



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Luciano Guvulo Adelino Jai

**VEÍCULOS ELÉTRICOS COMO SOLUÇÕES DE
FLEXIBILIDADE EM COMUNIDADES DE
ENERGIA RENOVÁVEL**

**Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia,
orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, e
pela Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares e apresentada ao
Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da
Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.**

Outubro de 2021

Faculdade de Ciências e Tecnologia
da Universidade de Coimbra

VEÍCULOS ELÉTRICOS COMO SOLUÇÕES DE FLEXIBILIDADE EM COMUNIDADES DE ENERGIA RENOVÁVEL

Luciano Guvulo Adelino Jai

Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, e pela Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra.

JÚRI:

Professor Doutor Jaime Baptista dos Santos (presidente)

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura (orientador)

Professor Doutor Luís Miguel Pires Neves (vogal)

Outubro de 2021

1 2  9 0

UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Agradecimentos

O presente trabalho encerra uma grande etapa da minha vida até então. Pois, mais do que um simples percurso académico, foi para mim mais uma peregrinação. No entanto, em torno disto, surgiram pessoas no meu caminho, que para mim posso considerar “bons samaritanos” e que me apoiaram de várias formas para continuar.

Gostaria, em primeiro lugar, de expressar os meus profundos agradecimentos aos meus orientadores, Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e à Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares, que, além das suas exímias capacidades de transmissão de conhecimentos e de metodologias de trabalho, por terem sido incansáveis a todos os níveis e, por me terem dado esta oportunidade. Agradeço profundamente toda a motivação, compreensão, paciência e disponibilidade que tiveram comigo. A realização desta dissertação só foi possível graças à vossa constante orientação.

Aos meus pais, irmãos e restantes familiares, que embora estejam distantes e pelos momentos difíceis que têm atravessado, sempre me apoiaram.

Um especial agradecimento à Sara, pelo amor, partilha, companheirismo, e alegria com que sempre me brindou, contribuindo para chegar ao fim deste percurso.

Aos meus amigos e colegas de curso, de todos os cantos do mundo e aos que surgiram no decorrer dos últimos anos, que me apoiaram e encorajaram na finalização desta etapa, pela amizade, convívios, pela oportunidade de crescimento profissional e pessoal, em particular ao Valdemar, Fidel, Raul, Lucélio, Balduíno Mateus e ao Tavares.

Agradeço também ao corpo docentes do DEEC, da Universidade de Coimbra, por todo o conhecimento que adquiri nestes anos.

E por fim, agradeço a Deus por tudo que me proporciona, a minha fé foi a minha maior força e luz nos momentos mais escuros. Abordo a minha fé e, deixo aqui a minha homenagem aos meus entes queridos que não conseguiram me acompanhar até ao fim deste percurso, em vossa memória vos relembro com todo o carinho.

Resumo

A necessidade de reduzir o consumo de energia gerada com recurso a combustíveis fósseis e as emissões associadas aos gases com efeito de estufa leva a uma necessidade crescente do uso de geração renovável. Tal acontece tanto em larga escala, como em edifícios e requer novas ferramentas para se conseguir um elevado ajuste entre a procura de energia e a geração renovável. Simultaneamente, os transportes são responsáveis por elevados consumos de combustíveis fósseis e de emissões, pelo que a utilização de Veículos Elétricos (VEs) é uma opção eficaz para evitar emissões diretas causados pelo seu uso nas áreas urbanas, promover a qualidade do ar e a saúde pública e reduzir o seu impacto ambiental global, especialmente no caso dos veículos serem alimentados por geração de origem renovável.

A presente dissertação, visa o estudo dos VEs como soluções de flexibilidade em comunidades de energia renovável, constituídas por grandes edifícios comerciais e públicos com parques de estacionamento. Os VEs nestes edifícios têm um potencial elevado para proporcionar flexibilidade energética através do controlo da carga de VEs e injeção de parte da energia armazenada no edifício, com uso das tecnologias “Building-to-Vehicle” (B2V) e “Vehicle-to-Building” (V2B), assim como para assegurar benefícios económicos para os edifícios e proprietários de VEs.

Neste estudo, propôs-se uma formulação para agregar e gerir a partilha de excesso de geração entre edifícios, de modo a minimizar os custos de energia e garantir um aumento no autoconsumo da geração renovável ao nível de cada edifício e da comunidade, com auxílio da flexibilidade introduzida pelos VEs. Para isto, simularam-se três casos distintos, tendo o primeiro como base usado seis VEs por edifício e, o segundo caso com mesmo número de VEs, mas com tempo de estacionamento reduzido e por último, variando os números de VEs até 12. Estes casos foram analisados considerando três cenários, nomeadamente o cenário base (sem VEs), individual (com VEs) e em comunidade (VEs e a comunidade).

Os resultados permitiram concluir que o uso das tecnologias B2V e V2B, além de serem opções futuras para compensar os excessos de geração renovável e os déficits de energia em edifícios, têm um maior impacto quando são geridas em comunidades de energias renováveis, assegurando assim, a redução dos custos de eletricidade tanto para os edifícios ou da comunidade, bem como a redução da ponta e injeção de energia para rede. Concluiu-se também sobre a importância da flexibilidade de carregamento associada a um maior tempo de estacionamento e uma maior quantidade de veículos para aumentar os impactos técnicos e económicos alcançados.

Palavras-Chave: Comunidades de Energia Renovável, Veículo Elétrico, Building-to-Vehicle (B2V), Vehicle-to-Building (V2B), Flexibilidade de Energia.

Abstract

The need to reduce the consumption of energy generated from fossil fuels and the associated greenhouse gases leads to an increasing need for the discovery and implementation of renewable energy sources. This happens both on small (such as buildings) and large scales (industrial facilities). This quest requires new tools to achieve the balance between electricity demand and renewable energy generation. Simultaneously, the transportation sector is responsible for a large consumption of fossil fuels and emission of greenhouse gases. The use of electric vehicles (EVs) is therefore an efficient option for the reduction of direct emission caused by the use of fossil fuel-powered vehicles in urban areas, as well as to promote air quality and public health, and reduce their global environmental impact in the event these EVs are powered by renewable energy sources.

The objective of this thesis is to study EVs as solutions of energy flexibility in renewable energy communities, constituted by large commercial and public buildings with parking lots. The EVs in these buildings have a high potential to provide energy flexibility by controlling the EV charging and injecting part of the stored energy in the building, using the “Building-to-Vehicle” (B2V) and “Vehicle-to-Building” (V2B) systems, as well as to ensure economic benefits for buildings and EV owners.

In this study, a formulation was proposed to aggregate and manage the sharing of renewable generation surplus between buildings, in order to minimize energy costs and to ensure an increase in the self-consumption of renewable generation at the building and at the community level, using as a resource the flexibility introduced by EVs. Three different cases were simulated. The first case is the baseline and considered six EVs by building. The second case has the same number of EVs, but with reduced parking period, and in the third case the number of EVs varied up to 12. These cases were assessed considering three scenarios: the baseline (without EVs), individual (with EVs) and community (EVs and community) scenarios.

The results allow concluding that the use of B2V and V2B technologies, in addition to being future options to compensate for renewable generation surplus and deficits in buildings, have a greater impact when managed in renewable energy communities, thus ensuring the reduction of electricity costs for both buildings or the community, as well as reduction of peak load and energy injected into the grid. It was also concluded the role of charging flexibility that is associated with a longer parking period and a greater number of vehicles to increase the achieved technical and economic impacts.

Keywords: Renewable Energy Communities, Electric Vehicle, Building-to-Vehicle (B2V), Vehicle-to-Building (V2B), Energy Flexibility.

Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo	iii
Abstract	v
Índice	vii
Índice de Figuras.....	x
Lista de Tabelas	xii
Índice de Acrónimos	xiv
Nomenclatura.....	xvi
1. Introdução	1
1.1. Enquadramento e Motivação	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura.....	3
2. Veículos Elétricos e Gestão de Carregamentos.....	5
2.1. Veículos Elétricos	5
2.2. Gestão de Carregamento em edifícios	9
2.2.1. G2V e V2G	9
2.2.2. B2V e V2B	10
2.3. Comunidades de energia renovável	12
2.4. Otimização de flexibilidade em comunidades.....	16
3. Otimização de B2V e V2B em comunidades	20
3.1. Possíveis Objetivos e Restrições	20
3.2. Formulação do Problema.....	22
3.2.1. Sinais de preços.....	22
3.2.2. Função Objetivo.....	24
3.2.3. Restrições	26
4. Caso de Estudo	29
4.1. Obtenção de dados da comunidade (edifícios)	29

4.2.	Obtenção de dados dos VEs.....	31
5.	Avaliação de impacto técnico e económico	33
5.1.	Tarifas da Comunidade.....	33
5.2.	Caso de Estudo Base	34
5.3.	Redução da Flexibilidade	41
5.4.	Variação do Número de Veículos	44
6.	Conclusões e Trabalho Futuro	48
6.1.	Conclusão.....	48
6.2.	Trabalhos futuros	50
	Referências Bibliográficas	51
	Anexos.....	59
	Anexo A - Tarifas.....	59
	Anexos 2 - Procura	63
	Anexos 3 – VEs	68
	Anexos 4 – Ponta e injeção para rede em cada edifício.....	69
	Anexos 5 – Código em Python.....	71

Índice de Figuras

Figura 1 - Arquitetura de diferentes tipos de veículo elétricos [18] : a) HEVs, b) PHEVs, c) BEVs.	6
Figura 2 - Evolução do stock global de VEs, em milhares de unidades, entre 2010 e 2020 [20].	7
Figura 3 - Custo das baterias de íões de lítio, por kWh, entre 2010 e 2030 [30].	8
Figura 4 - Esquema ilustrativo do fluxo bidirecional de energia num sistema típico B2V e V2B [36].	11
Figura 5 – Esquema ilustrativo de Comunidades de energia renováveis [52].	13
Figura 6 – Variação do consumo líquido nos quatro edifícios considerados.	30
Figura 7 – Variação das tarifas de exportação e importação, para rede.	30
Figura 8 - Variação das tarifas de Carga e Descargas dos VEs.	32
Figura 9 - Variação das tarifas de exportação e importação, para a comunidade.	33
Figura 10 - Variação das tarifas C_{IG} , C_{IC} , C_D e C_{EG} , C_{EC} , C_C	34
Figura 11 - Carga líquida para o edifício 1 com gestão individual e em comunidade.	35
Figura 12 - Carga líquida para o edifício 2 com gestão individual e em comunidade.	35
Figura 13 - Carga líquida para o edifício 3 com gestão individual e em comunidade.	36
Figura 14 - Carga líquida para o edifício 4 com gestão individual e em comunidade.	36
Figura 15 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 1.	38
Figura 16 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 2.	39
Figura 17 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 3.	39
Figura 18 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 4.	39
Figura 19 - Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade	40
Figura 20 - Carga líquida para os 4 edifícios com gestão individual e em comunidade.	42
Figura 21 - Custos totais dos edifícios nos cenários base, individual e comunitário.	44
Figura 22 - Custos total de carga e descarga do VEs nos edifícios.	45
Figura 23 - Ponta em cada um dos cenários, para os 4 edifícios.	46
Figura 24 - Energia enviada para rede nos diferentes cenários, nos 4 edifícios.	47

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Requisitos de estacionamento.	31
Tabela 2 – Requisitos de estacionamento, com estacionamento reduzido a 25%.	32
Tabela 3 – Energia enviada para rede nos diferentes cenários.....	37
Tabela 4 – Ponta em cada um dos cenários.	38
Tabela 5 – Custos dos edifícios nos diferentes cenários.....	40
Tabela 6 – Resultados obtidos para os dois cenários.	41
Tabela 7 – Ponta em cada um dos cenários, para o caso 2.....	42
Tabela 8 – Energia enviada para rede nos diferentes cenários, para o caso 2.	43
Tabela 9 – Custos dos edifícios nos diferentes cenários , no caso 2.	43
Tabela 10 – Resultados obtidos para os dois cenários, no caso 2.....	44
Tabela 11 – Tarifas associadas a exportação/importação para rede, de carga/descarga, da utilização da rede e de estacionamento.	59
Tabela 12 – Carga líquida positiva/negativa no edifício, Rácio entre o excesso de geração e o déficit de geração e Tarifas associadas exportação/importação para comunidade e custo associado à potência contratada.	61
Tabela 13 – Procura líquida para os edifícios B1, B2.	63
Tabela 14 – Procura líquida para os edifícios B3 e B4.	66
Tabela 15 – Dados adicionais, associados aos VEs.....	68
Tabela 16 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B1.....	69
Tabela 17 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B2.....	70
Tabela 18 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B3.....	70
Tabela 19 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B4.....	71

Índice de Acrónimos

B2V – *Building-to Vehicle* (Edifício para o Veículo Elétrico)

BEV – *Battery Electric Vehicle* (Veículo Puramente Elétrico)

CAGR – *Compound Annual Growth Rate* (Taxa De Crescimento Anual Composta)

CER – Comunidades de Energia Renovável

CO – Monóxido de carbono

CO₂ – Dióxido de carbono

COVs – Compostos Orgânicos Voláteis

DR – *Demand Response* (Resposta da procura)

ER – Energia Renovável

FER – Fonte de Energia Renovável

G2V – *Grid-to-Vehicle* (Rede Elétrica para o Veículo Elétrico)

HEV – *Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Elétrico Híbrido)

NO_x – Óxidos de azoto

PHEV – *Plug-in Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Elétrico Híbrido Plug-in)

PV – *Photovoltaic* (Painéis Fotovoltaicos)

RED II – *Renewable Energy Directive II* (Diretiva sobre Energias Renováveis)

SO₂ – Dióxido de enxofre

SoC – *State of Charge* (Estado de Carga)

UE – União Europeia

V2B – *Vehicle-to-Building* (Veículo Elétrico para o Edifício)

V2G – *Vehicle-to-Grid* (Veículo Elétrico para a Rede Elétrica)

VEs – Veículos Elétricos

Nomenclatura

- $\eta_{VE,n}^b$ - Eficiência de carregamento/descarregamento do VE n , no edifício b (%).
- $C_C(t)$ - Tarifa para carga do VE no instante t (€/kWh).
- $C_{CD,VE}^b(n)$ - Custo total de carga e descarga do VE n estacionado no edifício b (€).
- $C_D(t)$ - Tarifa para descarga do VE no instante t (€/kWh).
- $C_{EC}(t)$ - Tarifa para energia exportada para comunidade no instante t (€/kWh).
- $C_{EG}(t)$ - Tarifa para energia exportada para a rede no instante t (€/kWh).
- $C_E^b(t)$ - Custo da eletricidade do edifício b no instante t (€).
- C_F - Recompensa pela flexibilidade de carregamento de VE (€/kWh).
- $C_G(t)$ - Tarifa para utilização da rede entre edifícios (€/kWh).
- $C_{IC}(t)$ - Tarifa para energia importada da comunidade no instante t (€/kWh).
- $C_{IC}^{max}(t)$ - Tarifa máxima para energia importada da comunidade no instante t (€/kWh).
- $C_{IC}^{min}(t)$ - Tarifa mínima para energia importada da comunidade no instante t (€/kWh).
- $C_{IG}(t)$ - Tarifa para energia importada da rede no instante t (€/kWh).
- C_P - Tarifa de base para estacionamento de VEs (€/kWh).
- $C_P^b(t)$ - Custo associado a potência contratada do edifício b no instante t (€/kW.dia).
- $E_{To,n}^{b-}(t)$ - Energia total de descarga do VE n no edifício b (kWh).
- $E_{To,n}^{b+}(t)$ - Energia total de carga do VE n no edifício b (kWh).
- $E_{VE,n}^b(t)$ - Capacidade total do VE n no edifício b (kWh).
- $L^{b-}(t)$ - Carga elétrica líquida negativa no edifício b no instante t (kW).
- $L^{b+}(t)$ - Carga elétrica líquida positiva no edifício b no instante t (kW).
- $P^{\pm}(t)$ - Rácio entre o excesso de geração e o déficit de geração no instante t (%).
- $P_C(t)$ - Procura líquida total na comunidade (kW)
- $P_C^{b-}(t)$ - Importação de fluxo de potência no instante t entre o edifício b e a comunidade c (kW).
- $P_C^{b+}(t)$ - Exportação de fluxo de potência no instante t entre o edifício b e a comunidade c (kW).
- $P_C^{max}(t)$ - Procura líquida máxima na comunidade (kW).
- $P_C^{min}(t)$ - Procura líquida mínima na comunidade (kW).

P_{Con}^b - Potência contratada do edifício b.

$P_{VE,n}^{b-}(t)$ - Potência de descarregamento do VE n no edifício b no instante t (kW).

$P_{VE,n}^{b+}(t)$ - Potência de carregamento do VE n no edifício b no instante t (kW).

$P_{VE,n}^{b+max,u}(t)$ - Potência máxima de carga do VE n no edifício b no instante t, definida pelo utilizador (kW).

$P_{VE,n}^{b-max,u}(t)$ - Potência máxima de descarga do VE n no edifício b no instante t, definida pelo utilizador (kW).

$S_{VE,n}^{b,max,u}(t)$ - Estado máximo de carga do VE n no edifício b (%), definido pelo utilizador.

$S_{VE,n}^{b,max}(t)$ - Estado máximo de carga do VE n no edifício b (%).

$S_{VE,n}^{b,min,u}(t)$ - Estado mínimo de carga do VE n no edifício b (%), definido pelo utilizador.

$S_{VE,n}^b(T_{VE,n}^f)$ - Estado de carga para o final do período de estacionamento definido pelo utilizador do VE.

$S_{VE,n}^b(t)$ - Estado de carga do VE n no edifício b (%).

$T_{VE,n}^f$ - O período de tempo que corresponde no final do período de estacionamento do VE.

$X_{VE,n}$ - Variável de controlo sobre a disponibilidade do VE n no edifício b.

$t_{P,n}^b$ - Período total de estacionamento de VE n no edifício b (h).

Δt - intervalo de tempo (h).

1. Introdução

No presente capítulo são apresentados o enquadramento e motivação, os objetivos e a estrutura desta dissertação.

1.1. Enquadramento e Motivação

Pode-se dizer que a energia é a moeda transmutável da tecnologia, pois, sem energia, toda a estrutura da sociedade se desintegraria e, o efeito de um corte no fornecimento de eletricidade em uma cidade mostra a dependência que existe em relação a essa forma de energia. Os problemas com o fornecimento e uso de energia estão relacionados não somente ao consumo de combustíveis fósseis, mas também com as emissões que lhe estão associadas. Estas emissões (como NO_x, CO, SO₂, VOCs e partículas) são preocupantes devido ao impacto na qualidade do ar, que em grandes áreas urbanas prejudica gravemente a saúde das pessoas, sendo um dos principais fatores que afetam a esperança de vida [1]. Além desses impactos ambientais locais e regionais, o uso de combustíveis fósseis nos transportes também liberta uma grande quantidade de dióxido de carbono (CO₂), o que é motivo de grande preocupação pela sua contribuição para as mudanças climáticas [2]. Assim, o desenvolvimento do transporte sustentável parece ser uma condição fundamental para promover a melhoria da qualidade de vida de uma população crescente em todo o mundo [3], uma vez que o setor de transporte é um dos principais contribuintes das emissões de CO₂. Neste contexto, os Veículos Elétricos (VEs) estão-se a tornar cada vez mais relevantes no futuro do sistema de transporte [2], [4].

Em Locais com geração de Energia Renovável (CER), o desequilíbrio entre a produção local renovável, por exemplo, a energia solar fotovoltaica (PV) e a procura de eletricidade nos edifícios requer recursos energéticos flexíveis. Devido à crescente integração das Energias Renováveis (ERs), os programas de resposta da procura (demand response - DR), que visam também em incluir as alterações no consumo em resposta às

variações no preço da eletricidade, ou a incentivos aplicados em casos de quando a fiabilidade do sistema precisa de ser melhorada [5], apresentam potenciais benefícios para o desenvolvimento de redes inteligentes ao nível dos edifícios de modo a melhorar a eficiência económica e aumentar a segurança energética [6]. A ideia da resposta da procura é que os edifícios possam participar ativamente na mudança do padrão normal do uso de eletricidade, reduzindo os custos de eletricidade com uma gestão adequada [7]. A inclusão da resposta da procura e armazenamento distribuído, pode ser feito por intermédio dos VEs [8], uma vez que os VEs têm o potencial de fornecer os requisitos de flexibilidade necessários para a integração da geração distribuída em edifícios, ajustando o período de carregamento utilizando o sistema de “Building-to-Vehicle” (B2V), ou injetando no edifício parte da energia armazenada usando o sistema “Vehicle-to-Building” (V2B) [9]. Esses sistemas proporcionam impactos diferentes ao nível dos benefícios técnicos e económicos, tanto para os edifícios como para os VEs. Se por um lado com o sistema V2B é possível ter um maior impacto na integração de ERs, por outro também existe uma maior degradação das baterias dos VEs, com o intrínseco impacto negativo a nível económico que não existe com o sistema B2V. Mas isto, é minimizado quando a carga e descarga é feita dentro do SoC compreendido entre 20% à 80%, [10]. Portanto, será importante uma otimização agregada de recursos, utilizando recursos de flexibilidade presentes em cada edifício, e uma avaliação dos impactos a nível técnico e económico que os sistemas B2V e V2B podem ter.

1.2. Objetivos

A necessidade de reduzir o consumo de energia e as emissões mundiais de gases com efeito de estufa tem encorajado a implementação de soluções de eficiência energética e de tecnologias baseadas em FER, que desempenham um papel crucial para a descarbonização da economia global. Neste contexto, é claramente reconhecido que um grande esforço deve ser dedicado à reabilitação das cidades através dos sectores dos edifícios e dos transportes, uma vez que ambos são responsáveis pela maior parte do consumo total de energia e das emissões. A este respeito, a utilização de VEs é uma medida eficaz para obter zero emissões diretas nas comunidades e trazer grandes

benefícios aos utilizadores finais, para promover a qualidade do ar e a saúde pública e para reduzir o seu impacto ambiental global, se forem alimentados por FER, usando assim as tecnologias B2V/V2B.

Em alguns regimes jurídicos aplicáveis ao autoconsumo de ER, como por exemplo, em Portugal, prevê-se a possibilidade de contratos bilaterais entre consumidores e o estabelecimento de comunidades de energia renovável, com o objetivo de partilhar excessos de geração renovável em cada instalação. A escassez de sistemas de armazenamento de energia elétrica necessários para assegurar o ajuste entre a produção de ERs intermitentes e deslocar a procura de eletricidade para fora do pico, bem como, para oferecer uma fonte pronta de energia de emergência e serviços de resposta da procura, poderia ser parcialmente resolvida utilizando VEs devido à sua capacidade para fornecer flexibilidade às CERs. Os sistemas de ERs são uma oportunidade para melhorar a eletrificação do transporte, sendo que, alimentar os VEs com eletricidade fornecida por elas, é eficiente e satisfatório.

Para a dissertação, o objetivo primordial é a otimização agregada de recursos em comunidades, utilizando os recursos de flexibilidade presentes em cada edifício, geridos através do sistema B2V e V2B. Esta otimização deve assegurar o ajuste entre o consumo e a oferta de geração renovável na comunidade, assim como a minimização dos custos com base na implementação dos algoritmos desenvolvidos e assegurar benefícios técnicos e económicos para os diversos edifícios que constituem a comunidade. A comunidade em questão é constituída por grandes edifícios com parques de estacionamento para VEs.

1.3. Estrutura

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 capítulos. O Capítulo 1 é destinado à introdução da dissertação, onde é apresentada o enquadramento e motivação e os objetivos.

O Capítulo 2, é dedicado ao estado de arte dos VEs e gestão de carregamento em edifícios. Neste capítulo são abordados diversos conceitos teóricos cruciais e relevantes, como os conceitos de VEs, as características relativas aos VEs e das suas respetivas

baterias, assim como uma abordagem de gestão de carregamentos, onde será feito a sua definição, bem como a apresentação dos conceitos de B2V e V2B, comunidades de energia renovável e por fim, otimização de flexibilidade em comunidades.

O Capítulo 3 é dedicado à otimização de B2V e V2B em comunidades, onde é feita a abordagem teórica para a implementação do algoritmo desenvolvido.

O Capítulo 4 é dedicado ao caso de estudo em uma comunidade constituída por grandes edifícios com parques de estacionamento para veículos elétricos (VEs), sendo estes geridos através do sistema B2V e V2B. Neste capítulo é também indicada a forma de obtenção de dados de VEs e edifícios.

O capítulo 5 é destinado à avaliação dos impactos técnicos e económicos, para o os edifícios e para os utilizadores de VEs.

Finalmente, o capítulo 6 culmina com as conclusões obtidas e sugestões para trabalhos futuros.

2. Veículos Elétricos e Gestão de Carregamentos

A adoção do sistema de propulsão elétrica nos automóveis não só reduz as emissões de gases com efeito de estufa e outros poluentes atmosféricos, como também melhora a qualidade de condução, a segurança dos veículos e a eficiência energética. No entanto, para alcançar um maior desempenho económico e sustentabilidade ambiental, é necessário um sistema de gestão de energia eficiente que possa coordenar de forma ótima a produção, consumo e armazenamento de energia através dos recursos disponíveis [4], [11].

2.1. Veículos Elétricos

O termo "VE" refere-se a qualquer veículo que seja alimentado, parcial ou totalmente, por uma bateria e que possa ser diretamente ligada à rede elétrica. A mudança para a mobilidade elétrica oferece muitas oportunidades não apenas para resolver os impactos negativos externos associados aos motores de combustão interna, sem restringir o papel vital dos veículos, mas também para os fabricantes de automóveis através da modernização tecnológica [12]. Essas oportunidades são necessárias para inovações de mercado de automóveis, empresas de energia e prestadores de serviços que podem se beneficiar com a mudança [13]. Os VEs permitem a eletrificação dos transportes e podem ser vistos como um recurso energético distribuído [14].

