



**TÉCNICO**  
LISBOA

# **Custo do Armazenamento nos Veículos Elétricos. Preço da energia Armazenada Injetada na Rede**

**Tarcísio Tiago Melo Silva**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

## **Engenharia Eletrotécnica e de Computadores**

Orientadores: Prof. Doutor João José Esteves Santana  
Prof. Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

### **Júri**

Presidente: Prof<sup>a</sup>. Doutora Célia Maria Santos Cardoso de Jesus

Orientador: Prof. Doutor Rui Manuel Gameiro de Castro

Vogal: Prof. Doutor João Hermínio Ninitas Lagarto

**janeiro de 2021**



Declaro que o presente documento é um trabalho original da minha autoria e que cumpre todos os requisitos do Código de Conduta e Boas Práticas da Universidade de Lisboa.



## **Agradecimentos**

O meu primeiro agradecimento é feito aos meus pais e irmãos. Obrigado por serem um exemplo a seguir, pelos sacrifícios e por me apoiarem durante este percurso.

À Patrícia, pela companhia, carinho e apoio ao longo desta caminhada.

Aos meus orientadores, Prof. Doutor João José Esteves Santana e Prof. Doutor Rui Manuel Gama de Castro, pelo acompanhamento, ajuda e motivação ao longo destes últimos meses.

Aos meus amigos, pela ajuda e companheirismo ao longo destes anos.

Ao Engenheiro David Estrela (EDA), por me dar a conhecer o tema desta dissertação e ao Engenheiro Paulo Bermonte (EDA), por me ajudar a compreender melhor o funcionamento da tecnologia V2G e por ter fornecido os dados referentes aos diagramas de carga.



## Resumo

Em virtude dos limites estabelecidos para as emissões de dióxido de carbono, os fabricantes automóveis recorreram à eletrificação do sector tornando o veículo elétrico mais competitivo. Por outro lado, os governos têm incentivado a mobilidade elétrica, contudo tem de ser complementado com aumento na produção de origem renovável de maneira a que a energia necessária para o carregamento desses veículos não seja produzida em centrais termoelétricas.

A tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) pode ajudar a aumentar a penetração de energias renováveis ao armazenar energia que esteja a ser produzida em excesso e injetar na rede quando necessário, podendo também mitigar a intermitência de fontes renováveis.

Neste estudo, a tecnologia V2G será utilizada para fazer *Peak-Shaving/Load Shifting*, ou seja, injetar energia nas horas de ponta para baixar a produção e carregar os veículos nas horas de vazio.

O objetivo desta dissertação é mostrar a utilidade que esta tecnologia pode ter no contexto da ilha de São Miguel em que cerca de metade da eletricidade é produzida numa central termoelétrica a fuelóleo. Para isso, será desenvolvido um algoritmo simular a coordenação do carregamento e a injeção na rede, variando o número de veículos. E por fim, é feita uma análise financeira com base nas tarifas atuais disponíveis no arquipélago dos Açores.

**Palavras-chave:** *Load Shifting*, *Peak-Shaving*, São Miguel, *Vehicle-to-Grid*, Veículo Eléctrico





## Abstract

As result of the limits set for carbon dioxide emissions, car manufacturers have turned to electrification of the sector making the electric vehicle more competitive. On the other hand, governments have encouraged electric mobility, but it must be complemented by an increase in production from renewable sources so that the energy needed to charge these vehicles is not produced in thermal power stations.

The Vehicle-to-Grid application can help increase renewable energy penetration by storing excess energy being produced and injecting it into the grid when necessary and can also mitigate the intermittency of renewable sources.

In this study, V2G will be used to do Peak-Shaving/Load Shifting by injecting energy at peak times to decrease production and charging the vehicles at off-peak times.

The aim of this dissertation is to demonstrate the benefits that this technology can have in the context of the island of São Miguel, where about half of the electricity is produced in a thermal power plant using fuel oil. To this purpose, an algorithm will be developed to simulate the coordination of charging and injection into the grid, with the number of vehicles varying. And finally, a financial analysis is made based on the current tariffs available in the archipelago of Azores.

**Keywords:** Load Shifting, Peak Shaving, São Miguel, Vehicle-to-Grid, Electric Vehicle



# Conteúdo

|  |           |
|--|-----------|
| Agradecimentos . . . . .                                   | v         |
| Resumo . . . . .   | vii       |
| Abstract . . . . .   | ix        |
| Lista de Tabelas . . . . .                                 | xv        |
| Lista de Figuras . . . . .                                 | xvii      |
| Lista de Acrónimos . . . . .                               | xix       |
| <b>1 Introdução</b>  | <b>1</b>  |
| 1.1 Motivação e objetivos do trabalho . . . . .            | 2         |
| 1.2 Estrutura . . . . .                                    | 2         |
| <b>2 Sistema Elétrico dos Açores</b>                       | <b>5</b>  |
| 2.1 Caracterização do consumo . . . . .                    | 5         |
| 2.2 Caracterização da produção . . . . .                   | 6         |
| 2.3 Caracterização das centrais . . . . .                  | 7         |
| 2.4 Preço da eletricidade . . . . .                        | 8         |
| <b>3 Veículo Elétrico</b>                                  | <b>11</b> |
| 3.1 Mercado . . . . .                                      | 12        |
| 3.1.1 Mercado Nacional . . . . .                           | 12        |
| 3.1.2 Mercado nos Açores . . . . .                         | 12        |
| 3.1.3 Veículos mais vendidos . . . . .                     | 13        |
| 3.2 Carregamento . . . . .                                 | 13        |
| 3.3 Bateria . . . . .                                      | 15        |
| <b>4 Vehicle-to-Grid (V2G)</b>                             | <b>17</b> |
| 4.1 Benefícios . . . . .                                   | 17        |
| 4.1.1 <i>Load Shifting e Peak Shaving</i> . . . . .        | 17        |
| 4.1.2 Serviços de Sistema . . . . .                        | 18        |
| 4.1.3 Aumentar a penetração de fontes renováveis . . . . . | 19        |
| 4.2 Desafios . . . . .                                     | 19        |
| 4.2.1 Degradação da Bateria . . . . .                      | 20        |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 4.2.2    | Efeitos nos equipamentos de Distribuição . . . . .   | 20        |
| 4.2.3    | Investimento necessário e perdas de energia . . . . .  | 20        |
| 4.3      | Infraestrutura . . . . .   | 20        |
| 4.3.1    | Carregador Bidirecional . . . . .  | 21        |
| 4.4      | Projetos . . . . .   | 22        |
| 4.4.1    | Projeto <i>Parker</i> . . . . .  | 22        |
| 4.4.2    | Projeto V2G Amesterdão . . . . .   | 23        |
| 4.4.3    | Projeto V2G Açores . . . . .   | 24        |
| <b>5</b> | <b>Caso de Estudo</b>  | <b>25</b> |
| 5.1      | O Caso da ilha de São Miguel . . . . .   | 25        |
| 5.1.1    | Diagramas de carga . . . . .   | 25        |
| 5.1.2    | Controlo da tensão e frequência . . . . .  | 27        |
| 5.1.3    | Custo da central termoeletrica do Caldeirão . . . . .  | 27        |
| 5.2      | Tarifas . . . . .  | 30        |
| 5.2.1    | Tarifas de venda a clientes finais da Região Autónoma dos Açores . . . . .                   | 30        |
| 5.2.2    | Tarifas de venda para a rede pública de carregamento na Região Autónoma dos Açores . . . . . | 31        |
| 5.3      | Perfil dos utilizadores dos veículos elétricos . . . . .                                     | 32        |
| 5.4      | Carregador Bidirecional . . . . .  | 34        |
| 5.5      | Número de veículos . . . . .   | 34        |
| <b>6</b> | <b>Simulações e Resultados</b>   | <b>35</b> |
| 6.1      | Diagrama de carga característico do Inverno . . . . .  | 37        |
| 6.2      | Diagrama de carga característico da Primavera . . . . .                                      | 38        |
| 6.3      | Diagrama de carga característico do Verão . . . . .  | 39        |
| 6.4      | Diagrama de carga característico do Outono . . . . .   | 40        |
| 6.5      | Receitas e Custos . . . . .  | 41        |
| 6.5.1    | Receitas . . . . .   | 42        |
| 6.5.2    | Custos . . . . .   | 42        |
| 6.6      | Análise financeira . . . . .   | 43        |
| 6.6.1    | Perfil pessimista . . . . .  | 44        |
| 6.6.2    | Perfil base . . . . .  | 44        |
| 6.6.3    | Perfil otimista . . . . .  | 45        |
| 6.6.4    | Investimento no modelo com uma bateria de 62 kWh . . . . .                                   | 46        |
| 6.7      | Análise dos resultados . . . . .   | 47        |
| <b>7</b> | <b>Conclusões e Trabalho Futuro</b>  | <b>49</b> |
| 7.1      | Conclusões . . . . .   | 49        |
| 7.2      | Trabalho Futuro . . . . .  | 50        |





# Lista de Tabelas

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 2.1 | Porcentagem do tipo de produção por ilha [6]. . . . .   | 6  |
| 2.2 | Tipo de central e respetiva potência instalada (kW) por ilha [7]. . . . .   | 7  |
| 2.3 | Fator de carga do tipo de centrais por ilha. . . . .  | 8  |
| 3.1 | Número de Veículos 100% Elétricos vendidos em Portugal [12]. . . . .  | 12 |
| 3.2 | Número de Veículos 100% Elétricos vendidos na Região Autónoma dos Açores [13]. . . . .                              | 12 |
| 3.3 | Autonomia (km) e capacidade (kWh) de alguns dos modelos de veículos elétricos vendidos em Portugal [14]. . . . .    | 13 |
| 3.4 | Diferença entre os níveis de carregamento [15]. . . . .   | 14 |
| 3.5 | Estimativa da duração do carregamento de 80% da bateria de um Renault Zoe (52kWh) [17]. . . . .                     | 14 |
| 4.1 | Variáveis e respetivos valores usados nas simulações do Projeto Parker [37]. . . . .                                | 23 |
| 5.1 | Perfis de produção referentes a um dia característico de cada estação do ano [7]. . . . .                           | 27 |
| 5.2 | Custo unitário da energia elétrica adquirida [43]. . . . .  | 29 |
| 5.3 | Horários definidos pela ERSE [44]. . . . .  | 30 |
| 5.4 | Tarifas definidas pela ERSE para o ano de 2020 [43]. . . . .  | 31 |
| 5.5 | Tarifas definidas pela ERSE para a mobilidade elétrica [44]. . . . .  | 31 |
| 5.6 | Distância entre o centro de Ponta Delgada e os alguns dos municípios da Ilha de São Miguel. . . . .                 | 33 |
| 6.1 | Variáveis e respetivo valor para a simulação. . . . .   | 35 |
| 6.2 | Valores máximos e mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico do Inverno. . . . .   | 38 |
| 6.3 | Valores máximos e mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico da Primavera. . . . . | 39 |
| 6.4 | Valores máximos e mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico do Verão. . . . .     | 40 |
| 6.5 | Valores máximos, mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico do Outono. . . . .     | 41 |
| 6.6 | Receita para os vários perfis de acordo com as tarifas. . . . .   | 42 |

|      |  |    |
|------|--|----|
| 6.7  | Indicadores de Investimento para o perfil pessimista sem a degradação da bateria. . . . .  | 44 |
| 6.8  | Indicadores de Investimento para o perfil pessimista assumindo uma degradação da bateria de 1%. . . . .  | 44 |
| 6.9  | Indicadores de Investimento para o perfil base sem a degradação da bateria. . . . .  | 45 |
| 6.10 | Indicadores de Investimento para o perfil base assumindo uma degradação da bateria de 2%. . . . .  | 45 |
| 6.11 | Indicadores de Investimento para o perfil base sem a degradação da bateria. . . . .  | 45 |
| 6.12 | Indicadores de Investimento para o perfil base assumindo uma degradação da bateria de 3%. . . . .  | 46 |
| 6.13 | Indicadores de Investimento para avaliar a viabilidade da opção por um modelo com uma bateria de 62 kWh. . . . .   | 46 |
| 6.14 | Indicadores de Investimento para avaliar a viabilidade da opção por um modelo com uma bateria de 62 kWh assumindo uma degradação da bateria de 2%. . . . . | 47 |



# Lista de Figuras

|     |   |    |
|-----|---|----|
| 2.1 | Porcentagem do consumo por ilha [6]. . . . .  | 5  |
| 2.2 | Preço médio de venda da eletricidade ao longo dos anos [cent/kWh] [2]. . . . .                                | 9  |
| 2.3 | Preço médio de venda da eletricidade ao longo dos anos corrigido [cent/kWh] [2]. . . . .                      | 9  |
| 2.4 | Preço médio de venda (PMV) da eletricidade atualizado [cent/kWh] [9]. . . . .                                 | 10 |
| 3.1 | Porcentagem de emissões de dióxido de carbono por sector em Portugal durante o ano de 2017 [10]. . . . .      | 11 |
| 3.2 | Diagrama de carga com o aumento do número de veículos elétricos sem coordenação de carregamento [20]. . . . . | 15 |
| 3.3 | Preço das baterias de lítio dos veículos elétricos [23]. . . . .  | 16 |
| 4.1 | Diferenças entre <i>Load Shifting</i> e <i>Peak Shaving</i> [26]. . . . .                                     | 17 |
| 4.2 | Exploração de fontes renováveis com a integração da tecnologia V2G [31]. . . . .                              | 19 |
| 4.3 | Componentes e fluxo de potência [24]. . . . .   | 21 |
| 4.4 | Esquema simplificado do carregador [36]. . . . .  | 22 |
| 4.5 | Frota dos veículos elétricos nas instalações da EDA [40]. . . . .   | 24 |
| 5.1 | Diagramas de carga da produção da ilha de São Miguel [7]. . . . .   | 26 |
| 5.2 | Trajeto Mosteiros-Nordeste [46]. . . . .  | 32 |
| 6.1 | Fluxograma do algoritmo para a coordenação no carregamento. . . . .   | 36 |
| 6.2 | Diagrama de carga característico do Inverno com os vários cenários. . . . .                                   | 37 |
| 6.3 | Diagrama de carga característico da Primavera com os vários cenários. . . . .                                 | 38 |
| 6.4 | Diagrama de carga característico do Verão com os vários cenários. . . . .                                     | 39 |
| 6.5 | Diagrama de carga característico do Outono com os vários cenários. . . . .                                    | 41 |



# Lista de Acrónimos

|      |  |
|------|--|
| AC   | Corrente Alternada                               |
| DC   | Corrente Contínua                                |
| EDA  | Eletricidade dos Açores                          |
| ERSE | Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos     |
| RAA  | Região Autónoma dos Açores                       |
| TIR  | Taxa Interna de Retorno                          |
| UVE  | Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos |
| V2G  | Vehicle-to-Grid                                  |
| VAL  | Valor Atual Líquido                              |
| VE   | Veículo Elétrico                                 |



# Capítulo 1

## Introdução

Desde o início de 2020 que os fabricantes de automóveis têm de garantir que as emissões de dióxido de carbono dos novos veículos ligeiros de passageiros matriculados na União Europeia apresentem um valor médio de 95 gramas de  $CO_2$  por quilómetro [1]. Assim sendo, os fabricantes têm apostado na mobilidade elétrica o que, aliado aos incentivos dos governos a nível mundial, resultou num aumento do número de veículos elétricos ao longo dos últimos anos.

O sector da eletricidade é um dos principais responsáveis pela emissão de  $CO_2$ . Mas, em virtude das tarifas atrativas criadas pelo governo e da diminuição do custo das tecnologias renováveis, a potência instalada de origem renovável aumentou consideravelmente. Contudo, o sistema elétrico não pode depender apenas de fontes intermitentes, sendo necessárias centrais despacháveis para garantir a estabilidade da rede.

A tecnologia Vehicle-to-grid (V2G) consiste num fluxo de energia bidirecional entre a rede elétrica e o veículo elétrico (VE). Com o aumento da potência instalada de origem renovável haverá períodos em que a produção será maior do que o consumo, sendo essa energia desperdiçada. Para evitar esse desperdício, os VEs podem ser usados para o armazenamento da mesma. Por outro lado, em períodos de menor produção a energia que está armazenada nas baterias dos veículos pode ser injetada na rede.

Nos últimos anos o número de VEs nas estradas tem aumentado, contudo se o carregamento não for controlado pode vir a acentuar mais os picos no consumo acarretando desafios para os operadores da rede elétrica ou até mesmo implicar um reforço na rede.

Há vários anos que se fala do V2G, mas existiam muitas limitações técnicas. Hoje em dia já está disponível a nível comercial, graças ao desenvolvimento nos carregadores e ao aumento da capacidade das baterias.

Esta pode ser uma solução para aumentar a penetração de energias renováveis nas ilhas que hoje em dia estão dependentes de centrais térmicas. Estas são o local ideal para testar e validar a tecnologia V2G, pois mais dificilmente é esgotada a capacidade da bateria na mobilidade.

## 1.1 Motivação e objetivos do trabalho

No arquipélago dos Açores cada ilha tem o seu próprio sistema eletroprodutor, o que faz com que haja uma grande dependência da produção térmica. Para contrariar este facto, nos últimos anos a potência instalada de origem renovável tem aumentado fruto das políticas para a descarbonização do sector.

O operador da rede para garantir a estabilidade do sistema, tem de igualar a produção ao consumo. Para isso, é necessário ter ao seu dispor fontes despacháveis de maneira a poder ajustar a produção e atenuar a intermitência das fontes renováveis.

O crescente número de VEs nas estradas pode ser um problema mas também uma solução. Um problema caso o seu carregamento não seja controlado, o que pode resultar em picos mais acentuados no consumo. É uma solução, com recurso à tecnologia V2G, pois assim os VEs passam a poder fornecer energia à rede reduzindo a produção de energia nas horas de ponta.

Definiram-se os seguintes objetivos para esta dissertação:

- Estudar as tarifas para o carregamento dos VEs e injeção de energia na rede;
- Propor um algoritmo recursivo para tornar o diagrama de carga mais uniforme;
- Estudar a viabilidade económica da tecnologia V2G.

## 1.2 Estrutura

Esta dissertação está dividida em 7 capítulos:

- No presente capítulo é feita uma breve introdução sobre o tema, a motivação para a realização deste trabalho, os seus objetivos e ainda uma descrição da estrutura.
- No segundo capítulo é feita uma descrição do sistema elétrico dos Açores, nomeadamente a caracterização do consumo, da produção e das centrais existentes nas várias ilhas. Também é feita uma análise da evolução dos preços da eletricidade na região;
- No terceiro capítulo é feita uma análise do mercado nacional e regional de vendas de VEs, dos modelos mais vendidos, dos vários tipos de carregamento e ainda das baterias dos veículos;
- No quarto capítulo é feita uma descrição da tecnologia Vehicle-to-grid, nomeadamente dos benefícios, dos desafios, da infraestrutura necessária e do carregador bidirecional. Também faz-se uma descrição dos principais projetos;
- No quinto capítulo apresentam-se as condições do caso de estudo em que é descrito mais em pormenor o sistema elétrico da ilha de São Miguel, o carregador que vai ser utilizado, as tarifas, o perfil dos utilizadores e o número de veículos que vai ser utilizado na simulação;
- No sexto capítulo é explicado o funcionamento do algoritmo recursivo e são apresentados os resultados das simulações que foram feitas e faz-se uma estimativa das receitas e custos associados. De seguida, é feita a análise financeira de modo a calcular o melhor investimento;

- Finalmente, no último capítulo são apresentadas as conclusões e é sugerido trabalho futuro.





## Capítulo 2

# Sistema Elétrico dos Açores

De forma a caracterizar o Sistema Elétrico dos Açores recorreu-se ao material disponibilizado pela EDA (Eletricidade dos Açores), nomeadamente à revista trimestral [2], [3], [4], [5], aos dados relativos à "Produção e Consumo da Energia Elétrica"[6] e à "Caracterização das Redes de Transporte e de Distribuição"[7].

### 2.1 Caracterização do consumo

A Região Autónoma dos Açores tem cerca de 242 796 habitantes [8] distribuídos pelas 9 ilhas, o que corresponde a um total de 126 133 consumidores (Baixa e Média Tensão). O consumo total de energia elétrica durante o ano de 2019 foi de 743 377 303 kWh [6], que se traduz num decréscimo de 0,2 % em relação ao ano anterior. Na figura 2.1 está descrita a percentagem do consumo elétrico por ilha.

Os sectores que consomem mais energia são o Comércio/Serviços (35%), Doméstico (34%) e Industriais (17%).

