



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA

Ricardo Jorge Albuquerque Rodrigues

**GESTÃO DE RECURSOS EM REGIME DE  
AUTOCONSUMO NO SETOR RESIDENCIAL**

**Dissertação no âmbito do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, ramo de Energia orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e pela Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares e apresentada à Faculdade de Ciências e Tecnologia ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.**

maio de 2024



1 2 9 0



FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

GESTÃO DE RECURSOS EM REGIME DE AUTOCONSUMO NO SETOR RESIDENCIAL

RICARDO JORGE ALBUQUERQUE RODRIGUES

Júri:

Doutor Carlos Alberto Henggeler de Carvalho Antunes (Presidente)

Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes (Orientador)

Doutora Teresa Martinez dos Santos Gomes (Vogal)

maio de 2024



## Agradecimentos

---

Queria em primeiro lugar agradecer aos meus orientadores, Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e à Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares por toda a simpatia, disponibilidade, compreensão e motivação ao longo desta jornada. Este trabalho só foi possível graças à sua orientação constante.

Em segundo lugar, quero agradecer à minha família, que esteve sempre comigo, me apoiou de forma incondicional e que nunca deixou que nada me faltasse e sempre acreditaram que seria possível chegar término do meu curso.

Quero agradecer também aos meus amigos e colegas Carlos Alves, Henrique Silva, Leandro Pata e João Alves por me terem acompanhado ao longo de todo o meu percurso académico.

Ao Diogo Jorge um grande agradecimento por ter partilhado comigo a melhor experiência académica, Erasmus, que me permitiu crescer imenso enquanto pessoa.

A todas as restantes pessoas com que me cruzei ao longo destes anos e deste percurso, que por vezes se demonstrou sinuoso, e que de uma forma ou outra me acompanharam e ajudaram a concluí-lo com sucesso fica também um grande agradecimento.

Foi uma jornada longa e de muita luta, mas que me permitiu acima de tudo crescimento pessoal.

Obrigado!



O objetivo desta dissertação passou por desenvolver e simular um *home energy management system* (HEMS) de recursos *behind the meter* procurando minimizar os encargos de energia do consumidor, tirando partido da flexibilidade existente no lado da procura e aproveitando possíveis sinais enviados pelo operador de rede (incentivos) ou comercializador (preços, incentivos). O sistema tem como ponto de partida as preferências do utilizador para cada serviço de energia disponibilizado pelas cargas e possíveis restrições que lhes estejam associadas, o que permite o controlo otimizado do seu funcionamento tendo como objetivo a redução de custos. Considerando a grande diversidade de cargas com diferentes características em termos de controlo existentes no mercado, estas foram divididas em dois grupos, *smart appliances* (equipamentos inteligentes) e *dumb appliances* (equipamentos não inteligentes). Tendo este aspeto em consideração, foram estruturadas e desenhadas arquiteturas exemplificativas para cada grupo de equipamentos recorrendo a hardware de automação residencial. Para esse efeito, para o caso da arquitetura referente aos *dumb appliances*, foi efetuado um levantamento do *hardware* extra de automação residencial que é necessário adquirir para que estes equipamentos comuniquem com o HEMS. As barreiras encontradas em alguns dos equipamentos não inteligentes que impossibilitam a automatização total da sua operação/ integração no HEMS devido às características construtivas dos mesmos, mesmo recorrendo a hardware extra, foram também discutidas. No que toca ao algoritmo de controlo do sistema, foi efetuado um levantamento dos vários algoritmos já existentes no mercado, e abordadas as razões pelas quais os mesmos ainda não são amplamente usados e expressivos no mercado, sendo para esse efeito analisadas as suas capacidades e limitações. Em termos das estratégias de controlo, e para procurar colmatar algumas das falhas encontradas em alguns dos algoritmos já existentes, optou-se por desenvolver um algoritmo que i) procurasse ultrapassar as limitações impostas pelos restantes algoritmos já existentes, nomeadamente ao nível das preferências do utilizador, e que ii) permitisse uma nova abordagem de controlo das cargas resistivas para que fosse aproveitado o máximo potencial das mesmas. Deste modo foram implementados dois tipos de controlo para este tipo de cargas, o controlo discreto e o controlo contínuo, consistindo no controlo ON/OFF, e na possibilidade da carga assumir qualquer valor de potência entre 0 W e a sua potência nominal, respetivamente. Foi ainda efetuada uma análise, incluindo monetariamente, de cada um dos métodos de controlo, de modo a averiguar o equilíbrio entre poupança, satisfação de preferências do utilizador e flexibilidade do lado da procura.

**Palavras-Chave:** Otimização, Autoconsumo, Controlo contínuo, Sistema de Gestão de Consumos, Gestão da Procura



The aim of this dissertation was to develop and simulate a home energy management system (HEMS) for behind-the-meter resources, seeking to minimise the consumer's energy costs, taking advantage of the flexibility that exists on the demand side and taking advantage of possible signals sent by the network operator (incentives) or supplier (prices, incentives). The system takes as its starting point the user's preferences for each energy service provided by the loads and possible restrictions associated with them, which allows optimised control of its operation with the aim of reducing costs.

Considering the great diversity of loads with different control characteristics on the market, they were divided into two groups, smart appliances, and dumb appliances. With this in mind, example architectures were structured and designed for each group of equipment using home automation hardware. To this end, in the case of the dumb appliance architecture, a survey was carried out of the extra home automation hardware that needs to be purchased for these devices to communicate with HEMS. The barriers found in some of the dumb appliances that make it impossible to fully automate its operation/integration into the HEMS due to its constructive characteristics, even using extra hardware, were also discussed.

As far as the system's control algorithm is concerned, a survey of the various algorithms already on the market was carried out and the reasons why they are not yet widely used and expressive on the market were discussed, with their capabilities and limitations analysed. In terms of control strategies, and in order to address some of the shortcomings found in some of the existing algorithms, it was decided to develop an algorithm that i) sought to overcome the limitations imposed by the other existing algorithms, particularly in terms of user preferences, and ii) allowed for a new approach to controlling resistive loads so that their maximum potential could be utilised. Two types of control were therefore implemented for this type of load, discrete control and continuous control, consisting of ON/OFF control and the possibility of the load assuming any power value between 0 W and its nominal power, respectively.

An analysis was also carried out, including monetary analysis, of each of the control methods, in order to ascertain the balance between savings, satisfying user preferences and flexibility on the demand side.

**Keywords:** Optimization, Self-consumption, Continuous control, Home Energy Management System, Demand response



# Índice

Agradecimentos.....	i
Resumo.....	iii
Abstract .....	v
Lista de Figuras .....	ix
Lista de Tabelas.....	xi
Lista de Siglas .....	xiii
Capítulo I – Introdução .....	1
1.1. Contexto e motivação.....	1
1.2. Objetivos .....	2
1.3. Estrutura .....	3
Capítulo II – Estado da arte.....	5
2.1. Autoconsumo .....	5
2.2. Necessidade de flexibilidade do lado da procura.....	6
2.2.1. Programas de DR .....	10
2.2.2 Necessidade de criação de HEMS.....	13
2.3. Barreiras à adesão a programas de DR e aos HEMS em desenvolvimento/ implementados.....	15
Capítulo III – Etapas do desenvolvimento do HEMS .....	19
3.1. Caracterização dos equipamentos e tipos de recursos controláveis .....	19
3.2. Arquiteturas de sistema .....	21
3.3. Tipos de controlo.....	26
3.4. Desenvolvimento do algoritmo .....	27
1. Cargas deslocáveis no tempo .....	29
2. Carga resistiva (Termoacumulador).....	31
3. Carga termostática (Ar Condicionado) .....	34
4. Veículo Elétrico e Bateria Sistema Fotovoltaico .....	36
5. Modelo geral com todas as cargas.....	38
Capítulo IV – Resultados de simulação .....	41
Capítulo V – Conclusões e Trabalho futuro.....	65
Referências Bibliográficas .....	67
Anexos.....	73



## Lista de Figuras

---

Figura 1 – Tipos de autoconsumo coletivo: (1) - Autoconsumo coletivo em rede interna, (2) - Autoconsumo coletivo com uso da rede elétrica de serviço público [7].....	6
Figura 2 - Evolução do formato da “duck curve” em 2018 para formato semelhante a um vale ...	7
Figura 3 - Evolução 2015-2023 da "duck curve" [12] .....	7
Figura 4 – Evolução da "duck curve" de Portugal num dia típico (2019- 2040) [14],[17],[18] .....	9
Figura 5 - Classificação de programas de DR, os programas mostrados são exemplificativos (baseado em esquemático de [24]) .....	10
Figura 6 - Escala temporal de utilização de programas de DR [25] .....	11
Figura 7 - Comparação da variação dos preços de eletricidade ao longo do dia em alguns dias de 2023 .....	14
Figura 8 - Comparação da variação da procura ao longo do dia em alguns dias de 2023 [29].....	14
Figura 9 – Exemplo de arquitetura do HEMS para equipamentos inteligentes .....	22
Figura 10 – Exemplo de arquitetura do HEMS para equipamentos não inteligentes .....	23
Figura 11 - Ilustração da localização das conexões do Raspberry Pi (baseado em imagem de [42]).....	24
Figura 12 – Nomenclatura de cada subcenário simulado para efeitos de análise de resultados ...	42
Figura 13 – Termoacumulador com controlo potência discreta não considerando produção local fotovoltaica (subcenário I.1) .....	45
Figura 14 - Termoacumulador com controlo discreto de potência [subcenário I.2.1] .....	46
Figura 15 - Termoacumulador com controlo discreto de potência [subcenário I.2.2] .....	47
Figura 16 –Termoacumulador com controlo potência contínua [subcenário II.1].....	49
Figura 17 –Termoacumulador com controlo potência discreta [subcenário II.2.1] .....	50
Figura 18 - Termoacumulador com controlo potência discreta [subcenário II.2.2].....	50
Figura 19 - Resultados simulação ar condicionado [subcenário III.1].....	54
Figura 20 - Resultados simulação do veículo elétrico [subcenário III.1].....	55
Figura 21 - Diagramas de carga sem considerar produção local fotovoltaica [subcenário III.1] .	55
Figura 22 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e grid-to-home [subcenário III.1].....	56
Figura 23 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e grid-to-home [subcenário III.2.1].....	57
Figura 24 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e grid-to-home [subcenário III.2.2].....	57

Figura 25 - Comparação da produção local fotovoltaica com o consumo e excesso [subcenário III.2.1].....	58
Figura 26 - Diagramas de carga sem considerar produção local fotovoltaica [subcenário IV.1] .	59
Figura 27 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e grid-to-home [subcenário IV.1] .....	60
Figura 28 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e grid-to-home [subcenário IV.2.1] .....	60
Figura 29 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e grid-to-home [subcenário IV.2.2] .....	61
Figura 30 - Comparação da produção local fotovoltaica com o consumo e excesso [subcenário IV.2.1] .....	62

## Lista de Tabelas

---

Tabela 1 - Evolução da potência solar instalada em Portugal 2019 – 2050.....	8
Tabela 2 - Resumo das características e funções do hardware extra de automação residencial ...	24
Tabela 3 - Cenários base usados nas simulações .....	41
Tabela 4 - Estrutura de cenários e subcenários considerados na análise de resultados .....	43
Tabela 5 - Configurações dos equipamentos considerados nas simulações.....	44
Tabela 6 - Resultados simulação termoacumulador potência discreta (carga isolada).....	48
Tabela 7 - Resultados simulação termoacumulador potência contínua (carga isolada).....	51
Tabela 8 – Resumo comparativo dos dois tipos de controlo de potência .....	52
Tabela 9 - Comparação dos resultados das simulações com todas as cargas considerando carga resistiva com controlo discreto.....	59
Tabela 10 - Comparação dos resultados das simulações com todas as cargas considerando carga resistiva com controlo contínuo .....	62
Tabela 11 - Resumo dos resultados das simulações com todas as cargas considerando ambos os tipos de controlo da carga resistiva .....	63
Tabela 12 - Resumo resultados obtidos em todas as simulações .....	64



## Lista de Siglas

---

AC – Ar Condicionado  
API – *Application Programming Interface*  
CGS – Custos de Gestão do Sistema  
CPP – *Critical-Peak Pricing*  
DBB - *Demand Bidding/ Buyback*  
DC – *Direct Current*  
DLC – *Direct Load Control*  
DR – *Demand Response*  
EDR – *Emergency Demand Response*  
ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos  
EV – *Electric Vehicle*  
EWH – *Electric Water Heater*  
G2H – *Grid-to-Home*  
GB – *Gigabyte*  
GPIO – *General Purpose Input-Output*  
H2G – *Home-to- Grid*  
H2V – *Home-to-Vehicle*  
HA – *Home Assistant*  
HEMS – *Home Energy Management System*  
ICS – *Interruptible/ Curtailable Service*  
IoT – *Internet of Things*  
IV – *Infravermelho*  
kW – *Kilowatt*  
kWh – *Kilowatt-hora*  
MIBEL – Mercado Ibérico de Energia  
MILP - *Mixed-Integer Linear Programming*  
MW – *Megawatt*  
ND – *Net Demand*  
OMIE – Operador do Mercado Ibérico de Energia  
PV – *Photovoltaic*  
PWM – *Pulse Width Modulation*  
RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RTP – *Real Time Pricing*

SEE – Sistema de Energia Elétrica

SEN – Sistema Elétrico Nacional

SSD – *Solid State Drive*

TOU – *Time-of-Use*

UE – União Europeia

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

USB - *Universal Serial Bus*

V2H – *Vehicle-to-Home*

VA – *Volt Ampere*

VE – Veículo Elétrico

# Capítulo I – Introdução

---

## 1.1. Contexto e motivação

Com o aumento da contribuição de fontes renováveis para a produção de energia elétrica, nomeadamente através da disseminação de sistemas de micro geração e de produção local de energia no setor residencial, têm vindo a surgir diversos desafios. Por exemplo, na perspetiva do consumidor, que também pode ter produção local (*prosumer*), surgem questões relativas ao que é necessário e como tirar partido tanto de preços, quer de compra quer de venda, que podem variar no tempo, como da variabilidade de alguns dos recursos, nomeadamente da produção local baseada em fontes renováveis variáveis, sem degradar a qualidade do serviço prestado pelas cargas de utilização final. Ou numa perspetiva mais societal, de que forma se pode facilitar a disseminação das fontes renováveis variáveis? Independentemente da perspetiva adotada, uma das formas de lidar com esses desafios passa pela maior flexibilidade na forma como usamos a energia/serviços de energia. Nesse sentido vai a legislação relativa à reforma do design do mercado de eletricidade de março de 2023 [1] onde se afirma ser necessário melhorar a flexibilidade do sistema elétrico, devendo este recurso ser a primeira escolha sempre que possível, existindo para isso a necessidade de gestão não só do lado da produção como também do lado da procura. As chamadas redes inteligentes (*Smart Grids*), funcionam como tecnologia habilitadora para a disseminação deste tipo de abordagens, onde a flexibilidade de cargas como os veículos elétricos, as bombas de calor ou sistemas de ar condicionado podem desempenhar um papel crucial na disponibilização de flexibilidade [2].

A materialização da flexibilidade no lado da procura passará por, por exemplo, por utilizações alternativas dos equipamentos que nos fornecem os serviços de energia. A gestão do lado da procura pode passar por medidas como a definição de horários alternativos de funcionamento de certos equipamentos nomeadamente máquinas de lavar, pelo carregamento do veículo elétrico (VE) em horários de menor procura na rede ou de maior produção renovável ou até pela alteração das temperaturas de funcionamento de cargas termostáticas como o ar condicionado. Este controlo pode, no entanto, tornar-se complexo, dificultando a sua implementação, dependendo do número de cargas controláveis, das restrições que são necessárias acautelar e das preferências dos utilizadores.

A operacionalização e disponibilização da flexibilidade em larga escala e reativa só poderá acontecer com sistemas de gestão e controlo adequados. Uma questão que podemos colocar desde já é o porquê de não existirem sistemas de gestão de consumos com integração com *Internet of*

*Things* (IoT), tipicamente denominados de *Home Energy Management Systems* (HEMS), que estejam disseminados a ponto de ser possível garantir uma gestão dinâmica das cargas de forma facilitada para o consumidor. Esta integração é essencial para dotar equipamentos do dia a dia com capacidades de identificação, *sensing*, processamento e funcionamento em rede [3]. Os HEMS permitem a automatização da gestão de forma autónoma, retirando ónus dos consumidores, e contribuem para o melhor funcionamento e disseminação de programas de *Demand Response* (DR) do ponto de vista das redes inteligentes [4].

Ao longo deste documento optou-se por usar o termo DR ao invés do equivalente em português, por exemplo “gestão ativa de cargas”, pois é um termo que é amplamente usado e de conhecimento generalizado. Conjugando estas tecnologias é possível dotar a rede elétrica de flexibilidade, sendo, porém, necessário averiguar até que ponto os consumidores estão dispostos a participar nestes programas e a recorrer a HEMS. Para que os HEMS sejam devidamente aceites pelos consumidores, não devem ter impactos negativos no dia a dia dos utilizadores do ponto de vista de degradação de qualidade de serviço e devem mostrar ser fiáveis e economicamente vantajosos. É por isso necessário efetuar uma análise completa e fundamentada de todos estes aspetos, assim como averiguar algumas das barreiras associadas à participação dos consumidores em programas de DR e ao uso de HEMS para deste modo procurar responder a esses mesmos obstáculos e promover o uso da flexibilidade do lado da procura.

## 1.2. Objetivos

O objetivo desta dissertação é desenvolver e simular um algoritmo de gestão de consumos que permita tirar partido da flexibilidade do lado da procura (*behind the meter*), especialmente no que diz respeito a resposta aos sinais de preços enviados pelo comercializador. O sistema terá como ponto de partida as características técnicas das cargas assim como as preferências do utilizador e deverá ser capaz de assegurar a gestão local automática de recursos, indo ao encontro dos interesses dos utilizadores finais de minimizar custos. Em simultâneo deverá permitir reagir a sinais diversos de outras entidades que possam estar envolvidas no sistema de energia elétrica, tais como comercializadores e/ou operadores de rede. Para esse efeito deve ser capaz de adaptar o escalonamento das cargas de acordo com a produção local e/ou outros sinais, visando minimizar os custos, com recurso a diferentes métodos de controlo das cargas, nomeadamente das cargas resistivas. Estes métodos consistem no controlo discreto, isto é, controlo ON/OFF, e no controlo contínuo, que permite que as mesmas assumam qualquer valor de potência entre 0 W e a sua potência nominal, tirando deste modo máximo partido da flexibilidade destas cargas.

Será também analisado até que ponto é possível construir um sistema com elevado nível de automatização e de controlo com baixos custos de aquisição. Para esse efeito serão apresentadas as arquiteturas propostas para o sistema e feito um estudo dos custos de aquisição de equipamentos domésticos que permitam comunicar com uma rede Wi-Fi, os *smart appliances* (equipamentos inteligentes) ou de dispositivos de automação residencial que permitam dotar, dentro do possível, de capacidades de comunicação em rede, alguns equipamentos que não são equipados com essas funcionalidades de fábrica, denominados ao longo desta dissertação de *dumb appliances* (equipamentos não inteligentes). Serão ainda abordadas as barreiras à adoção a programas de DR e à implementação de sistemas de gestão de consumos como o que foi desenvolvido.

### 1.3. Estrutura

A dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos, sendo o primeiro capítulo dedicado à introdução, onde é dado o contexto do trabalho desenvolvido assim como a motivação e os objetivos da dissertação.

O segundo capítulo, apresenta o estado da arte onde são abordados temas como a importância da transição energética, o autoconsumo e o papel da flexibilidade no sistema elétrico. São também abordados os algoritmos de controlo dos HEMS já existentes na literatura e no mercado em conjunto com as suas capacidades, limitações e razões pelas quais os mesmos são necessários para a operacionalização da flexibilidade do lado da procura. Por fim são apresentados alguns programas de DR existentes, a sua importância para a operacionalização da flexibilidade do lado da procura, e ainda as barreiras à adesão por parte dos consumidores aos mesmos e à expansão dos HEMS.

O terceiro capítulo debruça-se sobre o desenvolvimento do HEMS onde é feita a caracterização dos equipamentos e dos tipos de recursos controláveis. São também apresentados dois exemplos de arquiteturas possíveis do HEMS, sendo que num dos casos é considerada uma habitação sem equipamentos inteligentes, onde estão incluídos os dispositivos de automação residencial necessários para a integração dos equipamentos de uso final no HEMS, e noutro caso uma habitação com equipamentos inteligentes. É também apresentada uma estimativa do investimento necessário à implementação de cada uma das arquiteturas à data de escrita desta dissertação. Por fim é explicado como foi planeado e estruturado o algoritmo e quais as restrições consideradas.

O capítulo quatro, consiste na análise e discussão dos resultados obtidos recorrentes das simulações realizadas. São debatidas algumas das situações consideradas representativas dos mesmos, de acordo com cada um dos cenários criados. São ainda explicados e justificados os

custos finais obtidos para cada um dos cenários assim como efetuada uma comparação de resultados para cada cenário para deste modo concluir qual se demonstrou mais vantajoso do ponto de vista económico para o utilizador do HEMS.

Por fim, o capítulo cinco é dedicado às principais conclusões da dissertação assim como à apresentação de pistas de trabalho futuro.

## Capítulo II – Estado da arte

---

Em março de 2023 a Comissão Europeia propôs uma reforma do design do mercado de eletricidade da União Europeia (UE) que visa se traduzir num forte impulso às fontes de energias renováveis, numa maior proteção dos consumidores relativamente a variação de preços e no melhoramento da competitividade industrial [1]. Nesta reforma está presente uma clara aposta na necessidade de melhorar a flexibilidade do sistema elétrico enfatizando que este recurso deve ser a primeira escolha sempre que possível. Em [5] a flexibilidade é definida como sendo a capacidade do sistema de explorar todos os recursos para responder às variações de procura e/ou de produção. No mesmo documento a flexibilidade é também abordada como sendo a capacidade do sistema de ultrapassar as incertezas associadas às fontes variáveis renováveis, para além dos desvios da produção e da procura, preservando simultaneamente a fiabilidade do sistema. Posto isto, os Estados-Membro devem avaliar as suas necessidades e terão a possibilidade de introduzir novos regimes de apoio, especialmente para a gestão da procura e armazenamento. Além desta proposta, a Comissão Europeia recomenda o avanço da inovação e investigação relacionada com tecnologias e capacidades de armazenamento [1].

Considerando o foco da transformação do mercado energético na vertente flexibilidade do lado da procura, é aberto todo um novo leque de oportunidades/necessidades de gestão da forma como é usada a energia.

### 2.1. Autoconsumo

De acordo com [6] autoconsumo é definido como sendo “o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável”. No mesmo documento é ainda referida a necessidade e importância de assegurar uma “mudança de paradigma do sistema nacional de energia (SEN), que tem, necessariamente, de evoluir de um sistema assente em produção centralizada, para um modelo descentralizado que enquadre no seu seio a produção local, as soluções de autoconsumo, a gestão ativa de redes inteligentes e que assegure a participação ativa dos consumidores nos mercados.” O autoconsumo é, portanto, um recurso que é de todo o interesse explorar, quer considerando a necessidade de descentralizar a produção de energia elétrica, quer de dotar o sistema elétrico de flexibilidade do lado da procura.

É ainda referido que “a possibilidade de atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) com restrições vem, por um lado, eliminar a ociosidade

do ativo RESP e, por outro lado, impor a necessidade de se evoluir de um modelo de planeamento e gestão das redes para um modelo inovador de gestão ativa, de forma dinâmica, adaptativa e flexível, que incorpora em si mesmo a realidade da produção híbrida e das medidas necessárias à maior penetração das energias renováveis e do autoconsumo, individual e coletivo, transformando o tradicional consumidor num agente ativo do SEN e da transição energética.” [6]. No caso da energia produzida ser consumida noutras instalações, para além daquela onde foi produzida, estando as UPAC instaladas nessas mesmas instalações ou na sua proximidade e com ligações entre si através da RESP, trata-se de autoconsumo coletivo [6]. Alguns dos tipos de autoconsumo coletivo são ilustrados na Figura 1.



Figura 1 – Tipos de autoconsumo coletivo: (1) - Autoconsumo coletivo em rede interna, (2) - Autoconsumo coletivo com uso da rede elétrica de serviço público [7]

Considerando os aspetos até agora referidos conclui-se que a produção local de energia elétrica para autoconsumo permite aos consumidores reduzirem a sua dependência do mercado assim como diminuir a pressão sobre os SEE devido à diminuição da procura podendo, todavia, colocar outros desafios em termos de gestão da rede. Este tipo de produção permite também dotar o sistema elétrico de flexibilidade do lado da procura, cada vez mais um eixo estrutural do mesmo.

## 2.2. Necessidade de flexibilidade do lado da procura

A eletrificação e descarbonização da economia que se tem vindo a observar na última década, tem assentado, pelo menos parcialmente, no aumento da produção distribuída baseada em energias renováveis, nomeadamente energia fotovoltaica [8]. O forte aumento da produção com recurso a estas fontes teve um grande impacto nos SEE, sendo um deles conhecido como “*duck curve*”. Este conceito descreve o impacto, ao final do dia, que a redução acentuada da produção fotovoltaica combinada com o aumento no mesmo período da carga (sobretudo residencial) pode ter no diagrama de carga [9], pelo que é ilustrativo da crescente importância e necessidade da

flexibilidade nos sistemas energéticos. Este conceito foi introduzido pelo *California Independent System Operator* (California ISO).

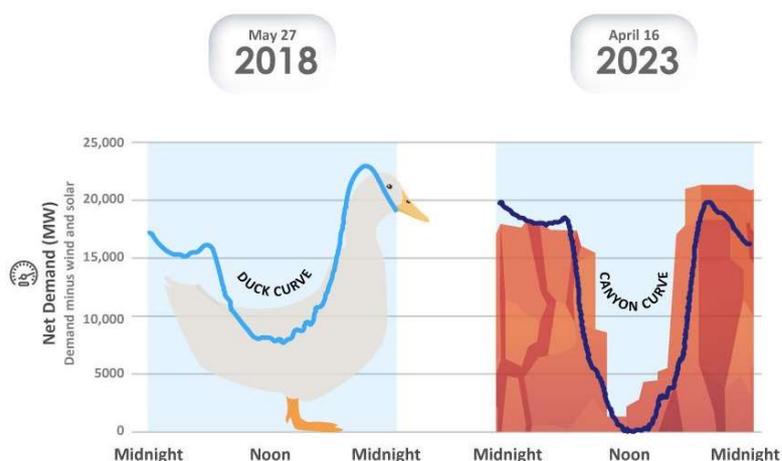


Figura 2 - Evolução do formato da “duck curve” em 2018 para formato semelhante a um vale “canyon curve” em 2023 [10]

Ao valor da subtração entre o total da procura e a produção de energia elétrica renovável variável dá-se o nome de “Net Demand” (ND) [11]. Na Figura 2 é observável como em 2018 a curva assumia um contorno semelhante a um pato enquanto em 2023 já assume a forma de um *canyon* o que demonstra claramente, tendo em conta a fórmula de cálculo da mesma, o impacto da variação da produção solar (produção apenas no período diário). A Figura 3 é ilustrativa da evolução dessa mesma curva ao longo do intervalo temporal 2015-2023 onde é observável que tem vindo a adotar um formato com um mínimo cada vez mais baixo, ao longo desse mesmo período temporal, e representativa do gradual aumento anual da capacidade renovável instalada.

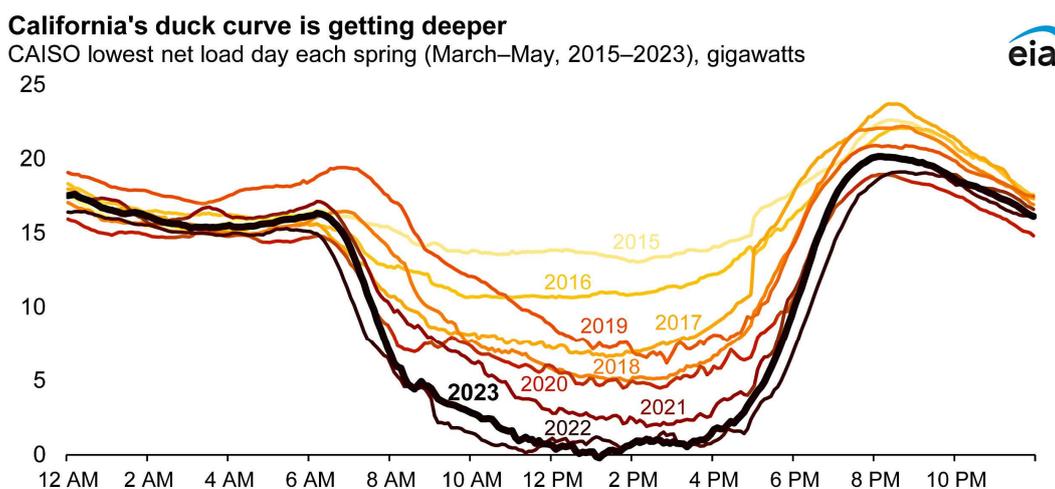


Figura 3 - Evolução 2015-2023 da “duck curve” [12]

É visível na Figura 3 como durante o período noturno a curva se mantém relativamente estável diminuindo rapidamente durante o nascer do sol. Ao meio-dia atinge o seu ponto mais baixo, justificável por ser o ponto máximo de produção das fontes fotovoltaicas. Ao fim da tarde, período no qual a produção começa a ser mais reduzida, a ND cresce formando a chamada rampa de consumos que é a responsável pela necessidade de resposta rápida por parte do SEE para satisfazer as necessidades de consumo. Em 2023 a curva passou a ser considerada “*canyon curve*” ao invés de “*duck curve*” devido ao formato que apresentava nessa data, tal como é constatável na Figura 2. Este comportamento apresenta dois principais desafios para os operadores de rede: a geração elevada e as rampas acentuadas de procura num curto espaço de tempo que obriga a uma resposta rápida dos geradores convencionais. As soluções para este problema passam por controlar a formação da rampa de consumos acentuada através de sistemas de armazenamento, aumentar o número de recursos flexíveis ou recorrer a programas de DR [13] de forma a alinhar mais o consumo com a disponibilidade de produção fotovoltaica. O aumento do consumo durante o dia através do carregamento dos veículos elétricos ou a introdução de tarifas que promovam a deslocação temporal de carga para o horário diurno são exemplos de soluções mais concretas que podem ser aplicadas [13]. Em geral estas tarifas devem estimular o alinhamento do consumo com a disponibilidade das fontes renováveis variáveis.

Este fenómeno é claramente visível no estado americano da Califórnia sendo útil no contexto deste trabalho realizar uma análise do caso português. Para esta análise foram recolhidos dados da produção total renovável e do consumo de energia em Portugal para diversos anos considerando um dia típico ao qual irá ser subtraído o valor de produção solar e assim obtida a “*duck curve*” do país. Os dados que foram usados para esta análise são de dias de junho, devido à maior exposição solar diária característica deste período do ano. Com o intuito de tornar esta comparação o mais direta possível os dias em análise são dias úteis, com consumos totais diários também similares. Para efeitos de comparação futura foi ainda feita uma previsão do formato da curva para os anos de 2030 e 2040 baseado em [14] o que permite aferir o impacto do aumento da potência solar instalada ao longo dos anos, que segue os valores indicados na Tabela 1.

Tabela 1 - Evolução da potência solar instalada em Portugal 2019 – 2050 [15] [16][14]

Data	Potência solar Instalada [MW]
2019	565
2023	2581
2030 (previsão)	15 512
2040 (previsão)	28 681

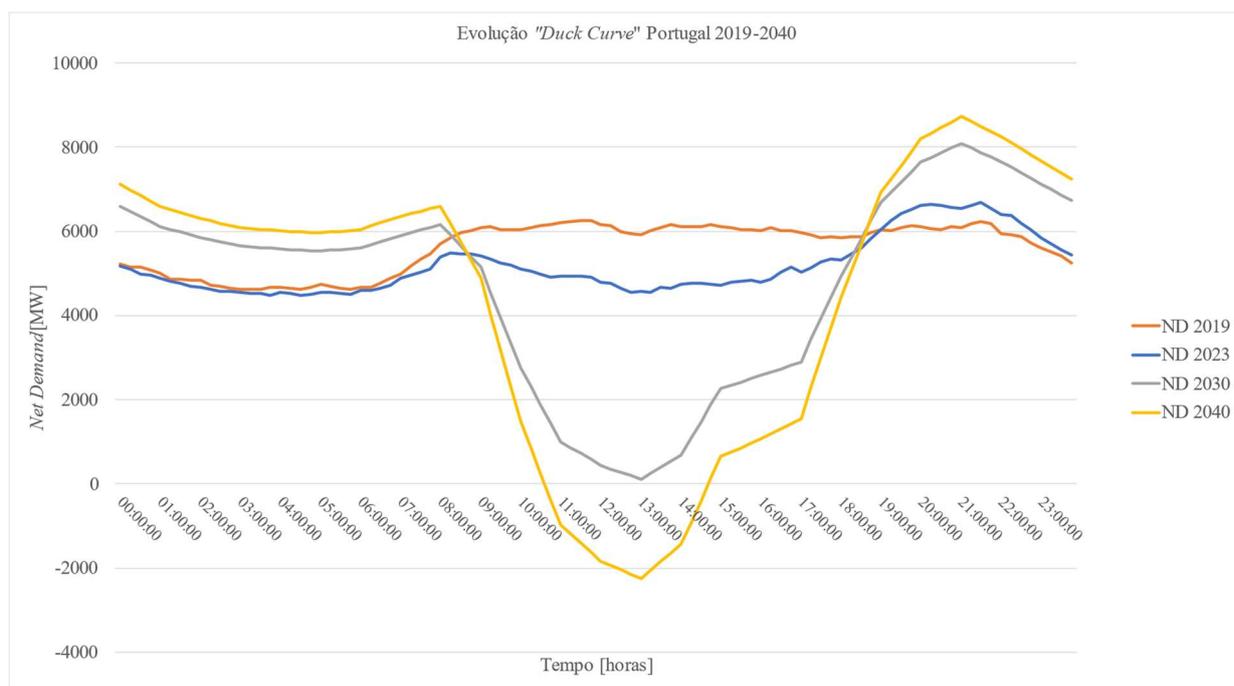


Figura 4 – Evolução da "duck curve" de Portugal num dia típico (2019- 2040) [14],[17],[18]

No gráfico referente a 2019 os valores de ND são na sua maioria superiores a 2023, ano no qual já é visível a formação mais acentuada da rampa de carga ao final do dia fruto do aumento da contribuição das fontes solares renováveis ao longo do dia. De acordo com as previsões para os anos de 2030 e 2040 verifica-se um aumento cada vez mais acentuado da rampa de carga ao final do dia, o que vai de encontro ao aumento da potência solar instalada prevista para esse horizonte temporal [16], que considerando o cenário ambição, espera-se que em 2040 seja cerca de 11,11 vezes superior ao verificado no ano de 2023.

O fenómeno verificado na Califórnia começa já a ser também observado em Portugal, que apesar de ainda não ser de forma significativa à data presente, é expectável que o mesmo venha a ocorrer no futuro tal como a Figura 4 ilustra.

De notar que a *Duck Curve* é apenas um fenómeno exemplificativo da necessidade de o sistema eléctrico ser dotado de flexibilidade. À crescente adoção de fontes variáveis renováveis de energia, e à sua descentralização, está também associada a imprevisibilidade e variabilidade de produção das mesmas, às quais o sistema eléctrico precisa de estar preparado para responder sendo para isso necessário que o mesmo seja flexível [19]. Nesta transição para um sistema eléctrico mais sustentável, a flexibilidade do lado da procura é apresentada como tendo um papel fundamental na manutenção da estabilidade do sistema [20]. Em [21] é referido como a flexibilidade do lado

da procura pode apresentar-se como uma solução para as incertezas associadas à penetração das fontes renováveis no sistema elétrico.

Dotar o sistema elétrico de flexibilidade do lado da procura necessita, no entanto, de um envolvimento ativo e “contínuo” dos consumidores e conseqüentemente de motivação por parte dos mesmos. Para isso é necessária a consciencialização dos consumidores da importância da flexibilidade do sistema, através da oferta de estruturas tarifárias adequadas, nomeadamente as tarifas indexadas, assim como a oferta de sistemas de gestão que permitam a automatização do controlo das suas cargas de acordo com as necessidades do sistema elétrico, retirando disso vantagens, nomeadamente económicas. A adesão a programas de DR e o uso de sistemas de gestão de consumos demonstra deste modo ser de todo o interesse.

