



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Lucas Miguel de Almeida Correia

**GESTÃO DE SISTEMAS V2B E B2V EM GRANDES
EDIFÍCIOS**

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

Fevereiro de 2022

Faculdade de Ciências e Tecnologia
da Universidade de Coimbra

Gestão de Sistemas V2B e B2V em Grandes Edifícios

Lucas Miguel de Almeida Correia

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e pela Professora 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.

Fevereiro de 2022



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Agradecimentos

Esta dissertação representa, para mim, o final de um percurso académico bastante enriquecedor, que não teria sido possível alcançar sem as pessoas aqui mencionadas.

Um grande agradecimento ao professor doutor Pedro Manuel Soares Moura e professora doutora Ana Raquel Gonçalves Soares pela sua orientação, disponibilidade e conhecimentos transmitidos ao longo deste trabalho.

À minha família, os meus pais e avós que desde sempre me apoiaram. À minha pequena irmã Luísa, com quem partilho uma relação de muito carinho.

Aos meus colegas de curso que me foram acompanhando ao longo do percurso académico, e amigos mais próximos. Dos quais devo destacar, com particular sentimento de gratidão, o meu amigo e colega de curso Miguel, a minha amiga de longa data Joana, a Milena e a Diana.

E, por último, quero agradecer à minha namorada Lara, por ter sido a minha maior fonte de motivação e alento nos momentos mais difíceis da jornada, e por se ter tornado no incentivo mais desejável para a concretização de futuros desafios.

Resumo

A crescente integração de fontes de energia renováveis com produção de carácter intermitente e substituição de veículos a combustão por veículos elétricos (VEs) tem vindo a ser incentivada em grande parte por preocupações ambientais. Contudo, esta apresenta desafios relativamente à gestão das redes elétricas. Por outro lado, a implementação de sistemas mais sofisticados que permitam uma otimização dos tempos de carregamento dos VEs tem potencial para reduzir o impacto provocado pelo aumento de carga na rede e permite aumentar a integração de fontes renováveis. Para esse efeito, podem-se considerar os modos V2G (Vehicle-to-Grid) ou V2B (Vehicle-to-Building), que através de fluxos bidirecionais, tiram partido da bateria do VE como uma unidade de armazenamento capaz de prover flexibilidade à rede.

Nesse contexto, o primeiro objetivo desta dissertação foi a melhoria de um algoritmo de gestão de sistemas V2B e B2V que pretende assegurar benefícios técnicos e económicos para os edifícios e para os proprietários dos VEs, tendo em consideração os objetivos, por vezes contraditórios, das duas entidades. O objetivo de minimização dos custos de energia do edifício (fatura de eletricidade) e dos custos para o utilizador através tarifas de estacionamento e carregamento (baseadas em períodos de tempo), é concretizado através de duas etapas subsequentes de otimização: definição de tarifas e escalonamento do carregamento dos VEs. Foi adicionado ao código e à sua formulação: o custo associado à potência contratada do edifício no cálculo dos custos de eletricidade do edifício; e como parâmetro, o estado de carga da bateria de cada VE. Para além disso, foi implementado um método mais fiável de avaliação do custo de degradação da bateria dos VEs para cada ciclo carga/descarga.

Por último, foi elaborado um caso de estudo para avaliar os impactos do sistema V2B/B2V sob vários cenários: diferentes perspetivas de otimização (gestor do edifício, utilizador do veículo elétrico e abordagem multiobjectivo), número variado de VEs estacionados no edifício e seus requisitos (tempos de estacionamento e carregamento, e estado de carga inicial das suas baterias), variação sazonal dos níveis de consumo e geração local (através da selecção de dias representativos) e um horário reduzido de estacionamento. Os resultados obtidos mostraram que a formulação proposta assegura uma redução de custos ao nível da fatura de eletricidade do edifício e dos custos de carregamento para os veículos, assim como também privilegia o autoconsumo da geração renovável local.

Palavras-chave: Veículos elétricos, V2B/B2V, controlo de carregamento, Otimização de Tarifas, Degradação da bateria, Geração renovável local

Abstract

The increasing integration of renewable energy sources of intermittent nature and the replacement of combustion vehicles by electric vehicles (EVs) has been mainly driven by environmental concerns. However, this presents challenges regarding the management of electrical grids. On the other hand, the implementation of more sophisticated systems that allow optimisation of the charging schedule of EVs has the potential to reduce the impact caused by the increased electricity demand on the grid and allows increasing the integration of renewable energy sources. For this purpose, the V2G (Vehicle-to-Grid) or V2B (Vehicle-to-Building) modes can be considered, which through bidirectional flows, take advantage of the EV battery as a storage unit capable of providing flexibility to the grid.

In this context, the first objective of this dissertation was the improvement of a V2B and B2V (Building-to-Vehicle) system management algorithm that aims to ensure technical and economic benefits for buildings and EV owners, taking into account the sometimes contradictory objectives of the two entities. The objective was to minimize the energy costs of the building (electricity bill) and the costs for the user through parking and charging fees (based on time periods) is realized through two subsequent optimization steps: tariff setting and EV charging scheduling. The following was added to the code and its formulation: the cost associated with the building's contracted power in the building electricity cost calculation; and as a parameter, the state of charge of each EV's battery. In addition, a more reliable method was implemented to evaluate the cost of EV battery degradation for each charge/discharge cycle.

Finally, a case study was developed to evaluate the impacts of the V2B/B2V system under several scenarios: different optimization perspectives (building manager, electric vehicle user and multi-objective approach), varied number of EVs parked in the building and their requirements (parking and charging times, and initial state of charge of their batteries), seasonal variation of local generation and demand levels (by selecting representative days), and a reduced parking period. The results obtained showed that the proposed formulation ensures a cost reduction in the building's electricity bill and in the charging costs for the vehicles, as well as privileges the self-consumption of local renewable generation.

Keywords: Electric vehicles, V2B/B2V, charging management, Tariffs optimization, Battery degradation, Local renewable generation

Índice

Conteúdo

Capítulo 1 - Introdução	1
1.1 Motivação.....	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura da tese	3
Capítulo 2 – Veículos elétricos e gestão de carregamentos em edifícios	4
2.1 Veículos elétricos	4
2.2. Integração dos veículos e a gestão no contexto de edifícios.....	7
2.3. Impactos e benefícios do ponto de vista do utilizador	12
Capítulo 3 – Otimização do carregamento nos edifícios.....	15
3.1 Objetivos e restrições a considerar	15
3.2. Formulação do problema	17
3.2.1 Otimização das tarifas	18
3.2.1.1. Função objetivo	19
3.2.1.2 Restrições	19
3.2.2. Agendamentos de carga e descarga	24
3.2.2.1. Função objetivo	24
3.2.2.2. Restrições	27
3.2.3. Modelo	29
Capítulo 4 – Caso de Estudo	31
4.1 Edifício	31
4.2 Veículos elétricos	33
Capítulo 5 – Resultados e Discussão	36
5.1 Perspetiva de Otimização.....	36
5.2 Número de VEs.....	40
5.3 Variação Sazonal	42
5.4 Requisitos de Estacionamento Variáveis	45
5.5 Horário reduzido	46
5.6 SoC inicial elevado	48
Capítulo 6 – Conclusões e Trabalho Futuro	51
6.1 Conclusões.....	51
6.2 Trabalho futuro	54
Bibliografia	56
Anexo 1 – Algoritmo implementado em Python	

Índice de figuras

Figura 1 – Evolução dos preços das baterias de íons de lítio [13].	6
Figura 2 – Evolução do stock global de veículos elétricos [12].	7
Figura 3 – Topologia de um sistema V2H [27].	10
Figura 4 – Modelo de ciclo de vida ACC-DoD de uma bateria de íons de lítio [41].	22
Figura 5 – Valores de custo de degradação para cada SoC.	23
Figura 6 – Consumo líquido de eletricidade do edifício num dia representativo do mês de dezembro, março e junho, respetivamente.	32
Figura 7 – Tarifas para a eletricidade importada e exportada pelo edifício.	33
Figura 8 – Variação dos custos e função objetivo com os pesos considerados.	39
Figura 9 – Variação dos consumos líquidos do edifício com os pesos considerados.	40
Figura 10 – Variação dos custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) com o número de veículos elétricos.	41
Figura 11 – Variação dos valores dos consumos líquidos e potência contratada do edifício com o número de veículos elétricos.	42
Figura 12 – Consumo líquido para dezembro, março e junho.	43
Figura 13 – Consumos líquidos do edifício para três cenários (Base, Uniforme e Variável).	45
Figura 14 – Consumo líquido de eletricidade do edifício para um horário de serviço reduzido.	47
Figura 15 – Consumos líquidos do edifício para três cenários (Base, SoC inicial baixo e elevado).	49

Índice de tabelas

Tabela 1 – Valores médios dos tempos de estacionamento e SoC inicial dos VEs para o caso 1 e caso 2.....	34
Tabela 2 – Tarifas obtidas (na etapa de definição de tarifas) para as perspetivas VE e Edifício.....	36
Tabela 3 – Custos obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para as perspetivas VE e Edifício.....	36
Tabela 4 – Impacto nos consumos líquidos para as perspetivas VE e Edifício.	36
Tabela 5 – Tarifas obtidas (na etapa de definição de tarifas) para as perspetivas multiobjectivo.	38
Tabela 6 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para o mês de dezembro, março e junho.	44
Tabela 7 – Impacto nos consumos líquidos para o mês de dezembro, março e junho.	44
Tabela 8 – Impactos nos consumos líquidos para os cenários (Base, Uniforme e Variável).....	46
Tabela 9 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para os cenários (Base, Uniforme e Variável).....	46
Tabela 10 – Impactos nos consumos líquidos para os cenários com horário completo e reduzido.	48
Tabela 11 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para os cenários com horário completo e reduzido.....	48
Tabela 12 – Impactos nos consumos líquidos para os cenários de SoC inicial baixo e elevado.....	50
Tabela 13 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para os cenários de SoC inicial baixo e elevado.....	50

Índice de acrónimos

ACC – *Achievable cycle count at a specific DoD* (Contagem de ciclos realizáveis para um determinado DoD)

B2V – Building-to-Vehicle

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

DoD – *Depth of Discharge* (Profundidade de descarga)

EE – Energia exportada para a rede

EI – Energia importada da rede

G2V – *Grid-to-Vehicle* (Rede Eléctrica para o Veículo Eléctrico)

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

PC – Ponta de consumo de eletricidade do edifício

PHEV – *Plug-In Hybrid Electric Vehicle* (Veículo Eléctrico Híbrido Plug-In)

RES – Renewable Energy Sources (Fontes de Energia Renovável)

SoC – *State-of-Charge* (Estado de carga da bateria)

V2B – *Vehicle-to-Building* (Veículo Eléctrico para a Edifício)

V2G – *Vehicle-to-Grid* (Veículo Eléctrico para a Rede Eléctrica)

VE – Veículo Eléctrico

Nomenclatura

Inputs

Δh	Intervalo de tempo (hora)
η_n	Eficiência do ciclo de carga/descarga para o VE n (%)
$B_{C,n}$	Capacidade usável da bateria do VE n (kWh)
$B_{L,n}$	Tempo de vida útil da bateria do VE n (ciclos)
$B_{TC,n}$	Capacidade total da bateria do VE n (kWh)
C_{bat}	Custo de degradação da bateria por unidade de energia transferida (€/kWh)
$C_{B,n}$	Custo de substituição da bateria (€)
C_{CP}	Lucro máximo de carregamento (%)
$C_{EG}(h), C_{IG}(h)$	Tarifa da energia exportada/importada para/da rede (€/kWh)
C_{EG}^M, C_{IG}^m	Tarifa máxima/mínima da energia exportada/importada para/da rede (€/kWh)
CMD	Custo médio da degradação para cada DoD da bateria de um VE (€/kWh)
C_{PC}	Custo da potência contratada do edifício (€/kW/dia)
$L^+(h), L^-(h)$	Potência da eletricidade consumida/injetada da/na rede, excluindo o impacto dos VEs (kW)
P^{+M}, P^{-M}	Potência máxima de carga/descarga para os VEs (kW)
P_n^{++}, P_n^{--}	Potência nominal de carga/descarga do carregador do VE n (kW)
S^m, S^M	Estado de carga mínimo/máximo da bateria dos VEs (%)
S_n^i	Estado de carga inicial da bateria do VE n (%)
$t_{P,n}$	Período de estacionamento requerido pelo utilizador do VE n (h)
$t_{R,n}^+, t_{R,n}^-$	Períodos de carga/descarga requeridos pelo utilizador do VE n (h)
W(s)	Custo de degradação associado a cada estado de carga da bateria de um VE (€/kWh)

Variáveis

$C_C(h), C_D(h)$	Tarifa de carga/descarga para os VEs (€/h)
C_C^M	Tarifa máxima de carregamento dos VEs (€/h)

$C_E(h)$	Custo líquido de eletricidade comprada/vendida de/para a rede pelo edifício (€)
C_F	Recompensa pela flexibilidade de carregamento do VE (€/h)
C_P	Tarifa de estacionamento (€/h)
C_{VE}	Custo total de estacionamento dos VEs (€)
$C_{VE,n}(h)$	Custo de estacionamento do VE n (€)
P_C	Potência contratada do edifício (kW)
P_{max}	Potência tomada do edifício (kW)
$P_n^+(h), P_n^-(h)$	Potência de carga/descarga para o VE n (kW)
\bar{P}_n^+, \bar{P}_n^-	Potência média de carga/descarga para o VE n (kW)
$S_n(h)$	Estado de carga da bateria do VE n (%)
$t_{T,n}^+, t_{T,n}^-, t_{T,n}^i$	Total de períodos de carga/descarga/repouso para o VE n (h)
$t_{U,n}^+(h), t_{U,n}^-(h)$	Períodos de carga/descarga usados pelo VE n (h)

Capítulo 1 - Introdução

1.1 Motivação

Devido a pressões políticas e económicas resultantes da crescente preocupação com aumento da segurança energética e vários problemas ambientais como, por exemplo, a necessidade de redução das emissões de dióxido de carbono a nível global, ou a nível local, a emissão de vários gases tóxicos e partículas nefastas para a saúde em locais urbanos, as evoluções tecnológicas mais recentes têm sido no sentido da eletrificação de todos os sectores da sociedade (a par da sua digitalização). Nesse contexto, um dos sectores que tem mostrado um elevado potencial para desenvolvimentos técnicos e para assegurar a redução de impactos ambientais é o dos transportes. Este sector é responsável por cerca de 16,2% das emissões de gases de efeito de estufa a nível mundial, sendo que dentro deste 73% das emissões correspondem ao transporte rodoviário [1] [2]. É, portanto, bastante relevante a questão de integração de veículos elétricos de modo a gradualmente substituir os mais tradicionais veículos a combustão, menos eficientes e localmente mais poluentes [3].

Contudo, a sua expansão para além de benefícios, também trará vários desafios, sendo um deles a sua integração nas redes elétricas de forma sustentável, dado que estes representarão um aumento de carga, podendo representar cerca de 3% do consumo total de eletricidade na União Europeia em 2030 se nesse mesmo ano 15% dos veículos forem elétricos [4]. Esse aumento de carga manifestar-se-á principalmente como um problema relacionado com picos de consumo causados pelo carregamento de vários veículos em simultâneo [5]. É precisamente nesse contexto que a adoção de estratégias de gestão de carregamento, promovendo o carregamento em momentos em que o preço da eletricidade é mais baixo ou quando há maior disponibilidade de energia gerada localmente, se tornarão essenciais para limitar os custos necessários de

investimento na rede elétrica e para reduzir os custos para os proprietários dos veículos elétricos.

A crescente integração na rede elétrica de fontes de energia renováveis, como a eólica e a solar, não despacháveis e com perfis de produção intermitentes, também dificultam a tarefa de gestão da rede de modo a manter o equilíbrio entre geração e consumo. Através de estratégias de carregamento inteligentes e que permitam um fluxo bidirecional entre o veículo e a rede, o veículo elétrico (VE) pode comportar-se como uma carga controlável, tirando partido da sua flexibilidade, possibilitando transações energéticas entre o veículo e a rede ou um edifício, através de operações designadas por *Vehicle-to-Grid* (V2G) e *Vehicle-to-Building* (V2B), respetivamente.

1.2. Objetivos

Nesta dissertação pretende-se avaliar os benefícios que uma implementação de um sistema V2B e B2V poderá trazer em termos económicos segundo o ponto de vista de cada uma das diferentes entidades envolvidas, ou seja, tendo em conta a redução de custos pretendida por cada uma. Para se realizar uma abordagem de otimização que considere os interesses de ambas as partes (gestor do edifício e o proprietário do VE) é necessário reconhecer e ter em conta o carácter conflituoso entre os objetivos de cada entidade. Da parte do gestor do edifício, os objetivos são reduzir a sua fatura de eletricidade otimizando as transações energéticas que realiza com a rede e maximizar o aproveitamento da sua geração local. Por outro lado, o proprietário do VE pretenderá a minimização dos custos de carregamento e obter compensações monetárias justas pela degradação da bateria associada à sua participação no serviço V2B.

Usando como ponto de partida o artigo [6] e o seu algoritmo V2B concebido segundo uma abordagem multiobjectivo, os objetivos principais desta dissertação são a melhoria do referido algoritmo e a elaboração de casos de estudo mais detalhados. Relativamente ao algoritmo, serão realizadas as seguintes alterações na sua formulação e código: incluir o custo associado à potência contratada do edifício no cálculo dos custos de eletricidade do edifício; introduzir, como parâmetro, o estado de carga da

bateria de cada VE; e implementar um método mais fiável de avaliação do custo de degradação da bateria dos VEs para cada ciclo carga/descarga. Posteriormente, são elaborados casos de estudo para avaliar os impactos do sistema V2B/B2V sob vários cenários resultantes de uma variabilidade de dados maior: diferentes perspectivas de otimização (gestor do edifício, utilizador do veículo elétrico e abordagem multiobjectivo), número variado de VEs estacionados no edifício e seus requisitos (tempos de estacionamento e carregamento, e estado de carga inicial das suas baterias), variação sazonal dos níveis de consumo e geração local (através da selecção de dias representativos) e um horário reduzido de serviço.

1.3. Estrutura da tese

A presente dissertação está dividida em seis capítulos. O Capítulo 1 contém a introdução ao trabalho realizado, na qual é apresentada a motivação que fundamenta o desenvolvimento desta dissertação e são expostos os objetivos da mesma.

O Capítulo 2, onde é abordado o estado da arte, é constituído por três partes. Na primeira parte são apresentados os tipos de veículos elétricos existentes no mercado e as suas vantagens, a evolução do seu stock a nível global e do custo das suas baterias. Na segunda e terceira parte, é feita uma revisão da literatura, em que são apresentados vários artigos que estudam a integração dos veículos e a gestão de energia no contexto de edifícios, e analisados os impactos e benefícios das várias tipologias.

No Capítulo 3 são enunciados os objetivos e restrições que devem ser considerados num algoritmo de gestão de sistemas V2B/B2V num grande edifício. Posteriormente, é apresentada e explicada a formulação que é proposta na presente dissertação.

No Capítulo 4 são apresentados os dados do edifício que será utilizado para a simulação e dos requisitos dos VEs que serão utilizados para a elaboração do caso de estudo.

No Capítulo 5, os vários cenários de simulação são apresentados, assim como também são apresentados e discutidos os resultados obtidos para cada um deles.

Por último, no Capítulo 6, é apresentada uma síntese em que são referidas as alterações implementadas na formulação do problema (e no código do algoritmo) e os vários resultados obtidos após as simulações, assim como as conclusões retiradas do caso de estudo realizado e possíveis passos a dar num trabalho futuro.

Capítulo 2 – Veículos elétricos e gestão de carregamentos em edifícios

2.1 Veículos elétricos

O veículo elétrico tem as suas origens no século XIX, pois os avanços em baterias e motores elétricos permitiram que este precedesse o veículo a combustão, e se mantivesse popular durante um certo período de coexistência, devido principalmente à sua operação silenciosa e à facilidade de ligar sem a necessidade de dar à manivela para ligar o motor [7]. No entanto, devido à capacidade limitada das baterias, não era possível igualar a velocidade e autonomia dos veículos a combustão, sendo usados principalmente em áreas urbanas (distâncias curtas e com acessibilidade de energia elétrica). Com a expansão de estradas e distâncias para viajar e a crescente abundância de combustíveis fósseis baratos, a par da falta de distribuição elétrica fora de centros urbanos, o veículo elétrico acabou por desaparecer dando lugar de destaque ao veículo de combustão.

