199/2021, que transpôs a RED II para o ordenamento jurídico nacional, incentivando a partilha de energia em baixa tensão e a ligação dos participantes ao mesmo posto de transformação MT/BT [5]. Em Portugal, o *Regulamento do Autoconsumo (RAC)* estabelece igualmente o enquadramento jurídico e técnico para o autoconsumo coletivo e as comunidades de energia renovável, prevendo que os operadores de rede avaliem o impacto destas configurações nas perdas técnicas e na operação segura das redes de distribuição, reforçando o papel do gestor de rede enquanto facilitador da transição energética.

Do ponto de vista técnico e organizacional, as comunidades de energia representam uma evolução do paradigma tradicional de consumo passivo para um modelo cooperativo e distribuído. Segundo Barabino *et al.* [8], as CE constituem um "*novo nível de integração sistémica*" entre os consumidores e a rede, permitindo a coordenação local da produção, armazenamento e consumo, apoiada por tecnologias digitais e por modelos de partilha baseados em *smart contracts* e plataformas de gestão de energia.

Em termos de maturidade, a literatura distingue três gerações de comunidades de energia:

1. **Primeira geração**: comunidades centradas na autoprodução coletiva, com foco na redução de custos individuais;

2. **Segunda geração**: integração de mecanismos de flexibilidade e armazenamento, contribuindo para a gestão ativa da rede;

3. **Terceira geração**: integração em mercados locais e regionais de energia e participação em serviços de sistema, funcionando como atores ativos no equilíbrio da rede [3, 12, 13].

A implementação das comunidades de energia introduz igualmente novos desafios, nomeadamente a necessidade de modelos tarifários adaptados que reflitam os custos reais de utilização da rede [4], a garantia de equidade entre participantes com diferentes perfis de consumo e geração [12], e a definição de estruturas de governação que assegurem a transparência e a estabilidade das interações entre membros e operadores de rede [8, 13].

2.2 Modelos de Mercado e Mecanismos de Partilha

Os *Local Energy Markets* (LEM) correspondem a modelos de mercado que permitem a partilha de energia entre prosumers e consumidores finais, com o objetivo de otimizar a utilização dos recursos energéticos distribuídos (DER) através da coordenação entre os participantes e da adoção de mecanismos económicos compatíveis com as restrições técnicas da rede.

Segundo Sousa *et al.* [14], é possível classificar as abordagens de partilha de energia em três grandes categorias: *autoconsumo coletivo* (*Community Self-Consumption*, CSC), *mercados peer-to-peer* (P2P) e *transactive energy* (TE). No modelo de CSC, a energia é partilhada dentro de uma comunidade sob uma estrutura centralizada de gestão, sendo as transações e a otimização de fluxos realizadas por um operador comunitário que decide a alocação de energia com base em critérios de eficiência ou custo. Estes sistemas têm como objetivo maximizar o autoconsumo e reduzir as trocas com a rede pública, beneficiando simultaneamente os consumidores e os operadores de rede ao diminuir fluxos reversos e perdas técnicas [8].

Nos mercados P2P, as transações ocorrem de forma descentralizada e bilateral entre os agentes. Cada prosumer pode vender o seu excedente energético diretamente a outros consumidores através de plataformas digitais que asseguram a correspondência entre oferta e procura. Estes mercados utilizam diferentes mecanismos de correspondência e de *clearing* de preço, podendo adotar estruturas de leilão duplo, contínuo ou de preço uniforme [15]. O desempenho destes mercados depende fortemente das condições da rede elétrica e da estrutura tarifária aplicada.

O conceito de *transactive energy* representa uma evolução dos modelos anteriores, sendo baseandas na interação contínua e automatizada entre agentes, dispositivos e operadores através de sinais de preço em tempo real. Este paradigma utiliza princípios de mercado e de controlo distribuído para ajustar o consumo e a produção local de energia, de modo a garantir a estabilidade do sistema e minimizar os custos agregados [16]. Os sistemas TE são especialmente promissores em redes com elevada penetração de geração distribuída e veículos elétricos, uma vez que permitem a valorização da flexibilidade como um recurso de mercado.

2.2.1 Arquiteturas e modelos de operação

As comunidades de energia podem adotar arquiteturas centralizadas, descentralizadas ou híbridas, conforme a forma como as transações são geridas. Nos modelos centralizados, um coordenador comunitário otimiza o uso dos recursos disponíveis, determinando as partilhas com base em custos marginais, perfis de carga e restrições da rede [11, 8]. As arquiteturas descentralizadas recorrem a plataformas digitais baseadas em *smart contracts*, que permitem a execução automática de transações e liquidações financeiras, assegurando transparência e confiança entre os agentes [17].

Os mecanismos de formação de preço desempenham um papel crucial na operação destes mercados. O método *pay-as-bid*, em que cada agente é remunerado de acordo com o preço da sua oferta, favorece comportamentos estratégicos, enquanto o método de preço uniforme promove transparência, embora possa reduzir a eficiência económica [14, 18]. Recentemente, têm surgido

abordagens que incorporam custos marginais e técnicos, permitindo refletir as condições reais da rede, nomeadamente tensões, congestionamentos e perdas, no processo de formação de preço [15].

2.2.2 Integração com a rede e impacto técnico

Embora os mercados locais promovam uma utilização mais eficiente da geração distribuída, diversos estudos demonstram que o seu desempenho depende da integração adequada das restrições elétricas no algoritmo de partilha. Em análises de redes de baixa tensão, verificou-se que a introdução de mercados locais pode provocar violações de limites de tensão e sobrecargas em linhas, especialmente em cenários de elevada penetração fotovoltaica [5]. Estes resultados reforçam a importância de mecanismos de otimização conjunta entre o mercado local e o operador de rede, assegurando a compatibilidade entre eficiência económica e operação segura da rede.

2.2.3 Justiça e distribuição de benefícios

A sustentabilidade social das comunidades de energia depende da equidade na distribuição dos custos e benefícios entre os participantes. Modelos cooperativos como o de Hupez *et al.* [12] utilizam princípios de teoria dos jogos para determinar partilhas justas, aplicando métricas como o *Shapley Value* ou a *Nash Bargaining Solution* para repartir os ganhos da operação comunitária. Estes modelos garantem que os membros que contribuem com maior flexibilidade ou capacidade de geração sejam compensados de forma proporcional, promovendo estabilidade e adesão a longo prazo.

O cálculo exato de indicadores como o *Shapley Value* é, contudo, computacionalmente oneroso para comunidades com elevado número de membros. Para contornar esta limitação, Cremers *et al.* [19] propõem métodos aproximados que mantêm precisão superior a 99%, reduzindo significativamente o tempo de processamento e viabilizando a sua aplicação prática.

2.2.4 Síntese crítica

A literatura evidencia que o desempenho dos modelos de mercado e dos mecanismos de partilha de energia depende da integração adequada das restrições técnicas da rede, da sinalização económica adotada e da existência de mecanismos que assegurem uma distribuição equitativa dos benefícios entre os participantes.

2.3 Impactos Técnicos das Comunidades de Energia nas Redes de Distribuição

A integração das comunidades de energia (CE) nas redes de distribuição, tanto em média tensão (MT) como em baixa tensão (BT), introduz desafios técnicos significativos que devem ser avaliados com rigor.

2.3.1 Perdas técnicas e eficiência energética

As perdas técnicas (resistivas, reativas e associadas a desequilíbrios) são sensíveis ao padrão de fluxo de corrente e à distribuição espacial da geração e da carga na rede. Segundo Dimovski *et al.* [11], as CE podem reduzir perdas em redes de MT quando existe coordenação eficiente entre produção local e consumo. Diversos estudos indicam reduções significativas das perdas totais quando existe coordenação eficaz entre produção local e consumo, sendo a magnitude destes ganhos fortemente dependente da topologia da rede, da densidade de carga e da localização dos recursos. No entanto, para níveis elevados de penetração, novas instalações podem aumentar as perdas, especialmente quando a geração distribuída se encontra concentrada ou mal distribuída [20]. Em redes de BT, Mocci *et al.* [5] observaram que a partilha comunitária coordenada reduz a ocorrência de fluxos reversos nos transformadores, contribuindo para ganhos de eficiência.

2.3.2 Perfis de tensão e qualidade de energia

A injeção de energia, particularmente de origem fotovoltaica, pode elevar os níveis de tensão em períodos de baixa carga. Lersch *et al.* [6] identificaram violações de tensão em até 20 % dos nós em cenários de elevada penetração. A coordenação comunitária e o recurso a mecanismos de flexibilidade, como armazenamento local, constituem estratégias eficazes de mitigação. Velkovski *et al.* [4] demonstram que tarifas de capacidade e preços locacionais contribuem para alinhar incentivos e reduzir desvios de tensão. Em redes de MT, Borroy Vicente *et al.* [3] salientam a necessidade de controlo dinâmico de tomadas TAP e de potência reativa para assegurar a estabilidade sob fluxos bidirecionais elevados.

