



# **FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA A PARTIR DE UMA FROTA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.**

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica.

Wilson Jhonatan Olmedo Carrillo.

Leiria, setembro de 2022



# **FORNECIMENTO DE SERVIÇOS DE SISTEMA A PARTIR DE UMA FROTA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.**

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica.

Wilson Jhonatan Olmedo Carrillo.

Dissertação realizada sob a orientação do Professor Luís Miguel Pires Neves.

Leiria, setembro de 2022

# **Originalidade e Direitos de Autor**

A/O presente dissertação/relatório de projeto é original, elaborada/o unicamente para este fim, tendo sido devidamente citados todos os autores cujos estudos e publicações contribuíram para a/o elaborar.

Reproduções parciais deste documento serão autorizadas na condição de que seja mencionado/a o/a Autor/a e feita referência ao ciclo de estudos no âmbito do qual a/o mesma/o foi realizado, a saber, Curso de Mestrado Engenharia Eletrotécnica, no ano letivo 2019/2021, da Escola Superior de Tecnologia e Gestão do Instituto Politécnico de Leiria, Portugal, e, bem assim, à data das provas públicas que visaram a avaliação destes trabalhos.

# Resumo

No seguinte trabalho foi realizada uma breve análise sobre o comportamento de um posto de carregamento de veículos elétricos, esta análise recolhe informação sobre a disponibilidade e procura que passa a existir nesta estação de carregamento no período de 24 horas.

Para compreender o funcionamento da estação de carregamento, foi realizada uma revisão dos modelos de carregadores existentes, onde deve ser entendido o papel da gestão de armazenamento e distribuição de energia numa estação. Há que ter em conta que uma estação de carregamento pública pode ter dois modelos de carregadores, ou seja, suporta altas potências para carregar cada VE (entre 8 kW e 50kW) e por fim toda a informação que se requer de cada VE para a seu posterior cálculo de tempos e potências individuais. Esta informação sobre os VE foi retirada dos modelos reais utilizados e com os modelos estatísticos de probabilidade utilizados para os tempos de acumulação dos VE ao longo do dia e com o modelo Monte Carlo, utilizado individualmente em cada um dos VE onde foram gerados. Foram realizados testes onde pode ser observada a energia que pode ser obtida numa estação de carregamento.

Diversas simulações foram desenvolvidas para verificar e corrigir o comportamento dos gráficos resultantes onde foram considerados os tempos ideais e reais, ou seja, tempos onde cada utilizador conecta e desconecta o seu VE na hora e onde o VE é desconectado tempo após o carregamento. Onde foi considerada toda a energia que pode ser utilizada pelos serviços de distribuição. Os gráficos resultantes mostram o número de VE que chegam a ser ligados pela estação, a procura e disponibilidades máximas e mínimas que podem ser disponibilizadas com simulações de horários que podem acontecer num ambiente real.

**Palavras-chave:** “Veículo elétrico, Estação de carregamento, Monte Carlo, Disponibilidade, Procura”.

# Abstract

In the following work, a brief analysis was carried out on the behavior of an electric vehicle charging station, this analysis collects information about the availability and demand that comes to exist in this charging station in the period of 24 hours.

To understand the operation of the charging station, a review of the existing charger models was carried out, where the role of energy storage and distribution management in a station must be understood. It must be considered that a public charging station can have two models of chargers, that is, it admits high powers to charge each EV (between 8 kW and 50kW) and finally all the information required of each EV for its subsequent calculation of times. And individual powers. This information about the EV was taken from the real models used and from the statistical probability models used for the EV accumulation times throughout the day and from the Monte Carlo model, used individually in each of the EV where they were generated. Tests were carried out where the energy that can be obtained in a charging station can be observed.

Several simulations were developed to verify and correct the behavior of the resulting graphs where the ideal and real times were considered, that is, times when each user connects and disconnects his EV now and where the EV disconnects time after charging. Where all the energy that can be used by distribution services was considered. The resulting graphs show the number of EV connected at certain times, the demand, availability, and permanent availability that reach the network when calculations are made with times that can occur in a real environment.

**Keywords:** “Electric Vehicle, Charging Station, Monte Carlo, Availability, Demand”.

# Índice

<b>Originalidade e Direitos de Autor.....</b>	<b>iii</b>
<b>Resumo .....</b>	<b>iv</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>v</b>
<b>Lista de Figuras .....</b>	<b>viii</b>
<b>Lista de tabelas .....</b>	<b>x</b>
<b>Lista de siglas e acrónimos .....</b>	<b>xi</b>
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Enquadramento.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. Objetivos. ....</b>	<b>2</b>
<b>1.3. Estrutura do texto. ....</b>	<b>2</b>
<b>2. Revisão bibliográfica.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. Eletrificação do transporte automóvel e redes elétricas. ....</b>	<b>4</b>
<b>2.2. Carregamento de baterias de veículos elétricos. ....</b>	<b>8</b>
2.2.1. Classificação dos VE.....	10
2.2.2. Modos de carregamento. ....	11
2.2.3. Carregamento unidirecional e bidirecional. ....	12
<b>2.3. Flexibilidade.....</b>	<b>14</b>
<b>2.4. Gestão ou condicionamento da procura (DSM) .....</b>	<b>15</b>
2.4.1. Armazenamento de energia.....	17
2.4.2. Infraestrutura de carga de veículos elétricos .....	18
<b>2.5. Liberalização do mercado de eletricidade. ....</b>	<b>20</b>
2.5.1. Mercado diário e intra-diário.....	20
2.5.2. MIBEL .....	22
<b>2.6. Estado da arte.....</b>	<b>23</b>
2.6.1. Modelos de otimização do funcionamento dos postos de recarga. ....	23
2.6.2. Operações dos Sistemas de carregamento.....	24
2.6.3. Método Monte Carlo. ....	26
<b>3. Proposta metodológica.....</b>	<b>28</b>
<b>3.1. Dados necessários num cenário de carregadores de VE convencionais.....</b>	<b>29</b>

3.1.1.	VE usados na simulação. ....	29
<b>3.2.</b>	<b>Modelação de carregadores. ....</b>	<b>31</b>
<b>3.3.</b>	<b>Modelação do nível de bateria e do instante de tempo de ligação dos VE. ....</b>	<b>32</b>
3.3.1.	Nível de bateria. (Baseado na autonomia).....	32
3.3.2.	Hora da conexão. ....	32
<b>3.4.</b>	<b>Potência e energia total armazenada (diagramas de carga) .....</b>	<b>34</b>
3.4.1.	Disponibilidade de energia total. ....	34
3.4.2.	Energia consumida no intervalo do dia. ....	35
<b>3.5.</b>	<b>Implementação computacional.....</b>	<b>36</b>
3.5.1.	Informações dos 5 VE. ....	36
3.5.2.	Atribuição de valores (aleatórios) em cada VE. ....	37
3.5.3.	Gráficos de Disponibilidade e Procura. ....	39
<b>4.</b>	<b>Estudo de caso.....</b>	<b>42</b>
<b>4.1.</b>	<b>Simulação de dois cenários com 50 e 75 VE.....</b>	<b>42</b>
<b>4.2.</b>	<b>Comparação dos resultados com cenários semelhantes.....</b>	<b>48</b>
4.2.1.	Simulações da quantidade de VE. ....	49
4.2.2.	Simulações da disponibilidade. ....	52
4.2.3.	Simulações do consumo. ....	55
<b>4.3.</b>	<b>Disponibilidade de energia para entrega à rede. ....</b>	<b>59</b>
<b>5.</b>	<b>Conclusões.....</b>	<b>61</b>
	<b>Referências Bibliográficas .....</b>	<b>64</b>
	<b>Anexos.....</b>	<b>68</b>
	<b>Anexo A: Fluxogramas do programa final. ....</b>	<b>68</b>
	<b>Anexo B: Listagem de os VE usados na simulação. ....</b>	<b>75</b>

# Lista de Figuras

Figura 2.1 - Estoque global de carros elétricos, 2010-2019. ....	5
Figura 2.2 - Diagrama geral da VE. ....	7
Figura 2.3 - Capacidade da bateria automotiva disponível para reaproveitamento ou reciclagem. ....	9
Figura 2.4 - Unidirectional (G2V) vs. Bidirectional (V2G). ....	13
Figura 2.5 - Abordagem de avaliação conceitual. ....	15
Figura 2.6 - Modificação do padrão de consumo. ....	16
Figura 2.7 - Principais sistemas de armazenamento de energia. ....	18
Figura 2.8 - Esquema básico V2G. ....	19
Figura 2.9 - Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário. ....	21
Figura 2.10 - Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado intra-diário. ....	22
Figura 3.1 - Espaço para inserir outro modelo. ....	30
Figura 3.2 - Consumo por hora no intervalo de 24 horas. ....	35
Figura 3.3 - Percentagem de carregadores usados. ....	38
Figura 3.4 - Quantidade de VE. ....	39
Figura 3.5 - Energia média e total disponível no período de 24 horas. ....	40
Figura 3.6 - Disponibilidade para a rede ....	41
Figura 4.1 - Dados dos 50 VE. ....	42
Figura 4.2 - Dados dos 75 VE. ....	43
Figura 4.3 - Simulação Monte-Carlo para 50 VE. ....	44
Figura 4.4 - Simulação Monte-Carlo para 75 VE. ....	45
Figura 4.5 - Disponibilidade estimada para 50 VE. ....	46
Figura 4.6 - Disponibilidade estimada para 75 VE. ....	46
Figura 4.7 - Consumo estabelecido para 50 VE. ....	47
Figura 4.8 - Consumo estabelecido para 75 VE. ....	48
Figura 4.9 - Distribuição de os VE em 10 simulações. ....	50
Figura 4.10 - Disponibilidade das baterias dos VE. ....	52
Figura 4.11 - Disponibilidade total nas 10 simulações. ....	54

Figura 4.12 – Disponibilidades máximas nas 10 simulações. ....	54
Figura 4.13 – Consumos apresentados nas 10 simulações. ....	56
Figura 4.14 – Consumos apresentados nas 10 simulações. ....	58
Figura 4.15 – Consumos máximos nas 10 simulações. ....	58
Figura 4.16 - Simulação para observar a disponibilidade para a rede. ....	59
Figura 4.17 - Disponibilidade para a rede elétrica. ....	60

# Lista de tabelas

Tabela 2-1 - Demanda de energia e opções de carregamento. ....	6
Tabela 2-2 - Classificação de veículos elétricos. ....	10
Tabela 2-3 - Comparação G2V vs. V2G. ....	12
Tabela 3-1 - Lista de modelos disponíveis na simulação. ....	29
Tabela 3-2 -Listagem dos modelos disponíveis na simulação. ....	37
Tabela 4-1 – Resultados dos VE nas simulações. ....	51
Tabela 4-2 -Disponibilidade nas 10 simulações. ....	52
Tabela 4-3 – Consumo nas simulações. ....	57

## Lista de siglas e acrónimos

AC	Corrente alternada (Alternating current).
BEV	Veículos elétricos a bateria (Battery Electric Vehicle).
BMS	Sistema de gestão de bateria (Battery Management System).
CAE	Contrato de aquisição de energia a longo prazo.
CC	Corrente contínua.
DER	Recursos energéticos distribuídos (Distributed Energy Resource).
DSM	Gestão ou condicionamento da procura (Demand-side management).
DSO	Dias de vendas pendentes (Days Sales Outstanding).
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
FCEV	Veículos com célula de combustível (Fuel Cell Electric Vehicles).
FV	Fotovoltaicas.
G2V	Rede para o Veículo (Grid to Vehicle).
GEE	Gases de efeito estufa.
ICE	Motor de Combustão Interna (Internal Combustion Engine).
LDC	Centro de expedição de carga (Load dispatch center)
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade.
PHEV	Veículos híbridos elétricos plug-in.
SG	Smart Grid.
SOC	Estado de carregamento (State of charge).
TER	Recurso de transporte de energia (Transport Energy Resource).
V2G	Veículo para a Rede (Vehicle to Grid).
VE	Veículo elétrico.
PDBF	Programa diário base de funcionamento.
PDVP	Programas diários viáveis provisórios.



# 1. Introdução

## 1.1. Enquadramento.

Com o avanço contínuo da tecnologia, a utilização de fontes renováveis de energia tem ganho cada vez mais relevância nos Sistemas Elétricos de Energia. Simultaneamente, a utilização de veículos elétricos (VE) tem-se tornado cada vez mais imprescindível, pela necessidade de evitar o uso de combustíveis fósseis e combater as alterações climáticas. Contudo, a produção de energia elétrica a partir do sol e do vento varia ao longo do dia, de forma não controlada, tornando mais difícil a gestão do sistema elétrico, que tem de procurar uma forma de garantir em cada instante o equilíbrio oferta-procura. A variabilidade da disponibilidade dos recursos renováveis obriga assim naturalmente a um esforço significativo de gestão para garantir a satisfação da procura ao menor custo possível.

A gestão da energia dos VE ligados a uma estação de carregamento, pode mostrar informação importante na gestão do sistema, como por exemplo aproveitando a carga das baterias para proporcionar flexibilidade ao sistema, facilitando assim o ajuste às variações da produção. A energia das baterias dos VE pode ser utilizada pela rede elétrica, na medida da aceitação dos utilizadores de eventuais contrapartidas, nomeadamente se o estado de carga à saída não corresponder pelo menos a um nível desejado. Portanto, conhecer os níveis de energia tratados numa estação de carregamento de VE durante um tempo, ajuda a determinar a energia que pode ser aproveitada.

A modelação do comportamento operacional das estações de carregamento pode ajudar a determinar a variação da procura durante o dia e simultaneamente a disponibilidade de energia armazenada, permitindo também encontrar formas de mitigar os efeitos negativos do aumento do consumo de energia elétrica e dos efeitos inerentes à utilização dos VE.

## **1.2.Objetivos.**

Esta dissertação propõe-se assim estudar os serviços que podem ser prestados pela gestão conjunta de carregadores de veículos elétricos, analisando a variação da disponibilidade de energia armazenada e da procura que pode ocorrer nos postos de recarga, com os seguintes objetivos:

- Revisão da forma de modelar postos de recarga de VE nos diferentes modos de funcionamento, G2V e V2G.
- Compreensão do papel da Gestão da Procura e do armazenamento distribuído no controle da rede elétrica e na facilitação da integração de fontes renováveis.
- Modelação da gestão agregada de postos de recarga de VE, considerando os padrões de mobilidade e preferências do utilizador.
- Simulação e obtenção de dados e gráficos de disponibilidade de energia armazenada e de consumo elétrico que pode acontecer num dia, em base as estimações com métodos aleatórios de geração e métodos probabilísticos de concentração de dados.

## **1.3.Estrutura do texto.**

Este documento está estruturado da seguinte forma:

No capítulo 2 efetua-se uma revisão bibliográfica sobre o tema, incluindo as consequências da eletrificação do transporte automóvel na operação das redes elétricas, sobre o funcionamento dos postos de recarga quer num cenário convencional, como novas cargas com características específicas, que num cenário em que podem oferecer flexibilidade à gestão da rede, nomeadamente como parte de um sistema de gestão dinâmica da procura de energia, em contexto das chamadas redes inteligentes. Finalmente, efetua-se uma análise de trabalhos de investigação relacionados.

No capítulo 3, descreve-se a metodologia proposta de modelação do funcionamento de postos de recarga e de determinação de diagramas de carga previsionais.

No capítulo 4, aplica-se a metodologia a um estudo de caso composto por 50 E 75 postos de recarga de VE, para observar os níveis de disponibilidade e variação da procura, considerando dois cenários com o mesmo número de VE para verificar a semelhança nos seus resultados e verificar a eficiência na simulação.

No capítulo 5 resume-se a análise efetuada, e descrevem-se as principais conclusões, apresentando igualmente algumas propostas de trabalho futuro.

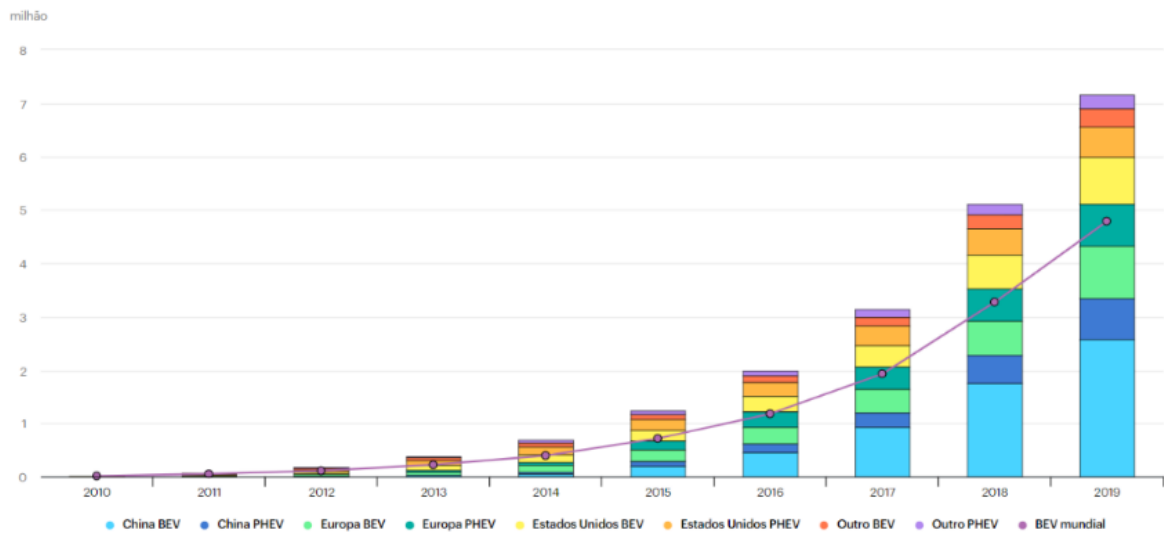
## 2. Revisão bibliográfica

Para combater as alterações climáticas, um número significativo de países procura efetuar uma transformação do seu modo de consumo de energia, procurando o máximo aproveitamento das chamadas fontes de energia renovável, com implicações na necessidade de aumento significativo da eletrificação dos usos finais. O aumento de consumo resultante, associado à natureza intermitente dos recursos renováveis, apresentam assim desafios significativos para a operação do sistema elétrico. Este capítulo procura sistematizar a revisão bibliográfica efetuada para o desenvolvimento desta dissertação.

### 2.1. Eletrificação do transporte automóvel e redes elétricas.

A adoção generalizada do VE pode trazer benefícios sociais e económicos. O esforço para promover o uso de veículos elétricos no transporte é essencial para atender às metas relacionadas às mudanças climáticas e reduzir a dependência dos preços cada vez mais instáveis dos combustíveis fósseis. No entanto, ainda existem muitas incertezas no mercado quanto à aceitabilidade dos veículos elétricos pelos consumidores finais. (*Godina et al., 2016*)

As vendas de carros elétricos atingiram 2,1 milhões globalmente em 2019, ultrapassando 2018 — já um ano recorde — atingindo um total de 7,2 milhões de carros elétricos em circulação. Os carros elétricos, que representaram 2,6% das vendas globais de automóveis e cerca de 1% do estoque global de automóveis em 2019, registaram um aumento de 40% com relação ao ano anterior. À medida que o progresso tecnológico na eletrificação de veículos de duas / três rodas, autocarros e camiões avança e o mercado para eles cresce, os veículos elétricos estão se expandindo significativamente. A Figura 2.1 ilustra o crescimento do número de veículos elétricos a nível mundial. (*Global EV Analysis, 2020*)



**Figura 2.1 - Estoque global de carros elétricos, 2010-2019.**

FORNTE: (GLOBAL EV ANALYSIS, 2020)

O processo de carregamento de VE pode ser descrito como um processo que envolve muitas incertezas, tempo de carregamento, nível de carga, número e localização dos veículos. Alguns destes dados estão disponíveis para os EUA através dos resultados de um inquérito nacional sobre viagens domésticas, tais como a quilometragem diária e o período de chegada a casa, que geralmente é o horário onde as pessoas voltam do trabalho para casa. (Sherif, Walid, & Tarlochan, 2015)

O carregamento pode ser efetuado com diferentes níveis de potência nominal, tensão tipo de corrente. Existem níveis diferentes de carregamento de VE. Com base na potência, tensão e corrente nominais, os níveis de carregamento são classificados em categorias. (Wang, 2020). É importante que os clientes se sintam confortáveis com a tecnologia e os custos de fabricação sejam reduzidos. Já existem conectores diferentes, duas terminologias de carregamento, 'nível', usado principalmente na América do Norte, e 'modo' usado por organizações de padrões na Europa. A harmonização de certos aspetos, particularmente uma tomada universal, é vital, por tentativa e erro, para garantir que o melhor sistema seja alcançado. A Tabela 2-1 fornece uma indicação da demanda de energia e opções de carregamento para a Europa com base nos circuitos de rede existentes. (Foley et al., 2010)

**Tabela 2-1 - Demanda de energia e opções de carregamento.**

<b>Nível</b>	<b>Categoria</b>	<b>Eletricidade</b>	<b>Tempo do carregamento</b>	<b>Potencia</b>
<b>Nível (modo) 1</b>	Domestic	230V 16A	6 - 8 hrs	3 - 10 kW
<b>Nível (modo) 2</b>	Oportunidade	400V 32A	30 min	22 kW
<b>Nível (modo) 2</b>	Emergência	400V 32A	10 min	22 kW
<b>Nível (modo) 3</b>	Extensão de intervalo	400V 63A	30 min	44 kW

FONTE: (FOLEY ET AL., 2010)

Diversos trabalhos de investigação sobre VE indicaram consequências incertas sobre as redes de energia devido a incertezas nos padrões de utilização e de localização, que tornam difícil avaliar com precisão os requisitos da rede de distribuição. (Akhavan-Rezai et al., 2012). Os VE têm penetração incerta nas redes de energia devido às incertezas nos padrões de carga e descarga. Essa incerteza, com vários hábitos de direção, dificulta avaliar com precisão os efeitos na rede de distribuição local. (Akhavan, Shaaban, Saadany & Zidan, 2012). As atividades de carregamento descoordenadas e aleatórias de VE podem dificultar significativamente o sistema de distribuição, causando problemas tais como:

- Graves flutuações de tensão.
- Baixa a eficiência do sistema de carregamento.
- Maior probabilidade de apagões devido a sobrecargas da rede.

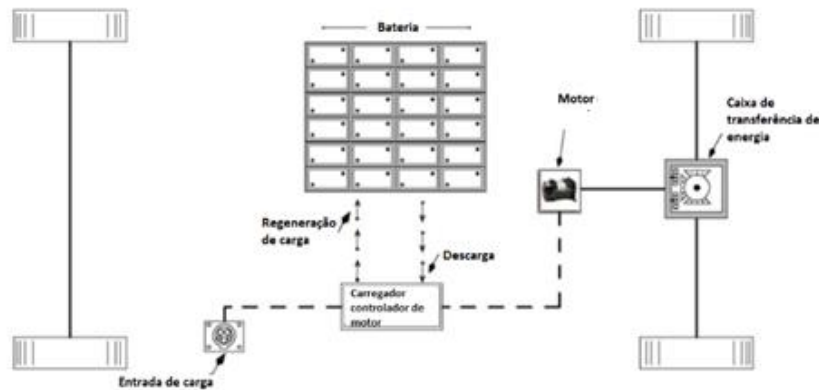


Figura 2.2 - Diagrama geral da VE.