Atualmente, perante as crescentes preocupações ambientais e avanços tecnológicos das últimas décadas, o veículo elétrico voltou a fazer parte do mercado automóvel. Em 2017, na Europa, já existiam disponíveis 33 modelos de veículos elétricos híbridos Plug-in (PHEV) e 28 de veículos puramente elétricos (BEV) e o seu número tem vindo a subir de forma consistente [8].

Os veículos PHEV correspondem a uma solução ambivalente, ou seja, em que o veículo é constituído por um ou mais motores elétricos, um motor de combustão e uma pequena bateria. Na solução mais antiga, os veículos elétricos híbridos (HEVs) usavam o motor a combustão para carregar as baterias que posteriormente iriam alimentar o motor elétrico, mas os atuais PHEVs permitem que se comece numa situação de baterias carregadas, permitindo uma redução do consumo de combustível mais significativa [9].

Os veículos BEV têm uma arquitetura mais simples, em que o motor interno de combustão é excluído. Estes, possuem um sistema de carregamento equipado e um ou mais motores elétricos por veículo, eixo, ou roda, que têm como única fonte de energia

uma bateria de elevada densidade energética, podendo este assim operar apenas em modo elétrico durante mais tempo que um veículo híbrido.

Os veículos elétricos atuais tendem a usar um motor de indução (*Tesla ModelS/X*) ou um motor síncrono de ímanes permanentes (*BMW i3, Nissan Leaf, etc*), devido ao seu rendimento e desempenho. O motor de relutância com ímanes permanentes, embora menos usado, tem vindo a ser alvo de investigação, podendo já ser encontrado, por exemplo, no modelo mais recente da Tesla (*Model 3*). De um modo geral, os motores elétricos conseguem alcançar níveis de eficiência entre 85-95%, enquanto um motor interno de combustão apenas entre 28-30%, ou seja, usa apenas cerca de 30% do seu combustível, sendo o resto perdido em gases e perdas térmicas [9][10]. Uma outra vantagem significativa que estes possuem em relação aos motores de combustão é a sua simplicidade mecânica e robustez carecendo assim de menos manutenção, o que resulta numa redução de custos para o utilizador.

As baterias são um componente absolutamente crítico dado o seu custo e pode representar cerca de um terço do custo total do veículo [11]. Trata-se também do componente que confere ao veículo uma autonomia que permita a sua utilização, tendo do ponto de vista dos fabricantes e utilizadores, o objetivo de permitir, tanto quanto possível, equiparar o VE à autonomia de um veículo a combustão. Para esse efeito, as baterias usadas são caracterizadas por ter uma elevada densidade de energia, característica que tem vindo a ser melhorada a par de uma contínua redução do seu custo. As versões mais recentes de alguns dos VEs mais comuns apresentam baterias com densidades de energia 20-100% maiores que as de 2012, e o seu custo diminuiu mais de 85 % desde 2010 [12] (Figura 1). De acordo com a IEA, é expectável que em 2030 seja comum um VE ter uma bateria de 70-80 kWh e uma autonomia entre 350-400 km (sendo já hoje em dia, por exemplo, 440 km a autonomia mais baixa que a Tesla oferece), e em 2024 será atingido um preço médio das baterias de \$100/kWh, considerado como o ponto de viragem que permitirá igualar o preço de aquisição de um VE ao de um veículo convencional a combustão [12].

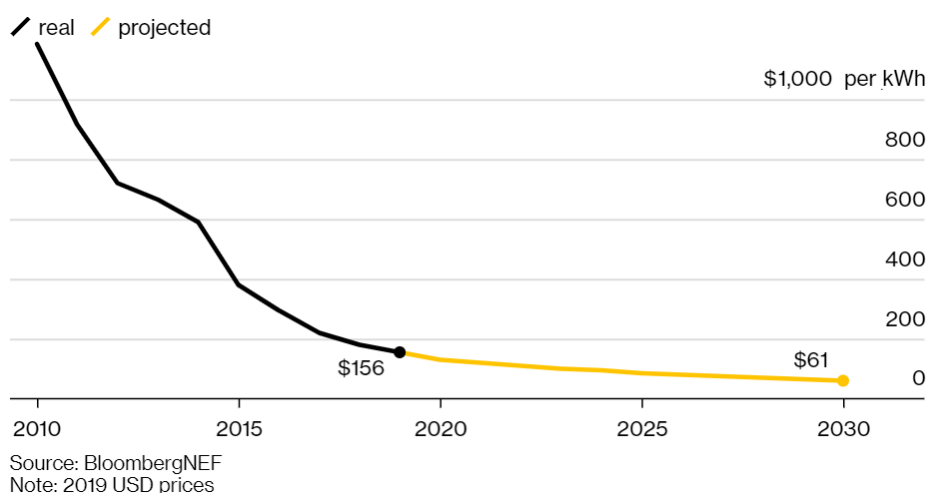


Figura 1 – Evolução dos preços das baterias de íões de lítio [13].

A maior eficiência energética promovida pelos motores elétricos e a independência de combustíveis fósseis através de baterias, permite que a utilização de um VE seja geralmente responsável por menos emissões de gases de efeito de estufa e permite também eliminar localmente a emissão de gases nocivos à saúde. O impacto nas emissões, é, no entanto, dependente do *mix* de gerações de eletricidade da rede usada. Ou seja, se a rede for dominada por fontes de energia fósseis, a fase de operação de um VE será a responsável pela maioria das emissões ao longo da sua vida útil. Segundo a diversidade e crescente integração de fontes de energia renovável que se verifica de forma geral, em todo o mundo, o mais comum é que a fase dominante de emissões de um VE seja a da sua própria produção e da bateria [3] [14].

Graças à consciência e políticas ambientais (incentivos económicos) e à gradual redução do custo de aquisição dos VEs (devido aos menores custos das baterias), o número de veículos elétricos tem vindo pois, de forma contínua e consistente, a aumentar. Atualmente, 2,6% das vendas de automóvel globais correspondem a veículos elétricos, e o número de carros elétricos na estrada, a nível global, passaram de 17 mil em 2010 para 7.2 milhões em 2019 (Figura 2). De acordo, com a IEA, num cenário conservador, que tem apenas em conta as políticas governamentais existentes, é estimado que em 2030 passe a haver cerca de 140 milhões de veículos elétricos [12].

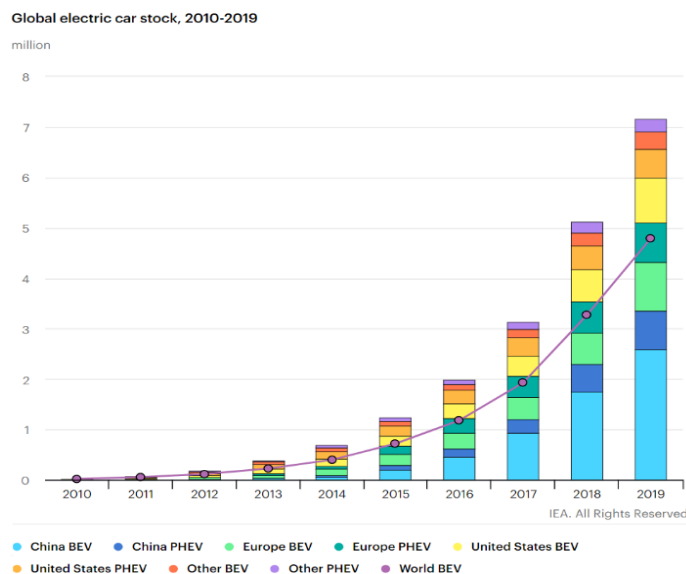


Figura 2 – Evolução do stock global de veículos elétricos [12].

2.2. Integração dos veículos e a gestão no contexto de edifícios

No contexto atual, em que as redes elétricas se encontram perante a necessidade de um contínuo aumento de integração de fontes de energia renovável, como a solar e eólica, de forma distribuída e perto dos locais de consumo, a gestão da rede tem vindo a tornar-se mais complexa. Devido aos típicos perfis de produção intermitentes e ao seu carácter não despachável, as fontes renováveis, a par de um consumo de energia crescente, colocam a rede elétrica sob pressão, necessitando esta de compensar e equilibrar as diferenças entre a geração e consumo de modo a manter a sua estabilidade [15].

Para além da crescente adoção de veículos elétricos vir a originar um aumento do consumo de energia na rede elétrica, também potenciará a existência de várias novas reservas de energia móveis. Tendo em conta que em cerca de 95% do tempo os veículos se encontram estacionados e que a média de distâncias que os proprietários de VEs viajam corresponde a cerca de 35 km/dia na Europa ou, por exemplo, 49 km/dia nos EUA [16], o uso da bateria fica muito abaixo da autonomia atual de um típico VE. É, portanto, natural concluir que o estado mais habitual de uma bateria de um veículo

elétrico é esta apresentar um excedente de energia armazenada. Assim, as baterias dos VEs ou PHEVs podem ser usadas como unidades dispersas de armazenamento de energia que podem ser dinamicamente configuráveis [17]. Podem assim contribuir para uma flexibilidade que facilite a integração das fontes de energia renovável, ajudando a preservar qualidade de energia e reduzindo os impactos das pontas, ao otimizar e coordenar o carregamento de um VE com a geração renovável.

Tal pode ser conseguido implementando o modo V2G, para além do habitual G2V que corresponde ao carregamento da bateria através de energia proveniente da rede elétrica, o que por si só pode também ser alvo de uma gestão otimizada ao utilizar diferentes estratégias de carregamento. Através do modo V2G passa a ser possível realizarem-se fluxos de potência bidirecionais, ou seja, o VE passa a poder injetar energia na rede, podendo descarregar durante horas de ponta (*peak shaving*) e carregar durante as horas restantes (*valley filling*) [18]. Essa capacidade pode ser bastante vantajosa perante, por exemplo, uma noite ventosa que se caracterize por ter um excesso de energia produzida pela geração eólica e um baixo consumo de energia. Neste caso a bateria de um VE pode carregar durante a noite e depois injetar a energia armazenada de volta para a rede em períodos de elevada procura.

A potencialidade dos VEs para participarem em vários tipos de serviços de sistema, referidos em [19], através do V2G é um tema bastante recorrente. Um VE através de um sistema V2G pode também participar em mercados de energia como a regulação (manter a frequência e tensão estáveis) e reservas operativas na forma de reserva girante, para além do desvio de carga e o armazenamento para geração renovável [20]. Em [21] é discutido um sistema V2G de controlo de frequência através da otimização do carga e descarga dos VEs de acordo com um sinal de frequência de carga enviado por uma central de despacho para centros de controlo locais. Em [22] é proposto um algoritmo V2G de controlo para realizar *peak shaving* e *valley filling*. O estudo [23] realizou uma simulação em que através de várias formas de carregamento, um VE torna-se uma entidade com capacidade de mudar os tempos de carregamento para *slots* temporais em que o preço de energia é mais baixo, segundo uma otimização do fator de carga, ou ainda tendo em vista a maximização do consumo de energia eólica. Em [16], usando como caso de estudo a rede elétrica portuguesa, num contexto V2G de

transferência de excesso de produção entre horas de baixa e elevada procura, foram avaliados os benefícios económicos para a rede e o custo de degradação das baterias.

Fruto das enormes potencialidades, várias metodologias de implementação de sistemas V2G e os seus benefícios têm sido alvo de análise em inúmeros estudos. Todavia a tecnologia V2G trata-se, hoje em dia, de um sistema ainda não passível de ser posto em prática tal como vem descrito em vários artigos. Tal deve-se ao facto de as redes elétricas, apesar de já poderem ser consideradas em certo nível uma *Smart Grid*, ainda não estarem tecnologicamente preparadas. *Smart grid* é um termo que se refere a uma modernização através do digital e outras tecnologias no sentido de se monitorizar, gerir e coordenar os vários componentes e entidades da rede entre si, tendo em vista uma maior eficiência de operação, estabilidade, fiabilidade e redução de custos da rede [24]. Estando a rede elétrica perante um processo evolutivo em curso, precisará ainda de desenvolver centros de controlo agregadores de VEs e redes de comunicação com largura de banda suficiente para permitir a coordenação com a rede. Para além disso, o número atual de VEs em circulação poderá não ser o suficiente para a formação de frotas de dimensão suficiente para permitir a entrada no mercado dos serviços de sistema, tendo em conta que é habitualmente requerido a um fornecedor um mínimo de 1 MW de capacidade operativa [16] [25].

Um sistema V2B pode ser considerado como uma alternativa ao V2G mais simples e com um maior potencial de ser implementado a mais curto-prazo [17] [25]. Este trata-se de um sistema a menor escala que explora, através de fluxos de potência bidirecionais, a possibilidade da participação do VE na gestão de energia de um edifício, podendo este contribuir para a integração de geração renovável local e redução de custos. Tal enquadra-se perfeitamente com a atual tendência de aumento da instalação de painéis fotovoltaicos em edifícios, quer em contexto residencial ou comercial, almejando autoconsumo, venda de excesso de produção de energia local à rede ou, em alguns casos, leilões [26].

Em contexto residencial, um sistema V2B foi simulado a par de outros dois tipos de carregamento (simples, otimizado) numa residência com painéis fotovoltaicos, um VE e opcionalmente com armazenamento de energia local (Figura 3), em [27]. O objetivo foi assegurar que um consumidor ativo com um VE é capaz de reduzir a fatura de

eletricidade, maximizando o lucro proveniente da venda e compra de energia à rede, verificando-se o maior potencial de redução de custos na aplicação do sistema V2B.

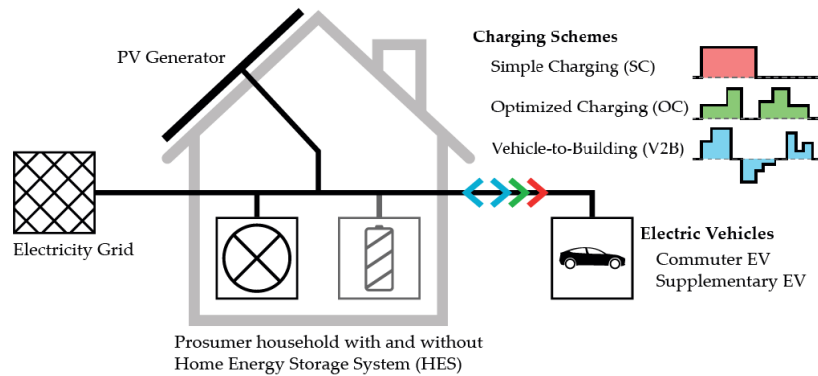


Figura 3 – Topologia de um sistema V2H [27].

Em contexto residencial, há, no entanto, algumas desvantagens como por exemplo, a possibilidade de o período de estacionamento do VE não coincidir com o de maior potencial para fomentar poupanças. Se o utilizador viajar diariamente para o seu local de trabalho e lá permanecer durante grande parte do dia, o período de estacionamento do veículo poderá não coincidir com o pico de geração solar dos painéis instalados na residência, diminuindo assim os benefícios económicos obtidos [27]. Assim, a implementação do sistema para alguns utilizadores pode não ser viável. Para além disso, um sistema de gestão V2B aplicado a um grande edifício comercial trata-se de um conceito com um potencial acrescido associado à possibilidade de agregação de vários veículos.

Fora do contexto residencial, inúmeros estudos abordam a implementação do V2B em sistemas de gestão de energia em grandes edifícios comerciais ou edifícios universitários, sendo a sua aplicação integrada sob o conceito de micro-rede. Uma micro-rede trata-se de um sistema elétrico a menor escala com uma gestão e coordenação de carácter local de um conjunto de cargas, unidades de geração distribuída e sistemas de armazenamento de energia. A agregação e gestão dos recursos a nível local permite realizar de uma forma menos complexa e ramificada o conceito de *Smart grid* [28], viabilizando uma aproximação ao paradigma do V2G.

Em [17] um edifício comercial com painéis fotovoltaicos, armazenamento local e um serviço de agregação de veículos elétricos no seu parque de estacionamento, explora as possibilidades em termos de gestão do lado da procura tendo em vista a redução das pontas e o consumo e custos de energia total do edifício através de desvio de carga, e ainda a possibilidade de um VE servir como um backup de energia, tornando-se num elemento de suporte durante uma interrupção do fornecimento de energia da rede. Num outro estudo [29], com um edifício comercial com geração local solar e eólica, as baterias dos VEs (pertencentes ao edifício) são utilizadas permitindo a realização da interação B2V/V2B também em parques de estacionamento remotos, contribuindo assim para a possibilidade de utilização do excedente de produção de energia eólica local que ocorre principalmente durante as horas de não estacionamento no edifício. De forma semelhante em [30] os VEs são usados de modo a realizar transações energéticas entre edifícios de escritórios e residências.

Os autores em [31] detalham a implementação de um sistema em micro-rede que é composto por dois estágios, o primeiro realiza um despacho para o dia seguinte de modo a economizar os custos operacionais tendo em conta previsões de carga, temperatura exterior e geração renovável. Posteriormente, os veículos elétricos são usados como um recurso adicional no segundo estágio com o objetivo de nivelar as flutuações de potência no ponto de ligação à rede elétrica de distribuição tendo em conta as incertezas das previsões.

2.3. Impactos e benefícios do ponto de vista do utilizador

Para além dos anteriormente mencionados, existem vários estudos que se debruçam na conceção e análise de sistemas de gestão V2B que não têm em conta a interação de diferentes entidades. Numa implementação V2B no mundo real será fundamental ter-se em conta a relação necessária entre o grande edifício e o proprietário do veículo elétrico, pois desta relação poderão resultar objetivos conflitantes que devem ser geridos e otimizados de modo a também fomentar a adesão de VEs dispostos a participar no serviço. O ponto de vista do utilizador deve ser uma perspetiva a considerar, tendo em conta a degradação da bateria e os seus custos, e/ou criando tarifas de carregamento que incentivem a sua participação.

As baterias dos VEs de íões de lítio (de tecnologia eletroquímica), degradam-se de acordo com vários fatores como a sua idade, profundidade de descarga e o número de ciclos. Ora naturalmente a sua participação num serviço V2B poderá acentuar a sua degradação, limitando o seu tempo de vida útil, por via dos múltiplos ciclos de carga e/ou outras condições em que esta venha a ser usada [16] [25]. A maior parte dos estudos que incluem o cálculo dos custos de degradação da bateria baseiam-se no número de ciclos, mas esta abordagem trata-se de uma aproximação. Existem também vários modelos semi-empíricos da degradação de uma bateria, que são referidos em [32], que tentam descrever o processo de degradação de uma certa bateria por meio de equações obtidas com dados experimentais que têm em conta os variados mecanismos de degradação da bateria. Os autores em [33] conceberam um algoritmo V2B com o objetivo principal de minimizar a degradação da bateria do utilizador, tendo como base um modelo semi-empírico já existente a par de vários dados de degradação obtidos experimentalmente. E concluíram que, nos moldes em que conceberam o algoritmo, nalguns casos a degradação da bateria de um VE foi reduzida comparativamente à resultante de uma situação de não participação no sistema V2B.

Outros estudos também tiveram em conta a relação económica que deve existir entre as entidades diferentes. Em [34] em contexto V2B num campus universitário, foi determinado que os VEs podiam carregar gratuitamente em troca do controlo da sua energia, constituindo um tipo de serviço que permite reduzir a fatura de eletricidade do

edifício, uma vez que permite diminuir a quantidade de energia consumida da rede e os picos de consumo. No estudo [35], também com o intuito de redução da fatura de eletricidade de um edifício prosumidor¹, é apresentada uma relação económica mais completa e atrativa, em que considerando uma restrição de estado de carga mínimo e máximo à partida, o edifício realiza um contrato com os proprietários dos VEs tendo em conta uma compensação monetária e penalizações caso o contrato realizado não seja cumprido. Noutro estudo [36] foi proposto um modelo de decisão baseado na otimização dos custos de energia de vários edifícios e estações de carregamento que partilham energia entre si e a rede. De modo similar em [37] é estudado a otimização da partilha de energia entre vários recursos de um edifício e os VEs com o objetivo de minimizar os custos operacionais de ambas as entidades. Em [38] para além do objetivo de reduzir os custos também é considerado a redução das emissões de gases de efeito de estufa associados ao consumo de energia.