2.3.3 Capacidade de alojamento e carregamento de ativos

As CE podem melhorar a capacidade de acomodação de recursos energéticos distribuídos e cargas flexíveis quando o despacho é adequadamente otimizado. Em redes de BT urbanas e rurais, a coordenação comunitária permite reduzir picos de corrente e o carregamento máximo de transformadores e linhas, com reduções entre 40–55 % [6, 5]. Contudo, a eletrificação por veículos elétricos e bombas de calor pode reverter estes ganhos, sendo frequentemente necessárias estratégias de gestão ativa da procura para evitar sobrecargas [21].

2.3.4 Fiabilidade e proteção do sistema

A elevada penetração de geração distribuída pode alterar a magnitude e a direção dos fluxos de corrente de curto-circuito, exigindo ajustes nos esquemas de proteção. Borroy Vicente *et al.* [3] demonstram que a fiabilidade do sistema pode ser comprometida se os dispositivos de proteção não forem recalibrados para acomodar fluxos bidirecionais. As soluções propostas incluem proteção adaptativa, relés com comunicação e sistemas de proteção reconfiguráveis.

2.3.5 Impacto agregado e implicações para os DSO

Os impactos técnicos das CE dependem de fatores como a topologia da rede, a densidade de participantes, o grau de coordenação interna, a estrutura tarifária e a presença de armazenamento. Para os operadores de rede de distribuição (DSO), é essencial incorporar as CE no planeamento e operação da rede, recorrendo a modelos probabilísticos, como simulações Monte Carlo, para quantificar incertezas nos fluxos, perdas e carregamentos futuros [3, 5].

2.3.6 Síntese crítica

A integração sustentável das comunidades de energia nas redes de distribuição requer a conjugação de:

- modelos técnicos da rede;
- mecanismos de mercado sensíveis ao estado da rede;
- enquadramento regulatório adaptativo que internalize os custos de operação.

2.4 Ferramentas e Metodologias de Análise

A avaliação dos impactos técnicos das comunidades de energia (CE) requer a utilização de métodos de simulação, modelos de otimização e ferramentas de apoio à decisão capazes de representar, de forma realista, as interações entre geração, consumo e rede elétrica.

2.4.1 Modelação de Fluxo de Potência

Uma das abordagens mais amplamente utilizadas consiste na modelação de fluxo de potência trifásico, equilibrado ou desequilibrado, para avaliar os impactos elétricos resultantes da operação das CE. Ferramentas como `DIgSILENT PowerFactory`, `OpenDSS`, `MATPOWER` e `pandapower` permitem quantificar perdas técnicas, variações de tensão e carregamento de ativos. Dimovski *et al.* [11] e Mocci *et al.* [5] aplicam metodologias baseadas em fluxo de potência para analisar os efeitos da partilha comunitária em redes de baixa tensão, enquanto Velkovski *et al.* [4] utilizam modelos combinados com dados de medição real para avaliar o impacto de diferentes estruturas tarifárias na estabilidade da rede. Neste trabalho foi utilizado o MATPOWER por ser uma ferramenta gratuita, rápida e integrada no ambiente MatLab.

2.4.2 Métodos de Otimização

A otimização matemática, nomeadamente através de modelos de Programação Linear e Linear Inteira Mista (LP/MILP), é amplamente empregue para identificar estratégias ótimas de partilha e precificação dentro das CE. Mengelkamp *et al.* [16] desenvolveram modelos de mercado local com múltiplos participantes, integrando restrições energéticas e custos marginais, enquanto Barabino

et al. [8] propuseram formulações multiobjetivo para equilibrar eficiência energética e equidade económica entre os membros da comunidade.

2.4.3 Simulação Estocástica e Monte Carlo

Dada a variabilidade inerente da produção renovável e do consumo, métodos de simulação estocástica e Monte Carlo são frequentemente utilizados para representar incertezas na operação das CE. Velkovski *et al.* [4] e Borroy *et al.* (2024) recorreram a amostragem probabilística para analisar o impacto da flutuação da produção solar nos fluxos da rede e na estabilidade do sistema. Estas abordagens permitem estimar faixas de confiança para perdas, tensões e exportações líquidas.

2.4.4 Teoria dos Jogos e Modelos Cooperativos

A teoria dos jogos cooperativos tem sido aplicada para distribuir custos e benefícios de forma equitativa entre os membros das CE. Hupez *et al.* [12] introduzem enquadramentos baseados no *Shapley Value*, que permitem alocar os lucros em função da contribuição marginal de cada participante. Para contornar a complexidade computacional associada ao cálculo exato deste indicador, Cremers *et al.* [19] propõem métodos aproximados com erro inferior a 1%, viabilizando a aplicação prática em comunidades de maior dimensão.

2.4.5 Plataformas de Mercado e Blockchain

A digitalização do setor energético tem impulsionado o desenvolvimento de plataformas de mercado locais suportadas por tecnologias de *Distributed Ledger* (DLT) e *blockchain*. Andoni *et al.* [17] destacam o potencial destas tecnologias para aumentar a transparência, reduzir custos de transação e automatizar processos de liquidação através de *smart contracts*. Estudos comparativos mostram que plataformas descentralizadas oferecem maior autonomia aos prosumers, embora exijam mecanismos robustos de verificação e consenso [18].

2.4.6 Avaliação Multicritério e Digital Twins

Com o aumento da complexidade dos sistemas energéticos, métodos de avaliação multicritério (MCDM) e *digital twins* têm sido explorados para integrar dimensões técnicas, económicas e ambientais. Barabino *et al.* [8] utilizam abordagens baseadas em *Analytic Hierarchy Process* (AHP) para ponderar critérios de eficiência, equidade e custo, enquanto Mocci *et al.* [5] discutem a aplicação de gémeos digitais para simular, em tempo quase real, o comportamento das comunidades sob diferentes cenários de operação.

2.4.7 Síntese crítica

A literatura evidencia que a avaliação das comunidades de energia beneficia da combinação de ferramentas de modelação elétrica, otimização e análise económica. Abordagens que integrem

modelos de fluxo de potência, algoritmos de otimização e princípios cooperativos permitem representar de forma mais realista a operação das CE e a sua interação com a rede de distribuição.

Capítulo 3

Metodologia

Neste capítulo é apresentada a formulação matemática e metodológica que sustenta o estudo desenvolvido. São definidos os pressupostos considerados nas simulações, descritas as características das redes elétricas e dos perfis de carga e produção utilizados, bem como os critérios de constituição das comunidades de energia. Adicionalmente, é detalhado o algoritmo de deslocamento de cargas com flexibilidade horária e a metodologia adotada para a integração de veículos elétricos nos cenários analisados.

3.1 Pressupostos

As simulações desenvolvidas no âmbito deste estudo foram realizadas sem considerar a existência de sistemas de armazenamento de energia (baterias) no seio das comunidades energéticas analisadas. Esta opção fundamenta-se na ausência, à data do início do trabalho, de implementações relevantes deste tipo de tecnologia em coletividades situadas em Portugal Continental.

Admite-se, em cada instante temporal, que um membro da coletividade com excedente de produção fotovoltaica possa disponibilizar energia aos restantes membros a um preço competitivo. Este mecanismo tem como objetivo promover o autoconsumo local, incentivando o deslocamento da procura para os períodos de maior produção solar. O modelo assume a existência de tarifas diferenciadas dentro da comunidade, nomeadamente com reduções em momentos de excedente, embora estas não coincidam necessariamente com os períodos de maior solicitação da rede pública. Consequentemente, o efeito direto deste comportamento na redução das perdas técnicas pode revelar-se limitado, justificando-se assim uma análise quantitativa detalhada.

Estes pressupostos permitem isolar o impacto da coordenação comunitária e da integração de veículos elétricos nos indicadores técnicos da rede, evitando a introdução de mecanismos adicionais de flexibilidade que poderiam mascarar os efeitos em análise.

3.2 Redes, Cargas e Produção

Foi disponibilizado um conjunto de redes elétricas de baixa tensão, consideradas representativas da realidade atual da distribuição em Portugal Continental, cuja arquitetura apresenta troços com secção descendente a partir do ponto de injeção MT/BT, refletindo configurações convencionais.

Em relação aos dados de carga, foram fornecidos diagramas de carga reais correspondentes ao ano de 2023, para poderem ser atribuídos aos diferentes CPE, seguindo um processo de atribuição sintética de cargas, com as seguintes etapas:

1. Atribuição aleatória dos perfis disponíveis aos CPE das Redes;
2. Ajuste de escala dos perfis atribuídos, de forma a que o pico de consumo represente 95% da potência contratada do respetivo CPE. Uma vez que os dados disponíveis de consumo são de uma amostra que não corresponde às redes selecionadas, é necessário ajustar a sua escala de modo a compatibiliza-los com os respetivos consumidores (potência contratada).

No que respeita à produção fotovoltaica, foi necessário gerar perfis artificiais segundo os seguintes pressupostos:

1. Assume-se que 20% dos CPE de cada rede possuem instalação fotovoltaica, selecionados por ordem decrescente de potência contratada;
2. A potência instalada de PV num determinado CPE corresponde a 50% da sua potência contratada;
3. Utiliza-se um perfil de produção PV normalizado extraído da plataforma PVGIS, com base na radiação solar do centro geodésico de Portugal Continental (Latitude: 39.694773 | Longitude: -8.13028);
4. As instalações PV são consideradas monofásicas, independentemente do nível de potência do CPE.

