



isec
Engenharia

MESTRADO EM ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

DEFINITIVO

**Análise Técnico-Económica de Sistema
de Alimentação de Posto de
Carregamento de Veículos Elétricos com
recurso a Energia Fotovoltaica e Sistema
de Armazenamento de Energia Elétrica**

Autor

Lucélio Manuel da Costa

Orientador

Paulo José Gameiro Pereirinha

INSTITUTO POLITÉCNICO
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

Coimbra, dezembro de 2021



isec

Engenharia

DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA
ELETROTÉCNICA

Análise Técnico-Económica de Sistema de Alimentação de Posto de Carregamento de Veículos Elétricos com recurso a Energia Fotovoltaica e Sistema de Armazenamento de Energia Elétrica

Relatório de Trabalho de Projeto para a obtenção do grau de
Mestre em Engenharia Eletrotécnica

Especialização em Automação e Comunicações em Sistemas In-
dustriais

Autor

Lucélio Manuel da Costa

Orientador

Paulo José Gameiro Pereirinha

INSTITUTO POLITÉCNICO
DE COIMBRA

INSTITUTO SUPERIOR
DE ENGENHARIA
DE COIMBRA

Coimbra, dezembro de 2021

AGRADECIMENTOS

Primeiramente gostaria de agradecer a Deus!

O presente trabalho foi realizado sob a orientação do Professor Doutor Paulo José Gameiro Pereirinha, a quem me cabe exprimir sincero reconhecimento pelo modo empenhado como, em todo sentido, me orientou neste trabalho. Dele recebi amizade, sugestões e disponibilidade. Muito obrigado por me ter corrigido quando necessário sem nunca desmotivar.

Agradeço a empresa Sonangol, por ter financiado os meus estudos e estadia em Portugal desde 2014, por me oferecer todas as condições possíveis para o meu desenvolvimento pessoal e académico.

Agradeço também ao Eng. Carlos Ferraz da Prio, pela colaboração e fornecimento dos dados do posto de carregamento.

Aos meus colegas que me acompanharam durante este percurso académico, desde o início da licenciatura em Engenharia Eletromecânica até ao fim do mestrado, Balduino Mateus, Belnick Silva, Mário Santos, Hélder Filipe.

Quero também dirigir uma palavra de apreço aos meus familiares e amigos mais próximos que, durante este trabalho, me dedicaram apoio e disponibilidade.

À Thaís Carla Medeiros, a minha companheira, que com amor e delicadeza tem sido bastante importante na minha vida.

E sem esquecer a minha querida Mãe (Marta Félix), que é o meu amor maior. Obrigado por tudo Mãe!

RESUMO

O armazenamento de energia elétrica pode reduzir o consumo de energia no momento em que existe maior procura na rede elétrica e, desta forma, reduzir também o custo associado aos carregamentos rápidos de veículos elétricos (VEs). Com o armazenamento, também é possível armazenar, maioritariamente, energia proveniente de fontes renováveis ou ampliar a potência solicitada à Rede Elétrica de Serviços Público (RESP), permitindo assim, o carregamento de VEs em áreas onde existam limitações no fornecimento de potência através da RESP.

Hoje em dia, existem várias tecnologias de armazenamento de energia, em diferentes estados de desenvolvimento, como as baterias, os supercondensadores, volantes de inércia, ar comprimido, etc. Neste trabalho são consideradas, em particular, baterias de íões de lítio. Para além disso, com a generalização dos VEs e o aumento da utilização de baterias, surge um cenário em que as baterias deixam de exercer com eficiência a sua função principal nos VEs, chegando ao fim da sua vida útil nestes veículos. Neste trabalho, considera-se a utilização de baterias de VEs em 2.^a vida (ou em inglês *second-life battery*), para armazenamento de energia numa aplicação estacionária, no sistema de alimentação de um posto de carregamento de VEs.

Para que seja possível atender as necessidades desse posto de carregamento de VEs e também a gestão do sistema de armazenamento de energia, um sistema de baterias em 2.^a vida é proposto e comparado com baterias novas. Foi também proposto um sistema fotovoltaico que irá permitir o aproveitamento da energia solar.

Com o intuito de tornar este trabalho possível, fez-se uma primeira pesquisa sobre métodos de otimização, tendo-se acabado por utilizar o *software HOMER Grid*, que permitiu simular e analisar os diferentes sistemas do ponto de vista técnico e económico, para diferentes cenários.

Palavras-Chave: Armazenamento de Energia; Veículos Elétricos; Posto de Carregamento; *HOMER Grid*; Baterias de Íão de Lítio; *Second-Life Battery*; Gestão de Energia; Carregamento de Veículos Elétricos.

ABSTRACT

The electrical energy storage can reduce the consumption of energy at the time of greatest demand on the grid and thus also reduce the cost associated with fast charging of electric vehicles (EVs). With storage, it is also possible to store mostly energy from renewable sources or to expand the power requested from the Public Electricity Supply Network (RESP), thus allowing the charging of EVs in areas where there are power supply limitations through the RESP.

Nowadays, there are several energy storage technologies, in different states of development, such as batteries, supercapacitors, flywheels, compressed air, etc. In this work lithium-ion batteries in particular are considered. Furthermore, as EVs become more widespread and battery use increases, a scenario arises whereby batteries no longer efficiently perform their primary function in EVs, reaching the end of their useful life in these vehicles. In this work, we consider the use of 2nd life EV batteries for energy storage in a stationary application at the power supply system of an EV charging station.

In order to meet the needs of this EV charging station and also the management of the energy storage system, a 2nd life battery system is proposed and compared with new batteries. A photovoltaic system that will allow the use of solar energy has also been proposed.

In order to make this work possible, a first research on optimisation methods was carried out and the HOMER Grid software was used, which allowed simulating and analysing the different systems from a technical and economic point of view, for different scenarios.

Keywords: Energy Storage; Electric Vehicles; Charging Station; HOMER Grid; Lithium – Ion Batteries; Energy Management; Second-Life Battery; Electric Vehicles Charging

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	1
1.1.	Enquadramento	1
1.2.	Motivação	1
1.3.	Objetivos e Metodologia.....	2
1.4.	Estrutura do Trabalho	2
1.5.	Publicação Científica	3
2.	POSTOS DE CARREGAMENTO DE VEs	4
2.1.	Introdução	4
2.2.	Modo 1	4
2.3.	Modo 2.....	5
2.4.	Modo 3.....	6
2.5.	Modo 4.....	8
3.	SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO	10
3.1.	Células Fotovoltaicas e o Efeito Fotovoltaico	10
3.1.1.	Modelos Teóricos	11
3.1.2.	Influência dos Fatores Externos.....	12
3.2.	Painéis Fotovoltaicos	13
3.3.	Sistemas de Produção de Energia Elétrica.....	16
3.3.1.	Sistemas Ligados à Rede Elétrica	16
3.3.2.	Sistemas Isolados ou Autónomos	17
3.3.3.	Sistemas Híbridos	18
3.3.4.	Inversores Solares	19
4.	ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	21
4.1.	Visão Geral Sobre a Necessidade de Armazenamento	21
4.2.	Tecnologias de Armazenamento de Energia	24
4.3.	Baterias e Principais Características	25
4.3.1.	Constituição e Princípio de Funcionamento	25
4.3.2.	Capacidade.....	26
4.3.3.	Energia Específica	27
4.3.4.	Potência Específica	28
4.3.5.	Estado de Carga	29
4.3.6.	Vida Útil	30
4.4.	Reutilização de BVEs	33
4.4.1.	Introdução	33
4.4.2.	Projetos de Baterias de Segunda Vida	34
5.	METODOLOGIA E PRESSUPOSTOS.....	38

5.1.	Algoritmos de Otimização da Gestão de Energia e Potência	38
5.1.1.	Programação Linear	38
5.1.2.	Programação Dinâmica	39
5.1.3.	Teoria dos Jogos	40
5.1.4.	Algoritmos Genéticos	41
5.2.	<i>Softwares</i> de Simulação e Procedimento de Dimensionamento do Sistema	43
5.2.1.	<i>Software HOMER Grid</i>	44
6.	ESTUDO DE CASO E PROPOSTA DE CENÁRIOS	46
6.1.	Introdução	46
6.2.	Local de Estudo	46
6.3.	Potencial Solar da Cidade de Coimbra	47
6.4.	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	49
6.5.	Soluções para o Sistema de Armazenamento de Energia	50
6.6.	Tarifas e Preços de Eletricidade	52
6.7.	Tratamento dos Dados referente ao PCVE da Prio	53
6.7.1.	Introdução	53
6.7.2.	Visitas diárias de VE no mês agosto de 2020	53
6.7.3.	Carregamentos sucessivos de VE	55
6.7.4.	Conclusão	58
6.8.	Proposta de Cenários	58
6.8.1.	Introdução	58
6.8.2.	Cenário 1	59
6.8.3.	Cenário 2	61
6.8.4.	Cenário 3	63
6.9.	Resultados e Simulação	65
6.9.1.	Cenário 1	65
6.9.2.	Cenário 2	68
6.9.3.	Cenário 3	70
6.10.	Discussão dos Resultados	73
7.	CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	74
7.1.	Conclusões	74
7.2.	Trabalhos Futuros	75
8.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	76
9.	ANEXOS	84
	Anexo A: Sistemas de Armazenamento	84
	Anexo B: Especificações Técnicas do Carregador Rápido QC50 DC	88
	Anexo C: Especificações Técnicas do Painel Fotovoltaico da Marca Winaico	90
	Anexo D: Principais Fabricantes de Inversor de Energia Solar	94
	Anexo E: Dimensionamento do Sistema PV no <i>Software HelioScope</i>	95
	Anexo F: Report Problems Email to HOMER Energy	97

Anexo G: Características Técnicas do Inversor98

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Modo 1 de carregamento de VE (Ferrari, 2020).	5
Figura 2.2. Modo 2 de carregamento de VE (Ferrari, 2020).	5
Figura 2.3. Modo 3 de carregamento de VE (Ferrari, 2020).	6
Figura 2.4. Tipo 1 (SAE J1772, 2021).	7
Figura 2.5. Tipo 2 (<i>Type 2 Connector</i> , 2021).	7
Figura 2.6. Tipo 3 (Electric2car, 2020).	7
Figura 2.7. Modo 4 de carregamento de VEs (Ferrari, 2020).	8
Figura 2.8. Supercarregadores da Tesla, adaptado de (Tesla e Wikiwand, 2021).	8
Figura 3.1. Célula fotovoltaica de silício (MEE, 2016).	10
Figura 3.2. Variação da curva corrente (I) e tensão (V) em função da radiação solar (Silva, 2016).	12
Figura 3.3. Variação da curva corrente (I) e tensão (V) em função da temperatura (Silva, 2016).	13
Figura 3.4. Constituição dos painéis fotovoltaicos (Reis, 2015).	14
Figura 3.5. Ligação em série de células fotovoltaicas (Carneiro, 2010).	14
Figura 3.6. Ligação em paralelo de células fotovoltaicas (Carneiro, 2010).	15
Figura 3.7. Ligação mista de células fotovoltaicas (Carneiro, 2010).	15
Figura 3.8. Sistema PV ligado à RESP (Justo, 2018).	17
Figura 3.9. Sistema PV isolado com armazenamento (Justo, 2018).	18
Figura 3.10. Sistema PV híbrido com armazenamento de energia (Justo, 2018).	19
Figura 4.1. Representação típica de uma <i>smart grid</i> (Tip, 2021).	22
Figura 4.2. Perfil de geração e consumo de uma residência com PV + SAE, adaptado de (Cruz <i>et al.</i> , 2017).	23
Figura 4.3. Tecnologias de armazenamento de energia elétrica, adaptado de (Pereira, 2017) e (Asian Development Bank, 2018)	24
Figura 4.4. Princípio de funcionamento: a) Descarga da célula e b) Carga da célula (Trovão, 2012)	25
Figura 4.5. Curva de descarga de uma bateria (Root, 2011)	26
Figura 4.6. Capacidade de uma bateria calculada debaixo de uma curva (Root, 2011).	27
Figura 4.7. Variação da energia específica com a temperatura (Reddy <i>et al.</i> , 2011).	28
Figura 4.8. Indicador do estado de carga: a) $SoC = 100\%$ e b) $SoC = 0\%$	29
Figura 4.9. Economia circular de BVEs, (Casals <i>et al.</i> , 2019).	33
Figura 4.10. SAE com baterias de segunda vida para alimentar o estádio do Ajax em Amsterdão (Nissan, 2018).	35
Figura 4.11. Projeto <i>Advanced Battery Storage</i> da Renault (Renault, 2018).	36
Figura 4.12. Projeto de carregamento de frota de autocarros na Alemanha, adaptado de (Green Car Congress, 2020)	36
Figura 4.13. Protótipo do projeto <i>2nd Life</i> EDP (EDP, 2018).	37

Figura 5.1. Estratégia de gestão entre o consumidor e o fornecedor de energia (Mohsenian-Rad <i>et al.</i> , 2010)....	40
Figura 5.2. Diagrama elucidativo da constituição de uma população de um AG, (Francisco, 2018).	41
Figura 5.3. Fluxograma do princípio de funcionamento do AG, adaptado de (Francisco, 2018).	42
Figura 6.1. Posto de carregamento de VE da Prio.	46
Figura 6.2. Vista superior do PCVE da Prio – “Parque Verde, Coimbra” (Google Earth, 2021).	47
Figura 6.3. Mapa de radiação solar em Portugal, adaptado de (Portal das Energias Renováveis, 2019).	47
Figura 6.4. Representação da instalação dos PVs modelado no <i>software HelioScope</i>	50
Figura 6.5. Carregamentos diários de VE efetuados no mês de agosto de 2020.	54
Figura 6.6. Energia diária registada no mês de agosto de 2020.	54
Figura 6.7. Esquema do sistema <i>on-grid</i> simulado no <i>software HOMER Grid</i>	59
Figura 6.8. Perfil anual de energia modelado no <i>software HOMER Grid</i> (cenário 1).	60
Figura 6.9. Perfil anual de energia modelado no <i>software HOMER Grid</i> (cenário 2).	62
Figura 6.10. Perfil anual de energia modelado no <i>software HOMER Grid</i> (cenário 3).	63
Figura 6.11. Sumarização dos resultados do cenário 1.	65
Figura 6.12. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e <i>SoC</i> da bateria (cenário 1).	66
Figura 6.13. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno e <i>SoC</i> da bateria (cenário 1).	67
Figura 6.14. Sumarização dos resultados do cenário 2.	68
Figura 6.15. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e <i>SoC</i> da bateria (cenário 2).	69
Figura 6.16. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno e <i>SoC</i> da bateria (cenário 2).	70
Figura 6.17. Sumarização dos resultados do cenário 3, obtidos usando o <i>software HOMER Grid</i>	71
Figura 6.18. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e <i>SoC</i> da bateria (cenário 3).	72
Figura 6.19. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno e <i>SoC</i> da bateria (cenário 3).	73
Figura 9.1. Representação de um sistema de bombagem hidroelétrica: a) Produção de energia e b) Armazenamento de energia, adaptado de (Marques, 2015).	84
Figura 9.2. Representação típica de um SAE em ar comprimido (Messina, 2010).	85
Figura 9.3. Representação de um esquema de uma central de torre de energia solar térmica (Newsol, 2020)	86
Figura 9.4. Representação do diagrama esquemático de um SAE com supercondensadores, (Pereira, 2017).	87
Figura 9.5. Representação em corte de um volante de inércia (Trovão, 2012).	87

ÍNDICE DE QUADROS

Tabela 2.1. Sistemas de Carregamento em DC, adaptado de (Pereirinha <i>et al</i> , 2016).....	9
Tabela 3.1. Modelo teórico das células fotovoltaicas, adaptado de (Justo, 2018).	11
Tabela 3.2. Diferença entre inversores <i>on-grid</i> e <i>off-grid</i> , adaptado de (Rodrigues, 2019).	20
Tabela 6.1. Índice de radiação média diária e índice de nitidez (HOMER Grid, 2021).	48
Tabela 6.2. Dados de temperatura média mensal da cidade de Coimbra (HOMER Grid, 2021).	49
Tabela 6.3. Custos dos diferentes sistemas de armazenamento.	51
Tabela 6.4. Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE, adaptado de (ERSE, 2021).	52
Tabela 6.5. Identificação de carregamentos sucessivos de VEs.	56
Tabela 6.6. Caracterização do cenário 1.	59
Tabela 6.7. Descrição da população de VEs do cenário 1 modelado no <i>software HOMER Grid</i>	61
Tabela 6.8. Caracterização do cenário 2.	61
Tabela 6.9. Descrição da população de VEs do cenário 2 modelado no <i>software HOMER Grid</i>	62
Tabela 6.10. Caracterização do cenário 3.	63
Tabela 6.11. Descrição da população dos VEs do cenário 3 <i>software HOMER Grid</i>	64
Tabela 6.12. Parâmetro de otimização obtido usando o <i>software HOMER Grid</i> (cenário 1).	65
Tabela 6.13. Principais indicadores e poupanças do sistema (cenário 1).	66
Tabela 6.14. Parâmetro de otimização obtido usando o <i>software HOMER Grid</i> (cenário 2).	68
Tabela 6.15. Principais indicadores e poupanças do sistema (cenário 2).	69
Tabela 6.16. Parâmetro de otimização obtido usando o <i>software HOMER Grid</i> (cenário 3).	70
Tabela 6.17. Principais indicadores e poupanças do sistema (cenário 3).	71

SIMBOLOGIA E ABREVIATURAS

BTE	Baixa Tensão Especial
BVE	Bateria de Veículo Elétrico
C	Capacidade de uma Bateria
<i>DoD</i>	<i>Depth of Discharge</i>
<i>HOMER</i>	<i>Hybrid Optimization Model for Electric Renewables</i>
HV	Veículo Híbrido
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-Hora
<i>LCOE</i>	<i>Levelized Cost of Energy</i>
<i>Li-Ion</i>	Iões de Lítio
<i>NPC</i>	<i>Net Present Cost</i>
PCVE	Posto de Carregamento de Veículos Elétricos
<i>PHEV</i>	Veículo Híbrido <i>Plug-in</i>
<i>PV</i>	<i>Photovoltaic</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SAE	Sistema de Armazenamento de Energia
<i>SoC</i>	<i>State of Charge</i>
VE	Veículo Elétrico

1. INTRODUÇÃO

1.1. Enquadramento

A massificação da utilização de Veículos Elétricos (VEs) veio impulsionar a resolução do desafio do combate às alterações climáticas e à poluição nos centros urbanos, com o objetivo de fornecer uma resposta equilibrada e sustentável. Atualmente, recorrer a um VE para circular num centro urbano é uma forma de contribuir para a sustentabilidade do planeta.

