



Algoritmo de Heurística para o Carregamento de Veículos Elétricos em Ambiente Residencial

ARICLINE GEOVANI CARDOSO JONY

julho de 2025

POLITÉCNICO DO PORTO
INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

Algoritmo de Heurística para o Carregamento de Veículos Elétricos em Ambiente Residencial

Aricline Jony

Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Área de Especialização em Automação e Sistemas

ISEP INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA DO PORTO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto

Julho, 2025

Esta dissertação satisfaz, parcialmente, os requisitos que constam da Ficha de Unidade Curricular de Tese/Dissertação, do 2º ano, do Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores, Área de Especialização em Automação e Sistemas.

Candidato: Aricline Jony, N.º 1171641, 1171641@isep.ipp.pt

Orientação Científica: Ramiro Barbosa, rsb@isep.ipp.pt

Empresa: INESC TEC Porto, Lda.

Orientador: Justino Rodrigues, Justino.m.rodrigues@inesctec.pt

ISEP INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA DO PORTO

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELETROTÉCNICA
Instituto Superior de Engenharia do Porto
Rua Dr. António Bernardino de Almeida, 431, 4200-072 Porto

Julho, 2025

“Se queres ir rápido, vai sozinho. Se queres ir longe, vai acompanhado.”

Agradecimentos

Gostaria de expressar a minha sincera gratidão a todas as pessoas que, de forma direta ou indireta, contribuíram para a realização desta dissertação.

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por me ter concedido saúde, força e sabedoria ao longo deste percurso académico, permitindo-me chegar até aqui com perseverança e fé.

À minha família/amigos, expresso o meu profundo reconhecimento pelo suporte contínuo e pela presença essencial em todas as etapas deste processo.

Ao meu tutor no INESC TEC, Eng. Justino Rodrigues, deixo um agradecimento especial pela orientação técnica, pela disponibilidade e pelas valiosas contribuições que muito enriqueceram este trabalho.

Ao meu professor tutor no ISEP, Prof. Ramiro Barbosa, agradeço pelo acompanhamento dedicado, pelas sugestões construtivas e pelo apoio prestado ao longo do desenvolvimento da dissertação.

A todos, o meu sincero obrigado.

Resumo

Nesta dissertação é proposto e validado um algoritmo heurístico para o carregamento de veículos elétricos (VE) em ambiente residencial, integrando produção fotovoltaica (PV) e sistema de armazenamento (ESS). A motivação surge da necessidade de explorar metodologias de maximização do autoconsumo de energia solar para o carregamento de VE, onde se procura minimizar a dependência da rede pública, e em simultâneo, assegurar o cumprimento dos requisitos de autonomia definidos pelos utilizadores. O algoritmo de controlo foi desenvolvido e validado experimentalmente no laboratório x-Energy do INESC TEC. O algoritmo de controlo, implementado em Python sobre uma Raspberry Pi, recolhe ciclicamente medições de potência do PV, estado de carga do ESS e parâmetros do VE (SOC inicial e hora prevista de saída), definidos via *dashboard* em Node-RED. Com base na energia necessária e na janela temporal disponível, o algoritmo aplica uma hierarquia de decisão que prioriza o uso de energia solar, seguindo-se a utilização do ESS quando necessário e, em último recurso, recorrer à rede pública. As ordens de potência são transmitidas ao carregador de VE através de uma API. A monitorização em tempo real é assegurada por *dashboards* desenvolvidos em Node-RED. A solução foi avaliada em múltiplos cenários de operação, desde carregamento convencional até condições de baixa produção no sistema de PV.

Palavras-Chave: Veículos Elétricos, Autoconsumo PV, Algoritmo heurístico, Armazenamento de energia, Raspberry Pi, Node-RED.

Abstract

In this dissertation, a heuristic algorithm for charging electric vehicles (EVs) in a residential environment is proposed and validated, integrating photovoltaic (PV) production and storage system (ESS). The motivation arises from the need to explore methodologies for maximizing solar energy self-consumption for EV charging, seeking to minimize dependence on the public grid, and at the same time, ensure compliance with the autonomy requirements defined by the users. The control algorithm was developed and experimentally validated at the x-Energy laboratory of INESC TEC. The control algorithm, implemented in Python on a Raspberry Pi, cyclically collects measurements of PV power, ESS state of charge and EV parameters (initial SOC and estimated departure time), defined as dashboard in Node-RED. Based on the required energy and the available time window, the algorithm applies a decision hierarchy that prioritizes the use of solar energy, followed by the use of the ESS when necessary and, as a last resort, resorting to the public grid. Power orders are transmitted to the EV charger via an API. Real-time monitoring is ensured by dashboards developed in Node-RED. The solution has been evaluated in multiple operating scenarios, from conventional charging to low-output conditions in the PV system.

Keywords: Electric Vehicles, PV Self-Consumption, Heuristic Algorithm, Energy Storage, Raspberry Pi, Node-RED.

Índice

Lista de Figuras	vii
Lista de Tabelas	ix
Listagens	xi
Lista de Acrónimos	xiii
1 Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 INESC TEC	3
1.3 Definição do Problema	3
1.3.1 Objetivos	4
1.3.2 Resultados esperados	4
1.4 Plano de Trabalho	5
1.5 Organização da Dissertação	6
2 Estado da Arte	9
2.1 Tecnologias	9
2.1.1 Painel Fotovoltaico	9
2.1.2 Sistema de Armazenamento de Energia (ESS)	12
2.1.3 Mobilidade Elétrica	15
2.1.4 Protocolos de Comunicação	17
Modbus	17
IEC 61851/ISO 15118	18
IEEE 2030.5	19
2.2 Integração de Sistemas Fotovoltaico para Carregamento de VE	20
2.3 Soluções Comerciais de Carregamento Doméstico de Veículos Eléctricos com Excedentes Solares	25
Genion One	25
Wallbox-Eco-Smart	26
AC SMART	27
Elli Charger	28
PairTree	28

3	Metodologia	31
3.1	Abordagem Metodológica	31
3.2	Fontes de Dados	32
3.2.1	Potência e Energia	32
3.2.2	Parâmetros do VE	32
3.3	Ferramentas e Tecnologias	33
3.4	Arquitetura Modular	34
3.5	Desenvolvimento do Algoritmo de Controle	35
4	Implementação	39
4.1	Arquitetura de Implementação	39
4.1.1	Sistemas Fotovoltaicos (PV)	40
4.1.2	Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (ESS)	42
4.1.3	Carregador de Veículos Elétricos	44
4.1.4	SDG <i>Gateway</i>	45
4.2	Implementação do Algoritmo	47
4.3	Monitorização em Tempo Real via Node-RED	48
5	Teste e Resultados	51
5.1	Configuração dos Cenários de Teste	51
5.1.1	Cenário 1 – Carregamento Convencional (Referência)	52
5.1.2	Cenário 2 – Carregamento Utilizando Heurística	53
5.1.3	Cenário 3 – Carregamento em Dia de Baixa Produção Solar	55
5.1.4	Cenário 4 – Carregamento Noturno e Apoio Diurno do ESS	56
5.2	Métricas de Avaliação	58
5.2.1	Resultados das Métricas de Avaliação dos Cenários	58
6	Conclusão	61
	Referências	63
	Anexo A Código	69
A.1	Código NODE-RED	69
A.1.1	NODE-RED Fluxo	74
A.2	Código de Leitura de Dados e Geração de Gráficos	74
	Anexo B Circuito do SDG	77

Lista de Figuras

1.1	Digrama de Gantt.	5
2.1	Análise e divulgação estratégica de PV [6].	11
2.2	Estimativa para geração de energia renovável até 2030 [8].	12
2.3	Tipos de VE ([20]).	16
2.4	Venda de veículos elétricos [22].	17
2.5	Arquitetura de funcionamento IEEE 2030.5 [33].	20
2.6	Evolução dos pontos de carregamento públicos e privados para veículos ligeiros por tipo e potência [21].	22
2.7	Genion One MC [44].	26
2.8	Wallbox/Mywallbox [46].	26
2.9	AC SMARTcharge da Weidmüller [47].	27
2.10	Elli Charging 2 [48].	28
2.11	Sistema de carregamento PairTree [49].	29
3.1	Arquitetura do sistema.	35
3.2	Fluxograma do funcionamento do algoritmo.	36
4.1	Arquitetura utilizada para implementação.	40
4.2	Painéis fotovoltaicos.	41
4.3	Inversores fotovoltaicos SMA sunny Boy, modelos SB3000HF-30 e SB1700.	42
4.4	Sistema de armazenamento de energia elétrica X-Energy Lab.	43
4.5	Carregador elétrico INESC TEC.	45
4.6	<i>Hardware</i> do <i>gateway</i>	47
4.7	Ambiente de controlo NODE-RED (Parte 1).	50
4.8	Ambiente de Controlo NODE-RED (Parte 2).	50
5.1	Cenário 1 – Carregamento convencional (Referência).	53
5.2	Cenário 2 – Carregamento utilizando heurística.	54
5.3	Cenário 3 – Carregamento em dia de baixa produção solar.	56
5.4	Cenário 4 – Carregamento noturno e apoio diurno do ESS.	57
5.5	Resumo de desempenho por cenário.	59
A.1	Fluxo Node-Red.	74

B.1	Circuito módulo RS485/CAN.	77
B.2	Circuito do módulo SIM7600E-H-4G-HAT.	78

Lista de Tabelas

2.1	Comparação entre tecnologias de baterias (Parte 1) [13].	14
2.2	Comparação entre tecnologias de baterias (Parte 2) [13].	14
2.3	Comparação das soluções comerciais (Parte 1) – Modos, Excedentes e Comunicação	29
2.4	Comparação das soluções comerciais (Parte 2) – Comunicação, Monitorização e Funcionalidades	30
4.1	Características técnicas dos módulos fotovoltaicos	41
4.2	Características técnicas dos inversores SMA Sunny Boy	42
4.3	Principais características técnicas do sistema de armazenamento de energia (Victron MultiPlus-II + WECO 4KLT)	44
4.4	Características técnicas dos carregadores AC utilizados no x-Energy Lab	45
5.1	Parâmetros considerados nos diferentes cenários	52
5.2	Resumo das métricas de avaliação nos cenários 1 a 4	59

Listagens

A.1 Fluxo Node-RED	69
A.2 Código de leitura de dados e geração de gráficos.	74

Lista de Acrónimos

AC	Corrente Alternada
BEV	Veículos totalmente elétricos a bateria
DC	Corrente Contínua
DER	Recursos Energéticos Distribuídos
ESS	<i>Energy Storage System</i>
FCEV	Veículos elétricos a célula de combustível
FF	Fator de Preenchimento
HEV	Híbridos não- <i>plugin</i>
HTTP	<i>Hypertext Transfer Protocol</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
Isc	Corrente de Curto-Circuito
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MR	Micro-rede
PHEV	Víbridos <i>plug-in</i>
PLC	<i>Power Line Communication</i>
PV	Painel Fotovoltaico
RTU	<i>Remote Terminal Unit</i>
SGE	Sistema de Gestão de Energia
SoC	Estado de Carga
TLS	<i>Transport Layer Security</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VE	Veículo Elétrico

Voc	Tensão de Circuito Aberto
XML	<i>Extensible Markup Language</i>

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é apresentado o enquadramento geral do trabalho, começando por uma contextualização da transição energética e da crescente eletrificação do setor dos transportes, com especial destaque para a integração de sistemas fotovoltaicos e Veículo Elétrico (VE) em ambiente residencial. De seguida, é feita a definição do problema evidenciado as limitações das abordagens convencionais de carregamento de VE e a necessidade de uma gestão inteligente dos recursos energéticos disponíveis. São também definidos os principais objetivos do trabalho, os resultados esperados e o impacto pretendido ao nível do autoconsumo, da eficiência energética e da redução da dependência da rede elétrica. Por fim, descreve-se o plano de trabalho adotado ao longo do projeto e a organização do mesmo, proporcionando uma visão clara da estrutura e das etapas de desenvolvimento seguidas.

1.1 Contextualização

A transição energética global tem vindo a assumir um papel cada vez mais central, impulsionada por preocupações ambientais, económicas e sociais. O setor da energia encontra-se atualmente em processo de transformação estrutural, marcado pela eletrificação dos consumos, pela descentralização da produção e pelo crescente envolvimento dos consumidores enquanto participantes ativos na gestão da energia.

Um dos setores com maior impacto neste processo é o dos transportes, responsável por cerca de um quarto das emissões globais de gases com efeito de estufa. A eletrificação do transporte rodoviário tem sido, por isso, fortemente promovida

por políticas públicas em diversos países. A União Europeia, através do pacote legislativo *Fit for 55* [1], estabeleceu metas para a redução das emissões de CO₂ no setor dos transportes, incluindo a proibição da venda de novos veículos com motores de combustão interna a partir de 2035. Esta transição é essencial para atingir os objetivos climáticos, mas levanta desafios significativos, nomeadamente ao nível da infraestrutura elétrica, da gestão da procura e da origem da eletricidade utilizada no carregamento dos veículos.

Paralelamente, a energia solar fotovoltaica tem-se destacado como uma das tecnologias renováveis mais promissoras, graças à sua modularidade, acessibilidade e significativa redução de custos ao longo da última década mais de 80% de decréscimo, segundo a *International Energy Agency* (IEA) [2]. Esta evolução tem impulsionado a adoção de sistemas fotovoltaicos no setor residencial, permitindo que os consumidores se tornem também produtores de energia. No entanto, a natureza intermitente da produção solar condicionada por fatores como a variabilidade meteorológica e o ciclo diurno impõe novas exigências em termos de controlo e gestão energética nas habitações.

Neste contexto, as habitações modernas tendem a integrar, de forma crescente, tecnologias como os sistemas de PV, os ESS e os VE. Esta combinação representa uma oportunidade significativa para aumentar o autoconsumo, reduzir a dependência da rede elétrica e contribuir para a neutralidade carbónica. Contudo, a coexistência destes recursos num mesmo sistema exige uma gestão coordenada. Sem um controlo inteligente, a energia solar pode não ser devidamente aproveitada, as baterias podem ser subutilizadas ou carregadas em momentos desfavoráveis, e os veículos elétricos podem ser recarregados de forma ineficiente, provocando impactos indesejados na rede elétrica.

Neste cenário, torna-se essencial o desenvolvimento de mecanismos de controlo avançado que permitam tomar decisões otimizadas com base na disponibilidade de energia renovável, no estado de carga dos equipamentos e nas necessidades dos utilizadores. É precisamente neste enquadramento que se insere a presente dissertação, cujo principal objetivo é o desenvolvimento de um algoritmo de controlo para a gestão energética em sistemas residenciais, com especial enfoque na gestão do carregamento de VE. Este trabalho foi realizado no INESC TEC, no Laboratório de Redes Elétricas Inteligentes e Veículos Elétricos (X-Energy Lab). O X-Energy Lab concentra-se no estudo e desenvolvimento de soluções para redes elétricas sustentáveis, disponibilizando infraestruturas experimentais para simulação de micro-redes e para ensaios de carregamento de VE.

1.2 INESC TEC

O Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência (INESC TEC) é uma instituição privada sem fins lucrativos, localizada no Porto, dedicada à investigação científica e à transferência de tecnologia. O INESC TEC está estruturado em 14 unidades de Investigação e Desenvolvimento, que abrangem domínios diversos como Energias Sustentáveis, Sistemas Inteligentes, Telecomunicações, Eletrónica e Saúde.

O INESC TEC distingue-se pela sua forte ligação ao setor empresarial e pela participação ativa em projetos de investigação e desenvolvimento a nível nacional e europeu. Esta colaboração estreita com a indústria e o meio académico contribui para que os resultados obtidos tenham aplicação prática, promovendo a transferência de conhecimento e a inovação tecnológica em áreas estratégicas como a energia, as redes inteligentes e a mobilidade sustentável.

1.3 Definição do Problema

Apesar do crescente investimento em fontes de energia renovável e na eletrificação do setor dos transportes, a integração eficiente de sistemas de PV, ESS e VE em ambiente residencial continua a representar um desafio considerável. A ausência de um sistema de controlo coordenado e inteligente leva frequentemente a um aproveitamento limitado dos recursos energéticos disponíveis.

Na maioria das habitações, o carregamento dos VE é efetuado de forma imediata, logo após a ligação ao carregador, sem qualquer articulação com a produção solar nem com o estado do sistema de armazenamento. Este tipo de operação, designado por carregamento simples ou *dumb charging*, não considera o perfil de consumo da habitação nem as flutuações do PV, resultando numa maior dependência da rede elétrica.

Além disso, a produção solar é variável e nem sempre coincide com os momentos em que o veículo está conectado à rede elétrica. Os sistemas de armazenamento, embora úteis, requerem uma gestão criteriosa para garantir que a sua energia seja utilizada de forma eficiente, especialmente quando em concorrência com o carregamento do VE.

Torna-se assim importante implementar uma abordagem que permite gerir de forma inteligente a utilização dos recursos energéticos disponíveis, ajustando o carregamento do VE em função da produção fotovoltaica, do estado de carga do sistema de armazenamento e das preferências do utilizador.

A não utilização de previsões de produção fotovoltaica e a inexistência de perfis de utilização do VE detalhadas coloca limitações às melhorias obtidas no carregamento

de VE. Não obstante, continua a ser possível melhorias na gestão do carregamento de VE através da adoção de regras práticas e bem definidas para a tomada de decisões.

Neste trabalho, propõe-se o desenvolvimento de um algoritmo de controlo heurístico que permita otimizar o carregamento de VE em contexto residencial, considerando a integração de produção fotovoltaica e armazenamento de energia local. O algoritmo de controlo desenvolvido é capaz de ajustar dinamicamente a potência de carregamento com base em dados fornecidos pelo utilizador, como o estado de carga inicial do veículo e a hora prevista de saída, priorizando sempre o uso de energia solar, recorrendo ao sistema de armazenamento quando necessário e à rede elétrica apenas como último recurso.

1.3.1 Objetivos

O principal objetivo desta dissertação consiste no desenvolvimento de um algoritmo de controlo inteligente que permita gerir o carregamento de VE em ambiente residencial, promovendo uma gestão eficiente da energia proveniente de sistemas fotovoltaicos e de soluções de armazenamento local.

De forma mais específica, pretende-se:

- Aumentar o autoconsumo da energia gerada localmente pelo sistema fotovoltaico;
- Reduzir a dependência da rede elétrica no processo de carregamento dos VE;
- Assegurar que o carregamento dos VE cumpre os requisitos definidos pelo utilizador, nomeadamente o tempo prevista para a utilização do local de carregamento;
- Potenciar a utilização dos VE como cargas flexíveis, compatíveis com a variabilidade da produção solar;
- Avaliar o desempenho do algoritmo proposto em diferentes condições operacionais, recorrendo a dados reais de produção fotovoltaica.

1.3.2 Resultados esperados

Com o desenvolvimento do algoritmo proposto, espera-se alcançar os seguintes resultados principais:

- **Melhoria da eficiência energética** em sistemas residenciais, através da utilização inteligente da energia produzida localmente pelos painéis fotovoltaicos;
- **Aumento da taxa de autoconsumo**, reduzindo significativamente a dependência da rede elétrica para o carregamento de VE;

- **Otimização do uso das baterias domésticas**, assegurando que são carregadas com excedente fotovoltaico e descarregadas em momentos estrategicamente vantajosos;
- **Cumprimento das necessidades do utilizador**, garantindo que o estado de carga desejada do veículo (100%) é atingido dentro da janela de carregamento definida;
- **Prova de conceito com possibilidade de implementação real**, utilizando protocolos normalizados como Modbus e IEC 61851/ISO 15118 para comunicação com equipamentos reais.

1.4 Plano de Trabalho

O plano de trabalho desta dissertação foi estruturado em várias fases, de forma a assegurar uma progressão lógica e coerente desde a revisão bibliográfica até a validação prática do algoritmo de controlo. A distribuição temporal foi realizada com base numa estimativa realista da complexidade de cada tarefa, tal como se pode observar no diagrama de Gantt na Figura 1.1.

Semana (início 17 de Março)												
Tarefa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	█	█	█									
2			█	█	█	█	█	█	█			
3			█	█	█	█	█	█	█			
4								█	█	█		
5										█	█	█

Figura 1.1: Diagrama de Gantt.

Semanas 1 a 3 (Tarefa 1):

- Realização de uma revisão bibliográfica detalhada sobre metodologias de gestão e controlo de sistemas de armazenamento de energia, com enfoque na maximização da utilização da geração renovável local para carregamento de VE;
- Estudo dos protocolos de comunicação relevantes, tanto de alto como baixo nível, nomeadamente IEEE 2030.5, IEC 61851/ISO 15118 e Modbus;
- Análise de soluções de *hardware* que permite a integração física e lógica entre os sistemas de armazenamento, geração fotovoltaica e os carregadores de veículos elétricos.

Semanas 3 a 9 (Tarefa 2 e 3):

- Tarefa 2- Desenvolvimento da Solução de Comunicação *Gateway*:
 - Implementação e configuração de uma solução de *hardware* (*gateway*) capaz de comunicar com equipamentos físicos reais;
 - Suporte à conversão entre diferentes protocolos de comunicação, nomeadamente Modbus, CAN e IEEE 2030.5;
 - Validação da comunicação bidirecional entre o *gateway* e os dispositivos do sistema energético (ex.: inversores, baterias e carregadores de VE).
- Tarefa 3- Desenvolvimento e Integração do Algoritmo de Gestão Energética:
 - Desenvolvimento do algoritmo de controlo para gestão otimizada do carregamento de veículos elétricos;
 - Integração do algoritmo com a infraestrutura de comunicação previamente desenvolvida;
 - Garantia de que as decisões computadas pelo algoritmo são traduzidas em comandos reais e executáveis nos equipamentos através da plataforma de comunicação.