### 2.2.1. Programas de DR

Por definição a DR consiste na mudança dos padrões de consumo dos utilizadores finais em resposta a sinais específicos [22]. Esta mudança de padrões de consumo permite responder a necessidades do sistema, nomeadamente a evitar que se formem rampas acentuadas de procura, e permite ao consumidor tirar partido da diferença de preços da energia ao longo do tempo. A forma como estes programas funcionam baseia-se no uso de incentivos ou preços de eletricidade como sinais de controlo para motivar os consumidores a alterar os seus consumos [23]. Os programas de DR organizam-se da seguinte forma:

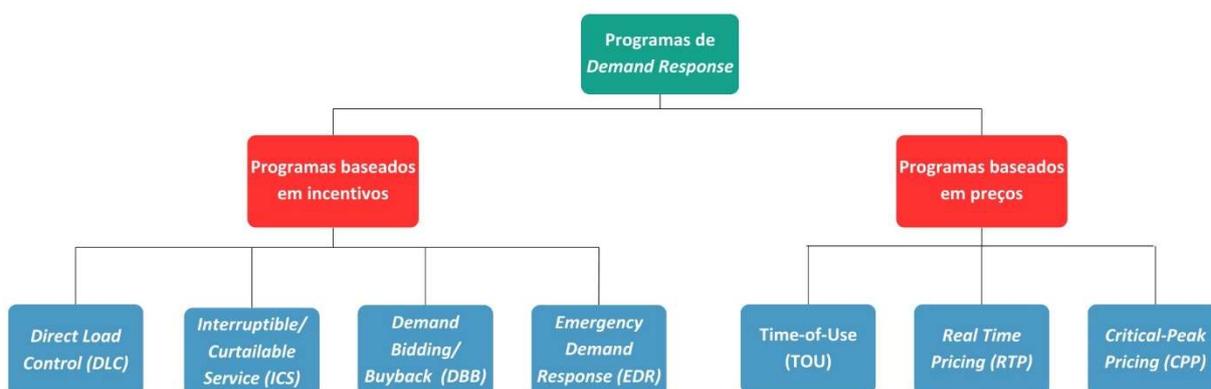


Figura 5 - Classificação de programas de DR, os programas mostrados são exemplificativos (baseado em esquema de [24])

Através da Figura 5 observa-se que existem dois tipos de programas de DR: os programas baseados em incentivos e os programas baseados em preços. O resultado de cada programa apresenta diferentes possibilidades de períodos temporais de aplicação na operação/gestão do sistema, tal como ilustrado na Figura 6.

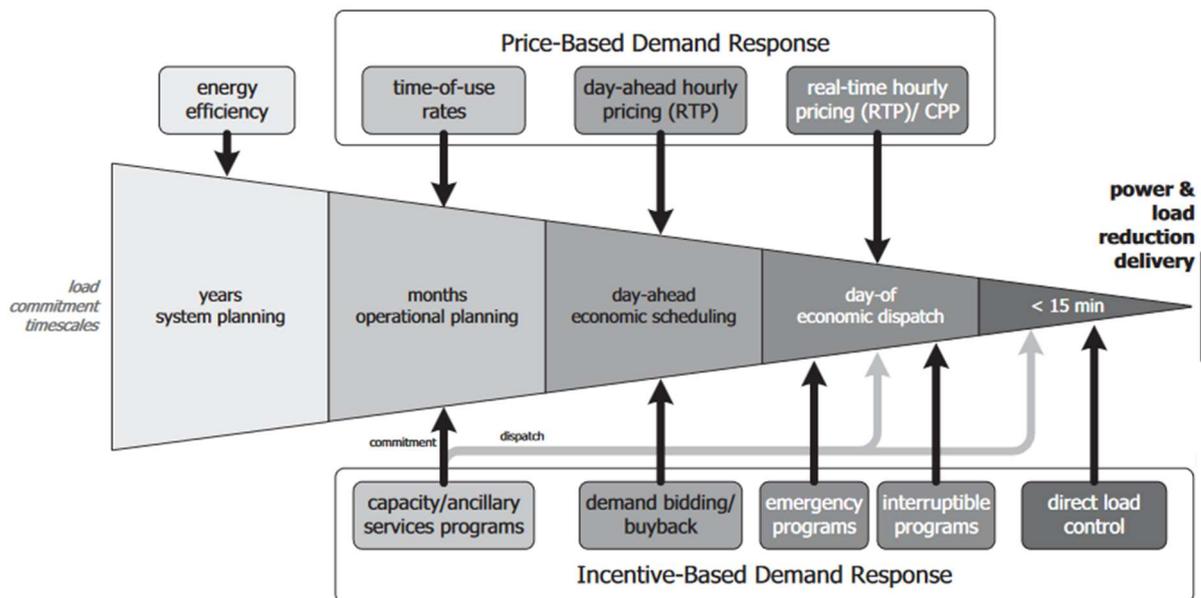


Figura 6 - Escala temporal de utilização de programas de DR [25]

O programas baseados em incentivos baseiam-se na atribuição de incentivos monetários aos consumidores para que os mesmos ajustem os seus consumos, reduzindo os mesmos ou adiando uso de algumas cargas, de acordo com o necessário para responder a necessidades do sistema. Podem ser estabelecidos pelo agregador, operador de rede ou pelo comercializador [26]. Dentro desta categoria de programas de DR, baseado em [26], existem os seguintes:

- ***Direct Load Control (DLC)***

Os consumidores registam-se dando permissão à entidade responsável pelo pedido de redução de carga de controlar os equipamentos remotamente de acordo com a necessidade, usualmente durante períodos de pico de procura com duração geralmente inferior a 15 minutos, como ilustrado na Figura 6, em troca de incentivos monetários. São programas usualmente direcionados para clientes residenciais;

- ***Interruptible/Curtailable Service (ICS)***

Neste programa, destinado a consumidores industriais, os mesmos comprometem-se a reduzir os seus consumos durante períodos onde possam existir contingências do sistema. Caso não o façam são sujeitos a preços de energia bastante elevados nesses mesmos períodos;

- ***Demand Bidding/Buyback (DBB)***

Este programa é focado em grandes consumidores, normalmente acima de 1 MW, e consiste num compromisso de redução de preços de compra de energia por parte da entidade responsável em troca de diminuição de consumo por parte do cliente durante períodos de pico de procura ou de contingências;

- ***Emergency Demand Response (EDR)***

Por fim este programa é usado em situações em que a fiabilidade do sistema possa estar ameaçada, em condições severas de contingência nos quais a reserva energética possa não ser suficiente. Nestes casos os consumidores são incentivados monetariamente para reduzirem o seu consumo para deste modo garantir a estabilidade do sistema elétrico;

Os programas baseados em preços, por outro lado, assentam no princípio de que o consumidor altera o seu consumo de acordo com os preços cobrados, isto é, irá procurar deslocar os consumos para os períodos onde os preços são mais reduzidos.

- ***Time-of-use tariffs (TOU)***

Neste programa o dia é dividido em períodos e os preços da energia variam de acordo com os custos de produção de energia nesses mesmos períodos. A tarifa no intervalo de pico de procura é mais elevada levando os consumidores a deslocar os seus consumos para horários onde a procura é mais reduzida e conseqüentemente os preços mais baixos [25], [26];

- ***Real Time Pricing (RTP)***

Neste programa os preços da eletricidade variam normalmente de hora a hora refletindo as flutuações de preço do mercado elétrico grossista. Normalmente, nos períodos onde a procura é mais elevada, os preços tendem a ser também mais elevados. Os consumidores são notificados dos preços usualmente um dia antes ou no próprio dia [25], [26];

- ***Critical-Peak Pricing (CPP)***

Este programa é similar ao programa “*time-of-use*”, mas com a diferença de que o preço em período de pico de procura quando a estabilidade do sistema é ameaçada é

substituído por um muito superior. Isto leva a que os consumidores desloquem os seus consumos para períodos do dia onde os consumos são mais reduzidos, de modo a manter a estabilidade do sistema [25], [26];

Os programas de DR baseados em incentivos caracterizam-se ainda por apresentar uma importante contribuição para lidar com a variabilidade de produção das fontes renováveis, uma vez que se parte do pressuposto que os utilizadores ajustam os seus consumos de acordo com os incentivos monetários que possam receber. Os programas de DR baseados em preços, mais especificamente em preços em tempo real, são programas com tendência de crescimento de popularidade [24]. Em [27] é referido que este tipo de programas apresenta diversas vantagens económicas e conta com uma elevada participação dos consumidores. Estes programas não são recentes, estando disponíveis no mercado já há bastantes anos, no entanto só recentemente ganharam mais importância pelo papel que podem desempenhar na disponibilização da flexibilidade que os sistemas elétricos precisam cada vez mais. É também de referir que o HEMS desenvolvido foi desenvolvido considerando a escolha por parte do utilizador deste último programa.

### 2.2.2 Necessidade de criação de HEMS

Como já referido, uma das dificuldades para a participação dos consumidores em programas de gestão de consumos é a necessidade de um envolvimento ativo constante.

Uma das características mais diferenciadoras das fontes renováveis variáveis, sobretudo da solar, é a variabilidade e incerteza, pelo que os recursos do lado da procura devem, preferencialmente, estar “disponíveis” de forma continuada. Esta disponibilização carece, por um lado, de estímulos adequados e, por outro lado, de tecnologias habilitadoras diga-se sistemas adequados de gestão de cargas. Se atendermos a que o principal estímulo será o transmitido via tarifas e/ou incentivos, então olhando para a evolução dos preços do MIBEL em 4 dias escolhidos aleatoriamente em 2023 [28] (Figura 7), podemos concluir que o estímulo também pode ser criado para o consumidor final se ele vir este comportamento dos preços no mercado grossista.

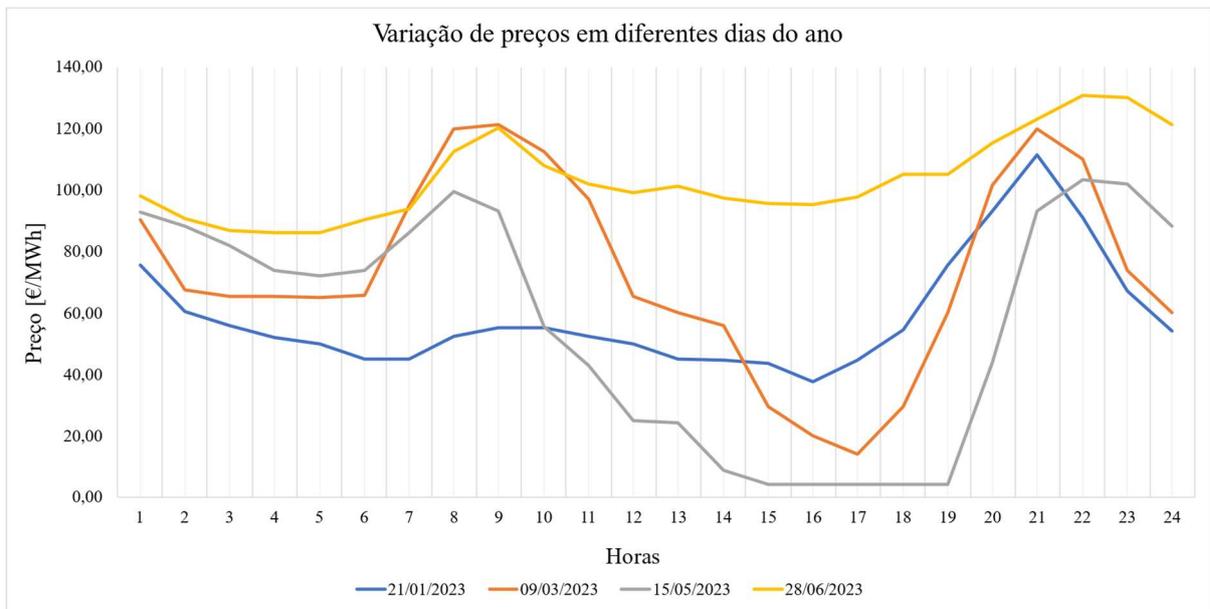


Figura 7 - Comparação da variação dos preços de eletricidade ao longo do dia em alguns dias de 2023

Observa-se uma variação dos preços, quer ao longo do dia, quer entre diferentes dias, o que demonstra como o comportamento do mercado é imprevisível e variável. Esta variabilidade, tanto ao nível dos preços como da procura (Figura 8) existe, não só diariamente, mas também ao longo do ano. Estas variações são ainda diferentes de ano para ano, ou seja, datas (hora e dia) correspondentes de diferentes anos irão ter preços e procura diferentes.

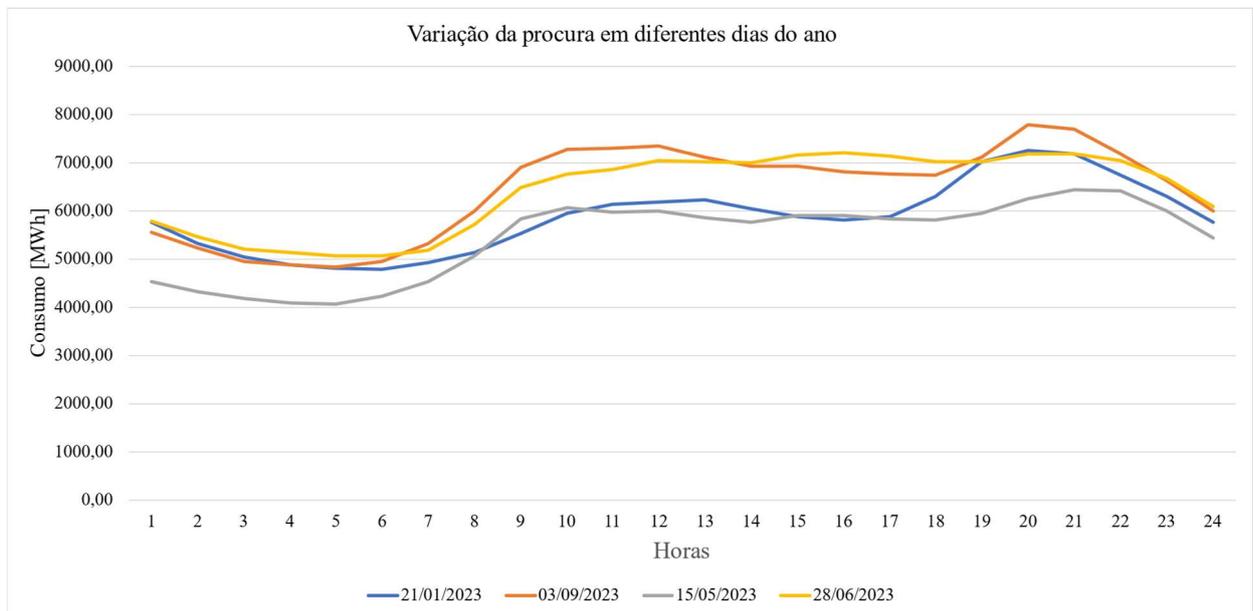


Figura 8 - Comparação da variação da procura ao longo do dia em alguns dias de 2023 [29]

O controlo local efetuado pelo HEMS permite, do ponto de vista do consumidor, uma redução dos custos a pagar pela eletricidade sem que exista uma redução significativa de conforto ou da qualidade do serviço prestado [30]. Neste contexto, e ao longo desta dissertação, entende-se por “controlo”, a gestão do funcionamento dos equipamentos domésticos de uso final, em resposta a

sinais de preços e à produção local de energia para autoconsumo, com o objetivo global de otimizar a utilização de energia e reduzir os custos para o utilizador. Do ponto de vista do sistema elétrico apresenta também vantagens como adiar ou evitar o aumento da capacidade instalada bem como facilitar e aumentara integração das renováveis no sistema elétrico [30].

Em [21] é referido como os HEMS se podem apresentar como uma solução para tirar máximo partido da flexibilidade dos equipamentos domésticos de uso final, como por exemplo máquinas de lavar ou bombas de calor. Em [31] é referido como os HEMS são ferramentas que permitem aos utilizadores operacionalizar esta gestão ativa e dinâmica. A disseminação deste tipo de sistemas que automatizem de forma integrada a gestão dos equipamentos é necessária uma vez que baseado em [32] os clientes que não possuem HEMS desistem dos programas de DR de forma precoce não tirando máximo partido dos mesmos, devido à necessidade de envolvimento ativo dos próprios nos programas. Considerando que o sistema de controlo (HEMS) será autónomo e as suas tomadas de decisão baseadas não só nas preferências do utilizador (devendo ter um papel determinante nas ações) como também em sinais de preço ou outros sinais, por exemplo do operador de rede, os HEMS permitem tirar máximo partido dos programas de DR, que apresentam vantagens para as diferentes entidades que possam estar envolvidas (de que são exemplo consumidores, operadores de rede ou de sistema, comercializadores). O setor residencial, constituído por consumidores que, de forma individual, apresentam reduzido impacto na contribuição para a flexibilidade do lado da procura, pode ter uma contribuição significativa se a contribuição individual for adequadamente agregada [22]. Sendo notórias as vantagens que a DR pode apresentar, quer para os consumidores, quer para o sistema e também para comercializadores e agregadores, uma questão intrigante é o porquê da sua utilização não estar mais disseminada.

### 2.3. Barreiras à adesão a programas de DR e aos HEMS em desenvolvimento/ implementados

Uma das barreiras à implementação da DR que mais se destaca está relacionada com aspetos comportamentais dos consumidores. No artigo [33] é afirmado que fatores como a incerteza, a falta de confiança e a inconveniência podem ser fatores decisivos para a (não) adesão aos programas de DR. É também avaliado como o aspeto financeiro é um dos fatores mais decisivos para os consumidores, uma vez que os incentivos monetários provenientes da DR podem, em alguns casos, não ser garantia do retorno do investimento e não ser vantajosos considerando todo o inconveniente para os consumidores devido à obrigação de um envolvimento contínuo nos programas. Um estudo conduzido na Alemanha, Reino Unido e Itália e reportado em [34] demonstra ainda que os consumidores se preocupam com a sua segurança e privacidade

apresentando por isso algumas reservas relativamente à adesão a programas de DR já que implica alguma partilha de informação. Por fim a falta de informação sobre estes programas e sobre o modo de funcionamento do mercado de energia apresenta-se também como uma barreira à sua adesão [35].

O custo associado à compra de um HEMS é apresentado como uma barreira à aquisição do mesmo pois os consumidores consideram que equipar a sua habitação com todos os dispositivos necessários é dispendioso e complicado [36]. Para além disso, no mesmo documento, é referido que os consumidores também hesitam em adotar estes sistemas devido à falta de informação sobre os mesmos e pela conseqüente falta de confiança no seu modo de funcionamento. Os HEMS atuais são ainda considerados demasiado complexos, sofisticados e dispendiosos [36]. No estudo efetuado por [32] concluiu-se que a comunicação dos equipamentos com o HEMS pode em alguns casos ser pouco fiável, ou impedir a sua instalação pois é efetuada por Wi-Fi e por várias vezes este aspeto mostrou ser um problema pois a cobertura do mesmo demonstrou não ser uniforme pela habitação, existindo locais onde a mesma é instável ou inexistente. Adicionalmente existe ainda a possibilidade do incorreto funcionamento dos dispositivos de automação residencial o tal como referido em [34] onde os utilizadores demonstraram receio em adquirir os mesmos devido às possíveis avarias e/ou inconvenientes.

As já disseminadas *Smart Plugs* apresentam-se como possível solução para a criação de automações residenciais e para possibilitar a transformação de equipamentos não inteligentes em equipamentos com capacidades de integração nos HEMS [37]. São dispositivos que permitem também obter dados de consumo do equipamento ao qual estão ligados com amostragem horária, semanal, mensal ou até anual [37]. No entanto estes dispositivos apresentam alguns desafios que devem ser tidos em conta no que toca à sua utilização quando se trata de gestão de consumos. Um dos aspetos é a limitada disponibilidade de programação para efeitos de controlo em funções específicas, nomeadamente o controlo dos equipamentos como resposta a eventos de DR, pois em muitos casos a interação com o dispositivo é efetuado apenas com recurso à aplicação do próprio fabricante [38] e apenas permite as automações mais básicas como ligar e desligar os equipamentos. Para além disto a compatibilidade com outro *hardware*, por exemplo, sensores e atuadores, ou *hardware* de outros fabricantes é também muito limitada, tornando as suas capacidades de controlo muito restritas [38]. Posto isto, e considerando a diversidade de preferências que os utilizadores destes sistemas podem ter, o que determina a obrigação de uma capacidade de personalização elevada, e a sua compatibilidade com o diverso hardware existente, as *Smart Plugs* não se apresentam como uma solução para as necessidades atuais dos consumidores.

Sendo diversos os aspetos que é necessário considerar no que concerne HEMS é necessário garantir que os mesmos sejam o mais possível transparentes do ponto de vista da comunicação entre os mesmos e os equipamentos e com foco na utilização de protocolos de comunicação seguros para minimizar os riscos e preocupações associadas à privacidade. Em simultâneo devem possuir elevada capacidade customização [39] pois, considerando a grande diversidade de equipamentos de uso final existentes no mercado, cada um com diferentes tipologias de controlo e com interfaces do fabricante diferentes, os HEMS devem recorrer a metodologias de controlo e de desenvolvimento, tanto do ponto de vista do software, como do hardware, que assegurem a interoperabilidade entre os diversos equipamentos e marcas. O aspeto financeiro é também apresentado como uma barreira à adesão a programas de DR sendo por isso necessário minimizar os custos de aquisição de sistemas de gestão de consumos para que o investimento inicial efetuado pelos consumidores seja o menor possível. Para isso recorrer a software *Open-Source* e a hardware facilmente disponível no mercado pode apresentar-se como uma possível solução.



### 3.1. Caracterização dos equipamentos e tipos de recursos controláveis

Para o desenvolvimento do HEMS é necessário identificar e caracterizar quais os equipamentos que podem vir a ser integrados no mesmo, as suas características técnicas, nível e tipo de controlo, restrições que possam ter relativamente ao controlo e preferências dos utilizadores relativamente ao seu uso, entre outras características que possam ser consideradas relevantes. Para a integração dos equipamentos de uso final num HEMS, a capacidade de comunicação é essencial. Assim, ao longo da dissertação os possíveis equipamentos alvo de controlo foram categorizados em inteligentes e não inteligentes, consoante tenham ou não capacidade de se conectar à rede Wi-Fi da casa. Considerando os atributos técnicos específicos de cada equipamento é posteriormente possível avaliar os custos de integração ou adaptação e integração no HEMS, caso se trate de um equipamento não inteligente. Posto isto, entende-se por adaptação do equipamento, qualquer adição de hardware extra ao mesmo para que este fique dotado de capacidades que originalmente não possuía e que permita o seu controlo à distância mesmo que em algumas situações mais limitado. Estas limitações são mais notórias em equipamentos onde existam diversas modalidades de operação, como por exemplo no caso das máquinas de lavar, que são dotadas de diversos programas de funcionamento, com a possibilidade de uso de diferentes temperaturas em cada um dos mesmos, necessitando por isso de um controlo mais abrangente devido à existência de um maior número de programas passíveis de serem escolhidos. Um equipamento ao qual já esteja associada uma aplicação de controlo à distância permite uma comunicação facilitada com o HEMS pois permite escolher o ciclo e características do mesmo, como por exemplo a temperatura, sem necessitar de ter contacto direto com o equipamento. Por outro lado, um equipamento que à partida não seja dotado desta capacidade de comunicação será apenas possível uma operação tipo *switch*, isto é, o utilizador efetua a pré-seleção do programa de forma local e posteriormente apenas é possível a ativação da máquina para entrar em funcionamento, sem possibilidade de alteração do programa ou temperatura previamente definidos à distância.

No que toca à categorização das cargas, é possível classificar as mesmas em 4 categorias: cargas não controláveis, cargas reparametrizáveis, cargas interrompíveis e as cargas deslocáveis no tempo [30]. As cargas resistivas, como por exemplo os termoacumuladores, são cargas preferenciais pois permitem um controlo mais abrangente do seu funcionamento, devido à

flexibilidade inerente à sua natureza funcional e à dissociação entre o período no qual a energia é usada para aquecer a água e o uso da mesma e podem ser categorizados como cargas reparametrizáveis e interrompíveis [30].

O ar condicionado é também uma carga que apresenta diversas vantagens na integração no HEMS, pois é bastante flexível no que diz respeito aos períodos de funcionamento, podendo o seu funcionamento ser alterado durante curtos períodos sem que exista comprometimento da qualidade do serviço prestado pelo mesmo [30]. É de salientar que equipamentos de refrigeração, como os frigoríficos, são também equipamentos que podem ser integrados no sistema, no entanto, deve ter-se em conta que a flexibilidade deste tipo de equipamento é menor devido à limitação temporal que pode estar inativo, e também devido aos baixos valores de potência habitualmente associados a este tipo de cargas, apesar da sua permanente disponibilidade. Para além disso, esta é um tipo de carga perante o qual os utilizadores apresentam bastante reserva em relação ao seu controlo. De forma resumida, consideram-se cargas reparametrizáveis todas as cargas que sejam controladas com recurso a um termóstato, e que permitam alterações nas definições deste sem causar qualquer tipo de desconforto ao utilizador [30]. Cargas como o AC, equipamentos de refrigeração e as cargas resistivas, podem ainda ser classificadas como cargas interrompíveis, uma vez que desempenham funções passíveis de serem interrompidas por curtos períodos de tempo, sem prejudicar a qualidade do serviço prestado [30].

As máquinas de lavar e de secar apresentam-se também como sendo cargas passíveis de serem integradas no HEMS, classificando-se como cargas deslocáveis no tempo, uma vez que os serviços prestados ao utilizador pelas mesmas podem ser efetuados em diferentes períodos do dia, nomeadamente quando existirem vantagens económicas associadas ao seu funcionamento (custos de energia mais baixos) [30].

Estas são apenas algumas das cargas que são suscetíveis de integração no HEMS, no entanto cada utilizador apresenta necessidades, preferências e equipamentos diferentes, pelo que os dispositivos integrados no sistema podem variar. Existem ainda cargas, tais como fornos ou micro-ondas, que não são consideradas adequadas para a integração no sistema: cargas não controláveis. Estes são exemplos de cargas cuja função que desempenham não oferece flexibilidade em termos de alterações/deslocações temporais no funcionamento [30].

De modo a identificar claramente as cargas controláveis, foi efetuado um levantamento de características de vários equipamentos de uso final das diferentes categorias existentes, nomeadamente custos de aquisição, capacidades de controlo e outras funções extra que possam oferecer e também de possíveis custos de adaptação dos equipamentos mais básicos, não inteligentes. Seguindo esta estratégia de levantamento de acordo com as próprias necessidades, é possível um utilizador obter uma estimativa do custo total de aquisição de equipamentos

inteligentes para integração direta no HEMS ou então de adaptação dos equipamentos que possa ter que não sejam dotados de capacidades de integração nestes sistemas. Os resultados obtidos estão disponíveis nas tabelas no Anexo A.

## 3.2. Arquiteturas de sistema

A criação de uma arquitetura para um HEMS tem de levar em conta diversas variáveis, nomeadamente a estrutura de preços de energia, quais os equipamentos que o utilizador possui e quais desses mesmos equipamentos pretende que sejam integrados no sistema de controlo. As preferências pessoais são também um fator estrutural no que toca à criação da arquitetura do sistema, sendo estas o topo da hierarquia da tomada de decisões por parte algoritmo. Deve notar-se que o HEMS deve replicar tanto quanto possível o comportamento, em termos de uso dos equipamentos/serviços de energia, que o utilizador teria se fosse a tomar a decisão acerca da operação/funcionamento dos equipamentos. As preferências são específicas de cada cliente e incluem por exemplo a flexibilidade horária admissível para cada uma das cargas, a carga necessária no veículo elétrico ou a hora de saída de casa ou ainda, por exemplo, a temperatura do ar condicionado (AC). Estes parâmetros/preferências devem ser facultados ao HEMS através da interface que lhe está associada para que deste modo o sistema execute o algoritmo da forma a satisfazer as preferências do utilizador. Este conjunto de dados permite definir uma arquitetura e estruturar um algoritmo para que o sistema proponha um pré escalonamento dos equipamentos, que permita uma gestão otimizada e racional da energia consumida na habitação. Todos os aspetos referidos indicam que é absolutamente necessário o sistema ser não só de fácil implementação, mas também universal e personalizável.

Para atingir os objetivos traçados, dependente do equipamento em causa, o sistema irá atuar sobre o funcionamento das cargas alterando o nível de potência ou sobre o ato de ligar/desligar um equipamento. Este modo de operação pode ser de forma intermitente, caso seja por exemplo uma carga de refrigeração ou apenas de forma a deslocar no tempo o ciclo no caso de cargas como as máquinas de lavar onde as mesmas são colocadas em funcionamento na altura do dia que demonstra ser mais compensatório para o cliente, levando sempre em consideração as suas preferências base e requisitos em termos de qualidade de serviço.

No que diz respeito à execução do algoritmo poderia ser usado qualquer microprocessador, sendo neste caso considerado um Raspberry Pi. Para a implementação de HEMS é necessário um software de automação residencial que seja responsável por coordenar os equipamentos que se pretende integrar no mesmo, de forma que seja possível uma comunicação entre o equipamento e o utilizador através de uma interface centralizada. Esta centralização é necessária devido não só à

diversidade de equipamentos disponíveis no mercado, muitos dos quais recorrendo a diferentes protocolos de comunicação, como também devido ao diferente potencial de controlo de cada carga e à grande diversidade das mesmas no setor residencial . O *Home Assistant* (HA) foi o software escolhido pois i) é um software *Open-Source*, não apresentando por isso custos adicionais para os utilizadores, ii) de fácil implementação, iii) não exige grande poder computacional e iv) existem diversos fóruns online de apoio. Recorrendo a diversos equipamentos de automação residencial (ex: *Shelly*), que servirão de interligação entre os equipamentos domésticos e a central de processamento, é possível o controlo autónomo dos equipamentos através do HA.

Na Figura 9 e na Figura 10 são apresentados alguns exemplos de arquiteturas de sistemas possíveis para uma habitação dotada de equipamentos inteligentes e para uma habitação equipada com equipamentos não inteligentes, respetivamente.

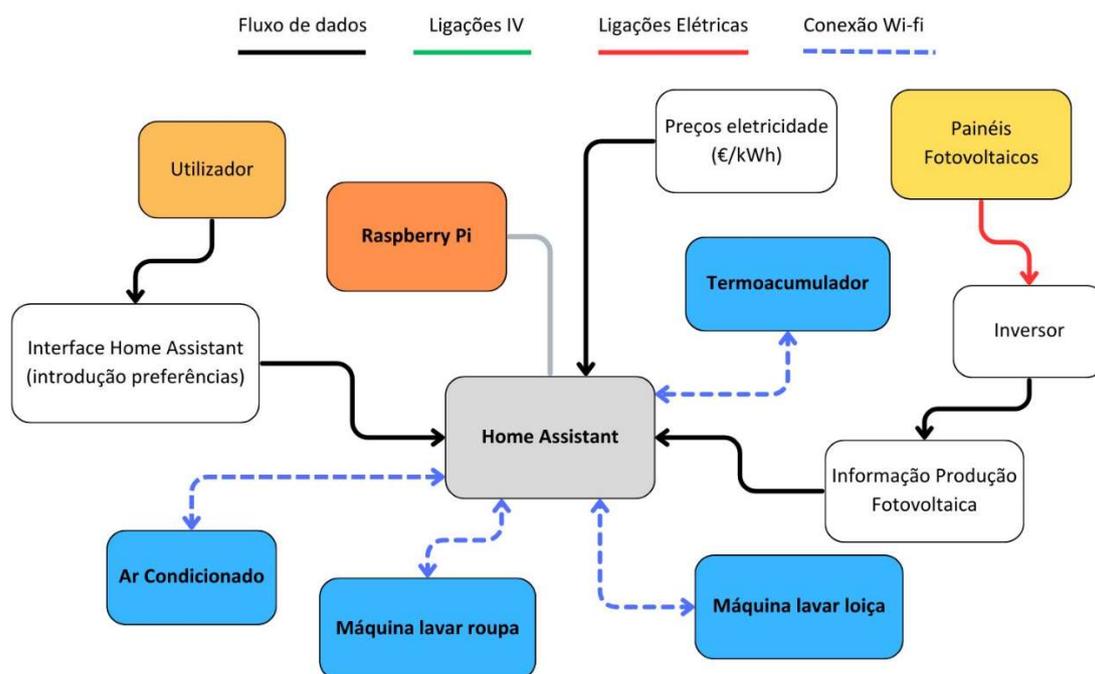


Figura 9 – Exemplo de arquitetura do HEMS para equipamentos inteligentes

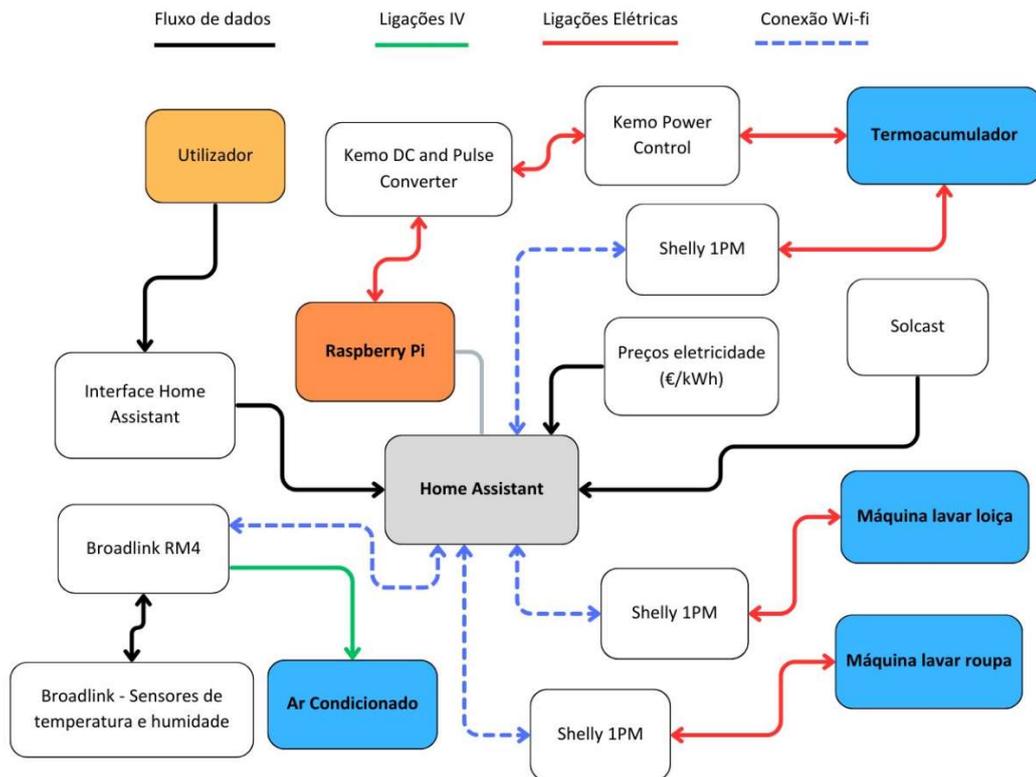


Figura 10 – Exemplo de arquitetura do HEMS para equipamentos não inteligentes

A arquitetura depende dos equipamentos que o consumidor possui, do grau de controlo que pretende e da sua adequação para integração no HEMS. A arquitetura do sistema que emprega equipamentos inteligentes exhibe tipicamente uma menor complexidade, uma vez que estes permitem uma comunicação direta com o HA. Essa comunicação é estabelecida, como já referido anteriormente, através de uma conexão Wi-Fi e da integração das respetivas aplicações de controlo no HA. Por outro lado, na Figura 10, considerando que os equipamentos não possuem conectividade Wi-Fi ou qualquer modo de controlo à distância, são necessários dispositivos *Shelly* ou *Broadlink* para estabelecer a conexão entre o HA e o equipamento, sendo que o número de dispositivos extra que é necessário adquirir pode ser elevado e diretamente dependente do número e tipologia de equipamentos que se pretende integrar no HEMS.

Na arquitetura proposta os dispositivos *Shelly* 1PM atuam como interruptores ON/OFF e fornecem os perfis de consumo de cada equipamento. No caso das cargas resistivas, são utilizados equipamentos da marca *Kemo* [40], [41]. O equipamento *Kemo Power Control* tem como função controlar a potência fornecida à carga recorrendo para isso a um potenciómetro, sendo, no entanto, algo limitativo pois o controlo do mesmo é efetuado de forma manual. De modo que não seja necessária qualquer ação por parte do utilizador nesse mesmo controlo, é possível recorrer a outro módulo, o *Kemo DC and Pulse Converter*. Este equipamento suporta tensões de controlo ou

impulsos entre 1 V e 24 V de tensão contínua, sendo, portanto, possível a sua ligação direta ao Raspberry Pi através das portas *General Purpose Input-Output (GPIO)*, cuja tensão máxima se situa nos 3.3 V. De acordo com as decisões algorítmicas relativas à potência a fornecer à carga resistiva em cada instante, o *Kemo DC and Pulse Converter*, conectado nos terminais do potenciómetro do módulo M028N, e de acordo com tensões de controlo ou impulsos provenientes do Raspberry Pi, simula o controlo manual do potenciómetro.

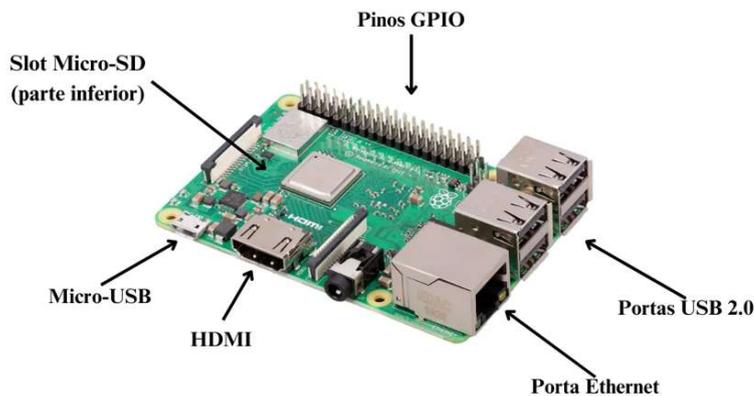


Figura 11 - Ilustração da localização das conexões do Raspberry Pi (baseado em imagem de [42])

Por fim, para cargas que possuem controlo por infravermelho (IV), é possível utilizar o *Broadlink RM4*, que, por meio da comunicação Wi-Fi com o HA, converte as instruções enviadas pelo mesmo em sinais de IV e simula o comando do equipamento. Este equipamento possui ainda sensores integrados de temperatura e humidade que podem ser usados para transmitir dados relativos a estes indicadores ao algoritmo do HEMS, em cada instante, da divisão da habitação onde o AC está localizado.