Em comparação com outras tecnologias, os motores elétricos têm uma eficiência muito mais elevada (podem alcançar 85-95%), requisitos de manutenção muito baixos e nenhuma emissão local [2] durante a sua condução, em relação aos veículos convencionais. Existem vários tipos de VEs (Figura 1) com uma gama de tecnologias variadas [14]. Com base no seu design, podem ser classificados, como [15]:

- Veículos Elétricos Híbridos (HEVs) (Figura 1a): têm duas ou mais fontes de energia, sendo os mais comuns movidos por um motor elétrico e um motor de combustão interna [15]. Há um grande número de variações possíveis de HEVs, mas tradicionalmente, existem duas categorias básicas de HEV: o híbrido de série e o híbrido paralelo[16];

- Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (PHEVs) (Figura 1b), em série ou paralelo: possuem uma pequena bateria que fornece um alcance, normalmente entre 30 e 80 km, [15]. Os PHEVs são uma evolução dos HEVs e podem ser ligados à rede para carregar as baterias, aumentando a eficiência [13];
- Veículos Puramente Elétricos (BEVs): alimentados apenas por motor elétrico e com bateria maior [15], proporcionando autonomia de até 652 km [17].

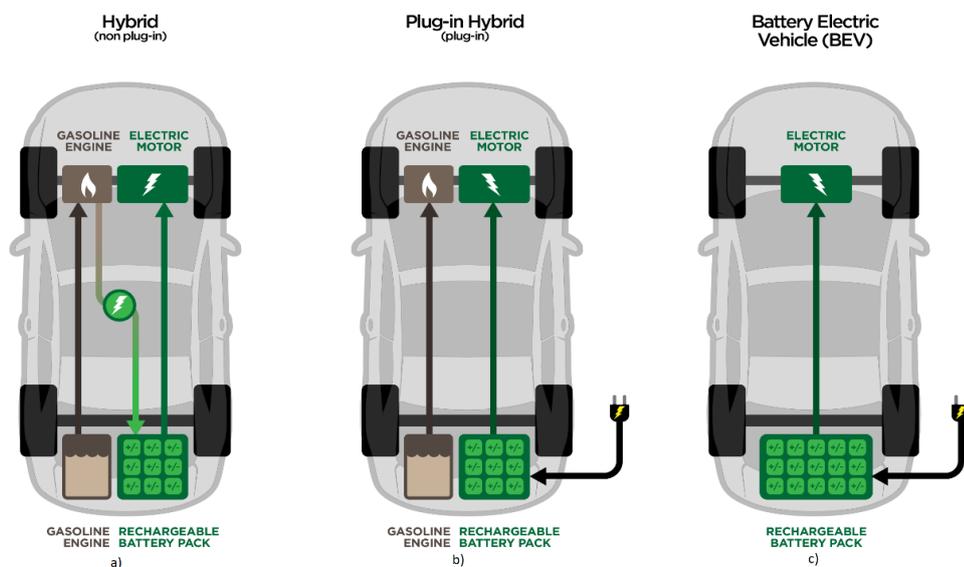


Figura 1 - Arquitetura de diferentes tipos de veículo elétricos [18] : a) HEVs, b) PHEVs, c) BEVs.

Além dos requisitos de manutenção serem baixos e sem nenhuma emissão local [2] durante a sua condução, os VEs têm como vantagens o menor custo do combustível, baixa poluição sonora, incentivos e benefícios fiscais em alguns países. O custo inicial dos VEs é mais elevado, mas tem vindo a diminuir de forma acentuada. Assim, o stock global de VEs tem crescido cada vez mais e espera-se alcançar cerca de 26.9 milhões de unidades até 2030 [19], enquanto que em 2019 havia 7,2 milhões [20] (Figura 2), apesar do desacelerar do crescimento em 2020 [21].

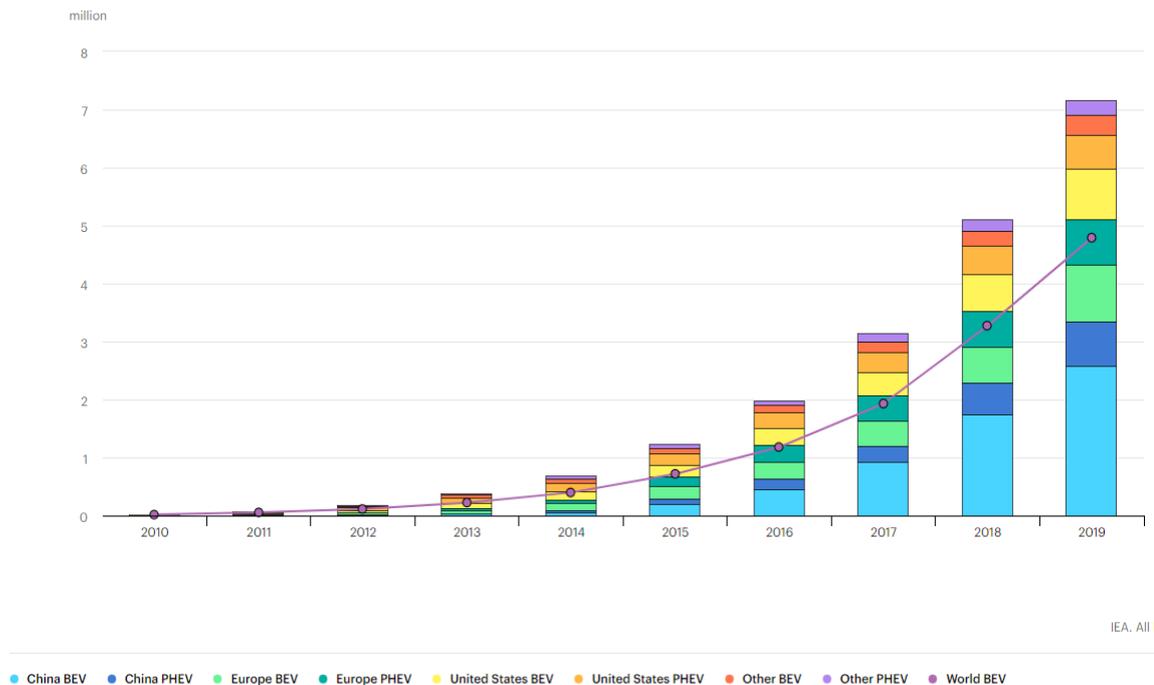


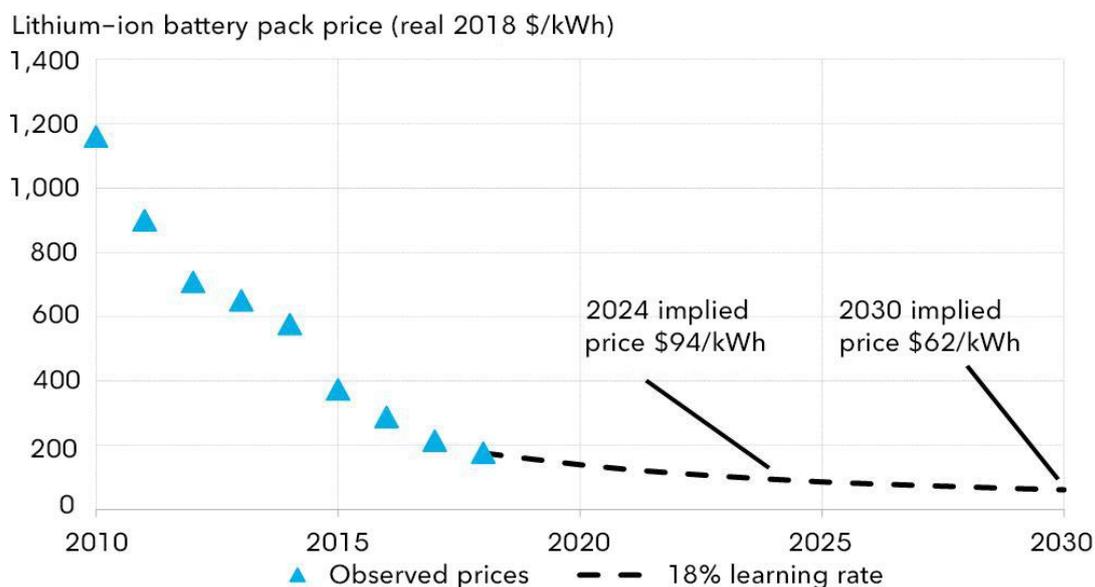
Figura 2 - Evolução do stock global de VE's, em milhares de unidades, entre 2010 e 2020 [20].

Os VE's têm sido amplamente utilizados devido aos seus significativos benefícios energéticos e ambientais e têm demonstrado ser uma boa alternativa aos veículos convencionais. Segundo [22] previa-se que mais de 11 milhões de baterias elétricas seriam vendidas até 2020, o que não chegou a verificar-se devido ao impacto significativo da COVID-19 [20], [23], uma vez que mais de metade das unidades de fabrico de baterias estão na China. Os principais fabricantes de baterias para VE's, como a LG Chem e a Panasonic, que têm fábricas de baterias na China, foram fortemente afetados no primeiro semestre de 2020 [24]. Entretanto, estima-se que o mercado global de baterias para VE's deverá crescer a uma taxa de crescimento anual composta (*Compound Annual Growth Rate - CAGR*) de 25,3% de 27,3 mil milhões de USD em 2021 para 67,2 mil milhões de USD em 2025 em valor e de 3.071 mil unidades em 2021 para 9.431 mil unidades em 2025 a uma CAGR de 32,4% em volume [23].

É importante referir que, devido às diferenças nas características tecnológicas das baterias, apenas as de lítio e níquel são usadas para VE's [25], [26]. A fim de satisfazer o desempenho e segurança dos VE's, as baterias são substituídas quando a capacidade atinge 80% da sua capacidade, mas podem ainda ser utilizadas para outras aplicações, de modo a tirar o melhor proveito [27], tais como reutilização, reconstrução da bateria com as especificações do produto original fabricado, reequipamento e reciclagem. As baterias

têm então benefícios técnicos consideráveis, em armazenamento de energia, na redução do volume de resíduos, redução das importações de matérias-primas e no impulso ao crescimento económico [28]. É importante também referir que os preços dos módulos de baterias para veículos elétricos têm vindo a baixar mais rapidamente do que o esperado [22],[29], juntamente com o aumento da capacidade das próprias baterias. Com base nas observações e nas previsões da procura de baterias, espera-se que o preço médio de uma bateria seja de cerca de \$94/kWh até 2024 e \$62/kWh até 2030 [30] (Figura 3).

Lithium-ion battery price outlook



Source: BloombergNEF

Figura 3 - Custo das baterias de íões de lítio, por kWh, entre 2010 e 2030 [30].

A energia fotovoltaica (PV), como energia renovável descentralizada, pode ser produzida em qualquer lugar, incluindo em áreas urbanas para aplicações em VEs. Assim, a integração direta do PV com a infraestrutura de carregamentos de VEs é uma forma possível de assegurar efetivamente a redução das emissões de VE e reduzir a dependência da rede elétrica [31]. Por um lado, a intermitência da geração de fotovoltaica, que não sendo despachável leva por vezes a produção de energia elétrica em excesso face à que seria necessária para o consumo, pode ser aliviada pela integração do sistema de armazenamento de energia e de VEs. A geração PV permite também a redução da dependência da rede de energia, uma vez que permite aproveitar a energia renovável produzida em edifícios e parques de estacionamento para o carregamento dos VEs [32].

2.2. Gestão de Carregamento em edifícios

Cerca de 40% da energia total de utilização final é consumida no sector dos edifícios [33]. A crescente penetração de fontes de energia renováveis (FERs) intermitentes e não despacháveis, na rede e nos edifícios, conduzirá gradualmente a uma maior dificuldade no equilíbrio entre a oferta e a procura [34]. Uma vez que o setor dos transportes com VEs é cada vez mais um importante consumidor de eletricidade [2], [35], as interações energéticas entre edifícios podem atenuar a dependência da rede [36]. Em resposta à promoção da flexibilidade para a gestão de energia em edifícios, os VEs podem tornar-se promissoras fontes de flexibilidade com funções tanto de armazenamento de energia como de mobilidade [37], de modo a maximizar o uso de ERs que adicionalmente, permitem implementar serviços de sistema, tais como o nivelamento de cargas e regulação ou reservas girantes.

Em algumas situações, o proprietário de um edifício pode pretender usar a capacidade de fluxo bidirecional de energia, para fornecer energia, compensar ou complementar o fornecimento da rede elétrica do edifício ou ainda, para atuar como um agente do mercado e vender a energia armazenada e a capacidade de energia ao operador da rede elétrica. Neste sentido, o fluxo de energia dos VEs com os edifícios ou a rede é semelhante aos sistemas fotovoltaicos (PV), embora, evidentemente, este último não tenha capacidade bidirecional [38]. Nesse caso, há que ter em conta que, se o carregamento não for controlado, pode levar a vários problemas, pois com mais carga nas horas de ponta pode haver uma sobrecarga no edifício, que pode refletir-se na rede, o que aumentará as perdas e pode reduzir a vida útil de certos equipamentos [39].

Sendo que, na grande maioria do tempo os VEs estão parados, há um grande potencial para gerir as horas de carga e descarga e daí a importância dos conceitos Grid-to-Vehicle (G2V) e Vehicle-to-Grid (V2G).

2.2.1. G2V e V2G

O setor dos transportes com veículos elétricos (VEs) é cada vez mais um importante consumidor de eletricidade, e à medida que as frotas aumentam, os VEs

podem ser utilizados como cargas controláveis [9], carregando em períodos de elevada geração renovável ou de preços baixos, utilizando o sistema Grid-to-Vehicle (G2V). Este carregamento pode ser feito nas tomadas de casa (mais demorado), num posto público de carregamento lento ou de carregamento rápido. Adicionalmente, com tecnologia adequada, para além de absorver energia da rede, os VEs também podem utilizar a sua capacidade de armazenamento para injetar energia na rede, com o objetivo de assegurar o equilíbrio entre a geração e a procura, utilizando assim o sistema Vehicle-to-Grid (V2G) [35]. Além dos efeitos positivos que trazem para a redução das emissões dos gases de efeito estufas e diminuição de custos associado aos combustíveis, as tecnologias G2V e V2G, através da utilização das baterias dos VEs como uma forma de armazenamento de energia, têm como vantagem também o controlo da intermitência das ERs, conseguindo-se com estas, melhorar os índices de fiabilidade, de estabilidade e ainda a eficiência da rede elétrica [40]. Apesar dos grandes benefícios do ponto de vista dos edifícios e utilizadores de VEs, é necessário levar em consideração os aspetos como degradação da bateria dos VEs, uma vez que, os ciclos de cargas e descargas diminuem a capacidade da bateria rapidamente ou seja, aceleram a degradação das baterias, em comparação com a estratégia típica de carregamento [40].

2.2.2. B2V e V2B

A produção de energia limpa, a gestão otimizada do consumo de energia em edifícios e a descarbonização do setor dos transportes são áreas chave para a mitigação das alterações climáticas. A integração energética e as interações entre edifícios e veículos estão dependentes do tipo de edifício, veículo e sistema de energia renovável, bem como das condições climáticas locais [41]. Como os edifícios são as bases e o ponto final do sistema de entrega de energia elétrica, em edifícios com geração de ERs e com a disponibilidade de VEs, ao implementar uma unidade para controlar o fluxo de energia bidirecional, a interação B2V/V2B (Figura 4) pode ser realizada para reduzir a dependência da rede elétrica [42], [43]. Assim como nas tecnologias G2V e V2G, os VEs podem contribuir significativamente para proporcionar a tão necessária flexibilidade através da gestão do período de carregamentos em edifícios, utilizando o sistema B2V, ajustando o período de carregamento com base na disponibilidade de geração renovável no edifício

[44], armazenando assim o excessos de ERs e garantindo uma melhor eficiência. Adicionalmente, utilizando o sistema V2B, a energia armazenada nos VEs pode ser injetada no edifício para compensar períodos de baixa produção (por exemplo, devido à passagem de nuvens) ou reduzir a procura da rede em períodos de tarifas elevadas [45], para assegurar o equilíbrio entre a geração e a procura [9].

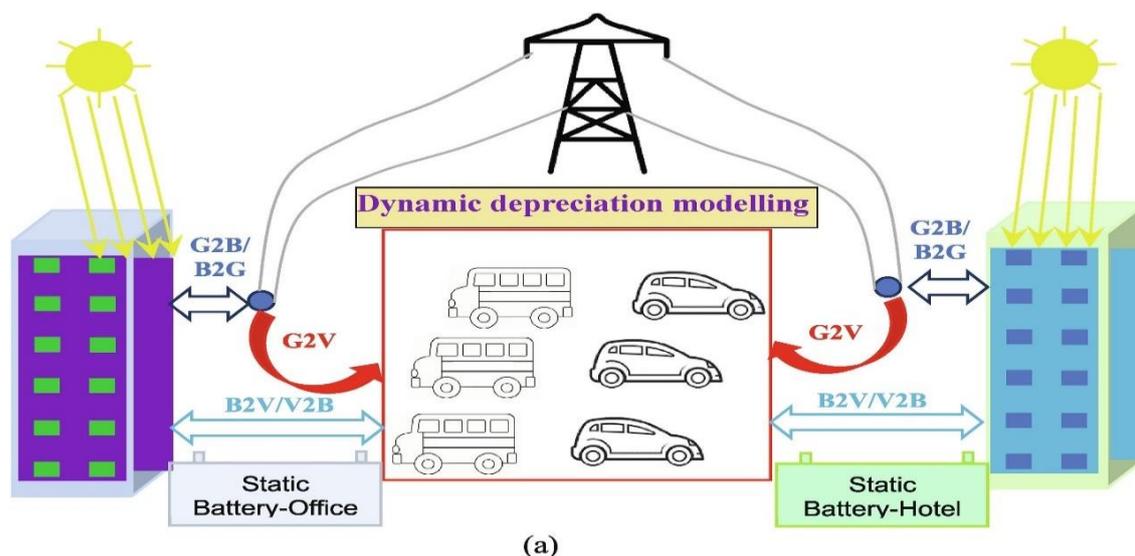


Figura 4 - Esquema ilustrativo do fluxo bidirecional de energia num sistema típico B2V e V2B [36].

As tecnologia G2V e V2G são mais ambiciosas e mais complexas de aplicar em grande escala, em relação ao B2V e V2B, pois exigem a coordenação entre entidades externas [25]. É importante observar que os benefícios para a utilização do carregamento bidirecional são diferentes para a funcionalidade V2G e V2B. No caso do V2B, a concessionária pode não estar diretamente envolvida no fluxo bidirecional de energia e o proprietário do edifício usa a capacidade bidirecional para reduzir a procura do edifício durante as horas de ponta [38], ou para compensar a variação da geração local no edifício. V2B é um conceito que é implementável hoje sendo muito mais simples do que o V2G, e pode ser viável a curto prazo, enquanto que o V2G só a médio prazo pode ter uma aceitação mais ampla [46].

Há um vasto conjunto de trabalhos que propõem metodologias para implementar estratégias V2B/B2V. Por exemplo, [47] considera um edifício de escritórios equipado com PV, armazenamento e VEs que visa minimizar os custos totais de energia e, [48] considera um edifício de escritórios com procura flexível e VEs com o objetivo de assegurar o nivelamento de carga. Em [49] estudou-se a partilha de energia entre um

edifício e uma estação de carregamentos de VEs, tendo-se considerado um edifício com geração local e armazenamento e VEs que são carregados diretamente com a energia localmente produzida, com os objetivos de minimizar os custos e as emissões de gases com efeito de estufa.

Para implementar as tecnologias B2V e V2B em casos em que os VEs pertencem à mesma entidade, não existe a necessidade de estabelecimento de uma relação económica entre o edifício e os proprietários de VEs, tal como o que ocorre em [47]. No caso dos VEs não pertencerem à mesma entidade, e dependendo da legislação do país, pode ou não haver estabelecimento de uma relação económica. Em [11] por exemplo, há relação económica e já em [9] e [34] não há relação económica, porque o regulamento não permite a comercialização de eletricidade entre edifícios e proprietários de VEs. Em [9], introduz-se uma prática para relacionar os valores da eletricidade e do estacionamento em edifícios comerciais e públicos. Esta prática gere as interações entre o edifício e o veículo no contexto da duração do tempo de estacionamento e serviços de valor acrescentado para os períodos de carga e descarga, tendo como objetivo a redução de custos e benefícios de autoconsumo da solução proposta para os proprietários de edifícios, num cenário em que não há transações financeiras entre edifícios e VEs em troca de carga e descarga.

2.3. Comunidades de energia renovável

Atualmente, a maioria das necessidades energéticas ainda são satisfeitas pelos combustíveis fósseis, que se estão a esgotar e que também são necessários para vários outros fins. O rápido esgotamento dos combustíveis fósseis, as condições ambientais associadas e a necessidade cada vez maior de energia está a abrir novas oportunidades para fontes de energia alternativas de modo a fornecer energia de uma forma sustentável e, com o progresso constante nas tecnologias de energias renováveis (ERs), tem aumentado a utilização de ERs [39]. As reduções significativas dos custos nas últimas décadas tornaram uma série de opções de energia renovável competitivas com os combustíveis fósseis para várias aplicações.

Uma comunidade de energias renovável (CER) pode ser vista como um sistema de ERs, cujo objetivo é permitir a troca de energia renovável entre edifícios (utilizando em outros edifícios os excessos de geração de energia) e também utilizar de forma agregada recursos de flexibilidade, aproveitando as formas de recursos de energia renovável disponíveis localmente, para fornecer uma variedade de energia e outras necessidades de uma área da forma mais eficiente, rentável e prática, trazendo assim grandes benefícios para o utilizador [50]. Numa CER (Figura 5), a procura de energia deve ser preferencialmente suprida no local, utilizando fontes renováveis e, os sistemas de armazenamento de energia e gestão de carga são fatores chave para alcançar o equilíbrio energético sendo também utilizados para estabilizar a produção flutuante e para suprir a procura quando não há produção ou esta é insuficiente [51].



Figura 5 – Esquema ilustrativo de Comunidades de energia renováveis [52]

Nas comunidades em que existe situação de elevada penetração de FERs sem instalações de armazenamento em massa e dependendo das condições meteorológicas, a produção de ER poderá exceder a procura, o que obrigaria o operador da rede a parar algumas centrais elétricas para manter o equilíbrio de energia. A capacidade total de produção instalada aumenta com a penetração de ERs, como instalações eólicas e painéis solares fotovoltaicos, devido à sua intermitência e menores fatores de capacidade.

Em geral, ao integrar os VEs nos edifícios, vários objetivos podem ser atingidos, nomeadamente:

- Redução do consumo de energia dos edifícios e dos transportes, bem como a redução dos desafios colocados pela crescente quota de energias renovável;
- Diminuição da importação/exportação de energia na rede elétrica;
- Acelerar o desenvolvimento de um novo paradigma de energia zero, promovendo ao mesmo tempo a utilização de FERs, a utilização generalizada de VEs e, gerindo de forma mais eficiente das estações de carregamento nas futuras comunidades;
- Programar o carregamento de uma frota de VEs de modo que grande parte da energia para carregamento seja fornecida a partir de FERs. Se as necessidades de carregamento dos VEs e dos consumos dos agregados familiares excederem a quantidade de eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis, a produção convencional tem de ser utilizada;
- Fornecer energia flexível para uso doméstico e transporte com estratégias inteligentes de carregamento VE e gestão flexível do lado da procura (DSM).

É preferível de uma perspetiva económica, utilizar primeiro a energia proveniente de fontes renováveis, uma vez que os seus custos variáveis são muito baixos, do que energia da rede [53], [54]. Mas para cumprir os objetivos descritos acima, é necessário e importante, cumprir com certas condições de modo a tirar o maior proveito, tanto do ponto de vista dos edifícios como dos utilizadores de VEs.

De forma a incentivar a inserção e crescimento de CERs, em Junho de 2018, a União Europeia (UE) acordou num quadro jurídico para o *prosumer* (produtor e consumidor) como parte da reformulação da Diretiva sobre Energias Renováveis (RED II - *Renewable Energy Directive II*), que entrou em vigor em Dezembro de 2018 [55]. Os 27 Estados-Membros da UE tiveram até Junho de 2021 para transpor a RED II para o direito nacional e a partir daí os consumidores, enquanto *prosumers*, passariam a ter o direito de consumir, armazenar ou vender ER gerada nas suas instalações, quer individualmente, i.e., famílias, pequenas e médias empresas não energéticas e coletivamente (Art. 21 RED II), ou como parte de CERs organizadas como entidades jurídicas independentes (Art. 22 RED II).

Até à data, muitos governos estabeleceram políticas ou objetivos para promover a utilização de VEs. Por exemplo, em Portugal, foi publicado em Diário da República o novo regime jurídico aplicável ao autoconsumo de ER, individual, coletivo ou por CERs (Decreto-Lei n.º 162/2019) que enquadra todos os direitos e deveres dos cidadãos e de entidades que pretendam investir em pequenas instalações. O decreto-lei vem permitir que os autoconsumidores (*prosumers*) se agrupem, podendo a mesma unidade de produção de energia ter vários autoconsumidores. Permite-se, igualmente que os autoconsumidores e demais participantes dos projetos de ER constituam entidades jurídicas (as Comunidades de Energia) para produção, consumo, partilha armazenamento e venda de ERs. Este decreto-lei pretende que Portugal atinja os objetivos de alcançar uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto em 2030, bem como reduzir o preço do consumo de eletricidade para aqueles que aderem ao autoconsumo [56]. Devido os recentes desenvolvimentos tecnológicos que conduzem a uma mudança radical das condições técnicas e económicas para o desenvolvimento do sistema elétrico [57], a lei também garante uma maior eficiência energética e ambiental, e assegura que as oportunidades de transição energética (por exemplo, os custos do sistema elétrico nacional) sejam partilhadas de forma justa e imparcial, tanto pelas empresas como pelos cidadãos interessados em participar, sem subsídios públicos [56].

Também, o governo sueco estabeleceu um objetivo de que 100% da energia nacional utilizada nas frotas de veículos deverá ser independente dos combustíveis fósseis até 2030 [58], sendo que, quando os VEs são carregados por energias renováveis, as suas operações são totalmente isentas de carbono e, portanto, os VEs podem contribuir substancialmente para a diminuição das emissões de gases com efeito de estufa.