FONTE: (BRIONES ET AL., 2012)

As baterias dos veículos elétricos geralmente podem ser recarregadas em dois tipos de locais: num estacionamento, corporativo ou público, ou em casa. Para comodidade do proprietário do VE, as baterias devem ser carregadas durante a noite em casa, para que o motorista possa dirigir pela manhã com a bateria totalmente carregada. Um diagrama de um VE típico é mostrado na Figura 2.2. As perdas de energia durante o carregamento devem ser mínimas e eventuais sobrecargas do transformador e do alimentador devem ser evitadas. (Clement et al., 2009)

À medida que o número de VE aumenta, é interessante estudar como eles podem servir como um método de armazenamento e deslocamento de energia em grande escala. Uma das aplicações mais proeminentes é o V2G (Vehicle to Grid), onde o veículo pode transferir energia para diversos fins, como alimentar um prédio ou uma área isolada da rede devido a alguma irregularidade, regulação de estabilidade em micro redes e aplaina a curva de demanda, carregando vales com preços de energia baratos em horas e descarregando em horários de pico com preços altos, entre outros. (Cerero, Camacho, 2015)

As mudanças que ocorrem no sistema de energia elétrica promovidas por incentivos e preocupações com a sustentabilidade global começaram a remodelar a operação da rede. Com a maior penetração dos recursos energéticos distribuídos, como as instalações fotovoltaicas (FV) e os VE, existe uma maior necessidade de estratégias de controle que lhes permitam oferecer agilidade e qualidade nos serviços. (Knezovic et al., 2016)

É esperado um número crescente de VE para dar uma contribuição importante para a redução dos gases de efeito estufa (GEE) e uso de combustíveis tradicionais. A integração do carregamento de veículos elétricos na rede pode ter um impacto potencial significativo na rede. No entanto, se os veículos elétricos puderem ser integrados eficazmente, eles também desempenharão um papel crucial na redução de outros impactos do sistema e se tornarão grandes recursos para a infraestrutura de rede inteligente. (Jiang et al., 2016)

Considerando a aceitação social das tecnologias de veículos elétricos e o aumento exponencial da procura por VE, um uso bi-direcional do sistema de carregamento de VE pode possibilitar aos consumidores a participação ativa na gestão do sistema elétrico. (Sami et al., 2019)

## **2.2. Carregamento de baterias de veículos elétricos.**

Os seguintes parâmetros da bateria devem ser considerados:

- Vida útil: O ciclo de vida é determinado por diferentes fatores, como a finalidade para a qual a bateria será usada, as condições de operação e a profundidade de descarga da bateria.
- Segurança: é preciso muita energia para dirigir um veículo elétrico. A operação segura é garantida por um sistema de gestão de bateria. (BMS)
- Custo: este é um grande problema para veículos elétricos porque o sistema de bateria de um veículo elétrico é moderadamente alto.
- Desempenho: depende principalmente da temperatura de operação da bateria. A alta temperatura reduz a vida útil, enquanto a baixa temperatura reduz o desempenho.
- Energia específica: a densidade de energia representa a capacidade da bateria em peso (Wh / kg) e a quantidade armazenada por unidade de massa (ou volume). Visto que o sistema de bateria é uma parte importante do peso de um VE, o valor de energia específico é um dos parâmetros mais importantes para baterias VE.

- Potência específica: É a densidade de potência representa a capacidade de carga. (Osmanbasic, 2019)

A tendência atual de aumento da capacidade da bateria deve continuar. Em 2030, os veículos elétricos a bateria deverão atingir uma autonomia média de 350 – 400 km, correspondendo a baterias de 70 – 80 kWh, no entanto, a procura pelos materiais utilizados nas baterias dependerá das mudanças na composição química dos elétrodos. As mais utilizadas no 2019 são de fosfato de ferro-lítio.

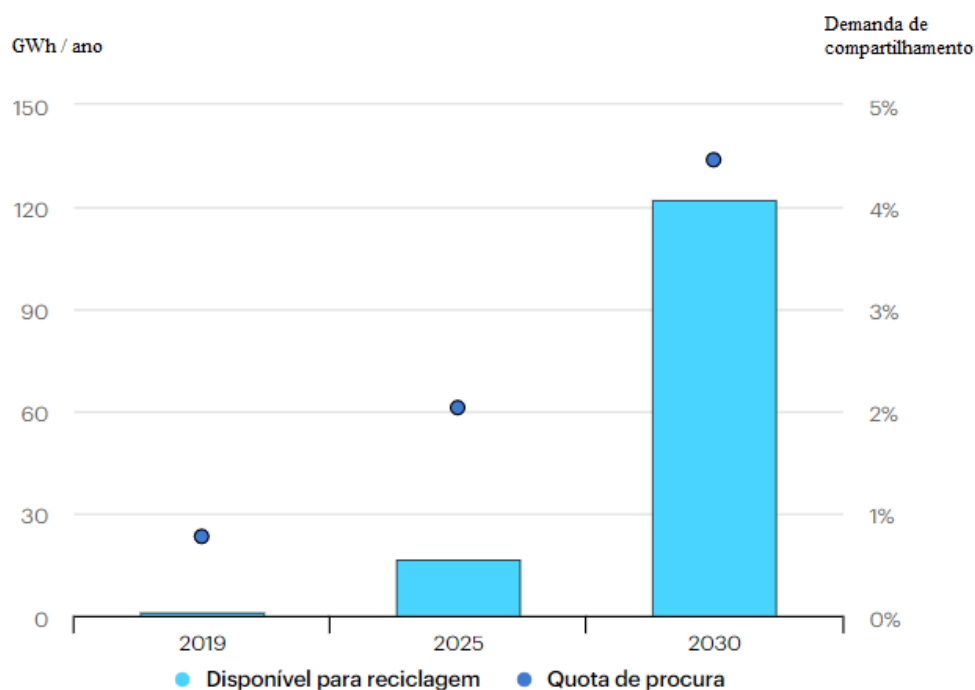


Figura 2.3 - Capacidade da bateria automotiva disponível para reaproveitamento ou reciclagem.

FONTE: (GLOBAL EV ANALYSIS, 2020).

Na próxima década, mostrado na Figura 2.3, a bateria de íons de lítio ainda será utilizada no mercado de veículos elétricos. No período após 2030, uma série de tecnologias potenciais poderão ultrapassar os limites de desempenho impostos pela tecnologia da bateria. Estes incluem lítio metálico, lítio-enxofre, íons de sódio, ou até mesmo bateria de estado sólido de lítio-ar, que pode representar uma melhoria em relação aos indicadores como custo, densidade, ciclo de vida e os benefícios dos materiais mais amplamente disponíveis. No

entanto, nenhuma tecnologia atinge todos esses benefícios em simultâneo. (*Global EV Analysis, 2020*)

Estima-se que 100-120 GWh em baterias de veículos elétricos serão retirados de serviço até 2030. Isso pode se tornar um passivo ambiental significativo. Contudo, as baterias usadas podem ter um segundo uso ou ser recicladas através de práticas sustentáveis.

### 2.2.1. Classificação dos VE.

Tal como já foi referido, os VE podem ser classificados de acordo com o tipo de fonte de energia a bordo. Os veículos que recorrem exclusivamente a baterias para armazenamento de energia são designados veículos elétricos a bateria (“Battery Electric Vehicle” ou BEV). Existem também soluções híbridas, que combinam um motor de combustão interna também para acionamento das rodas ou simplesmente para carregar as baterias, com ou sem possibilidade de carregamento externo. Quando possuem essa possibilidade são designados veículos elétricos plug-in (“Plug-in-Hybrid Electric Vehicle” ou PHEV). Existem também veículos elétricos cuja fonte de energia principal são células de combustível (“Fuel Cell Electric Vehicle” ou FCEV), estes últimos sem possibilidade de carregamento a partir da rede e por isso não contemplados pelo presente trabalho. As diferentes características destes veículos são mostradas na Tabela 2.2.

**Tabela 2-2 - Classificação de veículos elétricos.**

Tipos de -VE.	BEV	PHEV	FCEV
Fonte de energia.	Bateria.	Bateria / ultracondensador, motores de combustão interna.	Células de combustível.
Propulsão.	Controlador de motor elétrico.	Motores elétricos, motores de combustão interna.	Motores elétricos.

Características.	Emissão zero, alcance de condução curto, custos iniciais mais elevados.	Baixa emissão, maior alcance, complexo	Emissão zero, custos iniciais mais elevados, alcance médio.
Técnicas.	Controle de motor elétrico, gestão de bateria, dispositivo de carregamento.	Controle de motor elétrico, gestão de bateria, gestão de várias fontes de energia e eficiência ideal do sistema.	Processador de combustível, sistema de abastecimento, custo da célula de combustível.

FONTE: (SHEN ET AL., 2011)

Para avaliar o impacto dos VE na rede de distribuição e avaliar os seus benefícios potenciais para a rede inteligente futura, é crucial estudar os padrões de carregamento de VE e o uso da estação de carregamento.

### 2.2.2. Modos de carregamento.

São usados para categorizar o modo de fornecimento de energia, instalação de proteção e comunicação/controlado do sistema de carregamento. Existem 4 modos de carregamento de VE diferentes, definidos pela norma internacional IEC 61851-1. Na Europa, esses modos são os mais usados em diferentes documentos técnicos, relatórios e folhetos de marketing da E-Mobility. (Wang, 2020)

- **O modo 1:** Refere-se à tomada doméstica de carregamento com um simples cabo extensor sem nenhum dispositivo de segurança no meio. Embora a tomada doméstica seja protegida por um fusível, torna o carregamento bastante inseguro além de ter uma resposta muito lenta. Também é proibido em muitas partes do mundo (ainda que esteja em uso em algumas partes da Europa), com a falta de controlo sobre os aspetos de segurança e a proibição deste modo em alguns países deve-se precisamente ao facto de nesses países a proteção das cargas não ser uma responsabilidade assumida da rede, caso dos EUA.
- **O modo 2:** Também se refere ao carregamento da tomada doméstica, mas com um dispositivo de controle e proteção inserido no cabo (chamado IC-CPD = In-Cable Control and Protection Device). Este modo de carregamento é muito mais seguro, no

entanto, a capacidade de carregamento será limitada à classificação máxima da tomada (16A a 230V = 3.7 kW no máximo).

- **O modo 3:** Refere-se ao ponto de carga dedicado com controle e proteção adequados. Este é o modo de carregamento amplamente utilizado em todo o mundo e na Europa, pode variar de 3,7kW a 22kW de carregamento AC.
- **O modo 4:** Refere-se ao carregamento DC. O carregador integrado do VE não é usado e a estação de carregamento fornece tensão CC diretamente à bateria através de um conector CC. (Wang, 2020)

### 2.2.3. Carregamento unidirecional e bidirecional.

O fluxo de energia entre VE e a rede pode ser de duas maneiras diferentes, G2V (“Grid to Vehicle” unidirecional) e V2G (“Vehicle to Grid” bidirecional). De uma forma geral, os benefícios de cada modelo de distribuição de energia são mostrados na Tabela 2.3.

Tabela 2-3 - Comparação G2V vs. V2G.

Tipo de integração V-G	O que é?	Qual problema isso resolve?
G2V	G2V significa “Grid to Vehicle” e é o modo normal de operação em que a rede fornece energia ao veículo, contudo, a sua gestão controlada pode ainda assim prestar serviços do tipo “Demand-Response”, permitindo que a carga se ajuste às necessidades da rede de acordo com algum tipo de estímulo.	Ajuda a gerir o congestionamento da rede
V2G	V2G significa “Vehicle to Grid” e representa a inversão do processo normal, fornecendo energia (ou potência) à rede a partir do que está armazenado na bateria.	Oferece flexibilidade permitindo controlar também os picos de procura.

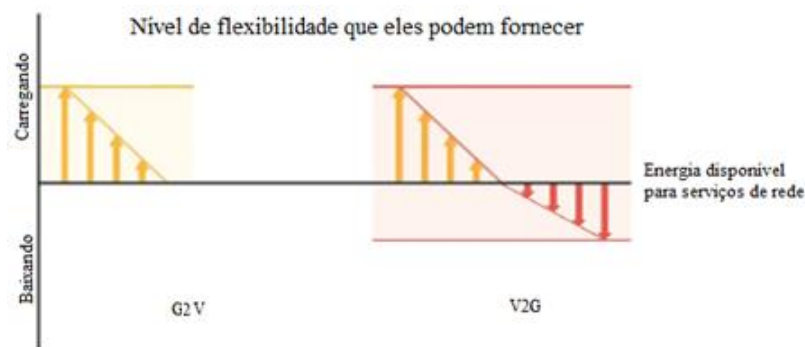
FONTE: (PAULRAJ, 2019)

O G2V unidirecional controla o tempo de carga da bateria do veículo elétrico numa direção do fluxo de energia entre a rede e o veículo elétrico. A implementação G2V unilateral é

barata, fácil de controlar a usar um comando simples para gerir a corrente de carga. (Sami et al., 2019)

O V2G unilateral é especialmente atraente porque requer pouca ou nenhuma infraestrutura adicional além da comunicação entre o VE e um agregador. O agregador, no que lhe concerne, combina a capacidade de muitos veículos elétricos de licitar nos mercados de energia. (Sortomme & El-Sharkawi, 2011)

V2G bidirecional é o fluxo de energia nas duas direções; V2G e G2V alcançando benefícios máximos. Um carregador EV típico é feito de conversores CA / CC bidirecionais e conversores CC / CC. (Sami et al., 2019)



**Figura 2.4 - Unidirectional (G2V) vs. Bidirectional (V2G).**

FONTE: (PAULRAJ, 2019)

Resumindo, a extensão dos impactos negativos na ponta da procura e na infraestrutura da rede pode ser mitigada pela integração de veículos elétricos na rede usando carregamento inteligente. Se carregados inteligentemente, Os VE evitam esforços no sistema de carregamento da rede elétrica além disso, fornecem serviços de flexibilidade para as redes conectadas ao sistema.(Paulraj, 2019)

Os serviços auxiliares de flexibilidade para a rede que podem ser prestados em modo V2G, serão disponibilizados da cordo com o tempo quando o utilizador desliga o seu VE, fornecendo benefícios de taxa de cobrança do carregamento conforme as empresas geradoras de energia.

### **2.3.Flexibilidade.**

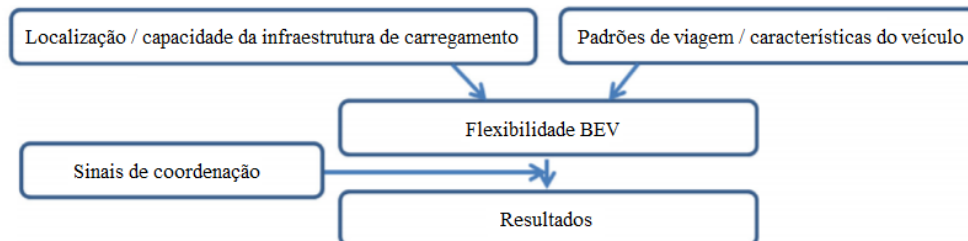
A agregação de veículos elétricos traz um potencial significativo aos sistemas de energia na forma de serviços auxiliares. De facto, por possuírem armazenamento de energia a bordo, os VE são possíveis fontes de flexibilidade, quer enquanto cargas, pois enquanto ligados à rede, sua energia pode ser facilmente deslocada temporalmente, quer enquanto possível.

A integração das fontes de energia renovável torna particularmente importante melhorar a flexibilidade do sistema elétrico, dado que a sua variabilidade pode levar a dificuldades no balanço energético, comprometendo a eficiência e confiabilidade do funcionamento do sistema elétrico.

Um fator importante para maximizar a importância da flexibilidade do lado da procura é o aumento projetado para o consumo de eletricidade, em grande parte devido à eletrificação generalizada, e em particular do setor dos transportes. Há assim uma justificação clara para mitigar o congestionamento potencial que os VE podem gerar na rede usando a flexibilidade do seu próprio consumo. Nos EUA a National Grid estima que se os VE puderem ser carregados de “forma inteligente” para que o seu carregamento seja otimizado para aproveitar ao máximo os preços praticados nas horas de menor procura, o aumento do pico da procura em 2030 pode ser abaixo de 3,5 GW. Mas sem gestão do carregamento os custos de atualização de rede podem aumentar para 36 mil milhões de dólares entre 2010 e 2050. *(Earl & Fell, 2019)*

Um VE pode atuar como um recurso energético distribuído “DER” (Distributed Energy Resource), idealizado como uma "região flexível" delimitada por dois casos de caminho de carga específicos. O primeiro desses casos limítrofes envolve a trajetória do estado de carga da bateria do veículo (SOC – “State of Charge”) que surge da carga mais precoce possível ao atingir um local com infraestrutura de carregamento. O outro caso limite corresponde ao necessário para que o SOC corresponda ao estado aceitável pelo condutor no momento de desligar o veículo e retirá-lo do local. O VE pode ser considerado "flexível", dado que a carga não está restrita a uma trajetória específica e o motorista do veículo tem a liberdade de

escolher se deseja carregar / descarregar a qualquer momento, sem comprometer a necessidade de reserva de energia no ponto de partida. (Mills & MacGill, 2018)



**Figura 2.5 - Abordagem de avaliação conceitual.**

FONTE: (MILLS & MACGILL, 2018)

## **2.4. Gestão ou condicionamento da procura (DSM)**

A gestão da procura consiste em controlar as cargas para operar o sistema com maior eficiência e sustentabilidade. Isso permite: a utilização de diversos critérios de otimização relacionados à curva de procura, maior utilização de energias renováveis, menor potência a ser transmitida na rede e maiores benefícios económicos. Através de programas, o padrão de consumo dos utilizadores pode ser alterado para modificar as suas necessidades de energia, causando alterações na curva de procura.

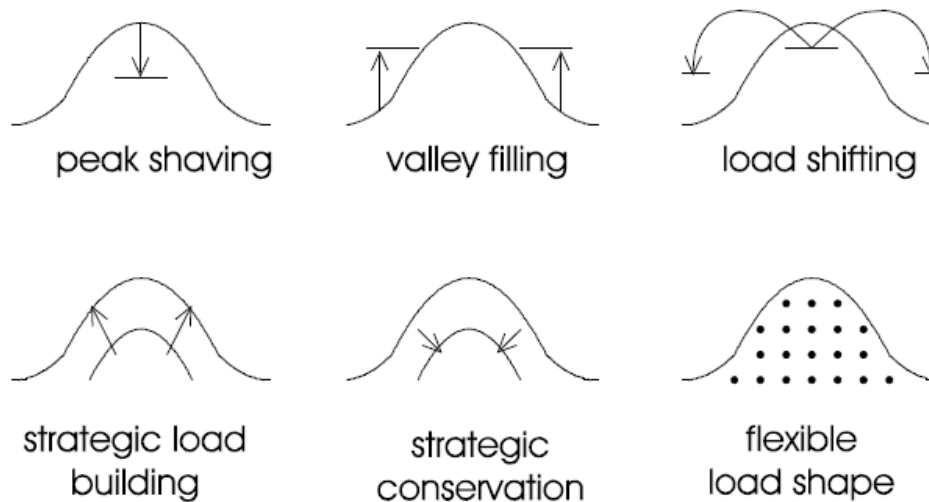
E finalmente a gama larga de alternativas para reduzir, adicionar ou alterar a carga baseados em 4 dimensões a quais são consideradas aquelas donde intervierem as tecnologias, a ação sobre comportamentos, modificação do padrão de consumo e as estratégias de implementação.

- Do ponto de vista do utilizador, surge o paradigma emergente da microrrede inteligente consumidor-operador, este novo utilizador é um cliente residencial ou comercial que possui DG e pode gerir a sua demanda.
- Do ponto de vista da distribuidora, o avanço da inteligência nos MG (Micro Grid) permite conhecer em tempo real o que acontece, fazer estimativas de estado, estabelecer preços de energia elétrica em tempo real e/ou emitir ordens dirigidas ao

utilizador. Isso permite que o consumo seja deslocado, que as falhas sejam antecipadas ou, caso ocorram, que ações sejam tomadas para restaurar rapidamente o sistema e gerir a GD.

O DSM pode ser resumido como aquela ação sobre as cargas de consumidores como alternativa ao aumento de recursos do lado da oferta. Além disso, e preciso considerar a intervenção da operadora no “lado de lá do contador” para mudar a magnitude ou forma da carga dos seus “clientes”.

Um dos principais objetivos do DSM é reduzir os picos de procura do sistema, como são mostrados na Figura 2.6, evitando novos investimentos por evitar o aumento na capacidade de geração, transmissão e distribuição. A Figura mostra diferentes objetivos operacionais que podem ser realizados através de ações sobre a procura.



**Figura 2.6 - Modificação do padrão de consumo.**

FORTE: (LUÍS NEVES, 2013)

Atualmente, com a implementação de esquemas de gestão de demanda, medidores inteligentes e canais de comunicação, existem mecanismos de incentivo para que os utilizadores desloquem o seu consumo para períodos em que a rede está menos carregada.

Portanto, uma forma de otimizar o consumo dos VEs é implementar diferentes tabelas tarifárias como mecanismo de incentivo que permita pagar menos pela energia em horários de menor consumo. Enquanto aos objetivos de política o DSM com os VEs tem mais relevância nos termos de:

- **Fiabilidade e Estabilidade:** O DSM proporciona aumento da fiabilidade ao reduzir a carga global e ao reduzir potência de ponta com ações de controlo de cargas e aumenta a diversidade de fontes energéticas.
- **Ambiente, Conservação:** Ao minimizar impactes ambientais, conservar recursos, reduzir a dependência de combustíveis importados e reduzir a dependência de fontes não renováveis.
- **Flexibilidade:** Reconhecer o DSM como um recurso energético proporciona mais flexibilidade e com a abordagem correta, o DSM pode ser incorporado no planeamento sem excluir outros recursos ou regulação desnecessária.

#### **2.4.1. Armazenamento de energia**

Existem vários sistemas de armazenamento de energia, que podem ser classificados conforme a forma de energia a ser armazenada. Devido ao facto em Portugal existirem várias formas de geração de energia, todas as formas em que a energia pode ser armazenada foram descritas na Figura 2.7.

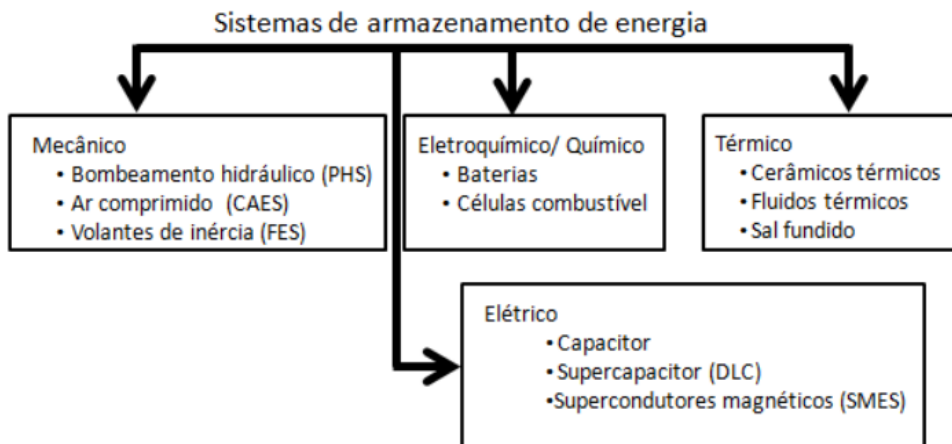


Figura 2.7 - Principais sistemas de armazenamento de energia.

FONTE - (SOUZA ET AL., 2018)

Os sistemas de armazenamento de energia a bateria (Battery Energy Storage Systems - BESS) são plataformas que combinam a capacidade de armazenamento de energia das baterias com o software necessário para fornecer gestão avançada do consumo de energia, alavancando inteligência artificial, aprendizado de máquina e tecnologias, soluções baseadas na interpretação de Big Data. Assim, essas baterias combatem as mudanças climáticas, incentivam o desenvolvimento de fontes renováveis, ajudam a reduzir as emissões de carbono e ainda reduzem os custos para empresas e residências. (ENEL X, 2020)

O princípio operacional é simples. As baterias recebem eletricidade da rede elétrica ou diretamente da usina e armazenam para liberar quando for mais conveniente, enquanto o software gerencia os ciclos de recarga e descarga com base nas necessidades e disponibilidade em tempo real.

#### 2.4.2. Infraestrutura de carga de veículos elétricos

A infraestrutura de carga suporta a faturação, o escalonamento e outras características necessárias para uma carga inteligente, quando a procura é menor. No entanto, no futuro, uma grande infraestrutura de carga pode proporcionar serviços auxiliares de monta tais como capacidade de reserva, corte de pontas e regulação veículo-para-rede ("Vehicle-to-Grid" ou V2G), o que inclui a interação com a rede e os consumidores. (S3C - InovGrid, 2013)

Como é amostrado na Figura 2.8, o que precisamos de esta tecnologia principalmente é:

- **Hardware:** Infraestrutura de carregamento, baterias, mudadores de velocidade.
- **Software:** Metodologias de gerir energia, carregamento inteligente de rede para veículo (G2V) e descarga de veículo para rede (V2G).

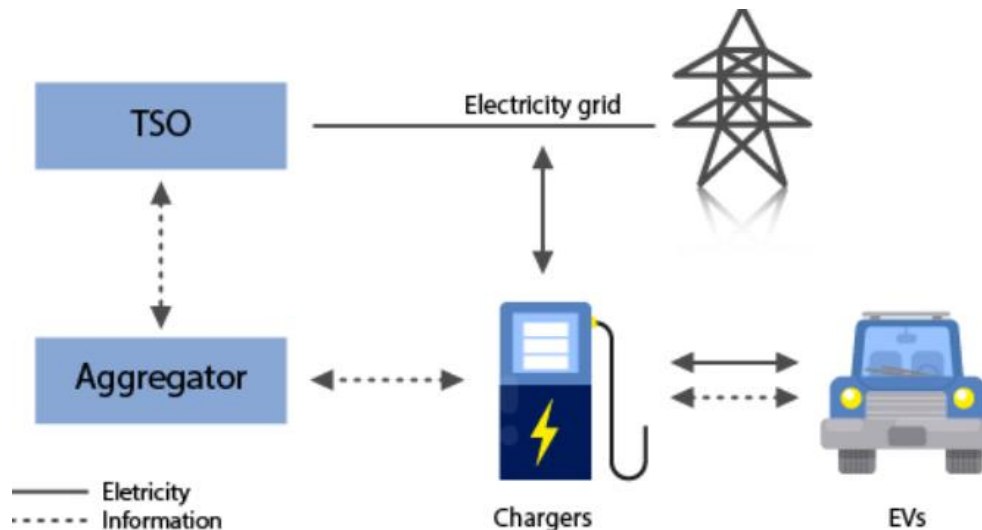


Figura 2.8 - Esquema básico V2G.