Tabela 2 - Resumo das características e funções do hardware extra de automação residencial

Equipamento	Características	Funções
 Raspberry Pi [42]	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Possibilidade de conectividade por Wi-Fi e Ethernet</li> <li>• Pinos GPIO que permitem a conexão de periféricos</li> <li>• Armazenamento expansível (por exemplo por SSD de 240 GB ou 512 GB)</li> <li>• Instalação fácil e direta do HA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Central de processamento do HA</li> </ul>

 <p><i>Shelly 1 PM</i> [43]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conectividade Wi-Fi</li> <li>• Integração fácil com o HA</li> <li>• Tamanho reduzido faz com que seja versátil e adequada para a maioria das tomadas domésticas</li> <li>• Protocolos de comunicação Wi-Fi seguros</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controlo <i>switch</i> e medição de consumos (permite obtenção do perfil de consumos do equipamento para posteriormente inserir no algoritmo)</li> </ul>
 <p><i>Kemo Power Control</i> (M028N) [44]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensão de alimentação de 230V</li> <li>• Potência aparente máxima de 4000VA</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controlo da potência fornecida à carga (resistiva ou indutiva) através do uso de um potenciômetro manual (ou do módulo M150)</li> </ul>
 <p><i>Kemo DC and Pulse Converter</i> (M150) [45]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Suporta tensões de controlo de 1 - 5 V/DC, 3 - 12 V/DC, 6 - 24 V/DC (a sua alimentação é por isso compatível com as portas GPIO do Raspberry Pi)</li> <li>• Controlo <i>Pulse Width Modulation</i> (PWM)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controlo do potenciômetro do módulo M028N com tensões de controlo ou impulsos de controlo provenientes de microprocessadores, neste caso o Raspberry Pi.</li> </ul>
 <p><i>Broadlink RM4</i> [46]</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Controlo por Wi-Fi</li> <li>• Sensores integrados de temperatura e humidade</li> <li>• Elevada compatibilidade com os AC disponíveis no mercado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simula as ações de um controlo remoto por infravermelhos sem a necessidade de intervenção manual do utilizador.</li> <li>• Usado em casos onde o AC não permite controlo direto por Wi-Fi.</li> </ul>

Associado ao facto de a complexidade variar de acordo com a maior ou menor necessidade de aquisição de dispositivos extra ao equipamento de uso final, encontra-se o fator monetário que está envolvido na compra dos mesmos dispositivos e que pode também ser elevado para situações de muito equipamentos considerados “não inteligentes”. Para estes mesmos equipamentos, de acordo com o levantamento de preços exemplificativo que foi efetuado, e usando como base preços

de março de 2024, considerando um HEMS baseado na arquitetura da Figura 10, obteve-se um custo de 284,66 € para a aquisição de todos os equipamentos necessários à implementação do HEMS. Este valor divide-se em 155,86 € para os equipamentos Shelly, Kemo e Broadlink e em 128,80 € para custos de aquisição do Raspberry Pi e respetivos acessórios (disco SSD e cabo USB). Caso se trate de uma habitação dotada de equipamentos inteligentes (Figura 9) o custo é de apenas 128,80 € relativos aos custos de aquisição do Raspberry Pi e dos mesmos acessórios.

A seleção das cargas para controlo e as condições de utilização devem ser feitas criteriosamente. Esta escolha deve ser feita considerando diversos fatores, nomeadamente quais as cargas que se usam com maior frequência e a existência, ou não, de flexibilidade nos horários de uso das mesmas.

A adesão a tarifas indexadas contribui também para a disseminação deste tipo de sistemas e de programas de DR. As tarifas indexadas são tarifas onde o preço é indexado à cotação do mercado diário da energia, sendo que o cliente paga, a cada hora, o preço real da energia, acrescido de um valor pela gestão do contrato [47]. Nesta modalidade, o valor da tarifa de energia está indexado ao preço de mercado de eletricidade Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE). Isto significa que, o preço da energia (€/kWh) faturado ao cliente, estará sujeito à variação do custo de energia transacionada no mercado grossista. Esta estrutura de preços dinâmicos permite enviar incentivos aos consumidores finais para aderirem a programas que permitam a gestão da procura.

### 3.3. Tipos de controlo

A dimensão e complexidade da arquitetura para o HEMS passa não só pela escolha dos equipamentos que o utilizador pretende integrar no HEMS e das respetivas características, mas também pelas estratégias de controlo implementadas nos equipamentos. Podem ser definidos, independentemente da arquitetura específica do HEMS para cada habitação, três tipos de controlo de cargas: o controlo *switch* (ON/OFF), a reparametrização do termostato e o controlo “fino” das cargas resistivas. O controlo *switch* consiste na ativação ou desativação (ligar/desligar) do equipamento. É usado nos equipamentos onde não é possível um controlo mais específico dos programas devido à sua natureza construtiva, usado por exemplo nas máquinas de lavar não inteligentes. No que toca às cargas termostáticas (AC, termoacumulador e possíveis equipamentos de refrigeração que se pretendam integrar no HEMS), é possível proceder à reparametrização do termostato por curtos períodos, garantindo que as preferências do utilizador são respeitadas e que a qualidade do serviço de energia não é comprometida, o que pode ser uma forma de aumentar o interesse dos consumidores a integrar estes equipamentos no HEMS. Por fim, as cargas resistivas, (termoacumulador ou coletor solar) são cargas que devido à sua natureza construtiva permitem

uma grande flexibilidade de controlo, por permitirem para além do funcionamento ON/OFF, no qual o funcionamento se baseia no equipamento estar ativo à potência nominal ou então desligado, poderem também assumir qualquer valor de potência entre 0 W e a respetiva potência nominal. Deste modo, este controlo permite explorar a flexibilidade que estas cargas detêm, o que permite não só tirar máximo partido da eventual produção local de energia que possa existir como também de estruturas tarifárias variáveis sendo por isso cargas muito interessantes para integração no HEMS.

É importante salientar que, por vezes, dentro das categorias dos equipamentos não inteligentes pode ser mais fácil de controlar um equipamento mais antigo ao invés do mais recente. Por outras palavras pode dizer-se que uma interface mais acessível e de mais fácil operação na forma presencial pelo utilizador (botões mecânicos em oposição a *touchscreens*) pode ter efeitos opostos e vir a ser limitativa na operação automatizada. Tomando como exemplo um equipamento mais antigo, de forma generalizada, caso se parametrize o equipamento e posteriormente ocorra corte de alimentação ao mesmo, que seria a atuação por parte do *Shelly IPM* referido anteriormente, o equipamento irá retomar o programa que teria sido escolhido previamente sem necessidade de intervenção do utilizador. No entanto, alguns casos de equipamentos mais recentes os mesmos entram em modo *standby* e aguardam por ordem do utilizador para retomar o ciclo. Considerando que estes equipamentos não possuem qualquer tipo de comunicação por Wi-Fi torna-se muito difícil e em alguns casos até impossível de integrar no HEMS.

### 3.4. Desenvolvimento do algoritmo

De forma a tirar o melhor partido, na perspetiva do consumidor, quer de estruturas tarifárias variáveis, quer da eventual existência de produção local, procurou-se desenvolver um algoritmo dotado de capacidades que lhe permitissem o controlo dos equipamentos domésticos de uso final tendo em conta o potencial de flexibilidade associado às cargas resistivas, incluindo uma gestão mais precisa da potência das mesmas, permitindo que estas tomem qualquer valor de potência entre zero e a sua potência nominal, como também das preferências do utilizador, de modo a não prejudicar a qualidade de serviço prestada pelos equipamentos. Este método de controlo “contínuo” das cargas resistivas permite não só o aproveitamento máximo da produção local de energia, isto é, procurar consumir o máximo de energia gerada localmente para autoconsumo, como também tirar máximo partido de estruturas tarifárias variáveis, aproveitando os momentos onde os preços são mais reduzidos para colocação em funcionamento deste tipo de cargas, mesmo que apenas a potências mais reduzidas.

No que concerne ao desenvolvimento do código, numa fase inicial, foi considerado o uso de algoritmos já existentes com o intuito de proceder às adaptações e melhoramentos necessários para o caso específico em estudo. No entanto, após pesquisa de algoritmos publicamente disponíveis concluiu-se que nenhum seria adequado à função. Um dos principais motivos está relacionado com falhas ao nível da parametrização das preferências do utilizador. Por exemplo, em algumas abordagens, no veículo elétrico não eram levados em consideração aspetos tais como os horários de chegada e de partida do veículo elétrico e o nível de carga pretendido no momento de saída. Este aspeto revelou ser um obstáculo ao uso de algoritmos existentes, para além da dificuldade na introdução de novas capacidades. Outros algoritmos apresentavam uma otimização isolada de alguns equipamentos e não de vários equipamentos domésticos como se pretende. O controlo referente a cargas resistivas era também muito limitado não tendo sido encontrado qualquer algoritmo que fosse passível de ser integrado no HEMS e que permitisse o controlo contínuo das cargas resistivas. É de referir que neste documento “controlo contínuo” se define como sendo o controlo capaz de conferir às cargas resistivas a possibilidade de assumirem qualquer valor de potência entre 0 W e a sua potência nominal. Já “controlo discreto” é entendido como sendo a operação em modo *switch*, isto é, o simples controlo ON/OFF das cargas.

Devido às diferentes abordagens algorítmicas usadas, nomeadamente recurso a solvers nalguns casos e a meta heurísticas em outros, concluiu-se que não seria viável prosseguir com a junção/adaptação dos vários *scripts* num só de modo obter uma simulação e otimização conjunta das cargas. Posto isto e pesando todas as variáveis foi decidido construir um algoritmo de raiz reunindo todas as características necessárias. Esta opção apresenta ainda a vantagem de o algoritmo ser estruturado de acordo com a premissa de tirar máximo partido da flexibilidade das cargas resistivas, simulando o comportamento destas cargas de forma que não é abordada em nenhum dos algoritmos analisados, isto é, recorrendo ao controlo contínuo e ao controlo discreto. O veículo elétrico é uma carga que merece especial atenção devido ao tipo de carregamento (com níveis de potências fixos ou com potência variável em cada instante) usado nas simulações. De acordo com [48] a maioria dos artigos consideram o carregamento do veículo com controlo contínuo, sendo que a grande maioria dos carregadores na prática apenas suportam níveis de potências fixas de carregamento, por exemplo, carregamento a 3 kW, 4 kW ou 4,5 kW. Este aspeto apresenta alguns desafios do ponto de vista da simulação e será discutido em maior detalhe na explicação do modelo matemático desta carga.

O algoritmo foi desenvolvido tendo como base a linguagem de programação *Python* devido à sua versatilidade e possibilidade futura de implementação em software *Open-Source* de automação residencial, nomeadamente o HA. Para a otimização do sistema levou-se em consideração dois possíveis modos de implementação, um dos quais recorrendo a um solver e

outro recorrendo a meta-heurísticas, nomeadamente algoritmos genéticos. Tendo em conta a janela temporal disponível para o desenvolvimento do algoritmo optou-se por recorrer a um solver. Deste modo foram analisadas as diversas opções de solvers disponíveis no mercado, onde se consideraram alguns aspetos de tomada de decisão nomeadamente o custo de aquisição, a dificuldade de uso/ programação, as limitações de performance e de tamanho de modelo e a acessibilidade e qualidade do suporte ao utilizador de cada uma das opções. Após análise pormenorizada de cada um destes aspetos e considerando o caso específico no qual esta ferramenta iria ser usada, optou-se por recorrer ao solver Gurobi devido às suas características de rapidez e de limitações do número de restrições do modelo, que no caso da versão académica, é ilimitado. Os resultados do levantamento de características referentes aos solvers analisados estão acessíveis na tabela disponível em anexo (Anexo C).

Quanto ao modelo matemático, este baseou-se parcialmente em [49], servindo de base ao algoritmo para todas as cargas simuladas. Este modelo matemático não leva em consideração o controlo contínuo de cargas resistivas, pelo que as equações relativas a este tipo de controlo foram criadas com base nas equações relativas ao controlo discreto e adicionadas ao modelo matemático original de [49]. No caso do carregamento do carro elétrico foi também criada a hipótese do carregamento do mesmo com valor de potência de carregamento fixa. Foi considerado um período de otimização de 1 dia e meio (36 horas) de forma a tirar partido dos recursos disponíveis da manhã do dia seguinte, consistindo em  $T$  intervalos de tempo cada um com um comprimento de  $\Delta t$ , indexado de  $t = 1, \dots, T$ . O comprimento de  $\Delta t$  está dependente da discretização de tempo usada, podendo a mesma assumir valores típicos de 1, 5 ou 15 minutos. Considerando o diagrama de carga de alguns equipamentos, nomeadamente das cargas deslocáveis no tempo, que possuem curtos intervalos de tempo onde os consumos são elevados, optou-se por usar uma discretização de 1 minuto para todas as simulações.

### 1. Cargas deslocáveis no tempo

Considerando  $J$  o número de cargas com índices  $j \in \{1, \dots, J\}$ , e que cada carga possui um diagrama de carga específico, os parâmetros de entrada são:

$d_j$  = duração do ciclo de funcionamento da carga  $j$ .

$g_{jr}$  = potência necessária para o funcionamento da carga  $j$  no instante  $r$ , com  $r = 1, \dots, d_j$ .

$[T_{Lj}, \dots, T_{Uj}]$  consiste no intervalo de tempo no qual o utilizador pretende que a carga opere.  $T_{Lj}$  representa o instante a partir do qual a carga pode iniciar o seu

ciclo de funcionamento e  $T_{Uj}$  o instante em que o ciclo deve obrigatoriamente estar terminado.

Em relação às variáveis de decisão tem-se que:

$W_{jrt}$  corresponde à variável binária que indica se a carga  $j$  está em operação na fase  $r$  do seu ciclo de operação no instante  $t$  do período de simulação (dentro do intervalo de tempo preferencial definido pelo utilizador para o seu funcionamento).

$$\begin{cases} W_{jrt} = 1 \text{ se equipamento está ON} \\ W_{jrt} = 0 \text{ se equipamento está OFF} \end{cases}$$

$P_{jt}^{Sh}$  corresponde à potência pedida à rede pela carga  $j$  no instante  $t$  com  $j \in \{1, \dots, J\}$  e  $t \in \{1, \dots, T\}$ .  $P_{jt}^{Sh} = 0$  se  $t$  não pertence a  $[T_{Lj}, \dots, T_{Uj}]$ .

O escalonamento das cargas deslocáveis no tempo está sujeito às seguintes restrições:

$$\sum_{t=T_{Lj}}^{T_{Uj}} W_{jrt} = 1, j = 1, \dots, J, r = 1, \dots, d_j \quad (1)$$

$$\sum_{r=1}^{d_j} W_{jrt} \leq 1, j = 1, \dots, J, t = T_{Lj}, \dots, T_{Uj} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} W_{j(r+1)(t+1)} &\geq W_{jrt}, j = 1, \dots, J, t = T_{Lj}, \dots, (T_{Uj} - 1), \\ r &= 1, \dots, (d_j - 1) \end{aligned} \quad (3)$$

$$\sum_{t=T_{Lj}}^{T_{Uj}-d_j+1} W_{j1t} = 1, j = 1, \dots, J \quad (4)$$

$$P_{jt}^{Sh} = \sum_{r=1}^{d_j} g_{jr} * W_{jrt}, j = 1, \dots, J, t = T_{Lj}, \dots, T_{Uj} \quad (5)$$

$$P_{jt}^{Sh} = 0, j = 1, \dots, J, t < T_{Lj} \vee t > T_{Uj} \quad (6)$$

A função objetivo do problema com vista à redução de custos é a seguinte:

$$\min \text{custo}_{sh} = \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^J C_t^{\text{compra}} * P_{jt}^{Sh} * \Delta t \quad (7)$$

De forma resumida, e de maneira a contextualizar cada uma das equações apresentadas que modelam o modo de funcionamento destas cargas, pode-se afirmar que: a equação (1) garante que cada carga  $j$  opera exatamente uma vez no instante de tempo  $r$ , e o mesmo deve ocorrer no intervalo de preferências do utilizador. De seguida, (2), assegura que em cada instante  $t$ , do período de funcionamento cada carga  $j$ , pode estar desligada ou ligada apenas no instante de tempo  $r$  do seu ciclo de operação. De modo a garantir que se a carga  $j$  estiver em funcionamento no instante  $t$ , e no instante  $r < d_j$  do seu ciclo de operação, a mesma deverá estar ligada no instante  $t + 1$  e no instante  $r+1$ , para  $r = (1, \dots, d_j - 1)$ , tem-se a equação (3). Já (4) assegura que a carga  $j$  deve iniciar a sua operação no máximo no instante  $T_{Uj} - d_j + 1$  para deste modo garantir que não termina a sua atividade após  $T_{Uj}$ , que estaria fora do intervalo de funcionamento preferencial definido pelo utilizador. As equações (5) e (6) determinam o valor de potência pedida à rede por cada carga  $j$  em cada instante  $t$ . Por fim a equação (7) representa a função objetivo de minimização de custos associado ao uso das cargas deslocáveis no tempo na qual  $C_t^{\text{compra}}$  corresponde ao preço de compra da energia da rede (€/kWh) e considerados ainda a potência pedida à rede pela carga  $j$  no instante  $t$  e o intervalo de discretização  $\Delta t$ .

## 2. Carga resistiva (Termoacumulador)

Na simulação desta carga criaram-se dois tipos de controlo de potência (discreto e contínuo que irão ser discutidos em maior detalhe mais à frente. Nesse sentido o seguinte modelo matemático contempla ambos os tipos de controlo.

Os parâmetros de entrada são:

$P^R$  – Potência da resistência de aquecimento (W) (controlo discreto).

$P_t^R$  – Potência da resistência de aquecimento (W) ao longo do tempo  $t$ ,  $t = 1, \dots, T$  (controlo contínuo).

$\tau_t^{\text{ambiente}}$  – Temperatura ambiente ao redor do termoacumulador ao longo do tempo  $t$  (°C),  $t = 1, \dots, T$ .

$\tau^{\text{net}}$  - Temperatura da água de entrada (°C).

$m_t$  - Consumo de água no instante  $t$  (kg),  $t = 0, \dots, T$ .

$M$  – Capacidade do termoacumulador (kg).

$A$  – Área do reservatório ( $m^2$ ).

$U$  – Coeficiente de transferência de calor do reservatório ( $W/m^2 \cdot ^\circ C$ ).

$C^p$  – Calor específico da água ( $J/kg \cdot ^\circ C$ ).

$\tau^{min}, \tau^{max}$  – Limites mínimo e máximo de temperatura admissíveis ( $^\circ C$ ).

$\tau^{req}$  – Temperatura necessária para eliminar bactérias ( $^\circ C$ ).

$t^{req}$  – Tempo necessário para manter  $\tau^{req}$  para eliminar bactérias (min).

$\tau^{min\_conf}$  – Temperatura mínima de conforto ( $^\circ C$ ).

$\tau^{max\_conf}$  – Temperatura máxima de conforto ( $^\circ C$ ).

$\mathcal{M}$  é um número positivo grande (método big-M)<sup>1</sup>.

$\rho$  – Coeficiente de penalização de desvio de temperatura ( $\text{€}/^\circ C$ ).

As variáveis de decisão, para todo o  $t = 1, \dots, T$ , são:

$v_t$  - Variável binária que define o controlo ON/OFF da resistência de aquecimento.

$\tau_t$  – Temperatura da água quente dentro do tanque ao longo do tempo ( $^\circ C$ ).

$n_t$  – Variável binária igual a 1 no primeiro instante  $t$  no qual  $\tau_t > \tau^{req}$  para  $t^{req}$ .

$P_t^{perdas}$  - Potência de perdas através do revestimento no instante  $t$  (kW).

$\tau_t^{dev}$  – Desvio, em cada instante  $t$ , da temperatura da água dentro do tanque em relação a  $\tau^{min\_conf}$  e  $\tau^{max\_conf}$  ( $^\circ C$ ).

As decisões relativas a esta carga estão sujeitas às seguintes restrições:

$$P_t^{perdas} = A * U * (\tau_t - \tau_t^{ambiente}), \quad t = 1, \dots, T \quad (8)$$

$$\sum_{t=1}^{T-t^{req}+1} n_t = 1 \quad (9)$$

$$\tau_t \geq \sum_{t'=1}^{t^{req}} \tau^{req} * n_{t-t'+1}, \quad t = 1, \dots, T \quad (t' \leq t) \quad (10)$$

$$\tau_t^{dev} \geq \tau^{min\_conf} - \frac{(\tau_t + \tau_{t-1})}{2}, \quad t = 1, \dots, T \quad (11)$$

---

<sup>1</sup> Referência: [49]

$$\tau_t^{dev} \geq \frac{(\tau_t + \tau_{t-1})}{2} - \tau^{max\_conf}, \quad t = 1, \dots, T \quad (12)$$

$$v_t \in \{0,1\}, n_t \in \{0,1\}, \quad t = 1, \dots, T \quad (13)$$

$$P_t^{perdas} \geq 0, \tau_t \geq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (14)$$

$$\tau_t^{dev} \geq 0, \quad t = 1, \dots, T \quad (15)$$

Para o caso de simulação com controlo discreto:

$$\tau_{t+1} = \left( \frac{M - m_t}{M} * \tau_t + \frac{m_t}{M} * \tau^{net} \right) + \frac{P^R * v_t - P_t^{perdas}}{M * C^p} * \Delta t, \quad (16)$$

$$t = 0, \dots, T - 1$$

$$\tau_t \geq \tau^{min} - \mathcal{M} * v_t, \quad t = 1, \dots, T \quad (17)$$

$$\tau_t \leq \tau^{max} + \mathcal{M} * (1 - v_t), \quad t = 1, \dots, T \quad (18)$$

$$\min custo_{term} = \sum_{t=1}^T C_t^{compra} * P^R * v_t * \Delta t + \rho \sum_{t=1}^T \tau_t^{dev} \quad (19)$$

Para o caso de simulação com controlo contínuo:

$$\tau_{t+1} = \left( \frac{M - m_t}{M} * \tau_t + \frac{m_t}{M} * \tau^{net} \right) + \frac{P_t^R - P_t^{perdas}}{M * C^p} * \Delta t, \quad (20)$$

$$t = 0, \dots, T - 1$$

$$\min custo_{term} = \sum_{t=1}^T C_t^{compra} * P_t^R * \Delta t + \rho \sum_{t=1}^T \tau_t^{dev} \quad (21)$$

As equações (8), (16) e (20) representam o método de cálculo da temperatura da água dentro do tanque em cada instante. No caso das equações (16) e (20), que são dependentes do tipo de controlo usado, discreto ou contínuo, respetivamente, as diferenças assentam no uso de uma variável de valor fixo,  $P^R$ , quando se trata do controlo de potência discreto e de uma variável contínua,  $P_t^R$ , no caso do controlo de potência contínuo. O controlo da variável binária que é responsável por ligar e desligar o equipamento de acordo com as restrições de temperatura impostas pelo utilizador, é

ditado pelas equações (17) e (18). Quando o termoacumulador está desligado ( $v_t = 0$ ),  $\tau_t \geq \tau^{min}$ . Já quando o termoacumulador está ligado ( $v_t = 1$ ),  $\tau_t \leq \tau^{max}$ . De notar que estas equações permitem ultrapassar as restrições, nomeadamente a temperatura mínima, em algumas situações, tendo em conta casos em que  $\tau_0 < \tau_{min}$ . Já relativamente à garantia de eliminação da bactéria da Legionella, são consideradas as equações (9) e (10), que garantem que a temperatura é superior à temperatura requerida para a eliminação da mesma durante, pelo menos, o intervalo de tempo necessário. Nesta simulação foi considerado que a temperatura da água teria de estar pelo menos 11 minutos acima de 60°C [49]. Considerando o controlo contínuo de potência, devido a limitações algorítmicas do ponto de vista da utilização do método do *big-M* em conjugação com variáveis contínuas de entrada, foram também implementadas penalizações de desconforto no modelo, representadas por (11) e (12), onde o desvio em relação às temperaturas definidas, como sendo os limiares de conforto, é penalizado monetariamente 0,10€/°C. Já no que toca às funções objetivo, (19) e (21), as mesmas diferem na mesma linha de pensamento do uso de diferentes variáveis de potência do equipamento, de acordo com o controlo em causa. No entanto ambas as funções objetivo levam em linha de conta a penalização de desvio de temperatura no custo final para o utilizador

### 3. Carga termostática (Ar Condicionado)

Quanto ao ar condicionado existe a possibilidade de efetuar a simulação em modo de aquecimento ou de arrefecimento. Considerando que os dias simulados foram 04 de fevereiro e 01 de abril, optou-se por simular o equipamento em modo aquecimento, aspeto que vai ser explorado em maior detalhe quando se proceder à descrição detalhada de cada restrição. Posto isto, os parâmetros de entrada do modelo para o ar condicionado são os apresentados de seguida:

$\theta_t^{ext}$  = temperatura exterior (°C),  $t = 0, \dots, T$ .

$\theta^{min}, \theta^{max}$  = gama de temperaturas interiores aceitáveis para o utilizador (°C).

$P^{AC}$  = Potência nominal do AC (kW).

$\beta = \frac{U * A}{C} * \Delta t$ , onde U corresponde à média ponderada do coeficiente de transferência de calor da envolvente do edifício (kW/(m<sup>2</sup>. °C)), A corresponde à área de superfície da envolvente do edifício (kW/°C) e C à capacidade térmica (kJ/°C).

$\gamma = \frac{\chi * \Delta t}{C}$  onde  $\chi$  é o coeficiente de desempenho do AC.

No que toca às variáveis de decisão, para todo  $t = 1, \dots, T$ , tem-se que:

$s_t^{AC}$  = variável de controlo binária ON/OFF, ( $s_0^{AC}$  é uma constante)

$\theta_t^{in}$  = temperatura interior (°C), ( $\theta_0^{in}$  é uma constante)

$Y_t, Z_t$  = variáveis binárias que reforçam as operações do termostato

( $Y_t = 1$  se  $\theta_t^{in} < \theta^{max}$ ) e ( $Z_t = 1$  se  $\theta_t^{in} > \theta^{min}$ )

As variáveis de decisão são sujeitas às restrições apresentadas de seguida:

$$\theta_t^{in} = (1 - \beta) * \theta_{t-1}^{in} + \beta * \theta_{t-1}^{ext} + Y * P^{AC} * s_{t-1}^{AC}, \quad t = 1, \dots, T \quad (22)$$

$$\theta_t^{in} \geq \theta^{min} - \mathcal{M} * s_t^{AC}, \quad t = 1, \dots, T \quad (23)$$

$$\theta_t^{in} \leq \theta^{max} + \mathcal{M} * (1 - s_t^{AC}), \quad t = 1, \dots, T \quad (24)$$

$$\theta_t^{in} \leq \theta^{min} + \mathcal{M} * Z_t, \quad t = 1, \dots, T \quad (25)$$

$$\theta_t^{in} \geq \theta^{max} - \mathcal{M} * Y_t, \quad t = 1, \dots, T \quad (26)$$

$$Z_t + Y_t - s_{t-1}^{AC} + s_t^{AC} \leq 2, \quad t = 1, \dots, T \quad (27)$$

$$Z_t + Y_t + s_{t-1}^{AC} - s_t^{AC} \leq 2, \quad t = 1, \dots, T \quad (28)$$

$$s_t^{AC}, Z_t, Y_t \in \{0,1\}, \quad t = 1, \dots, T \quad (29)$$

$$\min \text{custo}_{AC} = \sum_{t=1}^T C_t^{compra} * P^{AC} * s_t^{AC} * \Delta t \quad (30)$$

Para a operação correta do ar condicionado é necessário o cálculo da temperatura interior em cada instante de tempo  $t$ . Este é efetuado com recurso às temperaturas interior e exterior nesse mesmo instante e ao estado de funcionamento do ar condicionado (ligado ou desligado) no tempo  $t - 1$ , representado na equação (22). Existindo um intervalo de temperaturas admissíveis de funcionamento é necessário não

só que o equipamento seja ativado quando a temperatura interior é inferior à temperatura mínima, como também que o mesmo seja desligado quando é ultrapassada a temperatura máxima, atribuindo a  $s_t^{AC}$ , a variável binária de controlo de ativação do equipamento, o valor 1 ou 0 consoante se trate de ligar ou desligar o equipamento, respetivamente. Este controlo é assegurado pelas equações (23) e (24), respetivamente. Já as restrições (25) a (28) garantem que o ar condicionado se mantém ligado ou desligado quando a temperatura interior se situa entre o limite inferior e o limite superior de temperatura definidos. A equação (30) corresponde à função objetivo de minimização de custos associada ao AC onde é considerado o preço de compra da energia  $C_t^{compra}$  (€/kWh),  $s_t^{AC}$  que pode ser 1 ou 0 caso o equipamento esteja ativo naquele instante ou não, respetivamente, e  $\Delta t$  relativo à discretização usada (1 minuto).

#### 4. Veículo Elétrico e Bateria Sistema Fotovoltaico

No que toca ao carregamento de baterias, o modelo matemático de uma bateria para o sistema fotovoltaico é coincidente com o carregamento do veículo elétrico. Nas simulações efetuadas neste trabalho não foi considerada a existência de bateria do sistema fotovoltaico, apenas foi levado em conta o carregamento do carro elétrico, no entanto, considerando que o modelo matemático é comum a ambos, o algoritmo está preparado para a integração de uma bateria no sistema fotovoltaico. Para efeitos de denotação, considere-se  $x$  o índice de distinção entre uma bateria do sistema fotovoltaico (B), do veículo elétrico (V). Quanto ao domínio do tempo,  $T_x$ , para cada bateria, considera-se  $T_B = T$  e  $T_V = [t_a, t_d]$ , no qual  $t_a$  corresponde ao primeiro instante de tempo após a chegada do carro a casa e  $t_d$  corresponde ao instante de partida/fim do intervalo de carregamento preferencial.

Os parâmetros de entrada do modelo para o veículo elétrico, com  $x \in \{B, V\}$ , são os apresentados de seguida:

$\eta_x^{ch}, \eta_x^{dch}$  = eficiência de carga e descarga da bateria

$E_x^{min}, E_x^{max}$  = carga mínima e máxima admissíveis da bateria (kWh)

$E_x^0$  = carga inicial da bateria no instante de tempo 0 para  $x = B$  e  $t_a - 1$  para  $x = V$  (kWh)

$E_x^{req}$  = carga de bateria alvo no fim do tempo preferencial de carregamento ( $td$ ) para  $x = V$  e no final do período de planeamento  $T$  para  $x = B$  (kWh)

$P_x^{ch\_max}, P_x^{dch\_max}$  = potência máxima de carga e descarga admissível da bateria (kW)

No que toca às variáveis de decisão tem-se que:

$P_t^{x2H}$  = Potência (kW) de forma que  $P_t^{x2H} * \Delta t$  corresponde à energia transferida da bateria  $x$  para a casa no tempo  $t$

$P_t^{H2x}$  = Potência (kW) de forma que  $P_t^{H2x} * \Delta t$  corresponde à energia transferida da casa para a bateria  $x$  no tempo  $t$

$E_{x,t}$  = Energia na bateria  $x$  no instante de tempo  $t$  (kWh)

$s_t^{H2x}$  = variável binária igual a 1 quando a bateria  $x$  está a carregar no instante de tempo  $t$

$s_t^{x2H}$  = variável binária igual a 1 quando a bateria  $x$  está a descarregar no instante de tempo  $t$

As variáveis de decisão são sujeitas às restrições apresentadas de seguida:

$$E_{x,t} = E_{x,t-1} + (\eta_x^{ch} * P_t^{H2x} * \Delta t) - \left( \frac{P_t^{x2H} * \Delta t}{\eta_x^{dch}} \right), \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (31)$$

$$E_{x,t} = E_{x,t-1} + (\eta_x^{ch} * P_t^{H2x} * \Delta t) - \left( \frac{P_t^{x2H} * \Delta t}{\eta_x^{dch}} \right), \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (32)$$

$$E_x^{min} \leq E_{x,t} \leq E_x^{max}, \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (33)$$

$$0 \leq P_t^{H2x} \leq P_x^{ch\_max} * s_t^{H2x}, \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (34)$$

$$0 \leq P_t^{H2x} \leq P_x^{ch\_max} * s_t^{H2x}, \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (35)$$

$$0 \leq P_t^{x2H} \leq P_x^{dch\_max} * s_t^{x2H}, \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (36)$$

$$s_t^{H2x} + s_t^{x2H} \leq 1, \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (37)$$

$$E_{B,T} \geq E_B^{req}; \quad E_{V,td} \geq E_V^{req} \quad (38)$$

$$s_t^{H2x}, s_t^{x2H} \in \{0,1\}, \quad t \in T_x, \quad x \in \{B, V\} \quad (39)$$

A restrição (31) contempla o cálculo da energia das baterias em cada instante, levando para isso em conta as potências de carregamento das mesmas nesse mesmo instante. A equação (33) é responsável por impor um limite de carga nas baterias em cada instante de tempo. Do mesmo modo é necessário garantir que as potências de carga e de descarga não ultrapassem os limites máximos impostos, sendo este aspeto assegurado pelas restrições (34) e (36). É também fundamental salvaguardar que não existe fluxo bidirecional simultâneo de energia na bateria, isto é, carregar e descarregar simultaneamente, aspeto que é garantido pela restrição (37). Por fim, de modo a ir de encontro às preferências do utilizador, e para certificar que o nível de carga na bateria num determinado momento é o pretendido, existe a equação (38).

A restrição (31),  $P_t^{H2x}$ , é indexada de  $t$  significando por isso tratar-se de uma variável contínua. Para efeitos de simulação, é possível seguir esta configuração, no entanto, considerando o intuito de efetuar uma simulação o mais próximo da realidade possível, e devido às limitações técnicas da grande maioria dos carregadores domésticos atuais, de suportarem apenas um nível de potência de carregamento a não ser que o utilizador altere o mesmo de forma manual, o que iria contra a meta de ser um sistema autónomo, optou-se por transformar essa mesma variável numa variável de valor constante,  $P^{H2x}$ . Por essa razão, a restrição implementada no modelo foi a (32), em tudo similar à equação (31), apenas com a diferença de que a variável que corresponde potência de carregamento da bateria passou então a ser um valor fixo. Pelo mesmo motivo a restrição usada relativa ao controlo da potência de carga foi a (35).

## 5. Modelo geral com todas as cargas

É possível combinar todos os modelos MILP previamente apresentados, permitindo a otimização conjunta de todos os recursos. É também considerada a hipótese de venda de energia à rede.

Para este modelo, e para todo  $t = 1, \dots, T$ , são considerados os seguintes parâmetros de entrada:

$B_t$  = Carga base (não controlável) (kW)

$P_t^{PV}$  = Potência (kW) de forma que  $P_t^{PV} * \Delta t$  corresponde à energia gerada localmente no instante  $t$  (kWh)

$C_t^{venda}$  = preço de venda da energia à rede no instante  $t$  (€/kWh)

$P_{G\_max}$  = potência máxima permitida de trocas com a rede (kW)

No que toca às variáveis de decisão tem-se que:

$P_t^{G2H}$  = Potência (kW) de forma que  $P_t^{G2H} * \Delta t$  corresponde à energia (kWh) transferida da rede para a habitação no instante  $t$  com o custo  $C_t^{compra}$  (€/kWh)

$P_t^{H2G}$  = Potência (kW) de forma que  $P_t^{H2G} * \Delta t$  corresponde à energia (kWh) transferida da habitação para a rede no instante  $t$  com o custo  $C_t^{venda}$  (€/kWh)

$s_t^{G2H}$  = variável binária que assume o valor 1 quando a energia é transferida da rede para a habitação no instante  $t$

$s_t^{H2G}$  = variável binária que assume o valor 1 quando a energia é transferida da habitação para a rede no instante  $t$

As variáveis de decisão são sujeitas às restrições apresentadas de seguida:

$$0 \leq P_t^{G2H} \leq P_{G\_max} * s_t^{G2H}, \quad t = 1, \dots, T \quad (40)$$

$$0 \leq P_t^{H2G} \leq P_{G\_max} * s_t^{H2G}, \quad t = 1, \dots, T \quad (41)$$

$$s_t^{G2H} + s_t^{H2G} \leq 1, \quad t = 1, \dots, T \quad (42)$$

Considerando o controlo discreto das cargas resistivas tem-se que:

$$P_t^{G2H} - P_t^{H2G} + P_t^{PV} = B_t + \sum_{j=1}^J P_{jt}^{Sh} + P^{AC} * s_t^{AC} + P^R * v_t \quad (43)$$

$$+(P_t^{H2B} - P_t^{B2H}) + (P_t^{H2V} - P_t^{V2H}), \quad \forall t \in T_V$$

$$P_t^{G2H} - P_t^{H2G} + P_t^{PV} = B_t + \sum_{j=1}^J P_{jt}^{Sh} + P^{AC} * s_t^{AC} + P^R * v_t \quad (44)$$

$$+(P_t^{H2B} - P_t^{B2H}), \quad \forall t \in T \setminus T_V$$

Considerando o controlo contínuo das cargas resistivas tem-se que:

$$P_t^{G2H} - P_t^{H2G} + P_t^{PV} = B_t + \sum_{j=1}^J P_{jt}^{Sh} + P^{AC} * s_t^{AC} + P_t^R \quad (45)$$

$$+(P_t^{H2B} - P_t^{B2H}) + (P_t^{H2V} - P_t^{V2H}), \quad \forall t \in T_V$$

$$P_t^{G2H} - P_t^{H2G} + P_t^{PV} = B_t + \sum_{j=1}^J P_{jt}^{Sh} + P^{AC} * S_t^{AC} + P_t^R \quad (46)$$

$$+(P_t^{H2B} - P_t^{B2H}), \quad \forall t \in T \setminus T_V$$

$$S_t^{G2H}, S_t^{H2G} \in \{0,1\}, \quad t = 1, \dots, T \quad (47)$$

$$\min custo_{total} = \sum_{t=1}^T (C_t^{compra} * P_t^{G2H} * \Delta t) - (C_t^{venda} * P_t^{H2G} * \Delta t) + \rho \sum_{t=1}^T \tau_t^{dev} \quad (48)$$

As restrições (40) e (41) são responsáveis por limitar as trocas entre a rede e a habitação à potência contratada. Para garantir que essas trocas são unidirecionais em cada instante de tempo existe a restrição (42). Para cálculo do balanço energético existem as restrições (43) a (46), sendo que as restrições (43) e (44) consideram o controle discreto das cargas resistivas e as restrições (45) e (46) consideram o controle contínuo das mesmas cargas. As restrições (43) e (45) levam ainda em conta o carregamento do veículo elétrico no respectivo intervalo temporal de carregamento definido pelo utilizador. Por fim a equação (48) consiste na função objetivo geral do modelo com o objetivo de minimização de custos e levando em consideração as penalizações de desconforto que o utilizador está disposto a assumir.

