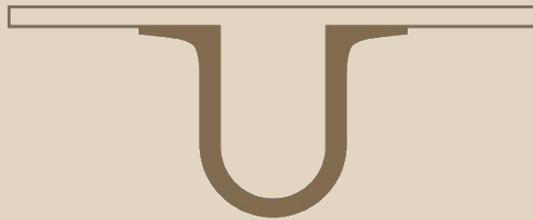




UNIVERSIDADE DE
COIMBRA



António Eduardo Manso Pires

**AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÓMICA DE
SISTEMAS VEHICLE-TO-GRID**

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores orientada pelo Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.

Setembro de 2018



FCTUC FACULDADE DE CIÊNCIAS
E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTECNICA E DE COMPUTADORES

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Avaliação Técnica e Económica de Sistemas Vehicle-to-Grid

António Eduardo Manso Pires

Presidente do júri:

Professor Doutor Carlos Alberto Henggeler de Carvalho Antunes

Vogal:

Professor Doutor Paulo José Gameiro Pereirinha

Orientador:

Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura

Coimbra
Setembro de 2018

AGRADECIMENTOS

Ao Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura, por toda a disponibilidade, ajuda e compreensão ao longo de todo este projeto. Sem dúvida sem a sua orientação, este trabalho teria sido mais complicado. Um sincero obrigado.

À Faculdade e respetivo corpo docente, por me transferirem tanto conhecimento que espero usar sabiamente no futuro.

Aos meus pais e irmão, por sempre me apoiarem ao longo do percurso académico e pela oportunidade que me deram de estudar, de me formar e de um futuro.

Aos meus colegas de estudo e laboratório, pela companhia em todas as difíceis horas em que tivemos de trabalhar e pela ajuda e disponibilidade que me possibilitaram chegar até aqui.

Aos meus amigos, porque a vida não é só estudar, e sem eles toda esta etapa teria sido muito mais complicada e sem graça.

Por fim, à Catarina por tantas horas e paciência dedicadas. Obrigado por teres sido parte integral na conclusão desta etapa.

RESUMO

Nas últimas décadas, a energia renovável tem vindo a ocupar uma porção cada vez maior na geração de energia a nível Mundial. Em Portugal, há uma grande aposta neste tipo de energia, sendo mais de metade da geração de energia de origem renovável. Contudo, a intermitência da geração renovável pode ter impactos indesejados face à procura instantânea nacional de energia. Assim sendo, é necessário encontrar soluções para o armazenamento da energia gerada em excesso face à necessidade da procura e para compensar a intermitência de modo a manter a fiabilidade e estabilidade da rede elétrica.

Esta dissertação teve como objetivo analisar o conceito e impactos do *Vehicle-to-Grid* (V2G), no panorama português, tendo em consideração o acentuado crescimento do mercado dos Veículos Elétricos (VEs).

Inicialmente, foi analisada a estrutura básica de um Veículo Elétrico e a infraestrutura necessária para o funcionamento do V2G. De seguida, foi avaliada a autonomia dos VEs, o seu consumo diário e a capacidade das baterias, considerando 3 cenários de penetração dos VEs no parque automóvel português (nos quais os VEs constituem 10%, 25% ou 50% do parque automóvel nacional). O conjunto de dados obtidos permitiu analisar o potencial de V2G para transferir a energia gerada em excesso nas horas de menor consumo, para as horas de maior consumo. Este estudo considerou 3 dias típicos: um de Inverno, um de Primavera e um de Verão.

Para terminar, este trabalho avaliou os benefícios económicos, quer para a rede quer para o consumidor final, resultante da adoção do modelo de armazenamento e transferência de energia atrás exposto. Foi tomada em consideração a degradação diária das baterias, associada ao uso de V2G, e respetivo custo de substituição, sendo essa degradação avaliada através de um modelo desenvolvido em ambiente Simulink.

Palavras-chave: Energia Renovável, Veículo Elétrico, V2G, Armazenamento e Transferência de Energia, Degradação das Baterias.

ABSTRACT

Over recent decades, renewable energy has an increasing role in the worldwide energy generation. In Portugal, there is a strong commitment for this type of energy, with more than half of the generated energy with renewable origin. However, intermittency in renewable generation may have undesirable impacts on the national instantaneous energy demand. Therefore, it is necessary to find solutions for the storage of the energy generation surplus regarding the demand requirements and to compensate the intermittence in order to keep the reliability and stability of the electrical grid.

This work aimed to analyze the Vehicle-to-Grid (V2G) concept and impacts on the Portuguese panorama, taking into account the strong growth of the Electric Vehicles market.

Initially, the basic structure of an Electric Vehicle (EV) and the necessary infrastructure for the operation of the V2G were analyzed. Next, the autonomy of the EVs, their daily consumption and the capacity of the batteries were evaluated, considering 3 scenarios of penetration of VEs in the Portuguese automobile fleet (in which VEs constitute 10%, 25% or 50% of the national fleet). The obtained data allowed to analyze the potential of V2G to transfer the generation surplus in the hours of lower consumption, for the hours of higher demand. This study considered 3 typical days for winter, spring and summer.

To conclude, this work evaluated the economic benefits for the grid and for the final consumer, resulting from the adoption of the storage and energy transfer model discussed above. The daily degradation of the batteries, associated with the use of V2G, and their replacement cost, were considered, and this degradation was evaluated through a model developed in Simulink environment.

Keywords: Renewable energy, Electric vehicle, V2G, Energy Storage, Battery degradation.

Índice

1. Capítulo 1 Introdução	1
1.1. Motivação	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura da dissertação	2
2. Capítulo 2 Veículo Elétrico	5
2.1. Mercado	5
2.2. Tipos de Veículo Elétrico	8
2.3. Controlo de Carregamento	10
3. Capítulo 3 V2G.....	11
3.1. Infraestrutura.....	11
3.2. Objetivos.....	12
3.3. Limitações.....	13
3.4. Estudos e Projetos	14
4. Capítulo 4 Degradação das baterias.....	17
4.1. Experiência com modelo de degradação por ciclos.....	18
4.2. Experiência com modelo de degradação espontânea.....	19
4.3. Modelo de simulação	20
5. Capítulo 5 Casos de estudo.....	23
5.1. Dados dos Veículos	23
5.1.1. Cenário 1 – Impacto de 10% de VEs.....	24
5.1.2. Cenário 2 – Impacto de 25% de VEs.....	25
5.1.3. Cenário 3 – Impacto de 50% de VEs.....	26
5.2. Dados da Rede	26
5.2.1. Inverno.....	27
5.2.2. Verão	28
5.2.3. Primavera.....	30
6. Capítulo 6 Avaliação Técnica e económica	31
6.1. Avaliação técnica do V2G	31
6.1.1. 10% de penetração de VEs	33
6.1.2. 25% de penetração de VEs	40
6.1.3. 50% de penetração de VEs	41
6.2. Avaliação económica do V2G	42
6.2.1. 10 % de penetração de VEs	43
6.2.2. 25 % de penetração de VEs	45
6.2.3. 50% de penetração de VEs	46
7. Capítulo 7 Conclusões e trabalho futuro	49
7.1. Conclusões	49
7.2. Trabalho futuro	51
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	53
ANEXO A	59
ANEXO B	63

ANEXO C	71
ANEXO D	75
ANEXO E	93

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

AC	<i>Alternating Current</i>
DC	<i>Direct Current</i>
EDV	<i>Electric-driven Vehicle</i>
EV	<i>Electric Vehicle</i>
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i>
MIBEL	<i>Mercado Ibérico de Eletricidade</i>
REN	<i>Redes Energéticas Nacionais</i>
SEE	<i>Sistemas de Energia Elétrica</i>
UE	<i>União Europeia</i>
VE	<i>Veículo Elétrico</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição dos maiores contribuintes da poluição atmosférica [3].....	5
Figura 2 - Evolução do preço do kWh das baterias desde 2010 [2].....	6
Figura 3 – Evolução das vendas de VE em comparação aos veículos de combustão desde 2015 [2].	7
Figura 4 – Evolução do número de barris de petróleo poupados até 2040 [2].....	8
Figura 5 – Esquemático da estrutura de um VE [13].	9
Figura 6 – Classificação dos VEs [14].	9
Figura 7 – Aumento do pico sem coordenação dos carregamentos [19].....	10
Figura 8 – Arquitetura da estratégia V2G [21].....	12
Figura 9 – Exemplificação da exploração das energias renováveis [22].....	13
Figura 10 – Sumário da experiência com modelo de ciclo, com o prognóstico da perda de capacidade ao longo de 6 anos [34].....	19
Figura 11 – Sumário da experiência com modelo de calendário, com o prognóstico da perda de capacidade ao longo de 6 anos [34].....	20
Figura 12 – Diagrama de consumo total de um dia de 18-02-2016 [48].....	28
Figura 13 – (a) os preços de mercado [50]; (b) produção em regime especial [48] de 18-02-2016.....	28
Figura 14 – Diagrama de consumo total de um dia de 29-09-2016 [48].....	29
Figura 15 – (a) os preços de mercado [50]; (b) produção em regime especial [48] de 29-09-2016.....	29
Figura 16 – Diagrama de consumo total de um dia de Primavera [48].	30
Figura 17 – (a) os preços de mercado [50]; (b) produção em regime especial [48] de 13-05-2016.....	30
Figura 18 - Distribuição das horas correspondentes à primeira e última viagem do dia [51].	31
Figura 19 - Padrão de estacionamento residencial [51].....	32
Figura 20 – Percentagem de VEs estacionados em casa no período de carga.....	33
Figura 21 – Percentagem de VEs estacionados no trabalho no período de descarga.....	34
Figura 22 – Distribuição da capacidade disponível dos VEs.	35
Figura 23 – Energia durante o período de carga.....	35
Figura 24 – Consumo e novo consumo durante a carga em percentagem da máxima energia.	36
Figura 25 – Energia durante o período de descarga.	37
Figura 26 – Consumo e novo consumo durante a descarga em percentagem da máxima energia.	37

Figura 27 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.	43
Figura 28 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Verão, 10%.....	63
Figura 29 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Primavera, 10%.....	64
Figura 30 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Inverno, 25%.....	65
Figura 31 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Verão, 25%.....	66
Figura 32 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Primavera, 25%.....	67
Figura 33 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Inverno, 50%.....	68
Figura 34 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Verão, 50%.....	69
Figura 35 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Primavera	70
Figura 36 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.	75
Figura 37 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.....	75
Figura 38 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.	76
Figura 39 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.	76
Figura 40 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.	77
Figura 41 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.	77
Figura 42 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.....	78
Figura 43 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.	78
Figura 44– Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.....	79
Figura 45 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.....	79
Figura 46 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.	80
Figura 47 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.	80

Figura 48 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.....	81
Figura 49 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.....	81
Figura 50 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.	82
Figura 51 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.	82
Figura 52 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.	83
Figura 53 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.....	83
Figura 54 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.	84
Figura 55 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.....	84
Figura 56 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.....	85
Figura 57 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.....	85
Figura 58 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.	86
Figura 59 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.....	86
Figura 60 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.....	87
Figura 61 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.....	87
Figura 62 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.	88
Figura 63 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.	88
Figura 64 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.	89
Figura 65 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.....	89
Figura 66 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.	90
Figura 67 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.....	90
Figura 68 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.....	91

Figura 69 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.....	91
Figura 70 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.	92

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1: Autonomia, em km, e respetiva capacidade, em kWh, de alguns modelos de EVs no mercado [6][7][8][9][10].	8
Tabela 2 – Modelos de VEs com a respetiva autonomia e preço de substituição [41][42][43][44][45].	24
Tabela 3 – Modelos de VEs com a respetiva capacidade utilizada para 15 km diários.	24
Tabela 4 – Número aproximado de VEs e respetiva percentagem [47].	24
Tabela 5 – Capacidade disponível para V2G para um cenário de 10% de VEs em circulação em Portugal.	25
Tabela 6 – Capacidade disponível para V2G para um cenário de 25% de VEs em circulação em Portugal.	25
Tabela 7 – Capacidade disponível para V2G para um cenário de 50% de VEs em circulação em Portugal.	26
Tabela 8 – Excessos médios mensais para os meses em estudo.	27
Tabela 9 – Potência, duração da carga após V2G, duração da descarga em V2G e duração de uma carga completa para os VEs considerados [45].	33
Tabela 10 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respetivas perdas e poupanças.	38
Tabela 11 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença entre o lucro e a custo associado à degradação.	44
Tabela 12 – Valores diários do €/MWh do ponto de vista da rede do consumidor e caso o preço do consumidor varie com os preços do MIBEL através de um rácio calculado pelo quociente da média dos preços do consumidor e da média dos preços diários do MIBEL, para o dia típico de Inverno.	59
Tabela 13 – Valores diários do €/MWh do ponto de vista da rede do consumidor e caso o preço do consumidor varie com os preços do MIBEL através de um rácio calculado pelo quociente da média dos preços do consumidor e da média dos preços diários do MIBEL, para o dia típico de Verão.	60
Tabela 14 – Valores diários do €/MWh do ponto de vista da rede do consumidor e caso o preço do consumidor varie com os preços do MIBEL através de um rácio calculado pelo quociente da média dos preços do consumidor e da média dos preços diários do MIBEL, para o dia típico de Primavera.	61
Tabela 15 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respetivas perdas e poupanças, Verão, 10%.	71
Tabela 16 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respetivas perdas e poupanças, Primavera, 10%.	71
Tabela 17 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respetivas perdas e poupanças, Inverno, 25%.	72

Tabela 18 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Verão, 25%.	72
Tabela 19 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Primavera, 25%.	73
Tabela 20 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Inverno, 50%.	73
Tabela 21 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Verão, 50%.	74
Tabela 22 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Primavera, 50%.	74
Tabela 23 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Verão, 10%. 93	
Tabela 24 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Primavera, 10%.	93
Tabela 25 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Inverno, 25%.	94
Tabela 26 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Verão, 25%. 94	
Tabela 27 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Primavera, 25%.	94
Tabela 28 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Inverno, 50%.	95
Tabela 29 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Verão, 50%. 95	
Tabela 30 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Primavera, 50%.	95

1. CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO

1.1. Motivação

Desde a descoberta da eletricidade que o homem procura aproveitar da melhor forma este recurso para benefício próprio, seja por exemplo para manter uma simples lâmpada acesa ou para alimentar uma máquina elétrica de grande potência. Nos dias de hoje, o Sistema de Energia Elétrica (SEE) está de tal forma evoluído e enraizado na cultura dos países desenvolvidos que dificilmente se conseguiriam realizar grande parte das tarefas mais básicas do quotidiano caso este falhasse. Assim sendo, manter a estabilidade e a fiabilidade do sistema é uma prioridade.

Tanto em Portugal como na *União Europeia* (UE), observa-se que a progressiva independência dos combustíveis fósseis conduz a uma crescente aposta nas energias renováveis e, até 2030, a meta é aumentar a taxa de energia renovável consumida na UE para 27% do consumo total [1]. No entanto, a integração destas fontes de energia intermitentes pode causar alguns problemas, que podem resultar das dificuldades de armazenamento do excesso de energia gerada ou do défice de energia renovável gerada quando as condições climáticas são desfavoráveis.

O aumento da geração de energia renovável e a sua respetiva integração, determinaram o desenvolvimento do mercado dos Veículos Elétricos (VEs), entre outros. Recentemente, não só aumentou o número de VEs em circulação, mas também melhorou a sua autonomia e a capacidade das suas baterias, ao mesmo tempo que baixou o preço global dos VEs (p.ex., entre 2010 e 2016, o preço das baterias decresceu 73%). Para além das já referidas consequências associadas à crescente expansão do número de VEs [2], interessa sobretudo considerar o papel que estes desempenham na integração de energias intermitentes no SEE.

É dentro deste contexto que surgem os conceitos de Grid-to-Vehicle (G2V) e Vehicle-to-Grid (V2G). Nas horas de menor procura de energia, um VE pode armazenar os excessos de energia renovável gerada (G2V). Nas horas de maior procura, o mesmo VE pode injetar no SEE a armazenada que não consumiu (V2G).

A utilização dos VEs apresenta vantagens e desvantagens. Entre as vantagens, pode-se referir a salvaguarda do ambiente, pois estão-se a substituir os veículos

alimentados a combustíveis fósseis, altamente poluentes [3], por veículos movidos a eletricidade que não contaminam o ambiente e também a possibilidade de utilização do V2G, como reforço de capacidade, fiabilidade e estabilidade ao SEE. Como desvantagens pode-se referir as dificuldades do agregador para reunir um número suficiente de VEs que, a funcionar na modalidade V2G, tenha resultados significativos. Outra liga-se aos impactos negativos da utilização exaustiva das baterias, sobretudo a sua acentuada degradação, em resultado do número excessivo de cargas e descargas a que os VEs ficam sujeitos.

1.2. Objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo a avaliação técnica e económica do uso do V2G em Portugal.

A avaliação técnica consiste em perceber quais as limitações do SEE, dos VEs e de toda a infraestrutura necessária para a carga e a descarga do VE quando este funciona em V2G. Pretende-se assim avaliar se é possível integrar todo o excesso de energia renovável e qual a quantidade de energia que é possível armazenar nas horas de menor procura e futuramente injetada de novo no SEE para diferentes níveis de penetração de VE no parque automóvel português (nomeadamente 10%, 25% e 50%).

A avaliação económica consiste em avaliar a poupança para a rede e para o proprietário do VE caso adiram ao V2G. Pretende-se concentrar o período de carga dos VEs nas horas de menor procura, tipicamente o período onde a energia renovável é mais abundante e por vezes em excesso (período noturno) e concentrar o período de descarga nas horas de maior procura (no horário de trabalho típico, pois é neste período que os VEs se encontram estacionados fora de casa) e calcular a diferença de preço de energia entre ambos os períodos e conseqüentemente as poupanças. Ainda neste ponto, pretende-se calcular matematicamente (através da implementação de equações em um modelo em ambiente de simulação Simulink) a degradação causada pelo V2G às baterias do VEs associada a cada utilização e o seu respetivo impacto no custo para assim avaliar se as poupanças de custos são suficientes para compensar a degradação.

1.3. Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em sete capítulos diferentes.

O capítulo 1 é dedicado à introdução da dissertação, onde é apresentada a motivação e os objetivos da mesma.

O capítulo 2 é dedicado ao estado de arte do veículo elétrico. São abordados os diferentes motivos que levam à crescente presença do VE no parque automóvel mundial. De seguida, é apresentada a evolução do mercado e características dos VEs e das suas baterias e por fim a análise do tipo de utilização e carregamento dos VEs.

No capítulo 3 é apresentado o conceito de V2G, qual a infraestrutura necessária para a operação e quais os objetivos e limitações de toda esta estratégia. São ainda apresentados alguns casos de estudo que comprovam o impacto que os VEs têm no SEE quando em grande escala, nomeadamente com a sua utilização em V2G, sendo assim possível comprovar que esta estratégia já está a ser implementada e testada em outros países.

O capítulo 4 analisa os fatores que afetam a degradação das baterias e apresenta modelos para avaliar os seus impactos, cujas equações foram aplicadas em ambiente Simulink e assim permitir o cálculo da degradação das baterias provocado pelos dados do V2G reunidos para esta dissertação.

O capítulo 5 está dividido em duas partes. A primeira parte diz respeito aos dados dos VEs. Foi analisada a autonomia dos 6 modelos VEs mais representativos em Portugal, assim como a capacidade e preço de substituição das suas baterias. De seguida foram introduzidos 3 cenários de penetração dos VEs na rede (10%, 25% e 50%) e avaliada a capacidade disponível para V2G. Na segunda parte são apresentados os critérios de escolha (média diária e preço de energia diário comparativamente com a média mensal de um dos meses da estação) e escolhidos os 3 dias representativos de Inverno, Primavera e Verão (os 3 extremos em geração renovável).

No capítulo 6 é analisado o impacto do V2G nos 9 casos considerados, para a rede e para o consumidor, com maior foco nas poupanças obtidas.

No capítulo 7 são referidas quais as principais conclusões obtidas nesta dissertação e são apresentadas sugestões para trabalhos futuros sobre este tema.

São apresentados ainda 5 anexos. O anexo A é referente aos preços do MIBEL e do consumidor para os 3 dias típicos. O anexo B é referente ao diagrama de carga dos consumos, energia armazenada e excesso para os casos de estudo apresentados e o anexo C é referente à análise técnica do V2G. O anexo D é referente às curvas de degradação dos vários modelos considerados para os casos de estudo apresentados. O anexo E é referente à análise económica do V2G.

2. CAPÍTULO 2 VEÍCULO ELÉTRICO

Devido à excessiva exploração dos combustíveis fósseis e seus derivados e a consequente libertação de gases de efeito estufa para a atmosfera, a substituição da energia fóssil tornou-se urgente e prioritária. A União Europeia comprometeu-se a aumentar a taxa de energia renovável consumida para 27% da energia total até 2030, e a grande maioria dos outros países a nível mundial também tecem esforços neste sentido [1]. Há várias outras medidas a nível mundial a incentivar o consumidor a ajudar e tentar resolver o problema do CO₂, entre as quais a substituição dos motores de combustão interna por motores elétricos, mais eficientes e “amigos” do ambiente.

De acordo com a *Figura 1* o maior contribuinte para a poluição atmosférica a nível mundial são os transportes. Assim, várias capitais europeias, tais como Londres, Madrid, Paris, Atenas, já anunciaram que vão proibir a circulação de veículos a diesel até 2025. Bruxelas anunciou que a partir de 2018 todos os veículos anteriores a 1998 vão ser proibidos de circular e em França, a venda de veículos a diesel e a gasolina irá ser proibida até 2040 [4].

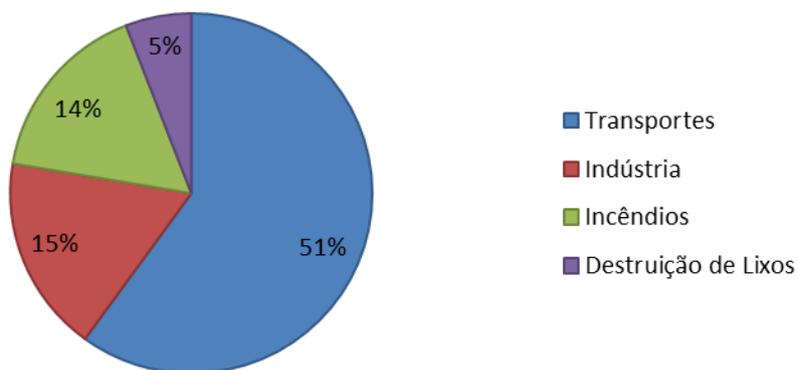


Figura 1 - Distribuição dos maiores contribuintes da poluição atmosférica [3].

Uma das soluções passa então, nos países em que a penetração da energia renovável na rede é relevante, pela maior integração do veículo elétrico no quotidiano.

2.1. Mercado

Existem várias vantagens na substituição dos veículos de combustão pelos veículos elétricos (VE), pois além da sustentabilidade do planeta, a redução da dependência do

petróleo e melhorias na eficiência dos transportes, verifica-se também uma tendência de novas leis, subsídios e incentivos promovidos pelo estado para a compra, substituição e utilização de veículos elétricos [5]. A crescente procura de veículos elétricos incentivou o investimento na tecnologia utilizada nas baterias de íons lítio por parte dos construtores de automóveis, tais como a Tesla e a Nissan [6]. Consequentemente, o preço das baterias por kWh, entre 2010 e 2016, teve uma queda de 73% como se pode observar na *figura 2* [2].

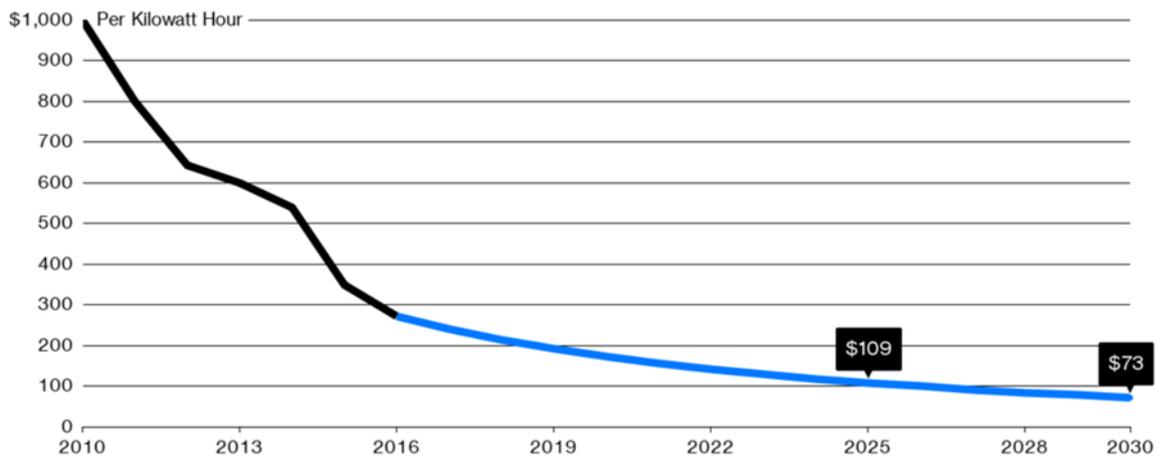


Figura 2 - Evolução do preço do kWh das baterias desde 2010 [2].

Este conjunto de fatores proporcionou o aumento da produção em massa do VE e consequentemente a diminuição do preço de aquisição do VE, pois o preço de produção está diretamente associado ao crescimento do mercado e ao inerente fator de escala. Se ainda se tiver em consideração que as baterias são o componente mais dispendioso do VE e que a construção e manutenção dos VEs é mais simples, observa-se que os preços de aquisição dos VE e dos veículos de combustão se têm vindo a aproximar.

Segundo a *Bloomberg Nem Energy Finance* é esperado que os VE sejam mais baratos que os carros a gasolina a partir de 2025 e que as vendas dos VE ultrapasse as vendas dos motores de combustão em 2038, como se pode observar na *figura 3* [2]. Mais concretamente, espera-se que em 2040 as vendas de VE registem uma percentagem das vendas totais de veículos de 67%, 58% e 51%, na Europa, nos EUA e na China, respetivamente [2].

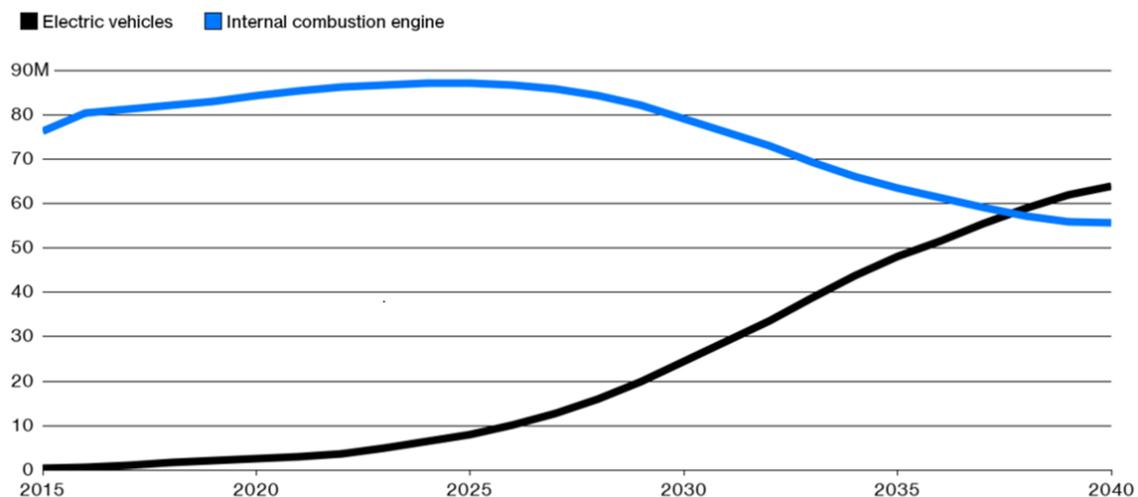


Figura 3 – Evolução das vendas de VE em comparação aos veículos de combustão desde 2015 [2].

A evolução do mercado dos VE despertou a evolução de outros mercados, nomeadamente nos mercados das matérias-primas necessárias para a fabricação das principais componentes para VEs. Assim, espera-se que a procura de grafite passe para 852000 toneladas por ano, enquanto que em 2015 era apenas de 13000 toneladas. O mesmo se espera do níquel e do alumínio, para os quais é esperado um aumento de 5000 toneladas por ano em 2015 para 327000 toneladas por ano em 2030. O lítio, cobalto e magnésio vão também aumentar a sua produção 100 vezes [2][7]. Como se pode verificar na *Figura 4*, ao contrário das matérias-primas referidas, espera-se que a exploração de petróleo decresça e prevê-se que em 2040 a utilização dos VE consiga evitar a produção de 8 milhões de barris de petróleo por dia.

Apesar da entrada do VE elétrico no mercado ter boas perspetivas, os problemas nas infraestruturas de carregamento dos veículos elétricos nas áreas urbanas, as diferentes características da rede de cada país e a falta de variedade e capacidade dos VE disponíveis no mercado são alguns entraves à utilização imediata do VE. Na *tabela 1* estão ilustrados alguns modelos de VEs e a respetiva autonomia e capacidade.

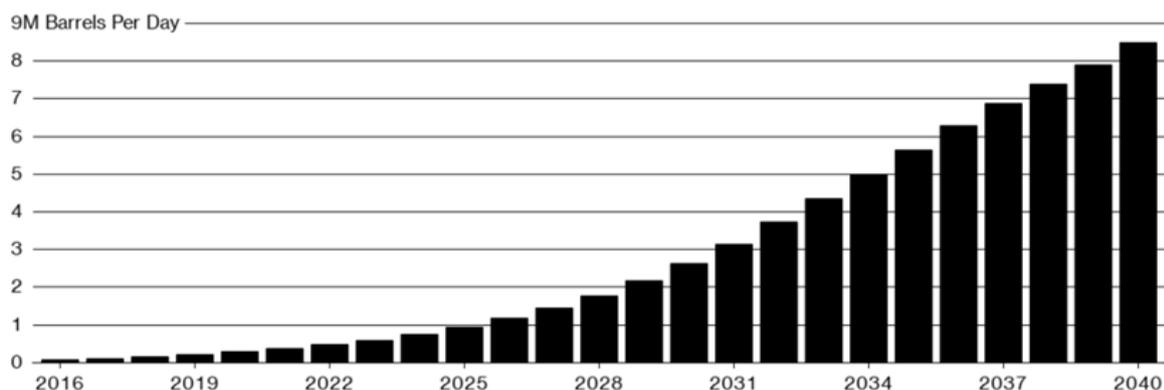


Figura 4 – Evolução do número de barris de petróleo poupados até 2040 [2].

Tabela 1: Autonomia, em km, e respetiva capacidade, em kWh, de alguns modelos de EVs no mercado [8][9][10][11][12].

	<i>Autonomia (km)</i>	<i>Capacidade (kWh)</i>
Nissan Leaf	193	30
Renault Zoe	298	41
BMW i3	193	33,2
Kia Soula EV	201	33
Volkswagen e-Golf	233	35,8
Tesla Model S	555	100

2.2. Tipos de Veículo Elétrico

O VE difere de um veículo de combustão no sistema de energia primária, pois este utiliza uma tensão contínua proveniente da energia armazenada nas baterias, super-condensadores e células de combustível, em vez do combustível fóssil. A *Figura 5* apresenta o esquema simples de um VE [13].

Atualmente existem dois grupos de veículos elétricos, como se pode observar na *figura 6*, os híbridos e os plug-in. O VE híbrido é um VE que tem dois motores, um motor elétrico para um binário reduzido e um motor de combustão para um binário elevado, sendo o tipo de VE mais comum em circulação. Na maior parte dos casos, estes possuem baterias pequenas e não têm a capacidade de se interligarem com a rede elétrica, pois o carregamento das baterias é feito através da energia cinética do automóvel quando este está a utilizar o motor de combustão ou a travar.

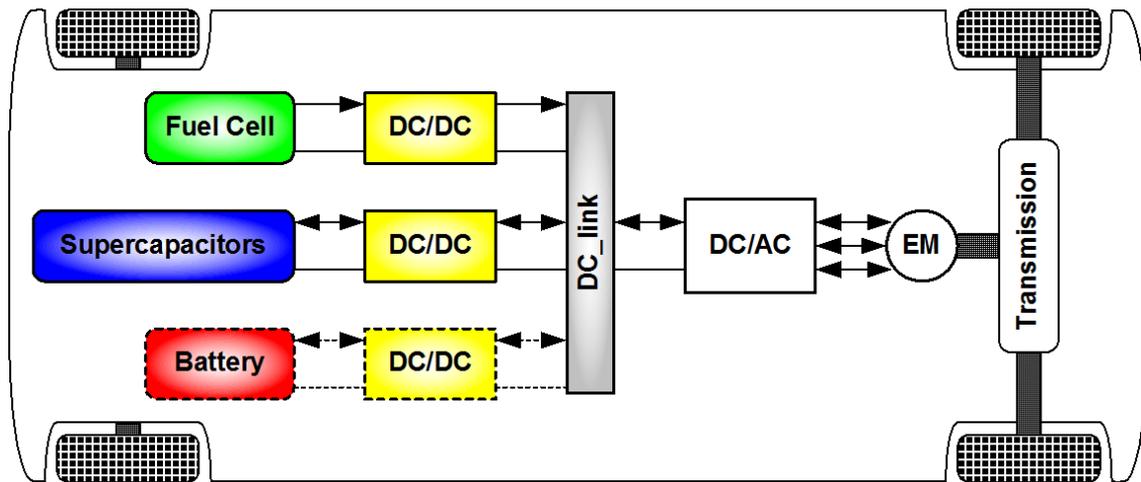


Figura 5 – Esquemático da estrutura de um VE [13].

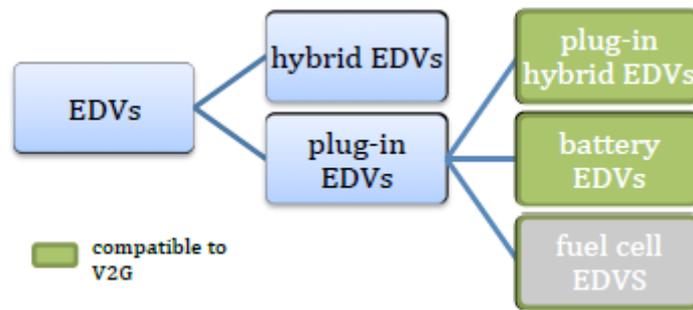


Figura 6 – Classificação dos VEs [14].