FONTE: (ALA ET AL., 2020).

Na área da energia, dois avanços significativos dizem respeito à mobilidade elétrica, o desenvolvimento de tecnologias de energias renováveis (mas principalmente a sua aceitação pelo consumidor) e o surgimento de sistemas de redes inteligentes, para os quais o fluxo de energia é bilateral. A disponibilidade irregular da maioria das energias renováveis exige o armazenamento de eletricidade, geralmente feito com baterias dedicadas. Com o auxílio de sistemas avançados de gestão de eletricidade baseados em Smart Grid, as baterias podem ser empregadas no armazenamento de energia elétrica e auxiliam como “reserva de energia rotativa”, quando ocorrem picos de demanda se os BEV estiverem inativos. Para os fornecedores de energia elétrica, a eletrificação dos veículos oferece uma forma de resolver a demanda de ponta, oferecendo um suporte à estabilidade da rede local, sem ter que intervir em plantas de produção distantes, reduzindo assim o peso na estrutura da rede nos horários de pico. Além de gerar demanda e vendas, as baterias em VE devem apoiar as

concessionárias na diminuição de inadequações e variações de sistema incorporadas à rede atual. (Ala et al., 2020)

## **2.5.Liberalização do mercado de eletricidade.**

O objetivo da liberalização é que a competição entre agentes, proporcionada pela liberdade de escolha, melhore a eficiência económica e que isso leve à diminuição de preços aos consumidores.

Por tanto é importante ter em conta a separação das atividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados. Além disso, os custos precisam ser ordenados entre custos fixos (equipamentos, redes, operação do sistema, medição), custos variáveis (combustíveis e manutenção) e custos marginais, definidos como a derivada da função custo no ponto de funcionamento e correspondem aos custos de aumentar em uma unidade a produção (custos marginais de produção) ou a capacidade (custos marginais de capacidade) com o fim de acautelar investimentos na rede e no sistema.

### **2.5.1. Mercado diário e intra-diário.**

Os sujeitos do mercado são as entidades habilitadas a atuar diretamente como vendedores e/ou compradores, nomeadamente, os produtores em regime ordinário ou os produtores em regime especial, os distribuidores e os comercializadores, bem como consumidores diretos e os representantes de qualquer dos sujeitos referidos.

- **Mercado Diário:** Todas as transações de compra e venda de energia correspondentes ao fornecimento de energia elétrica do dia seguinte fazem parte do mercado diário. O mecanismo consiste em: por um lado, distribuidores, comerciantes e determinados consumidores apresentam ofertas de compra e venda de energia para cada uma das 24 horas do dia seguinte. Uma vez recebidas as ofertas, é estabelecido o preço correspondente, começando pela oferta de venda mais barata até que seja igual à demanda. Supõe-se que seja um sistema que incentive a redução do preço da energia elétrica porque, se os geradores oferecerem a sua energia pelo menor preço, garantem serem escolhidos para operar. (Emili, 2017)

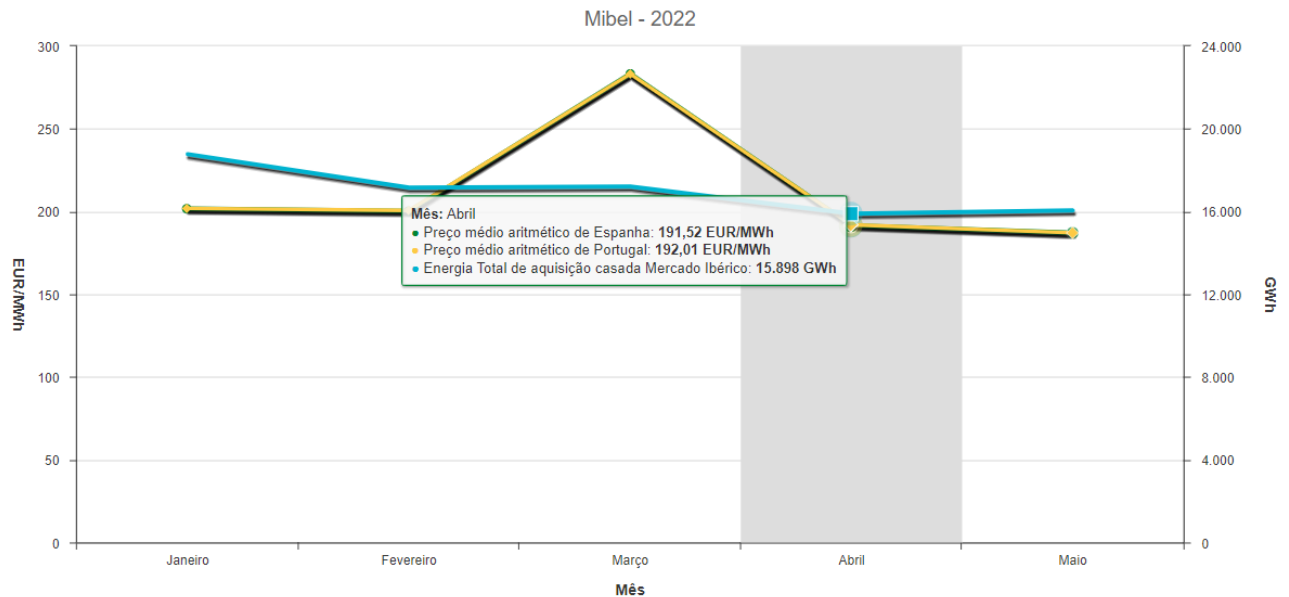


Figura 2.9 - Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário.

FORNE: (OMIE, 2022)

Como se pode observar na Figura 2.9 e depois na Figura 2.10, comparam-se os preços de mercado entre Espanha e Portugal e com a aquisição de estes dados observamos a aquisição e produção que se estabelece no mercado com os respetivos preços, podendo assim mostrar o quão importante é reduzir os seus custos.

- **Mercado Intra-diário:** O mercado ibérico intra-diário foi concebido como um mercado de ajustes, visando oferecer uma adequação entre a oferta e a procura mais precisa e próxima do tempo real que a permitida, resolvendo, desse modo, possíveis desajustes em sucessivas etapas da programação. Por diversos motivos, pode surgir a necessidade de reajuste de alguns preços uma vez estabelecido o Programa Diário, no mercado diário. Caso isso aconteça, é lançado o mercado intra-diário, que funciona com os mesmos critérios do anterior, organizado em seis sessões, e permitindo a participação de todos os agentes autorizados a operar no Mercado Diário. (Emili, 2017)

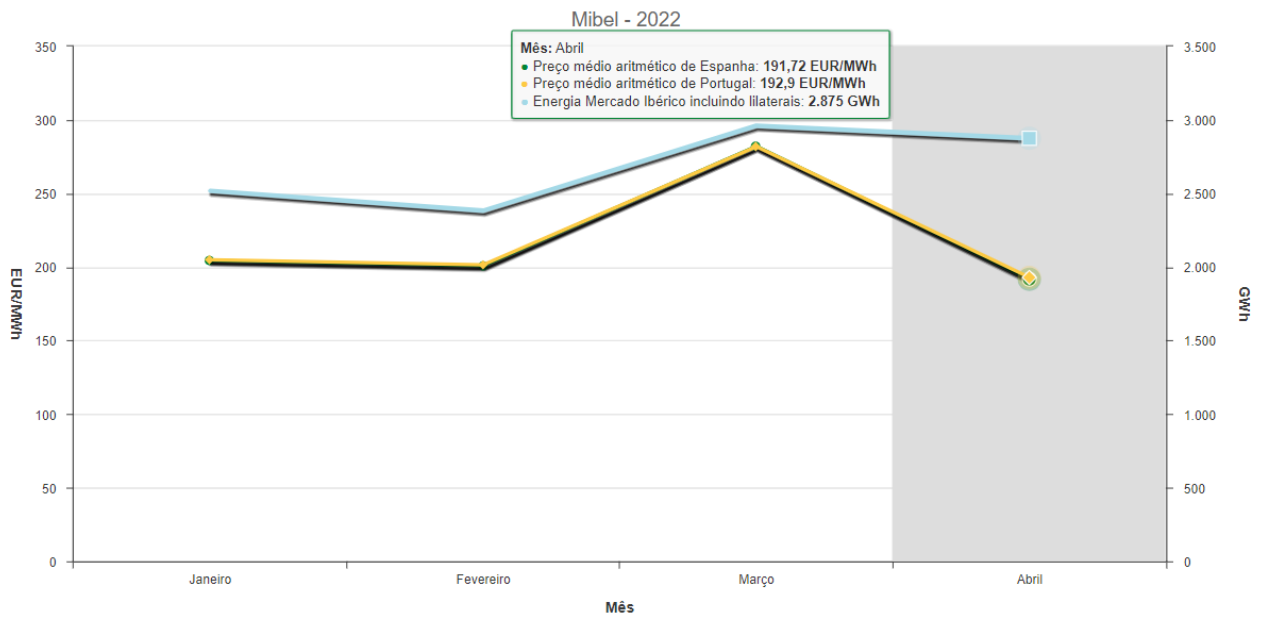


Figura 2.10 – Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado intra-diário.

FONTE: (OMIE, 2022)

### 2.5.2. MIBEL

Conhecido como o Mercado Ibérico de Eletricidade é um mercado regional de eletricidade, constituído por Portugal e Espanha e um passo significativo para a construção do mercado interno de energia na União Europeia.

- **Produção de energia:** A energia elétrica é maioritariamente produzida em grandes centrais elétricas (térmicas ou hídricas), normalmente afastadas dos grandes centros de consumo, situadas tipicamente em zonas urbanas ou industriais. Após a implementação do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), a atividade de produção de energia elétrica liberalizou-se, e desde então as centrais passaram a fazer a oferta da energia produzida numa plataforma comum de energia, integrada a nível ibérico. (*Linares, 2020*)
- **Transporte e distribuição:** O transporte de energia elétrica é a atividade que se segue à produção de energia elétrica. A rede de transporte é constituída por linhas em Muito Alta Tensão (MAT), com tensões de 150 kV, 220 kV ou 400 kV. A atividade de transporte de energia elétrica contempla o desenvolvimento, exploração e manutenção da Rede Nacional de Transporte de energia elétrica (RNT) das suas

interligações com outras redes, e a gestão técnica global do sistema, assegurando a coordenação das instalações de produção e de distribuição, tendo em vista a continuidade e a segurança do abastecimento e o funcionamento integrado e eficiente do sistema. (Linares, 2020)

- **Comercialização:** Em Portugal e na Europa, os consumidores podem escolher livremente o seu comercializador de energia e posteriormente mudar, sem custos adicionais, sempre que encontrem ofertas mais vantajosas ao seu tipo de consumo. Dentro da atividade de comercialização, tem-se os comercializadores regulados, os Comercializadores de Último Recurso (CUR) e comercializadores não regulados. (Linares, 2020)

## **2.6.Estado da arte.**

A revisão bibliográfica efetuada permitiu identificar um conjunto de trabalhos relacionados com o objetivo desta dissertação que se podem agrupar nas seguintes categorias:

- Modelos de otimização.
- Operações do sistema de carregamento.
- Aplicação do método de Monte Carlo.

### **2.6.1. Modelos de otimização do funcionamento dos postos de recarga.**

Tian et al. (2018) propuseram um modelo de nuvem para primeiro prever o comportamento de carregamento dos motoristas. É proposto um modelo de otimização de estações de carregamento, baseado no tempo de espera, tem como objetivo, minimizar o custo do tempo para os motoristas de veículos elétricos. Com o uso do algoritmo SCE-UA para resolver o modelo de otimização. Baseado no modelo da nuvem o qual define um modelo de nuvem normal, classificação de comportamento e previsão de comportamento. Para isso fazer o seguimento do comportamento de os veículos com uma distribuição de Poisson, por tanto o que faz é o primeiro em chegar é o primeiro em carrega, então o modelo fica baseado na teoria das filas com modelo de solução preditiva do comportamento e o Algoritmo SCE-UA para localização das estações (Tian et al., 2018).

Kong et al. (2015) procuraram limitar o a potência pedida a níveis especificados (90%). Então os modelos de abordagem são: Charging Power Model (Faz uso do CCCV método usado para carregar baterias de ion-lítio, para proteger a vida de a bateria), Custo degradação de bateria (cada vez que a bateria é carregada há um custo de degradações e que em função de a energia de carga e a duração da bateria), Contribuições (Modelamento de carga M/G/S/K, custo da bateria, modelos de recompensa única ate atingir os níveis de SOC, com implementação de estratégia de cobrança de forma ideal), Modelo de receita do sistema (No M/G/S/K em o sistema de fila existem S carregadores e r espaços de espera, os EV chegam de acordo com a distribuição exponencial com uma taxa de chegada e um carregamento que segue uma distribuição geral) e o Modelo de enfileiramento (O análise começa derivando uma expressão para a probabilidade de bloqueio PK, para conseguir uma distribuição uniforme de os clientes no sistema por causa do espaço limitado) (Kong et al., 2015).

Zeng et al. (2020) propuseram um modelo que captura a tomada de decisões estratégicas por proprietários de veículos elétricos (VE), para otimizar o projeto de uma estação de recarga VE com recursos energéticos distribuídos. Como resultante o autor determina como o tratamento explícito do comportamento estratégico dos proprietários de VE e a incerteza impactam no projeto ótimo da estação de carregamento. Demonstramos também que variar temporalmente o preço de venda a retalho cobrado para o carregamento de energia beneficia o proprietário da estação ao fazer com que as demandas de carregamento de VE sigam a disponibilidade de energia renovável e de baixo custo. Mostramos que variando o orçamento de incerteza no modelo de otimização robusto, podemos alcançar um equilíbrio adequado entre conservadorismo e a opticidade da solução obtida. (Zeng et al., 2020).

### **2.6.2. Operações dos Sistemas de carregamento.**

Existem diferentes categorias de VE disponíveis hoje. As suas classificações baseiam-se em se os VE operam apenas com eletricidade, usando uma combinação de ICE e eletricidade, ou têm instalações plug-in, etc.

Shetty (2016) propôs uma abordagem heurística para obter a localização ideal da estação do carregamento, considerando os benefícios tanto do LDC (Load dispatch center) quanto dos

clientes, e o dimensionamento ideal das estações que consegue fornecer energia aos VE nos cenários. São considerados parâmetros como objetivo das viagens, milhas percorridas por dia, SOC inicial, horário de chegada e partida em casa, percentagem de diferentes categorias de veículos, diferentes níveis de penetração, bateria capacidade e níveis de carregamento. A análise estatística das informações é realizada para extrair padrões de comportamento úteis dos utilizadores. Além disso, um modelo matemático apropriado é desenvolvido para examinar os impactos nas operações do sistema de distribuição, como perda do alimentador, pico de demanda, perfil de tensão e custo do cliente (*Shetty, 2016*).

Wu et. al (2019) preocuparam-se em particular com carga adicional nos sistemas de energia introduzida pelos PEV. O seu objetivo foi assim determinar métodos coordenados de carregamento dos PEV desenvolvidos para fornecer serviços a sistema de distribuição, considerando características dos PEV, padrões de viagem realista, comportamentos de carregamento, classificação de energia EVSE (Electric Vehicle Supply Equipment) e disponibilidade. De acordo com estes autores as concessionárias enfrentam um desafio crescente na determinação dos comportamentos de cobrança dos clientes (PEV) em relação ao tempo, quantidade e local de cobrança. Algumas estratégias de cobrança podem ser realizadas por controlo de cobrança simples baseado em preço. (*Wu et al., 2019*).

Pashajavid & Golkar (2013) propuseram um algoritmo baseado em otimização de cenários para alocar estações de recarga de PEV numa área comercial para aumentar o nível de penetração dos painéis fotovoltaicos (PV) e diminuir os efeitos colaterais das cargas veiculares. A integração simultânea de cargas veiculares e painéis fotovoltaicos em redes de distribuição comercial foi investigada e abordada. Uma abordagem baseada em otimização de cenários foi proposta para determinar o ponto de conexão e a capacidade de uma estação de carregamento em relação a várias incertezas com geração fotovoltaica, bem como veículos elétricos plug-in. Um modelo estocástico multivariado não gaussiano baseado na noção de cópula foi fornecido para estimar a demanda de carga horária agregada dos PEV. A otimização de enxame de partículas foi aplicada para obter uma solução para cada um dos cenários construídos pelos perfis de carga veicular gerados aleatoriamente, bem como pelas curvas de geração fotovoltaica coletadas. Eventualmente, os valores ótimos finais para o

local e o tamanho da estação foram determinados através da adoção de um método de rastreamento apropriado. (*Pashajavid & Golkar, 2013*).

### **2.6.3. Método Monte Carlo.**

O método de Monte Carlo estuda fenômenos aleatórios usando experimentos fictícios com números aleatórios gerados por computador. O seu princípio é explicado e também o princípio de gerar números aleatórios com várias distribuições de probabilidade. O método de Monte Carlo está próximo do modo de pensar da engenharia. É universal e não requer conhecimento especial da teoria das probabilidades. A única informação necessária é a relação entre as quantidades de entrada, saída e o conhecimento das distribuições de probabilidade das variáveis de entrada. O método usa inúmeras repetições de tentativas de números aleatórios gerados por computador e as operações matemáticas relevantes. (*Menčík, 2016*)

Wang & Infield (2018) realizaram uma simulação de Monte Carlo para estudar a integração na rede de veículos elétricos para acomodar a incerteza de carga associada, considerada como de vital importância para o funcionamento normal da rede. O tratamento da incerteza permite que o operador da rede deixe margens suficientes durante a fase de planejamento, e operação, justificando a elaboração de um modelo adequado para a simulação detalhada dos padrões de uso dos veículos. Para serem úteis, os requisitos e o tempo de carregamento de VEs devem refletir a prática real de condução, tanto em duração da viagem quanto de horas de carregamento. As técnicas estocásticas prestam-se à modelação de uso dos veículos devido à natureza aleatória dos padrões. A simulação de Monte Carlo, como uma abordagem de modelagem estocástica, é uma escolha popular para fazer essa categoria de trabalho. (*Wang & Infield, 2018*)

Ni & Lo (2020) estabeleceram o que com a crescente penetração de veículos elétricos, as cargas nas estações de carregamento de veículos elétricos aumentam e, conseqüentemente, têm um impacto dramático nos sistemas de distribuição. Sob essa condição, a modelagem de carregamento de estações de carregamento é de grande importância para trabalhos de pesquisa relativos, como avaliar os impactos da integração de estações de carregamento,

planeamento da rede de carregamento, etc. Fatores aleatórios que podem afetar o carregamento diário de veículos elétricos são discutidos em detalhes primeiro. Em segundo lugar, uma metodologia baseada em simulação de Monte-Carlo é proposta para modelar a carga diária de carregamento na estação de carregamento de VE com considerações de fatores aleatórios. O modelo de carregamento diário da estação de carregamento de VE é fundamental para investigar os impactos de veículos elétricos de grande escala nos sistemas de distribuição. Modelar cargas de estações de carregamento é bastante difícil porque é determinado em conjunto por muitos fatores aleatórios. Para propor uma solução, uma simulação de Monte-Carlo baseada numa metodologia para modelar a carga diária na estação de carregamento de VE com considerações de fatores aleatórios.

Outra contribuição deste trabalho é projetar um limite para o número de falhas no programa de carregamento. Na simulação, o parâmetro pode ser ajustado conforme as quantidades de VEs carregadas na estação de carregamento durante um dia. A investigação de sistemas de distribuição integrados com veículos elétricos de grande porte. (*Ni & Lo, 2020*)

### **3. Proposta metodológica.**

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para determinar os serviços que podem ser prestados à rede por um conjunto de VE enquanto ligados a carregadores inteligentes geridos de forma coordenada.

A metodologia proposta consiste assim em fazer simulações da disponibilidade de potência em cada hora do dia, através de processos baseados no método de Monte Carlo. A simulação de Monte Carlo é um processo estocástico numérico, ou seja, uma sequência de estados cuja evolução é determinada por eventos aleatórios, de acordo com distribuições de probabilidade, procurando reproduzir eventos discretos que condicionam o sistema a simular e que não são sujeitos a um cálculo específico. O objetivo da simulação é tentar imitar o comportamento das variáveis aleatórias reais dentro dos parâmetros estabelecidos que condicionam o uso de VE para analisar ou prever como será o seu comportamento no longo do dia.

Para realizar essas simulações são necessárias as seguintes etapas:

- Definir os dados necessários para caracterizar os consumos em carregadores de VE num cenário convencional
- Modelar a distribuição de carregadores, em termos de potência e conseqüentemente de tipo de carga.
- Modelar a hora de ligação y os tempos individuais que os VE ficaram ligados na estação, além do o estado de carga das baterias, e a sua capacidade, de acordo com distribuições de probabilidade e cenários estipulados.
- Obter a disponibilidade e procura de energia total armazenada em cada cenário estipulado.
- Obter gráficas de comportamento previsionais.

### 3.1. Dados necessários num cenário de carregadores de VE convencionais

Os dados nominais de cada VE devem vai a ser gerados aleatoriamente numa faixa definida conforme os dados de fábrica que são mostrados em cada manual dos VE. Os gráficos de consumo e demanda dependerão desses valores, dependendo da carga de cada veículo e da conexão nas estações.

#### 3.1.1. VE usados na simulação.

Os principais valores dos veículos a simular, foram retirados dos manuais de 5 veículos elétricos (BMW, Nissan, Renault, Opel, Peugeot), estando reunidos de forma mais completa nos anexos. A figura seguinte ilustra os modelos contemplados.

**Tabela 3-1 - Lista de modelos disponíveis na simulação.**

MODELOS DISPONIVEIS					
	MODELO	POT MAX kW	POT NOMINA	CAP. DE BATERIA kWh	CONTEÚDO DE ENERGÍA
1	BMW I3	125	75	42.24	37.9
2	NISSAN LEAF	110	70	52	40
3	RENAULT ZOE	100	80	54.7	40
4	Opel Corsa-e	100	80	50	45
5	Peugeot e-208	100	80	50	45
6					

Contudo, a metodologia foi preparada para uso futuro de outros VE, cujos dados podem ser carregados num ficheiro .XLS, ou por inserção manual (Figura 3.2)

$$\begin{bmatrix} VE_1 & PS_{1max} & PA_1 & CB & CE & T_{bat} & T_{car} \\ \vdots & & & \vdots & & & \\ VE_n & PS_{nmax} & PA_n & CB_n & CE_n & T_{nbat} & T_{ncar} \end{bmatrix}$$

As informações sobre os VE ficam organizados numa matriz com os respetivos dados nominais:

- $PS_{max}$  = Potência máxima de saída [kW].
- $PA_n$  = Potência de saída avaliada [kWh].
- $CB$  = Capacidade da bateria [kWh].
- $CE$  = Conteúdo energético [kWh].
- $T_{bat}$  = Tecnologia de baterias.
- $T_{FASTCHARGING}$  = Tempo de carregamento rápido [hrs].
- $T_{FASTWALLBOX}$  = Tempo médio de carregamento [hrs].
- $T_{WALLBOXCHARGING}$  = Tempo de carregamento de carregamento médio baixo [hrs].

CRIAÇÃO DE UM MODELO NOVO

MODELO	POTÊNCIA) NOMINAL (kW)	CONTEÚDO DE ENERGIA kW/h
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
POTÊNCIA MÁXIMA kW	CAPACIDADE DE BATERIA kW/h	TEMPO DE FAST CHARGING
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
TEMPO DE FAST WALLBOX CHARGING	TEMPO DE WALLBOX CHARGING (km/kWh)	AUTONOMIA
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

Figura 3.1 - Espaço para inserir outro modelo.

As informações de cada VE contêm dados necessários para definir um cenário de carga num ambiente real.

$$\begin{bmatrix} VE & CapBat & P\% & TChar & Des & T_{in} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ VE_n & CapBat_n & P\%_n & TChar_n & Des_n & T_{in_n} \end{bmatrix}$$

Todos esses dados nominais de cada VE permitem formar uma análise final dos resultados. Esses dados para cada veículo são mostrados na tabela final onde cada elemento é o seguinte:

- $CapBat$  = Capacidade de bateria [kWh].
- $P\%$  = Percentagem de bateria ou SOC.
- $TChar$  = Charging Type.

- $Des$  = Deslocamento [km].
- $T_{in}$  = Tempo de entrada [hrs].