Todos os VEs precisam de uma “fonte de energia”, ou “Sistema de Armazenamento de Energia”, SAE, para serem capazes de funcionar. Esta fonte de energia é, normalmente, uma bateria, aqui designada por Bateria de Veículo Elétrico (BVE), e é considerada como um componente principal na constituição dos VEs. É espetável que, ao longo do ciclo de vida destas baterias, a sua capacidade diminua, devido a diversos fatores como a exposição a baixas e altas temperaturas de funcionamento, os ciclos frequentes de cargas e descargas e a taxa de carga e de descarga. Estes fatores contribuirão para a redução de desempenho, bem como, inevitavelmente, o envelhecimento associado ao tempo, designado por “envelhecimento de calendário”, associado aos próprios processos eletroquímicos que vão causando degradação.

Dado que o volume de vendas de VEs tem aumentado consideravelmente nos últimos 10 anos, prevenendo-se um crescimento ainda mais acelerado, surge uma questão importante: O que fazer com as baterias de VEs depois de ter chegado ao fim de sua vida útil?

Têm-se estudado várias soluções para fornecer uma resposta sustentável à questão colocada. Vários estudos no âmbito do armazenamento de energia elétrica têm sido desenvolvidos quer por investigadores, quer por grandes fabricantes de automóveis. Destes, destaca-se a Nissan, sendo um grande impulsionador para um desenvolvimento sustentável do VE e um tratamento adequado às baterias após perderem a sua vida útil no VE. Posto isto, surge o conceito de dar uma nova vida nestas baterias, isto é, reutilizar estas baterias para aplicações estacionárias. À vista disto, é possível empregar este tipo de solução num sistema inteligente onde as fontes de energia são maioritariamente renováveis. Assim, é possível armazenar uma considerável quantidade de energia, que posteriormente poderá ser injetada na rede ou na instalação de consumo, possibilitando desta forma auxiliar a rede elétrica, podendo, até, ser utilizada para carregar um VE.

1.2. Motivação

A sociedade em que estamos inseridos depende fortemente da energia elétrica, e de facto o desenvolvimento económico está intrinsecamente relacionado com a produção e consumo da mesma. Na medida em que se intensificam as normas para a descarbonização dos centros urbanos, torna-se visível a nossa dependência no consumo da energia elétrica. As fontes de energia

renováveis são o alvo principal para a produção de energia, uma vez que as fontes de energia tradicionais na sua maioria são poluentes. Desta forma, a grande motivação deste trabalho é de propor soluções sustentáveis para captar o máximo de energia renovável e aumentar a disponibilidade de potência num posto de carregamento de VEs sem aumentar a potência contratada, através de soluções de armazenamento de energia, uma vez que as energias renováveis têm um carácter intermitente.

1.3. Objetivos e Metodologia

O objetivo deste trabalho consiste em fazer uma análise técnica e económica e propor uma solução de armazenamento para integração numa micro rede inteligente para mitigar os custos associados a um Posto de Carregamento de VEs em Coimbra.

Pretende-se, também, com este trabalho, estudar a possibilidade de ampliar o sistema, adicionando um carregador rápido ou semi-rápido sem recorrer ao aumento da potência contratada com a Rede Elétrica de Serviços Públicos (RESP). Para isso, propõe-se acrescentar um sistema de painéis fotovoltaicos, assim como avaliar a viabilidade técnica e económica de um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE) de baterias, que será constituída ou com baterias de iões de lítio de segunda vida, ou com baterias de iões de lítio novas.

1.4. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho encontra-se organizado pelos seguintes capítulos:

Após uma introdução, no primeiro capítulo, no segundo capítulo é apresentada uma abordagem geral sobre os postos de carregamento de VEs, sua constituição e os principais modos de carregamentos praticados nestas infraestruturas. É apresentada, também, a importância de se associarem fontes de energia renováveis a estes sistemas, visto que os VEs apresentam um impacto considerável na rede de distribuição.

O terceiro capítulo surge na perspetiva de apresentar uma alternativa de fontes de energia renovável que podem ser implementadas nestes postos de carregamento. Assim, apresenta-se a constituição de um sistema solar fotovoltaico, para servir também de introdução aos sistemas de produção de energia elétrica.

Dado o carácter da intermitência das fontes renováveis, introduziram-se no quarto capítulo as principais tecnologias de armazenamento, com maior ênfase nas baterias onde foram apresentados os principais conceitos e as diferentes químicas relacionadas. Adicionalmente, introduziu-se também o conceito de reutilização das baterias provenientes de VEs, que perderam parte da sua capacidade útil.

O quinto capítulo, surge com a intenção de interligar os capítulos anteriores, de modo a apresentar algoritmos de otimização da gestão de energia e potências dos diferentes sistemas. Assim, são apresentadas diferentes abordagens metodológicas e, em particular, apresenta-se o *software* de simulação, *HOMER Grid*, que foi eleito para modelação dos sistemas.

O sexto capítulo, apresenta o estudo de caso e proposta de cenários de melhorias, onde se podem verificar os principais resultados da simulação dos cenários considerados e a discussão dos mesmos.

Os capítulos finais, estão dedicados à apresentação das principais conclusões e propostas para desenvolvimentos futuros e por último à apresentação das referências bibliográficas e anexos.

1.5. Publicação Científica

Artigo aceite para publicação e apresentado:

Lucélio M. da Costa, Paulo G. Pereirinha, “Technical-Economic Analysis of a Power Supply System for Electric Vehicle Charging Stations using Photovoltaic Energy and Electrical Energy Storage System”, 3th EAI International Conference on Sustainable Energy for Smart Cities, Portugal, 24-26 November 2021.

2. POSTOS DE CARREGAMENTO DE VEs

2.1. Introdução

Para atender à utilização em massa de VEs surge a necessidade de instalar infraestruturas para os postos de carregamento. Os modos de carregamento e infraestruturas que se destinam a esse fim têm um grande impacto no modo como as pessoas usam, ou possam vir a usar, os VEs e, naturalmente, têm impacto em como estes veículos são inseridos no mercado (Pinto, 2014).

Os sistemas de VEs são constituídos por dois integrantes principais, nomeadamente o próprio VE e os equipamentos que são indispensáveis para se ligar com a rede elétrica. Visto que os SAE dos VEs possuem baixa densidade de energia, relativamente aos veículos convencionais, muitos desses veículos têm um campo de ação mais pequeno, o que ainda dificulta a sua aceitação pelo mercado a uma escala maior. Portanto, a redução do tempo de carregamento e acessibilidade a postos de carregamento para esse mesmo fim devem ser analisadas. Entender estes sistemas e as suas perspetivas de desenvolvimento e estruturas de apoio deve ser uma prioridade para o prevalectimento da mobilidade elétrica (Pinto, 2014).

Um posto de carregamento de VE, é um local onde os veículos elétricos híbridos *plug-in*, *PVEH* (ou do inglês, *PHEV*), e veículos totalmente elétricos podem carregar as suas baterias, usando a rede elétrica. Estas infraestruturas podem ser constituídas por pontos de carregamento lento ou rápido. A norma internacional IEC 61851 estabelece quatro modos de carregamento para os VEs, sendo o modo 3 a solução mais vantajosa em corrente alternada e o modo 4 a utilizada em carregamentos rápidos e ultra-rápidos, em corrente contínua. Os atuais modos de carregamento que a norma IEC 61851 contempla são os seguintes:

2.2. Modo 1

O Modo 1 de carregamento foi o primeiro modo a surgir e é representado pela ligação do VE à rede de alimentação através de uma tomada normalizada, nomeadamente tomada doméstica do tipo *Schuko*, ou tomada industrial respeitando a norma EN 60309 (SGORME, 2011), (Silva, 2016). A alimentação é feita usando a rede de alimentação monofásica (250 V max) ou trifásica (480 V max), garantindo que a corrente máxima por fase não seja superior a 16 A, não ultrapassando uma potência de 3 kW, o que torna o Modo 1 mais lento, mas em compensação é o modo com o custo mais reduzido de implementação (Pinto, 2014). A ilustração do Modo 1 de carregamento, é apresentada na figura seguinte:

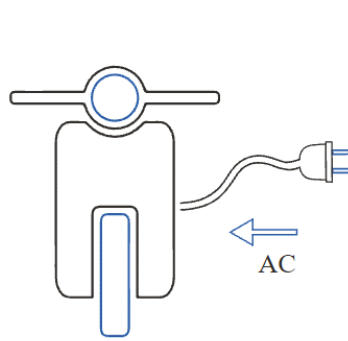


Figura 2.1. Modo 1 de carregamento de VE (Ferrari, 2020).

De forma a utilizar o Modo 1 de carregamento adequadamente, é importante garantir a existência de um sistema de terra de proteção e um disjuntor diferencial de elevada sensibilidade de calibre $I_n \leq 30 \text{ mA}$. Geralmente, este modo de carregamento está relacionado com carregamento feito em casa, uma vez que é feito de uma maneira simples. Todavia, apresenta algumas limitações, associadas ao tempo lento de carregamento.

2.3. Modo 2

Ao contrário do modo 1, o Modo 2 é complementado por um sistema de segurança entre o ponto de ligação à rede elétrica e o VE, denominado caixa de controlo no cabo, ou em inglês *In-cable Control Box (ICCB)*, que está instalada numa das extremidades do cabo e de onde sai uma ficha normalizada (doméstica ou industrial) para ligação à rede elétrica (Ferrari, 2020), (Silva, 2016). Na outra extremidade do cabo existe uma ficha compatível com Modo 3 para ligar ao VE.

Para este modo de carregamento, a corrente está limitada a 32 A para uma ligação monofásica e trifásica, permitindo desse modo um carregamento de 7,4 kW ou 22 kW. Geralmente este modo de carregamento, é referente a um tipo de carregamento lento uma vez que, os tempos de carregamento são elevados (Riscado, 2017).

Para melhor ilustração do Modo 2 de carregamento, podemos observar a figura que se segue:

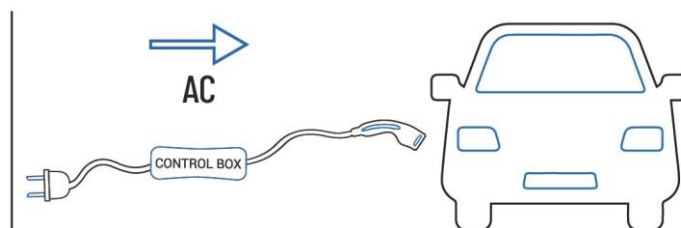


Figura 2.2. Modo 2 de carregamento de VE (Ferrari, 2020).

2.4. Modo 3

Segundo a norma EN/NP 61851, o Modo 3 corresponde a um sistema de fornecimento de energia em corrente alternada (AC), desenvolvido precisamente para VEs. Este sistema veio garantir a segurança do processo de carregamento de um VE, nomeadamente contra riscos resultantes de eventuais falha do operador e muitas vezes de defeito de isolamento elétrico existentes no VE, bem como também prevenir falhas no cabo de ligação ou nas tomadas de fornecimento (SGORME, 2011).

Este modo exige que o VE seja carregado por meio de um sistema de energia que está permanentemente conectado à rede elétrica. A caixa de controlo está integrada diretamente no ponto de carregamento dedicado, como podemos observar na Figura 2.3. Os postos de carregamento que operam com o Modo 3, geralmente, permitem o carregamento até 32 A e 250 V, em monofásico, e até 32 A e 480 V, em trifásico (Ferrari, 2020).

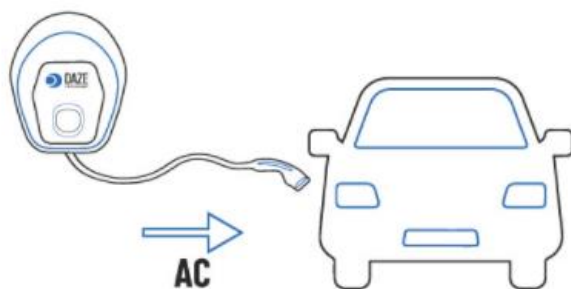


Figura 2.3. Modo 3 de carregamento de VE (Ferrari, 2020).

Neste modo de carregamento, é possível efetuar carregamentos rápidos, utilizando fichas e tomadas específicas para VE com funções de controlo e proteção instaladas. Estes tipos de tomadas (e fichas) são definidos pela norma IEC 62196-2: 2016 onde se encontram três tipos de tomadas distintas que serão apresentadas a seguir (SGORME, 2011), (Pereirinha *et al*, 2016):

- Tipo 1: Estes tipos de tomadas são comumente denominadas de “Yazaki”, e são populares principalmente em países como Japão e EUA. São utilizadas, nomeadamente, nos modelos Nissan Leaf, Mitsubishi I-MiEV, Citroen C-Zero e Peugeot I-On. São constituídas por 5 pinos: fase, neutro, terra, detetor de inserção e piloto de controlo, conforme apresentado na Figura 2.4.



Figura 2.4. Tipo 1 (SAE J1772, 2021).

- Tipo 2: Estes tipos de tomadas são utilizadas na Europa, também são conhecidas como *Mennekes* e são usadas em VEs como Smart, Renault e principalmente em veículos de fabrico europeu. A alimentação é trifásica até 22kW, suporta uma corrente de até 32 A por fase, e é constituída por 7 pinos nomeadamente: três fases, neutro, terra, detetor de inserção e piloto de controlo, conforme ilustrado na Figura 2.5.



Figura 2.5. Tipo 2 (*Type 2 Connector*, 2021).

- Tipo 3: As tomadas deste tipo são conhecidas como “Scame” da *EV Plug Alliance*. Numa fase inicial foi bastante difundida na França, mas em janeiro de 2013, a comissão europeia definiu o “Tipo 2” como conector padronizado para toda Europa, pelo que a Scame está em desuso desde o final de 2015. Análoga as tomadas do Tipo 2, as tomadas Scame possuem 7 pinos e o carregamento pode ser monofásico ou trifásico, tendo nesta situação, 32 A por fase e a potência máxima de 22 kW. Podemos observar na Figura 2.6 um exemplo deste tipo de tomadas.



Figura 2.6. Tipo 3 (Electric2car, 2020).

2.5. Modo 4

O Modo 4 de carregamento é o único modo que fornece diretamente corrente contínua ao VE e é caracterizado também por permitir cargas rápidas. Este modo utiliza um conversor externo (Figura 2.7) para converter a corrente alternada em corrente contínua (AC/DC) (Ferrari, 2020). Uma das características deste modo de carregamento, resulta do facto destas correntes serem bastante elevadas, pelo que o custo do equipamento de abastecimento de VE e de implementação é muito maior quando comparada com os modos de carregamento anteriores (Pinto, 2014).

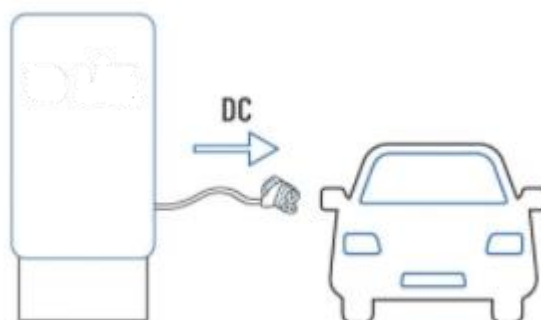


Figura 2.7. Modo 4 de carregamento de VEs (Ferrari, 2020).

Para permitir carregamentos rápidos de VE no Modo 4, foram criados diferentes sistemas de carregamento, nomeadamente, segundo a norma japonesa denominado *CHAdeMO*, segundo as normas chinesas denominadas *Guobiao standards* (ou *GB/T*), e segundo a norma internacional EN 62196-3 denominado *CCS (Combined Charging System, ou Combo)*, com uma variante americana, *CCS 1*, e outra europeia, *CCS 2*. Estas normas diferenciam-se particularmente, no protocolo de comunicação, no cabo conector e nos procedimentos de segurança conforme pode ser observado na Tabela 2.1 (Ferrari, 2020), (Suarez *et al*, 2019), (Pereirinha *et al*, 2016).

Além das tomadas apresentadas na Tabela 2.1, ainda existem outros carregadores de modo DC, em particular os supercarregadores destinados aos VEs da Tesla (Tesla e Wikiwand, 2021).



Figura 2.8. Supercarregadores da Tesla, adaptado de (Tesla e Wikiwand, 2021).

Sistemas de Carregamento em DC				
	CHAdeMo	GB/T	CCS 1	CCS 2
Conector				
Entrada do VE				
Protocolo de Comunicação	CAN	CAN	PLC	PLC

Tabela 2.1. Sistemas de Carregamento em DC, adaptado de (Pereirinha *et al*, 2016).

Apresentados os diferentes modos de carregamento, é importante levar em consideração que os VEs podem apresentar um impacto considerável na rede de distribuição, pois utilizam uma grande quantidade de energia elétrica e a solicitação de potência elevadas pode muito facilmente provocar picos de consumo, em particular em postos de carregamento rápido. Analisando do ponto de vista do operador de sistemas de distribuição, as perdas de energia durante o carregamento são uma preocupação. Mas não só as perdas se apresentam como um problema, já que a qualidade de energia é afetada, devido a alterações nos perfis de tensão, desequilíbrios, existência de maior quantidade de componentes harmónicos, e muitos outros problemas.