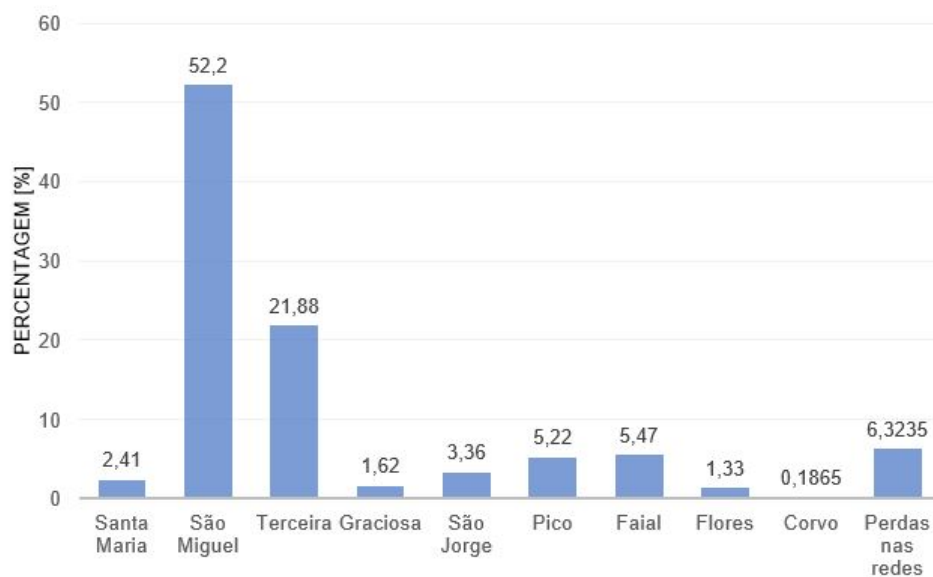


Figura 2.1: Percentagem do consumo por ilha [6].

## 2.2 Caracterização da produção

O Sistema Elétrico dos Açores está condicionado pelo facto de cada ilha ser independente a nível elétrico que devido à sua dimensão e isolamento estas continuam muito dependentes da produção térmica.

A maior parte da produção de energia está a cargo da EDA, excepto aquela produzida pela Central de Valorização Energética de Biogás (na ilha de São Miguel), pelo Parque Eólico da Serra do Cume Norte e pela central de Valorização Energética de Resíduos Sólidos Urbanos (ambas na ilha Terceira) e por último, pela central Gracióllica (na ilha Graciosa).

Ao analisar a tabela 2.1 podemos destacar que cerca de 62% da produção no arquipélago é proveniente de combustíveis fósseis, nas maiores ilhas utiliza-se fuelóleo e nas mais pequenas é utilizado gasóleo rodoviário. De seguida, temos a energia geotérmica com cerca de 24%, que apresenta uma produção relativamente estável ao longo do ano. No entanto, esta só é produzida nas ilhas de maior consumo, nomeadamente São Miguel e Terceira. Em terceiro lugar, temos a energia eólica com perto de 9%, caracterizada pelo seu comportamento intermitente, e em quarto lugar, com quase 4% a hídrica que apresenta um comportamento sazonal.

Tabela 2.1: Percentagem do tipo de produção por ilha [6].

|                              | Fuelóleo | Gasóleo | Hídrica | Geotérmica | Eólica | Fotovoltaica | Mini/<br>Microgeração | Resíduos | Outras<br>Renováveis |
|------------------------------|----------|---------|---------|------------|--------|--------------|-----------------------|----------|----------------------|
| <b>Santa Maria</b>           |          | 85,18%  |         |            | 14,75% |              | 0,07%                 |          |                      |
| <b>São Miguel</b>            | 52,85%   | 0,02%   | 5,36%   | 37,98%     | 3,62%  | ≈ 0          | 0,06%                 |          | 0,11%                |
| <b>Terceira</b>              | 63,65%   | 0,25%   | 0,33%   | 12,92%     | 16,52% |              | 0,02%                 | 6,31%    |                      |
| <b>Graciosa</b>              |          | 73,07%  |         |            | 24,35% | 2,58%        |                       |          |                      |
| <b>São Jorge</b>             |          | 88,17%  |         |            | 11,67% |              | 0,16%                 |          |                      |
| <b>Pico</b>                  | 87,01%   | 0,01%   |         |            | 12,97% |              | 0,01%                 |          |                      |
| <b>Faial</b>                 | 85,11%   | 0,06%   | 0,01%   |            | 14,82% |              |                       |          |                      |
| <b>Flores</b>                |          | 45,07%  | 48,96%  |            | 5,96%  |              | 0,02%                 |          |                      |
| <b>Corvo</b>                 |          | 100%    |         |            |        |              |                       |          |                      |
| <b>Percentagem<br/>Total</b> | 54,18%   | 7,51%   | 3,74%   | 24,14%     | 8,79%  | 0,04%        | 0,05%                 | 1,49%    | 0,06%                |

A ilha Graciosa, com o projeto Gracióllica, esteve cerca de 56 horas abastecida apenas com fontes de energia renovável (eólica e solar), aliadas a um sistema de armazenamento de energia elétrica em baterias. Adicionalmente, no mês de dezembro de 2019, apenas 31,6% da produção foi proveniente da central térmica. Apesar deste projeto só ter funcionado no segundo semestre do ano, já demonstra resultados promissores que vão ao encontro da aposta na descarbonização do sector.

Na ilha das Flores, durante certos períodos de tempo, as centrais hídricas conseguem assegurar o fornecimento integral de energia, com a ajuda do volante de inércia para regulação da frequência.

## 2.3 Caracterização das centrais

Tendo em conta a potência instalada (tabela 2.2), podemos concluir que ainda há uma grande dependência das centrais térmicas. Contudo, a EDA tem planeado investir na maximização da produção renovável nos pequenos e isolados sistemas elétricos dos Açores, aproveitando fundos comunitários para instalar sistemas de armazenamento de energia (em São Miguel, Santa Maria e Terceira) e centrais fotovoltaicas em quase todas as ilhas. Irá também expandir/remodelar os parques eólicos existentes e aumentar a potência instalada nas centrais geotérmicas com a execução de novos poços.

Os sistemas de armazenamento de energia têm como função substituir a reserva girante, isto é, manter uma certa quantidade de energia disponível, que pode ser injetada na rede face a perdas na produção ou aumento do consumo, ou então colaborar na regulação da frequência.

Tabela 2.2: Tipo de central e respetiva potência instalada (kW) por ilha [7].

|                                      | Fuelóleo | Gasóleo | Hídrica | Geotérmica | Eólica | Fotovoltaica | Resíduos |
|--------------------------------------|----------|---------|---------|------------|--------|--------------|----------|
| <b>Santa Maria</b>                   |          | 6 900   |         |            | 1 500  |              |          |
| <b>São Miguel</b>                    | 98 064   |         | 5 030   | 29 600     | 9 000  |              |          |
| <b>Terceira</b>                      | 58 116   |         | 1 432   | 4 675      | 12 600 |              | 2 600    |
| <b>Graciosa</b>                      |          | 4 679   |         |            | 4 500  | 1 000        |          |
| <b>São Jorge</b>                     |          | 8 228   |         |            | 1 800  |              |          |
| <b>Pico</b>                          | 16 763   |         |         |            | 2 400  |              |          |
| <b>Faial</b>                         | 19 107   |         | 320     |            | 4 250  |              |          |
| <b>Flores</b>                        |          | 3 729   | 1 632   |            | 600    |              |          |
| <b>Corvo</b>                         |          | 840     |         |            |        |              |          |
| <b>Potência instalada Total (kW)</b> | 192 050  | 24 376  | 8 484   | 34 275     | 36 650 | 1 000        | 2 600    |

Em relação à tabela 2.2, podemos acrescentar a Central de Valorização Energética de Biogás de Aterro da MUSAMI com uma potência instalada de 1,1 MW, na ilha de São Miguel.

Sabendo a potência instalada e a energia produzida ao longo do ano, podemos calcular o fator de carga (equação 2.1), parâmetro este que nos permite avaliar se o sistema está a ser usado de uma forma eficiente. Pode variar entre 0 e 1, sendo que 1 significa que essa central foi utilizada no ano inteiro à potência máxima.

O ideal será termos fatores de carga próximos do máximo, pois significa que estamos a usar a tecnologia perto da sua capacidade máxima, diminuindo os custos associados. Contudo, não podemos ter todas as tecnologias com este indicador perto do máximo uma vez que precisamos de ter alternativas caso haja alguma falha.

$$Fator\ de\ carga = \frac{Energia\ produzida\ [intervalo\ de\ tempo]}{Potência\ instalada * horas\ [intervalo\ de\ tempo]} \quad (2.1)$$

De acordo com a tabela 2.3, a tecnologia com maior fator de carga é a geotérmica, dada a sua estabilidade. No entanto, esta apresenta tempos de resposta muito demorados necessitando de ser sempre complementada com recurso aos combustíveis fósseis para garantirmos a estabilidade da rede. O fator de carga da tecnologia fotovoltaica nunca será muito alto uma vez que está sempre limitado às horas de sol e não às 24 horas do dia.

Tabela 2.3: Fator de carga do tipo de centrais por ilha.

|                    | Fuelóleo | Gasóleo | Hídrica | Geotérmica | Eólica | Fotovoltaica | Resíduos |
|--------------------|----------|---------|---------|------------|--------|--------------|----------|
| <b>Santa Maria</b> |          | 0,2865  |         |            | 0,2282 |              |          |
| <b>São Miguel</b>  | 0,2709   |         | 0,5354  | 0,6452     | 0,2023 |              |          |
| <b>Terceira</b>    | 0,2345   |         | 0,0492  | 0,5915     | 0,2807 |              | 0,5201   |
| <b>Graciosa</b>    |          | 0,2397  |         |            | 0,1656 | 0,0893       |          |
| <b>São Jorge</b>   |          | 0,3496  |         |            | 0,2114 |              |          |
| <b>Pico</b>        | 0,2656   |         |         |            | 0,2767 |              |          |
| <b>Faial</b>       | 0,2317   |         | 0,0019  |            | 0,1815 |              |          |
| <b>Flores</b>      |          | 0,1529  | 0,3795  |            | 0,1255 |              |          |
| <b>Corvo</b>       |          | 0,2218  |         |            |        |              |          |

## 2.4 Preço da eletricidade

Aquando da criação da EDA em 1980, não havia distinção dos preços de venda de Baixa e Média tensão sendo que chegaram a ter valores idênticos. Os preços não eram regulados, como hoje o são, por uma entidade reguladora independente, sendo estes fixados pela EDA com o objetivo de minimizar o preço da eletricidade do sector doméstico à custa dos outros sectores. Esses valores estavam associados a decisões políticas e não ao custo real por nível de tensão.

Inicialmente as tarifas definidas pela entidade reguladora aplicavam-se ao país inteiro, contudo os custos da produção elétrica nas Regiões Autónomas são superiores aos de Portugal Continental, uma vez que cada uma das ilhas tem o seu próprio sistema eletroprodutor. De acordo com F. Botelho [2], no final de 1997 o preço médio total de venda de eletricidade nos Açores era cerca de 40% superior ao de Portugal Continental.

Assim sendo em 1998 os Governos dos Açores, da Madeira e da República assinaram um protocolo para harmonização tarifária. Este resultou numa redução do preço final de venda de 25% nos dois primeiros anos em que as empresas de eletricidade insulares recebiam essa percentagem através do

orçamento de Estado. Contudo, com a publicação do Decreto-Lei n.º 69/2002, de 25 de Março, a partir de 2003 os sectores elétricos das Regiões Autónomas passaram a ser abrangidos pela regulação da ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) e desde então, os sobrecustos dos sistemas insulares são repartidos por todos os consumidores nacionais de eletricidade, representando cerca de 1% do valor das suas faturas.

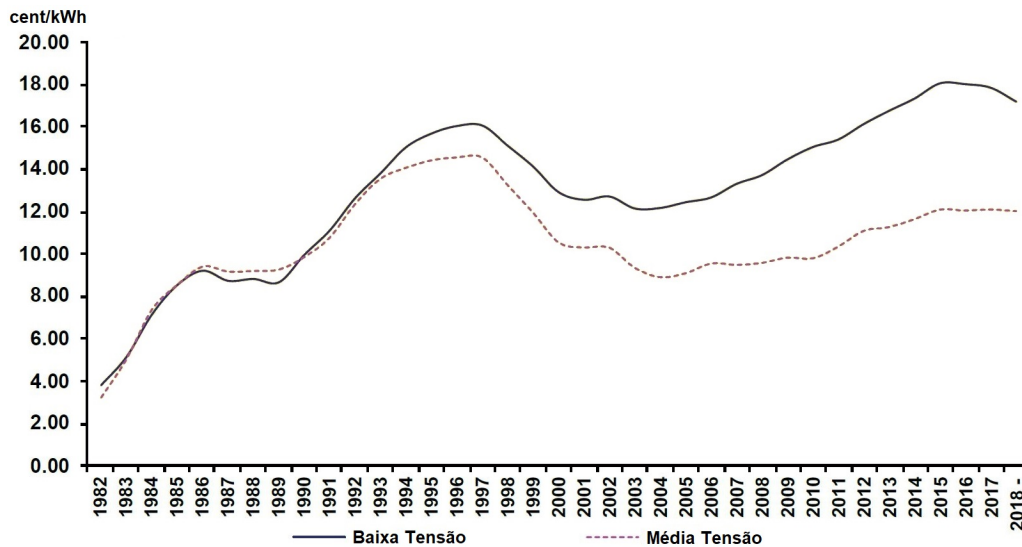


Figura 2.2: Preço médio de venda da eletricidade ao longo dos anos [cent/kWh] [2].

Ao analisarmos a figura 2.2 podemos ver que o preço médio de venda da eletricidade foi aumentando ao longo dos anos. Contudo, tendo em conta que o poder de compra do consumidor também evoluiu positivamente, esses valores deverão ser corrigidos pelo índice de "Preços no Consumidor nos Açores", de modo a podermos comparar preços verificados em momentos diferentes. Assim sendo, na figura 2.3 com a devida correção, podemos confirmar que efetivamente houve uma redução principalmente desde a assinatura do protocolo de harmonização na fatura da eletricidade dos Açorianos.

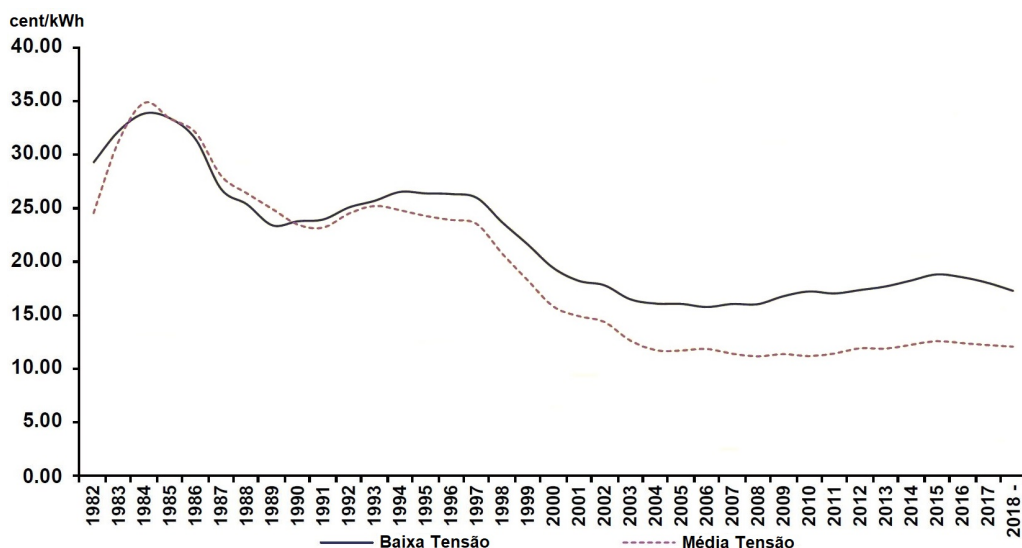


Figura 2.3: Preço médio de venda da eletricidade ao longo dos anos corrigido [cent/kWh] [2].

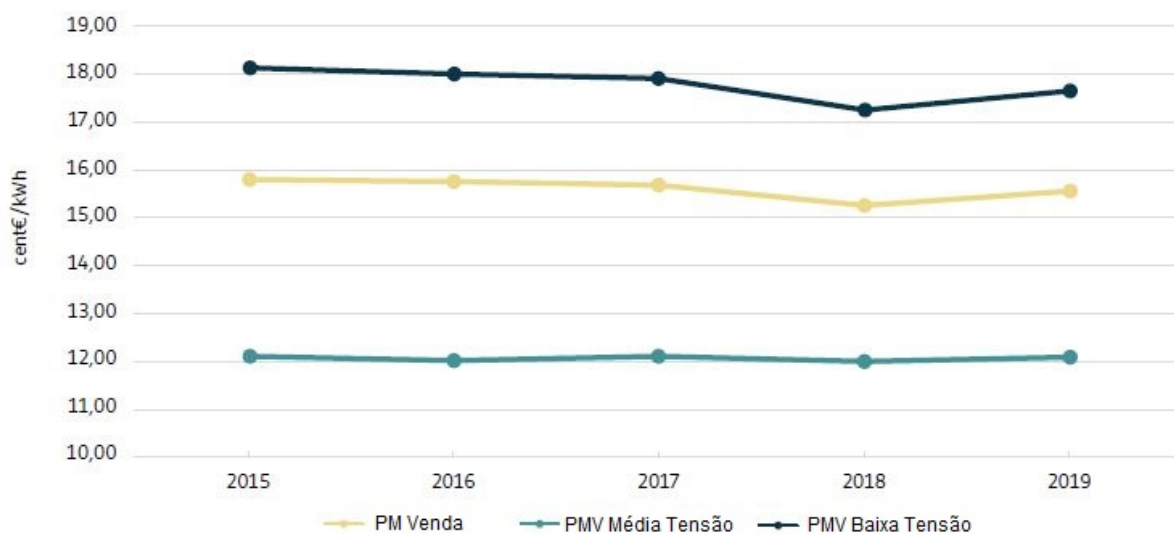


Figura 2.4: Preço médio de venda (PMV) da eletricidade atualizado [cent/kWh] [9].

No Relatório de Contas de 2019 [9], temos a figura 2.4 com os preços médios de venda (PMV) nos Açores. Podemos visualizar que o PMV de média tensão tem sido constante ao longo dos últimos anos e que o PMV de baixa tensão estava a decrescer, contudo em 2018 subiu para valores mais perto dos 18 cent/kWh. Por fim, o preço médio de venda teve um comportamento semelhante ao da baixa tensão uma vez que este representa cerca de 70% da faturação da EDA.

## Capítulo 3

# Veículo Elétrico

O primeiro veículo elétrico foi construído durante o séc. XIX, porém, anos mais tarde com a produção do automóvel de combustão interna em série, praticamente deixou de ser utilizado uma vez que era consideravelmente mais caro. Hoje em dia o paradigma mudou pois há uma maior preocupação com o meio ambiente e os veículos elétricos apresentam autonomias cada vez mais interessantes.

De acordo com o gráfico da figura 3.1, o sector dos transportes foi responsável por cerca de 24% das emissões de dióxido de carbono durante o ano de 2017 em Portugal. Tendo em conta que um dos objetivos dos governos é diminuir estas emissões, uma das soluções passa pelo aumento da penetração das energias renováveis aliado à aposta na mobilidade elétrica (baixando também a poluição sonora, principalmente nas grandes cidades).

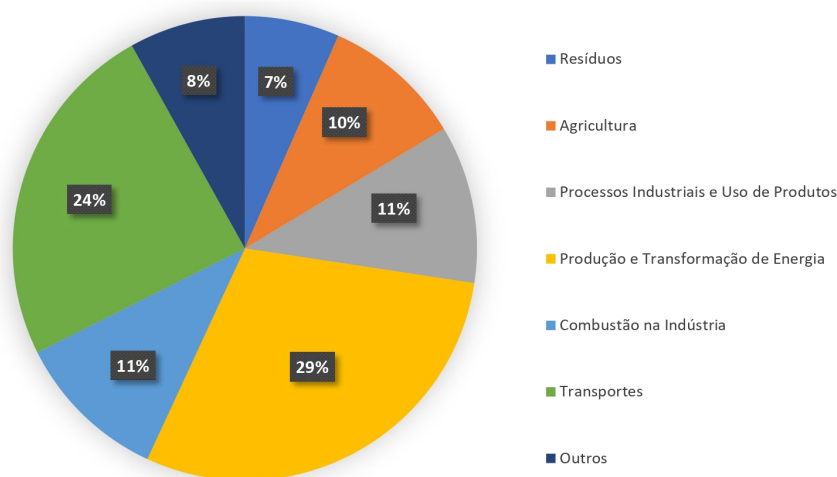


Figura 3.1: Percentagem de emissões de dióxido de carbono por sector em Portugal durante o ano de 2017 [10].

De acordo com um artigo da UVE (Associação de Utilizadores de Veículos Elétricos) [11], com base num estudo da Federação Europeia de Transportes e Ambiente, os veículos com motores a combustão emitem três vezes mais  $CO_2$  do que os veículos elétricos. Nesse estudo são tidas em conta as emissões desde a obtenção do minério para a bateria até ao consumo de energia de eletricidade durante a sua vida útil, o que vem realçar a importância da aposta na mobilidade elétrica.