## Capítulo IV – Resultados de simulação

---

Para efeitos de construção do algoritmo e simulação começou-se por definir critérios de modo a estruturar o *script* que iria ser desenvolvido, nomeadamente a janela temporal que iria ser tida em conta, a resolução da mesma, e ainda alguns cenários de acordo com alguns indicadores. No que toca à janela temporal optou-se por escolher 36 horas, que seria o intervalo temporal que iria ser considerado numa implementação real, com uma resolução de 1 minuto. Quanto maior for esta resolução melhor, pois permite obter resultados com uma maior precisão. No entanto, numa implementação real esta resolução teria de ser ajustada ao tempo que o solver necessita para encontrar uma solução ótima não sendo, no entanto possível prever o tempo necessário em cada caso pois este varia de acordo com diversos fatores nomeadamente a complexidade do modelo (por exemplo o número de variáveis de decisão) e do hardware onde o otimizador está a ser executado.

Todas as simulações apresentadas de seguida recorreram a um processador Intel I5 de 9ª geração (9300H) 2.4GHz e atingiram *gaps* da solução ótima entre 0% e 0,01% com tempos de simulação a variar entre 1 minuto e 2 horas<sup>2</sup>. Quanto aos indicadores foram tidas em conta as cargas simuladas, a existência de instalação fotovoltaica e o tipo de controlo das cargas resistivas (contínuo ou discreto). A comparação dos cenários é feita com base na definição de 4 cenários base distintos, (Tabela 3) de acordo com os indicadores previamente definidos.

Tabela 3 - Cenários base usados nas simulações

Cenários Base	
<b>Cenário I</b>	Carga base e termoacumulador com controlo discreto de potência
<b>Cenário II</b>	Carga base e termoacumulador com controlo de potência contínuo
<b>Cenário III</b>	Carga base e todas as cargas com controlo discreto de potência das cargas resistivas
<b>Cenário IV</b>	Carga base e todas as cargas com controlo contínuo de potência das cargas resistivas

Os cenários base são os seguintes: simulação do termoacumulador como carga controlável isolada com controlo discreto, simulação do termoacumulador como carga controlável isolada com controlo contínuo, simulação conjunta de todas as cargas controláveis da habitação com a carga resistiva com controlo discreto e a simulação conjunta de todas as cargas controláveis da habitação com a carga resistiva com controlo contínuo. É importante referir que todos os casos de estudo

---

<sup>2</sup> De acordo com a Tabela 3, considerando os cenários cujos tempo de simulação corresponderam às durações máxima e mínima, o cenário II corresponde à simulação mais rápida (1 minuto) e o cenário III corresponde à simulação mais demorada (2 horas).

levam em consideração a carga base sendo a mesma definida como sendo o conjunto das cargas consideradas não controláveis, que corresponde, entre outras, à iluminação e aos equipamentos em standby. Já as cargas controláveis consideradas correspondem ao AC, máquinas de lavar roupa/loja, termoacumulador e veículo elétrico.

Os cenários base foram subdivididos em dois subcenários de acordo com os parâmetros já definidos: habitação sem sistema de produção fotovoltaica (subcenário 1) e habitação com produção fotovoltaica (subcenário 2), onde estão incluídos ambos os casos de estudo de fevereiro e abril, que seriam os subcenários 2.1 e 2.2 respetivamente. O esquema da Figura 12 ilustra de forma simplificada a estrutura da nomenclatura usada na análise.

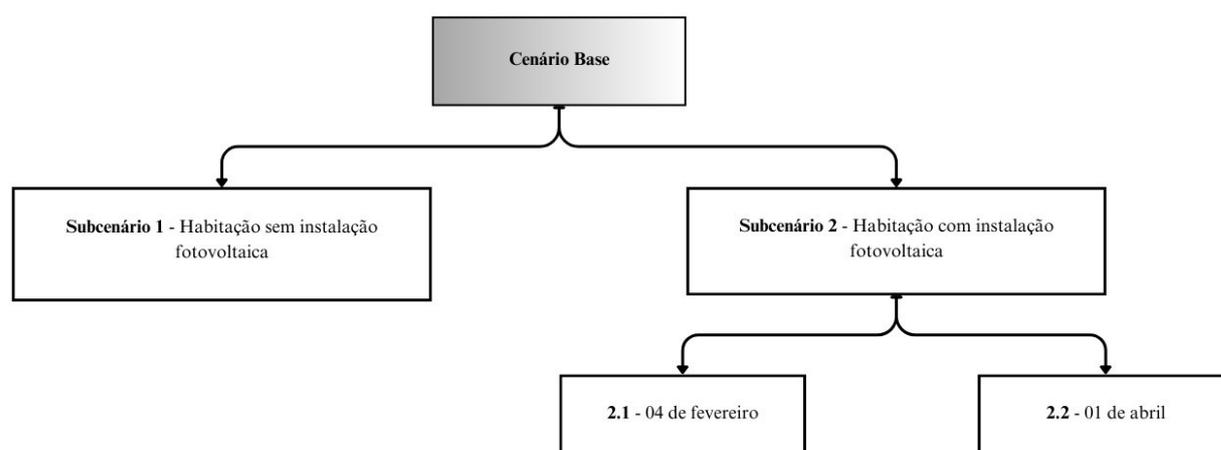


Figura 12 – Nomenclatura de cada subcenário simulado para efeitos de análise de resultados

Para todas as simulações que levam em conta a produção local, considerando uma potência instalada de 1,2 kW foi considerado o dia 01 de abril de 2023, escolhido ao acaso, cuja produção diária se situou nos 2,035 kWh. Para efeitos de comparação de aproveitamento de energia solar e de custos finais para o utilizador fizeram-se também simulações considerando o dia 04 de fevereiro de 2023, com maior produção fotovoltaica, que se situou nos 6,422 kWh. É de referir que os dados relativos à produção local usados foram dados reais.

Numa implementação prática de um HEMS, a produção solar poderia ser uma previsão para o dia seguinte. Para esse efeito uma opção seria recorrer a softwares ou aplicações que fornecessem essa previsão. Através da *Application Programming Interface* (API) da empresa Solcast é possível obter a previsão da produção local de acordo com indicadores como a previsão meteorológica, a localização da habitação, assim como da orientação e ângulo dos painéis fotovoltaicos instalados. Outra opção seria recorrer aos dados em tempo real do inversor dos painéis tendo, no entanto, de

se levar em consideração a resolução temporal e adotar uma estratégia que permitisse ajustes em tempo real.

Tabela 4 - Estrutura de cenários e subcenários considerados na análise de resultados

Cenários Base	Variantes dos cenários base - simulações efetuadas
<b>Cenário I</b> - Carga base e termoacumulador com controlo discreto de potência	<b>Subcenário I.1</b> - Sem instalação fotovoltaica
	<b>Subcenário I.2.1</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de fevereiro)
	<b>Subcenário I.2.2</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de abril)
<b>Cenário II</b> - Carga base e termoacumulador com controlo de potência contínuo	<b>Subcenário II.1</b> - Sem instalação fotovoltaica
	<b>Subcenário II.2.1</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de fevereiro)
	<b>Subcenário II.2.2</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de abril)
<b>Cenário III</b> - Carga base e todas as cargas com controlo discreto de potência das cargas resistivas	<b>Subcenário III.1</b> - Sem instalação fotovoltaica
	<b>Subcenário III.2.1</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de fevereiro)
	<b>Subcenário III.2.2</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de abril)
<b>Cenário IV</b> - Carga base e todas as cargas com controlo contínuo de potência das cargas resistivas	<b>Subcenário IV.1</b> - Sem instalação fotovoltaica
	<b>Subcenário IV.2.1</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de fevereiro)
	<b>Subcenário IV.2.2</b> - Com instalação fotovoltaica (dia de abril)

Os cenários base que foram considerados nas simulações foram estruturados de forma que fosse possível aferir até que ponto o HEMS desenvolvido era capaz de despoletar a flexibilidade do lado da procura, tirando para isso o máximo partido da produção local, sem ignorar as preferências dos utilizadores e promovendo poupanças monetárias aos mesmos. O Cenário I e o Cenário II consistiram na simulação isolada da carga base em conjunto com a carga resistiva integrada no HEMS, o termoacumulador, sendo que no cenário I se otimiza a utilização do recurso considerando uma variável discreta (controlo ON/OFF) e no cenário II considerando uma variável de controlo contínua (controlo contínuo).

A comparação dos resultados obtidos em cada um dos cenários (I e II) permitiu destacar a relevância e quantificar o impacto isolado das cargas resistivas no máximo aproveitamento da produção local, e em possíveis poupanças monetárias para os utilizadores. Permitiu ainda dar ênfase ao potencial existente no controlo contínuo destas mesmas cargas para obter a máxima flexibilidade de funcionamento das mesmas quanto possível.

Os cenários III e IV, compostos pela totalidade das cargas presentes na habitação, pretendem averiguar qual o potencial do uso de um HEMS, em simulações onde existe uma maior variedade de cargas controláveis, com diferentes consumos e preferências do utilizador.

De notar que nas simulações apresentadas a seguir optou-se por não se considerar qualquer bateria no sistema fotovoltaico nem venda de energia à rede pois o objetivo é observar, com este tipo de cargas e preferências do utilizador, quanta energia gerada pelo sistema fotovoltaico seria

injetada na rede a custo zero, o que se pretende, portanto, evitar por não apresentar vantagens para o utilizador. A injeção na rede a custo zero vai também ao encontro à premissa do trabalho de procurar maximizar o uso local da energia produzida para autoconsumo. Não existindo qualquer vantagem monetária para o consumidor, o algoritmo procura sempre consumir localmente o máximo de energia produzida. Todas as simulações partiram dos mesmos parâmetros de configurações disponíveis na Tabela 5.

Tabela 5 - Configurações dos equipamentos considerados nas simulações

Equipamento	Configurações das simulações
Termoacumulador	Potência: 1500 W
	Temperatura da água de entrada: 18°C
	Capacidade: 100 kg
	Temperatura mínima da água: 40°C
	Temperatura máxima da água: 80°C
	Temperatura requerida para eliminação da Legionella: 60°C
	Tempo requerido para eliminação da Legionella: 11 minutos
	Potência máxima: 1500 W
Ar Condicionado	Potência: 1500 W
	$\beta$ : 0,004502
	$\gamma$ : 0,272026
	M = 1000
	Hora de deitar: 1380 minutos (23:00h)
	Hora de acordar: 450 minutos (7:30h)
	Hora de saída: 510 minutos (8:30h)
	Hora de chegada: 1065 minutos (17:45h)
	Temperatura de referência: 18°C
	Temperatura mínima absoluta: 14°C
	Potência máxima: 1500 W
	Potência mínima: 0 W
Veículo Elétrico	Potência de carregamento: 4,8 kW
	Eficiência de carregamento: 95%
	Eficiência de descarregamento: 95%
	Carga mínima: 8kWh
	Carga máxima: 80 kWh
	Carga inicial: 30 kWh
	Carga requerida (hora de saída): 75 kWh
	Hora de início de carregamento: 1320 minutos (22:00h)
Hora de fim de carregamento (hora de saída): 1935 minutos (8:25h)	
Máquina de lavar roupa	Horário mínimo de início de operação: 840 minutos (14:00h)
	Horário máximo de início de operação: 1080 minutos (18:00h)
	Duração do ciclo: 128 minutos
Máquina de lavar loiça	Horário mínimo de início de operação: 480 minutos (08:00h)
	Horário máximo de início de operação: 1170 minutos (19:30h)
	Duração do ciclo: 106 minutos

No que toca à estrutura de preços, optou-se por usar calcular uma tarifa fictícia que considera as variações de preços no OMIE de acordo com a fórmula (49) [50].

$$P_p = (OMIE_h + CGS) * (1 + Perdas_{ERSE}) + k_p \quad (49)$$

Em (49),  $P_p$  é o preço da energia ativa a pagar pelo consumidor (€/kWh),  $OMIE_h$  corresponde ao preço horário no mercado OMIE (€/kWh) [51] e  $CGS$  são os custos de gestão do sistema (foi considerado o valor de 0,0065 €/kWh). É ainda considerado o valor de  $k_p$  correspondente ao valor fixo dos gastos operacionais da comercializadora de 0,018 €/kWh [50] e por fim o valor de perdas na rede,  $Perdas_{ERSE}$ , fixado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (%) [52]

### Cenário I: Termoacumulador como carga controlável isolada com controlo discreto de potência

Considerando o termoacumulador como carga controlável isolada e com controlo de potência em modo discreto (ON/OFF), os resultados relativos ao subcenário I.1 são passíveis de ser analisados na Figura 13. Neste caso a otimização foi feita tendo em consideração apenas a variação dos preços ao longo do dia, pois não há contribuição de qualquer fonte de produção renovável local. Considerando o objetivo estabelecido de minimização de custos, observa-se uma tendência de recorrer aos preços mais baixos sempre que possível, nomeadamente no período noturno e ao início da tarde de forma a evitar os preços mais elevados ao final do dia, desde que seja exequível manter as condições de utilização do equipamento dentro dos parâmetros definidos pelo utilizador.

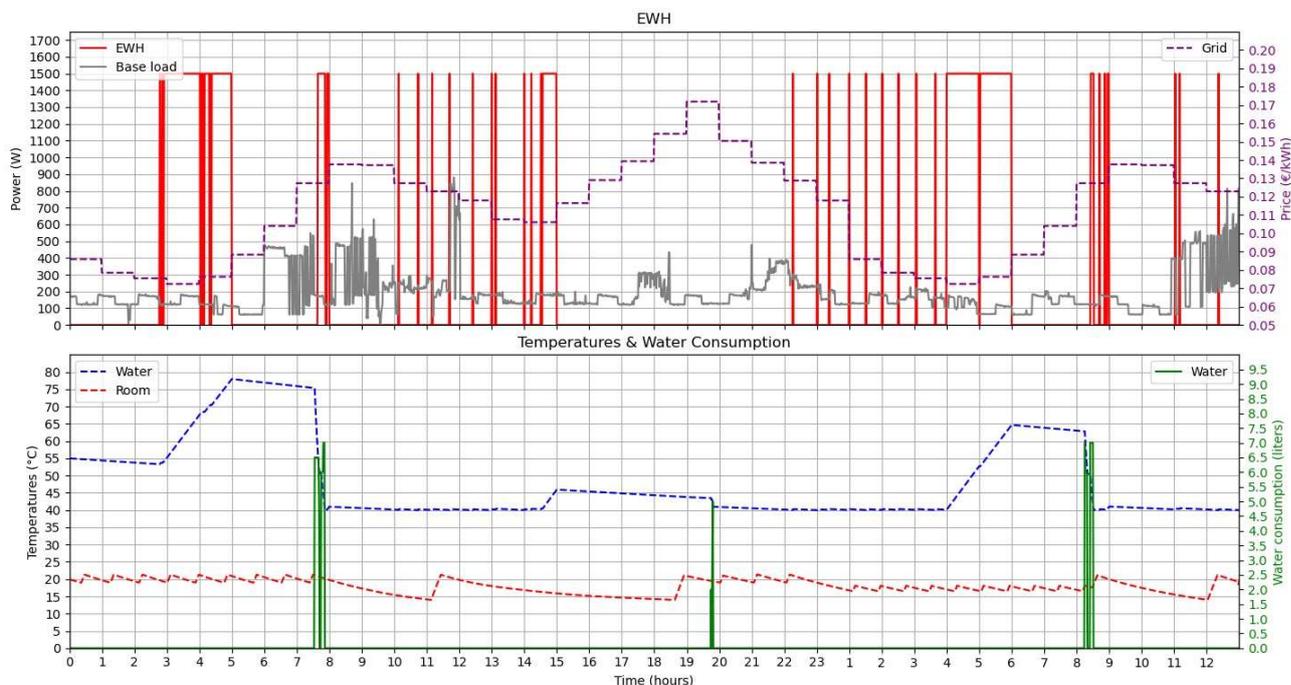


Figura 13 – Termoacumulador com controlo potência discreta não considerando produção local fotovoltaica (subcenário I.1)

Já no que diz respeito ao subcenário I.2, observa-se na Figura 14 e na Figura 15 o comportamento do termoacumulador, de acordo com as restrições e consequentes decisões algorítmicas durante o período de simulação, neste caso já levando em linha de conta a produção local fotovoltaica.

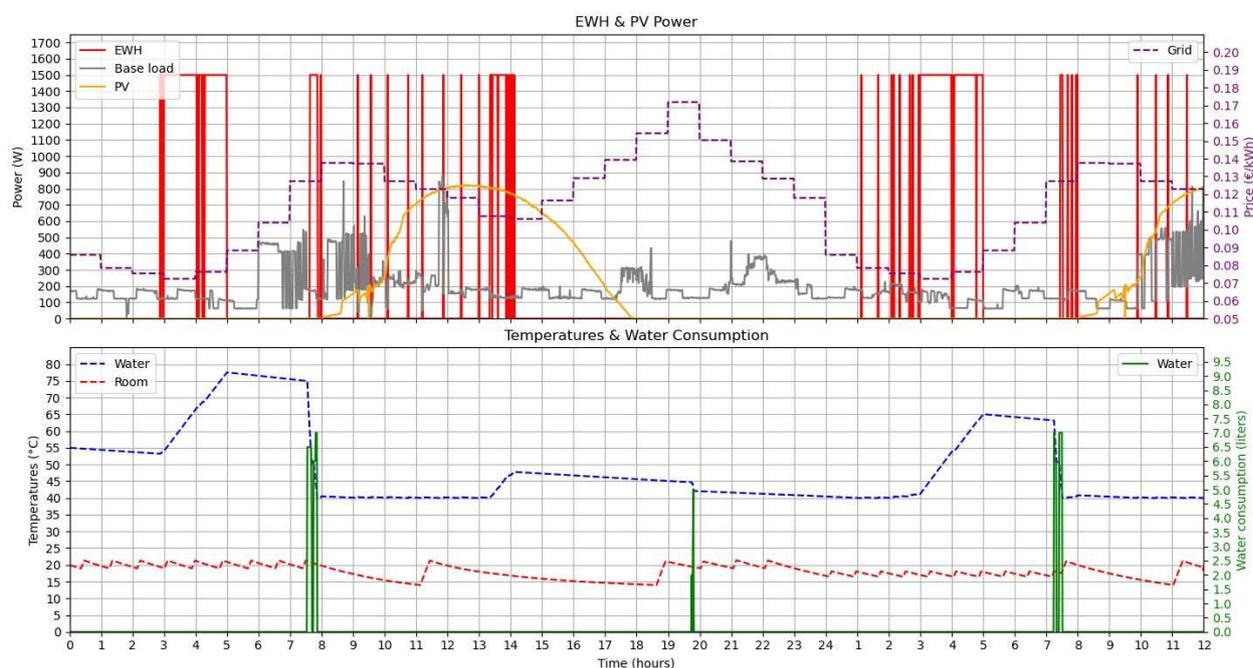


Figura 14 - Termoacumulador com controlo discreto de potência [subcenário I.2.1]

Da análise do subcenário I.2.1 relativo a 04 de fevereiro, verifica-se que o funcionamento do termoacumulador, nos instantes nos quais a sua ativação não seja necessária para garantir a não violação das preferências do utilizador, ocorre tendencialmente em dois momentos: nas horas onde os preços da rede são mais reduzidos, nomeadamente no período noturno, e nas horas onde existe produção local de modo a tirar máximo partido da mesma, claramente visível entre as 13:00h e as 14:00h, período no qual se observa um aumento da temperatura da água, para que nos momentos nos quais não existe produção local os custos provenientes do aquecimento da água, com energia da rede, sejam o quanto possível inferiores.

É importante referir que apesar de existir produção fotovoltaica, poderá ocorrer o caso de não ser vantajoso economicamente ligar o equipamento em algumas situações. Isto ocorre, pois, tendo em consideração as limitações técnicas do equipamento neste cenário (cenário I), i.e, a possibilidade de apenas possuir dois níveis de potência (0W ou 1500W), a produção fotovoltaica existente num certo instante possa não ser suficiente para compensar ligar o mesmo. Estas situações verificam-se em ambos os subcenários I.2.1 e I.2.2, sendo um exemplo observável na Figura 15.

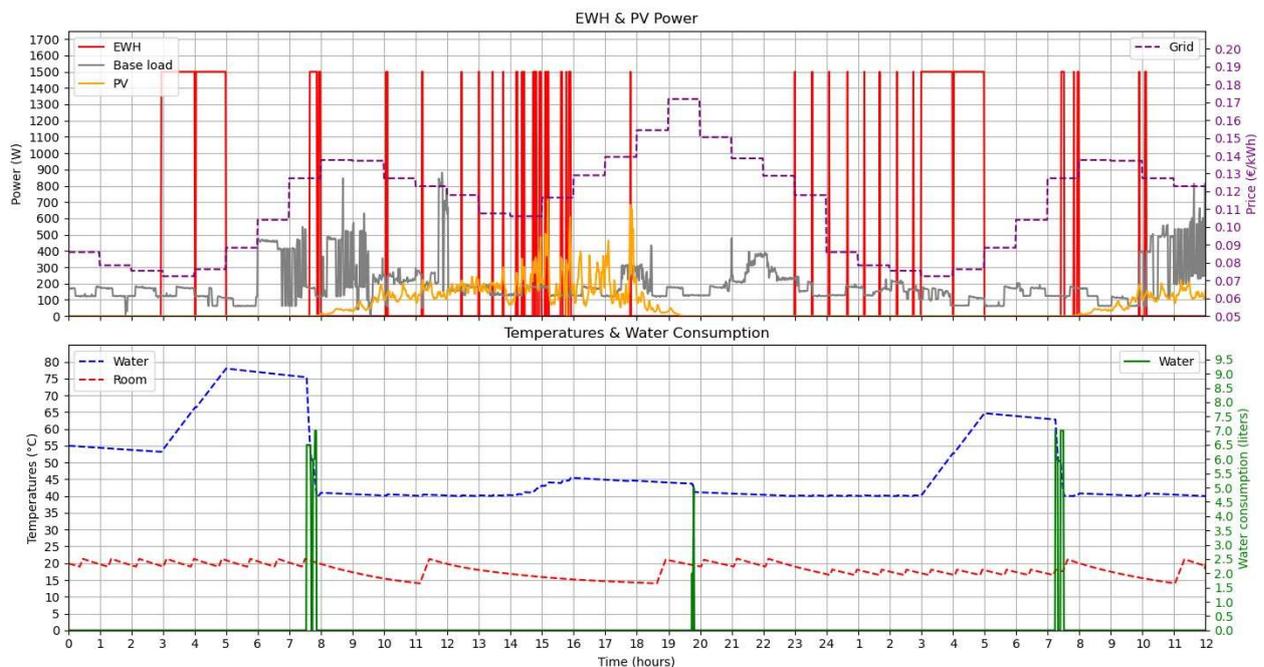


Figura 15 - Termoacumulador com controlo discreto de potência [subcenário I.2.2]

Durante o período onde existe solar, nomeadamente no intervalo horário entre as 14:00h e as 18:00h, existem instantes nos quais o equipamento não ativou pois não compensava. Este facto é corroborável pois nos instantes nos quais o equipamento ativou, a temperatura da água era superior à temperatura mínima imposta pelo utilizador, logo não haveria necessidade de ligar o termoacumulador, a não ser que compensasse economicamente ao evitar que o termoacumulador ligasse mais tarde para manter a temperatura da água dentro da gama admissível.

Esta análise comprova que o HEMS procura sempre que possível os custos mais baixos. Não sendo este aspeto possível de cumprir sem violar as preferências do utilizador, o HEMS adapta-se de modo a atingir a melhor relação entre o aproveitamento máximo da produção local e a minimização de custos, nunca prejudicando as preferências do utilizador.

De acordo com os dados exportados da simulação, no dia 01 de abril (Figura 15), obteve-se uma temperatura máxima da água, no período onde existe produção local, de cerca de 45,470 °C. Ao analisar a simulação respeitante ao dia 04 de fevereiro (Figura 14), onde existiu maior disponibilidade solar quando comparado com o dia 01 de abril, é notório o aumento da temperatura máxima atingida no mesmo período, alcançando cerca de 47,799 °C. É importante referir que se entende como período de disponibilidade solar o intervalo de tempo compreendido entre o primeiro instante do dia em que se verificou produção local maior que 0 kWh e o instante imediatamente anterior a atingir 0 kWh de produção ao final do dia. Devido a serem meses do ano diferentes, a amplitude do horário de disponibilidade solar é também diferente, pelo que o aumento de temperatura referido foi quantificado considerando o período de produção solar existente em

cada uma das situações. De acordo com os resultados da Tabela 6, onde constam os resultados obtidos de 3 simulações, é observável a vantagem económica proveniente do aproveitamento da produção fotovoltaica.

Tabela 6 - Resultados simulação termoacumulador potência discreta (carga isolada)

Termoacumulador com controlo discreto de potência	Com solar (04 de fevereiro)	Com solar (01 de abril)	Sem solar
$\Delta\tau$ água [°C] (intervalo produção solar)	7,799	6,070	N/A
$\tau_{\text{máx}}$ água [°C] (intervalo produção solar)	47,798	45,470	N/A
Produção solar local [kWh]	6,409	2,035	N/A
Energia consumida total [kWh]	14,774	14,732	14,734
Energia consumida rede [kWh]	11,760	12,459	14,734
Produção local usada [%]	47,01	87,32	N/A
Custo ótimo [€]	1,099	1,244	1,461

Estes resultados demonstram que o objetivo de tirar máximo partido da produção local foi cumprido sem prejudicar as preferências do utilizador. No entanto devido às limitações ao nível do controlo do funcionamento do equipamento (ON/OFF), verifica-se que ainda existe alguma produção local que não é passível de ser aproveitada. Podem, por exemplo, existir períodos em que haja pequena produção solar e não se consiga aproveitar para consumo local porque isso requereria importar da rede levando a custos médios do kWh mais elevados do que em outros períodos sem produção solar, mas com preços de energia mais baixos. Torna-se, pois, necessário avaliar até que ponto um controlo que permita às cargas resistivas tomar qualquer valor de potência entre 0W e a sua potência nominal poderá ser mais economicamente vantajoso para os utilizadores e permitir um melhor aproveitamento da produção local.

### **Cenário II:** Termoacumulador como carga controlável isolada com controlo de potência contínuo

Este controlo contínuo de potência deriva da possibilidade das cargas resistivas, neste caso o termoacumulador, poderem absorver qualquer valor de potência entre 0 W e a sua potência nominal, 1500 W. Deste modo, pretende-se tirar máximo partido das características das cargas resistivas, e máximo partido da produção local fotovoltaica, devido ao facto destas cargas terem a possibilidade de se ajustar de forma precisa à disponibilidade de produção local e aproveitá-la para aquecer a água. É, por isso, também expectável que a percentagem da produção local usada aumente em relação ao cenário anterior em que era efetuado um controlo discreto de potência. Considerando que a energia solar não apresenta qualquer custo adicional para o utilizador, (relativo

à situação de controlo discreto), espera-se que o custo final para o utilizador do sistema usando este tipo de controlo seja inferior ao verificado na simulação anterior.

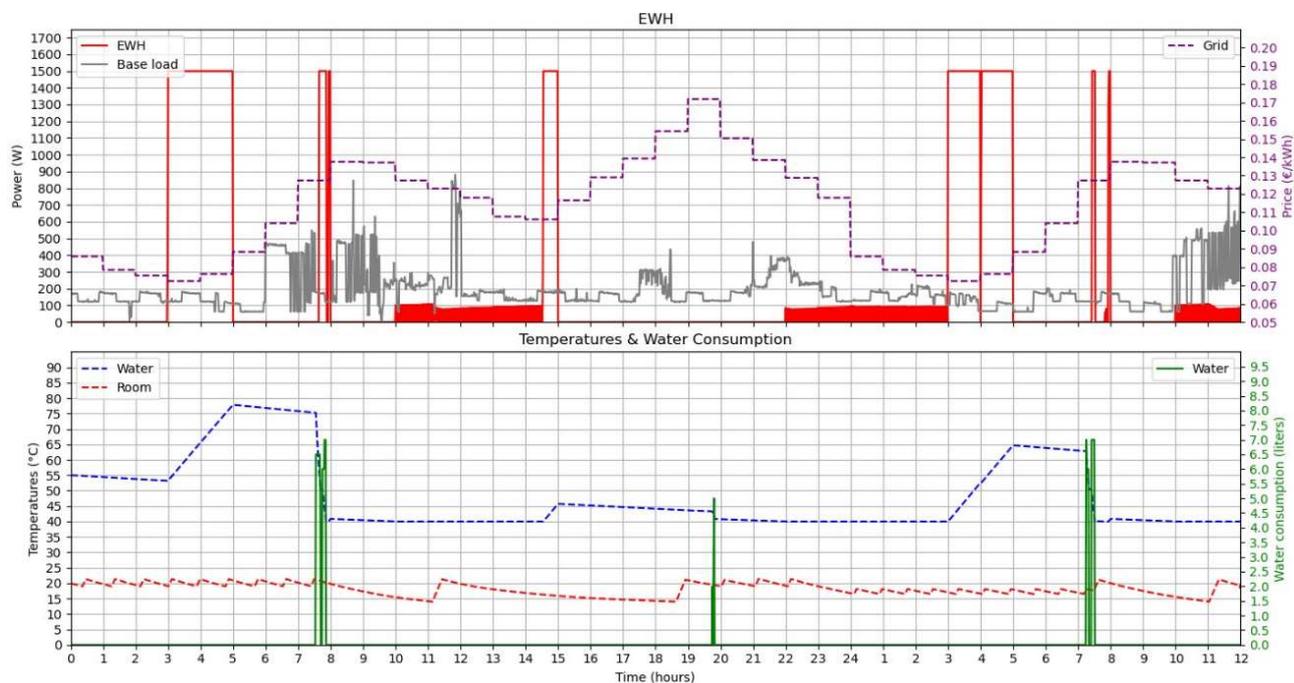


Figura 16 –Termoacumulador com controlo potência contínua [subcenário II.1]

Olhando para o subcenário II.1, na Figura 16, observa-se a manutenção da tendência já observada no cenário I com controlo de potência discreta (Figura 13), de funcionamento, sempre que possível, dentro dos períodos onde os preços da energia são mais reduzidos. Este facto era expetável, no entanto constata-se que em alguns intervalos, por exemplo entre as 10:00h e as 14:30h, o valor da potência mantém-se em valores reduzidos ao invés de ligar à potência nominal como ocorre no caso do cenário com controlo discreto. Não havendo consumo de água naquele intervalo temporal, que causaria uma queda da temperatura da água, apenas é necessário manter a mesma dentro dos limites definidos pelo utilizador, sendo que para esse efeito é necessário apenas compensar as perdas, não havendo necessidade de ligar o equipamento à potência nominal.

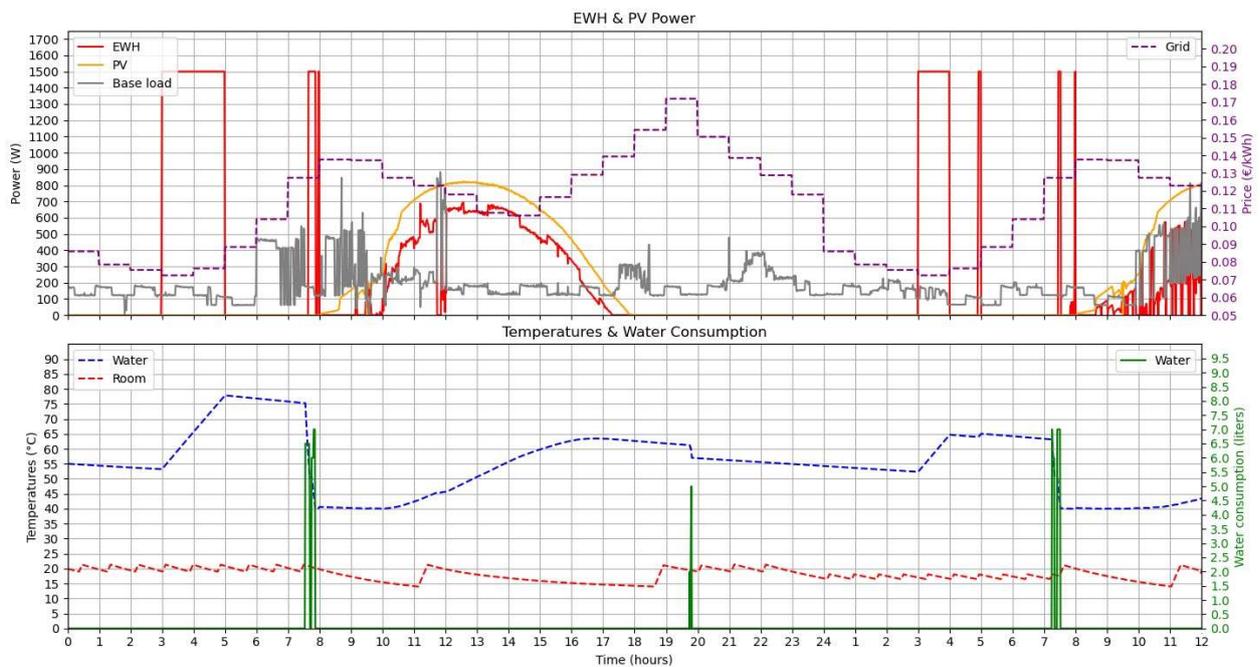


Figura 17 –Termoacumulador com controlo potência discreta [subcenário II.2.1]

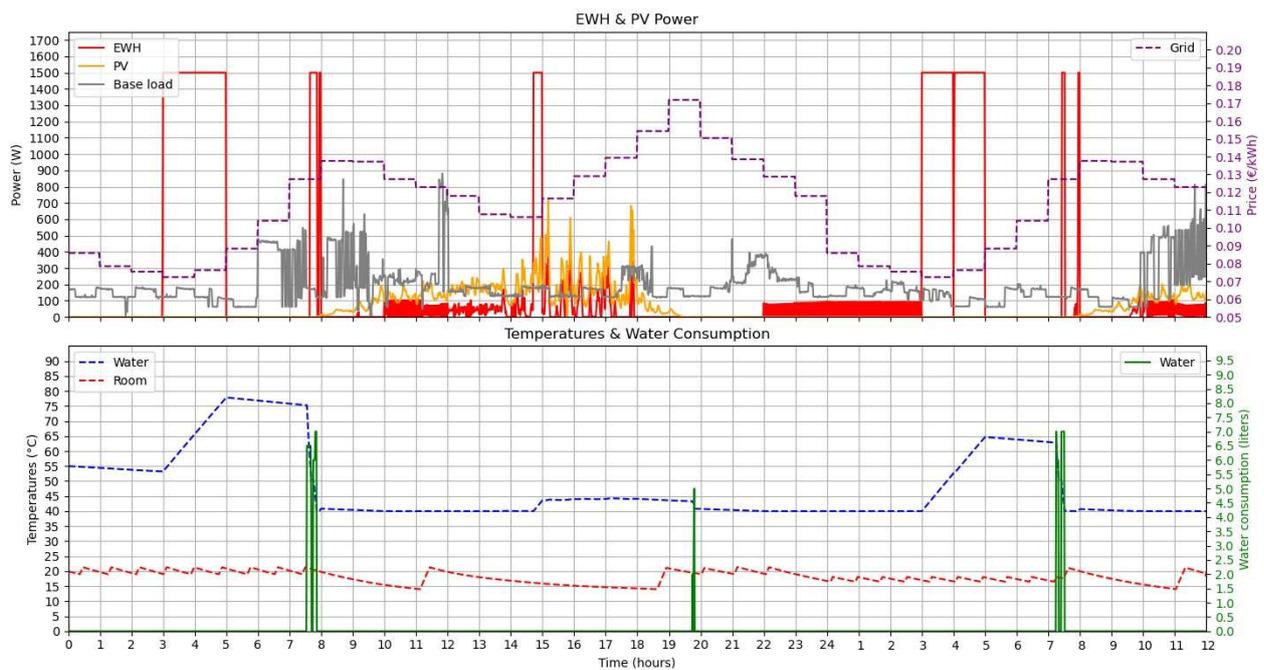


Figura 18 - Termoacumulador com controlo potência discreta [subcenário II.2.2]

Já no que diz respeito ao subcenário II.2, levando em linha de conta a produção fotovoltaica em cada um dos dias simulados, observa-se na Figura 17 um ajuste da potência do termoacumulador à produção local. No caso do dia 01 de abril (Figura 18), devido às características da variabilidade da produção que se verificou naquele dia em particular, não é tão facilmente observável a procura da adaptação da potência do termoacumulador à produção, tal como é visível na simulação referente ao dia 04 de fevereiro (Figura 17), onde se observa

claramente a curva da potência do equipamento a seguir a tendência da curva da produção. De acordo com os resultados obtidos e resumidos na Tabela 7, verifica-se um aproveitamento máximo, quase total, da produção local em ambos os casos do subcenário II.2. Posto isto, é de todo o interesse verificar até que ponto tal aproveitamento se manifestou no aumento da temperatura da água e, em caso afirmativo, que diferenças existem em relação ao cenário I (controlo discreto). De acordo com os resultados obtidos na simulação referente a abril, obteve-se uma temperatura máxima da água no período onde existe solar de cerca de 44,285°C (Figura 17). Relativamente ao mês de fevereiro é visível na Figura 18 que o aumento da temperatura da água segue dentro dos possíveis o formato da curva da produção local e da potência do equipamento apresentando um aumento considerável quando comparado com o mês de abril verificando-se uma temperatura máxima atingida no período solar de 63,449°C.