Como se pode ver, as CERs são bases essenciais para o sucesso global da transição energética. Quando os consumidores adquirem uma propriedade em instalações de CERs podem tornar-se produtor e consumidor, gerando assim uma parte da energia que consomem, o que permite reduzir as suas despesas globais com a energia. Em [11], por exemplo, considerou-se vários edifícios comerciais e estações de carregamento de VEs com o objetivo de minimizar os custos energéticos no edifício e os custos de carregamento. De facto, nos últimos anos, à medida que a informação relacionada com a

rede, as novas tecnologias e materiais de gestão da rede têm aumentado, as chamadas redes inteligentes permitem uma melhor coordenação entre os elementos da produção, procura e distribuição. No seguimento deste desenvolvimento, a adequação da oferta à procura leva a grandes mudanças na infraestrutura energética, tal como um aumento da flexibilidade da rede para adequar a produção intermitente de ER à procura que varia com o tempo e um aumento das infraestruturas distribuídas.

Neste contexto, os veículos elétricos podem ser considerados simultaneamente como uma carga consumidora de energia e como um meio de armazenamento extra. Os VEs ao nível das comunidades são soluções eficazes para melhorar o desempenho energético e atenuar a dependência da rede [36] pois são promissoras fontes de flexibilidade com funções tanto de armazenamento de energia como de gestão da procura [37].

2.4. Otimização de flexibilidade em comunidades

A utilização adequada dos recursos energéticos emergentes, tais como o armazenamento de energia e a resposta da procura, podem proporcionar a flexibilidade necessária para o funcionamento fiável do sistema de energia. Os VEs podem contribuir significativamente para fornecer essa flexibilidade por meio da gestão do período de carregamento, usando o sistema B2V e ajustando assim o período de carga com base na disponibilidade de geração renovável do edifício e comunidades, de modo a adequar a procura e minimizar os custos de eletricidade [9], [44].

Ao gerir os carregamentos é importante ter em conta os objetivos que se pretende alcançar e os potenciais benefícios que os edifícios e comunidades podem proporcionar na perspetiva do proprietário de VEs, do edifício ou comunidade assim como o impacto do aproveitamento da flexibilidade dos VEs, como por exemplo no caso em que os VEs e edifícios não pertencem à mesma entidade.

Para o autoconsumo da geração renovável, no caso dos VEs pertencerem ou não à mesma entidade, se houverem contratos bilaterais entre edifícios ou estabelecimento de comunidades de energias renováveis, com o objetivo de comercializar o excesso da geração renovável, será necessário uma otimização agregada a nível comunitário para o

estabelecimento de uma comunidade de energias renováveis [42]. Pode ser considerado um agregador central para coordenar a quota do excesso de geração entre edifícios, utilizando VEs como recurso de flexibilidade, para assegurar a correspondência entre a geração e o consumo. Existem vários trabalhos relacionados com a gestão ao nível de comunidade usando VEs. Por exemplo [59], propôs um sistema baseado em *blockchain* para a energia, baseada em contratos para carregamento de VEs com maior segurança em comunidades inteligente, de modo a melhorar a eficácia e eficiência, devido a potenciais problemas de segurança e privacidade causados por mercados de energia.

Em [60], com a integração de VEs, foi considerada uma comunidade com o objetivo de investigar como o (des)carregamento dos VEs poderia ser coordenado de forma inteligente com a produção da geração renovável distribuída locais, para reduzir o pico de carga na rede elétrica, e com as suas estratégias propostas, também ajudar a reduzir a carga no transformador que liga a comunidade ao resto da rede e minimizar a necessidade de melhorar a capacidade do transformador. Em [61], foi proposto um mercado online onde os bairros próximos do centro da cidade serviriam como fornecedores de serviços e os VEs serviriam como consumidores. O mesmo propõe uma plataforma para carregar os VEs enquanto o proprietário do VE está a trabalhar, durante o dia. Como consequência os bairros próximos do centro da cidade (zona comercial) teriam um menor consumo de energia e, no caso destas casas estarem equipadas com PVs, as energias dos PVs podiam ser utilizadas para carregar os VEs. A mesma plataforma proposta, utiliza estes bairros com carregadores de VEs como potenciais lugares de estacionamento/carregamento para os consumidores que viajam de carro dos bairros que se situam longe do centro da cidade.

Em [62], os VEs foram integrados no sistema de gestão da procura, que considerou também as ERs em comunidade, definindo uma estratégia de equidade para partilhar a bateria de VEs com os vizinhos, absorver a geração de outros edifícios a fim de reduzir o custo de eletricidade total e suavizar o diagrama de cargas. Como resultado disso, o sistema de gestão da procura proposto não só satisfaz os requisitos do VEs e reduziu o custo para cada agregado familiar, mas também criou uma situação vantajosa para todos através do comércio de energia entre residências, com base na consideração tanto da equidade como da proteção da privacidade numa comunidade residencial. Já em [63], é proposta uma nova metodologia analítica para calcular os custos de energia de um VE

individual em diferentes redes comunitárias, classificando estatisticamente os VEs, de acordo com o seu tempo de carga, potência de carga, local de carga e duração da carga e, Ilustrou-se que a estratégia de carregamento ótima ao nível da comunidade pode reduzir em até 96% do custo de energia para o consumidor de eletricidade.

Em [64], é apresentado o modelo de ensaio de 4 edifícios residenciais com fontes de energia renováveis integradas. Supõe-se que cada casa possui 2 VEs, com 30 kWh de capacidade da bateria, e tem-se como objetivo minimizar a quantidade de geração convencional, ao mesmo tempo em que se garante a carga doméstica e os requisitos de mobilidade dos VEs. Constatou-se que a gestão da procura doméstica e a flexibilidade da carga de VEs podem melhorar significativamente o equilíbrio da geração intermitente e aumentar a utilização direta de fontes renováveis, diminuindo assim a necessidade de geração convencional.

Em [65], consideram-se dois edifícios comerciais e residenciais para a construção de resiliência energética contra catástrofes naturais que provocam uma falha de energia em diferentes horas do dia e com longas durações. Os edifícios são modelados com parques de estacionamento para os seus VEs e são consideradas opções de gestão de energia para lidar com tais interrupções, com o objetivo de minimizar o custo da energia e maximizar a resiliência energética em caso de catástrofes naturais. Os resultados demonstraram que as opções de gestão de energia podem praticamente minimizar o custo da energia e melhorar a resiliência energética na sequência de cortes de energia. Os VEs podem reduzir o custo da energia em cerca de 25% e fornecer as cargas durante até 7 horas de falta de energia.

Como se pode constatar, na gestão de energia de edifícios, a energia pode ser transferida entre os edifícios, a fim de tornar um sistema de gestão de energia mais eficiente. Uma otimização de flexibilidades em comunidade é uma configuração ideal para evitar problemas locais e ao mesmo tempo maximizar o potencial de DR a partir de recursos locais. Assim, esta opção está a atrair interesses crescentes, trazendo grandes benefícios, não só ambientais, mas também ao nível da comunidade em geral, tal como a minimização dos custos de eletricidade e do grau de insatisfação dos utilizadores finais que está associado à falta de planeamento integrado de recursos por parte das empresas de fornecimento de energia (o facto de negligenciar as medidas do lado da

procura/consumidores), e também grandes benefícios económicos que podem ser obtidos através da gestão dos recursos energéticos locais com auxílio dos VEs.

3. Otimização de B2V e V2B em comunidades

As tecnologias de armazenamento como por exemplo as baterias e os veículos elétricos, são adequadas para aumentar a eficiência do sistema de energia em edifícios e comunidades [41] e redução dos custos de investimento e manutenção. Este capítulo apresenta os objetivos e restrições a considerar na otimização da comunidade.

3.1. Possíveis Objetivos e Restrições

Um dos objetivos mais frequentes é minimizar os custos totais de energia na perspectiva da comunidade. Tal tem como benefícios económicos em larga escala a redução da fatura de energia elétrica, com impactos positivos para os edifícios da comunidade. Outro objetivo pode ser minimizar os custos do carregamento dos VEs, de forma a incentivar o carregamento de VEs, assegurando assim que nos edifícios há disponibilidade deste recurso de flexibilidade.

Do ponto de vista técnico um objetivo importante pode ser a minimização da ponta do consumo líquido de energia, o que pode também assegurar objetivos económicos, devido à possibilidade de reduzir a potência contratada e à redução do custo que lhe está associado. Outro objetivo pode ser maximizar o autoconsumo da produção renovável local, tirando assim maior partido da produção própria de origem renovável, minimizando as trocas de energia com a rede e os custos de eletricidade, já que a energia injetada na rede é normalmente paga a um preço substancialmente inferior à energia consumida. Tal, pode também permitir a redução das emissões de CO₂ associada à eletricidade consumida.

A minimização de custos pode permitir minimizar a ponta do consumo (incluindo os custos associados à ponta), maximizar o autoconsumo de energia renovável dos edifícios (com tarifas que desincentivam a injeção na rede), e minimizar as emissões de CO₂ (com tarifas para a energia consumida da rede ligadas ao mercado por grosso que é influenciado pela disponibilidade de renováveis), o que poderá facilitar a integração de ERs variáveis em edifícios e na rede e reduzir os custos globais do sistema energético.

Os objetivos definidos estão sujeitos a restrições relacionadas com a potência de carga e descarga, os períodos necessários para estacionamento, o SoC [10], a flexibilidade,

fluxos de potência, bem como gestão de comunidade e custos. Os períodos de estacionamento, carga e descarga dos VEs, devem ser positivos, de modo a permitirem o carregamento e descarregamento. A descarga de energia dos VEs deve estar limitada à energia que foi carregada previamente no mesmo edifício, garantindo que o estado de carga nunca é inferior ao inicial.

A duração do período de carga alcançado até ao fim do período de estacionamento deve ser suficiente para assegurar a satisfação do período total de carga requerido pelo utilizador do VE e para compensar o período de descarga. Da mesma forma o período total de descarga deve ser inferior ao período máximo de descarrega permitido pelo utilizador.

A potência de carga e descarga devem ser menores ou iguais à potência máxima de carga e descarga, respetivamente, e, maior que zero, para garantir que a potência de carga ou descarga não excede a potência nominal do carregador. Adicionalmente, os VEs não podem ser carregados e descarregados simultaneamente, o que obriga a que o fluxo de potência entre o carregador e o edifício seja apenas numa direção num determinado instante.

Ao nível da comunidade, só é possível exportar para a comunidade se um outro edifício necessitar de importar tal energia, havendo um excesso de produção de um determinado edifício, e déficit noutra edifício. O fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade também só pode ter uma direção em cada intervalo de tempo, não sendo possível exportar e importar simultaneamente.

A tarifa de exportação de energia para a comunidade deve ser inferior à tarifa de exportação para a rede, de modo a proporcionar incentivos para partilhar o excesso de produção renovável na comunidade, o que servirá como incentivo para o autoconsumo e partilha de energia ao nível da comunidade. Da mesma forma, no caso do custo da importação de energia da comunidade, esta também não deve ser superior ao custo equivalente da rede.

Por fim, o fluxo de importação ou exportação de energia entre o edifício e a comunidade é limitado à carga líquida desse edifício adicionada pelo impacto de carregar e descarregar os VEs estacionados. Esta condição garante que só é possível efetuar a importação ou exportação de energia entre o edifício e a comunidade se a carga líquida

desse edifício adicionada pelo impacto de carregar e descarregar os VEs estacionados for o suficiente, i.e., quando há energia em excesso no edifício.

3.2. Formulação do Problema

A presente dissertação, introduz um mercado de energia transitiva para micro-redes comunitárias constituídas por grandes edifícios públicos e comerciais, utilizando VEs como recursos de flexibilidade, onde os VE e os edifícios não pertencem à mesma entidade. Assim, para dar incentivos para um ajuste agregado entre a procura de eletricidade e a produção fotovoltaica, assegurando ao mesmo tempo a minimização dos custos de eletricidade, é proposta uma formulação para estabelecer um mercado transitivo de energia a nível comunitário, utilizando sinais de preços para a energia injetada ou consumida pela comunidade. Esta gestão é assegurada não só com transações entre edifícios, mas também com recursos de flexibilidade nos edifícios, nomeadamente o sistema V2B/B2V.

Uma vez que a formulação considera o caso de grandes edifícios públicos e comerciais com parques de estacionamento, é assim estabelecido um mercado transitivo entre edifícios e utilizadores de VE. A relação económica entre os utilizadores de VE e os edifícios é feita em função do carga e descarga através de V2B dos veículos, sendo as respetivas tarifas definidas ao nível da comunidade, para assegurar incentivos relacionados com a otimização da comunidade.

3.2.1. Sinais de preços

De modo a proporcionar incentivos para partilhar o excesso da produção renovável na comunidade, a tarifa de importação de energia da comunidade deve ser inferior à tarifa da rede (1). Adicionalmente, a tarifa para a exportação de energia para a comunidade deve ser inferior do que a tarifa associada à energia exportada para a rede. Portanto, a tarifa para a importação de energia da comunidade deve ser superior à tarifa de exportação para a rede, acrescida da tarifa associada à utilização da rede entre edifícios (2).

$$-C_{IC}^{max}(t) \leq -C_{IG}(t) \quad (1)$$

$$C_{IC}^{min}(t) \geq C_G(t) + C_{EG}(t) \quad (2)$$

Onde:

$C_{IC}^{max}(t)$ - Tarifa máxima para energia importada da comunidade no instante t (€/kWh).

$C_{IC}^{min}(t)$ - Tarifa mínima para energia importada da comunidade no instante t (€/kWh).

$C_{IG}(t)$ - Tarifa para energia importada da rede no instante t (€/kWh).

$C_G(t)$ - Tarifa para utilização da rede entre edifícios (€/kWh).

$C_{EG}(t)$ - Tarifa para energia exportada para a rede no instante t (€/kWh).

Do ponto de vista prático, carregar um VE ou exportar energia para a comunidade são alternativas, tal como o descarregar um VE ou importar da comunidade. Sendo assim, os VEs em cada edifício serão prioritários antes de usar a comunidade. No caso de (3), o facto da tarifa de carga ser maior que a tarifa da energia exportada para rede torna o carregamento mais vantajoso, do ponto de vista do edifício. Evita-se assim exportar energia quando na prática se pode usar internamente essa energia para carregar os VEs, minimizando assim os fluxos de potência bidirecionais. Da mesma forma em (4) a tarifa dá prioridade à descarga dos VEs, ao invés da importação de energia.

$$-C_C(t) \geq -C_{EC}(t) \quad (3)$$

$$C_D(t) \leq C_{IC}(t) \quad (4)$$

Onde:

$C_C(t)$ - Tarifa para carga do VE no instante t (€/kWh).

$C_D(t)$ - Tarifa para descarga do VE no instante t (€/kWh).

$C_{EC}(t)$ - Tarifa para energia exportada para comunidade no instante t (€/kWh).

$C_{IC}(t)$ - Tarifa para energia importada da comunidade no instante t (€/kWh).

Os sinais de preços são adaptados às condições de mercado ligando a tarifa de importação à procura líquida total na comunidade, variando a tarifa entre o mínimo e o máximo proporcionalmente à variação da procura líquida total na comunidade (5). Por conseguinte, uma procura líquida elevada leva a tarifas elevadas e períodos com excesso de geração levam a tarifas mais baixas. A tarifa de exportação de energia para a

comunidade pode então ser obtida com a tarifa de importação e a tarifa associada à utilização da rede entre edifícios (6).

$$C_{IC}(t) = C_{IC}^{max}(t) + \frac{P_C(t) + P_C^{min}(t)}{P_C^{max}(t) - P_C^{min}(t)} \cdot (C_{IC}^{max}(t) - C_{IC}^{min}(t)) \quad (5)$$

$$C_{EC}(t) \geq C_G(t) + C_{IC}(t) \quad (6)$$

Onde:

$P_C(t)$ - Procura líquida total na comunidade (kW).

$P_C^{max}(t)$ - Procura líquida máxima na comunidade (kW).

$P_C^{min}(t)$ - Procura líquida mínima na comunidade (kW).

3.2.2. Função Objetivo

Como referido anteriormente através dos vários objetivos que se pode alcançar, o objetivo da formulação do problema é minimizar os custos totais na comunidade durante o período de tempo avaliado (i.e., T). Por conseguinte, é considerada uma comunidade com B edifícios, todos com recursos de geração PV e VEs. A função objetivo (7) contabiliza os custos de eletricidade e de potência contratada em cada edifício, bem como o lucro associado à carga e descarga de N VEs estacionados em cada edifício b.

$$\min \sum_{b=1}^B \left(\sum_{t=1}^T \left(C_E^b(t) - \sum_{n=1}^N C_{CD,VE}^b(n) \right) + P_{Con}^b \cdot C_P^b(t) \right) \quad (7)$$

Onde, $C_E^b(t)$ é o custo da eletricidade do edifício b no instante t (€), $C_{CD,VE}^b$ o custo total de carga e descarga do VE n estacionado no edifício b (€), P_{Con}^b a potência contratada do edifício b (kW) e, C_P^b , o custo associado a potência contratada do edifício b (€/kW.dia).

O primeiro termo, $C_E^b(t)$, em (7), representa o custo líquido do consumo e geração de eletricidade em cada edifício b, que é detalhada em (8). Este custo líquido é composto por quatro partes: (i) o custo da energia retirada da comunidade; (ii) a compensação financeira pela energia injetada na comunidade; (iii) o custo da energia retirada da rede; e (iv) a compensação financeira pela energia injetada na rede.

$$C_E^b(t) = \Delta t \cdot \left[\begin{array}{l} P_C^{b-}(t) \cdot C_{IC}(t) + P_C^{b+}(t) \cdot C_{EC}(t) + \\ C_{IG}(t) \cdot \left(L^{b+}(t) - P_C^{b-}(t) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b-}(t) \right) + \\ C_{EG}(t) \cdot \left(L^{b-}(t) - P_C^{b+}(t) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b+}(t) \right) \end{array} \right] \quad (8)$$

Onde:

Δt - intervalo de tempo (t).

$P_C^{b-}(t)$ - Fluxo de potência de importação no instante t entre o edifício b e a comunidade c (kW).

$P_C^{b+}(t)$ - Fluxo de potência de exportação no instante t entre o edifício b e a comunidade c (kW).

$P_{VE,n}^{b-}(t)$ - Potência de descarga do VE n no edifício b no instante t (kW).

$P_{VE,n}^{b+}(t)$ - Potência de carga do VE n no edifício b no instante t (kW).

$L^{b-}(t)$ - Carga elétrica líquida negativa no edifício b no instante t (kW).

$L^{b+}(t)$ - Carga elétrica líquida positiva no edifício b no instante t (kW).

Em (8), o primeiro e segundo termo representam o caso em que o edifício tem déficit de geração e tem de importar energia da comunidade e quando tem excesso de geração e tem de exportar energia para comunidade. O terceiro e quarto termos são equivalentes, mas aplicados à rede, importando ou exportando energia para a rede quando à déficit ou excesso de geração, respetivamente. Portanto, tal custo é influenciado pelo consumo líquido de eletricidade de base em cada edifício, bem como pelos respetivos fluxos de energia com os VEs e a comunidade.

O segundo termo, $C_{CD,VE}^b$, de (7), mostra as transações financeiras entre os VEs e os edifícios. Deste modo, são consideradas as tarifas associadas aos períodos de carga e descarga (9) para cada VE n no edifício b.

$$C_{CD,VE}^b(n) = \sum_{n=1}^N \left(P_{VE,n}^{b+}(t) \cdot \Delta t \cdot C_C(t) \right) + \sum_{n=1}^N \left(P_{VE,n}^{b-}(t) \cdot \Delta t \cdot C_D(t) \right) \quad (9)$$

Onde:

$C_C(t)$ - Tarifa para a carga de VEs no instante t (€/kWh).

$C_D(t)$ - Tarifa para des carga de VEs no instante t (€/kWh).

Das equações (10) derivam as energias de carga e descarga líquidas em cada instante t , bem como o cálculo da energia total de carrega e descarrega do VE n no edifício b , em todas as etapas de tempo (ou seja, T) (11).

$$E_{T_0,n}^{b+} = \sum_{t=1}^T P_{VE,n}^+(t) \cdot \Delta t \quad (10)$$

$$E_{T_0,n}^{b-} = \sum_{t=1}^T P_{VE,n}^-(t) \cdot \Delta t \quad (11)$$

Onde:

$E_{T_0,n}^{b-}(t)$ - Energia total de descarga do VE n no edifício b (kWh).

$E_{T_0,n}^{b+}(t)$ - Energia total de carrega do VE n no edifício b (kWh).

3.2.3. Restrições

Tal como foi definido na secção 3.1., a formulação do objetivo discutido está sujeita a restrições relacionadas com a potência de carga e descarga, fluxos de energia e custos, bem como com os recursos de flexibilidade e a gestão da comunidade, isto, tanto do ponto de vista do utilizador de VE como para os edifícios/comunidade, que por sua vez, estão descritos pelas equações que se seguem.

Quando o utilizador de VE chega ao edifício, terá a necessidade de definir algumas informações, tais como a hora de chegada, o período de tempo de estacionamento (em que se pode efetuar a carga ou descarga), bem como os estados de carga inicial, o mínimo que ele vai autorizar e o final que deseja obter no final do período de estacionamento. Tendo em conta que nem sempre o VE está disponível, então há necessidade de usar uma variável de controlo $X_{VE,n}$, que define a disponibilidade ou indisponibilidade do VE n para carga e descarga (12).

$$X_{VE,n} = \begin{cases} 1, & VE \ n \ disponível \\ 0, & VE \ n \ indisponível \end{cases} \quad (12)$$

Com $X_{VE,n} = 1$, entre a hora em que o utilizador chegou mais o período de estacionamento e, $X_{VE,n} = 0$ quando o VE não se encontra estacionado no edifício.

Para permitir a carga e descarga, a energia associada ao estado de carga e descarga da bateria é limitada pelo seu valor máximo (13) de modo a limitar a sua degradação, e pelos mínimos definidos pelo utilizador (14).

$$P_{VE,n}^{b+}(t) \cdot \Delta t \cdot \eta_{VE,n}^b \leq X_{VE,n} \cdot (-S_{VE,n}^b(t-1) + S_{VE,n}^{b,max}) \cdot E_{VE,n}^b \quad (13)$$

$$P_{VE,n}^{b-}(t) \cdot \Delta t \leq X_{VE,n} \cdot (S_{VE,n}^b(t-1) - S_{VE,n}^{b,min,u}) \cdot E_{VE,n}^b \quad (14)$$

É também, limitada pela variação do SoC da bateria (15), bem como pelo SoC definido pelo utilizador para um determinado valor de estado de carga no final do período de carregamento (16). Por fim, também limitada pela potência máxima de carga ou descarga permitida pelo carregador (17) e (18), respetivamente.

$$S_{VE,n}^b(t) = S_{VE,n}^b(t-1) + \left(\eta_{VE,n}^b \cdot P_{VE,n}^{b+}(t) - P_{VE,n}^{b-}(t) \right) \cdot \frac{\Delta t}{E_{VE,n}^b} \quad (15)$$

Com $S_{VE,n}^b(t-1)$ o estado no instante anterior.

$$S_{VE,n}^b(T_{VE,n}^f) = S_{VE,n}^{b,max,u}(t) \quad (16)$$

$$0 \leq P_{VE,n}^{b+}(t) \leq P_{VE,n}^{b+,max,u}(t) \quad (17)$$

$$0 \leq P_{VE,n}^{b-}(t) \leq P_{VE,n}^{b-,max,u}(t) \quad (18)$$

Onde:

$S_{VE,n}^b(t)$ - Estado de carga do VE n no edifício b (%).

$S_{VE,n}^{b,max}$ (t) - Estado máximo de carga do VE n no edifício b (%).

$S_{VE,n}^{b,min,u}$ (t) - Estado mínimo de carga do VE n no edifício b (%), definido pelo utilizador.

$S_{VE,n}^{b,max,u}$ (t) - Estado máximo de carga do VE n no edifício b (%), definido pelo utilizador.

$S_{VE,n}^b(T_{VE,n}^f)$ - Estado de carga para o final do período de estacionamento definido pelo utilizador do VE.

$T_{VE,n}^f$ – O período de tempo que corresponde no final do período de estacionamento do VE.

$E_{VE,n}^b(t)$ - Capacidade total do VE n no edifício b (kWh).

$P_{VE,n}^{b+max,u}(t)$ - Potência máxima de carga do VE n no edifício b no instante t, definida pelo utilizador (kW).

$P_{VE,n}^{b-max,u}(t)$ - Potência máxima de descarga do VE n no edifício b no instante t, definida pelo utilizador (kW).

Do ponto de vista da comunidade, o fluxo de energia de importação (19) ou exportação (20) entre o edifício e a comunidade é limitado pela carga líquida desse edifício, acrescida pelo impacto da carga e descarga de VEs. Tal como foi descrito na secção 3.1., só é possível exportar para a comunidade se outro edifício necessitar de importar tal energia, pelo que os fluxos de energia na comunidade devem cancelar-se uns aos outros (21).

$$P_C^{b-}(t) \leq L^{b+}(t) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b-}(t) \quad (19)$$

$$P_C^{b+}(t) \leq L^{b-}(t) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b+}(t) \quad (20)$$

$$\sum_{b=1}^B \left(P_C^{b+}(t) - P_C^{b-}(t) \right) = 0 \quad (21)$$

E por fim, a potência contratada (P_{Con}^b) de cada edifício, tem que ser maior ou igual que o máximo da diferença entre a procura líquida de energia, afetada pela descarga dos VEs (22).

$$P_{Con}^b \geq L^{b+}(t) - \sum_{n=1}^N P_{VE,n}^{b-}(t) \quad (22)$$

4. Caso de Estudo

O Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Universidade de Coimbra foi o edifício de referência para o estudo, tendo sido usados dados de semanas diferentes de modo a simular quatro edifícios com diferentes perfis, formando assim uma comunidade com quatro edifícios. Para os VEs, o estudo foi feito com perfis de 50 VEs, sendo em alguns casos selecionados aleatoriamente 6 VEs para cada edifício e para um outro caso, foi selecionado um número de VEs variável até 12 VEs. No presente capítulo apresentam-se os dados considerados no trabalho desenvolvido para os edifícios e VEs.

4.1. Obtenção de dados da comunidade (edifícios)

O edifício em causa tem um consumo anual que se situa na ordem dos 500 MWh/ano e um sistema fotovoltaico com um total de 79 kWp, que assegura cerca de 16% da procura de eletricidade no edifício [66]. Para este estudo a produção fotovoltaica foi ajustada para um cenário do futuro, garantindo assim cerca de 50% da procura, de modo a ter períodos com excesso de produção renovável.