## 3.1 Mercado

Os veículos elétricos apresentam, cada vez mais, melhores autonomias e rendimentos, o que, aliado aos incentivos financeiros/fiscais por parte do Governo (Nacional e Regional), faz com que sejam uma alternativa viável em relação aos de combustão interna. Apesar do veículo híbrido *plug-in* ser considerado elétrico, este não será tido em conta para o estudo devido à baixa capacidade da bateria (até 15 kWh), ao contrário dos carros 100% elétricos (na maior parte dos casos é igual ou superior a 40 kWh).

### 3.1.1 Mercado Nacional

Segundo os dados disponibilizados pela UVE, o número de veículos elétricos tem vindo a aumentar, como se pode verificar na tabela 3.1, graças às políticas de incentivos, ao crescimento da rede de carregamento e ao facto de apresentarem cada vez melhores rendimentos.

Tabela 3.1: Número de Veículos 100% Elétricos vendidos em Portugal [12].

| Ano                                      | 2015 | 2016 | 2017  | 2018  | 2019  |
|--|------|------|-------|-------|-------|
| <b>Número de Veículos 100% Elétricos</b> | 645  | 756  | 1 640 | 4 114 | 7 225 |

No primeiro trimestre de 2020, o número de veículos elétricos vendidos foi de 2 721 enquanto que em igual período de 2019 tinha sido 2 223 [12].

### 3.1.2 Mercado nos Açores

Analisando a tabela 3.2, podemos ver que nos últimos anos houve um aumento do número de vendas, acompanhando a tendência verificada a nível Nacional. Desde 2015 foram adquiridos 237 VE (163 ligeiros e 74 comerciais) nos concessionários da região. [13]

Tabela 3.2: Número de Veículos 100% Elétricos vendidos na Região Autónoma dos Açores [13].

| Ano                                      | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 |
|--|------|------|------|------|------|
| <b>Número de Veículos 100% Elétricos</b> | 18   | 56   | 20   | 54   | 89   |



### 3.1.3 Veículos mais vendidos

Em Portugal durante o ano de 2019 as marcas mais vendidas foram a Tesla, com o seu modelo mais popular e económico, o model 3, seguida pela Nissan, com o seu modelo de maior sucesso, o Leaf, e em terceiro lugar a Renault, com o seu modelo mais vendido, o Zoe. [12]

Tabela 3.3: Autonomia (km) e capacidade (kWh) de alguns dos modelos de veículos elétricos vendidos em Portugal [14].

| <b>Modelo</b>     | <b>Autonomia (km)</b> | <b>Bateria (kWh)</b> |
|-------------------|-----------------------|----------------------|
| Nissan Leaf       | 230 / 350             | 40 / 62              |
| Tesla Model 3     | 340 / 475             | 50 / 74              |
| Renault Zoe       | 300-395               | 52                   |
| BMW i3            | 235                   | 38                   |
| Jaguar I-Pace     | 380                   | 85                   |
| Hyundai Kauai     | 400                   | 64                   |
| Smart EQ Fortwo   | 105                   | 17                   |
| Tesla Model S     | 510                   | 95                   |
| Tesla Model X     | 355 / 445             | 73 / 95              |
| Mini Cooper SE    | 187                   | 29                   |
| Hyundai Ioniq     | 265                   | 38                   |
| Volkswagen e-Golf | 232                   | 32                   |
| Peugeot e-208     | 295                   | 48                   |

Os dados apresentados na tabela 3.3 correspondem à autonomia e capacidade de alguns dos modelos mais comercializados em Portugal. No entanto, há que ter em conta que esses referem a capacidade útil da bateria e a autonomia não é a anunciada pelo fabricante, mas sim mais próxima da real e que depende da velocidade, estilo de condução, entre outros fatores. [14]

## 3.2 Carregamento

No que toca aos carregadores há muitas opções e temos de olhar para as necessidades de cada utilizador para escolher a melhor solução. De acordo com Turksoy et al. (2018) [15] existem carregadores integrados (*on-board*), que geralmente apresentam potências mais baixas e adicionam peso ao carro, ou externos (*off-board*) que normalmente são mais potentes e cujo fluxo de potência pode ser unidirecional ou então bidirecional.

Tabela 3.4: Diferença entre os níveis de carregamento [15].

| Nível de carregamento       | Nível 1                  | Nível 2                               | Nível 3                               |
|-----------------------------|--------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| <b>Tensão da rede</b>       | 230 V AC<br>(monofásico) | 400 V AC<br>(monofásico ou trifásico) | 208-600 AC ou DC<br>(trifásico)       |
| <b>Potência</b>             | ≤ 3,7 kW                 | 3,7 - 22 kW                           | > 22 kW                               |
| <b>Tipo de carregamento</b> | Carregamento lento       | Carregamento normal                   | Carregamento rápido /<br>ultra rápido |

Na tabela 3.4 está sumariada a informação correspondente aos diferentes níveis de carregamento. Segundo Saldanã et al. (2020) [16], carregar o veículo a uma potência de 7 kW pode prolongar a vida útil da bateria em 51,02%, enquanto que a uma potência de 43 kW a reduz em 12,25%, quando comparados com a potência de 22 kW. Assim sendo, os carregamentos lentos além de implicarem custos menores com o carregador, provocam um menor desgaste nas baterias. Mas, por vezes, é necessário que o carregamento seja mais rápido, quer pelo facto da bateria estar perto a ficar descarregada e o dono precisar de se deslocar ou no caso de uma viagem longa em que a autonomia do veículo não é suficiente para o percurso.

Assim sendo, é preciso analisar caso a caso e ver a melhor opção. Para termos uma noção dos tempos de carregamento, é apresentada na tabela 3.5 a duração do carregamento de 80% da bateria de um Renault Zoe (versão com 52 kWh de capacidade), consoante o tipo de carregador.

Tabela 3.5: Estimativa da duração do carregamento de 80% da bateria de um Renault Zoe (52kWh) [17].

| Tipo de Carregamento                 | Potência         | Duração   |
|--------------------------------------|------------------|-----------|
| Tomada doméstica                     | 2,3 kW AC (10A)  | 29h 34min |
| Tomada Green-up                      | 3,7 kW AC (16A)  | 14h 58min |
| Wallbox/<br>Posto de<br>Carregamento | 7,4 kW AC (32A)  | 6h 54 min |
|                                      | 11 kW AC (3x16A) | 4h 30min  |
|                                      | 22 kW AC (3x80A) | 2h 15min  |
| Posto de carregamento rápido         | 50 kW DC (3x80A) | 1h 05min  |

Para os veículos utilizarem a rede de postos de carregamento pública (carregamento normal/rápido e no futuro estarão disponíveis postos ultra-rápidos) necessitam de ter um contrato com um dos Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME). De modo a incentivar a utilização dos VEs, inicialmente todos os carregamentos na rede pública eram gratuitos, numa segunda fase apenas o carregamento normal era gratuito e desde 1 de Julho do corrente ano todos os carregamentos são

pagos. Em Portugal, há uma rede de carregamento ultra-rápido (150 kW) privada reservada para os veículos da Tesla.

De acordo com Henrique Sánchez da UVE [18], há mais de 3 000 pontos de carregamento em Portugal (rede pública e privada), sendo que há postos que têm mais do que uma tomada. Nos Açores, segundo a Direção Regional da Energia [19], há 27 postos de carregamento, 10 para carregamento normal e 17 para carregamento rápido, disponíveis na rede de carregamento de acesso público.

Com o do número de VEs a aumentar a dependência dos combustíveis fósseis diminui, mas por outro lado vai aumentar o consumo de energia elétrica. Analisando a figura 3.2 podemos concluir que vai ser necessário existir controlo do carregamento de modo a que os picos no diagrama de carga da rede não sejam mais acentuados e para que não seja necessário investir na expansão da rede elétrica, o que resultaria em maiores custos para os utilizadores da rede elétrica.

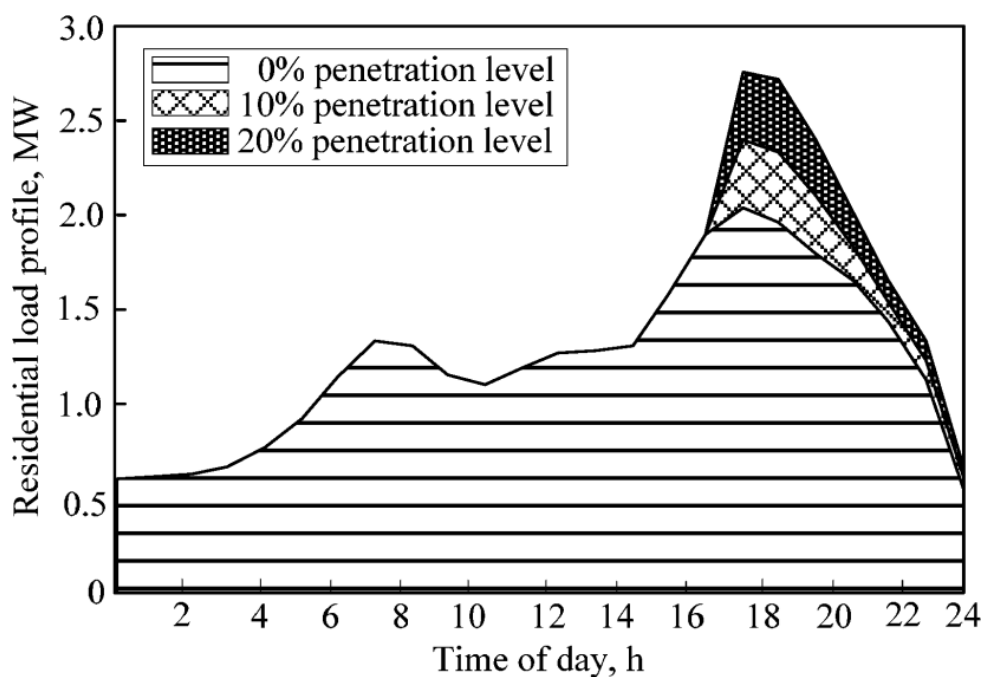


Figura 3.2: Diagrama de carga com o aumento do número de veículos elétricos sem coordenação de carregamento [20].

Este aumento pode ser benéfico se tivermos em conta que se caminha para uma maior penetração de energias renováveis no sector e, tendo em conta a intermitência destas, os VEs podem armazenar energia quando houver produção em excesso e devolver à rede quando for necessário através da tecnologia V2G.

### 3.3 Bateria

A bateria era apontada como umas das limitações para a utilização do VE pois não haviam soluções com elevada densidade de energia e potência a preços competitivos. Mas, com o desenvolvimento dos materiais e da tecnologia das baterias de iões de lítio, o paradigma mudou e estas ocupam agora menor

espaço e permitem que a autonomia aumente. Estas baterias caracterizam-se por não precisarem de ser descarregadas completamente para manter o seu bom funcionamento (não têm efeito memória), por uma elevada densidade de energia e potência (ocupando assim menor volume do que outras tecnologias) e uma taxa de auto-descarga baixa. O inconveniente desta tecnologia é que precisa de circuitos de protecção para a sobretensões e sobrecorrentes de modo a evitar a sua destruição.

As principais variantes destas baterias utilizadas no sector automóvel são:

- **Óxido de Lítio Níquel Manganês Cobalto (NMC)**, possuem uma elevada densidade energética, número de ciclos de carga/descarga e são mais caras do que as NCA [21]. São usadas no Nissan Leaf, BMW i3, entre outros;
- **Óxido de Lítio Níquel Cobalto Alumínio (NCA)**, as baterias NCA, quando comparadas com as NMC, possuem uma densidade energética superior, menor ciclos de vida e são mais baratas mas exigem maior margem de segurança [21]. São usadas nalguns modelos da Tesla.

Um dos inconvenientes dos VEs prende-se com a substituição da sua bateria. As baterias são caracterizadas pelo envelhecimento ao longo do tempo e pelo número de ciclos definido pelo fabricante. Após ser atingido esse limite, a capacidade diminui até que seja necessário a sua substituição. Em Portugal pediram cerca de 30 mil euros para a substituição da bateria de um Nissan Leaf com 2 anos e 170 mil quilómetros. Esta notícia causou polémica e agora a substituição completa das baterias do Nissan Leaf tem um custo de 7 mil euros (mais IVA e mão de obra) [22].

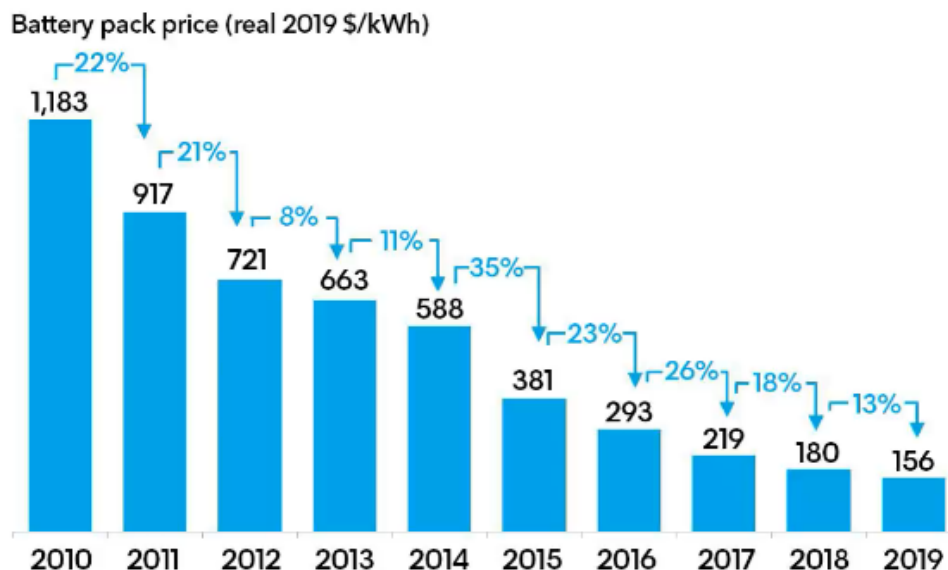


Figura 3.3: Preço das baterias de lítio dos veículos elétricos [23] .

Ao analisarmos a figura 3.3, podemos constatar que o custo das baterias em 2010 era cerca de 1 000 €/kWh e quase 10 anos depois, baixou para cerca de 130 €/kWh. Esta diferença aliada aos incentivos financeiros faz com que o preço dos VEs tenha vindo a baixar, sendo cada vez mais uma opção a ter em conta. A outra consequência da diminuição do preço das baterias é que torna a injeção de energia na rede mais interessante uma vez que os custos associados à degradação são inferiores.

## Capítulo 4

# Vehicle-to-Grid (V2G)

Este conceito consiste no fluxo de energia bidirecional, isto é, além do carregamento normal da bateria do veículo, passa a ser possível injetar na rede a energia que está nas baterias enquanto os veículos permanecerem estacionados e ligados à rede elétrica.

### 4.1 Benefícios

De acordo com os autores Yilmaz e Krein (2013) [24] e Kumar et al. (2019) [25] podemos destacar os seguintes benefícios da tecnologia V2G.

#### 4.1.1 *Load Shifting e Peak Shaving*

O conceito de *Load Shifting* corresponde à redução do consumo nas horas de ponta e aumento nas horas de vazio com o objetivo de tornar o diagrama de carga o mais plano possível mantendo o consumo total, tornando o sistema elétrico mais eficiente. Este conceito pode resultar em grandes poupanças na fatura da eletricidade dos consumidores uma vez que há diferenças nas tarifas horárias definidas pela ERSE.

Quanto ao *Peak Shaving*, este consiste em reduzir o consumo nas horas de ponta de modo a evitar os picos nos diagramas de carga.

A figura 4.1 permite comparar as diferenças entre os dois conceitos acima referidos.

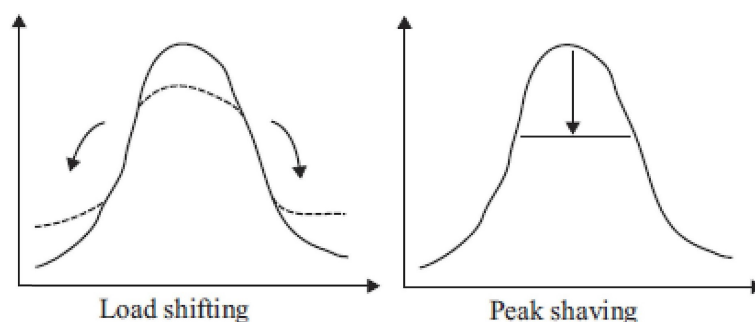


Figura 4.1: Diferenças entre *Load Shifting* e *Peak Shaving* [26].

Com o *Peak Shaving* conseguimos diminuir a produção de energia necessária nos picos de consumo, uma vez que, por um lado, os VEs passam a fornecer energia à rede quando as tarifas são mais atrativas e, por outro, não estão a carregar nas horas de ponta. Com um controlo de carregamento inteligente (*Smart charging*), isto é carregando nas horas de vazio, os donos dos VEs conseguem poupar além de aumentarem a eficiência do sistema em que estão conectados.

#### **4.1.2 Serviços de Sistema**

O operador da rede de transporte é responsável por garantir o equilíbrio entre a produção e consumo, de modo a ter a rede elétrica estável. Para garantir esse equilíbrio, existe um conjunto de serviços, essencialmente do lado da oferta, que permitem assegurar o controlo estável do sistema elétrico que se designam por serviços de sistema [27]. Em Portugal, estes serviços dividem-se em serviços de sistema obrigatórios e serviços de sistema complementares [28].

Os serviços obrigatórios são caracterizados pela regulação de parâmetros básicos do sistema (tensão e frequência), também designados como regulação primária [28]. Esta é um serviço de carácter obrigatório e não remunerado, fornecido pelos geradores em serviço e tem por objetivo corrigir automaticamente os desequilíbrios instantâneos entre a produção e o consumo.

Os serviços de sistema complementares que abrangem a regulação secundária de frequência e a reserva de regulação são remunerados numa lógica de mercado, enquanto que a compensação síncrona ou o arranque autónomo, se baseiam em contratação bilateral [29]. A regulação secundária de frequência e a reserva de regulação são utilizadas quando a regulação primária não é suficiente e são constituídas por uma variação de potência para subir ou descer a frequência. Quando a frequência baixa, é injetada energia na rede e quando a frequência aumenta, é consumida energia.

Para os VEs fornecerem a regulação da frequência secundária e reserva de regulação a remuneração é feita com base na capacidade garantindo assim algum retorno mesmo que a bateria não seja usada e pela energia que foi efetivamente disponibilizada ou armazenada. Quando a frequência baixa, os VEs injetam energia na rede e quando aumenta, os VEs consomem energia ao carregar as suas baterias.

De acordo com uma publicação da ERSE [30], o mercado dos Serviços de sistema mobiliza montantes na ordem dos 5% da cadeia de valor do sector elétrico, sendo de esperar que este valor aumente com a crescente integração de fontes renováveis, dada a sua intermitência.

### 4.1.3 Aumentar a penetração de fontes renováveis

Com o desenvolvimento da tecnologia, as fontes renováveis apresentam preços cada vez mais competitivos fazendo com que a potência instalada aumente de ano para ano, trazendo desafios à rede elétrica. Apesar das políticas para a descarbonização do sector, há que ter em conta que algumas fontes renováveis têm o inconveniente de não serem despacháveis, isto é, não podemos simplesmente pedir para aumentar a produção.

Por exemplo, a energia fotovoltaica apenas pode ser produzida nas horas de luz solar sendo que durante esse período pode haver excesso na sua produção. Este deverá ser armazenado para injetar na rede quando necessário, como poderá acontecer aquando da passagem de uma nuvem. Assim sendo, os VEs podem ajudar a atenuar o problema.

A energia eólica por ser uma fonte intermitente, caracterizada pela sua imprevisibilidade e variabilidade, implica que a sua produção não seja tão controlada como uma central convencional. Assim sendo, uma frota de VEs pode armazenar energia quando houver excedente e pode injetar na rede quando o vento não corresponder às previsões.

Na figura 4.2 podemos ver um exemplo de como os veículos elétricos podem aumentar a penetração de fontes renováveis ao usufruir da energia armazenada nas baterias.