Para mitigar os problemas apresentados no parágrafo anterior, uma forma bastante interessante, será o aproveitamento dos recursos solares, recorrendo assim, a um sistema de geração de energia fotovoltaica que pode ser facilmente projetado neste tipo de infraestrutura de posto de carregamento de VEs. Assim, a secção seguinte apresentará uma breve visão sobre a tecnologia fotovoltaica.

3. SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

3.1. Células Fotovoltaicas e o Efeito Fotovoltaico

A célula fotovoltaica é definida como um dispositivo capaz de transformar a energia solar, ou outra fonte de luz, em energia elétrica. Comumente, estas células, são designadas de “células solares” porque são usadas principalmente para converter a luz solar em energia elétrica. Atualmente, as células usadas na maioria das aplicações apresentam um rendimento de conversão na ordem de 10 a 20%. Existem também células de maiores rendimentos de conversão, com rendimentos de até 28 %, utilizadas precisamente para aplicações mais especializadas, devido o seu custo elevado, como por exemplo, células solares para o uso da indústria espacial (CCBS Energia, 2019).

As células fotovoltaicas são formadas por duas camadas finas de materiais semicondutores do tipo p e semicondutores do tipo n, como é ilustrado na Figura 3.1.

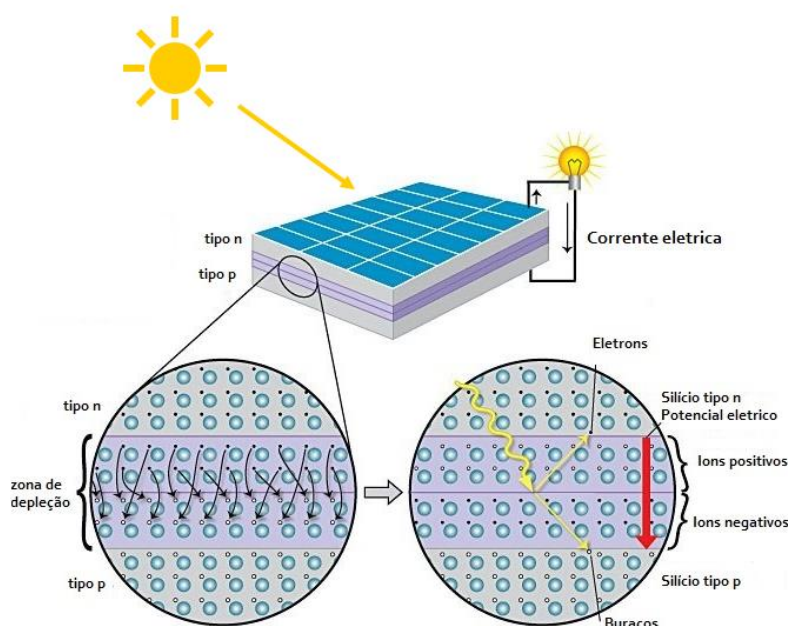


Figura 3.1. Célula fotovoltaica de silício (MEE, 2016).

Quando a radiação solar incide sobre a célula fotovoltaica, os elétrons são excitados pelos fótons, de modo que os elétrons se movimentam para o terminal negativo e as lacunas, ou comumente também denominadas como buracos, são enviadas para o terminal positivo. Este movimento gera uma diferença de potencial que, com o auxílio do circuito externo, ligado aos terminais da célula, permite a criação de um fluxo de elétrons ou seja criação de corrente elétrica (Justo, 2018).

A intensidade da corrente elétrica gerada é diretamente proporcional à intensidade da luz incidente. É importante salientar que uma célula fotovoltaica não armazena energia elétrica. Simplesmente mantém o fluxo de eletrões enquanto existir incidência da luz sobre a célula (Justo, 2018).

3.1.1. Modelos Teóricos

No domínio do estudo de dispositivos fotovoltaicos, é comum representar os dispositivos recorrendo a circuitos equivalentes, permitindo desta forma estudar o comportamento dos mesmos. As células fotovoltaicas podem ser representadas através de diferentes modelos teóricos. De seguida, na Tabela 3.1, são tidos em consideração os modelos mais comuns (Justo, 2018): a) o modelo ideal; b) modelo de um diodo e c) modelo de dois diodos. Adicionalmente, existem ainda outros modelos para as células fotovoltaicas que tem surgido, como é o caso do modelo multidíodo, modelo *bishop*, dentre outros. Mas, devido à grande complexidade destes modelos, o uso é limitado.

Modelo	Circuito Equivalente
a) Modelo ideal	
b) Modelo de um diodo	
c) Modelo de dois diodo	

Tabela 3.1. Modelo teórico das células fotovoltaicas, adaptado de (Justo, 2018).

O modelo ideal da célula fotovoltaica, conforme apresentado na Tabela 3.1, é geralmente utilizado para explicar os conceitos elementares inerentes ao princípio de funcionamento das células fotovoltaicas, mas não é utilizado na simulação do comportamento real das células fotovoltaicas. Deste modo, foi introduzido o modelo de um diodo que apresenta características mais próximas do modelo real, levando em consideração a resistência dos elétrodos e a resistência ao fluxo da corrente, resultando na modelação de uma resistência em série expressa por (R_s) na

saída, caracterizando assim as perdas de condução. Com vista à representação das correntes de fuga da junção pn, uma resistência em paralelo (R_p) com o diodo também é adicionada neste modelo. Todavia, o modelo de um diodo, para valores de radiação baixos apresenta precisão insuficiente. Desta forma o modelo de dois diodos é introduzido para descrever com maior precisão os fenómenos físicos ao nível da junção pn (Justo, 2018).

3.1.2. Influência dos Fatores Externos

Existem dois grandes fatores que influenciam diretamente no desempenho de uma célula fotovoltaica, nomeadamente (Justo, 2018): a) intensidade da radiação solar incidente e a b) temperatura de operação.

- **Intensidade da radiação solar incidente:**

A intensidade da radiação solar incidente representa um fator que se modifica a cada instante devido ao movimento de rotação da terra em torno do seu próprio eixo e ao movimento de translação à volta do sol. Assim, quando a intensidade da radiação solar incidente for máxima, a corrente produzida pela célula fotovoltaica também será máxima. Do mesmo modo, quando a intensidade de radiação solar for baixa, a corrente gerada diminui na mesma proporção. Em seguida, é apresentada na Figura 3.2, a variação da curva da corrente (I) e tensão (V) com diferentes valores de intensidade da radiação solar incidente.

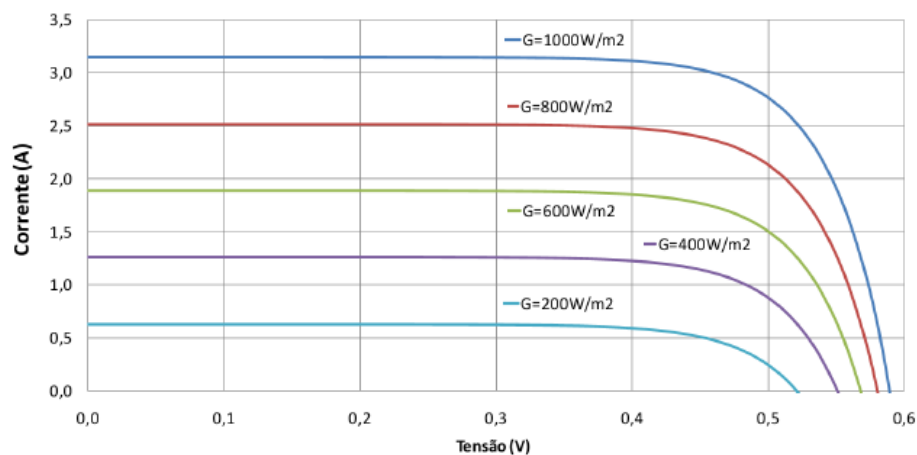


Figura 3.2. Variação da curva corrente (I) e tensão (V) em função da radiação solar (Silva, 2016).

- **Temperatura de operação:**

A temperatura de operação é um fator imprescindível em qualquer projeto de sistema solar fotovoltaico, visto que, as células recebem diretamente a radiação solar que podem provocar um aquecimento elevado e danificar as mesmas. Também é interessante observar que, uma

percentagem considerável da incidência solar não é convertida em energia elétrica, mas sim em calor (efeito de Joule).

A Figura 3.3 apresenta a variação da curva da corrente (I) e tensão (V) em função da temperatura, e deste modo podemos observar que a corrente de curto-circuito varia inexpressivamente com o aumento da temperatura, sendo frequentemente desprezada nos cálculos, uma vez que a potência de saída e a tensão de circuito aberto decrescem com o aumento da temperatura.

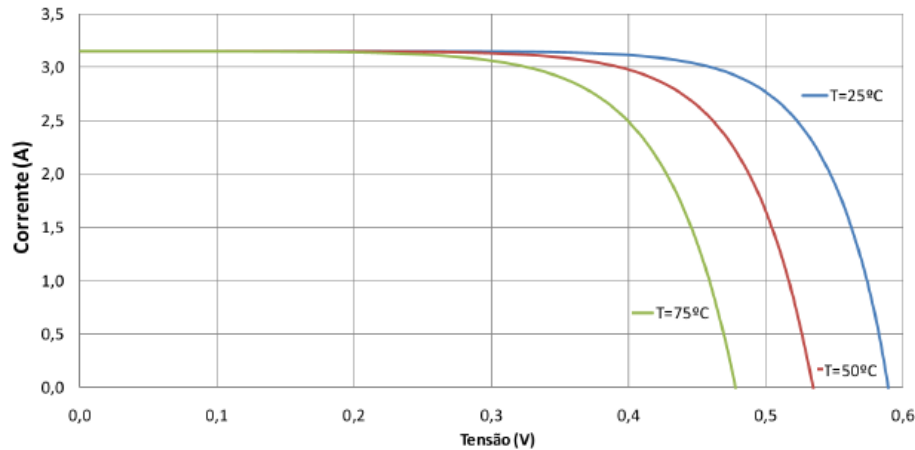


Figura 3.3. Variação da curva corrente (I) e tensão (V) em função da temperatura (Silva, 2016).

3.2. Painéis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos surgem com o objetivo de obter maiores valores de potência, visto que uma célula fotovoltaica é capaz de gerar entre 0,5 a 0,6 V, correspondentes a 2 ou 3 W, considerando células de silício (Justo, 2018). A Figura 3.4 mostra a composição de um módulo solar, constituído por um conjunto de células, sendo aqueles agrupados para constituir um painel fotovoltaico (Painel Solar). A Figura 3.4 Apresenta também a ligação em paralelo dos painéis, formando assim uma matriz fotovoltaica (ou Matriz Solar).

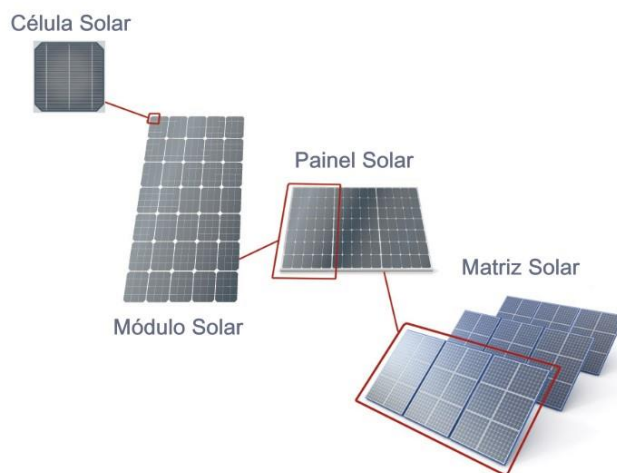


Figura 3.4. Constituição dos painéis fotovoltaicos (Reis, 2015).

Os painéis fotovoltaicos podem ser ligados em série ou em paralelo com o objetivo de aumentar a potência máxima, como já foi previamente referido. A ligação em série permite um aumento na tensão de saída, mantendo o valor da corrente constante. A ligação é realizada soldando os contatos frontais de cada célula aos contactos posteriores da célula seguinte, de forma a ligar o polo negativo (parte frontal) da célula com o polo positivo (parte posterior) da célula seguinte. Estes terminais de início e de fim da fileira de células são denominados como “strings” (Justo, 2018). Na Figura 3.5 apresenta-se esquematicamente uma representação de associação em série de n módulos fotovoltaicos.

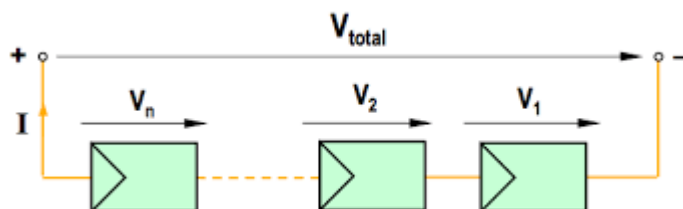


Figura 3.5. Ligação em série de células fotovoltaicas (Carneiro, 2010).

Segundo a Figura 3.5, as relações de corrente (I) e da tensão (V) podem ser expressas pela Equação (3.1) e pela Equação (3.2) da seguinte maneira:

$$V_1 = V_2 = \dots V_n = V \rightarrow V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n = n \cdot V \quad (3.1)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \quad (3.2)$$

É importante referir que na associação de módulos fotovoltaicos devem ser utilizados módulos do mesmo tipo, de modo a otimizar a potência do sistema. Na associação em paralelo entre módulos individuais, pretende-se conseguir correntes mais elevadas e manter o nível de tensão estipulada no módulo. A Figura 3.6 apresenta esquematicamente a associação em paralelo de n módulos fotovoltaicos.

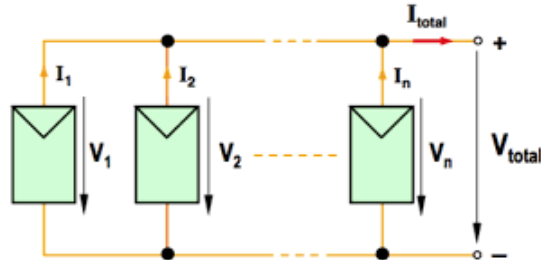


Figura 3.6. Ligação em paralelo de células fotovoltaicas (Carneiro, 2010).

Nesta situação, podemos observar que a corrente total (I_{total}) será igual a soma das correntes parciais em cada módulo fotovoltaico e a tensão total (V_{total}) será mantida constante aos terminais de cada painel fotovoltaico. Posto isto, as relações de corrente (I) e da tensão (V) podem ser expressas pela Equação (3.3) e pela Equação (3.4) da seguinte maneira:

$$I_1 = I_2 = \dots I_n = I \rightarrow I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n = n \cdot I \quad (3.3)$$

$$V_{total} = V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (3.4)$$

Nos sistemas fotovoltaicos com ligação à RESP, é habitual efetuar-se a ligação de várias fileiras de módulos ligados em paralelo. A Figura 3.7 apresenta de forma esquemática a ligação mista de módulos fotovoltaicos.

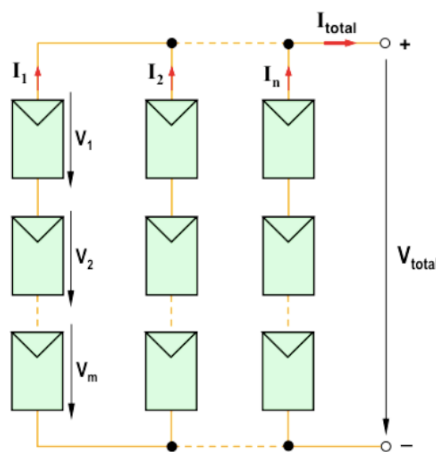


Figura 3.7. Ligação mista de células fotovoltaicas (Carneiro, 2010).

Na ligação mista de módulos fotovoltaicos, consegue-se características da associação em série e em paralelo. Deste modo, obtêm-se valores mais elevados de corrente e de tensão.

De modo a adotar estes sistemas descritos, o subcapítulo seguinte, introduz os sistemas de produção de energia elétrica, nos quais, são utilizados os painéis fotovoltaicos, servindo de suporte à RESP, ou mesmo em sistemas isolados, isto é, sistemas sem ligação à RESP.

3.3. Sistemas de Produção de Energia Elétrica

Os sistemas de produção de energia elétrica podem ser classificados em três diferentes grupos, especificamente, sistemas ligados à rede elétrica, sistemas isolados ou autónomos, e sistemas híbridos (Justo, 2018). Em seguida, será apresentada uma descrição sucinta dos diferentes sistemas.

3.3.1. Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas ligados à rede elétrica são geralmente conhecidos como sistemas *on-grid*. Estes sistemas dividem-se em:

- Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) – neste tipo de sistema o excesso de produção é injetado na RESP;
- Unidade de Pequena Produção (UPP) – neste tipo de sistema é injetada o total da produção na RESP.

Em ambos sistemas, procura-se obter um rendimento suplementar do maior valor que é pago por cada unidade de energia elétrica injetada na RESP. A produção pode ser centralizada ou descentralizada. Na produção centralizada, as centrais fotovoltaicas, localizam-se em áreas despovoadas e geralmente afastadas dos centros urbanos, visto que existe a necessidade de ocupar grandes áreas, e normalmente a energia é fornecida à RESP de média tensão. De outro modo, na produção descentralizada os sistemas são geralmente instalados em edifícios ou perto a estes, uma vez que a instalação deve-se localizar junto a carga, ainda que seja possível em média tensão. Mas, na maior parte dos casos a instalação é feita em baixa tensão na rede de distribuição. Uma representação típica deste tipo de sistemas é mostrada na Figura 3.8.



Figura 3.8. Sistema PV ligado à RESP (Justo, 2018).

Como podemos observar na figura acima, os elementos que constituem estes tipos de sistemas são de uma forma geral os mesmos, alterando apenas a quantidade. Esta variação da quantidade vai definir o tipo de produção, que pode dividir-se em pequena produção de energia e em grande produção de energia. Um dos fatores que irá distinguir os dois tipos de produção será a sua dimensão, isto é, a área de terreno que ocupam. Em alguns casos, é comum considerar a instalação de um transformador elevador, principalmente para potências de produção elevadas.