No grupo do VE plug-in, existem VE puros e VE plug-in híbridos com a capacidade de carregamento das baterias através da rede elétrica, em casa ou em postos de abastecimento elétrico. São equipados com baterias de maior capacidade do que os híbridos sem tecnologia plug-in. O VE puro armazena toda a energia na bateria, sendo possível o fluxo de energia da rede para a bateria e vice-versa. Possuem baterias grandes e, como apenas têm uma fonte de energia, a autonomia do VE é mais reduzida comparando com o veículo de combustão ou mesmo com o com o híbrido. As baterias equipadas nos VE têm capacidade entre os 20 e os 100 kWh, como se observou na *tabela 1*, e devem ser substituídas quando a sua capacidade baixa para cerca de 70% e 80% da sua capacidade inicial. É esperado que que durem mais de 8 anos e pelo menos 140,000 km [15].

Na categoria da tecnologia plug-in existe também a hipótese de ter como fonte de alimentação uma célula de combustível, que tem como fonte primária o oxigénio e o hidrogénio e como resultante desta transformação molecular tem-se energia e água, que do ponto de vista ambiental não é poluente. Como inconveniente desta tecnologia tem-se que

as perdas do processo de transformação, a dificuldade do armazenamento do hidrogénio e a falta de infraestruturas de transporte tornam difícil e economicamente pouco viáveis a utilização desta tecnologia.

2.3. Controlo de Carregamento

Com a expansão dos VEs diminui a dependência petrolífera, mas aumenta a procura de energia elétrica. Assim, se esse aumento for gerido de uma forma aleatória e sem nenhuma coordenação pode ter consequências totalmente desastrosas para o sistema de energia elétrica (SEE) aumentando a carga nas horas de ponta e consequentemente as perdas e diminuindo a qualidade da energia [18], como é observado na *figura 7*.

É então fundamental controlar os carregamentos do VE. Sabendo que estes, em média, por dia percorrem 15 km [20] e passam 95% do tempo estacionados [5] é importante gerir os carregamentos de modo a que estes não ocorram nas horas de elevada procura, mas sim nas horas de menor custo, maximizando o uso das renováveis e minimizando o impacto na rede.

Surge assim a possibilidade de utilizar a energia armazenada nas baterias dos VE para injetar energia na rede, utilizando o conceito V2G (*Vehicle-to-Grid*), com o objetivo de aumentar a fiabilidade, a estabilidade e a eficiência da rede elétrica. Resumidamente, este conceito pretende que o VE armazene a energia em excesso fora das horas de maior procura e que esta seja utilizada nas horas de maior procura ou em serviços de sistema.

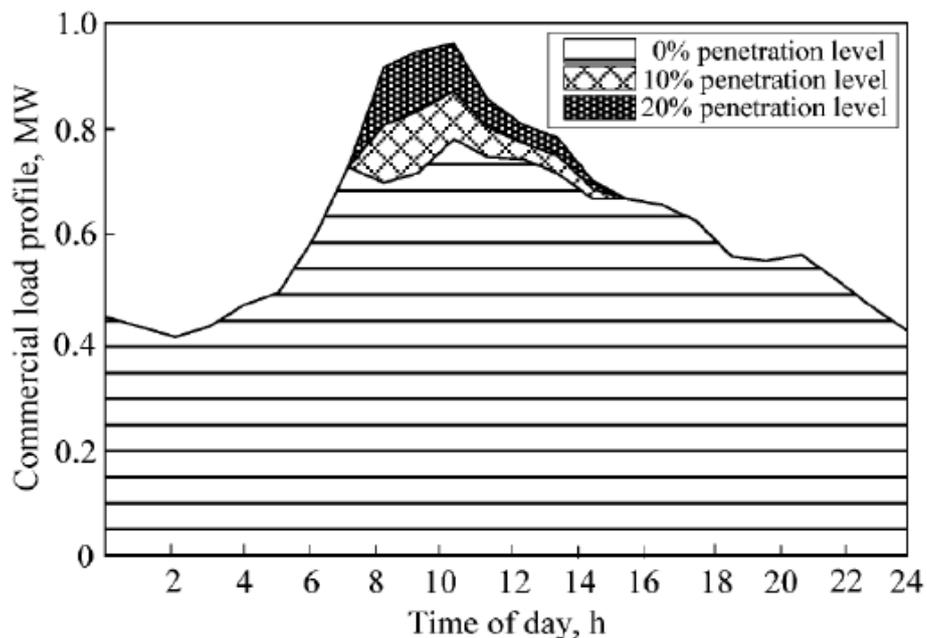


Figura 7 – Aumento do pico sem coordenação dos carregamentos [19].

3. CAPÍTULO 3

V2G

Após a abordagem ao VE no Capítulo 2 é perceptível que estes têm uma longa margem de crescimento nos próximos anos. Contudo, a sua expansão deve ser planeada pois corre-se o risco de aumentar a carga nas horas de maior procura e de sobrecarregar o SEE. Ao longo do próximo capítulo vai ser analisado o potencial e benefícios da estratégia V2G.

3.1. Infraestrutura

Para a integração de um sistema V2G em larga escala é necessário dispor de uma infraestrutura de controlo que garanta a implementação da estratégia. A *figura 8* representa o esquema de uma arquitetura do V2G.

O sistema divide-se em 6 componentes principais, tais como:

- A rede elétrica;
- Um sistema de controlo e comunicação para troca de informações e comandos entre o VE e o operador do sistema, com o objetivo de gerir o fluxo de potência entre o VE e a rede elétrica;
- Estações de abastecimento;
- Um fluxo e carregadores bidirecionais entre o VE e a rede elétrica, que consistem em dois conversores, um AC/DC e um DC/DC. O conversor AC/DC é usado para retificar a potência AC para DC quando o VE se encontra a carregar e para converter a potência DC em AC quando o carro se encontra a descarregar para a rede. O conversor DC/DC é responsável pelo controlo bidirecional do fluxo de potência;
- A tecnologia plug-in e das baterias do VE, necessária para que o utilizador consiga carregar e descarregar o seu VE;
- Um dispositivo de medida inteligente que registe as trocas de energia entre a rede e o VE.

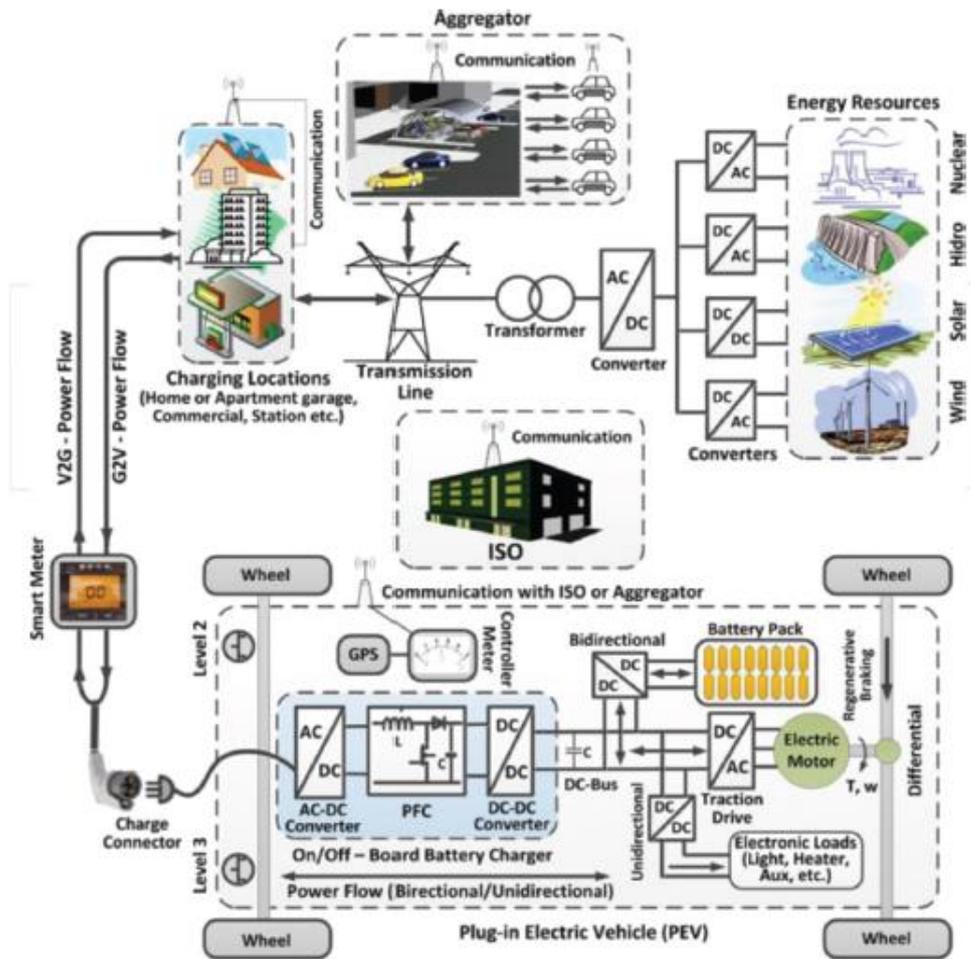


Figura 8 – Arquitetura da estratégia V2G [21]

3.2. Objetivos

Como já foi referido na introdução do Capítulo 3, o objetivo dos sistemas V2G é a utilização da energia armazenada nas baterias dos VEs para assegurar benefícios para os utilizadores e a rede elétrica.

É sabido que a energia renovável tem uma penetração na rede elétrica cada vez mais acentuada, e a sua intermitência é algo prejudicial para o SEE. Além da sua previsão ter erros elevados, tipicamente há excesso de disponibilidade de geração renovável nas horas de menor procura e défice nas horas de maior procura. Se se analisar as duas principais energias renováveis intermitentes, a geração eólica e a geração solar fotovoltaica, observa-se que geração eólica varia ao longo do dia de forma imprevisível apesar de tipicamente haver mais geração no período noturno. No caso da energia solar fotovoltaica, sendo também imprevisível, tipicamente tem o seu pico de geração cerca de 4 horas antes das horas de maior procura [22]. A *figura 9* exemplifica como o V2G pode ser

utilizado para atenuar as flutuações da eólica e para armazenar o excesso fotovoltaico durante o dia e transferir para o período noturno, respetivamente.

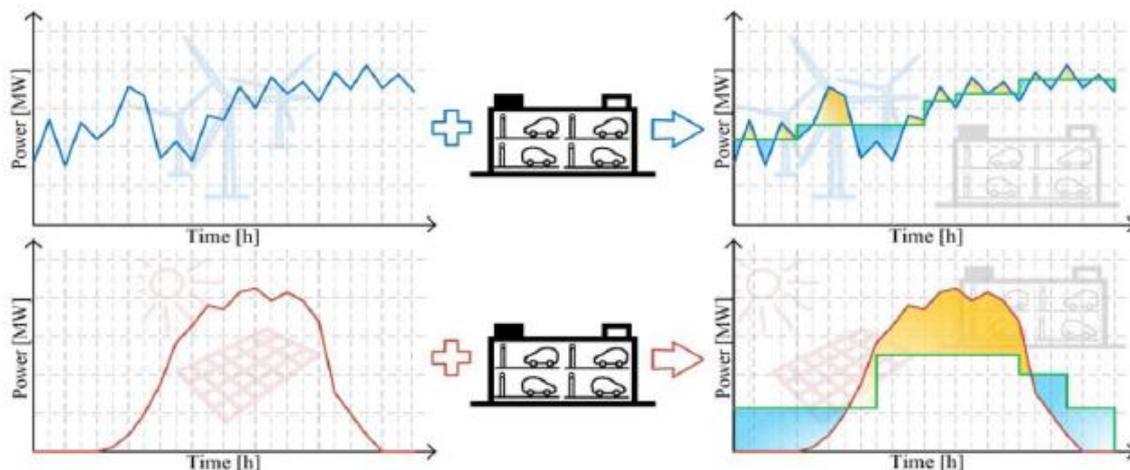


Figura 9 – Exemplificação da exploração das energias renováveis [22].

Sendo assim, é possível utilizar o V2G para melhorar os índices de fiabilidade, a estabilidade e a eficiência da rede elétrica, podendo vir a ser útil nas horas de ponta ou para assegurar serviços de sistema, como reserva girante ou na regulação. O funcionamento como reserva girante tem como função garantir a continuidade de serviço quando ocorrem variações, nomeadamente resultantes da intermitência de energias renováveis. O seu funcionamento na regulação, tira partido da rápida resposta das baterias, menor que um minuto, à procura de energia por parte da rede [22]. Esta característica pode ser utilizada pelo operador de rede para a regulação da rede elétrica pois as baterias do VE podem absorver ou injetar potência ativa e potencia reativa, que são características fundamentais para o controlo de frequência e o controlo de tensão respetivamente.

3.3. Limitações

Embora a estratégia V2G tenha vários benefícios para a rede elétrica, para que a sua implementação seja uma realidade, há ainda que superar uma série de desafios económicos, sociais e tecnológicos. O V2G é uma operação complexa, onde é necessário gerir a procura dos VE, ter um grande número de VE envolvidos e toda uma infraestrutura física e de comunicação, já abordada na secção 3.1, nomeadamente de um agregador, que fale em nome do cliente, responsável por gerir a carga e a descarga dos VE dentro da sua área de influência. A nível social, o V2G tem grandes dificuldades em satisfazer estas condições, pois os proprietários dos VE preferem guardar a energia das suas baterias para

viagens inesperadas ou emergências do que injetar potência na rede. Esta preferência é influenciada, entre outras, pela falta de infraestruturas de carregamento do VE fora da residência, e visto que durante as horas de maior procura, tipicamente, os VE se encontram estacionados na via pública ou no local de trabalho, há uma maior dificuldade em gerir, medir e acertar pagamentos pelas injeções de energia na rede.

Ao nível das baterias usadas nos VEs, a sua degradação acentuada quando estas são usadas na estratégia V2G é algo ainda sobre estudo e que necessita ser desenvolvido. O uso das baterias no V2G forçam as mesmas a efetuar mais ciclos de carga e descarga, aumentando a sua resistência interna e a diminuindo a sua capacidade mais rapidamente comparativamente a uma estratégia apenas de carregamento das baterias quando necessário [23]. Tem-se então como consequência uma degradação das baterias mais acentuada. A degradação das baterias depende ainda de mais fatores, que vão ser analisados com mais pormenor no Capítulo 4.

É ainda necessário um maior investimento e melhorias no software e hardware das infraestruturas necessárias para a implementação do V2G. Cada VE que participe no V2G, precisa de um carregador bidirecional, que é um hardware com um controlador complexo. Há também tensões elevadas, tanto no carregador unidirecional como no bidirecional, pelo que têm que ter medidas de segurança apertadas. O uso do carregador bidirecional está também associado a perdas de conversão de energia, pois os ciclos de carga e descarga requerem múltiplas conversões de energia. Se a frota de VEs for elevada, as perdas de conversão associadas ao conjunto de VEs podem ser significativas.

Além disto, existem várias discrepâncias entre os mercados, desde logo a regulação do mercado ser diferente consoante o país em questão. É necessária uma maior regulamentação, mais produção em massa, e mais incentivos económicos para o uso do V2G.

3.4. Estudos e Projetos

Existem vários estudos que demonstram o potencial dos sistemas V2G. Por exemplo, um estudo nos EUA abordou o Toyota RAV4 (27,4 kWh, 15 kW), considerando que este pode ser utilizando para armazenar ou injetar 7 kW durante o período de uma hora, concluindo que são necessários 143 Toyotas RAV4 para integrar uma central fotovoltaica de 1 MW. Assumindo que 1 MW de pico de energia fotovoltaica requer de 750 kWh a 1 MWh de V2G, então se um quinto dos 811 GW de capacidade das centrais de energia dos EUA for

de natureza fotovoltaica significa que são necessários 162 GW provenientes de V2G. Para isto ser possível, é necessário que 13% da frota de automóveis dos EUA sejam VEs [5].

Com a energia eólica acontece algo idêntico, embora seja mais complexo, pois as flutuações são mais imprevisíveis, com taxas altamente variáveis, pelo que os VEs podem não ter capacidade de acompanhar a procura de energia quando esta aumenta [25]. Assumindo que 700 GW são de natureza eólica, o V2G deve assegurar 42 GW, o que corresponde a 1,6% da frota geral de carros dos EUA [26].

Um outro estudo realizado nos EUA mostrou que um operador de sistema independente (ISO) com 50000 VE carregados a partir de energias renováveis e descarregados na rede elétrica pode reduzir as emissões e custos de rede pelo menos em 3,58\$ por veículo por dia [27].

Outro projeto, na Grã-Bretanha, tem como parceiros a Nissan e a ENEL, e a interligação será efetuada através da instalação e ligação de 100 unidades V2G em locais acordados com proprietários de veículos Nissan LEAF e Nissan e-NV200. Atualmente, se todos os 18 mil veículos elétricos da Nissan em circulação no Reino Unido estivessem ligados à rede elétrica com sistemas V2G poderiam ter o mesmo impacto que uma central de 180 MW. Se estes valores forem extrapolados para um futuro em que todos os veículos em circulação nas estradas do Reino Unido fossem elétricos, a tecnologia de ligação do veículo à rede elétrica poderia assegurar o equivalente a uma central de 370 GW. Esta capacidade seria igual ao conjunto da capacidade instalada atualmente pelo Reino Unido, Alemanha e França [28].

Existe também um projeto pioneiro na europa em Utrecht, Holanda, em que a empresa lomboXnet está a implementar um sistema V2G num bairro da cidade, pois a capacidade fotovoltaica da cidade é elevada. Estima-se que 200 carros elétricos e cerca de 200 pontos de carregamento espalhados pelos 2000 lugares de estacionamento consigam alimentar energeticamente a totalidade do bairro [29].

A EDP também já está a testar um novo carregador para VE com funcionalidade V2G e em 2017 já ocorreram vários testes com um Nissan Leaf de última geração da frota da EDP [30].

Existem também vários artigos científicos que analisam a viabilidade do V2G, por exemplo na estabilidade e na qualidade da potência. Um estudo numa subestação 33kV / 11kV localizada na cidade de Amã, na Jordânia, analisou os perfis de carga da subestação usando o software DIGSILENT. Foi analisada a distorção harmónica provocada pelo carregamento dos VE na rede elétrica em oito cenários de diferentes, horas de Inverno e de

Verão. Também foi analisado o efeito da tecnologia V2G em 14 cenários para diferentes níveis de penetração de veículos elétricos e os seus efeitos na estabilidade da tensão. Os resultados foram comparados com o padrão IEEE para os limites de distorção harmónica permitidos, onde se observou que a maior distorção harmónica ocorre no pico do verão, onde a taxa de penetração dos veículos elétricos tem o valor máximo de 0,37% [31].

Um outro estudo comparou dois estudos pilotos e contraditórios sobre V2G onde não se teve em consideração a degradação das baterias na carga e descarga do VE, e concluiu-se que a abordagem simplista adotada pelos dois estudos não é economicamente viável devido ao impacto que os ciclos de carga e descarga têm na vida útil da bateria. No entanto, se for utilizado um algoritmo de controlo inteligente com o objetivo de maximizar a longevidade da bateria esta abordagem pode ser viável, pois o algoritmo só permite o acesso à energia armazenada da bateria se não houver efeitos adversos na longevidade da bateria, portanto, no pior dos casos a bateria degrada-se de forma natural, como se não houvesse V2G. Esta abordagem baseia-se no desenvolvimento de modelos precoces de prognóstico da bateria e avanços na compreensão das causas, mecanismos e impactos da degradação da bateria [32].

4. CAPÍTULO 4

DEGRADAÇÃO DAS BATERIAS

Como já foi referido anteriormente, mais concretamente no ponto 3.3, existem várias limitações para a implementação do V2G, sendo que uma das maiores limitações é a degradação das baterias. Tal leva a uma necessidade de substituição das baterias, o que ocorre quando as baterias do VE ainda dispõem em média de 70-80% da sua capacidade nominal [34]. A referida substituição de baterias representa um custo elevado, sendo que atualmente o preço das células de baterias dos VEs é aproximadamente 114 €/kWh [33]. Assim, é preciso ter em consideração a influência do V2G na degradação das baterias. O V2G não otimiza a duração das baterias, força a aplicação de fatores de stress da bateria levando a uma degradação mais rápida das mesmas.

Os principais fatores de stress que influenciam a degradação das baterias são:

- Química da bateria;
- Número de ciclos feitos – onde um ciclo significa uma carga e uma descarga completas, considerando-se que têm a mesma influência na bateria, por isso não se distinguem uma da outra;
- Estado de carga (SOC) – é a energia ativa disponível para descarregar em percentagem da capacidade máxima e é determinado pela equação (1) onde Q_a é a energia ativa disponível num determinado tempo t e Q_r é a capacidade total ou máxima da bateria que ela ainda dispõe.

$$SoC(t)\% = \frac{Q_a(t)}{Q_r} \cdot 100\%; \quad (1)$$

- Profundidade de descarga (DoD) – é a percentagem da capacidade descarregada durante um certo período de tempo ou evento e é determinado através da equação (2) onde $SoC(t_{end})$ é o SOC final, respetivamente.

$$DoD\% = 100\% - SoC(t_{end})\%; \quad (2)$$

- Taxa de corrente (C-Rate) – é a taxa de carga ou descarga relativa à máxima capacidade e é determinado pela equação (3) onde I é a corrente de carga ou descarga da bateria.

$$C_{Rate} = \frac{|I| \cdot (1h)}{Q_r}; \quad (3)$$

- Temperatura da célula da bateria;
- Tempo;

Considerando estes fatores de stress das baterias, existem dois modelos de stress das baterias, o modelo de degradação por ciclos e o modelo de degradação espontânea, para analisar o seu impacto dos fatores de stress na vida útil das baterias. Para o estudo da evolução da degradação das baterias, foi analisado um estudo [34] que avaliou a perda de capacidade, aumento da resistência interna e a taxa de capacidade. Para tal foram selecionadas 36 células de baterias para a experiência sobre a degradação devido aos ciclos de vida e 16 células para a experiência da degradação devido ao calendário e projetados dois modelos para as respetivas experiências, que vão ser abordados nos próximos pontos.

Existe também outro método de quantificar o estado da bateria, o estado de saúde (SoH), e é determinado pela equação (4), onde Q_n é a capacidade nominal.

$$SoH_{\%} = \frac{Q_r}{Q_n} \cdot 100\% \quad (4)$$

4.1. Experiência com modelo de degradação por ciclos

Os modelos apresentados de seguida, focam-se em testar o impacto da descarga com estratégia V2G nas baterias, descarregando duas vezes por dia, num total de duas horas, à potência máxima em ordem a maximizar a poupança energética e os benefícios económicos para o proprietário do VE. Nesta análise considerou-se a temperatura ambiente, para o SoC ter menos influencia.

Na *figura 10(a)* deste modelo, procura-se combinar várias estratégias de carga e descarga dos VE, e para tal são estudadas quatro estratégias de funcionamento, o V2G que corresponde a uma descarga seguida de uma carga e descanso, o uso padrão (SU) que corresponde a carga seguida de um descanso, o G2V que corresponde a um descanso seguido de uma carga e descanso, sem qualquer carga. Os ciclos de funcionamento selecionados ocorrem em dois períodos de tempo distintos, em casa e no trabalho. Para esta

análise considerou-se que em casa não há a opção do funcionamento em descanso, sem qualquer carga. Na *figura 10(b)* observa-se que, utilizando o V2G duas vezes por dia, a perda de capacidade aumenta 75% e mesmo que a taxa de utilização do V2G seja reduzida para metade, isto é, uma descarga por dia com a duração total de uma hora, continua-se a verificar uma aceleração da perda de capacidade de 33%. Na *figura 10(b)* também se observa que quando se efetua duas cargas por dia, em vez de uma, que a perda de carga é reduzida em 5%. O estudo também concluiu que o V2G duas vezes por dia ou uma vez por dia, leva a um aumento da resistência interna em 10% e 5%, respetivamente. Na *figura 10(c)* observa-se que os a estratégia V2G pode diminuir a vida útil da bateria para menos de 5 anos e aumentar a perda de capacidade para mais de 20%.

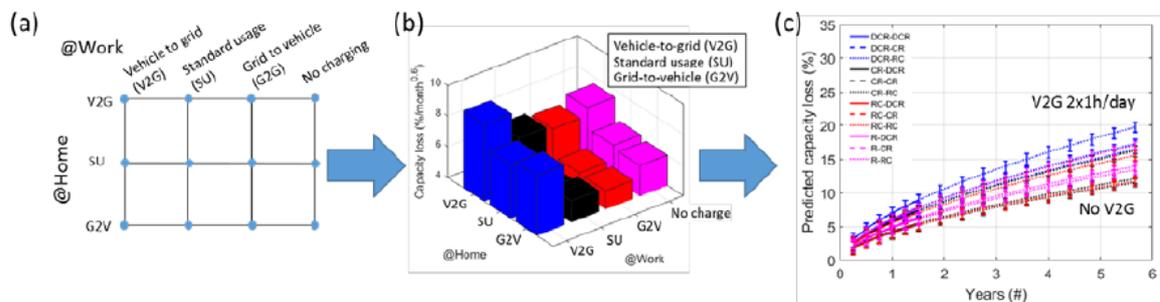


Figura 10 – Sumário da experiência com modelo de ciclo, com o prognóstico da perda de capacidade ao longo de 6 anos [34].

Também se analisaram os impactos do controlo do carregamento (G2V), isto é, no carregamento imediato depois da utilização do VE e conclui-se que praticamente não tem influência na capacidade armazenada (<1%) nem no aumento da resistência interna de (<5%).

4.2. Experiência com modelo de degradação espontânea

Este modelo de degradação está associado principalmente às alterações materiais das células associadas às reações entre os eletrões. Os principais fatores analisados neste modelo são a temperatura, o tempo e o SoC.

Para esta análise foram selecionados 4 níveis de temperatura (-27°C, 25°C, 45°C e 55°C) e os níveis de SoC correspondentes de forma a obter uma relação de temperatura máxima/SoC máximo através do software Design Expert® [35]. A *figura 11(a)* representa esses pontos. A experiência mostra que a capacidade do SoC tem um impacto muito maior a maiores temperaturas. A *figura 11(b)* foca-se numa análise mais detalhada do tempo de

degradação, onde se observa que à temperatura ambiente, carregar as baterias duas vezes por dia em vez de uma aumenta a taxa de perda de capacidade em 5%. Foi possível assim prever as consequências da temperatura, tempo e SoC na perda de capacidade ao longo de 6 anos como se pode observar na *figura 11(c)* e conclui-se que o impacto destes fatores também pode reduzir a vida útil da bateria para menos de 5 anos. O estudo também concluiu que a temperatura tem maior impacto na perda de capacidade e taxa de capacidade e o SoC tem maior influência no aumento na resistência interna das baterias.

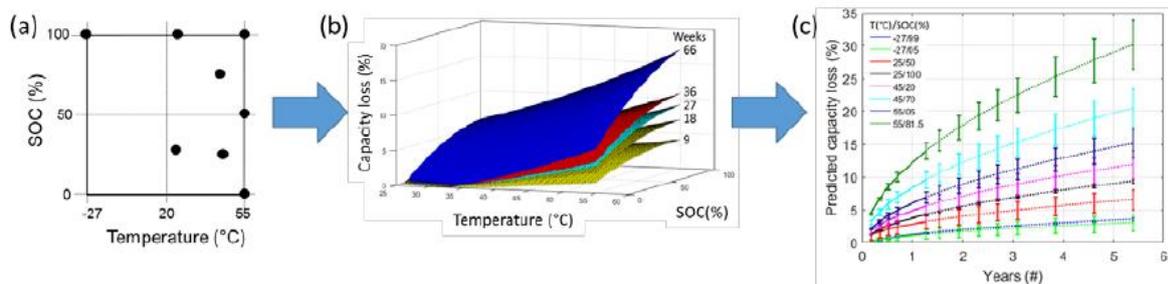


Figura 11 – Sumário da experiência com modelo de calendário, com o prognóstico da perda de capacidade ao longo de 6 anos [34].

Quanto ao controlo no G2V, observou-se que atrasar os perfis de carregamento do G2V não tem influência significativa à temperatura ambiente, pelo contrário, pode ser benéfico, sendo até aconselhado em climas mais quentes não carregar totalmente as baterias para não acelerar a degradação por calendário.

Conclui-se assim, que a estratégia V2G associada aos fatores de stress tem um impacto significativo na vida útil da bateria, reduzindo-a a menos de 5 anos, e levando a uma perda de capacidade de mais de 20%, significando que a sua utilização duas vezes por dia pode duplicar a perda de capacidade para o dobro.

4.3. Modelo de simulação

Para a análise feita nesta dissertação foi necessário aplicar um modelo de degradação para quantificar a degradação das baterias. Para tal foram analisados vários modelos de degradação [36][37][38][39][40]. Foi selecionado o modelo baseado numa degradação linear [36] devido a este tipo de modelo ter como vantagens a remoção do efeito da degradação causada pela corrente da bateria e assim uma análise mais fiável do tempo de degradação da mesma. Os modelos deixados de parte eram baseados em aproximação da

degradação química [37], modelos que recorrem a cálculo de matrizes [38][39] e baseados em cálculo contínuo [40].

Foram então aplicadas as equações do modelo [36] no ambiente de simulação Simulink. A equação (5) refere-se à degradação da bateria ao longo do número de ciclos, a equação (7) é a degradação por ciclo, a equação (8) é a degradação espontânea da bateria. A equação (6) é a soma destas duas últimas. As variáveis utilizadas nestas 4 equações são todas independentes e a degradação por ciclo é também independente do tempo.

$$L = 1 - e^{-f_d \cdot N} \quad (5)$$

$$f_d(\text{DoD}, \text{SoC}, C, T, n, N, t) = f_{cyc}(\text{DoD}, \text{SoC}, C, T, n, N) + f_{cal}(t, \text{SoC}_{avg}, T_{avg}) \quad (6)$$

$$f_{cyc}(\text{DoD}, \text{SoC}, C, T, n, N) = \sum_{i=1}^N f_{DoD}(\text{DoD}_i) \cdot f_{SoC}(\text{SoC}_i) \cdot f_C(C_i) \cdot f_T(T_i) \cdot n_i \quad (7)$$

$$f_{cal}(t, \text{SoC}_{avg}, T_{avg}) = k_t \cdot t \cdot f_{SoC}(\text{SoC}_{avg}) \cdot f_T(T_{avg}) \quad (8)$$

Onde:

- L – Função de degradação da bateria;
- f_d – Degradação linear;
- f_{cyc} – Degradação devido ao uso, por ciclo
- f_{cal} – Degradação espontânea da bateria;
- f_{DoD} – Modelo de stress para o DoD;
- f_{SoC} – Modelo de stress para o SOC;
- f_C – Modelo de stress para o C-Rate;
- f_T – Modelo de stress para a temperatura;
- DoD – Profundidade de descarga;
- SoC – Estado de carga;
- SoC_{avg} – Estado de carga médio;
- C – C-Rate;
- T – Temperatura;
- T_{avg} – Temperatura média;
- n – Indicador de ciclo completo ($n=1$) ou meio ($n=0.5$);

- N – Número de ciclos;
- t – Tempo de duração;
- k_t – Coeficiente de stress do tempo.

As 4 equações apresentadas a seguir (9), (10), (11), (12), correspondem aos modelos de stress para o DoD, SoC, C-Rate e temperatura, respetivamente.

$$f_{DoD}(DoD) = (k_{DoD1} \cdot DoD^{k_{DoD2}} + k_{DoD3})^{-1} \quad (9)$$

$$f_{SoC}(SoC) = e^{k_{SoC} \cdot (SoC - SoC_{ref})^2} \quad (10)$$

$$f_C(C) = e^{k_C \cdot (C - C_{ref})} \quad (11)$$

$$f_T(T) = e^{k_T \cdot (T - T_{ref}) \cdot \frac{T_{ref}}{T}} \quad (12)$$

Onde:

- f_{DoD} – Modelo de stress para o DoD;
- f_{SoC} – Modelo de stress para o SoC;
- f_C – Modelo de stress para o C-Rate;
- f_T – Modelo de stress para a temperatura;
- $k_{DoD1}, k_{DoD2}, k_{DoD3}$ – Coeficientes de degradação para o DoD;
- k_{SoC} – Coeficiente de degradação para o SoC;
- SoC_{ref} – SoC de referência;
- k_C – Coeficiente de degradação para o C-Rate;
- C_{ref} – C-Rate de referência;
- k_T – Coeficiente de degradação para a temperatura;
- T_{ref} – Tempo de referência.

5. CAPÍTULO 5

CASOS DE ESTUDO

Com o objetivo de estimar o custo final para o consumidor e as poupanças do ponto de vista da rede elétrica que resultam da aplicação do V2G no panorama português, foram elaborados casos de estudo, considerando diferentes quantidades de veículos.

5.1. Dados dos Veículos

Tendo em consideração os dados apresentados nos capítulos anteriores, onde a aplicação do V2G acelera a degradação das baterias, foi analisado o custo de substituição da bateria do VE. A *tabela 2* apresenta discriminadamente os preços de substituição das baterias, para os respetivos modelos de VEs. O preço de substituição da bateria do Nissan Leaf foi obtido por uma relação linear entre a capacidade e o preço de substituição da versão anterior, e o preço de substituição da bateria do Kia Soul EV e do Volkswagen e-Golf foi obtido através da média do custo em €/kWh entre o Nissan Leaf e o Renault Zoe. A autonomia dos VEs depende de vários fatores, como a temperatura e a velocidade. Para tal, não foram usados os dados fornecidos pelos fabricantes, mas sim os dados fornecidos em [45], combinando o desempenho do VE em cidade e autoestrada em clima ameno, pois é o cenário que se adequa mais ao clima português. É de referir que o melhor caso é baseado numa temperatura de 23°C sem uso de ar condicionado.

Segundo a informação já apresentada no Capítulo 2, os VEs em média percorrem 15 km diários [20]. Cruzando este dado com a *tabela 2* foram obtidos os resultados apresentados na *tabela 3*, sobre o consumo médio diário e a percentagem da capacidade restante.

Em Portugal estima-se que haja em circulação aproximadamente 4,6 milhões de veículos [45]. Até Julho de 2017 foram vendidos em Portugal 4181 VEs ligeiros [46][47], que correspondem a apenas 0,09% dos veículos totais existentes no país. Contudo, definiram-se 3 cenários com maior percentagem de VEs em circulação (10%, 25% e 50%), com o intuito da penetração dos VEs na rede permitir a aplicação do V2G de forma significativa. A *tabela 4* indica aproximadamente o número de veículos e respetiva percentagem dos vários modelos dos VEs em circulação. Os dados selecionados para a

análise do número de VEs apenas representam os veículos vendidos em Portugal, não incluindo as compras diretas ao estrangeiro, novos e em segunda mão, nem o abate.

Tabela 2 – Modelos de VEs com a respetiva autonomia e preço de substituição [41][42][43][44][45].