Semanas 8 a 10 (Tarefa 4):

- Validação experimental do sistema em ambiente laboratorial, considerando um casos de uso definidos com base nos dados reais de produção fotovoltaica e dados do utilizador do VE.

Semanas 10 a 12 (Tarefa 5):

- Compilação dos resultados experimentais e elaboração do relatório final da dissertação incluindo a discussão dos resultados, lições aprendidas e sugestões para trabalhos futuros.

1.5 Organização da Dissertação

A presente dissertação encontra-se estruturada em seis capítulos, os quais refletem de forma sequencial e lógica as diferentes fases do trabalho desenvolvido.

O Capítulo 1 introduz o tema da dissertação, contextualizando os desafios associados à mobilidade elétrica, integração da energia fotovoltaica e de sistemas de armazenamento em ambiente residencial. São igualmente definidos os objetivos do trabalho, os requisitos funcionais e os resultados esperados.

O Capítulo 2 apresenta uma revisão do estado da arte, abordando conceitos relevantes sobre carregamento inteligente de veículos elétricos, algoritmos de controlo, comunicação via protocolos industriais e aplicações de otimização energética.

Esta análise fornece o enquadramento teórico necessário para o desenvolvimento da solução proposta.

O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada para o desenvolvimento da solução, incluindo as fontes de dados utilizadas, as ferramentas e tecnologias de suporte, a arquitetura modular do sistema e o processo de desenvolvimento do algoritmo de controlo.

O Capítulo 4 foca-se na implementação prática do sistema proposto. Apresentam-se os equipamentos físicos utilizados (sistema de Painel Fotovoltaico (PV), *Energy Storage System* (ESS), carregadores de VE e *gateway* de comunicação), a implementação técnica do algoritmo de controlo desenvolvido em Python, e o sistema de monitorização em tempo real baseado em Node-RED.

O Capítulo 5 apresenta os testes realizados e os resultados obtidos. São descritos vários cenários experimentais com diferentes condições operacionais, permitindo validar a eficácia do algoritmo de carregamento proposto.

Por fim, o Capítulo 6 apresenta as principais conclusões do trabalho e propõe direções futuras para investigação e desenvolvimento, com vista à consolidação e ampliação das funcionalidades do sistema.

Capítulo 2

Estado da Arte

Neste capítulo é apresentada uma análise detalhada do estado da arte relacionada com o carregamento inteligente de VE em ambiente residencial, com particular foco na utilização de excedentes fotovoltaicos. São exploradas as principais tecnologias de comunicação utilizadas na integração entre sistemas energéticos e VE, bem como algoritmos de otimização aplicados à gestão de energia. Para além disso, são descritas diversas soluções comerciais atualmente disponíveis que permitem o carregamento com base em energia solar excedentária. Esta revisão serve de base teórica para o desenvolvimento do modelo de controlo proposto na presente dissertação.

2.1 Tecnologias

2.1.1 Painel Fotovoltaico

A energia fotovoltaica tem-se afirmado como uma das principais alternativas para produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, sendo valorizada pela sua capacidade de converter diretamente a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. Esta conversão ocorre em células solares, que são normalmente fabricadas a partir de materiais semicondutores, com silício a ser o mais utilizado [3].

Existem três tecnologias principais de células fotovoltaicas: silício mono-cristalino, silício poli-cristalino e película fina. As células de silício mono-cristalino são produzidas a partir de um único cristal de silício de elevada pureza, o que lhes confere

uma eficiência superior, geralmente entre 18% a 22%, bem como maior durabilidade. Contudo, esse desempenho vem acompanhado de um custo de fabricação mais elevado. Já as células de silício poli-cristalino, embora ligeiramente menos eficientes (com rendimentos típicos de 15% a 17%), apresentam custos de produção mais baixos e são amplamente utilizadas em sistemas residenciais e comerciais. As células de película fina, por sua vez, são fabricadas através da aplicação de materiais semicondutores como telureto de cádmio (CdTe) ou cobre-índio-gálio-selênio (CIGS) sobre superfícies como vidro, plástico ou metal. Apesar da sua menor eficiência (cerca de 10% a 13%), estas células destacam-se pela leveza, flexibilidade e bom desempenho em condições de fraca luminosidade ou temperaturas elevadas [4].

Um dos principais fatores que afetam negativamente o desempenho dos painéis fotovoltaicos é a temperatura. O aumento da temperatura de operação reduz a eficiência das células solares, sendo que por cada grau Celsius acima da temperatura nominal, a eficiência elétrica pode diminuir entre 0.25% a 0.5%, consoante o tipo de célula. Este fenómeno deve-se à diminuição da tensão de circuito aberto e ao aumento das perdas de energia interna no semicondutor [5].

Para mitigar esse efeito, várias técnicas de arrefecimento têm sido propostas, entre elas destacam-se o arrefecimento passivo, que recorre a mecanismos naturais como convecção de ar ou materiais de fase (PCM), e o arrefecimento ativo, que utiliza ventiladores ou sistemas de circulação de fluidos para extrair calor das superfícies fotovoltaicas. Além disso, sistemas híbridos (PV/T), que combinam a produção elétrica com a recolha de calor térmico, têm ganho popularidade ao permitir um aproveitamento energético mais completo e simultaneamente manter as células a temperaturas mais baixas. Estas abordagens podem aumentar a eficiência dos sistemas em até 5%, melhorar a sua fiabilidade e prolongar a sua vida útil [5].

Assim, a escolha da tecnologia fotovoltaica mais adequada para cada aplicação deve considerar não só a eficiência das células e os custos associados, mas também o clima local e as possíveis estratégias de controlo térmico para maximizar a produção energética ao longo tempo [5].

A eficiência de uma célula solar é determinada pela razão entre a potência elétrica gerada e a potência da radiação solar incidente. Este parâmetro depende de variáveis como a Tensão de Circuito Aberto (V_{oc}), a Corrente de Curto-Circuito (I_{sc}) e o Fator de Preenchimento (FF), que indica a relação entre a potência máxima extraída da célula e o produto de V_{oc} e I_{sc} . A resistência interna e a temperatura de operação também influenciam diretamente o rendimento da célula. Assim, a compreensão e controlo destes parâmetros são fundamentais para garantir que o sistema opere nas condições ideais [3].

Para além das tecnologias convencionais, a investigação na área da energia fotovoltaica tem vindo a explorar novas soluções com o objetivo de aumentar a eficiência e reduzir os custos de produção. Destacam-se, neste âmbito, as células solares de

Perovskita, que têm demonstrado elevadas eficiências e apresentam um elevado potencial para produção a baixo custo, devido à simplicidade dos seus processos de fabrico. Outras abordagens promissoras incluem as células solares orgânicas e as baseadas em pontos quânticos, que, embora ainda em fase de desenvolvimento, oferecem vantagens como flexibilidade, leveza e transparência, permitindo aplicações inovadoras em superfícies curvas, janelas e elementos arquitetónicos [4].

Em paralelo, a integração fotovoltaica em edifícios (BIPV) tem ganho relevância, ao permitir que componentes estruturais como fachadas e coberturas desempenhem simultaneamente funções energéticas e arquitetónicas. Estas inovações procuram não só diversificar as aplicações da tecnologia fotovoltaica, como também fomentar a sua adoção em contextos urbanos, contribuindo para uma transição energética mais sustentável [4].

A energia solar fotovoltaica registou um crescimento em 2023, com mais de 446 GW de nova capacidade instalada a nível mundial, elevando o total acumulado para cerca de 1,6 TW no final do ano [2]. Esta tendência de expansão manteve-se em 2024, ano em foram instaladas cerca de 456 GW adicionais, sendo a China responsável por 277 GW desse total, consolidando a sua posição como principal motor global do setor, tal como se observa na Figura 2.1 [6].

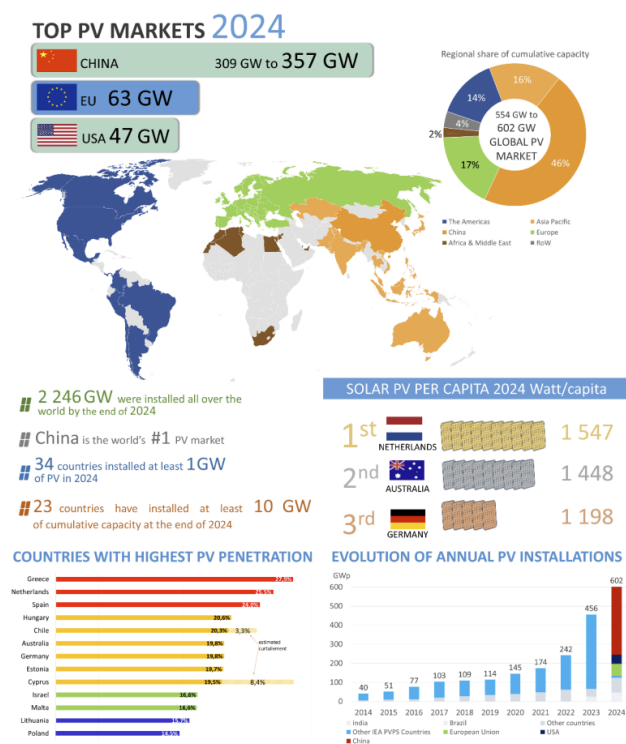


Figura 2.1: Análise e divulgação estratégica de PV [6].

As previsões da IEA indicam que, entre 2024 e 2030, a energia solar será responsável por cerca de 80% da nova capacidade renovável instalada, confirmando o seu

papel central na transição energética [7].

Para além disso, estima-se que, até 2030, a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis ultrapasse os 17 000 TWh a nível global (ver Figura 2.2), o que representa um aumento de quase 90% relativamente a 2023. Dentro deste cenário, a quota de eletricidade produzida por fontes renováveis deverá atingir os 46% da geração elétrica total mundial, sendo que a energia solar fotovoltaica, em conjunto com a energia eólica, representará cerca de 30% desse total. Pela primeira vez, a energia solar deverá assumir-se como a principal fonte de eletricidade renovável no mundo, ultrapassando tanto a energia eólica como a hídrica [8].

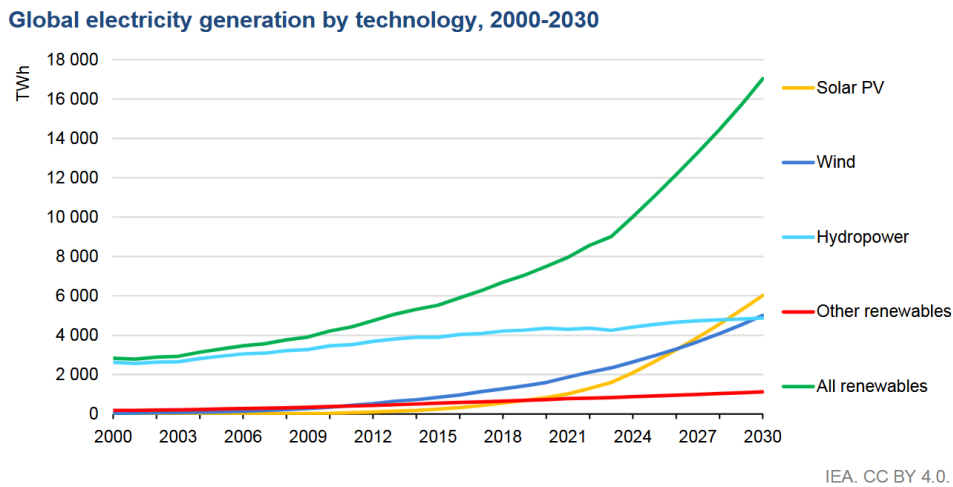


Figura 2.2: Estimativa para geração de energia renovável até 2030 [8].

2.1.2 Sistema de Armazenamento de Energia (ESS)

O armazenamento de energia desempenha um papel fundamental na transição energética e na integração eficaz das fontes de energia renovável, em particular da energia solar fotovoltaica. Devido ao seu carácter intermitente, a produção solar necessita de soluções que permitam equilibrar a oferta e a procura de energia ao longo do tempo. Neste contexto, os sistemas de armazenamento permitem acumular o excedente de produção durante os períodos de menor consumo, para posterior utilização nas horas de maior procura, contribuindo assim para uma maior independência energética e para a redução da dependência de combustíveis fósseis [9].

O princípio de funcionamento dos sistemas de armazenamento baseia-se na conversão da energia elétrica numa outra forma de energia — eletroquímica, mecânica, térmica, entre outras que pode ser reconvertida em eletricidade quando necessário. Esta capacidade de retenção e posterior disponibilização de energia permite maximizar o autoconsumo de fontes renováveis e reduzir os custos associados à aquisição de energia da rede elétrica, principalmente em sistemas residenciais.

Existem diversas tecnologias de armazenamento, entre as quais se destacam os sistemas baseados em baterias, os volantes de inércia, o armazenamento por ar comprimido, os supercondensadores, os sistemas térmicos e os reservatórios hidráulicos por bombagem. Contudo, para aplicações em ambiente residencial com produção fotovoltaica, o método mais comum e eficaz é o armazenamento eletroquímico através de baterias [10].

As baterias podem ser classificadas consoante a sua composição química, e entre as tecnologias mais utilizadas destacam-se as baterias de chumbo-ácido, níquel-cádmio (NiCd), níquel-hidreto metálico (NiMH), sais fundidos de sódio-níquel (Na-NiCl), sódio-enxofre (NaS) e as baterias de iões de lítio (Li-ion). Cada tecnologia apresenta vantagens e limitações em termos de densidade de energia, eficiência, custo, durabilidade e impacto ambiental. As características comparativas destas tecnologias estão resumidas na Tabela 2.1 e Tabela 2.2.

As baterias de iões de lítio têm ganho protagonismo nas últimas décadas devido à sua elevada densidade energética (superior a 200 Wh/kg), elevada eficiência (entre 90 e 95%) e ciclo de vida prolongado. Estas características tornam-nas ideais para aplicações tanto móveis (VE) como estacionárias, estando atualmente a expandir-se no mercado residencial graças à redução dos custos e à sua integração com sistemas de gestão de energia [9].

Já as baterias de chumbo-ácido, apesar da sua menor densidade energética (25 a 35 Wh/kg), continuam a ser amplamente utilizadas devido ao seu baixo custo e elevada taxa de reciclagem, são particularmente comuns em sistemas autónomos de pequena escala, onde a relação custo-benefício compensa as suas limitações técnicas. Estas baterias podem atingir entre 6 a 12 anos de vida útil, com até 2000 ciclos de carga e descarga, e, em condições específicas, superar os 7000 ciclos [9].

As baterias de sais fundidos, como as de sódio-enxofre (NaS), operam a temperaturas elevadas (cerca de 300 °C) e são especialmente adequadas para grandes instalações de armazenamento estacionário. Oferecem uma elevada durabilidade (até 10.000 ciclos) e custos de material reduzidos, sendo uma das soluções mais promissoras para armazenamento em larga escala [11].

As baterias de níquel-cádmio são conhecidas pela sua robustez e desempenho em temperaturas extremas, mas apresentam desvantagens significativas, como a baixa eficiência e a toxicidade do cádmio, o que limita a sua utilização em aplicações estacionárias. Por sua vez, as baterias de níquel-hidreto metálico (NiMH), desenvolvidas como alternativa às de níquel-cádmio, apresentam maior densidade energética e são amplamente utilizadas em veículos elétricos híbridos, mas os custos elevados dos materiais ainda dificultam a sua aplicação em larga escala no setor residencial [12].

A escolha da tecnologia de armazenamento mais adequada depende, assim, da aplicação pretendida. Para sistemas residenciais, onde se privilegia a eficiência, a

durabilidade e a facilidade de integração, as baterias de íões de lítio surgem atualmente como a melhor opção. A crescente tendência de reutilização de baterias de veículos elétricos em sistemas estacionários contribui também para a sustentabilidade económica e ambiental deste tipo de soluções [10].

Tabela 2.1: Comparação entre tecnologias de baterias (Parte 1) [13].

	Pb-ácido	Ni-Cd	Na-S
Pot. máx. alcançada	Mult. dezenas de MW	Dezenas de MW	Escala MW
Energia esp. (Wh/kg)	35-50	75	150-240
Potência esp. (W/kg)	75-300	150-300	90-230
Ciclos de vida	500-1500	2500	2500
Ef. carga/desc. (%)	~80	~70	Até 90
Auto-descarga	2-5% mês	5-20% mês	-

Tabela 2.2: Comparação entre tecnologias de baterias (Parte 2) [13].

	Li-íon	Ni-NaCl
Pot. máx. alcançada	Dezenas de kW	Dz./cent. kW
Energia esp. (Wh/kg)	150-200	125
Potência esp. (W/kg)	200-315	130-160
Ciclos de vida	1000-10000	2500+
Ef. carga/desc. (%)	~95	~90
Auto-descarga	~1% mês	-

O mercado global de sistemas de armazenamento de energia em baterias residenciais tem registado um crescimento significativo nos últimos anos, impulsionado pela crescente adoção de fontes de energia renovável e pela procura de maior autonomia energética nas habitações. Em 2023, a capacidade instalada de sistemas residenciais de armazenamento atingiu aproximadamente 10 GWh, refletindo um aumento anual de cerca de 35%. Esta expansão é especialmente evidente na Europa, onde a Alemanha lidera com mais de 500.000 unidades instaladas, seguida pelos Estados Unidos, com cerca de 420.000 sistemas residenciais instalados. A tecnologia predominante no sector residencial é a bateria de íões de lítio, que representa cerca de 85% das instalações, enquanto as baterias de chumbo-ácido continuam a ter uma quota residual próxima dos 10%. Paralelamente, a integração dos sistemas de armazenamento com veículos elétricos, através de tecnologia de carregamento bidirecional, tem vindo a ganhar relevância, conferindo uma maior flexibilidade no equilíbrio entre o consumo, a produção e a energia armazenada. As perspetivas de crescimento apontam para uma aceleração contínua do mercado, apoiada em políticas públicas de incentivo, melhorias tecnológicas e redução progressiva dos custos, prevendo-se que a capacidade total instalada continue a crescer de forma expressiva até 2030 [14] [15] [16].

2.1.3 Mobilidade Elétrica

A mobilidade elétrica tem vindo a afirmar-se como uma solução central no esforço global para a descarbonização do setor dos transportes. O aumento da consciencialização ambiental, aliado às metas estabelecidas pelas políticas energéticas e climáticas internacionais, tem impulsionado a transição dos veículos movidos a combustíveis fósseis para VE, considerados mais eficientes e ambientalmente sustentáveis [17]. Esta mudança estrutural requer, no entanto, a implementação de uma infraestrutura de carregamento adequada e inteligente, capaz de suportar a crescente procura por eletricidade associada ao uso dos VE.

O carregamento doméstico, geralmente em Corrente Alternada (AC), é frequentemente preferido pelos utilizadores pela sua conveniência e custos reduzidos. Contudo, o tempo necessário para completar o carregamento é mais elevado. Em contraste, o carregamento rápido e ultrarrápido, normalmente em Corrente Contínua (DC), permite repor uma quantidade significativa de energia em poucos minutos, sendo adequado para zonas urbanas e para viagens de longa distância [18]. A crescente utilização de VE requer uma gestão eficiente da procura energética associada ao carregamento, particularmente quando se considera a integração de fontes renováveis, como a energia solar.

Um dos principais desafios associados à expansão da mobilidade elétrica reside na integração eficaz de novas cargas na rede elétrica existente. O carregamento simultâneo de um elevado número de veículos pode provocar picos de consumo que comprometem a estabilidade da rede, especialmente durante os períodos de maior procura. Para mitigar este problema, torna-se essencial implementar estratégias de gestão da procura, armazenamento de energia e carregamento controlado, bem como reforçar e modernizar as infraestruturas de distribuição [18].

Os veículos elétricos têm registado uma evolução tecnológica significativa, com destaque para as melhorias na autonomia e redução do tempo de carregamento. Existem várias categorias de VE para além dos Veículos totalmente elétricos a bateria (BEV): os Híbridos *plug-in* (PHEV), os Híbridos não-*plug-in* (HEV), e ainda os Veículos elétricos a célula de combustível (FCEV). As principais diferenças são ilustradas na Figura 2.3. No contexto desta tese, os BEV e os PHEV são as categorias de interesse porque podem carregar a partir da rede elétrica. A combinação da mobilidade elétrica com energia solar fotovoltaica tem sido fortemente promovida, permitindo que os VE funcionem não apenas como meios de transporte sustentáveis, mas também como elementos ativos nas redes elétricas inteligentes, através de tecnologias como o carregamento bidirecional *Vehicle-to-Grid* (V2G) [19].

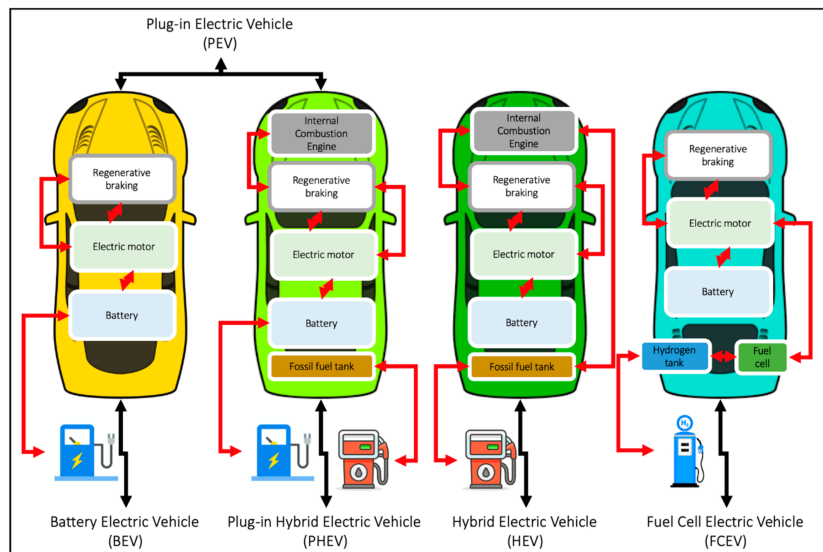
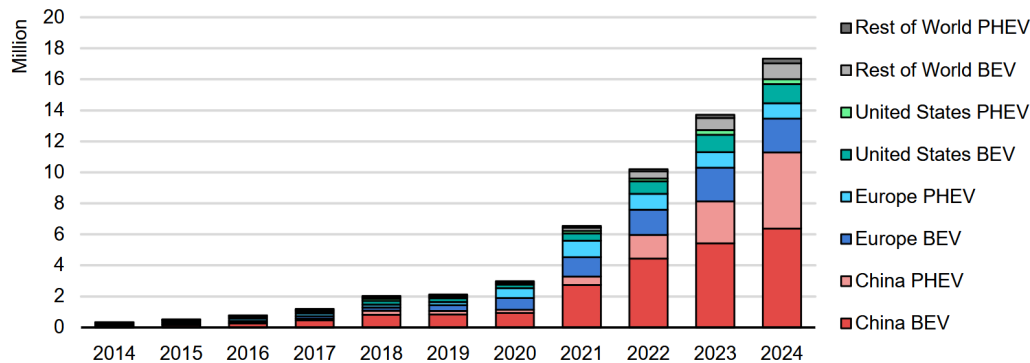


Figura 2.3: Tipos de VE ([20]).