Independentemente deste tipo de sistema na sua maioria não incluem um sistema de armazenamento, estes podem ser acrescentados, do mesmo modo que podem ser instalados um gerador de apoio de modo a conceber um sistema de *backup* para assegurar o fornecimento ininterrupto de energia na ausência da radiação solar bem como no corte da energia fornecida pela RESP. Nas situações em que o remanescente de energia é injetado na RESP, é imprescindível, para este tipo de configuração, um contador de energia como método de registo da energia vendida. Estes podem ser unidirecionais ou bidirecionais, em conformidade com o tipo de contrato feito com a empresa que fornece energia elétrica.

3.3.2. Sistemas Isolados ou Autónomos

Os sistemas isolados ou autónomos, também comumente conhecidos como sistemas *off-grid*, são sistemas que revelam um grande interesse nos casos onde a rede elétrica de serviço público (RESP) é inexistente por alguma razão, nomeadamente razões técnicas e/ou económicas ou também para utilizações em países com infraestrutura elétrica quase inexistente. Esses sistemas, também podem ser utilizados em uma escala reduzida como é o caso de dispositivos eletrónicos, tais como, calculadoras, telefones, etc., (Justo, 2018).

Estes sistemas geralmente são incorporados com um sistema de armazenamento com baterias, mas também pode não existir um sistema de armazenamento. Quando existe armazenamento, este sistema é constituído particularmente por um conjunto de módulos PV, um controlador de carga, um *pack* de baterias e um inversor, como ilustrado na Figura 3.9. Os controladores de

carga, como o próprio nome já especifica, controlam a carga das baterias, isto é, evitam a sobrecarga e a descarga profunda. As baterias, por sua vez devem ter capacidade necessária para alimentar a carga no momento em que os módulos PV não estiverem a produzir energia. No entanto, é importante salientar que a utilização de baterias nesses sistemas encarece o custo da instalação (Justo, 2018).

Em situações que não existe sistema de armazenamento, a energia produzida pelos módulos PV é consumida diretamente pelas cargas. Geralmente este tipo de topologia é utilizada para bombeamento de água, e, visto que não utilizam baterias para armazenar energia, o custo da instalação será reduzido e também terá uma menor manutenção.



Figura 3.9. Sistema PV isolado com armazenamento (Justo, 2018).

3.3.3. Sistemas Híbridos

Um sistema é considerado híbrido quando permite a integração de um sistema fotovoltaico com outros tipos de sistemas de produção de energia. Estes outros tipos de sistemas podem ser, nomeadamente, um sistema de gerador a diesel ou um sistema de geração de energia eólica, que se destinam a garantir a alimentação contínua da carga mesmo na ocorrência de baixa radiação solar. A união destes sistemas possibilitará reforçar o aproveitamento energético do local, bem como a diminuição do número de módulos PV que resultará numa solução mais apelativa economicamente. A combinação destes sistemas oferecerá uma maior fiabilidade e continuidade de serviço, sabendo que estes podem ter ou não sistemas de armazenamento. Todavia, estes sistemas têm de dispor de equipamentos com sistemas de controlo mais complexos quando comparados com os sistemas isolados, o que resultará numa solução mais cara. A Figura 3.10, apresenta a configuração típica deste tipo de sistema.

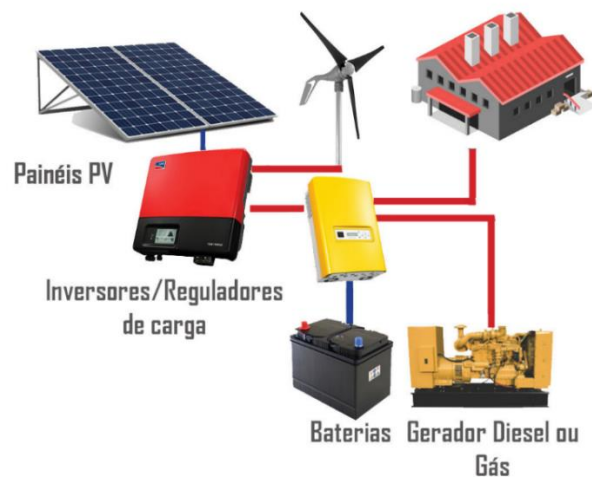


Figura 3.10. Sistema PV híbrido com armazenamento de energia (Justo, 2018).

3.3.4. Inversores Solares

O inversor solar é um equipamento que permite a ligação entre o sistema PV e as cargas em AC. A sua principal função compreende a conversão do sinal elétrico gerado pelo sistema PV, em corrente contínua (DC), num sinal elétrico em corrente alternada (AC) e adaptá-la para a frequência e o nível de tensão pretendido. Os inversores podem ser classificados com a sua possibilidade ou não de ligação à RESP, ou seja, inversores ligados à rede (*on-grid*) e inversores autónomos (*off-grid*). Seguidamente, e de forma sucinta, serão descritas as principais diferenças dos inversores *on-grid* e *off-grid* (Justo, 2018), (Rodrigues, 2019).

Os inversores *on-grid* são aqueles projetados para trabalharem diretamente com a RESP. Deste modo, os inversores estarão constantemente ligados à rede e, é imprescindível possuírem capacidade de garantir uma corrente AC com qualidade, isto é, um sinal livre de componentes harmónicas. Adicionalmente, estes equipamentos devem ser capazes de encontrar qualquer irregularidade que possa surgir na RESP, nomeadamente tensões ou frequência flutuantes e especialmente quedas de tensões.

Por outro lado, os inversores *off-grid* são utilizados para permitir a alimentação direta das cargas, dependendo apenas do sistema de armazenamento com baterias. Estes inversores são comumente utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados, uma vez que, não possuem capacidade de se ligarem à RESP. Certamente existem diferentes características que diferenciam os inversores *on-grid* dos inversores *off-grid*. A Tabela 3.2, em seguida, apresenta as principais diferenças entre os dois tipos de inversores em cenários distintos.

	Inversor <i>On-Grid</i>	Inversor <i>Off-Grid</i>
Energia produzida é superior ao consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Energia dos painéis alimenta as cargas e as baterias; • Energia restante é injetada na rede 	<ul style="list-style-type: none"> • Energia dos painéis alimenta as cargas e as baterias; • Energia restante não pode ser injetada na rede
Consumo superior à energia gerada	<ul style="list-style-type: none"> • Alimenta as cargas da instalação que depende do sistema de produção e da rede; 	<ul style="list-style-type: none"> • Não consegue alimentar a totalidade das cargas e fica dependente da capacidade armazenada na bateria;
Não existe consumo e bateria totalmente carregada	<ul style="list-style-type: none"> • Energia gerada pela produção é injetada diretamente na rede elétrica 	<ul style="list-style-type: none"> • Energia gerada não é aproveitada, tornando-se desperdício

Tabela 3.2. Diferença entre inversores *on-grid* e *off-grid*, adaptado de (Rodrigues, 2019).

Existem diferentes marcas de inversores e com diferentes características no mercado. O Anexo D apresenta uma lista dos principais fabricantes de inversores solares.

4. ARMAZENAMENTO DE ENERGIA

4.1. Visão Geral Sobre a Necessidade de Armazenamento

A energia é um elemento primordial para o crescimento de qualquer sociedade, num mundo cada vez mais industrializado. O pré-requisito de desenvolvimento de uma sociedade é baseado no crescimento de áreas como: agricultura, mobilidade e um conjunto diversificado de campos, pelo que a energia é sem dúvida indispensável (Costa, 2014).

Existem inúmeras aplicações presentes no nosso dia a dia, que necessitam de um Sistema de Armazenamento de Energia (SAE). Um exemplo vulgar são às baterias dos nossos telemóveis e dos nossos computadores portáteis. Estes exemplos de aplicação que são bastantes populares, demonstram a importância dos SAE na realização das nossas tarefas diárias, uma vez que, grande parte dos cidadãos comuns no modelo da sociedade onde estamos inseridos utiliza um telemóvel ou tem acesso a um computador portátil.

Uma das aplicações dos SAE, que também é bastante relevante, do ponto de vista macro de armazenamento de energia, é o armazenamento de energia ao nível da rede elétrica. Além da função primordial, de armazenar a energia, permitem também, resolver outros desafios impostos pelos sistemas da rede elétrica, nomeadamente compensar falhas de geração de energia, de modo a garantir a continuidade de serviço, equilibrar os picos de tensão, regular a frequência da rede e particularmente, garantir a estabilidade da rede elétrica (Penisga, 2016), (Pereira, 2017).

A necessidade crescente do armazenamento de energia elétrica, resulta precisamente do aumento do consumo energético, que de certa forma, coexiste com a transição das redes elétricas tradicionais para redes elétricas inteligentes, em inglês *smart grid* (Pereira, 2017). As *smart grids*, estão associadas quase sempre, na sua constituição, com as fontes de energia renováveis nomeadamente as fontes de energia eólicas e as fontes de energia fotovoltaicas. A Figura 4.1, ilustra a representação típica de uma *smart grid* (Tip, 2021).

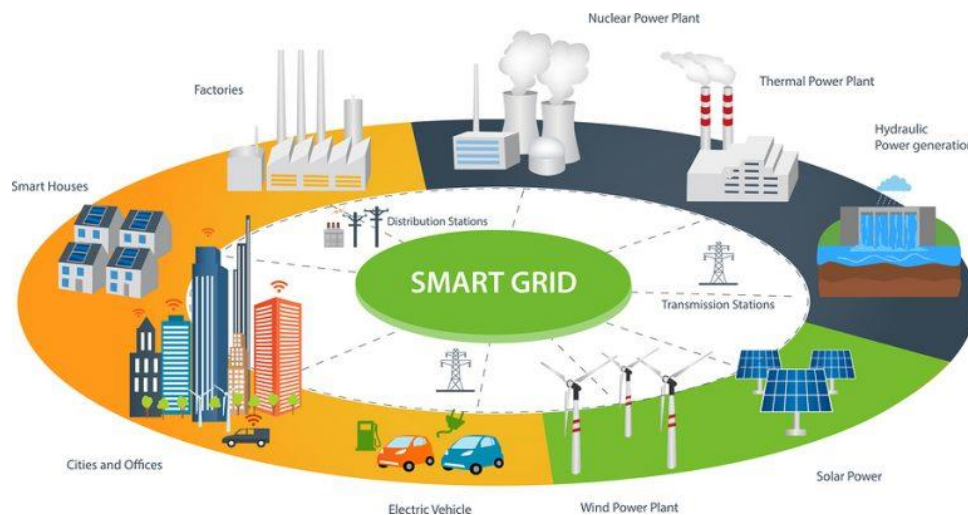


Figura 4.1. Representação típica de uma *smart grid* (Tip, 2021).

Uma *smart grid*, pode ser definida como o fluxo bidirecional de eletricidade e informação, pelo que esta tecnologia é bastante vantajosa na resolução de problemas que comumente afetam a rede elétrica, nomeadamente o pico de procura. Essa tecnologia vem dar solução, por exemplo, na previsão do pico da procura considerando vários cenários (Tip, 2021).

Um aspecto que merece ser levado em consideração, resulta do crescente aumento da utilização dos VEs. Não só o armazenamento pode ser considerado numa perspetiva de utilização *vehicle-to-grid*, bem como de soluções indicadas por alguns fabricantes de VEs que integram um SAE complementar, com recurso a baterias. Perante o crescente número de indústrias e consumidores, particularmente a inclusão em massa dos VEs, espera-se que a procura por energia aumente exponencialmente num futuro breve e, logo, se irá acentuar mais a necessidade de criar redes mais eficientes (Pereira, 2017), (Tip, 2021).

Do ponto de vista da necessidade de redes mais eficientes, as fontes de energias renováveis são uma mais-valia para os sistemas de energia inteligente, uma vez que apresentam uma baixa emissão de gases nocivos para o ambiente e baixos custos de implementação, quando comparadas com os sistemas tradicionais de produção de energia. Porém, estes sistemas são intermitentes, isto é, dependem das condições climáticas para produção de energia (Pereira, 2017).

Em consequência, o efeito da intermitência causa desequilíbrio entre a produção e o consumo. Todavia, esta dificuldade poderá ser solucionada com técnicas existentes de previsão (por exemplo, previsões baseadas na análise de séries temporais e previsões baseadas em redes neurais), bem como a implementação de um SAE no sistema elétrico (Penisga, 2016), (Pereira, 2017).

Na perspetiva de utilizar um SAE, espera-se que, a energia armazenada poderá ser aproveitada em períodos em que possam ocorrer falhas no fornecimento de eletricidade ou mesmo uma diminuição considerável na produção, garantindo assim, um equilíbrio entre a produção e o consumo (Pereira, 2017).

Existem várias aplicações de auxílio à integração de energia renováveis, onde podemos utilizar um SAE. Estas aplicações, comumente, estão associadas à necessidade de equilibrar a natureza intermitente das fontes de energia renováveis. Desde a colaboração em serviços auxiliares,

nomeadamente a regulação e controlo da frequência e tensão das redes com alta penetração de energia renovável, até ao reforço no balanceamento da carga/geração fornecendo ou absorvendo energia quando ocorrem desequilíbrios (Martins, 2016), (Glória, 2017).

Um dos fatores bastante interessante de se salientar, consiste no alisamento do diagrama de carga, ou seja, mediante a mudança de consumo de energia elétrica em horas de ponta ou cheia para horas de vazio, é possível diminuir o excesso de potência no trânsito das linhas de transporte e de distribuição de energia elétrica (Pereira, 2017).

Do mesmo modo, o SAE contribui para reduzir a instalação de novos centros de produção (ou expansão dos existentes) para satisfação dos picos de consumo, o que resulta na redução do investimento em novas infra-estruturas do sistema elétrico. Contudo, o SAE oferece uma gestão eficiente do diagrama de carga, mediante a energia produzida ao longo do dia, que pode ser armazenada e utilizada durante horários de pico ou de cheia (Pereira, 2017), (Martins, 2016).

A Figura 4.2 apresenta um exemplo claro de um consumo de uma residência típica portuguesa, em que os seus consumos mais significativos estão entre as 6:00 e as 8:00 e entre as 19:00 e as 23:00, quer isto dizer, os horários em que as pessoas se encontram em casa e, naturalmente, precisam de energia elétrica. Logo, fora destes horários, os consumos são expressivamente baixos (Cruz *et al.*, 2017).

Ainda sobre o exemplo da Figura 4.2, repare-se que com a integração de um SAE, será possível armazenar a energia produzida por um sistema fotovoltaico durante o dia, para que seja possível a sua utilização nas horas de maior procura. Note-se também que, esta transferência de energia só fará sentido se o encargo do kWh armazenado for menor do que o encargo do kWh da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) (Cruz *et al.*, 2017).

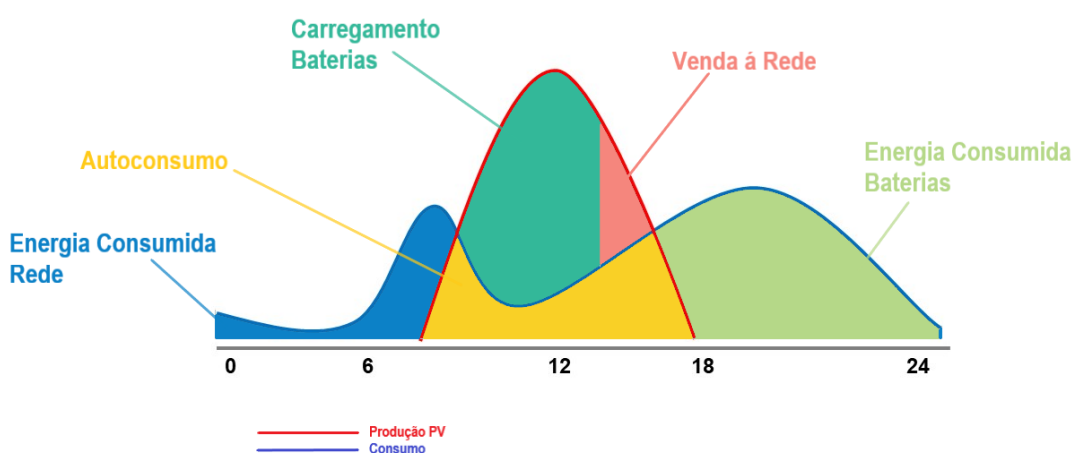


Figura 4.2. Perfil de geração e consumo de uma residência com PV + SAE, adaptado de (Cruz *et al.*, 2017).

Todavia, com a dificuldade de armazenar energia elétrica, conduziu-se ao desenvolvimento de técnicas capazes de transformarem a energia elétrica num estado possível de se armazenar (Martins, 2016). Nos dias de hoje, já existem diferentes tecnologias que permitem converter a

eletricidade em outros tipos de energia, sendo as principais técnicas de armazenamento de energia apresentadas de seguida (Pereira, 2017), (Martins, 2016), (Asian Development Bank, 2018).

4.2. Tecnologias de Armazenamento de Energia

O presente subcapítulo, tem como objetivo apresentar de uma forma ilustrativa as principais tecnologias utilizadas em sistemas de armazenamento de energia. Em particular, estudar-se-á com maior ênfase, o sistema de armazenamento de energia que utiliza baterias, tendo em conta que o lítio é o principal metal, elegido atualmente pelos fabricantes para baterias de VEs, por decorrência de diversos fatores, nomeadamente o seu peso reduzido e a alta densidade de energia. Certamente, o lítio fará parte das nossas vidas ao longo das próximas décadas, pelo que é proposto neste trabalho um sistema de armazenamento que utiliza baterias de lítio (Público, 2021).

Dada a dificuldade de armazenar energia elétrica, esta é normalmente convertida em outros tipos de energia, nomeadamente em energia mecânica, eletroquímica, química e térmica, sendo estas reconvertidas em energia elétrica conforme as necessidades, com vista a tornar o armazenamento uma mais-valia (Martins, 2016). Podemos observar na Figura 4.3 as diferentes tecnologias de armazenamento de energia elétrica, cujos princípios de funcionamento se detalham no Anexo A.