	<i>Autonomia (km)</i>	<i>Capacidade total (kWh)</i>	<i>Capacidade disponível (kWh)</i>	<i>Capacidade n. disponível (%)</i>	<i>Preço substituição</i>
Nissan Leaf	193	30	28	6,67	€5 610
Renault Zoe	298	41	39	4,88	€7 000
BMW i3	193	33,2	27,2	18,1	€7 000
Kia Soul EV	201	33	30	9,09	€5 900
Volks. e-Golf	233	35,8	32	10,6	€6 400
Tesla Model S	555	100	94	6,00	€16 300

Tabela 3 – Modelos de VEs com a respetiva capacidade utilizada para 15 km diários.

	<i>Capacidade utilizada (kWh)</i>	<i>Capacidade utilizada (%)</i>
Nissan Leaf	2,18	7,25
Renault Zoe	1,96	4,79
BMW i3	2,11	6,38
Kia Soul EV	2,34	6,78
Volkswagen e-Golf	2,06	5,75
Tesla Model S	2,54	2,54

Tabela 4 – Número aproximado de VEs e respetiva percentagem [47].

	<i>Número de VEs</i>	<i>Número de VEs (%)</i>
Nissan Leaf	968	23,15
Renault Zoe	1 130	27,03
BMW i3	743	17,77
Kia Soul EV	95	2,27
Volkswagen e-Golf	79	1,89
Tesla Model S	117	2,80
Outros	1 049	25,09
Total	4 181	100

5.1.1. Cenário 1 – Impacto de 10% de VEs

Na análise do impacto da penetração do V2G para os vários cenários, apenas se consideraram os 3 modelos mais representativos, nomeadamente o Nissan Leaf, o Renault

Zoe e o BMW i3. Na *tabela 5* apresenta-se a percentagem dos modelos dos VEs, para as condições do cenário 1 (10% de VEs em circulação em Portugal) e qual a capacidade máxima que cada modelo e no conjunto tem disponível para utilização em V2G. A capacidade máxima das baterias disponível para V2G, $Q_{V2G_{max}}$ (kWh) por unidade é obtida pela equação (13), onde $Q_{deg_{p.u}}$ (p.u) representa a capacidade não disponível da bateria para não acelerar a sua degradação, $Q_{diário_{p.u}}$ (p.u) representa a capacidade necessária para o VE efetuar 15 km diários, 0.15 p.u. uma capacidade de reserva para o utilizador e Q_n representa a capacidade nominal (kWh).

$$Q_{V2G_{max}} = Q_n - ((0,15 + Q_{deg_{p.u}} + Q_{diário_{p.u}}) \cdot Q_n) \quad (13)$$

Tabela 5 – Capacidade disponível para V2G para um cenário de 10% de VEs em circulação em Portugal.

<i>Cenário 1 (10%)</i>	<i>Número de VEs (%)</i>	<i>Número de VEs</i>	<i>$Q_{V2G_{max}}$ (MWh)</i>	<i>$Q_{V2G_{max}}$ (Unidade) (kWh)</i>
Nissan Leaf	23,15	106 490	2 270	21,32
Renault Zoe	27,03	124 338	3 841	30,89
BMW i3	17,70	81 420	1 637	20,11
Outros	32,12	147 752	4 223	28,58
Total	100	460 000	11 971	26,02

5.1.2. Cenário 2 – Impacto de 25% de VEs

A *tabela 6* ilustra a capacidade disponível para o V2G nas condições do cenário 2 (25% de VEs em circulação). $Q_{V2G_{max}}$ (Unidade)(kWh) foi obtido através da equação (13).

Tabela 6 – Capacidade disponível para V2G para um cenário de 25% de VEs em circulação em Portugal.

<i>Cenário 2 (25%)</i>	<i>Número de VEs (%)</i>	<i>Número de VEs</i>	<i>$Q_{V2G_{max}}$ (MWh)</i>	<i>$Q_{V2G_{max}}$ (Unidade) (kWh)</i>
Nissan Leaf	23,15	266 225	5 676	21,32
Renault Zoe	27,03	310 845	9 602	30,89
BMW i3	17,70	203 550	4 093	20,11
Outros	32,12	369 380	10 557	28,58
Total	100	1 150 000	29 928	26,02

5.1.3. Cenário 3 – Impacto de 50% de VEs

A *tabela 7* foi obtida de igual forma à *tabela 5* e à *tabela 6*, apenas variando a percentagem de VEs em circulação para 50%, e também indica o valor da capacidade disponível para o V2G nestas condições.

Tabela 7 – Capacidade disponível para V2G para um cenário de 50% de VEs em circulação em Portugal.

<i>Cenário 3 (50%)</i>	<i>Número de VEs (%)</i>	<i>Número de VEs</i>	<i>Q_{V2G_{max}} (MWh)</i>	<i>Q_{V2G_{max}} (Unidade) (kWh)</i>
Nissan Leaf	23,15	532 450	11 352	21,32
Renault Zoe	27,03	621 690	19 204	30,89
BMW i3	17,70	407 100	8 187	20,11
Outros	32,12	738 760	21 114	28,58
Total	100	2 300 000	59 856	26,02

É de referir que os dados obtidos nas *tabelas 5, 6 e 7* relativos à máxima capacidade disponível para V2G assumem que todos os utilizadores estão ligados à rede com a mesma percentagem da capacidade máxima, ao mesmo tempo e com a mesma disponibilidade temporal.

5.2. Dados da Rede

Depois de conhecido o potencial da capacidade de armazenamento do V2G nos três cenários selecionados, foram analisados os dados sobre as características da rede elétrica e respetivos diagramas de carga recolhidos em [48]. Esta análise de dados pretende analisar o impacto do V2G na rede, tendo sido escolhidos um dia de Inverno, Primavera e Verão com excesso médio de energia acentuado, intermédio e nulo respetivamente. Para a amostra foi selecionado o ano civil de 2016 pois o ano civil de 2017 foi um ano atípico em termos de geração renovável, com uma geração renovável bastante baixa, devido às reduzidas afluências hídricas [49].

Na *tabela 8* encontram-se os dados do excesso de energia médio mensal e o preço médio da energia no MIBEL. A energia renovável gerada em excesso face ao consumo foi calculada através da equação (14).

$$Q_{excesso} = Q_{renovável} - Q_{Consumo+Bombagem} \quad (14)$$

Como se pode observar na *tabela 8*, os maiores excessos ocorrem durante o Inverno, que é quando se registam períodos mais ventosos e mais chuvosos, privilegiando a hídrica e a eólica, que são as energias renováveis que têm mais capacidade instalada em Portugal. Os baixos valores de excesso médio mensal em Novembro e Dezembro devem-se à proximidade do ano civil de 2017 e a já referida baixa afluência hídrica.

No Verão, apesar de não existir excesso de energia disponível, observa-se que tipicamente quando o excesso médio mensal diminui a tarifa média aumenta, pelo que o V2G poderá também ser utilizado para tirar partido da variação de preços, tal como se irá analisar nos próximos subcapítulos com mais detalhe.

Tabela 8 – Excessos médios mensais para os meses em estudo.

<i>Mês</i>	<i>Excesso médio mensal (MWh/dia)</i>	<i>Tarifa média (€/MWh)</i>
Janeiro	9 132	36,39
Fevereiro	16 112	27,35
Março	4 651	27,7
Abril	14 062	23,5
Mai	7 050	24,93
Junho	22,6	38,28
Julho	0	40,36
Agosto	0	41,14
Setembro	0	43,61
Outubro	17,98	52,78
Novembro	24,62	56,25
Dezembro	0	60,27

5.2.1. Inverno

O critério da escolha do dia representativo de Inverno foi o excesso diário de geração de energia face ao necessário para consumo. Consequentemente, foi selecionado o dia 13 de Fevereiro de 2016, que apresenta um excesso de geração idêntico à média mensal. Na *figura 12* está representado o seu diagrama de carga, onde se observa que existe excesso de energia praticamente todo o dia, com a exceção das 10:45h às 12:45h, verificando-se um excesso de energia total de 16055 MWh, similar ao excesso médio mensal de Fevereiro (16112 MWh) apresentado na *tabela 8*. Na *figura 13 (a)* está representada a do MIBEL ao longo do mesmo dia, que apresenta uma média de 35,36 €/MWh. Na *figura 13 (b)* está representado em mais pormenor a geração da Produção em Regime Especial (PRE).

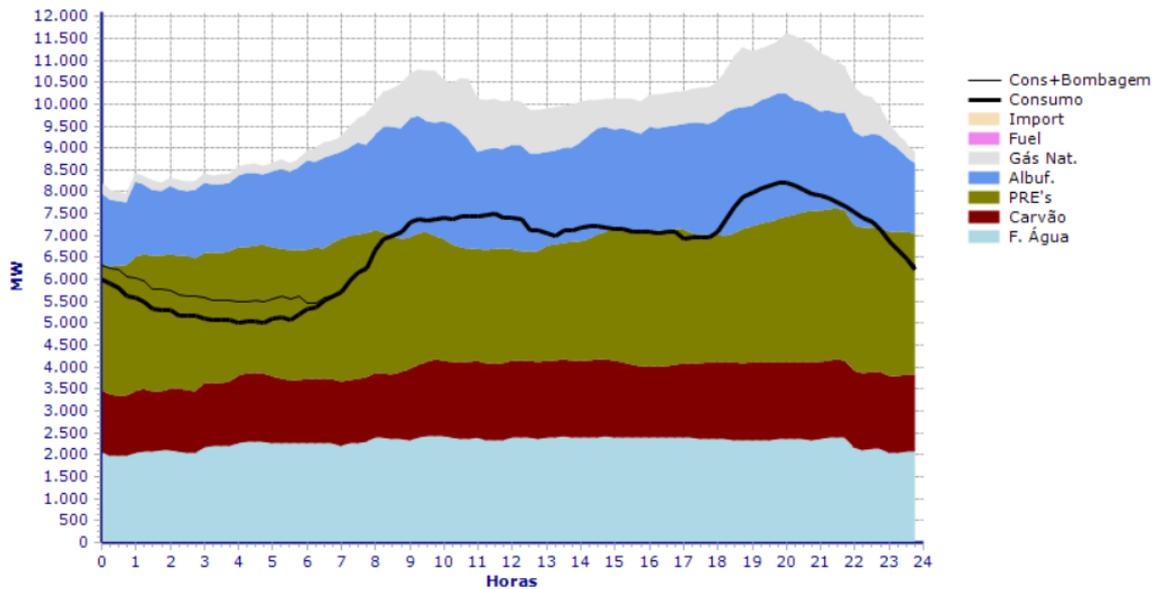
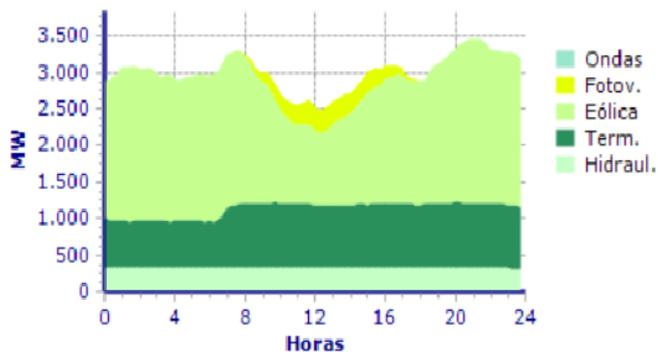


Figura 12 – Diagrama de consumo total de um dia de 18-02-2016 [48].

HORA	Diário		HORA	Diário	
	PT	ES		PT	ES
1	29,00	29,00	13	39,62	39,62
2	25,05	25,05	14	37,99	37,99
3	26,18	26,18	15	37,99	37,99
4	21,03	21,03	16	37,20	37,20
5	19,89	19,89	17	37,66	37,66
6	21,97	21,97	18	38,88	38,88
7	26,69	31,92	19	42,50	42,50
8	28,90	42,99	20	49,89	49,89
9	36,69	45,47	21	45,00	45,00
10	42,99	47,01	22	42,99	42,99
11	46,00	46,00	23	37,40	37,40
12	42,99	42,99	24	34,09	34,09

Unidades: €/MWh



(a)

(b)

Figura 13 – (a) os preços de mercado [50]; (b) produção em regime especial [48] de 18-02-2016.

Como se pode observar por estas duas figuras, o excesso de geração é praticamente todo proveniente das albufeiras e fio de água com uma ponta conjunta e geração de 5078 MW e 103,8 GWh, respetivamente, e eólica com uma ponta e geração de 2238 MW e 42,7 GWh. A geração fotovoltaica teve uma ponta de apenas 315 MW e uma geração de 2,1 GWh.

5.2.2. Verão

Por norma não existe excesso de geração renovável no Verão, pelo que o critério da escolha do dia representativo de Verão foi a tarifa média mensal da energia no MIBEL, verificando-se um valor de 41,52 €/MWh no dia 29 de Agosto de 2016, um valor semelhante aos 41,14 €/MWh correspondentes à média do mês de Agosto. A figura 14

representa o diagrama de carga do mesmo dia, onde se observa que praticamente só há geração hídrica em regime ordinário nas horas de maior consumo com uma ponta e geração de 2187 MW e 21,9 GWh, respetivamente. Na *figura 15 (b)* observa-se que a geração eólica tem mais incidência no período noturno, com uma ponta e geração de 1813 MW e 27,7 GWh, respetivamente, e a fotovoltaica durante o período diurno, com uma ponta e geração de 346 MW e 2,9 GWh, apresentando alguma complementaridade. Apesar disto, nunca há excesso de geração renovável, mas há a possibilidade de utilizar o V2G para armazenar e transferir energia das horas de menor procura, pois a diferença da tarifa entre esses dois períodos é de 12,4€/MWh. Na *figura 15 (a)* encontram-se discriminadas as tarifas do MWh ao longo do dia.

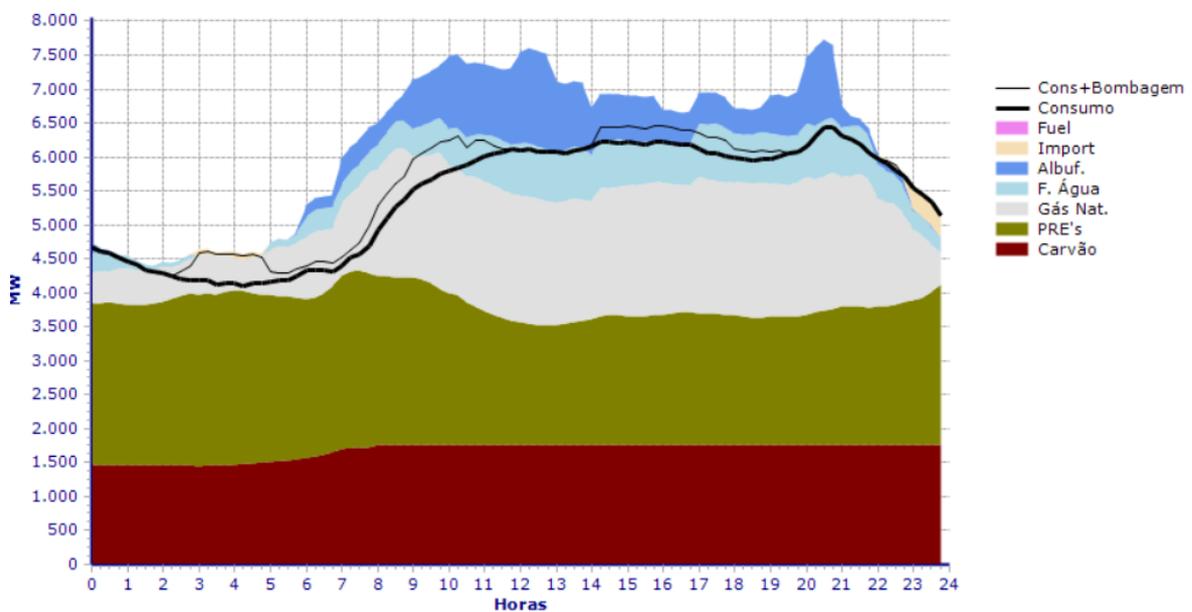
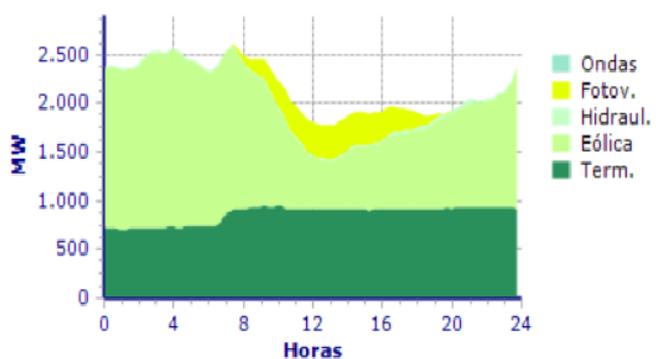


Figura 14 – Diagrama de consumo total de um dia de 29-09-2016 [48].

HORA	Diário		HORA	Diário	
	PT	ES		PT	ES
1	39,96	39,96	13	45,69	45,69
2	35,30	35,30	14	46,19	46,19
3	35,26	35,26	15	45,46	45,46
4	34,70	34,70	16	44,69	44,69
5	33,79	33,79	17	42,69	42,69
6	34,00	34,00	18	43,35	43,35
7	36,66	36,66	19	44,41	44,41
8	40,26	40,26	20	43,86	43,86
9	42,11	42,11	21	44,69	44,69
10	44,19	44,19	22	45,89	45,89
11	44,69	44,69	23	43,52	43,52
12	44,69	44,69	24	40,40	40,40

Unidades: €/MWh



(a)

(b)

Figura 15 – (a) os preços de mercado [50]; (b) produção em regime especial [48] de 29-09-2016.

5.2.3. Primavera

Como critério do dia representativo de Primavera também foi escolhido o dia com o excesso diário de geração renovável mais próximo da média. O dia selecionado foi o dia 18 de Maio de 2016. Na *figura 16* está representado o seu diagrama de carga, e como sendo o dia intermédio entre o dia representativo de Inverno e de Verão, o excesso diário foi de 8424 MWh, um valor próximo da média mensal de Maio que teve um valor de 7050 MWh. Mais uma vez a geração ordinária hídrica e a eólica são as predominantes, registando uma ponta de 4753 MW e 2122 MW e uma geração de 80,7 GWh e 39,1 GWh, respetivamente. A *figura 17(b)* apresenta a geração das PRE. A geração fotovoltaica teve uma ponta e uma geração de 271 MW e 1,9 GWh. Na *figura 17(a)* estão discriminadas as tarifas do dia representativo de Primavera selecionado, com uma tarifa média de 18,92 €/MWh.

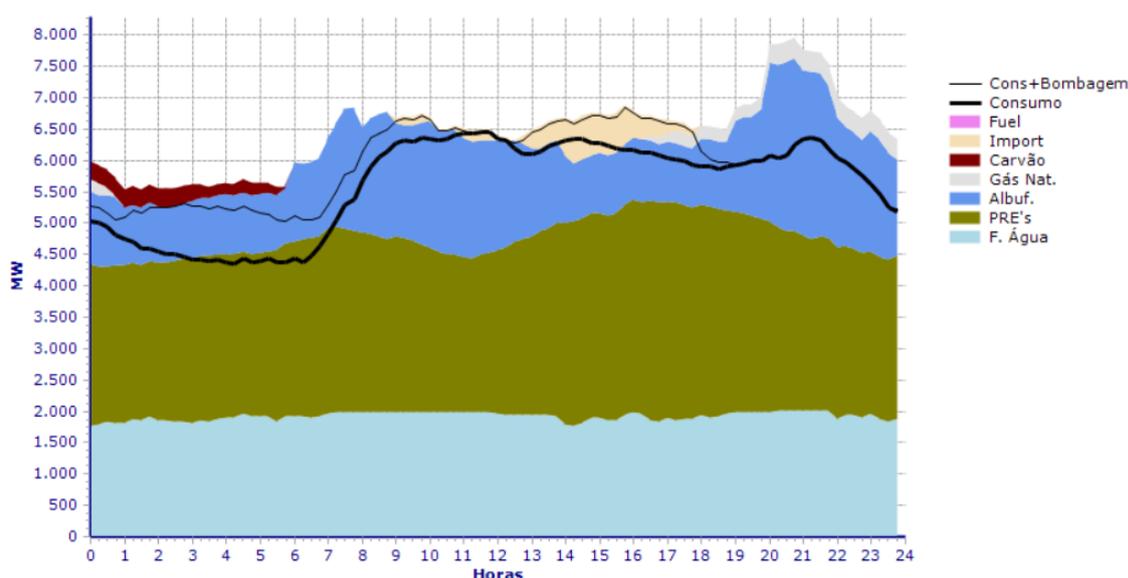
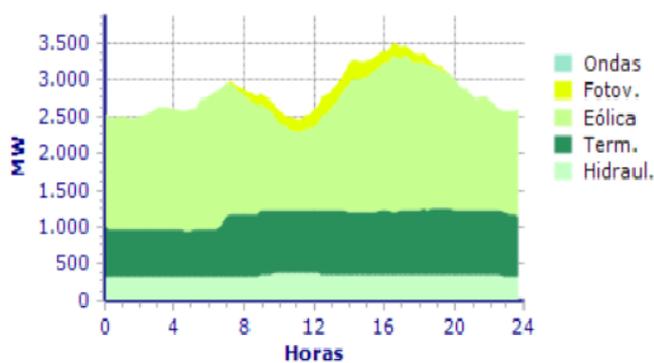


Figura 16 – Diagrama de consumo total de um dia de Primavera [48].

HORA	Diário		HORA	Diário	
	PT	ES		PT	ES
1	22,94	22,94	13	25,00	25,00
2	20,59	20,59	14	23,19	23,19
3	14,90	14,90	15	20,59	20,59
4	12,00	12,00	16	15,00	15,00
5	10,25	10,25	17	10,25	10,25
6	10,50	10,50	18	10,25	10,25
7	13,30	13,30	19	10,25	10,25
8	22,69	22,69	20	16,69	16,69
9	24,69	24,69	21	21,00	21,00
10	27,00	27,00	22	25,03	25,03
11	26,63	26,63	23	24,00	24,00
12	25,00	25,00	24	22,40	22,40

Unidades: €/MWh



(a)

(b)

Figura 17 – (a) os preços de mercado [50]; (b) produção em regime especial [48] de 13-05-2016.

6. CAPÍTULO 6

AVALIAÇÃO TÉCNICA E ECONÓMICA

Neste capítulo são estudados quais os impactos dos casos de estudo apresentados no capítulo anterior. Inicialmente são analisadas as poupanças económicas possíveis do ponto de vista da rede elétrica e do consumidor e os impactos no diagrama de cargas considerando a capacidade disponível dos VEs para os diferentes cenários. Na segunda parte é feita a avaliação económica considerando a degradação das baterias devido ao V2G para os cenários considerados.

6.1. Avaliação técnica do V2G

Para tal foi necessário recolher dados sobre em que horas os VEs se encontram estacionados, quer em casa quer no trabalho. Segundo [51], a maioria dos VEs fazem a sua primeira viagem por volta das 08:00h regressam a casa por volta das 19:00h, como se pode observar na figura 18. A partir das 24:00h encontram-se estacionados em casa 96% dos VEs (*figura 19*). O mesmo raciocínio foi feito para a descarga, com mais de 90% de carros fora de casa a partir da 10:00h, considerou-se que estes estão tipicamente no trabalho e disponíveis para descarga.

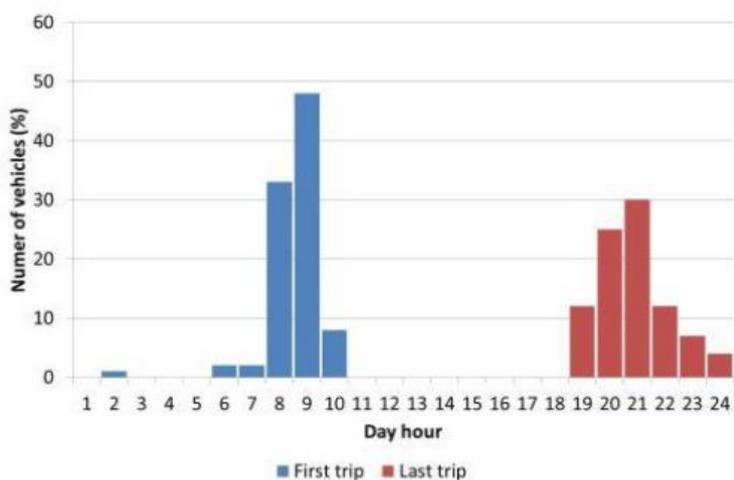


Figura 18 - Distribuição das horas correspondentes à primeira e última viagem do dia [51].

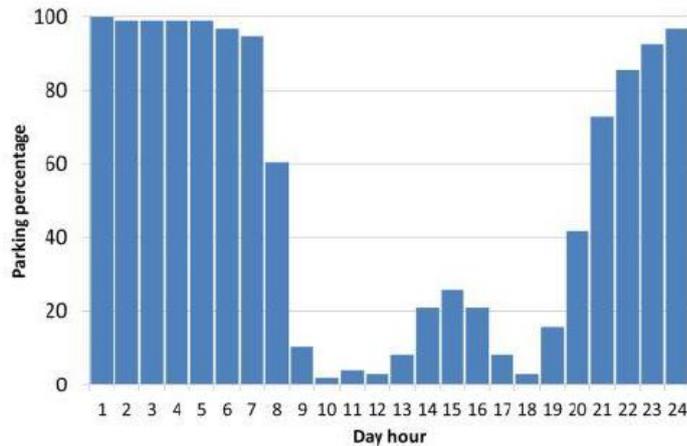


Figura 19 - Padrão de estacionamento residencial [51].

Sabendo o período temporal em que os VEs preferencialmente carregam e descarregam, assim como a média aproximada da duração da carga após o V2G e a duração da descarga, pode-se assim estimar quais as poupanças possíveis para a rede e para o consumidor com a transferência de energia entre as horas de vazio e as horas de ponta. Para o consumidor a tarifa utilizada é a bi-horária.

A *tabela 9* apresenta as potências de carga e descarga (considerou-se que é a mesma) em kWh e a respetiva duração da carga e da descarga (transferindo a máxima potência fornecida pelo V2G), a capacidade do VE, a capacidade disponível para o V2G, e a capacidade necessária para se movimentarem. Foi considerado que todos os utilizadores têm disponível uma alimentação trifásica de 16A, 11 kW. De seguida, foram selecionados os carregadores com a potência mais comum para cada modelo dos VEs [45][52][53]. Na *tabela 9* pode-se observar as potências selecionadas, onde Q_{total} é a capacidade total dos VEs, Q_{viagem} é a capacidade necessária para a utilização do VE no dia a dia, $Q_{V2G_{max}}$ é a capacidade máxima que se pode usar em V2G, calculada pela equação (13). A duração da carga corresponde ao tempo necessário para carregar a diferença entre capacidade total e a capacidade máxima disponível para V2G e a duração da descarga corresponde ao tempo necessário para descarregar a diferença entre a capacidade total e a soma da capacidade máxima disponível para V2G e a capacidade necessária para a utilização dos VEs.

Tabela 9 – Potência, duração da carga após V2G, duração da descarga em V2G e duração de uma carga completa para os VEs considerados [45].

	Potência (kW)	Q_{total} (kWh)	Q_{viagem} (kWh)	$Q_{V2G_{max}}$ (kWh)	$Q_{V2G_{max}}$ + Q_{viagem} (kWh)	Duração carga em G2V (h)	Duração descarga em V2G (h)
Nissan Leaf	3,60	30,00	2,18	21,32	23,50	6,53	5,92
Renault Zoe	11,00	41,00	1,96	30,89	32,85	2,99	2,81
BMW i3	11,00	33,20	2,11	20,11	22,22	2,02	1,83
Outros c/ tesla	7,00	40,47	2,16	28,58	30,74	4,39	4,09
Total	8,00	36,90	2,10	26,02	28,12	3,51	3,25

6.1.1. 10% de penetração de VEs

6.1.1.1. Inverno

Assumindo um comportamento padrão dos utilizadores do VE, foi definido um período temporal de carga e descarga considerando sempre os dados da tabela anterior. Foi seleccionado como período de carga o intervalo de tempo entre as 00:00h e as 07:00, pois segundo as *figuras 18 e 19* os VEs fazem a sua última viagem na última hora do dia e a sua primeira viagem, maioritariamente, na oitava hora do dia, encontrando assim estacionados em casa durante esse período cerca de 98%.

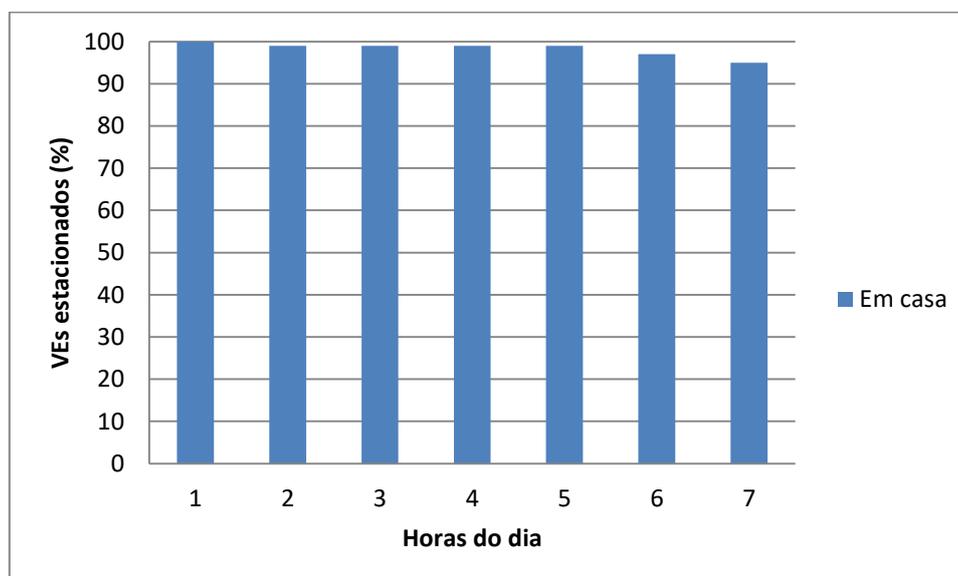


Figura 20 – Percentagem de VEs estacionados em casa no período de carga.

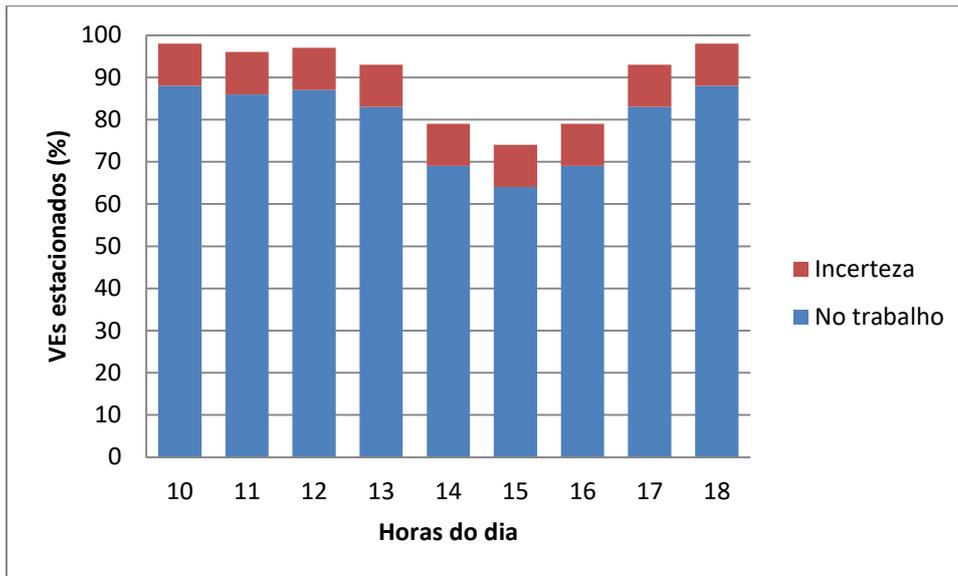


Figura 21 – Percentagem de VEs estacionados no trabalho no período de descarga.

Após a análise das *figuras 18 e 19*, como período de descarga foi selecionado o intervalo entre as 09:00 e as 18:00, pois observa-se que os VEs já não se encontram a iniciar viagens, encontrando-se fora de casa cerca de 90%. Além destes 10% de VEs indisponíveis, foi ainda considerada uma incerteza de 10% que representa os VEs que podem estar em circulação ou num estacionamento sem acesso à rede de energia resultando assim num total de 20% de VEs indisponíveis no período de descarga. Nas *figuras 20 e 21* pode-se observar os períodos selecionados com a respetiva percentagem de VEs estacionados.

Na *figura 22* pode-se observar a distribuição de energia caso todos os VEs estivessem ligados à rede ao mesmo tempo, começando às 00:00h e a pararem em função da capacidade disponível.

Na *figura 23* pode-se observar o consumo durante o período considerado, o novo consumo consequente do carregamento dos VEs, a energia em excesso e a energia armazenada nos VEs. Foi considerado que o agregador tem a capacidade de selecionar quais os VEs que fazem troca de energia com a rede elétrica em todos os períodos de tempo. O primeiro objetivo na obtenção destas curvas foi armazenar todo o excesso de energia renovável, que corresponde aproximadamente a 59,75% da energia armazenada. Depois disto, como ainda havia capacidade disponível nos VEs, o segundo objetivo foi concentrar o carregamento dos VEs nas horas em que os preços do MIBEL são mais reduzidos, mas com um limite máximo de VE em cada hora para não se criarem picos nem desequilíbrios muito acentuados no diagrama de carga.

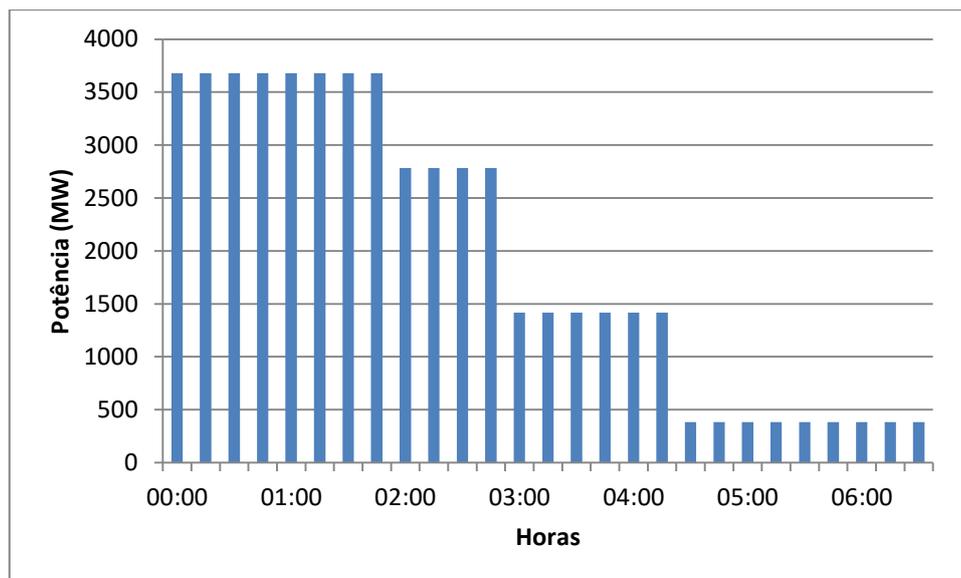


Figura 22 – Distribuição da capacidade disponível dos VEs.