Esta tendência tem-se refletido num aumento expressivo das vendas globais de veículos elétricos (Figura 2.4). Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2024 foram vendidos mais de 17 milhões de VE em todo o mundo, representando uma quota de mercado superior a 20%. Este número representa um acréscimo de 3,5 milhões de unidades em relação a 2023, superando isoladamente o total de vendas globais registado em 2020.

A China manteve-se como líder mundial, com cerca de 11 milhões de veículos vendidos — mais do que as vendas globais de 2022 — representando quase metade de todas as vendas de automóveis no país e tornando elétrico 1 em cada 10 veículos em circulação. Na Europa, apesar da estagnação, a quota manteve-se próxima dos 20%, e nos Estados Unidos as vendas aumentaram 10% em relação ao ano anterior, ultrapassando pela primeira vez a marca de 1 em cada 10 automóveis vendidos [21]. As previsões da IEA apontam para que as vendas globais ultrapassem os 20 milhões em 2025, o que poderá representar mais de um quarto do mercado, e que, até 2030, os VE representem mais de 40% das vendas globais, mesmo sem alterações às políticas atuais.

Global electric car sales, 2014-2024



IEA. CC BY 4.0.

Figura 2.4: Venda de veículos elétricos [22].

A infraestrutura de carregamento é um fator crítico para o sucesso da mobilidade elétrica. A literatura aponta que a disponibilidade de postos de carregamento, a padronização de conectores e a interoperabilidade entre diferentes sistemas de carregamento são fundamentais para a aceitação generalizada dos VE [23]. Recentemente, estudos têm evidenciado a importância de integrar estas infraestruturas com redes inteligentes, permitindo não só o carregamento eficiente dos veículos, mas também a gestão da procura e o suporte à estabilidade da rede [24].

2.1.4 Protocolos de Comunicação

A integração eficaz dos diversos componentes de um sistema de gestão energética residencial requer protocolos de comunicação padronizados que assegurem interoperabilidade, confiabilidade e segurança na troca de informações. Neste contexto, destacam-se os protocolos Modbus, IEC 61851/ISO 15118 e IEEE 2030.5, cada um desempenhando um papel específico na comunicação entre dispositivos.

Modbus

O Modbus é um protocolo de comunicação serial desenvolvido pela Modicon (atualmente Schneider Electric) em 1979, amplamente utilizado em sistemas de automação industrial. Sua simplicidade e eficácia o tornaram um padrão de facto para a comunicação entre dispositivos eletrônicos industriais, como controladores lógicos programáveis (CLP), sensores e atuadores [22].

Existem três variantes principais do Modbus [25]:

- **Modbus *Remote Terminal Unit* (RTU):** Utiliza comunicação série síncrona, geralmente sobre RS485, com uma estrutura de dados compacta e eficiente;

- **Modbus ASCII:** Semelhante ao RTU, mas com dados codificados em ASCII, facilitando a leitura humana, embora menos eficiente em termos de largura de banda;
- **Modbus TCP/IP:** Adaptação do protocolo para redes Ethernet, encapsulando mensagens Modbus em pacotes TCP/IP, permitindo comunicação em redes locais e remotas.

No contexto de sistemas de gestão energética, o Modbus é frequentemente utilizado para monitorar e controlar inversores fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia e outros dispositivos, permitindo a leitura de parâmetros como tensão, corrente, potência e estado de carga.

IEC 61851/ISO 15118

As normas IEC 61851 e ISO 15118 constituem um conjunto complementar de especificações internacionais destinadas à normalização do carregamento de VE. A IEC 61851 define os requisitos elétricos e de segurança para o carregamento condutivo, padronizando os modos de operação entre o VE e o carregador de VE, com base numa comunicação analógica simples através de sinais PWM. Esta norma assegura a interoperabilidade física e elétrica entre diferentes equipamentos e tem sido amplamente adotada como base da infraestrutura de carregamento de VE [26].

Contudo, a IEC 61851 não contempla funcionalidades de comunicação avançada. Para esse efeito, foi desenvolvida a norma ISO 15118, que proporciona uma interface digital de comunicação bidirecional entre o VE e o sistema de carregamento. Esta norma viabiliza o carregamento inteligente, permitindo ao veículo comunicar informações como o estado de carga da bateria. A ISO 15118 é ainda essencial para a implementação de funcionalidades como o carregamento bidirecional (V2G), tornando possível ao veículo devolver energia à rede elétrica ou à instalação local, conforme as necessidades energéticas do momento [27] [28].

Entre as funcionalidades da norma ISO 15118 destaca-se a sua capacidade de estabelecer uma comunicação digital bidirecional entre o veículo eléctrico e o posto de carregamento, permitindo a troca estruturada de informações como estado de carga, limites de corrente, ou preferências de carregamento. Esta comunicação decorre sobre a infraestrutura física definida pela norma IEC 61851, a qual assegura os requisitos eléctricos e de segurança para o carregamento condutivo. A ISO 15118 opera sobre esta base, recorrendo a protocolos de comunicação como *Power Line Communication* (PLC) e camadas seguras de transporte, o que possibilita uma gestão mais avançada e controlada do processo de carregamento [29].

Ambas as normas são implementadas nos carregadores actuais através da combinação dos seus elementos: a IEC 61851 garante a sinalização básica e a interligação segura, enquanto a ISO 15118 adiciona uma camada de inteligência que permite aos

carregadores comunicar de forma eficiente com os veículos, ajustando os parâmetros de carregamento conforme necessário. Esta integração é essencial para garantir a interoperabilidade e o correcto funcionamento da infraestrutura de carregamento em cenários modernos e evolutivos.

IEEE 2030.5

O protocolo IEEE 2030.5, também conhecido como *Smart Energy Profile 2.0* (SEP 2.0), é uma norma de comunicação desenvolvida pelo IEEE com o propósito de garantir a interoperabilidade entre Recursos Energéticos Distribuídos (DER) e sistemas de gestão de energia, tal como os utilizados em redes elétricas inteligentes. Este protocolo define a camada de aplicação para comunicação bidirecional entre dispositivos como painéis fotovoltaicos, inversores, baterias, termóstatos e carregadores de veículos elétricos, através de redes IP [30].

A estrutura do IEEE 2030.5 baseia-se em mensagens *Extensible Markup Language* (XML) transmitidas via *Hypertext Transfer Protocol* (HTTP) ou WebSockets e está estreitamente alinhada com os modelos de dados definidos na norma IEC 61850-7-420 [31]. Esta compatibilidade assegura a integração com sistemas de automação de rede existentes, permitindo a uniformização dos comandos e a modelação dos dispositivos.

Entre as suas funcionalidades principais, destacam-se a leitura e escrita de dados de medição, o controlo remoto de cargas e geração, a definição de perfis de operação e a resposta a eventos e sinais da rede elétrica. O protocolo permite ainda à *utility* enviar perfis de consumo ou geração aos dispositivos residenciais, otimizando o comportamento energético com base em condições de mercado ou estabilidade da rede [32].

A segurança das comunicações é assegurada através da encriptação com *Transport Layer Security* (TLS) e da autenticação mútua com base em certificados digitais. Para além disso, é utilizado o protocolo OAuth 2.0 para gerir a autorização, garantindo que apenas entidades verificadas têm acesso aos dados ou podem emitir comandos aos equipamentos [33].

No âmbito deste trabalho, o IEEE 2030.5 é incluído com vista a uma possível integração futura com redes inteligentes residenciais. Pretende-se que o sistema seja capaz de receber sinais de tarifação dinâmica, reagir a picos de procura ou congestão na rede, e coordenar o funcionamento dos equipamentos locais de produção e armazenamento de energia. A Figura 2.5 apresenta um esquema representativo da comunicação entre o controlador central e a rede inteligente, evidenciando os fluxos de dados e as interações suportadas por este protocolo.

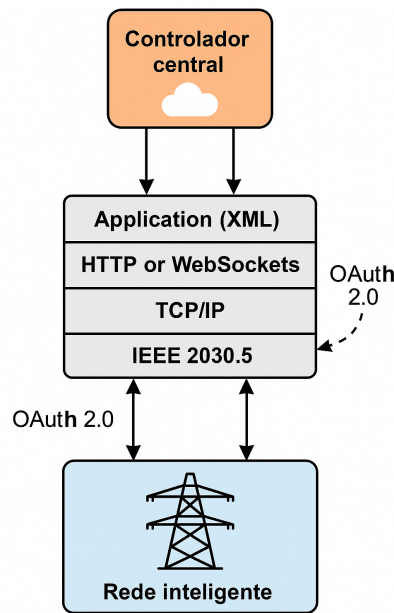


Figura 2.5: Arquitetura de funcionamento IEEE 2030.5 [33].

2.2 Integração de Sistemas Fotovoltaico para Carregamento de VE

A instalação de sistemas fotovoltaicos em habitações para suportar o carregamento de VE promete revelar-se uma solução eficaz para reduzir encargos energéticos e reforçar a autonomia energética das famílias. Em modo *grid-tied*, a energia gerada pelos painéis solares é utilizada prioritariamente para carregar o VE, sendo o eventual excedente injetado na rede elétrica doméstica, permitindo assim diminuir a fatura de eletricidade e maximizar o auto-consumo, conforme demonstrado por Young-Mi no dimensionamento de inversores bidirecionais que conciliam carga do veículo e injeção de excedentes [34].

Para residências sem ligação fiável à rede ou em locais remotos, a configuração *off-grid* combina módulos fotovoltaicos, baterias de armazenamento e um carregador DC-DC dedicado ao VE. Bhatti mostra que, nestes cenários, o controlo *Maximum Power Point Tracking* (MPPT) através do algoritmo *Perturb and Observe* é fundamental para ajustar continuamente a tensão de operação dos painéis, assegurando um carregamento estável mesmo em dias de menos radiação solar, ao manter as baterias dentro de níveis de carga seguros e prolongar a sua vida útil [35].

Em contextos residenciais com acesso à rede, as soluções híbridas têm ganho relevo ao alternar automaticamente entre energia solar, baterias domésticas e a rede pública. Estas plataformas inteligentes consideram variáveis como o preço horário da eletricidade e a previsão de produção solar para otimizar o momento do carregamento do VE, reduzindo custos e minimizando ciclos de descarga das baterias, o que resulta

em menor desgaste dos componentes de armazenamento [36].

A adoção de carregamento bidirecional (V2G) em casa potencia ainda mais os benefícios dos sistemas fotovoltaicos residenciais. Fadi, Osama e Ahmad detalharam os requisitos de *hardware* e protocolos de comunicação necessários para que o VE funcione como uma unidade móvel de armazenamento, fornecendo energia de volta à habitação ou à rede em picos de procura e recarregando-se durante a radiação máxima [37]. Esta estratégia não só alivia a carga sobre a rede pública, mas também reforça a resiliência energética do agregado familiar em caso de falhas na distribuição.

Em complemento ao que foi anteriormente referido, importa sublinhar que a implementação de sistemas fotovoltaicos para carregamento de VE em contexto doméstico requer um planeamento integrado da rede de distribuição, capaz de acomodar simultaneamente variabilidade da geração solar, perfis de carga dinâmicos e requisitos de qualidade de serviço. Lei e Bin demonstram, numa revisão sobre a expansão de redes elétricas, que a incorporação de cargas de VE e de geração fotovoltaica só é viável através de modelos de planeamento que considerem cenários de incerteza, permitindo otimizar investimentos em reforço de linhas, estações de carregamento e sistemas de armazenamento [38]. Estes modelos devem ainda ser suportados por mecanismos tarifários dinâmicos, incentivos reguladores e plataformas de gestão energética que envolvam tanto os agregados familiares como os operadores de rede, de modo a garantir a fiabilidade, a sustentabilidade económica e a resiliência do sistema elétrico ao longo do tempo.

A crescente integração de tecnologias de energia renovável e mobilidade elétrica nos sistemas energéticos residenciais levanta novos desafios, nomeadamente no que diz respeito à gestão eficiente da produção, consumo e armazenamento de energia.

Atualmente, o carregamento doméstico constitui a forma mais comum de reabastecimento energético dos VE. Os utilizadores que dispõem de um espaço de estacionamento privado, devidamente equipado com uma infraestrutura de carregamento, beneficiam da possibilidade de carregar os seus veículos durante o período noturno. Esta prática revela-se particularmente vantajosa, não só pela conveniência, mas também pela oportunidade de usufruir de tarifas energéticas reduzidas durante os horários de menor procura. O carregamento noturno contribui, adicionalmente, para uma distribuição mais equilibrada da carga na rede elétrica, promovendo uma operação mais eficiente e segura do sistema energético residencial.

A preferência pelo carregamento privado é evidente quando se analisam os dados globais mais recentes. A Figura 2.6 apresenta a evolução do número de pontos de carregamento instalados para veículos ligeiros, tanto públicos como privados, entre 2015 e 2023, discriminados por tipo de utilização e potência. Verifica-se um crescimento significativo ao longo do período em análise, com particular destaque para os pontos de carregamento doméstico (*Private – home*), que representam a maioria

das instalações em todos os anos considerados. Esta predominância confirma a importância do carregamento residencial como solução prioritária para os utilizadores de VE, refletindo uma tendência consolidada a nível global.

Installed public and private light-duty vehicle charging points by power rating (public) and by type (private), 2015-2023

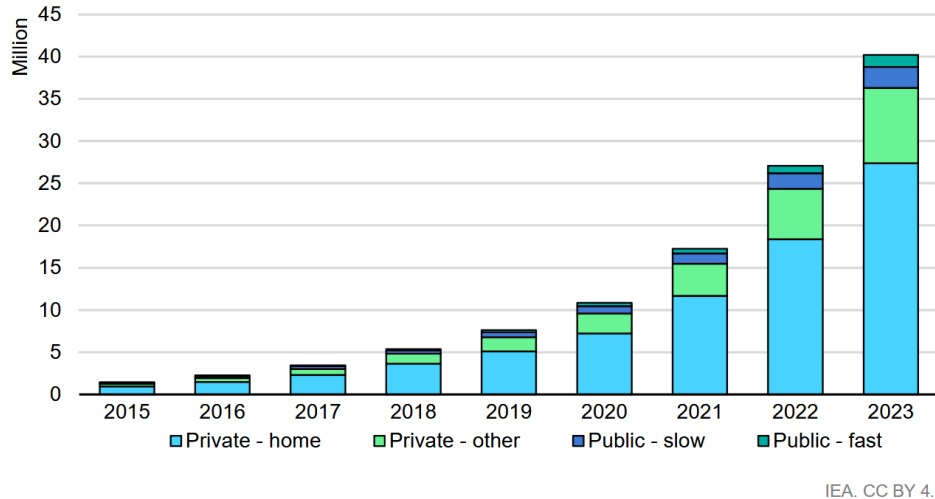


Figura 2.6: Evolução dos pontos de carregamento públicos e privados para veículos ligeiros por tipo e potência [21].

Existem atualmente alguns casos de estudo que valem a pena mencionar. O projeto desenvolvido por Mart Van der Kam e Wilfried Van Sark [39] representa uma contribuição significativa para este debate, ao apresentar um estudo de caso prático sobre a implementação do carregamento inteligente de veículos elétricos, apoiado por painéis fotovoltaicos e pela tecnologia V2G, no contexto de uma micro-rede residencial.

O projeto foi realizado na micro-rede da empresa LomboXnet, situada nos Países Baixos e foca-se na simulação de diferentes algoritmos de controlo do carregamento de veículos elétricos, com o objetivos de otimizar o auto-consumo de energia solar e reduzir os picos de consumo da rede elétrica. A microrede em questão é composta por uma instalação PV de 31 kWp, três residências, um edifício de escritórios, servidores de internet e dois veículos elétricos (um Tesla Model S e um Nissa n Leaf), utilizados em regime de *carsharing*.

Os autores apresentam três abordagens para o controlo do carregamento dos VE: um controlo em tempo real sem V2G, um controlo em tempo real com capacidade V2G e um modelo de otimização baseado em programação linear, com previsões de produção e consumo. Estas estratégias são comparadas com um cenário de referência sem controlo, no qual os VE são carregados sempre que estão ligados à rede, independentemente da disponibilidade de energia solar [39].

Os resultados das simulações revelam conclusões bastante elucidativas. O carregamento inteligente com otimização (LP-programação linear) permite alcançar os melhores resultados em termos de desempenho energético: o auto-consumo de energia fotovoltaica aumentou de 40% para 91%, e os picos de carga foram reduzidos até 75%. Mesmo a serem consideradas as incertezas nas previsões, os ganhos mantêm-se substanciais, com o auto-consumo a atingir 87% e os picos a serem reduzidos em 67% [39].

Para além do desempenho energético, o estudo analisa também os impactos das diferentes estratégias na vida útil das baterias dos veículos, considerando indicadores como a energia total transferida, a média do Estado de Carga (SoC) e a potência média de carregamento. Embora a utilização de V2G aumente significativamente o uso das baterias o que pode acelerar a sua degradação [40], os autores destacam que estratégias como a otimização linear podem atenuar este impacto ao gerir de forma mais eficiente os ciclos de carga e descarga, mantendo valores médios de SoC mais baixos e evitando carregamentos a potência máxima.

Outro aspeto relevante abordado no estudo é a escalabilidade do sistema. Os autores simulam cenários com mais painéis solares, mais residências e mais veículos, e concluem que, sem V2G, o aumento da escala pode melhorar o desempenho relativo, enquanto com V2G, o efeito é inverso, possivelmente devido à maior complexidade na gestão dos fluxos energéticos.

Marwa Ben Arab, Mouna Rekik, Lotfi Krichen [41] propõem um Sistema de Gestão de Energia (SGE) com multi-objetivo, desenvolvido para uma habitação inteligente equipada com geração fotovoltaica e veículos elétricos. O principal objetivo deste trabalho consiste em alcançar, de forma simultânea, três metas fundamentais: a suavização do perfil de potência da habitação, a redução da fatura energética e o carregamento praticamente gratuito dos veículos elétricos.

O SGE desenvolvido está estruturado em duas camadas hierárquicas de otimização, implementadas com recurso ao algoritmo de *Particle Swarm Optimization* (PSO). A primeira camada gere a alocação da energia fotovoltaica entre o consumo doméstico, os VE e a injeção na rede elétrica, enquanto a segunda camada regula os ciclos de carga e descarga do PEV, com o intuito de maximizar a eficiência energética, tendo como base os preços horários da eletricidade.

Segundo os autores as simulações foram realizadas para quatro perfis sazonais (primavera, verão, outono e inverno) e demonstraram reduções significativas na fatura energética: 26% no outono, 15,57% no inverno, 31,86% no verão e 25% na primavera [41]. Para além disso, o carregamento dos VE foi, em grande medida, suportado por excedentes de energia solar, sem necessidade de recorrer à rede elétrica, o que comprova a eficácia da estratégia adotada na maximização do auto-consumo de energia renovável.

Um dos aspetos inovadores do estudo é a consideração de múltiplas restrições no

processo de otimização, nomeadamente os limites do estado de carga das baterias, as potências máximas de carga e descarga, e a disponibilidade horária dos veículos.

No trabalho desenvolvido por Sima Aznavi, Pori Fajri e Arash Asrari [42], é proposto um sistema inteligente para Gestão de Energia em Residenciais, que integra geração fotovoltaica e veículos elétricos, considerando a tarifa dinâmica da eletricidade em tempo real. O principal objetivo consiste na redução dos custos energéticos da residência, através da otimização do consumo doméstico e do carregamento dos VE em função da variação dos preços da eletricidade. Para a resolução do problema de otimização, os autores recorrem ao algoritmo *Stochastic Fractal Search* (SFS), adequando à natureza não linear e estocástica associada à gestão energética residencial. A função objetivo visa minimizar o custo total da eletricidade, tendo em consideração produção fotovoltaica local, o consumo da habitação, o carregamento do VE e as flutuações horárias dos preços da energia. O modelo tem diversas restrições operacionais, incluindo a disponibilidade horária dos veículos, o SoC das baterias, a potência máxima de carga e descarga, bem como o equilíbrio energético da residência. Segundo os autores os resultados das simulações [42] demonstram que a aplicação da estratégia proposta permite uma redução significativa da fatura energética, promovendo simultaneamente o auto-consumo de energia renovável.