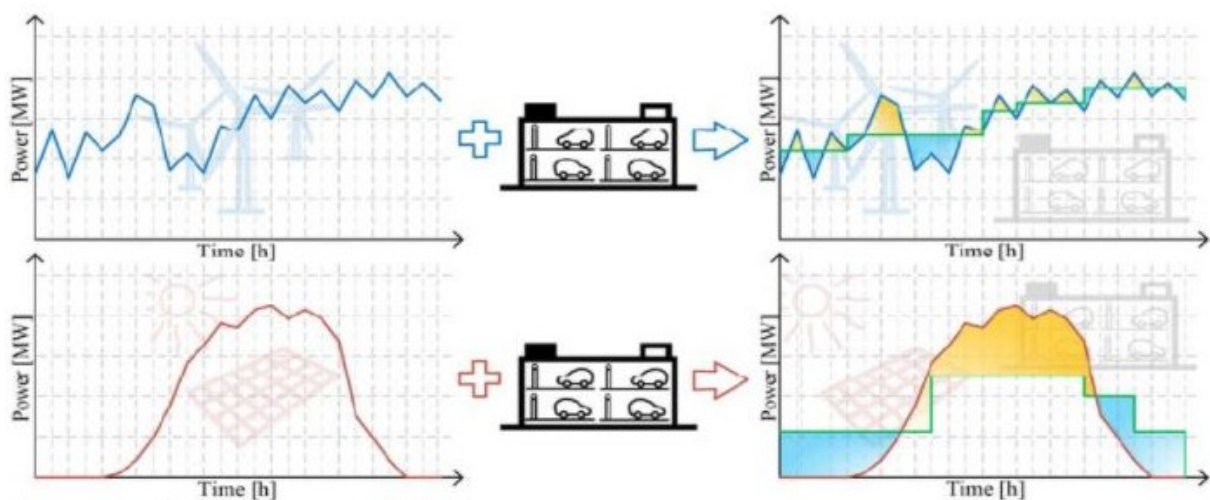


Figura 4.2: Exploração de fontes renováveis com a integração da tecnologia V2G [31].

## 4.2 Desafios

De acordo com os autores Yilmaz e Krein (2013) [24] e Kumar et al. (2019) [25] os desafios associados à tecnologia V2G encontram-se descritos abaixo.

### **4.2.1 Degradação da Bateria**

Uma das condicionantes dos VEs é a sua bateria que, ao contrário dos veículos a combustão, não pode ser reabastecida (carregada) quase instantaneamente. Ao usarmos a bateria para outras funções que não a mobilidade estaremos a diminuir o tempo de vida útil da mesma, o que pode deixar de ser um problema se a remuneração for interessante o suficiente.

De acordo com o relatório "*Critical Elements of Vehicle-to-Vrid (V2G) Economics*"[32], o número de ciclos de vida, a profundidade de descarga de cada ciclo e a temperatura são determinantes para a degradação e tempo de vida da bateria. Nesse mesmo relatório, chegaram à conclusão de que ao limitar a profundidade de descarga para 80% a degradação atinge níveis aceitáveis. Tal como mencionado anteriormente, o preço das baterias tem vindo a diminuir, o que contribui para mitigar o problema da degradação das mesmas causada pela injeção de energia na rede.

### **4.2.2 Efeitos nos equipamentos de Distribuição**

Os carregadores de maior potência são mais exigentes para a rede uma vez que podem sobrecarregar o transformador de distribuição local caso haja uma grande penetração de VEs.

De acordo com Moghe et al. [33], no cenário com uma penetração de VEs de cerca de 50%, a vida do transformador pode diminuir entre 200% a 300% se não houver controlo de carregamento.

### **4.2.3 Investimento necessário e perdas de energia**

Com o aumento do número de VEs será necessário reforçar a produção de energia elétrica, aumentando assim as perdas na rede elétrica, e poderá ser preciso investir num aumento da capacidade da rede de distribuição. De acordo com Nour et al. [34], será necessário investir na melhoria da rede distribuição caso não haja controlo do carregamento.

## **4.3 Infraestrutura**

Ao analisarmos a figura 4.3, podemos ver que a implementação desta tecnologia tem duas grandes diferenças em relação à representação do sistema elétrico dito normal. Uma delas é que o fluxo de energia passa a ser bidirecional, ou seja, o VE fornece ou consome energia mediante a necessidade da rede. A outra diferença é que passa a haver um novo participante, uma entidade responsável pela agregação dos vários VEs espalhados pela rede, com a responsabilidade de coordenar o carregamento/d Descarregamento dos veículos sob a sua alçada, fazer licitações nos mercados de energia e monitorizar as tarifas de modo a que os VEs façam o serviço mais rentável.



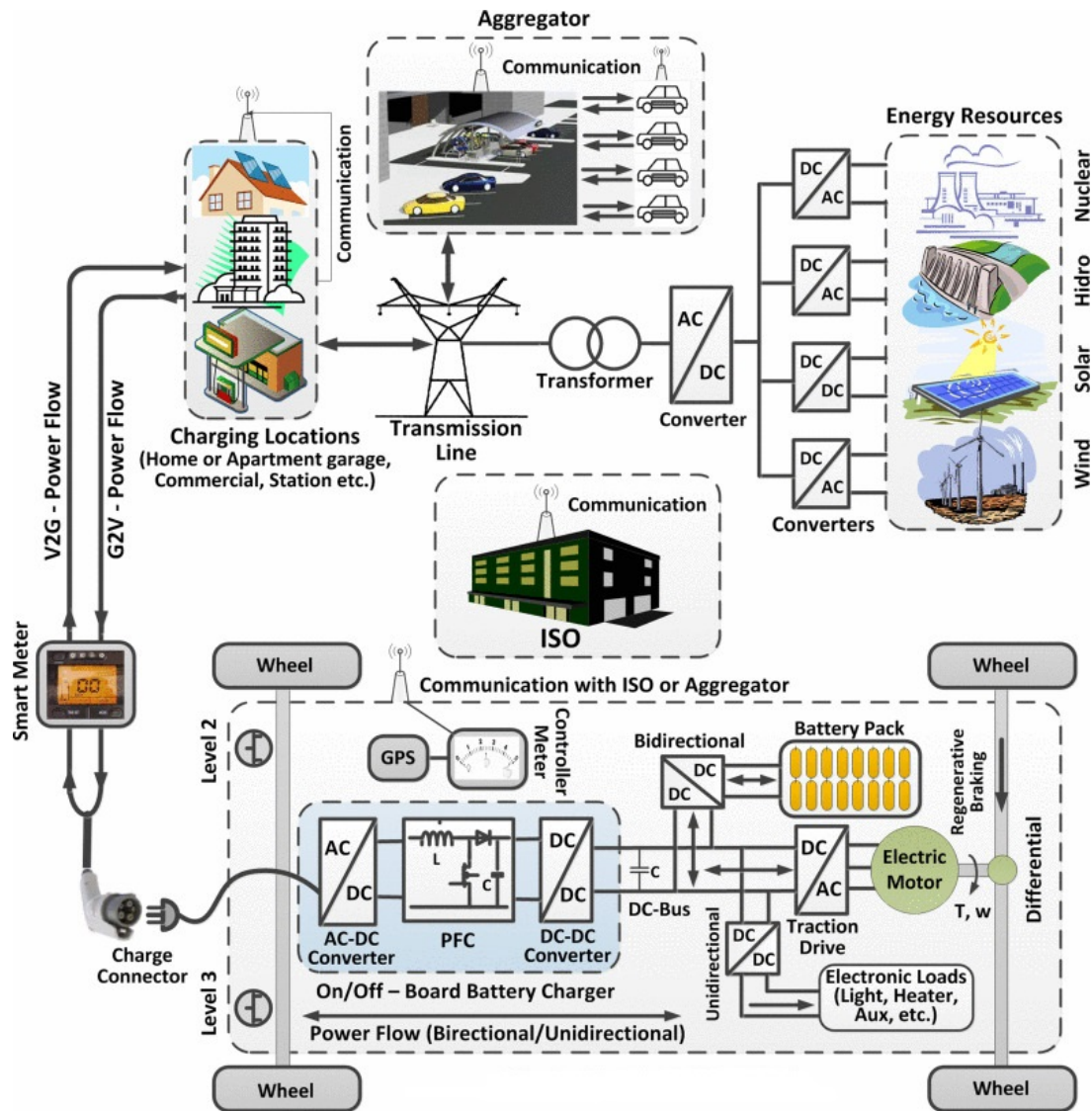


Figura 4.3: Componentes e fluxo de potência [24].

### 4.3.1 Carregador Bidirecional

Um dos elementos fundamentais para a utilização desta tecnologia é o carregador, sendo que este tem uma grande diferença para os mais comuns, pois, além de carregar as baterias, tem a capacidade de injetar energia na rede. Para tal ser possível, o carregador tem dois componentes principais:

- um conversor AC-DC reversível com a função de carregar a bateria (quando a corrente é positiva) ou injetar energia na rede (quando a corrente é negativa);
- um conversor DC-DC reversível operando como conversor redutor (*buck*), carregando as baterias a corrente ou tensão constantes, ou como conversor elevador (*boost*), descarregando as baterias a corrente constante [35].

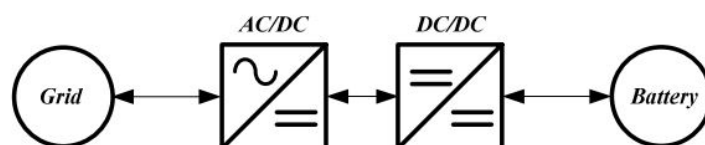


Figura 4.4: Esquema simplificado do carregador [36]

Apesar de na figura 4.4 estar representado o esquema simplificado do carregador, há que acrescentar filtros, controladores e proteções de modo a garantir que os parâmetros definidos pelo fabricante do VE sejam respeitados e assegurar a qualidade da energia injetada na rede.

## 4.4 Projetos

Atualmente há muitos projetos para investigar e construir o modelo de negócio para a tecnologia V2G. Há empresas que fornecem os veículos mais os carregadores e os utilizadores pagam uma renda, de maneira a incentivar o uso do veículo elétrico e aumentar a utilização da tecnologia V2G. Contudo, ainda não há muitos estudos disponíveis e, assim sendo, faz-se uma descrição do projeto *Parker*, que foi o primeiro a ser desenvolvido a nível comercial e serve de base para muitos dos projetos atuais, do projeto V2G Amesterdão e por fim, do projeto que está a decorrer na ilha de São Miguel, o V2G Açores.

### 4.4.1 Projeto *Parker*

Os projetos *EDISON* (*Danish EDISON Project*) e *Nikola* (*Nikola Research Project*) foram pioneiros na exploração do potencial do VE na rede elétrica, servindo de base para o projeto *Parker*. Neste projeto foram usados veículos de várias marcas e carregadores V2G DC. Inicialmente os testes foram feitos em laboratório e, mais tarde, o projeto foi responsável pela primeira integração de VEs a nível comercial, na rede elétrica de Copenhaga (*Frederiksberg Forsyning V2G hub*), em que a frota dos VEs foi utilizada como reserva de frequência.

Este projeto teve uma duração de aproximadamente 2 anos (agosto de 2016 até julho de 2018), foi composto por uma frota de 10 VEs e custou cerca de 2 milhões de euros. O objetivo do projeto foi investigar as aplicações em que os VEs podem ser utilizados, a prontidão da rede e escala e replicabilidade.

Tabela 4.1: Variáveis e respectivos valores usados nas simulações do Projeto Parker [37].

|                                       | <b>Unidade</b> | <b>Caso base</b> | <b>Melhor caso</b> | <b>Pior caso</b> |
|---------------------------------------|----------------|------------------|--------------------|------------------|
| <b>Potência máxima carregador</b>     | kW/VE          | 10               | 20                 | 6,6              |
| <b>Capacidade da bateria (Usável)</b> | kWh            | 21               | 60                 | 21               |
| <b>Distância percorrida</b>           | km/mês         | 250              | 250                | 250              |
| <b>Eficiência</b>                     | kWh/100 km     | 18               | 12,5               | 18               |
| <b>Perdas no carregador</b>           | percentagem    | 30               | 10                 | 30               |
| <b>Tarifa para consumo</b>            | euro/kWh       | 0,13             | 0,09               | 0,18             |
| <b>Tarifa para produção</b>           | euro/kWh       | 0,03             | 0,09               | 0,03             |
| <b>Degradação bateria</b>             | euro/kWhUp     | 0                | 0                  | 156              |
| <b>Custo adicional carregador</b>     | euro/ano       | 0                | 0                  | 520              |
| <b>Produção de energia</b>            | kWh/VE/mês     | 350              | 350                | 350              |
| <b>Lucro/VE/Ano</b>                   | <b>euro</b>    | 468 €            | 2.304 €            | -955 €           |

De acordo com os resultados da tabela 4.1, para termos um lucro maior no futuro é necessário melhorar a eficiência e potência dos carregadores e aumentar a capacidade das baterias. Nesse caso tornar-se-à mais fácil que o sobrecusto do carregador e da degradação da bateria (no projeto foi assumido que se perde 2% da capacidade total por ano) sejam absorvidos pela remuneração dos serviços de sistema, tornando assim o V2G cada vez mais interessante para o utilizador, uma vez que resultará no maior lucro possível (cerca de 2300 euros).

#### 4.4.2 Projeto V2G Amesterdão

Este projeto consistiu na utilização dos painéis solares que estavam instalados no barco onde vivia uma família, aproveitando as baterias de um barco complementar mais pequeno, usado para se deslocarem nos canais de Amesterdão. Com a tecnologia V2G, essas baterias passam a ser usadas para diminuir o consumo de electricidade da rede.

Este projeto teve uma duração de dois anos, sendo composto por um conjunto de painéis solares com 4 kWp (3 780 kWh por ano), uma bateria com capacidade de 10 kWh (7 kWh usáveis) e o consumo da casa foi de aproximadamente 3 350 kWh por ano. As principais conclusões [38] foram as seguintes:

- O consumo de eletricidade baixou 45%;
- A eficiência do armazenamento foi de 93%;
- A eficiência do processo foi de 80%;
- A degradação da bateria ao fim de dois anos foi de 6-7%.

### 4.4.3 Projeto V2G Açores

No final do ano de 2019 deu-se a formalização de um acordo entre a EDA, a Galp e a Nissan para um projeto inovador na ilha de São Miguel, com o propósito de testar a tecnologia V2G. Este teve ainda ainda a participação da *Magnum Cap* (Tecnologia de carregamento), Nuvve (Plataforma de Gestão e Agregação) e das entidades responsáveis pela regulação e legislação, a ERSE e a Direção Regional de Energia.

Desde Março de 2020, o projeto tem permitido usufruir das baterias de 10 VEs (7 Nissan Leaf e 3 carrinhas Nissan e-NV200) que disponibilizam no total até 100 kW numa perspetiva de *Peak Shaving*. Foi definido o seguinte perfil de utilização: carregamento entre as 2h e as 5h da manhã; utilização das viaturas para mobilidade entre as 10h e 18h, visto que estes veículos são parte integrante da frota da EDA; injeção de energia da rede nas horas de ponta entre as 20h e 22h. De acordo com o comunicado da Galp [39], de abril até ao final de julho de 2020 foi injetada na rede cerca de 13,4 MWh, energia equivalente ao consumo diário de 15 casas.



Figura 4.5: Frota dos veículos elétricos nas instalações da EDA [40].

## Capítulo 5

# Caso de Estudo

Neste capítulo pretende-se descrever de uma forma mais pormenorizada o sistema elétrico da ilha de São Miguel. Serão analisados os diagramas de carga característicos das quatro estações do ano e os respetivos perfis de produção, será feita uma breve explicação sobre o controlo de tensão e frequência, bem como uma estimativa do custo da central termoelétrica do Caldeirão.

Neste estudo, foram consideradas as seguintes variáveis: os diagramas de carga, as tarifas definidas pela ERSE para a Região, o perfil do utilizador e o número de VEs a considerar.

### 5.1 O Caso da ilha de São Miguel

Em 2019 a produção total de energia elétrica foi de 440,42 GWh [7] com cerca de 53% da energia a ser produzida pela central termoelétrica do Caldeirão, 38% pelas duas centrais geotérmicas (Ribeira Grande e Pico Vermelho), 5% pelas centrais hídricas e os restantes 4% pelo parque eólico. A ponta máxima do ano foi no dia 7 de agosto pelas 11h45 (72,4 MW) e o vazio mais acentuado no dia 17 de novembro pelas 04h00 (31,2 MW).[7]

#### 5.1.1 Diagramas de carga

De modo a conhecermos melhor o perfil de consumo na ilha de São Miguel temos de analisar os seus diagramas de carga. Na figura 5.1 estão representados diagramas característicos das diferentes estações do ano, incluindo o tipo de recursos utilizados na produção de energia elétrica.

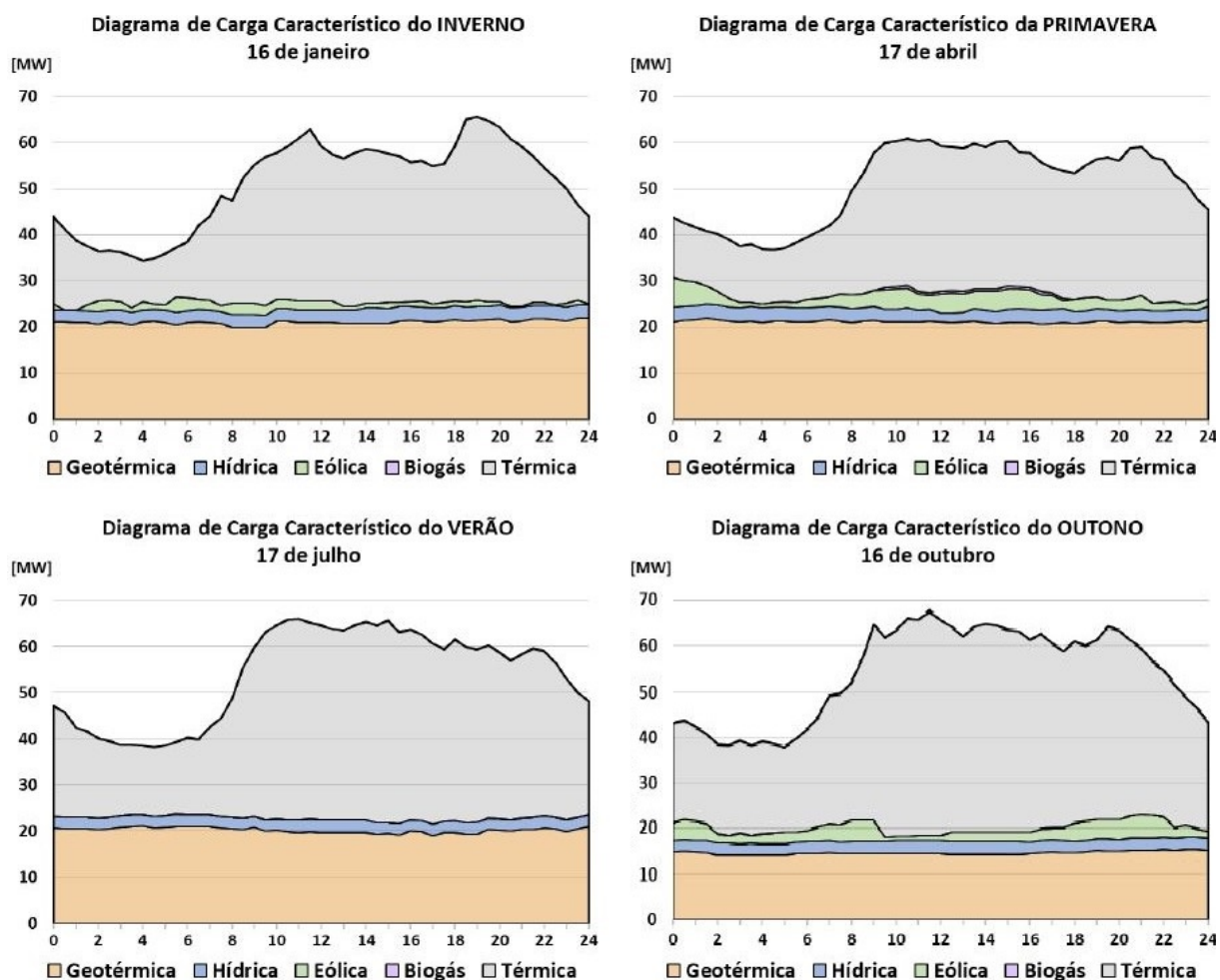


Figura 5.1: Diagramas de carga da produção da ilha de São Miguel [7].

Ao analisarmos os diagramas de carga podemos ver que a produção de origem geotérmica e a hídrica têm um comportamento constante ao longo do ano, sendo usadas como tecnologia base. Por outro lado, a produção eólica é intermitente, variando ao longo do dia. Como seria de esperar, é na central termoelétrica do Caldeirão que é produzida mais da metade da energia, variando a sua produção, alternadamente entre os 8 grupos térmicos, de acordo com o consumo.

Para complementar a informação dos diagramas de carga, na tabela 5.1 estão descritos os perfis de produção referentes aos dias característicos. A segunda coluna dessa tabela refere-se à potência máxima em regime permanente dos grupos de cada central no ano de 2019. Importa salientar que cada tipo de produção é composto por vários grupos e/ou centrais e que a central de Biogás é de produção independente.