Numa comunidade específica, a variação da geração fotovoltaica apresenta uma alta correlação, mas as variações da procura podem não estar correlacionadas [42], [67], sendo possível assumir a existência de diferentes perfis de carga elétrica líquida. Com o objetivo de fornecer dados para diferentes edifícios que constituem uma comunidade, mas assegurando o mesmo tipo de edifício, foram selecionados dados de dias de semanas diferentes do mês de Março de 2019, provenientes do mesmo edifício, para representar quatro edifícios diferentes da comunidade, num período de 24 horas. Tal como apresentado na Figura 6, como se pode verificar, tais dados permitem reproduzir simultaneamente edifícios com um excesso de geração PV e outros com um déficit.

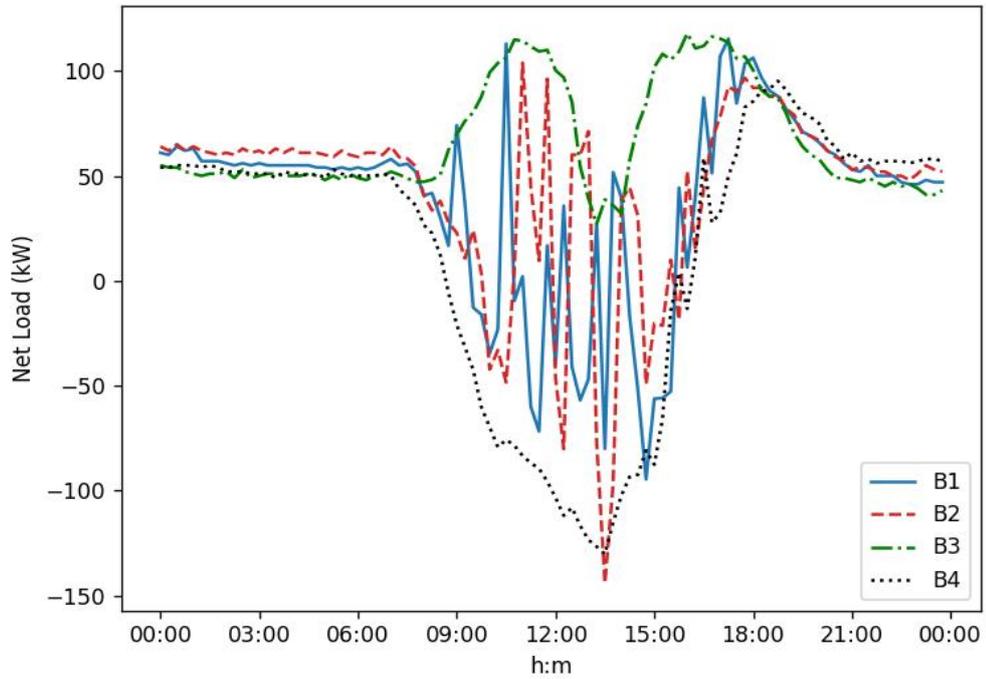


Figura 6 – Variação do consumo líquido nos quatro edifícios considerados.

Na Figura 7 são apresentadas as tarifas consideradas, nomeadamente as tarifas de exportação (C_{EG}) e importação (C_{IG}) para rede, no período de 24 horas.

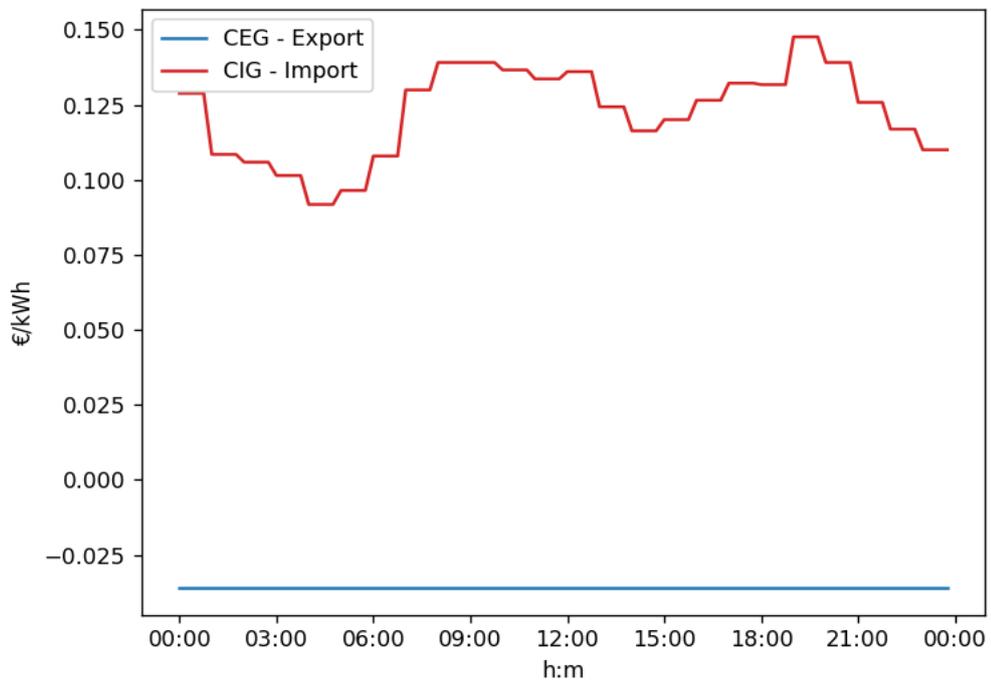


Figura 7 – Variação das tarifas de exportação e importação, para rede.

Foi considerada uma tarifa para a energia consumida da rede com um custo médio igual ao custo médio real da tarifa no edifício de referência (122,8 €/MWh). Para a tarifa de exportação para a rede, foi considerada uma tarifa fixa com 90% da média mensal para o mês de Março de 2019 (-35,8 €/MWh), tal como definido pela legislação em vigor. Foi também considerada uma tarifa plana de 50 €/MWh para a utilização da rede entre edifícios. Considerou-se também um o custo associado à potência contratada de 0,0324 €/kW.dia.

4.2. Obtenção de dados dos VEs

Para os VEs, a otimização foi feita em função do estado de carga (SoC), dentro do período de estacionamento estabelecido. Para tempo de estacionamento, foram definidos dois casos, em que no segundo caso há uma redução do tempo de estacionamento. Como foi considerado um edifício de serviços, considerou-se que a carga e descarga dos VEs estão concentradas dentro do período compreendido entre as 8h e as 20h.

Conforme apresentado na Tabela 1, para o caso de estudo base, foram gerados requisitos de 50 VEs com uma média de 8:00 horas, para os períodos de estacionamento e de 0,70 e 0,29 para o SoC máximo (carga) e mínimo (descarga), respetivamente, e um desvio padrão pequeno para assegurar requisitos uniformes. Tais valores estão alinhados com os requisitos típicos de estacionamento nos edifícios considerados.

Tabela 1 – Requisitos de estacionamento.

Período	Estacionamento (h)	Carga (SoC)	Descarga (SoC)	Início (h)
AVG	8h00	0,70	0,29	9h21
STD	0h57	0,06	0,04	0h45
Min	6h15	0,61	0,21	8h00
Max	11h00	0,80	0,35	10h15

Para o caso 2, efetuou-se a redução da flexibilidade. De modo a garantir que para cada um dos VEs o tempo de estacionamento não seja menor que o tempo necessário

para carga e descarga, optou-se em reduzir o tempo de estacionamento em 25%, tal como apresentado na Tabela 6, tendo uma média de 6:00 horas, para os períodos de estacionamento e de 0,70 e 0,29 para o SoC máximo (carga) e mínimo (descarga), respetivamente.

Tabela 2 – Requisitos de estacionamento, com estacionamento reduzido a 25%.

Período	Estacionamento (h)	Carga (SoC)	Descarga (SoC)	Início (h)
AVG	6h00	0,70	0,29	9h21
STD	0h43	0,06	0,04	0h45
Min	4h41	0,61	0,21	8h00
Max	8h15	0,80	0,35	10h15

Os carregadores de VEs utilizados nos edifícios consideraram uma potência máxima de carga e descarga de 10 kW e uma eficiência de 93%.

Relativamente às tarifas para os VEs, foi considerada uma tarifa fixa de 0,5€/h para o estacionamento. Para a carga (C_C) e descarga (C_D) de VEs foi considerada tarifas com uma variação proporcional à tarifa da energia importada da rede e uma média de 2€/h e -3€/h, respetivamente, tal como apresentado na Figura 8.

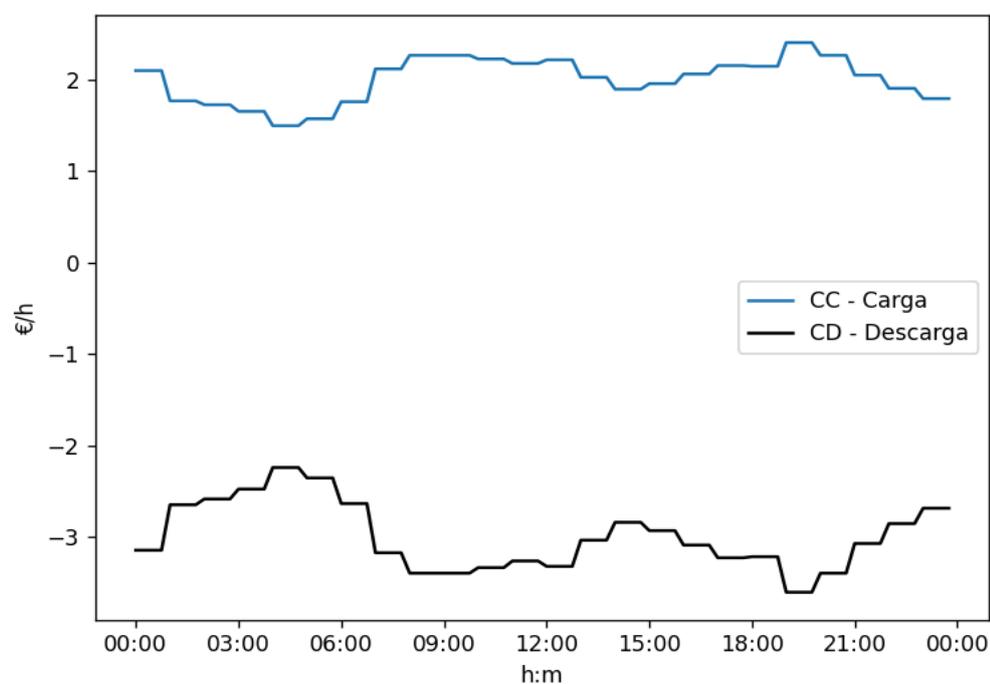


Figura 8 - Variação das tarifas de Carga e Descargas dos VEs.

5. Avaliação de impacto técnico e económico

A formulação foi implementada em Python com auxílio do Gurobi Optimizer, ferramenta que permite obter soluções para problemas de otimização. Foi assim simulado o caso de estudo considerando otimização a nível do edifício e da comunidade. Assim, este capítulo apresenta os resultados da simulação e analisa os impactos técnicos e económicos do caso de estudo.

5.1. Tarifas da Comunidade

Em função da aplicação de equações formuladas para as tarifas da comunidade (equações 1-6), apresenta-se na Figura 9 as tarifas aplicadas à comunidade, para exportação (C_{EC}) e importação (C_{IC}), num período de 24 horas. Em resultado do mercado estabelecido na comunidade, a tarifa média para a energia exportada para a comunidade foi de -68,99 €/MWh e a tarifa média para a energia importada da comunidade foi de 121,48 €/MWh. A tarifa de importação na comunidade varia em função da disponibilidade da geração renovável. Quando a disponibilidade da energia renovável é baixa ou nula, a tarifa de importação da comunidade é igual à da rede e, nas horas do dia em que há maior concentração de produção fotovoltaica a tarifa da comunidade é mais baixa do que a da rede (figura 10), de modo a incentivar a utilização da geração fotovoltaica disponível na comunidade.

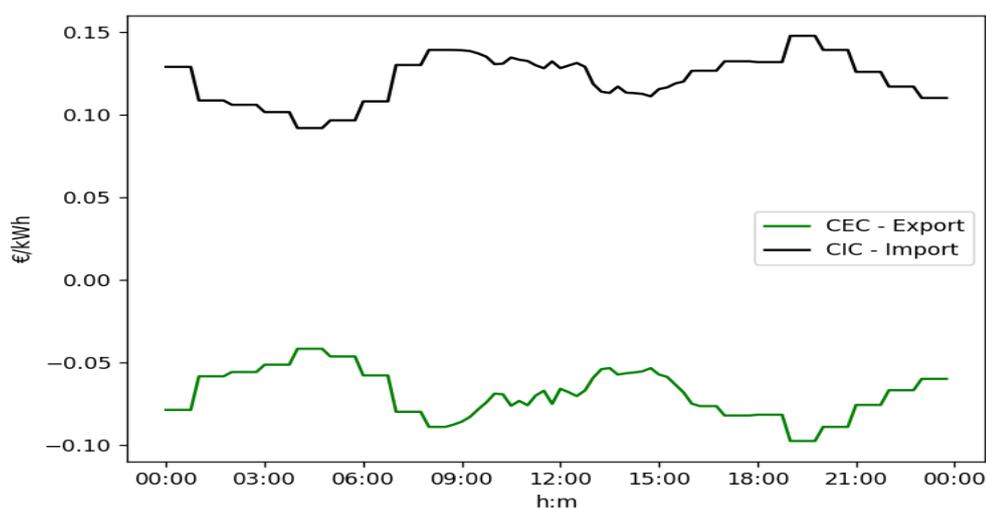


Figura 9 - Variação das tarifas de exportação e importação, para a comunidade.

Assim, como se pode observar na Figura 10, onde se apresentam também as tarifas de carga e descarga dos VEs, tendo os valores sido convertidos de €/h para €/kWh. Uma vez que se tem as alternativas carregar os VEs e exportar energia ou descarregar e importar, para comunidade, o facto da tarifa de carga ser, em valor absoluto maior que a da energia exportada, o carregamento dos VEs em cada edifício é prioritário em relação à utilização da comunidade. A tarifa de descarga dos VEs apresenta um valor superior para compensar os utilizadores pela degradação da bateria e dar incentivos para a sua utilização.

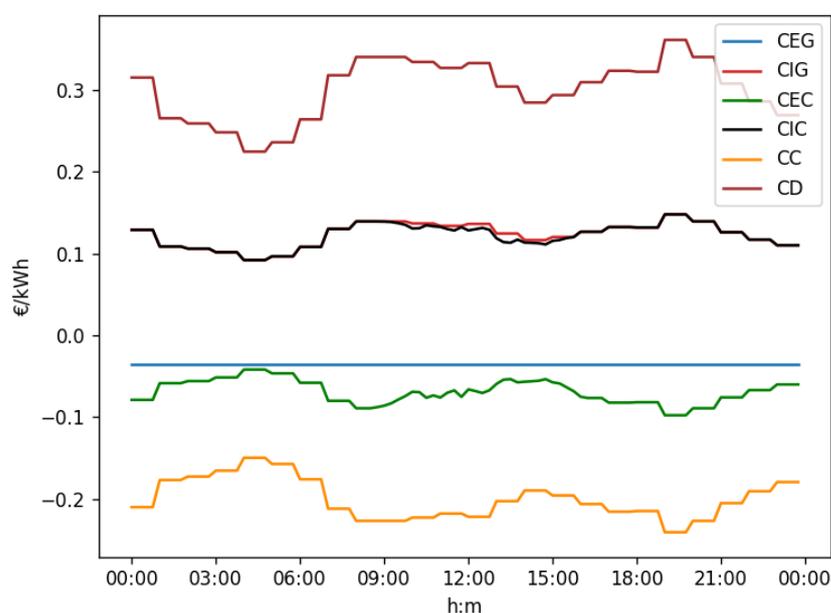


Figura 10 - Variação das tarifas C_{IG} , C_{IC} , C_D e C_{EG} , C_{EC} , C_C .

5.2. Caso de Estudo Base

Nas Figuras 11 a 14 apresentam-se os resultados do impacto dos VEs e da comunidade sobre a carga líquida para cada edifício considerado, B1, B2, B3 e B4. Nas figuras apresentadas observa-se a carga líquida para o cenário de base (*baseline*, sem a utilização de VEs e sem comunidades), e para outros dois cenários com VEs, cenário com gestão individual dos edifícios e cenário com a comunidade (*Individual*, *Community*). Nestas figuras, são apresentadas a carga líquida do ponto de vista da rede, não incluindo o fluxo de energia entre o edifício e a comunidade.

Embora cada edifício tenha um perfil diferente, os VEs carregam e descarregam quando há excesso e déficit, respetivamente. A formulação do problema visa a minimização dos custos e, as tarifas estão estruturadas a incentivar o autoconsumo. Sendo assim, acaba por se tornar mais vantajoso sempre que houver excesso utilizar no carregamento de VEs, assim como ao contrário, no caso de déficit ir buscar nos VEs. Neste caso, conforme as definições das tarifas, a minimização pretende garantir localmente a utilização dos recursos, ao invés de trocar com a rede.

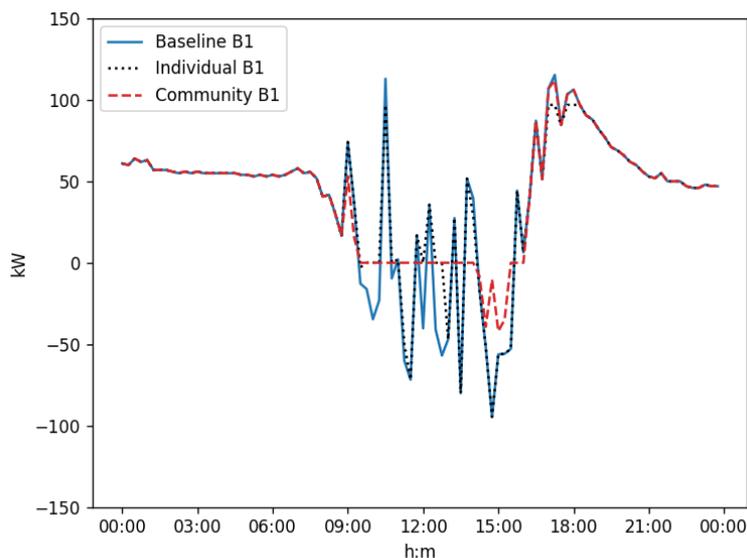


Figura 11 - Carga líquida para o edifício 1 com gestão individual e em comunidade.

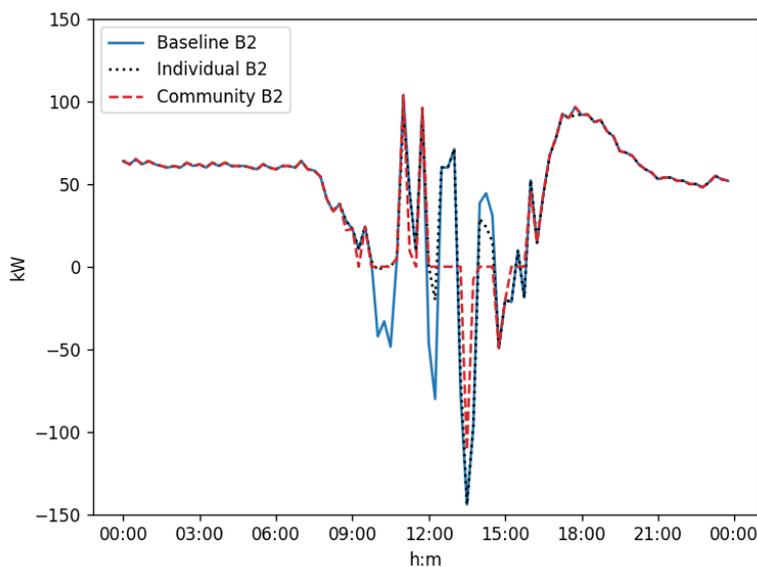


Figura 12 - Carga líquida para o edifício 2 com gestão individual e em comunidade.

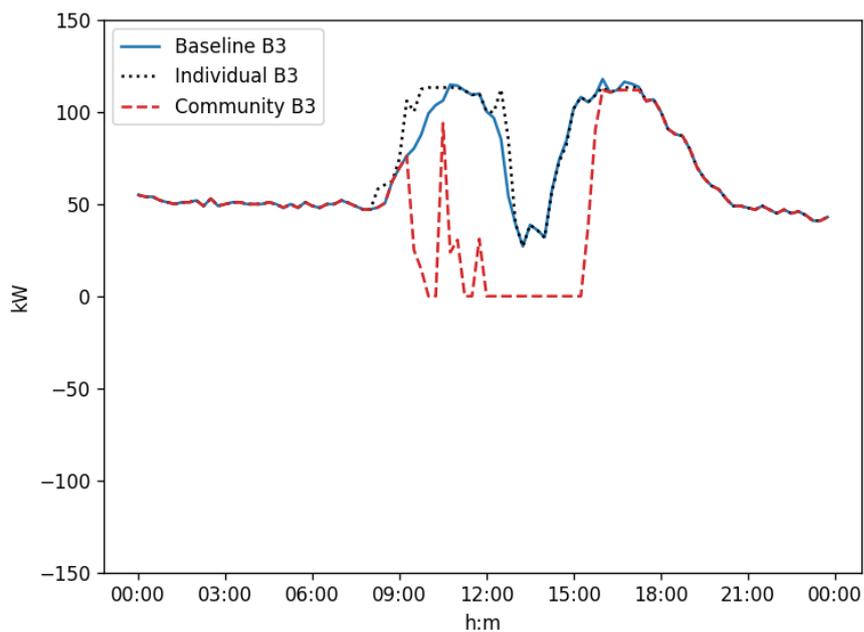


Figura 13 - Carga líquida para o edifício 3 com gestão individual e em comunidade.

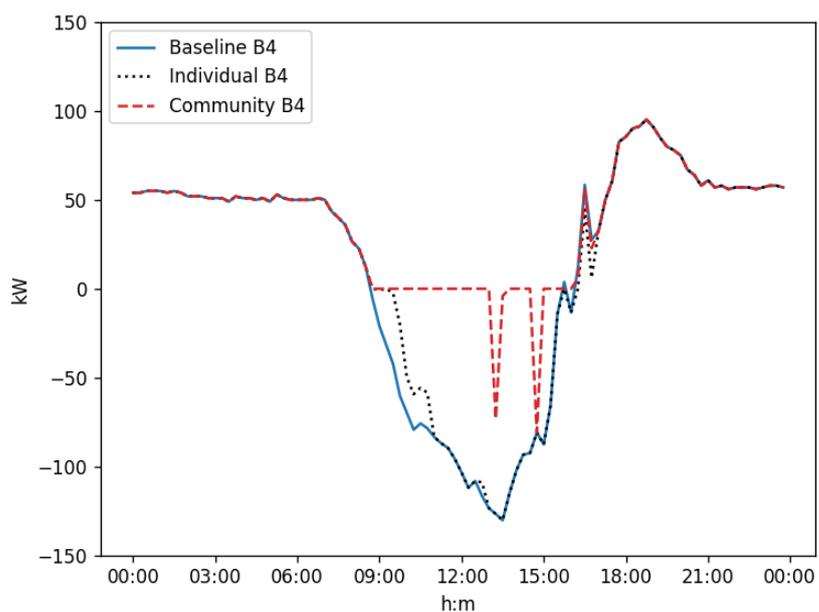


Figura 14 - Carga líquida para o edifício 4 com gestão individual e em comunidade.

Com base os resultados obtidos, e através das figuras 11 a 14, pode-se dizer que, com uso da capacidade de gestão da comunidade, tem-se mais um novo recurso de flexibilidade, ao invés de ter apenas VEs (como no caso individual), o que leva a uma alteração da utilização dos VEs, passando estes a ser usados principalmente nas horas em que não há disponibilidade para trocas com a comunidade. Então, com este novo recurso,

é possível compensar os períodos de carga líquida negativa que não foi possível com a gestão individual.

Na Tabela 3 é possível verificar a energia enviada para a rede, para cada edifício, nos três cenários diferentes.

Tabela 3 – Energia enviada para rede nos diferentes cenários.

Edifícios	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)
B1	-205,4	-144,9	-33,7
B2	-169,5	-109,8	-47
B3	0	0	0
B4	-576,6	-520,2	-39,7
TOTAL	-951,5	-774,9	-120,4

Da Tabela 3, com exceção no edifício 3, verifica-se que, para cada edifício, consegue-se uma redução de envio de energia para rede, tanto no cenário individual como em comunidade, em relação ao cenário base. Já no total, a soma dos quatros edifícios, também é possível verificar esta redução. No caso individual consegue-se reduzir o envio de energia para rede, em cerca de 18,56% em relação ao cenário base. E já para o cenário em comunidade o impacto é bastante maior, permitiu cerca de 87,3% em relação ao cenário de base e 84,5% em relação ao individual, tal como era de se esperar, devido ao aumento dos recursos de flexibilidade, com a comunidade e VEs.

Na Tabela 4 apresenta-se a ponta em cada edifício e o resultado do somatório das pontas. Pode-se também constatar uma diminuição na medida em que se adiciona os VEs, mas esta diminuição é mais acentuada no cenário individual do que no cenário em comunidade, em relação ao de base. Tal deve-se por ser considerado para a ponta toda a energia que entra no edifício, quer seja proveniente da rede, quer da comunidade. Assim, a diferença no impacto deve-se à diferente utilização dos VEs. Como no caso da comunidade, além dos VEs existe a opção das trocas com comunidade para fornecer flexibilidade, a procura líquida é também atenuada com a comunidade, reduzindo os custos e aumentando o autoconsumo, mas não contribuindo para a redução da ponta, quando tal ocorre nas horas de maior consumo. No total dos edifícios é conseguida uma redução de cerca de 8% e 2,19% para os cenários individual e em comunidade, respetivamente.

Tabela 4 – Ponta em cada um dos cenários.

Edifícios	Base (kW)	Individual (kW)	Comunidade (kW)
B1	115,36	97	111,9
B2	103,85	91,9	103,8
B3	117,9	113,3	111,9
B4	95,2	95,2	95,2
TOTAL	432,31	397,4	422,8

Essa diferente utilização dos VEs entre os dois cenários pode ser observada nas Figuras 15 a 18, em que se apresenta o fluxo de energia dos VEs em cada edifício, com gestão individual e em comunidade. As diferenças devem-se ao facto de que, no cenário comunitário existe a comunidade como recurso alternativo, que permite complementar a utilização dos VEs.