O trabalho realizado por Gao, Chan, Chau e Wu [43] apresentam uma proposta de gestão integrada de energia para VE no contexto de redes elétricas de distribuição com integração de fontes de energia renovável. O estudo introduz uma estrutura hierárquica de controlo para operações V2G, abrangendo o carregamento inteligente e a descarga das baterias dos veículos, sempre respeitando as limitações da rede de distribuição. A metodologia proposta visa a minimização do custo total de operação da rede elétrica, ao mesmo tempo que contribui para a regulação da frequência, mitigando as flutuações associadas à produção intermitente de energia eólica. Para tal, é implementado um modelo matemático que incorpora as restrições do SoC das baterias, os limites de potência de carga e descarga, bem como as capacidades máximas dos transportes da rede. De acordo os autores [43] a eficácia do esquema proposto é validada através de simulações e de uma plataforma experimental em ambiente de laboratório, que demonstram reduções significativas no custo de operação e melhorias na qualidade da energia elétrica.

2.3 Soluções Comerciais de Carregamento Doméstico de Veículos Elétricos com Excedentes Solares

No presente subcapítulo descrevem-se cinco soluções comerciais que permitem o carregamento doméstico de VE mediante excedentes de energia solar, salientando-se características, modos de funcionamento e referências para aprofundamento.

Genion One

A empresa **Circutor** desenvolveu a **Genion One** (Figura 2.7), uma solução integrada de autoconsumo e carregamento de VEs que unifica instalações fotovoltaicas e pontos de carregamento *eHome Solar*.

O Genion One oferece três modos de carregamento adaptáveis às necessidades do utilizador [44]:

- **Just Green:** carregamento exclusivo com excedentes solares, ideal para períodos de maior produção fotovoltaica;
- **Smart Mix:** combinação de energia solar e da rede elétrica, priorizando sempre os excedentes solares;
- **Boost:** carregamento rápido utilizando 100% da potência disponível, independentemente da origem da energia.

Uma funcionalidade distintiva do Genion One é o Saldo Líquido Horário, que atua como uma "bateria virtual". Esta tecnologia permite injetar energia excedente na rede elétrica quando a produção solar é insuficiente para o carregamento do VE, acumulando créditos energéticos que podem ser utilizados posteriormente, mesmo durante períodos de maior custo energético.

Além disso, o sistema BeON integrado no Genion One ajusta automaticamente a potência de carregamento com base no consumo doméstico e nas tarifas horárias contratadas, evitando sobrecargas e otimizando o uso da energia disponível.

A instalação do Genion One deve ser acompanhada por transformadores de corrente que monitorizam o consumo da habitação, a produção fotovoltaica e o carregamento do VE. A comunicação entre os dispositivos é realizada via Modbus RTU, e o sistema é compatível com diversos inversores solares e carregadores eHome Solar [44].

Para monitorização e controlo, o Genion One disponibiliza uma aplicação *web* compatível com dispositivos móveis (Figura 2.7), permitindo ao utilizador acompanhar em tempo real o consumo, a geração de energia e o estado do carregamento, bem como configurar horários e modos de operação.



Figura 2.7: Genion One MC [44].

Wallbox-Eco-Smart

A Wallbox disponibiliza soluções avançadas para carregamento doméstico de VE, com destaque para a funcionalidade Eco-Smart, que permite otimizar o uso de energia solar excedente no carregamento dos VE [45]. Para ativar o Solar Charging, é necessário instalar o Wallbox Power Meter, que monitoriza em tempo real a produção fotovoltaica e o consumo energético da habitação. Através da aplicação myWallbox (Figura 2.8), o utilizador pode seleccionar entre dois modos de carregamento:

- **Eco Mode:** combina energia da rede elétrica com excedentes solares, minimizando os custos de carregamento ao utilizar prioritariamente energia renovável disponível.
- **Full Green Mode:** utiliza exclusivamente energia solar excedente para carregar o VE, garantindo um carregamento 100% verde sempre que a produção fotovoltaica seja suficiente.



Figura 2.8: Wallbox/Mywallbox [46].

Entre os carregadores compatíveis com a funcionalidade Eco-Smart, destacam-se os modelos Pulsar Plus e Copper SB. O Pulsar Plus está disponível em versões de 40 A (até 9,6 kW) e 48 A (até 11,5 kW), oferecendo conectividade Wi-Fi e Bluetooth para controlo remoto via aplicação. Possui também funcionalidades como agendamento de carregamento, monitorização em tempo real e integração com assistentes de voz [46].

Ambos os modelos suportam *Dynamic Load Management* (DLM), uma funcionalidade que ajusta dinamicamente a potência de carregamento com base no consumo energético da habitação, evitando sobrecargas e otimizando o uso da energia disponível [45].

AC SMART

A Weidmüller apresenta o sistema AC SMART, uma solução modular e inteligente para o carregamento de VE, concebida para maximizar o aproveitamento de energia solar excedente e integrar-se eficientemente em redes elétricas domésticas e comerciais. Este sistema é composto por três variantes: ECO, VALUE e ADVANCED, que se adaptam a diferentes necessidades de carregamento e gestão energética.

As estações AC SMART detetam excedentes fotovoltaicos através de comunicação direta com inversores solares via Modbus TCP ou por meio de medidores de energia adicionais com interface Modbus RTU. Esta funcionalidade permite que o carregamento dos VE seja priorizado com energia solar disponível, reduzindo a dependência da rede elétrica e evitando reforços de ligação desnecessários [47]. A plataforma SMARTcharge da Weidmüller permite coordenar até 50 estações de carregamento, oferecendo funcionalidades como autenticação de utilizadores por RFID ou aplicação móvel, controlo ajustável da corrente de carregamento e monitorização remota através de interface *web* ou *app* tal como se pode observar na Figura 2.9.

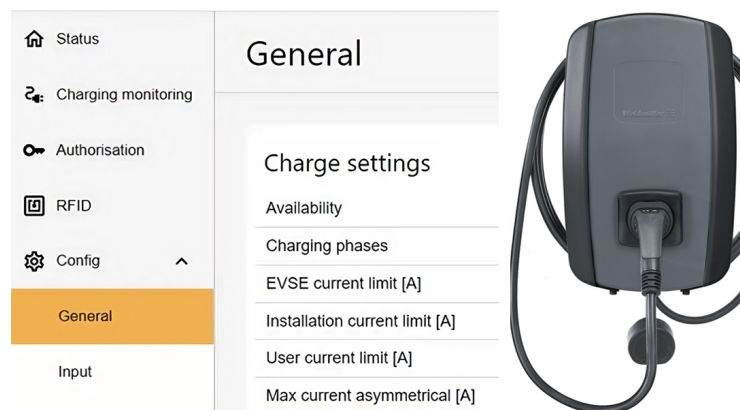


Figura 2.9: AC SMARTcharge da Weidmüller [47].

Elli Charger

A Volkswagen, através da sua marca de mobilidade elétrica Elli, estabeleceu uma parceria estratégica com a empresa norueguesa Otovo e a Huawei para oferecer uma solução integrada de carregamento doméstico de VE. Esta colaboração visa combinar wallbox, sistemas PV e baterias de armazenamento doméstico, criando um ecossistema energético completo que permite aos utilizadores carregar os seus VE utilizando excedentes solares, reduzindo significativamente os custos de carregamento.

O componente central desta solução é o Elli Charger 2 (Figura 2.10), um carregador inteligente que se integra perfeitamente com sistemas solares domésticos. Este equipamento permite o carregamento do VE utilizando exclusivamente o excedente de energia solar produzido, otimizando o consumo energético e proporcionando uma redução de até 40% nos custos de carregamento [48].

Esta solução integrada está disponível em 13 mercados europeus e representa um passo significativo na promoção da mobilidade elétrica sustentável, permitindo aos utilizadores reduzir a sua dependência da rede elétrica e contribuir para a transição energética.

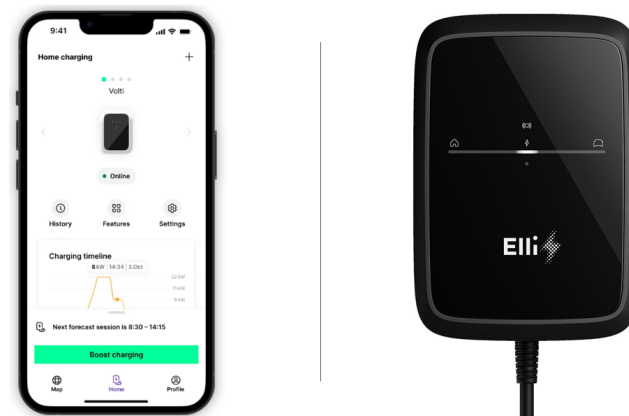


Figura 2.10: Elli Charging 2 [48].

PairTree

A PairTree, desenvolvida pela empresa norte-americana Paired Power, é uma estação de carregamento solar modular e transportável, concebida para fornecer energia renovável e fiável a VE, mesmo em locais sem acesso à rede elétrica. Esta solução inovadora combina painéis solares bifaciais, baterias de armazenamento e carregadores de nível 2, oferecendo uma alternativa sustentável e eficiente aos sistemas de carregamento tradicionais.

Cada unidade da PairTree integra uma estrutura fotovoltaica de 4,6 kW composta por dez painéis solares bifaciais, que captam luz solar em ambas as faces, aumentando a produção de energia em até 15% em comparação com painéis convencionais. Esta energia é armazenada numa bateria de fosfato de ferro de lítio (LFP)

com capacidade máxima de 42,4 kWh, permitindo o carregamento de um ou dois VEs, mesmo durante a noite ou em dias nublados [49].

Além do carregamento de VE, a PairTree oferece tomadas de 120 V para fornecimento de energia em situações de emergência ou para alimentar equipamentos auxiliares. O sistema pode operar de forma autónoma (*off-grid*) ou ser conectado à rede elétrica, funcionando como uma micro-rede solar independente [49].

A gestão e monitorização da PairTree são realizadas através de um *software* (Figura 2.11), que permite aos utilizadores controlarem o carregamento, aceder a diagnósticos remotos e receber atualizações de *firmware*. Esta conectividade garante uma operação eficiente e segura, com proteção contra ameaças cibernéticas.

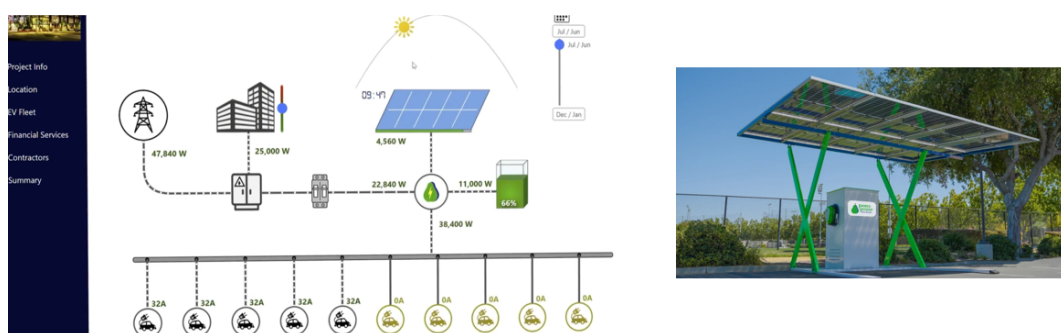


Figura 2.11: Sistema de carregamento PairTree [49].

Na Tabela 2.3 e 2.4 é apresentado um resumo comparativo das principais soluções comerciais disponíveis no mercado para o carregamento doméstico de VE com recurso a excedentes solares. Esta tabela permite identificar, de forma sistematizada, as diferenças entre os modos de carregamento, estratégias de gestão de excedentes, tipos de comunicação suportada, plataformas de monitorização e funcionalidades adicionais oferecidas por cada solução.

Tabela 2.3: Comparação das soluções comerciais (Parte 1) – Modos, Excedentes e Comunicação

Solução	Modos de Carregamento	Gestão de Excedentes Solares
Genion One (Circuitor)	Just Green, Smart Mix, Boost	Saldo líquido horário (bateria virtual)
Wallbox Eco-Smart	Eco Mode, Full Green Mode	Power Meter com lógica Eco-Smart
AC SMART (Weidmüller)	ECO, VALUE, ADVANCED	Comunicação com inversores ou medidores Modbus
Elli Charger 2 (Volkswagen)	Exclusivamente com excedentes solares	Integração com PV + baterias Huawei
PairTree (Paired Power)	Solar (<i>off-grid</i> ou híbrido)	Painéis bifaciais + bateria LFP

Tabela 2.4: Comparação das soluções comerciais (Parte 2) – Comunicação, Monitorização e Funcionalidades

Solução	App / Monitorização	Funcionalidades Adicionais
Genion One (Circutor)	<i>Web/App</i> móvel	Ajuste automático da potência com BeON; compatível com eHome Solar
Wallbox Eco-Smart	<i>App</i> myWallbox	DLM, conectividade Wi-Fi/Bluetooth, integração com assistentes de voz
AC SMART (Weidmüller)	Plataforma SMART-charge	Coordenação até 50 postos; autenticação RFID; controlo remoto da carga
Elli Charger 2 (Volkswagen)	<i>App</i> Elli	Redução até 40% no custo de carregamento; ecossistema completo
PairTree (Paired Power)	<i>Software</i> proprietário	Portátil e modular; tomadas 120 V para emergência; carregamento fora da rede

Capítulo 3

Metodologia

A pesquisa apresentada neste trabalho é de caráter aplicado e experimental, pois envolve o desenvolvimento e teste de um protótipo funcional de sistema de gestão para carregamento de VE em ambiente residencial. Trata-se de uma investigação de natureza quantitativa, na qual se medem e analisam indicadores elétricos (potências, SoC, estados de carga, etc.) para validar o funcionamento do sistema. A abordagem também assume aspetos exploratórios, na medida em que busca compreender dinamicamente a interação entre geração fotovoltaica, armazenamento e demanda de veículos elétricos sob diferentes cenários de carga e produção. Em síntese, o estudo combina a construção de um protótipo de engenharia com experimentação em ambiente controlado, visando gerar conhecimento aplicável à gestão eficiente de energia em residências.

3.1 Abordagem Metodológica

Para validar a solução proposta, adotou-se uma abordagem baseada em prototipagem e estudo de caso experimental. Foi implementado um protótipo funcional que integra *hardware* e *software* para gestão em tempo real. O ambiente de testes incluiu um sistema embarcado equipado com um Raspberry Pi como controlador central, carregadores de VE, um inversor solar real fornecendo dados de geração fotovoltaica, e um ESS. Dados reais de operação (geração solar, níveis de bateria) foram utilizados para conferir realismo ao experimento. Em paralelo, a plataforma foi configurada para executar o algoritmo de controlo em ciclos, simulando o ambiente de

uma residência inteligente. Essa estratégia permitiu iterar rapidamente entre ajustes de *software* e observação de resultados práticos, combinando desenvolvimento de protótipo com coleta de dados em condições reais.

3.2 Fontes de Dados

Para garantir o funcionamento eficaz e preciso do algoritmo, são necessários diversos dados de entrada, que variam conforme o cenário em análise. Estes dados permitem que o algoritmo tome decisões informadas e faça a gestão do processo de carregamento dos VE, utilizando preferencialmente a energia solar gerada localmente.

A recolha dos dados é realizada em tempo real através de interfaces de comunicação industrial, nomeadamente Modbus TCP, com leitura periódica. As variáveis consideradas estão organizadas em duas categorias principais: medições de potência do sistema e parâmetros dos veículos elétricos.

3.2.1 Potência e Energia

As medições de potência e energia são essenciais para estimar a disponibilidade energética, identificar excedentes ou défices, e proceder à alocação de recursos entre os vários elementos do sistema. Os principais dados utilizados incluem:

- **Potência gerada pelos PV ($P_{pv}(t)$):** A potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos em cada intervalo de 60 s, que será prioritariamente utilizada para carregar os VE. Este valor é essencial para determinar a disponibilidade de energia renovável no sistema;
- **Estado do ESS:** Percentagem de carga atual do ESS, lida via protocolo Modbus TCP. Este valor condiciona a capacidade de descarga da bateria para suporte ao carregamento dos VE.

3.2.2 Parâmetros do VE

Neste sistema, não é possível obter dados internos dos VE, tais como o estado atual de carga (SoC) ou a capacidade da bateria devido ao protocolo de comunicação utilizado pelo carregadores. A comunicação com os VE é unidirecional através do carregador, e não permite leitura de variáveis internas. Por *default* o carregamento é efetuado com base na corrente nominal disponibilizada pelo carregador fixada em 32 A, sendo o próprio veículo responsável por regular a corrente de carga de acordo com a sua gestão interna e necessidades.

Face a esta limitação, são definidos os seguintes pressupostos operacionais:

- **Corrente máxima fornecida:** Corrente alternada (AC) disponibilizada pelo carregador ao VE, tipicamente 32 A, sendo este o único controlo direto possível por parte do sistema.
- **Potência teórica máxima:** Estimada com base na corrente e na tensão nominal da rede (tipicamente 230 V), resultando numa potência máxima de carregamento de cerca de 7,36 kW por VE.
- **Estado de carga atual e hora de saída:** Introduzidos manualmente pelo utilizador aquando do início do processo de carregamento, são utilizados para estimar o tempo disponível e a potência desejada teórica, permitindo ao algoritmo atribuir prioridades relativas entre os veículos.

3.3 Ferramentas e Tecnologias

O desenvolvimento do protótipo de gestão para carregamento de VE foi utilizado um conjunto de ferramentas de *software* e protocolos de comunicação, centralizados num único dispositivo de *hardware*:

Hardware

- Raspberry Pi 3B: Unidade central de controlo onde o algoritmo de gestão para o carregamento de VE é executado. O Raspberry Pi recolhe dados, processa a lógica de decisão e envia comandos em tempo real. A escolha baseou-se na sua capacidade de executar Python, na disponibilidade de interfaces de rede (Ethernet/Wi-Fi) e no suporte a bibliotecas para protocolos industriais.

Software

- Python: Linguagem utilizada para todo o desenvolvimento do algoritmo de controlo, graças à sua sintaxe clara e à vasta disponibilidade de bibliotecas de comunicação e automação.
- Node-RED: Programação visual utilizada para o desenvolvimento do painel de monitorização em tempo real, acessível via *browser*, eliminando a necessidade de codificação manual em linguagens *web* tradicionais.

Protocolos de Comunicação

- Modbus TCP/IP: Protocolo industrial utilizado para a leitura da potência fotovoltaica e do SoC do ESS.
- HTTP/WebSocket (Node-RED *Dashboard*): Utilizados para atualizar em tempo real o painel de monitorização, exibindo indicadores como potência PV, SoC do ESS e estado das sessões de carregamento.

3.4 Arquitetura Modular

A arquitetura proposta para a implementação de uma solução integrada de gestão do carregamento de VE em ambientes residenciais é descrita nesta secção. Esta arquitetura assenta numa estrutura modular e bem organizada, composta por três blocos funcionais fundamentais — produção, armazenamento e consumo — que operam de forma interligada. Através da utilização de protocolos de comunicação padrão Modbus TCP, garante-se uma interoperabilidade eficaz entre os dispositivos, permitindo uma gestão energética eficiente e adaptada às necessidades residenciais. Os blocos funcionais são descritos em detalhe a seguir:

1. **Produção:** Representada pelos painéis fotovoltaicos, responsáveis pela geração de energia renovável local. A produção de energia solar é a principal fonte de energia no sistema, contribuindo para a sustentabilidade e independência energética da residência.
2. **Armazenamento:** As baterias são utilizadas para acumular o excedente de energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. Este armazenamento permite a utilização da energia para abastecer as necessidades energéticas quando a produção fotovoltaica é insuficiente.
3. **Consumo:** Os carregadores de VE, que são as principais cargas sob gestão ativa, representam a componente de consumo do sistema. A gestão inteligente do carregamento dos VE assegura que a energia utilizada para carregamento seja a mais eficiente possível, privilegiando a utilização de energia gerada localmente.

Todos os equipamentos encontram-se instalados atrás de um único contador de energia, representando um cenário típico de auto-consumo residencial. Esta configuração permite uma gestão local e eficiente dos fluxos energéticos, sem interferência direta com a rede pública, o que reduz as perdas associadas à transmissão de energia e melhora a eficiência do sistema como um todo.

A gestão do sistema é feita de forma centralizada, sendo coordenada por um sistema de controlo que recebe informações de todos os dispositivos conectados, como o ESS, painéis fotovoltaicos e carregadores de VE. O sistema centralizado assegura que as decisões sobre a utilização da energia sejam feitas com base em regras heurísticas, considerando as variáveis de produção, armazenamento e consumo. A Figura 3.1 ilustra a arquitetura global do sistema, mostrando a interligação entre os diferentes componentes.

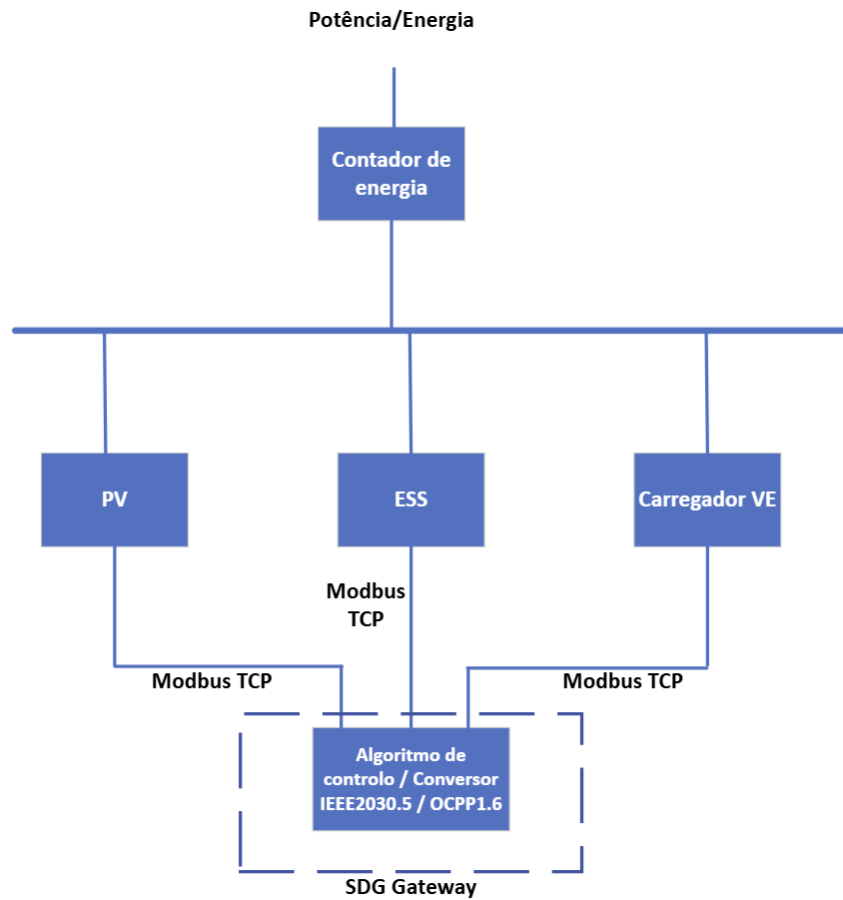


Figura 3.1: Arquitetura do sistema.