Podemos confirmar o comportamento uniforme ao longo do tempo da tecnologia geotérmica e hídrica, com diferenças entre a potência máxima e mínima muito pequenas. No que toca à produção de origem térmica, no Inverno houve uma variação de 30 MW entre a potência máxima e mínima, o que ilustra bem a importância deste tipo de central em que se pode controlar a produção de acordo com o consumo, uma vez que não depende do clima.

Tabela 5.1: Perfis de produção referentes a um dia característico de cada estação do ano [7].

| Tipo de Produção  | Potência Máxima (kW) | 16 de janeiro (Inverno) |            | 17 de abril (Primavera) |            | 17 de junho (Verão) |            | 16 de outubro (Outono) |            |
|-------------------|----------------------|-------------------------|------------|-------------------------|------------|---------------------|------------|------------------------|------------|
|                   |                      | Vazio (kW)              | Ponta (kW) | Vazio (kW)              | Ponta (kW) | Vazio (kW)          | Ponta (kW) | Vazio (kW)             | Ponta (kW) |
| <b>Térmica</b>    | 90 800               | 8 900                   | 39 700     | 11 400                  | 31 900     | 15 000              | 43 500     | 18 700                 | 49 300     |
| <b>Geotérmica</b> | 29 600               | 21 070                  | 21 460     | 21 210                  | 21 170     | 20 680              | 19 650     | 13 960                 | 14 400     |
| <b>Eólica</b>     | 9 000                | 1 820                   | 1 440      | 1 060                   | 4 320      | -                   | -          | 2 600                  | 1 200      |
| <b>Hídrica</b>    | 4 664                | 2 627                   | 2 984      | 3 041                   | 2 982      | 2 553               | 2 800      | 2 551                  | 2 860      |
| <b>Biogás</b>     | 1 100                | -                       | -          | -                       | 500        | -                   | -          | -                      | -          |
| <b>Total</b>      | 134 064              | 34 417                  | 65 584     | 36 711                  | 60 902     | 38 233              | 65 950     | 37 811                 | 67 760     |

### 5.1.2 Controlo da tensão e frequência

De modo a termos um sistema estável e seguro é necessário haver regulação da frequência e controlo da tensão. Na ilha de São Miguel, o controlo da frequência é feito na central termoelétrica do Caldeirão através do controlo da potência dos seus grupos de geradores, aumentando ou diminuindo mediante as necessidades.

Tendo em conta o potencial geotérmico e o investimento em outras fontes renováveis, pretende-se diminuir a dependência da central térmica. Contudo, dada a intermitência dessas fontes e o facto da geotermia ser o recurso renovável mais utilizado (caracterizado pelo seu tempo de resposta muito elevado por parte dos grupos de geradores) torna imprescindível a utilização da central termoelétrica do Caldeirão. O consumo de serviços auxiliares nesta central foi de 5 998 MWh [9].

Esta limitação das fontes renováveis faz com que, por vezes, durante os períodos de maior vazio seja desperdiçada energia uma vez que a potência mínima definida para a central termoelétrica do Caldeirão corresponde à potência máxima de um dos seus maiores grupos (16 820 kW). Para contrariar este facto e diminuir a dependência desta central a EDA irá instalar um sistema de armazenamento de energia composto por baterias. Este vai permitir armazenar a energia em excesso e contribuir para a regulação da frequência devido aos tempos de resposta serem muito pequenos, característico deste tipo de sistemas.

### 5.1.3 Custo da central termoelétrica do Caldeirão

Para calcularmos o custo de uma central térmica temos de ter em conta duas parcelas:

$$C_{Total} = C_{Fixo} + C_{Variável} \quad (5.1)$$

Na parcela do  $C_{Fixo}$  (custo fixo) estão incluídas as despesas constantes, tais como amortização do investimento, manutenção e recursos humanos, enquanto que a do  $C_{Variável}$  (custo variável) é referente aos custos que variam com a quantidade produzida, nomeadamente o custo do combustível e taxa de emissões.

Na central termoelétrica do Caldeirão, o gasóleo rodoviário é utilizado apenas para o arranque dos motores térmicos e o fuelóleo usado para a produção de energia. De acordo com o Relatório de Contas da EDA de 2019 [9], o montante de custos com combustíveis ascendeu a 54,7 Milhões de euros, sendo que o custo médio do fuelóleo foi de 465,50€/tonelada e o do gasóleo foi 619,2€/quilolitro. Nesse relatório também está descrito o valor do consumo específico de fuelóleo (205,6 g/kWh) e do gasóleo (0,0017 g/kWh), referentes à central termoelétrica do Caldeirão.

Para sabermos a quantidade de combustível usado temos de multiplicar o consumo específico pelo valor da produção térmica na ilha de São Miguel (232 746 MWh). Assim sendo:

$$Consumo_{FUEL} = 47\,852,58 \text{ toneladas} \quad (5.2)$$

$$Consumo_{GASÓLEO} = 0,463 \text{ quilolitros} \quad (5.3)$$

Sabendo o consumo e o custo médio dos combustíveis:

$$\begin{aligned} Gastos_{combustíveis} &= Consumo_{FUEL} * Custo_{FUEL} + Consumo_{GASÓLEO} * Custo_{GASÓLEO} \\ &= 47\,852,58 * 465,5 + 0,463 * 619,2 = 22,276 \text{ Milhões de euros} \end{aligned} \quad (5.4)$$

De seguida temos de calcular o custo das emissões de dióxido de carbono. No ano de 2019 foram gastos 7 245 110,00 euros em licenças correspondentes à emissão de 301 949 toneladas de  $CO_2$ , resultando num custo médio de 24,30 euros por tonelada. De acordo com o Relatório de Contas de 2019 [9], o consumo específico foi de 504  $gCO_2/kWh$ , assim sendo:

$$\begin{aligned} Gastos_{emissões} &= Consumo_{específico} * Energia_{produzida} * Custo_{médio} \\ &= 504 * 232\,746\,008 * 10^{-6} * 24,30 = 2,850 \text{ Milhões de euros} \end{aligned} \quad (5.5)$$

$$\begin{aligned} C_{Variável} &= Gastos_{combustíveis} + Gastos_{emissões} = 22\,275\,662,68 + 2\,850\,486,91 \\ &= 25\,126\,149,59 \text{ euros} \end{aligned} \quad (5.6)$$

Para calcularmos o custo fixo temos de ter em conta a amortização da central e os custos de operação e manutenção. A central termoelétrica do Caldeirão foi construída em 1987 e tinha dois grupos com 7 696 MW cada, sendo que em 1990 e em 1993 foram construídos os grupos 3 e 4 com a mesma potência do que os anteriores. Em virtude do aumento do consumo de eletricidade, procedeu-se à ampliação da central com mais 2 grupos de 16 820 MW em 2002 e em 2004 com mais 2 grupos de igual potência, ficando assim com uma potência instalada de 98 064 MW. Se assumirmos um período de vinte anos para a amortização dos equipamentos então apenas os grupos 5 a 8 é que vão contar para a amortização. No que toca aos custos de manutenção, os 8 grupos serão tidos em conta.



De acordo com o Relatório de Contas da EDA de 2004 [41], o custo da ampliação dos grupos 7 e 8 foi de 27,685 Milhões de euros, assim sendo vamos assumir que o investimento na ampliação dos grupos 5 a 8 foi o dobro, 55,370 Milhões de euros. Para calcularmos a anuidade, assumiu-se um prazo de 20 anos e uma taxa de juro de 10 %.

$$C_{Anuidade} = I * \frac{r * (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} = 55,37 * 10^6 * \frac{0,1 * (1 + 0,1)^{20}}{(1 + 0,1)^{20} - 1} \approx 6,5 \text{ Milhões de euros} \quad (5.7)$$

Para o cálculo dos custos de operação e manutenção foi tido em conta o valor que foi definido pela ERSE para as tarifas de 2019 (8,717 Milhões de euros [42]). Este foi dividido pela potência instalada para sabermos o custo por kW.

$$C_{opm/kW} = \frac{Custos\ opm}{Potência\ Instalada} = \frac{8\ 717\ 000}{265\ 829} = 32,792 \text{ euros/kW} \quad (5.8)$$

$$C_{opm\ anual} = 32,792 * (4 * 7696 + 4 * 16820) = 3\ 215\ 715 \text{ euros} \quad (5.9)$$

$$C_{Fixo} = C_{anuidade} + C_{opm\ anual} = 6\ 503\ 739,42 + 3\ 215\ 715,69 = 9\ 719\ 454,11 \text{ euros} \quad (5.10)$$

$$C_{total\ anual} = C_{Fixo} + C_{Variável} = 9\ 719\ 454,11 + 25\ 126\ 149,59 = 34\ 845\ 603,70 \text{ euros} \quad (5.11)$$

O custo anual referente à central termoelétrica do Caldeirão foi de aproximadamente 35 Milhões de euros. De modo a compararmos com outras tecnologias, vamos calcular o custo médio, que corresponde ao custo de produção por unidade (€/MWh), e o custo marginal, referente ao custo de produção de mais uma unidade não tendo em conta os custos fixos.

$$C_{marg} = \frac{C_{Variável}}{E_{total\ anual}} = \frac{25\ 126\ 149,59}{232\ 746} = 107,96 \text{ euros/MWh} \quad (5.12)$$

$$C_{médio} = \frac{C_{total\ anual}}{E_{total\ anual}} = \frac{34\ 845\ 603,70}{232\ 746} = 149,72 \text{ euros/MWh} \quad (5.13)$$

De acordo com a ERSE [42], o valor definido para as tarifas no ano de 2019 para o custo unitário variável das centrais térmicas foi de 110,5€/MWh que é próximo do calculado para a central termoelétrica do Caldeirão (equação 5.12). Este valor tem de ser comparado com os valores referentes às outras tecnologias no ano de 2019, representados na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Custo unitário da energia elétrica adquirida [43].

| Tipo de energia               | Hídrica | Geotérmica | Eólica | Biogás | RSU    | Fotovoltaica |
|-------------------------------|---------|------------|--------|--------|--------|--------------|
| <b>Custo unitário (€/MWh)</b> | 101,51  | 101,51     | 112,88 | 97,07  | 115,61 | 171,60       |

De referir que há a acrescentar a aquisição de microgeração com custos unitários de 232,63€/MWh na energia eólica e 249,79€/MWh na energia fotovoltaica. Comparando os valores da tabela 5.2 com o custo marginal estimado (109,01 €/MWh), podemos constatar que as energias hídrica, geotérmica e do biogás apresentam custos inferiores, provavelmente por não terem custos tão elevados com combustíveis.

## 5.2 Tarifas

### 5.2.1 Tarifas de venda a clientes finais da Região Autónoma dos Açores

Para definirmos o horário de carregamento/descarregamento das baterias temos de ter em conta as tarifas de energia ativa e os horários definidos pela ERSE. À partida, podemos excluir a tarifa simples, onde não há distinção de horários, dado que o seu custo é constante ao longo do dia, o que não irá trazer benefícios para o utilizador no contexto de *Peak Shaving/Load Shifting* com a tecnologia V2G.

Na tabela 5.3 está descrito o horário para aplicação das várias tarifas em baixa tensão definidas pela ERSE. De referir que ao sábado apenas são aplicadas as horas de Cheia e Vazio, e que ao domingo apenas é aplicada a tarifa referente às horas de vazio, em virtude do menor consumo.

Tabela 5.3: Horários definidos pela ERSE [44].

| <b>Aplicável de junho a outubro</b>                    | <b>Aplicável de novembro a maio</b>                    |
|--|--|
| <b>De segunda-feira a sexta-feira</b>                  | <b>De segunda-feira a sexta-feira</b>                  |
| Ponta: 10:30/15:30 h                                   | Ponta: 18:30/21:30 h                                   |
| Cheias: 07:00/10:30 h<br>15:30/24:00 h                 | Cheias: 07:00/18:30 h<br>21:30/24:00 h                 |
| Vazio: 00:00/07:00 h                                   | Vazio: 00:00/07:00 h                                   |
| <b>Sábado</b>  | <b>Sábado</b>  |
| Cheias: 11:00/14:30 h<br>19:30/23:00 h                 | Cheias: 11:30/13:30 h<br>18:00/23:00 h                 |
| Vazio: 00:00/11:00 h<br>14:30/19:30 h<br>23:00/24:00 h | Vazio: 00:00/11:30 h<br>13:30/18:00 h<br>23:00/24:00 h |
| <b>Domingo</b>   | <b>Domingo</b>   |
| Vazio: 00:00/24:00 h                                   | Vazio: 00:00/24:00 h                                   |

Ao analisarmos as tarifas definidas pela ERSE (tabela 5.4) para os clientes de baixa tensão normal (potência maior do que 2,3 kVA e menor ou igual a 20,7 kVA), a diferença entre as horas de ponta e de vazio para a tarifa bi-horária é de 8,93 cêntimos por kWh e para a tarifa tri-horária é de 12,53 cêntimos por kWh. Esta diferença pode servir como base para o pagamento da energia fornecidas pelos veículos.

Tabela 5.4: Tarifas definidas pela ERSE para o ano de 2020 [43].

| Tarifa      |                     | Preço (€/kWh) |
|-------------|---------------------|---------------|
| Bi-horária  | Horas fora do vazio | 0,1827        |
|             | Horas de vazio      | 0,0934        |
| Tri-horária | Horas de Ponta      | 0,2236        |
|             | Horas de Cheia      | 0,1573        |
|             | Horas de Vazio      | 0,0934        |

Com base nas tabelas 5.3 e 5.4 podemos definir o horário de carregamento entre as 00:00h e as 07:00h para todos os dias da semana, uma vez que a tarifa é mais baixa e permite tornar o diagrama de carga mais uniforme. No que toca ao horário para injetar energia na rede, considerando a tarifa bi-horária, não há um horário em particular (07:00h às 24:00h) e caberá ao operador da rede definir os períodos mais convenientes. Se tivermos em conta a tarifa tri-horária o período mais vantajoso, a nível financeiro, corresponde às horas de ponta.

## 5.2.2 Tarifas de venda para a rede pública de carregamento na Região Autónoma dos Açores

Para utilizar a rede pública de carregamento é necessário ter um contrato com um Comercializador de Energia para a Mobilidade Elétrica (CEME) em que as tarifas de energia e comercialização são definidas pela ERSE. O regulamento da mobilidade elétrica estabelece as seguintes tarifas:

- Tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica;
- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica;
- Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA.

De acordo com as tarifas e preços definidas pela ERSE para 2020, as tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica assumem valor zero, assim sendo:

Tabela 5.5: Tarifas definidas pela ERSE para a mobilidade elétrica [44].

| Tarifa      |                     | Preço Baixa Tensão (€/kWh) | Preço Média Tensão (€/kWh) |
|-------------|---------------------|----------------------------|----------------------------|
| Bi-Horária  | Horas fora do vazio | 0,1862                     | 0,1622                     |
|             | Horas de Vazio      | 0,1078                     | 0,1007                     |
| Tri-Horária | Horas de Ponta      | 0,2875                     | 0,2598                     |
|             | Horas de Cheia      | 0,1702                     | 0,1434                     |
|             | Horas de Vazio      | 0,1078                     | 0,1007                     |

Da comparação das tabelas 5.4 e 5.5 realça-se a diferença nos preços de carregamento dos VEs em casa e na rede pública, verificando-se que é mais vantajoso carregar o automóvel na primeira. De referir ainda que as tarifas para a mobilidade elétrica variam de acordo com o nível de tensão devido à tarifa de acesso às redes de energia elétrica.

### 5.3 Perfil dos utilizadores dos veículos elétricos

Para definir a quantidade de quilómetros percorridos por dia em São Miguel não há estudos/dados, mas podemos destacar um estudo do Observatório do ACP sobre o Condutor Português em relação a Portugal Continental [45]. Neste estudo foi estimada uma média de 9 mil quilómetros por veículo durante o ano. No entanto, esta estimativa não deverá ser usada para os Açores uma vez que as realidades em questão são diferentes.

Os utilizadores particulares são o objeto de estudo devido ao facto destes não usarem o veículo durante o horário de trabalho e por percorrerem menores distâncias comparativamente aos de uma frota empresarial.

Para fazer uma estimativa no que toca à distância percorrida temos de ter em conta as dimensões da ilha de São Miguel. Esta tem cerca de 64 quilómetros de comprimento e a sua largura varia entre os 8 e 15 quilómetros.

Partindo do pressuposto que a viatura é utilizada para as viagens entre a casa do utilizador e o local de trabalho, a maior distância possível de percorrer será o trajeto que está representado na figura 5.2 (Mosteiros-Nordeste). Em cada sentido seriam percorridos 88 quilómetros, contudo este cenário é muito improvável devido ao tempo perdido diariamente na estrada e aos custos associados.

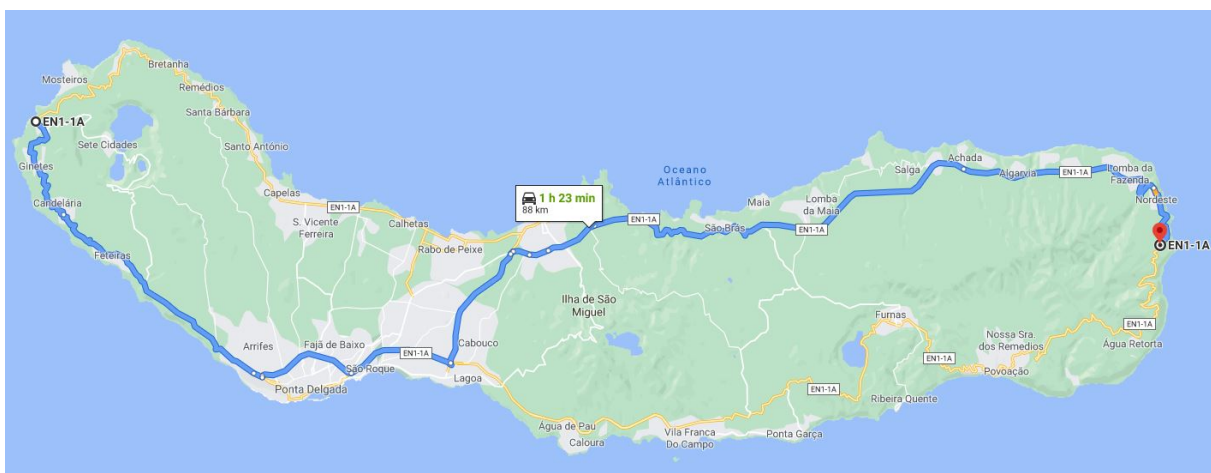


Figura 5.2: Trajeto Mosteiros-Nordeste [46].

O melhor cenário para a utilização tecnologia V2G será aquele em que o utilizador percorre poucos quilómetros por dia. Deste modo, o veículo é carregado à noite, nas horas de vazio, e a energia é injetada na rede nas horas de ponta, beneficiando assim da maior diferença entre as tarifas. O período

de fim de semana não foi considerado para o estudo, uma vez que as viaturas particulares podem deixar de estar disponíveis nas horas de ponta para além de que os diagramas de carga deixam de ter picos tão acentuados quando comparados com os restantes dias da semana.

Uma vez que queremos estimar a distância percorrida pelo condutor em São Miguel vamos ter em consideração os focos populacionais. Para isso utilizaram-se os dados relativos ao número de pessoas inscritas nas últimas eleições para a Assembleia Regional [47] pois estes são os dados mais atualizados que incluem as pessoas com idade igual ou superior a 18 anos. Assim sendo, se considerarmos o centro e as freguesias mais próximas dos principais municípios, concluímos que existem aproximadamente 46 mil habitantes em Ponta Delgada, 20 mil habitantes na Ribeira Grande, 10 mil habitantes na Lagoa e 7 mil habitantes em Vila Franca. Se tivermos em consideração que o único aeroporto da ilha e o principal porto situam-se em Ponta Delgada, bem como os centros comerciais, muitos dos serviços e empresas, estimou-se as distâncias entre o centro deste município e o dos restantes, estando estas descritas na tabela 5.6.

Tabela 5.6: Distância entre o centro de Ponta Delgada e os alguns dos municípios da Ilha de São Miguel.

| <b>Percurso</b>                | <b>Distância (quilómetros)</b> |
|--------------------------------|--------------------------------|
| Ponta Delgada - Ribeira Grande | 20                             |
| Ponta Delgada - Lagoa          | 11                             |
| Ponta Delgada - Vila Franca    | 25                             |

Podemos também referir as distâncias entre Vila Franca e Lagoa: 16 quilómetros; Vila Franca e Ribeira Grande: 27 quilómetros; e Lagoa e Ribeira Grande: 13 quilómetros.

Importa também ressaltar que para prolongar a vida útil das baterias de iões de lítio é importante não ter muitas vezes a bateria descarregada (0%) ou carregada ao máxima (100%) [48]. Assim sendo, para prevenir uma maior degradação e para deixar autonomia suficiente para o caso de alguma emergência ou viagem não programada, foi deixada uma margem de reserva cujos valores estão definidos nos perfis abaixo descritos.