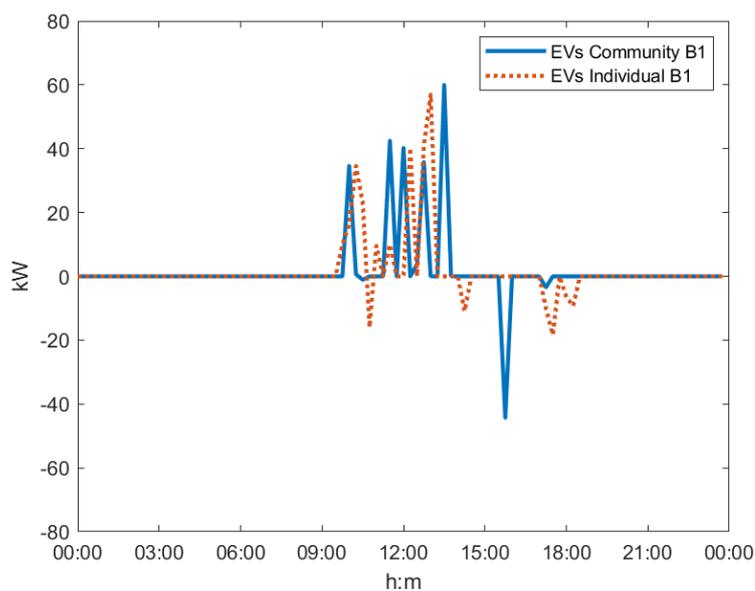


Figura 15 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 1.

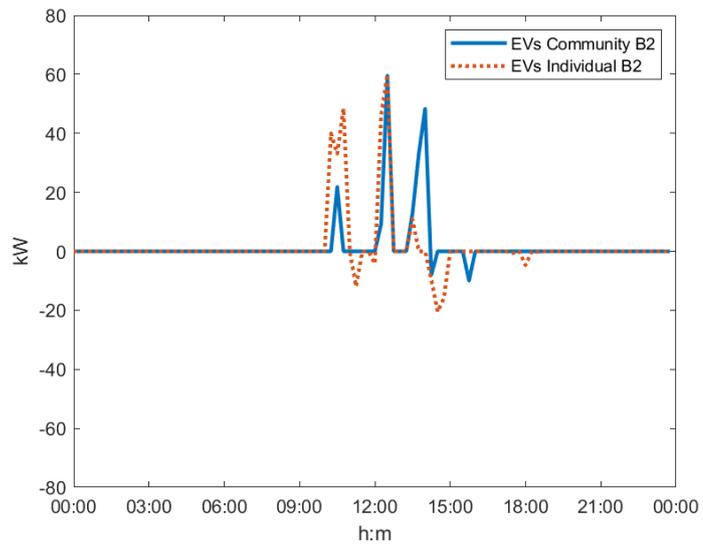


Figura 16 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 2.

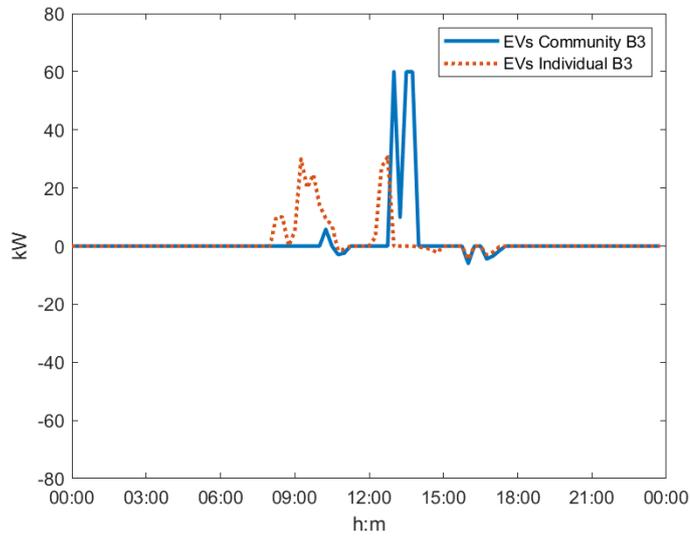


Figura 17 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 3.

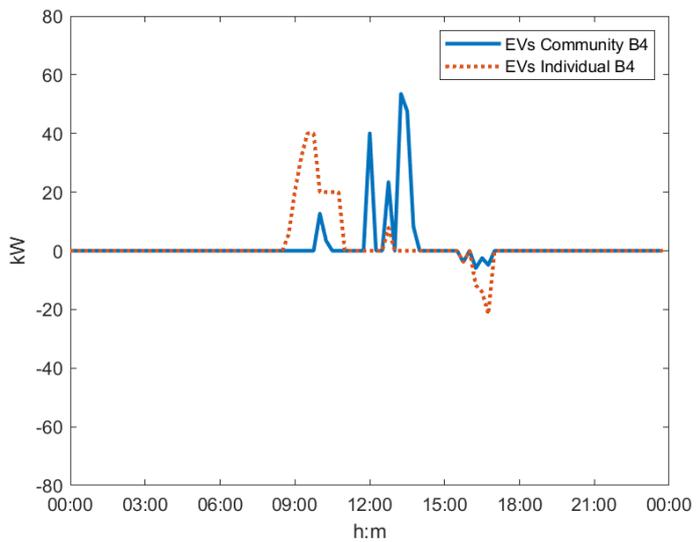


Figura 18 - Fluxo de energia para os VEs no edifício 4.

A Figura 18 apresenta o fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade, onde é possível observar que, no caso da gestão em comunidade, alguns edifícios estão a importar e outros a exportar para a comunidade. Durante os diferentes períodos do dia, o edifício 4 e o edifício 1 apenas exportam e importam energia, respetivamente, enquanto os edifícios 2 e 3 estes exportam e importam simultaneamente.

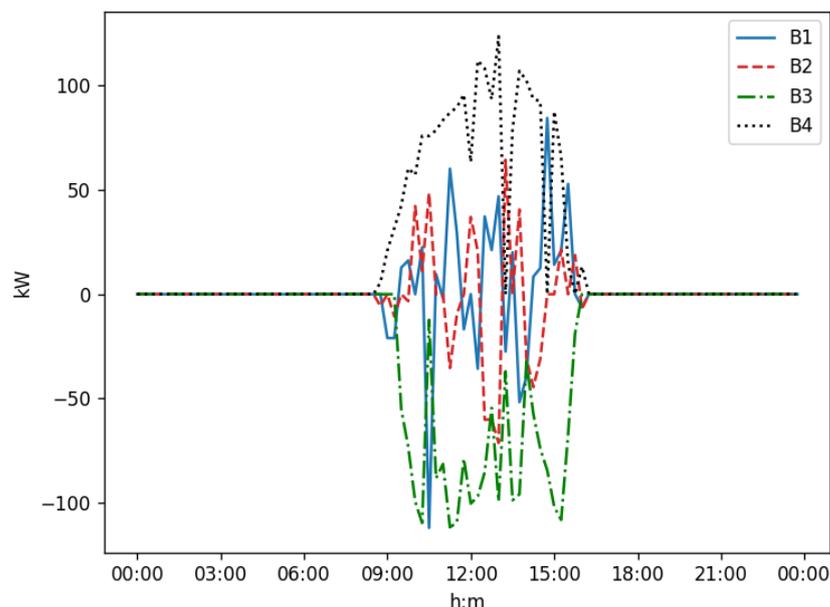


Figura 19 - Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade

Nas Tabelas 5 e 6 estão apresentados os resultados obtidos através da simulação, considerando os custos individuais nos edifícios, custo de carga e descarga dos VEs, assim como também a solução ótima da função objetivo (os custos totais nos edifícios e VEs), para os diferentes cenários.

Tabela 5 – Custos dos edifícios nos diferentes cenários.

Edifício	Base	Individual			Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$P_{Con}^b \cdot C_P^b(t)$	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$P_{Con}^b \cdot C_P^b(t)$
B1	129,62	129,5	33,1	3,1	126,5	33,5	3,6
B2	140,01	140	31,7	2,9	138,5	32	3,6
B3	201,90	207,9	34,8	3,7	204,7	33,6	3,6
B4	89,95	90,4	32,4	3,0	76,2	32,3	3,6
Total	561,49	567,86	131,97	12,87	546,09	131,44	14,50

Da Tabela 5, é possível observar que, o custo total de eletricidade de cada edifício e custo total de carga e descarga dos VEs estacionados em cada edifício ($C_E^b(t)$ e $C_{CD,VE}^b$, respetivamente), no cenário comunitário, é mais reduzido do que no individual. Assim, no cenário em comunidade, consegue-se assegurar uma redução adicional de 3.8% e 2,74% para o custo de eletricidade, em relação ao individual ao cenário de base, respetivamente. Comparando o cenário individual com o cenário base, há um aumento de cerca de 1,13%, que se deve ao aumento de consumo associado ao carregamento dos VEs.

Ao usar a capacidade de gestão em comunidade, compensa os períodos de carga líquida negativa que não foi possível compensar com a gestão individual, levando também a uma redução do custo associado à potencia contratada. Os referidos impactos levam a uma melhoria da função objetivo (redução da função objetivo), tal como se pode observar na Tabela 6.

Tabela 6 – Resultados obtidos para os dois cenários.

Edifício	Individual	Comunidade
	Função Objetivo	Função Objetivo
B1	99,47	96,67
B2	111,38	110,13
B3	176,82	174,73
B4	61,07	47,61
Total	448,75	429,15

Pelos resultados da Tabela 6, devido à utilização da flexibilidade de carga e descarga, ao considerar os custos pagos pelos utilizadores de VEs, os custos totais relativos ao cenário de base, foram reduzidos em cerca de 20% e 23.6% para a gestão individual e comunitária, respetivamente.

5.3. Redução da Flexibilidade

Foi feita uma nova simulação, mas reduzindo a flexibilidade para a gestão dos carregamentos, o que é conseguido reduzindo os períodos de estacionamento dos VEs, mas mantendo os requisitos de carga do no caso base, como apresentado na Tabela 2, sendo seleccionados 6 VEs para cada edifício.

Tal como se pode observar na Figuras 20, constata-se que, embora tendo o tempo de estacionamento reduzido, pode-se dizer também que, com uso da capacidade de gestão da comunidade ainda se tem grande impacto. Contudo, quando se compara com o caso base, em que não houve redução do tempo, neste caso, se os VEs estão parados por menos tempo, haverá menos flexibilidade para decidir quando se carrega o VE. E isto terá um impacto com resultados piores (4,28% e 0,35% para cenário individual e em comunidade, respetivamente), porque há mais VEs a carregar ao mesmo tempo o que irá influenciar na subida de ponta e conseqüentemente reduzir o impacto de minimização da ponta, como se pode observar na Tabela 7, em comparação com a Tabela 4, do caso base.

Tabela 7 – Ponta em cada um dos cenários, para o caso 2.

Edifícios	Base (kW)	Individual (kW)	Comunidade (kW)
B1	115,36	105,54	115,36
B2	103,85	96,66	103,85
B3	117,9	116,37	116,37
B4	95,2	95,2	95,2
TOTAL	432,31	413,77	430,78

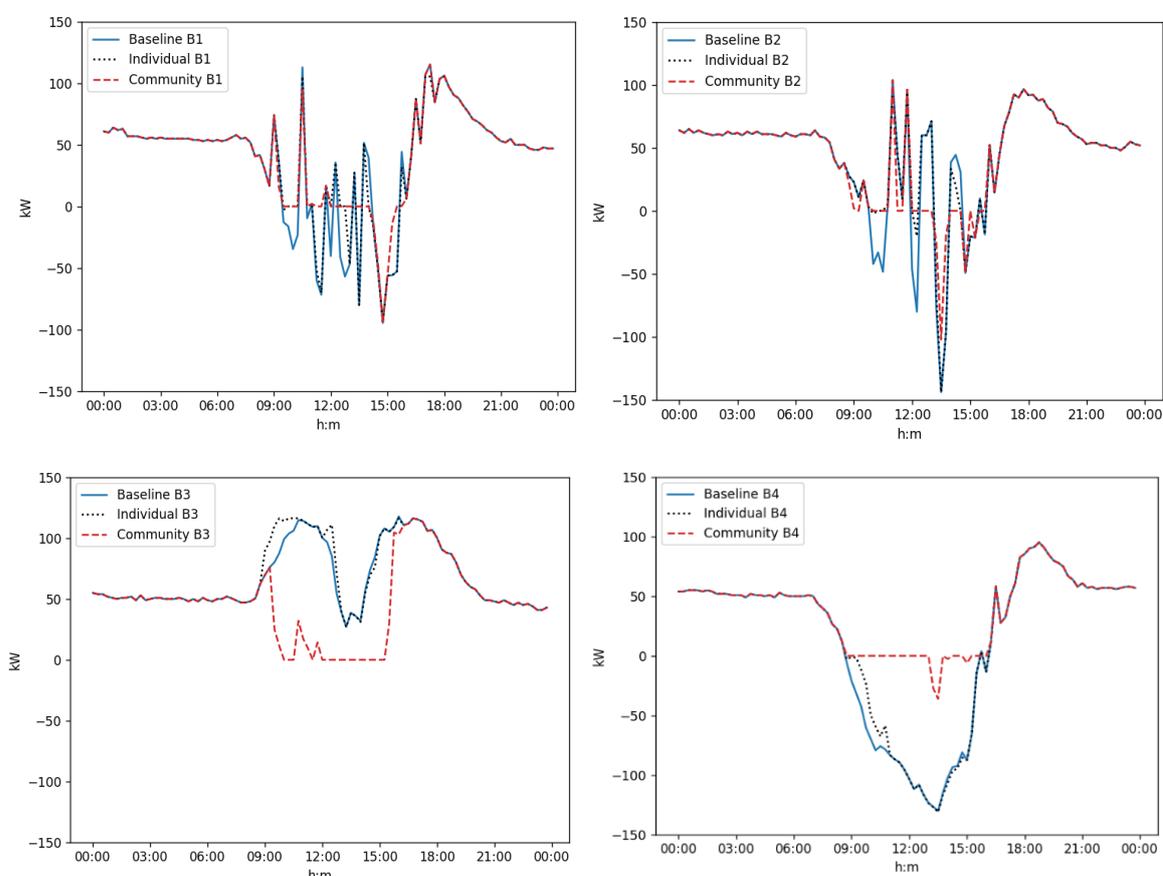


Figura 20 - Carga líquida para os 4 edifícios com gestão individual e em comunidade.

No entanto, através da Tabela 8, em comparação com a 3 do caso base, pode-se observar que, cortando na flexibilidade, há uma redução dos impactos técnicos, neste caso, na injeção de energia para rede, havendo uma redução da compensação do excesso de geração renovável. Em comparação com o caso base, obteve-se 1,70% e 5,9% a mais de injeção de renováveis na rede, para os cenários individual e em comunidade, respetivamente.

Tabela 8 – Energia enviada para rede nos diferentes cenários, para o caso 2.

Edifícios	Base (kWh)	Individual (kWh)	Comunidade (kWh)
B1	-205,4	-144,9	-56
B2	-169,5	-109,8	-53,91
B3	0	0	0
B4	-576,6	-533,63	-18,04
TOTAL	-951,5	-788,33	-127,95

Neste caso, os custos vão aumentar devido à necessidade de haver mais veículos a carregar em horas com tarifas mais elevadas, porque não será possível carregar todos os VEs durante os períodos mais vantajosos. Assim, em comparação com o caso base, obteve-se um aumento de 5,29% e 5,56% nos custos para o cenário individual e comunidade, respetivamente, tal como se pode constatar nas Tabelas 9 e 10.

Tabela 9 – Custos dos edifícios nos diferentes cenários , no caso 2.

Edifício	Base	Individual			Comunidade		
	C_E^b	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$P_{Con}^b \cdot C_P^b(t)$	C_E^b	$C_{CD,VE}^b$	$P_{Con}^b \cdot C_P^b(t)$
B1	129,62	129,60	27,17	3,41	127,20	27,43	3,77
B2	140,01	140,14	25,94	3,13	138,45	25,88	3,77
B3	201,90	207,99	28,55	3,77	204,74	27,48	3,77
B4	89,95	91,49	27,12	3,08	76,27	26,532	3,77
Total	561,49	569,25	108,79	13,40	546,66	107,34	15,08

Tabela 10 – Resultados obtidos para os dois cenários, no caso 2.

Edifício	Individual	Comunidade
	Função Objectivo	Função Objectivo
B1	105,86	103,54
B2	117,32	116,33
B3	183,21	181,02
B4	67,45	53,50
Total	473,86	454,40

5.4. Variação do Número de Veículos

Neste subcapítulo, foi feita mais nova simulação, variando o número de VEs em cada edifício. O estudo foi feito com perfis de 50 VEs, sendo selecionados aleatoriamente de 1 até 12 VEs para cada edifício.

Para este caso, a nível económico, constatou-se que, à medida que se foi aumentando o número de VEs houve também aumento dos custos de energia, tanto para o cenário individual como em comunidade, sendo que, um número elevado de VEs conduz não só a um custo de carregamento mais elevado, mas também a um custo de eletricidade elevado, conforme se verifica nas Figuras 21 e 22.

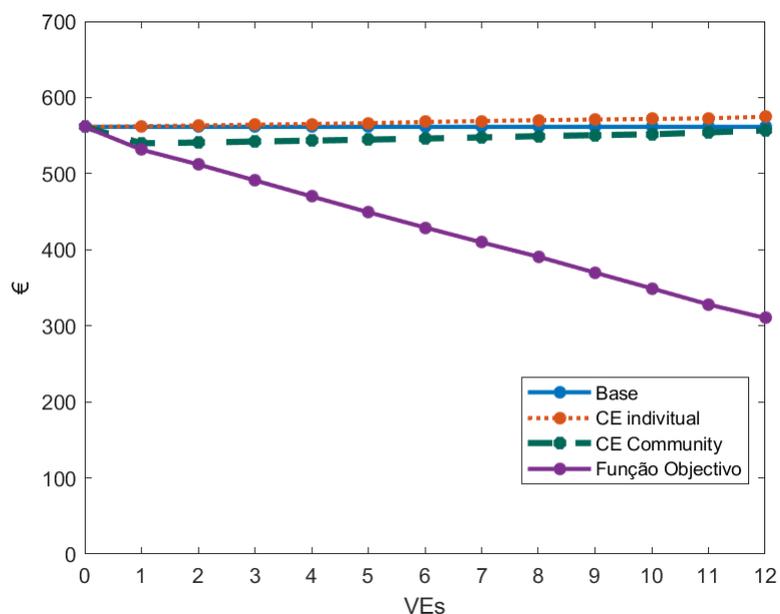


Figura 21 - Custos totais dos edifícios nos cenários base, individual e comunitário.

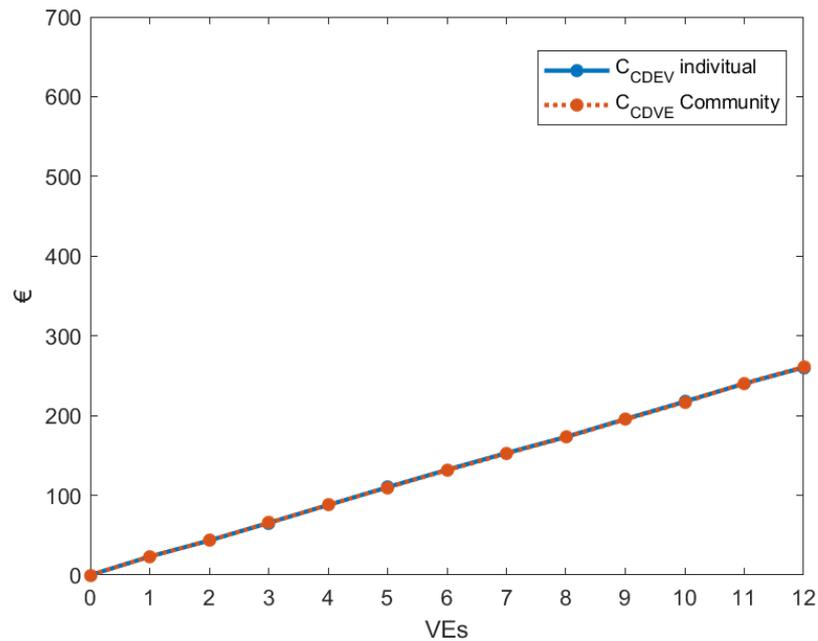


Figura 22 - Custos total de carga e descarga do VE's nos edifícios.

Estes resultados, devem-se ao facto de que quanto mais VE's houver em cada edifício, mais energia será necessária para serem carregados os VE's, o que também se irá refletir para uma diminuição da função objetivo, devido ao proveito obtido com mais VE's em serviços de carregamento.

Do ponto de vista técnico, embora as pontas dos 4 edifícios não ocorram todas à mesma hora, verificou-se a diminuição da ponta em cada edifício, na medida em que os números de VE's aumentavam, como pode se observar na Figura 23. Isto, deve-se ao facto de que, pela formalização do problema, nas horas de maior ponta é onde as descargas dos VE's estão mais concentradas. E, tendo uma maior quantidade de VE's, é possível concentrar mais descargas nessas horas, reduzindo assim a ponta. Constatou-se também que, de modo geral, a ponta no cenário em comunidade, é mais alta em relação ao individual. Isto deve-se ao facto da sua componente de flexibilidade, em que são usadas importações da comunidade em conjunto com a descarga de VE's, mas apenas os VE's contribuem para a redução da ponta de consumo.

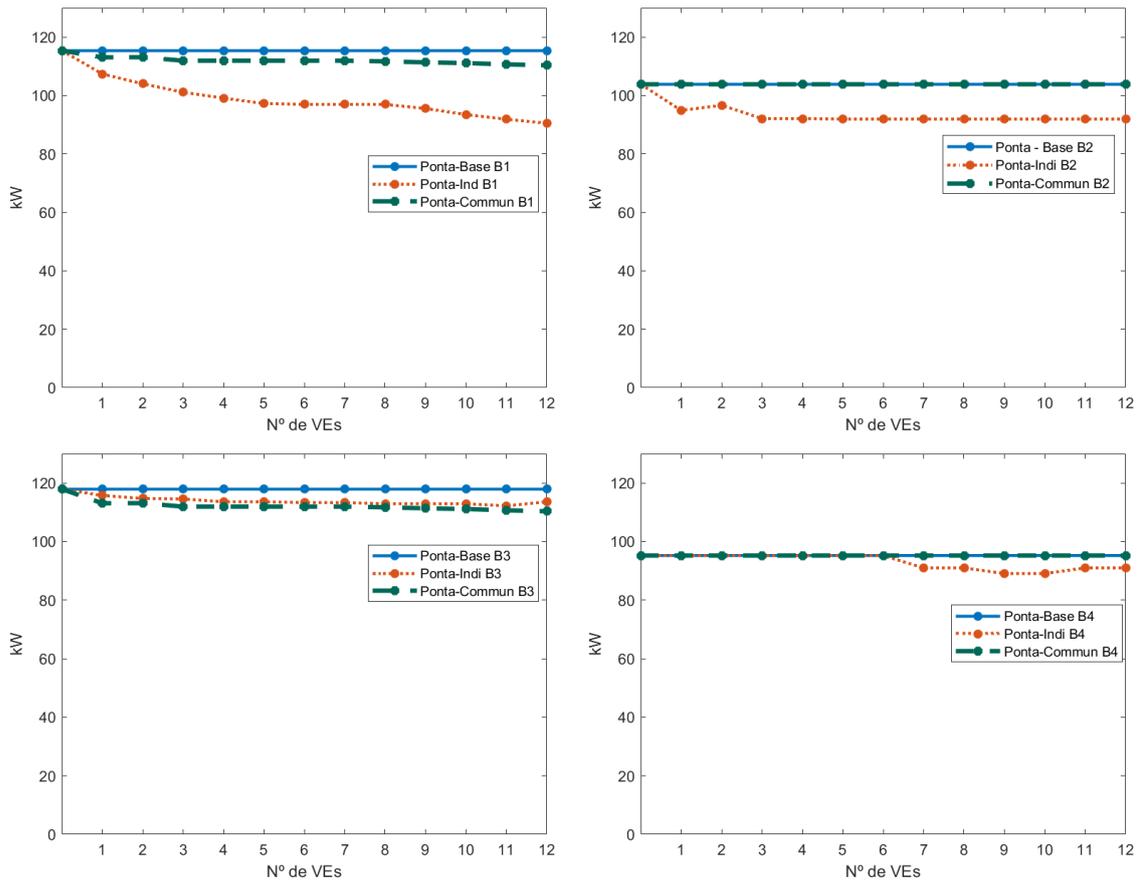


Figura 23 - Ponta em cada um dos cenários, para os 4 edifícios.

Já relativamente à injeção de energia de cada edifício para rede, com exceção ao B3 que já originalmente não tinha qualquer excesso de geração e por isso não injetava energia na rede, verifica-se que consegue-se uma redução de envio de energia para rede sempre que o número de VEs aumenta, tanto no cenário individual como em comunidade. Verifica-se que para nenhuma quantidade de VEs o excesso de compensação é totalmente compensado, sendo fundamental o papel da comunidade para absorver esses excessos, tal como se pode observar na Figura 24.