Estes estudos [35-38] apesar de apresentarem uma abordagem multiobjectivo, pode-se considerar que ainda não têm em conta o ponto de vista do utilizador, pois consideram apenas uma otimização dos custos associados às transações energéticas entre as várias entidades sempre do ponto de vista do edifício. Em [39] foi concebida uma otimização multiobjectivo que já considerou mais alguns objetivos e restrições que representam o ponto de vista do utilizador formando assim uma abordagem mais equilibrada que integra objetivos conflitantes entre o edifício e o veículo. Ou seja, para além da redução da fatura de eletricidade, o modelo de otimização concebido tem também como objetivos a redução de custos para o utilizador: maximizando os ganhos provenientes da venda de energia para o edifício, minimizando o custo associado à degradação da bateria e mantendo o estado de carga entre um valor mínimo e máximo.

O artigo que serve de mote para esta dissertação [6] também aplica o sistema V2B sob um método de otimização multiobjectivo, que para além de considerar os impactos e benefícios segundo o ponto de vista de ambas as partes, tem também em conta o facto de o comércio de eletricidade entre as duas entidades (edifício e VE), ou seja, transações energéticas entre si em troca de dinheiro, não ser permitido pela regulação existente na maioria dos países. Esta limitação é considerada e superada

¹ Consumidor ativo de eletricidade, que consome e produz eletricidade

direcionando o foco da otimização para a criação de tarifas de estacionamento e horários de carregamento.

Capítulo 3 – Otimização do carregamento nos edifícios

3.1 Objetivos e restrições a considerar

Num contexto de otimização do carregamento dos VEs em edifícios segundo uma tipologia B2V/V2B devem ser considerados certos objetivos e restrições. Ao nível de objetivos pode-se considerar a minimização dos custos tanto do ponto de vista do gestor do edifício como do proprietário do VE, a maximização do autoconsumo do edifício, a minimização das emissões de CO₂ associadas à energia consumida, a minimização da ponta de consumo do edifício, etc.

A minimização dos custos da fatura de eletricidade do edifício é algo que deve ser tido em conta, pois, sendo o edifício a entidade que implementa o sistema, é expectável que pretenda obter benefícios económicos do mesmo. Esse objetivo pretenderá, assim, a redução da sua fatura de eletricidade. De modo semelhante, a minimização dos custos para o utilizador do serviço deverá também ser tida em conta, pois será necessário atrair o utilizador para participar no serviço, não devendo este assim ter custos de carregamento demasiado elevados, correndo o risco de o edifício não ter veículos elétricos à sua disposição para realizar a otimização dos carregamentos.

A maximização do autoconsumo do edifício é um objetivo que pode ser considerado na conceção de um sistema de otimização do carregamento dos veículos, tendo em vista principalmente minimizar as trocas de energia com a rede. Todavia, no presente caso, a sua implementação estará já implícita no objetivo de minimização dos custos de eletricidade do edifício, pois ao minimizar os seus custos de eletricidade estar-se-á a promover o autoconsumo da sua energia fotovoltaica. Tal deve-se às atuais tarifas de eletricidade, que, apresentam sempre valores muito mais baixos para a energia que é injetada na rede comparativamente com o preço de compra de energia à mesma.

Do mesmo modo, também se alcançará o objetivo de minimização das emissões de gases de efeito de estufa, pois por via de uma redução de custos, no contexto de tarifas atual, será privilegiado o consumo de energia renovável proveniente da geração

fotovoltaica instalada no edifício. Da mesma forma, os períodos em que o custo da energia no mercado por grosso apresenta valores mais reduzido, estão normalmente associados a períodos de elevada percentagem de geração renovável.

Um outro objetivo que pode ser considerado é o de minimização da ponta de consumo de energia no edifício. No caso de grandes edifícios consumidores a fatura de eletricidade é composta por duas componentes, ou seja, para além de um custo relacionado com a energia consumida num mês, existe também uma outra relacionada com a potência. A componente da fatura relacionada com a potência é composta por duas parcelas: a potência contratada e a potência tomada. No presente caso, num grande edifício, será expectável uma concentração de veículos a carregar em simultâneo num determinado período, durante as horas de serviço, e estas tendem a coincidir com as horas de ponta. Assim, para além do custo associado a essa maior potência tomada, também será expectável que se verifique que a partir de um determinado número de veículos a carregar em simultâneo haja um custo adicional devido à ultrapassagem do valor da potência contratada, e por consequência a transição para um novo valor. A despesa associada a esta componente pode, pois, aumentar significativamente os custos de eletricidade do edifício. Assim, através do custo que lhe está associado, a minimização da ponta de consumo de energia do edifício pode ser conseguida através do objetivo de minimização dos custos de eletricidade para o edifício.

Ao nível das restrições, existem várias que devem ser consideradas de modo a suportar o modelo de otimização. As restrições do modelo devem ter em consideração limites nos tempos de carga, descarga e de estacionamento dos veículos elétricos. Por exemplo, o tempo de descarga do veículo deve ter um limite máximo, de forma a se poder garantir que o veículo do utilizador não realiza descargas muito profundas e que o veículo se encontra carregado de acordo com o estado de carga pretendido para o momento da saída do edifício. Para satisfazer essa última garantia, também será necessário assegurar que o tempo de carga do veículo seja maior que a soma do tempo de carregamento inicialmente requerido pelo utilizador e o tempo da descarga que foi realizada. Além disso, devem ser estabelecidas potências máximas de carga e descarga para o VE, de acordo com os valores nominais do carregador.

As compensações monetárias para cada uma das entidades (edifício e proprietário do VE) também devem ser alvo de restrições. O edifício, deve receber pelo serviço de carregamento do VE um valor maior do que o seu custo de eletricidade associado, de modo a assegurar benefícios económicos. Pela mesma razão a compensação que o edifício paga ao VE deve ser menor do que os custos de eletricidade associados à opção alternativa de transacionar a energia com a rede. Do ponto de vista do utilizador do VE, o custo da degradação da sua bateria será essencial para determinar a compensação mínima que irá requerer para participar no serviço, dado que também este pretenderá obter benefícios económicos com a sua participação.

3.2. Formulação do problema

Nesta secção, é apresentada e explicada a formulação proposta (cujo código é apresentado no Anexo 1) baseada no artigo [6] e sujeita a alterações no âmbito do presente trabalho de dissertação. As alterações realizadas (ao nível da formulação e código) foram as seguintes:

- Implementação de um método mais fiável de avaliação do custo de degradação da bateria dos VEs para cada ciclo carga/descarga tendo em conta o método proposto em [40]. Seguindo esse método, é calculado um custo de degradação por unidade de energia transferida (C_{bat}) para a bateria do modelo de veículo elétrico considerado. Esse custo é incluído na eq.6 (para definir valores para a tarifa de descarga).

- Introdução, como parâmetro inicial e monitorizado para cada intervalo de tempo, do estado de carga da bateria de cada VE (eq.20 e eq.23);

- Inclusão do custo associado à potência contratada do edifício no cálculo dos custos de eletricidade do edifício (eq. 15 e eq.26).

A formulação está dividida em duas etapas subsequentes. A primeira etapa é dedicada à definição de tarifas que estabelecem uma relação económica entre o edifício

e o utilizador de VEs, e a segunda, com base nas tarifas criadas na primeira etapa, tem a função de agendar os horários de carga e descarga para os veículos.

Na primeira etapa, são criadas as tarifas que definirão a relação económica entre as duas entidades. Dado que de acordo com a legislação portuguesa atual não é permitida a existência de venda direta de eletricidade entre um edifício e um VE, a sua relação económica será baseada na criação de tarifas de estacionamento que se baseiam em períodos de tempo. Para esse efeito, o tempo de estacionamento do VE torna-se o fator determinante, ou seja, para cada estado em que o veículo se encontrar quando estacionado no edifício (carga, descarga ou em repouso) são criadas tarifas que se baseiam no tempo em que este permanece nesse estado. As tarifas de carga e descarga são definidas segundo valores hora a hora que se baseiam no custo de eletricidade e a potência de carga ou descarga do veículo, podendo assim manter valores que expressam a variação dos preços de eletricidade ao longo do dia.

Para além dessas tarifas de valor variável, são também consideradas outras duas tarifas de estacionamento, de valor fixo — a tarifa de estacionamento e a tarifa de flexibilidade — tendo a última o intuito de incentivar a flexibilidade de agendamento do carregamento. A primeira está associada com o tempo em que o veículo se encontra estacionado no edifício. A tarifa de flexibilidade está relacionada com o tempo em que o veículo se encontra inativo, ou seja, em períodos em que este não se encontra a realizar qualquer transação energética com o edifício. Esta tarifa serve para compensar o utilizador pelos períodos mais longos em que o veículo se encontra disponível, providenciando assim uma maior flexibilidade para o edifício fazer a gestão de carregamentos. Para a formulação proposta é considerado que se recebe por parte do utilizador do VE a informação do estado de carga inicial da bateria ao chegar ao edifício e os tempos de estacionamento, carga e descarga requeridos.

3.2.1 Otimização das tarifas

Relativamente ao processo de otimização das tarifas, são consideradas duas funções objetivo conflitantes, pois cada uma representará os interesse de redução de custos pelo ponto de vista de cada uma das entidades.

3.2.1.1. Função objetivo

Do ponto de vista do edifício, é pretendido obter-se a maior compensação financeira possível pelo carregamento e estacionamento dos VEs. Ou seja, assumindo que a tarifa de descarga ($C_D(h)$) é constituída por valores negativos, pretende-se uma maximização da soma das tarifas de carga ($C_C(h)$) e descarga (1). Por outro lado, o edifício pretende pagar o menos possível em compensações financeiras ao utilizador. Assim, atendendo a que a tarifa de estacionamento (C_P) é composta por valores positivos e a tarifa de flexibilidade (C_F) por valores negativos, tenciona-se fazer uma maximização da soma das tarifas de estacionamento e flexibilidade, para qualquer hora h (1).

$$\max_{h \in H} (C_C(h) + C_D(h) + C_P + C_F) \quad (1)$$

De modo análogo, do ponto de vista do utilizador, é almejado pagar o menos possível pelo carregamento e obter a maior compensação financeira pelas descargas realizadas, ou seja, uma minimização da soma das tarifas de carga e descarga (considerando que a última assume valores negativos) (3). Relativamente às tarifas fixas, dado que o proprietário do VE pretenderá obter maiores recompensas financeiras, considera-se a minimização da soma das duas tarifas: a de estacionamento e de flexibilidade, para qualquer hora h .

$$\min_{h \in H} (C_C(h) + C_D(h) + C_P + C_F) \quad (2)$$

3.2.1.2 Restrições

De modo a garantir que o edifício obtém sempre algum benefício económico com o consumo de eletricidade acrescido que está associado a um carregamento de um VE, a tarifa de carga (com uma variação horária) deve ser maior do que o custo da

energia consumida da rede nessa mesma hora (3). Esse custo variável com o tempo é obtido através da multiplicação do preço da energia ($C_{IG}(h)$) pela potência máxima de carga do veículo (P^{+M}). Assim, é criado um limite inferior que permitirá que a tarifa esteja associada aos preços de energia variáveis ao longo do dia, e que haja uma preferência pelo carregamento dos veículos em períodos em que os preços são mais baixos.

$$C_C(h) \geq C_{IG}(h) \cdot P^{+M} \quad (3)$$

$$C_{CC}(h) > 0, C_{IG}(h) > 0 \quad (4)$$

No entanto, de modo a evitar uma sobrevalorização do valor da tarifa que leve a custos demasiado elevados para o utilizador, desencorajando assim a sua participação, é criado um limite superior para o valor da tarifa de carga, através da definição de um lucro máximo (C_{CP}) relativamente ao custo de eletricidade (5).

$$C_C(h) \leq (1 + C_{CP}) \cdot C_{IG}(h) \cdot P^{+M} \quad (5)$$

Naturalmente para a tarifa de descarga também é necessário restringi-la a um intervalo de valores, definindo também um limite superior e inferior. A definição de um limite superior será do interesse do edifício, de modo a assegurar que a tarifa de descarga não atinja valores que ponham em causa o seu incentivo económico para a implementação do sistema V2B. Ou seja, se a tarifa de descarga for demasiado elevada, tal poderá levar a que seja preferível para o edifício realizar transações energéticas com a rede e não com o VE, inutilizando assim o sistema V2B proposto. Por essa razão, o custo de um ciclo de carga/descarga de um VE deve ser menor que o custo associado à injeção de um excedente de energia para a rede e a sua posterior compra em períodos com falta de geração local (6). Para esse efeito, estabelece-se um custo máximo (do ponto de vista do edifício) que é a diferença entre o custo de carga e o custo de descarga, que corresponde ao custo mínimo da opção de injetar o excedente de energia para a

rede e comprá-lo mais tarde. Esse custo mínimo é obtido pela soma da tarifa mínima da energia consumida da rede (C_{IG}^m) e a tarifa máxima da energia injetada (C_{EG}^M), durante as horas de geração fotovoltaica local.

$$-C_D(h) - \frac{C_C^M}{\eta_n} \leq (C_{IG}^m + C_{EG}^M) \cdot P^{+M} \quad (6)$$

$$C_D(h) < 0, C_{EG}(h) < 0 \quad (7)$$

Por outro lado, segundo o ponto de vista do utilizador do VE será necessário definir um limite inferior para a tarifa de descarga, pois este aceitará participar no serviço V2B se a compensação financeira que receber por cada ciclo carga/descarga for maior que o custo associado à degradação acrescida da bateria do seu veículo (8).

$$-C_D(h) - \frac{C_C^M}{\eta_n} \geq C_{bat} P^{-M} \quad (8)$$

Os vários mecanismos de degradação da bateria de iões de lítio são estudados extensivamente na literatura e podem ser agrupados em duas categorias: a degradação relacionada com o tempo em que a bateria se encontra em repouso (altamente dependente da temperatura e do SoC) e a degradação que advém do uso da bateria, ou seja, dos ciclos de carga/descarga que esta realiza (dependente da temperatura, SoC, corrente de carregamento e profundidade de descarga) [32]. Dado que o impacto que o sistema V2B terá na bateria será de a submeter a ciclos de carga/descarga adicionais, e que alterar as condições de armazenamento da bateria, como a temperatura e o seu estado de carga quando em repouso, de forma a prolongar a sua vida não são o objetivo do estudo, será apenas considerada a degradação associada ao ciclo de vida da bateria.

Para realizar a avaliação dessa degradação é usado o método apresentado e proposto em [40], que define um modelo de degradação a partir da informação que se pode obter através de uma curva que fornece informação do ciclo de vida da bateria em termos do número de ciclos possíveis de realizar (ACC - *achievable cycle count at a*

specific DoD) em relação a cada profundidade de descarga (DoD) – curva DoD-ACC (Figura 4).

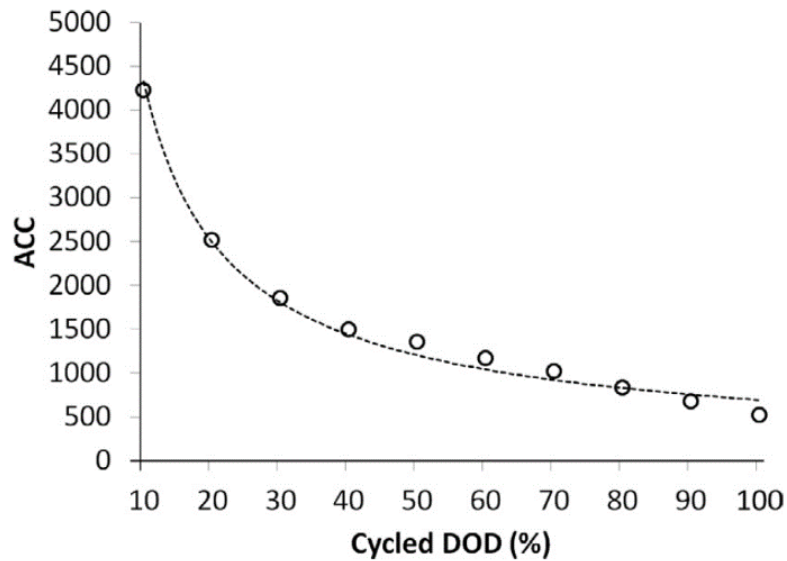


Figura 4 – Modelo de ciclo de vida ACC-DoD de uma bateria de íões de lítio [41].

De acordo com o método mencionado, foi definido um modelo de degradação que considera a profundidade de descarga da bateria (DoD) e os seus estados de carga. Para tal, é inicialmente calculado um custo médio da degradação (CMD) para cada profundidade de descarga a partir dos dados da Figura 4, através da equação (9):

$$CMD = \frac{C_{B,n}}{ACC(DoD) \times 2 \times DoD \times B_{TC,n} \times \eta_n^2} \quad (9)$$

No entanto, de modo a permitir o cálculo de um custo da degradação para regimes de carregamento mais realistas, em que cada profundidade de descarga pode ser realizada entre diferentes pontos de estado de carga, é necessário realizar uma integração. Para tal, é considerado um novo parâmetro que se trata de uma função de densidade da degradação ($W(s)$), cuja sua relação com o CMD é ilustrada em (10). Esses valores $W(s)$, que representam um custo em função de cada estado de carga são obtidos com um intervalo de 10%, e encontram-se representados na (Figura 5). Todavia, sendo que no presente caso são usados valores discretos, o custo pode então ser obtido de maneira discreta através de um somatório dos vários valores de custo de degradação

associados a cada estado de carga. Nessa mesma figura, é exemplificado o modo de obtenção de um custo de degradação a partir dos valores $W(s)$ para uma profundidade de descarga de 40% entre os valores de SoC de 20% e 60%, sendo esse custo representado por uma área entre esses dois valores.

$$CMD(D) = \frac{1}{D} \int_{1-D}^D W(SoC) dSoC \quad (10)$$

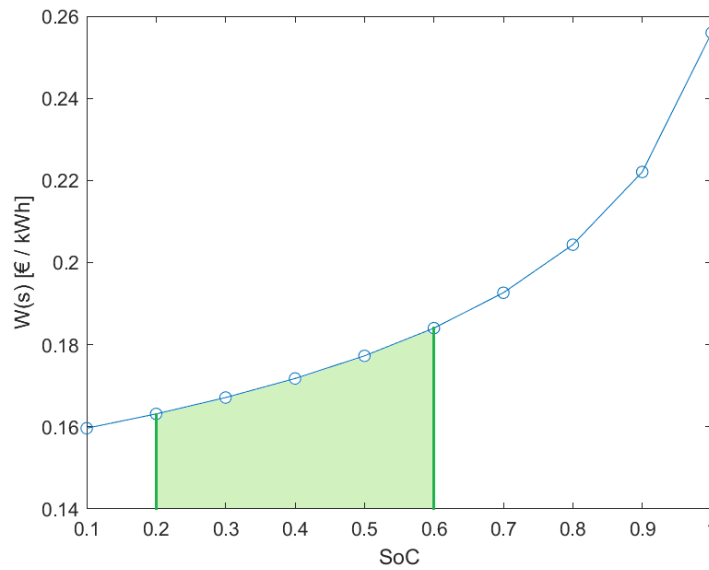


Figura 5 – Valores de custo de degradação para cada SoC.

Assim, em (11) realiza-se um somatório dos valores $W(s)$ com um passo de 0,1 entre um valor mínimo e máximo de estado de carga do veículo que são selecionados de modo a representar a maior profundidade de descarga que é permitida ser realizada pelos VEs, visando assim calcular um custo (C_{bat}) que representa o pior caso possível, ou seja, o maior custo de degradação por unidade de energia transferida (1 kWh) que pode ocorrer.

$$C_{bat} = \sum_{s^m}^{s^M} W(SoC) * \Delta SoC \quad (11)$$

A tarifa de estacionamento deve ser positiva, pois corresponde a um valor que será recebido pelo edifício, e consequentemente a tarifa de flexibilidade, a ser recebida como recompensa pelo proprietário do VE, deve ter valores negativos. Para além disso, de modo a evitar que seja o edifício a pagar para o VE estar estacionado sem qualquer incentivo a uma sua participação ativa, o valor absoluto da recompensa da flexibilidade não deve ser maior que a tarifa de estacionamento (12).

$$|C_F| \leq |C_P|, C_P > 0, C_F < 0 \quad (12)$$

3.2.2. Agendamentos de carga e descarga

No que toca à gestão de horários de carregamento, são determinados os estados de cada veículo para cada período, podendo o VE, assim, assumir em cada período um estado que represente que este se encontra a carregar, a descarregar ou inativo. Essa gestão é realizada tendo em conta os requisitos de estacionamento de cada VE e as limitações dos carregadores, de modo a concretizar o objetivo de minimização de custos, tanto do ponto de vista do edifício como do proprietário do VE. Adicionalmente, a partir da informação pedida ao utilizador relativamente ao seu estado de carga inicial, serão estimados os estados de carga da bateria de cada VE em cada intervalo de tempo em que se encontra estacionado com base nos tempos de carga e descarga.