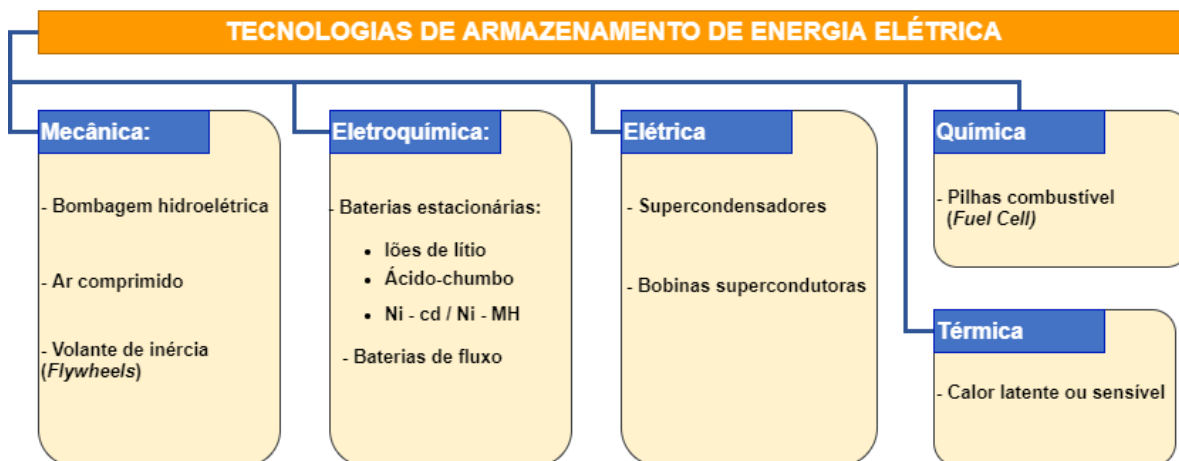


Figura 4.3. Tecnologias de armazenamento de energia elétrica, adaptado de (Pereira, 2017) e (Asian Development Bank, 2018)

As baterias são dispositivos formados por células, que por sua vez são elementos eletroquímicos capazes de converter a energia química em energia elétrica por meio de uma reação química. Existem diferentes tipos de baterias, nomeadamente baterias de chumbo-ácido, baterias de níquel-cádmio, baterias de hidretos metálicos de níquel, baterias de iões de lítio, etc. O tempo de resposta rápido e a facilidade de instalação são algumas das vantagens que estes dispositivos oferecem (Trovão, 2012), (Iberdrola, 2020). Como foi referido anteriormente, iremos estudar

com maior profundidade este tipo de sistema de armazenamento de energia, por isso a próxima secção apresentará mais amplamente os conceitos relacionados com as baterias.

4.3. Baterias e Principais Características

Este subcapítulo, apresenta a constituição e o princípio de funcionamento das baterias, as principais propriedades para avaliação de uma bateria e, por último, as diferentes químicas envolvidas que por sua vez, darão origem a diferentes tipos de baterias.

4.3.1. Constituição e Princípio de Funcionamento

Uma bateria é um dispositivo que consiste no conjunto de duas ou mais células, que podem estar agrupadas, formando um circuito elétrico em série, em paralelo ou misto conforme a necessidade de tensão ou capacidade desejada do conjunto.

A célula de uma bateria é definida como um dispositivo eletroquímico capaz de converter a energia química em energia elétrica por meio de uma reação química. Toda célula tem na sua constituição um elétrico com polaridade positiva e outro com polaridade negativa, ambos imersos num eletrólito (Trovão, 2012).

Na Figura 4.4 são apresentadas as duas fases de operação de uma bateria, uma designada por fase de carga e a outra por fase de descarga.

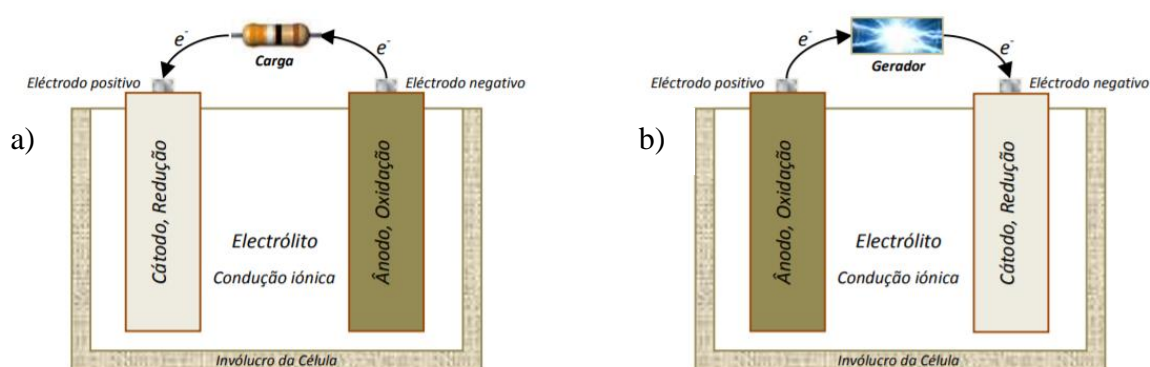


Figura 4.4. Princípio de funcionamento: a) Descarga da célula e b) Carga da célula (Trovão, 2012)

Na fase de descarga (Figura 4.4 a)) o elétrico negativo é designado por ânodo onde ocorre a oxidação, através da qual se libertam eletrões que são conduzidos pelo circuito externo, atravessando a carga, até ao elétrico positivo designado por cátodo, onde ocorre a redução. Este fluxo de eletrões é conseguido devido à diferença de potencial elétrico existente entre o ânodo e o cátodo (Trovão, 2012).

Na fase de carga (Figura 4.4 b)) o fluxo de corrente é invertido e a oxidação ocorre no eletrodo positivo e a redução ocorre no eletrodo negativo. Esta fase também é designada como reação química não espontânea da célula, e para que esta reação aconteça é necessário aplicar uma diferença de potencial superior à diferença potencial produzida pela reação espontânea (Michellini, 2017), (Trovão, 2012).

É importante notar que, na utilização prática das baterias em VEs, se considera a configuração da Figura 4.4 a), i.e., designa-se o eletrodo positivo sempre como cátodo e o eletrodo negativo sempre como ânodo, independentemente da bateria estar a ser carregada ou descarregada.

4.3.2. Capacidade

A capacidade de uma bateria C é definida como sendo a quantidade de energia que pode ser tirada de uma bateria durante um intervalo de tempo t . Esta grandeza geralmente é expressa em ampere – hora (Ah). Quando a bateria é descarregada a uma corrente constante I , a capacidade será expressa pela Equação (4.1) (Pereira, 2016).

$$C = I \cdot t \quad (4.1)$$

Na prática, as baterias não descarregam a uma corrente constante, devido às diferentes finalidades de utilização. Na maior parte das aplicações, como por exemplo nas baterias utilizadas para tração rodoviária, a corrente é variável durante a descarga. Em seguida, na Figura 4.5, será apresentada uma curva típica de variação de parâmetros e grandezas durante a descarga de uma bateria.

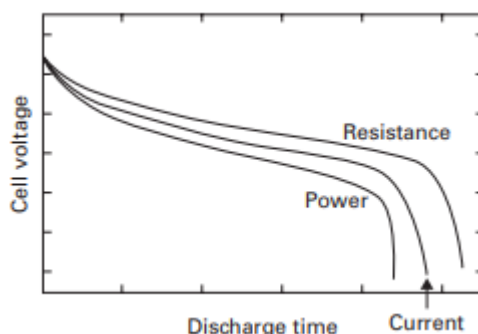


Figura 4.5. Curva de descarga de uma bateria (Root, 2011).

A Equação (4.2) representa um dos métodos para determinar a capacidade de uma bateria que consiste em calcular a integral da corrente que é fornecida pela bateria ao longo do tempo de descarga (Root, 2011).

$$C = \int_0^t i dt \quad (4.2)$$

Pela lei de Ohm's sabemos que a corrente é diretamente proporcional à tensão e inversamente proporcional à resistência:

$$i = E/R \quad (4.3)$$

Substituindo a Equação (4.3) em (4.2), a capacidade é dada pela Equação (4.4):

$$C = \frac{1}{R} \int_0^t E dt \quad (4.4)$$

Considerando que a resistência R em ohms é constante, podemos determinar a integral da tensão de descarga ao longo do tempo. Neste caso, a capacidade pode ser determinada calculando a área debaixo da curva como mostra a Figura 4.6 (Root, 2011).

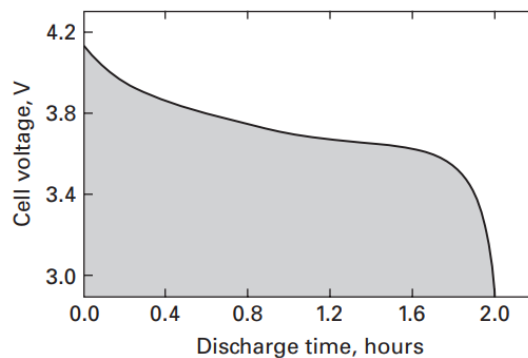


Figura 4.6. Capacidade de uma bateria calculada debaixo de uma curva (Root, 2011).

4.3.3. Energia Específica

A energia específica é definida como a quantidade de energia que é possível armazenar em uma unidade de massa de uma bateria. Frequentemente é utilizada como um indicador principal para comparação entre as diferentes tecnologias de baterias. A energia específica é expressa em watt – hora por quilograma (Wh/kg) e a sua expressão geral é definida pela Equação (4.5) (Trovão, 2012).

$$\text{Energia Específica} = \frac{\text{Energia Armazenável [Wh]}}{\text{Massa total da bateria [kg]}} \quad (4.5)$$

Na realidade a energia que pode ser obtida de uma bateria é condicionada mediante fatores internos ou externos nomeadamente a temperatura, a taxa de descarga e o peso do sistema de refrigeração (se fizer parte do sistema). As alterações destes fatores provocam a variação da energia específica real (Trovão, 2012).

A Figura 4.7 mostra como a temperatura pode variar a energia específica para as diferentes tecnologias. Pode observar-se desde já que as baterias de iões de lítio (Li-íon) detêm maior energia específica quando comparadas com as outras tecnologias. Serão discutidas algumas das suas características nos pontos subsequentes.

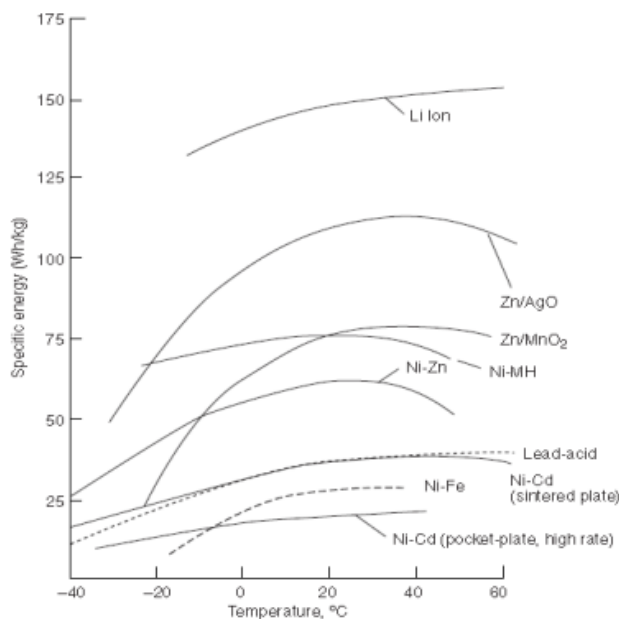


Figura 4.7. Variação da energia específica com a temperatura (Reddy *et al.*, 2011).

Podemos observar também, que as curvas das diferentes tecnologias seguem um padrão em que para temperaturas fora do intervalo de 20 °C a 40 °C se acentua um decréscimo na energia específica. Contudo, um ponto ótimo de funcionamento ocorre precisamente dentro deste intervalo, que muitas das vezes coincide com a temperatura ambiente. Mas, em muitos casos é necessário existir um sistema de refrigeração para garantir a temperatura desejada, e assim, obter maior energia específica.

4.3.4. Potência Específica

A potência específica é definida como um parâmetro que quantifica a taxa de descarga nominal por unidade de massa. Geralmente é expressa em watt por quilograma (W/kg) e do mesmo modo é utilizada para determinar uma aproximação do nível de potência disponível de uma bateria (Trovão, 2012). Esta potência é diretamente proporcional à potência disponível na bateria, em watt e inversamente proporcional a massa total da bateria em kg e a sua expressão geral é definida pela Equação (4.6).

$$\text{Potência Específica} = \frac{\text{Potência disponível [W]}}{\text{Massa total da bateria [kg]}} \quad (4.6)$$

4.3.5. Estado de Carga

O estado de carga de uma bateria (*State of Charge, SoC*) é definido como um parâmetro adimensional que traduz a carga disponível em relação à sua capacidade de carga especificada. O *SoC* mostra a quantidade relativa de energia que tenha sido removida ou adicionada na bateria (Trovão, 2012). A definição do *SoC* é traduzida pela Equação (4.7).

$$\text{SoC} = \frac{\text{Carga disponível [Ah]}}{\text{Capacidade nominal [Ah]}} \quad (4.7)$$

Por analogia, pode dizer-se que o *SoC* equivale a um indicador de “nível de combustível” para um VE a bateria (BEV), Veículo Híbrido (HV) ou Veículo Híbrido *Plug – in* (PHEV). Tal como foi referido, o *SoC* é um parâmetro adimensional, sendo apresentado em forma de percentagem, isto é, uma percentagem de *SoC* de 0 % corresponde a não ter carga disponível (Figura 4.8 b)) e uma percentagem do *SoC* de 100% é equivalente à percentagem máxima de carga disponível, conforme é indicada na Figura 4.8 a).

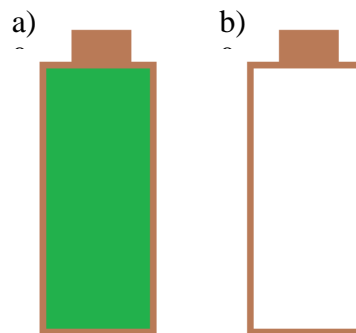


Figura 4.8. Indicador do estado de carga: a) *SoC* = 100% e b) *SoC* = 0%.

Por outro lado, existe uma forma alternativa que exprime a mesma medida designada por profundidade de descarga, em inglês *Depth of Discharge (DoD)*, que corresponde ao inverso do *SoC*, isto é, quando o *SoC* aumenta o *DoD* diminui e vice-versa (Michelini, 2017).

É imprescindível a determinação eficaz do estado de carga para qualquer sistema de armazenamento e gestão de energia (Trovão, 2012). A problemática é que não podemos medir o *SoC* diretamente, mas existem métodos indiretos que podem ser estimados a partir de variáveis de medição. Estes métodos por sua vez, podem ser químicos, por tensão ou até mesmo por pressão (Battery University, 2011).

4.3.6. Vida Útil

A vida útil de uma bateria, representa a duração com uma capacidade aceitável (e rendimento admissível), isto é, capaz de fornecer pelo menos 80 % de sua capacidade nominal. Normalmente é medido em ciclos de carga e descarga. Existem vários aspetos que podem afetar o rendimento das baterias e conseqüentemente a vida útil da mesma, dos quais se apresentam os seguintes (Michelini, 2017):

- **Fim da capacidade:** a quantidade de carga que uma bateria pode conservar, diminui progressivamente devido à utilização, envelhecimento e a falta de manutenção. As baterias quando são novas são projetadas para fornecer cerca de 100 % de sua capacidade nominal, mas quando a capacidade diminui para valores abaixo de 80% é recomendado que sejam substituídas.
- **Resistência interna:** é uma grandeza que influencia diretamente no comportamento do funcionamento e no tempo de vida útil da bateria. A dificuldade no fluxo da corrente para o equipamento representa um dos grandes inconvenientes quando a resistência interna é elevada, enquanto uma bateria com resistência interna baixa é capaz de fornecer a corrente necessária solicitada.
- **Autodescarga:** é um fenómeno inerente a todas as baterias. Por exemplo as baterias à base de níquel apresentam maiores percentagens de autodescarga. Normalmente, uma bateria de níquel descarrega cerca de 10-15% da sua capacidade nas primeiras 24 horas depois de ser efetuada a carga. Por outro lado, a bateria à base de lítio tem uma autodescarga aproximadamente de 5% nas primeiras 24 horas.

Com base no tipo de utilização final, é possível definir distintos tipos de baterias:

- **Baterias Estacionárias:** encontram-se comumente montadas num lugar fixo e fornecem energia de uma forma constante ou de acordo com a necessidade do momento;
- **Baterias de Arranque:** produzem valores altos de corrente num período de tempo muito reduzido, por exemplo nos carros de combustão interna. O tempo de vida útil deste tipo de baterias geralmente é inferior às baterias estacionárias;
- **Baterias de Tração:** são responsáveis pelo fornecimento de energia aos VEs, onde se pede uma intensidade de corrente consideravelmente elevada durante um período de tempo maior que as de arranque.

Na atualidade, existem quatro tecnologias fundamentais utilizadas nas baterias secundárias, ou seja, recarregáveis. Cada uma com características distintas e direcionadas para um tipo de aplicação específica, nomeadamente:

- **Ácido-chumbo:** são constituídas por um cátodo de dióxido de chumbo, por um ânodo de chumbo metálico esponjoso e o seu eletrólito é formado por uma solução de ácido

sulfúrico. Esta bateria tornou-se bastante popular devido ao seu baixo custo e à disponibilidade do mercado em fornecer grandes quantidades numa grande variedade de tamanhos e modelos. Uma das suas principais aplicações é na utilização para o arranque do motor de combustão interna e função de iluminação nos veículos convencionais, que utilizam este tipo de motor.