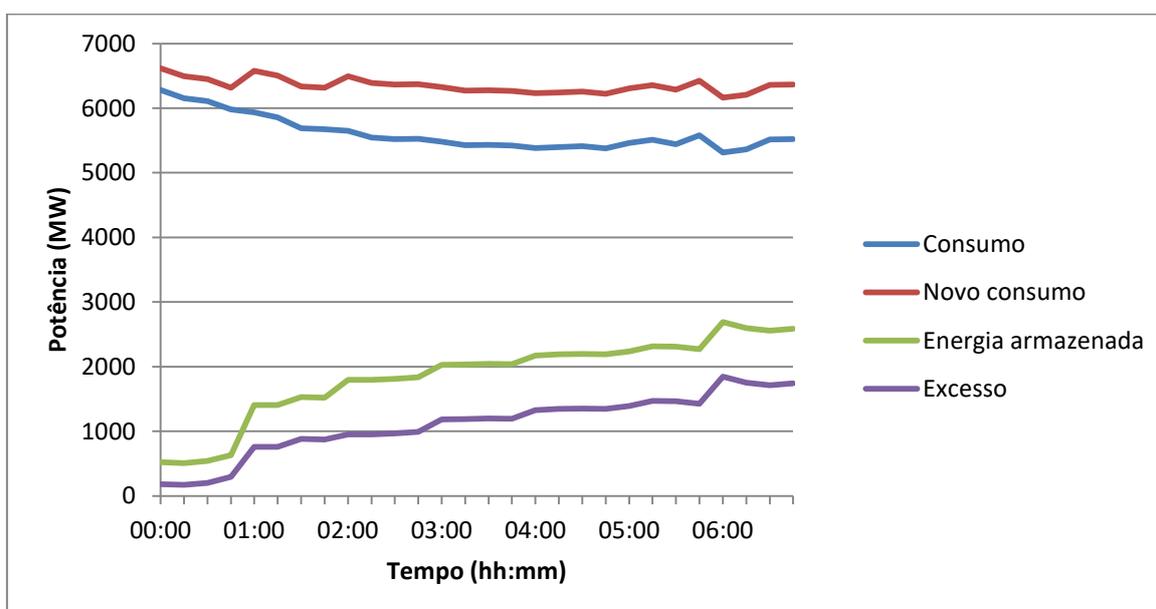


Figura 23 – Energia durante o período de carga

Por exemplo, se se comparar o período entre as 00:00 às 01:00 e das 06:00 às 07:00 verifica-se que no primeiro são armazenados 550 MWh e é armazenado todo o excesso de energia renovável que correspondem a 214 MWh, cerca de 39% da energia armazenada e os preços do MIBEL são de 29 €/MWh. No segundo período são armazenados 2600 MWh onde 67,3% (1749 MWh) da energia armazenada corresponde ao excesso de energia renovável e o preço do MIBEL neste período é de 26,69 €/MWh. Além disso, analisando-se a nova curva do consumo, pode-se observar que esta se tornou mais plana. A *figura 24*

apresenta a diferença das curvas entre o máximo e o mínimo em percentagem do máximo. Na curva do consumo verifica-se um desnível entre o máximo e o mínimo de cerca de 15% enquanto que na curva do novo consumo o desnível é de apenas 7%, respeitando o segundo objetivo proposto.

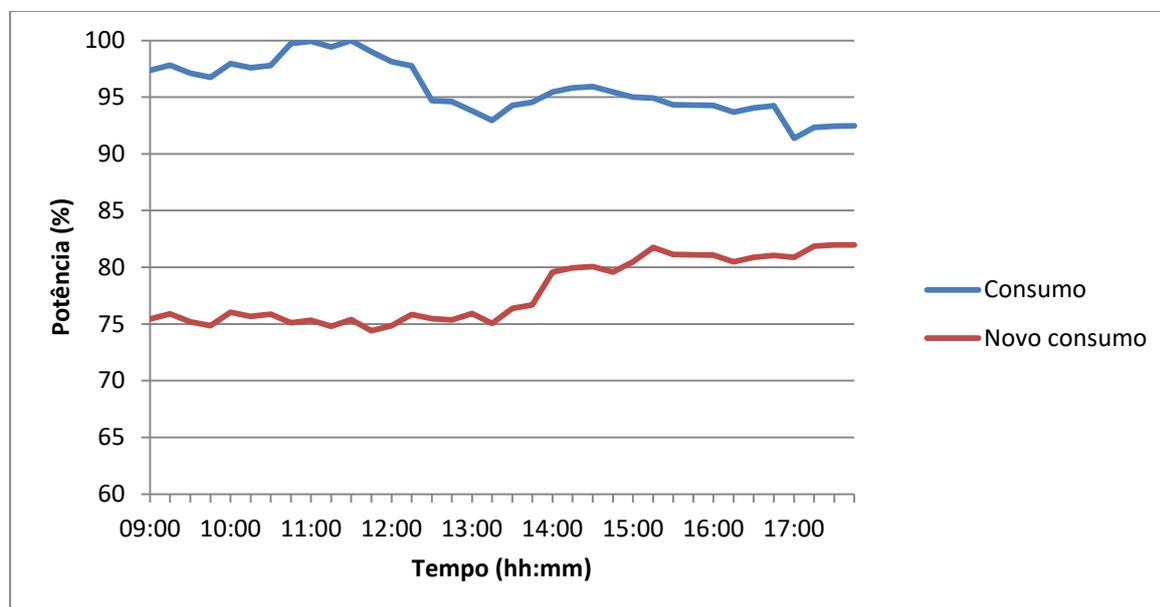


Figura 24 – Consumo e novo consumo durante a carga em percentagem da máxima energia.

A *figura 25* representa o período de descarga tendo em conta os períodos definidos na *figura 21*, com as curvas do consumo, do novo consumo e da energia injetada a cada instante. Em sentido contrário à *figura 20*, a curva do novo consumo tem um valor médio inferior ao do consumo de base, com valores de 5790 MWh e de 7120 MWh, respetivamente. Desta vez, foi injetada energia preferencialmente nas horas em que os preços do MIBEL eram maiores, como se pode observar ao comparar os períodos das 09:00 às 10:00 onde são injetados 1630 MWh a um preço de 42,99 €/MWh e das 17:00 às 18:00 onde são injetados 780 MWh a um preço de 38,88 €/MWh e verifica-se que o novo consumo é mais plano. Na *figura 26* também representa a diferença entre o máximo e o mínimo, mas desta vez para o período de descarga. Na curva do consumo observa-se um desnível de 9% e na curva do novo consumo observa-se um desnível de 8%. De novo, procurou-se respeitar os objetivos em cima propostos.

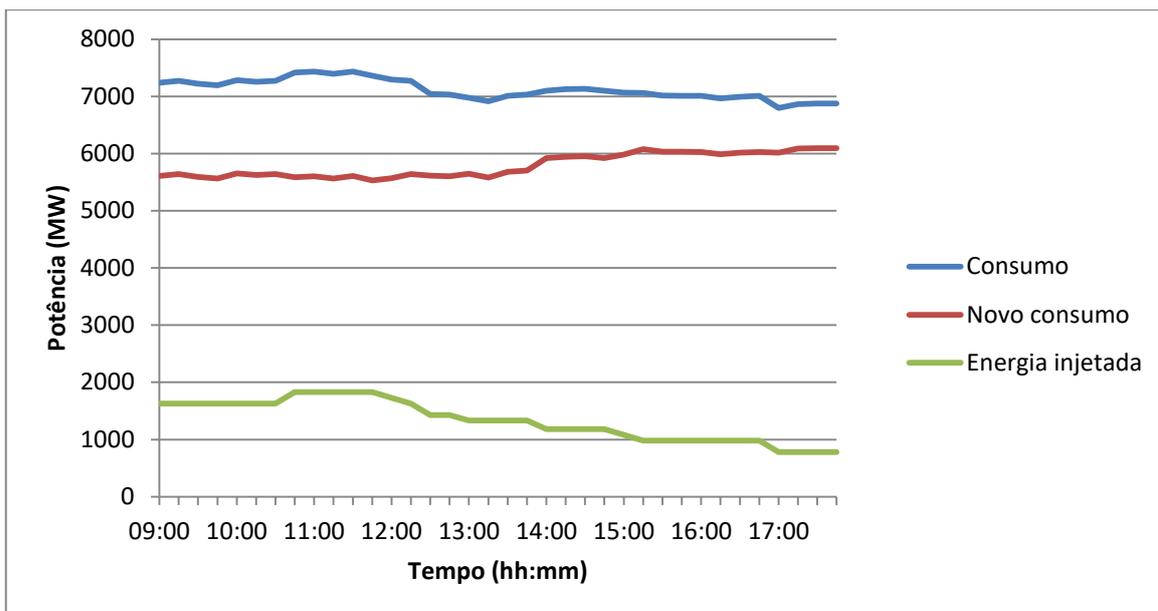


Figura 25 – Energia durante o período de descarga.

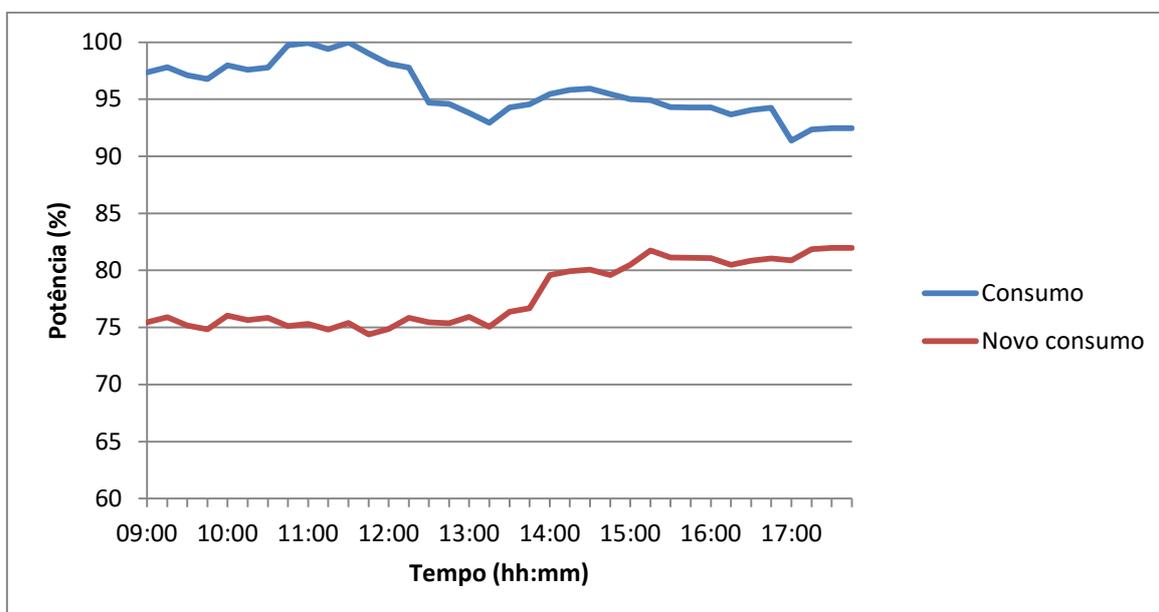


Figura 26 – Consumo e novo consumo durante a descarga em percentagem da máxima energia.

Para melhor compreensão da energia transferida entre os dois períodos de carga e descarga seleccionados e dos seus custos do ponto de vista da rede e do consumidor foi elaborada a *tabela 10*. A diferença de energia entre a carga e a descarga corresponde à capacidade que o VE utiliza para se movimentar e têm um valor de 12940 MWh e de 11970 MWh, respetivamente. Com esta transferência consegue-se uma poupança de 181700 € para a rede e de 812000 € para o consumidor.

O preço do €/MWh do consumidor, antes considerada uma tarifa bi-horária, foi transformada numa tarifa horária; para tal foram multiplicados os preços do MIBEL pelo

rácio entre a média da tarifa bi-horária e a média do preço do MIBEL, de forma a que a variação do preço para o consumidor acompanhe a variação dos preços do MIBEL. O rácio foi calculado através da equação (15), onde $Preço_{bi-horario_{med}}$ é a média diária dos preços da tarifa bi-horária e $Preço_{MIBEL_{med}}$ é a média diária dos preços do MIBEL. No anexo A encontra-se a variação ao longo do dia do €/MWh do MIBEL, da tarifa bi-horária do €/MWh e da nova tarifa horária do preço do €/MWh do consumidor.

$$Rácio = \frac{Preço_{bi-horario_{med}}}{Preço_{MIBEL_{med}}} \quad (15)$$

Tabela 10 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respetivas perdas e poupanças.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	12 940	11 970	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	100	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	59,75	-	-
Receita rede (€)	-306 000	487 700	181 700
Receita consumidor (€)	-1 368 000	2 180 000	812 000

6.1.1.1. Verão

Os próximos subcapítulos são focados na comparação entre os dias típicos selecionados. Neste caso, vai ser comparado o dia típico de Verão e o dia típico de Inverno. As condições de carga e de descarga referidas no subcapítulo anterior continuam a ser respeitadas.

No *Anexo B, figura 28 (a)*, está representado o período de carga e ao contrário do que acontece no Inverno, no Verão não existe excesso de energia. Não obstante, a curva do carregamento privilegia as horas em que os preços do MIBEL são mais reduzidos. Em comparação com o Inverno em que se observou um custo de carregamento de 306000 €, o custo do carregamento em relação à rede para o Verão é de 462000 €, apesar da energia total consumida ser a mesma. Este custo é maior pois no Inverno o preço médio do MIBEL

nas horas de menor consumo é menor que no Verão, com valores de 24,26 €/MWh e de 35,67 €/MWh, respetivamente, como consequência da maior disponibilidade de renováveis. Em anexo encontram-se as curvas onde se observa a redução do desnível de carga entre o consumo e o novo consumo, de 7% para 5%.

No *Anexo B, figura 28 (b)*, está representada a nova curva de consumo no período de descarga. Comparativamente com o Inverno, o preço total da energia no dia típico de Verão também é mais caro, com um valor de 534800 € em vez de 487700 €, com o preço médio da energia de 40,15 €/MWh e 46,63 €/MWh, respetivamente. Verifica-se uma redução de aproximadamente 8% para 6% entre o pico e o mínimo do diagrama de carga no período considerado da curva do consumo e do novo consumo.

Como se pode observar no *Anexo C, tabela 15*, apesar de ser transferida a mesma quantidade de energia que é no Inverno, a poupança, tanto para a rede como para o consumidor é menor. No caso da rede estima-se uma poupança de 72810 € e no caso do consumidor de 277400 €, tendo-se assim uma redução de 108890 € e de 534600 € em comparação com o Inverno, respetivamente.

6.1.1.2. Primavera

Como era de esperar neste cenário verificam-se valores intermédios de excesso de energia renovável, quando comparados com o Inverno e com o Verão. No *Anexo B, figura 29 (a)*, está representado o período de carga do dia típico de Primavera e pode-se observar que 15,8% da energia armazenada corresponde a excesso de energia proveniente da energia renovável (menos 43,95% que no Inverno). Em comparação com o Inverno e com o Verão em que se observou um custo de carregamento em relação à rede de 306000 € e de 462000 €, o preço de carga é menor com um valor de 189000 €. Este valor é justificado pois o custo médio da energia é de 14,93 €/MWh. Como se pode observar a redução do desnível de carga entre o consumo e o novo consumo é de 4% para 3%.

No *Anexo B, figura 29 (b)*, está apresentada a nova curva de consumo no período de descarga. Tal como no período de carga, o preço médio do MIBEL foi de 20,32 €/MWh, sendo menor que no Inverno e no Verão, atingindo-se um valor total de 254500 €. Verifica-se uma redução percentual entre o pico e o mínimo do diagrama de carga no período considerado da curva do consumo e do novo consumo, de aproximadamente 8% para 7%.

No caso da rede estima-se uma poupança de 62550 € e no caso do consumidor de 522900 €. Em ambos os casos, verifica-se uma poupança menor que no Inverno, mas

quando comparado com o Verão, observa-se que embora no ponto de vista da rede tenha uma menor poupança, no ponto de vista do consumidor a poupança é aproximadamente o dobro. Tal é justificado porque na Primavera a diferença do preço médio do MIBEL entre a descarga e a carga é de 5,4 €/MWh e no Verão é de 8,96 €/MWh. No entanto, do ponto de vista do consumidor, na Primavera existe uma diferença no preço da energia de 45,12 €/MWh e no Verão é de 34,34 €/MWh. Os preços da tarifa do ponto de vista do consumidor para o Verão e para a Primavera encontram-se no *Anexo A*.

6.1.2. 25% de penetração de VEs

6.1.2.1. Inverno

Neste caso de estudo foi considerado um aumento da penetração dos VEs no parque automóvel português para 25%, para o Inverno. As figuras representativas dos diagramas de carga foram colocadas no anexo B. No decorrer desta secção vai-se apenas analisar as poupanças totais da rede e do consumidor, enquanto que na secção 6.2 já vai ser analisada a poupança só para um utilizador.

No *Anexo C, tabela 17*, encontram-se os custos do ponto de vista da rede e do consumidor, para este caso. Naturalmente, como se verificou um aumento de penetração para 25%, tendo assim uma proporção 2,5 vezes maior que no caso anterior, em relação aos custos também se verificou um aumento da poupança aproximadamente na mesma proporção (2,38 vezes). A discrepância entre a proporção do aumento da penetração de VEs e a poupança, deve-se à distribuição da nova curva do consumo, que ao ser sido obtida através do aumento da capacidade em cada período de tempo para suavizar a curva, provoca que os aumentos de capacidade não coincidam com os períodos de tempo do caso anterior. Como os preços do MIBEL são diferentes em cada hora, ao alterar a concentração do carregamento, vai se verificar uma alteração nos custos de carga e de descarga e consequentemente na poupança. A mesma situação também se verifica nos próximos casos, como se vai verificar de seguida.

Tal como na secção 6.1.1.1 também se verifica uma taxa de 100% na percentagem de excesso de energia renovável armazenada no carregamento, mas se for comparado este excesso de energia com a energia total armazenada observa-se no caso de 10% uma percentagem de 59,79%, enquanto que no caso de 25% apenas se verifica 23,9%. Tal é justificado pois todo o excesso já tinha sido previamente armazenado, e com o aumento da

capacidade de armazenamento disponível, a energia em excesso, no total, representa uma menor percentagem.

6.1.2.2. Verão

Este subcapítulo aborda uma penetração de 25% para o dia típico de Verão, e os valores dos custos para esta estação encontram-se no *Anexo C, tabela 18*.

O rácio entre a nova capacidade disponível a capacidade dos 10% de VEs continua a ser de 2,5 mas neste caso, quando são comparadas as poupanças para a rede e para o consumidor também se verifica um rácio de 2,5, algo que não se verificou no subcapítulo anterior no caso de Inverno, apesar de ser usada a mesma estratégia de distribuição de carga. Tal deve-se ao diagrama de carga do Verão ser muito mais uniforme (analisado na secção 6.1.1) e aos preços horários do MIBEL serem mais semelhantes. No Inverno observa-se uma diferença de 30 €/MWh entre o máximo e o mínimo valor do MIBEL, enquanto que no Verão esta diferença é de apenas 12,4 €/MWh.

Neste caso observa-se uma poupança de 182000 € para a rede e de 693300 para o consumidor e não há excesso de energia armazenada.

6.1.2.3. Primavera

Como se pode observar, a energia armazenada na carga e transferida na descarga é igual nas 3 estações do ano abordadas. No *Anexo C, tabela 19*, são apresentados os custos da carga, da descarga e a poupança para a rede e para o consumidor no caso da Primavera com 25% de penetração, onde se observa uma poupança para a rede de 137800 € e de 1152000 € para o consumidor, um valor 2,2 vezes em comparação com os 10% na Primavera.

6.1.3. 50% de penetração de VEs

6.1.3.1. Inverno

Após a análise e comparação entre os 10% e os 25% de penetração, estes vão agora ser comparados com o caso de 50%. Os pressupostos para a obtenção das curvas de consumo (no anexo B) mantêm-se. O *Anexo C, tabela 20*, apresenta os valores da poupança do caso de Inverno, onde se observa uma poupança total de 848600 € para a rede e de 3793000 € para o consumidor, um valor 4,7 vezes superior ao caso de 10% e de 1,97 do que o caso de 25%. Pela mesma razão apresentada na secção 6.1.2.1 observa-se que a percentagem de energia renovável diminui.

6.1.3.2. Verão

No *Anexo C, tabela 21*, encontram-se os valores da poupança representativos ao Verão com 50% de penetração de VEs. Desde logo nota-se uma grande diferença deste caso para o caso de Inverno com 50% de penetração, pois a energia armazenada é menor. Tal acontece porque a capacidade para injeção de energia na rede através de V2G ultrapassou o consumo nas horas consideradas, e apenas interessa transferir energia até satisfazer o consumo, ficando 6% desta capacidade armazenada por utilizar. É possível encontrar as curvas do consumo da carga e da descarga no anexo B. Devido a isto, também se vê uma redução total na poupança, pois há capacidade nos VEs por utilizar e consequentemente por rentabilizar. Para não existir capacidade por utilizar, nas condições definidas, apenas seriam necessários 499689 VEs em vez dos 532450 considerados.

Pode-se observar uma poupança de 340500 € e 1297000 € para a rede e para o consumidor respetivamente, 4,6 vezes maior do que a que se verificava para 10%.

6.1.3.3. Primavera

No *Anexo C, tabela 22*, encontram-se os dados sobre as poupanças do dia típico de Primavera com uma penetração de 50%. Tal como na secção 6.1.3.2, neste caso de estudo também há mais capacidade para injeção de energia na rede através de V2G que a capacidade necessária para satisfazer o consumo no período de descarga, com cerca de 1% por utilizar. Para não existir capacidade por utilizar, apenas seriam necessários 525794 VEs em vez dos 532450 considerados. Foi obtida uma poupança de 248800 € e 2080000 € para a rede e para o consumidor, respetivamente, 4 vezes mais do que a obtida com 10% de penetração.

6.2. Avaliação económica do V2G

Após a análise técnica do V2G abordada no subcapítulo anterior, neste subcapítulo é feita a avaliação económica considerando a degradação das baterias causada pelo uso do V2G para os cenários considerados. Para avaliar a degradação foram inseridas as equações (5) a (12), já referidas do capítulo 4, em ambiente Simulink.

6.2.1. 10 % de penetração de VEs

6.2.1.1. Inverno

A *Figura 27* apresenta a percentagem de bateria degradada do Nissan Leaf provocada pela utilização da bateria em função no número de ciclos, no cenário de 10% de VEs no dia típico da estação de Inverno. É efetuado um ciclo completo por dia (carga + descarga) a que corresponde à utilização diária em V2G e em deslocações. Os valores de SOC e DOD foram previamente calculados no subcapítulo anterior, e foi considerado um C-Rate de 0.125, pois é a média do C-Rate entre o período de carga e o período de descarga.

Tal como em [34], foi considerado que 30% é o limite de degradação das baterias do VE para o uso do V2G, ou seja, quando a capacidade da bateria decresce para 70% da capacidade nominal. No caso do Nissan Leaf é possível observar na *Figura 27* que a bateria degrada 30% da sua capacidade nominal ao fim de aproximadamente 1850 ciclos, resultando numa degradação diária total de 0.0162%. Para este cálculo, foi considerada uma relação linear e recorreu-se à equação (16), onde 30% é degradação máxima e n° ciclos é o número de ciclos que se conseguem realizar até atingir a degradação máxima.

$$Deg_{total\%/dia} = \frac{30\%}{n^{\circ}ciclos} \quad (16)$$

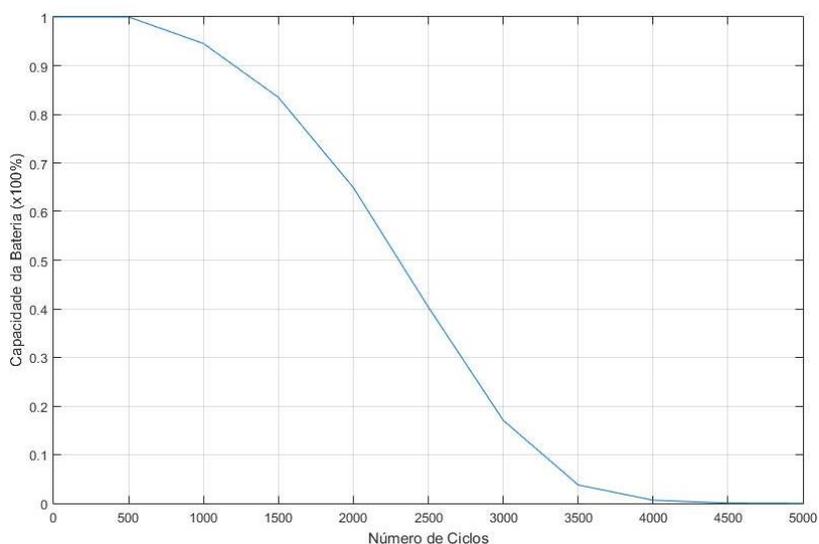


Figura 27 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.

É também possível estimar-se a nova vida útil (considerando a utilização para V2G) dos VEs considerados, registando-se no caso do Nissan Leaf um valor de 5,1 anos, para o Renault Zoe de 5,6 anos, para o BMW i3 de 5,9 anos e nos restantes modelos de 5,3 anos.

A degradação causada apenas pela utilização do V2G foi calculada através da equação (17), onde $Deg_{V2G\%/dia}$ é a degradação diária provocada pelo V2G, $V2G\%$ é a percentagem de capacidade utilizada em V2G e $Deg_{total\%/dia}$ é a degradação diária conjunta do V2G e da utilização do VE.

$$Deg_{V2G\%/dia} = Deg_{total\%/dia} \cdot V2G\% \quad (17)$$

No caso do Nissan Leaf, sabendo que o uso do V2G corresponde a 91% do consumo total, estima-se que o V2G seja responsável por 0,0147% de degradação diária. Estes dados e os dados correspondentes aos outros modelos de VEs em análise são apresentados na *tabela 11*. As figuras que representam a percentagem da degradação dos modelos dos restantes VEs em análise encontram-se em anexo.

A *tabela 11* também apresenta o lucro associado à avaliação técnica abordada no subcapítulo 6.1, o preço da substituição das baterias, o custo do V2G associado à degradação e à poupança final. O custo do V2G foi calculado através da equação (18), onde $Deg_{V2G\%/dia}$ é a percentagem de degradação diária devido ao V2G, o $Preço_{Bateria\epsilon}$ é o preço da substituição da bateria, que acontece quando se verifica uma degradação de 30% da bateria.

$$Custo_{V2Gdia} = Deg_{V2G\%/dia} \cdot Preço_{Bateria\epsilon} \quad (18)$$

Como se pode observar verifica-se uma poupança com o uso do V2G em todos os VEs, no Leaf estima-se uma poupança diária de 0,69 €, no Zoe de 1,13 €, no i3 de 0,48 € e nos restantes modelos de 0,99 €.

Tabela 11 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença entre o lucro e a custo associado à degradação.

	% de V2G	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	1,45	5 610	0,0134	2 025	-0,75	0,69
Renault Zoe	94,03	2,09	7 000	0,0138	2 050	-0,96	1,13
BMW i3	90,50	1,36	7 000	0,0126	2 150	-0,88	0,48
Outros	92,97	1,94	7 100	0,0133	2 100	-0,94	0,99

6.2.1.2. Verão

Na avaliação técnica do dia típico de Verão não se obtêm poupanças positivas, pois comparativamente com o Inverno, a degradação por dia é semelhante, mas o lucro por dia resultante da avaliação económica é menor. No *Anexo E, tabela 23*, pode-se observar a poupança associada ao dia de Verão, sendo que no Leaf se estima um prejuízo diário de -0,27 €, no Zoe de -0,31 €, no i3 de -0,43 € e nos restantes modelos de -0,35 €. As figuras representativas da degradação da bateria dos VEs considerados em função do número de ciclos encontram-se em anexo.

6.2.1.3. Primavera

No *Anexo E, tabela 24*, pode-se observar a poupança dos vários modelos de VEs considerados. Em conformidade com a análise económica realizada nos capítulos anteriores, verifica-se que as poupanças estão num nível intermédio quando comparadas com o Inverno e com o Verão, sendo que no Nissan Leaf se estima uma poupança diária de 0,18 €, no Zoe de 0,36 €, no i3 de -0,01 € e nos restantes modelos de 0,26 €. O facto de alguns modelos terem valores negativos, neste caso o BMW i3, deve-se a este modelo ter menos capacidade para V2G, resultando num menor lucro diário e pela incapacidade de este lucro cobrir a despesa associada à degradação diária e ao preço de substituição. As figuras representativas da degradação da bateria dos VEs considerados em função do número de ciclos encontram-se em anexo.

6.2.2. 25 % de penetração de VEs

6.2.2.1. Inverno

As consequências da nova distribuição, já explicada na secção 6.1.2.1, são mais facilmente analisadas no *Anexo E, tabela 25*. É possível observar que a nova distribuição, além de dar um menor lucro por dia em igual período, quando comparado o obtido com uma penetração de 10%, também aumenta a degradação diária associada ao V2G. Por exemplo, analisando o Renault Zoe, observa-se que a degradação diária associada ao V2G aumenta de 0,0138% para 0,0143%, provocando um custo de 1 €/dia em vez dos 0,96 €/dia obtidos no caso de 10%. Estes dois factos combinados resultam numa redução da poupança diária.

As tabelas da degradação das baterias em função do número de ciclos, que não constam da secção 6.2 são apresentadas no anexo D.

6.2.2.2. Verão

De acordo com o que foi referido no último subcapítulo, caso a distribuição da carga e da descarga se mantenha praticamente idêntica, os resultados esperados são semelhantes para as várias percentagens de penetração dos VEs na rede. O *Anexo E, tabela 26*, apresenta os valores da poupança para o dia de Verão para 25% de penetração e é possível observar que se obtém o mesmo prejuízo diário que foi obtido com uma penetração de 10%.

6.2.2.3. Primavera

O *Anexo E, tabela 27*, apresenta os dados da poupança durante Primavera para o caso de 25% de penetração. Neste caso, quando comparado com o mesmo período com 10% de penetração é possível observar uma redução da poupança de pelo menos 0,10 €/dia, observando-se mesmo uma redução de 0,15€ no Zoe. Tal é justificado devido às alterações da degradação diária e consequentemente do custo diário e principalmente devido ao lucro diário. Por exemplo no Zoe, há uma diferença de 0,16 € no lucro diário entre o caso de 10% e o caso de 25%. Este facto continua a ser justificado pela nova distribuição descrita na secção 6.1.2.1.

6.2.3. 50% de penetração de VEs

6.2.3.1. Inverno

O *Anexo E, tabela 28*, apresenta todos os dados respetivos do lucro, do custo e da poupança para um VE no Inverno para o caso de 50%. Tal como no caso do 25%, a poupança diminui quando comparado com o caso de 10%, principalmente devido à concentração das horas de carga e descarga ter sido alterada em nível percentual e consequentemente haver um menor lucro e menor poupança.

6.2.3.2. Verão

No *Anexo E, tabela 29*, são apresentados os resultados correspondentes à penetração de 50% no caso de Verão. Como já referido na secção 6.1.3.2, neste caso há capacidade instalada nos VEs que não vai ser utilizada para o V2G. Consequentemente o lucro associado a cada VE vai ser inferior, observando-se uma redução do lucro quando comparado com o mesmo período para o caso de 10%. Em compensação, as baterias conseguem realizar mais ciclos (em média mais 50 ciclos), logo têm uma degradação diária associada ao V2G menor. Finalmente, quando comparadas as poupanças entre os 50% e os

10%, verificam-se valores muito semelhantes, com uma diferença máxima entre o máximo e o mínimo de apenas 0,06 €/dia.

6.2.3.3. Primavera

No *Anexo E, tabela 30*, são apresentados os resultados correspondentes à penetração de 50% no caso de primavera. Neste caso, apesar de também se verificar mais capacidade disponível do que a utilizada em V2G, a capacidade não utilizada é muito pequena (1%), pelo que não é notório o aumento do número de ciclos como no caso anterior. Pelo contrário, verifica-se uma redução do número de ciclos devido à alteração da distribuição da carga e da descarga (tal como em igual período de Primavera com penetração de 25%), quando comparado com o caso de 10% (31 ciclos em média). O lucro diário também é menor o que leva a uma poupança muito inferior quando comparada com o caso de 10% (0,25 € em média) e com o caso de 25% (0,12 € em média).

7. CAPITULO 7 CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

7.1. Conclusões

Esta dissertação teve como principal objetivo a avaliação técnica do uso do V2G como estratégia para o armazenamento da energia renovável produzida em excesso nas horas de menor consumo, tal como a respetiva avaliação económica do ponto de vista da rede, proprietário e utilizador do VE.

As alterações climáticas estão a ter um enorme impacto nas leis e medidas de forma a reduzir a emissão de gases de efeito estufa. A diminuição da poluição dos transportes é uma prioridade, com o VE a ser uma real alternativa, havendo a perspetiva de as vendas de VEs ultrapassem as vendas de veículos de combustão em 2038. Entre vários fatores para a crescente integração dos VEs podem-se destacar o aumento da capacidade, autonomia dos VEs e a diminuição do custo do VE e das suas baterias. É de prever uma redução no preço das baterias nos próximos anos (entre 2010 e 2016 já decresceu 73% e espera-se que até 2030 atinja aproximadamente os 93% para 63 €/kWh).

Entre outras medidas para a redução de emissão de gases de efeito de estufa, destaca-se também o objetivo de alteração do tipo de energia utilizada. A União Europeia comprometeu-se a aumentar a taxa de energia renovável consumida para 27% até 2030, mas como é sabido, as energias renováveis são intermitentes, existindo períodos em que têm pouca geração e períodos em que a sua geração excede o consumo, provocando assim alguns problemas na sua integração.