3.2.2.1. Função objetivo

De acordo com a perspetiva do edifício, o seu objetivo visa minimizar o seu custo líquido de eletricidade (como prosumidor) e dos serviços de estacionamento que oferece, ao longo de todos os intervalos de tempo (i.e., H). Para esse efeito, pretende-se realizar uma minimização de todos os custos de eletricidade do edifício ($C_E(h)$) e uma maximização dos rendimentos provenientes do serviço de estacionamento e carregamentos dos vários VEs estacionados no edifício (13).

$$\min \left(\sum_{h=1}^H \left[C_E(h) - \sum_{n=1}^N C_{VE,n}(h) \right] \right) \quad (13)$$

Para o proprietário do VE o objetivo a ter em conta será a minimização do seu custo total de estacionamento ao longo dos vários intervalos de tempo. Ou seja, requer-se uma função objetivo que represente a minimização de todos os custos relacionados com o estacionamento para os n VEs ($C_{VE}(n)$) que se encontram no edifício, incluindo assim também os custos associados aos seus períodos de carga e descarga (14).

$$\min \left(\sum_{h=1}^H \left[\sum_{n=1}^N C_{VE,n}(h) \right] \right) \quad (14)$$

O custo líquido de eletricidade de um edifício prosumidor é calculado como sendo a soma do custo associado ao consumo líquido de eletricidade do edifício de base, ou seja, excluindo o impacto dos VEs, e o custo das transações com a rede devido a fluxos de potência com os VEs (15). Deste modo, está-se a incluir o custo total de eletricidade importada da rede (valores negativos) e a receita advinda da eletricidade exportada para a rede (valores positivos). Adicionalmente, também é considerado o custo associado à potência contratada do edifício (P_C).

$$C_E(h) = \left[\left(L^+(h) + \sum_{n=1}^N P_n^-(h) \right) C_{IG}(h) + \left(L^-(h) + \sum_{n=1}^N P_n^+(h) \right) C_{EG}(h) \right] \Delta h + C_{PC} * P_C \quad (15)$$

O custo total de estacionamento para cada VE representa a soma de todos os seus custos, incluindo, assim, para além das despesas, também as receitas obtidas pelo proprietário do VE ao participar no serviço V2B (16). Com esse propósito, são tidos em conta vários períodos, como o período de estacionamento solicitado pelo utilizador do VE ($t_{P,n}$), os períodos de carregamento e de descarga usados por cada veículo ($t_{U,n}^+(h), t_{U,n}^-(h)$) e os períodos em que este se encontra inativo ($t_{T,n}^i$). E assim através

das tarifas associadas a cada estado, é considerado o custo relacionado com o tempo de estacionamento do veículo no edifício, os custos relacionados com os períodos de carga e descarga usados pelo VE para todos os intervalos de tempo (somatório) e finalmente o custo associado à recompensa recebida pelo nível de flexibilidade que é disponibilizada.

$$C_{VE}(n) = t_{P,n} \cdot C_P + \sum_{h=1}^H \left(t_{U,n}^+(h) \cdot C_C(h) + t_{U,n}^-(h) \cdot C_D(h) \right) + t_{T,n}^i \cdot C_F \quad (16)$$

Das equações presentes em (17) resultam os períodos de carga e descarga para o VE n, para cada intervalo de tempo. Esses períodos são expressos através de um rácio entre duas potências, a potência de carga/descarga para o VE n e a sua potência máxima de carregamento, permitindo assim que, caso o valor de potência usada pelo VE seja menor que o seu valor nominal, o valor dos período de carga e descarga possam ser ajustados num determinado intervalo de tempo. Em (18) é calculado, através de um somatório, o total de períodos de carga e descarga ao longo de todos os intervalos de tempo ($t_{T,n}^+$, $t_{T,n}^-$). E naturalmente, os períodos de repouso (estado inativo) do VE n serão equivalentes ao período de estacionamento solicitado pelo utilizador do VE subtraído pelo seu total de períodos de carga e descarga (19).

$$t_{U,n}^+(h) = P_n^+(h) \cdot \frac{\Delta h}{P_n^{+M}} \quad , \quad t_{U,n}^-(h) = P_n^-(h) \cdot \frac{\Delta h}{P_n^{-M}} \quad (17)$$

$$t_{T,n}^+ = \sum_{h=1}^H t_{U,n}^+(h) \quad , \quad t_{T,n}^- = \sum_{h=1}^H t_{U,n}^-(h) \quad (18)$$

$$t_{T,n}^i = t_{P,n} - t_{T,n}^+ - t_{T,n}^- \quad (19)$$

Com a equação 20 são determinados os estados de carga da bateria de cada VE para cada intervalo de tempo em que o veículo se encontra estacionado.

$$S_n(h) = S_n(h - 1) + (\eta_n \cdot P_n^+(h) - P_n^-(h)) \cdot \frac{\Delta h}{B_{C,n}} \quad (20)$$

3.2.2.2. Restrições

Em relação à gestão dos horários de carregamento, as restrições necessárias relacionam-se essencialmente com os períodos de tempo requeridos pelo utilizador do VE, os limites das potências de carga e descarga e os limites de SoC para as baterias dos VEs.

O período de descarga pedido pelo utilizador do VE ($t_{R,n}^-$) é considerado um valor máximo, ou seja, o total de períodos de descarga ($t_{T,n}^-$) tem de ser menor ou igual que o período máximo de descarga selecionado pelo utilizador (21). Assim, é possível assegurar que não haja descargas demasiado profundas para o utilizador e que ponham em causa (inviabilizem) a gestão dos períodos de carga e descarga, de modo a garantir que no final do período de estacionamento o utilizador tenha o estado de carga da bateria que pretende.

$$t_{T,n}^- \leq t_{R,n}^- \quad (21)$$

Por outro lado, o total de períodos de carregamento ($t_{T,n}^+$) deve assegurar o período de carregamento selecionado pelo utilizador e a compensação pelo total de períodos de descarga realizados (22). Contudo, tendo em conta que os períodos de carga e descarga requisitados pelo utilizador do VE foram definidos tendo como base a potência máxima de carga e descarga, e que a potência usada em cada bloco de tempo pode ser menor, é necessário incluir uma correção dos períodos proporcional ao rácio entre a potência média e a potência máxima.

$$t_{T,n}^+ = t_{R,n}^+ \frac{P_n^{+M}}{\bar{P}_n^+} + \frac{t_{T,n}^- \bar{P}_n^-}{\eta_n P_n^{-M}} \quad (22)$$

Dado que anteriormente, na etapa de definição das tarifas, foi definido um custo de degradação da bateria assumindo uma determinada profundidade de descarga entre dois pontos SoC mínimo e máximo, em (23) o estado de carga de cada veículo para cada intervalo de tempo é restringido ao intervalo de valores mínimo e máximo de SoC, de modo a garantir que em nenhum momento o custo de degradação associado à descarga de um VE seja superior ao custo predeterminado.

$$S^m \leq S_n(h) \leq S^M \quad (23)$$

Para garantir uma participação ativa por parte do utilizador do VE que permita o uso da flexibilidade do seu veículo, o período de estacionamento e o período de carga pedidos têm de ser positivos, e o período de descarga não pode ser negativo (24). Para além disso as potências de carga e descarga terão de ser limitadas pelos valores nominais do seu carregador (25).

$$t_{P,n} > 0, \quad t_{R,n}^+ > 0, \quad t_{R,n}^- \geq 0 \quad (24)$$

$$0 \leq P_n^+(h) \leq P_n^{++}, \quad 0 \leq P_n^-(h) \leq P_n^{--} \quad (25)$$

O valor da potência contratada do edifício tem que ser maior ou igual à maior potência tomada do edifício, e deve tomar um valor associado aos escalões de potência disponíveis (26).

$$P_C \geq L^+(h) + \sum_{n=1}^N P_n^-(h) \quad (26)$$

3.2.3. Modelo

De seguida, é apresentado o modelo da formulação proposta apresentada anteriormente.

1º Etapa

$$\max_{h \in H} (C_C(h) + C_D(h) + C_P + C_F) \quad \forall h \quad \text{Eq. 1}$$

$$\min_{h \in H} (C_C(h) + C_D(h) + C_P + C_F) \quad \forall h \quad \text{Eq. 2}$$

s.a.

$$C_C(h) \geq C_{IG}(h) \cdot P^{+M} \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{Eq. 3}$$

$$C_C(h) \geq (1 + C_{CP}) \cdot C_{IG}(h) \cdot P^{+M} \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{Eq. 5}$$

$$-C_D(h) - \frac{C_C^M}{\eta_n} \leq (C_{IG}^m + C_{EG}^M) \cdot P^{+M} \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{Eq. 6}$$

$$-C_D(h) - \frac{C_C^M}{\eta_n} \geq C_{bat} P^{-M} \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{Eq. 8}$$

$$|C_F| \leq |C_P|, \quad C_P > 0, \quad C_F < 0 \quad \text{Eq. 12}$$

$$C_{CC}(h) > 0, \quad C_{IG}(h) > 0 \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{Eq. 4}$$

$$C_D(h) < 0, \quad C_{EG} < 0 \quad h = 1, \dots, 24 \quad \text{Eq. 7}$$

2º Etapa

$$\min(\sum_{h=1}^H [C_E(h) - \sum_{n=1}^N C_{VE}(n)]) \quad \text{Eq. 13}$$

$$\min(\sum_{h=1}^H [\sum_{n=1}^N C_{VE}(n)]) \quad \text{Eq. 14}$$

$$C_E(h) = [(L^+(h) + \sum_{n=1}^N P_n^-(h))C_{IG}(h) + (L^-(h) + \sum_{n=1}^N P_n^+(h))C_{EG}(h)]\Delta h + C_{PC} * P_C \quad \forall h \quad \text{Eq. 15}$$

$$C_{VE}(n) = t_{P,n} \cdot C_P + \sum_{h=1}^H (t_{U,n}^+(h) \cdot C_C(h) + t_{U,n}^-(h) \cdot C_D(h)) + t_{T,n}^i \cdot C_F \quad \forall n \quad \text{Eq. 16}$$

s.a.

$$t_{U,n}^+(h) = P_n^+(h) \cdot \frac{\Delta h}{P^{+M}} \quad , \quad t_{U,n}^-(h) = P_n^-(h) \cdot \frac{\Delta h}{P^{-M}} \quad \forall h, \forall n \quad \text{Eq. 17}$$

$$t_{T,n}^+ = \sum_{h=1}^H t_{U,n}^+(h) \quad , \quad t_{T,n}^- = \sum_{h=1}^H t_{U,n}^-(h) \quad \forall n \quad \text{Eq. 18}$$

$$t_{T,n}^i = t_{P,n} - t_{T,n}^+ - t_{T,n}^- \quad \forall n \quad \text{Eq. 19}$$

$$S_n(h) = S_n(h-1) + (\eta_n \cdot P_n^+(h) - P_n^-(h)) \cdot \frac{\Delta h}{BC_n} \quad \forall h, \forall n \quad \text{Eq. 20}$$

$$t_{T,n}^- \leq t_{R,n}^- \quad \forall n \quad \text{Eq. 21}$$

$$t_{T,n}^+ = t_{R,n}^+ \frac{P^{+M}}{\bar{P}_n^+} + \frac{t_{T,n}^- \bar{P}_n^-}{\eta_n P^{-M}} \quad \forall n \quad \text{Eq. 22}$$

$$S^m \leq S_n(h) \leq S^M \quad \forall h, \forall n \quad \text{Eq. 23}$$

$$t_{P,n} > 0, \quad t_{R,n}^+ > 0, \quad t_{R,n}^- \geq 0 \quad \forall n \quad \text{Eq. 24}$$

$$0 \leq P_n^+(h) \leq P_n^{++}, \quad 0 \leq P_n^-(h) \leq P_n^{--} \quad \forall n \quad \text{Eq. 25}$$

$$P_C \geq L^+(h) + \sum_{n=1}^N P_n^-(h) \quad \forall h \quad \text{Eq. 26}$$

Capítulo 4 – Caso de Estudo

Tendo em vista a realização de uma análise dos benefícios económicos provenientes da implementação de um sistema de carregamento inteligente V2B num grande edifício, foram elaborados vários casos de estudo. Estes foram concebidos aplicando dados de um edifício (tarifas de eletricidade, dias representativos de diferentes perfis de consumo e geração de energia) e de um conjunto de veículos elétricos (número de veículos, características da bateria do veículo, tempos de carregamento e níveis de estado de carga à chegada e saída do estacionamento).

4.1 Edifício

Para a criação dos casos de estudo foram usados dados do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra, sendo este o edifício que representará a entidade de um grande edifício nas seguintes simulações. Trata-se de um edifício com cerca de 10.000 m², com um consumo anual de eletricidade de cerca de 500 MWh/ano e uma instalação de 79 kW de painéis fotovoltaicos que assegura cerca de 16% do seu consumo atual de eletricidade. No entanto, de modo a garantir uma maior frequência de períodos em que exista um excedente de geração renovável nos vários casos de estudo, foi considerada uma capacidade de geração fotovoltaica superior que permita assegurar 50% do consumo de eletricidade do edifício, sendo os valores de geração ajustados proporcionalmente.

Relativamente aos perfis de consumo e geração do edifício são escolhidos três dias de semana considerados representativos, sendo respetivamente cada um pertencente ao mês de dezembro, março e junho (Figura 6). O dia de semana do mês de março representa um cenário em que o edifício se apresenta com níveis intermédios de geração e consumo. Os outros dois dias, um dia de uma semana do mês de dezembro e outro do mês de junho, são escolhidos por serem representativos de perfis de geração e consumo mais extremados, com valores típicos das épocas do ano, inverno e verão, respetivamente. O dia do mês de dezembro apresenta um perfil de elevado consumo e

baixa geração (fotovoltaica), enquanto o do mês de junho apresenta um perfil de características opostas.

A Figura 7 apresenta as tarifas do edifício em €/kWh, ao longo de um dia, para a eletricidade importada e exportada da/para rede elétrica, respetivamente. O valor considerado para tarifa de eletricidade exportada para a rede corresponde a 90% do preço médio diário do OMIE² (conforme previsto pelo decreto-lei [42]) para o mês de março do ano 2021.

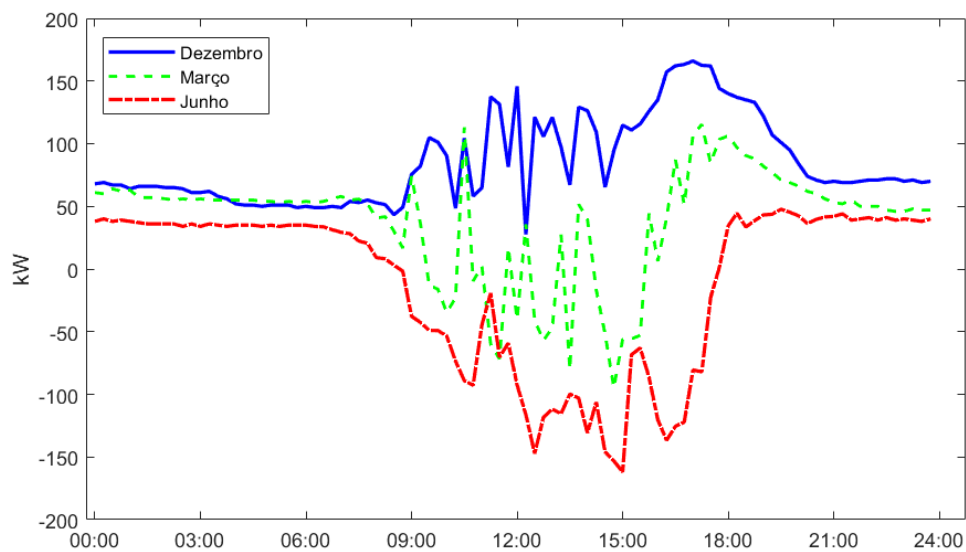


Figura 6 – Consumo líquido de eletricidade do edifício num dia representativo do mês de dezembro, março e junho, respetivamente.

² Operador do Mercado Ibérico da Eletricidade

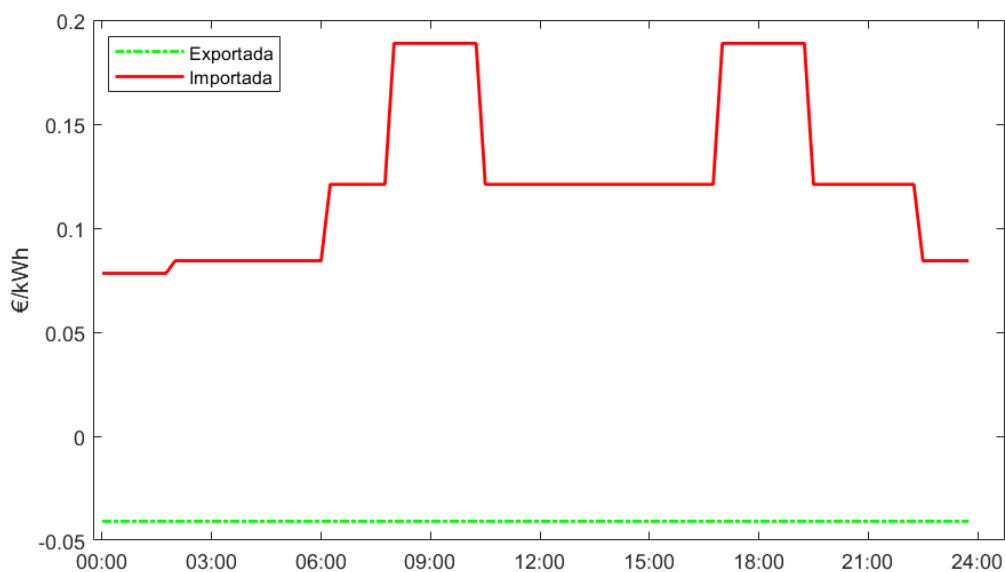


Figura 7 – Tarifas para a eletricidade importada e exportada pelo edifício.

4.2 Veículos elétricos

Para a realização das simulações são concebidos vários cenários de VEs que participam no serviço de V2B/B2V, com diferentes requisitos relativamente aos tempos de estacionamento e aos estados de carga com que chegam a parque de estacionamento do edifício.

Primeiramente, foram delineados dois casos (Tabela 1) que representam um horário típico de uso de um edifício comercial (caso 1 e caso 2), em que o tempo de estacionamento dos VEs apresenta uma média de 8 horas, sendo que, em cada um, o estado de carga médio das baterias dos veículos à chegada e os tempos de carregamento requeridos são diferentes. No primeiro, os veículos chegam ao estacionamento com um estado de carga médio (baixo) de 29%, e relativamente aos tempos requeridos, são considerados valores médios de 8h00, 1h30 e 0h15 para os períodos de estacionamento, carga e descarga, respetivamente.

No caso 2, os veículos chegam ao parque de estacionamento com um estado de carga inicial médio (elevado) de 70% e valores médios de 8h00, 0h12 e 1h12 para os

períodos de estacionamento, carga e descarga, respetivamente. O caso 2 representa uma situação em que os veículos participam maioritariamente em períodos de descarga, e em que uma parte substancial da energia que é transacionada entre as duas entidades tem origem num carregamento precedente realizado na habitação do utilizador ou noutra local/edifício.

Adicionalmente, o caso 1 é replicado, mas de modo a representar uma situação em que os veículos usam o estacionamento do edifício durante menos tempo, ou seja, com períodos de estacionamento menores. Para esse efeito, o período médio de estacionamento dos VEs passa a ser de apenas 4 horas, equivalendo assim, a apenas uma manhã de trabalho. E, a partir do mesmo caso inicial, de modo a avaliar-se os impactos associados a uma variação maior dos valores de carregamento requeridos pelos utilizadores dos VEs, esses são apresentados com um desvio padrão maior (mantendo os seus valores médios).

Tabela 1 – Valores médios dos tempos de estacionamento e SoC inicial dos VEs para o caso 1 e caso 2.