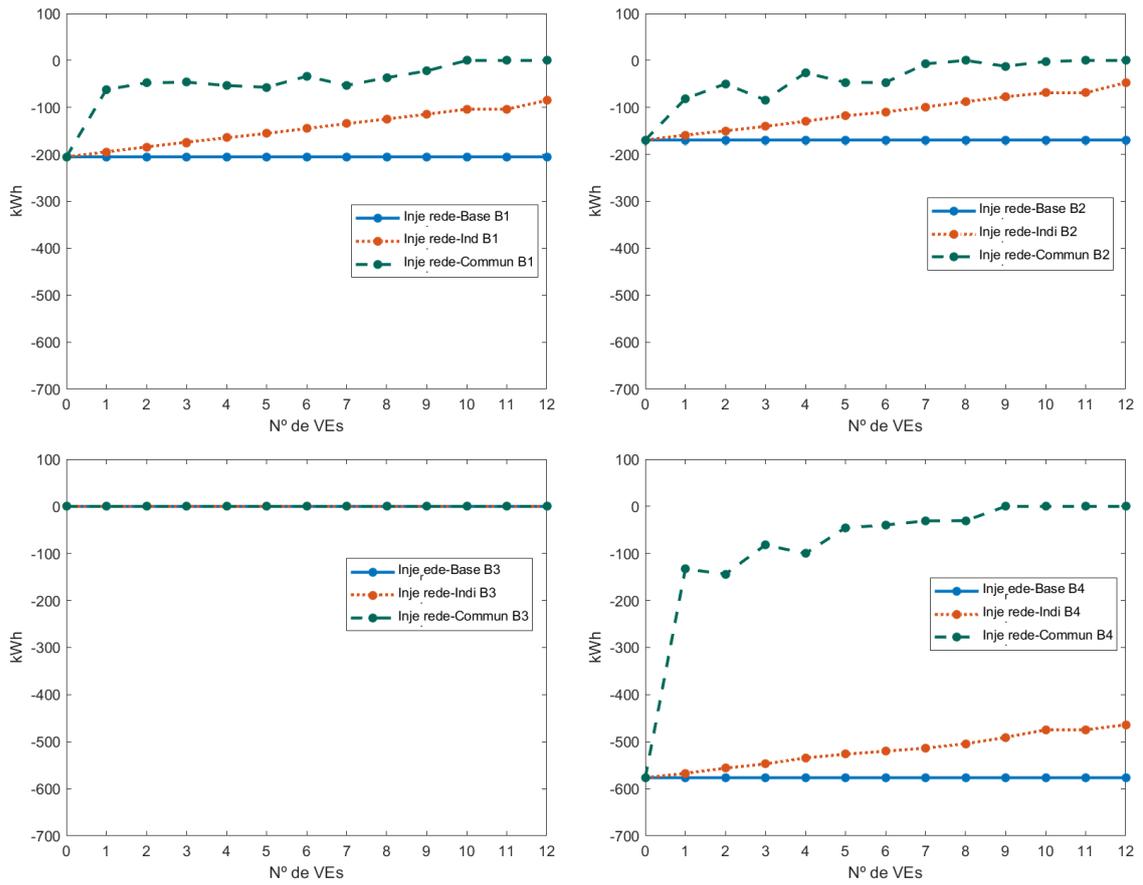


Figura 24 - Energia enviada para rede nos diferentes cenários, nos 4 edifícios.

6. Conclusões e Trabalho Futuro

6.1. Conclusão

A crescente utilização de fontes de energia renováveis para a produção de energia e as melhorias alcançadas nas tecnologias de armazenamento de energia levaram a um interesse crescente em VEs. Estes, que por sua vez, também respondem simultaneamente às necessidades de mobilidade, são cada vez mais vistos como soluções atrativas que conduzem à descarbonização da economia energética e como recursos de flexibilidade fundamentais para assegurar uma eficaz utilização de fontes de energia renováveis com produção local.

Esta dissertação tem como objetivo implementar uma otimização agregada em comunidades com o uso dos recursos de flexibilidade disponível nos edifícios, nomeadamente os VEs, de modo a assegurar o ajuste entre o consumo e a geração local e fazer minimização dos custos tanto para os edifícios como para o utilizador de VEs. No algoritmo desenvolvido foi necessário ter em conta algumas restrições por parte dos utilizadores dos VEs e da comunidade/edifícios, de modo a se ter efeito os objetivos estabelecidos, nomeadamente relativas à potência de carga e descarga dos VEs, os períodos de estacionamento e nível de carregamento necessários, os limites do SoC, bem como gestão de comunidade e custos.

A formulação matemática desenvolvida permite a implementação de sistemas V2B/B2V, não só para cada edifício de modo individual, mas também para uma comunidade de energia renovável, com a função objetivo, que contabiliza os custos de eletricidade e de potência contratada em cada edifício, bem como o lucro associado à carga e descarga dos VEs estacionados em cada edifício.

A formulação implementada em Python, foi simulada com alguns dados de entrada como, os dados do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Universidade de Coimbra (Portugal), para avaliar a formulação proposta para os diferentes edifícios. Considerou-se o seu consumo anual de energia, dados de produção PV para cobrir cerca de 50% da procura, excluindo o impacto de VE e, dados como as tarifas de carga e descarga dos VEs, tarifas de importação e exportação para rede e também para comunidade, tarifa para utilização da rede entre edifícios, tarifa

de base de estacionamento, custos da associados à potencia contratada, assim como também, o SoC, eficiência de carga e descarga, potências de carga e descarga e tempo de estacionamento, conforme se pode observar em anexos.

Com as simulações implementadas foi possível observar que para o cenário base, consegue-se obter uma redução de injeção de energia na rede, em cerca de 18,56% e 87,3%, e uma redução da ponta em cerca de 8% e 2,19% para os cenários individual e em comunidade, respetivamente. É também possível conseguir uma redução dos custos totais em cerca de 20% e 23.6%, para a gestão individual e em comunidade, respetivamente. Regista-se também uma redução ao nível dos custos de carregamento, bem como no valor da função objetivo para o cenário em comunidade. De modo geral, conseguiu-se constatar que, no caso comunitário há melhores resultados, não apenas devido à utilização da flexibilidade de carga e descarga dos VEs, mas também pelo efeito da gestão em comunidade.

Com a redução de 25% do tempo de estacionamento, tendo o mesmo requisito para o SoC, consegue-se ter resultados bons em relação ao cenário base, mas piores em relação ao caso base em que não há redução de tempo. Obteve-se cerca 1,71% e 5,9% de redução de injeção de renováveis na rede, cerca de 4,28% e 0,35% de aumento da ponta e um aumento de 5,29% e 5,56% nos custos, para os cenários individual e comunidade, respetivamente. Tal deve-se à menor flexibilidade para a gestão dos carregamentos associada a um menor tempo de estacionamento.

Por fim, variando o número de VEs, foi possível verificar que, à medida que se aumenta o número de VEs houve também um aumento dos custos de energia, nos dois cenários, porque, com o aumento da quantidade de VEs aumenta a energia necessária para o seu carregamento, o que o que consequentemente causará um aumento dos custos de energia nos edifícios. Contudo, devido ao proveito obtido com o serviço de carregamento, há uma diminuição da função objetivo, reduzindo assim os custos totais. Também se verificou uma diminuição da ponta em cada edifício e redução de envio de energia para rede, na medida em que os números de VEs aumentam, pois, nas horas de maior ponta há maior concentração de VEs e, tendo uma maior quantidade de VEs, é possível concentrar mais descargas nessas horas, reduzindo assim a ponta.

Portanto, tendo como objetivo utilizar os VEs como soluções de flexibilidade para comunidades de energia renováveis, baseando-se nas perspetivas técnicas e económicas,

com os resultados obtidos, verificou-se que, com a inserção dos VEs e com a gestão em comunidade, quando comparado aos cenários de base ou individual, consegue-se, maximizar o autoconsumo da produção renovável local, minimizar as trocas de energia com a rede e os custos.

6.2. Trabalhos futuros

Uma vez que, os resultados alcançados nesta dissertação revelaram-se coerentes e, destacando assim a eficácia da formulação proposta, como trabalho futuro, pretende-se alargar este trabalho para mais cenários, nomeadamente para um maior número de edifícios, considerando diferentes perfis de carregamento e tendo em conta diferentes potências dos carregadores de VEs (lento, normal e rápido).

E para um outro estudo, abrangendo também a interação eólica-VEs e PV, pode ser feita a análise em comunidades de edifícios residenciais e depois a interação entre edifícios residenciais e públicos, podendo o VE ser carregado num tipo de edifício e descarregado no outro.

Referências Bibliográficas

- [1] M. Tainio, P. Monsivais, N. R. V Jones, C. Brand, and J. Woodcock, “Mortality, greenhouse gas emissions and consumer cost impacts of combined diet and physical activity scenarios: a health impact assessment study,” *BMJ Open*, vol. 7, no. 2, p. e014199, Feb. 2017, doi: 10.1136/bmjopen-2016-014199.
- [2] J. Delgado, P. Moura, and A. T. de Almeida, “Electric Mobility: Key Technology to Decarbonize the Economy and Improve Air Quality,” pp. 1–18, 2020, doi: 10.1007/978-3-319-71057-0_127-1.
- [3] M. Ogryzek, D. Adamska-Kmieć, and A. Klimach, “Sustainable transport: An efficient transportation network-case study,” *Sustain.*, vol. 12, no. 19, p. 8274, Oct. 2020, doi: 10.3390/su12198274.
- [4] R. Faria, P. Marques, P. Moura, F. Freire, J. Delgado, and A. T. De Almeida, “Impact of the electricity mix and use profile in the life-cycle assessment of electric vehicles,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 24, pp. 271–287, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.03.063.
- [5] P. Faria and Z. Vale, “A Demand Response Approach to Scheduling Constrained Load Shifting,” *Energies*, vol. 12, no. 9, p. 1752, May 2019, doi: 10.3390/en12091752.
- [6] X. Guan, Z. Xu, and Q. S. Jia, “Energy-efficient buildings facilitated by microgrid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 3, pp. 243–252, 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2083705.
- [7] H. Dagdougui, A. Ouammi, and L. A. Dessaint, “Peak Load Reduction in a Smart Building Integrating Microgrid and V2B-Based Demand Response Scheme,” *IEEE Syst. J.*, vol. 13, no. 3, pp. 3274–3282, 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2880864.
- [8] H. S. V. S. Kumar Nunna and S. Doolla, “Energy management in microgrids using demand response and distributed storage - A multiagent approach,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 28, no. 2, pp. 939–947, 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2239665.
- [9] J. M. P. Moura, G. Yu, S. Sarkar, “Linking Parking and Electricity Values to Unlock

- Potentials of Electric Vehicles in Portuguese Buildings,” 2020.
- [10] E. D. Kostopoulos, G. C. Spyropoulos, and J. K. Kaldellis, “Real-world study for the optimal charging of electric vehicles,” *Energy Reports*, vol. 6, pp. 418–426, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.egy.2019.12.008.
- [11] M. A. Quddus, O. Shahvari, M. Marufuzzaman, J. M. Usher, and R. Jaradat, “A collaborative energy sharing optimization model among electric vehicle charging stations, commercial buildings, and power grid,” *Appl. Energy*, vol. 229, pp. 841–857, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.08.018.
- [12] G. Zarazua de Rubens, L. Noel, J. Kester, and B. K. Sovacool, “The market case for electric mobility: Investigating electric vehicle business models for mass adoption,” *Energy*, vol. 194, p. 116841, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2019.116841.
- [13] M. E. Biresselioglu, M. Demirbag Kaplan, and B. K. Yilmaz, “Electric mobility in Europe: A comprehensive review of motivators and barriers in decision making processes,” *Transp. Res. Part A Policy Pract.*, vol. 109, no. February, pp. 1–13, 2018, doi: 10.1016/j.tra.2018.01.017.
- [14] C. C. Chan, “The State of the Art of Electric, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles With their superior fuel economy and performance, hybrid vehicles will likely increase in popularity in coming years; further development of control theory for hybrids is essential for their,” *Proc. IEEE*, vol. 95, no. 4, pp. 704–718, 2007, [Online]. Available: <https://www.eee.hku.hk/doc/ccchan/TheStateoftheArtofElectric,Hybrid,andFuelCellVehicles.pdf>.
- [15] R. Faria, P. Moura, J. Delgado, and A. T. De Almeida, “A sustainability assessment of electric vehicles as a personal mobility system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 61, pp. 19–30, 2012, doi: 10.1016/j.enconman.2012.02.023.
- [16] J. Larminie and J. Lowry, *Electric Vehicle Technology Explained: Second Edition*. 2012.
- [17] “Tesla.pdf.” [Online]. Available: https://www.tesla.com/pt_pt/models.
- [18] B. Electric *et al.*, “Related png images,” pp. 1–6, 2020, [Online]. Available: <https://www.pngwing.com/en/free-png-nocwc>.
- [19] “Electric Vehicle Market Growth, Industry Trends, and Statistics by 2030 | COVID-19 Impact Analysis | MarketsandMarkets.” <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/electric-vehicle-market->

- 209371461.html (accessed Oct. 20, 2020).
- [20] “Global EV Outlook 2020,” *Glob. EV Outlook 2020*, no. June, pp. 1–23, 2020, doi: 10.1787/d394399e-en.
- [21] Thomas Gersdorf, Patrick Schaufuss, Stephanie Schenk, and Patrick Hertzke, “McKinsey Electric Vehicle Index: Electric Vehicle Trends | McKinsey,” 2020. <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/mckinsey-electric-vehicle-index-europe-cushions-a-global-plunge-in-ev-sales> (accessed Oct. 20, 2020).
- [22] L. Li, F. Dababneh, and J. Zhao, “Cost-effective supply chain for electric vehicle battery remanufacturing,” *Appl. Energy*, vol. 226, pp. 277–286, Sep. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.05.115.
- [23] “Electric Vehicle Battery Market Analysis | Industry Forecast 2021-2025.” <https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/electric-vehicle-battery-market-100188347.html> (accessed May 03, 2021).
- [24] U. Lawrence, “The Top 10 EV Battery Makers - IEEE Spectrum.” <https://spectrum.ieee.org/the-top-10-ev-battery-makers> (accessed Oct. 29, 2021).
- [25] J. García-Villalobos, I. Zamora, J. I. San Martín, I. Junquera, and P. Eguía, “Delivering energy from PEV batteries: V2G, V2B and V2H approaches,” *Renew. Energy Power Qual. J.*, vol. 1, no. 13, pp. 89–94, 2015, doi: 10.24084/repqj13.247.
- [26] L. Bongartz, S. Shammugam, E. Gervais, and T. Schlegl, “Multidimensional criticality assessment of metal requirements for lithium-ion batteries in electric vehicles and stationary storage applications in Germany by 2050,” *J. Clean. Prod.*, vol. 292, p. 126056, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.126056.
- [27] Y. A. Alamerew and D. Brissaud, “Modelling reverse supply chain through system dynamics for realizing the transition towards the circular economy: A case study on electric vehicle batteries,” *J. Clean. Prod.*, vol. 254, p. 120025, May 2020, doi: 10.1016/j.jclepro.2020.120025.
- [28] R. Faria *et al.*, “Primary and secondary use of electric mobility batteries from a life cycle perspective,” *J. Power Sources*, vol. 262, pp. 169–177, 2014, doi: 10.1016/j.jpowsour.2014.03.092.
- [29] IEA, *Global EV Outlook 2020*. 2020.
- [30] “A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices | BloombergNEF.”

- <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>
(accessed Feb. 27, 2021).
- [31] D. B. Richardson, "Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19. Pergamon, pp. 247–254, Mar. 01, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.11.042.
- [32] Y. M. Wi, J. U. Lee, and S. K. Joo, "Electric vehicle charging method for smart homes/buildings with a photovoltaic system," *IEEE Trans. Consum. Electron.*, vol. 59, no. 2, pp. 323–328, 2013, doi: 10.1109/TCE.2013.6531113.
- [33] S. Cui and J. W. Xiao, "Game-based peer-to-peer energy sharing management for a community of energy buildings," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 123, p. 106204, Dec. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106204.
- [34] M. D. Transactive, "Applied Energy Multi-Objective Decision-Making for Transactive Interactions in Vehicle-to-Building Systems."
- [35] P. S. Moura, A. Pires, J. Delgado, and A. T. de Almeida, "Grid to vehicle and vehicle to grid systems for large-scale penetration of renewable generation," *Eceee Summer Study Proc.*, vol. 2019-June, pp. 1025–1034, 2019.
- [36] Y. Zhou and S. Cao, "Coordinated multi-criteria framework for cycling aging-based battery storage management strategies for positive building–vehicle system with renewable depreciation: Life-cycle based techno-economic feasibility study," *Energy Convers. Manag.*, vol. 226, no. October, p. 113473, 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113473.
- [37] S. Ø. Jensen *et al.*, "IEA EBC Annex 67 Energy Flexible Buildings," *Energy Build.*, vol. 155, no. 2017, pp. 25–34, 2017, doi: 10.1016/j.enbuild.2017.08.044.
- [38] J. Francfort, "Power Flow Regulations and Building Codes Review by the AVTA Adrene Briones," no. September, 2012.
- [39] M. Furat, "Electric Vehicle and Charging Strategies for Upcoming Demand," *3rd Int. Symp. Multidiscip. Stud. Innov. Technol. ISMSIT 2019 - Proc.*, vol. 1, pp. 1–5, 2019, doi: 10.1109/ISMSIT.2019.8932790.
- [40] M. Yilmaz and P. T. Krein, "Review of benefits and challenges of vehicle-to-grid technology," *2012 IEEE Energy Convers. Congr. Expo. ECCE 2012*, pp. 3082–3089, 2012, doi: 10.1109/ECCE.2012.6342356.

- [41] Y. Zhou, S. Cao, J. L. M. Hensen, and P. D. Lund, "Energy integration and interaction between buildings and vehicles: A state-of-the-art review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 114, no. June, p. 109337, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.109337.
- [42] P. Moura, G. K. W. Yu, and J. Mohammadi, "Management of electric vehicles as flexibility resource for optimized integration of renewable energy with large buildings," in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, May 2020, vol. 2020-October, pp. 474–478, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248808.
- [43] P. Huang *et al.*, "A technical review of modeling techniques for urban solar mobility: Solar to buildings, vehicles, and storage (S2BVS)," *Sustain.*, vol. 12, no. 17, 2020, doi: 10.3390/su12177035.
- [44] R. Faria, P. Moura, J. Delgado, and A. T. De Almeida, "Managing the charging of electrical vehicles: Impacts on the electrical grid and on the environment," *IEEE Intell. Transp. Syst. Mag.*, vol. 6, no. 3, pp. 54–65, 2014, doi: 10.1109/MITS.2014.2323437.
- [45] S. Cao, "The impact of electric vehicles and mobile boundary expansions on the realization of zero-emission office buildings," *Appl. Energy*, vol. 251, no. February, p. 113347, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113347.
- [46] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic, "BEVs/PHEVs as dispersed energy storage for V2B uses in the smart grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 473–482, 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2172228.
- [47] D. Thomas, O. Deblecker, and C. S. Ioakimidis, "Optimal operation of an energy management system for a grid-connected smart building considering photovoltaics' uncertainty and stochastic electric vehicles' driving schedule," *Appl. Energy*, vol. 210, pp. 1188–1206, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.035.
- [48] X. Jin, J. Wu, Y. Mu, M. Wang, X. Xu, and H. Jia, "Hierarchical microgrid energy management in an office building," *Appl. Energy*, vol. 208, pp. 480–494, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.10.002.
- [49] Y. Kuang, Y. Chen, M. Hu, and D. Yang, "Influence analysis of driver behavior and building category on economic performance of electric vehicle to grid and building integration," *Appl. Energy*, vol. 207, pp. 427–437, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.07.006.

- [50] Z. Maheshwari and R. Ramakumar, "Smart Integrated Renewable Energy Systems (SIREs) for rural communities," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Nov. 2016, vol. 2016-November, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741874.
- [51] H. A. Melo and C. Heinrich, "Performance comparison of the energy balance in a renewable energy community," in *2012 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2012 - Conference Proceedings*, 2012, pp. 140–143, doi: 10.1109/IEEEIC.2012.6221561.
- [52] "Earth Day | City of Vancouver." <https://vancouver.ca/green-vancouver/earth-day.aspx> (accessed Nov. 05, 2020).
- [53] J. Lowitzsch, C. E. Hoicka, and F. J. van Tulder, "Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future?," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 122, p. 109489, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109489.
- [54] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2020.
- [55] EU, "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources," *Off. J. Eur. Union*, vol. 2018, no. L 328, pp. 82–209, 2018, [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.
- [56] Presidência do Conselho de Ministros, "Decreto-Lei 162/2019, 2019-10-25 - DRE," 2019. https://dre.pt/web/guest/pesquisa/-/search/125692189/details/normal?_search_WAR_drefrontofficeportlet_res=pt (accessed Nov. 13, 2020).
- [57] P. Moura, U. Sriram, and J. Mohammadi, "Transactive Community Microgrids to Share Energy Storage Resources in Portugal," 2020, [Online]. Available: <http://arxiv.org/abs/2008.08971>.
- [58] M. Xylia and S. Silveira, "On the road to fossil-free public transport: The case of Swedish bus fleets," *Energy Policy*, vol. 100, pp. 397–412, Jan. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2016.02.024.
- [59] Y. Wang, Z. Su, Q. Xu, and N. Zhang, "Contract based energy blockchain for secure electric vehicles charging in smart community," *Proc. - IEEE 16th Int. Conf. Dependable, Auton. Secur. Comput. IEEE 16th Int. Conf. Pervasive Intell. Comput. IEEE 4th Int. Conf. Big Data Intell. Comput. IEEE 3*, pp. 328–333, 2018, doi:

- 10.1109/DASC/PiCom/DataCom/CyberSciTec.2018.00062.
- [60] E. Negeri and N. Baken, "Smart integration of electric vehicles in an energy community," *SMARTGREENS 2012 - Proc. 1st Int. Conf. Smart Grids Green IT Syst.*, pp. 25–32, 2012, doi: 10.5220/0003952400250032.
- [61] S. R. Nadipalli, S. Jeganmohan, S. Hakmi, and V. Aravinthan, "Online Market Place for Bilevel EV Charging Control for Urban Community Park and Charge Lots," in *51st North American Power Symposium, NAPS 2019*, Oct. 2019, pp. 1–7, doi: 10.1109/NAPS46351.2019.9000280.
- [62] P. H. Cheng, T. H. Huang, Y. W. Chien, C. L. Wu, and L. C. Fu, "Demand-side management in residential community realizing sharing economy with bidirectional PEV," in *2017 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics, SMC 2017*, 2017, vol. 2017-Janua, pp. 1615–1620, doi: 10.1109/SMC.2017.8122846.
- [63] F. Yi, F. Li, and Z. Hu, "Cost analysis of individual EV charging in different community networks," Oct. 2017, doi: 10.1109/ITEC-AP.2017.8080847.
- [64] P. Mesarić and S. Krajcar, "Home demand side management integrated with electric vehicles and renewable energy sources," *Energy Build.*, vol. 108, pp. 1–9, Dec. 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2015.09.001.
- [65] M. W. Tian and P. Talebizadehsardari, "Energy cost and efficiency analysis of building resilience against power outage by shared parking station for electric vehicles and demand response program," *Energy*, vol. 215, p. 119058, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2020.119058.
- [66] P. Fonseca, P. Moura, H. Jorge, and A. de Almeida, "Sustainability in university campus: options for achieving nearly zero energy goals," *Int. J. Sustain. High. Educ.*, vol. 19, no. 4, pp. 790–816, Jan. 2018, doi: 10.1108/IJSHE-09-2017-0145.
- [67] P. J. F. Torres, L. Ekonomou, and P. Karampelas, "The correlation between renewable generation and electricity demand: A case study of Portugal," *Energy Syst.*, pp. 119–151, 2016, doi: 10.1007/978-3-662-49434-9_5.