- **Níquel-cádmio (*Nickel-cadmium, NiCd*):** são compostas por um cátodo de hidróxido de níquel, um ânodo coberto por um material sensível a cádmio e por um eletrólito que frequentemente é composto por uma solução de hidróxido de potássio (KOH) (Pereira, 2016). Estas baterias foram muito utilizadas em aparelhos domésticos, atualmente elas caíram em desuso, em particular devido à toxicidade do cádmio, sendo utilizada apenas em algumas aplicações específicas como no armazenamento de energia em naves espaciais e até à pouco tempo podiam ser encontradas em grande quantidade em alguns VEs que circularam na Europa a partir do ano 2000.
- **Hidretos metálicos de níquel (*Nickel-metal-hydride, NiMH*):** são considerados como uma evolução das baterias de NiCd dado que para a constituição do ânodo, o cádmio foi substituído por um composto intermetálico. (Abelho, 2011). Elas detêm maior densidade de energia quando comparadas com as baterias de NiCd, possuem um ciclo de vida longo e o efeito memória neste tipo de bateria é reduzido. Comumente, foram utilizados em computador portáteis, telemóveis, etc. (Matthey, 2017). Elas fazem parte do conjunto das baterias dos primeiros carros híbridos como é o caso do Toyota Prius e o Ford Escape.
- **Iões de lítio (*Lithium-ion, Li - Ion*):** As baterias de iões de lítio têm na sua constituição um cátodo contendo lítio, um ânodo de carbono poroso e um eletrólito feito à base de um solvente orgânico de lítio (Pereira, 2016). Estas baterias são mais leves e apresentam uma maior densidade de energia e maior potência específica tornando-as particularmente adequadas para aplicações de tração elétrica rodoviária. Elas também são consideradas mais seguras, menos tóxicas e são mais eficientes energeticamente (Matthey, 2017). Uma das características vantajosas em relação às anteriores é a ausência do inconveniente efeito de memória. Têm um elevado número de ciclos de carga e descarga e apesar do seu preço ainda ser relativamente elevado, diminuiu cerca de 10 vezes nos últimos 10 anos.

A tecnologia do lítio tem-se tornado bastante atrativa e têm-se constatado avanços significativos, melhorando o desempenho, ou seja, tem havido um esforço constante para aumentar a densidade de energia, a taxa de carga e descarga e a capacidade de fornecer uma potência elevada, bem como um número de ciclos de vida longos e a estabilidade térmica para garantir maior segurança (Matthey, 2017). Existem diferentes combinações químicas para este tipo de tecnologia, particularmente as de lítio-óxido de cobalto (LiCoO₂), lítio-fosfato de ferro (LiFePO₄), espinela de lítio-manganês (LiMn₂O₄), lítio-

óxido de manganês cobalto níquel ($\text{LiNi}_x\text{Co}_y\text{Mn}_z\text{O}_2$) e lítio-óxido de titanato ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$).

No âmbito da tecnologia de íons de lítio, atualmente existem tipos de baterias que estão a ser desenvolvidas e que em breve podem vir a ser uma resposta aos atuais problemas das baterias. Estas baterias são nomeadamente (Battery University, 2021):

- **Lítio-ar (*Lithium-air*):** apresentam uma alta energia específica, mas com os inconvenientes de o processo de carregamento ser insuficiente, uma vida útil reduzida e ser necessário ar purificado.
- **Lítio-metal (*Lithium-metal*):** apresentam uma alta energia específica, boa capacidade no processo de carregamento, mas apresentam risco na segurança.
- **Lítio de estado sólido (*Solid-state lithium*):** apresentam uma alta energia específica, mas com o inconveniente de o processo de carregamento e a segurança ser insuficiente.
- **Lítio-enxofre (*Lithium-sulfur*):** São caracterizados por possuir energia específica alta, mas o ciclo de vida e o processo de carregamento são deficientes.
- **Íons de sódio (*Sodium-ion*):** apresentam baixo custo, uma vez que o sódio é barato, mas ainda se enfrentam problemas em aumentar o ciclo e na expansão volumétrica quando a bateria estiver totalmente carregada.

Tendo sido já apresentados os principais SAE com maior enfoque nas baterias, na secção seguinte irá tentar-se responder à questão colocada no enquadramento deste trabalho: o que fazer com as baterias de VEs depois de ter chegado ao fim de sua vida útil?

4.4. Reutilização de BVEs

4.4.1. Introdução

As baterias são constantemente tidas como o principal componente dos VEs. Durante a sua primeira utilização, na tração dos VEs, elas são submetidas a diferentes condições de funcionamento tais como: elevado nível de temperatura, realização de centenas ou milhares de ciclos de carga e descarga e uma taxa de descarga variável. Estes fatores contribuem para uma rápida degradação das baterias além dos próprios processos internos eletroquímicos que naturalmente levam a degradação com o tempo e utilização (Knupfer *et al.*, 2017), (Casals *et al.*, 2019).

Os números de baterias usadas têm aumentado consideravelmente, e estes valores tendem a crescer à medida que os VEs vão se tornando cada vez mais populares nas sociedades modernas (Hossain *et al.*, 2019). Segundo uma pesquisa realizada pela IDTechEx em 2019, *Second-life Electric Vehicle 2020-2030*, haverá mais de 6 milhões de baterias removidas de VEs até 2030 (IDTechEx, 2019).

Tendo em conta estas quantidades elevadas de baterias removidas, o que será feito com essas baterias depois de terminarem a sua vida útil nos VEs?

Descartá-las imediatamente não seria sustentável a nível ecológico ou económico. Sendo assim, como foi referido, o crescimento contínuo global dos VEs, gera oportunidades para o sector de energia. Uma dessas oportunidades consiste na reutilização das baterias destes veículos para funcionarem num outro tipo de aplicação, permitindo assim, criar um valor significativo e auxiliar a reduzir o custo de armazenamento, e conseqüentemente possibilitar uma maior integração de energia renovável nos sistemas elétricos e aumentar a economia circular (Figura 4.9) (Casals *et al.*, 2019), (Engel *et al.*, 2019).

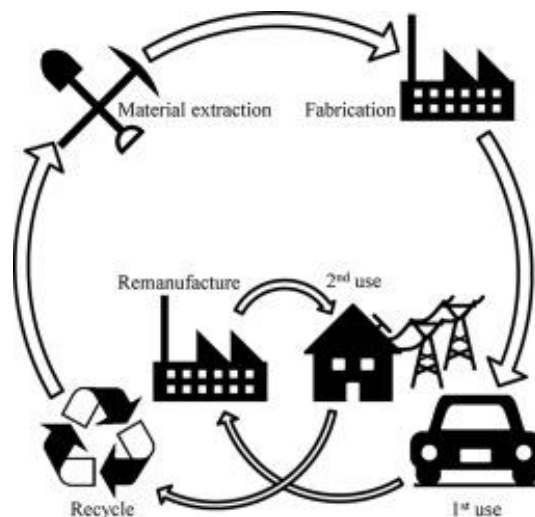


Figura 4.9. Economia circular de BVEs, (Casals *et al.*, 2019).

Para além dessas baterias serem utilizadas numa segunda aplicação, elas posteriormente podem ser recicladas como indicado na Figura 4.9, na perspetiva de aproveitar algumas matérias-primas valiosas, nomeadamente o cobalto e o níquel (Casals *et al.*, 2019). Com efeito, a reciclagem tem sido uma alternativa padrão e bastante atraente para os fabricantes, embora a tecnologia para extração desses materiais ainda não seja suficientemente madura (Knupfer *et al.*, 2017).

Em média, as baterias são capazes de atender aos requisitos do serviço em VEs entre 8-10 anos. Como já foi referido, a perda de capacidade e de potência são fatores determinantes para a substituição das baterias (IDTechEx, 2019). Segundo alguns autores, em particular (Casals *et al.*, 2019), (Hossain *et al.*, 2019) e (Podias *et al.*, 2018), e estudos divulgados por empresas de consultoria como McKinsey e IDTechEx, as baterias de VEs depois de atingir o fim da sua vida útil ainda são capazes de reter em média 70% a 80% de sua capacidade inicial (Knupfer *et al.*, 2017), (IDTechEx, 2019).

Assim sendo, muitas destas baterias apresentam menos degradação e melhor rendimento do que se espera e pode existir valor após a sua primeira utilização, nos VEs. A principal utilização das baterias quando já não estão em condições de cumprirem os exigentes requisitos dos VEs, é entrarem numa “segunda vida” (termo este, que também é bastante disseminado em inglês como “*second life*”) para servirem como sistema de armazenamento de energia estacionária.

Contudo, ainda existem muitas questões que precisam ser discutidas sobre a viabilidade técnica e económica que este tipo de solução pode acarretar, nomeadamente uma avaliação sobre o mercado, sobre a disponibilidade de baterias e se realmente existirão baterias suficientes para satisfazer a procura nos próximos anos. Mas, apesar das incertezas desta tecnologia, vários projetos estão a ser desenvolvidos e outros até já se encontram em funcionamento como veremos a seguir.

4.4.2. Projetos de Baterias de Segunda Vida

Existem diversos projetos e estudos que estão a ser desenvolvido com baterias de segunda vida, e que de certa forma vêm demonstrar o potencial da utilização desta tecnologia. Em seguida, serão apresentados alguns projetos de grande e de pequena capacidade de armazenamento de energia com baterias de segunda vida.

- **Estádio do Ajax**

O sistema de armazenamento de energia do estádio do Ajax é um dos maiores sistemas de armazenamento de energia da Europa que utiliza baterias de segunda vida e baterias novas de VEs como principal fonte de armazenamento. Este sistema utiliza um total de 148 baterias de segunda vida da Nissan Leaf, e vai permitir criar uma economia circular para as baterias dos carros elétricos (Nissan, 2018). A Figura 4.10 apresenta a instalação das baterias de segunda vida em *racks* para alimentar o estádio do Ajax em Amsterdão.



Figura 4.10. SAE com baterias de segunda vida para alimentar o estádio do Ajax em Amsterdão (Nissan, 2018).

Este sistema de armazenamento de energia desempenha um papel crucial no equilíbrio entre a procura e a oferta energética do estádio, com capacidade de armazenamento de até 2.8 MWh e potência de 3 MW. Adicionalmente, para complementar o sistema, foram adicionados um conjunto de 4200 painéis fotovoltaicos no telhado do estádio, permitindo assim, reduzir a utilização de geradores diesel (Nissan, 2018).

Este SAE permite que o estádio seja capaz de utilizar a sua própria energia e de uma forma mais sustentável e inteligente. Com a implementação desse sistema, tem-se mostrado que o complexo está a ser capaz de garantir uma quantidade considerável de energia, mesmo durante quebras de fornecimento de energia. Como resultado, o estádio garante uma utilização de energia mais fiável ao estádio, aos visitantes, edifícios vizinhos e a contribuição para a estabilização da rede elétrica holandesa (Nissan, 2018).

- **Projeto *Advanced Battery Storage* da Renault**

Um dos projetos que também é bastante interessante, é o projeto “*Advanced Battery Storage*” do grupo Renault (Figura 4.11). Esse projeto consiste em criar o maior dispositivo de armazenamento de energia da Europa com uma capacidade de armazenamento de 60 MWh. O armazenamento da energia deste projeto vai ser feito a partir de baterias de segunda vida e novas. Este sistema terá a possibilidade de fornecer ou absorver, quase de imediato, uma potência de 70 MW. A potência e a capacidade desta solução irão permitir responder, de forma eficaz, à maioria das solicitações da rede elétrica (Renault, 2018).

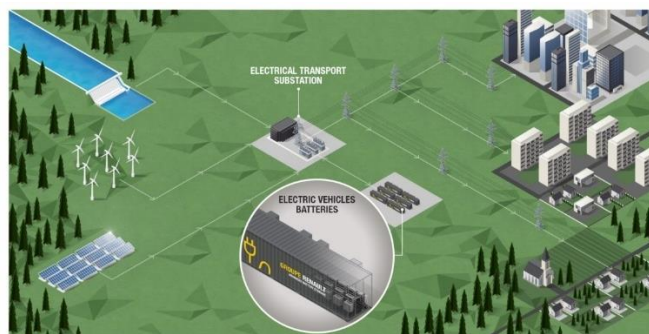


Figura 4.11. Projeto *Advanced Battery Storage* da Renault (Renault, 2018).

- **Projeto de frota de autocarro na Alemanha**

Existe também um projeto decorrendo na Alemanha que tem como parceiros a *Verkehrsbetriebe Hamburg – Holstein GmbH (VHH)* e a *MAN Truck & Bus* que consiste em estudar a segunda vida de sistemas de armazenamento de baterias usadas para que possam ser utilizadas em carregamento de autocarros.

Este projeto (Figura 4.12) está a ser desenvolvido para evitar picos de consumo energético durante o carregamento dos autocarros, carregando as baterias estacionárias nos períodos de menor procura para posteriormente utilizar nos períodos de maior procura.

Este projeto vai permitir reduzir os custos e de certa forma estabilizar a utilização do sistema elétrico. Com esse projeto, espera-se descobrir particularmente sobre o comportamento do envelhecimento das baterias, os novos ciclos de vida das baterias de segunda vida, bem como a criação de oportunidades de estabilizar o sistema elétrico com a utilização de transportes elétricos (Green Car Congress, 2020).



Figura 4.12. Projeto de carregamento de frota de autocarros na Alemanha, adaptado de (Green Car Congress, 2020).

- **Projeto 2nd Life da EDP**

Em Portugal, A EDP Inovação, em conjunto com a EDP Labellec e parceiros externos, criaram uma bateria a partir de módulos de carros usados. Atualmente, o sistema é composto por 7 módulos conectados em série, resultando numa pequena bateria. O desempenho e deterioração de todo o conjunto, composto por módulos, sistema de gestão de bateria e inversor, está sendo comparado com uma bateria padrão. O projeto proporciona ao Grupo EDP um conhecimento significativo das limitações desta tecnologia, permitindo uma melhor visão e posicionamento na área de armazenamento de energia (EDP, 2018). A Figura 4.13 apresenta o protótipo do projeto em desenvolvimento da EDP.



Figura 4.13. Protótipo do projeto 2nd Life EDP (EDP, 2018).

Tendo-se detalhado os SAE utilizando baterias, quer novas quer em segunda vida (tendo-se apresentado também algumas aplicações que estão em fase de desenvolvimento ou que até já foram implementadas), surge a necessidade de abordar um sistema capaz de fazer a gestão de energia entre a RESP, a carga, que neste caso é posto de carregamento, o sistema fotovoltaico e o SAE. Por isso, serão introduzidos no capítulo 5, Metodologia, alguns algoritmos capazes de gerir o sistema como um todo, gerando assim, oportunidade de se tirar maior proveito do sistema.

5. METODOLOGIA E PRESSUPOSTOS

5.1. Algoritmos de Otimização da Gestão de Energia e Potência

Existem diversos estudos sobre algoritmos de otimização que são adequados para problemas de gestão de energia. Este subcapítulo é apresentado com o objetivo de obter uma solução para o problema de otimização de energia de um sistema *on-grid*. Seguidamente, serão apresentados alguns algoritmos de otimização que são frequentemente utilizados na gestão de energia de um sistema de armazenamento.

5.1.1. Programação Linear

A programação linear é um método matemático que utiliza algoritmos de otimização onde todas as funções matemáticas modeladas para resolução de um determinado problema são lineares, ou seja, são expressas por variáveis de entrada que estão diretamente relacionadas com as várias de saída. Sob outra perspectiva, o termo “programação” pode ser entendido como planejamento, isto é, a programação linear recorre ao planejamento de atividades, de modo a obter um resultado otimizado.

A programação linear aplica-se naturalmente para maximizar ou minimizar uma função linear de variáveis. Esta função é denominada como função objetivo, que será submetida a diferentes parâmetros de restrições que normalmente são equações e inequações lineares. Para formulação de um problema de otimização usando o método de programação linear é importante definir três parâmetros:

- Definição da função objetivo;
- Definição das variáveis de decisão;
- Definição das restrições do problema;

Um estudo de caso proposto pelos autores (Conejo, *et al.*, 2010) utiliza programação linear para regular os níveis de cargas usada por um cliente num determinado intervalo de tempo, tendo em consideração o preço da eletricidade no mesmo intervalo. A finalidade do modelo é de minimizar o custo de energia. Inicialmente foram definidas algumas restrições, nomeadamente: um consumo mínimo diário; uma limitação aos níveis máximos e mínimos de carga horária. Neste exemplo, as variáveis de decisão são a energia consumida e o nível de carga naquele intervalo de tempo.

5.1.2. Programação Dinâmica

À semelhança do algoritmo de otimização anterior, a programação dinâmica também é uma ferramenta matemática, empregue para resolução de um processo de decisões correlacionadas. Recorrendo a um procedimento metódico é possível encontrar um conjunto de combinações ótimas (Hillier, 1995). Assim sendo, para utilização da programação dinâmica é importante enumerar cinco importantes conceitos nomeadamente:

- Decisões;
- Estados;
- Estágios;
- Regra de transição de estado para estado;
- Função objetivo.

Do ponto de vista de otimização de energia numa residência, as variáveis de decisão irão indicar qual é a melhor decisão a tomar, ou seja, se é viável vender, armazenar ou consumir a energia da rede ou a energia produzida através de fontes de energia renováveis. Por outro lado, os estados referem-se às condições atuais: na habitação, condições relacionadas ao preço de energia num determinado instante, condições relacionadas às condições climáticas e entre outras muitas condições que possam existir (Machado, 2014).

Os estágios definem os momentos em que as decisões são tomadas, enquanto a transição entre estágios é determinada pela probabilidade de um estado ocorrer, tendo em vista o estado atual e as condições iniciais tomadas para chegar a esse mesmo estado (Machado, 2014).

Existem diversos estudos que utilizam programação dinâmica, como por exemplo (Livengood *et al.*, 2009), em que desenvolveram um protótipo de um modelo de otimização numa residência, usando programação dinâmica. Neste estudo apresentado pelos autores, existem três variáveis de decisão nomeadamente:

- Temperatura de referência no interior da residência;
- Utilização ou armazenamento da energia proveniente da bateria;
- Venda ou compra de energia da rede elétrica.

As variáveis de decisão supramencionadas estão restringidas superior e inferiormente. Por forma, a conseguir o melhor valor as variáveis de decisões os autores definiram seis variáveis de estado especificamente:

- Temperatura no interior da residência;
- Quantidade de energia armazenada na bateria;
- Quantidade de energia não controlável a ser utilizada pela residência;
- Quantidade de energia produzida por uma turbina eólica;
- Velocidade do vento;
- Preços da energia da rede.