A opção de considerar instalações fotovoltaicas monofásicas em todos os CPE está fundamentada no enquadramento regulamentar em vigor, que permite a instalação de inversores monofásicos mesmo em consumidores trifásicos, bem como em critérios de realismo económico, uma vez que inversores trifásicos apresentam custos significativamente superiores para potências equivalentes.

3.3 Constituição das Comunidades

A definição de diferentes níveis de penetração das comunidades de energia visa analisar de forma sistemática a influência da dimensão da comunidade nos indicadores técnicos da rede, permitindo avaliar a escalabilidade dos benefícios associados à coordenação comunitária.

Com o objetivo de analisar o impacto do tamanho das comunidades de energia nos indicadores técnicos da rede, foram definidos quatro cenários distintos, com diferentes percentagens de CPE integrados em comunidades:

- **Cenário Base:** sem constituição de comunidade;
- **Cenário 0.1:** comunidade com 10% dos CPE da rede;
- **Cenário 0.2:** comunidade com 20% dos CPE da rede;
- **Cenário 0.5:** comunidade com 50% dos CPE da rede.

Em cada cenário, assume-se que 20% dos membros da comunidade devem possuir produção fotovoltaica. Estes são selecionados aleatoriamente a partir do subconjunto dos CPE com maior potência contratada, assegurando maior impacto na geração agregada da comunidade. O número de produtores é sempre arredondado por excesso à unidade mais próxima (e.g., caso o tamanho da comunidade seja de 16 CPE, 20% resulta em 3.2 CPE com PV, sendo então arredondado para 4).

3.4 Deslocamento de Cargas com Flexibilidade Horária

Com vista à maximização do autoconsumo e à mitigação dos excedentes locais, foi desenvolvido um algoritmo de deslocamento de cargas, implementado em `Python`. Este atua diretamente sobre os perfis horários de consumo e geração da comunidade, respeitando restrições contratuais e operacionais dos CPE.

3.4.1 Parâmetros e Dados de Entrada

- Perfis de consumo e de produção PV de cada membro;
- Potência contratada por CPE (a partir de ficheiro auxiliar);
- Janela de flexibilidade temporal de 24 horas ($\pm$12 horas por hora-alvo);
- Resolução temporal: 15 minutos

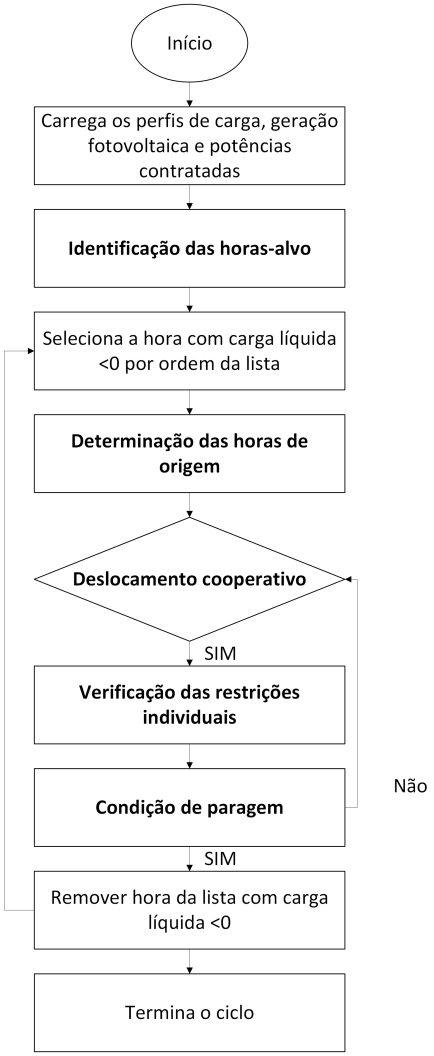

Figura 3.1: Fluxograma do algoritmo de deslocamento de cargas.

3.4.2 Regras de Deslocamento e Restrições

- **Fase 1 – Identificação das horas-alvo:** seleção iterativa das horas com carga líquida negativa (carga subtraída da produção solar), ordenadas por magnitude do excedente;
- **Fase 2 – Determinação das horas de origem:** identificação de horários com carga líquida positiva dentro de uma janela temporal de $\pm$12h relativamente à hora-alvo;
- **Fase 3 – Deslocamento cooperativo:** redistribuição proporcional entre membros com capacidade disponível;
- **Fase 4 – Verificação das restrições individuais:**
  - Consumo mínimo por consumidor: o consumo horário não pode ser inferior ao maior entre o mínimo anual observado e 5% da potência contratada. A imposição de um consumo mínimo por consumidor reflete a existência de cargas base não deslocáveis

e evita a geração de perfis de consumo artificialmente reduzidos, garantindo realismo comportamental e estabilidade do algoritmo;

- Consumo máximo por consumidor: o consumo após deslocamento não pode exceder 95% da potência contratada. A limitação do consumo máximo assegura o respeito pelos limites contratuais de fornecimento e previne a criação de picos artificiais de carga que seriam irrealistas

- **Fase 5 – Condição de paragem:** o processo termina quando se atinge o número máximo de iterações (80) ou quando o módulo da carga líquida é inferior ao limite definido (10^{-9}).

O fluxograma da Figura 3.1 representa graficamente as fases descritas anteriormente, sendo cada bloco correspondente às etapas formais do algoritmo. Importa salientar que este algoritmo não constitui um processo de otimização, mas sim um mecanismo heurístico de redistribuição de cargas, concebido para refletir comportamentos plausíveis de deslocamento do consumo em contexto comunitário.

3.5 Cenários com Veículos Elétricos

Esta secção estende a formulação apresentada anteriormente, incorporando a mobilidade elétrica como uma nova componente de carga nos CPE, mantendo consistência metodológica com os restantes cenários analisados.

A introdução de veículos elétricos (EV) nos cenários analisados tem como objetivo avaliar o impacto da flexibilidade das cargas associadas ao seu carregamento ao nível dos pontos de entrega (CPE) integrados em comunidades de energia, considerando padrões realistas de utilização e respeitando as limitações técnicas associadas à potência contratada.

Os cenários com EV foram construídos de forma consistente com os restantes perfis de consumo e produção considerados no estudo, garantindo coerência temporal, variabilidade estatística e comparabilidade entre situações que diferem no número de membros da comunidade energética com veículo elétrico.

3.5.1 Pressupostos Gerais

Na formulação dos cenários com veículos elétricos, foram adotados os seguintes pressupostos:

- Assume-se que 20% dos membros da comunidade devem possuir EV;

- Apenas CPE com potência contratada superior a 4.6 kW são elegíveis para possuir veículo elétrico;

- Um CPE elegível que possua EV mantém essa condição ao longo de todo o horizonte temporal da simulação;

- Não é considerada a existência de sistemas de armazenamento estacionário (baterias), sendo o EV tratado exclusivamente como uma carga adicional;
- O carregamento do EV ocorre com resolução temporal de 15 minutos;
- A energia anual de carregamento do EV é sempre preservada, mesmo quando limitada pela potência contratada;
- Um CPE que possua PV não pode possuir EV, sendo este um caso extremo da rede, que origina mais trânsitos de potência.

3.5.2 Dados de Carregamento e Pré-processamento

Os perfis de carregamento de veículos elétricos utilizados neste estudo baseiam-se em dados reais, disponibilizados com elevada resolução temporal. Para cada veículo, os dados foram organizados em perfis diários completos, com 96 períodos de 15 minutos por dia.

Os dias foram classificados em três categorias distintas:

- Dias úteis;
- Sábados;
- Domingos e feriados.

Esta distinção permite capturar diferenças significativas nos padrões de utilização do veículo associadas a rotinas laborais e não laborais.

3.5.3 Clusterização de Perfis Diários de Carregamento

Para reduzir a complexidade do conjunto de dados e identificar padrões representativos de carregamento, os perfis diários de cada veículo foram agrupados através de um processo de clusterização. A clusterização foi realizada separadamente para cada tipo de dia, permitindo obter conjuntos de perfis homogéneos e estatisticamente representativos.

O número de clusters foi definido de forma diferenciada entre dias úteis e fins de semana, refletindo a maior diversidade observada nos dias úteis. Cada cluster é caracterizado por:

- um centróide, representando o perfil médio do grupo;
- um conjunto de dias reais associados;
- um peso relativo, correspondente à fração de dias do ano pertencentes a esse cluster.

Foram excluídos perfis diários com longos períodos de potência nula, de modo a evitar a seleção de dias atípicos ou pouco representativos do comportamento de carregamento real.

3.5.4 Seleção de Dias Representativos e Construção do Ano Típico

Com base nos clusters obtidos, foi construído um ano típico de carregamento para cada veículo elétrico. Para cada dia do calendário anual, foi selecionado um perfil diário pertencente ao conjunto de clusters correspondente ao tipo de dia em causa, respeitando os pesos relativos de cada cluster.