Cada informação retirada de cada VE é necessária para poder estabelecer os gráficos de comportamento de carregamento no momento de ser conectado à rede do carregador.

### **3.2. Modelação de carregadores.**

Cada veículo ligado na estação possui três formas de carregar a sua bateria com a suas respectivas potências de carregamento (Fast Charging, Fast Wallbox Charging e Wallbox Charging), sendo o tempo de carregamento dependente do modo escolhido. A modelação dos carregadores requer assim a determinação aleatória do tipo de carga, para além da determinação da sua potência nominal, cada VE terá uma potência de carregamento individual, dependendo da categoria do seu carregador.

$$Potcar_{VEi} = random (CatCharg_{VEi})$$

Random () usa uma distribuição uniforme, para que os diferentes carregadores nos VE tenham uma quantidade uniforme no uso desses 3 (categorias) de carregadores numa estação, embora num ambiente real, a categoria do carregador dependa da localização, neste caso pretende-se observar a variação dos níveis de energia que existe com as 3 potências que podem ser injetadas nos VE (50kW, 11kW, 8kW).

Onde:

$Potcar_{VEi}$  = Será a potência com a qual o VE realizará a sua carga.

$CatCharg_{VEi}$  = Valor aleatório das categorias de carga escolhidas de cada VE.

### **3.3. Modelação do nível de bateria e do instante de tempo de ligação dos VE.**

#### **3.3.1. Nível de bateria. (Baseado na autonomia).**

É necessário redefinir a capacidade da bateria em cada veículo, A percentagem de bateria nos ajudará a indicar o nível de bateria que cada veículo possui ao ficar ligados aos carregadores, portanto, cada VE tem uma capacidade máxima na sua bateria, então ao utilizar o método Monte Carlo o qual é basicamente uma distribuição normal, garantimos que o nível simulado vai a ficar entre valores altos y baixos dependo dos rangos estabelecidos (desde o 10% até um 80% de sua capacidade).

$$por_i = (random.randint(10,80))$$

$$carga\_random_i = capbat_i \times \frac{por_i}{100}$$

Onde:

- $por_i$  = Percentagem aleatória da bateria de cada VE (entre 10% e 80%).
- $carga\_random_i$  = Carga atribuída a cada VE.
- $capbat_i$  = Capacidade da bateria de cada VE.

#### **3.3.2. Hora da conexão.**

Os tempos de entrada de cada veículo nos postos de carregamento, são estabelecidos com a probabilidade de Poisson e dependendo da área geográfica dos postos de carregamento. O qual foi proposto num modelo de a nuvem o qual define a classificação de comportamento e previsão de comportamento. A distribuição de Poisson é usada para fazer cálculos de probabilidade onde é necessário contar o número de vezes que um evento aleatório ocorre durante um determinado período. há um horário diferente onde o fluxo de veículos é maior, este é o principal motivo para escolher manualmente o ponto de agrupamento de dados ou VE, em direção à rede.

A distribuição de Poisson é uma distribuição de probabilidade discreta que se aplica às ocorrências de algum evento durante um determinado intervalo. A variável definida  $x$  representará a hora de início de carregamento, num intervalo de 24 horas. A probabilidade da variável definida  $X$  é dada pela seguinte expressão:

$$P(x) = \frac{\mu^x \cdot e^{-\mu}}{x!}$$

Onde:

- A variável aleatória discreta pode assumir os valores:  $x = 0 - 23$  hrs.
- $\mu$  É a média do número de eventos no intervalo de tempo que selecionamos.
- O software atende à condição de normalização:  $\sum_{x=0}^{\infty} P(x) = 1$

Cada VE terá assim um instante de início de carregamento potencialmente diferente, que será armazenado num vetor. A cada VE será depois atribuído um tempo de carregamento dependendo do tipo de carregador e o SOC da bateria.

Onde vamos a gerar os seguintes vetores:

- $VPt_i$  = Vetor onde são armazenados os tempos de chegada dos VE, conforme a hora de 0 a 24, gerado pela probabilidade de Poisson, com referência ao ponto de maior concentração de dados.
- $VEtchar_i$  = Tempo de carregamento de cada VE, com a finalidade de localizar cada valor nominal dos VE, em cada simulação.

O tempo que cada veículo permanecerá ligado dependerá do SOC de cada VE, sendo determinado um tempo aproximado com base na percentagem de bateria com que cada unidade chega.

$$t\_carga = tempoc - \left( \frac{carga_r \times tempoc}{capbat} \right)$$

Onde:

- $t\_carga$  = Tempo aproximado de carregamento.
- $tempoc$  = Tempo de carga nominal dependendo do carregador.
- $carga\_r$  = Nível atual da bateria do veículo.
- $capbat$  = Capacidade da bateria de cada veículo.

### 3.4.Potência e energia total armazenada (diagramas de carga)

Considerando os objetivos conflitantes para a gestão da rede e dos utilizadores de veículos elétricos, foi decidido estabelecer uma representação gráfica de carregamento onde a cada hora que os veículos estiverem ligados, estará disponível a carga que os VE têm nas suas baterias.

Portanto, a energia consumida (diagramas de carga) será sempre a potência e tempo a que o carregamento é efetuado (considerando ou não a própria eficiência desse processo), ou a que os VE entregam energia à rede (nesse caso uma potência negativa). A carga disponível nas baterias aumentará em função do tempo de carregamento, a partir do nível com que o VE chega, e diminuirá durante os períodos de tempo em que eventualmente o VE entregue potência à rede. A representação gráfica deste processo é algo opcional

#### 3.4.1. Disponibilidade de energia total.

Para determinar a disponibilidade total ligada no intervalo de tempo, é preciso somar todas a energia armazenada com que os VE chegam às estações de carregamento da cordo com os níveis dos seus SOC.

$$E_{TotDISP} = \sum_{i=1}^n Ener_{bat\ i}$$

Onde:

- $E_{TotDISP}$  = Energia total (kWh).
- $Ener_{bat\ i}$  = Energia da bateria do VE nos diferentes tempos.

- $n$  = número de VE.

Para determinar a potência estimada em cada hora, basta somar as potências de todos os carregadores dos VE, considerando a hora em que foram ligados.

$$Pot_j = \sum Pot_{bat\ i\ tempo\ j}$$

Onde:

$Pot_j$  = Potência somada a cada hora “j” (kW).

### 3.4.2. Energia consumida no intervalo do dia.

Na **Figura 3.3** de consumo horário, é exibido todo o tempo que os veículos estão conectados à rede até terminarem a sua carga, independentemente dos veículos que entram em horários diferentes.

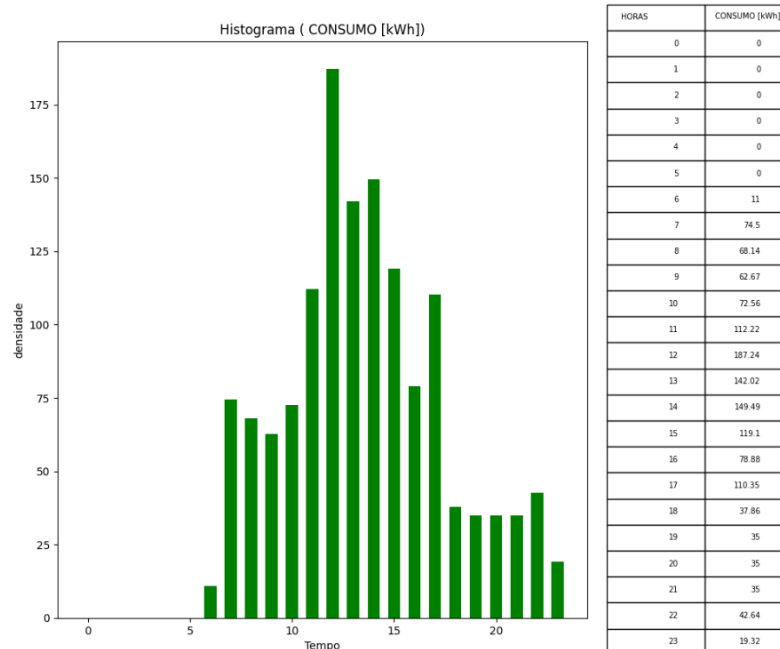


Figura 3.2 - Consumo por hora no intervalo de 24 horas.

Para esta análise o intervalo de tempo é de 1 dia (24 horas), portanto o consumo gerado deve ser somado nas diferentes horas que os VE ficam ligados na estação de carregamento.

$$Consumo_t = \sum_{i=1}^{nt} Potchar_i \times tchar_i$$

Onde:

$Consumo_t$  = Consumo dos VEs, de acordo com cada hora de carregamento.

$Potchar_i$  = Potência de carregamento de cada VE.

$tchar_i$  = Tempo de carregamento (t\_carga de cada VE).

$nt$  = Número de veículos em cada hora.

### **3.5.Implementação computacional.**

A metodologia proposta foi implementada em Python, com uma interface amigável que permite facilmente parametrizar os VE e os cenários, e obter gráficos com resultados.

#### **3.5.1. Informações dos 5 VE.**

Para a simulação de cada cenário deve-se definir o número de VE. Ao clicar em "Iniciar", será gerada automaticamente a tabela "Veículos criados", e os valores característicos de cada veículo serão armazenados numa matriz com a suas características respectivas individuais.

**Tabela 3-2 -Listagem dos modelos disponíveis na simulação.**

VEICULOS CRIADOS.						
	MODELO	P. DE BATERIA [kWh]	ENTAGEM DE BAT	CHARGING TYPE	ESLOCAMENTO [Km]	PC
1	Opel Corsa-e	50	26.5	FAST WALLBOX	165.44	18
2	RENAULT ZOE	54.7	6.02	FAST WALLBOX	347.1	9
3	Opel Corsa-e	50	17.5	FAST WALLBOX	228.8	16
4	RENAULT ZOE	54.7	42.12	FAST CHARGING	89.7	14
5	RENAULT ZOE	54.7	12.58	WALLBOX	300.3	11
6	BMW I3	42.24	26.19	FAST WALLBOX	108.3	11
7	Opel Corsa-e	50	40.0	FAST CHARGING	70.4	13
8	NISSAN LEAF	52	9.88	FAST CHARGING	226.8	8
9	BMW I3	42.24	4.65	WALLBOX	253.65	9

Com a biblioteca OPENPYXL, como primeiro passo, é lido um ficheiro .XLS onde se encontram os dados dos modelos e outros atributos dos diferentes EV. Ao gerir os dados, é utilizado um preenchimento das células da tabela de dados que será gerada em cada simulação, são determinadas o número de colunas e de linhas de dados armazenados.

Embora seja possível realizar a simulação apenas com o conjunto de veículos gerado automaticamente de forma aleatória, é possível inserir um novo modelo diretamente através da interface, que desta forma ficará disponível na lista de "Modelos Disponíveis".

$$\begin{bmatrix} VE_1 & PS_{1max} & PA_1 & CB & CE & T_{bat} & T_{car} \\ \vdots & & & \vdots & & & \\ VE_n & PS_{nmax} & PA_n & CB_n & CE_n & T_{nbat} & T_{ncar} \\ VE_{n+1} & PS_{nmax+1} & PA_{n+1} & CB_{n+1} & CE_{n+1} & T_{nbat+1} & T_{ncar+1} \end{bmatrix}$$

Forma de matriz de dados ao inserir um novo VE.

### 3.5.2. Atribuição de valores (aleatórios) em cada VE.

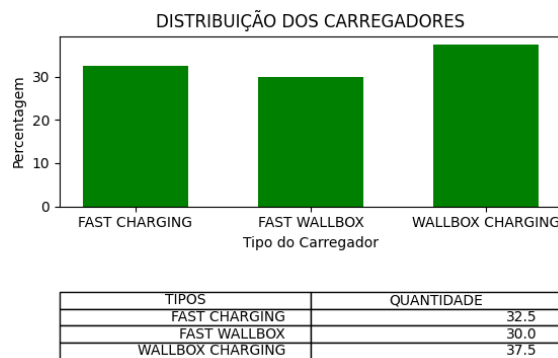
- **Nível de bateria dos VE.**

A capacidade da bateria é estabelecida para cada veículo nos dados de fábrica compilados na tabela de modelos disponíveis, e disponíveis no anexo B.

Numa simulação aproximada da realidade, o SOC das baterias de cada VE vai a ter um nível percentagem ao momento da ligação a rede entre 10% e 80% da sua capacidade. Então ao fazer isso com uma distribuição normal, haverá uma quantidade equilibrada de níveis de bateria dentro dessa faixa.

- **Atribuição do carregador.**

Os carregadores são atribuídos aleatoriamente a uma de 3 categorias, de acordo com a percentagem desejada, e correspondendo de imediato a uma potência específica. Os resultados podem ser consultados visualizando o gráfico de distribuição de carregadores, ilustrado na Figura 3.3.



**Figura 3.3 - Percentagem de carregadores usados.**

- **Hora da conexão.**

Cada VE possui um tempo de carregamento dependendo da categoria do seu carregador e o seu nível de bateria (SOC). O VE tem um horário de chegada à estação entre 0 e 24 horas (O tempo de cada VE deve ser definido pela probabilidade de poisson). A Figura 3.4 mostra o número de veículos conectados em cada hora durante um dia, sendo visível a hora de ponta, com a maior presença de utilizadores.

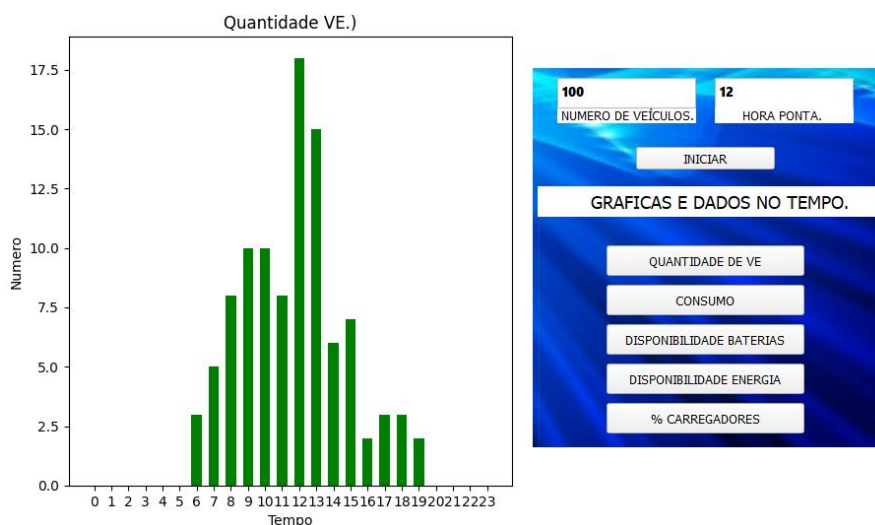


Figura 3.4 - Quantidade de VE.

### 3.5.3. Gráficos de Disponibilidade e Procura.

- Disponibilidade de energia

A **Figura 3.5** mostra a carga média disponível (gráfico superior) e total (inferior) nas estações de carregamento quando os VE carregam durante o intervalo de 24 horas, de acordo com a distribuição efetuada aleatoriamente, seguindo a distribuição de probabilidade especificada.

O gráfico superior mostra a disponibilidade de energia média que existe em cada hora, por exemplo, correspondendo à disponibilidade total de energia dividida pelo nº de VE em carregamento. O gráfico inferior mostra a energia total armazenada no conjunto de VE. A título de exemplo, às 08:00 existe um único VE ligado, com um nível aproximado de 10 kWh, pelo que os 2 gráficos apresentam o mesmo valor. Já às 15h00, a disponibilidade total é de cerca de 300 kWh para 7 VE ligados, o que dá um valor médio de 42 kWh.

Dado que os VE podem ficar totalmente carregados antes da hora especificada para a sua saída, definida igualmente de forma aleatória, existe uma margem de disponibilidade que representa a diferença entre a disponibilidade base (a amarelo), definida pela hora de saída e a disponibilidade mínima (azul), que corresponde ao desligar do veículo imediatamente após estar totalmente carregado. A integral desta margem (área visível a amarelo) define a

quantidade de energia que pode ser entregue à rede sem afetar o estado de carga desejado no momento da saída do VE. A **Figura 3.6** ilustra estas disponibilidades de forma isolada para melhor visualização.

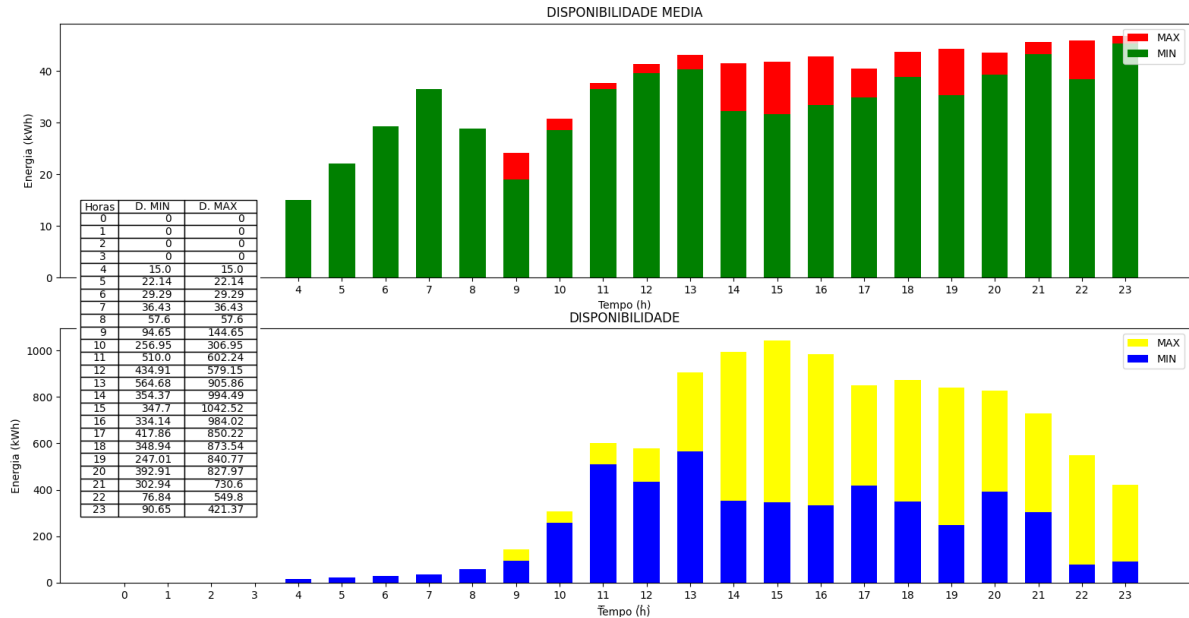


Figura 3.5 - Energia média e total disponível no período de 24 horas.

- **Disponibilidade de energia sem alterar o carregamento dos VE.**

É mencionada uma disponibilidade para a rede, tomando os valores de energia disponíveis em cada momento. Portanto, são os valores disponíveis de energia quando os VE ficam ligados na estação mais tempo ao terminar seus carregamentos e são mostrados na **Figura 3.6**.

Na disponibilidade máxima, estamos nos referindo ao fato de que os utilizadores nem sempre desligam os seus VE no tempo quando o seu automóvel fica carregado completamente, portanto, uma hora de incerteza foi aumentada entre 0 e 5 horas após o carregamento, obtendo assim a energia que pode ser disponibilizada para a rede.

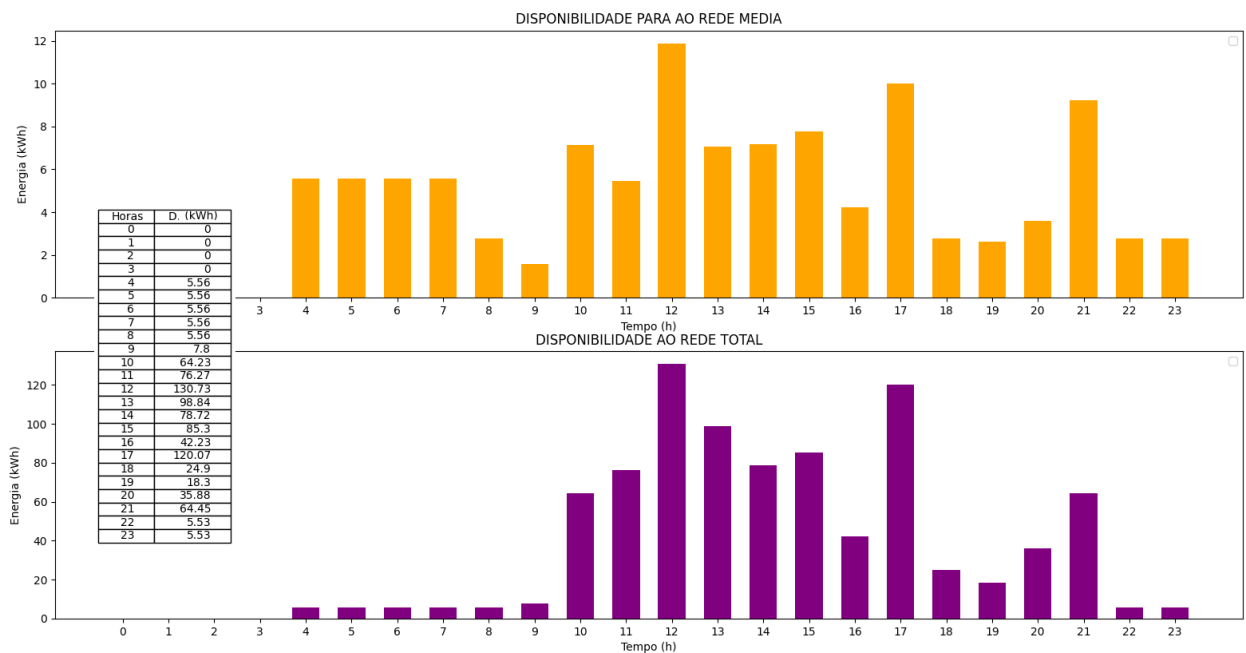


Figura 3.6 – Disponibilidade para a rede

O roxo mostra a energia máxima que pode ser retirada das estações de carregamento para ser disponibilizada aos barramentos, e o laranja mostra uma energia média para cada hora, ou seja, a energia real total dividida pela quantidade de VE que estão ligados a cada hora.

Por esta razão, na **Figura 3.6** pode-se observar uma energia constante em ambos os gráficos até as 07:00 h e nas horas 8 e 9 há uma diminuição de energia no gráfico de disponibilidade média (laranja), isso se deve ao fato de que mais VE foram conectados à estação de carregamento, então a energia total será dividida pelo número de VE conectados, reduzindo a média, mas na disponibilidade máxima observa-se um crescimento de energia porque é a soma das energias que podem ser tomadas em cada hora.

## 4. Estudo de caso.

Uma vez definida a metodologia de solução, escolheu-se simular vários cenários com um número diferente de VE, e a mesma hora de ponta para poder analisar diferentes comportamentos e impactos.

### 4.1. Simulação de dois cenários com 50 e 75 VE.

Para aplicar a metodologia, foi definido que o parque de carregadores a ser gerenciado vai a ter durante o dia uma quantidade total de 50 e 75 VE para olhar o seu comportamento. Tendo um número definido de VE no cenário, é necessário definir o horário comum, onde haverá maior concentração. Conforme o comportamento dos utilizadores, os VE podem ter uma conexão nas horas na manhã pois são carregados enquanto realizam as suas atividades.

Então a simulação é realizada da seguinte forma:

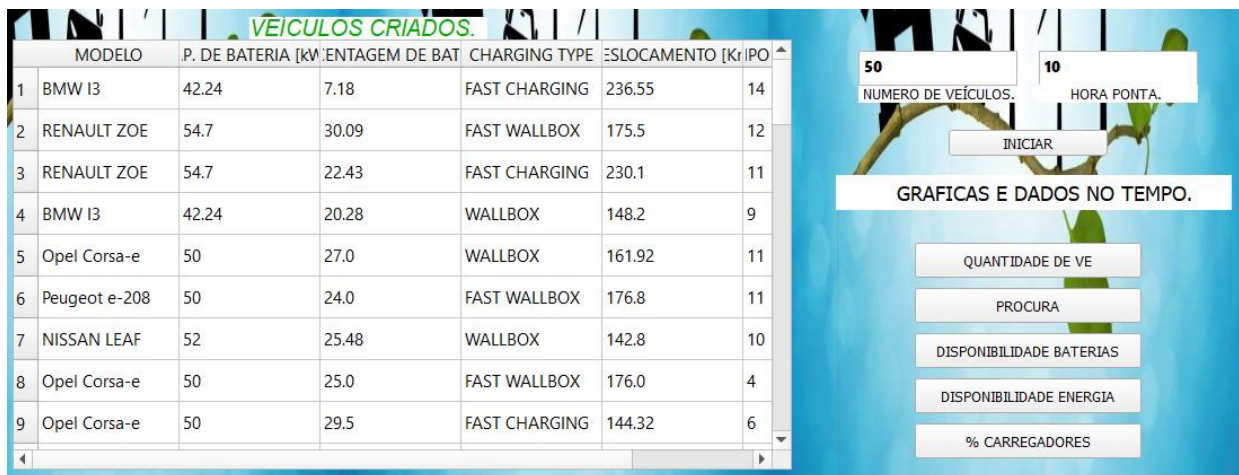


Figura 4.1 - Dados dos 50 VE.