3.5 Desenvolvimento do Algoritmo de Controlo

O algoritmo de controlo desenvolvido neste trabalho tem como objetivo principal assegurar uma gestão eficiente do uso da energia fotovoltaica e o ESS para o carregamento de VE. A sua execução é feita de forma cíclica, com um período de atualização de 60 segundos, permitindo a adaptação constante às condições energéticas instantâneas do sistema.

A sua estrutura está dividida em cinco fases sequenciais, que são detalhadas a seguir. A Figura 3.2 apresenta o fluxograma que representa visualmente o funcionamento do algoritmo em cada ciclo de execução.

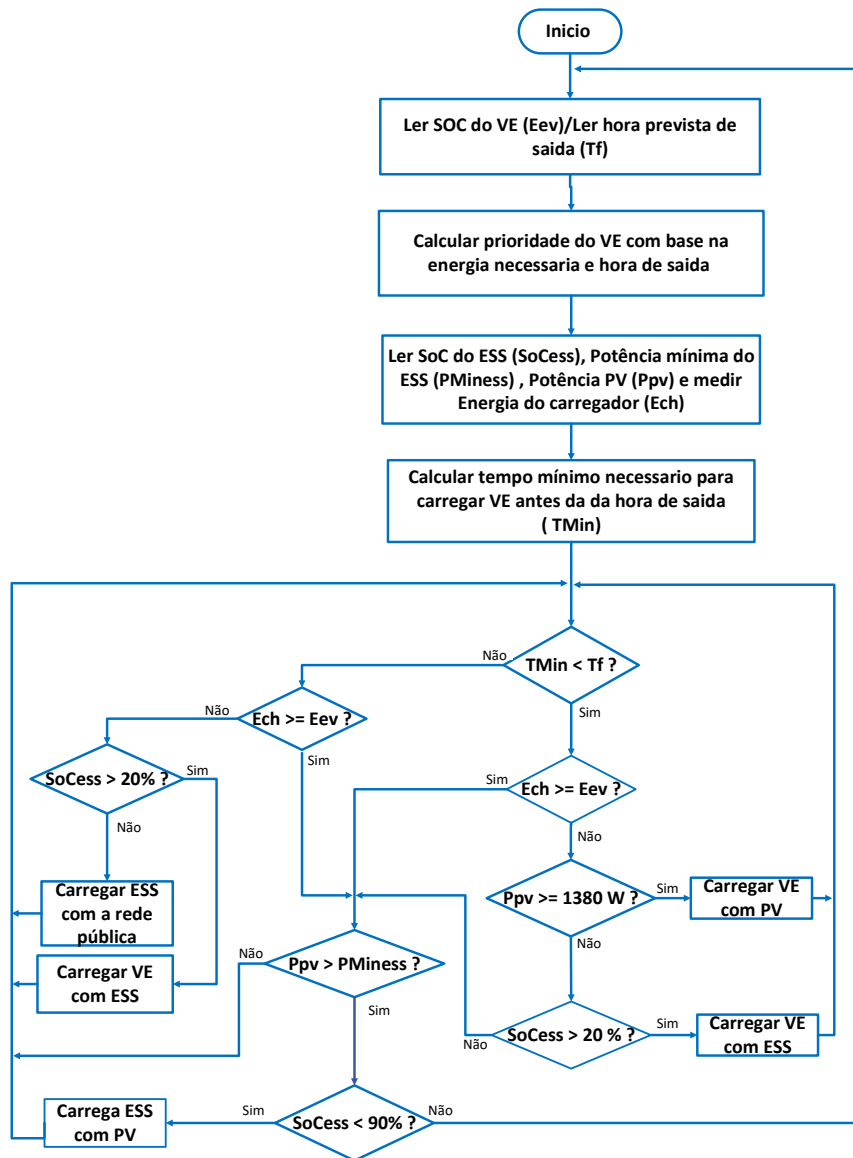


Figura 3.2: Fluxograma do funcionamento do algoritmo.

1. **Aquisição de Dados do Sistema:** Inicialmente, são recolhidos os parâmetros principais: o estado de carga do VE (SoC), a hora prevista de saída (T_f) do veículo (definidos via *dashboard*), a potência fotovoltaica disponível (P_{pv}) e o estado de carga do ESS (SoC_{ess}). Estes dados definem o estado atual do sistema e são usados para calcular as próximas decisões.

2. **Análise de Prioridade e Janelas Temporais:** Com base no SOC atual do VE e na hora de saída, calcula-se a energia necessária (E_{ev}) para atingir a carga total e o tempo mínimo necessário para esse carregamento (T_{min}). Este valor é comparado com o tempo restante até à saída ($T_f - T_{atual}$) para avaliar se existe margem para concluir o carregamento dentro da janela temporal definida.

A energia necessária E_{ev} (kWh) é calculada com base na capacidade da bateria do VE Cap_{ve} em kWh, seguindo a equação abaixo:

$$E_{ev} = \left(1 - \frac{SOC_{ve}}{100}\right) \times Cap_{ve} \quad (3.1)$$

O tempo mínimo necessário para realizar o carregamento com a potência máxima (POT_{max_ve}) disponível é dado por:

$$T_{min} = \frac{E_{ev}}{POT_{max_ve}} \quad (3.2)$$

O tempo restante até à saída do veículo, T_f , é calculado pela fórmula abaixo em que T_{atual} é o tempo atual em segundos:

$$T_f = \frac{T_{saída} - T_{atual}}{3600} \quad (3.3)$$

3. **Decisão sobre fonte de energia para o carregamento do VE:** O algoritmo avalia sequencialmente as condições energéticas para determinar a fonte a utilizar. Se o tempo restante até à saída do VE for suficiente ($T_{min} < T_f$), a energia entregue pelo carregador de VE for inferior à energia de carregamento inicialmente pedida pelo veículo ($E_{ch} \geq E_{ev}$), e a potência disponível no sistema PV for pelo menos 1380 W ($P_{pv} \geq 1380$ W), o algoritmo prioriza o uso da energia solar disponível. Este valor corresponde à potência mínima em regime monofásico necessária para permitir o funcionamento do carregador de VE do INESC TEC opere de forma estável, assumindo uma tensão de 230 V e um limite mínimo operacional de 6 A por fase (isto é, $230 \times 6 = 1380$ W). Abaixo deste limiar, o carregador não garante operação segura ou eficiente, o que justifica a definição deste valor como ponto de corte.

Caso não haja potência suficiente no sistema PV, verifica-se se o ESS tem carga suficiente ($SoC_{ess} > 20\%$) para suprir a necessidade. Se também não for possível, entra-se numa lógica de verificação da disponibilidade do PV para carregar o ESS, desde que o $SoC_{ess} < 90\%$.

Porém, se $T_{min} < T_f$, o EV deve passar a carregar à potência máxima, carregando da rede, se necessário. Se $SoC_{ess} > 20\%$, ordena-se o ESS a injetar

energia na rede para minimizar a energia importada na rede tanto quanto for possível.

Se nem PV nem ESS estiverem disponíveis, o carregamento do VE é feito via rede pública com potência mínima admissível, como último recurso.

4. **Complementação via ESS ou Rede Pública:** Quando a energia entregue pelo carregador de VE for superior à energia de carregamento inicialmente pedida pelo veículo ($E_{ch} < E_{ev}$), assume-se que o VE está carregado e o algoritmo entra num ramo alternativo: se houver produção solar acima do limiar ($P_{ppv} \geq P_{minEss}$) e o ESS ainda não estiver cheio, ordena-se o carregamento do ESS com PV.
5. **Envio de Comando de Potência:** Com a fonte de energia definida (PV, ESS ou Rede), o algoritmo define a potência de comando a enviar para o carregador de VE (pot-cmd) e envia essa informação para o carregador através da API. Simultaneamente, as métricas energéticas e o estado do sistema são atualizados no *dashboard* em tempo real para monitorização e registo.

Capítulo 4

Implementação

Este capítulo descreve a implementação prática do algoritmo definido no Capítulo de Metodologia. Começa-se pela apresentação da plataforma de teste , incluindo os vários equipamentos utilizados, tais como o sistema de geração PV, o ESS, o carregador de VE e o dispositivo *gateway* utilizado na comunicação e controlo. Segue-se a descrição do processo de implementação do algoritmo de controlo e da solução de monitorização em tempo real desenvolvida.

4.1 Arquitetura de Implementação

A Figura 4.1 apresenta a arquitetura funcional do sistema, evidenciando a interligação e as características dos diferentes equipamentos, nomeadamente o subsistema fotovoltaico, o ESS, o *gateway* de controlo, o carregador de VE e a rede elétrica pública.

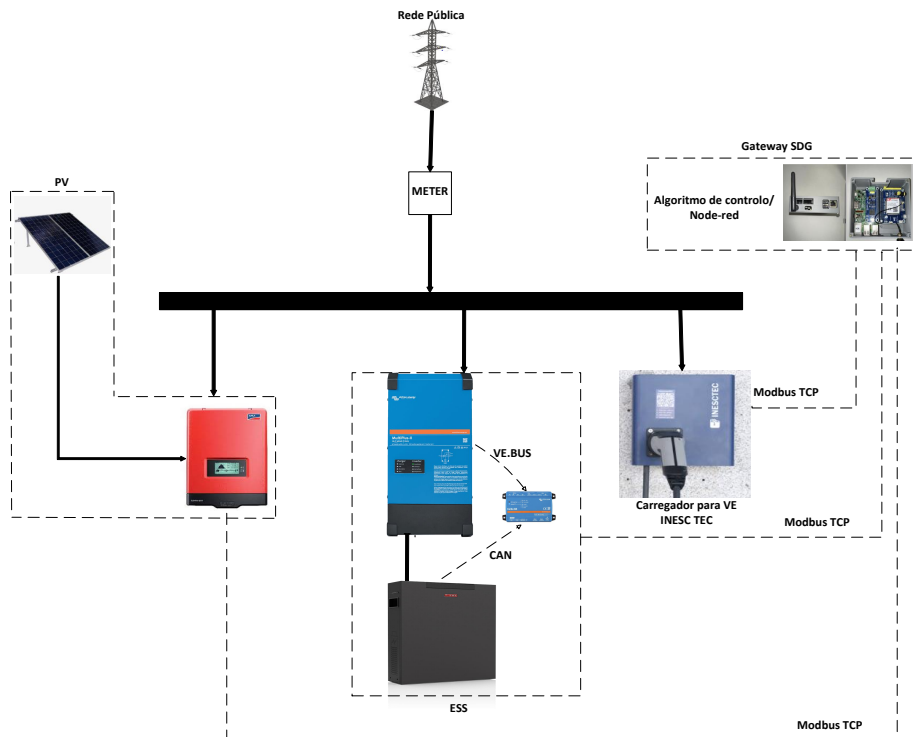


Figura 4.1: Arquitetura utilizada para implementação.

4.1.1 Sistemas Fotovoltaicos (PV)

O sistema de geração fotovoltaica disponível é composto por seis arranjos de painéis instalados nas coberturas de um edifício do INESC TEC (Figura 4.2). Estes arranjos integram módulos *Open Renewables* modelos 240-PQ60 e 235-PC60, distribuídos da seguinte forma:

- Três arranjos de nove painéis, com potência instalada aproximada de 2100 kWp;
- Dois arranjos de catorze painéis, com potência instalada aproximada de 3300 kWp;
- Um arranjo de treze painéis, com potência instalada aproximada de 3100 kWp.

Apesar de estarem disponíveis seis arranjos, nesta dissertação será utilizado apenas um sistema fotovoltaico ligado a uma única fase, composto por um inversor de 3 kW. É importante referir que os inversores estão distribuídos pelas três fases do sistema elétrico, sendo que cada fase integra um inversor de 3 kW e outro de 1.5 kW, totalizando seis inversores.

A seleção deste arranjo específico para os testes deve-se à sua adequação em termos de potência e facilidade de monitorização, garantindo uma integração eficaz com o sistema de armazenamento e o algoritmo de controlo desenvolvido.



Figura 4.2: Painéis fotovoltaicos.

As características técnicas dos módulos fotovoltaicos encontram-se resumidas na Tabela 4.1, incluindo potência nominal, tensão em circuito aberto e nominal, bem como correntes de curto-circuito e operação.

Tabela 4.1: Características técnicas dos módulos fotovoltaicos

Parâmetro	235 PC60 (1 unidade)	240 PQ60 (1 unidade)
Potência nominal	235 W	240 W
Tensão em circuito aberto	36,7 V	36,8 V
Corrente em curto-circuito	8,47 A	8,49 A
Corrente nominal	8,1 A	8,15 A
Tensão nominal	28,9 V	29 V

Em condições normais de exploração, os arranjos estão interligados diretamente ao quadro elétrico da Micro-rede (MR) existente no X-Energy Lab, de modo a maximizar o aproveitamento da energia solar produzida por parte do edifício sede do INESC TEC. A conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos painéis para corrente alternada (CA) é assegurada por inversores monofásicos SMA Sunny Boy (Figura 4.3), agrupados em dois conjuntos:

- **Grupo A** - Inversores SMA Sunny Boy SB1700 (1550 W de potência nominal AC; faixa de tensão de MPPT 147–320 V DC; corrente máxima CC de 12,6 A);
- **Grupo B** - Inversores SMA Sunny Boy SB 3000HF-30 (3000 W de potência nominal AC; faixa de tensão de MPPT 210–560 V DC; corrente máxima CC de 15 A).

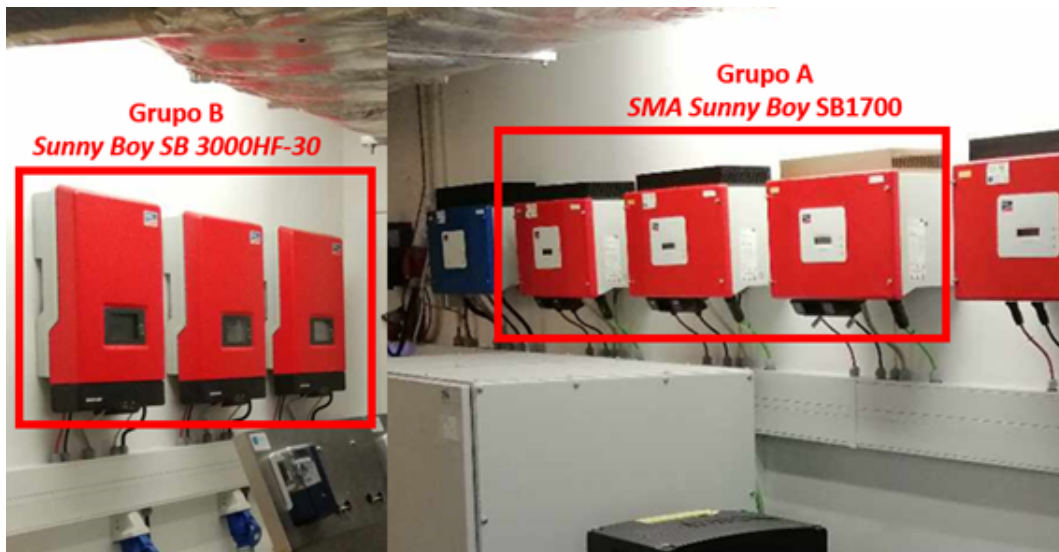


Figura 4.3: Inversores fotovoltaicos SMA sunny Boy, modelos SB3000HF-30 e SB1700.

Na Tabela 4.2 são apresentadas as principais características técnicas de cada modelo.

Tabela 4.2: Características técnicas dos inversores SMA Sunny Boy

Parâmetro	SB1700 (1 unidade)	SB 3000HF-30 (1 unidade)
Potência nominal AC	1550 W	3000 W
Tensão AC nominal	220V – 240V	220V – 240V
Corrente AC nominal	6,7 A	13,6 A
Frequência nominal	50 Hz	50 Hz
Gama de frequência de operação	45,5 Hz – 64,5 Hz	45,5 Hz – 64,5 Hz
Tensão máxima DC	400 V	700 V
Gama de tensão DC de operação do MPPT	147 V – 320 V	210 V – 560 V
Corrente máxima DC	12,6 A	15 A

4.1.2 Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica (ESS)

O subsistema de armazenamento de energia utilizado neste trabalho é composto por um sistema completo integrado, composto por um inversor-carregador Victron MultiPlus-II e uma bateria de íões de lítio WECO 4KLT, ambos montados no expositor do laboratório (Figura 4.4). Esta configuração foi selecionada por permitir uma gestão eficaz da carga e descarga do ESS.

O Victron MultiPlus-II desempenha simultaneamente funções de inversor, carregador e gestor de energia, permitindo a interação com fontes fotovoltaicas, com a bateria e com a rede elétrica. Este equipamento garante a estabilidade do sistema, efetuando a comutação entre as diferentes fontes de energia e gerindo os fluxos de potência de forma otimizada. Entre as suas funcionalidades destacam-se o carregamento inteligente da bateria, a capacidade de operar em modo *off-grid* e a integração com sistemas de monitorização como o Cerbo GX.

A bateria WECO 4KLT, instalada em conjunto com o MultiPlus-II, oferece boa capacidade de armazenamento e é confiável, com uma capacidade nominal de 4 kWh a 48 V DC. Suporta correntes de descarga até 100 A e de carga até 60 A, sendo especialmente adequada para aplicações residenciais com recurso a energias renováveis. Esta bateria integra ainda um sistema de gestão (BMS) que protege contra sobrecarga, descarga excessiva, curtos-circuitos e temperaturas extremas.



Figura 4.4: Sistema de armazenamento de energia elétrica X-Energy Lab.

Na Tabela 4.3 encontram-se as principais características técnicas do sistema de armazenamento, incluindo a potência nominal do inversor, as faixas de tensão e corrente suportadas, bem como as proteções integradas e capacidades de comunicação.

Tabela 4.3: Principais características técnicas do sistema de armazenamento de energia (Victron MultiPlus-II + WECO 4KLT)

Parâmetro	Valor
Victron MultiPlus-II	
Potência nominal de saída (AC)	3000 VA
Tensão de entrada/saída AC	230 V / 50 Hz
Tensão de entrada CC (bateria)	48 V
Corrente máxima de carga da bateria	35 A
Rendimento (modo inversor)	até 94%
Comutação automática entre fontes	Sim
Comunicação e monitorização	VE.Bus, VE.Direct, CAN
Proteções integradas	Sobretensão, curto-circuito, temperatura, etc.
Bateria WECO 4KLT	
Capacidade nominal	4 kWh
Tensão nominal	48 V
Corrente máxima de descarga	100 A
Corrente máxima de carga	60 A
Química da bateria	Lítio (LiFePO ₄)
Ciclo de vida estimado	> 6000 ciclos (80% DoD)
Sistema de gestão (BMS)	Integrado
Comunicação	CAN, RS485

4.1.3 Carregador de Veículos Elétricos

O x-Energy Lab dispõe de quatro pontos de carregamento AC para veículos elétricos monofásicos, todos com capacidade de controlo dinâmico através de comunicação bidirecional com capacidade de controlo dinâmico via comunicação bidirecional. Estes carregadores estão ligados diretamente à micro-rede do laboratório, integrando-se de forma eficaz com os restantes elementos do sistema experimental (Figura 4.5).

Todos os equipamentos suportam os protocolos IEC 61851, ISO 15118 e OCPP, o que possibilita uma regulação dinâmica da potência de carregamento em função da disponibilidade energética local, das prioridades de carregamento definidas pelo utilizador e de eventuais restrições da rede elétrica. As principais características técnicas destes equipamentos encontram-se resumidas na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Características técnicas dos carregadores AC utilizados no x-Energy Lab

Parâmetro	Valor
Tipo de carregamento	AC Monofásico
Potência máxima nominal	7,36 kW
Tensão nominal de operação	230 V
Corrente nominal máxima	32 A
Tipo de conector	Tipo 2
Protocolos suportados	IEC 61851, ISO 15118
Comunicação	Ethernet / Wi-Fi / Modbus TCP
Capacidade de controlo dinâmico de carga	Sim
Interface com sistema de gestão de energia	Integrado via API REST

No âmbito da presente dissertação será utilizado apenas um ponto de carregamento. Esta decisão prende-se com a seleção de um caso de uso representativo de uma habitação residencial típica, onde o mais comum é a existência de apenas um carregador de VE. Em trabalhos futuros poderá ser considerada a existência de mais que um carregador de VE, mas de momento está fora do escopo do trabalho atual



Figura 4.5: Carregador elétrico INESC TEC.

4.1.4 SDG Gateway

O *gateway* de comunicação desenvolvido assenta numa arquitetura baseada em Linux embarcado, especificamente desenhada para intermediar e uniformizar o fluxo de dados entre os componentes fotovoltaicos, as baterias e os carregadores de VE. Inspirando-se no funcionamento do IOTMAXX GW4100, o sistema utiliza uma placa

Raspberry Pi, equipada com interfaces RS485, CAN e Ethernet, que garantem a conectividade necessária aos protocolos Modbus, CAN e OCPP. O *software* interno gere múltiplos processos de aquisição de dados em tempo real através de *drivers* nativos e bibliotecas de código aberto, assegurando robustez e baixa latência.