	\bar{t}_p	\bar{t}_c	\bar{t}_d	$\overline{SOC_{inicial}}$
Caso 1	8h00	1h31	0h15	0,29
Caso 2	8h00	0h12	1h12	0,7

Para simular o impacto das cargas e descargas do sistema V2B/B2V nos VEs, relativamente ao custo de degradação das suas baterias, é escolhido o veículo *Nissan Leaf*, com uma bateria de capacidade usável de 36 kWh e um custo de substituição de cerca de 8000 €. A escolha deste modelo deve-se essencialmente ao facto de este ser o veículo mais representativo do mercado português, que possui um protocolo de descarga que permita a sua participação em tipologias V2G. A formulação concebida permite, contudo, implementar dados de outros modelos de veículos elétricos³, dado que a avaliação do custo de degradação da bateria tem como base uma curva

³ É inclusive possível considerar modelos de veículos elétricos que não possuam a capacidade V2G, embora nesse caso apenas baste ser realizado um ajuste ao nível dos dados, nos tempos de carregamento requeridos por cada VE, de modo a estes terem um tempo de descarga (pedido) nulo.

característica, que é referida e explicada em detalhe na secção 3.2.1.2. Usando esse mesmo método, nas simulações será considerado um custo de degradação (C_{bat}) por unidade de energia transferida (1 kWh), de 1,2193 €/h, associado a uma profundidade de descarga de 60% entre os valores de SoC de 20% e 80%.

É considerado que os carregadores usados têm uma potência máxima de carga e descarga de 10 kW e uma eficiência de 93%. E, relativamente às tarifas, foi selecionado um custo máximo de 0.5€/h como preço base para o estacionamento e, para o carregamento, um lucro máximo de 20%.

Capítulo 5 – Resultados e Discussão

5.1 Perspetiva de Otimização

Como ponto de partida, foi simulado um cenário com um dia representativo do mês de março (já apresentado na Figura 6) com 10 veículos elétricos estacionados no edifício com um perfil de carregamento correspondente ao caso 1 (apresentado na secção 4.2). Foi selecionado o mês de março por ser considerado um mês médio, ou seja, em que os seus valores de energia importada e exportada são intermédios relativamente aos restantes (junho e dezembro). O perfil de VEs escolhido representa um cenário em que os veículos elétricos chegam ao estacionamento com um valor médio de estado de carga inicial baixo.

Realizou-se a simulação do presente cenário, tendo em conta as duas perspetivas de otimização (Edifício e VE). Na Tabela 2 encontram-se os valores de tarifas obtidos, derivados do problema de definição/otimização de tarifas. Os custos obtidos para cada entidade no problema de otimização de escalonamento dos carregamentos dos VEs estão apresentados na Tabela 3 e os valores de consumo líquido de energia no edifício na Tabela 4.

Tabela 2 – Tarifas obtidas (na etapa de definição de tarifas) para as perspetivas VE e Edifício.

Perspetiva	C_P (€)	C_F (€)	$\overline{C_C}$ (€)	$\overline{C_D}$ (€)
VE	0,10	-0,1	1,23	-2,88
Edifício	0,50	-0,1	1,47	-3,66

Tabela 3 – Custos obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para as perspetivas VE e Edifício.

Perspetiva	C_E (€)	C_{VE} (€)	Obj.
VE	150,22	16,19	16,14
Edifício	140,91	55,97	84,62

Tabela 4 – Impacto nos consumos líquidos para as perspetivas VE e Edifício.

Perspetiva	EI (kWh)	EE (kWh)	PC (kW)
Base	1119,35	-205,38	115,36
VE	1213,67	-154,70	183,00
Edifício	1119,35	-61,88	115,36

Segundo a perspetiva do utilizador do VE, em que se privilegia a redução dos seus custos de carregamento, são seleccionadas as tarifas mínimas para estacionamento e carregamento. De modo análogo, para a perspetiva do edifício, são seleccionadas as tarifas máximas para estacionamento e carregamento, de modo a reduzir os seus custos de electricidade e aumentar os rendimentos obtidos com o carregamento dos veículos.

Como tal, os resultados da Tabela 2 mostram que essa perspetivas foram respeitadas, sendo possível observar que o valor seleccionado pelo algoritmo de optimização para a tarifa de carga (a ser paga pelo utilizador do VE) foi maior segundo a perspetiva do edifício. Após a etapa de escalonamento dos VEs os custos resultantes foram mais baixos para o edifício (C_E) e mais elevados para o utilizador do VE (C_{VE}), quando a simulação foi realizada segundo a perspetiva do edifício, e verificou-se o contrário ao aplicar a perspetiva do utilizador (Tabela 3).

Relativamente aos impactos nos consumos líquidos do edifício, é possível verificar pelos dados da Tabela 4 que, segundo a perspetiva do utilizador do VE, a ponta de consumo do edifício aumentou, em virtude do acréscimo de consumo do edifício associado ao carregamento dos VEs estacionados. Para além disso, verificou-se um aumento da energia importada da rede (relativamente ao cenário base sem VEs), mas também que parte da energia adicional requerida para o carregamento dos veículos foi provida por excedentes de geração renovável local no edifício, pois o valor de energia exportada para a rede (EE) diminuiu (redução de cerca de 25%).

Aplicando a optimização segundo a perspetiva do edifício, os valores da Ponta de Consumo (PC) e energia importada (EI) mantiveram-se iguais (relativamente ao cenário base sem VEs) apesar do acréscimo de consumo associado aos VEs estacionados. Neste caso o aumento de consumo é totalmente assegurado por uma redução substancial (de cerca de 70%) na quantidade de energia exportada para a rede.

Cada uma das duas perspetivas anteriormente simuladas resultaram da optimização de apenas um objetivo, o do edifício ou do utilizador, respetivamente. Como já foi referido previamente, os dois objetivos são conflitantes, pois ambos pretendem

alcançar uma maximização da redução dos seus custos numa mesma relação em que duas correspondentes entidades se envolvem em transações energéticas entre si.

Embora seja o edifício a entidade que implementa e gere o serviço V2B/B2V, tendo em vista uma redução nos seus custos de eletricidade e obtenção de lucros, é necessário que este também traga benefícios ao utilizador do VE que participa e providencia flexibilidade de carregamento ao sistema instalado. Para esse efeito, o cenário foi simulado com uma abordagem de otimização multiobjectivo, através do Método da Soma Ponderada. Os dois objetivos foram assim combinados numa única função multiobjectivo capaz de representar as duas perspetivas. Foi atribuído um peso mínimo de 0,5 para o objetivo associado à perspetiva do edifício, sendo que o cenário é simulado com valores progressivamente maiores desse mesmo valor. É dada primazia à perspetiva do edifício, pois, para além do edifício ser a entidade que implementa e gere o serviço, a otimização segundo a sua perspetiva é também aquela que tem maior impacto na redução da injeção de energia para a rede e na ponta de consumo do edifício.

Na Tabela 5 estão representados os valores das tarifas obtidas (na etapa de definição de tarifas) pela realização da simulação segundo as diferentes perspetivas. Para além do aumento da tarifa de estacionamento, cujo valor de carácter fixo foi definido anteriormente ao processo de otimização/simulação, é possível verificar que para cada aumento com intervalo de 0.1 no peso da função objetivo do edifício, o valor médio da tarifa de carregamento aumentou em cerca 1.8%. Consequentemente, após a resolução do problema de otimização do escalonamento dos VEs, o custo total dos veículos estacionados aumentou em cerca de 10%. Verificou-se, igualmente, uma redução média de 3.7% nos custos totais para o edifício ($C_E - C_{VE}$), como ilustra a Figura 8.

Tabela 5 – Tarifas obtidas (na etapa de definição de tarifas) para as perspetivas multiobjectivo.

Perspetiva	C_P (€)	C_F (€)	$\overline{C_C}$ (€)	$\overline{C_D}$ (€)
Multi 0.5	0,30	-0,1	1,35	-3,24
Multi 0.6	0,34	-0,1	1,38	-3,33
Multi 0.7	0,38	-0,1	1,40	-3,41
Multi 0.8	0,42	-0,1	1,42	-3,49
Multi 0.9	0,46	-0,1	1,45	-3,57
Multi 1.0	0,50	-0,1	1,47	-3,66

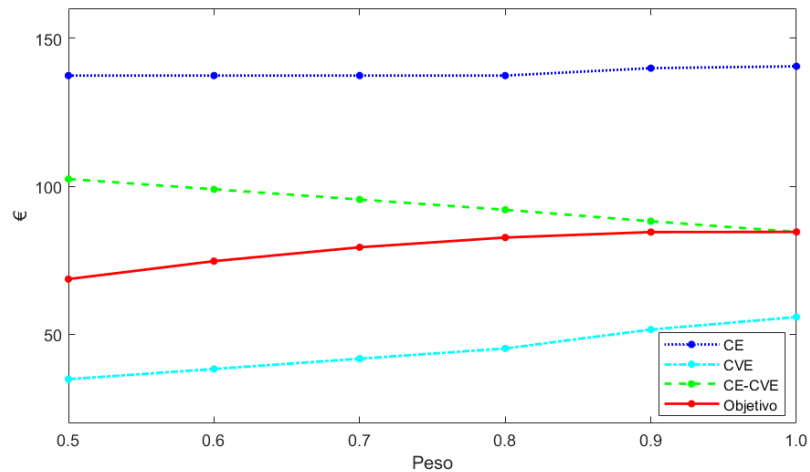


Figura 8 – Variação dos custos e função objetivo com os pesos considerados.

Pela Figura 9 é possível observar que os valores de energia importada e exportada não se alteram significativamente ao longo da variação do peso da função objetivo do edifício. No entanto, a partir do ponto 0.8, o pico de carga do edifício que até aí se mantinha constante sofre uma acentuada subida do seu valor (cerca de 10%). Tal deve-se ao facto de um peso elevado da função objetivo do edifício privilegiar a redução de custos totais do edifício, levando assim o algoritmo de otimização a deixar de procurar colocar os veículos a carregar em períodos com tarifas de carregamento mais baixas.

Relativamente ao peso a atribuir à função objetivo do edifício num contexto multiobjectivo, pode-se concluir que, tendo em conta que (a cada intervalo de incremento do peso) o aumento nos custos para o utilizador do VE aumentam substancialmente e que os custos totais para o edifício diminuem com uma taxa bem mais reduzida, 0,5 é um valor que pode ser considerado como adequado para assegurar uma partilha de benefícios económicos entre ambas as entidades (gestor do edifício e utilizador do VE).

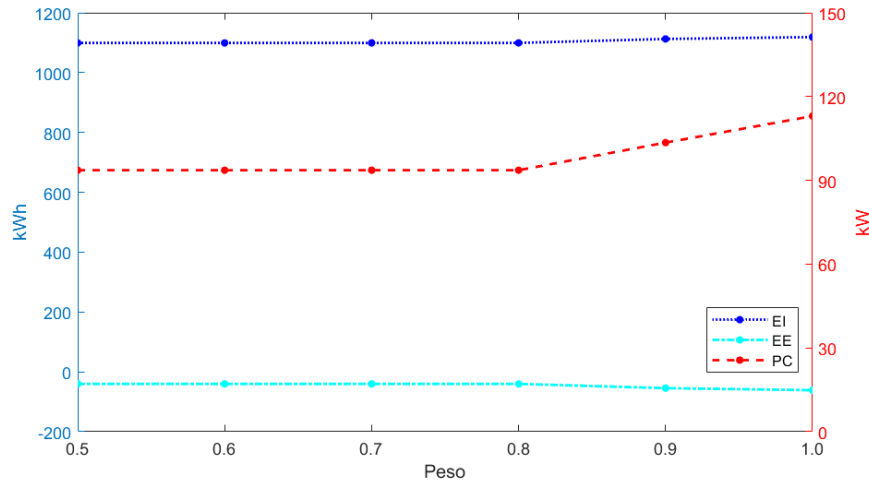


Figura 9 – Variação dos consumos líquidos do edifício com os pesos considerados.

5.2 Número de VEs

Um outro parâmetro cuja variação pode representar um cenário diverso de implementação do sistema V2B/B2V proposto, e ser relevante num contexto de análise dos impactos, é o número de veículos que se encontram estacionados no edifício. As simulações anteriores foram realizadas com um número fixo de 10 veículos elétricos. Presentemente, pretende-se avaliar o impacto da variação do número de veículos e, para esse efeito, foi simulado um cenário com a perspetiva multiobjectivo (com peso 0,5), num dia de semana representativo do mês de março e com um número variável (2 a 30) de VEs com as características do caso 1 descrito na secção 4.2 (com um SoC inicial de 29%).

A partir da Figura 10, onde estão representados os custos obtidos e a evolução da função multiobjectivo, é possível verificar que a função e o custo líquido de eletricidade do edifício mantêm um valor mínimo para um número de veículos estacionados até 12.

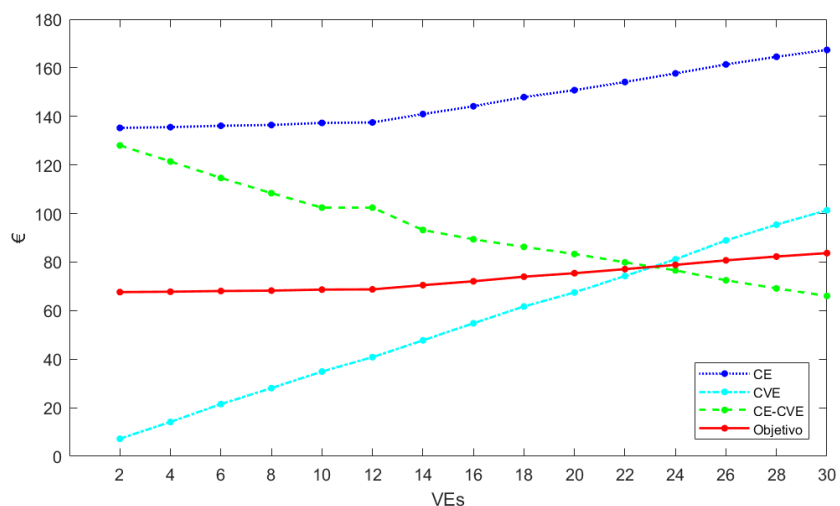


Figura 10 – Variação dos custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) com o número de veículos elétricos.

Como se encontra ilustrado na Figura 11, em que estão representados os valores dos consumos líquidos do edifício, a partir desse número de veículos, o edifício deixa de ter excedentes de energia renovável local para compensar, pelo que o valor de energia exportada (injetada para a rede) torna-se nulo e há a necessidade de importar mais energia da rede para assegurar o aumento de consumo associado ao carregamento dos VEs estacionados. Ou seja, um aumento do número de VEs leva não apenas a um aumento do custo total de estacionamento dos veículos, mas também, a partir do limiar observado, a um aumento do custo líquido de eletricidade do edifício (CE).

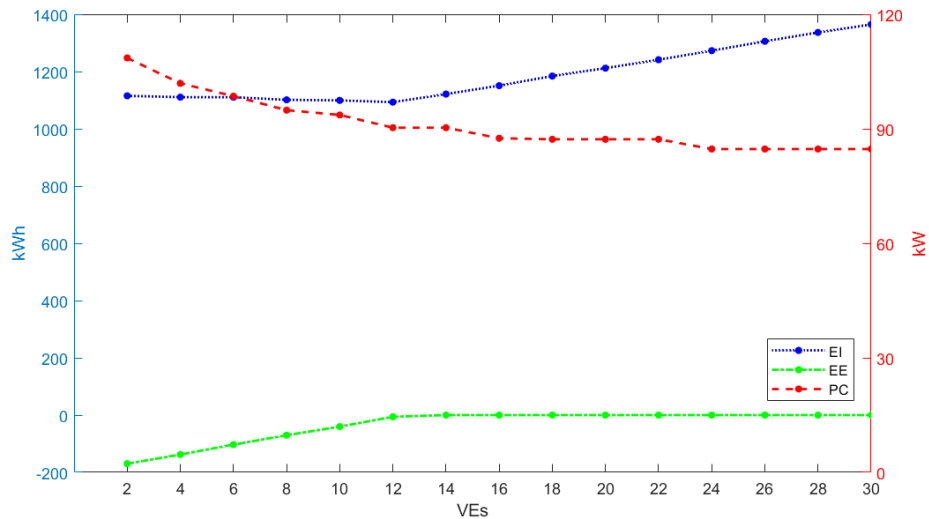


Figura 11 – Variação dos valores dos consumos líquidos e potência contratada do edifício com o número de veículos elétricos.

Apesar do aumento/acréscimo de VEs ser uma situação que leva a um maior consumo de energia no edifício, é possível observar pela Figura 11, que o valor da potência contratada não aumentou, descendo de forma significativa até ao caso de estarem 24 veículos estacionados no edifício. Tal deve-se ao facto de o valor da potência contratada ser considerado no cálculo dos custos de eletricidade do edifício (equação 12 na secção 3.2.2.1), sendo que essa parcela de custo adicional leva a que um aumento de potência provoque um aumento dos custos de eletricidade. Assim sendo, o processo de otimização procura minimizar esse aumento de custos (relacionado com ponta de consumo) distribuindo o carregamento dos veículos por outros blocos temporais disponíveis e colocando-os a descarregar a bateria durante as horas de maior consumo, reduzindo assim a ponta de consumo do edifício.

5.3 Variação Sazonal

Ao longo do ano, devido às condições meteorológicas e padrões de utilização de energia elétrica distintos, os perfis de consumo e geração local de um edifício variam significativamente. Assim, os dados foram simulados em três cenários representativos

dessas mesmas variações (dezembro, março e junho), com um número otimizado de 12 veículos elétricos estacionados e uma perspectiva multiobjectivo com um peso de 0,5.

Na Figura 12 encontram-se representados o diagramas de carga do edifício, onde é possível comparar as duas curvas: a relativa aos consumos líquidos do cenário base (sem VEs) e a do cenário simulado com VEs, respetivamente. Na Tabela 6 , apresentam-se os valores de custos e da função objetivo obtidos, e na Tabela 7 encontram-se os valores obtidos relativamente aos consumos líquidos e ponta de consumo do edifício.

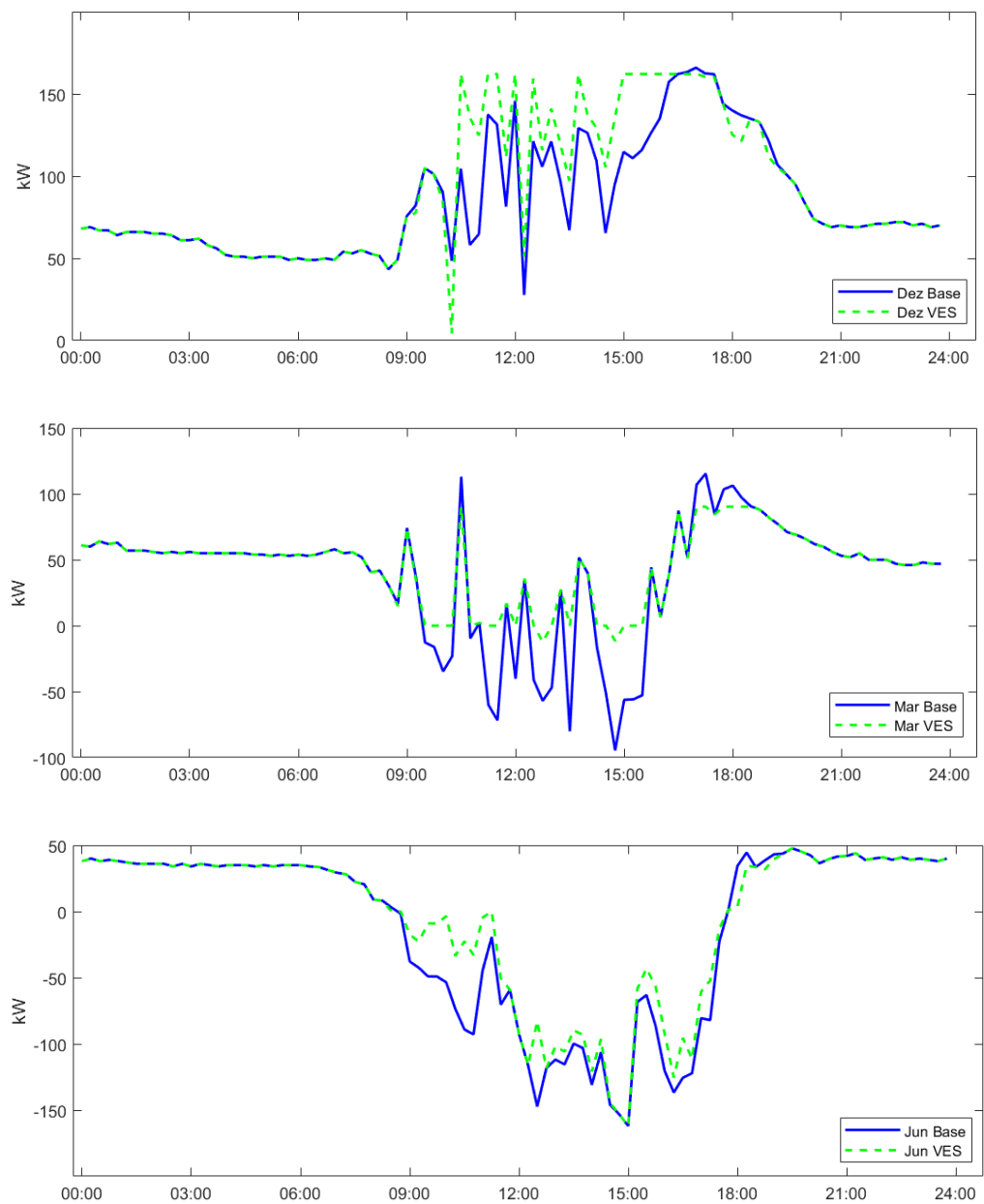


Figura 12 – Consumo líquido para dezembro, março e junho.