Anexos

Anexo A - Tarifas

Tabela 11 – Tarifas associadas a exportação/importação para rede, de carga/descarga, da utilização da rede e de estacionamento.

t	CEG	CIG	CC	CD	CP	CG
00:00	-0,03578	0,12885	2,10	-3,15	0,5	0,05
00:15	-0,03578	0,12885	2,10	-3,15		0,05
00:30	-0,03578	0,12885	2,10	-3,15		0,05
00:45	-0,03578	0,12885	2,10	-3,15		0,05
01:00	-0,03578	0,10850	1,77	-2,65		0,05
01:15	-0,03578	0,10850	1,77	-2,65		0,05
01:30	-0,03578	0,10850	1,77	-2,65		0,05
01:45	-0,03578	0,10850	1,77	-2,65		0,05
02:00	-0,03578	0,10591	1,73	-2,59		0,05
02:15	-0,03578	0,10591	1,73	-2,59		0,05
02:30	-0,03578	0,10591	1,73	-2,59		0,05
02:45	-0,03578	0,10591	1,73	-2,59		0,05
03:00	-0,03578	0,10147	1,65	-2,48		0,05
03:15	-0,03578	0,10147	1,65	-2,48		0,05
03:30	-0,03578	0,10147	1,65	-2,48		0,05
03:45	-0,03578	0,10147	1,65	-2,48		0,05
04:00	-0,03578	0,09182	1,50	-2,24		0,05
04:15	-0,03578	0,09182	1,50	-2,24		0,05
04:30	-0,03578	0,09182	1,50	-2,24		0,05
04:45	-0,03578	0,09182	1,50	-2,24		0,05
05:00	-0,03578	0,09649	1,57	-2,36		0,05
05:15	-0,03578	0,09649	1,57	-2,36		0,05
05:30	-0,03578	0,09649	1,57	-2,36		0,05
05:45	-0,03578	0,09649	1,57	-2,36		0,05
06:00	-0,03578	0,10796	1,76	-2,64		0,05
06:15	-0,03578	0,10796	1,76	-2,64		0,05
06:30	-0,03578	0,10796	1,76	-2,64		0,05
06:45	-0,03578	0,10796	1,76	-2,64		0,05
07:00	-0,03578	0,12999	2,12	-3,18		0,05
07:15	-0,03578	0,12999	2,12	-3,18		0,05
07:30	-0,03578	0,12999	2,12	-3,18		0,05
07:45	-0,03578	0,12999	2,12	-3,18		0,05
08:00	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
08:15	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
08:30	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
08:45	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
09:00	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05

09:15	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
09:30	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
09:45	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
10:00	-0,03578	0,13665	2,23	-3,34		0,05
10:15	-0,03578	0,13665	2,23	-3,34		0,05
10:30	-0,03578	0,13665	2,23	-3,34		0,05
10:45	-0,03578	0,13665	2,23	-3,34		0,05
11:00	-0,03578	0,13366	2,18	-3,27		0,05
11:15	-0,03578	0,13366	2,18	-3,27		0,05
11:30	-0,03578	0,13366	2,18	-3,27		0,05
11:45	-0,03578	0,13366	2,18	-3,27		0,05
12:00	-0,03578	0,13608	2,22	-3,33		0,05
12:15	-0,03578	0,13608	2,22	-3,33		0,05
12:30	-0,03578	0,13608	2,22	-3,33		0,05
12:45	-0,03578	0,13608	2,22	-3,33		0,05
13:00	-0,03578	0,12435	2,03	-3,04		0,05
13:15	-0,03578	0,12435	2,03	-3,04		0,05
13:30	-0,03578	0,12435	2,03	-3,04		0,05
13:45	-0,03578	0,12435	2,03	-3,04		0,05
14:00	-0,03578	0,11636	1,90	-2,84		0,05
14:15	-0,03578	0,11636	1,90	-2,84		0,05
14:30	-0,03578	0,11636	1,90	-2,84		0,05
14:45	-0,03578	0,11636	1,90	-2,84		0,05
15:00	-0,03578	0,12009	1,96	-2,93		0,05
15:15	-0,03578	0,12009	1,96	-2,93		0,05
15:30	-0,03578	0,12009	1,96	-2,93		0,05
15:45	-0,03578	0,12009	1,96	-2,93		0,05
16:00	-0,03578	0,12655	2,06	-3,09		0,05
16:15	-0,03578	0,12655	2,06	-3,09		0,05
16:30	-0,03578	0,12655	2,06	-3,09		0,05
16:45	-0,03578	0,12655	2,06	-3,09		0,05
17:00	-0,03578	0,13224	2,15	-3,23		0,05
17:15	-0,03578	0,13224	2,15	-3,23		0,05
17:30	-0,03578	0,13224	2,15	-3,23		0,05
17:45	-0,03578	0,13224	2,15	-3,23		0,05
18:00	-0,03578	0,13176	2,15	-3,22		0,05
18:15	-0,03578	0,13176	2,15	-3,22		0,05
18:30	-0,03578	0,13176	2,15	-3,22		0,05
18:45	-0,03578	0,13176	2,15	-3,22		0,05
19:00	-0,03578	0,14767	2,41	-3,61		0,05
19:15	-0,03578	0,14767	2,41	-3,61		0,05
19:30	-0,03578	0,14767	2,41	-3,61		0,05
19:45	-0,03578	0,14767	2,41	-3,61		0,05
20:00	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
20:15	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05

20:30	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
20:45	-0,03578	0,13913	2,27	-3,40		0,05
21:00	-0,03578	0,12583	2,05	-3,07		0,05
21:15	-0,03578	0,12583	2,05	-3,07		0,05
21:30	-0,03578	0,12583	2,05	-3,07		0,05
21:45	-0,03578	0,12583	2,05	-3,07		0,05
22:00	-0,03578	0,11693	1,90	-2,86		0,05
22:15	-0,03578	0,11693	1,90	-2,86		0,05
22:30	-0,03578	0,11693	1,90	-2,86		0,05
22:45	-0,03578	0,11693	1,90	-2,86		0,05
23:00	-0,03578	0,11004	1,79	-2,69		0,05
23:15	-0,03578	0,11004	1,79	-2,69		0,05
23:30	-0,03578	0,11004	1,79	-2,69		0,05
23:45	-0,03578	0,11004	1,79	-2,69		0,05

Tabela 12 – Carga líquida positiva/negativa no edifício, Rácio entre o excesso de geração e o déficit de geração e Tarifas associadas exportação/importação para comunidade e custo associado à potência contratada.

t	L+	L-	P+-	CEC	CIC	Cpc
00:00	414	0	0	-0,07885	0,128852	0,03240
00:15	406	0	0	-0,07885	0,128852	
00:30	421	0	0	-0,07885	0,128852	
00:45	407	0	0	-0,07885	0,128852	
01:00	411	0	0	-0,05850	0,108501	
01:15	392	0	0	-0,05850	0,108501	
01:30	393	0	0	-0,05850	0,108501	
01:45	390	0	0	-0,05850	0,108501	
02:00	390	0	0	-0,05591	0,105911	
02:15	380	0	0	-0,05591	0,105911	
02:30	396	0	0	-0,05591	0,105911	
02:45	381	0	0	-0,05591	0,105911	
03:00	387	0	0	-0,05147	0,101471	
03:15	383	0	0	-0,05147	0,101471	
03:30	387	0	0	-0,05147	0,101471	
03:45	384	0	0	-0,05147	0,101471	
04:00	387	0	0	-0,04182	0,091822	
04:15	383	0	0	-0,04182	0,091822	
04:30	384	0	0	-0,04182	0,091822	
04:45	381	0	0	-0,04182	0,091822	
05:00	373	0	0	-0,04649	0,09649	
05:15	377	0	0	-0,04649	0,09649	
05:30	379	0	0	-0,04649	0,09649	

05:45	378	0	0	-0,04649	0,09649	
06:00	374	0	0	-0,05796	0,10796	
06:15	374	0	0	-0,05796	0,10796	
06:30	380	0	0	-0,05796	0,10796	
06:45	382,9178	0	0	-0,05796	0,10796	
07:00	398,1088	0	0	-0,07999	0,129991	
07:15	372,5444	0	0	-0,07999	0,129991	
07:30	365,6318	0	0	-0,07999	0,129991	
07:45	343,1071	0	0	-0,07999	0,129991	
08:00	283,8625	0	0	-0,08913	0,139127	
08:15	269,5478	0	0	-0,08913	0,139127	
08:30	249,8296	0	0	-0,08913	0,139127	
08:45	213,5769	5,665609	0,025842	-0,08775	0,139092	
09:00	333,4894	20,99009	0,059214	-0,08597	0,13894	
09:15	247,2663	31,69533	0,113619	-0,08307	0,138438	
09:30	221,6379	55,21811	0,199447	-0,07849	0,137005	
09:45	198,2805	76,47967	0,278351	-0,07428	0,134993	
10:00	275,3958	146,5999	0,347397	-0,06898	0,130511	
10:15	263,7791	135,5073	0,339374	-0,06938	0,130791	
10:30	486,8929	124,2108	0,203257	-0,07631	0,134549	
10:45	250,0195	88,11583	0,260593	-0,07339	0,133196	
11:00	440,4746	83,39973	0,159198	-0,07604	0,132449	
11:15	372,8271	147,0035	0,282791	-0,07012	0,129833	
11:30	309,3633	161,3228	0,34274	-0,06725	0,128037	
11:45	445,9792	95,69259	0,176662	-0,07520	0,132168	
12:00	287,1274	189,9233	0,39812	-0,06605	0,128108	
12:15	345,276	192,1088	0,357488	-0,06810	0,129653	
12:30	331,8104	149,2354	0,310231	-0,07047	0,13124	
12:45	285,9498	173,7216	0,377926	-0,06707	0,128896	
13:00	267,7874	170,4416	0,388933	-0,05935	0,118519	
13:15	186,3271	204,1391	0,522809	-0,05418	0,11381	
13:30	301,5484	354,4282	0,540306	-0,05351	0,113092	
13:45	271,629	211,6536	0,43795	-0,05746	0,116955	
14:00	220,5121	102,3342	0,316975	-0,05666	0,113284	
14:15	220,4218	110,1857	0,333282	-0,05616	0,11296	
14:30	261,7566	144,2552	0,355298	-0,05549	0,112496	
14:45	312,7655	224,9173	0,418309	-0,05356	0,111005	
15:00	280,0375	164,0446	0,369402	-0,05741	0,115403	
15:15	293,5071	143,0831	0,327729	-0,05884	0,1164	
15:30	283,3447	67,16186	0,191614	-0,06351	0,118826	
15:45	329,7501	18,7259	0,053737	-0,06824	0,119986	
16:00	353,1225	13,30929	0,036321	-0,07507	0,126493	
16:15	343,806	0	0	-0,07655	0,126546	
16:30	544,9633	0	0	-0,07655	0,126546	
16:45	497,578	0	0	-0,07655	0,126546	

17:00	633,554	0	0	-0,08224	0,132239	
17:15	693,0066	0	0	-0,08224	0,132239	
17:30	621,6495	0	0	-0,08224	0,132239	
17:45	696,7951	0	0	-0,08224	0,132239	
18:00	682,6891	0	0	-0,08176	0,131755	
18:15	649,9347	0	0	-0,08176	0,131755	
18:30	623,7378	0	0	-0,08176	0,131755	
18:45	622,8351	0	0	-0,08176	0,131755	
19:00	579	0	0	-0,09767	0,147666	
19:15	537	0	0	-0,09767	0,147666	
19:30	490	0	0	-0,09767	0,147666	
19:45	474	0	0	-0,09767	0,147666	
20:00	457	0	0	-0,08913	0,139127	
20:15	421	0	0	-0,08913	0,139127	
20:30	400	0	0	-0,08913	0,139127	
20:45	382	0	0	-0,08913	0,139127	
21:00	369	0	0	-0,07583	0,125835	
21:15	363	0	0	-0,07583	0,125835	
21:30	374	0	0	-0,07583	0,125835	
21:45	354	0	0	-0,07583	0,125835	
22:00	351	0	0	-0,06693	0,116926	
22:15	351	0	0	-0,06693	0,116926	
22:30	341	0	0	-0,06693	0,116926	
22:45	336	0	0	-0,06693	0,116926	
23:00	339	0	0	-0,06004	0,110038	
23:15	346	0	0	-0,06004	0,110038	
23:30	340	0	0	-0,06004	0,110038	
23:45	341	0	0	-0,06004	0,110038	

Anexos 2 - Procura

Tabela 13 – Procura líquida para os edifícios B1, B2.

t	B1	L1+	L1-	B2	L2+	L2-
00:00	61	61	0	64	64	0
00:15	60	60	0	62	62	0
00:30	64	64	0	65	65	0
00:45	62	62	0	62	62	0
01:00	63	63	0	64	64	0
01:15	57	57	0	62	62	0
01:30	57	57	0	61	61	0
01:45	57	57	0	60	60	0
02:00	56	56	0	61	61	0
02:15	55	55	0	60	60	0

02:30	56	56	0	63	63	0
02:45	55	55	0	61	61	0
03:00	56	56	0	62	62	0
03:15	55	55	0	60	60	0
03:30	55	55	0	63	63	0
03:45	55	55	0	61	61	0
04:00	55	55	0	63	63	0
04:15	55	55	0	61	61	0
04:30	55	55	0	61	61	0
04:45	54	54	0	61	61	0
05:00	54	54	0	60	60	0
05:15	53	53	0	59	59	0
05:30	54	54	0	62	62	0
05:45	53	53	0	60	60	0
06:00	54	54	0	59	59	0
06:15	53	53	0	61	61	0
06:30	54	54	0	61	61	0
06:45	56	56	0	60	60	0
07:00	58	58	0	63,97259	63,97259	0
07:15	55	55	0	58,88994	58,88994	0
07:30	55,74413	55,74413	0	58,27282	58,27282	0
07:45	51,98472	51,98472	0	54,50453	54,50453	0
08:00	40,64758	40,64758	0	40,8035	40,8035	0
08:15	41,77398	41,77398	0	33,52182	33,52182	0
08:30	30,16202	30,16202	0	38,05967	38,05967	0
08:45	16,67333	16,67333	0	27,69534	27,69534	0
09:00	74,12755	74,12755	0	22,89585	22,89585	0
09:15	36,83427	36,83427	0	10,66773	10,66773	0
09:30	-12,7768	0	12,77684	24,17774	24,17774	0
09:45	-16,1421	0	16,14213	3,32343	3,32343	0
10:00	-34,6414	0	34,64142	-42,1906	0	42,19059
10:15	-23,107	0	23,10696	-33,066	0	33,06598
10:30	113,0025	113,0025	0	-48,4337	0	48,43368
10:45	-9,59613	0	9,596127	5,313946	5,313946	0
11:00	2,063583	2,063583	0	103,8516	103,8516	0
11:15	-60,0946	0	60,09464	44,7276	44,7276	0
11:30	-71,7689	0	71,7689	9,517826	9,517826	0
11:45	16,79835	16,79835	0	96,19882	96,19882	0
12:00	-40,2424	0	40,24236	-46,3023	0	46,30233
12:15	35,70211	35,70211	0	-80,167	0	80,16697
12:30	-41,0872	0	41,08722	60,0972	60,0972	0
12:45	-56,9571	0	56,95714	60,02531	60,02531	0
13:00	-46,9238	0	46,92381	71,22243	71,22243	0
13:15	27,42267	27,42267	0	-77,4021	0	77,40206
13:30	-80,0668	0	80,06682	-144,076	0	144,0761

13:45	51,68631	51,68631	0	-96,522	0	96,52202
14:00	39,61573	39,61573	0	38,58634	38,58634	0
14:15	-16,7457	0	16,74567	44,48999	44,48999	0
14:30	-51,8118	0	51,81182	30,94814	30,94814	0
14:45	-94,6482	0	94,64824	-49,3527	0	49,35272
15:00	-56,211	0	56,211	-20,1997	0	20,19965
15:15	-55,891	0	55,891	-21,3846	0	21,38456
15:30	-52,8243	0	52,82432	9,939285	9,939285	0
15:45	44,33521	44,33521	0	-18,7259	0	18,7259
16:00	6,324046	6,324046	0	52,33734	52,33734	0
16:15	40,76036	40,76036	0	14,50812	14,50812	0
16:30	87,25396	87,25396	0	44,066	44,066	0
16:45	51,25927	51,25927	0	67,31078	67,31078	0
17:00	107,0171	107,0171	0	78,1887	78,1887	0
17:15	115,362	115,362	0	92,568	92,568	0
17:30	84,55612	84,55612	0	90,05925	90,05925	0
17:45	103,504	103,504	0	96,66561	96,66561	0
18:00	106,2624	106,2624	0	91,94097	91,94097	0
18:15	96,96493	96,96493	0	92,0934	92,0934	0
18:30	90,54873	90,54873	0	87,62914	87,62914	0
18:45	88	88	0	88,80814	88,80814	0
19:00	82	82	0	82	82	0
19:15	77	77	0	79	79	0
19:30	71	71	0	70	70	0
19:45	69	69	0	69	69	0
20:00	66	66	0	67	67	0
20:15	62	62	0	62	62	0
20:30	60	60	0	59	59	0
20:45	56	56	0	57	57	0
21:00	53	53	0	53	53	0
21:15	52	52	0	54	54	0
21:30	55	55	0	54	54	0
21:45	50	50	0	52	52	0
22:00	50	50	0	52	52	0
22:15	50	50	0	50	50	0
22:30	47	47	0	50	50	0
22:45	46	46	0	48	48	0
23:00	46	46	0	51	51	0
23:15	48	48	0	55	55	0
23:30	47	47	0	53	53	0
23:45	47	47	0	52	52	0

Tabela 14 – Procura líquida para os edifícios B3 e B4.

t	B3	L3+	L3-	B4	L4+	L4-
00:00	55	55	0	54	54	0
00:15	54	54	0	54	54	0
00:30	54	54	0	55	55	0
00:45	52	52	0	55	55	0
01:00	51	51	0	55	55	0
01:15	50	50	0	54	54	0
01:30	51	51	0	55	55	0
01:45	51	51	0	54	54	0
02:00	52	52	0	52	52	0
02:15	49	49	0	52	52	0
02:30	53	53	0	52	52	0
02:45	49	49	0	51	51	0
03:00	50	50	0	51	51	0
03:15	51	51	0	51	51	0
03:30	51	51	0	49	49	0
03:45	50	50	0	52	52	0
04:00	50	50	0	51	51	0
04:15	50	50	0	51	51	0
04:30	51	51	0	50	50	0
04:45	50	50	0	51	51	0
05:00	48	48	0	49	49	0
05:15	50	50	0	53	53	0
05:30	48	48	0	51	51	0
05:45	51	51	0	50	50	0
06:00	49	49	0	50	50	0
06:15	48	48	0	50	50	0
06:30	50	50	0	50	50	0
06:45	50	50	0	50,91777	50,91777	0
07:00	52	52	0	50,16361	50,16361	0
07:15	50,58887	50,58887	0	43,58676	43,58676	0
07:30	48,80772	48,80772	0	39,9825	39,9825	0
07:45	47,06726	47,06726	0	35,9941	35,9941	0
08:00	47,18975	47,18975	0	26,58086	26,58086	0
08:15	48,1615	48,1615	0	22,63315	22,63315	0
08:30	50,55682	50,55682	0	12,27261	12,27261	0
08:45	62,41978	62,41978	0	-5,66561	0	5,665609
09:00	69,72127	69,72127	0	-20,9901	0	20,99009
09:15	76,13114	76,13114	0	-31,6953	0	31,69533
09:30	80,25279	80,25279	0	-42,4413	0	42,44127
09:45	87,74573	87,74573	0	-60,3375	0	60,33754
10:00	99,28189	99,28189	0	-69,7679	0	69,76786
10:15	103,8031	103,8031	0	-79,3344	0	79,33438
10:30	106,2271	106,2271	0	-75,7771	0	75,77713

10:45	114,8977	114,8977	0	-78,5197	0	78,5197
11:00	114,3222	114,3222	0	-83,3997	0	83,39973
11:15	111,6386	111,6386	0	-86,9089	0	86,90891
11:30	109,2794	109,2794	0	-89,5539	0	89,55386
11:45	109,9924	109,9924	0	-95,6926	0	95,69259
12:00	100,2914	100,2914	0	-103,379	0	103,3786
12:15	96,85242	96,85242	0	-111,942	0	111,9418
12:30	85,26439	85,26439	0	-108,148	0	108,1482
12:45	54,47101	54,47101	0	-116,764	0	116,7645
13:00	39,20937	39,20937	0	-123,518	0	123,5178
13:15	27,03985	27,03985	0	-126,737	0	126,7371
13:30	38,70272	38,70272	0	-130,285	0	130,2852
13:45	35,86718	35,86718	0	-115,132	0	115,1315
14:00	32,05398	32,05398	0	-102,334	0	102,3342
14:15	57,3481	57,3481	0	-93,44	0	93,44
14:30	74,02425	74,02425	0	-92,4434	0	92,44338
14:45	84,38225	84,38225	0	-80,9163	0	80,91629
15:00	101,8134	101,8134	0	-87,634	0	87,63397
15:15	108,1158	108,1158	0	-65,8075	0	65,80749
15:30	105,3209	105,3209	0	-14,3375	0	14,33754
15:45	109,252	109,252	0	3,849891	3,849891	0
16:00	117,8999	117,8999	0	-13,3093	0	13,30929
16:15	110,7453	110,7453	0	11,77842	11,77842	0
16:30	111,9247	111,9247	0	58,47396	58,47396	0
16:45	116,3787	116,3787	0	27,68059	27,68059	0
17:00	115,3662	115,3662	0	32,40987	32,40987	0
17:15	113,5851	113,5851	0	49,97639	49,97639	0
17:30	105,9152	105,9152	0	60,58824	60,58824	0
17:45	106,8891	106,8891	0	82,67763	82,67763	0
18:00	100,3833	100,3833	0	85,51571	85,51571	0
18:15	90,82184	90,82184	0	90,17436	90,17436	0
18:30	88	88	0	91,38204	91,38204	0
18:45	87	87	0	95,21885	95,21885	0
19:00	80	80	0	91	91	0
19:15	70	70	0	85	85	0
19:30	64	64	0	80	80	0
19:45	60	60	0	78	78	0
20:00	58	58	0	75	75	0
20:15	53	53	0	67	67	0
20:30	49	49	0	64	64	0
20:45	49	49	0	58	58	0
21:00	48	48	0	61	61	0
21:15	47	47	0	57	57	0
21:30	49	49	0	58	58	0
21:45	47	47	0	56	56	0

22:00	45	45	0	57	57	0
22:15	47	47	0	57	57	0
22:30	45	45	0	57	57	0
22:45	46	46	0	56	56	0
23:00	44	44	0	57	57	0
23:15	41	41	0	58	58	0
23:30	41	41	0	58	58	0
23:45	43	43	0	57	57	0

Anexos 3 – VEs

Tabela 15 – Dados adicionais, associados aos VEs.

EV	tp	SOCmaxu	SOCminu	t_st	tp25%		η	93%
1	9,00	0,71	0,34	9,50	6,75		PEV+	10
2	11,00	0,72	0,3	10,25	8,25		PEV-	10
3	7,25	0,64	0,35	10,25	5,4375		SOCmin	0,2
4	8,50	0,66	0,26	8,25	6,375		SOCmax	1
5	8,00	0,67	0,23	10,00	6			
6	7,00	0,73	0,3	9,50	5,25			
7	6,25	0,72	0,29	10,25	4,6875			
8	7,75	0,66	0,31	9,00	5,8125			
9	9,00	0,65	0,33	10,25	6,75			
10	8,00	0,75	0,31	9,25	6			
11	7,25	0,7	0,24	9,25	5,4375			
12	8,75	0,67	0,21	9,50	6,5625			
13	9,25	0,8	0,26	9,00	6,9375			
14	7,50	0,68	0,32	10,25	5,625			
15	7,50	0,66	0,26	10,00	5,625			
16	9,00	0,79	0,35	8,25	6,75			
17	9,00	0,79	0,35	9,25	6,75			
18	8,50	0,61	0,27	10,25	6,375			
19	7,75	0,69	0,22	8,50	5,8125			
20	7,75	0,74	0,24	8,25	5,8125			
21	7,75	0,79	0,33	10,00	5,816106			
22	8,50	0,65	0,22	8,00	6,375			
23	8,50	0,63	0,29	9,00	6,375			
24	7,00	0,76	0,27	10,00	5,25			
25	7,75	0,66	0,29	10,25	5,8125			
26	9,25	0,61	0,27	9,50	6,9375			
27	6,75	0,79	0,3	8,25	5,0625			
28	7,00	0,74	0,3	8,50	5,25			
29	8,00	0,63	0,29	9,00	6			
30	7,25	0,78	0,34	8,25	5,4375			

31	6,25	0,71	0,35	10,25	4,6875			
32	7,75	0,68	0,29	9,00	5,8125			
33	9,00	0,76	0,26	10,25	6,75			
34	8,00	0,77	0,3	9,25	6			
35	7,25	0,77	0,25	9,25	5,4375			
36	8,75	0,75	0,34	9,50	6,5625			
37	9,25	0,79	0,24	9,00	6,9375			
38	7,50	0,68	0,29	10,25	5,625			
39	7,50	0,68	0,29	10,00	5,625			
40	9,00	0,77	0,26	8,25	6,75			
41	9,00	0,77	0,33	9,25	6,75			
42	8,50	0,66	0,3	10,25	6,375			
43	7,75	0,7	0,24	10,25	5,8125			
44	9,25	0,75	0,2	9,50	6,9375			
45	6,75	0,68	0,21	8,25	5,0625			
46	7,00	0,67	0,29	8,50	5,25			
47	8,00	0,61	0,34	9,00	6			
48	7,25	0,79	0,34	8,25	5,4375			
49	6,25	0,76	0,22	10,25	4,6875			
50	7,75	0,63	0,29	9,00	5,8125			
AVG	7,99	0,71	0,29	9,35	5,99			
STD	0,95	0,06	0,04	0,74	0,71			
Min	6,25	0,61	0,20	8,00	4,69			
Max	11,00	0,80	0,35	10,25	8,25			
AVG	7,99	0,71	0,29	9,35	5,99			

Anexos 4 – Ponta e injeção para rede em cada edifício

Tabela 16 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B1.

Número de VEs	Ponta Base	Ponta Individual	Ponta Comunidade		Inj. Rede Base	Inj. Rede Individual	Inj. Rede Comunidade
0	115,362	115,362	115,362		-205,384	-205,384	-205,384
1	115,362	107,3823	113,075		-205,384	-194,628	-61,8138
2	115,362	104,011	113,1312		-205,384	-184,202	-47,8209
3	115,362	101,1096	111,9247		-205,384	-174,039	-46,1806
4	115,362	99,10963	111,9247		-205,384	-164,643	-53,3349
5	115,362	97,26963	111,9247		-205,384	-155,47	-57,1391
6	115,362	96,96493	111,9247		-205,384	-144,944	-33,7238
7	115,362	96,96493	111,9247		-205,384	-134,626	-53,0181
8	115,362	96,96493	111,6987		-205,384	-124,693	-36,7485

9	115,362	95,5548	111,3481		-205,384	-114,644	-22,2329
10	115,362	93,48814	111,1066		-205,384	-103,811	-1,40E-14
11	115,362	91,88814	110,6709		-205,384	-103,811	3,90E-15
12	115,362	90,49679	110,3372		-205,384	-85,2723	-7,70E-15

Tabela 17 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B2.

Número de VEs	Ponta Base	Ponta Individual	Ponta Comunidade		Inj. Rede Base	Inj. Rede Individual	Inj. Rede Comunidade
0	103,8516	103,8516	103,8516		-169,456	-169,456	-169,456
1	103,8516	94,90534	103,8516		-169,456	-159,03	-81,588
2	103,8516	96,66561	103,8516		-169,456	-149,896	-49,8648
3	103,8516	92,0934	103,8516		-169,456	-140,361	-84,2407
4	103,8516	92,0934	103,8516		-169,456	-129,505	-26,2865
5	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-117,796	-46,7385
6	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-109,784	-47,0389
7	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-99,0653	-7,19665
8	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-87,9395	-2,00E-13
9	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-77,3212	-12,3382
10	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-68,9083	-2,32839
11	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-68,9083	-4,20E-16
12	103,8516	91,94097	103,8516		-169,456	-47,2116	-5,80E-14

Tabela 18 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B3.

Número de VEs	Ponta Base	Ponta Individual	Ponta Comunidade		Inj. Rede Base	Inj. Rede Individual	Inj. Rede Comunidade
0	117,8999	117,8999	117,8999		0	0	0
1	117,8999	115,7397	113,075		0	0	-1,10E-15
2	117,8999	114,7085	113,1312		0	0	0
3	117,8999	114,5366	111,9247		0	0	-4,40E-16
4	117,8999	113,5851	111,9247		0	0	0
5	117,8999	113,5851	111,9247		0	0	0
6	117,8999	113,312	111,9247		0	0	-1,90E-15
7	117,8999	113,292	111,9247		0	0	0
8	117,8999	112,9082	111,6987		0	0	-4,70E-15
9	117,8999	112,9076	111,3481		0	0	-5,20E-15
10	117,8999	112,8965	111,1066		0	0	-4,00E-15
11	117,8999	112,1969	110,6709		0	0	-2,30E-15
12	117,8999	113,5851	110,3372		0	0	-1,30E-15

Tabela 19 – Ponta (kW) e Energia injetada na rede (kWh), no edifício B4.