Deste modo, foram definidos 3 perfis com base nas distâncias entre os municípios (tabela 5.6) para calcular quais os rendimentos que os donos dos VEs podem obter, assumindo o consumo do Nissan Leaf (165 Wh/km [14]):

- o perfil otimista corresponde ao de um utilizador que percorre até cerca de 30 quilómetros por dia (mais 30 de reserva) consumindo até 10 kWh na mobilidade, fazendo com que possa injetar 30 kWh na rede;
- O perfil base diz respeito a um utilizador que percorre até 60 quilómetros por dia (mais 60 de reserva) consumindo até 20 kWh na mobilidade, restando 20 kWh para fornecer à rede. A maior distância entre os focos populacionais considerados é de 27 quilómetros, fazendo com que os 60 quilómetros sejam suficientes para cobrir os percursos entre os principais municípios;

- O perfil pessimista será um utilizador que percorre até 80 quilómetros por dia (mais 80 de reserva) consumindo no máximo 30 kWh na mobilidade, sobrando 10 kWh para injetar na rede.

## 5.4 Carregador Bidirecional

Um das soluções que está disponível no mercado, a escolhida para o projecto V2G Açores, é o carregador da *Magnum Cap - Electrical Power Solutions*. Este permite carregar o VE a uma potência máxima de 10 kW com uma eficiência superior a 90% e descarregar a uma potência de 10 kVA com uma eficiência máxima de 93%. Este carregador é compatível com as viaturas da Nissan, bem como com a plataforma/software que foi desenvolvido pela Nuvve que já está disponível a nível comercial.

## 5.5 Número de veículos

Como estudado anteriormente, a produção geotérmica tem um comportamento estável ao longo do tempo e, por isso, serve de tecnologia base. A hídrica também é praticamente constante, enquanto que a eólica varia a sua produção ao longo do dia. Assim sendo, é a central termoelétrica do Caldeirão que é responsável por fazer variar a sua produção de modo a igualá-la ao consumo. Deste modo, o número de VEs considerado deverá ser significativo de modo a conseguir substituir parte da produção na central do Caldeirão, trazendo assim benefícios ambientais.

Posto isto, foram definidos 3 cenários tendo em conta o número de VEs na região e assumindo o perfil base acima descrito. Sabendo que a potência de cada veículo está limitada à do carregador (10 KW) e a energia a 20 kWh:

- **Cenário 1:** 250 veículos que correspondem a uma potência máxima de 2,5 MW e a uma energia injetada de 5 MWh por dia;
- **Cenário 2:** 500 veículos que correspondem a uma potência máxima de 5 MW e a uma energia injetada 10 MWh por dia;
- **Cenário 3:** 750 veículos que correspondem a uma potência máxima de 7,5 MW e a uma energia injetada 15 MWh por dia.

## Capítulo 6

# Simulações e Resultados

O objetivo destas simulações é tornar os diagramas de carga da ilha de São Miguel mais planos. Para isso, foram considerados 3 cenários para o número de VEs de modo a estimar a potência máxima, energia injetada e a energia que será consumida, e que estão representados na tabela 6.1.

A potência máxima resulta da multiplicação do número de VEs com a potência máxima do carregador. De modo a estimarmos qual será a energia injetada e a consumida, considerou-se o perfil base, em que cada VE injeta 20 kWh, e assumiu-se que o utilizador gasta 10 kWh na mobilidade resultando em 30 kWh para a energia consumido por VE.

Tabela 6.1: Variáveis e respetivo valor para a simulação.

|                                | <b>Cenário 1</b> | <b>Cenário 2</b> | <b>Cenário 3</b> |
|--------------------------------|------------------|------------------|------------------|
| <b>Potência Máxima (MW)</b>    | 2,5 = 250*10     | 5 = 500*10       | 7,5 = 750*10     |
| <b>Energia Injetada (MWh)</b>  | 5 = 250*20       | 10 = 500*20      | 15 = 750*20      |
| <b>Energia Consumida (MWh)</b> | 7,5 = 250*30     | 15 = 500 * 30    | 22,5 = 750*30    |

O carregamento é realizado durante as horas de vazio (00h00 às 07h00) uma vez que o consumo é menor e as tarifas são mais baixas. O agregador informa o operador da rede sobre qual a energia necessária para o carregamento e depois, a produção é distribuído de acordo com o diagrama de carga. As restrições para a simulação são a potência máxima do carregador e a energia necessária para o carregamento de cada VE (30 kWh).

A injeção na rede poderia ser feita nas horas de ponta definidas pela ERSE contudo nem sempre coincidem com as pontas verificadas no consumo. Assim sendo, a injeção é feita de acordo com os diagramas de carga sendo que o operador da rede e o agregador são os responsáveis por concretizar este processo.

Uma solução para distribuir o carregamento e que foi implementada em *MATLAB* para este trabalho, está representada no fluxograma (figura 6.1). As variáveis de entrada são a Energia total, Potência máxima e os Dados relativos ao diagrama de carga.

Trata-se de um algoritmo recursivo em que se define um valor mínimo, depois são percorridos os valores dos diagramas e comparados com o mínimo definido. Caso o valor seja inferior, essa diferença é adicionada ao valor do diagrama, simulando assim o carregamento dos VE's. Depois de percorridos todos os valores, o mínimo definido é incrementado até que a energia necessária para o carregamento esteja distribuída ao longo do diagrama.

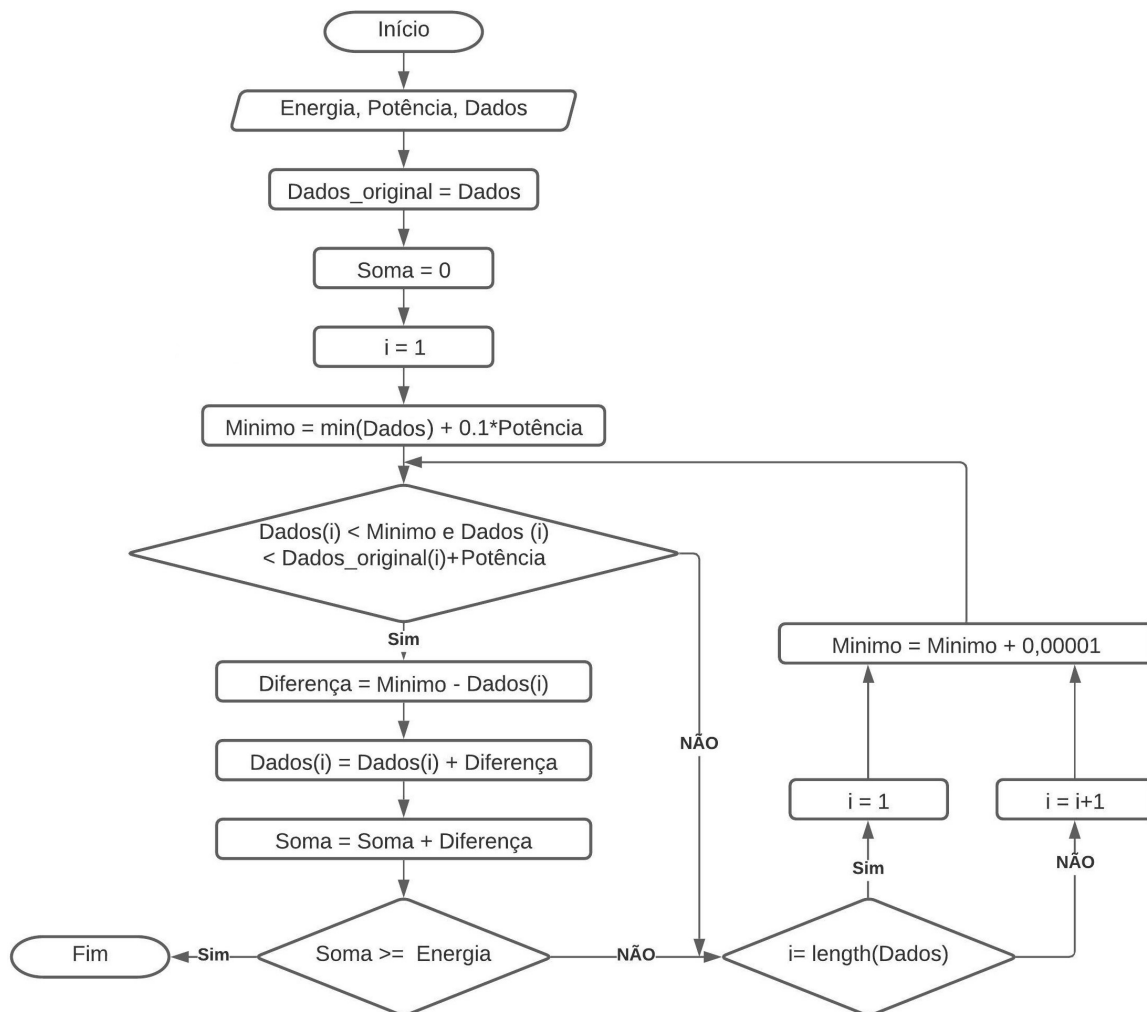


Figura 6.1: Fluxograma do algoritmo para a coordenação no carregamento.

A injeção na rede pode ser realizada de maneira semelhante mas ao invés de se calcular o mínimo, temos de calcular o máximo. Tanto no carregamento como na injeção, o objetivo é tornar o diagrama de carga o mais uniforme possível para mostrar o potencial da tecnologia V2G.



## 6.1 Diagrama de carga característico do Inverno

A partir do diagrama do dia 16 de janeiro (caso base na figura 6.2), verificamos que as pontas mais acentuadas foram registadas por volta das 11h30 (62,9 MW) e pelas 19h00 (65,6 MW), fazendo com que esta seja a melhor altura para injetar energia na rede. Por outro lado, o vazio mais acentuado foi registado às 04h00 (34,4 MW) que resultará num pico do carregamento.

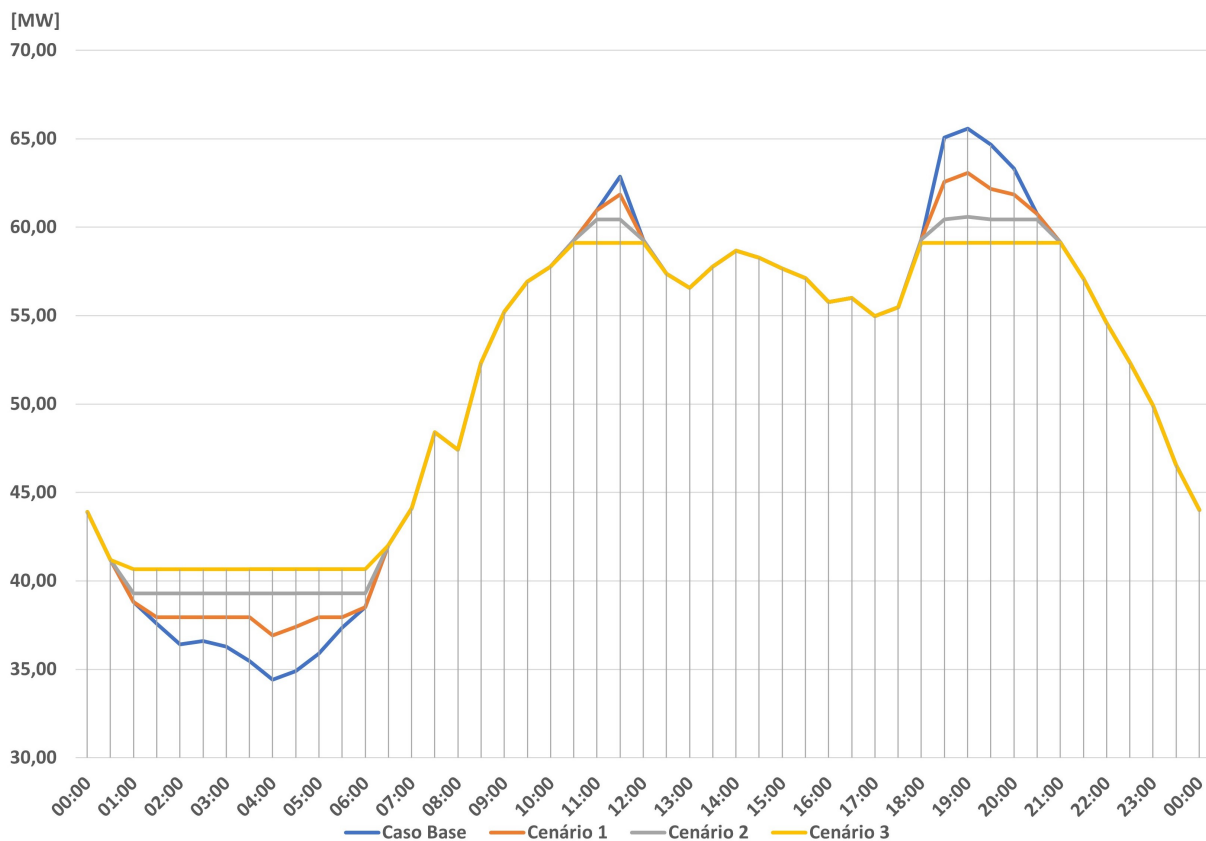


Figura 6.2: Diagrama de carga característico do Inverno com os vários cenários.

Ao analisarmos a figura 6.2 com o complemento da tabela 6.2 podemos confirmar que a diferença entre a ponta máxima e o vazio mais acentuado diminuiu à medida que se aumenta a integração dos veículos eléctricos. De mencionar ainda que a potência máxima injetada pelos veículos eléctricos neste dia seria de 2,5 MW (correspondem a 250 VEs), 5 MW (correspondem a 500 VEs) e 6,47 MW (correspondem a 647 VEs), respetivamente em cada um dos cenários. Neste caso como os picos no consumo são acentuados, seria usada a potência máxima que os veículos poderiam fornecer.

Tabela 6.2: Valores máximos e mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico do Inverno.

|                                  | Caso base | Cenário 1 | Cenário 2 | Cenário 3 |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Ponta Máxima [MW]</b>         | 65,58     | 63,08     | 60,58     | 59,11     |
| <b>Vazio mais acentuado [MW]</b> | 34,42     | 36,92     | 39,29     | 40,66     |
| <b>Diferença [MW]</b>            | 31,16     | 26,16     | 21,29     | 18,45     |

## 6.2 Diagrama de carga característico da Primavera

O diagrama do dia 17 de abril (caso base na figura 6.3) tem um comportamento mais uniforme do que o anterior, apresentando várias pontas entre as 10h30 e as 15h00 sendo que o valor máximo registado foi de 60,7 MW. Por outro lado, o vazio mais acentuado foi registado às 04h30 (36,7 MW).

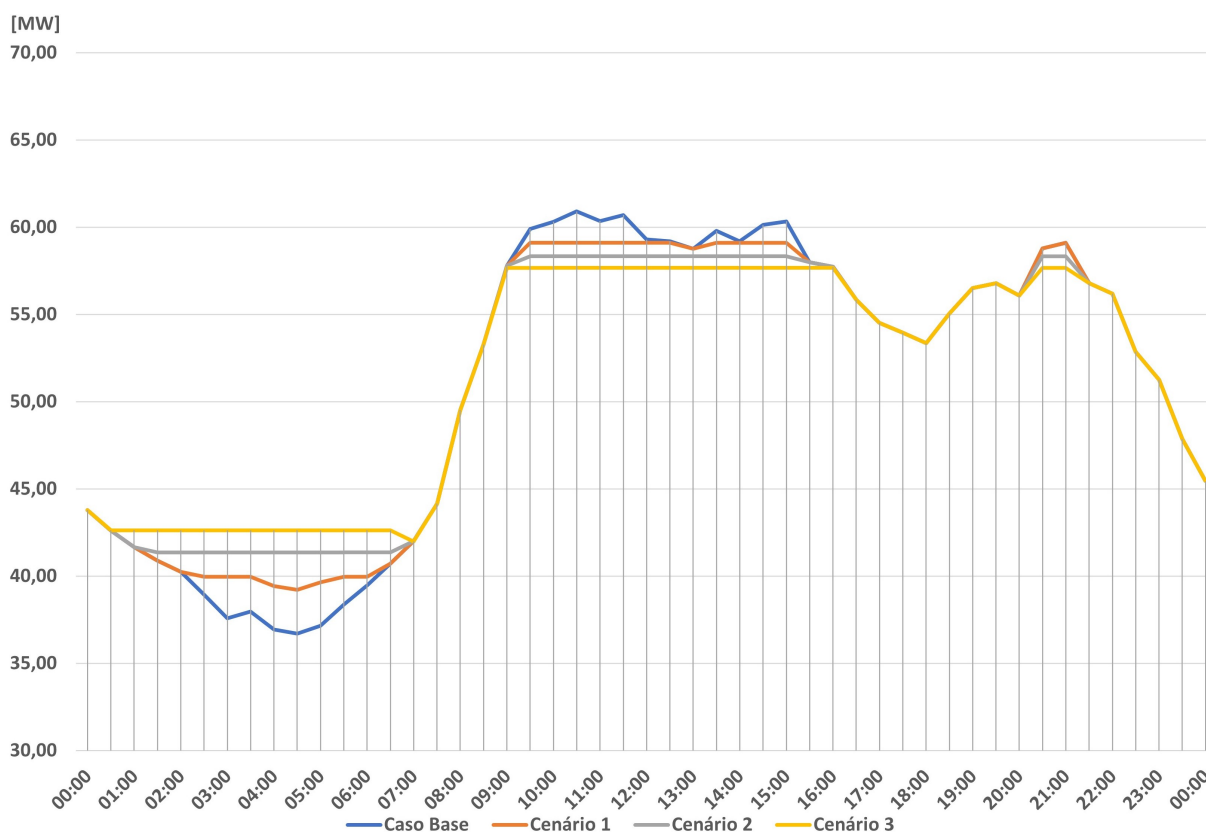


Figura 6.3: Diagrama de carga característico da Primavera com os vários cenários.

Importa realçar que neste diagrama, como as pontas não são tão acentuadas como no diagrama do Inverno, a injeção seria para o cenário 1 de 1,8 MW em 2,5 MW possíveis, para o cenário 2 de 2,56 MW em 5 MW possíveis e 3,24 MW em 7,5 MW para o cenário 3.

Tabela 6.3: Valores máximos e mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico da Primavera.

|                                  | Caso base | Cenário 1 | Cenário 2 | Cenário 3 |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Ponta Máxima [MW]</b>         | 60,90     | 59,10     | 58,34     | 57,66     |
| <b>Vazio mais acentuado [MW]</b> | 36,71     | 39,21     | 41,36     | 41,99     |
| <b>Diferença [MW]</b>            | 24,19     | 19,89     | 16,98     | 15,67     |

Uma vez mais, a diferença entre a ponta máxima e o vazio mais acentuado registados na tabela 6.3 diminui com o incremento da integração dos VEs.

### 6.3 Diagrama de carga característico do Verão

O diagrama do dia 17 de junho (caso base na figura 6.4) apresenta um comportamento diferente dos dois anteriores, uma vez que as pontas mais acentuadas são registadas durante o horário normal de trabalho. Assim sendo, o período ideal para fornecer energia à rede será entre as 11h00 e as 15h00, sendo que a ponta foi registada às 11h00 (65,95 MW) enquanto que o vazio foi registado às 04h30 (38,23 MW).

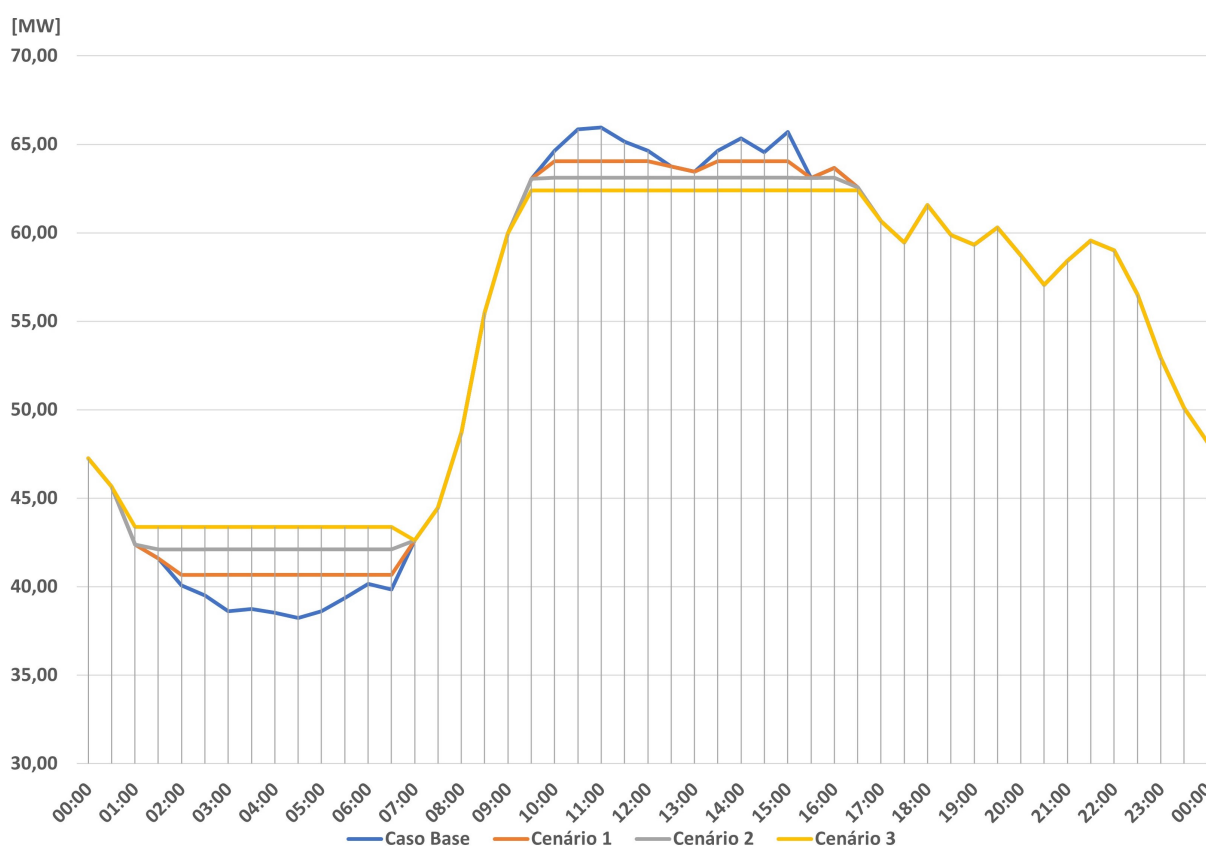


Figura 6.4: Diagrama de carga característico do Verão com os vários cenários.