Fornecimento de serviços de sistema a partir de uma frota de veículos elétricos.

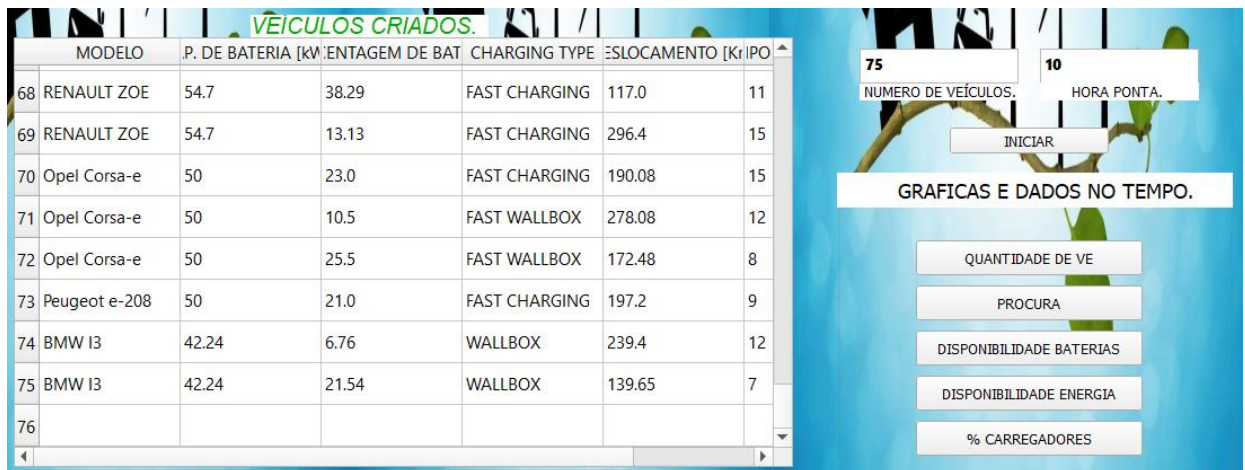


Figura 4.2 - Dados dos 75 VE.

Com base nos resultados da simulação, temos os seguintes resultados, devemos verificar a quantidade de VE gerados e os valores de disponibilidade e consumo que os cenários possuem.

Em seguida, nas figuras 4.3 e 4.4, é apresentado o número de VE criados, cujas horas de conexão foram gerando uma maior concentração de dados por volta das 08h00 até as 10h00, Devido à probabilidade discreta utilizada e gerando uma concentração visível por volta das 10h00, o horário foi definido manualmente na simulação dos parâmetros.

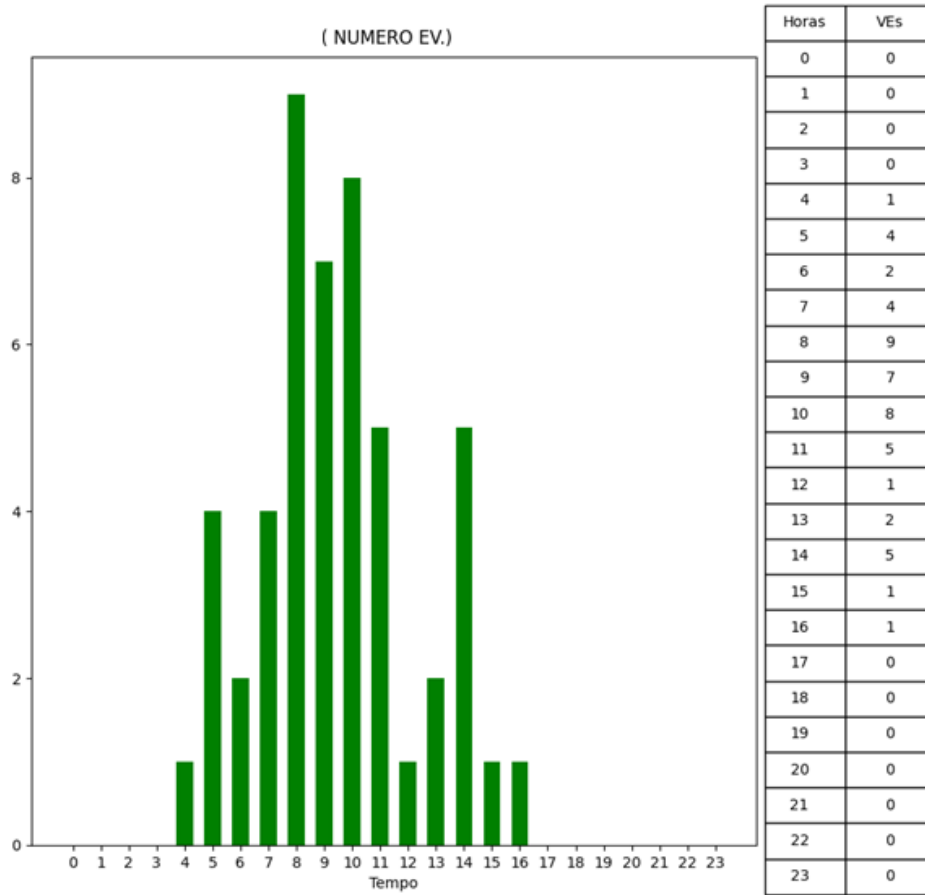


Figura 4.3 - Simulação Monte-Carlo para 50 VE.

E o resultado para 75 VE foram os mostrados na figura 4.4. E fica evidente o maior acúmulo de VE entre 08:00 h e 10:00 h, verificando a proximidade dos resultados pela utilização do método probabilístico na simulação com qualquer quantidade de VE.

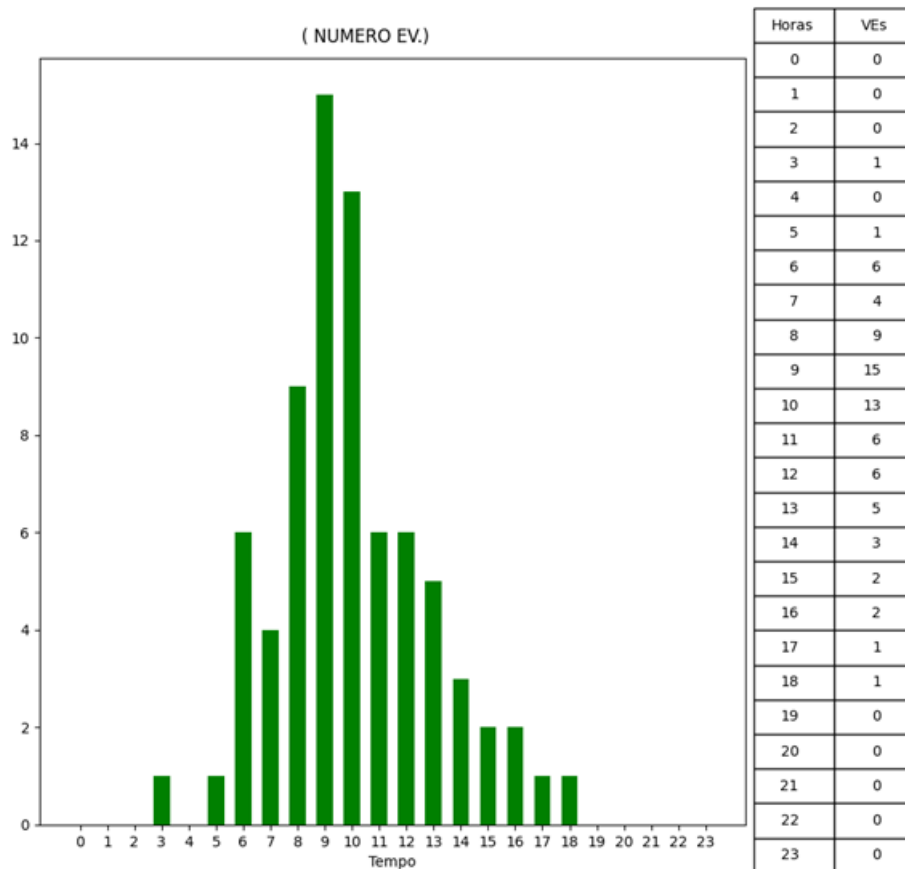


Figura 4.4 - Simulação Monte-Carlo para 75 VE.

Uma vez determinado o número de VE e atribuída a cada VE uma hora de ligação à estação de carregamento, é possível determinar a disponibilidade de energia média e individual em cada hora, com base nas fórmulas do Capítulo 3, por tanto as quantidade amostradas na Figura são os VE que chegam a ser ligados na estação.

Portanto, as disponibilidades de energia nos cenários de 50 e 75 VE são mostradas nas **Figuras 4.5 e 4.6** respetivamente. Sendo considerada uma disponibilidade média (acima) e uma disponibilidade das baterias dos VE em dois casos, sendo o primeiro gráfico (azul) onde os VE são desligados no momento em que são carregados no momento de serem carregados (tempo mínimo de conexão) e outro gráfico de valores (amarelo) onde os tempos de ligação à estação procuram acautelar a existência de um tempo após término do carregamento em que os veículos permanecem ligados ao posto de recarga.

Fornecimento de serviços de sistema a partir de uma frota de veículos elétricos.

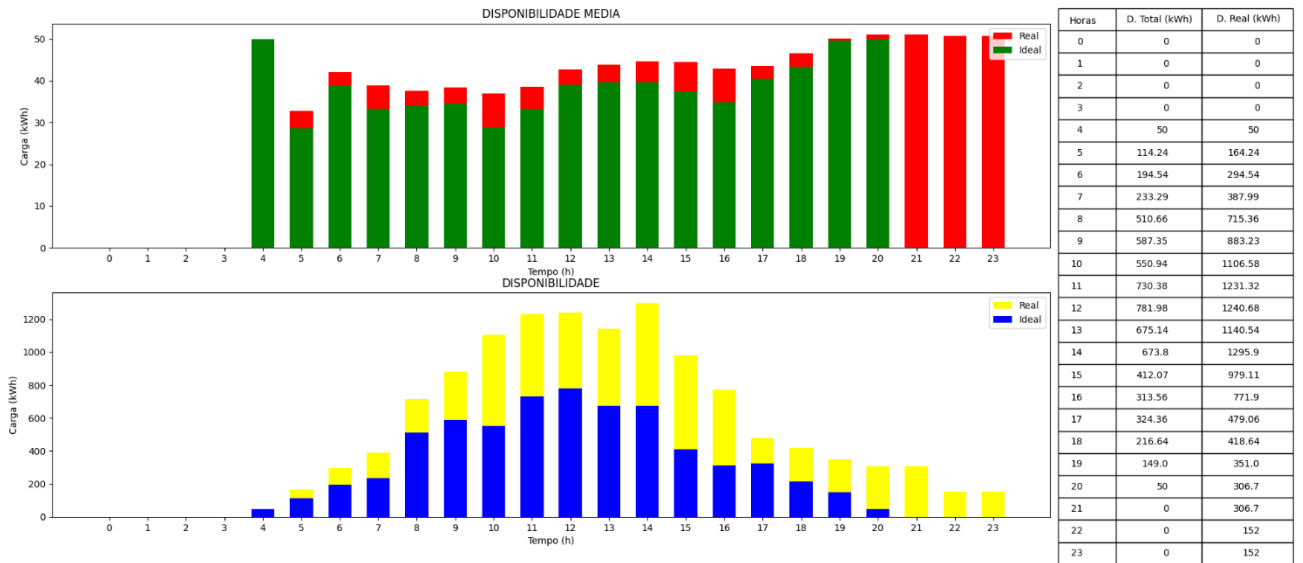


Figura 4.5 - Disponibilidade estimada para 50 VE.

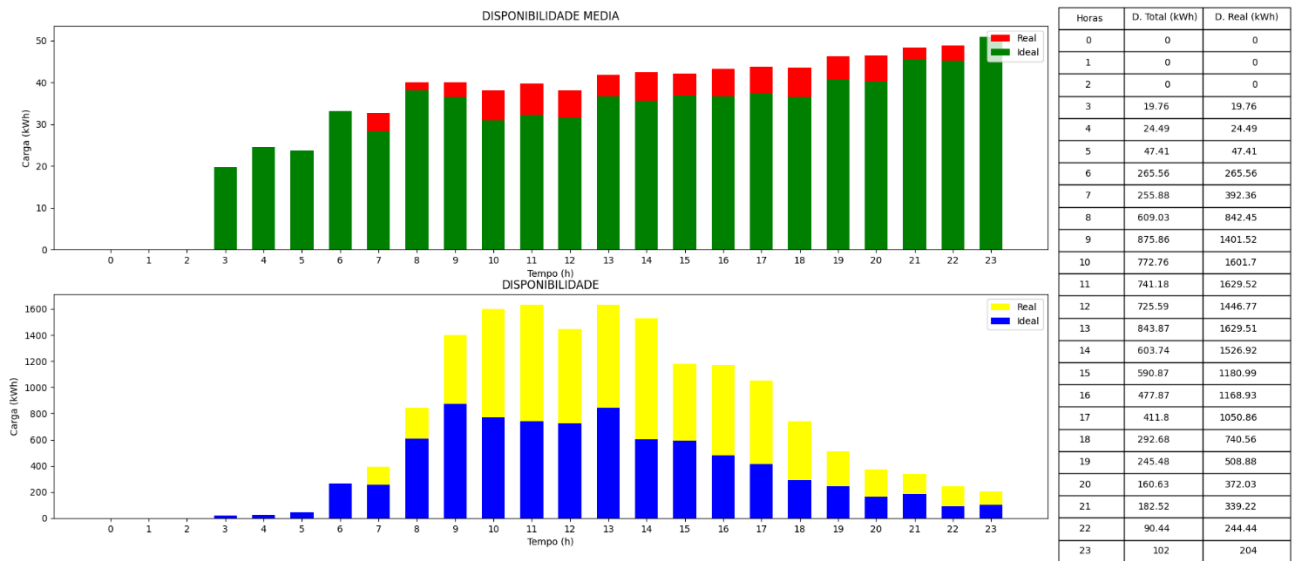
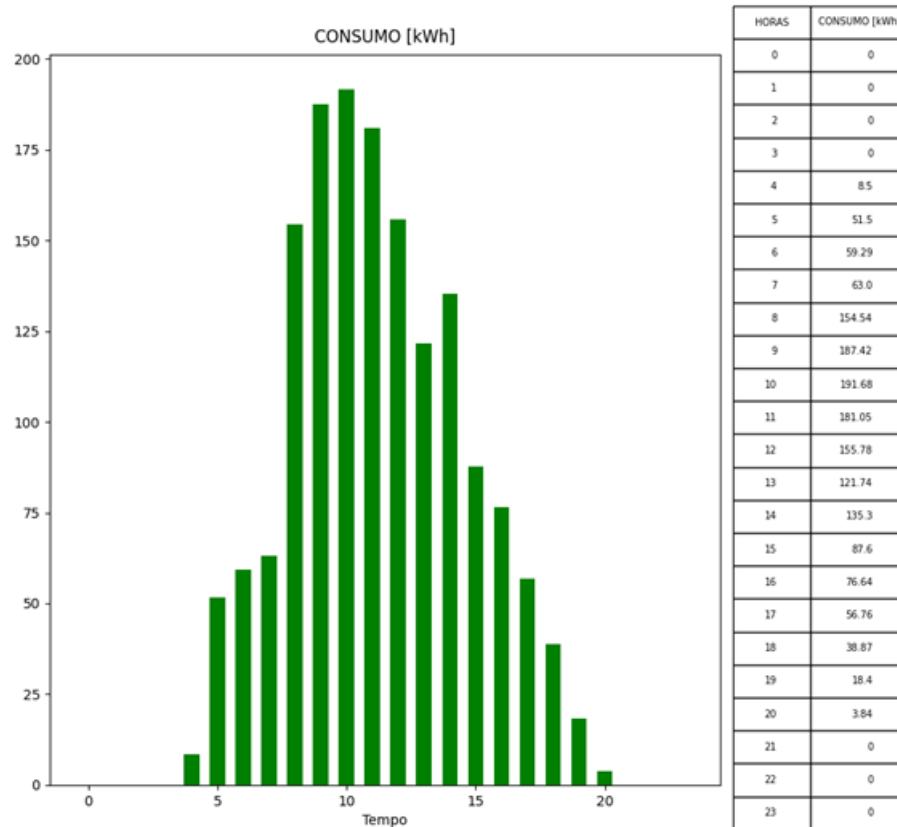


Figura 4.6 - Disponibilidade estimada para 75 VE.

Para comparar a quantidade de energia necessária durante cada hora, foi gerado um gráfico de consumo de energia. Uma forma de mostrar os resultados da implementação deste problema foi resolvida com base no “Fluxograma do consumo horário dos VE”. No anexo A.

Em seguida, os resultados da procura em cada cenário são mostrados nas **Figuras 4.7 e 4.8** para 50 e 75 VE, respetivamente.



**Figura 4.7 – Consumo estabelecido para 50 VE.**

No gráfico de consumo é então somada toda a energia disponibilizada pela rede aos VE que estão ligados no posto de carregamento em cada hora.

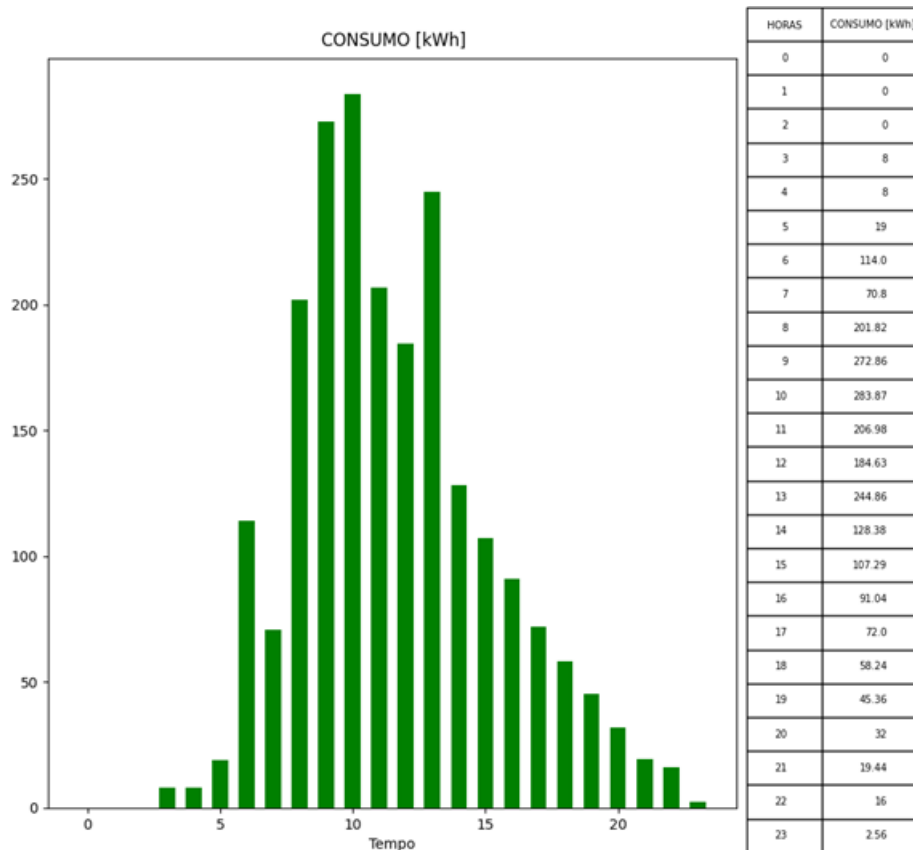


Figura 4.8 – Consumo estabelecido para 75 VE.

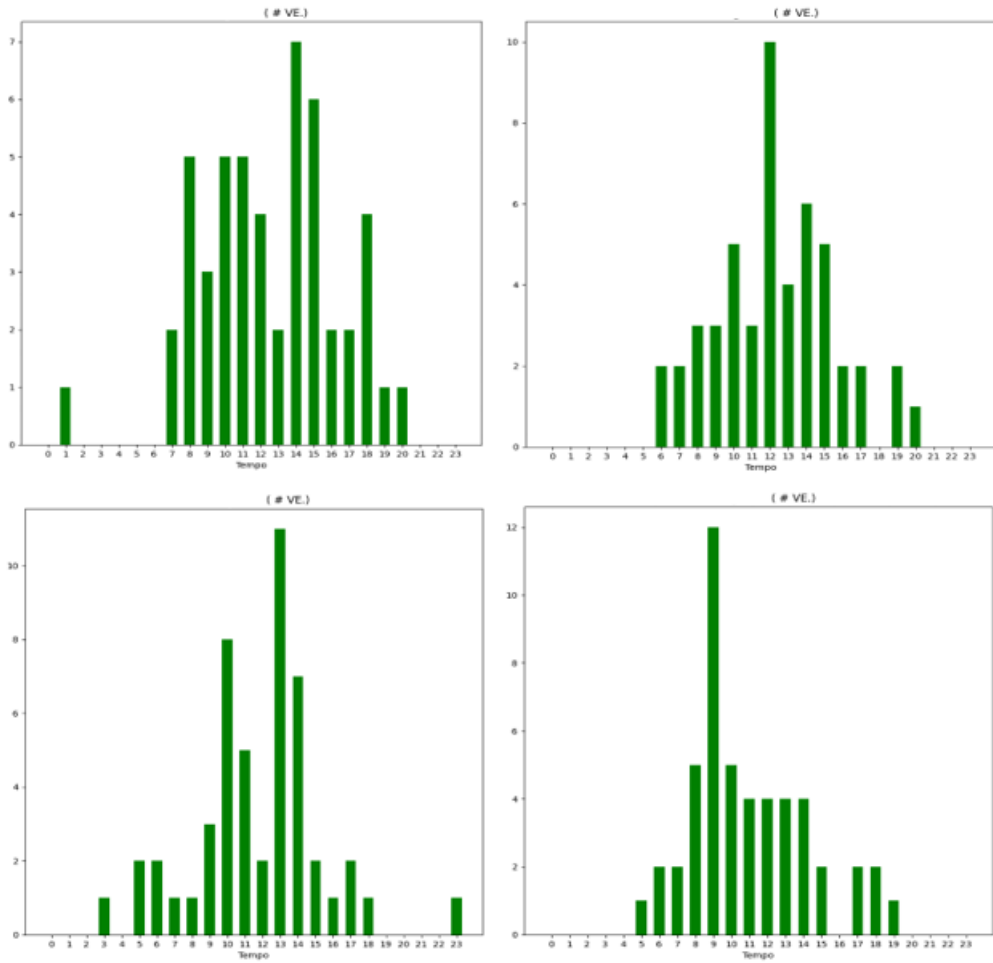
Ao ter esses resultados tanto de disponibilidade e procura, podem ser tomadas as medidas necessárias para considerar quanta energia pode estar disponível em cada situação, e com a ajuda da simulação de "Monte Carlo", o comportamento é semelhante independentemente do número de veículos.

#### 4.2. Comparação dos resultados com cenários semelhantes.

Com os resultados de a simulação anterior é possível determinar um cenário normal que pode acontecer em um dia, tomando os dados totais de cada cenário é possível fazer uma tabela comparativa com a finalidade de verificar se o comportamento é semelhante com quantidades iguais. Por tanto a simulação vai a ser feita por 10 vezes com a hipótese inicial de 50 VE.

#### 4.2.1. Simulações da quantidade de VE.

Na simulação de 50 VE, foi realizada em 10 ocasiões e sendo ao meio-dia o horário de maior concentração de dados, com a finalidade de verificar a variabilidade entre a quantidade de VE e os horários de maior e menor concentração dos seus dados, obtendo os seguintes resultados.