Esta dissertação desenvolveu-se de forma a combinar estas duas medidas, de forma a usar a capacidade diária não usada pelos VEs para armazenar e transferir energia entre as horas de menor procura para as horas de maior procura. Para tal é necessário uma infraestrutura e criar condições de forma a não sobrecarregar nem criar desequilíbrios no SEE. Entre as várias condições, destacam-se por exemplo a tecnologia plug-in, os carregadores bidirecionais, as estações de carregamento ou a própria rede elétrica. Procura-se assim que o V2G, além da transferência de energia, aumente os índices de fiabilidade e eficiência da rede elétrica e também consiga assegurar serviços de sistema, reserva girante ou regulação.

Foi então estimada qual a autonomia, capacidade de armazenamento total, capacidade máxima para V2G e o preço de substituição das baterias dos principais

modelos de VEs usados em Portugal. De seguida estimou-se qual a capacidade de armazenamento total caso o parque automóvel português tivesse 10%, 25% e 50% de VEs, onde se observou uma capacidade disponível para V2G de 1200 MWh, 29900 MWh e 59900 MWh, respetivamente.

Após saber a penetração dos VEs na rede foi possível calcular a influência da carga e da descarga dos VEs no diagrama de carga português, mais especificamente em 3 dias, um dia típico de Inverno, um de Primavera e um de Verão (foram usados os dados referentes ao ano de 2016, pois o ano civil de 2017 foi um ano atípico em geração renovável). Estes dias foram selecionados após o cálculo do excesso médio mensal para o Inverno e para a Primavera (16,1 GWh e 7,1 GWh) e o cálculo da média mensal do preço do MIBEL para o Verão (41,14 €/MWh), pois neste último caso não se verificou excesso em nenhuma altura do dia. Com esta escolha de dias pretendeu-se obter uma amostra de um dia com 24h de excesso de renovável, um dia intermédio e um dia sem qualquer excesso. Também se constatou que tipicamente nos dias em que há mais geração de energia renovável a média diária do preço do MIBEL é menor.

Depois de assumir estes pressupostos, foi considerada a tarifa do MIBEL para calcular as poupanças da rede e uma tarifa para o consumidor que apesar de ter o preço médio atual para o setor residencial varia ao longo do dia de acordo com o preço do MIBEL. Considerou-se também que todos os utilizadores têm acesso a uma alimentação trifásica de 16A, 11 kW (a variar com o carregador típico de cada modelo de VE). Foi também considerada uma indisponibilidade média de 2% de VEs no período de carga (das 0h às 7h) e uma indisponibilidade média de 20% no período de descarga (das 9h às 18h).

Os resultados mostram uma poupança elevada para a rede, por exemplo no caso de 10% no Inverno obtém-se uma poupança de 181700 €/dia, 72810 €/dia e 62550 €/dia para o Verão e Primavera, respetivamente. Logicamente estes valores aumentam com o aumento da penetração dos VEs na rede. No caso do consumidor, além das poupanças resultantes da diferença das tarifas entre as horas de maior e menor procura, foi usado um modelo para avaliar a degradação provocada pelo V2G e assim calcular o custo associado à degradação da bateria em cada utilização. Observou-se uma poupança média para o dia típico de Inverno ao longo dos 3 casos apresentados de 0,74 €/dia, uma despesa de 0,35 €/dia no Verão e uma poupança de 0,07 €/dia na Primavera. Se forem considerados 4 meses de Inverno, 8 de Primavera/Outono e 4 de Verão, em média obtém-se uma poupança de 0,13 €/dia.

Há ainda mais duas conclusões interessantes, a primeira é que quando existe 50% de penetração de VEs existe mais capacidade disponível para V2G que a utilizada, pois a capacidade disponível ultrapassa o consumo nas horas de descarga (6% no Verão e 1% na Primavera). A segunda é que o uso do V2G provoca uma degradação de 30% (o máximo valor considerado para as baterias ainda serem úteis em VEs) em média após 2034 ciclos (5,6 anos), um valor aproximado dos 5 anos estimados nas experiências apresentadas nas secções 4.1 e 4.2.

Conclui-se que o V2G pode ser uma estratégia viável a longo prazo pois existe sempre lucro para rede, num ano típico, considerando uma tarifa que segue as variações do preço do MIBEL também se obtém lucro para o consumidor. É necessário compreender que as conclusões apresentadas dependem de fatores económicos variáveis como o custo de substituição das baterias, preços do MIBEL e da tarifa bi-horária quando a carga e a descarga e os perfis de consumos diários. É ainda necessário garantir disponibilidade para os donos do VEs para fornecerem energia à rede, seja por quererem preservar a energia armazenada nos seus VEs (mais incentivos) ou por falta de infraestruturas disponíveis fora da sua residência

7.2. Trabalho futuro

Como estudo após esta dissertação podia-se a adaptar V2G em Portugal para V2H (Vehicle-to-Home) ou V2B (Vehicle-to-Building) de forma a analisar o comportamento da descarga dos VEs quando requisitados para alimentar apenas uma residência, evitando assim a operação complexa de comunicação do agregador com a rede. Podia também focar-se o carregamento de um grupo de VEs especificamente para a integração apenas de um parque de energias renováveis (eólico, fotovoltaico), para ver qual o comportamento de um menor stress de carga e descarga, nas baterias e na sua degradação diária. Por fim, sabendo que a capacidade e autonomia do VEs tende para aumentar, pode-se realizar o mesmo estudo, mas considerando que o ciclo do V2G não é diário (carga-descarga-carga), mas sim que a descarga possa ocorrer em dois ou mais dias (por exemplo carga-descarga-descanso-descarga-carga).

Outra melhoria futura passa por considerar todos os dias do ano em vez de apenas 3 dias típicos, ou utilizar um algoritmo para fazer a gestão e avaliação automática (respeitando os critérios referidos ao longo da dissertação), entre a carga e a descarga dos VEs.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comissão Europeia, "2020 climate & energy package," [Online] Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020_en. [Acedido em 15 de Agosto 2018].
- [2] Jess Shankleman, "The Electric Car Revolution Is Accelerating", Bloomberg Businessweek, Julho de 2017.
- [3] United States Environmental Protection Agency. (2012, June) U.S. EPA. [Online] Available: <http://www.epa.gov/climatechange/ghgemissions/global.html> [Acedido em 21 de Setembro 2017].
- [4] Sábado, "Carros a gasóleo não ser banidos de 11 cidades" [Online] Available: <http://www.sabado.pt/mundo/detalhe/carros-a-gasoleo-va-ser-banidos-de-11-cidades>. [Acedido em 21 de Setembro 2017].
- [5] Lazard, "Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 8.0", Setembro de 2014.
- [6] IEA, "Global EV Outlook – Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020", Abril de 2013.
- [7] Kempton, W. & Tomić, J. (2005a), " Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy, " in: Journal of Power Sources, 144, pp. 280-294.
- [8] Nissan, "Novo Nissan Leaf" [Online] Available: <https://www.nissan.pt/veiculos/novos-veiculos/leaf.html>. [Acedido em 23 de Outubro 2017].
- [9] Chevrolet, "Driven the best of both worlds," [Online] Available: <http://www.chevrolet.com/volt-electric-car.html>. [Acedido em 23 de Outubro 2017].
- [10] Tesla, "Tesla Model S," [Online] Available: <https://www.teslamotors.com/models>. [Acedido em 23 de Outubro 2017].
- [11] BMW, "5 good reasons for the BMW i3," [Online] Available: http://www.bmw.com/com/en/newvehicles/i/i3/2013/showroom/technical_data.html. [Acedido em 23 de Outubro 2017].
- [12] Citroen, "Tecnologia Full Electric," [Online] Available: <http://www.citroen.pt/veiculos/citroen/c-zero.html>. [Acedido em 23 de Outubro 2017].
- [13] Monzer Al Sakka, Joeri Van Mierlo and Hamid Gualous: "DC/DC Converters for Electric Vehicles", IntechOpen, Março de 2011.
- [14] Vincent Schröder, "The Vehicle-to-Grid Concept Stabilizing the Grid and

supporting Renewable Energy,” M.Sc.Environmental Management (4.Sem), Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade de Coimbra, Coimbra, Março 2017.

[15] Energy.gov, "Most common warranty plug vehicle batteries," [Online] Available: <https://energy.gov/eere/vehicles/fact-913-february-22-2016-most-common-warranty-plug-vehicle-batteries-8-years100000>. [Acedido em 15 de Novembro 2017].

[16] Matthieu Dubarry, Arnaud Devie, Katherine McKenzie, “Durability and reliability of electric vehicle batteries under electric utility grid operations: Bidirectional charging impact analysis,” *Journal of Power Sources*, vol. 358, pp. 39-49, Agosto 2017.

[17] Faria, Ricardo; Marques, Pedro; Garcia, Rita; Moura, Pedro; Freire, Fausto; Delgado, Joaquim; de Almeida, Aníbal T., “Primary and Secondary Use of Electric Mobility Batteries from a Life Cycle Perspective”, *Journal of Power Sources*, Volume 262, pag. 167-177, Elsevier, Setembro de 2014.

[18] Yilmaz M. & Krein Philip T. (2013): Review of the Impact of Vehicle-to- Grid Technologies on Distribution Systems and Utility Interfaces, in: *IEEE transactions on power electronics*, 28/12, pp. 5673 – 5689.

[19] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan (2011): “Modeling of load demand due to EV battery charging in distribution systems,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 6, no. 2, pp. 802–810.

[20] J. Krumm, “How People Use Their Vehicles: Statistics from the 2009 National Household Travel Survey,” Abril 2012.

[21] Mahmoud Amin, “Power Electronics Platforms for Grid-Tied SmartBuildings,” *IntechOpen*, Junho 2016.

[22] Damiano, A./ Gatto, G./ Marongiu, I. ET AL. (2014): “Vehicle-to-Grid Technology: State-of-the-Art and Future Scenarios,” in: *Journal of Energy and Power Engineering*, 8, pp. 152-162.

[23] Dogger JD, Roossien B, Nieuwenhout FDJ. Characterization of Li-ion batteries for intelligent management of distributed grid-connected storage. *IEEE Trans Energy Convers* 2011;26(1):256–63.

[24] C. B. Harris and M. E. Webber, “The sensitivity of vehicle-to-grid revenues to plug-in electric vehicle battery size and EVSE power rating,” in *2014 IEEE PES General Meeting / Conference & Exposition*, 2014, pp. 1–5.

[25] J.Wang, C. Liu, D. Ton, Y. Zhou, J. Kim, and A. Vyas (2011), “Impact of plugin hybrid electric vehicles on power systems with demand response and wind power,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 7, pp. 4016–4021.

[26] Kempton, W. & Tomić, J. (2005b), “Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity,” *Journal of Power Sources*, vol. 144, pp. 268-279, Junho 2005.

[27] A. Y. Saber and G. K. Venayagamoorthy (2011), “Plug-in vehicles and renewable

energy sources for cost and emission reductions,” IEEE Trans. Ind. Elect., vol. 58, no. 4, pp. 1229–1238.

[28] Nissan, "1000 V2G charge points in GB," [Online] Available: <https://newsroom.nissan-europe.com/uk/en-gb/media/pressreleases/145248/nissan-and-enel-launch-groundbreaking-vehicle-to-grid-project-in-the-uk>. [Acedido em 14 de Janeiro 2018].

[29] Edison, "Smart Solar Charging," [Online] Available: <http://www.edison-net.dk>. [Acedido em 14 de Janeiro 2018].

[30] EDP, "V2G vehicle to grid," [Online] Available: <https://www.edp.com/pt-pt/historias/v2g-vehicle-grid>. [Acedido em 18 de Janeiro 2018].

[31] Esra'a Alghsoon, Ahmad Harb, Mohammad Hamdan. "Power quality and stability impacts of Vehicle to grid (V2G) connection", IEEE, 21-23, Março 2017.

[32] Kotub Uddin, Matthieu Dubarry, Mark B. Glick. "The viability of vehicle-to-grid operations from a battery technology and policy perspective", Energy Policy, vol. 113, pp. 342-347, Fevereiro 2018.

[33] Benchmark, "Lithium ion batteries are now selling for under \$140/kWh" [Online] Available: <http://benchmarkminerals.com/lithium-ion-batteries-are-now-selling-for-under-140kwh-new-york-hears-on-benchmark-world-tour-2017>. [Acedido em 15 de Agosto 2018].

[34] Neubauer, Jeremy, Pesaran, Ahmad, "PHEV/EV Li-Ion Battery Second-Use Project", NREL, Abril de 2010.

[35] Stat Ease, "Design-Expert Software". [Online] Available: <http://www.statease.com/dx9.html>. [Acedido em 15 de Agosto 2018].

[36] Xu, Bolun, "Degradation-limiting Optimization of Battery Energy Storage Systems Operation", Master Thesis, ETH Zurich, Setembro de 2013.

[37] Ahmed, Ryan, El Sayed, Mohammed, Arasaratnam, Ienkanan, Tjong, Jimi, Habibi, Saeid, "Reduced-Order Electrochemical Model Parameters Identification and State of Charge Estimation for Healthy and Aged Li-Ion Batteries—Part II: Aged Battery Model and State of Charge Estimation", IEEE, Setembro de 2014.

[38] Zou, Yuan, Hu, Xiaosong, Ma, Hongmin, Li, Shengbo Eben, "Combined State of Charge and State of Health Estimation Over Lithium-Ion Battery Cell Cycle Lifespan for Electric Vehicles", Journal of Power Sources, Outubro de 2014.

[39] Liang-Liang, Zhao, Ming-qing, Xiao, Sheng, Sheng, "Residual Life Prediction of Lithium-Ion Batteries by Non-equidistance Grey Forecasting Model", IEEE 2014 Prognostics and System Health Management Conference (PHM-2014 Hunan), 24-27 Aug. 2014.

[40] Groot, Jens, "State-of-Health Estimation of Li-Ion Batteries: Cycle Life Test

Methods”, Chalmers University of Technology, 2012.

[41] Cleantechnica, "Nissan LEAF Replacement Battery Cost". [Online] Available: <https://cleantechnica.com/2017/10/04/nissan-leaf-replacement-battery-will-cost-5499>. [Acedido em 30 de Janeiro 2018].

[42] Pushevs, "Renault starts selling Zoe's battery for 7.000 €," [Online] Available: <https://pushevs.com/2015/09/22/renault-starts-selling-renault-zoe-battery-for-7-000-e>. [Acedido em 30 de Janeiro 2018].

[43] Insideevs, "BMW i3 Ah Battery Upgrade Priced At 7,000 Euros In Germany," [Online] Available: <https://insideevs.com/bmw-i3-94-ah-battery-upgrade-priced-7000-euros-germany>. [Acedido em 30 de Janeiro 2018].

[44] Tesla, "Tesla Forum," [Online] Available: <https://teslamotorsclub.com/tmc/threads/100kw-battery-upgrade-now-available-20k.76023>. [Acedido em 30 de Janeiro 2018].

[45] Eletric Vehicle, "Eletric Vehicle Database," [Online] Available: <https://ev-database.uk>. [Acedido em 30 de Janeiro 2018].

[46] Diário de Notícias, "Há mais carros em Portugal, mas estão cada vez mais velhos," [Online] Available: <https://www.dn.pt/dinheiro/interior/ha-mais-carros-em-portugal-mas-estao-cada-vez-mais-velhos-8716402.html>. [Acedido em 23 de Fevereiro 2018].

[47] ACAP, "Estatística Homologações," [Online] Available: <http://www.acap.pt/pt/pagina/36/estat%C3%ADsticas>. [Acedido em 23 de Fevereiro 2018].

[48] REN, "Estatística Diária," [Online] Available: <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>. [Acedido em 12 de Março 2018].

[49] Dinheiro vivo, "Recorde máximo de consumo de gás natural em 2017," [Online] Available: <https://www.dinheirovivo.pt/economia/recorde-maximo-de-consumo-de-gas-natural-em-2017>. [Acedido em 20 de Março 2018].

[50] REN, "Preços Mercado Spot - Portugal e Espanha," [Online] Available: <http://www.mercado.ren.pt/PT/Electr/InfoMercado/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>. [Acedido em 4 de Abril 2018].

[51] M. Alonso, H. Amaris, J. Gardy Germain e J. Manuel Galan, "Optimal Charging Scheduling of Electric Vehicles in Smart Grids by Heuristic Algorithms," Energies, pp. 3-5, 30 Janeiro 2014.

[52] Nissan, "Nissan LEAF Charger Guide" [Online] Available: <https://pod-point.com/landing-pages/nissan-leaf-charging>. [Acedido em 15 de Abril 2018].

[53] Renault, "Renault ZOE Charger Guide" [Online] Available: <https://www.renault.pt/gama/veiculos-eletricos/zoe/novo-zoe/iframe-bateria-e-carga.jsp>.

[Acedido em 15 de Abril 2018].

ANEXO A

Tabela 12 – Valores diários do €/MWh do ponto de vista da rede do consumidor e caso o preço do consumidor varie com os preços do MIBEL através de um rácio calculado pelo quociente da média dos preços do consumidor e da média dos preços diários do MIBEL, para o dia típico de Inverno.

<i>Hora</i>	<i>Preço rede €/MWh</i>	<i>Preço consumidor com tarifa bi-horária €/MWh</i>	<i>Preço consumidor com tarifa a variar com o MIBEL €/MWh</i>
1	29	101,6	129,63
2	25,05	101,6	111,97
3	26,18	101,6	117,02
4	21,03	101,6	94,00
5	19,89	101,6	88,91
6	21,97	101,6	98,21
7	26,69	101,6	119,30
8	28,9	198,6	129,18
9	36,69	198,6	164,00
10	42,99	198,6	192,17
11	46	198,6	205,62
12	42,99	198,6	192,17
13	39,62	198,6	177,10
14	37,99	198,6	169,82
15	37,99	198,6	169,82
16	37,2	198,6	166,28
17	37,66	198,6	168,34
18	38,88	198,6	173,79
19	42,5	198,6	189,98
20	49,89	198,6	223,01
21	45	198,6	201,15
22	42,99	101,6	192,17
23	37,4	101,6	167,18
24	34,09	101,6	152,38
MEDIA	35,36	158,18	158,05

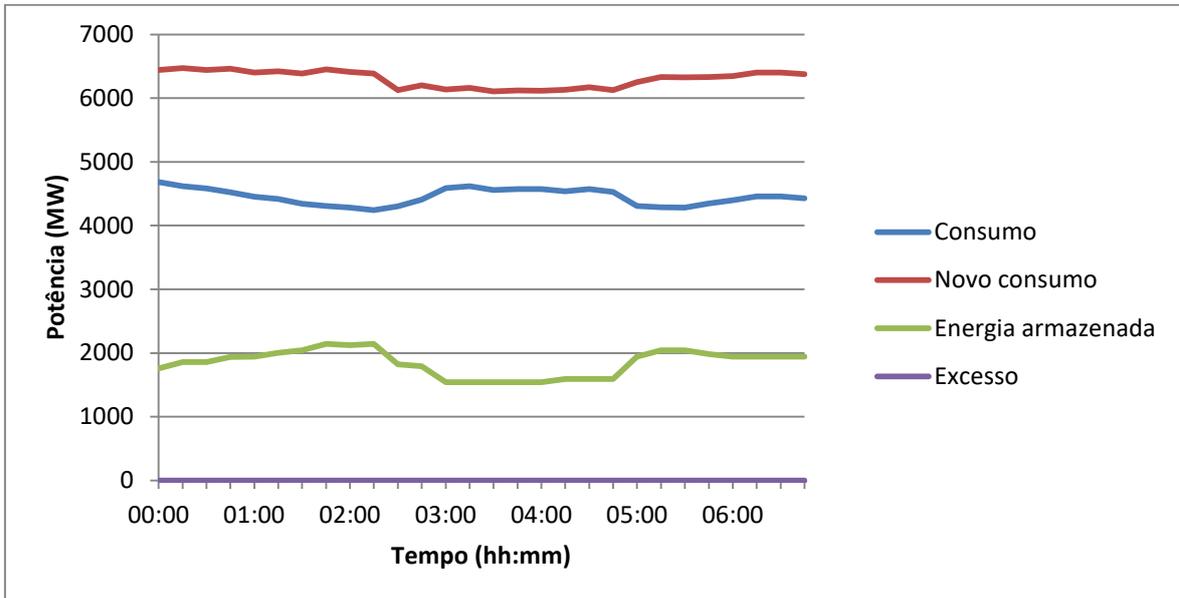
Tabela 13 – Valores diários do €/MWh do ponto de vista da rede do consumidor e caso o preço do consumidor varie com os preços do MIBEL através de um rácio calculado pelo quociente da média dos preços do consumidor e da média dos preços diários do MIBEL, para o dia típico de Verão.

<i>Hora</i>	<i>Preço rede €/MWh</i>	<i>Preço consumidor com tarifa bi-horária €/MWh</i>	<i>Preço consumidor com tarifa a variar com o MIBEL €/MWh</i>
1	39,96	101,6	152,25
2	35,3	101,6	134,49
3	35,26	101,6	134,34
4	34,7	101,6	132,21
5	33,79	101,6	128,74
6	34	101,6	129,54
7	36,66	101,6	139,67
8	40,26	198,6	153,39
9	42,11	198,6	160,44
10	44,19	198,6	168,36
11	44,69	198,6	170,27
12	44,69	198,6	170,27
13	45,69	198,6	174,08
14	46,19	198,6	175,98
15	45,46	198,6	173,20
16	44,69	198,6	170,27
17	42,69	198,6	162,65
18	43,35	198,6	165,16
19	44,41	198,6	169,20
20	43,86	198,6	167,11
21	44,69	198,6	170,27
22	45,89	101,6	174,84
23	43,52	101,6	165,81
24	40,4	101,6	153,92
MEDIA	41,52	158,18	158,19

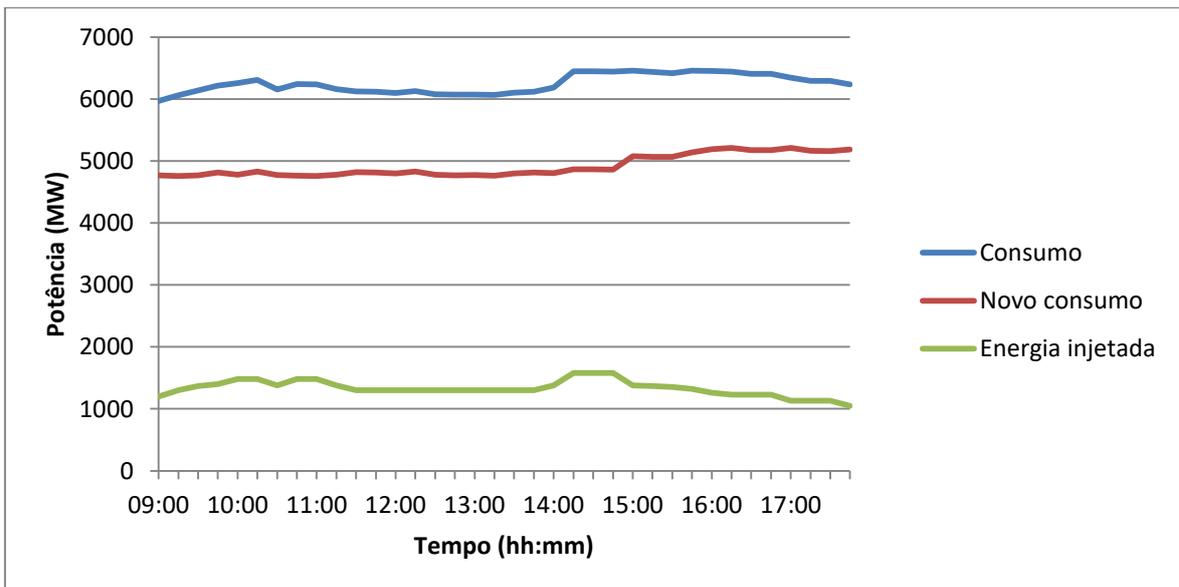
Tabela 14 – Valores diários do €/MWh do ponto de vista da rede do consumidor e caso o preço do consumidor varie com os preços do MIBEL através de um rácio calculado pelo quociente da média dos preços do consumidor e da média dos preços diários do MIBEL, para o dia típico de Primavera.

<i>Hora</i>	<i>Preço rede €/MWh</i>	<i>Preço consumidor com tarifa bi-horária €/MWh</i>	<i>Preço consumidor com tarifa a variar com o MIBEL €/MWh</i>
1	22,94	101,6	191,78
2	20,59	101,6	172,13
3	14,9	101,6	124,56
4	12	101,6	100,32
5	10,25	101,6	85,69
6	10,5	101,6	87,78
7	13,3	101,6	111,19
8	22,69	198,6	189,69
9	24,69	198,6	206,41
10	27	198,6	225,72
11	26,63	198,6	222,63
12	25	198,6	209,00
13	25	198,6	209,00
14	23,19	198,6	193,87
15	20,59	198,6	172,13
16	15	198,6	125,40
17	10,25	198,6	85,69
18	10,25	198,6	85,69
19	10,25	198,6	85,69
20	16,69	198,6	139,53
21	21	198,6	175,56
22	25,03	101,6	209,25
23	24	101,6	200,64
24	22,4	101,6	187,26
MEDIA	18,92	158,18	158,19

ANEXO B

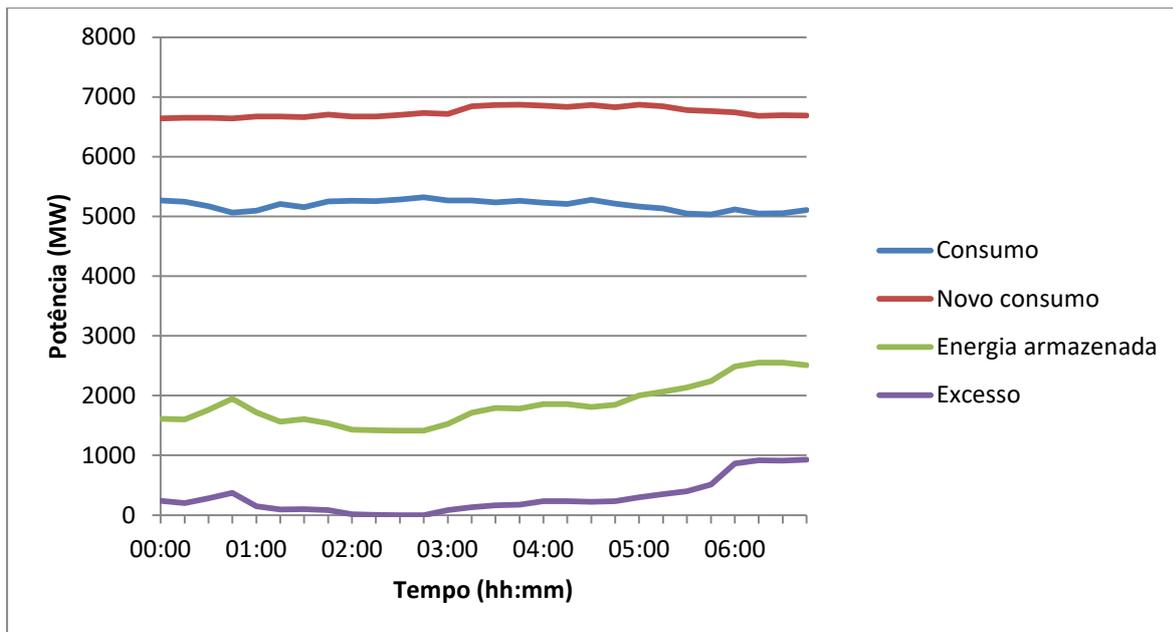


(a)

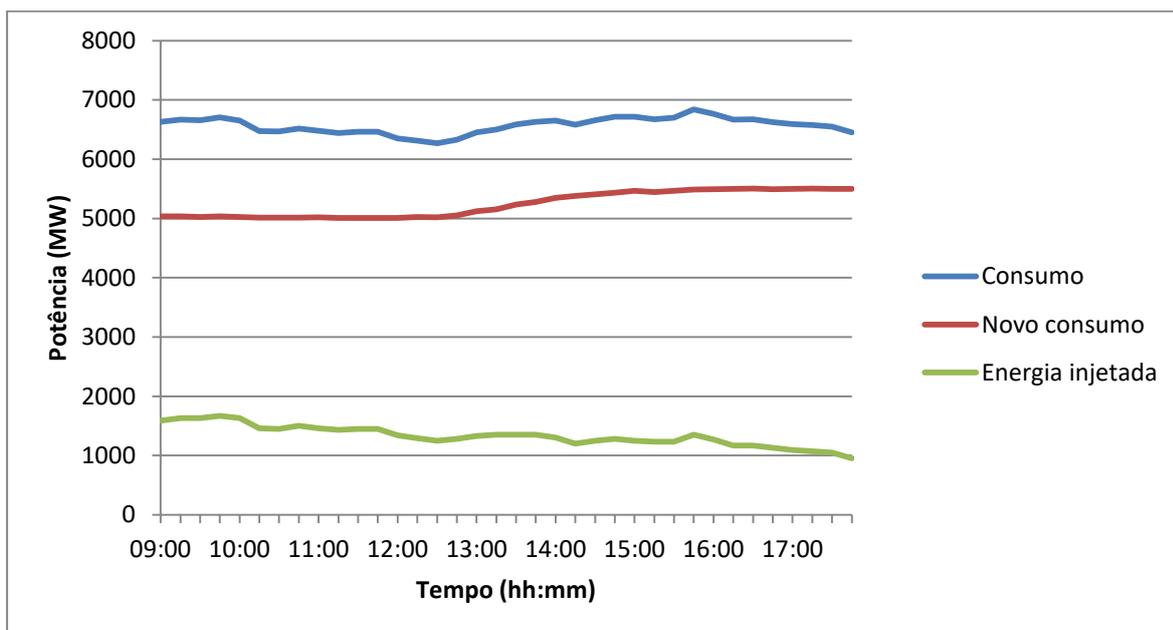


(b)

Figura 28 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Verão, 10%.

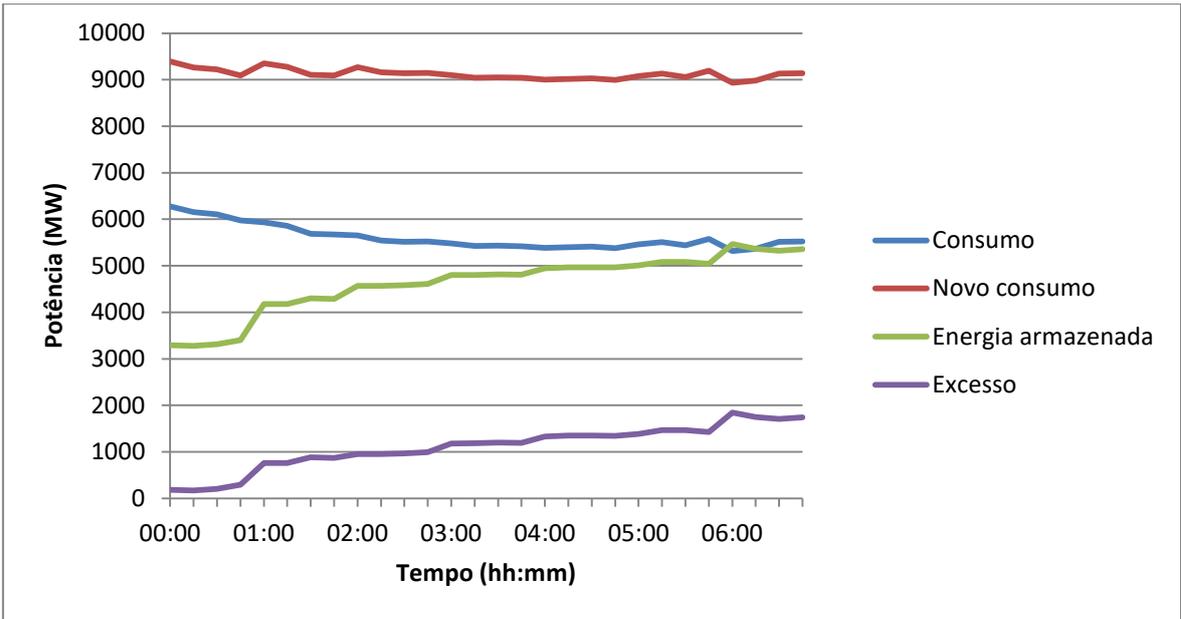


(a)

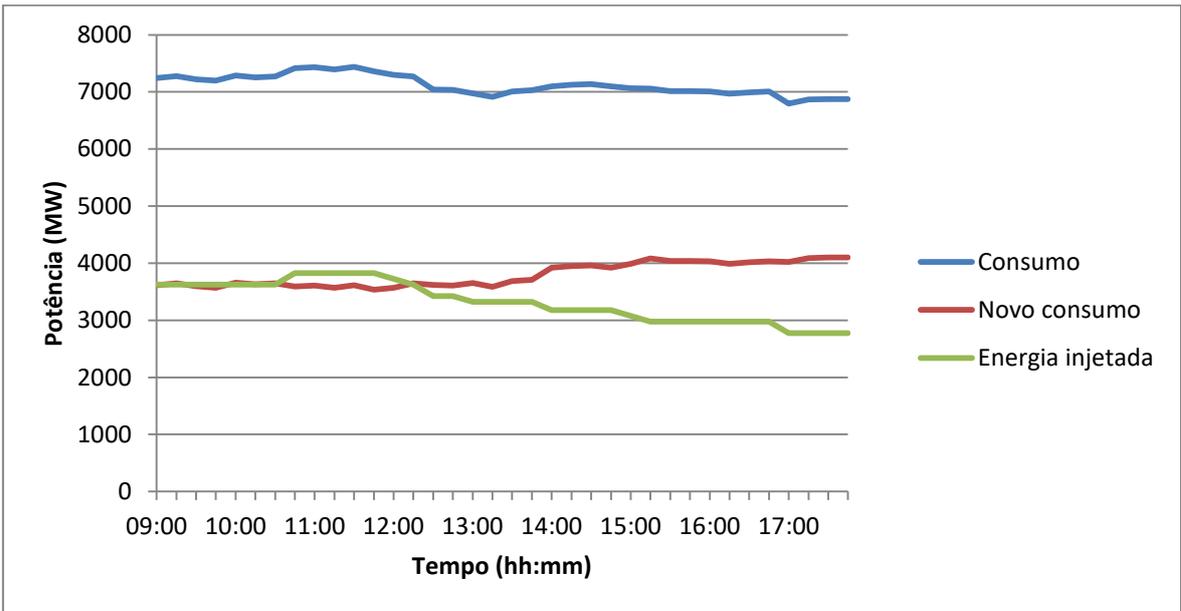


(b)

Figura 29 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Primavera, 10%.