Relativamente à injeção na rede, em nenhum dos cenários será esgotada a potência máxima visto que para o cenário 1 a potência máxima utilizada é de 1,89 MW em 2,5 MW, para o cenário 2 é de 2,84 MW em 5 MW e para o cenário 3 é de 3,55 MW em 7,5 MW. O período de injeção aumenta desde o cenário 1 até ao cenário 3, sendo que o mais alargado (entre as 09h30 e as 16h30) corresponde a este último cenário.

Este diagrama é o cenário ideal para aqueles utilizadores que usam o VE para se deslocarem entre a sua casa e o local de trabalho, sendo que o veículo permanece inutilizado durante todo o horário laboral.

Tabela 6.4: Valores máximos e mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico do Verão.

|                                  | <b>Caso base</b> | <b>Cenário 1</b> | <b>Cenário 2</b> | <b>Cenário 3</b> |
|----------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| <b>Ponta Máxima [MW]</b>         | 65,95            | 64,06            | 63,11            | 62,41            |
| <b>Vazio mais acentuado [MW]</b> | 38,23            | 40,66            | 42,11            | 42,63            |
| <b>Diferença [MW]</b>            | 27,72            | 23,40            | 21,00            | 19,78            |

À semelhança dos resultados anteriores, voltou-se a verificar que a diferença entre a ponta máxima e o vazio mais acentuado, registados na tabela 6.4, decresce com o aumento da integração dos VEs.

## 6.4 Diagrama de carga característico do Outono

O diagrama referente ao dia 16 de outubro (caso base da figura 6.5), apresenta um comportamento mais uniforme dos que os diagramas anteriormente apresentados. A ponta mais acentuada foi registada às 11h30 (67,76 MW) e o vazio mais acentuado foi às 05h00 (37,81 MW).

Em relação à potência fornecida pelos VEs, apenas no cenário 1 foi utilizada a potência máxima (2,5 MW). Nos restantes foi fornecida apenas parte da potência disponível, nomeadamente 4,46 MW em 5 MW no cenário 2 e 5,17 MW em 7,5 MW no cenário 3.

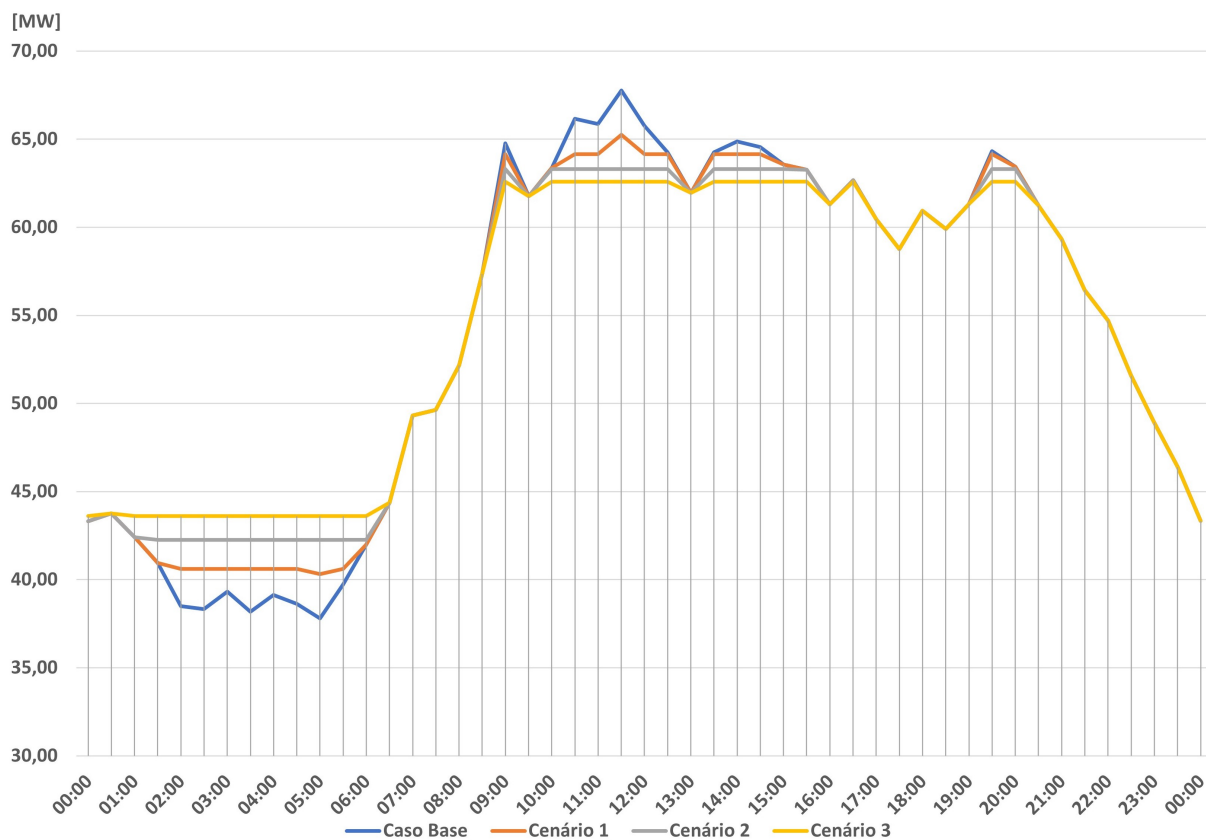


Figura 6.5: Diagrama de carga característico do Outono com os vários cenários.

Tabela 6.5: Valores máximos, mínimos registados na produção e a sua diferença do diagrama característico do Outono.

|                                  | Caso base | Cenário 1 | Cenário 2 | Cenário 3 |
|----------------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| <b>Ponta Máxima [MW]</b>         | 67,76     | 65,26     | 63,30     | 62,59     |
| <b>Vazio mais acentuado [MW]</b> | 37,81     | 40,31     | 42,25     | 43,34     |
| <b>Diferença [MW]</b>            | 29,95     | 24,95     | 21,05     | 19,25     |

Analisando a tabela 6.5 verifica-se que a diferença entre a ponta máxima e vazio mais acentuado diminui com a crescente integração de VEs.

## 6.5 Receitas e Custos

Para realizarmos uma análise financeira para os vários perfis foram calculadas as receitas e despesas, para depois se conseguir estudar a viabilidade da tecnologia V2G.

### 6.5.1 Receitas

O carregamento será efetuado nas horas de Vazio, em virtude dos preços serem mais baixos nesse período, enquanto que a injeção na rede será feita nas horas em que a tarifa é mais alta, ou seja, nas horas de Ponta. Neste estudo, como a função dos veículos é fornecer energia à rede, a receita dependerá do rendimento (90% para o carregamento e 90% para a injeção), da energia fornecida e da diferença entre as tarifas da Ponta e do Vazio, resultando na equação abaixo definida:

$$Receita = 0,9 * 0,9 * Energia * (Tarifa_{Ponta} - Tarifa_{Vazio}) * Dias \acute{U}teis Ano \quad (6.1)$$

As tarifas consideradas são as definidas pelas ERSE para os clientes finais com potência contratada entre 2,3 kVA e 20,7 kVA (tabela 5.4) . Para o carregamento assume-se a tarifa mais baixa e que é referente às horas de vazio (0,0984 €/kWh) e em relação à injeção, são consideradas as tarifas de venda para as horas de Cheias (0,1573 €/kWh), para as horas de Fora de Vazio (0,1908 €/kWh) e para as horas de Ponta (0,2237 €/kWh).

Considerando as condições definidas para os 3 perfis, obtivemos os resultados que estão apresentado na tabela 6.6:

Tabela 6.6: Receita para os vários perfis de acordo com as tarifas.

|  |        |        |        |
|--|--------|--------|--------|
| <b>Tarifa Carregamento (€/kWh)</b>       | 0,0984 |        |        |
| <b>Tarifa Injeção (€/kWh)</b>            | 0,1573 | 0,1827 | 0,2236 |
| <b>Receita Perfil Pessimista (€/ano)</b> | 130,43 | 182,28 | 265,97 |
| <b>Receita Perfil Base (€/ano)</b>       | 260,87 | 364,56 | 531,94 |
| <b>Receita Perfil Otimista (€/ano)</b>   | 391,30 | 546,84 | 797,91 |

### 6.5.2 Custos

Um das grandes preocupações dos utilizadores destes veículos é a degradação da bateria. De modo a calcular o custo que acarreta, multiplicou-se a percentagem dessa degradação pelo custo de uma bateria nova de 40 kWh, aproximadamente 8 000 € [22], resultando num custo de :

- 80 € (= 1% x 8 000), assumindo uma degradação de 1% ;
- 160 € (= 2% x 8 000), assumindo uma degradação de 2% ;
- 240 € (= 3% x 8 000), assumindo uma degradação de 3%.

A outra componente a ter em conta é o carregador. Para isto foram estudadas duas opções, uma em que se considerou a diferença entre um carregador DC e outro AC e na outra opção a diferença entre um carregador bidirecional e um unidirecional, ambos DC.

Segundo informações recolhidas junto da *Magnum Cap*, o preço do carregador bidirecional com potência máxima de 10 kW ronda os 10 000 €, enquanto que um carregador idêntico unidirecional ron-

dará os 8 000 €. Estes carregadores apresentam uma vantagem em relação aos de corrente alternada, uma vez que para o carregamento ser feito em AC é necessário um carregador interno no veículo que receba a energia em AC e a converta em DC, carregando assim a bateria. O preço dos carregadores AC de 11 kW ou 22 kW pode variar entre os 500 € e os 3 000 €.

Assim sendo, se considerarmos que os utilizadores vão comprar um carregador DC para ser instalado na sua casa, o sobrecusto do carregador é de cerca de 2 000 €, o que corresponde à diferença entre um carregador bidirecional e unidirecional. Quando se considerou a diferença entre um carregador DC bidirecional e um AC de 11 kW (por ter a potência semelhante à do tipo DC considerado) resultou num sobrecusto de 9 500 €.

O investimento efetuado na compra do VE não foi tido em conta, dado que o veículo é comprado com o intuito da mobilidade e não com o objetivo de injetar energia na rede. Importa também referir que não foi tido em conta o custo do software por parte do agregador.

## 6.6 Análise financeira

Para analisar a viabilidade económica vamos considerar 2 indicadores de avaliação de investimento [49] que são o Valor Atual Líquido (VAL) e a Taxa Interna de Retorno (TIR). O VAL é a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro, devidamente atualizadas durante o período de análise. Enquanto que a TIR é taxa de atualização que vai anular o VAL, ou seja, é a maior taxa que pode ser usada no VAL.

Quando o VAL for positivo significa que os resultados permitem cobrir o investimento inicial, bem como a remuneração mínima exigida pelo investidor (representada pela taxa de atualização) e ainda gerar um excedente financeiro. Um VAL nulo significa que a remuneração exigida pelo investidor é atingida e não é gerado um excedente. Enquanto que um VAL negativo é uma indicação de que o investimento não é viável visto que as remunerações exigidas pelo investidor não são cumpridas.

De salientar ainda que, quanto maior for a taxa de atualização, menor será o VAL uma vez que se está a exigir uma maior retorno.

A obtenção de uma TIR superior à taxa de atualização considerada no VAL indica que o projeto consegue gerar um retorno superior ao exigido pelo investidor e, em princípio, é economicamente viável.

Para o cálculo destes indicadores financeiros recorreu-se ao *Excel*. A taxa de atualização escolhida foi de 10% e a duração do projeto foi de 10 anos. Foram escolhidas 3 situações de acordo com receita:

- Situação 1, é a situação menos favorável, uma vez que a diferença entre as tarifas é de apenas 0,0589 €/kWh. O carregamento é feito em casa durante as horas de Vazio (0,0934 €/kWh), e a injeção na rede é remunerada ao preço definido para as horas de Cheia (0,1573 €/kWh);
- Situação 2, é a situação intermédia, dado que a diferença de tarifas é de 0,0893 €/kWh. O carregamento é realizado em casa durante as horas de Vazio (0,0934 €/kWh), e a injeção é remunerada ao preço das horas de Fora de Vazio para a tarifa bi-horária, 0,1827 €/kWh;
- Situação 3, é a situação mais favorável uma vez que a diferença entre tarifas de 0,1253 €/kWh. O carregamento é feito em casa durante as horas de Vazio (0,0934 €/kWh), e a injeção na

rede é remunerada ao mesmo preço que a tarifa das horas de ponta para o regime tri-horário, 0,2236 €/kWh.

Em relação ao investimento há duas hipóteses para cada situação, numa é considerado a diferença entre um carregador bidirecional e um unidirecional, ambos DC, e na outra é considerada a diferença do preço entre um carregador DC bidirecional e um AC de potência semelhante.

### 6.6.1 Perfil pessimista

Analisando os dados da tabela 6.7 concluímos o investimento não é viável uma vez que o Valor Atual Líquido é sempre negativo e a Taxa Interna de Retorno é muito baixa.

Tabela 6.7: Indicadores de Investimento para o perfil pessimista sem a degradação da bateria.

|                                | Situação 1  |             | Situação 2 |             | Situação 3 |             |
|--------------------------------|-------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 130,43      |             | 182,28     |             | 265,97     |             |
| <b>Investimento</b>            | 2 000 €     | 9 500 €     | 2 000 €    | 9 500 €     | 2 000 €    | 9 500 €     |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -1 198,56 € | -8 698,56 € | -879,97 €  | -8 094,02 € | -365,72 €  | -7 865,73 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | -7,10%      | -25,81%     | -1,65%     | -22,44%     | 5,55%      | -18,28%     |

Com seria de esperar, quando é considerada a degradação da bateria os indicadores apresentam resultados inferiores. De acordo com a tabela 6.8, o VAL e a TIR serão sempre negativos o que nos leva a concluir que o investimento não é viável.

Tabela 6.8: Indicadores de Investimento para o perfil pessimista assumindo uma degradação da bateria de 1%.

|                                | Situação 1         |             | Situação 2          |             | Situação 3          |             |
|--------------------------------|--------------------|-------------|---------------------|-------------|---------------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 50,43 (=130,43-80) |             | 102,28 (=182,28-80) |             | 185,97 (=265,97-80) |             |
| <b>Investimento</b>            | 2 000 €            | 9 500 €     | 2 000 €             | 9 500 €     | 2 000 €             | 9 500 €     |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -1 690,13 €        | -9 190,13 € | -1 371,53 €         | -8 871,53 € | -857,29 €           | -8 357,29 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | -19,48%            | -34,16%     | -10,64%             | -28,11%     | -1,30%              | -22,23%     |

### 6.6.2 Perfil base

Segundo a tabela 6.9 há duas possibilidades viáveis para se investir, nomeadamente nas situações 2 e 3, dado que nessas o VAL é positivo quando o investimento é de 2 000 €. As restantes combinações não resultam em bons investimentos dado que o VAL é negativo.



Tabela 6.9: Indicadores de Investimento para o perfil base sem a degradação da bateria.

|                                | Situação 1 |             | Situação 2 |             | Situação 3 |             |
|--------------------------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 260,87     |             | 364,56     |             | 531,94     |             |
| <b>Investimento</b>            | 2 000 €    | 9 500 €     | 2 000 €    | 9 500 €     | 2 000 €    | 9 500 €     |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -397,07 €  | -7 897,07 € | 240,06 €   | -7 259,94 € | 1 268,54 € | -6 231,46 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | 5,15%      | -18,50%     | 12,73%     | -14,46%     | 23,33%     | -9,36%      |

Os resultados contemplando uma degradação da bateria de 2% (tabela 6.10) apresentam apenas uma possibilidade em que é viável o investimento, a situação 3 com um investimento de 2000 €. Nas outras, o VAL é sempre negativo, mas há uma em que a TIR é positiva, situação em que o investimento é recuperado, mas a remuneração exigida pelo investidor não é atingida.

Tabela 6.10: Indicadores de Investimento para o perfil base assumindo uma degradação da bateria de 2%.

|                                | Situação 1           |             | Situação 2           |             | Situação 3           |             |
|--------------------------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 100,87 (=260,87-160) |             | 204,56 (=364,56-160) |             | 371,94 (=531,94-160) |             |
| <b>Investimento</b>            | 2 000 €              | 9 500 €     | 2 000 €              | 9 500 €     | 2 000 €              | 9 500 €     |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -1 380,20 €          | -8 880,20 € | -743,07 €            | -8 243,07 € | 285,41 €             | -7 214,59 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | -10,84%              | -28,23%     | 0,41%                | -21,21%     | 13,23%               | -14,21%     |

### 6.6.3 Perfil otimista

Este é o perfil que apresenta melhores indicadores dado que a injeção é maior resultando numa receita superior. De acordo com a tabela 6.11 as 3 situações consideradas apresentam o VAL positivo para um investimento de 2 000 € significando que são bons investimentos. Enquanto que nas outras o VAL é negativo.

Tabela 6.11: Indicadores de Investimento para o perfil base sem a degradação da bateria.

|                                | Situação 1 |             | Situação 2 |             | Situação 3 |             |
|--------------------------------|------------|-------------|------------|-------------|------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 391,30     |             | 546,84     |             | 797,91     |             |
| <b>Investimento</b>            | 2 000 €    | 9 500 €     | 2 000 €    | 9 500 €     | 2 000 €    | 9 500 €     |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | 404,37 €   | -7 095,63 € | 1 360,10 € | -6 139,90 € | 2 902,81 € | -4 597,19 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | 14,52%     | -13,55%     | 24,22%     | -8,96%      | 38,34%     | -3,05%      |

Como esperado, os indicadores apresentados na tabela 6.12 são inferiores aos da tabela anterior por se ter considerado uma degradação da bateria de 3%. O VAL é positivo apenas quando se consi-

dera o investimento inicial de 2 000 € na situação 3, ou seja, a única opção de investimento viável.

Tabela 6.12: Indicadores de Investimento para o perfil base assumindo uma degradação da bateria de 3%.

|                                | Situação 1           |             | Situação 2           |             | Situação 3           |             |
|--------------------------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|----------------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 151,30 (=391,30-240) |             | 306,84 (=546,84-240) |             | 557,91 (=797,91-240) |             |
| <b>Investimento</b>            | 2 000 €              | 9 500 €     | 2 000 €              | 9 500 €     | 2 000 €              | 9 500 €     |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -1 070,33 €          | -8 570,33 € | -114,60 €            | -7 614,60 € | 1 428,12 €           | -6 071,88 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | -4,78%               | -24,35%     | 8,65%                | -16,59%     | 24,87%               | -8,67%      |

#### 6.6.4 Investimento no modelo com uma bateria de 62 kWh

Podemos pensar noutra possibilidade, será que compensa investir na versão de 62 kWh em detrimento da versão de 40 kWh e esperar que utilização das baterias amortize o investimento?

Para isso, temos de comparar os vários modelos da Nissan. De acordo com a informação disponível no *website* da Nissan Portugal [50] podemos destacar:

- o N-Connecta (40 kWh) com preço a partir de 29 775 € e a versão E+ (62 kWh), desde 35 249 €;
- o Tekna (40 kWh) com preço a partir de 32 275 € e a versão E+ (62 kWh), desde 37 749 €;

De acordo com essa informação vamos considerar a diferença de preço entre as duas versões, cerca de 5 500 €, e adicioná-la ao investimento.