Número de VEs	Ponta Base	Ponta Individual	Ponta Comunidade		Inj. Rede Base	Inj. Rede Individual	Inj. Rede Comunidade
0	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-576,553	-576,553
1	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-567,157	-133,035
2	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-556,301	-143,808
3	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-547,181	-81,9634
4	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-534,457	-99,9907
5	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-526,522	-45,5092
6	95,21885	95,21885	95,21885		-576,553	-520,182	-39,5666
7	95,21885	91	95,21885		-576,553	-513,636	-30,871
8	95,21885	91	95,21885		-576,553	-504,409	-30,3992
9	95,21885	89,06696	95,21885		-576,553	-490,86	-5,00E-15
10	95,21885	89,06696	95,21885		-576,553	-474,773	-1,10E-14
11	95,21885	91	95,21885		-576,553	-474,773	-2,30E-15
12	95,21885	91	95,21885		-576,553	-464,119	-3,10E-15

Anexos 5 – Código em Python

```
# -*- coding: utf-8 -*-
```

```
"""
```

Redefined by Luciano Jai, adapted from @author: udaysriram97

Created on Sun May 31 18:44:43 2020.

Last compilation, 28 October 2021

```
"""
```

```
import pandas as pd
```

```
from pandas import ExcelWriter
```

```
from pandas import ExcelFile
```

```
import cvxpy as cp
```

```
from pyomo.environ import *
```

```
import numpy as np
```

```
from openpyxl import Workbook
```

```
import matplotlib.pyplot as plt
```

```
import matplotlib as mpl
```

```
import copy
```

```

file = './Data.xlsx'

Tariffs = pd.read_excel(file, sheet_name='Tariffs', index_col=0)
# Tariffs["CC"] = Tariffs["CC"] / 10
# Tariffs["CD"] = Tariffs["CD"] / 10

Demand = pd.read_excel(file, sheet_name='Demand', usecols="A,B,E,H,K",
index_col=0)
# Demand["B3"] = -Demand["B3"]

Charger = pd.read_excel(file, sheet_name='Charger', header=None,
index_col=0).transpose()

caseList = []
tmp = pd.read_excel(file, sheet_name='EVs', index_col=0, usecols="A:E").iloc[:50,
:]
tmp["t_st"] = tmp["t_st"].astype('int32') + (tmp["t_st"] -
tmp["t_st"].astype('int32')) / 0.6
caseList.append(tmp)

Tariffs.head()

tmp.head()

t = np.asarray(Tariffs.index)
T = len(t)
deltaH = 15 / 60

B = len(Demand.columns)
N = int(len(tmp.index) / B)
#N = 6

# Para variar o N, tem que se pôr em comentário as linhas 41 e 49, e atribuindo
manualmente o valor ao N, neste caso, de 1 à 12.

print(B, N, T)

```

```

class Case():
    def __init__(self, case, demand, name, Tariffs=Tariffs, Charger=Charger):
        B = len(demand.columns)
        N = int(len(case.index) / B)
        #N = 6

        self.name = name
        self.constraints = []

        self.L = cp.Parameter(value=np.asarray(demand), shape=(T, B))
        self.CEG = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CEG"]),
                                shape=(T,),
                                nonpos=True)
        self.CIG = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CIG"]),
                                shape=(T,),
                                nonneg=True)

        self.CD = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CD"]),
                                shape=(T,),
                                nonpos=True)
        self.CC = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CC"]),
                                shape=(T,),
                                nonneg=True)
        self.CP = cp.Parameter(value=Tariffs["CP"].iloc[0], nonneg=True)
        self.CF = cp.Parameter(value=Tariffs["CF"].iloc[0], nonpos=True)
        self.Cpc = cp.Parameter(value=Tariffs["Cpc"].iloc[0],
                                nonneg=True) # Custo associado a potência contratada do
edifício b (€/kW.dia).

```

```

self.CG = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CG"]), shape=(T, ),
nonneg=True)

self.CEC = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CEC"]),
shape=(T,),
nonpos=True)

self.CIC = cp.Parameter(value=np.asarray(Tariffs["CIC"]),
shape=(T,),
nonneg=True)

eta = Charger.loc[1, "η"]
self.PEVpmax = Charger.loc[1, "PEV+"] # self.PEVp
self.PEVnmax = Charger.loc[1, "PEV-"] # self.PEVn
self.SOCmax = Charger.loc[1, "SOCmax"] # self.SOCmax = 1
self.SOCmin = Charger.loc[1, "SOCmin"] # self.SOCmin = 0.2

##### Var EV #####

self.Pp = [cp.Variable((T, N), nonneg=True) for _ in range(B)] # PEV +
self.Pn = [cp.Variable((T, N), nonneg=True) for _ in range(B)] # PEV -

self.Zp = [cp.Variable((T, N), boolean=True) for _ in range(B)] # boolean
variable to satisfy eq 15
self.Zn = [cp.Variable((T, N), boolean=True) for _ in range(B)] # boolean
variable to satisfy eq 15

self.tf = [cp.Variable((N,), nonneg=True) for _ in range(B)]

self.SOCminu = [cp.Variable((N,), nonneg=True) for _ in range(B)] # SOC mim
def. p/ utilizador do VE
self.SOCmaxu = [cp.Variable((N,), nonneg=True) for _ in range(B)] ## # SOC
max def. p/ utilizador do VE

```

```

        self.SOC = [cp.Variable((T, N), nonneg=True) for _ in range(B)] ##
cp.Variable((T, B))
        self.SOCplus = [cp.Variable((T, N), nonneg=True) for _ in range(B)] ##
cp.Variable((T, B))

self.Xn1 = np.ones((B, N)) # Xn com 1s ADD POR JAI, para a eq. 12 da tese
self.Xn0 = np.zeros((B, N)) # Xn com 0s

SOCmaxu_ = [
    cp.Parameter(
        value=np.asarray(case.loc[:, "SOCmaxu"][b * N:(b + 1) * N]) /
            deltaH,
        shape=(N,)) for b in range(B)
]
SOCminu_ = [
    cp.Parameter(
        value=np.asarray(case.loc[:, "SOCminu"][b * N:(b + 1) * N]) /
            deltaH,
        shape=(N,)) for b in range(B)
]

self.tp_ = [
    cp.Parameter(
        value=np.asarray(case.loc[:, "tp"][b * N:(b + 1) * N]) /
            deltaH,
        shape=(N,)) for b in range(B)
]

for b in range(B):
    for n in range(N):
        st = case.loc[:, "t_st"].iloc[b * N + n] / deltaH
        end = (case.loc[:, "t_st"].iloc[b * N + n] +

```

```

        case.loc[:, "tp"].iloc[b * N + n]) / deltaH

self.constraints.append(self.Zp[b][:st, n] == 0)
self.constraints.append(self.Zp[b][end:, n] == 0)

self.constraints.append(self.Zn[b][:st, n] == 0)
self.constraints.append(self.Zn[b][end:, n] == 0)

self.constraints.append(self.Pp[b] <= self.Zp[b] * self.PEVpmax) # (15)
self.constraints.append(self.Pn[b] <= self.Zn[b] * self.PEVnmax) # (15)
self.constraints.append(self.Zp[b] + self.Zn[b] <= 1) # (helper)

self.constraints.append(self.Pp[b] >= 0) and self.constraints.append(
    self.Pp[b] <= self.PEVpmax) # JAI eq. 17 tese
self.constraints.append(self.Pn[b] >= 0) and self.constraints.append(
    self.Pn[b] <= self.PEVnmax) # JAI eq. 18 tese

##### Var Building #####

self.PCp = cp.Variable((T, B), nonneg=True)
self.PCn = cp.Variable((T, B), nonneg=True)

self.ZCp = cp.Variable((T, B), boolean=True)
self.ZCn = cp.Variable((T, B), boolean=True)
self.constraints.append(self.ZCp + self.ZCn <= 1) # (11)

self.Lnet = cp.Variable((T, B))
self.Lp = cp.Variable((T, B), nonneg=True)
self.Ln = cp.Variable((T, B), nonpos=True)
self.EVnet = cp.Variable((T, B))
self.EVnetp = cp.Variable((T, B))
self.EVnetn = cp.Variable((T, B))

```

```

self.Pcont = cp.Variable((B,))

for b in range(B):
    self.constraints.append(self.EVnet[:, b] == cp.sum(self.Pp[b] - self.Pn[b],
axis=1))

    self.constraints.append(self.EVnetp[:, b] == cp.sum(self.Pp[b], axis=1))
    self.constraints.append(self.EVnetn[:, b] == cp.sum(self.Pn[b], axis=1))
    self.constraints.append(self.Pcont[b] >= (self.Lp[:, b] + self.PCn[:, b])) # Eq
22 da Tese JAI # FEITO

self.constraints.append(cp.sum(self.PCp - self.PCn, axis=1) == 0) # (13) eq. 21
da Tese JAI

self.constraints.append(self.Lnet == self.L + self.EVnet + self.PCp - self.PCn) #
(helper)

self.constraints.append(self.Lnet == self.Lp + self.Ln) # (helper)

##### Constraints SoC #####

for b in range(B):
    self.constraints.append(self.SOCmaxu[b] == cp.sum(self.Pp[b], axis=0) /
self.PEVpmax) # (4)
    self.constraints.append(self.SOCminu[b] == cp.sum(self.Pn[b], axis=0) /
self.PEVnmax) # (5)

self.constraints.append(self.SOCmaxu[b] == SOCmaxu_[b] +
self.SOCminu[b] / eta) # (6)
self.constraints.append(self.SOCminu[b] <= SOCminu_[b]) # (7)

for t in range(1, T):
    self.constraints.append(

```

```

cp.sum(self.Pn[b][:t, :], axis=0) <= cp.sum(
    self.Pp[b][:t, :], axis=0)) # (8)

for b in range(B):
    for n in range(N):
        for t in range(1, T):
            self.constraints.append(self.SOCplus[b][t, n] >= self.SOCmin) # setting
SOC lower limit
            self.constraints.append(self.SOCplus[b][t, n] <= self.SOCmax) # setting
SOC upper limit
            self.constraints.append(self.SOCplus[b][0, n] == 0.2)
            self.constraints.append(self.SOC[b][t, n] == self.SOCplus[b][t - 1, n]) #
stores (h-1) values in
            self.constraints.append(self.SOC[b][t, n] >= self.SOCmin) # setting SOC
lower limit
            self.constraints.append(self.SOC[b][t, n] <= self.SOCmax) # setting SOC
upper limit """"
            self.constraints.append(self.SOC[b][t, n] <= self.SOCmaxu[b][n])
            self.constraints.append(self.SOC[b][t, n] >= self.SOCminu[b][n])

Disponibilidade = True
if Disponibilidade == True:
    self.Xn1[b][n] = 1
    Xn = self.Xn1[b][n]
else:
    self.Xn0[b][n] = 0
    Xn = self.Xn0[b][n]

self.constraints.append(self.Pp[b][t, n] <= Xn * (self.SOCmax -
self.SOC[b][t, n]) * 90 / (0.93 * deltaH)) # eq 6 , Eq. 13 da Tese JAI

```

self.constraints.append(self.Pn[b][t, n] <= Xn * (-self.SOC[b][t, n] + self.SOCminu[b][n]) * 90 / deltaH) # eq 7 , Eq. 14 da Tese JAI , Se o SOC e SOCminu se forem sinal oposto ao que está escrito , pode aprensetar "infeasible_inaccurate".

self.constraints.append(self.SOCplus[b][t, n] == self.SOC[b][t, n] + (self.Pp[b][t, n] * 0.93 - self.Pn[b][t, n]) * deltaH / 90) # eq 8 , Eq. 15 da Tese JAI , $\eta = 0.93$
 ""

if t == T:

self.constraints.append(self.SOC[b][t, n] == self.SOCmaxu[b][n]) #
 eq. 16 JAI

Aqui,na eq. 16, o t é o final do período de estacionamento definido pelo utilizador do VE, mas ã consigo implementar.

def solve_prob(case, N, B, T):

case.CE = cp.Variable((B,))

case.CEV = cp.Variable((B,))

case.CPcont = cp.Variable((B,))

constraint12 = case.PCp - case.PCn <= case.L + case.EVnet # (12)

CE_constraint = []

CEV_constraint = []

CPcont_constraint = []

for b in range(B):

CE_constraint.append(

case.CE[b] == deltaH *

(case.PCp[:, b] * case.CEC + case.PCn[:, b] * case.CIC +

case.Lp[:, b] * case.CIG - case.Ln[:, b] * case.CEG)) # eq 2

CEV_constraint.append(

case.CEV[b] == deltaH *

(cp.sum(case.tp_[b] * case.CP) + cp.sum(

```

cp.sum(case.Pp[b], axis=1) * case.CC / case.PEVpmax +
cp.sum(case.Pn[b], axis=1) * case.CD / case.PEVnmax))) # eq 3

```

```

CPcont_constraint.append(case.CPcont == case.Pcont[b] * case.Cpc) #

```

Expressão para Potencia Contratada

```

case.obj = cp.Minimize(sum((case.CE - case.CEV) + case.CPcont)) # (1) Com a
potência contratada

```

```

case.prob = cp.Problem(case.obj, case.constraints + CE_constraint +
CEV_constraint + CPcont_constraint)

```

```

# case.constraints + CE_constraint + CEV_constraint + [constraint12])

```

```

case.prob.solve(solver="GUROBI", verbose=False)

```

```

print(case.prob.status)

```

```

return case

```

```

def solve_individual(case, b, N, B, T):

```

```

case.CE = cp.Variable()

```

```

case.CEV = cp.Variable()

```

```

case.CPcont = cp.Variable()

```

```

CE_constraint = case.CE == deltaH * (case.Lp[:, b] * case.CIG - case.Ln[:, b] *
case.CEG) # (2)

```

```

CEV_constraint = case.CEV == deltaH * (

```

```

cp.sum(case.tp_[b] * case.CP ) + cp.sum(

```

```

cp.sum(case.Pp[b], axis=1) * case.CC / case.PEVpmax +

```

```

cp.sum(case.Pn[b], axis=1) * case.CD / case.PEVnmax)) # (3) """"

```

```
CPcont_constraint = case.CPcont == case.Pcont[b] * case.Cpc # Expressão para
Potencia Contratada
```

```
case.obj = cp.Minimize((case.CE - case.CEV) + case.CPcont) # (result) Com a
Potencia contratada
```

```
case.prob = cp.Problem(case.obj, case.constraints + [case.PCp == 0, case.PCn ==
0, CE_constraint, CEV_constraint, CPcont_constraint])
```

```
case.prob.solve(solver="GUROBI", verbose=False)
```

```
print(case.prob.status)
```

```
return case
```

```
for i, EVcase in enumerate(caseList):
```

```
    # name = "case{}".format(i + 1)
```

```
    name = ""
```

```
    case_org = Case(EVcase, Demand, name)
```

```
    case_solved = solve_prob(copy.deepcopy(case_org), N, B, T)
```

```
    prob_individual = []
```

```
    for b in range(B):
```

```
        prob_individual.append(solve_individual(copy.deepcopy(case_org), b, N, B,
```

```
T))
```

```
def write(c, prob_individual, N, B, T):
```

```
    wb = Workbook()
```

```
    ws = wb.active
```

```
    ws.title = "Summary"
```

```
    ws.append(["Objective value", c.prob.value])
```

```
    ws.append([""])
```

```

ws.append([
    "Building", "Baseline", "Individual", "Community", "Individual-CE",
    "Individual-CEV", "Individual-CPcont", "Community-CE", "Community-CEV",
"Community-CPcont"
])

for b in range(B):
    base = sum([(c.CIG[i] * c.L[i, b]).value
                if c.L[i, b].value >= 0 else -(c.CEG[i] * c.L[i, b]).value
                for i in range(T)]) * deltaH

    ws.append([
        "B{}".format(b + 1), base, prob_individual[b].prob.value,
        ((c.CE[b] - c.CEV[b]) + c.CPcont[b]).value,
float(prob_individual[b].CE.value),
        float(prob_individual[b].CEV.value),
float(prob_individual[b].CPcont.value), c.CE[b].value, c.CEV[b].value, c.CPcont[b].value
    ])

for b in range(B):
    ws = wb.create_sheet("Building{}".format(b + 1))
    ws.append([
        "Net Load w/o EV", "Net Load w/ EV", "EV Net Power",
        "PF to community", "Net Load-Individual"
    ]) #

for t in range(T):
    ws.append([
        c.L[t, b].value, c.Lnet[t, b].value, c.EVnet[t, b].value,
        (c.PCp[t, b] - c.PCn[t, b]).value,
        prob_individual[b].Lnet[t, b].value]) # aretirei c.SOCplus[t, b].value,

```

```

ws = wb.create_sheet("Building{}-EV".format(b + 1))
ws.append([""] + ["EV{}".format(b * N + ev + 1) for ev in range(N)])

for t in range(T):
    ws.append([""] + (c.Pp[b][t, :] - c.Pn[b][t, :]).value.tolist())

# Eq. para o SOC
ws.append(["SOCmaxu"] + (deltaH * c.SOCmaxu[b]).value.tolist())
ws.append(["SOCminu"] + (deltaH * c.SOCminu[b]).value.tolist())

ws = wb.create_sheet("Building{}-EV_individual".format(b + 1))
ws.append([""] + ["EV{}".format(b * N + ev + 1) for ev in range(N)])

for t in range(T):
    ws.append([""] + (prob_individual[b].Pp[b][t, :] - prob_individual[b].Pn[b][t,
:]).value.tolist())
    #ws.append(["tf"] + (deltaH * prob_individual[b].tf[b]).value.tolist())
    # Eq. Para o SOC
    ws.append(["SOCmaxu"] + (deltaH * prob_individual[b].SOCmaxu[b]).value.tolist())
    ws.append(["SOCminu"] + (deltaH * prob_individual[b].SOCminu[b]).value.tolist())

wb.save(filename="outputs_new{}.xlsx".format(c.name))

write(case_solved, prob_individual, N, B, T)

# Fig. 2. Net load in the four considered buildings
#Fig. 1- Carga líquida nos quatro edifícios considerados (B1, 2, 3 e 4).
index = np.arange(0, 27, 0.25)
ls = ['- ', '- -', '-.', ':']

```

```

# c = ['firebrick', 'royalblue', 'darkgreen', 'black', 'brown']
c = ['tab:blue', 'tab:red', 'green', 'black', 'darkorange', 'brown', 'royalblue']

plt.figure(dpi=120, facecolor='w')

for b in range(B):
    plt.plot(case_solved.L.value[:, b], label="B{}".format(b + 1), linestyle=ls[b %
len(ls)], c=c[b % len(c)]) #

plt.ylabel("Net Load (kW)")
plt.xlabel("h:m")

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
#plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

plt.legend(loc="lower right")

plt.savefig("Net_load_fig2.eps")
plt.tight_layout()
# plt.show()

# Fig. 3. Tariffs for the electricity imported and exported to the grid
#Fig. 2- Tarifas para a eletricidade/energia importada e exportada para a rede.

plt.figure(dpi=120, facecolor='w')
#Tarifas para a eletricidade/energia importada e exportada para a rede e
comunidade.

plt.plot(case_solved.CEG.value, label="CEG - Export", c=c[0])
plt.plot(case_solved.CIG.value, label="CIG - Import", c=c[1])

```

```

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

plt.ylabel("€/kWh")
plt.xlabel("h:m")

plt.legend()
plt.tight_layout()
plt.savefig("Tariffs_fig3.eps")
# plt.show()
# ----- Tarifa comunidade
plt.figure(dpi=120, facecolor='w')
#Tarifas para a eletricidade/energia importada e exportada para a rede e
comunidade.

plt.plot(case_solved.CEC.value, label="CEC - Export", c=c[2])
plt.plot(case_solved.CIC.value, label="CIC - Import", c=c[3])

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

plt.ylabel("€/kWh")
plt.xlabel("h:m")

plt.legend()
plt.tight_layout()
plt.savefig("Tariffs_fig3.eps")
# plt.show()

```

```
##### Fig. 3.1 - Tarifas de carga e descarga
```

```
#### Fig. 4.1
```

```
plt.figure(dpi=120, facecolor='w')  
  
#Tarifas para a eletricidade/energia importada e exportada para a rede e  
comunidade.  
  
plt.plot(case_solved.CC.value, label="CC - Carga", c=c[0])  
plt.plot(case_solved.CD.value, label="CD - Descarga", c=c[3])  
  
plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",  
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])  
# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])  
  
plt.ylabel("€/h")  
plt.xlabel("h:m")  
  
plt.legend()  
plt.tight_layout()  
plt.savefig("Tariffs_fig3_1.eps")  
  
#####  
  
# ----- AS tres tarifas em conjunto  
  
plt.figure(dpi=120, facecolor='w')  
  
#Tarifas para a eletricidade/energia importada e exportada para a rede e  
comunidade.  
  
plt.plot(case_solved.CEG.value, label="CEG", c=c[0])  
plt.plot(case_solved.CIG.value, label="CIG", c=c[1])  
  
plt.plot(case_solved.CEC.value, label="CEC", c=c[2])  
plt.plot(case_solved.CIC.value, label="CIC", c=c[3])
```

```

plt.plot(case_solved.CC.value/(-10), label="CC", c=c[4])
plt.plot(case_solved.CD.value/(-10), label="CD", c=c[5])

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

plt.ylabel("€/kWh")
plt.xlabel("h:m")

plt.legend()
plt.tight_layout()
plt.savefig("Tariffs_fig3.eps")
# plt.show()

# -----
# Fig. 4. Net load for building 1,2,3 and 4 with individual and community
management
# Fig. 3 Para cada edifício comparação entre a net load inicial, individual e
comunidade
for b in range(B):
    plt.figure(dpi=120, facecolor='w')
    plt.plot(case_solved.L[:, b].value, label="Baseline B{}".format(b + 1), linestyle="--", c=c[0])
    plt.plot(prob_individual[b].Lnet[:, b].value, label="Individual B{}".format(b + 1),
linestyle=":", c='k')
    plt.plot(case_solved.Lnet[:, b].value, label="Community B{}".format(b + 1),
linestyle="--", c=c[1])

# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

```

```

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])

plt.ylabel("kW")
plt.xlabel("h:m")

plt.legend()
plt.tight_layout()
if b == 0:
    plt.savefig("Compare_load_fig4_1.eps")
if b == 1:
    plt.savefig("Compare_load_fig4_2.eps")
if b == 2:
    plt.savefig("Compare_load_fig4_3.eps")
else:
    plt.savefig("Compare_load_fig4_4.eps")

# plt.show()

# Fig. 5. Power flow between each building and the community
# fig. 5 Fluxo de energia entre cada edifício e a comunidade.
plt.figure(dpi=120, facecolor='w')
for b in range(B):
    plt.plot((case_solved.PCp[:, b] - case_solved.PCn[:, b]).value,
label="B{}".format(b + 1),
linestyle=ls[b % len(ls)], c=c[b % len(c)])

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

plt.ylabel("kW")

```

```

plt.xlabel("h:m")

plt.legend()
plt.savefig("Power_flow_Communic_fig5.eps")
plt.tight_layout()
# plt.show()

#####

# Fig. 5.1. Power flow between each building and the grid
# Fig 4. Trocas de energia com a rede nos 4 edifícios, pus 5.1
### Trocas de energia com a rede nos 4 edifícios
plt.figure(dpi=120, facecolor='w')
for b in range(B):
    plt.plot((case_solved.Lp[:, b] - case_solved.Ln[:, b]).value, label=" Rede e
B{}".format(b + 1),
            linestyle=ls[b % len(ls)], c=c[b % len(c)])

plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
# plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])

plt.ylabel("kW")
plt.xlabel("h:m")

plt.legend()
plt.savefig("Power_flow_rede_fig5_1.eps")
plt.tight_layout()
# plt.show()

#####

```

```
#####
```

#fig. 5.2. Para cada edifício, a comparação entre a EV Net Power para o cenário individual e comunitário.

```
# Fig. 5      //      //      //      //      //      //
for b in range(B):
    plt.figure(dpi=120, facecolor='w')
    plt.plot(prob_individual[b].EVnet[:, b].value, label="EVnet Individual
B{}".format(b + 1), linestyle=":", c='k')
    plt.plot(case_solved.EVnet[:, b].value, label="EVnet Community B{}".format(b +
1), linestyle="--", c=c[1])

    # plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [("{}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])
    plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])

    plt.ylabel("kW")
    plt.xlabel("h:m")

    plt.legend()
    plt.tight_layout()
    if b == 0:
        plt.savefig("Compare_EVnet_fig52_1.eps")
    if b == 1:
        plt.savefig("Compare_EVnet_fig52_2.eps")
    if b == 2:
        plt.savefig("Compare_EVnet_fig52_3.eps")
    else:
        plt.savefig("Compare_EVnet_fig52_4.eps")

# plt.show()
```

```
#####
```

```
# Fig. 6. Charging/discharging profile of EV 3, para EV 1
```

```
data_org = (case_solved.Pp[0][:, 0] - case_solved.Pn[0][:, 0]).value
```

```
data = [1 if d > 0 else -1 if d < 0 else 0 for d in data_org]
```

```
notHere = [0] * 96
```

```
notHere2 = [0] * 96
```

```
st = tmp.loc[:, "t_st"].iloc[0] / deltaH
```

```
end = (tmp.loc[:, "t_st"].iloc[0] + tmp.loc[:, "tp"].iloc[2]) / deltaH
```

```
for i in range(len(data)):
```

```
    if data[i] == 0 and st <= i < end:
```

```
        data[i] = 0.05
```

```
    elif i < st or i >= end:
```

```
        notHere[i] = 0.1
```

```
        notHere2[i] = -1
```

```
plt.figure(dpi=120, facecolor='w', figsize=(8, 1.5))
```

```
plt.bar(np.arange(0, 96), data)
```

```
for i in range(96):
```

```
    plt.text(i - 0.5, 0, "x" if notHere[i] == 0.1 else "", color="r", fontsize=6)
```

```
plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), ["00:00", "03:00", "06:00", "09:00", "12:00",  
"15:00", "18:00", "21:00", "00:00"])
```

```
#plt.xticks(np.arange(0, 108, 12), [{"}:00".format(int(h*4*3)) for h in index])
```

```
plt.yticks(np.arange(-1, 1.1, step=1), ["Discharge", "Idle", "Charge"])
```

```
plt.xlabel("h:m")
```

```
plt.tight_layout()
```

```
plt.savefig("Charging_discharging_EV3_fig6.eps")  
plt.show()
```