Tabela 7 - Resultados simulação termoacumulador potência contínua (carga isolada)

<b>Termoacumulador com controlo contínuo de potência</b>	<b>Com solar (04 de fevereiro)</b>	<b>Com solar (01 de abril)</b>	<b>Sem solar</b>
$\Delta\tau$ água [°C] (intervalo produção solar)	22,871	4,289	N/A
$\tau_{\text{máx}}$ água [°C] (intervalo produção solar)	63,449	44,285	N/A
<b>Produção solar local [kWh]</b>	6,409	2,035	N/A
<b>Energia consumida total [kWh]</b>	15,819	14,695	14,705
<b>Energia consumida rede [kWh]</b>	9,524	12,662	14,705
<b>Produção local usada [%]</b>	98,22	100	N/A
<b>Custo ótimo [€]</b>	0,898	1,210	1,458

O aumento da temperatura verificado no dia 04 de fevereiro, bastante superior ao verificado no dia 01 de abril, fez com que o equipamento não tivesse de ligar outra vez no intervalo entre as 18:00h e as 03:00h, aproximadamente. No caso do dia 01 de abril, verificou-se que a produção solar foi suficiente para manter a temperatura dentro dos parâmetros definidos pelo utilizador apenas até às 22:00 horas, aproximadamente. Na maior parte do período entre as 22:00h e as 03:00h, o termoacumulador esteve ligado, apesar de a uma potência reduzida, apenas para compensar as perdas, sendo que toda a energia necessária proveio da rede, pois é período noturno e tal como foi referido não está a ser considerada na simulação qualquer bateria no sistema. Isto traduz-se em custos superiores para o utilizador, o que em parte justifica o menor custo verificado em fevereiro face ao custo de abril.

Tabela 8 – Resumo comparativo dos dois tipos de controlo de potência

Termoacumulador	Controlo discreto de potência			Controlo contínuo de potência		
	Com solar (04/fev.)	Com solar (01/abril)	Sem solar	Com solar (04/fev.)	Com solar (01/abril)	Sem solar
<b>Produção solar local [kWh]</b>	6,409	2,035	N/A	6,409	2,035	N/A
<b>Energia consumida total [kWh]</b>	14,774	14,732	14,734	15,819	14,695	14,705
<b>Energia consumida rede [kWh]</b>	11,760	12,954	14,734	9,524	12,662	14,705
<b>Produção local usada [%]</b>	47,01	87,32	N/A	98,22	100	N/A
<b>Custo ótimo [€]</b>	1,099	1,244	1,461	0,898	1,210	1,458

A Tabela 8 apresenta uma comparação resumida dos resultados obtidos com cada um dos tipos de controlo (discreto e contínuo) para todos os subcenários. Tal como tinha sido verificado, no cenário I, ao aumento da disponibilidade de energia solar está associado uma diminuição de custos finais. O controlo contínuo de potência está também associado a uma poupança para o utilizador, não só entre os seus subcenários (dia 04 de fevereiro, dia 01 de abril e sem solar), como também quando comparando o cenário I com o cenário II. No subcenário onde não se considera a produção local (subcenários I.1 e II.1) existe também uma pequena poupança monetária entre o cenário I com controlo discreto, e o cenário II com controlo contínuo, pois esta abordagem permite que a energia proveniente da rede seja gerida da melhor forma possível para minimizar os custos. É possível afirmar que o aproveitamento da produção local foi máximo, observando-se a totalidade da produção local a ser consumida no mês de abril, e cerca de 98% no mês de fevereiro. Isto ocorreu porque a produção em fevereiro foi muito elevada, cerca de 3,1 vezes superior a abril, e, sendo apenas um equipamento, o termoacumulador, em conjunto com a carga base, não foi possível consumir toda a produção local. É, portanto, justificável economicamente a adoção de controlo contínuo em cargas no qual o mesmo seja possível (exemplo: cargas resistivas), pois permite o aproveitamento da produção local solar ao máximo, refletindo-se num consumo energético proveniente da rede inferior e conseqüentemente em menores custos para o utilizador.

### **Cenário III:** Simulação com todas as cargas controláveis com controlo discreto de potência das cargas resistivas

Após a análise do impacto do controlo contínuo, pretendeu-se efetuar uma análise englobando todas as cargas tipicamente existentes num edifício residencial. Assim, para além da carga base e do termoacumulador, são simuladas cargas controláveis como o veículo elétrico, ar condicionado, máquina de lavar loiça e máquina de lavar roupa. Relativamente às preferências do utilizador para as cargas deslocáveis no tempo, que de entre as cargas simuladas correspondem às máquinas de lavar loiça e roupa, estas passam pela identificação de períodos possíveis de funcionamento ao longo do dia. Para esse efeito procede-se à definição de horários alternativos de funcionamento das máquinas, isto é, ao estabelecimento do horário mínimo de início da operação e o horário máximo de término do ciclo do equipamento. Estes intervalos horários foram estipulados como sendo das 14:00 h às 18:00 h, no caso da máquina de lavar roupa, e das 8:00h às 19:30h, no caso da máquina de lavar loiça, respetivamente. No que toca à carga resistiva em estudo, o termoacumulador, as configurações das simulações anteriores mantiveram-se sendo por isso considerada uma potência nominal de 1500W e 100 litros de capacidade. Para o veículo elétrico, foi considerado um carregamento de 48 kWh com uma potência de 4,8 kW com o início do intervalo para carregamento pelas 22:00 h e fim pelas 08:25 h do dia seguinte. O ar condicionado foi parametrizado com diversas *setpoints* de temperatura ao longo do dia e noite dependendo de fatores como a presença do utilizador na habitação ou hora de deitar e acordar. Nas simulações efetuadas o AC tem uma potência fixa de 1500W. Este equipamento permite também o controlo recorrendo a diferentes níveis de potências, no entanto, para os cenários que foram considerados para análise neste documento, optou-se por simular apenas com potência fixa de modo que a comparação entre os resultados obtidos seja a mais direta possível.

Considerando que existe um elevado volume de resultados passíveis de serem analisados atendendo ao número de cargas em simulação, assim como aos subcenários existentes, optou-se por analisar o cenário base onde não existe qualquer tipo de produção local fotovoltaica e a partir do mesmo efetuar uma comparação com os resultados das restantes simulações focando apenas nos pontos e resultados mais relevantes. Para além disto, atendendo que se optou por não incluir penalizações para desvio de preferências em algumas cargas, nomeadamente o AC, os resultados obtidos em qualquer uma das simulações são iguais pois apenas são consideradas as restrições de acordo com as preferências do utilizador previamente definidas. O mesmo se aplica para o VE que ao invés de penalização monetária por não atingir ou ultrapassar a carga que o utilizador pretende, poderia ser simulado o carregamento considerando a potência *home-to-vehicle* (H2V) como uma variável contínua. No entanto como numa implementação real os veículos elétricos carregam a níveis de potência fixas (ex: 2kW ou 3kW), do ponto de vista do carregador, durante a totalidade

do ciclo de carregamento, optou-se por usar um valor fixo para a potência de carregamento. Conjugando este aspeto com os horários de carregamento que têm de ser cumpridos, a margem de otimização do problema é limitada. Posto isto, estas duas cargas irão ser analisadas uma única vez no cenário III onde serão destacados os pontos e características mais relevantes e deste modo facilitar a análise dos restantes cenários.

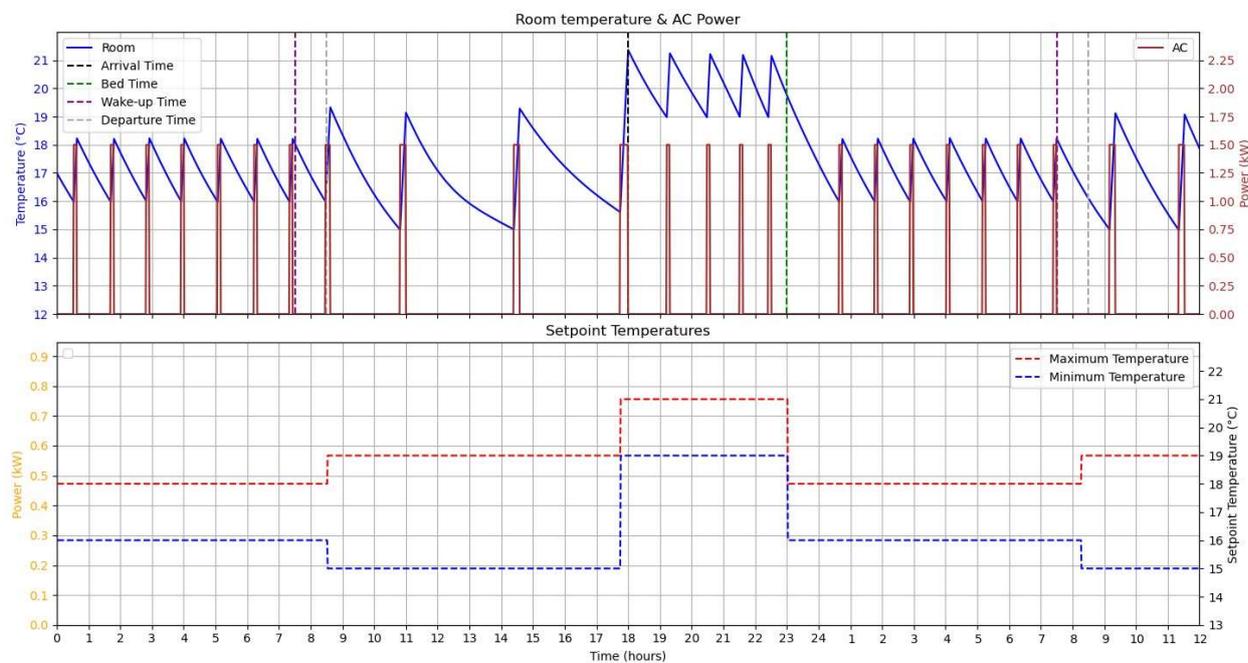


Figura 19 - Resultados simulação ar condicionado [subcenário III.1]

Na Figura 19 são visíveis os resultados da simulação do ar condicionado onde constam as diferentes temperaturas máxima e mínima definidas pelo utilizador ao longo do dia. De notar que a possibilidade de existirem diferentes valores de setpoint para a temperatura do espaço climatizado ao longo do dia, de acordo com as preferências do utilizador, pode levar a que nas transições de valores possa haver alguma violação das preferências do utilizador relativamente à temperatura do espaço. Quer isto dizer que, por exemplo, se o utilizador tiver definido que às 18:00 horas pretende que a divisão esteja a 19°C, e no instante imediatamente anterior a temperatura da sala estar nos 15°C (este valor depende das preferências definidas para o intervalo imediatamente anterior) o AC é ativado (ou desativado), no entanto irá demorar alguns instantes até conseguir satisfazer as preferências (elevar a temperatura dos 15° para os 19°). De referir que estes valores são apenas exemplificativos. Na figura ilustrativa dos resultados não são visíveis estes atrasos.

Já no que toca ao VE, cujos resultados são passíveis de ser observados na Figura 20 verifica-se o início do carregamento às 22:00h e o fim do mesmo 08:25h, tal como foi definido pelo utilizador. Não existe também qualquer fluxo de potência do veículo para a casa pois o tempo

que foi dado para o carregamento neste caso foi apenas suficiente para satisfazer as necessidades do utilizador.

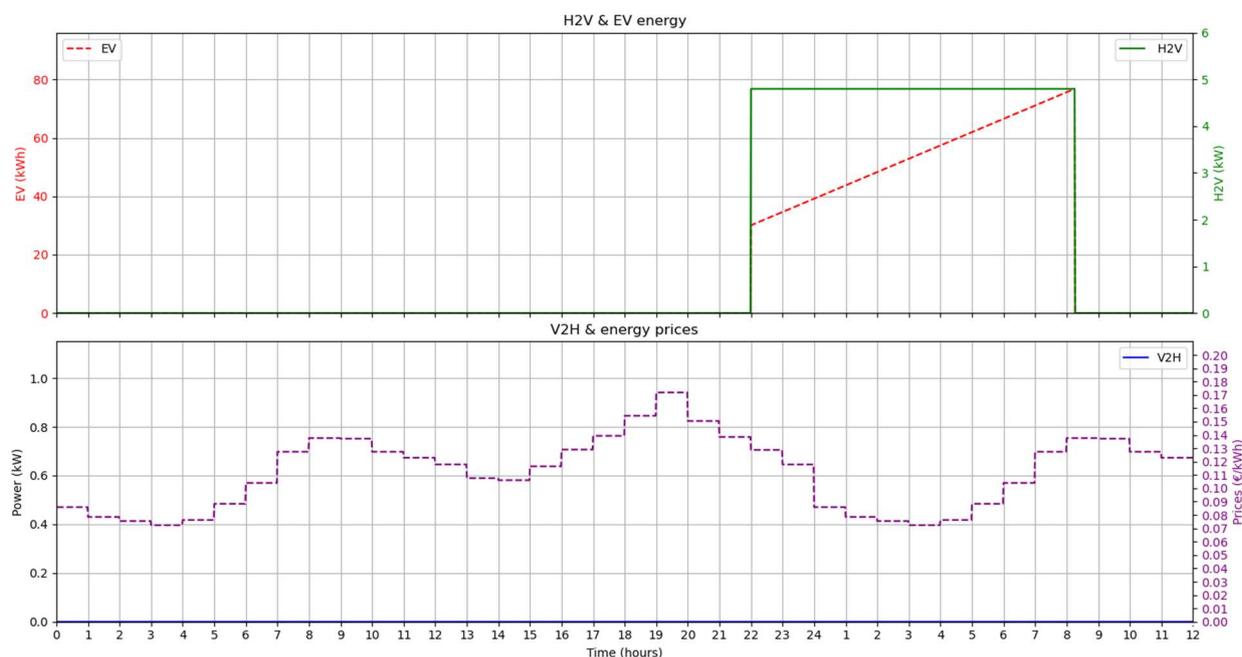


Figura 20 - Resultados simulação do veículo elétrico [subcenário III.1]

Posteriormente, e de forma a obter uma perspetiva geral dos diagramas de carga de todas as cargas controláveis simuladas, é possível analisar a Figura 21. Observa-se que as cargas deslocáveis no tempo são alocáveis no intervalo temporal onde os preços são mais baixos considerando também as preferências definidas pelo utilizador.

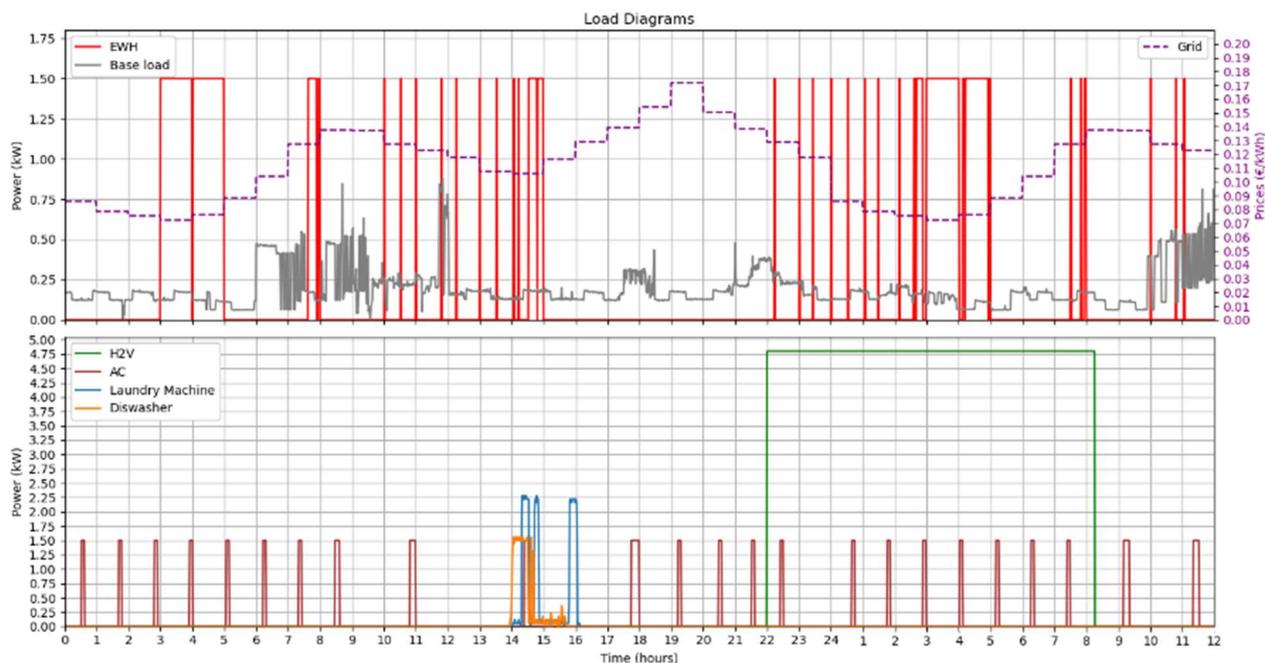


Figura 21 - Diagramas de carga sem considerar produção local fotovoltaica [subcenário III.1]

Já o termoacumulador, que neste caso possui controlo de potência discreto, procura funcionar nos períodos onde os preços são mais reduzidos. No entanto devido ao consumo de água existente em alguns dos momentos e às preferências do utilizador por vezes o mesmo não é possível tal como já foi analisado e justificado previamente.

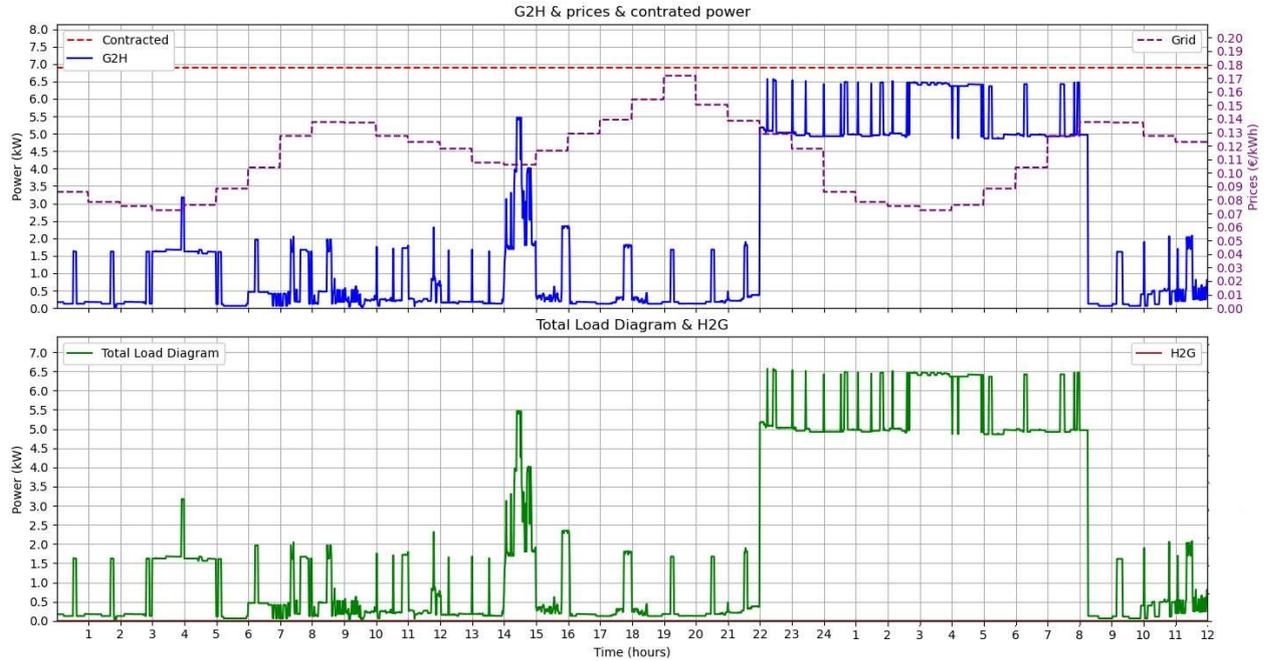


Figura 22 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e *grid-to-home* [subcenário III.1]

A Figura 22 permite ter uma perspetiva geral relativamente à comparação entre o somatório das potências das cargas em cada instante com a potência pedida à rede em cada instante. Para maior rigor e melhor compreensão dos resultados as fórmulas de cálculo de cada um destes indicadores são as seguintes:

$$Total\ load(t) = \sum_{t=0}^T P_{AC}(t) + P_{term}(t) + P_{EV}(t) + P_{shiftable\_loads}(t) + P_{base\_load}(t) \quad (50)$$

$$G2H(t) = \left( \sum_{t=0}^T P_{AC}(t) + P_{term}(t) + P_{EV}(t) + P_{shiftable\_loads}(t) + P_{base\_load}(t) \right) - PV(t) \quad (51)$$

onde  $P_{AC}$  é a potência do ar condicionado,  $P_{term}$  é a potência do termoacumulador  $P_{shiftable\_loads}$  corresponde à potência total das cargas deslocáveis,  $P_{EV}$  é a potência do carregamento do veículo elétrico,  $P_{base\_load}$  é a potência da carga base e por fim  $PV$  é a produção local fotovoltaica. Estas equações permitem justificar o formato igualitário dos gráficos obtidos (somatório das potências

das cargas em cada instante e da potência pedida à rede em cada instante) pois considerando a inexistência de produção local, toda a energia consumida provém na sua totalidade da rede. Pela mesma razão no subcenário 2, onde já é considerada a produção local, irão existir diferenças nas curvas ilustrativas de cada um destes indicadores.

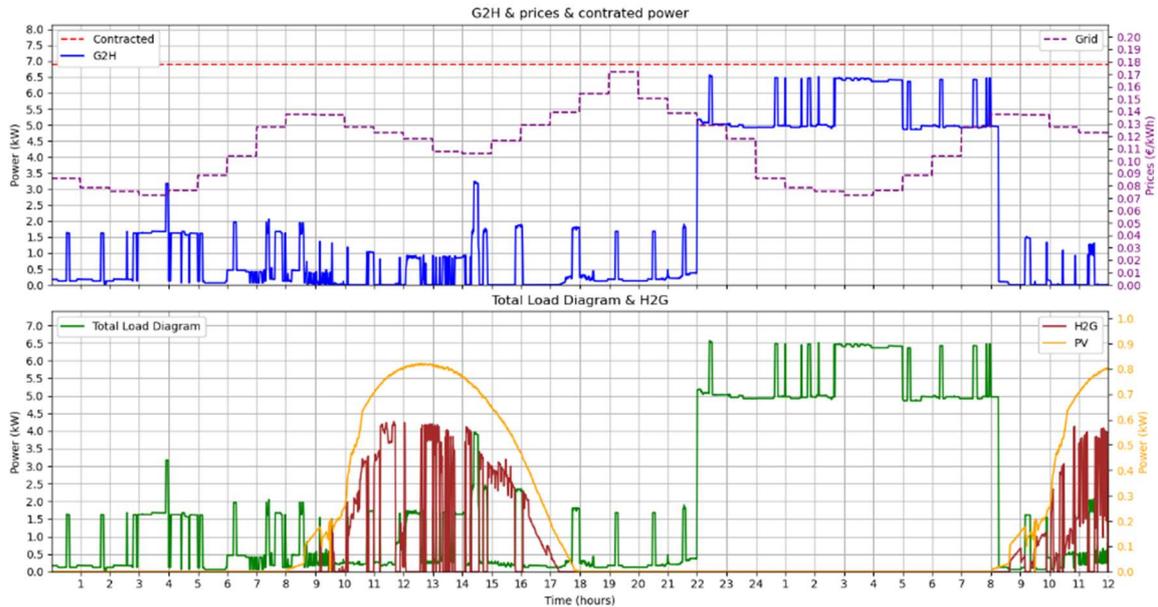


Figura 23 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e *grid-to-home* [subcenário III.2.1]

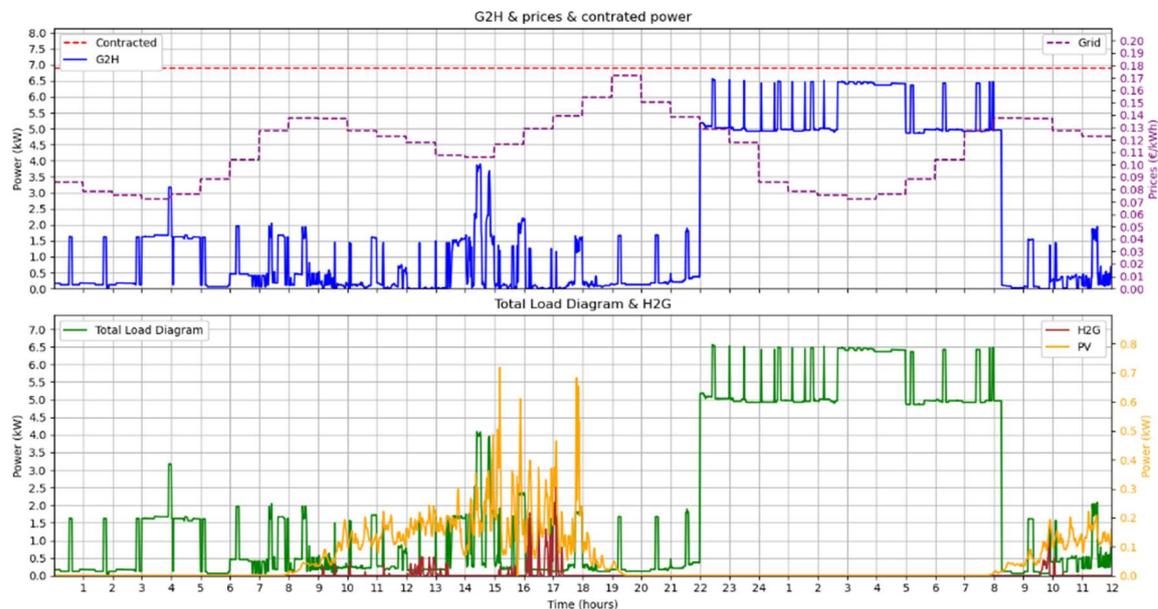


Figura 24 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e *grid-to-home* [subcenário III.2.2]

Na Figura 23 e na Figura 24 é visível a diferença entre os indicadores referidos anteriormente. De forma mais precisa, referindo ao mês de fevereiro (Figura 23), e em forma de exemplo, entre as 12:00 e as 13:00 horas, aproximadamente, a produção local de valor superior permitiu que o valor de  $P_t^{G2H}$  assumisse um valor inferior ao verificado no mês de abril. É

observável também o “excesso” de produção local existente nos meses de abril e fevereiro, com particular ênfase ao mês de fevereiro onde o “excesso” da produção local atinge valores nada desprezáveis. Para efeitos de quantificação recorrendo à Tabela 9 é possível determinar qual o excesso existente em cada um dos casos, sendo de aproximadamente 0,134 kWh no dia do mês de abril em estudo atingindo, no entanto, um valor muito mais elevado no dia de fevereiro de 2,348 kWh o que representa mais de 36% do total produzido. Para exemplificar no caso do mês de fevereiro o gráfico da Figura 25 é ilustrativo deste mesmo aspeto. No anexo F está disponível o gráfico referente ao mês de abril que segue a mesma linha de pensamento.

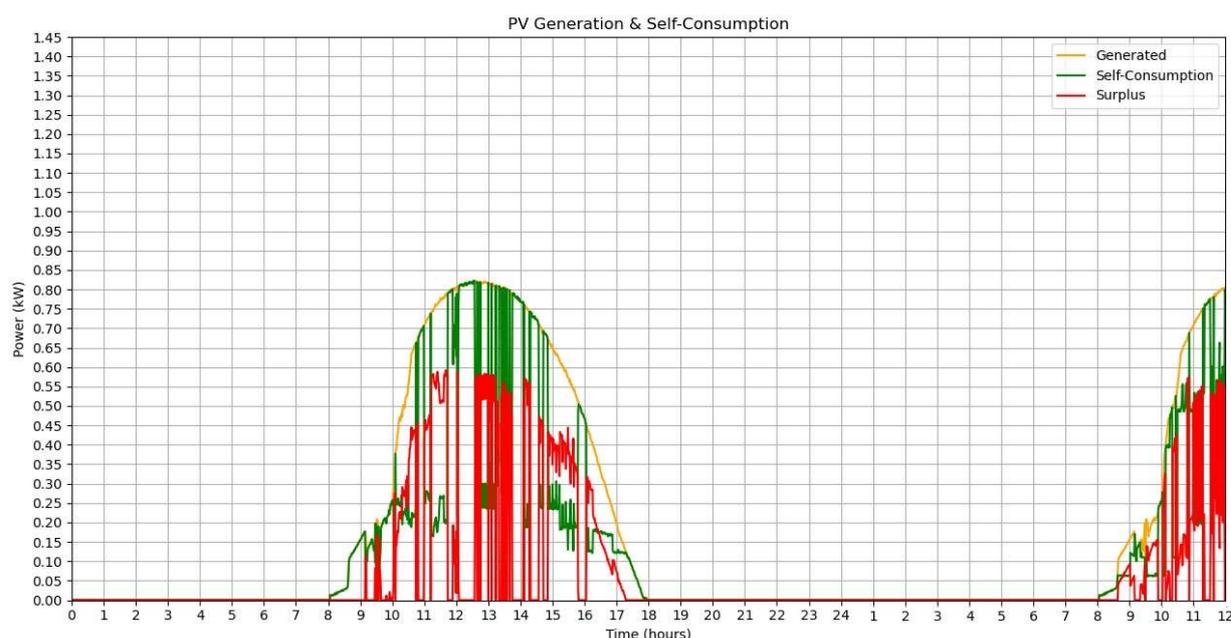


Figura 25 - Comparação da produção local fotovoltaica com o consumo e excesso [subcenário III.2.1]

Resumindo, os resultados explícitos na Tabela 9 são demonstrativos da tendência que já tinha sido observada nos cenários I e II nos quais o termoacumulador estava a ser analisado como carga controlável isolada e onde se verificou uma diminuição de custos com o aumento da produção solar. Isto ocorre, pois, o termoacumulador representa a carga mais flexível de entre as cargas simuladas pelo que os resultados das simulações são fortemente influenciados pelo seu comportamento ao longo do tempo. Os valores da Tabela 9 e a Figura 25 são ilustrativos da produção local e da potencial poupança que é desperdiçada considerando apenas o controlo discreto das cargas resistivas. Irá de seguida ser analisado até que ponto o controlo contínuo de potência permitia não só um melhor aproveitamento da produção local como também se isso se manifesta numa poupança para o utilizador tal como se verificou na simulação isolada apenas com a carga resistiva (cenário II).

Tabela 9 - Comparação dos resultados das simulações com todas as cargas considerando carga resistiva com controlo discreto

Todas as cargas considerando termoacumulador com controlo discreto	Produção solar local [kWh]	Energia consumida total [kWh]	Energia consumida rede [kWh]	Produção local usada [%]	Custo ótimo [€]
<b>Sem considerar produção local</b>	N/A	70,955	70,955	N/A	6,991
<b>Com produção local (01 de abril)</b>	2,035	70,980	69,079	93,43	6,760
<b>Com produção local (04 de fevereiro)</b>	6,409	71,030	66,969	63,36	6,520

**Cenário IV:** Simulação com todas as cargas com termoacumulador com controlo contínuo de potência

Relativamente à simulação com recurso ao controlo contínuo da carga resistiva, quando atendendo ao subcenário IV.1, é evidente na Figura 26 a similaridade de algumas características em relação ao mesmo subcenário do cenário III, nomeadamente a alocação das cargas deslocáveis no tempo. No que ao termoacumulador diz respeito, o comportamento do equipamento assemelha-se em grande parte ao comportamento que o mesmo adquiriu no cenário II (subcenário II.1) no qual o mesmo procura funcionar à sua potência nominal quando os preços assim o compensam e manter uma potência reduzida apenas para compensação de perdas durante os restantes períodos desde que o mesmo não prejudique as preferências do utilizador.

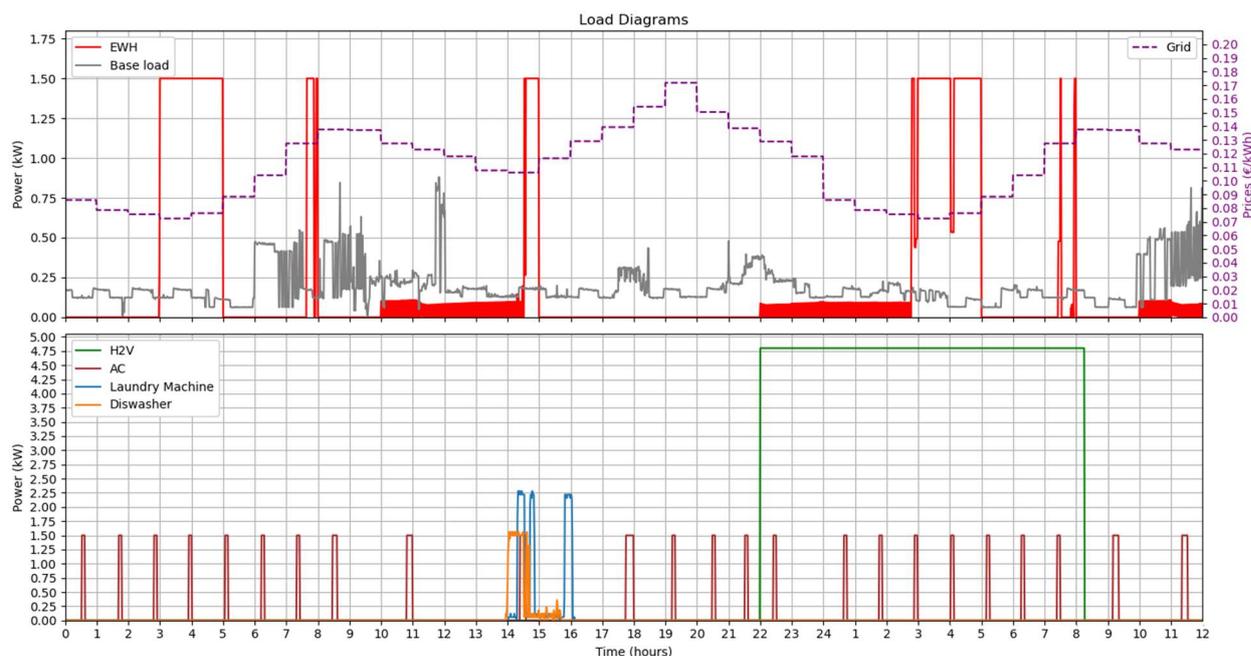


Figura 26 - Diagramas de carga sem considerar produção local fotovoltaica [subcenário IV.1]

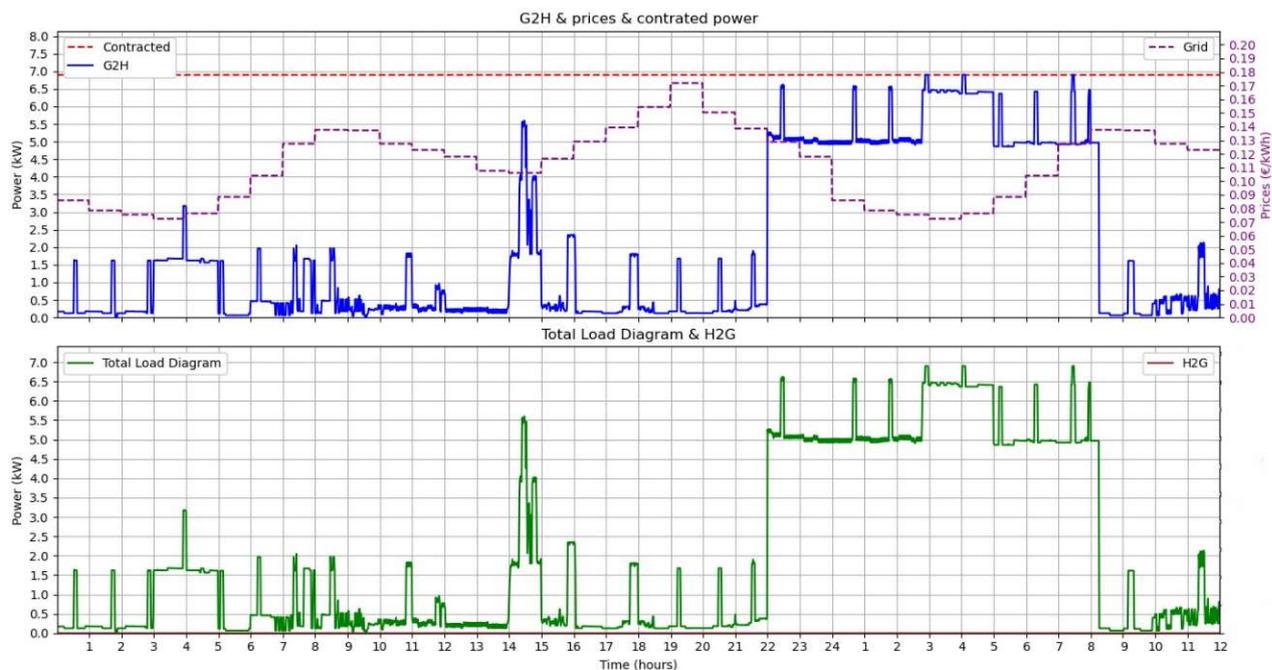


Figura 27 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e *grid-to-home* [subcenário IV.1]

Já a Figura 27 proporciona uma perspetiva ampla sobre o somatório das potências das cargas em cada instante com a potência pedida à rede em cada instante. Mais uma vez estas seguem as fórmulas de cálculo das equações ( 50 ) e ( 51 ). Verifica-se por essa mesma razão o formato igualitário entre a curva representativa da potência proveniente da rede em cada instante e a curva relativa à potência total no mesmo instante.