Vamos assumir as mesmas condições do perfil base para esta nova situação, ou seja, 20 kWh são para a mobilidade e 40 kWh para injetar na rede.

Analisando a tabela 6.13 verifica-se que o investimento não viável independentemente da situação uma vez que o VAL é sempre negativo.

Tabela 6.13: Indicadores de Investimento para avaliar a viabilidade da opção por um modelo com uma bateria de 62 kWh.

|                                | Situação 1  |              | Situação 2  |              | Situação 3 |             |
|--------------------------------|-------------|--------------|-------------|--------------|------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 521,73      |              | 729,12      |              | 1 063,87   |             |
| <b>Investimento</b>            | 7 500 €     | 15 000 €     | 7 500 €     | 15 000 €     | 7 500 €    | 15 000 €    |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -4 294,20 € | -11 794,20 € | -3 019,87 € | -10 519,87 € | -962,98 €  | -8 462,98 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | -6,11%      | -15,69%      | -0,51%      | -11,35%      | 6,92%      | -5,80%      |

A tabela 6.14 apresenta resultados inferiores à anterior devido à degradação da bateria assumida e uma vez mais, o VAL é sempre negativo e a TIR é baixa. Ou seja, o investimento não é viável para estas condições.

Tabela 6.14: Indicadores de Investimento para avaliar a viabilidade da opção por um modelo com uma bateria de 62 kWh assumindo uma degradação da bateria de 2%.

|                                | Situação 1           |              | Situação 2           |              | Situação 3             |             |
|--------------------------------|----------------------|--------------|----------------------|--------------|------------------------|-------------|
| <b>Receita (€/ano)</b>         | 341,73 (=521,73-160) |              | 549,12 (=729,12-160) |              | 883,87 (=1 063,87-160) |             |
| <b>Investimento</b>            | 7 500 €              | 15 000 €     | 7 500 €              | 15 000 €     | 7 500 €                | 15 000 €    |
| <b>Valor Atual Líquido</b>     | -5 400,22 €          | -12 900,22 € | -4 125,90 €          | -11 625,90 € | -2 069,00 €            | -9 569,00 € |
| <b>Taxa Interna de Retorno</b> | -12,22%              | -20,60%      | -5,30%               | -15,06%      | 3,10%                  | -8,62%      |

## 6.7 Análise dos resultados

No que toca aos diagramas de carga, é notória a importância na coordenação do carregamento de modo a não acentuar os picos de consumo.

O diagrama referente ao Inverno apresenta a forma clássica, na medida que as pontas no consumo são registadas depois das 18h00, quando as pessoas chegam a casa do trabalho. Nessa altura já há veículos que estão estacionados, o que poderá ser uma fonte de rendimento extra para os utilizadores uma vez que não iam usar a energia que está armazenada.

Nos diagramas referentes às outras estações do ano a injeção de energia na rede é feita maioritariamente durante o horário de trabalho, sendo este um período favorável para os utilizadores, uma vez que os veículos permanecem estacionados durante esse intervalo de tempo. Este cenário acaba por ser mais vantajoso para os donos dos VEs, pois assim não há restrições de horário no uso do veículo.

Os fatores determinantes para a receita são a energia disponibilizada e a diferença entre as tarifas de injeção e carregamento. Assim sendo, para a energia disponibilizada foram estudados 3 perfis de acordo com a distância percorrida e a energia que pode ser injetada na rede: 10 kWh (perfil pessimista), 20 kWh (perfil base) e 30 kWh (perfil otimista). Em relação à diferença entre tarifas, esta foi calculada com base nas combinações entre os preços de venda ao público e os da rede de carregamento. Foram escolhidas 3 diferenças entre os resultados obtidos, 0,0589 €/kWh (o valor mais baixo), 0,0843 €/kWh (valor intermédio) e 0,1253 €/kWh (o valor mais elevado).

O carregamento deverá ser feito em casa uma vez que as tarifas são inferiores às da rede pública de carregamento. Assim sendo podemos diferenciar as 3 situações de acordo com a remuneração da injeção:

- Situação 1, a injeção é remunerada à tarifa referente às horas de Cheia (0,1573€/kWh). Nesta situação apenas para uma injeção diária de 30 kWh e um investimento de 2 000€, é que resulta num investimento viável;
- Situação 2, a injeção é remunerada à tarifa referente às horas de Fora de Vazio (0,1827 €/kWh). O investimento é viável para os perfis base e otimista quando o investimento inicial é de 2 000€;
- Situação 3, a injeção é remunerada à tarifa referente às horas de Ponta (0,2237€/kWh). Para um

utilizador que tiver o perfil base e/ou otimista o investimento é viável caso o montante inicial que tenha de gastar seja de 2 000€.

Posto isto, criou-se uma situação em que pretendia avaliar se vale a pena investir no modelo com 62 kWh em detrimento do de 40 kWh. A energia injetada duplica, fazendo com que a receita também duplique, mas implica um acréscimo no investimento de 5 500€ em relação ao perfil base. Uma vez que foi assumido o perfil base para ambas as situações, então vamos comparar os indicadores de investimento de modo a analisar qual é o melhor investimento. A TIR e o VAL no caso da bateria de 40 kWh são sempre superiores ao da bateria de 60 kWh, o que nos leva a concluir que é mais vantajoso investir no modelo de 40 kWh uma vez que implica um retorno maior para o utilizador e um investimento inicial menor.

Por fim, o preço dos carregadores bidirecionais ainda é muito elevado, sendo por isso um obstáculo na utilização da tecnologia V2G. Uma solução pode ser um aumento na diferença de tarifas ou então equipar a rede pública com estes equipamentos, deixando o utilizador de fazer esse investimento. A degradação da bateria também é importante para os cálculos, mas ainda é necessário haver mais investigação para que esta possa ser calculada com maior precisão.

## Capítulo 7

# Conclusões e Trabalho Futuro

### 7.1 Conclusões

Com a maior preocupação com o meio ambiente, os governos e os fabricantes automóveis apostaram na mobilidade elétrica de modo a reduzir a dependência dos combustíveis fósseis contudo há que estudar os efeitos desta aposta no sector elétrico.

O crescente número de VEs nas estradas implicará um aumento no consumo de energia elétrica, no entanto poderão ser uma mais valia para o operador da rede devido às suas baterias com a tecnologia V2G. A energia armazenada num veículo é pequena, mas se tivermos uma frota de VEs esta poderá substituir parte da produção de uma central.

Neste sentido estudou-se a tecnologia V2G e criou-se um caso de estudo para analisar as alterações nos diagramas de carga e as tarifas para o carregamento/injeção. Neste caso de estudo foi descrito o sistema elétrico da ilha de São Miguel, as tarifas disponíveis no mercado regional e também foram definidos perfis para serem usados na análise financeira. Com as condições definidas, simulou-se a integração da tecnologia V2G aliada à coordenação no carregamento através de um algoritmo recursivo. O objetivo dessas simulações foi tornar o diagrama o mais plano possível fazendo com que a diferença entre a ponta e o vazio baixe com o aumento da frota de VEs. Também foi feita uma análise financeira recorrendo ao Valor Atual Líquido e à Taxa Interna de Retorno, para completar a simulação.

O algoritmo faz uma distribuição do carregamento e da injeção com o objetivo de tornar o diagrama de carga o mais plano possível. Assim conseguimos simular os efeitos que a integração da tecnologia V2G terá num sistema elétrico como o da ilha de São Miguel.

Ao analisarmos os diagramas de carga concluímos que o carregamento deve ser feito nas horas de vazio em virtude do consumo ser menor e consequentemente, as tarifas são mais baratas. Assim sendo, foi definido que os veículos devem ser carregados nas moradias dos utilizadores a uma tarifa de 0,0934€/kWh.

No caso da injeção na rede, as tarifas consideradas foram a tarifa referente às horas de cheia (0,1573€/kWh), a tarifa bi-horária para as horas de fora de vazio (0,1908€/kWh) e a tri-horária para as horas de ponta (0,2237€/kWh).

Com as tarifas anteriormente referidas, foram criadas 3 situações de acordo com a diferença entre as tarifas de injeção e de carregamento: Situação 1 (0,0589 €/kWh), Situação 2 (0,0843 €/kWh) e a Situação 3 (0,1253 €/kWh).

O maior Valor Atual Líquido calculado foi 2 902,81€(perfil otimista e investimento inicial de 2 000€), sendo necessário averiguar junto dos utilizadores de veículos elétricos se esta quantia é suficiente para eles disponibilizarem o seu VE.

Se compararmos os indicadores apresentados nas subsecções 6.6.2 e 6.6.4, o investimento no modelo de 62 kWh em detrimento do de 40 kWh não é viável. Para além do investimento inicial ser inferior, o VAL e a TIR são sempre superiores no caso de 40 kWh, tornando óbvia a escolha para um investidor.

O custo de armazenamento de energia nos VEs corresponde à tarifa mais baixa disponível, ou seja, a tarifa referente às horas de vazio (0,0934€/kWh). De realçar ainda que é mais dispendioso carregar o veículo na rede pública de carregamento, fazendo com que os utilizadores apenas utilizem esta numa situação de recurso.

Em relação à injeção na rede, as tarifas serão forçosamente superiores às do carregamento de modo a que seja possível gerar receita para amortizar o investimento e gerar retorno. Mesmo considerando a tarifa referente às horas de Ponta (0,2237€/kWh), a receita pode não ser suficiente para que os utilizadores disponibilizem as suas viaturas.

De acordo com os dados recolhidos, o grande obstáculo na maior integração desta tecnologia é o custo do carregador bidirecional, o que pode ser ultrapassado ao equipar a rede pública com esses equipamentos ou então aumentar a diferença entre as tarifas de injeção e carregamento.

## **7.2 Trabalho Futuro**

Em relação ao trabalho futuro, será interessante fazer o mesmo trabalho analisando a regulação da frequência. As tarifas são mais baixas do que na produção, mas no caso de ser necessário diminuir a frequência da rede os utilizadores são pagos para carregar os seus veículos. Esta poderá ser uma fonte de rendimento extra para as frotas elétricas das empresas visto que no fim de semana não são utilizadas.

# Referências

- [1] C. Europeia. Reducing co2 emissions from passenger cars - before 2020. URL [https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/transport/vehicles/cars_en).
- [2] F. Botelho. Os preços da energia eléctrica nos açores. *EDA INFORMA 167*. URL <https://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Paginas/EDAInforma-2.aspx#>.
- [3] EDA. *EDA INFORMA 168 Julho de 2019*, . URL <https://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Paginas/EDAInforma-2.aspx#>.
- [4] EDA. *EDA INFORMA 169 Outubro de 2019*, . URL <https://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Paginas/EDAInforma-2.aspx#>.
- [5] EDA. *EDA INFORMA 170 Janeiro de 2020*, . URL <https://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Paginas/EDAInforma-2.aspx#>.
- [6] EDA. Produção e consumo de energia eléctrica. . URL [https://rotulagem.eda.pt/\\_outros/POEE.xlsm](https://rotulagem.eda.pt/_outros/POEE.xlsm).
- [7] EDA. Caracterização das redes de transporte e de distribuição de energia eléctrica em 2019. . URL <https://www.eda.pt/Regulacao/Paginas/RegulamentoAcessoRedesInterligacoes.aspx#>.
- [8] I. N. de Estatística. População em portugal. URL [https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine\\_indicadores&contecto=pi&indOcorrCod=0008273&selTab=tab0](https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_indicadores&contecto=pi&indOcorrCod=0008273&selTab=tab0). (Acedido em novembro de 2020).
- [9] EDA. Relatório de contas de 2019. . URL <https://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Paginas/Relatorios.aspx>.
- [10] Emissões de Gases com Efeito de Estufa. URL <https://rea.apambiente.pt/content/emissoes-de-gases-com-efeito-de-estufa>.
- [11] A. de Utilizadores de Veículos Eléctricos. Emissões de CO2. Mito Desfeito. URL <https://www.uve.pt/page/emissoes-de-co2-mito-desfeito/>. (Acedido em junho de 2020).
- [12] A. de Utilizadores de Veículos Eléctricos. Vendas veículos eléctricos em Portugal. URL <https://www.uve.pt/page/category/veiculo-eletrico/vendas/>.

- [13] S. R. de Estatística dos Açores. Relatório da Venda de Automóveis novos. URL [https://srea.azores.gov.pt/Conteudos/Relatorios/lista\\_relatorios.aspx?idc=6194&idsc=7202&lang\\_id=1](https://srea.azores.gov.pt/Conteudos/Relatorios/lista_relatorios.aspx?idc=6194&idsc=7202&lang_id=1). (Acedido em junho de 2020).
- [14] WATTS ON. URL <https://www.wattson.pt/mercado/>. (Acedido em junho de 2020).
- [15] O. Turksoy, U. Yilmaz, and A. Teke. Overview of battery charger topologies in plug-in electric and hybrid electric vehicles. 05 2018.
- [16] G. Saldaña, J. I. S. Martín, I. Zamora, F. J. Asensio, O. Oñederra, and M. González. Empirical electrical and degradation model for electric vehicle batteries. *IEEE Access*, 8:155576–155589, 2020. doi: 10.1109/ACCESS.2020.3019477.
- [17] Simule o tempo de carga do seu Zoe. URL <https://www.renault.pt/veiculos-eletricos/renault-zoe/autonomia-carregamento.html>. (Acedido em outubro de 2020).
- [18] H. Sánchez. Rede pública de carregamento para veículos elétricos: O fim do projeto piloto. URL <https://www.uve.pt/page/blueauto-33-juho-2020-fim-do-projeto-piloto/>. (Acedido em outubro de 2020).
- [19] Mobilidade Eléctrica - Pontos de Carregamento. URL <https://portaldaenergia.azores.gov.pt/portal/Mobilidade-Eletrica/Pontos-de-Carregamento>. (Acedido em outubro de 2020).
- [20] K. Qian, C. Zhou, M. Allan, and Y. Yuan. Modeling of load demand due to ev battery charging in distribution systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):802–810, 2011.
- [21] A. D. International Renewable Energy Agency. Electricity storage valuation framework: Assessing system value and ensuring project viability. URL <https://irena.org/publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020>.
- [22] A. Lavrador. Afinal, quanto custa trocar a bateria de um Leaf? URL <https://observador.pt/2019/10/30/afinal-quanto-custa-trocar-a-bateria-de-um-leaf/>. (Acedido em junho de 2020).
- [23] L. Goldie-Scot. A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. URL <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>. (Acedido em novembro de 2020).
- [24] M. Yilmaz and P. T. Krein. Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(12):5673–5689, 2013.
- [25] M. Kumar, S. Vyas, and A. Datta. A review on integration of electric vehicles into a smart power grid and vehicle-to-grid impacts. In *2019 8th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2019.
- [26] B. K. Sovacool, J. Kester, L. Noel, and G. Zarazua de Rubens. Actors, business models, and innovation activity systems for vehicle-to-grid (v2g) technology: A comprehensive review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131:109963, 2020. ISSN 1364-0321. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120302549>.



- [27] D. G. de Energia e Geologia. Mercado de Serviço de Sistemas. URL <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-transversais/mercados-e-mecanismos-de-capacidade/outras/mercado-de-servico-de-sistemas/>. (Acedido em novembro de 2020).
- [28] E. Nacional para o Setor Energético. Segurança Energética no setor da energia elétrica. URL <https://www.ense-epe.pt/news/seguranca-energetica-no-setor-da-energia-eletrica/>.
- [29] C. de Reguladores do MIBEL. INTEGRAÇÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL E DE COGERAÇÃO NO MIBEL E NA OPERAÇÃO DOS RESPECTIVOS SISTEMAS ELÉCTRICOS. URL [https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Estudo\\_PRE\\_PT\\_201803.pdf](https://www.mibel.com/wp-content/uploads/2018/08/Estudo_PRE_PT_201803.pdf).
- [30] ERSE. ConVERSE abordou a importância da criação de plataformas europeias de troca de energia de regulação, . URL <https://www.erse.pt/comunicacao/destaques/converse-abordou-a-importancia-da-criacao-de-plataformas-europeias-de-troca-de-energia-de-regulacao/>. (Acedido em agosto de 2020).
- [31] A. Damiano, G. Gatto, I. Marongiu, M. Porru, and A. Serpi. Vehicle-to-grid technology: State-of-the-art and future scenarios. *Journal of Energy and Power Engineering*, 8:152–165, 01 2014. doi: 10.17265/1934-8975/2014.01.018.
- [32] D. Steward. Critical Elements of Vehicle-to-Grid (V2G) Economics. *Strategic Partnership Project Report: NREL/TP-5400-69017*, 2017. URL <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/69017.pdf>.
- [33] R. Moghe, F. Kreikebaum, J. E. Hernandez, R. P. Kandula, and D. Divan. Mitigating distribution transformer lifetime degradation caused by grid-enabled vehicle (gev) charging. In *2011 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, pages 835–842, 2011.
- [34] M. Nour, H. Ramadan, A. Ali, and C. Farkas. Impacts of plug-in electric vehicles charging on low voltage distribution network. In *2018 International Conference on Innovative Trends in Computer Engineering (ITCE)*, pages 357–362, 2018.
- [35] V. Monteiro, J. Pinto, and J. L. Afonso. Improved vehicle-for-grid (iv4g) mode: Novel operation mode for evs battery chargers in smart grids. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 110:579 – 587, 2019. ISSN 0142-0615. doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.03.049>. URL <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061517329083>.
- [36] Y. Liu, W. Zhong, H. Weng, Z. Li, M. Chen, C. Hu, and D. Xu. V2g bi-directional battery charger with flexible ac/dc converter. In *2017 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pages 1439–1445, 2017.
- [37] P. B. Andersen, S. H. Toghroljerdi, T. M. Sørensen, B. E. Christensen, J. C. M. L. Høj, and A. Zecchino. The Parker Project - Final Report. URL <https://parker-project.com/#downloads>. Acedido em setembro de 2020.
- [38] Amsterdam vehicle2grid | towards the energy transition, the smart electric energy boat project. URL <https://www.amsterdamvehicle2grid.nl/>. (Acedido em outubro de 2020).

- [39] Projeto pioneiro nos Açores testa tecnologia v2g que permite a automóveis fornecerem energia à rede elétrica. URL <https://www.galp.com/corp/pt/media/comunicados-de-imprensa/comunicado/id/1131/projeto-pioneiro-nos-aco-res-testa-tecnologia-v2g-que-permite-a-automoveis-fornecerem-energia-a-rede-eletrica>.
- [40] R. Turbo Online. Nissan e galp participam em projeto v2g nos açores. URL <https://www.turbo.pt/nissan-e-galp-aco-res/>. (Acedido em setembro de 2020).
- [41] EDA. Relatório de contas de 2004. . URL <https://www.eda.pt/Mediateca/Publicacoes/Paginas/Relatorios.aspx>.
- [42] ERSE. Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor eléctrico. . URL <https://www.erse.pt/media/yyyjqsxs/proveitos-e-ajustamentos-2019.pdf>.
- [43] ERSE. Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor eléctrico. . URL <https://www.erse.pt/media/h03d0s0k/proveitos-e-ajustamentos-2020.pdf>.
- [44] ERSE. Tarifas e preços para a energia eléctrica e outros serviços em 2020, . URL <https://www.erse.pt/media/xcwb23n2/tarifaspres%C3%A7os2020.pdf>.
- [45] ObservatórioACP. Estudo o Condutor Português. URL [http://observatorio.acp.pt/estudos/condutor\\_portugues/10/index.html?fbclid=IwAR1aZydhys3ovc-zaB2GILuTUH-15qPBnuhA9ZoKGLkwb3H7v0sN3ZpoM](http://observatorio.acp.pt/estudos/condutor_portugues/10/index.html?fbclid=IwAR1aZydhys3ovc-zaB2GILuTUH-15qPBnuhA9ZoKGLkwb3H7v0sN3ZpoM). (Acedido em novembro de 2020).
- [46] G. Maps. URL <https://www.google.com/maps/dir/37.8707795,-25.8383058/37.8089514,-25.1441144/@37.8219484,-25.5726217,11z/data=!4m2!4m1!3e0>.
- [47] G. dos Açores. Resultados Eleitorais para a Assembleia Regional 2020 na ilha de São Miguel. URL <http://www.resultadoseleitorais.azores.gov.pt/Resultados.aspx>. (Acedido em novembro de 2020).
- [48] B. University. Bu-1003a: Battery Aging in an Electric Vehicle (EV). URL [https://batteryuniversity.com/learn/article/bu\\_1003a\\_battery\\_aging\\_in\\_an\\_electric\\_vehicle\\_ev](https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_1003a_battery_aging_in_an_electric_vehicle_ev). (Acedido em novembro de 2020).
- [49] R. Castro. Indicadores de avaliação de investimentos. In *Uma introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*, pages 40–45. IST PRESS, 2011.
- [50] Nissan. Nissan leaf - Modelos. URL <https://configurador.nissan.pt/leaf>. (Acedido em novembro de 2020).