Neste tipo de algoritmo, o procedimento utilizado para encontrar o caminho ótimo é realizado através de uma análise das possíveis soluções em cada estágio. A análise começa a partir do

último instante a ser otimizado e a melhor solução deste estágio é adicionada às soluções do instante imediatamente anterior. Finalmente, é traçado um caminho ótimo, que resultará na solução ótima (Livengood *et al.*, 2009).

5.1.3. Teoria dos Jogos

A teoria dos jogos faz parte de um ramo da matemática aplicada, que consiste no estudo de alternativas na procura de comportamentos ótimos, quando o custo e benefício associado a cada opção pode variar e depende da escolha feita por cada indivíduo. Naturalmente, um jogo é formado por jogadores, um conjunto de táticas e um custo associado a cada tática (Hillier, 1995).

Com base na teoria do jogo, (Mohsenian-Rad *et al.*, 2010), implementaram um algoritmo de otimização autónomo e de programação de energia baseado em incentivos distribuídos. Quando vários utilizadores estão ligados na mesma fonte de energia, o algoritmo tem a capacidade de minimizar o custo da energia e de gerir todo o consumo elétrico da carga. O facto interessante deste algoritmo, é que a otimização ocorre não apenas entre um utilizador e o fornecedor, mas entre todos os utilizadores do sistema e o fornecedor de energia. Note-se que para este estudo, os jogadores são os utilizadores e a tática de jogo corresponde a horários diários de funcionamento das respetivas cargas. A Figura 5.1 apresenta um esquema de gestão de energia que permite a interação entre utilizadores e o fornecedor de energia.

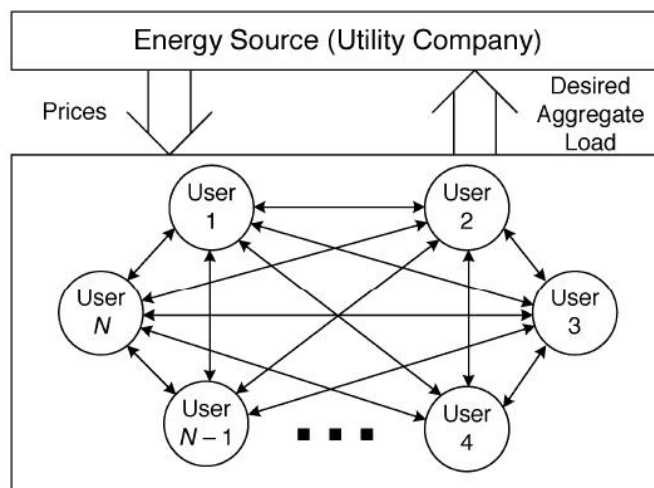


Figura 5.1. Estratégia de gestão entre o consumidor e o fornecedor de energia (Mohsenian-Rad *et al.*, 2010).

Em suma, os resultados da simulação deste estudo mostraram que é possível reduzir o pico de energia, bem como o custo de energia e melhorar a gestão de energia diária de cada utilizador.

5.1.4. Algoritmos Genéticos

Os algoritmos genéticos (AG) são baseados na teoria de evolução de Darwin, onde os indivíduos mais aptos sobrevivem e geram descendentes. Posto isto, os AG consistem em um método de otimização onde são executados cálculos que simulam as transformações genéticas idênticas às do processo de evolução, nomeadamente o cruzamento e a mutação (Francisco, 2018).

Dito de outro modo, o AG é um algoritmo computacional que investiga uma solução ótima dentro de um número de possíveis soluções (Machado, 2014). Do ponto de vista algorítmico, existem os cromossomas, que são compostos por um vector de números reais ou inteiros, ou seja, esses valores constituem uma possível solução para um problema de otimização (Francisco, 2018).

Os cromossomas são constituídos por genes e, por sua vez, os genes são responsáveis pelas suas características, podendo haver trocas ou transmissão durante o processo de reprodução. Por fim, o conjunto de cromossomas, ou seja, o conjunto de indivíduos, irão constituir uma população e que através do processo de reprodução irão criar outras gerações.

Toda vez que for concebida uma nova geração, os indivíduos serão aprovados de acordo com a sua aptidão, ou seja, os indivíduos com mais habilidades serão escolhidos para reprodução, por outro lado os indivíduos com menos habilidades serão eliminados, tendo em conta o princípio da sobrevivência de Darwin. Para melhor compreensão, a Figura 5.2 apresenta um diagrama elucidativo da constituição de uma população de um AG.

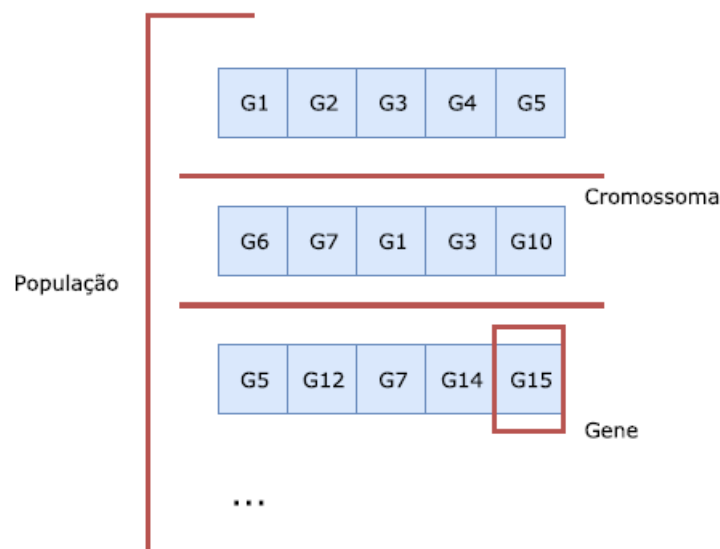


Figura 5.2. Diagrama elucidativo da constituição de uma população de um AG, (Francisco, 2018).

Com base no fluxograma apresentado na Figura 5.3, onde é apresentado o princípio de funcionamento de um AG, podemos analisar as fases que constituem o processo. Primeiramente, é gerada a população inicial e é feita a avaliação das aptidões de cada indivíduo. Em seguida, é realizado o teste de paragem, onde o programa termina se o teste foi satisfeito, ou, caso contrário

procede-se à escolha de indivíduos para que se realize a fase de reprodução entre eles. Na fase seguinte, é realizado o processo de reprodução ou cruzamento que também é comumente designado por *crossover*. Finalmente, acontece o processo de mutação, gerando assim, uma nova geração (Francisco, 2018).

Em síntese, um algoritmo genético é constituído pelas seguintes fases (Francisco, 2018):

- a) A população inicial dos indivíduos é criada através de um processo aleatório;
- b) Existe uma função objetivo que avalia a habilidade de cada indivíduo, onde cada cromossoma ou indivíduo recebe um valor que traduz a sua capacidade para a solução do problema;
- c) São empregues os operadores genéticos nos cromossomas, com o objetivo de modificar algumas características da população;
- d) É criada uma nova população, atendendo às alterações efetuadas na fase anterior;
- e) As fases b) a e) são repetidas, até que seja encontrada uma solução aceitável.

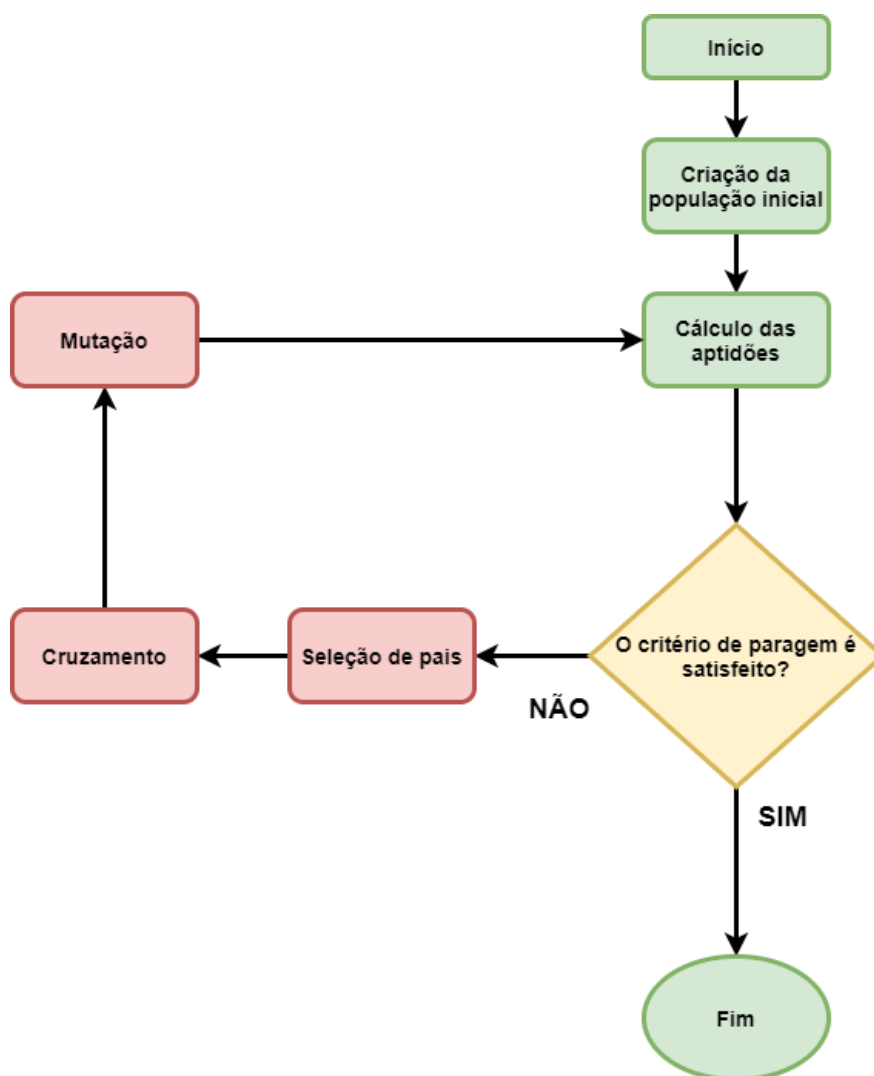


Figura 5.3. Fluxograma do princípio de funcionamento do AG, adaptado de (Francisco, 2018).

No trabalho apresentado por (Francisco, 2018) foi desenvolvido uma ferramenta de gestão de consumo de energia elétrica, utilizando algoritmos genéticos. O estudo foi feito baseado numa previsão do consumo do custo de energia elétrica, de modo a diminuir os encargos com a energia elétrica. Segundo o autor, os encargos foram reduzidos pela otimização do consumo de energia e também pela redução do custo da energia elétrica recorrendo ao armazenamento de energia utilizando baterias.

Como havia sido referido, existem muitos outros tipos de algoritmos de otimização. Os algoritmos citados foram apresentados de modo a exemplificar alguns estudos realizados no âmbito da otimização de energia. Da mesma forma, também existem muitos *softwares* de otimização de energia onde é possível modelar sistemas ligados à rede (*on-grid*) e também sistemas isolados da rede (*off-grid*).

Não obstante terem sido estudados os algoritmos descritos em cima e feito algumas tentativas de implementação dos AG, neste trabalho, decidiu-se utilizar o *software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables)* (HOMER, 2021), uma vez que é o *software* de eleição, não apenas para estudantes e projetistas, mas também para empresas e laboratórios de investigação pois apresentam muitas vantagens que serão estudadas no subcapítulo seguinte. Além disso, o *software* apresenta técnicas de gestão de energia bastante eficientes, e já tem incluído um sistema de modelação de postos de carregamentos de VEs.

5.2. Softwares de Simulação e Procedimento de Dimensionamento do Sistema

O dimensionamento de um sistema *on-grid* deve ser realizado de uma forma cuidadosa. Devido ao alto custo do equipamento face à capacidade de produção e armazenamento de energia é fundamental adotar padrões de dimensionamento apropriados. Por essa razão, instalações mal dimensionadas como por exemplo o sobredimensionamento, podem levar a custos de instalação muito altos, podendo tornar o projeto inviável. Por outro lado, projetos subdimensionados podem levar ao mal funcionamento do sistema.

Através do *software HelioScope* efetuou-se um pré-dimensionamento do sistema de painéis fotovoltaicos, a fim de definir o número de painéis adequados e a orientação ótima do plano dos painéis (Folsom Labs, 2019). O dimensionamento do sistema *on-grid* foi projectado com o objetivo de otimizar a relação custo-benefício. Para a concretização e modelação do sistema como um todo, isto é, sistema PV, Sistema de Armazenamento de Energia, Posto de Carregamento iremos utilizar o *software HOMER Grid* que será descrito a seguir.

5.2.1. *Software HOMER Grid*

Este programa foi desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos, em inglês, *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. O *HOMER Grid* possibilitará realizar várias simulações, com o objetivo de avaliar e verificar qual é a melhor solução técnica e econômica para o sistema proposto (HOMER, 2021).

Os *softwares* da *HOMER Energy* (empresa atual que gere o *HOMER Grid* e outros *softwares* de gestão de energia nomeadamente o *HOMER Pro*) têm a habilidade de modelar sistemas ligados à rede ou isolados e de alimentar cargas elétricas e cargas térmicas. Estes sistemas podem ser compostos por qualquer combinação de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos, micro-hídricas, biomassa, microturbinas, pilhas de combustível, eletrolisadores, baterias e tanques de armazenamento de hidrogénio (HOMER, 2021).

As três tarefas fundamentais realizadas pelos *softwares* são a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade de sistemas de produção de energia.

A simulação consiste no cálculo do balanço de energia em cada intervalo de tempo especificado do ano de cada configuração individual do sistema e, em seguida, estima o custo da instalação e operação do sistema durante a vida útil do projeto (HOMER, 2021).

No processo de otimização, são simuladas múltiplas configurações dos sistemas em estudo, com o objetivo de encontrar uma solução que satisfaça as condições técnicas exigidas ao menor custo (HOMER, 2021).

A análise de sensibilidade dos *softwares* possibilita alterar características que um projetista de sistema não pode controlar. Dito de outro modo, a análise de sensibilidade possibilita que o modelo faça uma distinção entre as características que o utilizador pode controlar no projeto (por exemplo, a capacidade de uma bateria) daquelas que o utilizador não pode controlar (por exemplo, a variação do preço da energia elétrica ao longo dos anos). Portanto, a simulação, a otimização e a análise de sensibilidade formam a base da análise do *HOMER Grid* (HOMER, 2021).

Os *HOMER Grid* permitem calcular o custo de investimento inicial dos sistemas, o custo de manutenção e operação (*O&M*) dos mesmos ao longo do tempo de vida útil, o custo atual líquido (ou custo do ciclo de vida) em inglês, *Net Present Cost (NPC)* e o custo nivelado de energia, em inglês, *Levelized Cost of Energy (LCOE)*.

O custo de investimento inicial é determinado pela soma do valor de todos os custos de instalação e operação associados ao sistema no início do projeto.

O *NPC* calcula o valor presente de todos os custos em que o sistema incide ao longo da sua vida útil. Os custos abrangem todos os custos de instalação, custos de substituição e custo de *O&M*. O *NPC* total caracteriza-se por ser a principal produção econômica do *HOMER Grid*, dado que através deste valor que são classificadas todas as configurações do sistema nos resultados de otimização e a base a partir da qual é calculado o custo total de cada ano e o custo nivelado de energia (HOMER, 2021).

O custo nivelado de energia corresponde ao custo médio por kWh de energia elétrica útil produzida pelo sistema. A determinação deste parâmetro consiste na divisão do *NPC* do sistema ao longo da sua vida pela energia extraída no mesmo período, obtendo assim, o preço da energia, comumente apresentado por €/kWh (HOMER, 2021).

Os dados referentes à rede elétrica foram também simulados no *HOMER Grid*, que permite calcular o investimento em tecnologias dependentes da rede de distribuição. Este *software* permite a compreensão de todas as características económicas associadas ao consumo nomeadamente tarifas, períodos e taxas associadas.

Adicionalmente, também é possível acrescentar os dados associados ao diagrama de carga. Neste caso, a carga é uma estação de carregamento de VE, para dois períodos anuais de consumo diferentes (verão e inverno, durante dias úteis e fins de semana), bem como os dados associados à irradiação solar. De acordo com os dados introduzidos, o *software* calcula o investimento durante o período pretendido, o custo nivelado da energia e os custos de operação e manutenção do sistema. Note-se também que os dados referentes à geração de energia através dos painéis fotovoltaicos também foram simulados no *HOMER Grid*.

Tal como foi referido, os dados de entrada para a realização das simulações no *HOMER Grid* incluem os custos, a capacidade, o rendimento e o tempo útil de vida dos equipamentos. Também são considerados os perfis da carga elétrica, bem como os dados do recurso solar de acordo com a localização geográfica. Com base nos dados inseridos como entrada, o *software* simula o funcionamento dos diferentes sistemas e calcula o investimento de acordo com a tecnologia utilizada.

6. ESTUDO DE CASO E PROPOSTA DE CENÁRIOS

6.1. Introdução

O Posto de Carregamento de VEs (PCVE) da PRIO, localizado no distrito de Coimbra – Portugal, precisamente na Avenida da Lousã, 98, no “Parque Verde do Mondego” é constituído por um carregador de 50 kW da marca Efacec (Figura 6.1), modelo QC50 (Anexo B). Este modelo de carregador possui três diferentes tipos de tomadas, nomeadamente uma tomada do tipo *CCS2*, uma *CHAdEMO* (modo 4) e uma *Mennekes* (modo 3), mas apenas pode carregar um VE de cada vez. O PCVE da PRIO está ligado à Rede Elétrica de Serviços Públicos (RESP). A ligação entre o PCVE da PRIO e à RESP é feita em Baixa Tensão Especial (BTE), com uma ligação trifásica dedicada de 75 kW.



Figura 6.1. Posto de carregamento de VE da Prio.