Tabela 6 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para o mês de dezembro, março e junho.

	Dezembro	Março	Junho
C_E (€)	288,69	137,49	33,72
C_{VE} (€)	39,21	40,83	46,32
Obj.	144,35	68,75	15,36

Tabela 7 – Impacto nos consumos líquidos para o mês de dezembro, março e junho.

Cenário	EI (kWh)	EE (kWh)	PC (kW)
Dezembro Base	2039,70	0,00	165,97
Dezembro com VEs	2212,88	0,00	162,12
Março Base	1119,35	-205,38	115,36
Março com VEs	1093,05	-5,9	90,29
Junho Base	522,42	-798,2	47,69
Junho com VEs	508,86	-612,42	47,69

O dia representativo do mês de março, que corresponde a um dia típico de Primavera, apresenta valores de consumo e geração intermédios quando comparados com os dos dias de dezembro (Inverno) e junho (Verão). É possível observar pelo seu diagrama de carga (para o cenário base sem VEs) que os valores de potência variam bastante no intervalo de horas em que o edifício é usado (horas de trabalho), pois nesse período, para além de existir um maior consumo de energia no edifício, esse aumento coincide também em grande medida com o período de maior radiação solar, ou seja, de maior geração local de energia fotovoltaica. Com o cenário que implementa o sistema V2B/B2V, nesse mesmo período a curva torna-se mais uniforme, pois os excedentes de geração local passam a ser usados para o carregamento dos veículos elétricos, evitando assim que sua energia seja injetada na rede.

Pelo facto de em dezembro os valores de consumo serem mais elevados e de haver menor radiação solar (características típicas de um cenário de Inverno), este mês não apresenta excedentes de geração local. Assim, a flexibilidade providenciada pelos VEs disponíveis foi usada para concentrar o carregamento dos veículos em períodos com tarifas mais baixas.

Para o caso do mês de junho verifica-se uma situação oposta, ou seja, em que o edifício apresenta baixos níveis de consumo e elevados excedentes de energia gerada

localmente. Neste caso a flexibilidade de carregamento dos VEs é usada para diminuir a quantidade de energia injetada na rede nos períodos com maiores excedentes de geração local.

5.4 Requisitos de Estacionamento Variáveis

Nas simulações anteriores, os requisitos de carregamento dos VEs (tempos de carregamento e estado inicial) apresentavam valores uniformes, ou seja, valores que variavam pouco entre si. Para avaliar os impactos de uma maior variabilidade desses mesmos dados foi simulado um cenário (para um dia representativo do mês de março com um número de 12 veículos estacionados e uma perspectiva multiobjectivo com peso de 0,5) em que o desvio padrão para os mesmos valores médios é maior.

Na Figura 13 são apresentadas três curvas que representam o consumo líquido do edifício para um cenário base (sem VEs) e para um cenário com VEs com dados uniformes e variáveis, respectivamente. É possível observar que, como esperado, num caso simulado com maior variabilidade dos valores dos requisitos de estacionamento, o sistema V2B/B2V é tendencialmente provido de menos flexibilidade de carregamento pelos VEs, o que leva a uma menor capacidade de redução das pontas de consumo e de compensação dos excedentes de geração renovável.

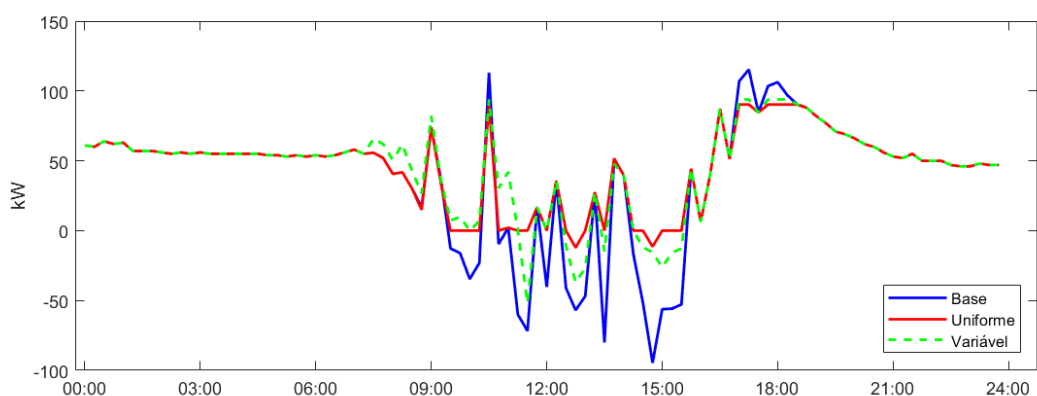


Figura 13 – Consumos líquidos do edifício para três cenários (Base, Uniforme e Variável).

Em concordância com a situação ilustrada, pela Tabela 8 pode-se notar que, no cenário com requisitos de estacionamento variáveis, o sistema V2B/B2V teve uma menor capacidade para reduzir os excedentes de energia exportados para a rede (comparativamente com o cenário com dados uniformes), e que deixou de ter um impacto de redução na quantidade de energia importada da rede, tendo esta inclusive aumentado relativamente ao cenário base (sem VEs). Tais resultados devem-se a uma variabilidade dos requisitos que resulta em tempos de estacionamento e de carregamento mais restritos por parte de alguns VEs, tendo estes assim, uma menor disponibilidade para realizar carregamentos em alguns períodos (em que o edifício apresenta níveis de consumo mais baixos e/ou excedentes de geração local de energia), e para realizar períodos de descarga, quando o edifício apresenta consumos de energia mais elevados.

Tabela 8 – Impactos nos consumos líquidos para os cenários (Base, Uniforme e Variável).

Cenário	EI (kWh)	EE (kWh)	PC (kW)
Base	1119,35	-205,38	115,36
Uniforme	1093,05	-5,90	90,29
Variável	1142,53	-56,01	93,94

Como consequência, é possível observar pela Tabela 9, que os custos totais para o edifício foram maiores, devido ao aumento do custo líquido de eletricidade do edifício e do custo total de estacionamento dos VEs.

Tabela 9 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para os cenários (Base, Uniforme e Variável).

Cenário	C_E (€)	C_{VE} (€)	$C_E - C_{VE}$ (€)	Obj.
Uniforme	137,49	40,83	96,66	68,75
Variável	143,38	43,28	100,10	71,69

5.5 Horário reduzido

Com o objetivo de avaliar o impacto de uma redução do horário de funcionamento do edifício ou de utilização do parque de estacionamento pelos veículos elétricos, o sistema V2B/B2V foi simulado com um cenário semelhante aos anteriores

(com um dia representativo do mês de março, um número otimizado de 12 veículos elétricos estacionados e uma perspectiva multiobjectivo com peso de 0,5), mas considerando que, no presente caso, os veículos permanecem no parque de estacionamento do edifício durante um período de tempo menor (durante apenas uma manhã).

Na Figura 14 é possível observar que uma diminuição do tempo de estacionamento leva a uma redução significativa do grau de flexibilidade de carregamento disponível. Neste caso, dado que o intervalo de tempo em que os veículos estão disponíveis para participar no serviço é limitado a uma manhã (4 horas), o seu carregamento é concentrado nesse mesmo intervalo levando a uma situação em que nessa parte do dia os excedentes de energia são compensados, no entanto, as pontas de consumo do edifício são maiores, pois os veículos terão menos disponibilidade para realizar descargas.

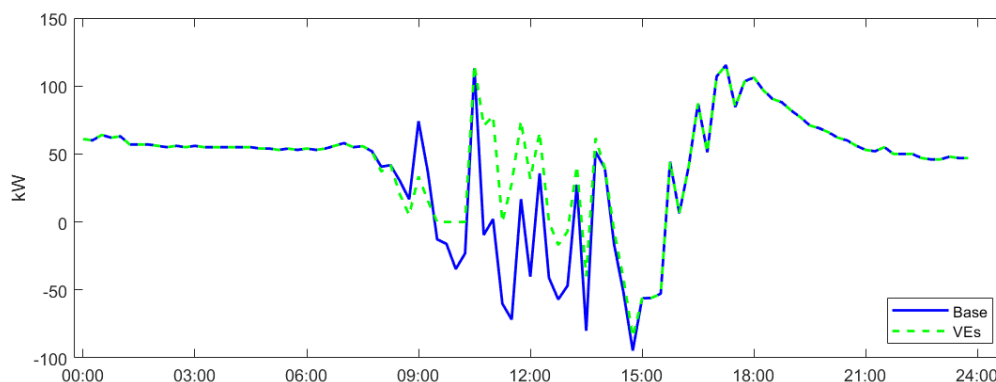


Figura 14 – Consumo líquido de eletricidade do edifício para um horário de serviço reduzido.

Como tal, como ilustrado pelos dados da Tabela 10, para o presente cenário (comparativamente ao que apresenta um serviço V2B/B2V com um horário diário completo) a energia importada e exportada pelo edifício e a sua potência contratada aumentaram o seu valor em cerca de 8%, 1434% e 28%, respetivamente. Neste caso, é notório um aumento significativo da energia exportada pelo edifício para a rede. Tal deve-se ao facto de o período reduzido (da manhã) em que os VEs se encontram disponíveis para participar no serviço não coincidir com um período subsequente do dia

em que o edifício apresenta excedentes de energia elevados que não são compensados pelo seu carregamento.

Assim, os valores presentes na Tabela 11, mostram que um aumento do custo líquido de eletricidade do edifício levou a um valor maior de custos totais para o edifício. O custo total de estacionamento dos VEs diminuiu, tal deve-se em grande parte graças à redução do custo associado à tarifa (de carácter fixo) relacionada com tempo estacionamento dos VEs.

Tabela 10 – Impactos nos consumos líquidos para os cenários com horário completo e reduzido.

Cenário	EI (kWh)	EE (kWh)	PC (kW)
Horário completo	1093,05	-5,90	90,29
Horário reduzido	1177,58	-90,52	115,36

Tabela 11 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para os cenários com horário completo e reduzido.

Cenário	C_E (€)	C_{VE} (€)	$C_E - C_{VE}$ (€)	Obj.
Horário completo	137,49	40,83	96,66	68,75
Horário reduzido	145,00	31,75	113,25	72,50

5.6 \overline{SoC} inicial elevado

O algoritmo V2B/B2V tem sido testado, nesta dissertação, tendo em conta um contexto que se enquadra num paradigma de gestão local. O VE chega ao parque de estacionamento com um estado de carga inicial baixo e, posteriormente, carrega e descarrega a sua bateria usando a energia do edifício onde está estacionado. Contudo, se for considerado que os veículos chegam ao edifício com um estado de carga inicial elevado, passará a acontecer uma situação de transferência (indireta através do VE) de energia entre edifícios (normalmente entre a residência e o edifício de serviços).

Utilizando os dados do caso 2 de VEs (apresentados na secção 4.2 Veículos elétricos), foi simulado esse cenário (com um dia representativo do mês de março, um número otimizado de 12 veículos elétricos estacionados e uma perspectiva multiobjectivo com peso de 0,5), em que os VEs chegam ao edifício tendo as suas

baterias (carregadas previamente noutra local) com um nível médio de SoC inicial de cerca de 70%.

Comparando, pela Figura 15, os impactos do sistema V2B/B2V no consumo líquido de eletricidade do edifício para os dois cenários (\overline{SoC} baixo e \overline{SoC} elevado), pode-se perceber que com o novo cenário, existe uma capacidade maior para reduzir as pontas de consumo do edifício, devido à maior disponibilidade de energia nas baterias dos EVs no início do período de carregamento. Todavia, o sistema também perdeu capacidade para compensar os excedentes de energia do edifício. Tal deve-se ao facto de um maior nível de energia nas baterias dos veículos reduzir a sua disponibilidade para realizar carregamentos em períodos em que o edifício tem excedentes de energia provenientes da geração local.

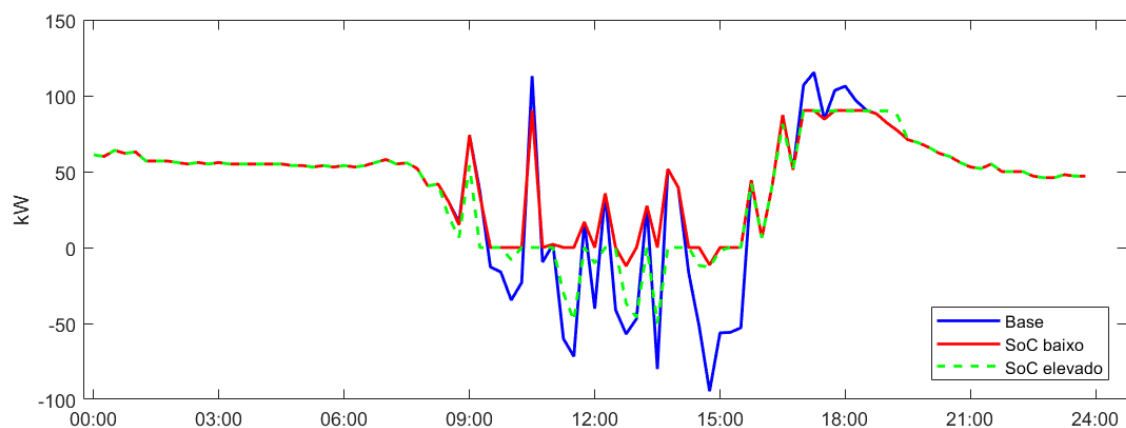


Figura 15 – Consumos líquidos do edifício para três cenários (Base, \overline{SoC} inicial baixo e elevado).

Como tal, e de acordo com o apresentado na Tabela 12, comparando o cenário em que os veículos possuem um \overline{SoC} inicial elevado com o cenário em que possuem um \overline{SoC} inicial baixo, a quantidade de energia importada reduziu e a exportada aumentou e, como consequência, o custo líquido de eletricidade do edifício (C_E) diminuiu. No entanto, dado que os veículos realizaram muito menos carregamentos, obtendo assim custos de carregamento (C_{VE}) muito inferiores (com uma redução na ordem dos 85%), os custos totais para o edifício ($C_E - C_{VE}$) resultaram em valores maiores para um cenário com \overline{SoC} médio inicial elevado (Tabela 13).

Tabela 12 – Impactos nos consumos líquidos para os cenários de \overline{SoC} inicial baixo e elevado.

Cenário	EI (kWh)	EE (kWh)	PC (kW)
\overline{SoC} baixo	1093,05	-5,9	90,29
\overline{SoC} elevado	1012,93	-64,28	89,96

Tabela 13 – Custos e função objetivo obtidos (após a etapa de escalonamento dos VEs) para os cenários de \overline{SoC} inicial baixo e elevado.

Cenário	C_E (€)	C_{VE} (€)	$C_E - C_{VE}$ (€)	Obj.
\overline{SoC} baixo	137,49	40,83	96,66	68,75
\overline{SoC} elevado	124,57	6,53	118,04	62,29

Capítulo 6 – Conclusões e Trabalho Futuro

6.1 Conclusões

Enquadrando-se no contexto atual, caracterizado por uma crescente necessidade de integração de fontes de energia renováveis na rede, associada a uma eletrificação dos vários sectores nomeadamente o dos transportes (e o seu subsequente impacto de aumento do consumo de energia elétrica), este trabalho debruçou o seu estudo no desenvolvimento de um algoritmo para a gestão de sistemas de tipologia V2B e B2V. Para tal, esta dissertação teve como objetivos principais a melhoria de um algoritmo e elaboração de um caso de estudo para, sob vários cenários, avaliar os impactos da implementação de tal sistema num grande edifício. O algoritmo de otimização e gestão procura definir tarifas de estacionamento (baseados em períodos de tempo) e o escalonamento dos horários de carga e descarga dos veículos elétricos, de modo a assegurar benefícios técnicos e económicos para o gestor do edifício e para os proprietários dos VEs, estando deste modo contempladas duas perspetivas: a do edifício e a dos VEs.

Primeiramente, foram implementadas alterações ao nível da formulação do problema e do código do algoritmo. Relativamente aos requisitos dos veículos que chegam ao parque de estacionamento para participar no serviço V2B/B2V, para além dos já considerados períodos de tempo requeridos para estacionamento e carregamento, foi adicionado, como parâmetro de entrada, o estado de carga inicial das baterias de cada VE. Para além disso, o estado de carga da bateria de cada veículo passou a ser monitorizado ao longo de todos os períodos em que se encontra estacionado.

As funções objetivo também foram alteradas, no que diz respeito ao cálculo dos custos considerados para o edifício e para o utilizador do VE. Na equação de cálculo do custo líquido de eletricidade do edifício (prosumidor), que contém o custo total de eletricidade importada da rede e a receita advinda da eletricidade exportada para a rede, foi adicionada uma parcela de custo associada à potência contratada do edifício. O custo de degradação das baterias dos EVs foi também considerado, para efeitos de compensação financeira para os utilizadores dos VEs, foi calculado a partir de um

método mais fiável. A partir deste método, foi calculado um custo por unidade de energia transferida (1 kWh) associado a uma determinada profundidade de descarga máxima entre dois níveis de estado de carga (mínimo e máximo).

De seguida, foi elaborado um caso de estudo, onde a presente formulação foi simulada e testada sob vários cenários, usando dados do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra — o edifício que representou a entidade de um grande edifício nas simulações realizadas.

No primeiro cenário, foram avaliados e comparados os impactos entre as várias perspetivas de otimização (gestor do edifício e utilizador do VE), primeiramente individualmente e depois agregando as duas funções objetivo numa única. Para o efeito, a formulação proposta foi testada com dez veículos elétricos que chegam ao edifício com um nível de SoC baixo, num dia representativo do mês de março (valores intermédios de consumo e geração local). Os resultados mostraram que, de facto, para a perspetiva do utilizador do VE, foi assegurado o objetivo de redução dos seus custos de carregamento. Todavia, o acréscimo de consumo resultante do carregamento dos veículos elétricos levou a um aumento da energia importada e da potência contratada do edifício. Segundo a perspetiva do edifício, a função objetivo almeja reduzir os custos na fatura de eletricidade sendo o carregamento dos mesmos veículos igualmente assegurado. Nesse caso, a quantidade de energia importada e exportada pelo edifício e a sua potência contratada diminuíram, mas em desfavor da redução de custos para o utilizador do VE. Segundo a perspetiva multiobjetivo, em que os objetivos de cada entidade (redução da fatura da eletricidade e de custos de carregamento) são combinados numa única função, foram testados, a partir de um peso mínimo de 0.5, valores progressivamente maiores de peso para o objetivo do edifício. A partir dos resultados obtidos, foi possível concluir que um peso de 0,5 era um valor adequado para assegurar uma partilha de benefícios económicos entre ambas as entidades (gestor do edifício e utilizador do VE).

No cenário seguinte foi avaliado o impacto da variação do número de veículos elétricos estacionados no parque de estacionamento do edifício. Foi possível verificar que, até a um número de 12 VEs, a quantidade de energia importada pelo edifício foi mantendo-se constante e que a quantidade de energia exportada pelo edifício para a rede foi diminuindo progressivamente até atingir um valor nulo. Por outras palavras, o aumento do número de veículos proveu uma maior flexibilidade de carregamento, que

evitou um aumento de energia importada por via da compensação dos excedentes de geração local do edifício, através do escalonamento dos horários de carregamento dos VEs. A partir dos 12 veículos, o sistema simulado deixou de ter capacidade para evitar um aumento da energia importada, no entanto os custos totais para o edifício continuaram a diminuir. Todavia, tal deveu-se em grande parte, a um contínuo (e mais significativo) aumento do custo total de estacionamento dos VEs.