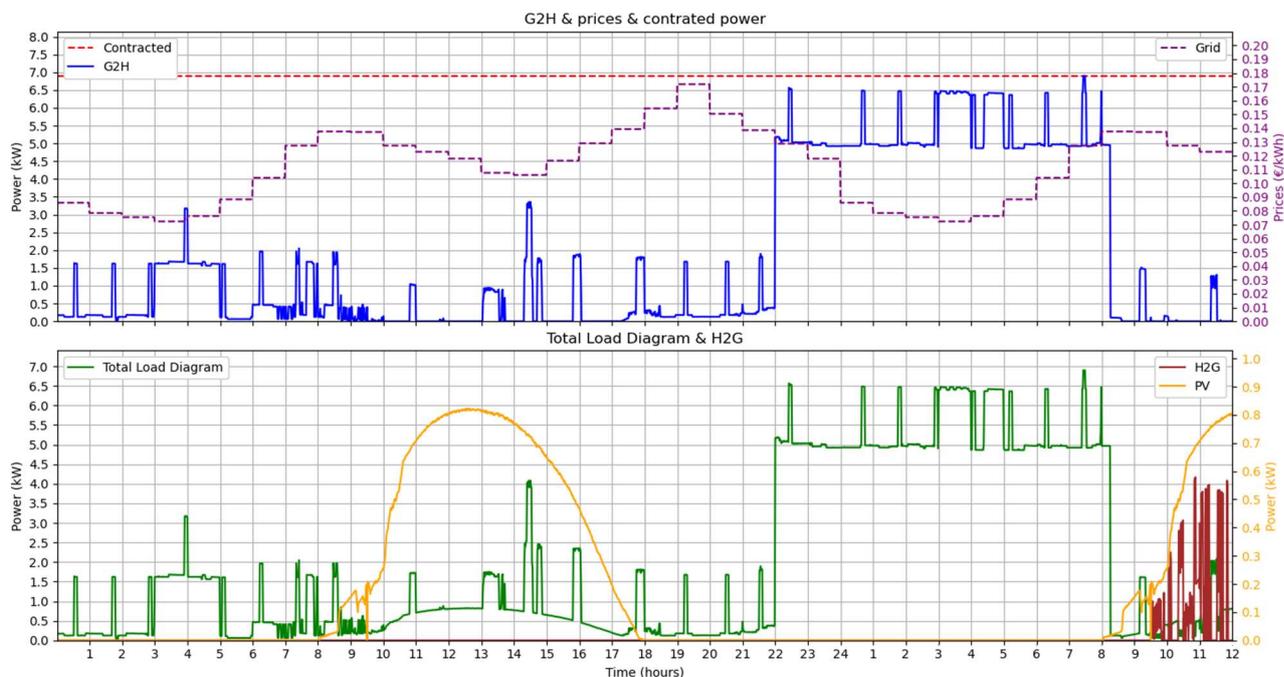


Figura 28 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e *grid-to-home* [subcenário IV.2.1]

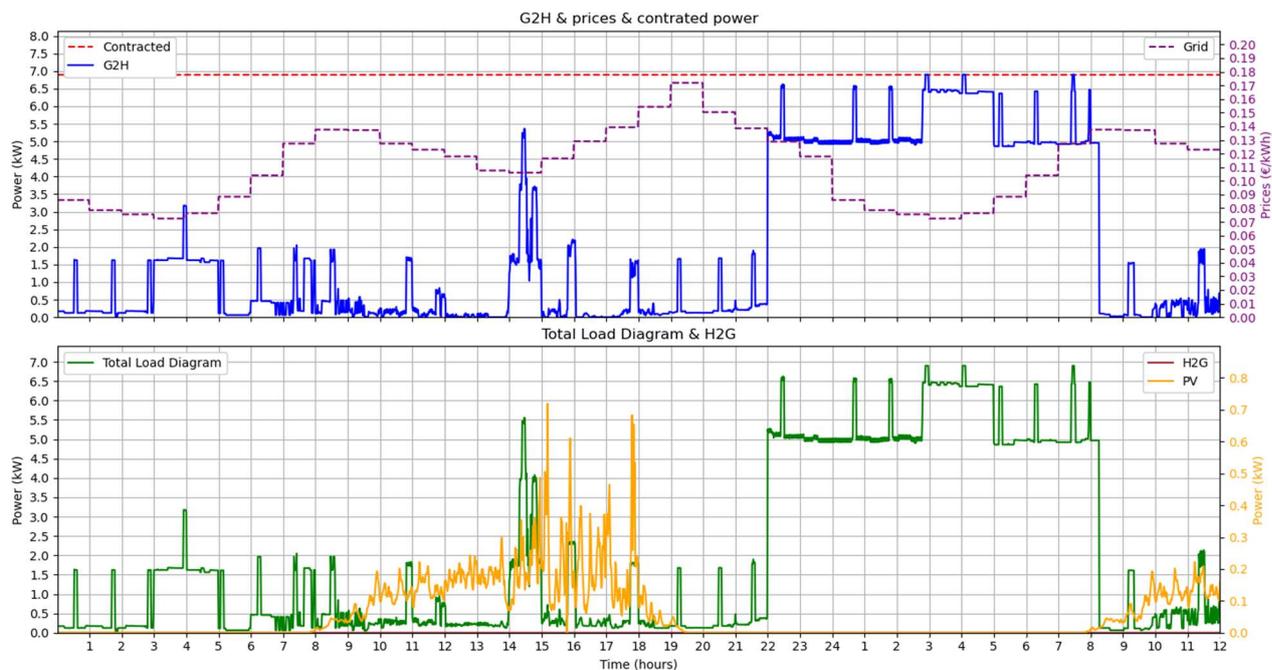


Figura 29 - Diagrama total de carga, potência contratada, preços e *grid-to-home* [subcenário IV.2.2]

Na Figura 28 é visível o aproveitamento existente da produção local solar e a inexistência de necessidade da rede fornecer energia à habitação durante alguns instantes. É também de enfatizar, na mesma figura, relativamente ao dia 04 de fevereiro, a “adaptação” da curva do somatório da potência consumida em cada instante pela habitação à curva da produção local fotovoltaica, indicando o aproveitamento máximo dessa mesma fonte de energia. Este mesmo aproveitamento é evidente pois não existe qualquer tipo de excesso de energia, ou seja, não se verifica qualquer tipo de injeção de energia na rede no período entre as 08:00h e as 18:00h do dia 04 de fevereiro, corroborável com a Figura 30. Já no período correspondente às primeiras 12 horas do dia 05 de fevereiro (a simulação é efetuada para 36 horas) é visível que existe alguma injeção na rede. A mesma deve-se ao modo de decisão e otimização do algoritmo, que é baseado na satisfação das preferências do cliente com o mínimo de custos possível. Considerando que é levado em conta em cada simulação um intervalo temporal de 1 dia e meio, a mesma termina às 12:00h do segundo dia. Tendo em consideração que o maior aproveitamento da produção local provém da flexibilidade imposta pela carga resistiva, neste caso o termoacumulador, e não existindo qualquer tipo de consumo de água durante o período da manhã após o utilizador sair de casa, encontrando-se a temperatura em limites que não violam quaisquer preferências, essa mesma energia não é consumida e daí esse excesso. Nos dias 01 de abril e nas primeiras doze horas do dia 02 de abril (Figura 29) esse mesmo excesso não se verifica, pois, considerando os valores de produção local mais reduzidos e que a carga base segue valores da mesma ordem da energia produzida localmente, em conjunto com a compensação de perdas pelo termoacumulador, é possível consumir essa mesma produção.

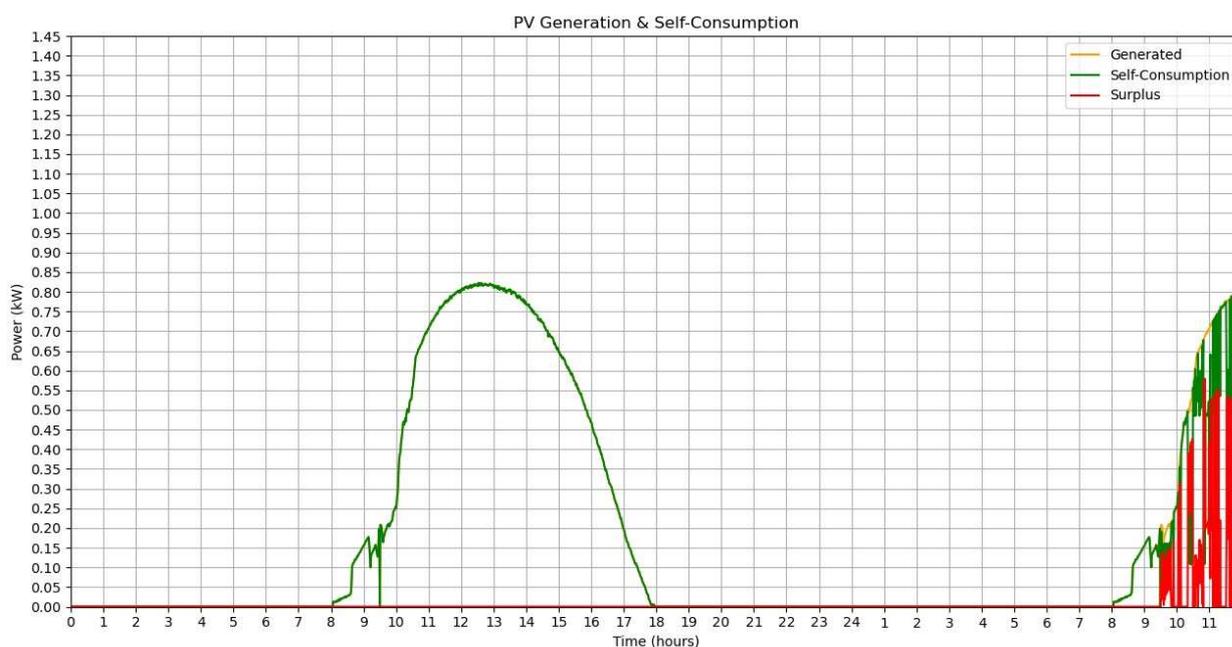


Figura 30 - Comparação da produção local fotovoltaica com o consumo e excesso [subcenário IV.2.1]

Tabela 10 - Comparação dos resultados das simulações com todas as cargas considerando carga resistiva com controlo contínuo

Todas as cargas considerando termoacumulador com controlo contínuo	Produção solar local [kWh]	Energia consumida total [kWh]	Energia consumida rede [kWh]	Produção local usada [%]	Custo ótimo [€]
<b>Sem considerar produção local</b>	N/A	70,916	70,916	N/A	6,988
<b>Com produção local (01 de abril)</b>	2,035	70,911	68,877	100	6,738
<b>Com produção local (04 de fevereiro)</b>	6,409	71,434	65,339	95,100	6,363

Tal como foi efetuado para o controlo discreto (Cenário III) é de todo o interesse determinar qual o excesso de produção local, ou seja, a energia produzida localmente que não foi consumida, que se obteve em cada um dos dias em estudo, revelando ser de 0 kWh no dia 01 do mês de abril considerando os 100% de consumo de produção local e de aproximadamente 0,314 kWh no dia 04 de fevereiro. Os valores calculados em conjunto com os valores apresentados na Tabela 10 representam uma importante melhoria em relação ao cenário III, mais concretamente ao subcenário III.2, não só no que toca ao aproveitamento da produção local, como também do custo final para o utilizador. De um modo resumido são apresentados na Tabela 11 os valores relevantes à comparação dos cenários onde se verifica uma redução de cerca de 0,157 € no dia 04 de fevereiro e uma poupança de 0,022 € no dia 01 de abril.

Tabela 11 - Resumo dos resultados das simulações com todas as cargas considerando ambos os tipos de controlo da carga resistiva

Simulação de todas as cargas	Controlo discreto de potência			Controlo contínuo de potência		
	Com solar (04/fev.)	Com solar (01/abril)	Sem solar	Com solar (04/fev.)	Com solar (01/abril)	Sem solar
<b>Produção solar local [kWh]</b>	6,409	2,035	N/A	6,409	2,035	N/A
<b>Energia consumida total [kWh]</b>	71,030	70,980	70,955	71,434	70,911	70,916
<b>Energia consumida rede [kWh]</b>	66,969	69,079	70,955	65,339	68,877	70,916
<b>Produção local usada [%]</b>	63,360	93,430	N/A	95,100	100	N/A
<b>Custo ótimo [€]</b>	6,520	6,760	6,991	6,363	6,738	6,988

**Resumo:** Comparação de todos os resultados obtidos no conjunto das simulações efetuadas.

São passíveis de serem analisados todos os resultados obtidos no conjunto de simulações efetuadas na Tabela 12. Observa-se que, em relação ao controlo discreto, existe um maior aproveitamento da produção local em qualquer uma das simulações considerando o controlo contínuo das cargas resistivas. Esse maior aproveitamento da produção local traduz-se também numa poupança monetária para o utilizador tal como era esperado considerando que de forma diretamente proporcional ao maior aproveitamento da produção local está associado uma diminuição da energia consumida que provém da rede. Nos casos onde é considerada o termoacumulador como a única carga controlável em simulação por vezes o seu consumo não é suficiente para o total consumo da energia gerada localmente, no entanto nas simulações considerando todo o conjunto de cargas controláveis, e sempre que possível, o aproveitamento da energia gerada localmente é total. Em todas as simulações, a energia consumida total (soma da energia produzida localmente, que foi consumida, com a energia proveniente da rede), no dia 04 de fevereiro é superior ao valor correspondente do dia 01 de abril. Este aumento é mais expressivo quando considerado o controlo contínuo das cargas resistivas, sendo, no entanto, justificável não só pelo melhor aproveitamento da produção local, como acima de tudo pela melhor qualidade de serviço prestada ao utilizador, reduzindo os custos e oferecendo água a temperatura mais elevada.

Tabela 12 - Resumo resultados obtidos em todas as simulações

Comparação de todos os cenários (considerando que todos incluem a carga base)			Produção solar local (04/fev.) [kWh]			6,409
			Produção solar local (01/abril) [kWh]			2,035
			Energia consumida total [kWh]	Energia consumida rede [kWh]	Produção local usada [%]	Custo ótimo [€]
Controle discreto de potência	Apenas carga resistiva	Com solar (04/fev.)	14,774	11,760	47,01	1,099
		Com solar (01/abril)	14,732	12,954	87,32	1,244
		Sem solar	14,734	14,734	N/A	1,461
	Todas as cargas controláveis	Com solar (04/fev.)	71,030	66,969	63,36	6,520
		Com solar (01/abril)	70,980	69,079	93,43	6,760
		Sem solar	70,955	70,955	N/A	6,991
Controle contínuo de potência	Apenas carga resistiva	Com solar (04/fev.)	15,819	9,524	98,22	0,898
		Com solar (01/abril)	14,695	12,662	100	1,210
		Sem solar	14,705	14,705	N/A	1,458
	Todas as cargas controláveis	Com solar (04/fev.)	71,434	65,339	95,10	6,363
		Com solar (01/abril)	70,911	68,877	100	6,738
		Sem solar	70,916	70,916	N/A	6,988

## Capítulo V – Conclusões e Trabalho futuro

---

Com a crescente eletrificação da economia e da disseminação de fontes renováveis variáveis cresce a necessidade de dotar o sistema elétrico com mais flexibilidade, tanto do lado da oferta como do lado da procura. A flexibilidade é um conceito que se pode entender como sendo a capacidade do sistema de ultrapassar as incertezas preservando simultaneamente a fiabilidade e a segurança do sistema. Para esse feito a gestão dos consumos do lado da procura pode ter um papel importante. Esta gestão apresenta, no entanto, diversos desafios aos quais é necessário dar resposta nomeadamente a consciencialização dos consumidores para esta necessidade e pela sua exequibilidade sem deteriorar a qualidade dos serviços de energia fornecidos pelas cargas de utilização final, que passa pela formação dos mesmos nesse sentido e em incentivos para que os mesmos se sintam mais motivados a ter em consideração estes cuidados no seu dia a dia.

Tendo em conta a variabilidade da produção renovável ao longo do dia e do ano assim como as constantes variações de preços nos mesmos intervalos temporais, é necessário que o consumidor tenha um envolvimento constante e dinâmico nesta gestão. Só desta forma pode tirar o melhor partido dessas situações e ao mesmo tempo ir de encontro às necessidades do sistema. A adesão por parte dos consumidores a programas de *Demand Response* está fortemente influenciada por fatores como incertezas de preços, a existência de sistemas de gestão/controlo adequados e à viabilidade económica dos mesmos, entre outros. Esta necessidade de continuamente ser capaz de responder a diversos sinais demonstra ser um grande obstáculo à adesão dos consumidores a estes programas, sendo para isso necessário o desenvolvimento de um HEMS que proponha respostas a estes desafios como também não coloque em causa as preferências do utilizador.

As arquiteturas planeadas e estruturas relativas ao HEMS permitem concluir que mesmo para habitações com equipamentos não inteligentes, isto é, sem capacidades de comunicação por Wi-Fi à partida, é possível integrar os mesmos num HEMS e fazer parte de programas que permitam dotar o sistema elétrico de flexibilidade do lado da procura. A sua “adaptação” pode ainda ser feita com hardware de fácil instalação e acesso, e com custos reduzidos.

Os resultados obtidos nas simulações do sistema desenvolvido comprovam a utilidade destes sistemas e as respostas que os mesmos conseguem dar a estes desafios, aumentando a flexibilidade do sistema elétrico do lado da procura. Por outro lado, ao incentivar a sua participação ativa, os consumidores podem ter vantagens económicas. O sistema consegue minimizar custos para o consumidor, ao usar localmente a energia gerada no local, sobretudo em períodos de maior consumo que coincidam com o período de produção e quando o preço é mais elevado. Um exemplo são as cargas deslocáveis que foram em qualquer uma das simulações alocadas no período de

maior produção local, pois as preferências do utilizador assim o permitiam, resultando num custo inferior para o consumidor visto que esta energia não tem qualquer custo para o mesmo.

As preferências e tipos de controlo que o utilizador define para cada carga influenciam a possível poupança monetária e/ou o aproveitamento máximo da produção local fotovoltaica. Para que exista um melhor equilíbrio entre ambos o consumidor deve definir prioridades de modo a existir uma relação entre a minimização de custos e as restrições usadas relativas a cada carga.

O estudo isolado do termoacumulador com diferentes tipos de controlo, contínuo ou discreto, permitiu concluir que esta carga apresenta um impacto considerável no aproveitamento máximo da energia fotovoltaica, atingindo-se um aproveitamento de quase 100% num dia considerado de elevada produção local, o que releva a importância do controlo contínuo deste tipo de cargas, em detrimento do controlo ON/OFF. Este aproveitamento manifesta-se nos custos finais para o consumidor. Estes aspetos comprovam o potencial e as vantagens que as cargas resistivas apresentam para dotar o sistema elétrico de flexibilidade e para o aproveitamento máximo da energia localmente gerada.

Quanto aos trabalhos futuros deve ser considerada a implementação prática do sistema simulado e efetuada uma comparação de resultados entre a simulação e o caso real. Deve ser aprofundada a possibilidade de o algoritmo recorrer a otimização em tempo real o mais possível tendo sempre em consideração o tempo necessário para a otimização em cada caso.

## Referências Bibliográficas

---

- [1] European Commission, “Commission proposes reform of the EU electricity market design to boost renewables, better protect consumers and enhance industrial competitiveness,” 2023. Accessed: Apr. 16, 2023. [Online]. Available: [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591)
- [2] Institute of Electrical and Electronics Engineers, “2013 IEEE 52nd Annual Conference on Decision and Control (CDC),” Firenze, 2013.
- [3] A. Whitmore, A. Agarwal, and L. Da Xu, “The Internet of Things—A survey of topics and trends,” *Information Systems Frontiers*, vol. 17, no. 2, pp. 261–274, Apr. 2015, doi: 10.1007/s10796-014-9489-2.
- [4] N. Good, K. A. Ellis, and P. Mancarella, “Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 57–72, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.01.043.
- [5] A. Akrami, M. Doostizadeh, and F. Aminifar, “Power system flexibility: an overview of emergence to evolution,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 7, no. 5, pp. 987–1007, Sep. 2019, doi: 10.1007/s40565-019-0527-4.
- [6] Diário da República, “Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro,” 2022. Accessed: Jun. 27, 2023. [Online]. Available: <https://diariodarepublica.pt/dr/legislacao-consolidada/decreto-lei/2022-177634029>
- [7] Entidade Reguladora Serviços de Energia, “Produção de eletricidade renovável para consumo próprio,” 2021. [Online]. Available: <https://www.madeira.gov.pt/drett>
- [8] H. Sæle, I. B. Sperstad, K. Wang Hoiem, and V. Mathiesen, “Understanding barriers to utilising flexibility in operation and planning of the electricity distribution system – Classification frameworks with applications to Norway,” *Energy Policy*, vol. 180, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.enpol.2023.113618.
- [9] California independent system operator., “What the duck curve tells us about managing a green grid,” California, 2016. [Online]. Available: [www.caiso.com](http://www.caiso.com)
- [10] Powermag, “Duck Curve Now Looks Like a Canyon.” Accessed: Jul. 03, 2023. [Online]. Available: <https://www.powermag.com/epri-head-duck-curve-now-looks-like-a-canyon/>

- [11] Q. Hou, N. Zhang, E. Du, M. Miao, F. Peng, and C. Kang, "Probabilistic duck curve in high PV penetration power system: Concept, modeling, and empirical analysis in China," *Appl Energy*, vol. 242, pp. 205–215, May 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.067.
- [12] CAISO, "California Independent System Operator," <https://www.caiso.com/Pages/default.aspx>.
- [13] I. Calero, C. A. Cañizares, K. Bhattacharya, and R. Baldick, "Duck-Curve Mitigation in Power Grids with High Penetration of PV Generation," *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 13, no. 1, pp. 314–329, Jan. 2022, doi: 10.1109/TSG.2021.3122398.
- [14] L. Henrique Lourenço Carvalho, "Cenários de Evolução do Sistema Electroprodutor Português Reservas Estratégicas de Energia Elétrica," Universidade de Coimbra, Coimbra, 2024.
- [15] Direção Geral de Energia e Geologia, "RMSA - Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional (2021-2040) (RMSA-E 2020)," 2020. Accessed: Jun. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.dgeg.gov.pt/media/bdjhm55n/rmsa-e-2020.pdf>
- [16] Direção Geral de Energia e Geologia, "Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2024-2040 (RMSA-E 2023)," 2023.
- [17] REN, "Eletricidade - Balanço Diário." Accessed: Feb. 18, 2024. [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/?date=2019-06-14>
- [18] REN, "Eletricidade - Balanço Diário." Accessed: Feb. 18, 2024. [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/?date=2023-06-14>
- [19] A. Forouli *et al.*, "Assessment of demand side flexibility in european electricity markets: A country level review," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 8, Apr. 2021, doi: 10.3390/en14082324.
- [20] F. D’Ettorre *et al.*, "Exploiting demand-side flexibility: State-of-the-art, open issues and social perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 165, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.rser.2022.112605.
- [21] H. Golmohamadi, "Demand-Side Flexibility in Power Systems: A Survey of Residential, Industrial, Commercial, and Agricultural Sectors," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 14, no. 13, Jul. 2022, doi: 10.3390/su14137916.
- [22] A. Sridhar *et al.*, "Toward residential flexibility—Consumer willingness to enroll household loads in demand response," *Appl Energy*, vol. 342, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121204.

- [23] X. Yan, Y. Ozturk, Z. Hu, and Y. Song, "A review on price-driven residential demand response," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 96, pp. 411–419, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.08.003.
- [24] A. R. Jordehi, "Optimisation of demand response in electric power systems, a review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 308–319, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.12.054.
- [25] U.S. Department of Energy, "Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them," Feb. 2006.
- [26] P. Rafael and M. Ribeiro, "UTILIZAÇÃO DA FLEXIBILIDADE DAS CARGAS ATRAVÉS DE PROGRAMAS DE DEMAND RESPONSE," 2020.
- [27] IEEE Consumer Electronics Society, "Implementation of Home Energy Management System with Optimal Load Scheduling based on Real-Time Electricity Pricing Models," 2017.
- [28] OMIE, "Daily market hourly price | OMIE." Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/daily-hourly-price>
- [29] REN, "Eletricidade - Balanço Diário." Accessed: May 08, 2024. [Online]. Available: <https://datahub.ren.pt/pt/eletricidade/balanco-diario/>
- [30] A. Soares, Á. Gomes, and C. H. Antunes, "Categorization of residential electricity consumption as a basis for the assessment of the impacts of demand response actions," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 490–503, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2013.10.019.
- [31] B. Mahapatra and A. Nayyar, "Home energy management system (HEMS): concept, architecture, infrastructure, challenges and energy management schemes," *Energy Systems*, vol. 13, no. 3, pp. 643–669, Aug. 2022, doi: 10.1007/s12667-019-00364-w.
- [32] M. Strobbe, K. Vanthournout, T. Verschueren, W. Cardinaels, and C. Develder, "Deploying the ICT architecture of a residential demand response pilot," in *Proceedings of the 2015 IFIP/IEEE International Symposium on Integrated Network Management, IM 2015*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., Jun. 2015, pp. 1041–1046. doi: 10.1109/INM.2015.7140430.
- [33] P. Balcombe, D. Rigby, and A. Azapagic, "Investigating the importance of motivations and barriers related to microgeneration uptake in the UK," *Appl Energy*, vol. 130, pp. 403–418, Oct. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.05.047.

- [34] N. Balta-Ozkan, O. Amerighi, and B. Boteler, "A comparison of consumer perceptions towards smart homes in the UK, Germany and Italy: reflections for policy and future research," *Technol Anal Strateg Manag*, vol. 26, no. 10, pp. 1176–1195, Nov. 2014, doi: 10.1080/09537325.2014.975788.
- [35] D. Torstensson and F. Wallin, "Potential and Barriers for Demand Response at Household Customers," in *Energy Procedia*, Elsevier Ltd, 2015, pp. 1189–1196. doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.570.
- [36] S. Tuomela, N. Iivari, and R. Svento, "Association for Information Systems Association for Information Systems Management Systems-Users' Perspective Management Systems-Users' Perspective," 2021. [Online]. Available: <https://aisel.aisnet.org/acis2021>
- [37] N. K. Suryadevara and G. R. Biswal, "Smart plugs: Paradigms and applications in the smart city-and-smart grid," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 10, 2019, doi: 10.3390/en12101957.
- [38] Institute of Electrical and Electronics Engineers. Cyprus Section and Institute of Electrical and Electronics Engineers, "IWCMC 2014 : the 10th International Wireless Communications & Mobile Computing Conference : August 4-8, 2014, Nicosia, Cyprus.," 2014.
- [39] M. Beaudin and H. Zareipour, "Home energy management systems: A review of modelling and complexity," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 45, pp. 318–335, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.01.046.
- [40] Kemo Electronic GmbH, "DE M028N | Leistungsregler," 2023. [Online]. Available: [www.kemo-electronic.de](http://www.kemo-electronic.de)
- [41] Kemo Electronic GmbH, "DE M150 | DC + Puls Konverter." 2023. [Online]. Available: [www.kemo-electronic.de](http://www.kemo-electronic.de)
- [42] RaspberryPi, "Raspberry Pi 3 Model B+ – Raspberry Pi." Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.raspberrypi.com/products/raspberry-pi-3-model-b-plus/>
- [43] Shelly, "Shelly 1PM Plus - WiFi/BT Module." Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: [https://smartify.pt/en/products/shelly-1pm-plus-modulo-wifi?\\_pos=4&\\_sid=8288ca551&\\_ss=r](https://smartify.pt/en/products/shelly-1pm-plus-modulo-wifi?_pos=4&_sid=8288ca551&_ss=r)
- [44] Kemo Electronic GmbH, "M028N Power control 110 - 240 V/AC, 4000 VA." Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.kemo-electronic.de/en/Light-Sound/Effects/Modules/M028N-Power-control-110-240-V-AC-4000-VA.php>

- [45] Kemo Electronic GmbH, "M150 DC + pulse converter." Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.kemo-electronic.de/en/Transformer-Dimmer/Converter/M150-DC-pulse-converter.php>
- [46] Smartify, "Broadlink RM4 Mini - Universal Remote Infrared IR WiFi." Accessed: May 07, 2024. [Online]. Available: <https://smartify.pt/en/products/broadlink-rm4-mini-ir-wifi>
- [47] Coopérnico, "Tarifários Coopérnico - Indexado," pp. 1–13, Feb. 2024.
- [48] J. Han, J. Park, and K. Lee, "Optimal scheduling for electric vehicle charging under variable maximum charging power," *Energies (Basel)*, vol. 10, no. 7, 2017, doi: 10.3390/en10070933.
- [49] C. Henggeler Antunes, M. J. Alves, and I. Soares, "A comprehensive and modular set of appliance operation MILP models for demand response optimization," *Appl Energy*, vol. 320, Aug. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.119142.
- [50] Alfa Energia, "Tarifas Alfa Energia." Accessed: Apr. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.alfaenergia.pt/tarifas/domestico/0/simples/1?social=0>
- [51] OMIE, "Preços Mercado Diário de Energia." Accessed: Apr. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.omie.es/>
- [52] E-Redes, "Perfis de consumo de energia elétrica | E-REDES." Accessed: Apr. 17, 2024. [Online]. Available: <https://www.e-redes.pt/pt-pt/clientes-e-parceiros/comercializadores/perfis-de-consumo>



# Anexos

## Anexo A – Lista *hardware* e custos de possível adaptação dos equipamentos não inteligentes para integração no HEMS

	Equipamento						
	Máquina de lavar loiça		AC		Máquina de lavar roupa		Termoacumulador
	(x1) Shelly 1 PM	19,48	(x1) Broadlink RM4	29,89	(x1) Shelly 1 PM	19,48	
Hardware extra adaptar equipamentos "dumb"   Custo hardware extra por unidade [€]			(x1) Broadlink Sensor T&H (*)	11,09		(x1) Kemo Power Control	33,99
Custo hardware extra por equipamento [€] (preços 03/2024)	19,48				19,48	(x1) Kemo DC and Pulse Converter	22,45
Custo total para adaptar equipamentos "dumb" [€]			40,98				75,92
Hardware Extra - comum a todos os equipamentos ("smart" e "dumb")					155,86		
Custo hardware comum/ sistema com equipamentos inteligentes [€] (preços 03/2024)						Raspberry Pi + Disco SSD	
							128,8
Custo total do sistema para equipamentos "dumb" [€]							284,66

\* - T&H é a nomenclatura dada pela marca ao sensor de Temperatura e Humidade

Anexo B –Tabela características equipamentos inteligentes e não inteligentes

	Tipo de equipamento	
	Vantagens	Desvantagens
<b>Inteligente (<i>smart</i>)</b>	Integração com Smart Home facilitada	Necessidade de ter uma rede Wi-Fi estável/ com cobertura no local
	Controlo interativo da temperatura de funcionamento	Custo de aquisição mais alto
	Aprendizagem de hábitos do utilizador	Possíveis problemas de privacidade
	Informação detalhada sobre consumos	Custos de reparação elevados
	Informação sobre possíveis erros e falhas no ciclo de lavagem	
	Conectividade Wi-Fi e/ou Bluetooth	
	Interface com app de telemóvel	
<b>Não Inteligente (<i>dumb</i>)</b>	Sem necessidade de rede Wi-Fi estável	Comunicação com Smart Home mais difícil
	Custo de aquisição mais baixo	Controlo mais limitado
		Menor número de funcionalidades ajustáveis
		Necessidade de adquirir hardware extra

## Anexo C –Tabela características Solvers

Solver	Custos	Vantagens	Desvantagens
<b>SCIP</b>	Grátis/Open-Source	É possível executar no RaspberryPI	Pago para uso comercial
		Não tem limitação de variáveis	Por vezes considera-se que não é tão intuitivo quando comparado com outros
		Não tem custos de uso	Requer uma grande quantidade de memória para resolver problemas complexos
		Oferece interface para AMPL, Pyomo e GAMS	Curva de aprendizagem pode ser considerada acentuada
		Bastante suporte técnico (fóruns ativos e documentação)	
<b>Gurobi</b>	Pago fora da comunidade académica	Versão Gratuita para público geral (apesar de limitada a 2000 variáveis)	Para problemas mais complexos é necessário optar pela versão paga
		Sem limite de número de restrições	Consome muitos recursos computacionais
		Várias integrações com várias linguagens de programação	
		Alta performance - um dos solvers mais rápidos usado para resolver problemas complexos	
		Suporta diversas linguagens de modelação (GAMS, AMPL, JuMP)	
		Considerado de uso e aprendizagem fácil, quando comparado com outros solvers MIP	
		Suporte técnico (fóruns ativos e documentação)	
<b>GLPK</b>	Grátis/Open-Source	O ser acessível a todos torna-o muito mais vantajoso	Limitação de 100.000 variáveis
		Ideal para problemas relativamente pequenos	Menor performance
			Suporte apenas através de email e fóruns
			Documentação existente não é tão compreensível quanto as restantes
<b>CBC</b>	Grátis	Open-Source - gratuito para todos	Suporte apenas através de email e fóruns
		Suporta linguagem GMPL	Menos eficiente para problemas mais complexos
		Flexibilidade de uso: biblioteca ou executável	
<b>CPLEX</b>	Licença Comercial (Opção de subscrição académica)	Oferece uma larga gama de algoritmos de otimização	Se for usado fora da comunidade académica é caro
		Suporta diversas linguagens de modelação (OPL, AMPL, JuMP)	
		Comunidade extensiva com diversos fóruns e suporte IBM	

Anexo D - Cenário todas as cargas com termoacumulador com controlo discreto sem considerar solar

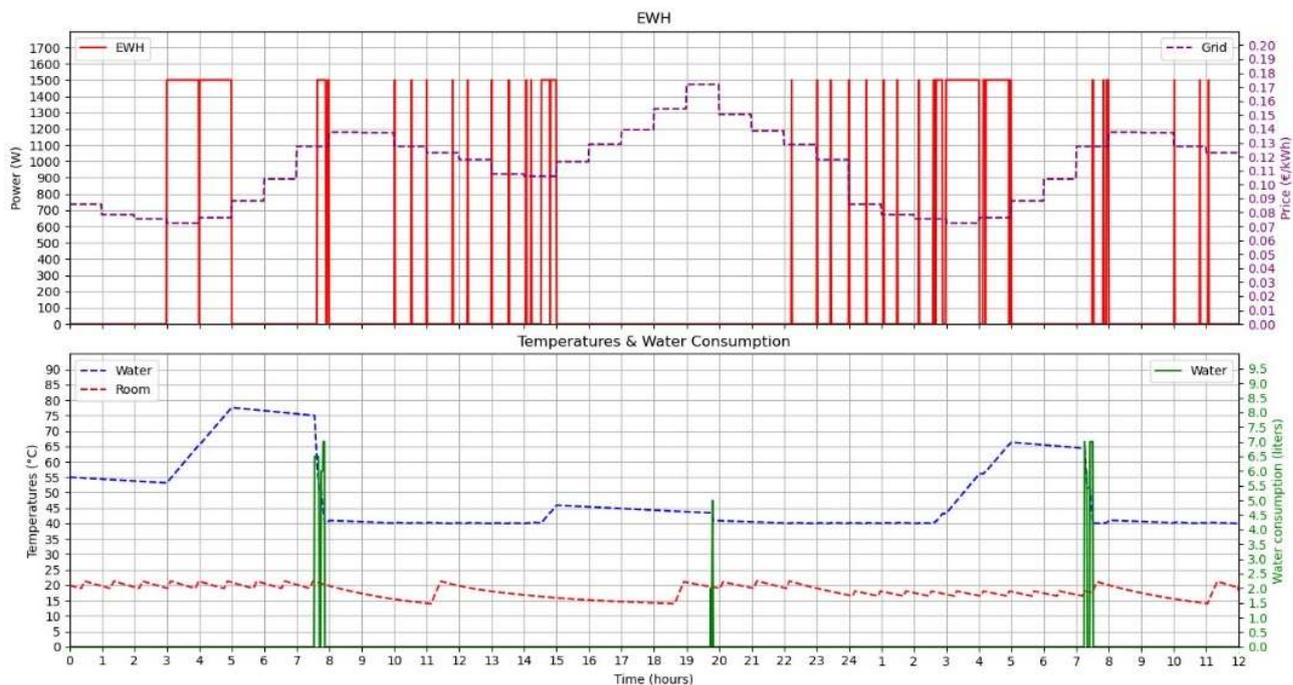


Figura 31- Comportamento termoacumulador, temperatura ambiente e consumo água em cada instante