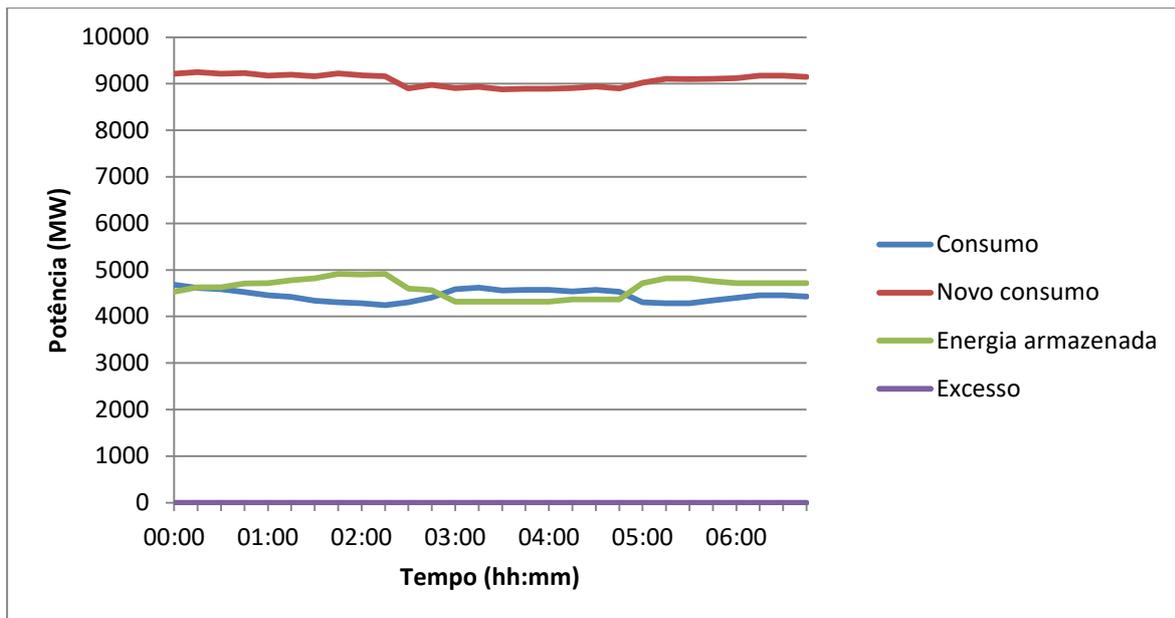


(a)

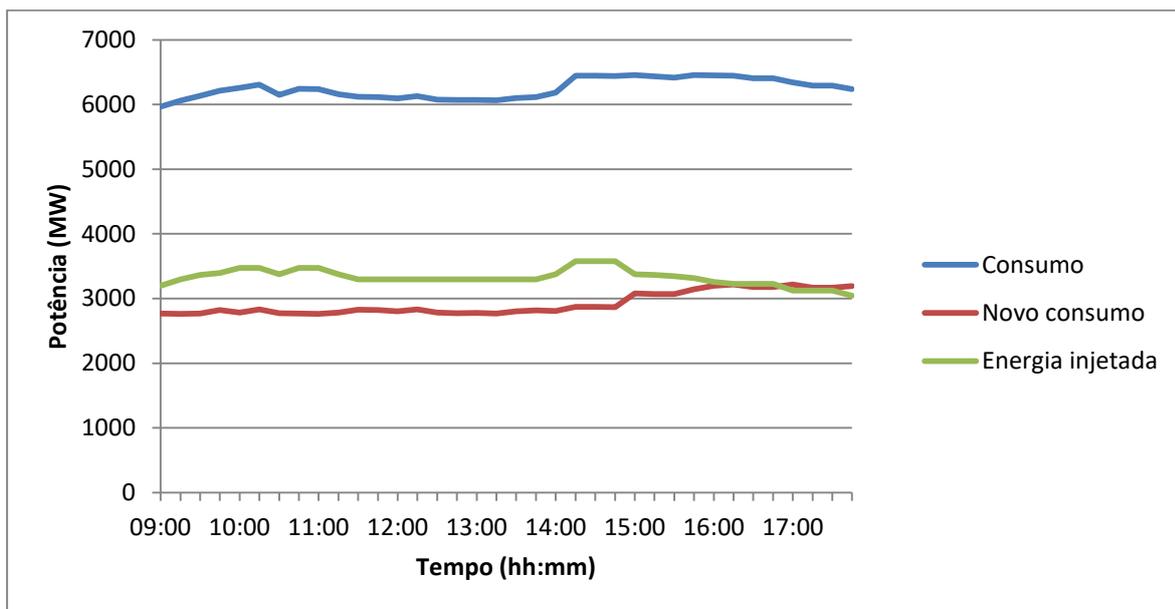


(b)

Figura 30 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Inverno, 25%.

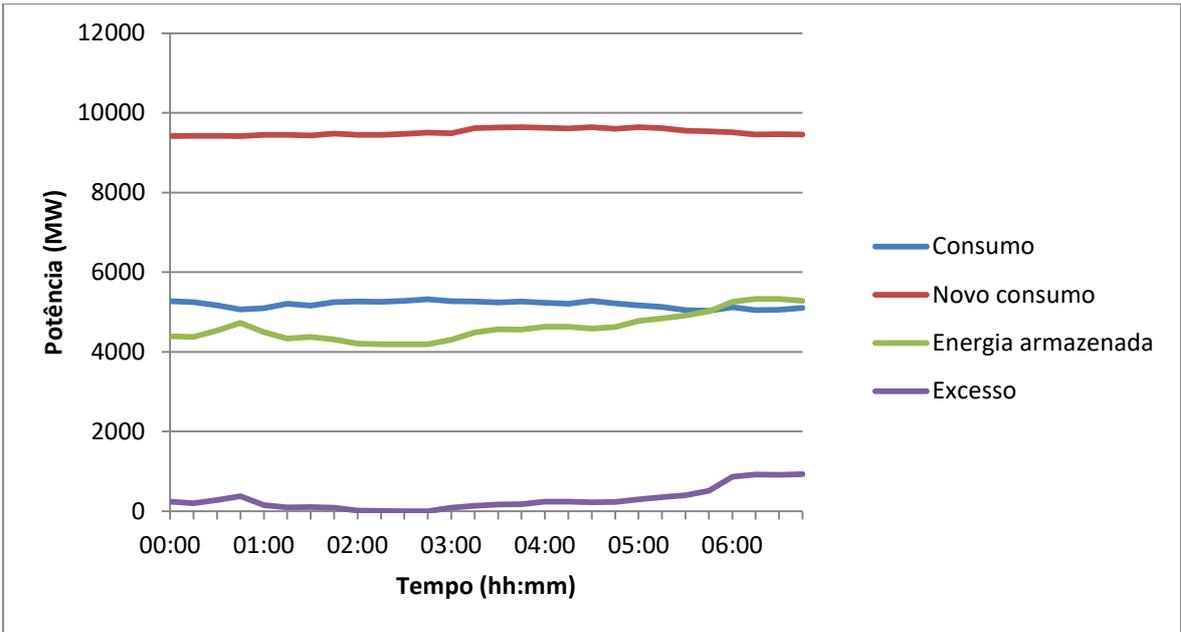


(a)

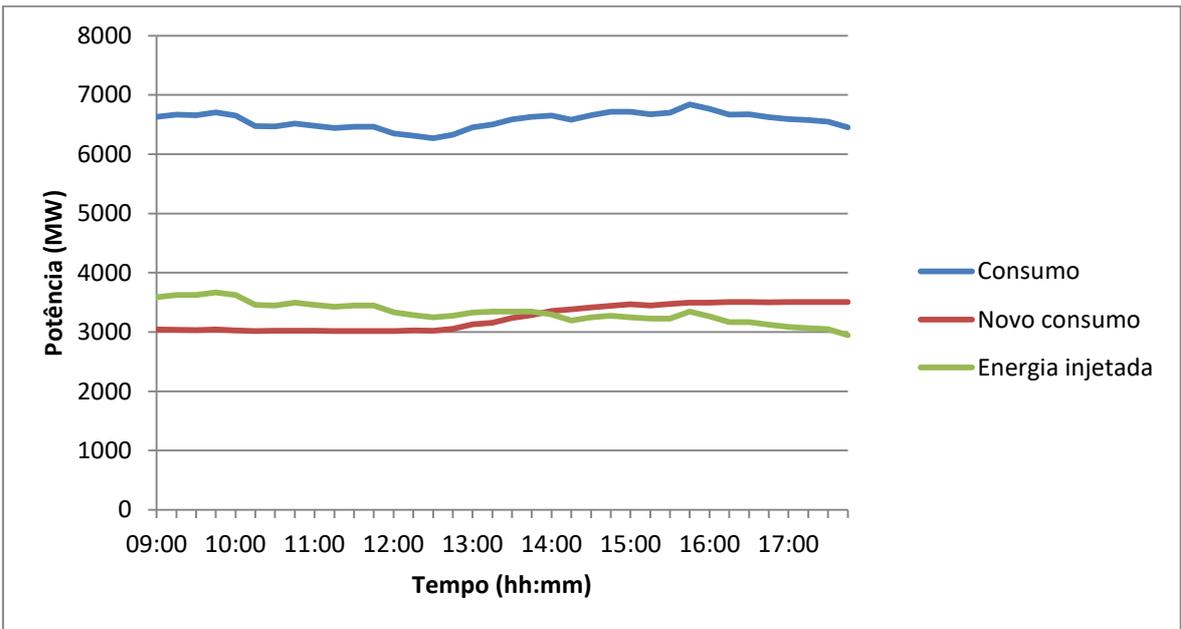


(b)

Figura 31 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Verão, 25%.

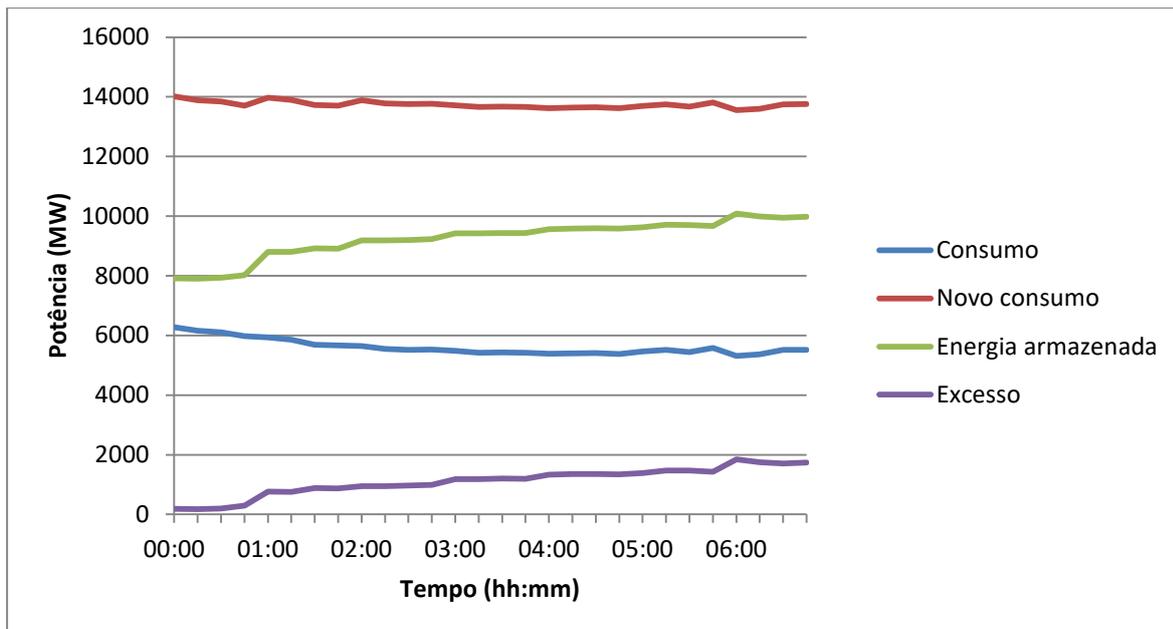


(a)

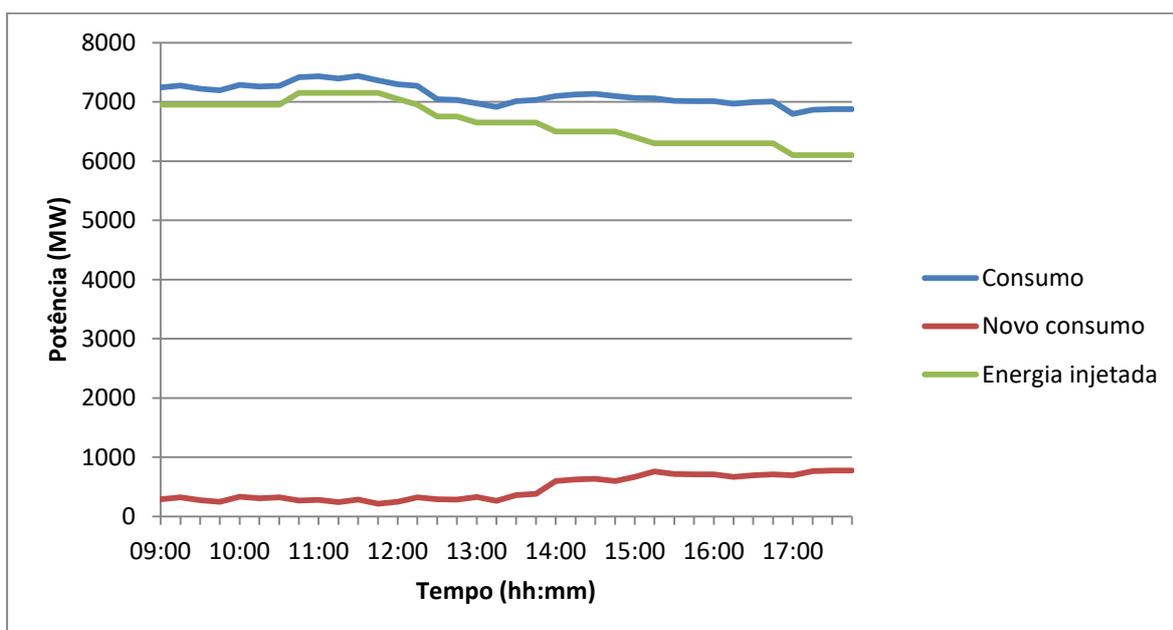


(b)

Figura 32 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Primavera, 25%.

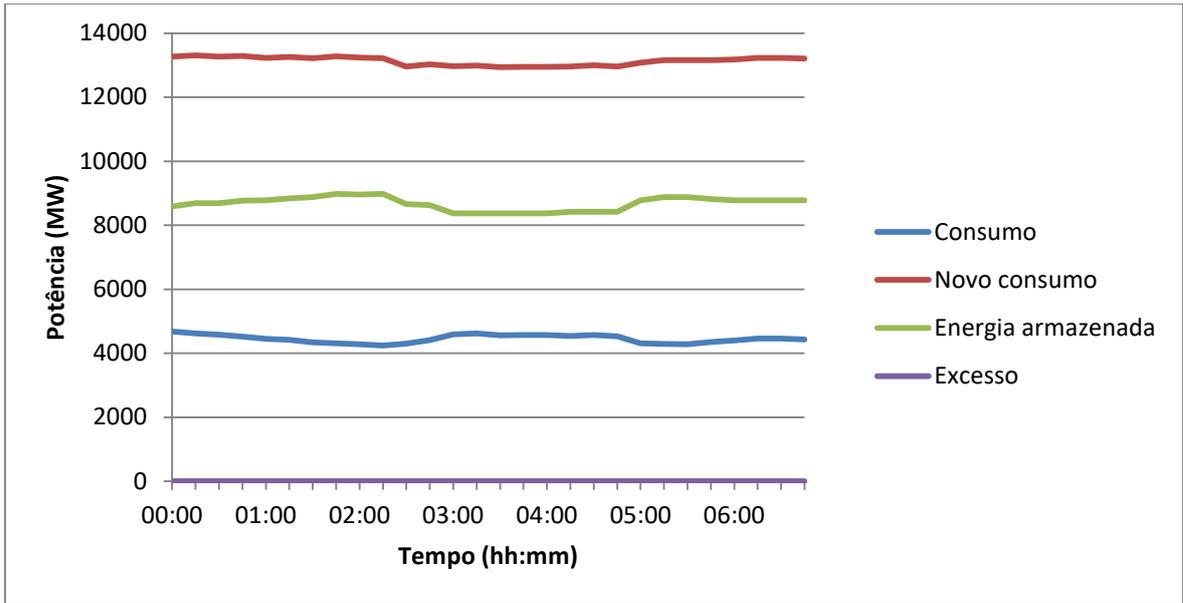


(a)

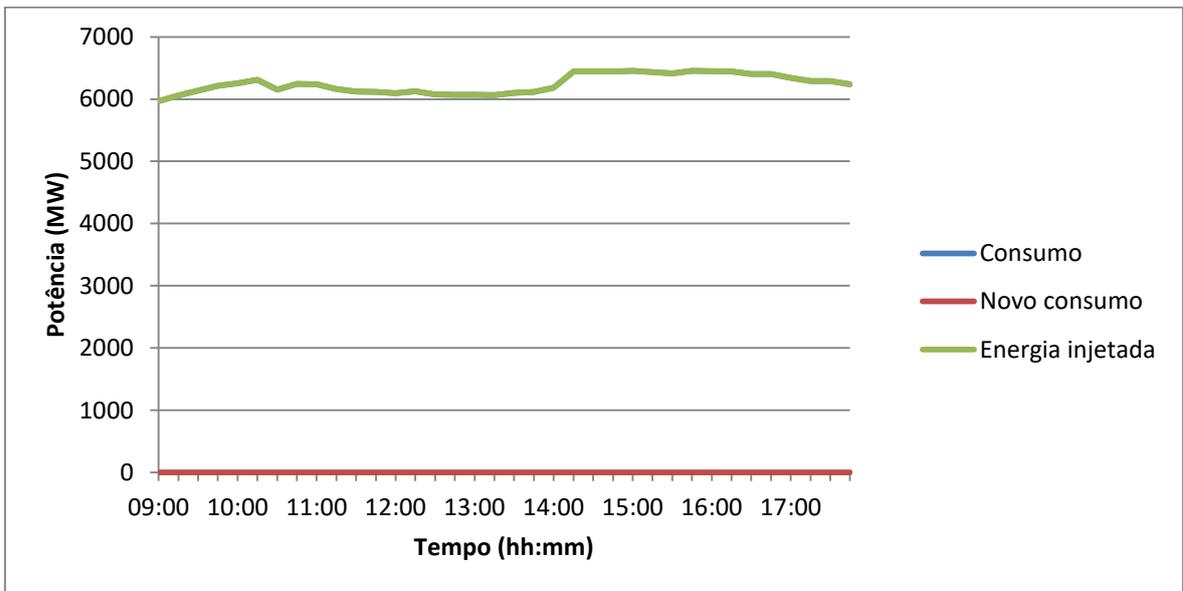


(b)

Figura 33 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Inverno, 50%.

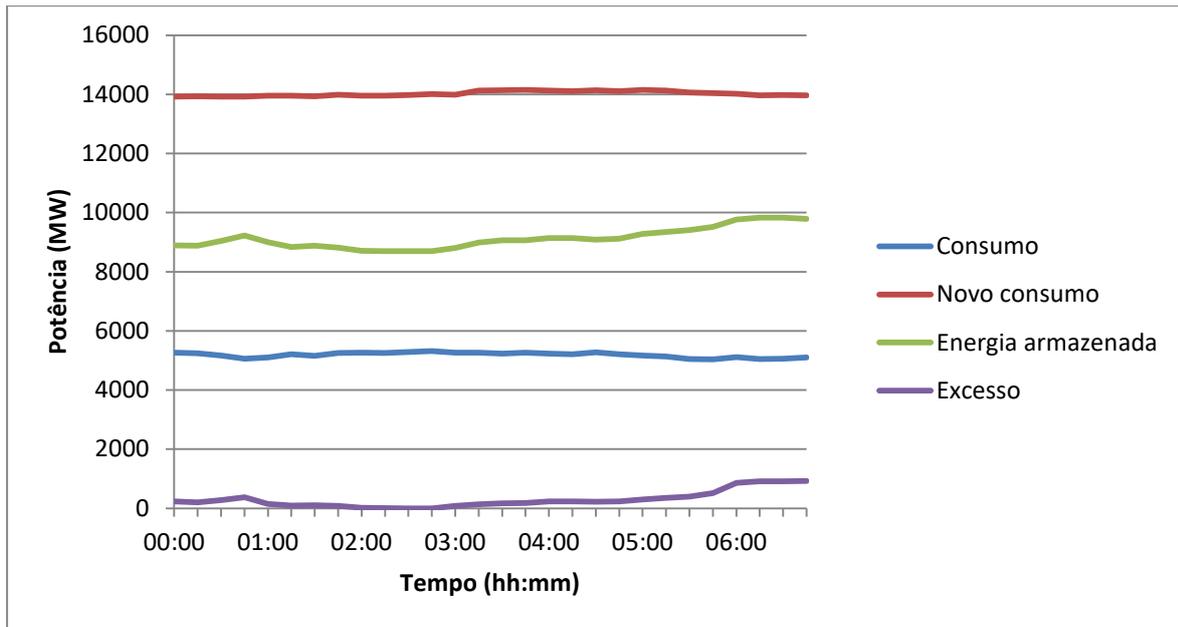


(a)

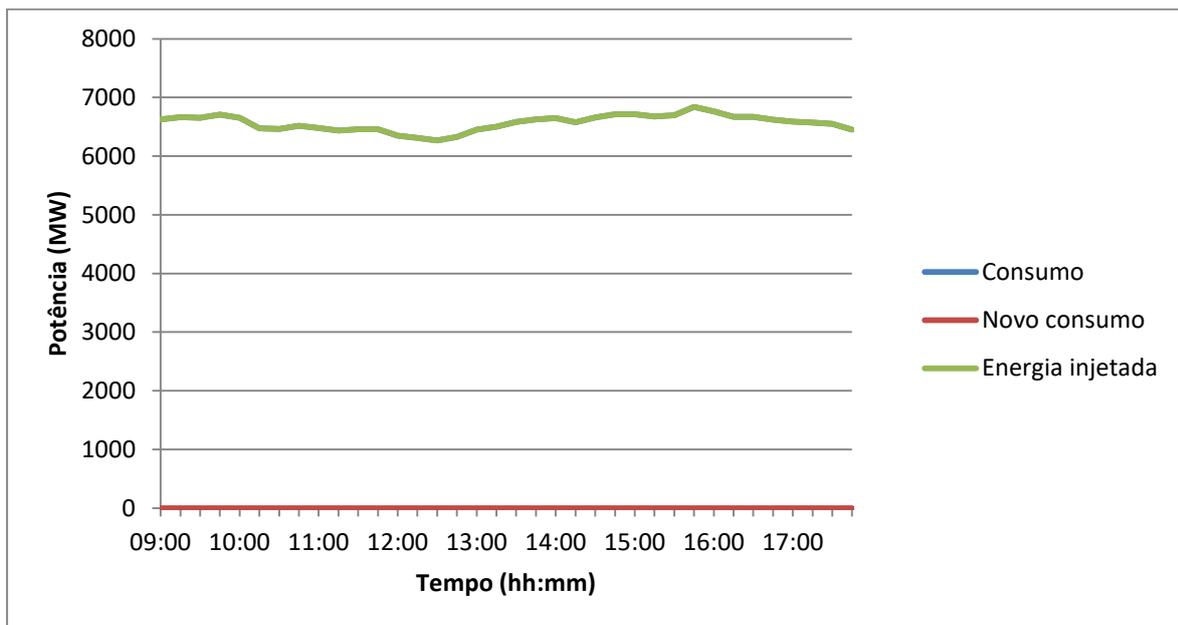


(b)

Figura 34 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Verão, 50%.



(a)



(b)

Figura 35 – (a) Energia durante o período de carga; (b) Energia durante o período de descarga, Primavera

ANEXO C

Tabela 15 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Verão, 10%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	12 940	11 970	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	-	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	0	-	-
Receita rede (€)	-462 000	534 800	72 810
Receita consumidor (€)	-1 760 000	2 038 000	277 400

Tabela 16 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Primavera, 10%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	12 940	11 970	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	100	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	15,80	-	-
Receita rede (€)	-189 000	251 500	62 550
Receita consumidor (€)	-1 580 000	2 103 000	522 900

Tabela 17 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Inverno, 25%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	32 350	29 930	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	100	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	23,90	-	-
Receita rede (€)	-776 900	1 209 000	431 700
Receita consumidor (€)	-3 473 000	5 402 000	1 930 000

Tabela 18 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Verão, 25%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	32 350	29 930	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	-	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	0	-	-
Receita rede (€)	-1 154 000	1 336 000	182 000
Receita consumidor (€)	-4 397 000	5 091 000	693 300

Tabela 19 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Primavera, 25%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	32 350	29 930	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	100	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	6,32	-	-
Receita rede (€)	-478 700	616 500	137 800
Receita consumidor (€)	-4 002 000	5 154 000	1 152 000

Tabela 20 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Inverno, 50%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	64 690	59 860	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	100	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	11,95	-	-
Receita rede (€)	-1 562 000	2 410 000	848 600
Receita consumidor (€)	-6 980 000	10 770 000	3 793 000

Tabela 21 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Verão, 50%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	60 740	56 200	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	-	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	0	-	-
Receita rede (€)	-2 167 000	2 508 000	340 500
Receita consumidor (€)	-8 257 000	9 554 000	1 297 000

Tabela 22 – Potência (MW) e custo da energia (€) para os períodos de tempo considerados para o carregamento e o descarregamento e respectivas perdas e poupanças, Primavera, 50%.

<i>Período de tempo</i>	<i>00:00 - 06:45</i>	<i>09:00 - 14:30</i>	<i>Poupança (€)</i>
Energia armazenada/transferida (MWh)	63 880	59 110	-
Excesso de renovável armazenado no carregamento (%)	100	-	-
Excesso / Energia total armazenado no carregamento (%)	3,20	-	-
Receita rede (€)	-949 400	1 198 000	248 800
Receita consumidor (€)	-7 937 000	10 020 000	2 080 000

ANEXO D

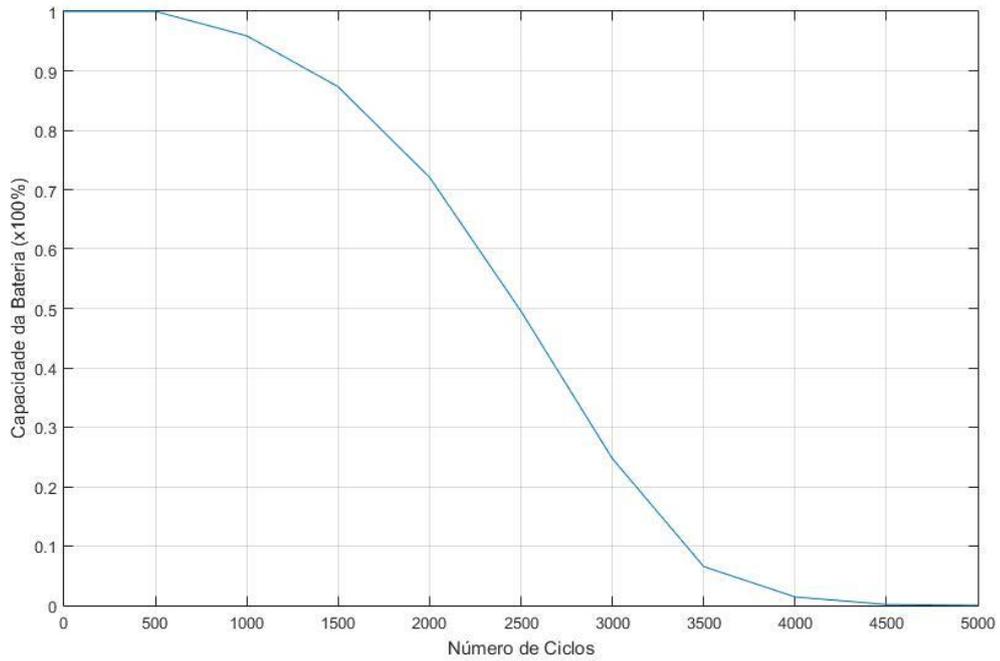


Figura 36 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.

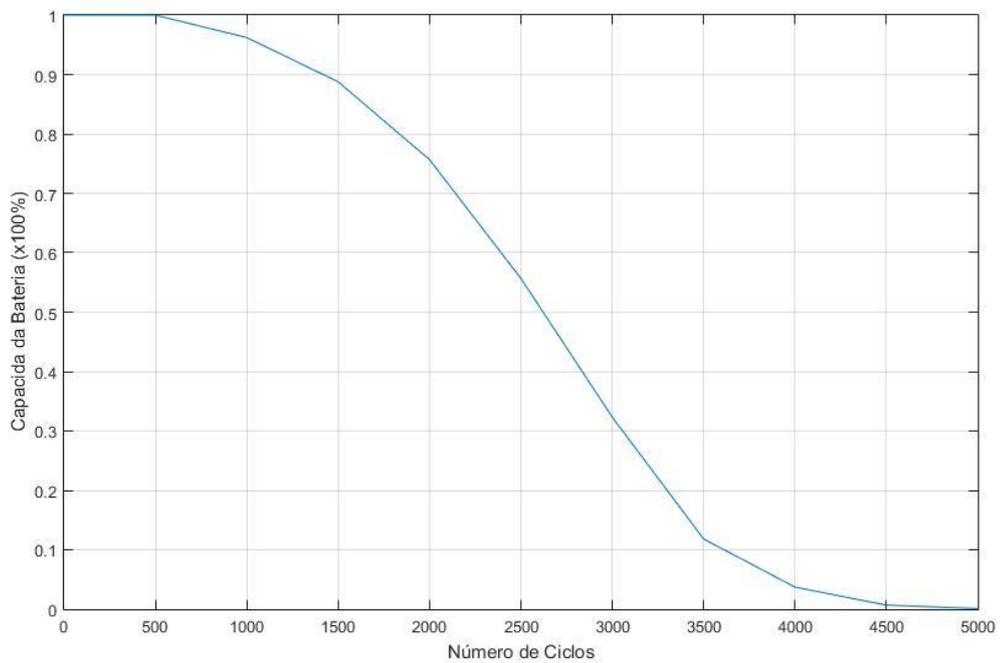


Figura 37 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.

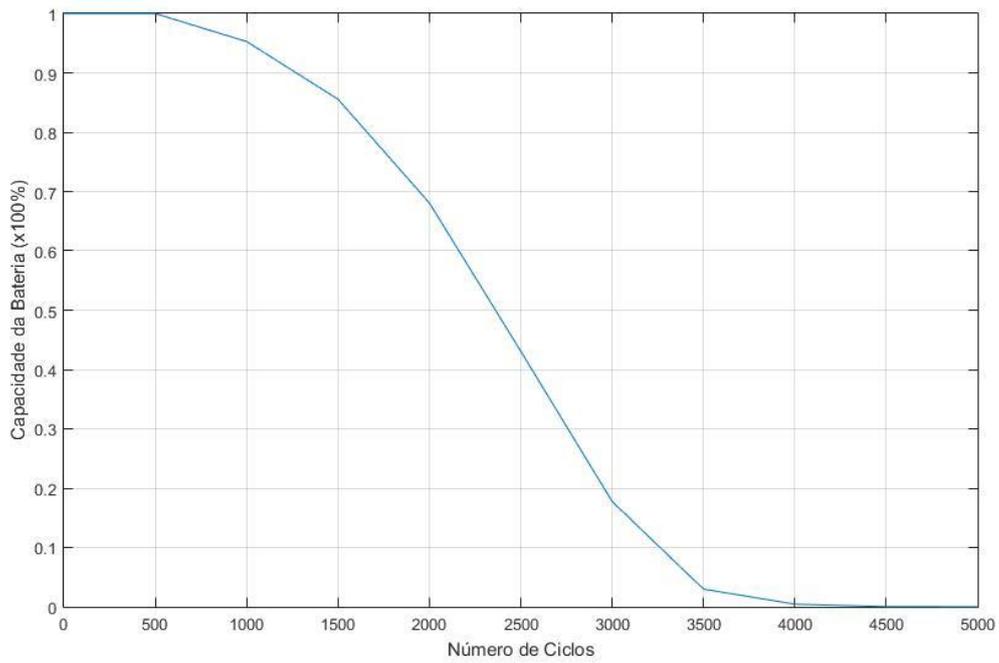


Figura 38 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 10% de VEs.

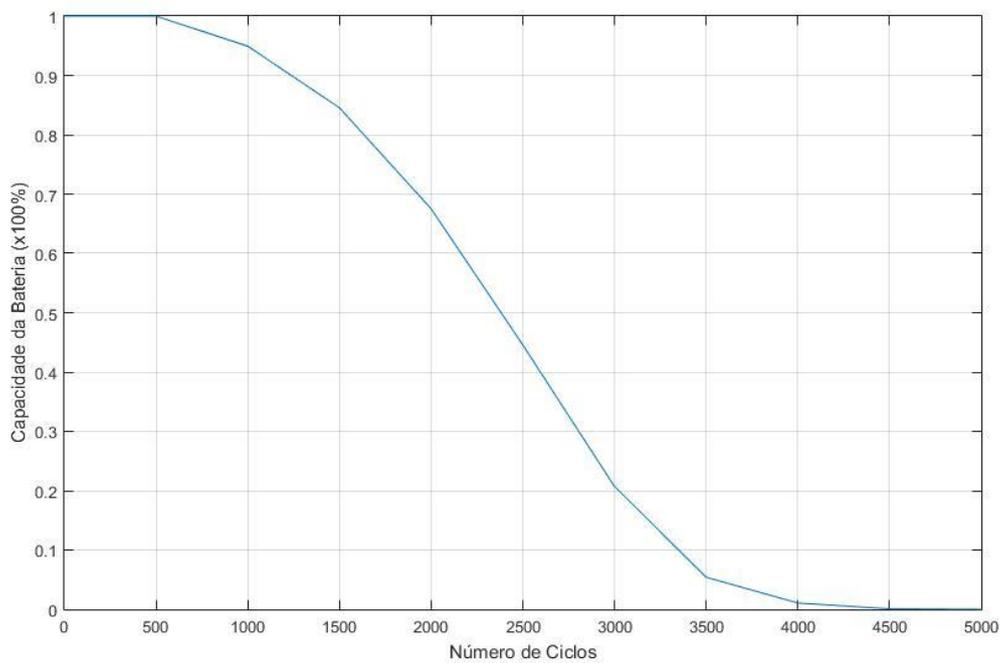


Figura 39 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.