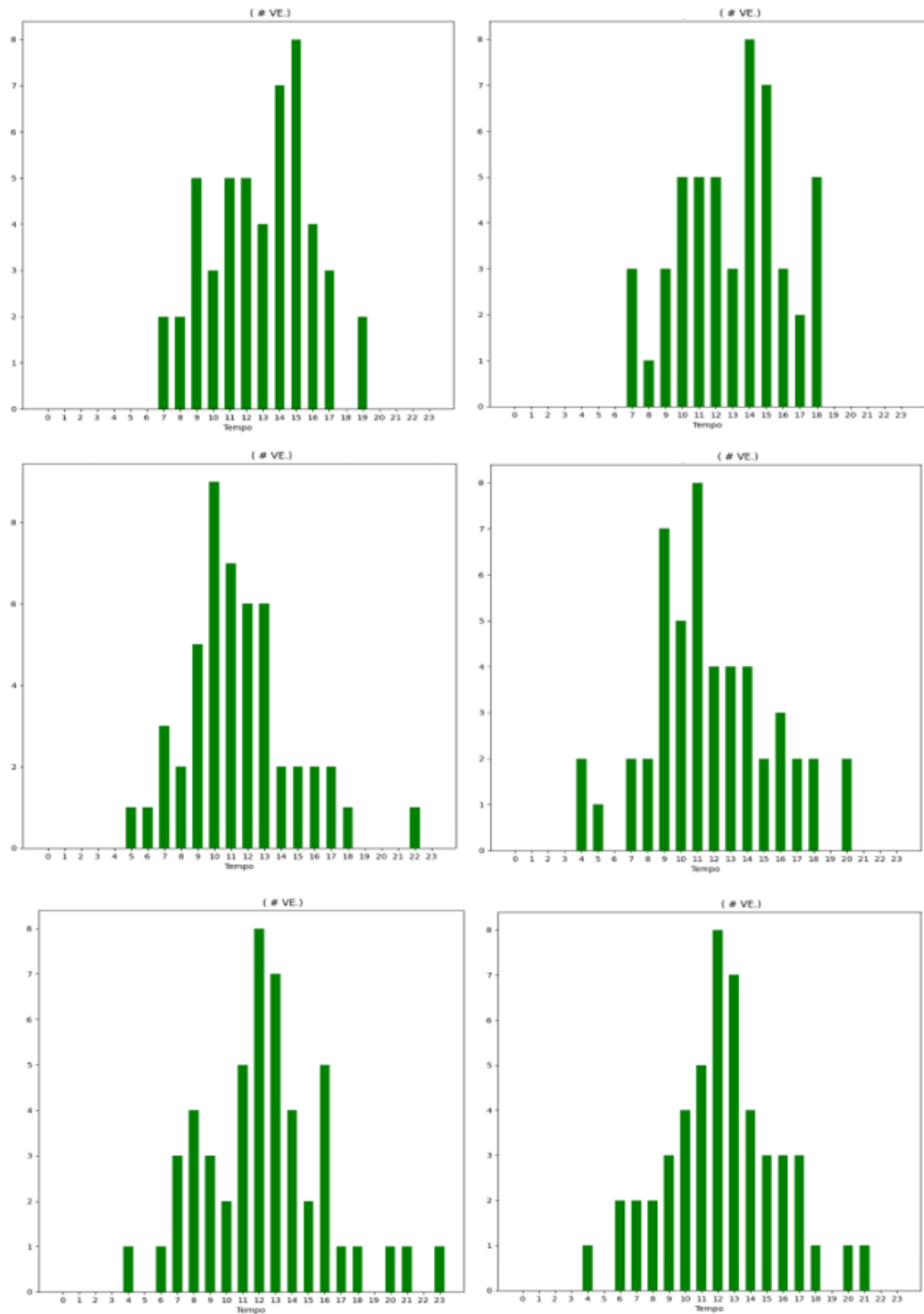


Figura 4.9 - Distribuição de os VE em 10 simulações.

Ao aplicar o método de Monte Carlo na geração de VE no programa, pode-se apreciar o nível de incerteza gerado, pois geramos todos os dados estabelecendo a maior concentração

às 12:00 horas, o nível de incerteza permanece próximo ao da hora determinada com um fator de  $\pm 3$  horas da hora de maior concentração, onde pode aparecer o número máximo de VE que serão conectados às estações de carregamento. Portanto, uma maior concentração é observada ao meio-dia ou mesmo em horas próximas às 12:00 horas e uma quantidade TOTAL de VE ligados durante o dia, conforme mostrado na **Tabela 4.1**

**Tabela 4-1 – Resultados dos VE nas simulações.**

Quantidade de VE.										
Horas VS Simulações	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	2	1	1
5	0	0	2	1	0	0	1	1	0	0
6	0	2	2	2	0	0	1	0	1	2
7	2	2	1	2	2	3	3	2	3	2
8	5	3	1	5	2	1	2	2	4	2
9	3	3	3	12	5	3	5	7	3	3
10	5	5	8	5	3	5	9	5	2	4
11	5	3	5	4	5	5	7	8	5	5
12	4	10	2	4	5	5	6	4	8	8
13	2	4	11	4	4	3	6	4	7	7
14	7	6	7	4	7	8	2	4	4	4
15	6	5	2	2	8	7	2	2	2	3
16	2	2	1	0	4	3	2	3	5	3
17	2	2	2	2	3	2	2	2	1	3
18	4	0	1	2	0	5	1	2	1	1
19	1	2	0	1	2	0	0	0	0	0
20	1	1	0	0	0	0	0	2	1	1
21	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
22	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
23	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0
<b>TOTAL</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>	<b>50</b>

Assim, como pode ser visto, na **Tabela 4.1**, os resultados totais de cada simulação foram feitos com uma distribuição de 50 VE distribuídos entre 24 horas e em cada uma das 10 simulações há uma hora específica onde se verificou uma maior presença de VE ligados às estações de carregamento. Então pode-se observar que a separação dos dados tanto das horas onde há maior concentração quanto da quantidade de VE mantém um baixo nível de incerteza entre elas.

#### 4.2.2. Simulações da disponibilidade.

Os resultados na tabela mostram que a disponibilidade mínima, obtida imediatamente após o carregamento, e a disponibilidade simulada com consideração de um tempo de ociosidade., e isso ocorre porque muitos VE permanecem conectados por muito tempo após o término do tempo de carregamento.

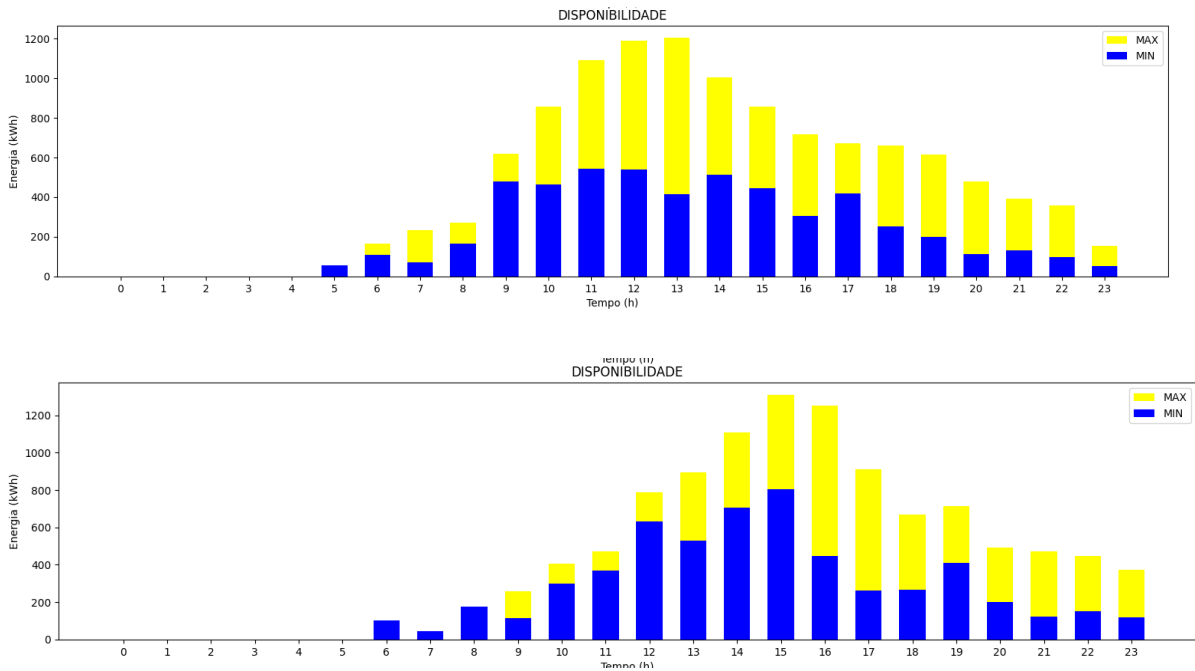


Figura 4.10 - Disponibilidade das baterias dos VE.

A margem amarela não indica a quantidade de energia que poderia ser disponibilizada à rede sem afetar a satisfação do utilizador, portanto, para estimar valores de energia que no futuro poderão ser disponibilizados sem nenhum problema, esses valores devem ser determinados nas faixas de incerteza apresentadas conforme as condições iniciais das estações de carregamento.

Com base nos resultados das simulações, todos os valores de disponibilidade foram obtidos no intervalo de tempo.

Tabela 4-2 -Disponibilidade nas 10 simulações.

Horas VS Simulações	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10

Fornecimento de serviços de sistema a partir de uma frota de veículos elétricos.

0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	42,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	42,24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	54,70	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	54,70	0,00	0,00	0,00	0,00	104,70	42,24	14,78
5	0,00	0,00	116,19	54,70	0,00	0,00	42,24	92,24	0,00	28,37
6	0,00	102,00	178,34	164,10	0,00	0,00	48,58	0,00	27,50	93,48
7	57,00	45,82	280,24	233,95	71,54	100,01	119,85	30,32	112,52	177,92
8	216,28	175,83	255,41	271,23	182,73	181,03	190,38	132,63	294,35	189,39
9	260,60	259,30	283,29	619,60	341,94	257,27	370,12	467,37	465,34	330,45
10	440,12	405,26	570,13	856,77	492,79	435,73	596,13	690,10	470,59	419,75
11	680,09	472,77	744,55	1092,83	614,25	490,04	786,78	857,11	594,55	591,31
12	818,40	789,97	746,31	1187,89	832,31	503,27	964,87	933,79	720,44	771,12
13	880,54	892,91	1099,02	1203,73	721,24	702,30	1169,89	1004,23	1124,08	964,60
14	1004,75	1107,11	1215,25	1003,68	922,92	965,46	1153,72	965,44	1291,00	981,99
15	940,96	1309,00	1227,68	856,06	1042,26	1247,31	960,79	896,61	982,42	1075,29
16	806,02	1251,32	1246,28	718,07	1016,81	1203,01	844,93	842,13	1118,47	1103,45
17	674,36	910,24	1024,93	672,03	1087,02	1088,47	794,23	727,39	1019,13	1117,62
18	736,79	670,67	705,16	658,70	1050,23	1176,14	543,75	699,56	937,03	988,68
19	803,22	712,33	748,79	615,99	1066,79	913,73	488,68	583,29	688,99	762,86
20	726,85	491,33	341,76	477,71	752,96	628,35	416,29	549,06	526,70	473,21
21	596,22	472,16	239,78	393,75	578,16	448,16	336,48	288,62	483,84	407,81
22	375,82	447,55	137,81	357,34	485,86	323,60	196,94	207,35	388,99	186,53
23	399,36	371,45	124,39	154,00	306,70	231,52	142,24	89,42	246,13	171,32
TOTAL	10501,9	10887,0	11394,7	11592,1	11566,5	10895,4	10166,9	10161,4	11534,3	10849,9

Somando a disponibilidade energética das baterias dos VE de cada simulação, são observados os valores mínimos e máximos aproximados entre 10.161,4 kWh e 11.592,1 kWh. Por tanto temos um valor medio de 10.955,01 kWh e um desvio padrão de 527,67 kWh.

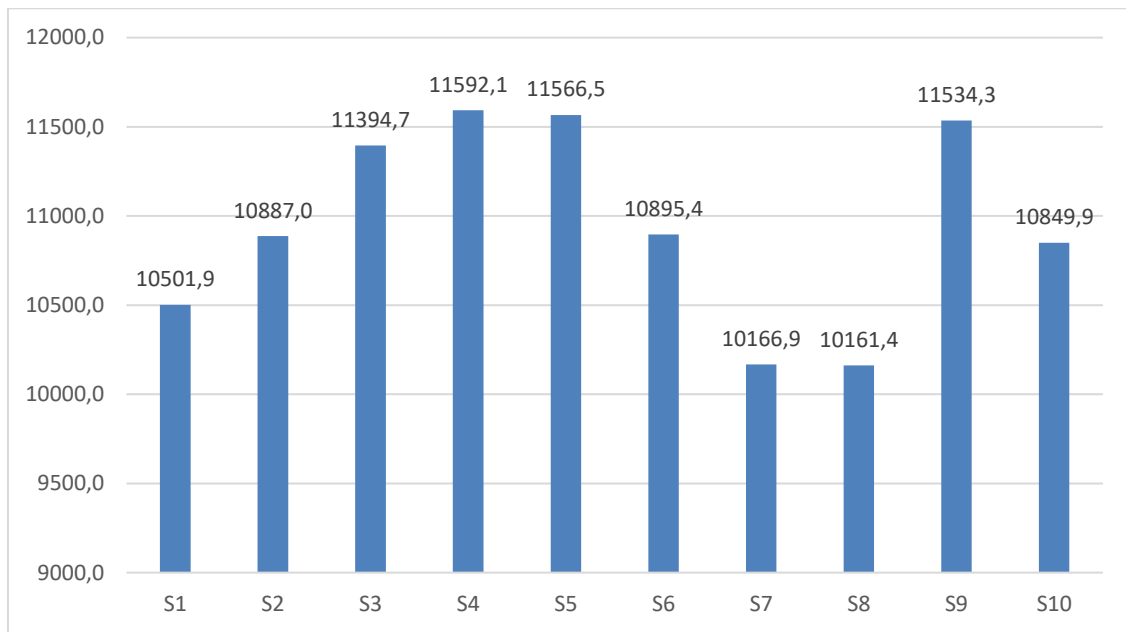


Figura 4.11 – Disponibilidade total nas 10 simulações.

Por fim, os valores máximos de cada simulação foram tomados com a finalidade de verificar se os valores máximos são aproximados entre cada simulação.

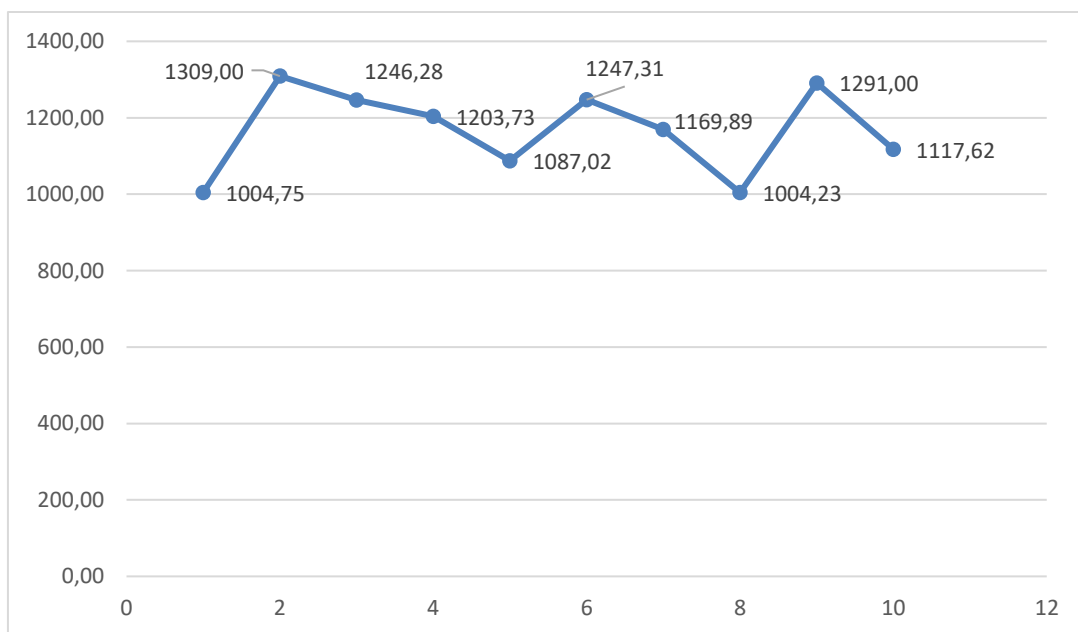
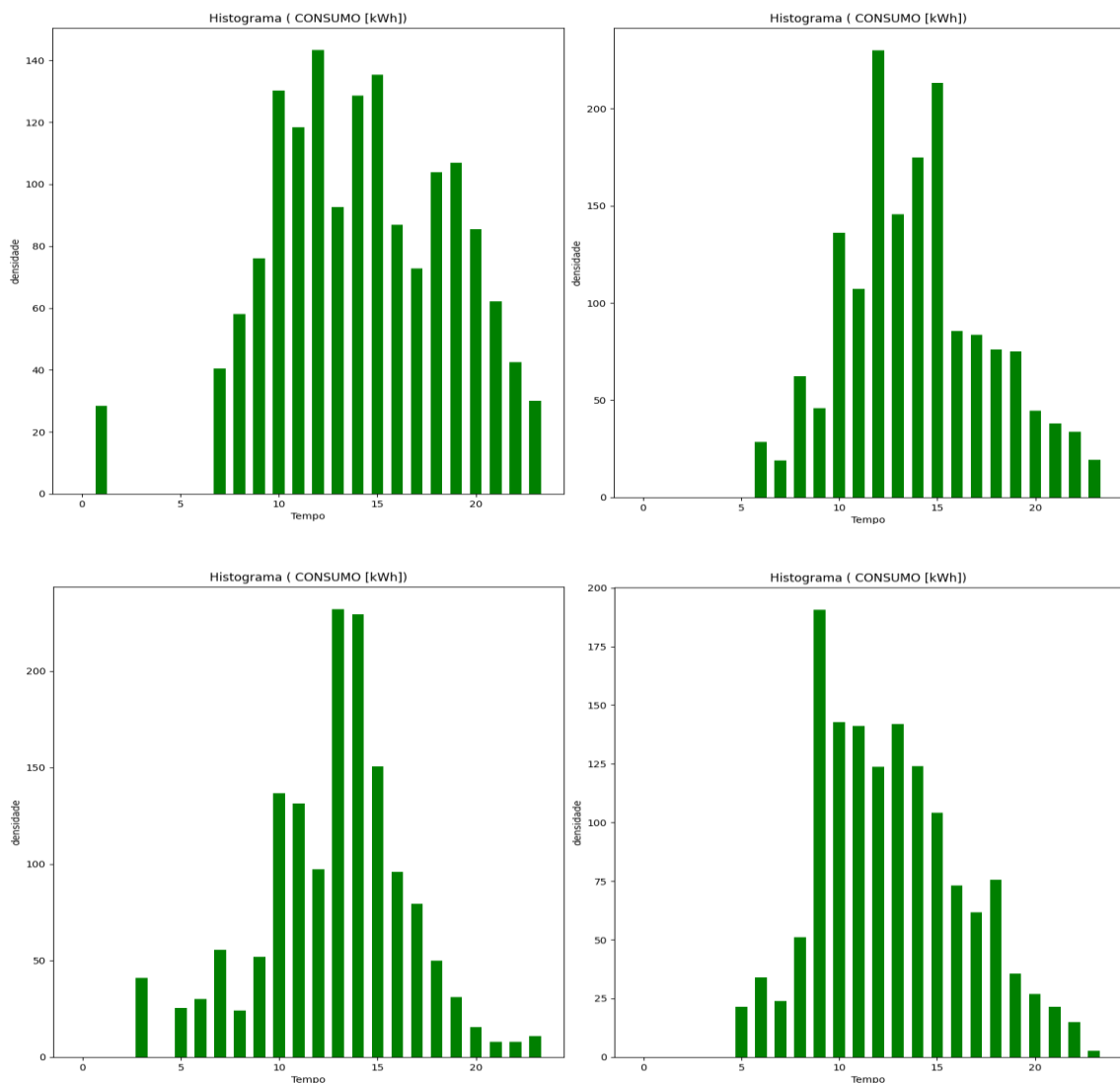


Figura 4.12 – Disponibilidades máximas nas 10 simulações.

Então, como mostra a **Figura 4.12**, os valores máximos em cada simulação foram apresentados entre valores de 1.004,23 kWh e 1.309 kWh. Estabelecendo um nível de incerteza baixo entre nas simulações

### 4.2.3. Simulações do consumo.

O consumo de energia exigido pelos VE é dado pela potência que os carregadores vão disponibilizar da rede elétrica para cada VE durante o período em que ele permanecer conectado.



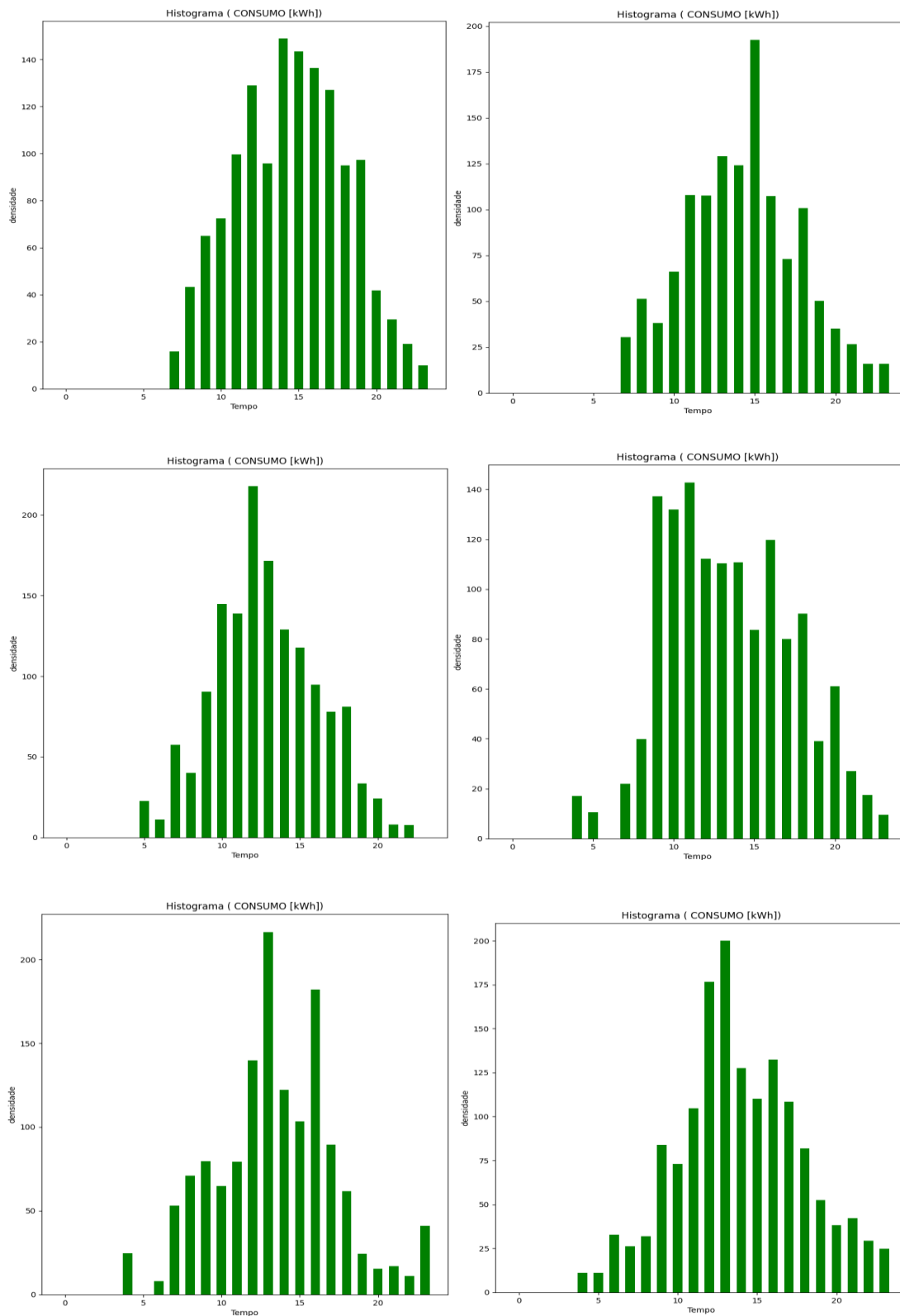


Figura 4.13 – Consumos apresentados nas 10 simulações.

Como se pode observar, o consumo apresenta uma tendência semelhante em cada simulação realizada, obtendo-se os seguintes resultados:

Tabela 4-3 – Consumo nas simulações.