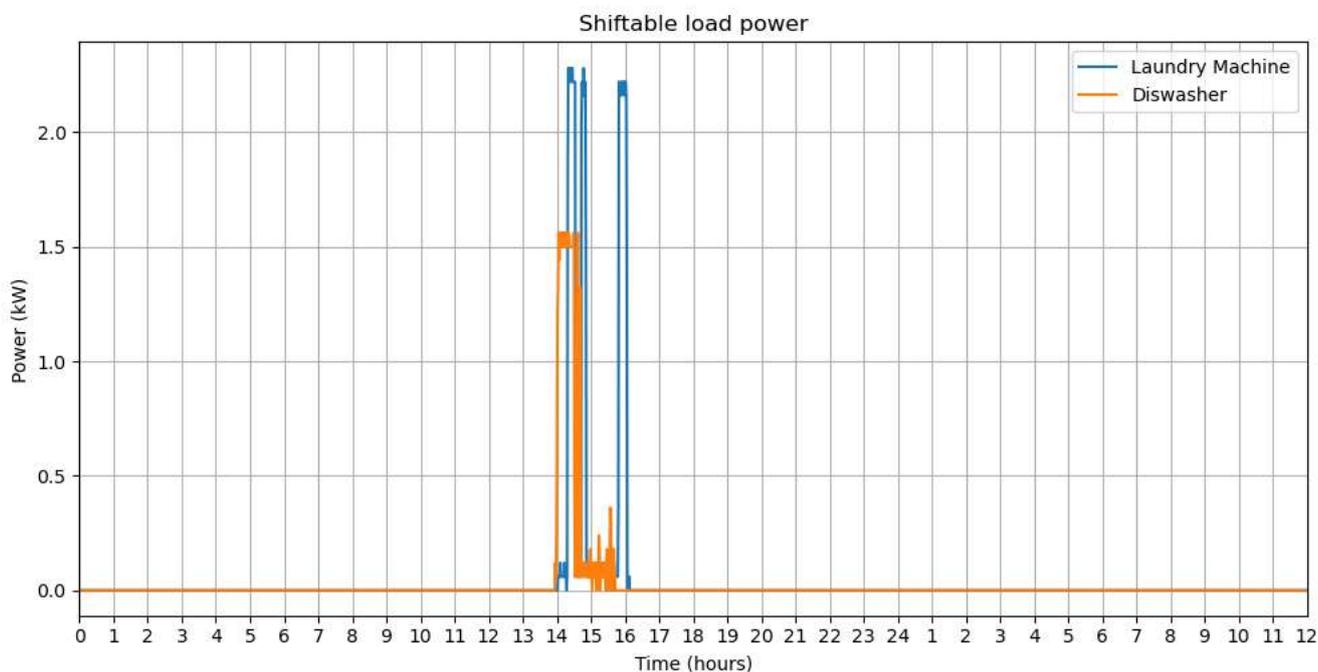


Figura 32 – Diagramas de carga das cargas deslocáveis no tempo

Anexo E – Cenário todas as cargas com termoacumulador com controlo discreto considerando produção local (mês de fevereiro)

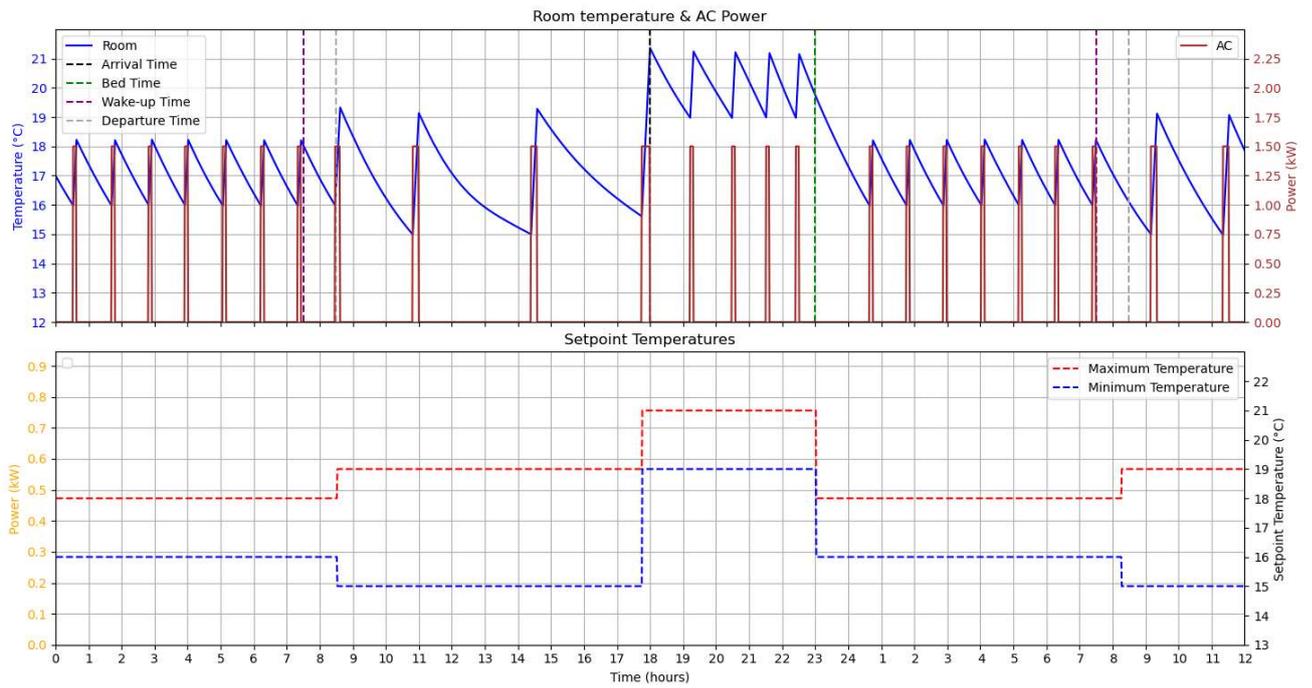


Figura 33 - Comportamento AC, temperatura ambiente, e temperaturas máxima e mínima definida em cada instante

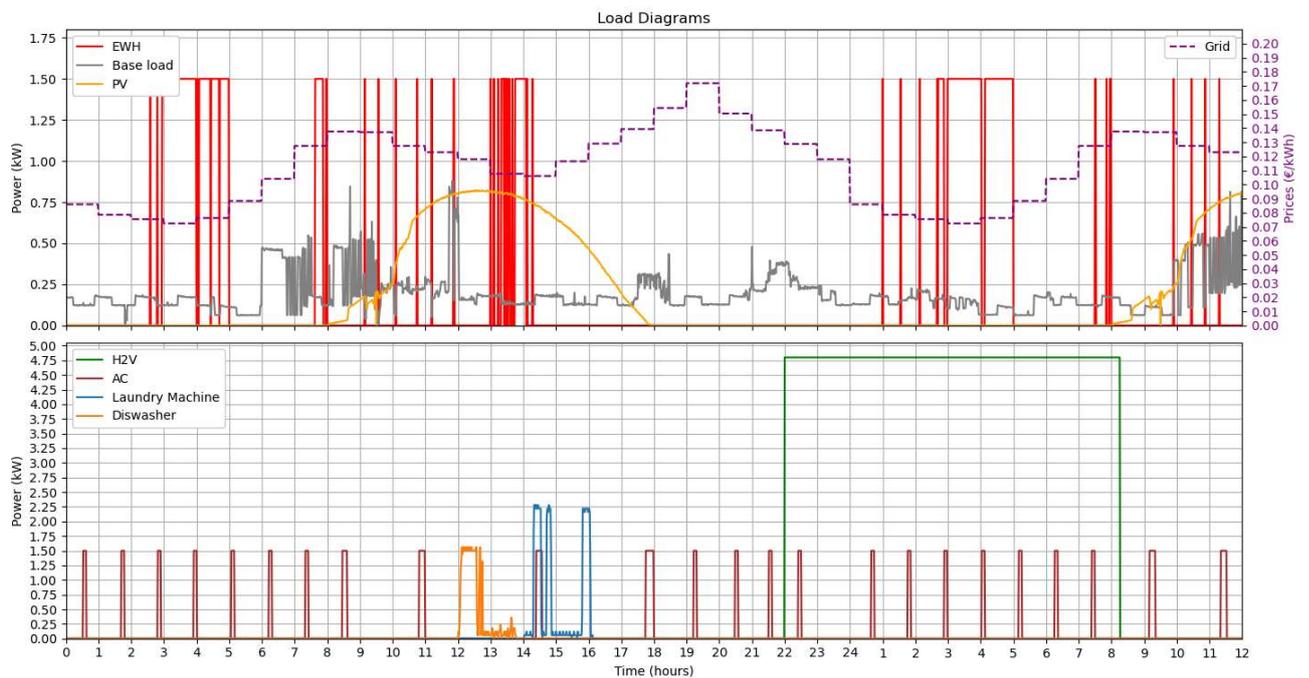


Figura 34 – Diagramas de carga de todas as cargas simuladas

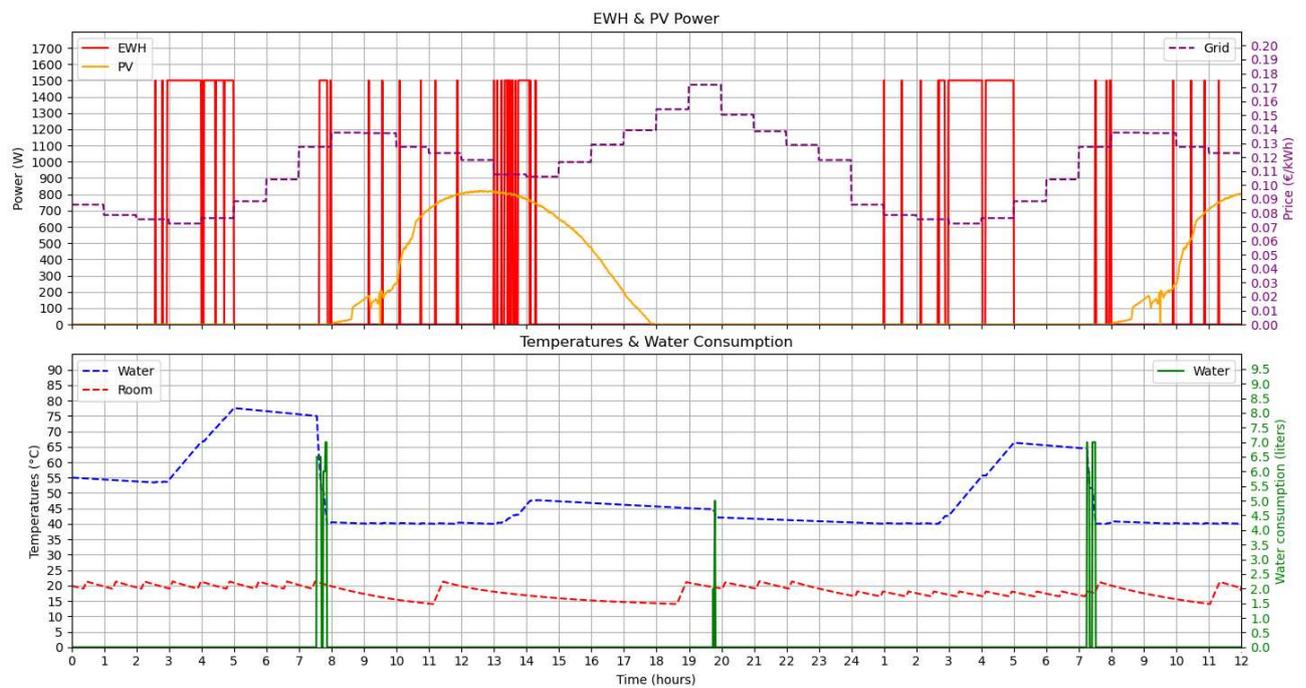


Figura 35 - Gráfico ilustrativo comportamento termoacumulador, temperatura ambiente, consumo água e produção solar em cada instante

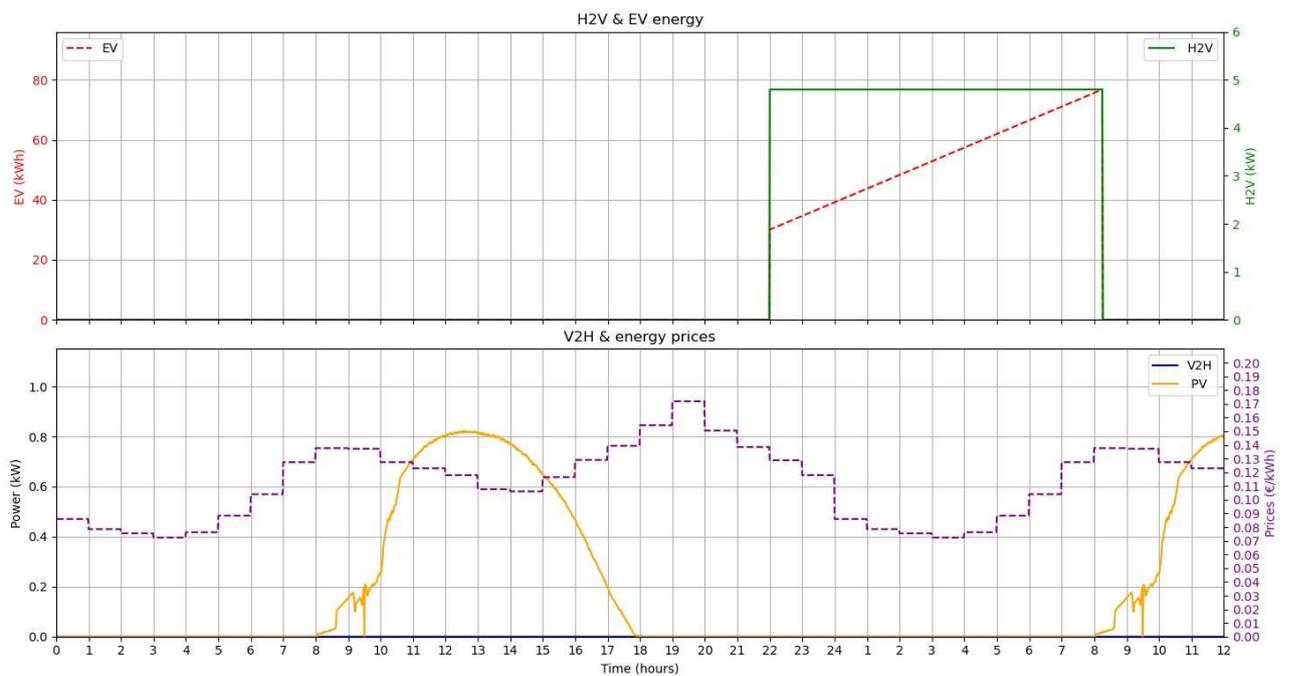


Figura 36 - Potência de carregamento do veículo elétrico, energia da bateria em cada instante, preços da energia ao longo do dia, produção solar e fluxo de energia do veículo para a casa.

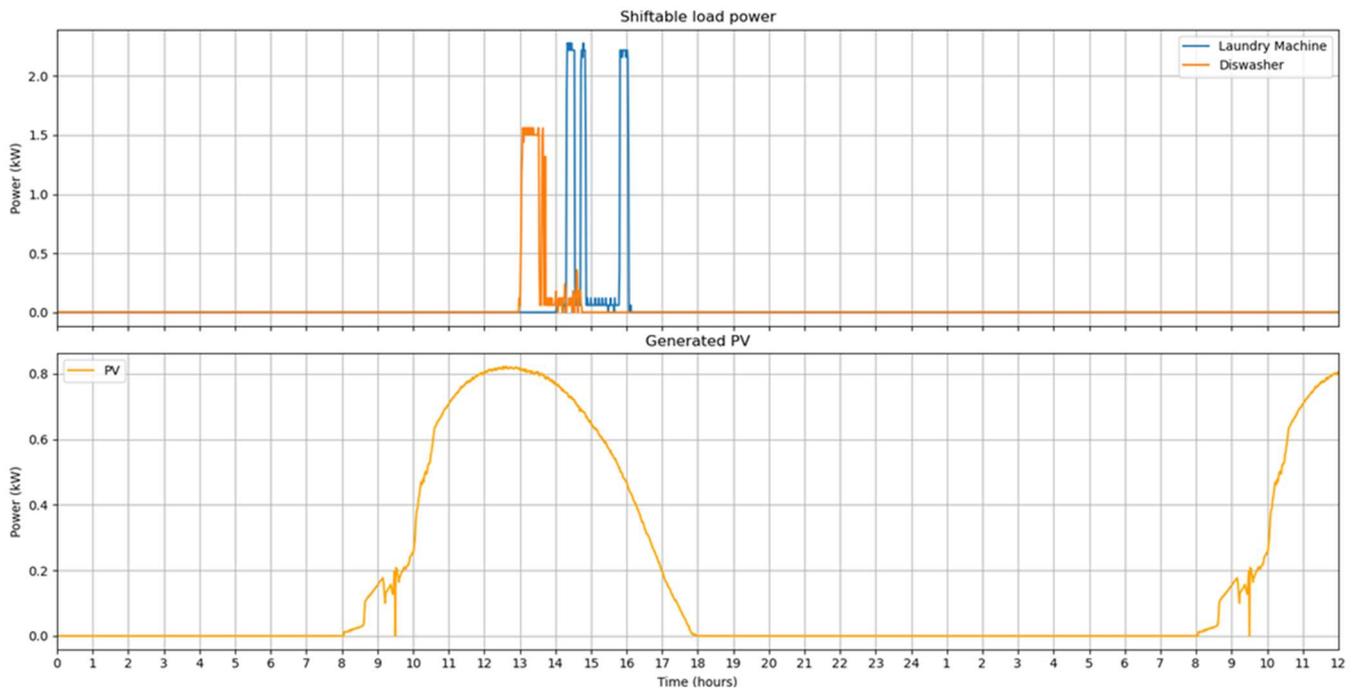


Figura 37- Diagramas de carga das cargas deslocáveis no tempo e produção solar em cada instante

Anexo F – Cenário todas as cargas com termoacumulador com controlo discreto considerando produção local (mês de abril)

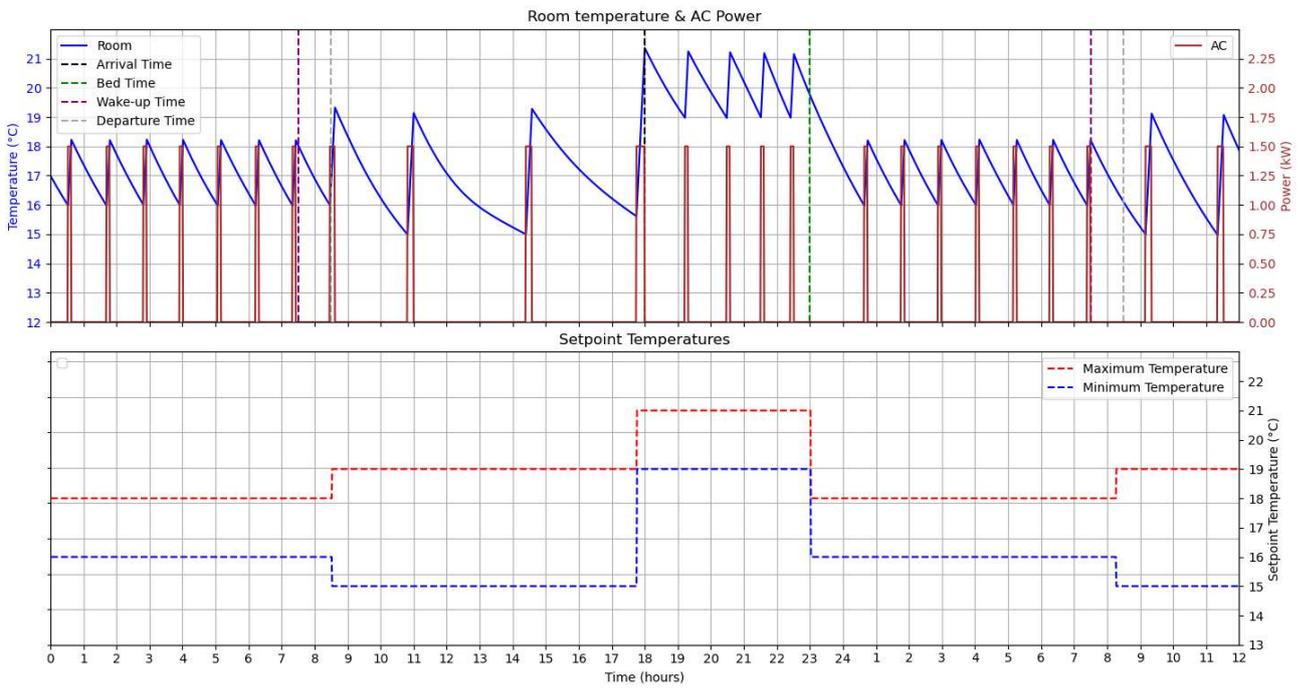


Figura 38 - Comportamento AC, temperatura ambiente, e temperaturas máxima e mínima definida em cada instante

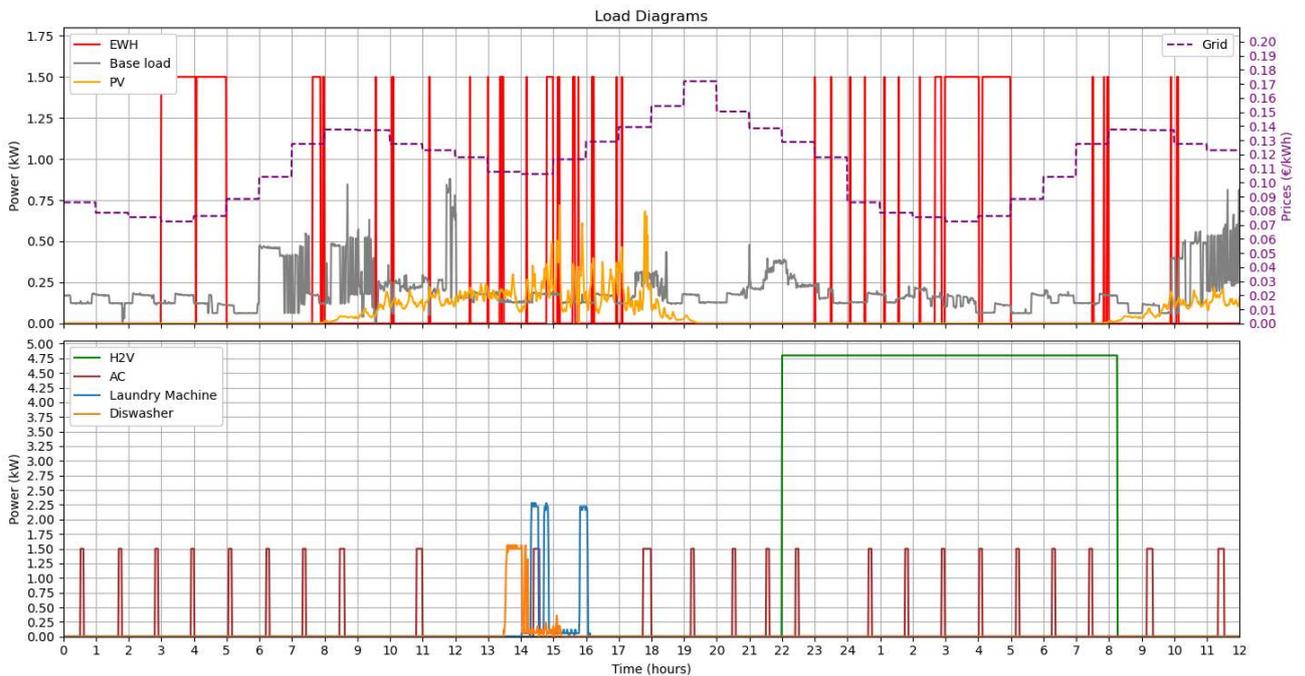


Figura 39 - Diagramas de carga de todas as cargas simuladas

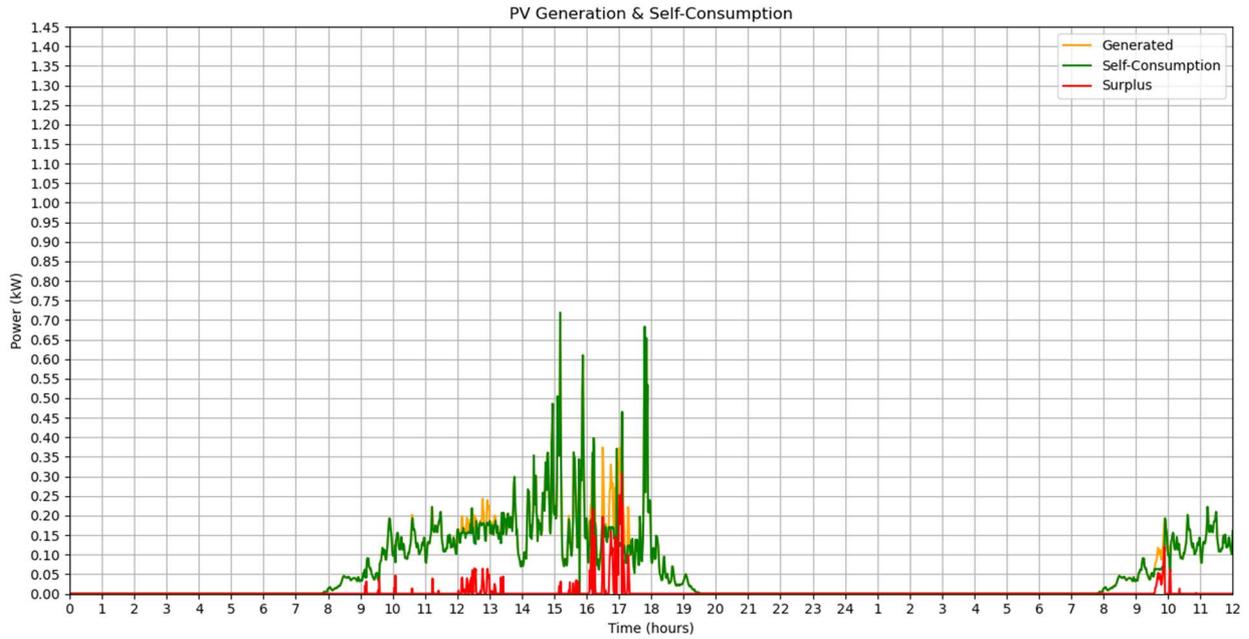


Figura 40 - Geração fotovoltaica, autoconsumo e excesso

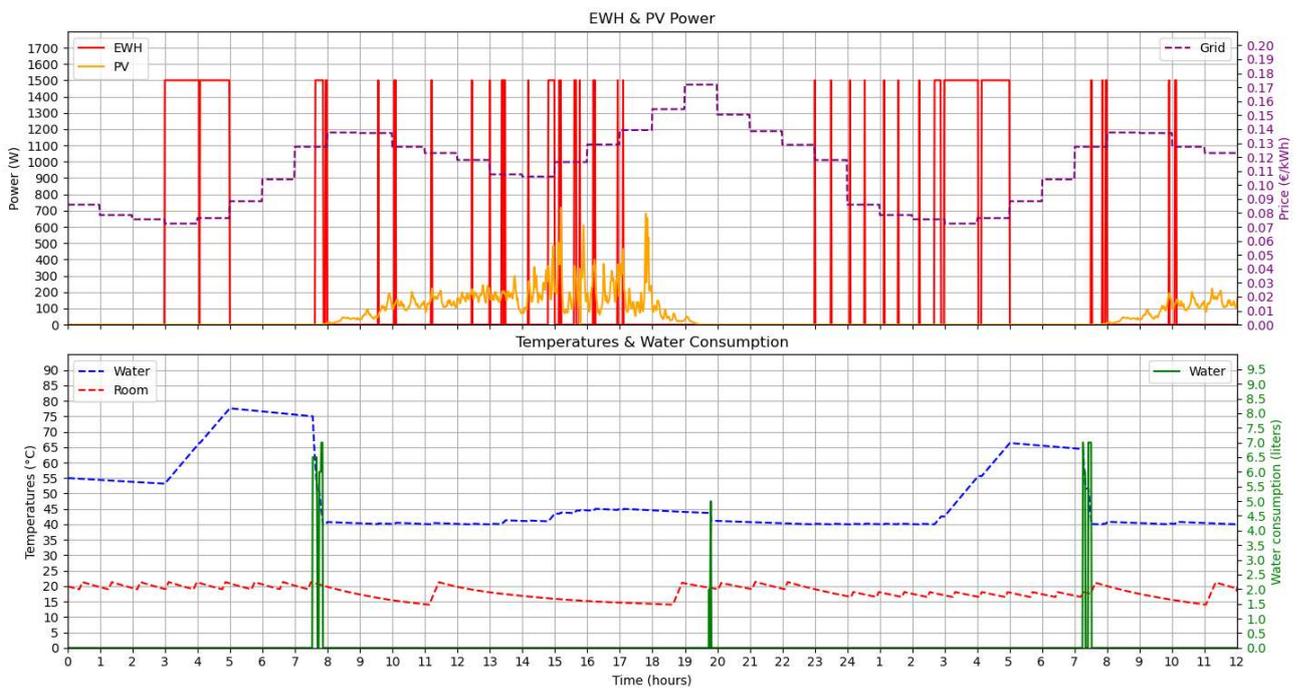


Figura 41 - Gráfico ilustrativo comportamento termoacumulador, temperatura ambiente, consumo água e produção solar em cada instante

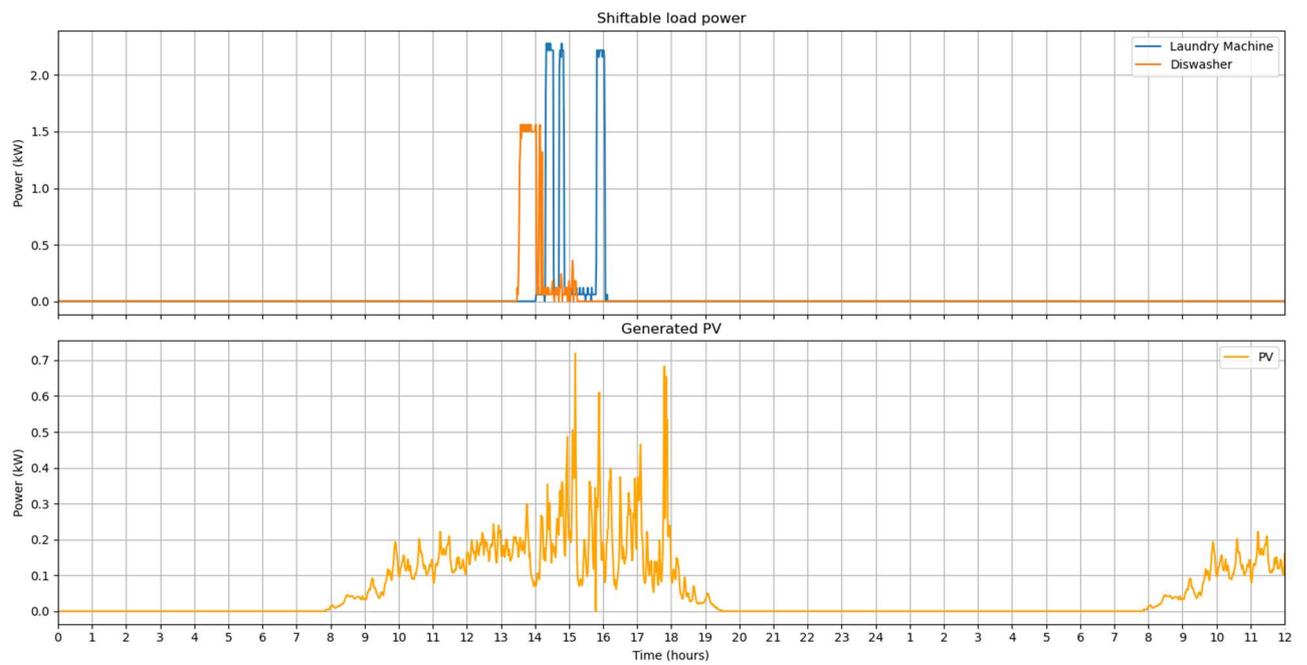


Figura 42 - Diagramas de carga das cargas deslocáveis no tempo e produção local solar em cada instante

Anexo G – Cenário todas as cargas com termoacumulador com controlo contínuo sem considerar solar

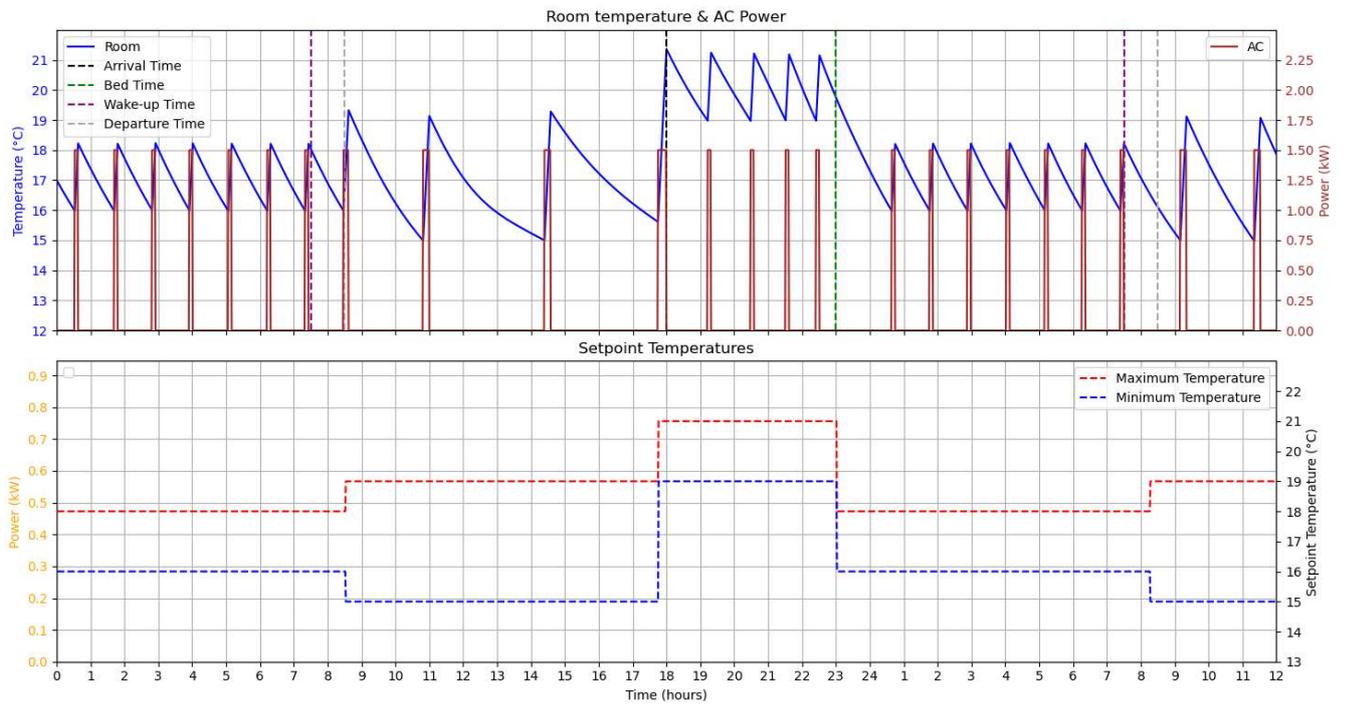


Figura 43 - Comportamento AC, temperatura ambiente, e temperaturas máxima e mínima definida em cada instante

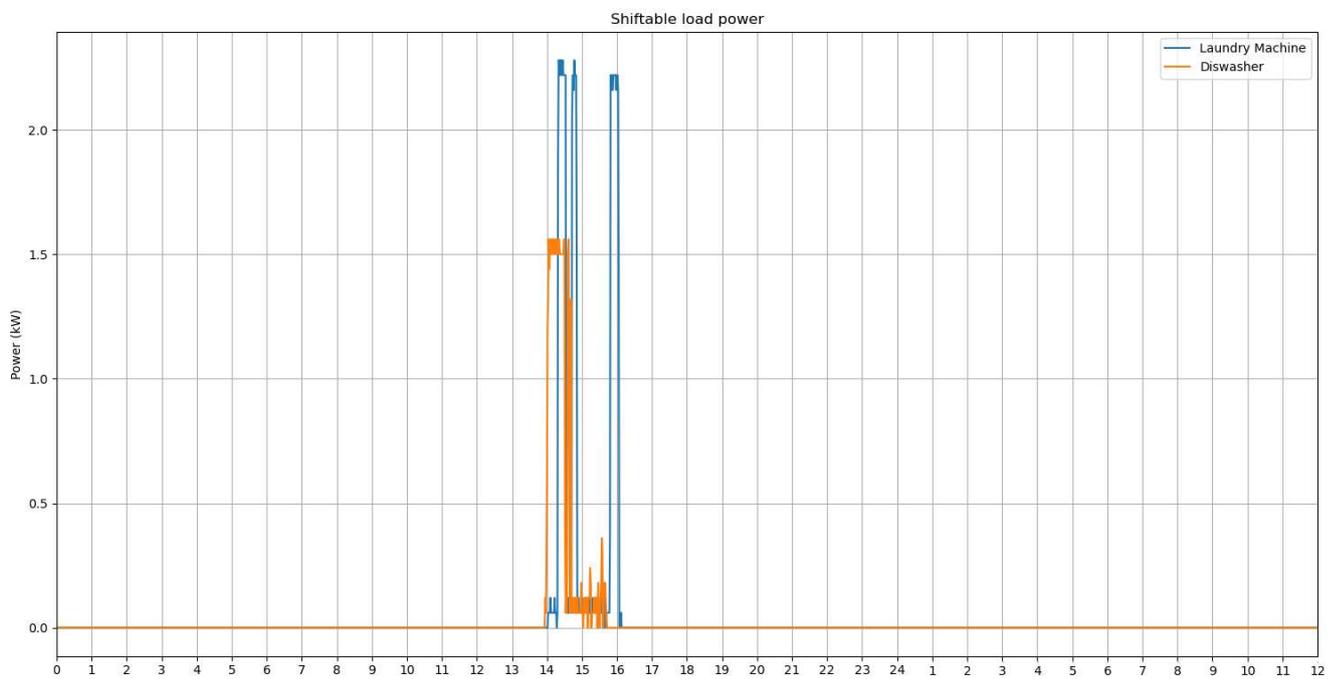


Figura 44 - Diagramas de carga das cargas deslocáveis no tempo

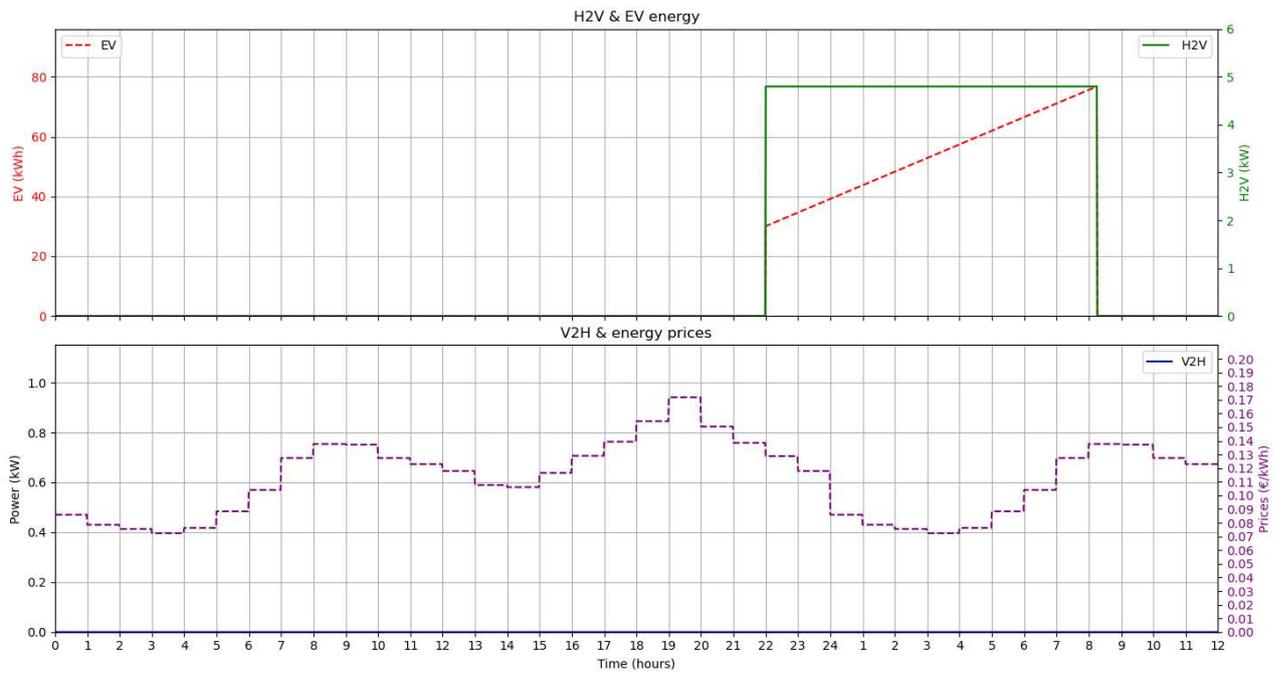


Figura 45 - Potência de carregamento do veículo elétrico, energia da bateria em cada instante, preços da energia ao longo do dia, produção solar e fluxo de energia do veículo para a casa.