A formulação proposta também foi testada com dados distintos de consumo e geração local do edifício, correspondentes a dias representativos da sua variação sazonal. Para esse efeito, foram realizadas simulações segundo uma perspetiva multiobjectivo com peso de 0.5 e 12 VEs, para um dia representativo dos meses de dezembro (Inverno), março (Primavera) e junho (Verão). Para o mês de dezembro, caracterizado por ter consumos elevados e baixa geração local (devido à menor radiação solar), verificou-se que a flexibilidade fornecida pelos VEs foi usada para concentrar o seu carregamento em períodos com tarifas mais baixas. Já para o mês de junho, época em que o edifício apresenta baixos níveis de consumo e excedentes de geração local (maior radiação solar), o objetivo de redução de custos levou a que a flexibilidade de carregamento dos VEs fosse usada apenas para realizar um serviço de compensação dos excedentes de geração local, diminuindo a quantidade de energia injetada na rede. Num cenário de Primavera, com um dia representativo do mês de março, que é caracterizado por valores intermédios de consumo e geração, verificou-se que houve compensação dos excedentes de geração local que ocorrem nas horas de maior radiação solar, mas também redução de algumas pontas de consumo do edifício.

Foram também simulados cenários em que os valores dos requisitos de estacionamento (SoC à chegada e tempos de estacionamento e carregamento requeridos) dos veículos que chegam ao edifício apresentam uma variabilidade maior; e outro em que o sistema V2B/B2V foi simulado com um horário de serviço reduzido (concentrado na manhã). Ambos os cenários representaram situações em que os níveis de flexibilidade de carregamento foram menores, e consequentemente os benefícios económicos e técnicos foram mais reduzidos.

Por último, foi simulado um cenário em que os VEs chegavam ao parque de estacionamento com um estado de carga da bateria inicial elevado. Neste caso, os veículos dispuseram-se a participar no serviço maioritariamente com períodos de descarga, sendo assim usada energia com origem num carregamento precedente,

realizado na habitação do utilizador ou noutro local/edifício. Os resultados obtidos mostraram que, apesar do nível elevado de energia disponibilizado pelas baterias dos VEs ter provido uma grande capacidade ao sistema para reduzir a pontas de consumo do edifício, na mesma medida, a capacidade para fazer compensação dos excedentes de geração local foi reduzida. Como consequência, os benefícios económicos e técnicos alcançados para o edifício foram menores.

Em suma, a partir dos resultados obtidos, é possível concluir que a implementação do presente algoritmo de gestão de um sistema V2B e B2V num grande edifício, é capaz de trazer benefícios económicos, tanto para o gestor do edifício como para o utilizador do VE. Estes são alcançados por via de uma redução de custos ao nível da fatura de eletricidade do edifício e dos custos de carregamento para os veículos. Para além disso, essa mesma redução de custos, no contexto das tarifas de eletricidade atuais, levou a um aumento do autoconsumo da geração renovável local, contribuindo assim também para a minimização das emissões de gases de efeito de estufa.

6.2 Trabalho futuro

Após a realização desta dissertação, torna-se claro que os seus resultados podem ser complementados pela realização de um trabalho futuro que tenha em consideração outros aspectos.

Ao nível da formulação do problema, podem-se fazer variar as tarifas de estacionamento e carregamento para os VEs de um modo diferente, que esteja relacionado com a disponibilidade de geração local no edifício e da procura de serviços de carregamento. Pode-se ainda implementar uma estratégia de otimização multiobjectivo diferente da que foi usada, que se baseou no Método da Soma Ponderada.

Também podem ser realizados outros casos de estudo. A formulação proposta também pode ser avaliada para outro tipo de grandes edifícios, com outras características em termos de variação da procura de energia e de períodos de estacionamento, como por exemplo centros comerciais. Também podem ser

consideradas diferentes tarifas de eletricidade para o edifício usado. E, através do método de avaliação do custo de degradação implementado, serem testados diferentes custos de degradação das baterias dos VEs para cada ciclo carga/descarga. Para além disso, também se pode realizar um estudo orientado para um contexto de integração de comunidades e interacção entre edifícios, tema que foi apenas afluído no último cenário desta dissertação, ao ser simulado um caso em que os VEs chegavam ao parque de estacionamento do edifício com um SoC elevado.

Bibliografia

- [1] European Environment Agency, "Greenhouse gas emissions from transport in Europe", 2021. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-emissions-of-greenhouse-gases/transport-emissions-of-greenhouse-gases-12>. [Acedido em 09 11 2020].
- [2] H. Ritchie, "Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from?", Our World in Data, 2020. [Online]. Available: <https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>. [Acedido em 09 11 2020].
- [3] Delgado, Joaquim & Almeida, Pedro. (2020). Electric Mobility: Key Technology to Decarbonize the Economy and Improve Air Quality. Present Environment and Sustainable Development. 10.1007/978-3-319-71057-0_127-1.
- [4] Tsakalidis, A. and Thiel, C., Electric vehicles in Europe from 2010 to 2017: is full-scale commercialisation beginning? An overview of the evolution of electric vehicles in Europe, EUR 29401 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2018, ISBN 978-92-79-96719-1, doi:10.2760/8053, JRC112745
- [5] 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," in IEEE Intelligent Transportation Systems Magazine, vol. 6, no. 3, pp. 54-65, Fall 2014, doi: 10.1109/MITS.2014.2323437.
- [6] P. Moura, G. Yu, J. Mohammadi, "Multi-Objective Decision-Making for Transactive Interactions in Vehicle-to-Building Systems", 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640185.).
- [7] Westbrook, M., 2001. *The Electric and Hybrid Electric Car*. Warrendale, PA: Society of Automotive Engineers, p.15.
- [8] European Parliamentary Research Service, "Electric road vehicles in the European Union: Trends, impacts and policies", 2019.
- [9] E. Valsera-Naranjo, A. Sumper, P. Lloret-Gallego, R. Villafafila-Robles and A. Sudria-Andreu, "Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network," 2009 10th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, Lodz, 2009, pp. 1-3, doi: 10.1109/EPQU.2009.5318813.
- [10] Larminie J, Lowry J. Electric vehicle technology explained. England: John Wiley & Sons, Ltd.; 2003.
- [11] T. Randall, "Here's How Electric Cars Will Cause the Next Oil Crisis", Bloomberg, 2016. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/features/2016-ev-oil-crisis/>. [Acedido: 22-Dec-2020].
- [12] IEA. 2020. Global EV Outlook 2020 – Analysis - IEA. [online] Available at: <<https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>> [Acedido: 16 November 2020].

- [13] D. Stringer and A. Rathi, "The Electric Car Battery Boom Has Screeched to a Halt, For Now", Bloomberg, 2020. [Online]. Available: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-06-17/the-electric-car-battery-boom-has-screched-to-a-halt-for-now>. [Accessed: 26- Nov- 2020].
- [14] Faria, Ricardo & Marques, Pedro & Moura, Pedro & Freire, Fausto & Delgado, Joaquim & de Almeida, Aníbal. (2013). Impact of the electricity mix and use profile in the life-cycle assessment of electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 24. 10.1016/j.rser.2013.03.063.
- [15] Ujjwal Datta, Akhtar Kalam and Juan Shi (November 27th 2019). The Strategies of EV Charge/Discharge Management in Smart Grid Vehicle-to-Everything (V2X) Communication Networks, *Advanced Communication and Control Methods for Future Smartgrids*, Taha Selim Ustun, IntechOpen, DOI: 10.5772/intechopen.85385.
- [16] P. Moura, J. Delgado, A. Pires and A. Almeida, "Grid to vehicle and vehicle to grid systems for large-scale penetration of renewable generation". 2019.
- [17] C. Pang, P. Dutta and M. Kezunovic, "BEVs/PHEVs as Dispersed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 473-482, March 2012, doi: 10.1109/TSG.2011.2172228.
- [18] M. C. Falvo, G. Graditi and P. Siano, "Electric Vehicles integration in demand response programs," *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, Ischia, 2014, pp. 548-553, doi: 10.1109/SPEEDAM.2014.6872126
- [19] S. Lopes, "Tecnologias de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Serviços de Sistema", *Dissertação de Mestrado*, Universidade de Coimbra, 2015.
- [20] Willett Kempton, Jasna Tomić, Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy, *Journal of Power Sources*, Volume 144, Issue 1, 2005, pp. 280-294, ISSN 0378-7753, <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2004.12.022>.
- [21] K. Shimizu et al., "Load frequency control in power system using vehicle-to-grid system considering the customer convenience of electric vehicles," in *Proc. Int. Conf. 2010 Power Syst. Technol. (POWERCON)*, pp.1-8.
- [22] Z. Wang and S. Wang, "Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems," in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, no. 3, pp. 1822-1829, July 2013, doi: 10.1109/TPWRD.2013.2264497.
- [23] A. Schuller, J. Ilg and C. van Dinther, "Benchmarking electric vehicle charging control strategies," *2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington, DC, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/ISGT.2012.6175732.
- [24] IEA (2011), *Technology Roadmap - Smart Grids*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/technology-roadmap-smart-grids>
- [25] Ghaderi, Ahmad & NASSIRAEI, Amir, "The Economics of Using Electric Vehicles for Vehicle to Building Applications Considering the Effect of Battery Degradation", (2015). 10.1109/IECON.2015.7392654.

- [26] "Solar PV – Renewables 2020 – Analysis - IEA", *IEA*, 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/solar-pv>. [Accessed: 17- Nov- 2020].
- [27] S. Englberger, H. Hesse, D. Kucevic, and A. Jossen, "A Techno-Economic Analysis of Vehicle-to-Building: Battery Degradation and Efficiency Analysis in the Context of Coordinated Electric Vehicle Charging," *Energies*, vol. 12, no. 5, p. 955, Mar. 2019.
- [28] D. E. Olivares et al., "Trends in Microgrid Control," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1905-1919, July 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2295514.
- [29] S. Cao, The impact of electric vehicles and mobile boundary expansions on the realization of zero-emission office buildings, *Applied Energy* 252 (2019). 10.1016/j.apenergy.2019.113347
- [30] G. Barone, A. Buonomano, F. Calise, C. Forzano, A. Palombo, Building to vehicle to building concept toward a novel zero energy paradigm: Modelling and case studies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 101 (2019) 625-648. 10.1016/j.rser.2018.11.003.
- [31] Jin, Xiaolong & Wu, Jianzhong & Mu, Yunfei & Wang, Mingshen & Xu, Xiandong. (2017). Hierarchical microgrid energy management in an office building. *Applied Energy*. 208. 480-494. 10.1016/j.apenergy.2017.10.002.
- [32] A. Thompson, "Economic Implications of Lithium Ion Battery Degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) Services", *Journal of Power Sources*. (2018). 396. 10.1016/j.jpowsour.2018.06.053.
- [33] K. Uddin, T. Jackson, W. Widanage, G. Chouchelamane, P. A. (Paul A.) and J. Marco, "On the possibility of extending the lifetime of lithium-ion batteries through optimal V2G facilitated by a flexible integrated vehicle and smart-grid system". *Energy*, 133. pp. 710-722, (2017).
- [34] C. Gagne, K. Tanguy, K. L. Lopez, M. R. Dubois, "Vehicle-to-building is economically viable in regulated electricity markets, in: 2015 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2015, pp. 1-6.
- [35] E. Nefedov, S. Sierla, V. Vyatkin, "Internet of energy approach for sustainable use of electric vehicles as energy storage of prosumer buildings", *Energies* 11 (2018).
- [36] M. A. Quddus, O. Shahvari, M. Marufuzzaman, J. M. Usher, R. Jaradat, "A collaborative energy sharing optimization model among electric vehicle charging stations, commercial buildings, and power grid, *Applied Energy* 229 (2018) 841-857.
- [37] Y. Kuang, M. Hu, Rui Dai & Y. Dong, "A Collaborative Decision Model for Electric Vehicle to Building Integration". *Energy Procedia*. 105. 2077-2082. (2017) 10.1016/j.egypro.2017.03.586.
- [38] Y. Kuang, Y. Chen, M. Hu, D. Yang, "Influence analysis of driver behaviour and building category on economic performance of electric vehicle to grid and building integration, *Applied Energy* 207 (2017) 427-437.
- [39] A. Tchagang and Y. Yoo, "V2B/V2G on Energy Cost and Battery Degradation under Different Driving Scenarios, Peak Shaving, and Frequency Regulations," *World Electric Vehicle Journal*, vol. 11, no. 1, p. 14, Jan. 2020.

[40] S. Han, S. Han and H. Aki, "A practical battery wear model for electric vehicle charging applications", *Applied Energy*, vol. 113, pp. 1100-1108, 2014. Available: 10.1016/j.apenergy.2013.08.062.

[41] C. Zhou, K. Qian, M. Allan and W. Zhou, "Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 4, pp. 1041-1050, Dec. 2011, doi: 10.1109/TEC.2011.2159977.

[42] *Decreto-Lei n.º 153/2014, Remuneração da energia proveniente das unidades de produção para autoconsumo*, vol. 24. 2014.

Anexo 1 – Algoritmo implementado em Python

```
#!/usr/bin/env python
# coding: utf-8

# In[1]:

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 math
import os

# In[2]:

file = './V2/Data.xlsx'
Tariffs = pd.read_excel(file, sheet_name='Tariffs', index_col=0)
Demand = pd.read_excel(file, sheet_name='Demand', usecols="A:D",
index_col=0)
Charger = pd.read_excel(file, sheet_name='Charger', header=None,
index_col=0).transpose()
Degra = pd.read_excel(file, sheet_name='Degra', index_col=0)

# In[3]:

caseList = []
tmp = pd.read_excel(file, sheet_name='Case 1', index_col=0, usecols="A
:F").iloc[:10, :]
tmp["t_st"] = tmp["t_st"].astype('int32') + (tmp["t_st"] - tmp["t_st"
].astype('int32')) / 0.6
caseList.append(tmp)
tmp = pd.read_excel(file, sheet_name='Case 2', index_col=0, usecols="A
:F").iloc[:10, :]
tmp["t_st"] = tmp["t_st"].astype('int32') + (tmp["t_st"] - tmp["t_st"
].astype('int32')) / 0.6
caseList.append(tmp)

# In[4]:

t = np.asarray(Tariffs.index)
```

```

T = len(t)
deltaH = 15 / 60

# In[5]:

class Case():
    def __init__(self,
                 case,
                 demand,
                 name,
                 solve="multi",
                 Tariffs=Tariffs,
                 Charger=Charger,
                 Degra=Degra,
                 weight=0.5):

        self.solve = solve
        self.name = name + "_" + solve
        self.weight = weight

        self.case = case

        N = len(case.index)
        w = weight # weight of building's objective

        self.model = ConcreteModel()
        self.model.T = Set(initialize=range(T))
        self.model.N = Set(initialize=range(N))
        self.model.TN = Set(initialize=self.model.T * self.model.N)
        self.model.S = Set(initialize=range(1))

        self.eta = Charger.loc[1, ""]
        self.PEVp = Charger.loc[1, "PEV+"]
        self.PEVn = Charger.loc[1, "PEV-"]
        self.CB = Degra.loc["Nissan Leaf", "CB"]
        self.BC = Degra.loc["Nissan Leaf", "BC"]
        self.BL = Degra.loc["Nissan Leaf", "BL"]
        self.SOCmin = Degra.loc["Nissan Leaf", "SOCMIN"]
        self.SOCmax = Degra.loc["Nissan Leaf", "SOCMAX"]

        self.model.L = Param(self.model.T,
                             within=Reals,
                             initialize={k: demand[k]
                                         for k in self.model.T})

        data_CEE = {k: Tariffs["CEE"].iloc[k] for k in self.model.T}
        self.model.CEE = Param(self.model.T,
                               within=NonPositiveReals,

```

```

        initialize=data_CEE)

    data_CEI = {k: Tariffs["CEI"].iloc[k] for k in self.model.T}
    self.model.CEI = Param(self.model.T, within=NonNegativeReals,
initialize=data_CEI)

    self.model.CEI_min = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals,
        initialize={k: min(Tariffs["CEI"].iloc[int(7.5*4):int(18.5
*4)])
                for k in self.model.S})

    self.model.CEE_max = Param(self.model.S, within=
NonPositiveReals,
        initialize={k: max(Tariffs["CEE"].iloc[int(7.5*4):int(18.5
*4)])
                for k in self.model.S})

    self.model.Zp = Var(self.model.TN, within=Boolean)
    self.model.Zn = Var(self.model.TN, within=Boolean)

    self.model.Pp = Var(self.model.TN, within=NonNegativeReals)
    self.model.Pn = Var(self.model.TN, within=NonNegativeReals)

    def fb(mdl, i,j):
        return (0.1, 0.9)

    self.model.SOC = Var(self.model.TN, domain=NonNegativeReals,
bounds=fb)

    self.model.tc = Var(self.model.N, within=NonNegativeReals)
    self.model.td = Var(self.model.N, within=NonNegativeReals)
    self.model.tf = Var(self.model.N, within=NonNegativeReals)

    self.EVs = []
    for no in case.index:
        ev = EV(case.loc[no, :])
        self.EVs.append(ev)

    data_tc_ = {}
    data_td_ = {}
    data_tp_ = {}
    data_soci_ = {}

    self.notHere = np.zeros((T, N))
    self.notHerePLUS = np.zeros((T, N))
    for n in range(N):
        ev = self.EVs[n]

```

```

    for t in ev.notHere:
        self.notHere[t, n] = 1

    data_tc_[n] = ev.tc_
    data_td_[n] = ev.td_
    data_tp_[n] = ev.tp_
    data_soci_[n] = ev.soci_

    self.model.tc_ = Param(self.model.N, within=NonNegativeReals,
initialize=data_tc_)

    self.model.td_ = Param(self.model.N, within=Reals, initialize=
data_td_)

    self.model.tp_ = Param(self.model.N, within=NonNegativeReals,
initialize=data_tp_)

    self.model.soci_ = Param(self.model.N, within=NonNegativeReals
, initialize=data_soci_)

#####
#####
def Zp_arrived_rule mdl, i, j):
    return mdl.Zp[i, j] == 0 if self.notHere[
        i, j] == 1 else mdl.Zp[i, j] <= 1

self.model.Zp_arrived_rule = Constraint(self.model.TN,
                                         rule=Zp_arrived_rule)

def Zn_arrived_rule mdl, i, j):
    return mdl.Zn[i, j] == 0 if self.notHere[
        i, j] == 1 else mdl.Zn[i, j] <= 1

self.model.Zn_arrived_rule = Constraint(self.model.TN,
                                         rule=Zn_arrived_rule)

def Pp_rule mdl, i, j):
    return mdl.Pp[i, j] <= mdl.Zp[i, j] * self.PEVp

self.model.Pp_rule = Constraint(self.model.TN, rule=Pp_rule)

def Pn_rule mdl, i, j):
    return mdl.Pn[i, j] <= mdl.Zn[i, j] * self.PEVn

self.model.Pn_rule = Constraint(self.model.TN, rule=Pn_rule)

def SOC_rule mdl, i, j):
    if i <= 0:
        return mdl.SOC[i, j] == mdl.soci_[j]

```

```

        else:
            return mdl.SOC[i, j] == (mdl.SOC[i-1, j]) + (self.eta
* (mdl.Pp[i, j] - mdl.Pn[i, j]))*deltaH/self.BC
            self.model.SOC_rule = Constraint(self.model.TN, rule=SOC_rule)

        def SOCMIn_rule(mdl, i, j):

            return mdl.SOC[i,j] >= 0.2

        self.model.SOCMin_rule = Constraint(self.model.TN, rule=
SOCMin_rule)

        def SOCMaX_rule(mdl, i, j):

            return mdl.SOC[i,j] <= 0.8

        self.model.SOCMax_rule = Constraint(self.model.TN, rule=
SOCMax_rule)

        def bool_rule(mdl, i, j):
            return mdl.Zp[i, j] + mdl.Zn[i, j] <= 1

        self.model.bool_rule = Constraint(self.model.TN, rule=
bool_rule)

        def tc_rule(mdl, j):
            return mdl.tc[j] == sum([mdl.Pp[t, j] for t in mdl.T]) /
self.PEVp

        self.model.tc_rule = Constraint(self.model.N, rule=tc_rule)

        def td_rule(mdl, j):
            return mdl.td[j] == sum([mdl.Pn[t, j] for t in mdl.T]) /
self.PEVn

        self.model.td_rule = Constraint(self.model.N, rule=td_rule)

        def tc_correction_rule(mdl, j):
            return mdl.tc[j] == mdl.tc_[j] + mdl.td[j] / self.eta

        self.model.tc_correction_rule = Constraint(self.model.N,
rule=
tc_correction_rule)

        def td_request_rule(mdl, j):
            return mdl.td[j] <= mdl.td_[j]

        self.model.td_request_rule = Constraint(self.model.N, rule=
td_request_rule)