CONSUMO kWh										
Horas VS Simulações	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	28,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	41,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17,08	24,50	11,00
5	0,00	0,00	25,50	21,50	0,00	0,00	22,50	10,56	0,00	11,00
6	0,00	28,50	30,00	34,00	0,00	0,00	11,00	0,00	8,00	32,72
7	40,50	19,00	55,67	24,00	16,00	30,50	57,50	22,00	53,00	26,23
8	58,00	62,20	24,08	51,04	43,24	51,42	39,98	39,96	71,00	32,00
9	76,00	46,00	52,00	190,73	65,10	38,00	90,30	137,16	79,68	84,00
10	130,24	136,00	136,60	142,78	72,34	66,18	144,77	132,02	64,86	73,00
11	118,39	107,26	131,23	141,14	99,70	107,86	138,78	142,78	79,43	104,63
12	143,40	230,01	97,34	123,87	129,07	107,54	217,84	112,14	139,88	176,60
13	92,60	145,62	232,10	142,00	95,74	129,07	171,33	110,43	216,47	200,10
14	128,58	174,68	229,43	124,02	148,99	124,20	129,04	110,69	122,12	127,59
15	135,38	213,30	150,49	104,24	143,52	192,55	117,83	83,61	103,50	110,25
16	87,00	85,67	96,05	73,22	136,44	107,48	94,75	119,68	182,28	132,36
17	72,80	83,48	79,37	61,76	127,04	72,88	77,80	80,10	89,50	108,36
18	103,79	76,00	49,88	75,60	94,88	100,88	81,10	90,15	61,69	81,82
19	106,94	75,06	31,08	35,58	97,28	50,13	35,59	39,16	24,24	52,35
20	85,45	44,72	15,37	27,00	41,82	35,00	24,12	61,06	15,45	38,32
21	62,12	38,00	8,00	21,48	29,40	26,70	8,14	27,00	17,00	42,28
22	42,52	33,60	8,00	15,00	19,00	16,00	7,60	17,43	11,00	29,32
23	29,96	19,32	10,88	2,64	10,00	16,00	0,00	9,52	41,00	24,69
<b>TOTAL</b>	<b>1542,17</b>	<b>1618,42</b>	<b>1504,07</b>	<b>1411,60</b>	<b>1369,56</b>	<b>1272,39</b>	<b>1469,97</b>	<b>1362,53</b>	<b>1404,60</b>	<b>1498,62</b>

Então, da mesma forma, podemos verificar a consistência entre as simulações revendo os gráficos de consumo total, consumo máximo e mínimo durante a jornada do dia.

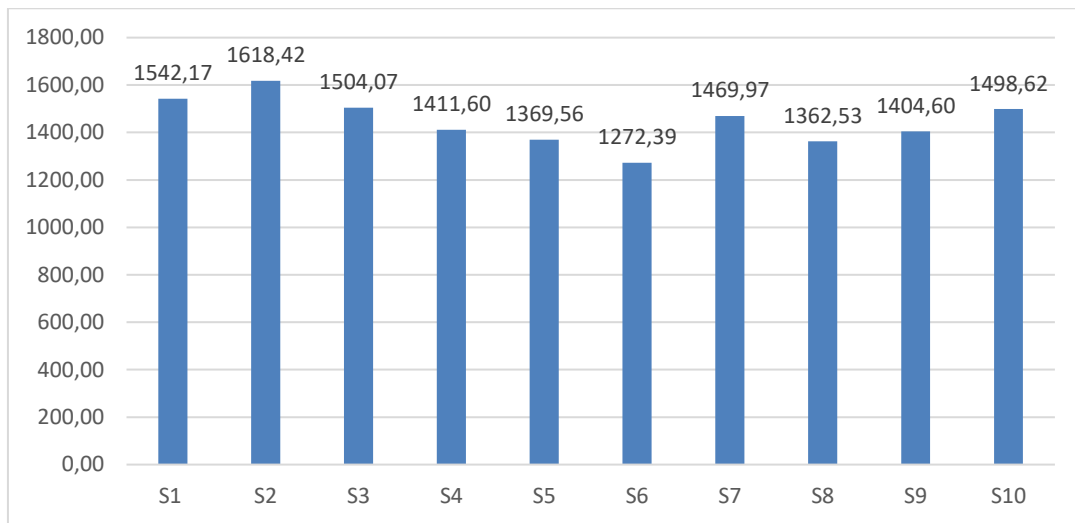


Figura 4.14 – Consumos apresentados nas 10 simulações.

Pode-se rever todos os valores de consumo restantes em intervalos próximos entre 1.618,42 kWh e 1.272,39 kWh. E finalmente temos um valor medio de consumo de 1.445,39 kWh com um desvio padrão de 95,68 kWh.

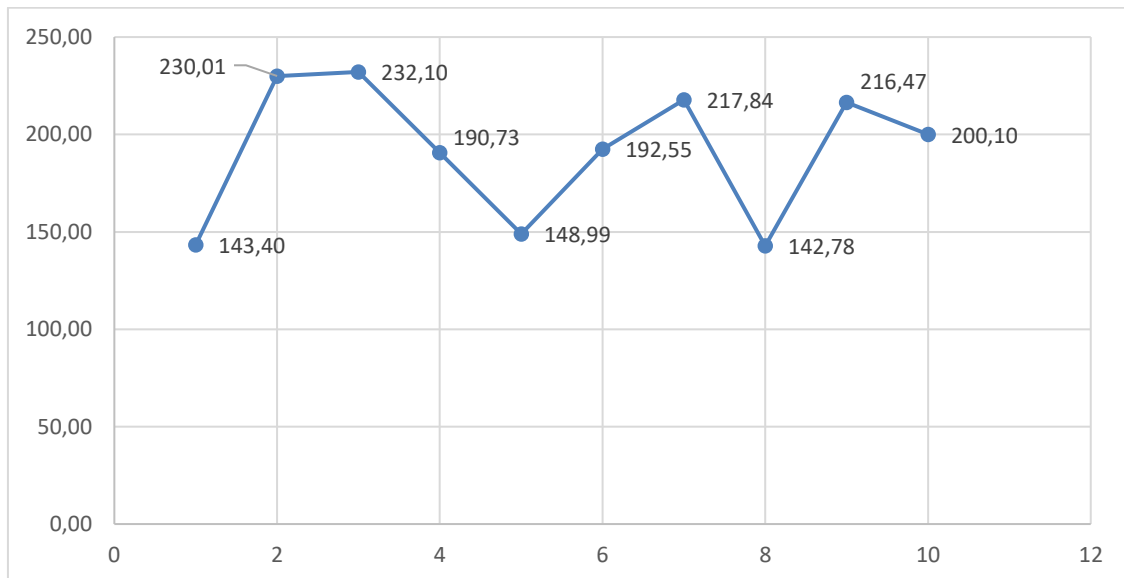


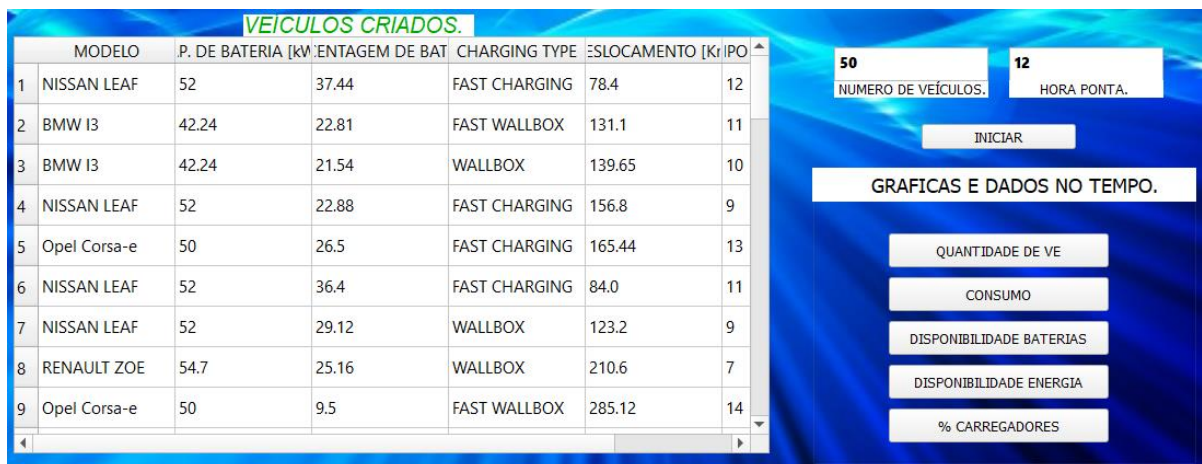
Figura 4.15 – Consumos máximos nas 10 simulações.

Então, como mostra a **Figura 4.15**, os valores máximos em cada simulação foram apresentados entre valores de 232,10 kWh/h e 142,78 kWh/h. Ficando com os níveis de incerteza amostrados em base nas medidas de o seu desvio padrão entre as simulações de consumos.

### 4.3. Disponibilidade de energia para entrega à rede.

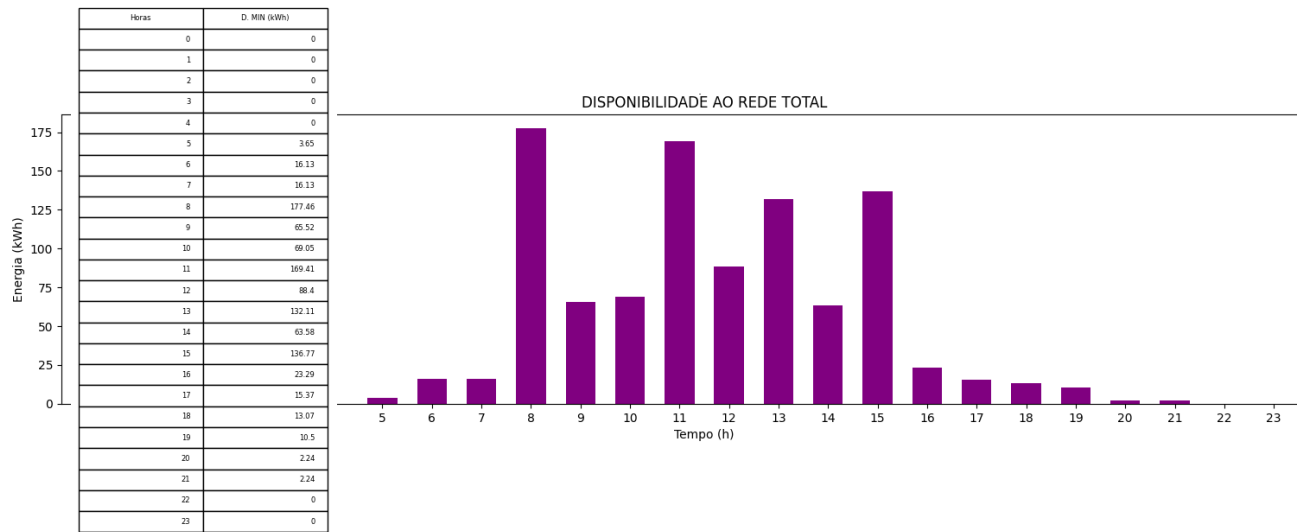
A disponibilidade energética dos VE é determinada com base no tempo que os VE permanecem conectados à estação de carregamento para além do instante em que atingem o estado de carga desejado. Toda a energia que pudesse ser armazenada durante esse tempo respeitando os limites de carga e descarga corresponde, portanto, a energia que poderia ser entregue à rede sem afetar a carga que o utilizador encontraria ao desconectar o seu veículo.

Uma simulação de verificação de dados é estabelecida para verificar a energia que pode ser fornecida para à rede, sem afetar as cargas das baterias quando os utilizadores chegam para desligar os seus VE.



**Figura 4.16 - Simulação para observar a disponibilidade para a rede.**

A aplicação desenvolvida permite verificar a energia que pode ser fornecida para a rede, através do botão “disponibilidade de energia”. Os gráficos seguintes ilustram o resultado para um caso com 50 VE, com estimativa de hora de maior concentração junto do meio-dia.



**Figura 4.17 - Disponibilidade para a rede elétrica.**

Na **Figura 4.17** temos a energia que a rede tem disponível ao longo do dia, esta energia baseia-se na disponibilidade que cada VE tem quando está ligado horas após terminar a sua carga sendo distribuída ao longo da sua permanência na estação de carregamento.

## 5. Conclusões.

O objetivo deste trabalho consistia na determinação de serviços que podem ser prestado à rede elétrica por um sistema gestor de postos de recarga de veículos elétricos, por exemplo, no contexto do estacionamento de uma empresa, ou de um conjunto de postos localizado numa determinada cidade, recorrendo à gestão do processo de carga, quer de modo a oferecer à rede uma carga flexível (modo G2V), quer mesmo podendo recorrer à energia armazenada nas baterias dos VE (modo V2G), partindo do pressuposto que os utilizadores aceitam participar no processo em troca de algum tipo de compensação. Para este efeito, recorreu-se a uma modelação do funcionamento dos carregadores através de simulação por eventos, ou simulação de Monte Carlo.

A modelação de carregadores de VE requer o uso muitas variáveis determinísticas, definindo, por exemplo, a forma de carregamento dos VE, a potência injetada, o nível de bateria, o tempo que o VE permanecerá conectado, etc. De acordo com esses é possível estimar o consumo horário do carregador, assim como a energia armazenada e a disponibilidade de potência para um eventual serviço de apoio à rede. A agregação de um conjunto de carregadores pode assim proporcionar níveis de serviço relevantes que importa determinar. A simulação de Monte Carlo efetuada explorou assim o resultado da atribuição aleatória de valores de acordo com funções de distribuição de probabilidades pré-definidas.

A execução da metodologia proposta no capítulo 3 permitiu fazer simulações da disponibilidade de potência em cada hora do dia, com base num conjunto de informações principais dos VE e da definição aleatória de parâmetros, procurando replicar a realidade.

As maiores quantidades de VE entre as horas de maior concentração e o seu total diário (50 VE) foram estimadas enquanto em cada simulação há entre 14% e 24% do total de VE diário conectado na hora de pico (dependendo da hora conforme a sua incerteza em relação ao horário de pico selecionado manualmente). Na disponibilidade das baterias podemos observar que nas simulações foi apresentada uma média total de 10.955,01 kWh, fazendo com que um nível de incerteza entre este valor entre 92,75% e 105,81% do valor médio, ou seja, temos uma margem de -7,25% e +5,81% das margens de disponibilidade que podem

ocorrer nas baterias nos cenários simulados. Por fim, em relação ao consumo apresentado, uma estimativa semelhante pode ser feita, pois temos uma média total nas 10 simulações de 1.445,39 kWh e comparando esse valor com os valores máximo e mínimo apresentados, temos uma margem de incerteza entre 88,03% e 111,97% aproximadamente, ou seja, uma incerteza de -11,97% e 11,97%. Pode-se observar uma maior separação em relação à média, isso se deve ao fato da potência utilizada nos carregadores apresentar valores de 50 kW, 11 kW e 8 kW, onde em cada simulação os VE terão uma distribuição uniforme nos carregadores que serão usados.

A concentração de mais VE (fixada às 12:00 hrs) com as suas respectivas incertezas obtidas em todas as simulações ficaram entre 7 VE às 14:00 hrs e 12 VE às 09:00 hrs a partir delas o valor de disponibilidade das baterias apresentadas em cada simulação foi de 1004,23 kW às 13h00 e 1309,00 kW às 15h00 e somando à disponibilidade energética de cada simulação, foram observados valores mínimos e máximos de todas as simulações entre 10.161,4 kWh e 11.592,1 kWh e com uma disponibilidade que pode ser proporcionada sem alterar a satisfação do utilizador de cerca de 178,0 kWh.

Uma vez realizadas as diferentes simulações e determinado o seu nível de incerteza, é possível para um trabalho no futuro, estabelecer mais respostas com base nos resultados obtidos, como estabelecer os valores de energia que podem ser administrados aos barramentos e a carga disponíveis com base numa análise de previsão porque os resultados atuais estão basicamente disponíveis em estimativas em função da incerteza dos resultados, Além disso, o nível de incerteza pode ser reduzido aplicando um método de probabilidade no tipo de carregadores porque a potência de carregamento pode ser regularizada e assim definir uma menor dispersão nos resultados de consumo. Além disso, métodos de previsão de dados podem ser aplicados para interpretar os resultados que podem ocorrer no futuro e assim tomar as medidas corretivas necessárias que devem ser aplicadas para reduzir os picos ocorridos tanto no consumo quanto na disponibilidade, tornando a curva mais suave. Resultantes dos seus níveis de energia. Isso pode ser feito selecionando os VE que tenham um nível de carga mais alto e terem um nível de bateria alto no momento da chegada à

estação de carregamento, então o utilizador pode ser incentivado a conectar o seu VE em horas próximas ao pretendido, modificando o padrão de consumo.

## Referências Bibliográficas

Ala, G., Di Filippo, G., Viola, F., Giglia, Imburgia, A., Romano, P., Castiglia, V., Pellitteri, F., Schettino, G., & Miceli, R. (2020). Different Scenarios of Electric Mobility: Current Situation and Possible Future Developments of Fuel Cell Vehicles in Italy. *Sustainability*, 12, 564. <https://doi.org/10.3390/su12020564>

BMW, (2018) "The new BMW i3", BMW AG, Munich, [https://bluesky-cogcms.cdn.imgeng.in/media/14568/bmw\\_i3\\_i3s.pdf](https://bluesky-cogcms.cdn.imgeng.in/media/14568/bmw_i3_i3s.pdf)

Briones, A., Francfort, J., Heitmann, P., Schey, M., Schey, S., & Smart, J. (2012). Vehicle-to-Grid (V2G) Power Flow Regulations and Building Codes Review by the AVTA. 98. [https://www.researchgate.net/publication/335731122\\_Electric\\_Vehicle\\_Implementation\\_Guidelines](https://www.researchgate.net/publication/335731122_Electric_Vehicle_Implementation_Guidelines)

Cerero & Camacho. (2015). Simulador de vehículos eléctricos. Obtido 26 de outubro de 2020, de <https://www.ehu.es/documents/3444171/4484748/36.pdf>

Clement, K., Haesen, E., & Driesen, J. (2009). Coordinated charging of multiple plug-in hybrid electric vehicles in residential distribution grids. 2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. <https://doi.org/10.1109/PSCE.2009.4839973>

Earl, J., & Fell, M. J. (2019). Electric vehicle manufacturers' perceptions of the market potential for demand-side flexibility using electric vehicles in the United Kingdom. *Energy Policy*, 129, 646–652. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.040>

E. Akhavan-Rezai ; MF Shaaban ; EF El-Saadany ; A. Zidan. (2012). Uncoordinated charging impacts of electric vehicles on electric distribution grids: Normal and fast charging comparison. Obtido 26 de outubro de 2020, de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6345583>

ENEL X. (2020). "Los beneficios de los sistemas de almacenamiento de energía". Obtido 14 de abril de 2022, de <https://corporate.enelx.com/es/stories/2019/11/battery-energy-storage-system-benefits>

FACTOR ENERGIA. (2017). "El mercado diario de la electricidad, y el intradiario". Factor Energía. Obtido 29 de junho de 2022, de <https://www.factorenergia.com/es/blog/factura-luz/mercado-diario-electricidad/>

Foley, A. M., Winning, I. J., & Ó Gallachóir, B. P. Ó. (2010). State-of-the-art in electric vehicle charging infrastructure. 2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, 1–6. <https://doi.org/10.1109/VPPC.2010.5729014>

IEA (2020), Global EV Outlook 2020, IEA, Paris. Obtido 26 de novembro de 2020, de <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>

INOVGRID. (2013). "Gamification - Stakeholder Engagement - Meter Installation - Home Energy Management". Obtido 13 de março de 2021, de <http://www.s3c-project.eu/News/96/InovGrid.html>

Kong, Bayram & Devetsikiotis. (2015). Revenue Optimization Frameworks for Multi-Class PEV Charging Stations. Obtido 27 de janeiro de 2022, de <https://ieeexplore.ieee.org/document/7320965>

Linares. (2020). Organização do Setor Elétrico em Portugal, MIBEL e Construção dos Preços da Energia Elétrica no Mercado Primário. Obtido 27 janeiro de 2022, de <https://comum.rcaap.pt/handle/10400.26/32901>

Menčík, J. (2016). Monte Carlo Simulation Method. <https://doi.org/10.5772/62369>

Mills, G., & MacGill, I. (2018). Assessing Electric Vehicle storage, flexibility, and Distributed Energy Resource potential. *Journal of Energy Storage*, 17, 357–366. <https://doi.org/10.1016/j.est.2018.01.016>

Ni, X., & Lo, K. L. (2020). A Methodology to Model Daily Charging Load in the EV Charging Stations Based on Monte Carlo Simulation. 2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE), 125–130. <https://doi.org/10.1109/ICSGCE49177.2020.9275644>

NISSAN LEAF. (2021). "Prices, Reviews, and Pictures", Nissan leaf, Nissan leaf range, Nissan leaf plus. Obtido 28 de janeiro de 2022, de <https://www.edmunds.com/nissan/leaf/>

OMIE. (2022). Mínimo, médio e máximo preço da cassação do mercado diário. Obtido 29 de junho de 2022, de <https://www.omie.es/pt/market-results/annual/daily-market/daily-prices?scope=annual&year=2022>

OPEL. (2021). "Corsa-e", Electric Vehicle Database. Obtido 28 de janeiro de 2022, de <https://ev-database.org/car/1192/Opel-Corsa-e>

Pashajavid, E., & Golkar, M. A. (2013). Optimal placement and sizing of plug in electric vehicles charging stations within distribution networks with high penetration of photovoltaic panels. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*. <https://doi.org/10.1063/1.4822257>

Paulraj, P. (2019). SMART CHARGING: What are V1G, V2G and V2H / V2B / V2X smart charging? | Integrating electric vehicles into power grid. E-Mobility Simplified | Basics of Electric Vehicles and Charging. Obtido 13 de novembro de 2020, de

<https://www.emobilitysimplified.com/2019/12/what-is-vehicle-to-grid-v1g-v2g-v2x-v2h.html>

PEUGEOT. (2021). "e-208". Electric Vehicle Database. Obtido 28 de janeiro de 2022, de <https://ev-database.org/car/1168/Peugeot-e-208>

RENAULT. (2021). "Zoe ZE50 R110". Electric Vehicle Database. Obtido 28 de janeiro de 2022, de <https://ev-database.org/car/1164/Renault-Zoe-ZE50-R110>

R. Godina, E.M.G. Rodrigues, N.G. Paterakis, O. Erdinc & J.P.S. Catalão. (2016). Innovative impact assessment of electric vehicles charging loads on distribution transformers using real data. Obtido 23 de outubro de 2020, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S019689041630334X?via%3Dihub>

Sami, I., Ullah, Z., Salman, K., Hussain, I., Ali, S., Mehmood, C., & Farid, U. (2019). A Bidirectional Interactive Electric Vehicles Operation Modes: Vehicle-to-Grid (V2G) and Grid-to-Vehicle (G2V) Variations Within Smart Grid. 1–6. <https://doi.org/10.1109/CEET1.2019.8711822>

Shen, C., Shan, P., & Gao, T. (2011). A Comprehensive Overview of Hybrid Electric Vehicles. *International Journal of Vehicular Technology*, 2011. <https://doi.org/10.1155/2011/571683>

Sherif F. Abdelsamad; Walid G. Morsi; Tarlochan S. Sidhu. (2014). Impact of Wind-Based Distributed Generation on Electric Energy in Distribution Systems Embedded With Electric Vehicles Obtido 26 de outubro de 2020, de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6922582>

Shetty, S. (2016). Impact of PEV Charging Loads on Distribution System Operations and Optimal Siting and Sizing of PEV Charging Stations. <https://uwspace.uwaterloo.ca/handle/10012/10113>

Sortomme, E., & El-Sharkawi, M. (2011). Optimal Charging Strategies for Unidirectional Vehicle-to-Grid. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 2, 131–138. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2090910>

Tian, Z., Hou, W., Gu, X., Gu, F., & Yao, B. (2018). La optimización de la ubicación de las estaciones de carga de vehículos eléctricos considerando el comportamiento de carga. *SIMULATION*. <https://doi.org/10.1177/0037549717743807>

Knezovic, Katarina; Martinenas, Sergejus; Andersen, Peter Bach; Zecchino, Antonio; Marinelli, Mattia. (2016). Enhancing the Role of Electric Vehicles in the Power Grid: Field Validation of Multiple Ancillary Services. Obtido 26 de outubro de 2020, de

[https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/126342906/MANUSCRIPT\\_TTE\\_Reg\\_2016\\_05\\_0112.pdf](https://backend.orbit.dtu.dk/ws/files/126342906/MANUSCRIPT_TTE_Reg_2016_05_0112.pdf)

Wang, Kris (2020), Electric Vehicle Charging Levels, Modes and Types Explained | North America Vs. Europe Charging cables and plug types,

<https://www.linkedin.com/pulse/electric-vehicle-charging-levels-modes-types-explained-kris-wang/>

Wang, Y., & Infield, D. (2018). Markov Chain Monte Carlo simulation of electric vehicle use for network integration studies. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 99, 85–94. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.01.008>

What You Need to Know About Batteries for Electric Vehicles. (2019). Obtido 12 de novembro de 2020, de <https://new.engineering.com/project/what-you-need-to-know-about-batteries-for-electric-vehicles>

Wu, D., Radhakrishnan, N., Ke, X., Huang, S., Reiman, A. P., & Kalsi, K. (2019). Coordinated PEV Charging for Distribution System Management (PNNL-27710). Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States).