A seleção dos dias foi realizada de forma aleatória controlada, utilizando sementes fixas, garantindo a reprodutibilidade dos cenários. Este procedimento permite preservar simultaneamente:

- a variabilidade diária do carregamento;
- a distribuição estatística dos diferentes padrões ao longo do ano;
- a coerência entre o tipo de dia do calendário e o perfil de carregamento atribuído.

Adicionalmente, foram consideradas variações temporais através da aplicação de deslocamentos horários aos perfis diários, representando incertezas associadas aos horários de chegada e ligação do veículo à rede, sem alterar a energia diária total de carregamento.

3.5.5 Integração do Carregamento do EV no CPE

Após a geração do ano típico de carregamento do veículo elétrico, o perfil do EV foi somado ao perfil de consumo base do respetivo CPE. A potência total resultante foi limitada pela potência contratada do ponto de entrega.

Sempre que a soma do consumo base com o carregamento do EV excede a potência contratada, a potência de carregamento do EV é reduzida de forma a respeitar esse limite. A energia de carregamento não realizada nesse instante não é descartada, sendo acumulada e transferida para instantes temporais subsequentes, incluindo o dia seguinte, até ser totalmente recuperada.

Este mecanismo assegura:

- o cumprimento estrito da potência contratada em todos os instantes;
- a preservação da energia anual de carregamento do EV;
- a representação realista do prolongamento do carregamento em situações de saturação do CPE.

3.5.6 Síntese dos Cenários com Veículos Elétricos

Os cenários com veículos elétricos resultam da combinação de diferentes números de membros da comunidade com EV, da variabilidade dos perfis de carregamento identificados através de processos de clusterização e da construção de anos típicos baseados na seleção aleatória controlada de dias representativos.

Esta abordagem assegura uma representação consistente e realista do carregamento de veículos elétricos ao longo do ano, mantendo coerência metodológica com os restantes cenários considerados no estudo.

3.6 Distribuição de Potências por PTD

De forma a obter um valor representativo do impacto médio por configuração, tornou-se necessário ponderar os diferentes cenários analisados (0.1, 0.2 e 0.5), bem como os respetivos casos simulados. Esta ponderação visa refletir a distribuição real das redes no contexto nacional, evitando atribuir o mesmo peso a configurações com diferente representatividade.

Para esse efeito, recorreu-se aos dados disponibilizados no portal Open Data da E-REDES [22] (e.g., sobre Postos de Transformação Distribuição). A partir destes dados, foi possível extrair a informação necessária para determinar os pesos associados a cada configuração considerada no estudo.

Tabela 3.1: Distribuição e Pesos de Rede (E-Redes)

KVA	Pot. Instalada	Peso
50	450650	2.51%
100	1614500	8.99%
160	1120160	6.24%
250	3141000	17.49%
400	3716800	20.69%
500	344500	1.92%
630	7572600	42.16%

Uma vez que as redes disponibilizadas contemplam redes denominada “Rede_100+160”, e não contemplam redes com PTD de 500KW, agregam-se os pesos dos PTD 100 e 160, e os dados dos PTD 500 são incluídos nos dados de PTD 400, resultando nos valores presentes na Tabela 3.2.

Tabela 3.2: Distribuição e Pesos de Rede (Versão Corrigida)

KVA	Pot. Instalada	Peso
50	450650	2.51%
100+160	2734660	15.23%
250	3141000	17.49%
400	4061300	22.61%
630	7572600	42.16%

Além destes pesos, é também necessário pesar os cenários de coletividades constituídos anteriormente. Para este efeito, foram arbitrados os seguintes valores, identificados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3: Pesos dos cenários de coletividades.

Cenário	Peso
0.1	70%
0.2	20%
0.5	10%

Dos pesos detalhados na Tabela 3.2 e Tabela 3.3, nasce um novo mapeamento dos pesos, para cada par Rede/Cenário, obtendo a Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Pesos para pares Rede/Cenário

Cenário	Peso
Rede_50_0.1	1.757%
Rede_100+160_0.1	10.661%
Rede_250_0.1	12.243%
Rede_400_0.1	15.827%
Rede_630_0.1	29.512%
Rede_50_0.2	0.502%
Rede_100+160_0.2	3.046%
Rede_250_0.2	3.498%
Rede_400_0.2	4.522%
Rede_630_0.2	8.432%
Rede_50_0.5	0.251%
Rede_100+160_0.5	1.523%
Rede_250_0.5	1.749%
Rede_400_0.5	2.261%
Rede_630_0.5	4.216%

A análise apresentada neste estudo baseia-se em redes selecionadas com o objetivo de representar diferentes tipologias de Postos de Transformação de Distribuição (PTD), utilizando para o efeito dados públicos disponibilizados através da plataforma Open Data da E-REDES. No entanto, importa salientar que não é possível assegurar que as redes selecionadas sejam completamente representativas das tipologias de rede em análise. Neste contexto, as amostras consideradas correspondem, na maioria dos casos, a um único feeder por PTD, o que pode limitar a generalização dos resultados obtidos.

3.7 Sumário

Neste capítulo foi apresentada a estrutura metodológica que sustenta o estudo desenvolvido. Foram definidos os pressupostos considerados nas simulações, descritas as características das re-

des elétricas utilizadas, bem como os procedimentos de construção dos perfis de consumo e produção. A constituição das comunidades de energia foi detalhada com base em critérios quantitativos e de representação realista. Finalmente, foi descrito o algoritmo de deslocamento de cargas com flexibilidade horária, incluindo os seus parâmetros, regras e limites operacionais.

O próximo capítulo apresenta os resultados obtidos com base nesta formulação, permitindo avaliar de forma quantitativa o impacto das comunidades de energia e da integração de veículos elétricos ao nível das perdas técnicas da rede e da utilização do excedente fotovoltaico.

Capítulo 4

Resultados

Neste capítulo apresentam-se os resultados obtidos para os diferentes cenários simulados, avaliando o impacto da criação de comunidades de energia na redução de perdas técnicas, na gestão de excedentes fotovoltaicos e na eficiência global da operação da rede. Os cenários analisados contemplam múltiplas redes (Rede_50, Rede_100, Rede_100+160, Rede_250, Rede_400 e Rede_630) e diferentes níveis de penetração fotovoltaica (0.1, 0.2 e 0.5).

A análise divide-se em dois eixos principais: (i) avaliação do excesso fotovoltaico antes e depois da aplicação de mecanismos de flexibilização comunitária e (ii) quantificação da redução de perdas técnicas, tanto em valores relativos como absolutos.

Adicionalmente, os resultados são analisados em dois contextos distintos: (a) comunidades de energia com os diagramas reais de carga disponiveis e (b) comunidades de energia com integração da carga extra do carregamento de veículos elétricos, permitindo avaliar o impacto da oferta de flexibilidade por parte dos EV na capacidade de absorção do excedente fotovoltaico e sobre as perdas técnicas na rede.

4.1 Casos apenas com as cargas base

Nesta secção são apresentados os resultados correspondentes a dois casos em que as comunidades energéticas são geradas com diferentes configurações geradas aleatoriamente no processo de constituição. A introdução de aleatoriedade permite representar a variabilidade associada à combinação dos perfis de consumo e produção dos membros da comunidade, refletindo a natureza não determinística da sua formação em contexto real.

O principal objetivo da análise consiste em avaliar de que forma essa variabilidade influencia não apenas a quantidade de excedente fotovoltaico produzido, mas também os impactos técnicos associados à operação da rede, nomeadamente ao nível das perdas técnicas. Diferentes configurações aleatórias podem originar distintos graus de coincidência temporal entre produção e consumo, alterando os fluxos de potência na rede e, consequentemente, o regime de circulação de corrente nas linhas.

4.1.1 Excesso Fotovoltaico e Cobertura Comunitária

Nesta secção apresentam-se os resultados relativos ao excesso de produção fotovoltaica nos diferentes cenários considerando apenas as cargas tradicionais.

Tabela 4.1: Resultados do excesso fotovoltaico com comunidade (Configuração 1).

Rede	Cenário	Excesso PV (kW)	Excesso PV Pós Flexibilidade (kW)	Excesso PV Coberto (kW)	Excesso PV Coberto (%)
Rede_50	**0.1**	927.009	2.433	924.575	99.737%
Rede_50	**0.2**	585.885	3.182E-12	585.885	100.000%
Rede_50	**0.5**	1066.748	9.835E-12	1066.748	100.000%
Rede_100+160	**0.1**	16677.233	1575.830	15101.403	90.551%
Rede_100+160	**0.2**	15028.681	238.601	14790.079	98.412%
Rede_100+160	**0.5**	19957.755	1.512E-10	19957.755	100.000%
Rede_250	**0.1**	31523.546	7768.366	23755.180	75.357%
Rede_250	**0.2**	36574.049	1895.240	34678.809	94.818%
Rede_250	**0.5**	22517.799	2.070E-10	22517.799	100.000%
Rede_400	**0.1**	67064.340	23819.232	43245.108	64.483%
Rede_400	**0.2**	95037.636	16790.447	78247.189	82.333%
Rede_400	**0.5**	103005.060	50.967	102954.093	99.951%
Rede_630	**0.1**	58059.565	1137.240	56922.324	98.041%
Rede_630	**0.2**	59074.145	4.250E-10	59074.145	100.000%
Rede_630	**0.5**	70373.278	6.367E-10	70373.278	100.000%

Tabela 4.2: Resultados do excesso fotovoltaico com comunidade (Configuração 2).