```

```

def tp_rule mdl, j):
    return mdl.tc[j] + mdl.td[j] <= mdl.tp_[j]

self.model.tp_rule = Constraint(self.model.N, rule=tp_rule)

def tf_rule mdl, j):
    return mdl.tf[j] == (mdl.tp_[j] - mdl.tc[j] - mdl.td[j])

self.model.tf_rule = Constraint(self.model.N, rule=tf_rule)

#####
#####
##### Building
#####

#####
#####
if solve == "building":
    data_CC = {k: 1.2 * self.model.CEI[k] * self.PEVn for k in
self.model.T}
    self.model.CC = Param(self.model.T, within=
NonNegativeReals, initialize=data_CC)

    data_CC_max = {k: max([self.model.CC[i] for i in self.
model.T]) for k in self.model.S}
    self.model.CC_max = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals, initialize=data_CC_max)

    data_CD = {k: -self.model.CC_max[0] / self.eta - (1.2193)
for k in self.model.T}
    self.model.CD = Param(self.model.T, within=
NonPositiveReals, initialize=data_CD)

    self.model.CP = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals, initialize=0.5)
    self.model.CF = Param(self.model.S, initialize=-0.1)

    self.model.NetL = Var(self.model.T, within=Reals)
    def NetL_rule mdl, i):
        return mdl.NetL[i] == mdl.L[i] + sum([mdl.Pp[i, n] -
mdl.Pn[i, n] for n in mdl.N])
    self.model.NetL_rule = Constraint(self.model.T, rule=
NetL_rule)

    self.model.NetLp = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
    self.model.NetLn = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
    def NetL_sign_rule mdl, i):

```



```

        return mdl.NetL[i] == mdl.NetLp[i] - mdl.NetLn[i]
        self.model.NetL_sign_rule = Constraint(self.model.T, rule=
NetL_sign_rule)

        self.model.Ppsum = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
        def Ppsum_rule(mdl,i):
            return mdl.Ppsum[i] >= mdl.NetLp[i] + sum([mdl.Pn[i, n
] for n in mdl.N])
        self.model.Ppsum_rule = Constraint(self.model.T, rule=
Ppsum_rule)

        self.model.Pmax = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)

        def PmaxWithoutEV_rule(mdl, i):
            return mdl.Pmax[0] >= mdl.L[i]
        self.model.PmaxWithoutEV_rule = Constraint(self.model.T,
rule=PmaxWithoutEV_rule)

        self.model.Pmax1 = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
        def PmaxWithEV_rule(mdl, i):
            return mdl.Pmax1[0] >= mdl.NetL[i] # + sum([mdl.Pn[i
, n] for n in mdl.N])
        self.model.PmaxWithEV_rule = Constraint(self.model.T, rule
=PmaxWithEV_rule)

        elif solve == "EV":
            data_CC = {k: self.model.CEI[k] * self.PEVp for k in self.
model.T}
            self.model.CC = Param(self.model.T, within=
NonNegativeReals, initialize=data_CC)

            data_CC_max = {k: max([self.model.CC[i] for i in self.
model.T]) for k in self.model.S}
            self.model.CC_max = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals, initialize=data_CC_max)

            data_CD = {k: -self.model.CC_max[0] / self.eta - (self.
model.CEI_min[0] + self.model.CEE_max[0]) * self.PEVp for k in self.
model.T}
            self.model.CD = Param(self.model.T, within=
NonPositiveReals, initialize=data_CD)

            self.model.CP = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals, initialize=0.1)
            self.model.CF = Param(self.model.S, initialize=-0.1)

            self.model.NetL = Var(self.model.T, within=Reals)

```

```

        def NetL_rule mdl, i):
            return mdl.NetL[i] == mdl.L[i] + sum([mdl.Pp[i, n] -
mdl.Pn[i, n] for n in mdl.N])
        self.model.NetL_rule = Constraint(self.model.T, rule=
NetL_rule)

    else:
        data_CC = {k: (1-w) * (self.model.CEI[k] * self.PEVp) + w
* (1.2 * self.model.CEI[k] * self.PEVn) for k in self.model.T}
        self.model.CC = Param(self.model.T, within=
NonNegativeReals, initialize=data_CC)

        data_CC_max = {k: max([self.model.CC[i] for i in self.
model.T]) for k in self.model.S}
        self.model.CC_max = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals, initialize=data_CC_max)

        data_CD = {k: -self.model.CC_max[0] / self.eta - (1-w) * (
self.model.CEI_min[0] + self.model.CEE_max[0]) * self.PEVp - (w * 1.
2193) for k in self.model.T}
        self.model.CD = Param(self.model.T, within=
NonPositiveReals, initialize=data_CD)

        self.model.CP = Param(self.model.S, within=
NonNegativeReals, initialize=((1-w)*0.1+w*0.5))
        self.model.CF = Param(self.model.S, initialize=-0.1)

        self.model.NetL = Var(self.model.T, within=Reals)

        def NetL_rule mdl, i):
            return mdl.NetL[i] == mdl.L[i] + sum([mdl.Pp[i, n] -
mdl.Pn[i, n] for n in mdl.N])
        self.model.NetL_rule = Constraint(self.model.T, rule=
NetL_rule)

        self.model.NetLp = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
        self.model.NetLn = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
        def NetL_sign_rule mdl, i):
            return mdl.NetL[i] == mdl.NetLp[i] - mdl.NetLn[i]
        self.model.NetL_sign_rule = Constraint(self.model.T, rule=
NetL_sign_rule)

        self.model.Ppsum = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
        def Ppsum_rule mdl, i):
            return mdl.Ppsum[i] >= mdl.NetLp[i] + sum([mdl.Pn[i, n
] for n in mdl.N])
        self.model.Ppsum_rule = Constraint(self.model.T, rule=

```

Ppsum_rule)

```
self.model.Pmax = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)
def PmaxWithoutEV_rule mdl, i):
    return mdl.Pmax[0] >= mdl.L[i]
self.model.PmaxWithoutEV_rule = Constraint(self.model.T,
rule=PmaxWithoutEV_rule)
self.model.Pmax1 = Var(self.model.T, within=
NonNegativeReals)

def PmaxWithEV_rule(mdl, i):
    return mdl.Pmax1[0] >= mdl.NetL[i] # + sum([mdl.Pn[i
, n] for n in mdl.N])
self.model.PmaxWithEV_rule = Constraint(self.model.T, rule
=PmaxWithEV_rule)

self.model.CEV = Var(self.model.N, within=Reals)
def CEV_rule(mdl, j):
    return mdl.CEV[j] == (sum([
        mdl.Pp[i, j] / self.PEVp * mdl.CC[i] +
        mdl.Pn[i, j] / self.PEVn * mdl.CD[i] for i in
mdl.T
        ]) + mdl.tf[j] * mdl.CF[0] +
        mdl.tp_[j] * mdl.CP[0]) * deltaH

self.model.CEV_rule = Constraint(self.model.N, rule=CEV_rule)

def Building_cost_rule(mdl):
    return sum([(mdl.NetLp[i] * mdl.CEI[i] + mdl.NetLn[i] *
mdl.CEE[i]) for i in mdl.T]) * deltaH - sum([mdl.CEV[j] for j in mdl.N
])+0.0324*mdl.Pmax[0]

def EV_cost_rule(mdl):
    return sum([mdl.CEV[j] for j in mdl.N])

def MultiObj_cost_rule(mdl):
    return (1-2*w) * sum([mdl.CEV[j] for j in mdl.N]) + w * (
sum([(mdl.NetLp[i] * mdl.CEI[i] + mdl.NetLn[i] * mdl.CEE[i]) for i in
mdl.T])* deltaH + 0.0324*mdl.Pmax1[0])

if solve == "building":
    self.model.cost = Objective(rule=Building_cost_rule)

elif solve == "EV":
    self.model.cost = Objective(rule=EV_cost_rule)

else:
    self.model.cost = Objective(rule=MultiObj_cost_rule)
```

```

self.opt = SolverFactory("gurobi")
self.results = self.opt.solve(self.model)

class EV():
    def __init__(self, ev, Charger=Charger, Degra=Degra):
        self.eta = Charger.loc[1, ""]
        self.PEVp = Charger.loc[1, "PEV+"]
        self.PEVn = Charger.loc[1, "PEV-"]
        self.arrival = ev.loc["t_st"] / deltaH
        self.tc_ = ev.loc["tc"] / deltaH
        self.td_ = ev.loc["td"] / deltaH
        self.tp_ = ev.loc["tp"] / deltaH
        self.soci_ = ev.loc["soci"]
        self.notHere = [i for i in range(int(self.arrival))] + [i for
i in range(math.ceil(self.arrival + self.tp_), 96)]

# In[6]:

def write(cB, cEV, cMList, dir=".", type=None):
    wb = Workbook()
    ws = wb.active
    ws.title = "Summary"

    cost0 = sum([
        demand[t] * cMList[0].model.CEI[t] if demand[t] >= 0 else -
demand[t] * cMList[0].model.CEE[t] for t in cMList[0].model.T
    ]) * deltaH
    ws.append(["Without EV", "cost for building", cost0])

    if type != "varEVno":
        ws.append(["Building", "Objective value", float(cB.model.cost.
expr())])

    CE = sum([
        cB.model.NetLp[t].value * cB.model.CEI[t] -
        cB.model.NetLn[t].value * cB.model.CEE[t] for t in cB.
model.T
    ]) * deltaH + cB.model.Pmax1[0].value*0.0324
    ws.append(["", "CE", CE])

    CEV = [cB.model.CEV[j].value for j in cB.model.N]
    ws.append(["", "CEV", sum(CEV)])
    ws.append(["", "cost for building", CE-sum(CEV)])

    ws.append(["EV", "Objective value", float(cEV.model.cost.expr
())])

```

```

    for cM in cMList:
        ws.append(["Multi {}".format(cM.weight), "Objective value",
float(cM.model.cost.expr())])
        CE = sum([
            cM.model.NetLp[t].value * cM.model.CEI[t] -
            cM.model.NetLn[t].value * cM.model.CEE[t] for t in cM.
model.T
        ]) * deltaH + cM.model.Pmax1[0].value*0.0324
        ws.append(["", "CE", CE])

        CEV = [cM.model.CEV[j].value for j in cM.model.N]
        ws.append(["", "CEV", sum(CEV)])
        ws.append(["", "cost for building", CE-sum(CEV)])

#####
#####
#####
#####
        if type != "varEVno":
            Pp = [[cB.model.Pp[t, n].value for n in cB.model.N] for t in
cB.model.T]
            Pn = [[cB.model.Pn[t, n].value for n in cB.model.N] for t in
cB.model.T]
            netP = [[Pp[t][n] - Pn[t][n] for n in cB.model.N] for t in cB.
model.T]

            CC = [cB.model.CC[t] for t in cB.model.T]
            CD = [cB.model.CD[t] for t in cB.model.T]
            CP = cB.model.CP[0]
            CF = cB.model.CF[0]

            ws = wb.create_sheet("Building-Load")
            ws.append([
                "Net Load W/O EV", "Net Load W/ EV", "CEI", "CEE", "EV Net
Power",
                "CC", "CD", "PmaxWithoutEV", "PmacWithEV"
            ])
            for t in cB.model.T:
                ws.append([
                    cB.model.L[t], cB.model.NetL[t].value, cB.model.CEI[t]
],
                    cB.model.CEE[t],
                    sum([netP[t][n] for n in cB.model.N]), CC[t], CD[t],
cB.model.Pmax[0].value, cB.model.Pmax1[0].value
                ])

            ws = wb.create_sheet("Building-EVs")
            ws.append([""] + ["EV_{}".format(n+1) for n in cB.model.N])
            for t in cB.model.T:

```

```

ws.append([t] + netP[t])

ws.append([])
ws.append(["tp"] + [cB.model.tp_[n] * deltaH for n in cB.model
.N] + [CP])
ws.append(["tc"] + [cB.model.tc[n].value * deltaH for n in cB.
model.N])
ws.append(["td"] + [cB.model.td[n].value * deltaH for n in cB.
model.N])
ws.append(["tf"] + [cB.model.tf[n].value * deltaH for n in cB.
model.N] + [CF])

#####
#####

#####
#####

Pp = [[cEV.model.Pp[t, n].value for n in cEV.model.N] for t in
cEV.model.T]
Pn = [[cEV.model.Pn[t, n].value for n in cEV.model.N] for t in
cEV.model.T]
netP = [[Pp[t][n] - Pn[t][n] for n in cEV.model.N] for t in
cEV.model.T]

CC = [cEV.model.CC[t] for t in cEV.model.T]
CD = [cEV.model.CD[t] for t in cEV.model.T]
CP = cEV.model.CP[0]
CF = cEV.model.CF[0]

ws = wb.create_sheet("EV-Load")
ws.append([
    "Net Load W/O EV", "Net Load W/ EV", "CEI", "CEE", "EV Net
Power",
    "CC", "CD"
])
for t in cEV.model.T:
    ws.append([
        cEV.model.L[t], cEV.model.NetL[t].value, cEV.model.CEI
[t],
        cEV.model.CEE[t],
        sum([netP[t][n] for n in cEV.model.N]), CC[t], CD[t]
    ])

ws = wb.create_sheet("EV-EVs")
ws.append([""] + ["EV_{}".format(n+1) for n in cEV.model.N])
for t in cEV.model.T:
    ws.append([t] + netP[t])

```

```

ws.append([])
ws.append(["tp"] + [cEV.model.tp_[n] * deltaH for n in cEV.
model.N] + [CP])
ws.append(["tc"] + [cEV.model.tc[n].value * deltaH for n in
cEV.model.N])
ws.append(["td"] + [cEV.model.td[n].value * deltaH for n in
cEV.model.N])
ws.append(["tf"] + [cEV.model.tf[n].value * deltaH for n in
cEV.model.N] + [CF])

#####
#####
#####
#####

for cM in cMList:
    Pp = [[cM.model.Pp[t, n].value for n in cM.model.N] for t in
cM.model.T]
    Pn = [[cM.model.Pn[t, n].value for n in cM.model.N] for t in
cM.model.T]
    netP = [[Pp[t][n] - Pn[t][n] for n in cM.model.N] for t in cM.
model.T]
    Zpp = [[cM.model.Zp[t, n].value for n in cM.model.N] for t in
cM.model.T]
    Znn = [[cM.model.Zn[t, n].value for n in cM.model.N] for t in
cM.model.T]

    CC = [cM.model.CC[t] for t in cM.model.T]
    CD = [cM.model.CD[t] for t in cM.model.T]
    CP = cM.model.CP[0]
    CF = cM.model.CF[0]
    soch = [[cM.model.SOC[t, n].value for n in cM.model.N] for t
in cM.model.T]
    soch_output = [(Zpp[t][n] + Znn[t][n]) * soch[t][n] for n in
cM.model.N] for t in cM.model.T]

ws = wb.create_sheet("Multi_{}-Load".format(cM.weight))
ws.append([
    "Net Load W/O EV", "Net Load W/ EV", "CEI", "CEE", "EV Net
Power",
    "CC", "CD", "PmaxWithoutEV", "PmaxWithEV"
])
for t in cM.model.T:
    ws.append([
        cM.model.L[t], cM.model.NetL[t].value, cM.model.CEI[t]
    ],
        cM.model.CEE[t],
        sum([netP[t][n] for n in cM.model.N]), CC[t], CD[t],
cM.model.Pmax[0].value, cM.model.Pmax1[0].value
    ])

```

```

ws = wb.create_sheet("Multi_{}-EV".format(cM.weight))
ws.append([""] + ["EV_{}".format(n+1) for n in cM.model.N])
for t in cM.model.T:
    ws.append([t] + netP[t])

ws.append([])
ws.append(["tp"] + [cM.model.tp_[n] * deltaH for n in cM.model.N] + [CP])
ws.append(["tc"] + [cM.model.tc[n].value * deltaH for n in cM.model.N])
ws.append(["td"] + [cM.model.td[n].value * deltaH for n in cM.model.N])
ws.append(["tf"] + [cM.model.tf[n].value * deltaH for n in cM.model.N] + [CF])

ws = wb.create_sheet("Multi_{}-EVSOC".format(cM.weight))
ws.append([""] + ["EV_{}".format(n + 1) for n in cM.model.N])
for t in cM.model.T:
    ws.append([t] + soch_output[t])

ws = wb.create_sheet("Multi_{}-EVSOSPpTESTE".format(cM.weight
))
ws.append([""] + ["EV_{}".format(n + 1) for n in cM.model.N])
for t in cM.model.T:
    ws.append([t] + Pp[t])

ws = wb.create_sheet("Multi_{}-EVSOSPnTESTE".format(cM.weight
))
ws.append([""] + ["EV_{}".format(n + 1) for n in cM.model.N])
for t in cM.model.T:
    ws.append([t] + Pn[t])

if not os.path.exists("./output/" + dir):
    if not os.path.exists("./output/"):
        os.mkdir("./output/")
    os.mkdir("./output/" + dir)
wb.save(filename="./output/{}/{}.xlsx".format(dir, cM.name[:-6]))

# In[7]:

caseList = []
case1 = pd.read_excel(file, sheet_name='Case 1', index_col=0, usecols="A:F").iloc[:30, :]
case1["t_st"] = case1["t_st"].astype('int32') + (case1["t_st"] - case1["t_st"].astype('int32')) / 0.6
caseList.append(case1)

```



```

case2 = pd.read_excel(file, sheet_name='Case 2', index_col=0, usecols=
"A:F").iloc[:30, :]
case2["t_st"] = case2["t_st"].astype('int32') + (case2["t_st"] - case2
["t_st"].astype('int32')) / 0.6
caseList.append(tmp)

```

```
# In[8]:
```

```

caseObjBuilding = []
caseObjEV = []
caseObjMulti = []

```

```

for i, c in enumerate(caseList):
    for month in Demand.columns:
        for noEV in range(12,41,12):
            demand = np.asarray(Demand[month])
            name = "case{}_{}_{}".format(i + 1, month, noEV)

            caseB = Case(c.iloc[:noEV, :], demand, name, solve="
building")
            print(name, "Building", caseB.results.solver.status)
            caseObjBuilding.append(caseB)

            caseEV = Case(c.iloc[:noEV, :], demand, name, solve="EV")
            print(name, "EV", caseEV.results.solver.status)
            caseObjEV.append(caseEV)

            caseMultiList = []
            for w in range(5, 11):
                weight = w / 10
                caseMulti = Case(c.iloc[:noEV,:], demand, name, solve=
"multi", weight=weight)
                caseMultiList.append(caseMulti)
                print(name, "Multi {}".format(caseMulti.weight),
caseMulti.results.solver.status)
                caseObjMulti.append(caseMulti)
                if caseMulti.results.solver.status != SolverStatus.ok:
                    break

            if caseB.results.solver.status == SolverStatus.ok and
caseEV.results.solver.status == SolverStatus.ok:
                write(caseB, caseEV, caseMultiList, dir=f"case{i+1}_{
month}/")
                break

```

```
# In[9]:
```

```

caseObjMulti_case1 = []

i = 0
c = caseList[0]
month = 'Mar'
for noEV in range(2,41,2):
    demand = np.asarray(Demand[month])
    name = "case{}_{}_{}".format(i + 1, month, noEV)

    caseMultiList = []
    caseMulti = Case(c.iloc[:noEV,:], demand, name, solve="multi")
    caseMultiList.append(caseMulti)
    print(name, "Multi {}".format(caseMulti.weight), caseMulti.results
.solver.status)
    caseObjMulti_case1.append(caseMulti)
    if caseMulti.results.solver.status != SolverStatus.ok:
        break
    else:
        write(None, None, caseMultiList, dir=f"case1/", type='varEVno'
)

```