A camada de comunicação do *gateway* suporta simultaneamente diferentes protocolos de aplicação: em Modbus RTU/TCP, realiza leituras periódicas dos inversores e do BMS das baterias, normalizando registos de tensão, corrente e estado de carga (SoC) num formato único; via CAN, captura mensagens CANbus padrão J1939 e mensagens proprietárias de sistemas de armazenamento, traduzindo-as para *frames* compreensíveis pelo controlador central. Para o carregamento de VE, a componente OCPP estabelece um canal seguro (TLS) para troca de mensagens JSON com a plataforma de gestão, permitindo autenticação, controlo de sessões e telemetria.

No que concerne ao *design* de *software*, o *gateway* implementa uma arquitetura orientada a microserviços, onde cada protocolo corre num serviço isolado que comunica através de filas de mensagens internas (por exemplo, MQTT local) e bases de dados leves (SQLite), promovendo escalabilidade e facilitando a adição de novos módulos. Estes serviços expõem uma API RESTful para o controlador central, que agrega e trata os dados para posterior otimização. Adicionalmente, há um módulo de monitorização de saúde do sistema, que verifica estados de interfaces, disponibilidade de CPU e memória, gerando alertas em caso de falhas ou picos de latência.

Ao nível do *hardware*, o *design* incorpora um conversor galvanicamente isolado para RS485, um transceiver CAN com filtro de ruído e um módulo de relógio em tempo real (RTC) para garantir o acoplamento temporal preciso das leituras. Desta forma, o *gateway* de comunicação constitui a espinha dorsal do sistema integrado, garantindo interoperabilidade, resiliência e integridade dos dados, fatores essenciais para o correto funcionamento do algoritmo de otimização e para a fiabilidade global da solução residencial. A Figura 4.6 apresenta o *hardware* do *gateway*, destacando as principais interfaces de comunicação utilizadas no sistema.

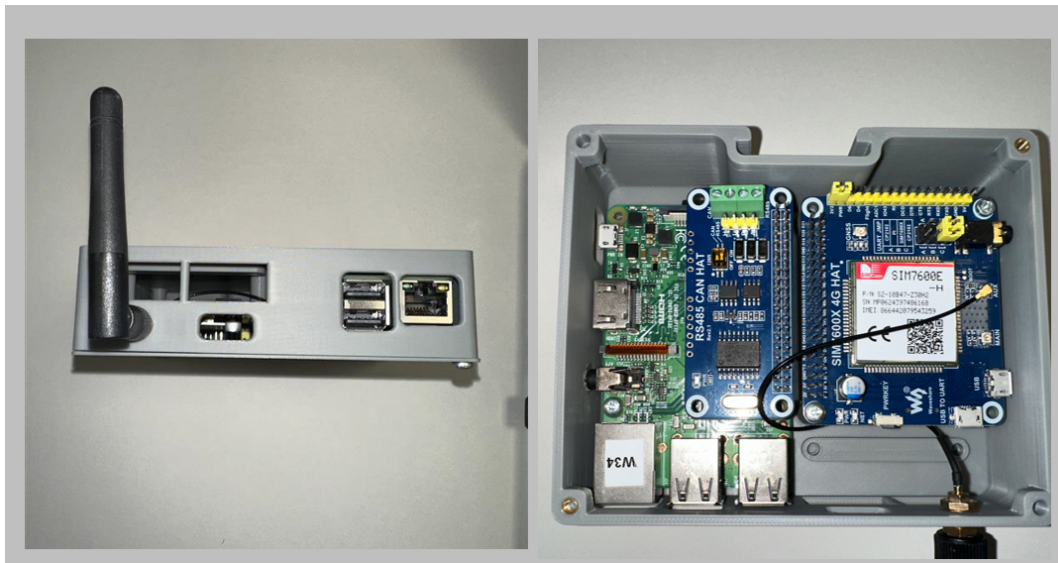


Figura 4.6: Hardware do gateway.

4.2 Implementação do Algoritmo

A lógica de controlo foi implementada na linguagem Python, tendo como objetivo adaptar dinamicamente a potência de carregamento do VE conforme a disponibilidade de fontes energéticas locais e as restrições temporais do utilizador. Cada iteração do algoritmo inicia-se com a recolha de variáveis críticas do sistema. A informação do estado de carga (SoC) e da potência do ESS é obtida via protocolo Modbus TCP, tal como a potência fotovoltaica (PV) disponível, medida em um inversor. O estado de carga do VE e a hora prevista de saída são fornecidos pelo utilizador através de um *dashboard* Node-RED.

Adicionalmente, a potência atualmente disponibilizada pelo carregador é lida através de uma requisição GET para o endpoint da API do carregador. Esta leitura permite ao algoritmo conhecer os limites operacionais atuais do carregador e ajustar o perfil de carregamento de forma coerente.

Com todos os parâmetros recolhidos, o algoritmo calcula a energia ainda necessária para carregar o VE até 100%, considerando a sua capacidade total. Esta energia é determinada pela expressão da equação (3.1).

De seguida, calcula-se o tempo mínimo necessário para completar o carregamento à potência máxima permitida utilizando a equação (3.2). E a janela temporal efetiva disponível até à hora de saída é definida pela equação (3.3).

Estas três variáveis — energia necessária, tempo mínimo e tempo disponível — fundamentam a decisão seguinte, que consiste em determinar se o carregamento poderá ser feito com tempo suficiente e que fontes energéticas estão aptas a fornecer a energia requerida. A energia que o carregador está preparado para aplicar, referida como E_{ch} , é lida diretamente da API do carregador. Caso a energia que o carregador

pode fornecer seja suficiente para satisfazer a necessidade do veículo ($E_{ch} < E_{E_{ev}}$) e o tempo restante até à partida do VE seja adequado ($T_{min} < T_f$), o processo de seleção segue uma lógica hierárquica de prioridades: inicialmente verifica se a potência PV disponível ultrapassa o limiar mínimo técnico (1380 W); caso afirmativo, define essa potência como comando (pot-cmd) e a fonte como “PV”. Se a produção solar for insuficiente, mas o SoC do ESS estiver acima de um valor mínimo (20%), a energia é extraída do armazenamento:

$$pot_{cmd} = \min \left(\left(\frac{SoC_{ess} - SoC_{ESS_MIN}}{100} \right) \times 4 \times 1000, E_{ev} \right) \quad (4.1)$$

No caso em que o PV e o ESS não sejam suficientes, aplica-se a potência máxima disponível na rede ao carregador de VE, sem qualquer restrição de controlo ou priorização de fontes. Numa situação alternativa, em que E_{ch} seja inferior à energia requerida, o algoritmo tenta satisfazer a potência de carga primeiro com PV, depois com ESS, e finalmente com um valor fixo representando a potência mínima da rede (1380 W). Quando o tempo até à partida do utilizador for insuficiente ($T_{min} \geq T_f$), a lógica força o carregamento mesmo que as condições estejam a um nível baixo, novamente priorizando o ESS e, em última instância, a rede.

Após tomada a decisão, os valores são publicados para visualização no *dashboard* no Node-Red.

Esta abordagem assegura que o carregamento do VE se realiza com base em critérios de eficiência energética e sustentabilidade. A utilização de energia solar é sempre preferencial, seguida da utilização estratégica do ESS, e por fim a rede elétrica é acionada apenas quando as demais fontes não são suficientes.

4.3 Monitorização em Tempo Real via Node-RED

Com o objetivo de permitir o acompanhamento contínuo do desempenho do sistema de carregamento inteligente, foi desenvolvido um painel de monitorização interativo no ambiente Node-RED, utilizando os módulos node-red-dashboard e node-red-contrib-modbus, além de interfaces HTTP REST. Esta solução proporciona uma visualização em tempo real dos principais parâmetros operacionais do sistema, permitindo análise, diagnóstico e validação do algoritmo de controlo implementado.

A arquitetura de comunicação adotada baseia-se na integração direta entre os dados gerados pelo algoritmo (executado numa Raspberry Pi) e os fluxos configurados no Node-RED. Através de *endpoints* REST personalizados, os dados são enviados ciclicamente pelo *script* Python e processados por funções internas que extraem os valores relevantes para visualização. Esta abordagem elimina a necessidade de bases de dados intermediárias e permite atualizações a cada 60 segundos, garantindo elevada fidelidade temporal entre o estado do sistema físico e a interface gráfica.

O painel está estruturado em quatro grupos funcionais (Figuras 4.7 e 4.8):

1. **Estado Atual do Sistema** Este grupo apresenta os indicadores principais do sistema energético em tempo real, por meio de *widgets* do tipo *gauge* (medidores circulares), implementados nos grupos "Monitorização do PV" e "Monitorização da ESS". Os parâmetros visualizados são:
 - **Potência PV (W):** valor lido a partir dos inversores, enviado ao *endpoint* `/pv-power` e representado por um *gauge* do tipo *donut* e um gráfico de linha;
 - **SOC% Bateria (%):** monitorizado via `/bateria`, é representado graficamente com cores progressivas para facilitar a interpretação visual;
 - **Potência Bateria (W):** extraída do mesmo *endpoint*, reflete a energia que está a ser fornecida ou armazenada;
 - **Potência-OUT (W):** potência total do VE, calculada pelo algoritmo e enviada para o *endpoint* `/ve-power`, permitindo acompanhar o consumo atual dos veículos em carregamento.
2. **Monitorização do VE** A interface do utilizador inclui um formulário simples onde é possível introduzir o SOC atual do VE e a hora prevista de saída. Estes dados são capturados através do *node* "Formulário VE" e armazenados no contexto *flow*, ficando acessíveis ao algoritmo em execução. Adicionalmente, o valor do SOC introduzido é refletido num *gauge* do grupo "Monitorização VE", promovendo *feedback* visual imediato após o envio.
3. **Detalhe da Sessão de Carregamento** A lógica de controlo, ao decidir a potência a ser aplicada ao carregador, publica também a fonte de energia utilizada (PV, ESS ou Rede) no *endpoint* `/charging-source`. Essa informação é interpretada por uma função Node-RED que ativa os LED indicadores e atualiza um campo de texto, mostrando de forma clara qual a origem energética no ciclo atual. Um gráfico de linhas adicional permite visualizar a alternância entre fontes ao longo do tempo, facilitando a análise do comportamento da lógica de decisão.
4. **Histórico** Foram implementados múltiplos gráficos de linha com janelas deslizantes (última hora ou 24 horas) para suportar análise de tendências. Estes incluem:
 - **PV vs Potência VE:** compara a potência fotovoltaica gerada com a potência aplicada ao carregamento dos VE;
 - **SOC do ESS ao longo do tempo:** permite observar os ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento, útil para validar a autonomia e a estratégia de carregamento;

- **Potência de Entrada e Saída do Carregador:** visualiza graficamente a potência solicitada (*input*) e efetivamente entregue (*output*), fornecendo indicadores para verificação da eficácia do controlo.

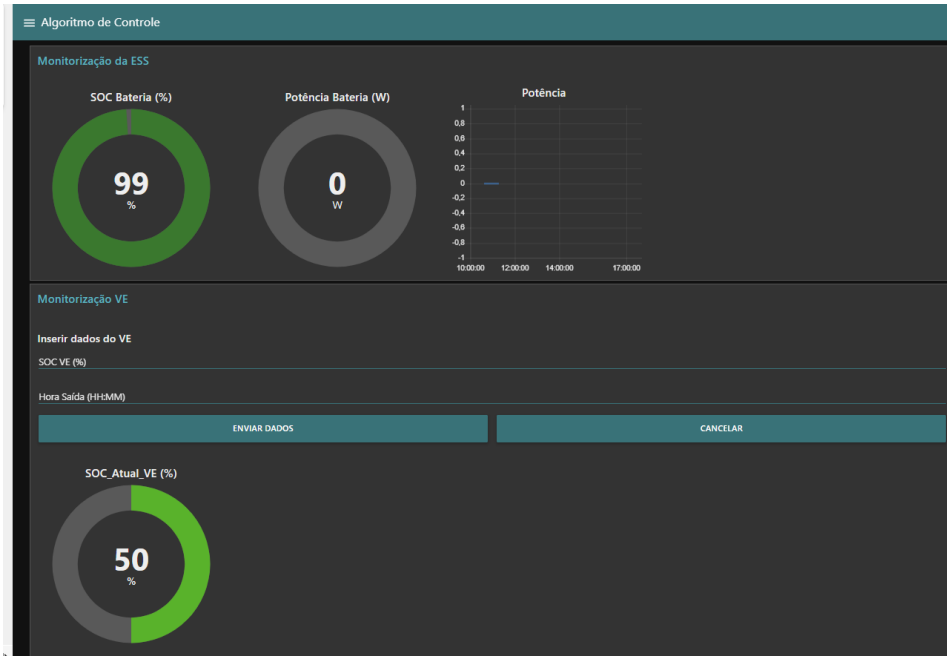


Figura 4.7: Ambiente de controlo NODE-RED (Parte 1).

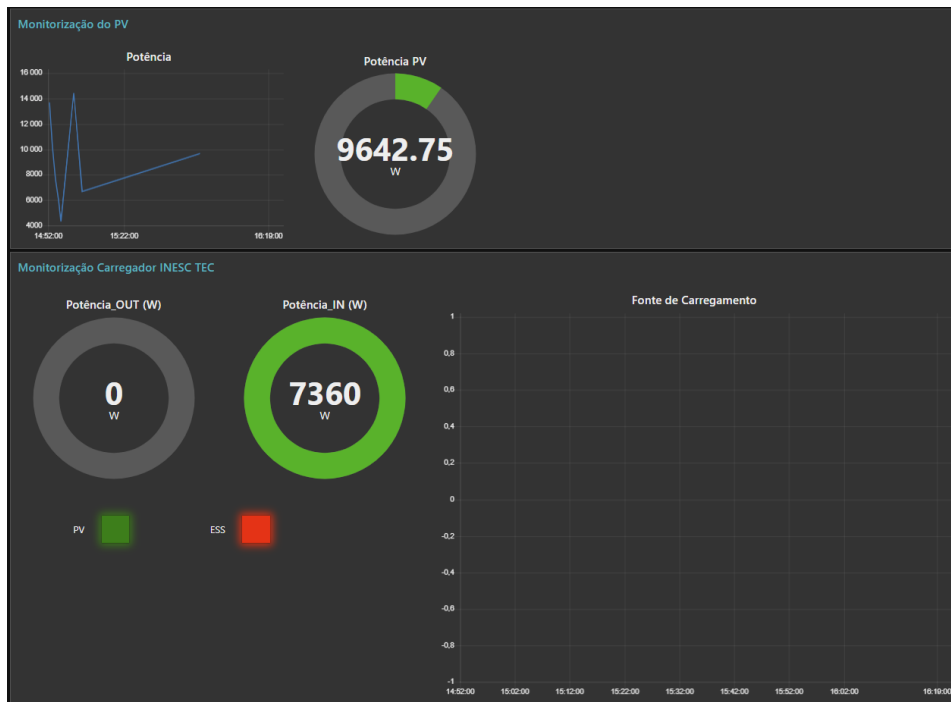


Figura 4.8: Ambiente de Controlo NODE-RED (Parte 2).

Capítulo 5

Teste e Resultados

Este capítulo apresenta a validação prática do algoritmo heurístico desenvolvido para o carregamento inteligente de VE, com integração de produção fotovoltaica e ESS. Foram definidos e implementados diversos cenários de teste representativos de condições reais de operação, com o objetivo de avaliar a robustez, adaptabilidade e eficiência da estratégia de controlo proposta.

5.1 Configuração dos Cenários de Teste

Para avaliar a robustez e a flexibilidade do algoritmo de controlo, foram definidos cinco cenários de carregamento com características distintas. Cada cenário foca-se num aspeto específico do funcionamento do sistema, de modo a testar comportamentos em situações de produção fotovoltaica variável, condicionantes do ESS ou janelas temporais restritas.

A Tabela 5.1 resume os parâmetros utilizados de forma consistente em todos os cenários de avaliação.

Tabela 5.1: Parâmetros considerados nos diferentes cenários

Parâmetro	Valor
Intervalo de controlo	60 s
Capacidade útil do ESS	4 kWh
SoC inicial do ESS	90 % (cenários 1, 2) / 50 % (cenário 3) / 30 % (cenário 4)
SoC mínimo do ESS	20 %
Potência máxima do carregador	7,36 kW (32 A × 230 V)
Estratégia aplicada	Cenário 1: sem estratégia Cenários 2–4: algoritmo

5.1.1 Cenário 1 – Carregamento Convencional (Referência)

- **Descrição:** Neste cenário, o carregamento do VE é realizado de forma direta e não adaptativa, recorrendo à potência nominal máxima do carregador, sem ter em consideração a disponibilidade de energia renovável local. Ou seja, o carregador opera de forma independente da produção fotovoltaica e do estado de carga do ESS, fornecendo a potência máxima possível, sem qualquer forma de regulação dinâmica.
- **Objetivo:** Servir de linha de base para comparação, refletindo um carregamento sem qualquer lógica inteligente ou integração com fontes renováveis.
- **Resultado:** A análise do perfil de carregamento obtido (Figura 5.1) mostra que o VE inicia o processo de carregamento imediatamente após a ligação ao carregador, aplicando uma potência próxima dos 3.680 W, de forma constante durante vários períodos do dia. Esta potência não é ajustada de acordo com a produção fotovoltaica disponível, que é representada pela linha laranja tracejada no gráfico.

Verifica-se que, durante uma parte significativa do dia, a potência de carregamento é superior à produção PV disponível, especialmente nas primeiras horas da manhã e nas fases de declínio solar ao final da tarde. Isto evidencia que, neste cenário, o carregamento é garantido exclusivamente pela rede elétrica, sem qualquer contributo das fontes renováveis ou do sistema de armazenamento.

Este teste estabelece uma linha de base essencial para comparação com os demais cenários da dissertação. Os resultados mostram que, na ausência de qualquer forma de gestão, o carregamento do VE é feito sempre a potência máxima, mesmo quando poderiam existir fontes locais de energia disponíveis. Assim, o Cenário 1 serve como referência fundamental para demonstrar os

ganhos em eficiência energética e autoconsumo obtidos com a aplicação do algoritmo de controlo proposto nos cenários seguintes.

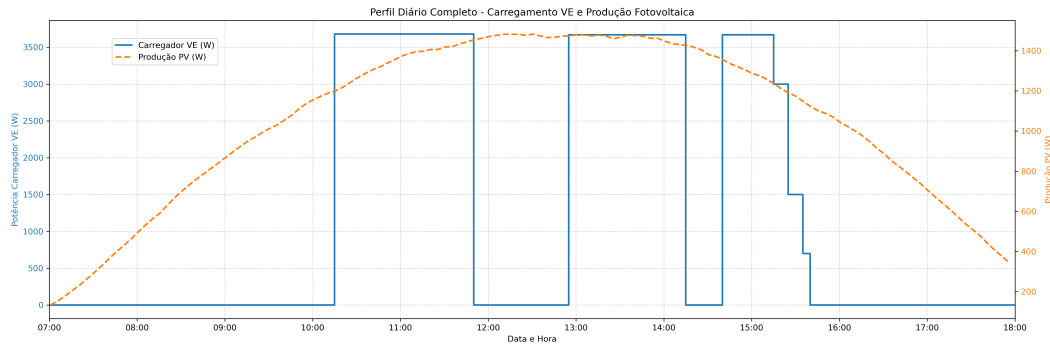


Figura 5.1: Cenário 1 – Carregamento convencional (Referência).

5.1.2 Cenário 2 – Carregamento Utilizando Heurística

- **Descrição:** Aplica-se a estratégia de controlo desenvolvida no Capítulo 4, que prioriza a utilização da energia fotovoltaica e recorre ao ESS quando o seu SoC estiver acima do limite mínimo dinâmico. A potência de carregamento é ajustada em tempo real com base em:
 - Energia ainda necessária para atingir o SoC desejado no VE.
 - Tempo restante até à hora de saída definida pelo utilizador.
 - Potência PV disponível e capacidade de descarga do ESS.

A rede é utilizada apenas como último recurso e os excedentes de PV são canalizados para recarregar o ESS quando os VE já estiverem a 100% de SoC.

- **Objetivo:** Verificar a eficiência máxima do algoritmo em condições normais de produção solar, avaliando autoconsumo de PV e apoio do ESS.
- **Resultado:** No Cenário 2, o sistema foi submetido a condições típicas de um dia com produção solar abundante (Figura 5.2), com o objetivo de verificar a eficiência máxima do algoritmo desenvolvido. O carregamento do VE teve início às 09h10, com um SoC inicial de 30%, tendo como meta atingir os 100% até às 18h00. A produção fotovoltaica cresceu progressivamente a partir das 07h30, atingindo o seu pico por volta das 12h00, com uma potência máxima próxima de 3 kW, e decaiu gradualmente até ao final da tarde..

Durante todo o período de carregamento, o algoritmo aplicou de forma eficiente a lógica de decisão previamente definida, priorizando sempre o uso da energia proveniente do PV. Esta opção refletiu-se no perfil de carregamento registado, onde a potência entregue ao VE acompanhou de perto a evolução da produção solar entre as 09h e as 15h. Quando a produção solar se encontrava abaixo do

limiar mínimo de operação do carregador trifásico (1.380 W), nomeadamente no início e final do período, o ESS atuou como fonte complementar (zona a verde), assegurando a continuidade do carregamento.