Rede	Cenário	Excesso PV (kW)	Excesso PV Pós Flexibilidade (kW)	Excesso PV Coberto (kW)	Excesso PV Coberto (%)
Rede_50	**0.1**	79.255	1.734E-12	79.255	100.000%
Rede_50	**0.2**	23.352	5.769E-13	23.352	100.000%
Rede_50	**0.5**	719.680	9.146E-12	719.680	100.000%
Rede_100+160	**0.1**	24731.753	8163.065	16568.688	66.994%
Rede_100+160	**0.2**	30952.493	8496.306	22456.187	72.550%
Rede_100+160	**0.5**	18703.237	1.527E-10	18703.237	100.000%
Rede_250	**0.1**	28016.912	6728.241	21288.672	75.985%
Rede_250	**0.2**	42684.669	3527.657	39157.013	91.736%
Rede_250	**0.5**	28705.127	2.227E-10	28705.127	100.000%
Rede_400	**0.1**	67487.772	15038.109	52449.663	77.717%
Rede_400	**0.2**	84681.466	1164.424	83517.041	98.625%
Rede_400	**0.5**	98134.348	5.444E-10	98134.348	100.000%
Rede_630	**0.1**	85761.121	16015.174	69745.947	81.326%
Rede_630	**0.2**	89825.904	7425.197	82400.707	91.734%
Rede_630	**0.5**	89282.802	7.586E-10	89282.802	100.000%

A análise dos resultados obtidos nas Tabelas 4.1 e 4.2, para as duas configurações permite identificar um conjunto de tendências consistentes relativamente ao impacto da aleatoriedade na constituição das comunidades e à eficácia do mecanismo de flexibilidade na mitigação do excedente fotovoltaico. Sendo que as principais conclusões podem ser sintetizadas nos seguintes pontos:

- **Influência da aleatoriedade na constituição da comunidade:** A combinação específica dos perfis de consumo e produção altera o grau de coincidência temporal entre geração e carga, evidenciando que a composição estatística da comunidade influencia diretamente o balanço energético agregado.
- **Redução significativa do excedente através da flexibilidade:** A aplicação do mecanismo de flexibilidade comunitária permite uma redução substancial do excedente fotovoltaico em todos os cenários analisados. O deslocamento temporal da carga demonstra ser eficaz na absorção interna da energia excedentária, confirmando a relevância da flexibilidade como instrumento de otimização do autoconsumo coletivo.
- **Efeito da dimensão da comunidade na flexibilidade:** O aumento do número de membros potencia uma utilização mais eficiente da flexibilidade disponível, conduzindo a uma redução progressiva do excedente não coberto. Comunidades de maior dimensão apresentam

maior diversidade de perfis de consumo, aumentando a probabilidade de coincidência entre períodos de excedente fotovoltaico e consumos deslocáveis.

- **Eficácia global da flexibilidade comunitária:** De forma agregada, os resultados indicam que a flexibilidade da comunidade constitui um mecanismo eficaz de mitigação do excedente fotovoltaico, sendo particularmente robusto em cenários onde as comunidades têm maior dimensão.

4.1.2 Redução Perdas Técnicas

Nesta secção são apresentados os resultados das perdas técnicas na rede para os cenários com cargas tradicionais.

Tabela 4.3: Redução de perdas técnicas por cenário (Configuração 1).

Rede	Base	0.1	0.2	0.5
Rede_50	1.3317%	1.3293%	1.3298%	1.3270%
Redução Relativa	-	0.1802%	0.1427%	0.3529%
Redução Absoluta	-	0.0024%	0.0019%	0.0047%
Rede_100+160	2.7581%	2.6638%	2.6733%	2.6613%
Redução Relativa	-	3.4190%	3.0746%	3.5097%
Redução Absoluta	-	0.0943%	0.0848%	0.0968%
Rede_250	2.1686%	2.0750%	2.0576%	2.0849%
Redução Relativa	-	4.3161%	5.1185%	3.8596%
Redução Absoluta	-	0.0936%	0.1110%	0.0837%
Rede_400	1.5946%	1.4586%	1.3700%	1.3661%
Redução Relativa	-	8.5288%	14.0850%	14.3296%
Redução Absoluta	-	0.1360%	0.2246%	0.2285%
Rede_630	2.1755%	2.0583%	1.9768%	1.9877%
Redução Relativa	-	5.3873%	9.1335%	8.6325%
Redução Absoluta	-	0.1172%	0.1987%	0.1878%

A média ponderada dos cenários analisados para a primeira configuração, verifica-se que o impacto global de cada configuração na rede se traduz numa redução absoluta de 0.1271%, evidenciando a tendência observada nos diferentes cenários.

Tabela 4.4: Redução de perdas técnicas por cenário (Configuração 2)

Rede	Base	0.1	0.2	0.5
Rede_50	**1.3317%**	1.3315%	1.3316%	1.3291%
Redução Relativa	-	0.0150%	0.0075%	0.1952%
Redução Absoluta	-	0.0002%	0.0001%	0.0026%
Rede_100+160	**2.7581%**	2.6514%	2.6432%	2.6751%
Redução Relativa	-	3.8686%	4.1659%	3.0093%
Redução Absoluta	-	0.1067%	0.1149%	0.0830%
Rede_250	**2.1686%**	2.0915%	2.0452%	2.0655%
Redução Relativa	-	3.5553%	5.6903%	4.7542%
Redução Absoluta	-	0.0771%	0.1234%	0.1031%
Rede_400	**1.5946%**	1.4483%	1.3541%	1.3663%
Redução Relativa	-	9.1747%	15.0822%	14.3171%
Redução Absoluta	-	0.1463%	0.2405%	0.2283%
Rede_630	**2.1755%**	1.9819%	1.8872%	1.9381%
Redução Relativa	-	8.8991%	13.2521%	10.9124%
Redução Absoluta	-	0.1936%	0.2883%	0.2374%

A média ponderada dos cenários analisados para a segunda configuração, verifica-se que o impacto global de cada configuração na rede se traduz numa redução absoluta de 0.1624%, evidenciando a tendência observada nos diferentes cenários.

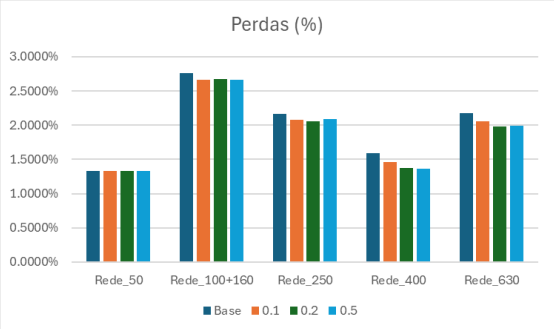

Figura 4.1: Resultados Perdas (Configuração 1)

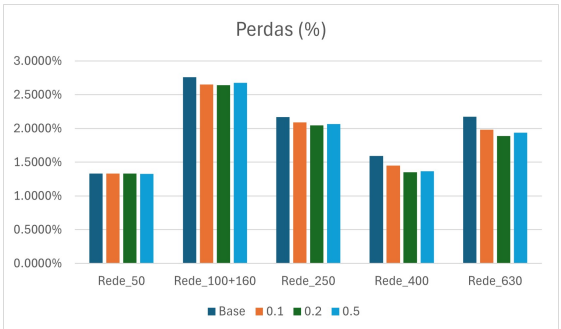

Figura 4.2: Resultados Perdas (Configuração 2)

Tendo em conta os resultados apresentados nas Tabelas 4.3 e 4.4 e olhando aos gráficos das Figuras 4.1 e 4.2 é possível identificar as seguintes tendências:

- **Redução sistemática das perdas face ao caso base:** Em ambas as configurações e para todos os cenários analisados, verifica-se uma diminuição das perdas técnicas relativamente ao caso base. Esta redução resulta da melhoria da coincidência temporal entre produção fotovoltaica e consumo, conduzindo a uma diminuição dos fluxos de exportação para montante

e, consequentemente, das correntes circulantes na rede. Dado que as perdas são proporcionais ao quadrado da corrente (I^2R), pequenas reduções nos fluxos traduzem-se em reduções mensuráveis nas perdas.

- **Maior dimensão da comunidade não implica necessariamente maior redução de perdas:** Embora o aumento do número de membros da comunidade favoreça o autoconsumo coletivo, os resultados mostram que as comunidades de maior dimensão nem sempre apresentam as maiores reduções relativas de perdas. A magnitude da redução depende da forma como os fluxos de potência se redistribuem ao longo da rede após o deslocamento de carga, sendo influenciada pela localização dos membros e pela estrutura topológica da rede.