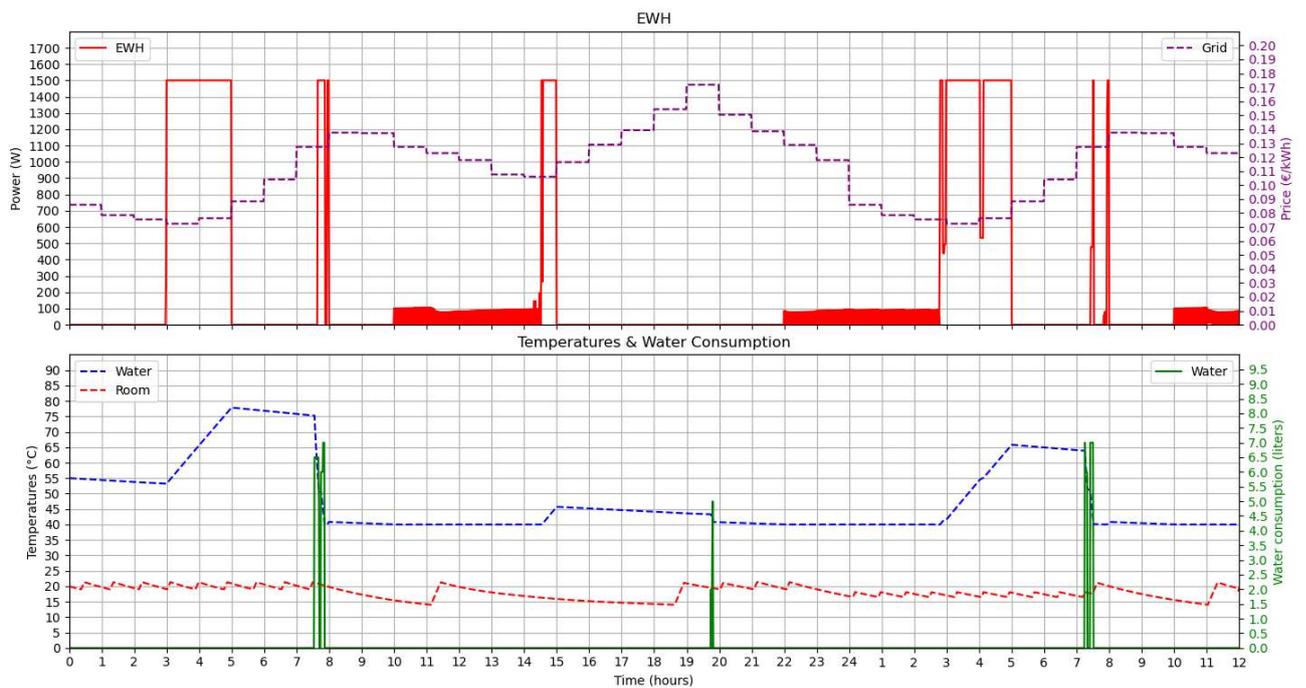


Figura 46 - Gráfico ilustrativo comportamento termoacumulador, temperatura ambiente, consumo água e produção solar em cada instante

Anexo H – Cenário todas as cargas com termoacumulador com controlo contínuo considerando produção local (mês de fevereiro)

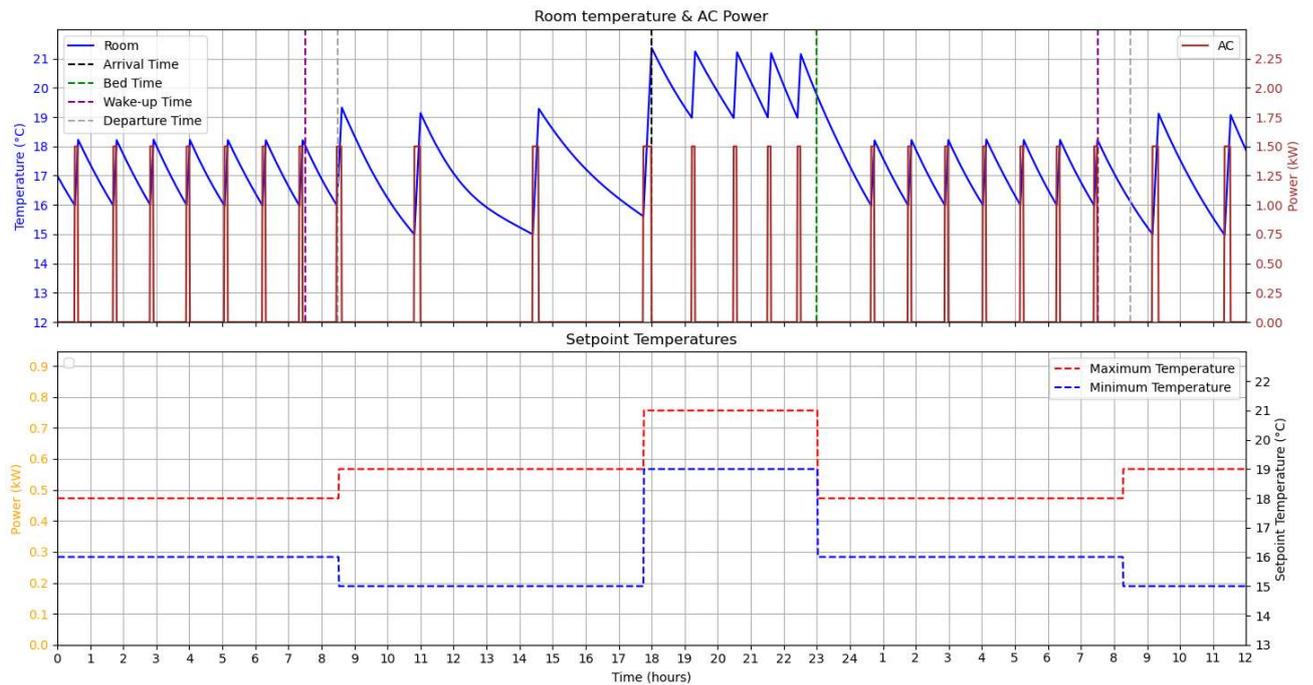


Figura 47 - Comportamento AC, temperatura ambiente, e temperaturas máxima e mínima definida em cada instante

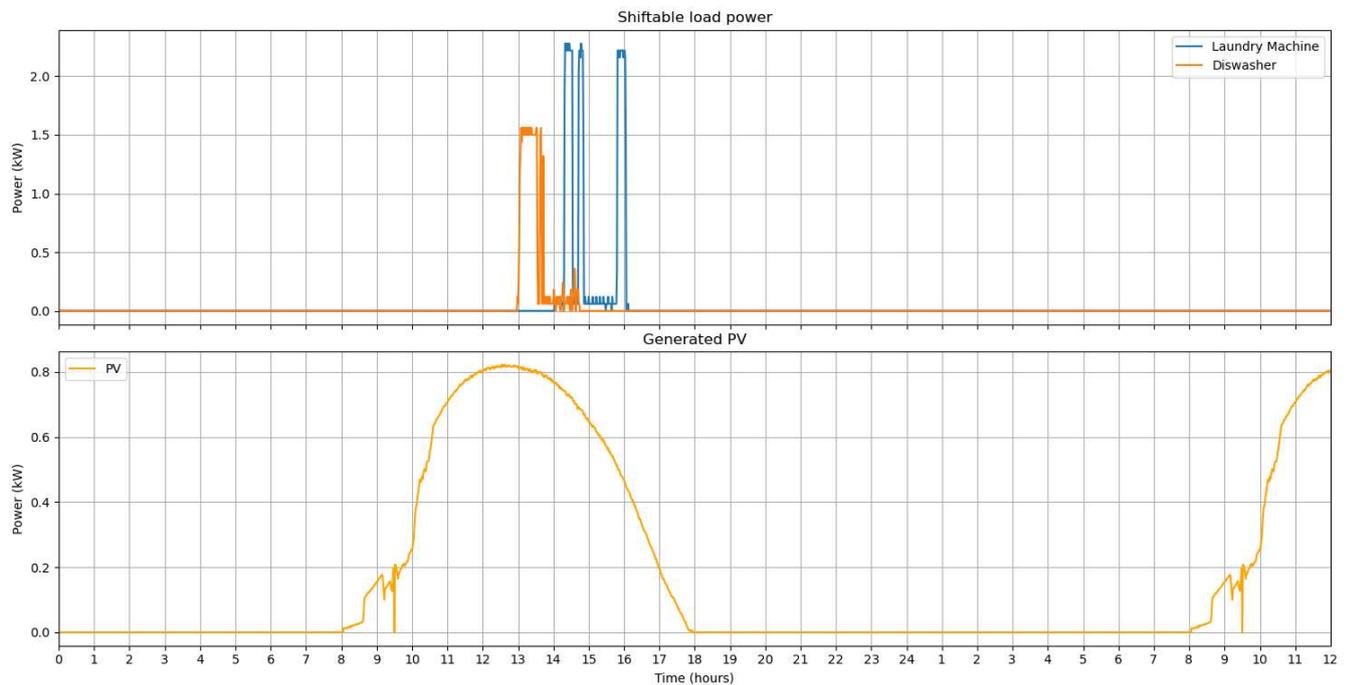


Figura 48 - Diagramas de carga das cargas deslocáveis no tempo e produção solar em cada instante

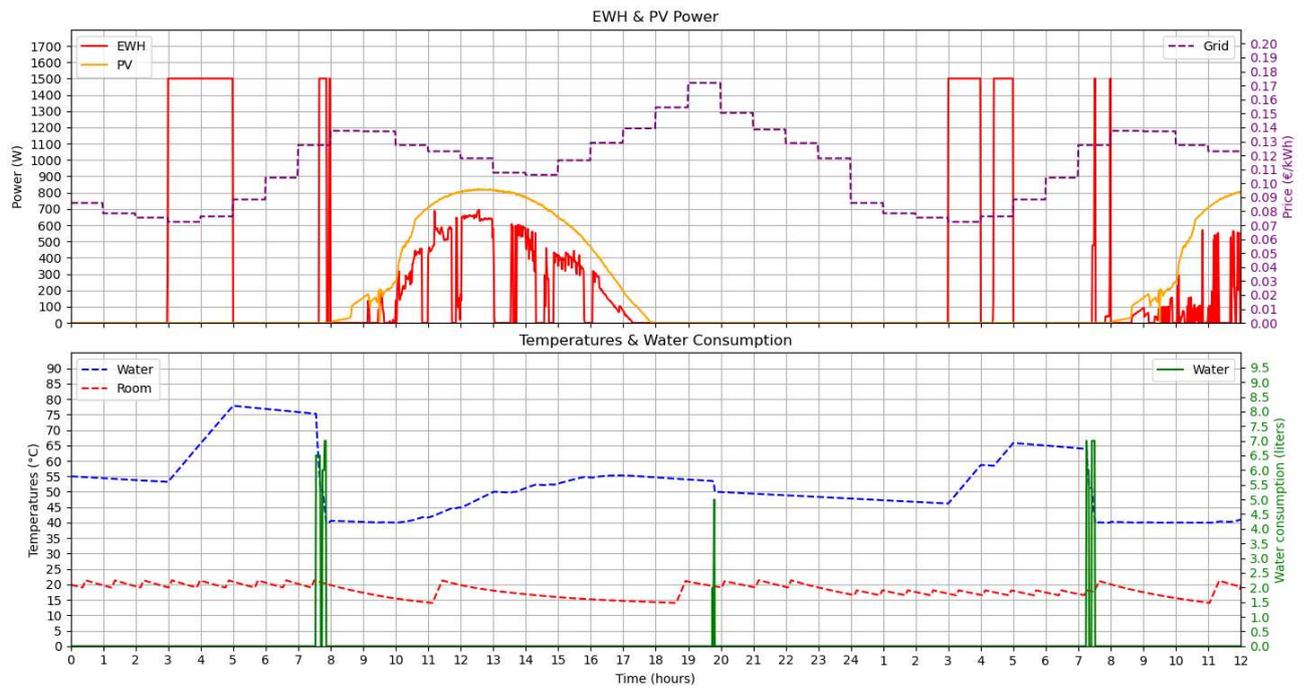


Figura 49 - Gráfico ilustrativo comportamento termoacumulador, temperatura ambiente, consumo água e produção solar em cada instante

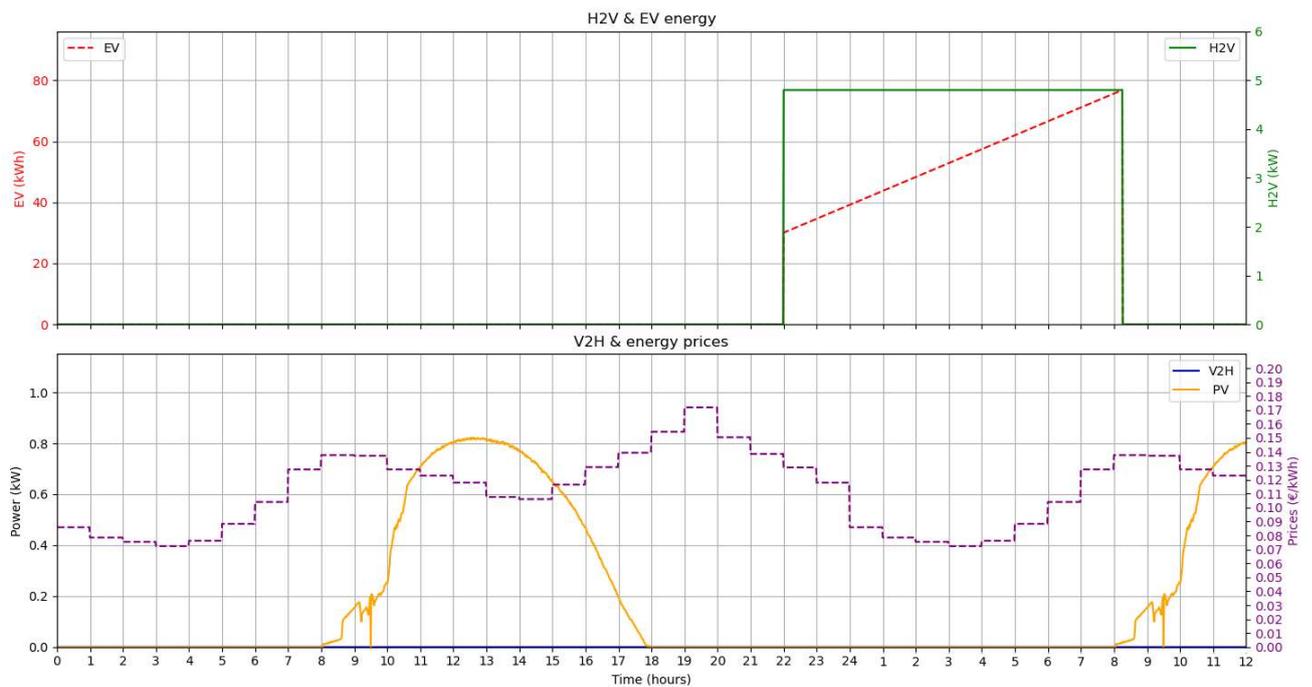


Figura 50 – Potência de carregamento do veículo elétrico, energia da bateria em cada instante, preços da energia ao longo do dia, produção solar e fluxo de energia do veículo para a casa.

Anexo I – Cenário todas as cargas com termoacumulador com controlo contínuo considerando produção local (mês de abril)

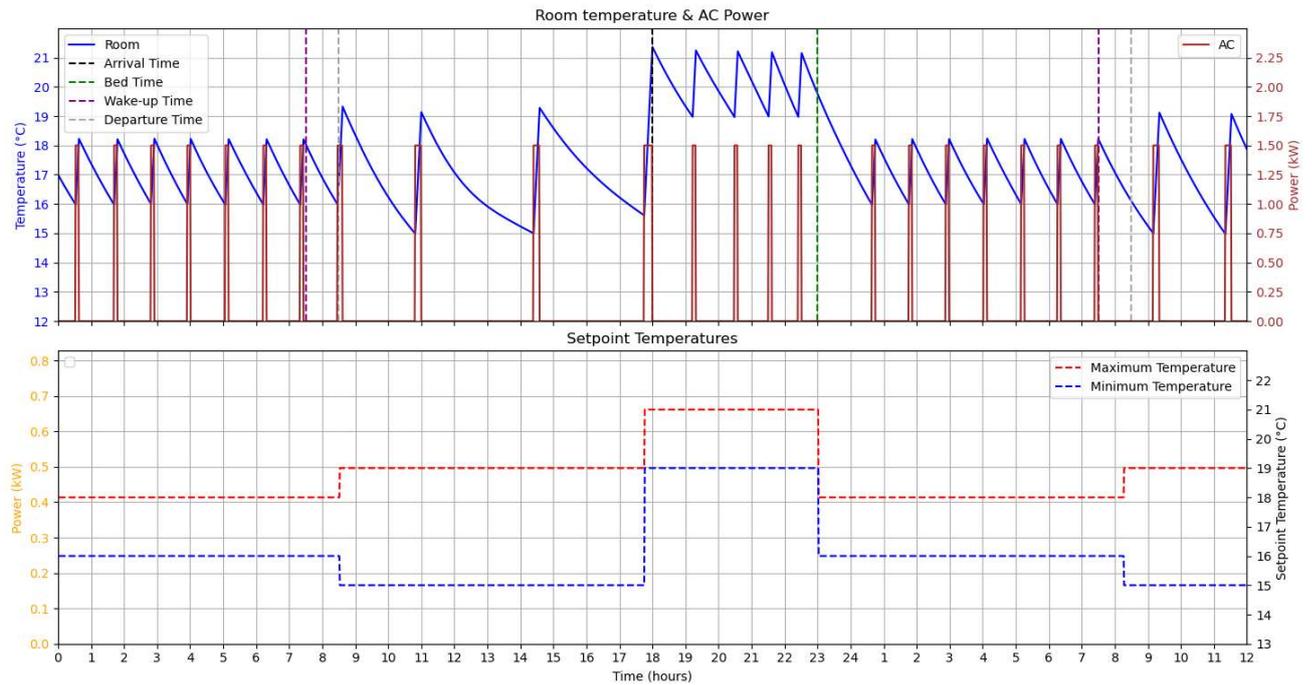


Figura 51 - Comportamento AC, temperatura ambiente, e temperaturas máxima e mínima definida em cada instante

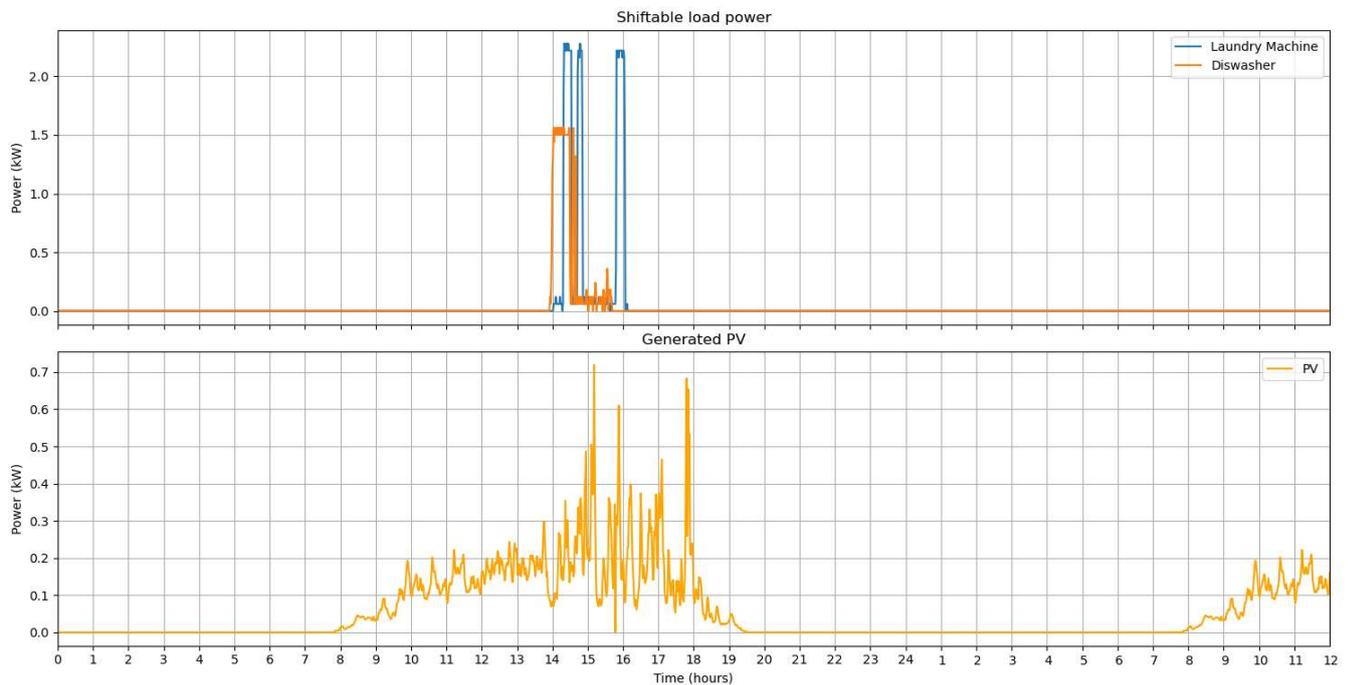


Figura 52 - Diagramas de carga das cargas deslocáveis no tempo e produção solar em cada instante

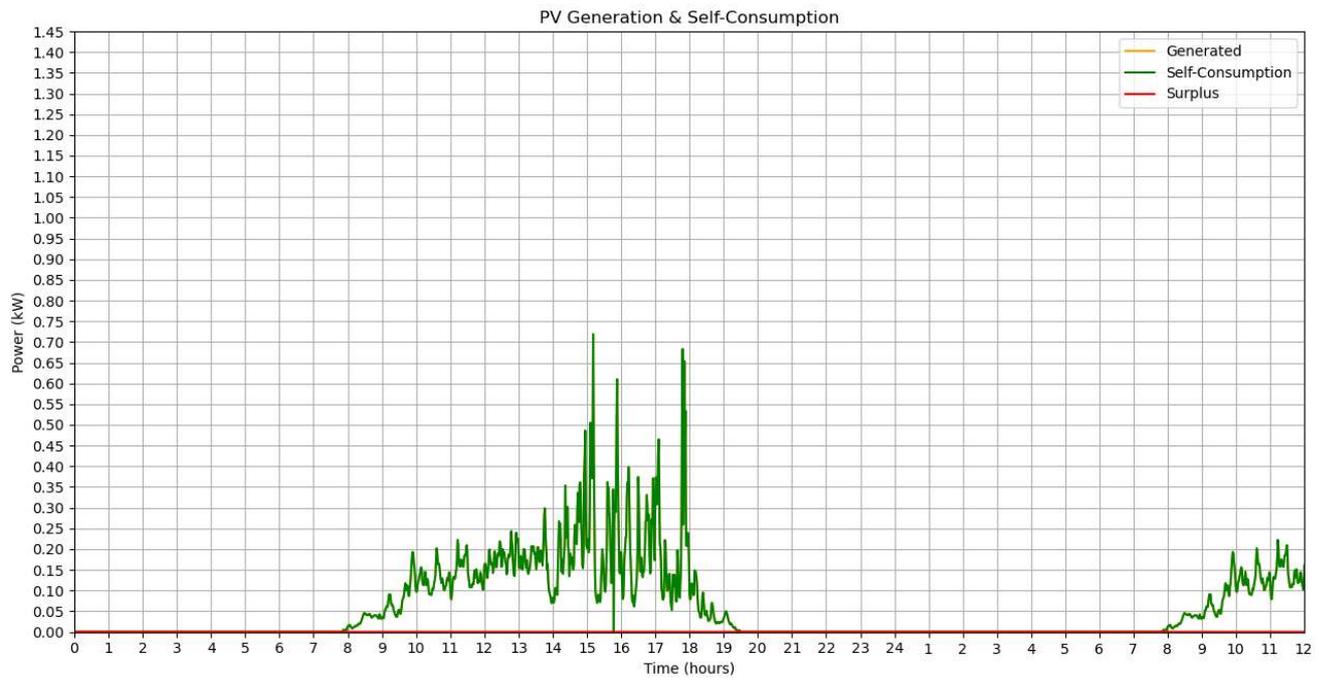


Figura 53- Geração fotovoltaica, autoconsumo e excesso

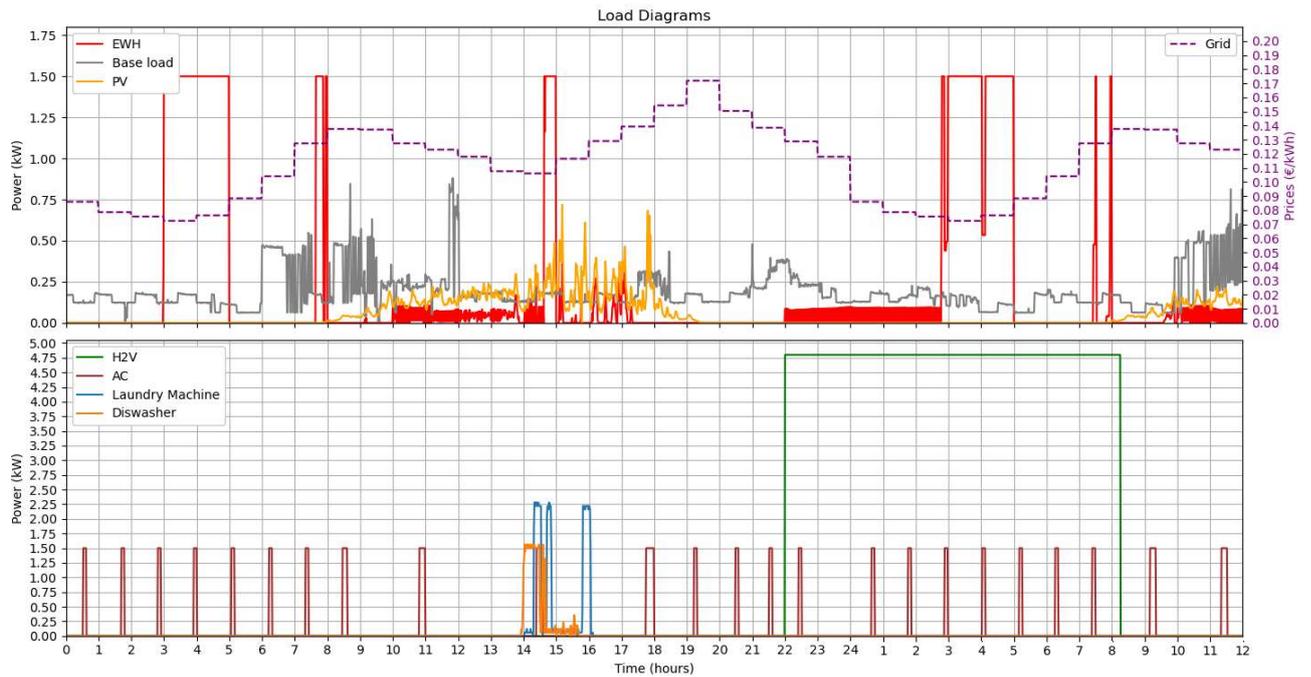


Figura 54 - Diagramas de carga de todas as cargas simuladas

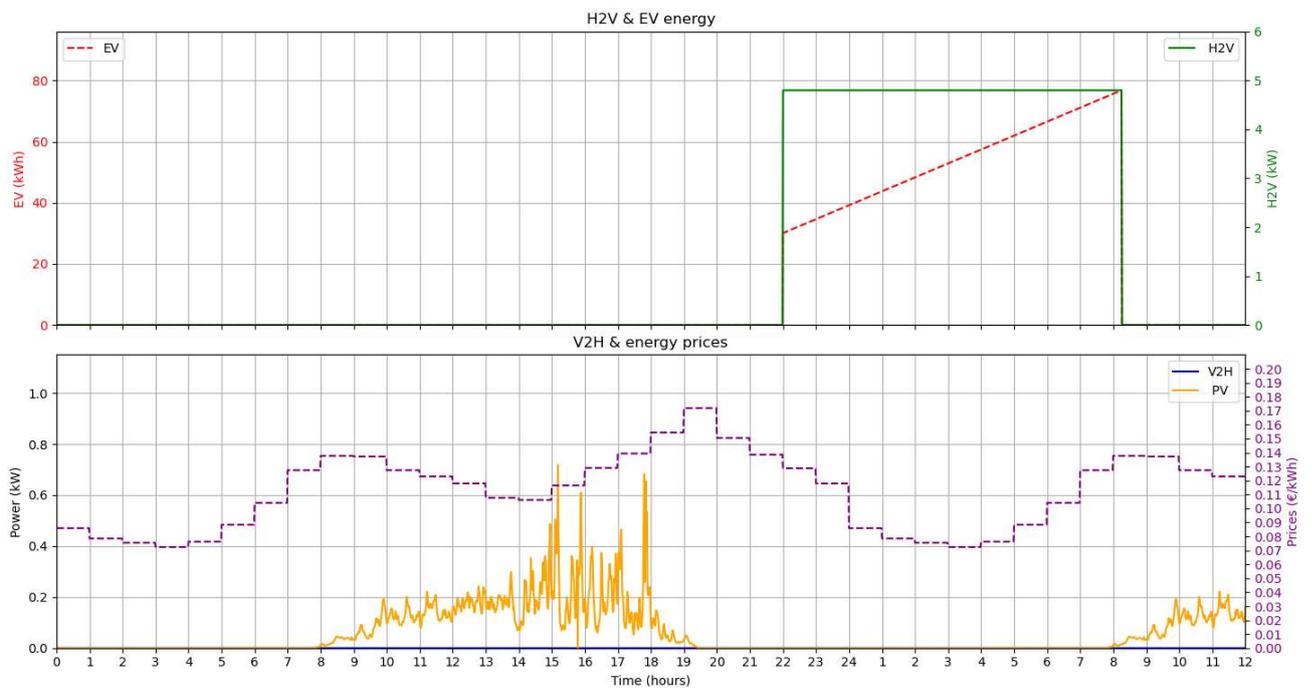


Figura 55 - Potência de carregamento do veículo elétrico, energia da bateria em cada instante, preços da energia ao longo do dia, produção solar e fluxo de energia do veículo para a casa.

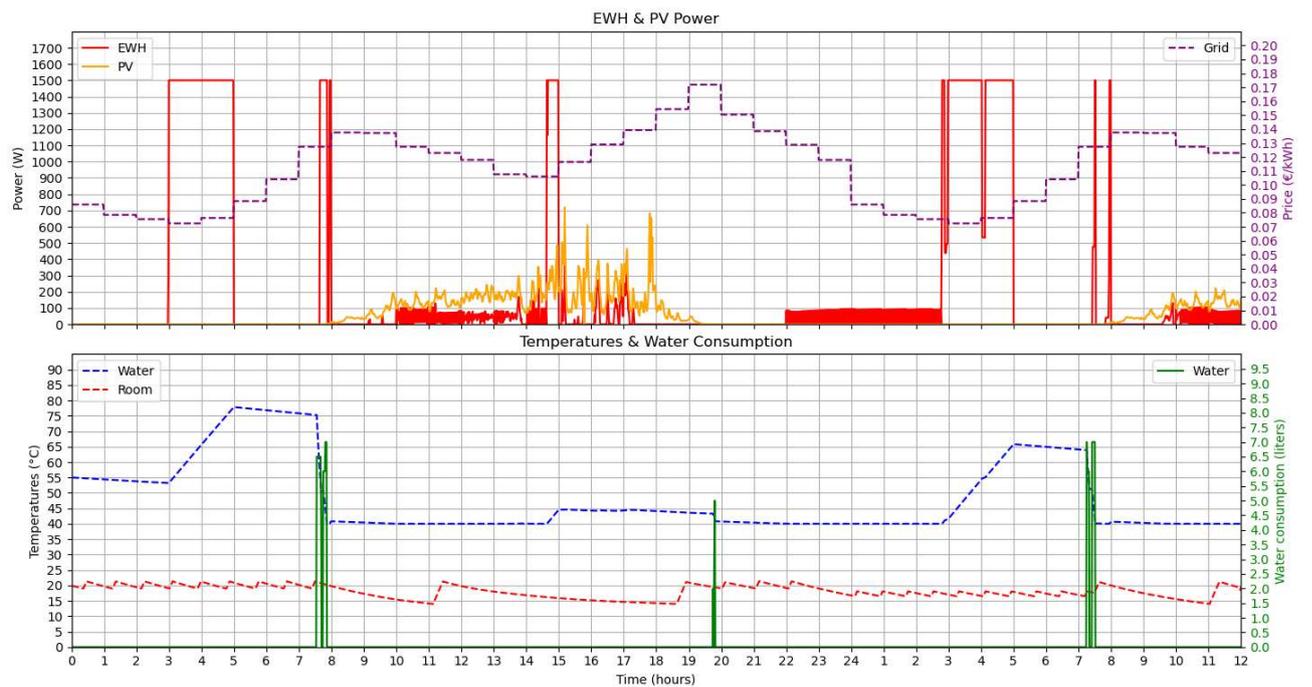


Figura 56 - Gráfico ilustrativo comportamento termoacumulador, temperatura ambiente, consumo água e produção solar em cada instante