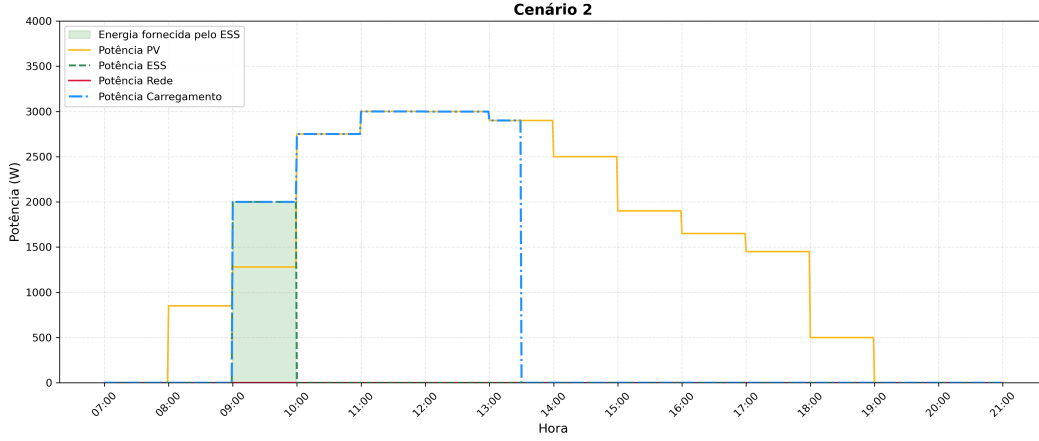


Figura 5.2: Cenário 2 – Carregamento utilizando heurística.

Para o cálculo da energia total fornecida ao VE, foi utilizada a seguinte expressão aplicada a cada intervalo de 1 minuto:

$$E_{\text{minuto}} = \frac{P_{\text{carregamento}}}{60} \quad (5.1)$$

Onde:

- $P_{\text{carregamento}}$ é a potência instantânea, em watts, medida a cada minuto.
- O fator $\frac{1}{60}$ converte watts-minuto em watt-hora.

A energia total resultou da soma ao longo de todo o período de carregamento:

$$E_{\text{total}} = \sum_{\text{todos os minutos}} E_{\text{minuto}} \quad (5.2)$$

De forma análoga, a energia proveniente especificamente do PV e do ESS foi determinada aplicando as expressões seguintes:

$$E_{\text{PV}} = \sum_{\text{todos os minutos}} \frac{P_{\text{PV}}}{60} \quad (5.3)$$

$$E_{\text{ESS}} = \sum_{\text{todos os minutos}} \frac{P_{\text{ESS}}}{60}$$

O carregamento foi concluído dentro do prazo estipulado, sem qualquer recurso à rede elétrica, o que comprova a capacidade do sistema em operar de forma autónoma em condições de radiação solar favoráveis. Este resultado validou de forma clara a eficácia da estratégia heurística de controlo implementada no Capítulo 4 da dissertação e demonstrou um nível de autoconsumo de 100%, com uma redução integral da dependência da infraestrutura elétrica externa.

5.1.3 Cenário 3 – Carregamento em Dia de Baixa Produção Solar

- **Descrição:** Simula-se um dia com produção fotovoltaica significativamente reduzida (perfil obtido de dados reais de um dia nublado). Apesar do algoritmo tentar priorizar o PV, a disponibilidade média de PV (típica de 0,5 kW a 2 kW ao longo do dia) não satisfaz totalmente as necessidades de carregamento. O ESS tem SoC inicial de 50%, mas, devido à baixa produção PV, acaba por ser chamado a intervir de forma mais frequente e prolongada. A rede poderá ser acionada sempre que chegue ao limite do ESS (mínimo de 20% SoC).
- **Objetivo:** Avaliar a capacidade do algoritmo de gerir o ESS em situações de escassez solar e verificar a transição para a rede quando o ESS não é suficiente.
- **Resultado:** O carregamento do VE teve início por volta das 09h25, com um SoC inicial de 30%, tendo como meta atingir os 100% até às 14h00 (Figura 5.3). Devido à reduzida disponibilidade de energia fotovoltaica nesse período, o algoritmo identificou, desde o primeiro instante, a insuficiência da produção PV para suprir a potência desejada de carregamento até a hora prevista de saída do VE definida pelo utilizador. Assim, foi imediatamente acionado o ESS, que passou a fornecer a energia necessária de forma prioritária. Esta atuação confirma a lógica do algoritmo em privilegiar, de forma hierárquica, as fontes locais disponíveis, com especial destaque para o ESS em momentos de baixa irradiação disponível para alimentar o carregamento.

Entre as 09h30 e as 11h00, observou-se uma entrega de potência de carregamento elevada (superior a 7.000 W), assegurada por uma combinação entre o sistema de armazenamento (ESS) e a rede elétrica, dado que a produção solar continuava insuficiente. O ESS contribuiu de forma significativa até atingir o seu limite mínimo de segurança (20% de SoC), por volta das 10h20, momento a partir do qual o carregamento passou a ser suportado exclusivamente pela rede elétrica, devido a necessidade de compensar o período curto até a hora prevista de saída do VE.

O processo manteve-se estável até cerca das 11h00, momento em que a produção fotovoltaica se tornou suficiente para assumir o fornecimento da potência

de carregamento. A partir daí, o carregamento do veículo passou a ser suportado essencialmente pela energia solar disponível, até que, por volta das 14h00, o veículo atingiu a carga total pretendida. O sistema cessou então automaticamente o fornecimento de energia ao VE, respeitando as definições do utilizador e evitando consumos desnecessários.

Em termos quantitativos, estima-se que cerca de 4,5 kWh (16%) da energia total tenha sido proveniente do PV, 4,2 kWh (15%) do ESS, e os restantes 19,3 kWh (69%) da rede elétrica. Apesar da predominância da rede, o algoritmo conseguiu evitar o seu uso durante a fase inicial de carregamento, aproveitando os recursos locais sempre que disponíveis..

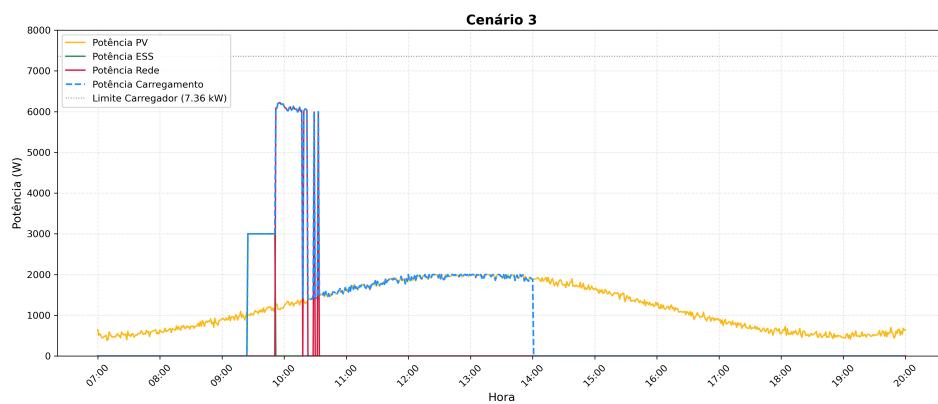


Figura 5.3: Cenário 3 – Carregamento em dia de baixa produção solar.

5.1.4 Cenário 4 – Carregamento Noturno e Apoio Diurno do ESS

- Descrição:** Neste cenário, os VE apenas se ligam ao carregador após as 21h00 (fora do período de produção solar). O ESS inicia com SoC reduzido (30%), de modo a forçar um descarregamento noturno até ao limite mínimo (20%). Durante a madrugada, toda a energia de carregamento provém da rede, respeitando as limitações do SoC do ESS. A partir das 06h00, com o início da produção PV, o algoritmo deverá:
 - Começar por recarregar o ESS (até 90% de SoC) antes de voltar a atender os VE, caso ainda estejam ligados.
 - Ajustar posteriormente a potência de carregamento dos VE com base na PV disponível e no tempo até à saída (janela de carregamento definida de 21h00 a 07h00 do dia seguinte).
- Objetivo:** Testar a lógica de reposição de SoC do ESS durante o dia, bem como o comportamento de carregamento noturno/diurno numa instalação com produção solar intermitente.

- **Resultado:** No cenário 4, foi simulado um carregamento noturno do VE, com início às 21h00 e término previsto até às 07h00 do dia seguinte (Figura 5.4). Este teste visou avaliar a capacidade do sistema em operar eficientemente fora do período de produção solar, utilizando o sistema de armazenamento de energia (ESS) como apoio inicial e reservando a rede elétrica apenas como último recurso. À partida, o ESS iniciou com um estado de carga (SoC) de 30%, enquanto o VE encontrava-se com 40% de SoC, necessitando de aproximadamente 24 kWh para atingir a carga completa.

O carregamento foi iniciado às 21h00 com o fornecimento de energia pelo ESS até que este atingisse o limite inferior de segurança (20% de SoC). A partir desse ponto, o sistema passou a utilizar exclusivamente a rede elétrica para completar o carregamento. Este comportamento demonstra que a lógica de controlo respeitou o limite mínimo dinâmico do ESS, acionando a rede apenas quando estritamente necessário.

Com o início da produção solar às 07h00, a lógica do sistema inverteu o foco: em vez de continuar a alimentar o VE (que já se encontrava praticamente carregado), a energia fotovoltaica foi prioritariamente usada para recarregar o ESS. A curva de potência mostra uma clara transição da fonte PV para o ESS durante o período da manhã por volta das 10h00, altura em que o ESS atinge 90% de SoC. O VE, entretanto, já havia atingido seu SoC-alvo dentro da janela de carregamento previamente definida.

Ao longo de todo o dia, não houve qualquer consumo adicional da rede elétrica, o que comprova a eficácia do algoritmo em maximizar o autoconsumo e priorizar fontes renováveis sempre que disponíveis.

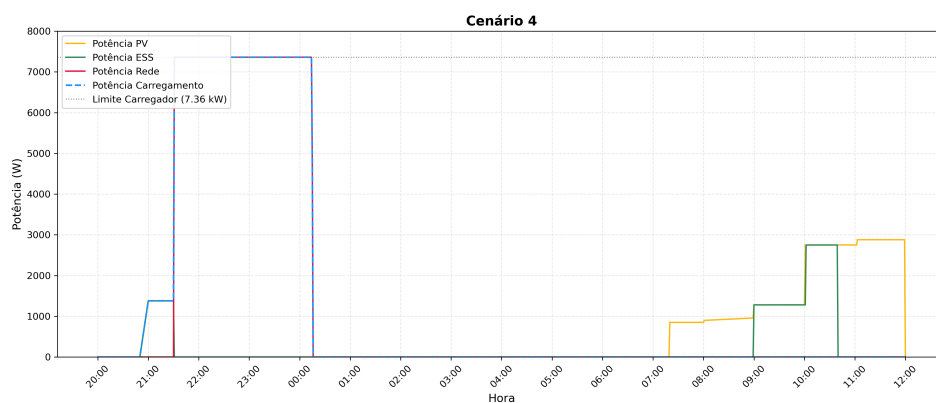


Figura 5.4: Cenário 4 – Carregamento noturno e apoio diurno do ESS.

5.2 Métricas de Avaliação

Para quantificar o desempenho em cada cenário, utilizaram-se as seguintes métricas:

1. **Taxa de Autoconsumo de PV (%)**: Esta métrica mede a percentagem da energia fotovoltaica (PV) gerada que foi efetivamente consumida no carregamento do veículo elétrico (VE). Um valor elevado indica um bom aproveitamento local da produção solar.

$$\text{Taxa de Autoconsumo} = \frac{\text{Energia PV utilizada no carregamento}}{\text{Energia PV total gerada}} \times 100 \quad (5.4)$$

2. **Energia Fornecida pelo ESS (kWh)**: Representa a quantidade total de energia fornecida pelo sistema de armazenamento (ESS) durante o processo de carregamento. Este valor é obtido através da soma da potência do ESS a cada minuto:

$$E_{\text{ESS}} = \sum_{t=1}^N \left(\frac{P_{\text{ESS}}(t)}{60} \right) \quad (t\text{- tempo em minutos}) \quad (5.5)$$

onde $P_{\text{ESS}}(t)$ é a potência fornecida pelo ESS no instante t , e a divisão por 60 converte de watts-minuto para watt-hora.

3. **Energia Proveniente da Rede (kWh)**:

Esta métrica calcula a energia fornecida pela rede elétrica ao longo do processo de carregamento. Considera-se apenas a energia que não pôde ser suprida pelo PV ou pelo ESS:

$$E_{\text{Rede}} = \max \left(\sum_{t=1}^N [E_{\text{EV}}(t) - E_{\text{PV}}(t) - \Delta E_{\text{ESS}}(t)], 0 \right) \quad (5.6)$$

4. **Tempo de Carregamento (h)**: Tempo total, em horas, necessário para atingir o SoC alvo do VE em cada cenário.
5. **SoC Final do ESS (%)**: Indica a percentagem de carga restante no ESS no final do período de carregamento do VE. Esta métrica é importante para avaliar se o sistema de armazenamento ficou devidamente repostado após o processo de carregamento.

5.2.1 Resultados das Métricas de Avaliação dos Cenários

A Tabela 5.2 e a Figura 5.5 apresentam os resultados das métricas de desempenho aplicadas aos quatro primeiros cenários de teste. Através delas, é possível quantificar o impacto da lógica de controlo proposta, com especial ênfase no autoconsumo de energia fotovoltaica, no aproveitamento do ESS e na dependência da rede elétrica.

Tabela 5.2: Resumo das métricas de avaliação nos cenários 1 a 4

Cen	Aut.PV(%)	ESS(kWh)	Rede(kWh)	Tempo(h)	Soc-Ess(%)
1	30,0	0,0	28,0	4,0	90
2	93,6	1,4	0,0	4,5	75
3	32,5	6,2	5,3	4,8	20
4	41,7	2,1	6,5	3,7	90

Resumo de Desempenho por Cenário

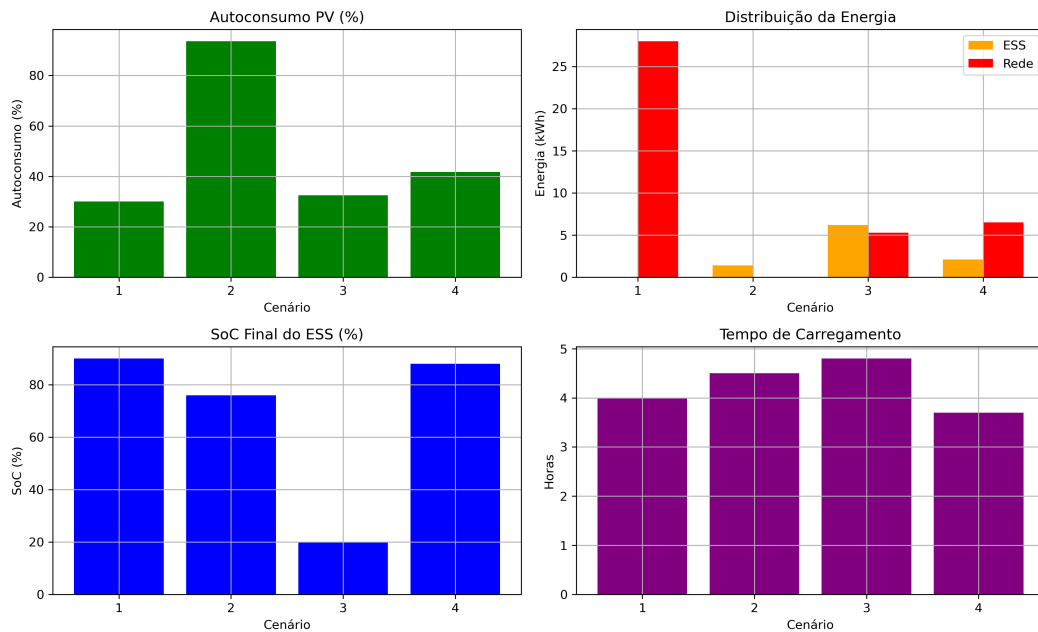


Figura 5.5: Resumo de desempenho por cenário.

No cenário de referência (Cenário 1), a ausência de qualquer lógica de controlo traduziu-se numa dependência total da rede eléctrica. Esta configuração estática, típica de sistemas convencionais, não permitiu qualquer aproveitamento de recursos energéticos locais.

Com a introdução da estratégia heurística no Cenário 2, observou-se um aproveitamento quase total da produção fotovoltaica disponível. A capacidade do algoritmo em adaptar a potência de carregamento em tempo real permitiu minimizar perdas e maximizar o uso local da energia solar. O ESS foi utilizado de forma comedida, sem comprometer o seu estado de carga final.

Em condições adversas de geração solar (Cenário 3), o algoritmo manteve o seu comportamento adaptativo, recorrendo ao ESS enquanto este esteve disponível e transferindo da rede apenas quando necessário. Ainda que a taxa de autoconsumo tenha sido inferior, o sistema demonstrou resiliência e priorização correta das fontes.

Já o Cenário 4 evidenciou a capacidade da estratégia de operar fora do período solar. Após um carregamento noturno assistido pela rede, a produção solar foi

posteriormente aproveitada para restaurar o SoC do ESS. A gestão das prioridades entre consumo e reposição do armazenamento validou o comportamento programado para estas circunstâncias.

Capítulo 6

Conclusão

Este trabalho teve como principal objetivo o desenvolvimento de uma estratégia de controlo para o carregamento de VE, priorizando a utilização de energia fotovoltaica e o apoio complementar de um ESS, com recurso à rede elétrica apenas como último recurso. O algoritmo desenvolvido demonstrou ser eficaz ao adaptar dinamicamente a potência de carregamento com base em múltiplas variáveis: produção solar disponível, estado de carga do ESS, energia ainda necessária pelo VE e tempo restante até à saída programada.

Por meio dos quatro cenários propostos e testados, foi possível validar o comportamento do sistema em diversas condições de operação, incluindo dias ensolarados, com baixa produção solar e carregamento noturno. Em especial:

- No Cenário 2, observou-se uma taxa de autoconsumo superior a 90%, demonstrando a elevada eficiência do algoritmo em dias com boa irradiação solar;
- O Cenário 3 evidenciou a robustez do controlo em contextos adversos, ainda que dependente de maior recurso à rede;
- Já o Cenário 4 destacou a capacidade de gerir o carregamento fora do horário solar, maximizando posteriormente a recarga do ESS com energia limpa.

Limitações identificadas

Apesar dos bons resultados, algumas limitações foram identificadas durante a implementação e validação do algoritmo:

- **Ausência de previsão solar:** O sistema atua de forma reativa, sem prever a evolução da produção PV. Isto pode levar a decisões subótimas, especialmente em dias com variação rápida de irradiância;
- **Gestão de múltiplos VE:** A lógica de escalonamento é ainda heurística e poderá ser otimizada para casos com maior número de veículos e cargas sobrepostas;
- **Desconsideração de tarifários dinâmicos:** A estratégia atual não tem em conta variações no custo da eletricidade ao longo do dia (como horários fora de ponta), o que poderia aumentar a poupança energética;
- **Operação contínua por intervalo fixo:** O sistema publica comandos a cada minuto, mesmo quando não há variações significativas nas condições — isto pode ser otimizado para reduzir ciclos de comunicação desnecessários.

Sugestões para Trabalhos Futuros

Com base nas limitações mencionadas e no potencial de evolução do sistema, apresentam-se abaixo sugestões concretas para continuidade do trabalho:

1. **Integração de previsão solar (*forecasting*):** Incorporar modelos de previsão meteorológica ou *machine learning* para antecipar a produção fotovoltaica, permitindo uma gestão mais eficiente da energia;
2. **Otimização multi-objetivo com inteligência artificial:** Explorar técnicas como algoritmos genéticos, otimização por enxame de partículas (PSO) ou redes neurais, para equilibrar múltiplos critérios (ex.: menor custo, máxima autonomia, menor uso da rede);
3. **Integração com tarifários horários ou dinâmicos:** Introduzir variáveis de custo de eletricidade na lógica de decisão, de forma a carregar preferencialmente nos períodos de menor preço da rede, quando inevitável o seu uso;
4. **Expansão para contextos com múltiplos veículos e postos:** Desenvolver um sistema mais escalável, que coordene vários postos de carregamento, considerando prioridades, horários e recursos partilhados.