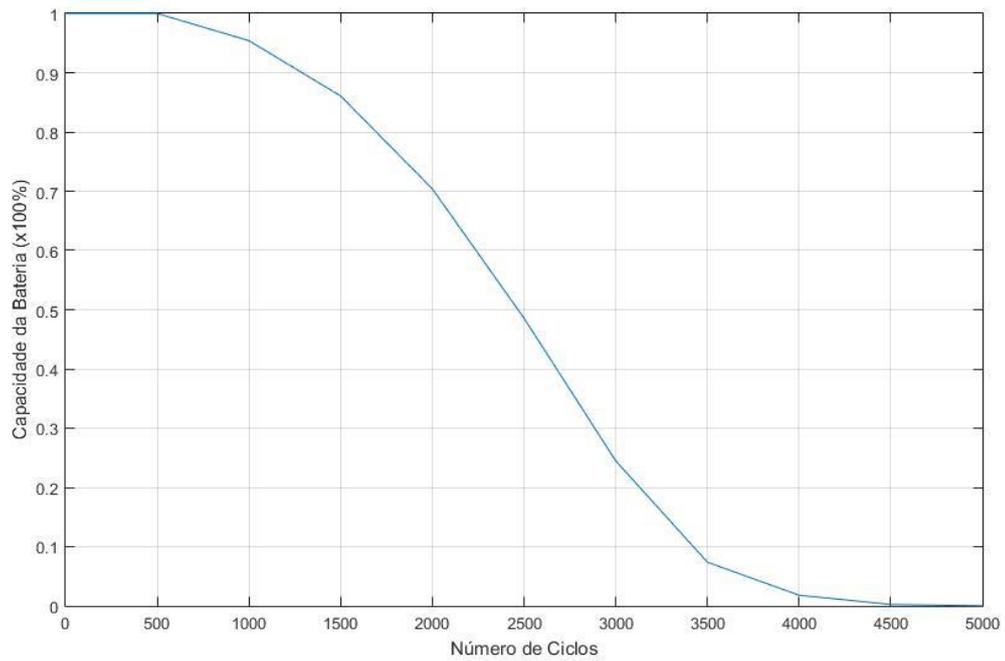


Figura 40 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.

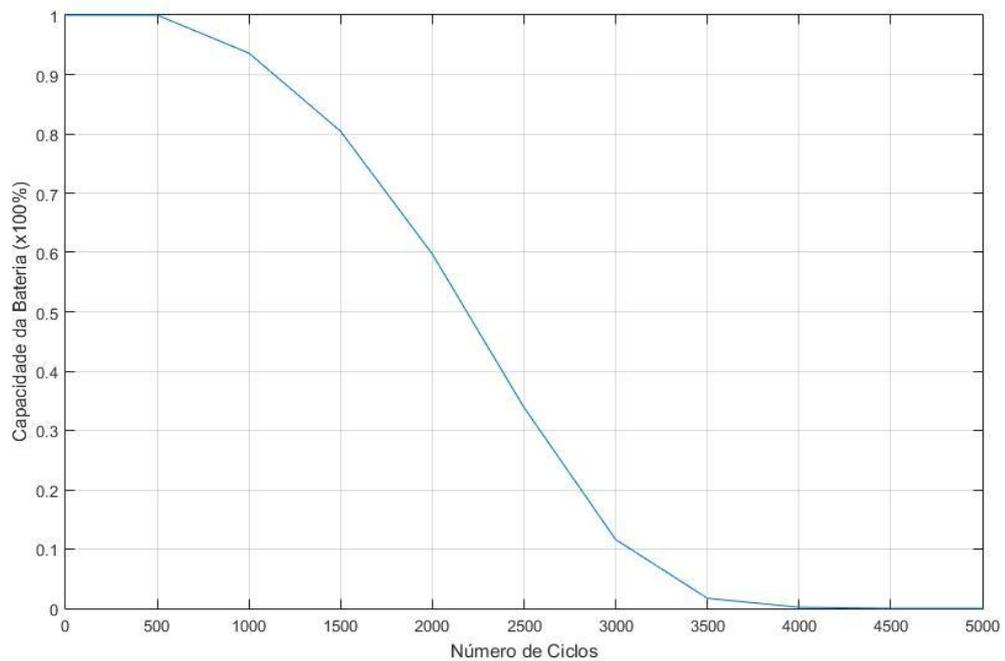


Figura 41 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.

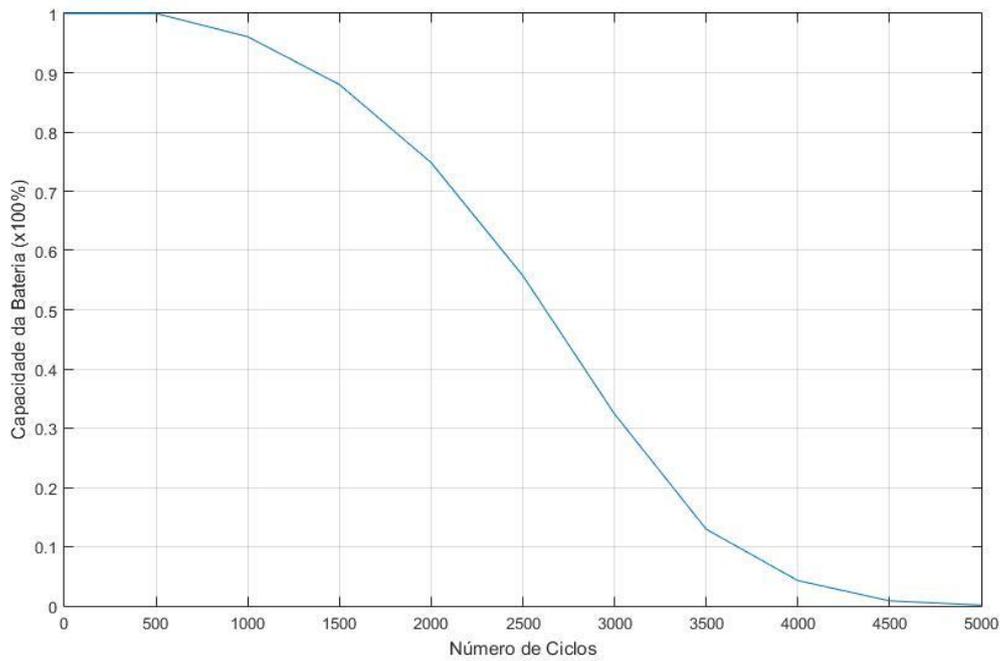


Figura 42 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 10% de VEs.

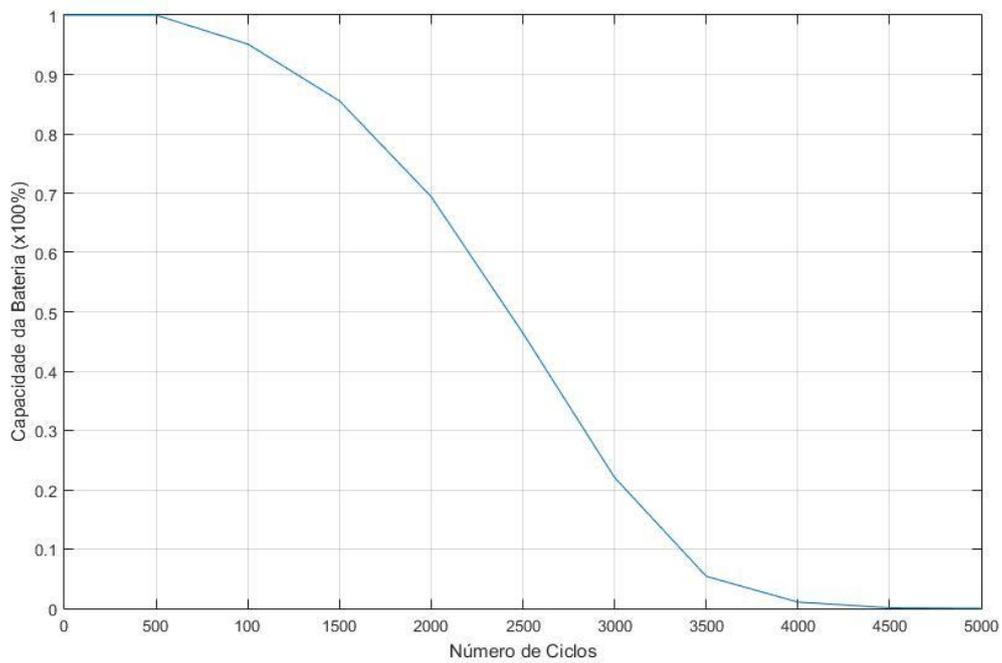


Figura 43 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.

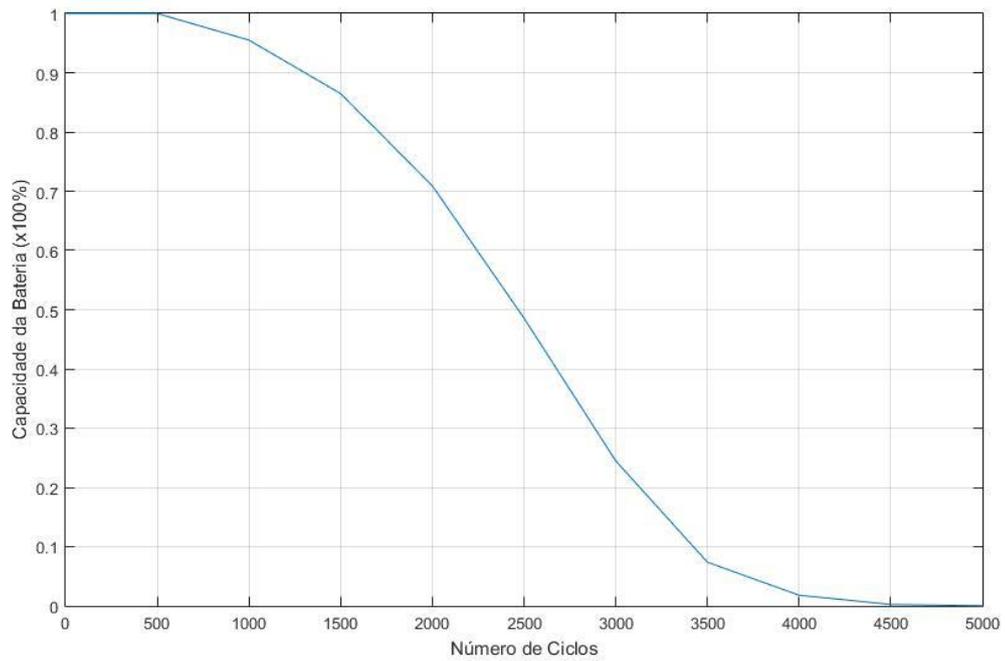


Figura 44– Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.

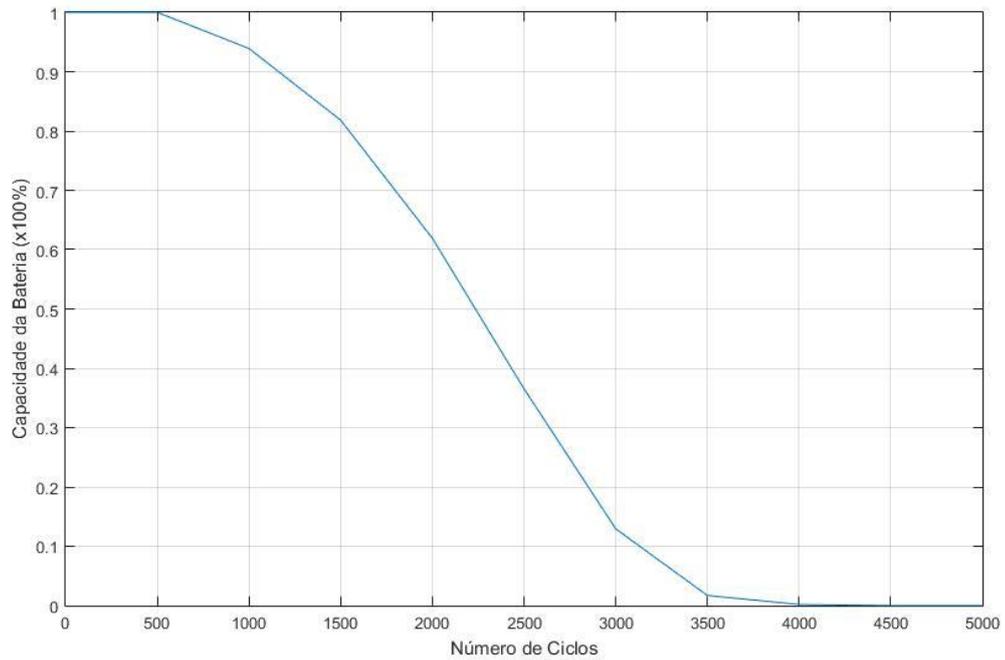


Figura 45 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.

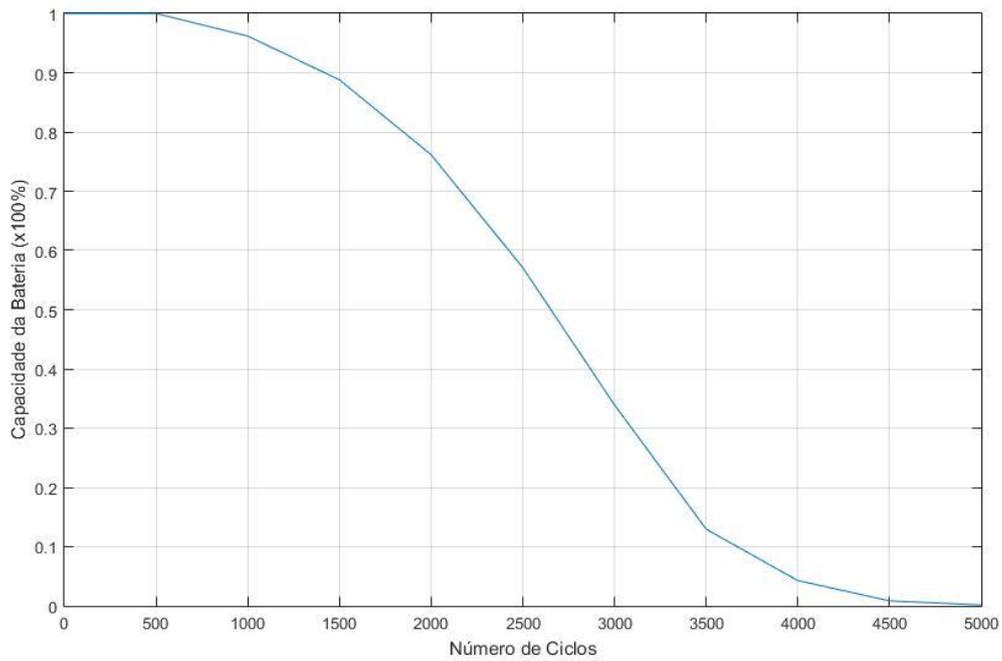


Figura 46 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 10% de VEs.

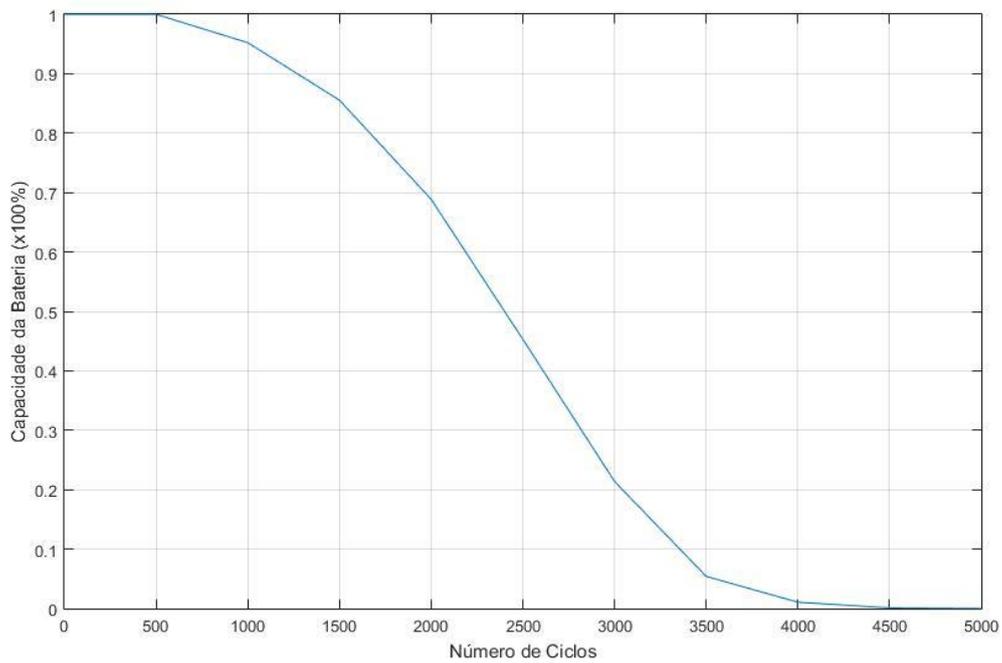


Figura 47 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.

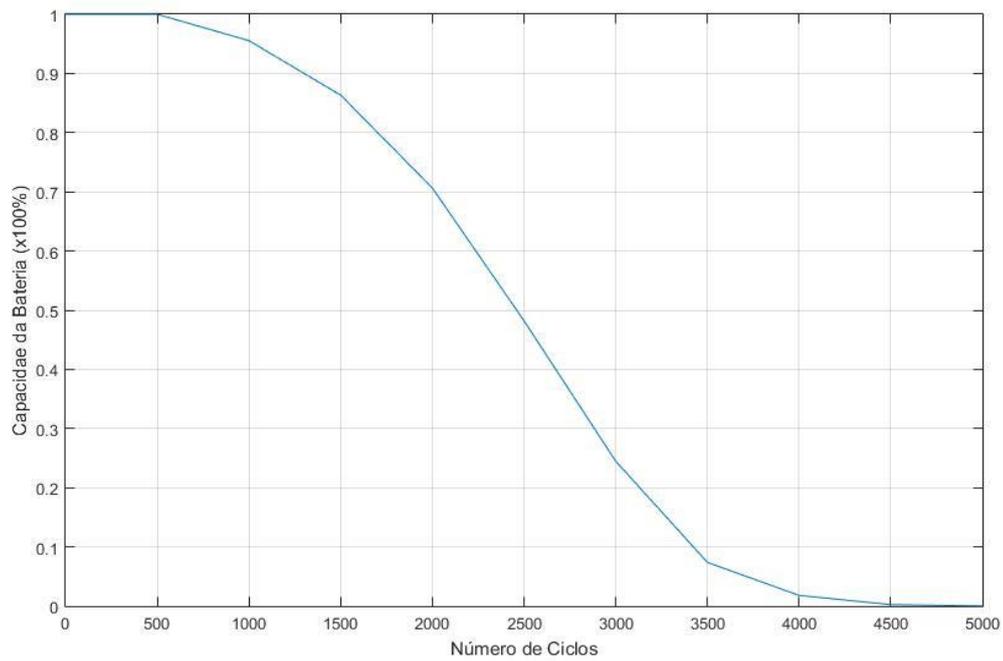


Figura 48 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.

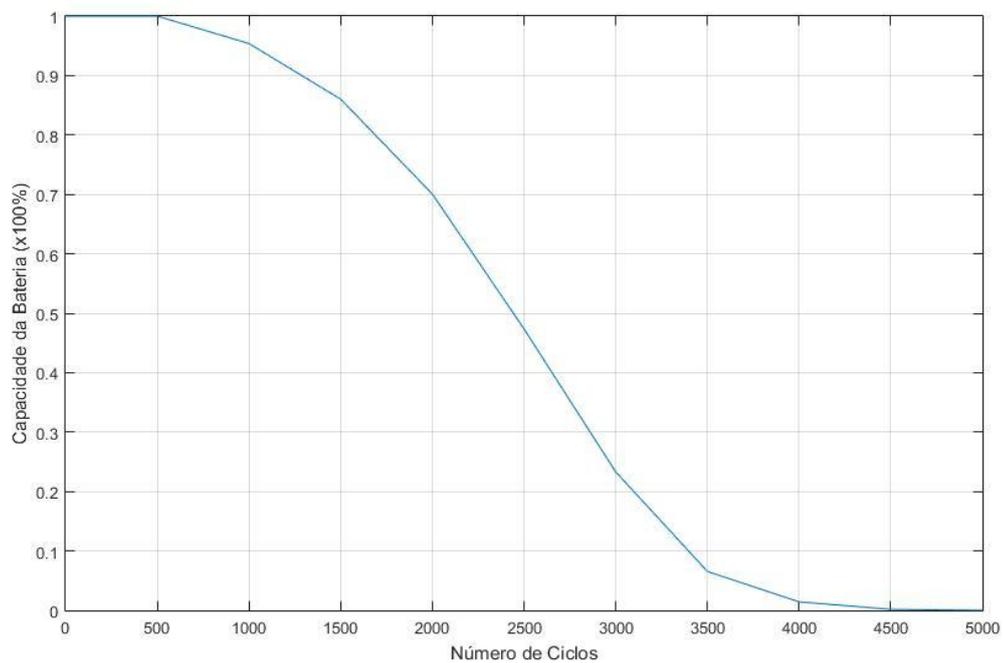


Figura 49 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.

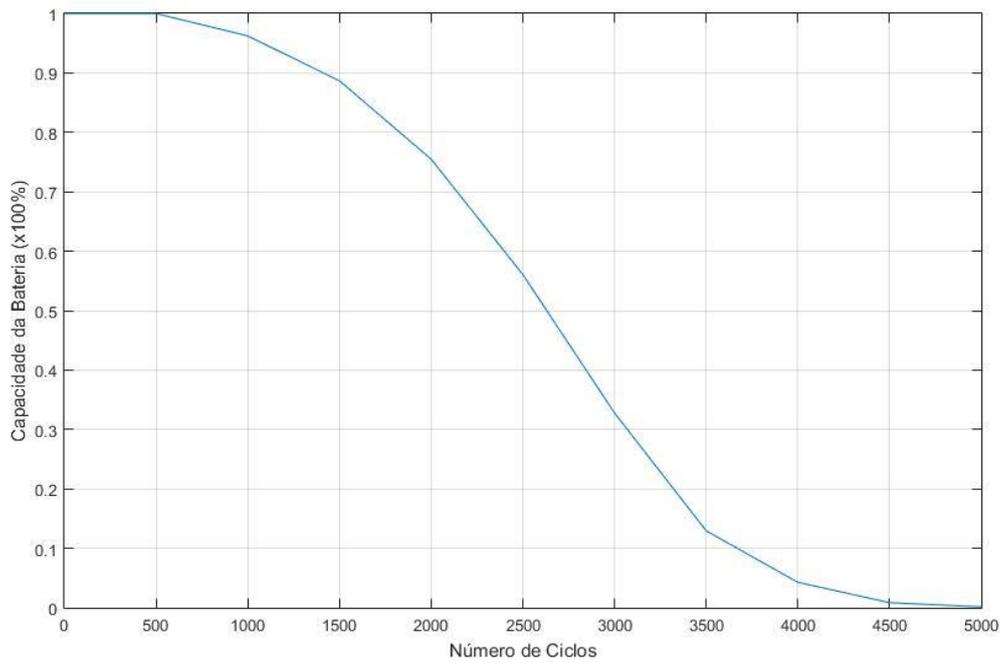


Figura 50 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 25% de VEs.

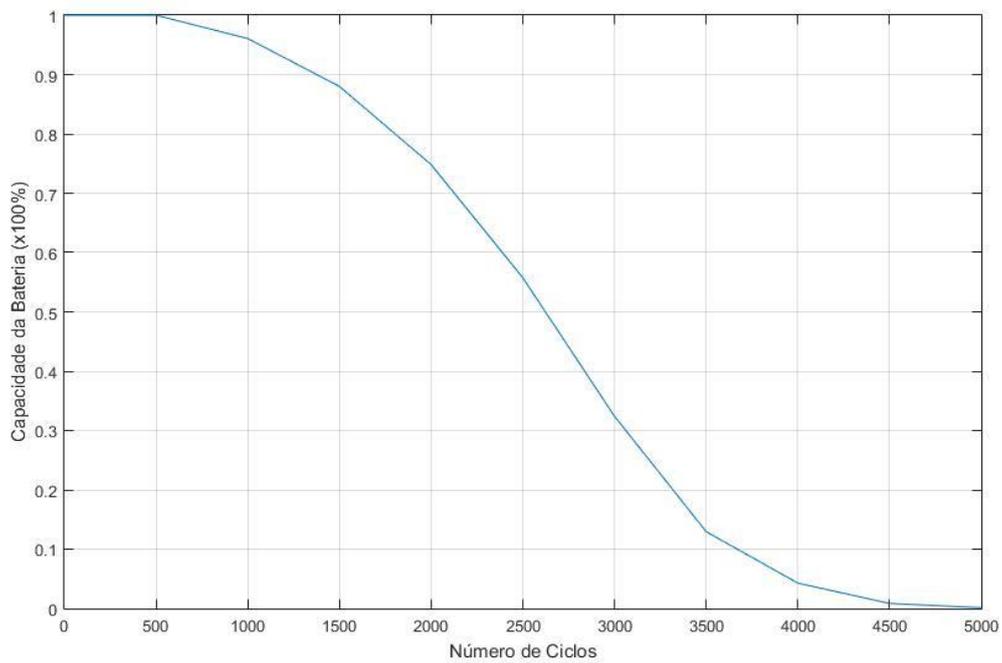


Figura 51 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.

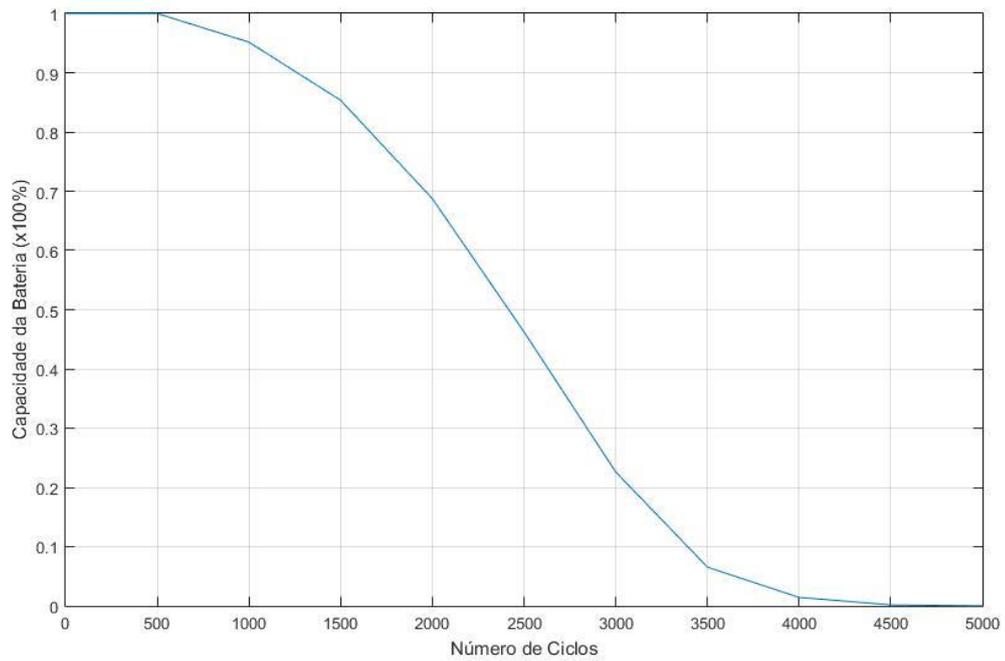


Figura 52 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.

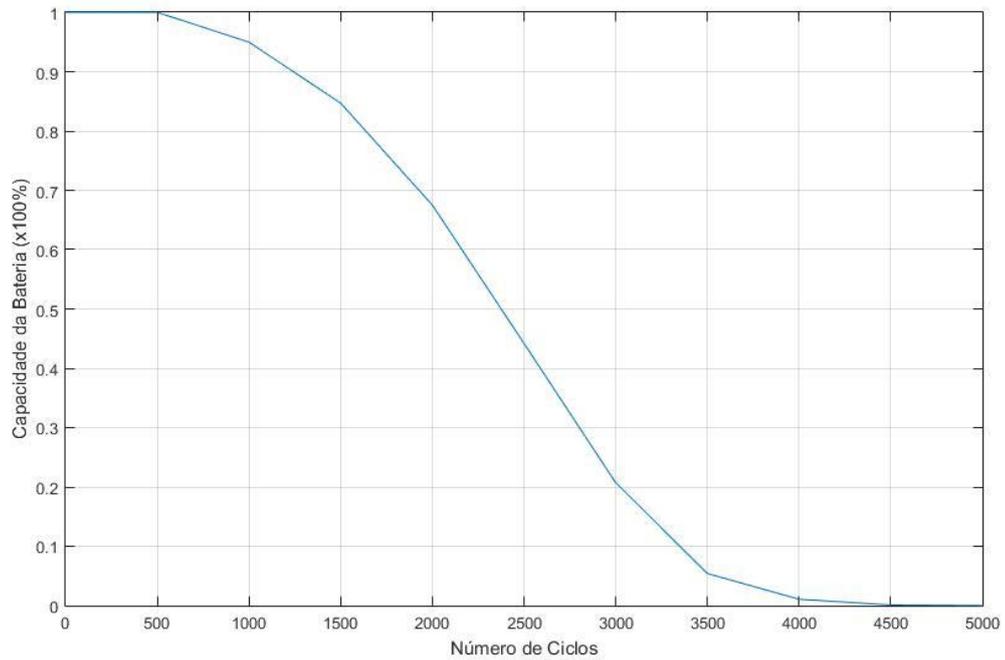


Figura 53 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.

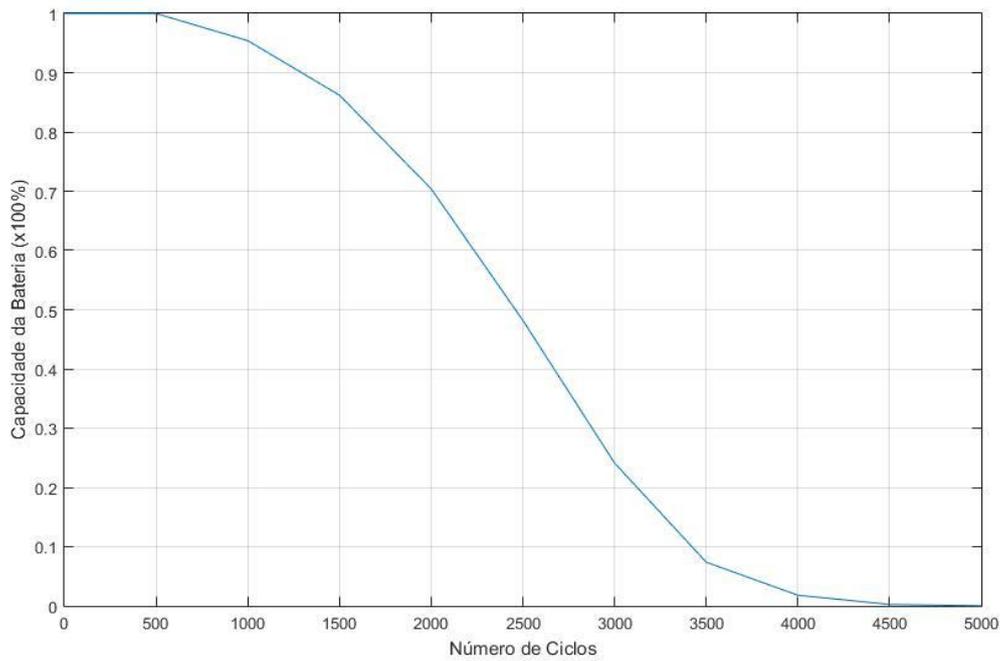


Figura 54 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 25% de VEs.

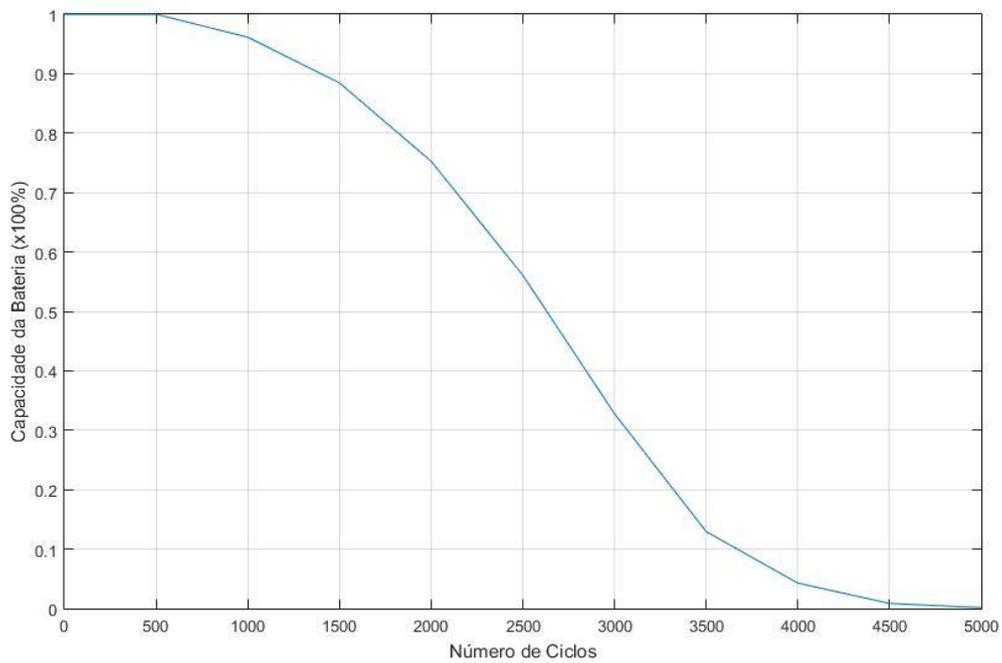


Figura 55 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.