- **Consistência das tendências entre configurações:** Apesar das diferenças introduzidas pela aleatoriedade na constituição das comunidades, ambas as configurações apresentam padrões semelhantes. A flexibilidade conduz sempre a reduções face ao caso base, sendo a magnitude dessas reduções condicionada principalmente pela estrutura física da rede e pela redistribuição dos fluxos.

- **Interação entre dimensão da comunidade e redistribuição de fluxos:** Os resultados sugerem que o efeito da flexibilidade resulta da interação entre o número de membros da comunidade e a forma como o consumo é distribuído ao longo da rede. Assim, o impacto na redução de perdas não depende apenas da dimensão da comunidade, mas da combinação entre diversidade de perfis e características elétricas da infraestrutura.

- **Impacto evidenciado pela média ponderada:** Os valores obtidos de 0.1271% e 0.1624% evidenciam que a flexibilidade das cargas convencionais permite alcançar melhorias na redução absoluta das perdas técnicas.

4.2 Casos com integração de veículos elétricos

Nesta secção analisam-se os resultados obtidos considerando a introdução de carga adicional associada ao carregamento de veículos elétricos, presente em todos os cenários avaliados. A análise centra-se na comparação entre situações em que o carregamento dos veículos elétricos é tratado como não flexível e aquelas em que é considerado flexível, permitindo o seu deslocamento temporal. O objetivo consiste em avaliar de que forma a flexibilização desta carga adicional influencia a taxa de cobertura do excedente fotovoltaico, bem como os impactos técnicos associados à operação da rede, nomeadamente ao nível das perdas técnicas.

Importa salientar que os casos apresentados nesta secção correspondem a cenários em que a formação das comunidades segue a mesma aleatoriedade adotada na Configuração 2 anteriormente analisada. Desta forma, garante-se a consistência metodológica na comparação dos resultados, permitindo isolar o efeito específico da introdução e da flexibilização da carga associada aos veículos elétricos, sem que variações adicionais na constituição da comunidade interfiram na análise.

4.2.1 Excesso Fotovoltaico e Cobertura Comunitária

Nesta secção apresentam-se os resultados relativos ao excesso de produção fotovoltaica nos cenários que integram veículos elétricos.

Tabela 4.5: Resultados do excesso fotovoltaico com comunidade com EV.

Rede	Cenário	Excesso PV (kW)	Excesso PV Coberto Sem Flexibilidade (%)	Excesso PV Coberto Com Flexibilidade (%)
Rede_50	**0.1**	70.573	100.000%	100.000%
Rede_50	**0.2**	21.380	100.000%	100.000%
Rede_50	**0.5**	541.212	100.000%	100.000%
Rede_100+160	**0.1**	19170.211	78.451%	81.867%
Rede_100+160	**0.2**	24756.682	82.172%	90.503%
Rede_100+160	**0.5**	14884.359	100.000%	100.000%
Rede_250	**0.1**	27179.029	76.891%	82.805%
Rede_250	**0.2**	38788.965	92.249%	94.538%
Rede_250	**0.5**	24351.093	100.000%	100.000%
Rede_400	**0.1**	64364.689	80.534%	89.148%
Rede_400	**0.2**	81523.189	99.073%	99.696%
Rede_400	**0.5**	90443.688	100.000%	100.000%
Rede_630	**0.1**	78463.395	86.245%	90.843%
Rede_630	**0.2**	79079.170	94.129%	95.787%
Rede_630	**0.5**	77030.584	100.000%	100.000%

Tendo em conta os resultados apresentados na Tabela 4.5, observa-se que a carga adicional associada ao carregamento de veículos elétricos está presente em todos os cenários analisados. Contudo, o fator diferenciador reside na possibilidade dessa carga ser considerada flexível, permitindo o seu deslocamento temporal para períodos de maior produção fotovoltaica.

- **Flexibilidade do carregamento como fator determinante:** Quando a flexibilidade disponível no conjunto das cargas é ampliada pela integração do carregamento dos veículos elétricos, aumenta a capacidade global de deslocamento temporal do consumo. Este ajustamento conjunto das cargas melhora a coincidência entre produção fotovoltaica e procura, contribuindo para a maximização do autoconsumo coletivo.

- **Limitação estrutural das cargas convencionais:** Apenas com a flexibilidade das cargas tradicionais, a capacidade de redistribuição é limitada pela natureza dos perfis de consumo existentes. Mesmo considerando um cenário base de consumo particularmente otimista, admitindo uma margem de consumo não deslocável de 5% da potência contratada ou ao valor

mínimo anual registado, a flexibilidade disponível pode revelar-se insuficiente para absorver integralmente o excedente fotovoltaico. Quando os perfis de consumo não apresentam margem adicional para ajustamento, permanece energia não coberta. A integração do carregamento dos veículos elétricos no conjunto das cargas flexíveis amplia a capacidade global de redistribuição, aumentando a margem disponível para absorção.

- **Maior impacto nos cenários com cobertura inferior a 100%:** A melhoria proporcionada pela flexibilidade do carregamento é particularmente evidente nos cenários 0.1 e 0.2, onde a taxa de cobertura sem flexibilidade total é inferior a 100%. Nestes casos, o carregamento flexível atua como mecanismo complementar de mitigação do excedente, reduzindo a fração de energia não absorvida.

- **Eletrificação como recurso de flexibilidade distribuída:** Os resultados evidenciam que os veículos elétricos, quando integrados com estratégias de gestão temporal do carregamento, não representam apenas um aumento de procura, mas um recurso adicional de flexibilidade distribuída. A sua capacidade de deslocamento temporal contribui de forma ativa para a maximização do autoconsumo coletivo.

4.2.2 Redução Perdas Técnicas

Nesta secção são apresentados os resultados das perdas técnicas na rede para os cenários com integração de veículos elétricos.

Tabela 4.6: Redução de perdas técnicas por cenário com EV com Flexibilidade.

Rede	Base	0.1	0.2	0.5
Rede_50	1.6506%	1.6502%	1.6504%	1.6455%
Redução Relativa	-	0.0242%	0.0121%	0.3090%
Redução Absoluta	-	0.0004%	0.0002%	0.0051%
Rede_100+160	3.1333%	3.0294%	3.0218%	3.0499%
Redução Relativa	-	3.3160%	3.5585%	2.6617%
Redução Absoluta	-	0.1039%	0.1115%	0.0834%
Rede_250	2.2935%	2.2219%	2.1853%	2.2076%
Redução Relativa	-	3.1219%	4.7177%	3.7454%
Redução Absoluta	-	0.0716%	0.1082%	0.0859%
Rede_400	1.6911%	1.5398%	1.4652%	1.4804%
Redução Relativa	-	8.9468%	13.3582%	12.4593%
Redução Absoluta	-	0.1513%	0.2259%	0.2107%
Rede_630	2.2237%	2.0503%	1.9834%	2.0310%
Redução Relativa	-	7.7978%	10.8063%	8.6657%
Redução Absoluta	-	0.1734%	0.2403%	0.1927%

A média ponderada dos cenários analisados para o caso onde a carga dos EV é flexível, verifica-se que o impacto global de cada configuração na rede se traduz numa redução absoluta de 0.1483%, evidenciando a tendência observada nos diferentes cenários.

Tabela 4.7: Redução de perdas técnicas por cenário com EV sem Flexibilidade.

Rede	Base	0.1	0.2	0.5
Rede_50	1.6506%	1.6503%	1.6505%	1.6485%
Redução Relativa	-	0.0182%	0.0061%	0.1272%
Redução Absoluta	-	0.0003%	0.0001%	0.0021%
Rede_100+160	3.1333%	3.0398%	3.0300%	3.0627%
Redução Relativa	-	2.9841%	3.2968%	2.2532%
Redução Absoluta	-	0.0935%	0.1033%	0.0706%
Rede_250	2.2935%	2.2187%	2.1826%	2.2087%
Redução Relativa	-	3.2614%	4.8354%	3.6974%
Redução Absoluta	-	0.0748%	0.1109%	0.0848%
Rede_400	1.6911%	1.5456%	1.4582%	1.4773%
Redução Relativa	-	8.6039%	13.7721%	12.6427%
Redução Absoluta	-	0.1455%	0.2329%	0.2138%
Rede_630	2.2237%	2.0395%	1.9663%	2.0170%
Redução Relativa	-	8.2835%	11.5753%	9.2953%
Redução Absoluta	-	0.1842%	0.2574%	0.2067%

A média ponderada dos cenários analisados para o caso onde a carga dos EV não é flexível, verifica-se que o impacto global de cada configuração na rede se traduz numa redução absoluta de 0.1519%, evidenciando a tendência observada nos diferentes cenários.