<https://doi.org/10.2172/1562254>

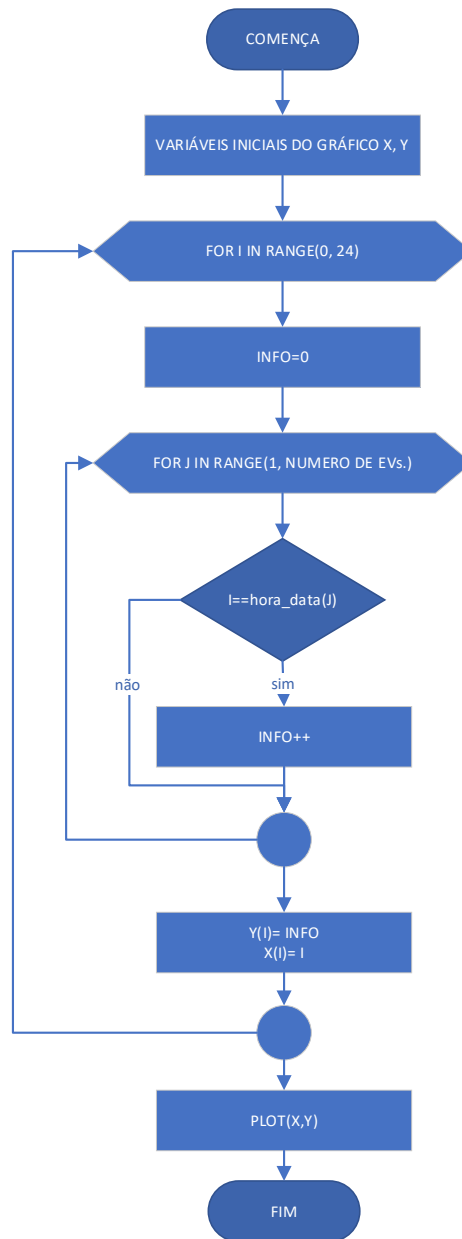
Zeng, B., Dong, H., Sioshansi, R., Xu, F., & Zeng, M. (2020). Bilevel Robust Optimization of Electric Vehicle Charging Stations with Distributed Energy Resources. *IEEE Transactions on Industry Applications*. <https://doi.org/10.1109/TIA.2020.2984741>

Zeming Jiang; Hao Tian; Mohammed J. Beshir; Ruslan Sibagatullin; Ali Mazloomzadeh. (2016). Statistical analysis of Electric Vehicles charging, station usage and impact on the grid. Obtido 23 de outubro de 2020, de <https://ieeexplore.ieee.org/document/7781228>

## Anexos.

### Anexo A: Fluxogramas do programa final.

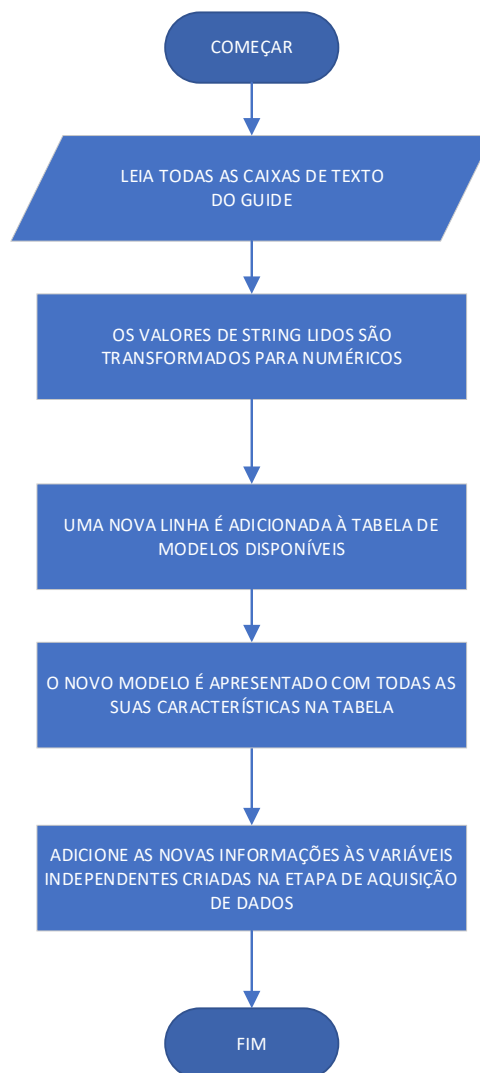
- **Número dos VE ligados.**



**Fluxograma dos VE ligados à rede.**

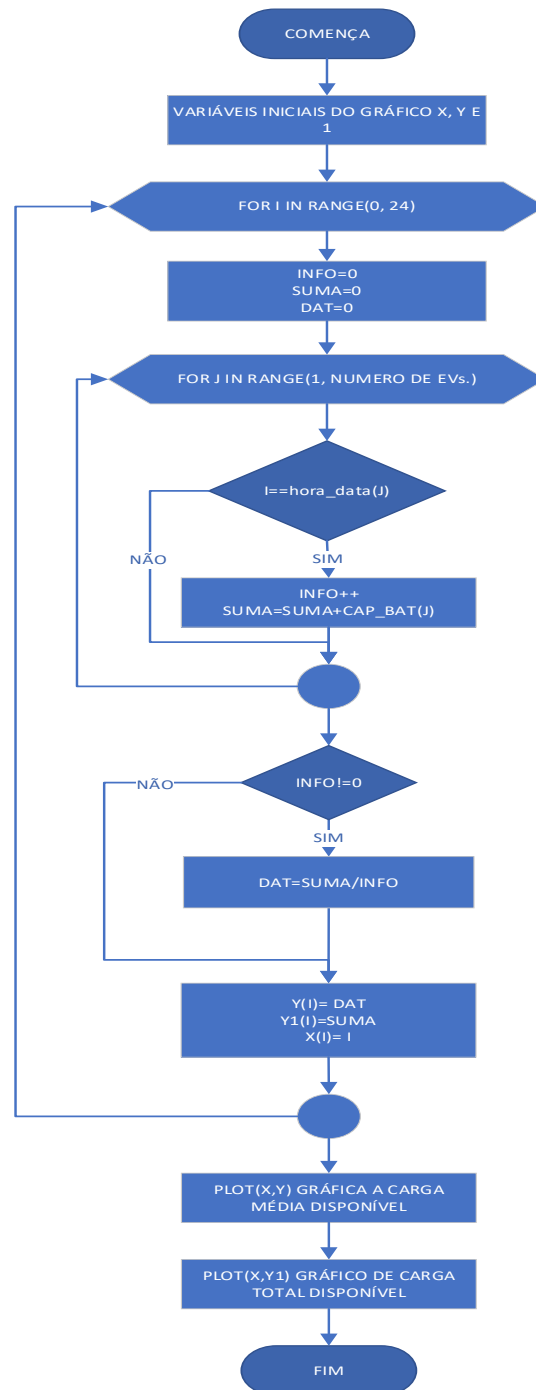
- **Fluxograma para inserir outro VE na simulação.**

Para a entrada de novos modelos é lido o textBox de todos os atributos do carro novo, uma vez feita a leitura, os valores das “strings” são alterados para valores numéricos para uso posterior. Os novos dados são exibidos tanto na tabela de modelos disponíveis quanto armazenados internamente nas variáveis independentes de cada atributo.



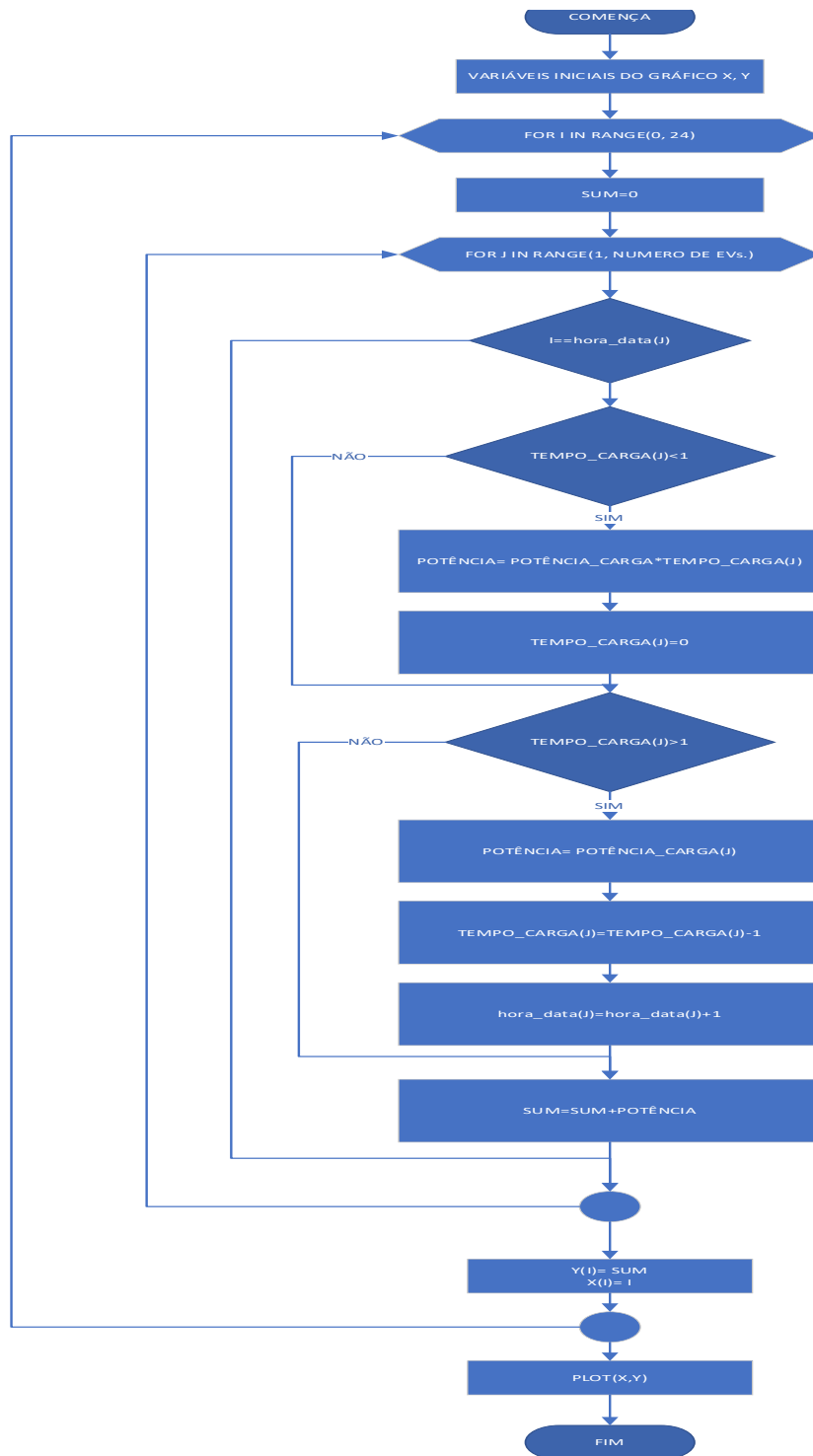
**Fluxograma para inserir outro VE:**

- Fluxograma da Carga média e total ligada na simulação.



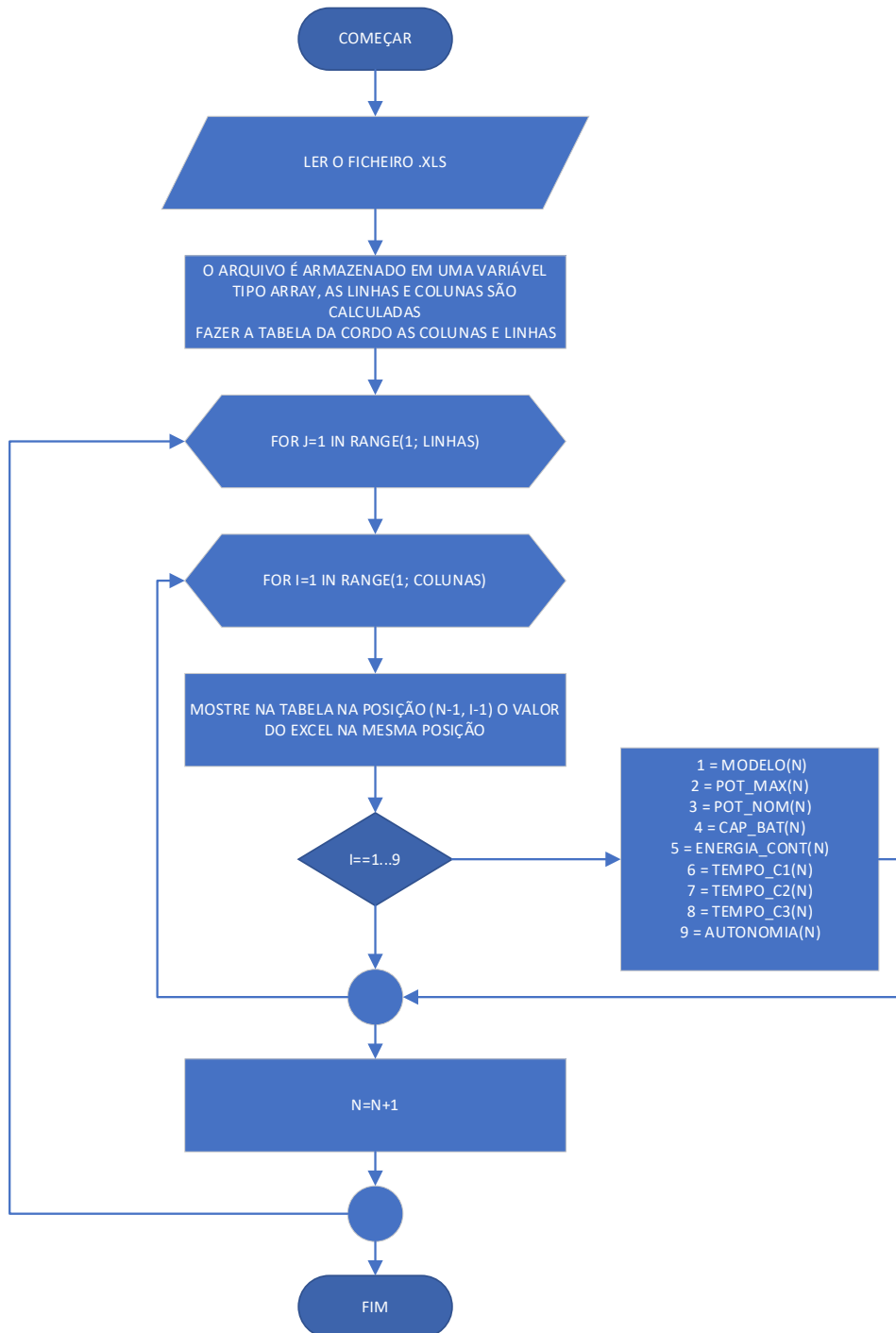
Fluxograma da Carga média e total ligada.

- Fluxograma de o consumo por hora de os VE.



Consumo por hora doS VE.

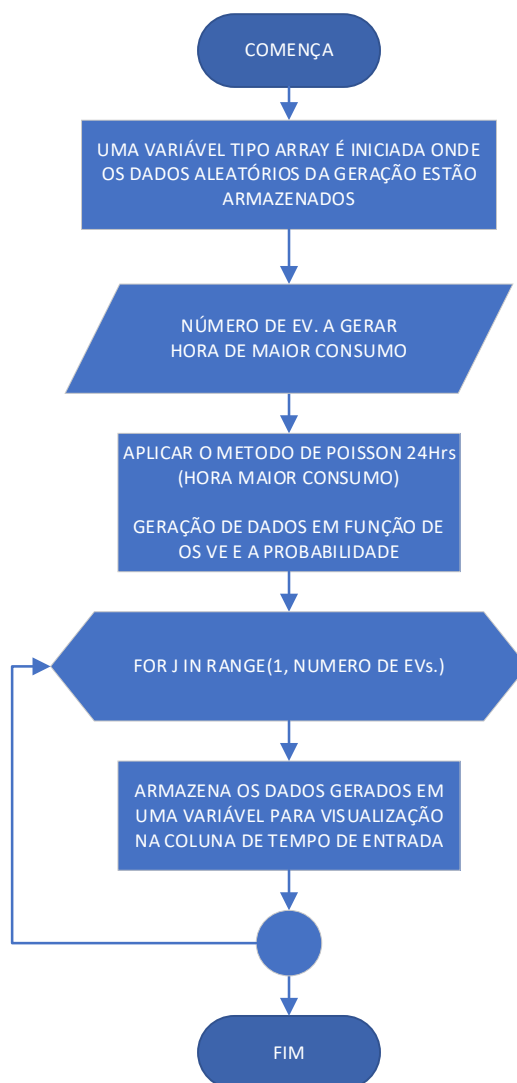
• Fluxograma de coleção de dados de os VE.



Fluxograma da Coleção de dados.

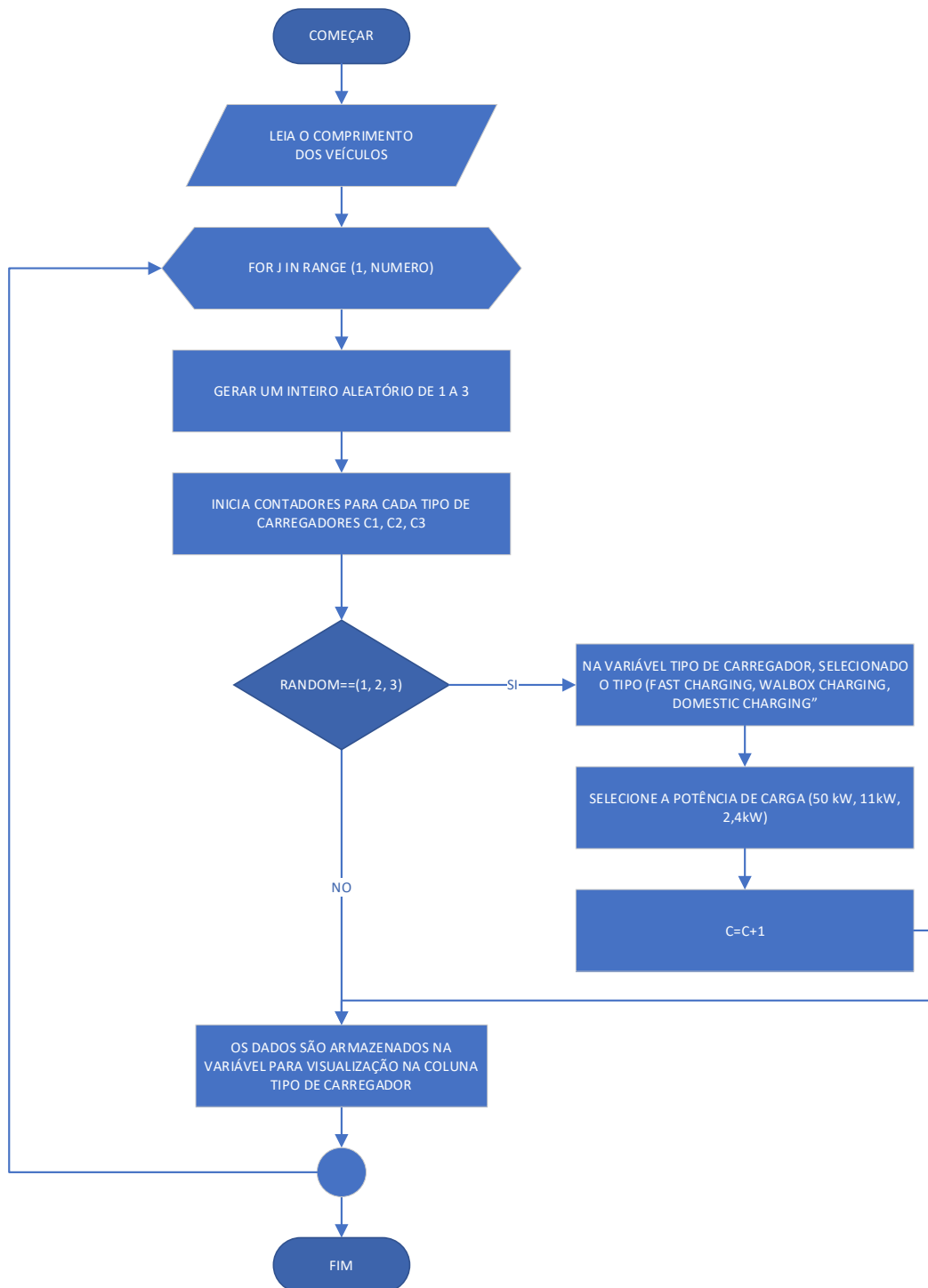
Para a normalização dos dados, são calculadas as dimensões do variável tipo célula, em suma, o número de colunas e linhas que ela possui, utilizando um ciclo de repetição tanto para linhas quanto para colunas, as informações são separadas por comparação sucessiva da posição de cada coluna, armazenando assim o seu valor em variáveis independentes, ao final aumenta uma variável do tipo contador para o aumento dos dados na próxima iteração.

- **Fluxograma de os tempos de ligação de os VE.**



**Tempo de entrada em cada VE.**

- **Fluxograma de atribuição de carregadores.**



**Atribuição de um carregador a cada veículo.**

## **Anexo B:** Listagem de os VE usados na simulação.

- **BMW I3.**

Tecnologia BMW eDrive: motor elétrico síncrono híbrido com eletrônica de potência integrada, unidade de carregamento e função de gerador para recuperação de energia

**Características do BMW i3.**

Saída máxima.	125 (170) kW (hp).
Saída nominal.	75 (102) / 4800 kW (hp) / rpm.
Capacidade de carga.	42,24 kWh.
Conteúdo energético.	42.2/37.9 kWh.
Bateria de tecnologia.	Lithium-ion.
Tempos de carregamento (desde 0% — 80% carregamento).	~ 45 min, para estações “Fast-charging”, (50kW, DC).
	~ 3.10 hrs, para estações “Wallbox”, (11kW/16A/380V).
	~ 15hrs, para “Domestic socket”, (2,4kW/10A/240V).

FONTE - (BMW\_i3\_i3s, 2018).

- **NISSAN LEAF.**

Dependendo dos hábitos de condução do condutor, o Nissan LEAF tem uma autonomia de até 280 km.

**Características do Nissan LEAF.**

Saída máxima.	110 (147) kW (hp).
Saída nominal.	3283 rpm.
Conteúdo energético.	40 kW.

Fornecimento de serviços de sistema a partir de uma frota de veículos elétricos.

Bateria de tecnología.	Lithium-ion.
Tempos de carregamento (desde 0% — 80% carregamento).	~ 48 min, para estações “Fast-charging”, (50kW, DC).
	~ 8 hrs, para estações “Wallbox”, (220V).
	~ 24 hrs, para “Domestic socket”, (230V).

FONTE: (2022 NISSAN LEAF, 2022).

- **RENAULT ZOE.**

Os limites são feitos para serem ultrapassados. A ZOE alarga assim a sua autonomia para cerca de 390 km.

**Características do Renault ZOE.**

Saída máxima.	100 (134) kW (hp).
Saída nominal.	80 (107) kW (hp).
Capacidade de carga.	54,7 kWh.
Conteúdo energético.	40kW.
Bateria de tecnología.	Lithium-ion.
Tempos de carregamento (desde 0% — 80% carregamento).	~ 56 min, para estações “Fast-charging”, (50, 175, 350 kW CCS, 41kW).
	~ 3 hrs, para estações “Wallbox”, (11kW/16A/380V).
	~ 26 hrs, para “Domestic socket”, (230V).

FONTE: (RENAULT ZOE ZE50 R110, 2022).

- **Opel Corsa-e.**

O Opel Corsa-e oferece uma autonomia impressionante de até 352 km.

**Características do Opel Corsa-e.**

Saída máxima.	100 (134) kW (hp).
Saída nominal.	80 (107) kW (hp).
Capacidade de carga.	50 kWh.
Conteúdo energético.	45 kW.
Bateria de tecnologia.	Lithium-ion.
Tempos de carregamento (desde 0% — 80% carregamento).	~ 37 min, para estações “Fast-charging”, (50, 175, 350 kW CCS, 56kW).
	~ 7 hrs, para estações “Wallbox”, (11kW/16A/380V).
	~ 23 hrs, para “Domestic socket”, (230V).

FONTE - (OPEL CORSA-E, 2021).

- **Peugeot e-208**

A condução do Peugeot e-208 oferece uma grande autonomia de até 340 km.

**Características do Peugeot e-208.**

Saída máxima.	100 (134) kW (hp).
Saída nominal.	80 (107) kW (hp).
Capacidade de carga.	50 kWh.
Conteúdo energético.	45 kW.
Bateria de tecnologia.	Lithium-ion.
Tempos de carregamento (desde 0% — 80% carregamento).	~ 35 min, para estações “Fast-charging”, (50, 175, 350 kW CCS, 55kW).
	~ 7 hrs, para estações “Wallbox”, (11kW/16A/380V).
	~ 22 hrs, para “Domestic socket”, (230V).

FONTE - (PEUGEOT E-208, 2021)