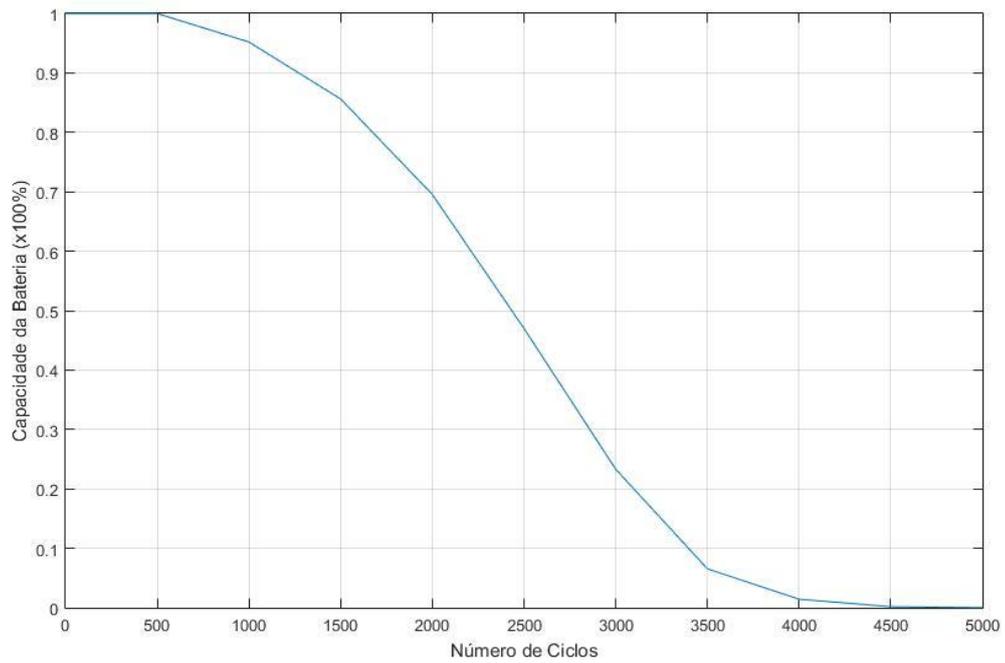


Figura 56 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.

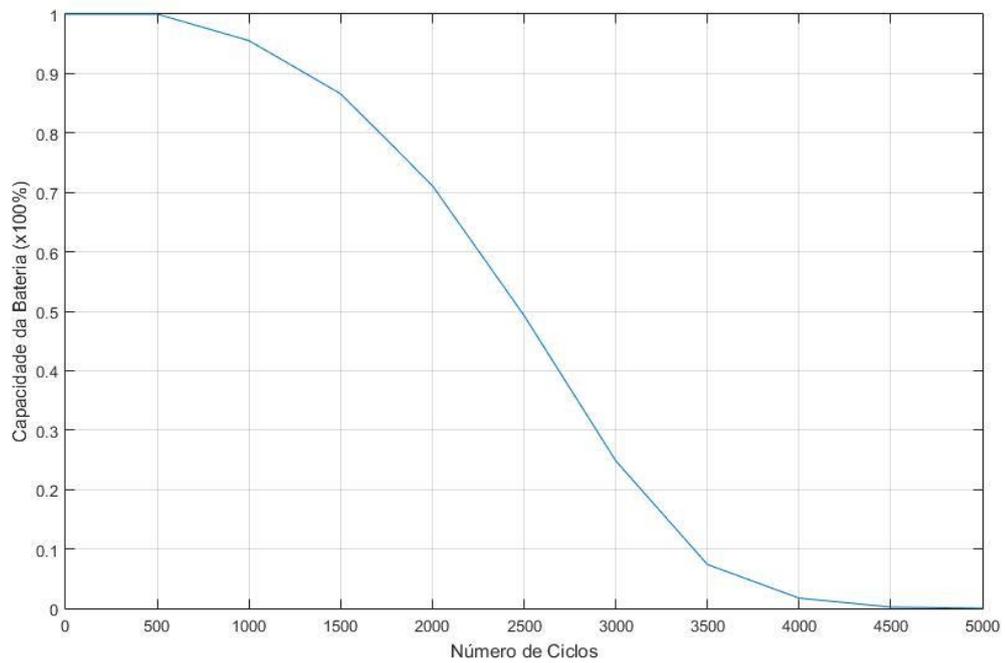


Figura 57 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.

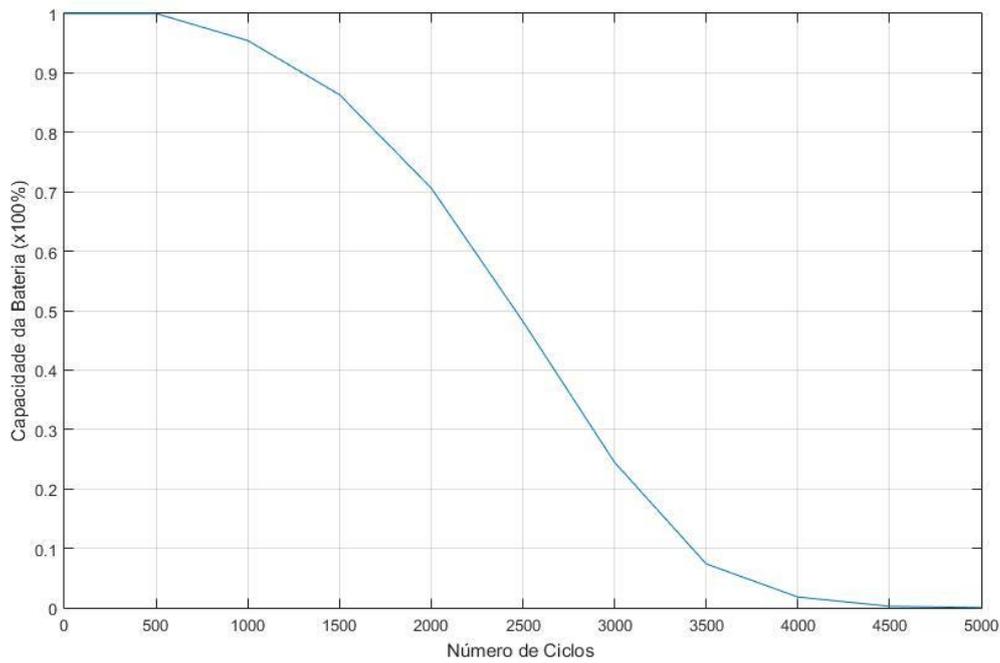


Figura 58 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 25% de VEs.

50

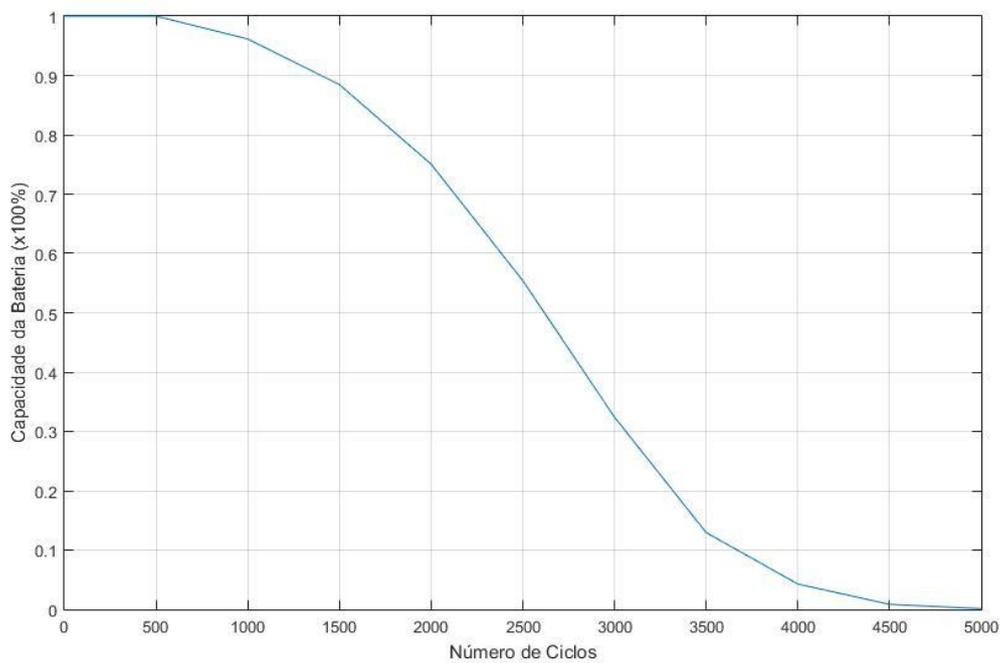


Figura 59 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.

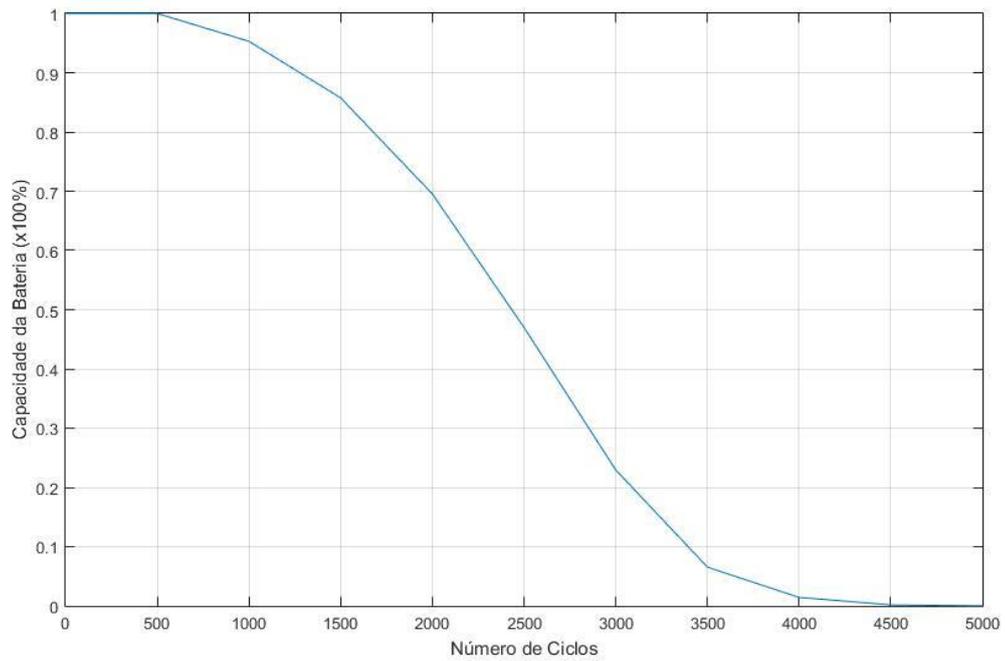


Figura 60 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.

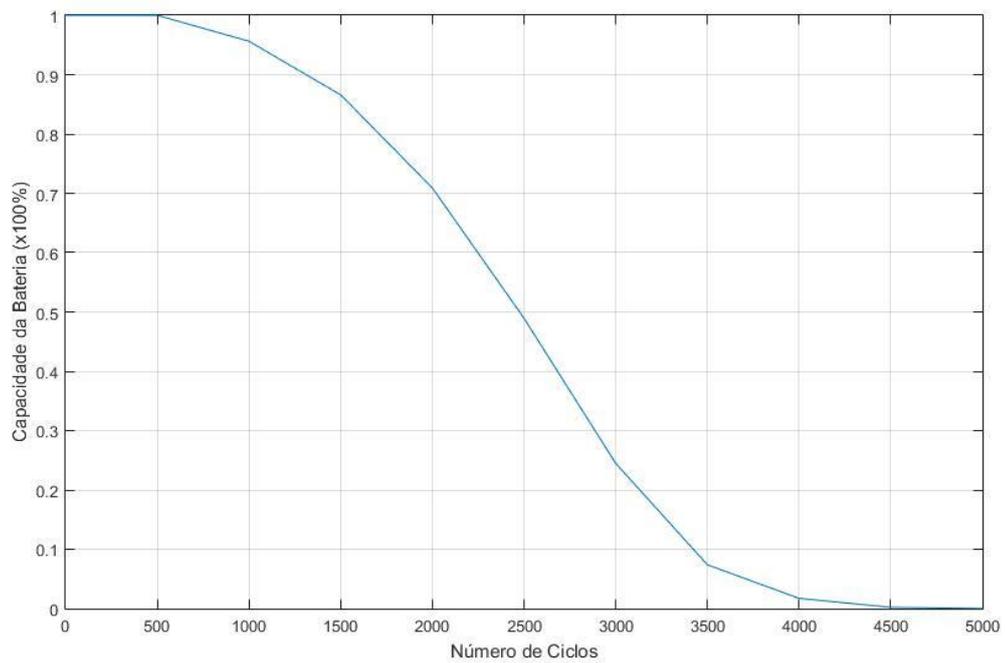


Figura 61 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.

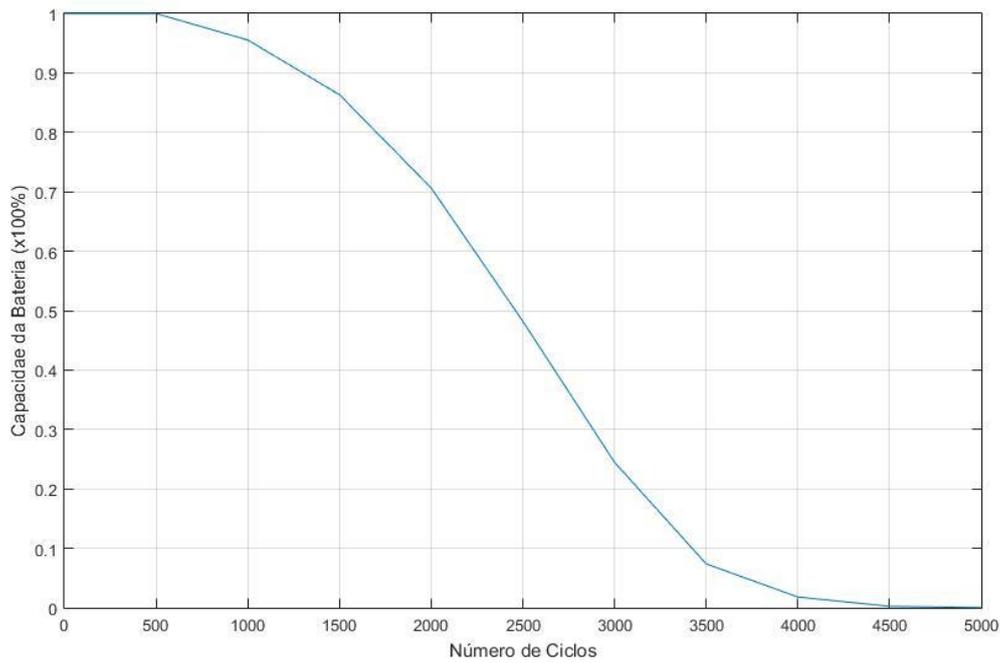


Figura 62 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Inverno com 50% de VEs.

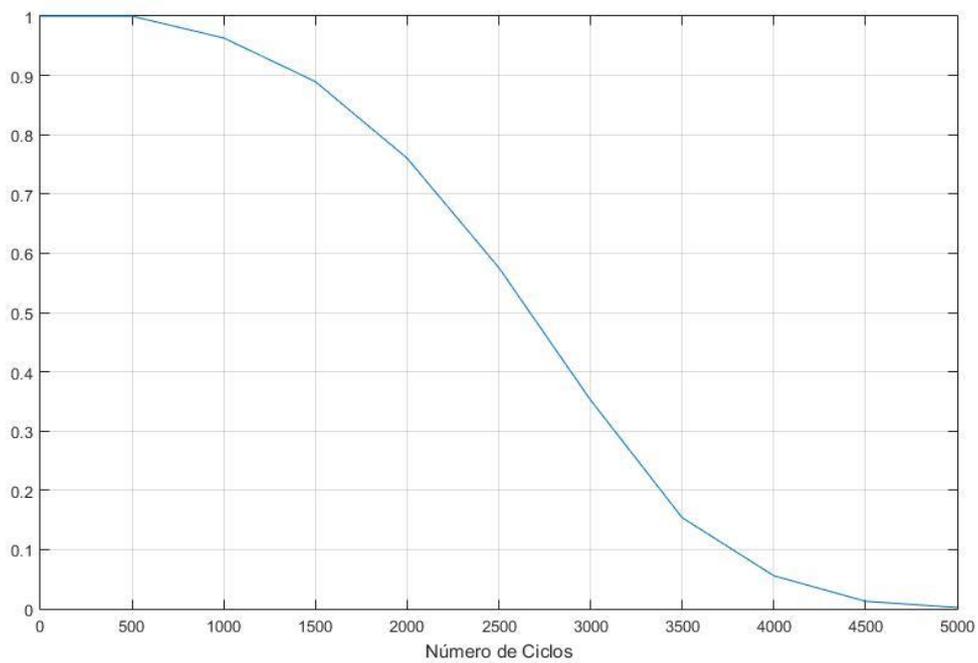


Figura 63 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.

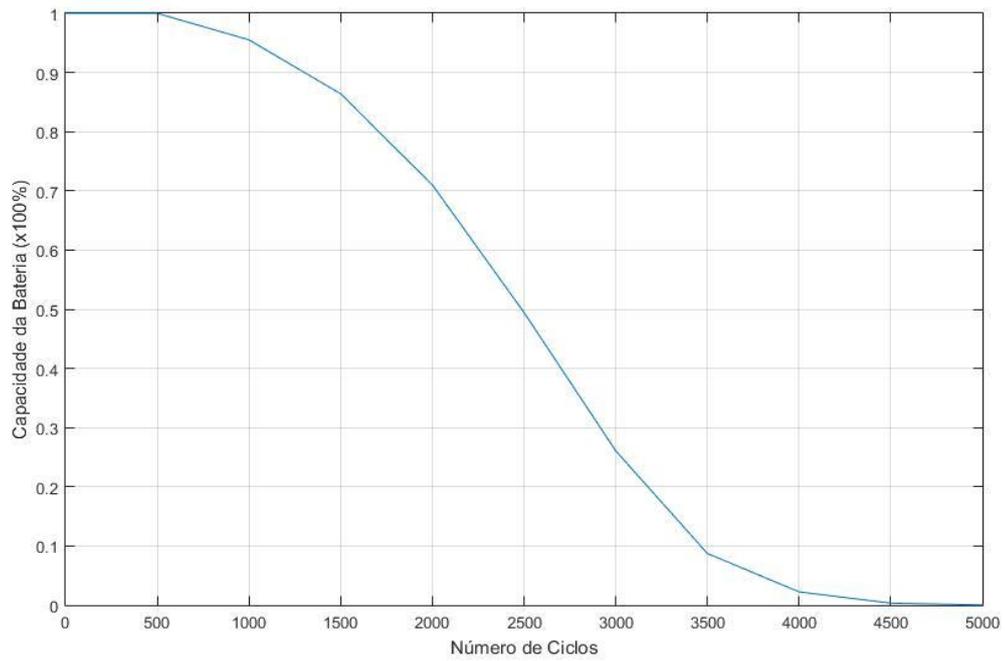


Figura 64 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.

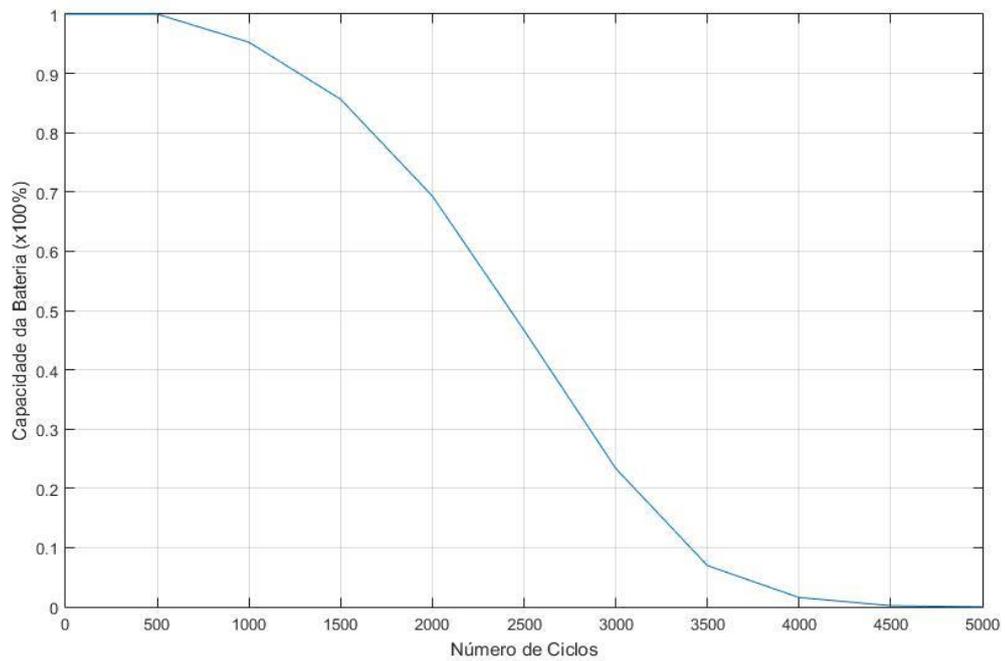


Figura 65 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.

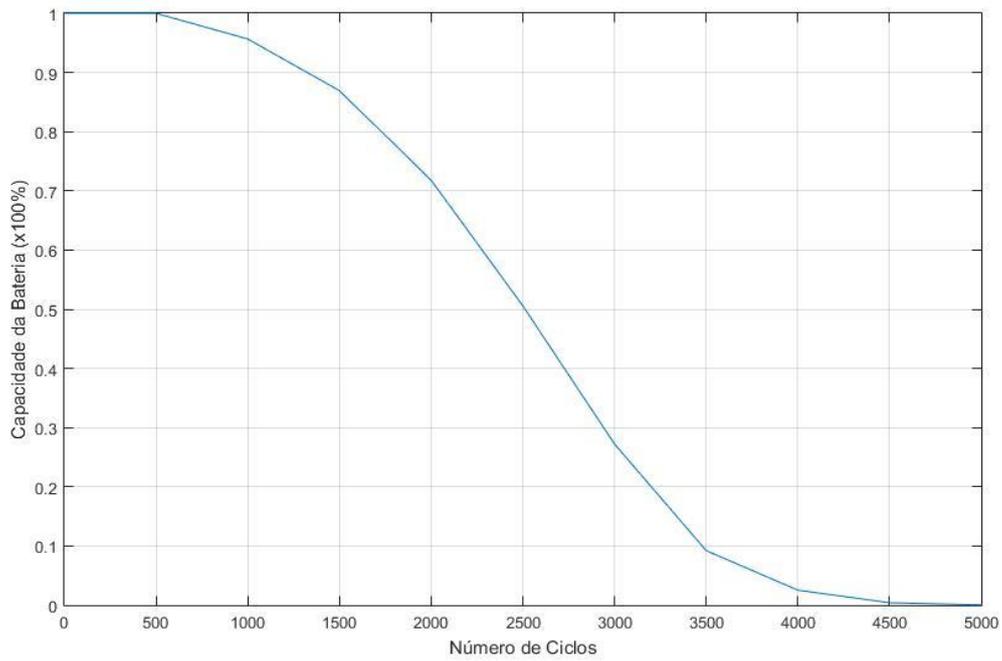


Figura 66 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Verão com 50% de VEs.

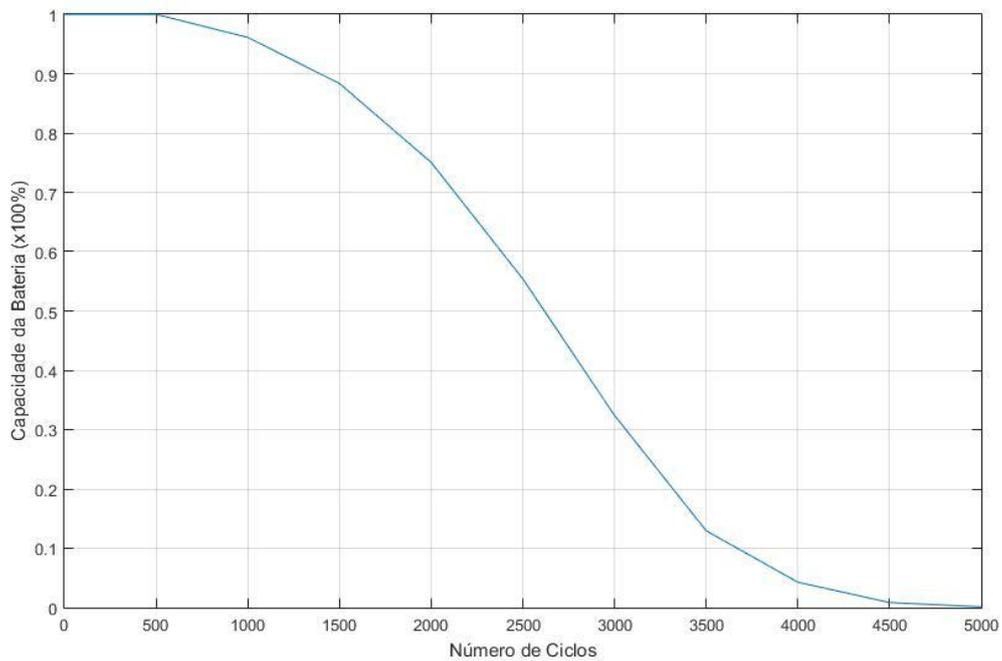


Figura 67 – Degradação da bateria de um Nissan Leaf em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.

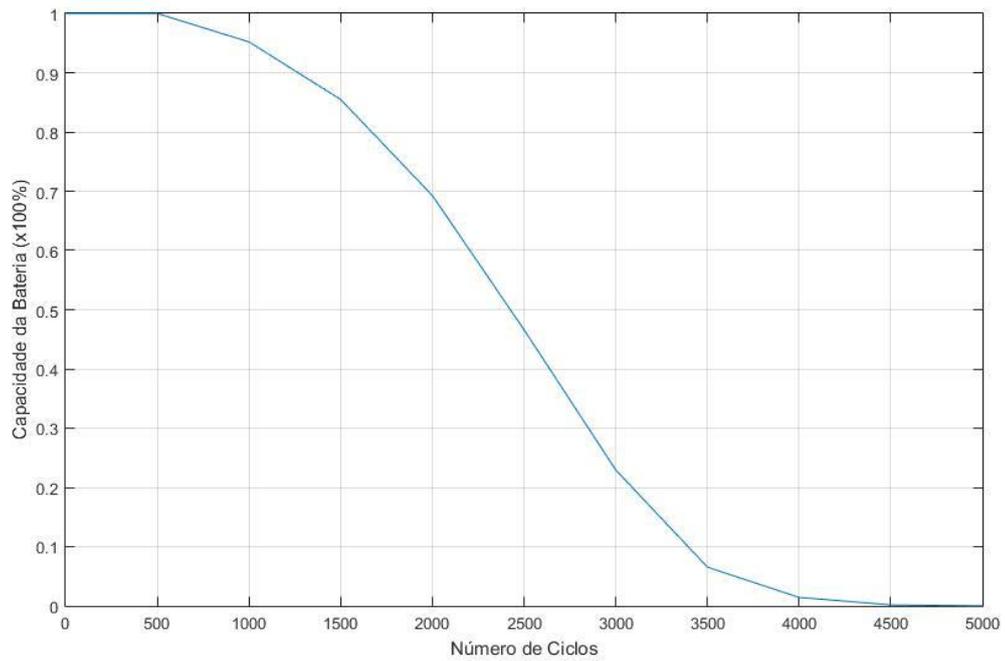


Figura 68 – Degradação da bateria de um Renault Zoe em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.

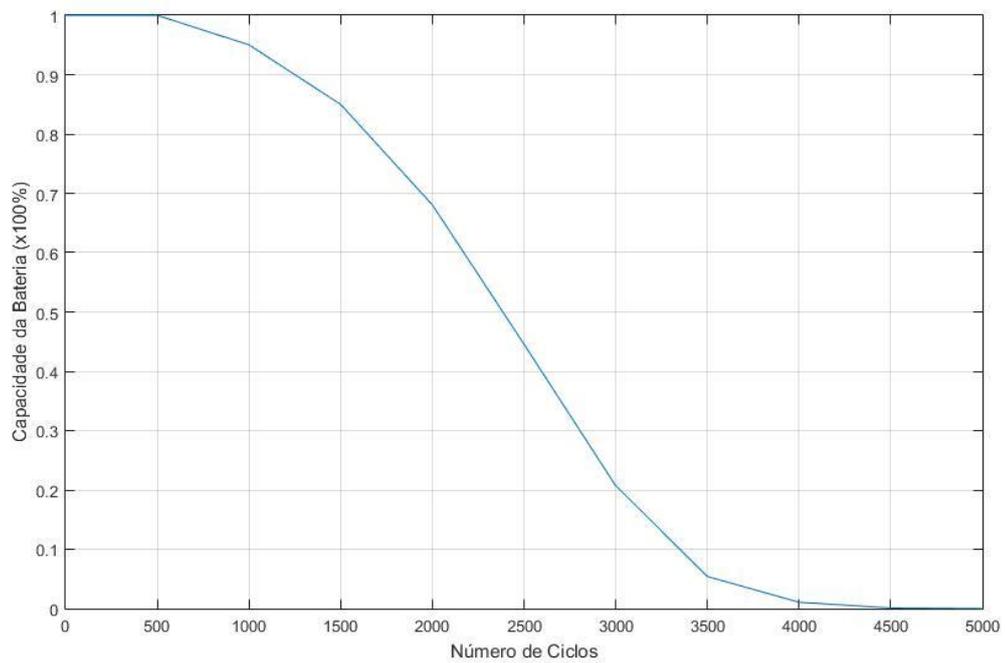


Figura 69 – Degradação da bateria de um BMW i3 em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.

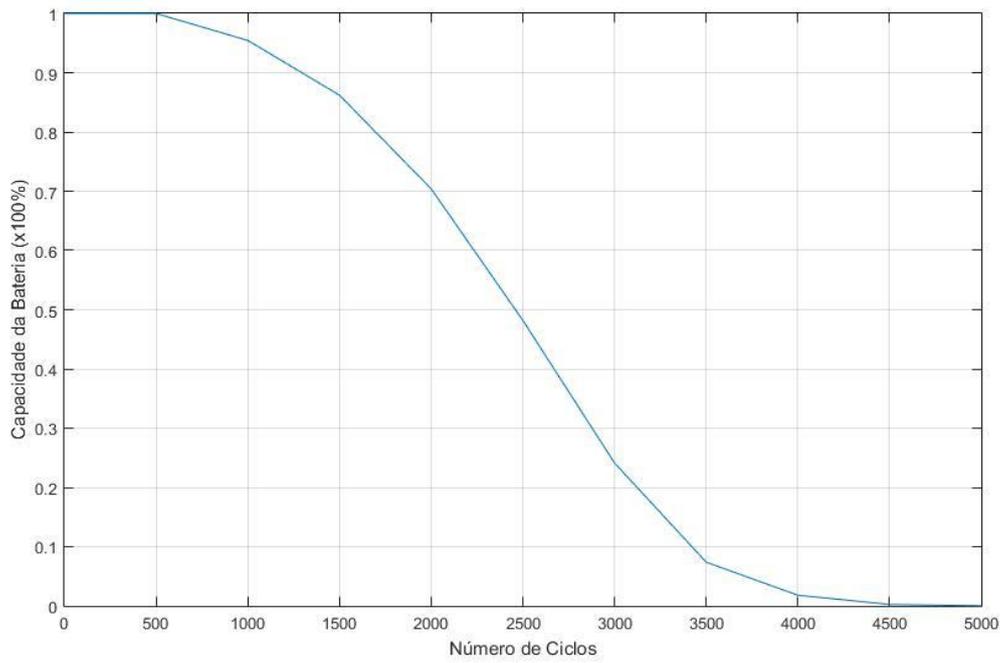


Figura 70 – Degradação da bateria restantes modelos de VEs em função do número de ciclos, num dia típico de Primavera com 50% de VEs.

ANEXO E

Tabela 23 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença entre o lucro e a custo associado à degradação, Verão, 10%.

	% de V2G	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€)
Nissan Leaf	90,72	0,49	5 610	0,0136	2 000	-0,76	-0,27
Renault Zoe	94,03	0,72	7 000	0,0147	1 925	-1,03	-0,31
BMW i3	90,50	0,47	7 000	0,0128	2 125	-0,89	-0,43
Outros	92,97	0,66	7 100	0,0143	1 950	-1,02	-0,35

Tabela 24 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença entre o lucro e a custo associado à degradação, Primavera, 10%.

	% de V2G	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€)
Nissan Leaf	90,72	0,93	5 610	0,0134	2 025	-0,75	0,18
Renault Zoe	94,03	1,35	7 000	0,0141	2 000	-0,99	0,36
BMW i3	90,50	0,88	7 000	0,0126	2 150	-0,88	-0,01
Outros	92,97	1,25	7 100	0,0139	2 000	-0,99	0,26

Tabela 25 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Inverno, 25%.

	% de V2G	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	1,37	5 610	0,0136	2 000	-0,76	0,61
Renault Zoe	94,03	1,99	7 000	0,0143	1 975	-1,00	0,99
BMW i3	90,50	1,30	7 000	0,0126	2 150	-0,88	0,41
Outros	92,97	1,84	7 100	0,0139	2 000	-0,99	0,85

Tabela 26 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Verão, 25%.

	% de V2G	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	0,49	5 610	0,0136	2 000	-0,76	-0,27
Renault Zoe	94,03	0,72	7 000	0,0147	1 925	-1,03	-0,31
BMW i3	90,50	0,47	7 000	0,0128	2 125	-0,89	-0,43
Outros	92,97	0,66	7 100	0,0142	1 960	-1,01	-0,35

Tabela 27 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Primavera, 25%.

	% de V2G	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	0,82	5 610	0,0136	2 000	-0,76	0,06
Renault Zoe	94,03	1,19	7 000	0,0139	2 025	-0,98	0,21
BMW i3	90,50	0,77	7 000	0,0126	2 150	-0,88	-0,11
Outros	92,97	1,10	7 100	0,0139	2 000	-0,99	0,11

Tabela 28 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Inverno, 50%.

	<i>% de V2G</i>	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	1,35	5 610	0,0136	2 000	-0,76	0,59
Renault Zoe	94,03	1,96	7 000	0,0139	2 025	-0,98	0,98
BMW i3	90,50	1,27	7 000	0,0128	2 125	-0,89	0,38
Outros	92,97	1,81	7 100	0,0139	2 000	-0,99	0,82

Tabela 29 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Verão, 50%.

	<i>% de V2G</i>	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	0,46	5 610	0,0133	2 050	-0,74	-0,28
Renault Zoe	94,03	0,63	7 000	0,0143	1 975	-1,00	-0,37
BMW i3	90,50	0,41	7 000	0,0126	2 150	-0,88	-0,47
Outros	92,97	0,58	7 100	0,0138	2 025	-0,98	-0,40

Tabela 30 – Percentagem de energia utilizada em V2G e a poupança para o utilizador, através da diferença ente o lucro e a custo associado à degradação, Primavera, 50%.

	<i>% de V2G</i>	Lucro (€/dia)	Preço substituição (€)	Degradação do V2G (%/dia)	Nº de ciclos	Custo (€/dia)	Poupança (€/dia)
Nissan Leaf	90,72	0,74	5 610	0,0136	2 000	-0,76	-0,02
Renault Zoe	94,03	1,06	7 000	0,0145	1 950	-1,01	0,05
BMW i3	90,50	0,69	7 000	0,0128	2 125	-0,89	-0,20
Outros	92,97	0,98	7 100	0,0141	1 975	-1,00	-0,02