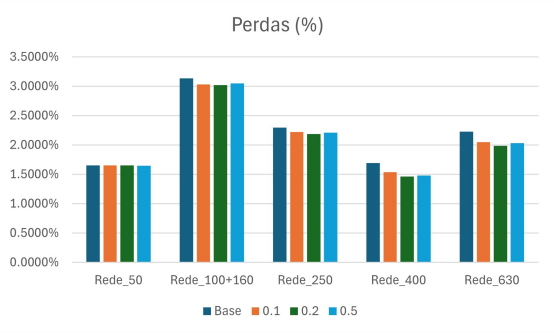

Figura 4.3: Resultados Perdas com EV com Flexibilidade

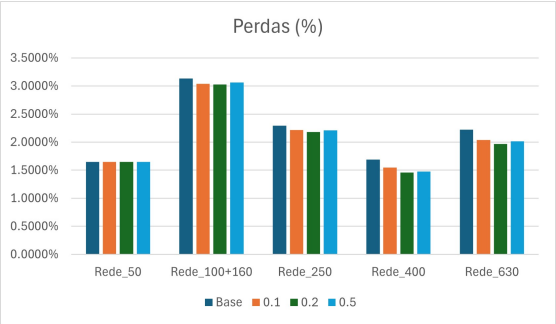

Figura 4.4: Resultado Perdas com EV sem Flexibilidade

Tendo em conta os resultados apresentados nas Tabelas referentes à redução de perdas técnicas com veículos elétricos (com e sem flexibilidade), é possível identificar as seguintes conclusões:

- **Redução sistemática das perdas face ao cenário base:** Em todos os cenários e para todas as redes analisadas, verifica-se uma diminuição das perdas técnicas relativamente ao caso base. A introdução da flexibilidade das cargas convencionais, bem como a presença da carga adicional associada aos veículos elétricos, contribui para uma melhoria da coincidência temporal entre produção fotovoltaica e consumo, promovendo o autoconsumo coletivo da comunidade.

- **Maior cobertura do excedente não implica necessariamente maior redução de perdas:** Observa-se que os cenários onde se atinge maior cobertura do excedente fotovoltaico não correspondem necessariamente aos casos em que ocorre a maior diminuição das perdas técnicas. A redução de perdas depende não apenas da quantidade de excedente absorvido localmente, mas também da forma como os fluxos são redistribuídos. Assim, uma maior absorção de produção fotovoltaica não garante, por si só, uma redução proporcional das perdas, dado que o comportamento global da rede resulta da combinação entre níveis de corrente, perfis de carga e momentos de maior solicitação.

- **A flexibilidade dos veículos elétricos nem sempre melhora as perdas:** Comparando os resultados entre os cenários com carregamento de EV flexível e não flexível, verifica-se que a flexibilização do carregamento nem sempre conduz a reduções adicionais de perdas técnicas. Em alguns casos, a redução é ligeiramente superior quando o carregamento não é flexível. Este comportamento pode ser explicado pelo facto de a concentração temporal do carregamento, quando flexibilizado, poder aumentar as correntes em determinados intervalos ou troços específicos da rede, reduzindo parcialmente o benefício esperado na diminuição das perdas globais. Tal situação resulta do deslocamento de cargas das horas de vazio — como as primeiras horas do dia — para as horas solares, coincidentes com os períodos de maior produção fotovoltaica. As Figuras 4.5 e 4.6 ilustram este fenómeno ao apresentar a quantidade total de potência deslocada ao longo do ano para cada período do dia, considerando intervalos de 15 minutos. Observa-se que a flexibilidade oferecida pelos EV, promove que o volume de carga deslocada das horas de vazio para os períodos de excedente coincidentes com a maior saturação da rede seja superior, contribuindo para uma maior concentração de consumo nesses momentos e, consequentemente, para alterações no perfil de correntes da rede.

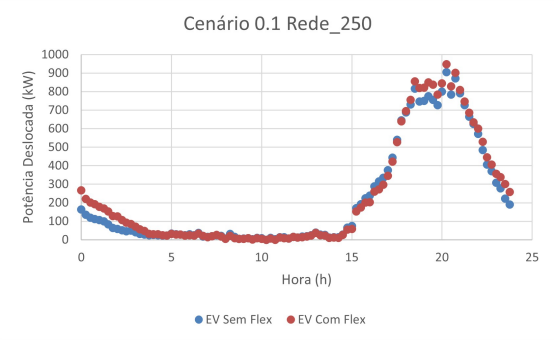

Figura 4.5: Comparação do Deslocamento de cargas de EV com e sem flexibilidade, Rede_250

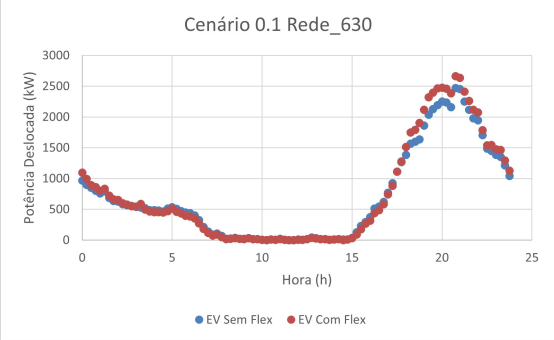

Figura 4.6: Comparação do Deslocamento de cargas de EV com e sem flexibilidade, Rede_630

- **Influência da dimensão da rede na magnitude das reduções:** Tal como observado anteriormente, as redes de maior dimensão (Rede_400 e Rede_630) apresentam reduções relativas mais expressivas, tanto com EV flexível como sem flexibilidade. A maior extensão física da rede e os maiores níveis iniciais de perdas criam maior potencial de mitigação quando os fluxos são ajustados.

- **Impacto evidenciado pela média ponderada:** Os valores obtidos de 0.1483% e 0.1519%, resultantes da média ponderada dos cenários com integração de veículos elétricos, demonstram que a flexibilização do carregamento contribui de forma consistente para a redução absoluta das perdas técnicas.

4.2.3 Síntese do Capítulo

Com base nos resultados apresentados ao longo deste capítulo, destacam-se os seguintes aspetos-chave:

- **Influência da aleatoriedade na constituição das comunidades:** Diferentes realizações aleatórias na formação das comunidades conduzem a variações significativas no excedente fotovoltaico, evidenciando que a composição específica dos membros influencia diretamente o balanço energético agregado.

- **Eficácia da flexibilidade na mitigação do excedente:** A aplicação de mecanismos de flexibilidade permite uma redução substancial do excedente fotovoltaico em todos os cenários analisados, atingindo cobertura total em comunidades de maior dimensão.

- **Dimensão da comunidade como fator determinante:** O aumento do número de membros potencia a capacidade de absorção interna da produção fotovoltaica, favorecendo o autoconsumo coletivo e reduzindo o excedente não coberto.

- **Redução consistente das perdas técnicas:** Em todos os cenários estudados, a introdução de flexibilidade conduz a uma diminuição das perdas técnicas relativamente ao caso base, confirmando o impacto positivo da melhoria da coincidência entre produção e consumo.
- **Cobertura do excedente vs. redução de perdas:** Uma maior taxa de cobertura do excedente não implica necessariamente uma maior redução de perdas, dado que estas dependem também da redistribuição dos fluxos de potência na rede.
- **Impacto da mobilidade elétrica:** A integração de veículos elétricos aumenta a capacidade de absorção do excedente fotovoltaico; contudo, a flexibilização do carregamento nem sempre conduz a reduções adicionais de perdas técnicas.
- **Impacto global das comunidades evidenciado pela média ponderada:** A análise dos valores agregados obtidos através da média ponderada (0.1271%, 0.1624%, 0.1483% e 0.1519%) evidencia que, independentemente da configuração considerada e da presença ou não de veículos elétricos, se verificam sempre melhorias percentuais na redução absoluta das perdas técnicas. A proximidade entre os diferentes valores indica que o impacto das comunidades na redução das perdas é consistente, mantendo-se de magnitude semelhante entre os diversos cenários analisados.

Capítulo 5

Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

5.1 Conclusões

A presente dissertação teve como objetivo principal analisar o impacto do autoconsumo coletivo nas perdas técnicas de redes de distribuição em baixa tensão, considerando diferentes configurações de comunidades de energia e a integração de veículos elétricos. Os resultados obtidos permitem retirar várias conclusões relevantes.

Em primeiro lugar, confirma-se que a constituição de comunidades de energia, associada a mecanismos de flexibilidade da procura, contribui para uma redução consistente das perdas técnicas face ao cenário (entre 0.1271% e 0.1624%). A melhoria da coincidência temporal entre produção fotovoltaica e consumo conduz a uma diminuição do excedente de produção na comunidade, aumentando a sua viabilidade económica e evitando possíveis fluxos inversos nos transformadores.

Em segundo lugar, verificou-se que a flexibilidade comunitária constitui um mecanismo altamente eficaz na mitigação do excedente fotovoltaico, permitindo, em diversos cenários, a absorção total da produção excedentária. A dimensão da comunidade revelou-se um fator determinante neste processo, uma vez que o aumento do número de membros potencia a diversidade de perfis de consumo e melhora a capacidade de absorção interna da energia produzida.