Referências

- [1] C. EUROPE, “Photovoltaic power systems programme – annual report 2024,” tech. rep., CLG EUROPE, feb 2023. [Citado na página 2]
- [2] I. E. A. P. P. S. Programme, “Photovoltaic power systems programme – annual report 2024,” tech. rep., IEA PVPS, dec 2024. [Citado nas páginas 2 e 11]
- [3] M. Zeman, “Introduction to photovoltaic solar energy,” apr 2008. [Citado nas páginas 9 e 10]
- [4] A. Dixit, A. Saxena, R. Sharma, D. Behera, and S. Mukherjee, “Solar photovoltaic principles,” dec 2022. [Citado nas páginas 10 e 11]
- [5] F. Grubisic-Cabo, S. Nizetic, and T. G. Marco, “Photovoltaic panels: A review of the cooling techniques,” apr 2016. [Citado na página 10]
- [6] I. E. A. P. P. S. Programme, “Snapshot of global pv markets,” dec 2025. [Citado nas páginas vii e 11]
- [7] I. E. Agency, “Solar-pv,” dec 2025. [Citado na página 12]
- [8] I. E. Agency, “Renewables 2024 – analysis and forecasts to 2030.” <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>, 2024. [Citado nas páginas vii e 12]
- [9] D. Rekioua, “Energy storage systems for photovoltaic and wind systems: A review,” *Energies*, mar 2023. [Citado nas páginas 12 e 13]
- [10] A. C. Trujillo and A. F. Vigatà, “Solar photovoltaic energy storage system,” *Master’s thesis, Theseus.fi*, may 2020. [Citado nas páginas 13 e 14]
- [11] G. Bopp, H. Gabler, K. Preiser, and D. U. Sauer, “Energy storage in photovoltaic stand-alone energy supply systems,” *ResearchGate preprint*, apr 2007. [Citado na página 13]
- [12] V. Gevorgian, P. Koralewicz, S. Shah, E. Mendiola, R. Wallen, and H. V. Pico, “Photovoltaic plant and battery energy storage system integration at nrel’s flatirons campus,” tech. rep., National Renewable Energy Laboratory, feb 2022. [Citado na página 13]

- [13] M. S. Guney and Y. Tepe, “Classification and assessment of energy storage systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, aug 2017. [Citado nas páginas ix e 14]
- [14] I. Group, “Residential energy storage system market share | 2033.” <https://www.imarcgroup.com/residential-energy-storage-system-market>, 2025. [Citado na página 14]
- [15] M. G. Reports, “Residential energy storage market size, growth report, 2033.” <https://www.marketgrowthreports.com/market-reports/residential-energy-storage-market-104093>, 2025. [Citado na página 14]
- [16] Research and Markets, “Residential battery energy storage systems industry growth opportunities.” <https://www.researchandmarkets.com/reports/6032814/growth-opportunities-in-the-residential-battery>, 2024. [Citado na página 14]
- [17] M. A. Nazari, V. Blazek, L. Prokop, S. Misak, and N. Prabakaran, “Electric vehicle charging by use of renewable energy technologies: A comprehensive and updated review,” *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, sep 2024. [Citado na página 15]
- [18] A. Jain and S. Bhullar, “Operating modes of grid integrated pv-solar based electric vehicle charging system—a comprehensive review,” *Journal of Energy Storage*, jun 2024. [Citado na página 15]
- [19] A. Amiruddin, R. Dargaville, A. Liebman, and R. Gawler, “Integration of electric vehicles and renewable energy in indonesia’s electrical grid,” *Journal of Cleaner Production*, apr 2024. [Citado na página 15]
- [20] B. Foley, K. Degirmenci, and T. Yigitcanlar, “Factors affecting electric vehicle uptake: Insights from a descriptive analysis in australia,” *Urban Science*, oct 2020. [Citado nas páginas vii e 16]
- [21] I. E. Agency, “Global ev outlook 2025: Expanding sales in diverse markets,” tech. rep., International Energy Agency, Paris, 2025. CC BY 4.0. [Citado nas páginas vii, 16 e 22]
- [22] EnjoyElec, “Understanding the modbus protocol.” <https://www.enjoyelec.net/pt/understanding-the-modbus-protocol/>, n.d. [Citado nas páginas vii e 17]
- [23] M. R. H. Mojumder, F. A. Antara, M. Hasanuzzaman, B. Alamri, and M. Alsharief, “Integration of electric vehicles and renewable energy in indonesia’s electrical grid,” *Sustainability*, oct 2022. [Citado na página 17]

-
- [24] V. Sultan, A. Aryal, H. Chang, and J. Kral, “Integration of evs into the smart grid: a systematic literature review,” *Energy Informatics*, dec 2022. [Citado na página 17]
- [25] I. Modbus Organization, *Modbus Application Protocol Specification V1.1b*, 2002. [Citado na página 17]
- [26] I. E. Commission, “Iec 61851-1:2017 – electric vehicle conductive charging system – part 1: General requirements.” <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/iec/b3e7259b-5525-4b34-b992-0a34797e6d43/iec-61851-1-2010>, 2017. [Citado na página 18]
- [27] I. O. for Standardization, “Iso 15118-1:2019 – road vehicles – vehicle to grid communication interface – part 1: General information and use-case definition (termo 3.1.14).” <https://www.iso.org/obp/ui/fr/#iso:std:iso:15118:-1:ed-2:v1:en:term:3.1.14>, 2019. [Citado na página 18]
- [28] M. Mültin, “Next generation iso 15118 introduces wireless and bidirectional charging.” <https://www.switch-ev.com/blog/iso-15118-introduces-wireless-and-bidirectional-charging>, February 2020. [Citado na página 18]
- [29] D. Power, “Iso 15118, plug and charge... and why they matter.” <https://www.versinetic.com/news-blog/what-is-iso-15118-plug-and-charge>, September 2024. [Citado na página 18]
- [30] I. S. Association, “Ieee standard for smart energy profile application protocol,” Tech. Rep. IEEE Std 2030.5-2018, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY, 2018. [Citado na página 19]
- [31] I. E. Commission, “Iec 61850-7-420:2021 – communication networks and systems for power utility automation – part 7-420: Basic communication structure – distributed energy resources and distribution automation logical nodes,” Tech. Rep. IEC 61850-7-420:2021, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2021. [Citado na página 19]
- [32] G. Lum, “California use case for ieee2030.5 for distributed energy renewables,” *IEEE Smart Grid Bulletin*, December 2016. [Citado na página 19]
- [33] I. S. Association, “Ieee 2030.5 – smart energy profile application protocol.” <https://sagroups.ieee.org/bus/ieee2030.5>, 2025. [Citado nas páginas vii, 19 e 20]
- [34] S. Hussain, M. Umer, N. Javaid, Z. A. Khan, M. H. Rahman, and R. D. Khan, “Performance of grid connected pv system for electric vehicle charging,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, oct 2013. [Citado na página 20]

- [35] A. R. Bhatti, Z. A. Khan, M. A. Alghamdi, A. Alshahrani, and Y. F. Abdullatif, “Photovoltaic (pv) charging of electric vehicle (ev),” *ResearchGate preprint*, mar 2016. [Citado na página 20]
- [36] B. Zhao, Z. Tan, Y. Pang, W. Li, J. Xie, and R. Wang, “Integrated solar photovoltaic and electric vehicle charging systems: Concept and review,” *Solar Energy*, nov 2020. [Citado na página 21]
- [37] A. Radwan, S. Khalil, M. S. Diab, O. M. Abo-Elyousr, K. F. Ahmed, and A. Y. Abdelaziz, “Electric vehicle charging using renewable energy: A review with focus on optimal energy management,” *Journal of Energy Storage*, jan 2021. [Citado na página 21]
- [38] J. Zhang, L. Hou, B. Zhang, X. Yang, X. Diao, L. Jiang, and F. Qu, “Optimal operation of energy storage system in photovoltaic–storage charging station based on intelligent reinforcement learning,” *Energy*, nov 2023. [Citado na página 21]
- [39] M. van der Kam and W. van Sark, “Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid: A case study,” *Applied Energy*, vol. 152, pp. 20–30, 2015. [Citado nas páginas 22 e 23]
- [40] S. Sagaria, M. van der Kam, and T. Boström, “Vehicle-to-grid impact on battery degradation and estimation of v2g economic compensation,” *Applied Energy*, vol. 377, p. Article 124546, 2025. [Citado na página 23]
- [41] M. B. Arab, M. Rekik, and L. Krichen, “Suitable multi-goal energy management system for smart home based on photovoltaic generator and electric vehicles,” *Journal of Building Engineering*, jan 2022. [Citado na página 23]
- [42] S. Aznavi, P. Fajri, and A. Asrari, “Smart home energy management considering real-time energy pricing of plug-in electric vehicles,” *IEEE Internet of Things Journal*, jan 2018. [Citado na página 24]
- [43] S. Gao, K. T. Chau, C. C. Chan, D. Wu, and C. Liu, “Integrated energy management of plug-in electric vehicles in power grid with renewables,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, sep 2014. [Citado na página 24]
- [44] Circutor, “Carregamento doméstico de veículos elétricos mediante excedentes solares.” <https://circutor.com/pt-pt/artigos/carregamento-domestico-de-veiculos-eletricos-mediante-excedentes-solares/>, 2024. [Citado nas páginas vii, 25 e 26]
- [45] Wallbox, “How to activate and use eco-smart.” <https://support.wallbox.com/na/knowledge-base/how-to-activate-and-use-eco-smart/>, 2024. [Citado nas páginas 26 e 27]

-
- [46] Wallbox, “Energy management solutions.” <https://support.wallbox.com/na/knowledge-base/energy-management-solutions/>, 2024. [Citado nas páginas vii, 26 e 27]
- [47] Weidmüller, “Inversor de carregamento excedente pv ac smart serviço emobility.” <https://www.weidmuller.pt/pt/solucoes/e-mobility/servico-e-mobility/servico-e-mobility-plataforma-de-conhecimentos/index.jsp>, 2024. [Citado nas páginas vii e 27]
- [48] Reuters, “Volkswagen charging unit teams up with norway’s otovo to broaden ev services.” <https://www.reuters.com/business/autos-transportation/>, 2024. [Citado nas páginas vii e 28]
- [49] M. Lewis, “This modular ‘pop-up solar canopy’ charges evs off-grid.” <https://electrek.co/2024/02/08/this-modular-pop-up-solar-canopy-charges-evs-off-grid>, February 2024. [Citado nas páginas vii e 29]

Anexo A

Código

A.1 Código NODE-RED

```
1  [  
2    {  
3      "id": "ec4df63e6be76e0d",  
4      "type": "tab",  
5      "label": "Flow 5",  
6      "disabled": false,  
7      "info": "",  
8      "env": []  
9    },  
10   {  
11     "id": "pv_http_in",  
12     "type": "http in",  
13     "z": "ec4df63e6be76e0d",  
14     "name": "Receber PV",  
15     "url": "/pv_power",  
16     "method": "post",  
17     "upload": false,  
18     "swaggerDoc": "",  
19     "x": 170,  
20     "y": 380,  
21     "wires": [  
22       ["pv_extract"]  
23     ]  
24   }  
25 ]
```

```
24 },
25 {
26     "id": "pv_extract",
27     "type": "function",
28     "z": "ec4df63e6be76e0d",
29     "name": "Extrair PV",
30     "func": "msg.payload = msg.payload.pv_power;\nreturn msg;",
31     "outputs": 1,
32     "x": 440,
33     "y": 380,
34     "wires": [
35         ["gauge_pv", "pv_http_resp", "9461928f434f5b7a"]
36     ]
37 },
38 {
39     "id": "gauge_pv",
40     "type": "ui_gauge",
41     "z": "ec4df63e6be76e0d",
42     "name": "PV Total (W)",
43     "group": "912c445778514ee2",
44     "order": 3,
45     "width": "6",
46     "height": "6",
47     "gtype": "donut",
48     "title": "Potencia PV",
49     "label": "W",
50     "format": "{{value}}",
51     "min": 0,
52     "max": "100000",
53     "colors": ["#00b500", "#00b500", "#00b500"],
54     "seg1": 2000,
55     "seg2": 6000,
56     "diff": false,
57     "x": 750,
58     "y": 440,
59     "wires": []
60 },
61 {
62     "id": "pv_http_resp",
63     "type": "http response",
64     "z": "ec4df63e6be76e0d",
65     "name": "",
66     "statusCode": "",
67     "headers": {},
68     "x": 730,
69     "y": 380,
70     "wires": []
71 },
72 {
```

```
73     "id": "b64c3e9587b1b843",
74     "type": "http in",
75     "z": "ec4df63e6be76e0d",
76     "name": "Receber dados bateria",
77     "url": "/bateria",
78     "method": "post",
79     "upload": false,
80     "swaggerDoc": "",
81     "x": 180,
82     "y": 180,
83     "wires": [
84       ["38e50e4331619330"]
85     ]
86   },
87   {
88     "id": "38e50e4331619330",
89     "type": "function",
90     "z": "ec4df63e6be76e0d",
91     "name": "Extrair SOC e Potencia",
92     "func": "// Extrair SOC e Potencia do msg.payload\nvar soc =
          msg.payload.soc_ESS;\nvar potencia = msg.payload.
          potencia_ESS;\n\n// Criar duas mensagens separadas para os
          gauges\nvar msg_soc = { payload: soc }; \nvar msg_pot = {
          payload: potencia }; \n\n// Enviar para os gauges\nreturn [
          msg_soc, msg_pot];",
93     "outputs": 2,
94     "x": 450,
95     "y": 180,
96     "wires": [
97       ["60a17cfc6cfe654f"],
98       ["97cadacd62f5b436", "f2eaae70e0efccd1", "4721395e7fc7a180"]
99     ]
100   }
101 ]
102
103
104
105
106
107   {
108     "id": "6811010cc41b92d7",
109     "type": "debug",
110     "z": "ec4df63e6be76e0d",
111     "name": "Debug dados formulario",
112     "active": true,
113     "tosidebar": true,
114     "console": false,
115     "tostatus": false,
116     "complete": "payload",
```

```
117         "targetType": "msg",
118         "x": 370,
119         "y": 580,
120         "wires": []
121     },
122     {
123         "id": "b7b7e66f1fae40bd",
124         "type": "http in",
125         "z": "ec4df63e6be76e0d",
126         "name": "POST /ve_params",
127         "url": "/ve_params",
128         "method": "post",
129         "upload": false,
130         "swaggerDoc": "",
131         "x": 130,
132         "y": 720,
133         "wires": [
134             [
135                 "7de0cdbb23cf7182"
136             ]
137         ]
138     },
139     {
140         "id": "7de0cdbb23cf7182",
141         "type": "function",
142         "z": "ec4df63e6be76e0d",
143         "name": "Guardar dados VE no contexto flow (HTTP)",
144         "func": "flow.set(\"soc_ve\", msg.payload.soc_ve);\nflow.\n        set(\"t_saida\", msg.payload.hora_saida_ve);\nreturn\n        msg;",
145         "outputs": 1,
146         "timeout": "",
147         "noerr": 0,
148         "initialize": "",
149         "finalize": "",
150         "libs": [],
151         "x": 440,
152         "y": 720,
153         "wires": [
154             [
155                 "a2c6cad672c80d16"
156             ]
157         ]
158     },
159     {
160         "id": "a2c6cad672c80d16",
161         "type": "http response",
162         "z": "ec4df63e6be76e0d",
163         "name": "",
```

```
164         "statusCode": 200,
165         "headers": {},
166         "x": 700,
167         "y": 720,
168         "wires": []
169     },
170     {
171         "id": "fa780d4133ee8530",
172         "type": "http in",
173         "z": "ec4df63e6be76e0d",
174         "name": "GET /ve_params",
175         "url": "/ve_params",
176         "method": "get",
177         "upload": false,
178         "swaggerDoc": "",
179         "x": 200,
180         "y": 780,
181         "wires": [
182             [
183                 "06cc7a89b24093a4"
184             ]
185         ]
186     },
187     {
188         "id": "06cc7a89b24093a4",
189         "type": "function",
190         "z": "ec4df63e6be76e0d",
191         "name": "Ler dados VE do contexto flow",
192         "func": "msg.payload = {\n    soc_ve: flow.get('soc_ve')\n    || 0,\n    t_saida: flow.get('t_saida') || ''\n};\n    nreturn msg;",
193         "outputs": 1,
194         "noerr": 0,
195         "initialize": "",
196         "finalize": "",
197         "libs": [],
198         "x": 430,
199         "y": 780,
200         "wires": [
201             [
202                 "9aa92175ff9ca978"
203             ]
204         ]
205     },
206     {
207         "id": "9aa92175ff9ca978",
208         "type": "http response",
209         "z": "ec4df63e6be76e0d",
210         "name": "",
```

```

211     "statusCode": "200",
212     "headers": {
213         "Content-Type": "application/json"
214     },
215     "x": 630,
216     "y": 780,
217     "wires": []
218 }

```

Listagem A.1: Fluxo Node-RED

A.1.1 NODE-RED Fluxo

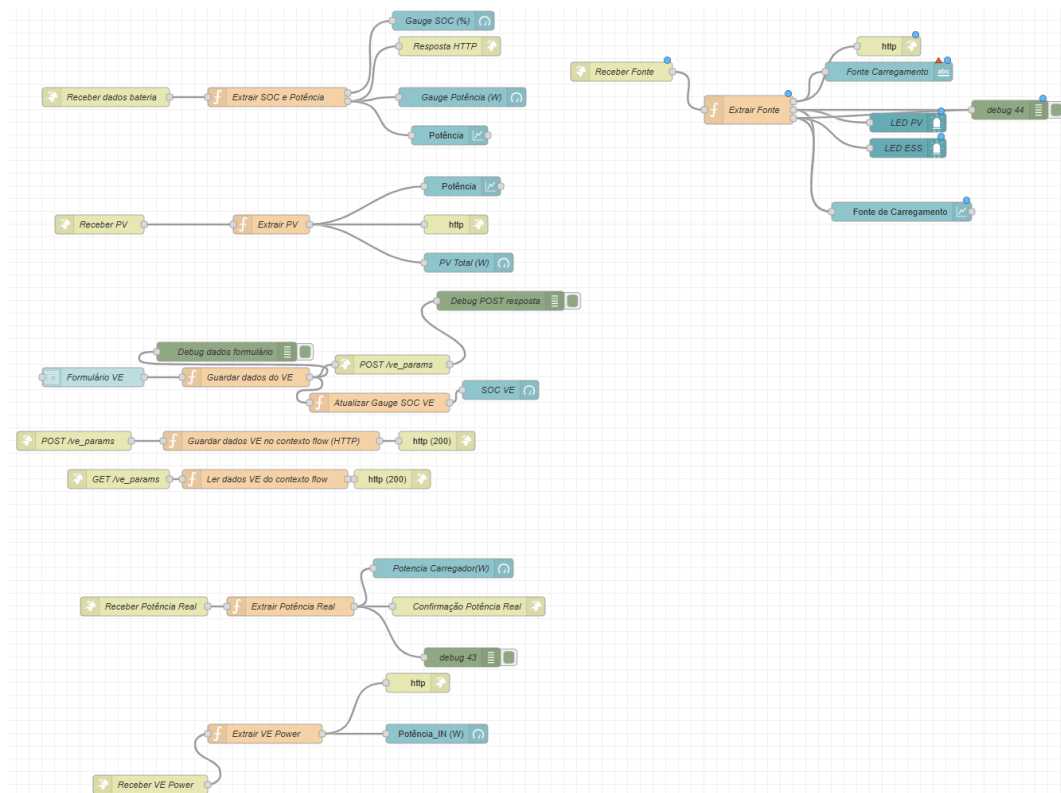


Figura A.1: Fluxo Node-Red.

A.2 Código de Leitura de Dados e Geração de Gráficos

```

1  import pandas as pd
2  import matplotlib.pyplot as plt
3  import os
4
5  # Criar pasta para salvar os graficos, se nao existir
6  output_dir = "graficos_cenarios"

```

```
7 os.makedirs(output_dir, exist_ok=True)
8
9 cenarios = {
10     "Cenario 1": "cenario1.txt",
11     "Cenario 2": "cenario2.txt",
12     "Cenario 3": "cenario3.txt",
13     "#Cenario 4": "cenario4_teste.txt",
14     "Cenario 4": "cenario4.txt",
15
16 }
17
18 for titulo, arquivo in cenarios.items():
19     df = pd.read_csv(arquivo, sep='\t', parse_dates=["timestamp"])
20
21     plt.figure(figsize=(10, 5))
22     plt.plot(df["timestamp"], df["potencia_pv"], label="Potencia
23             PV", color="gold")
24     plt.plot(df["timestamp"], df["potencia_ess"], label="Potencia
25             ESS", color="green")
26     plt.plot(df["timestamp"], df["potencia_rede"], label="Potencia
27             Rede", color="red")
28     plt.plot(df["timestamp"], df["potencia_carregamento"], label="
29             Potencia Carregamento", color="blue", linestyle="--")
30
31     plt.title(titulo)
32     plt.xlabel("Hora")
33     plt.ylabel("Potencia (W)")
34     plt.xticks(rotation=45)
35     plt.grid(True, linestyle="--", alpha=0.5)
36     plt.legend()
37     plt.tight_layout()
38
39     # === Salvar o grafico ===
40     nome_arquivo = titulo.lower().replace(" ", "_") + ".png"
41     caminho_saida = os.path.join(output_dir, nome_arquivo)
42     plt.savefig(caminho_saida, dpi=300)
43     print(f"Grafico salvo: {caminho_saida}")
44
45     plt.show()
```

Listagem A.2: Código de leitura de dados e geração de gráficos.

Anexo B

Circuito do SDG

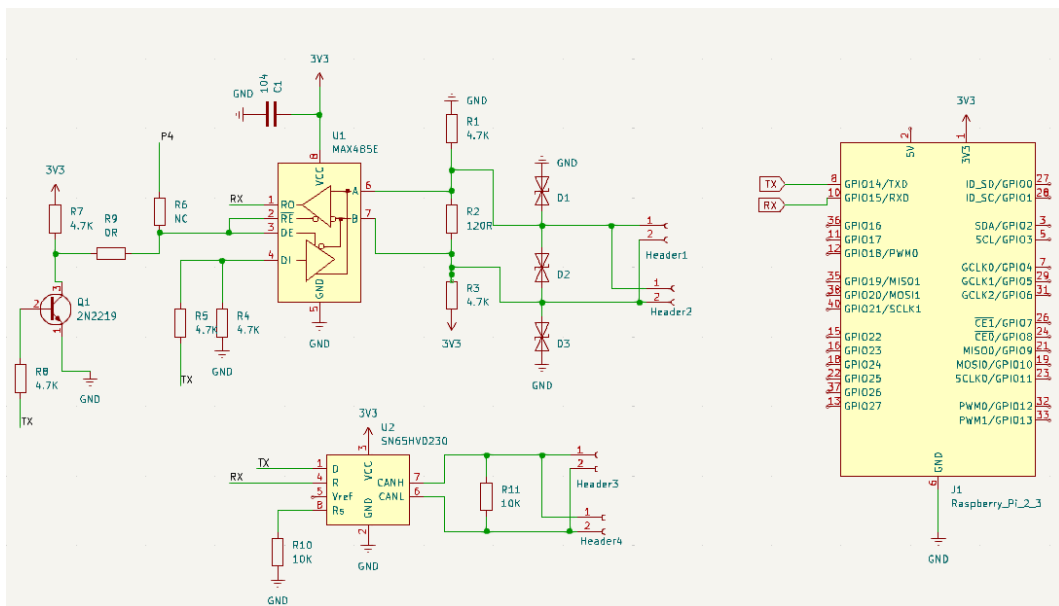


Figura B.1: Circuito módulo RS485/CAN.