Contudo, os resultados demonstram que uma maior taxa de cobertura do excedente fotovoltaico não implica necessariamente uma maior redução de perdas técnicas. As perdas dependem não apenas do equilíbrio energético agregado, mas também da redistribuição dos fluxos de potência ao longo da rede. Assim, o impacto técnico das comunidades de energia está fortemente condicionado pela topologia e dimensão da rede.

A aleatoriedade na constituição das comunidades revelou igualmente ter influência significativa nos resultados, evidenciando que a composição estatística dos membros pode alterar o grau de coincidência entre geração e consumo e, consequentemente, o desempenho técnico obtido.

Relativamente à integração de veículos elétricos, conclui-se que a carga adicional associada ao seu carregamento pode contribuir para aumentar a absorção do excedente fotovoltaico. No entanto, a flexibilização do carregamento nem sempre conduz a reduções adicionais de perdas

técnicas, demonstrando que a concentração temporal da carga pode limitar os benefícios globais ao nível da eficiência da rede.

Globalmente, o trabalho confirma que o autoconsumo coletivo, suportado por mecanismos de flexibilidade de procura, contribui de forma consistente mas modesta para a diminuição de perdas nas redes de baixa tensão, sobretudo com a atual regulamentação que permite a constituição de comunidades algo distanciadas e em fases distintas. Todavia, os benefícios técnicos obtidos dependem de forma crítica da estrutura da rede, da composição da comunidade e da coordenação entre geração e consumo, reforçando a necessidade de análises específicas por rede no contexto do planeamento e operação dos sistemas de distribuição.

5.2 Limitações do estudo

Uma das principais limitações deste estudo prende-se com o caráter otimista do algoritmo de flexibilização adotado, que assume um nível elevado de disponibilidade e eficácia na deslocação das cargas. Este pressuposto representa um cenário tecnicamente favorável, no qual a capacidade de resposta da procura é maximizada. Em contextos reais, restrições comportamentais poderão limitar parcialmente essa capacidade de deslocação, conduzindo a uma menor redução do excedente fotovoltaico ou dos picos de carga. Ainda assim, considera-se que esta simplificação não compromete as conclusões principais do estudo, uma vez que a eventual redução da eficácia da flexibilização poderia ser compensada por cenários com maior disponibilidade de produção fotovoltaica ou por diferentes padrões de consumo, mantendo-se válidas as tendências globais observadas nos resultados.

Adicionalmente, o estudo foi desenvolvido com base numa análise trifásica equilibrada, não considerando explicitamente os efeitos do desequilíbrio entre fases característico das redes de baixa tensão. A ausência de uma análise por fase impede a avaliação de fenómenos como assimetrias de tensão, sobrecargas faseadas e aumento de perdas devido ao desequilíbrio, que podem ser particularmente relevantes em cenários com elevada penetração de produção fotovoltaica monofásica e carregamento de veículos elétricos. Consequentemente, alguns impactos locais da integração das comunidades de energia poderão não estar totalmente capturados na análise realizada.

5.3 Desenvolvimentos Futuros

Como continuidade do presente trabalho, identificam-se diversas linhas de investigação que poderão aprofundar e generalizar os resultados obtidos.

Uma primeira extensão relevante consiste na análise de cenários em que a produção fotovoltaica se encontra localizada em pontos distintos dos locais de consumo, permitindo avaliar o impacto da separação espacial entre geração e carga nos fluxos de potência, nas perdas técnicas e nos perfis de tensão da rede de baixa tensão. Esta abordagem possibilitaria uma análise mais detalhada dos efeitos da dispersão geográfica dos recursos energéticos na operação da rede.

Outra vertente de desenvolvimento passa pela introdução de maior aleatoriedade na formação das comunidades de energia, tanto na seleção dos seus membros como na distribuição das tecnologias associadas. Esta abordagem permitiria representar de forma mais realista o processo de adesão às comunidades de energia e avaliar a robustez dos resultados face a diferentes configurações comunitárias e padrões de comportamento dos utilizadores.

A integração de sistemas de armazenamento de energia, a nível individual e/ou comunitário, constitui igualmente um desenvolvimento natural deste estudo. Embora os resultados obtidos demonstrem que a flexibilização da procura permite reduzir significativamente e, em alguns casos, eliminar o excedente de produção fotovoltaica, a inclusão de armazenamento poderá introduzir mecanismos adicionais de flexibilidade, não diretamente associados à absorção de excedentes. Em particular, as baterias poderão contribuir para a gestão de picos residuais de carga, para o suporte em períodos de elevada simultaneidade de carregamento de veículos elétricos e para o reforço da robustez operacional da rede face a variações abruptas de produção e consumo, permitindo analisar de forma integrada as sinergias entre diferentes recursos de flexibilidade.

Adicionalmente, futuros trabalhos poderão incorporar a modelação de inversores trifásicos, possibilitando uma análise mais detalhada do impacto da produção distribuída e do carregamento de veículos elétricos no equilíbrio de fases, nos níveis de tensão e nas perdas associadas ao desequilíbrio da rede, contribuindo para uma representação mais realista das redes de baixa tensão.

Por fim, a aplicação da metodologia desenvolvida a um conjunto mais alargado de redes de baixa tensão, com diferentes topologias, níveis de penetração tecnológica e características de carga, permitiria aumentar a representatividade dos resultados e reforçar a sua generalização, contribuindo para uma avaliação mais abrangente do impacto das comunidades de energia nas redes de distribuição.

Referências

[1] United Nations. *Sustainable Development Goals*. https://sdgs.un.org/goals. 2015.

[2] UNESCO. *Engineering for Sustainable Development: Delivering on the Sustainable Development Goals*. United Nations Educational, Scientific e Cultural Organization (UNESCO), 2021.

[3] Samuel Borroy Vicente et al. «Technical evaluation of European and North American sustainable benchmark scenarios based on renewable Local energy Communities penetration». Em: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 60 (2023), p. 103556.

[4] Bodan Velkovski et al. «Impact of tariff structures on energy community and grid operational parameters». Em: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 38 (2024), p. 101382.

[5] Susanna Mocci, Simona Ruggeri e Fabrizio Pilo. «Low-voltage renewable energy communities' impact on the distribution networks». Em: *Energies* 18.1 (2024), p. 126.

[6] Jonathan Lersch et al. «Assessing the impacts of energy sharing on low voltage distribution networks: Insights into electrification and electricity pricing in Germany». Em: *Applied Energy* 378 (2025), p. 124743.

[7] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. *Regulamento n.º 2/2023 — Regulamento do Autoconsumo do Setor Elétrico*. Diário da República, 2.ª série. Jul. de 2023.

[8] Edoardo Barabino et al. «Energy Communities: A review on trends, energy system modelling, business models, and optimisation objectives». Em: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 36 (2023), p. 101187.

[9] European Parliament and Council of the European Union. *Directive (EU) 2018/2001 of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast)*. 2018.

[10] European Parliament and Council of the European Union. *Directive (EU) 2019/944 of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity (recast)*. 2019.

[11] Aleksandar Dimovski, Matteo Moncecchi e Marco Merlo. «Impact of energy communities on the distribution network: An Italian case study». Em: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 35 (2023), p. 101148.

[12] Martin Hupez et al. «A new cooperative framework for a fair and cost-optimal allocation of resources within a low voltage electricity community». Em: *IEEE Transactions on Smart Grid* 12.3 (2020), pp. 2201–2211.

[13] Morsy Nour et al. «Impacts of community energy trading on low voltage distribution networks». Em: *IEEE Access* 11 (2023), pp. 50412–50430.

[14] Tiago Sousa et al. «Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review». Em: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), pp. 367–378.

[15] Mustafa A Mustafa et al. «Impact of local energy markets on the distribution systems: A comprehensive review». Em: *Applied Energy* (2021).

[16] Esther Mengelkamp et al. «Designing microgrid energy markets: A case study: The Brooklyn Microgrid». Em: *Applied energy* 210 (2018), pp. 870–880.

[17] Merlinda Andoni et al. «Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities». Em: *Renewable and sustainable energy reviews* 100 (2019), pp. 143–174.

[18] Esther Mengelkamp et al. «Trading on local energy markets: A comparison of market designs and bidding strategies». Em: *2017 14th international conference on the European energy market (EEM)*. IEEE. 2017, pp. 1–6.

[19] Sho Cremers et al. «Efficient methods for approximating the Shapley value for asset sharing in energy communities». Em: *Applied Energy* 331 (2023), p. 120328.

[20] Illia Diahovchenko e Lubov Petrichenko. «Assessment of energy losses in power distribution systems with individual prosumers and energy communities». Em: *The Journal of Engineering* 2023.3 (2023), e12243.

[21] Samuel Borroy Vicente et al. «Assessment of the technical impacts of electric vehicle penetration in distribution networks: A focus on system management strategies integrating sustainable local energy communities». Em: *Sustainability* 16.15 (2024), p. 6464.

[22] E-Redes. *Postos de Transformação de Distribuição [Dataset]*. https://e-redes.opendatasoft.com/explore/dataset/postos-transformacao-distribuicao/table/. Open Data Portal. Accessed: 25-Feb-2026. 2024.