6.2. Local de Estudo

A localização em estudo, tal como já foi referida, será na Avenida da Lousã, 98, no “Parque Verde do Mondego” na cidade de Coimbra. De maneira mais exata, as suas coordenadas geográficas são: latitude de 40° 12’ 12.64” N e longitude de -08° 25’ 31.32” W. A altitude em relação ao nível do mar é de 28 m. Na Figura 6.2, é apresentada a vista superior do PCVE da Prio.



Figura 6.2. Vista superior do PCVE da Prio – “Parque Verde, Coimbra” (Google Earth, 2021).

6.3. Potencial Solar da Cidade de Coimbra

Portugal é um dos países da Europa com maior incidência de radiação solar, sendo assim um local ideal para utilização deste recurso. Uma forma de afirmar este facto baseia-se na média anual de horas de sol, em Portugal varia entre 2200 e 3000 horas, enquanto na Alemanha varia entre 1200 e 1700 horas. A Figura 6.3 apresenta o mapa de radiação solar em Portugal (Portal das Energias Renováveis, 2019)

A cidade de Coimbra, localizada no centro de Portugal, é o local referenciado para o estudo. A ótima localização geográfica da cidade de Coimbra, assegura índices de intensidade solar favoráveis para se instalar um sistema fotovoltaico capaz de fornecer eletricidade durante o ano todo.

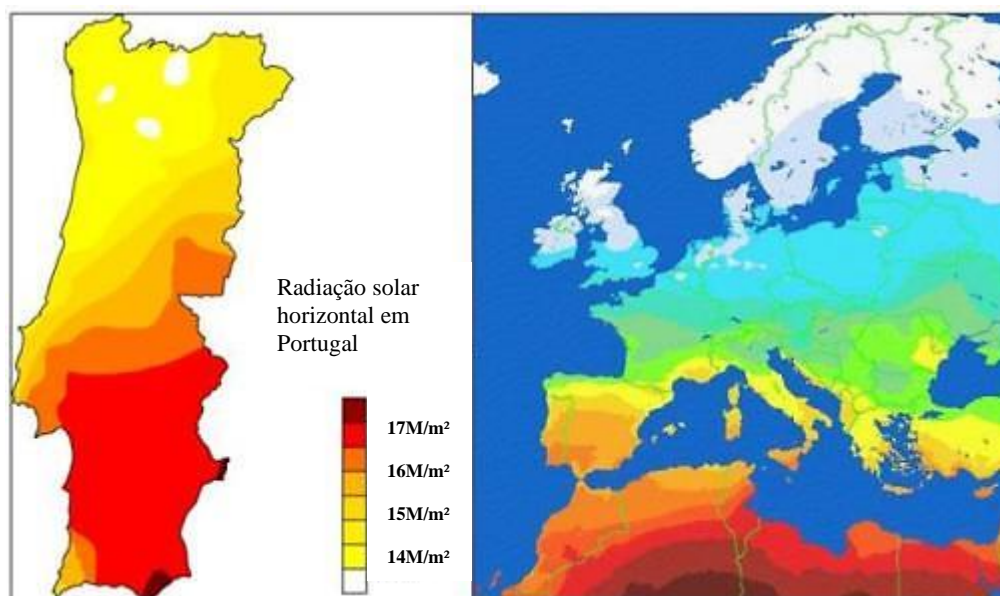


Figura 6.3. Mapa de radiação solar em Portugal, adaptado de (Portal das Energias Renováveis, 2019).

Na Tabela 6.1, são apresentadas as informações respeitantes às variáveis de radiação solar da cidade de Coimbra, no que concerne as coordenadas geográficas mencionadas. Deste modo, considerou-se, para efeito de dimensionamento, os dados retirados da *NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database* através do *software HOMER Grid*.

Os dados utilizados para estudo, apresentam uma média mensal para radiação horizontal global que foram coletadas ao longo de 22 anos (julho de 1983 - junho de 2005). Adicionalmente, também é apresentada uma variável adimensional, denominada *clearness* em inglês, e que traduzida para português representaria o índice de nitidez.

O índice de nitidez, varia entre zero e um, e indica a fração de radiação solar que atinge a parte mais externa da atmosfera (R_o) e a radiação solar que efetivamente atinge à superfície da terra (R_i). O índice de nitidez é definido pela Equação (6.1) (HOMER Grid, 2021).

$$Clearness = \frac{R_i}{R_o} \quad (6.1)$$

Mês	Índice de nitidez	Índice de radiação diária (kWh/m ² /dia)
Janeiro	0.483	2.03
Fevereiro	0.518	2.90
Março	0.561	4.26
Abril	0.575	5.52
Maio	0.576	6.35
Junho	0.612	7.09
Julho	0.621	7.09
Agosto	0.620	7.01
Setembro	0.586	6.27
Outubro	0.526	4.84
Novembro	0.484	3.25
Dezembro	0.444	2.18

Tabela 6.1. Índice de radiação média diária e índice de nitidez (HOMER Grid, 2021).

Como podemos observar na Tabela 6.1, e como era de se esperar, os meses de junho, julho e agosto apresentam o período com maior índice de radiação solar, visto que estes meses correspondem ao verão em Portugal. Ainda assim, é possível obter níveis de radiação maiores, quando são usados ângulos otimizados.

Durante o ano, verifica-se uma considerável presença de nuvens, causando a dispersão dos raios solares e afetando diretamente a intensidade dos mesmos, provocando assim a redução da intensidade. Como resultado, o rendimento do sistema solar fotovoltaico é afetado.

Ainda sobre a Tabela 6.1, repare-se que o índice de nitidez nos meses de junho, julho e agosto é maior em relação aos outros meses, isto é, céu limpo, favorecendo a chegada dos raios solares à superfície sem interferências de nuvens. Por outro lado, nos meses de outubro a maio verifica-se a presença considerável de nuvens no céu de Coimbra. Em consequência, ocorre a diminuição de produção de eletricidade.

Um dos fatores que também é muito relevante para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, são as temperaturas do local, uma vez que temperaturas muito altas provocam aquecimento nas células, afetando o seu rendimento.

As temperaturas médias diárias da cidade de Coimbra são apresentadas na Tabela 6.2. À semelhança da radiação solar, os dados foram retirados da *NASA Prediction of Worldwide Energy Resource (POWER) database* através do *software HOMER Grid*, mas neste caso, os dados foram coletados ao longo de 29 anos (janeiro de 1984 - dezembro de 2013).

Temperatura média mensal (°C)											
Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Maior	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
7.49	8.51	10.79	12.40	15.40	19.45	22.39	22.48	20.02	15.59	10.82	8.44

Tabela 6.2. Dados de temperatura média mensal da cidade de Coimbra (HOMER Grid, 2021).

6.4. Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

Tal como foi referenciado no subcapítulo 6.3, o ângulo de inclinação de painéis de um sistema de energia solar é uma das variáveis fundamentais a ter em consideração, uma vez que, quando bem dimensionado é possível aproveitar a máxima radiação incidente. Este ângulo está associado a diferentes fatores nomeadamente a variação diária, mensal e anual da posição do sol em relação a terra.

Usou-se a ferramenta de simulação *online HelioScope*, de forma que seja possível obter a máxima radiação incidente e definir qual o ângulo ótimo de inclinação dos módulos. Esta ferramenta de simulação, é um *software de design solar de PV* avançado desenvolvido pela Folsom Labs nos Estados Unidos da América (Tooryan *et al.*, 2020).

O *HelioScope*, pode ser utilizado para projetar todos os componentes mecânicos e elétricos de um sistema fotovoltaico, uma vez que, o sistema mecânico consiste em especificar o tipo de módulo fotovoltaico, o ângulo de inclinação, o azimute e o espaçamento entre os PVs (Tooryan *et al.*, 2020). Note-se que os dados meteorológicos utilizados pelo *HelioScope* para efectuar as simulações diferem ligeiramente dos dados utilizados pelo *software HOMER Grid*, uma vez que utilizam base de dados diferentes.

De acordo com a área (257 m²) disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos, é possível instalar uma potência de pico de 24.5 kWp, que corresponde aproximadamente a um conjunto

de 72 módulos (Figura 6.4) solares de 340 W. Como referência, considerou-se o módulo de painel fotovoltaico da marca *Winaico*, nomeadamente o modelo WSP-340MX que pode ser consultado no Anexo C.

Cada módulo, do painel fotovoltaico citado, é constituído por 60 células de silício monocristalino e são caracterizados por apresentarem uma elevada eficiência de 97% da potência nominal no primeiro ano, e uma degradação inferior à 0.7 % a partir do segundo ano até o 25º ano. Em suma, a potência de saída será de pelo menos 80.2% ao final de 25 anos.



Figura 6.4. Representação da instalação dos PVs modelado no *software HelioScope*.

Para a localização em estudo, com o *software HelioScope*, determinou-se que o melhor ângulo de inclinação deve ser de aproximadamente 30° e com um ângulo de azimute de 144 °. Estes valores podem ser consultados, no relatório importado a partir do *HelioScope*, no Anexo E.

De acordo com a capacidade total dos painéis fotovoltaicos, a seleção do inversor deve ser adaptada às necessidades da potência instalada, devendo este ser escolhido de forma apropriada. O intervalo de potência do inversor, deverá estar compreendido ente 70% a 120% da potência fotovoltaica a ser instalada.

O *software HOMER Grid*, faz a otimização da capacidade do inversor. Como referência, considerou-se o inversor da marca SMA (modelo SUNNY TRIPOWER 25000TL) e com um rendimento de 98% e que também funciona como retificador, isto é, é um sistema bidirecional, que irá permitir que as baterias sejam carregadas a partir da RESP (Anexo G).

6.5. Soluções para o Sistema de Armazenamento de Energia

Neste trabalho, foram consideradas as diferentes soluções de armazenamento de bateria mencionadas na introdução. Inicialmente, foram propostas cinco soluções de armazenamento com

diferentes capacidades de armazenamento e diferentes preços para o capital inicial, incluindo baterias novas e baterias de segunda vida.

Inicialmente propôs-se um sistema de armazenamento da Tesla, denominado Tesla Powerpack 2 (TeslaPP2) importado da própria biblioteca do *HOMER Grid* com uma capacidade de até 210 kWh e um preço de investimento inicial de aproximadamente 111 333 € com um tempo de vida útil de 10 anos. Do mesmo modo, também foi considerado a solução de 3 Tesla Powerwall 2.0 (TeslaPW2) com capacidade de 13.5 kWh cada uma, que perfaz um total de 40.5 kWh. O investimento inicial para esta última solução, corresponde aproximadamente à 19 659 € e pode ser consultado diretamente no site da *Europe Solar Store* (<https://www.europe-solarstore.com/>).

Considerou-se também o sistema de armazenamento da LGChem (4 x LGChem 9.8), considerando 4 módulos de 9.8 kWh cada, o que perfaz um total de 39.2 kWh, com um investimento inicial de 18 108 €. Projetou-se também um sistema de armazenamento com baterias da Winston de 33.6 kWh (Winston 33.6 kWh) com um custo de investimento inicial e um custo de substituição do equipamento de aproximadamente 12 500 €.

As soluções de sistemas de armazenamento apresentadas em cima correspondem aos sistemas com baterias novas. Um sistema de baterias de segunda vida provenientes de VEs da Tesla foi também considerado. Este sistema é constituído por um *pack* de até 75 kWh (TeslaP75), com um investimento inicial aproximadamente de 13 920 € e com um custo de substituição de 10 000 € uma vez que se espera que esses valores diminuam ao longo da vida útil do projeto. A Tabela 6.3 apresenta o resumo de todos os custos associados aos diferentes sistemas de armazenamento considerados.

Nome	Capital Inicial (€)	Capital de Substituição (€)	Operação e Manutenção (€ / ano)
TeslaPP	111 333.43	111 333.43	100
3xTesla Powerwall 2.0	19 659	19 659	0
4xLGChem 9.8	18 108	18108	0
Winston 33.6 kWh	12 500	12500	1000
TeslaP75	13 920	10000	100

Tabela 6.3. Custos dos diferentes sistemas de armazenamento.

De acordo com as características do sistema de armazenamento considerado, nomeadamente a capacidade de armazenamento, o custo de investimento inicial, o custo de investimento de substituição, o custo de operação e manutenção e as necessidades de armazenamento para que seja

possível atender a carga em cada instante, o *software HOMER Grid* simula, otimiza e seleciona o sistema com maior custo e benefício face ao tempo de vida útil do projeto.

6.6. Tarifas e Preços de Eletricidade

O posto de carregamento de veículos elétricos sob investigação, como já foi referido, está ligado à rede elétrica de serviços públicos em BTE, com uma ligação trifásica dedicada de 75 kWh. Como referência, considerou-se o preço de eletricidade definido pelo regulador de mercado, ERSE. Os preços no mercado regulado correspondem às tarifas transitórias de venda a clientes finais em BTE (ERSE, 2021). A Tabela 6.4 apresenta os preços considerados e simulados no *software HOMER Grid* da tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE.

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia) *
		22.89	0.7525
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	20.514	0.6744
	Contratada	1.503	0.0494
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0.1599
		Horas cheias	0.1263
		Horas de vazio normal	0.0808
		Horas de super vazio	0.0697
	Períodos II, III	Horas de ponta	0.1583
		Horas cheias	0.1251
		Horas de vazio normal	0.0793
		Horas de super vazio	0.0710

Tabela 6.4. Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE, adaptado de (ERSE, 2021).

Os preços da Tabela 6.4 foram implementados e simulados no *software HOMER Grid*. Adicionalmente, no preço da eletricidade, também foram consideradas as taxas e impostos, que são destinadas ao Estado, nomeadamente a Taxa de Exploração da Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG) com um valor aplicável de 0.07 €/mês, Contribuição para o Audiovisual (CAV) com um valor aplicável de 2.85 €/mês (+ 6 % IVA), Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IECE) com um valor aplicável de 0.001 €/kWh e o Imposto sobre o valor acrescentado (IVA) de 23 % (ERSE, 2021), (Lourenço, 2019).

6.7. Tratamento dos Dados referente ao PCVE da Prio

6.7.1. Introdução

Tendo-se tido acesso aos dados, para o mês de agosto de 2020, do posto de carregamento de VEs da Prio, localizado no distrito de Coimbra, Portugal “Parque Verde do Mondego”, realizou-se o respetivo tratamento dos dados onde se identificaram algumas situações que podem ser melhoradas.

Para melhor compreensão dos dados, fez-se um estudo estatístico, tendo-se calculado nomeadamente a média, o máximo e o mínimo de ocorrências em que os VEs efetuaram carregamento durante os dias desse mês de agosto, para deste modo, identificar o perfil diário de carga.

Com base no perfil diário, e de forma a ter uma perceção da energia total consumida durante o mês de agosto de 2020, analisou-se também, os dias que foram tomados como críticos, que foram aqueles que representaram os dias onde o consumo de energia foi maior.

No sentido de se perceber se um determinado veículo esteve à espera ou não, considerou-se uma variável que determina o intervalo de tempo de carregamento sucessivo de VEs.

Em síntese, este estudo tem como objetivo identificar algumas situações onde dois ou mais VEs quisessem efetuar o carregamento simultaneamente, não o podendo fazer, de modo a propor soluções onde houvesse mais disponibilidade de carregamento. Recorreu-se a diferentes cenários priorizando a utilização de fontes de energia renováveis e sistema de armazenamento estacionário sem recorrer ao aumento da potência contratada.

6.7.2. Visitas diárias de VE no mês agosto de 2020

De acordo com a figura abaixo (Figura 6.5), que foi construída com base nos dados fornecidos pela Prio referente aos carregamentos de VE efetuado no mês de agosto de 2020, verificou-se que a média diária de VEs que procuraram o serviço de carregamento no mês de agosto foi de aproximadamente 10 veículos. Registaram-se também dois dias em que o número máximo de veículos que procuraram o serviço de carregamento foi de 15, nomeadamente no dia 14 e no dia 16. Por outro lado, no dia 31 registaram-se apenas 4 veículos que procuraram o serviço de carregamento, ou seja, é o número mínimo de veículos que procuraram o serviço no mês de agosto.

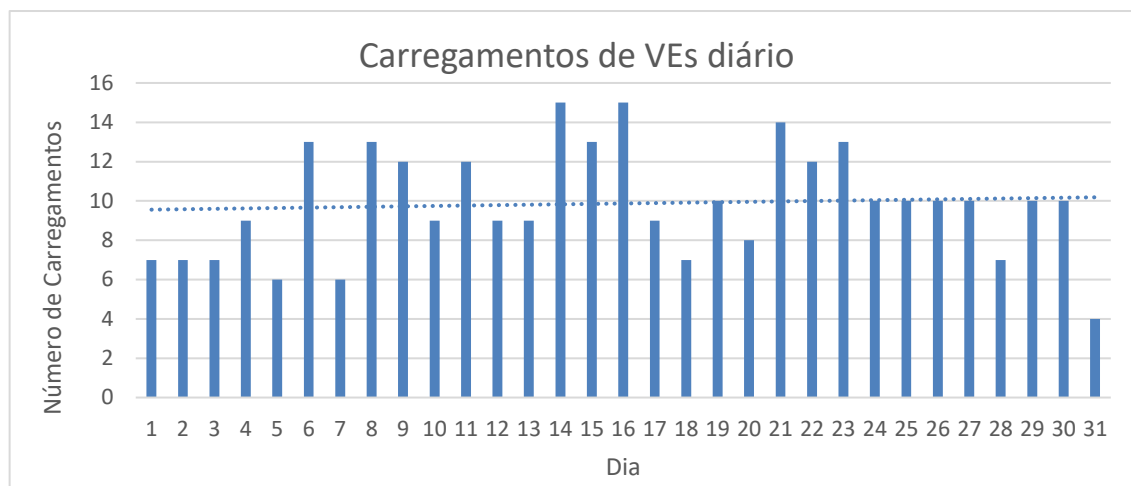


Figura 6.5. Carregamentos diários de VE efetuados no mês de agosto de 2020.

Face à Figura 6.5, a Figura 6.6 apresenta o perfil de energia diário do mês de agosto. Ao contrário do que se pode deduzir, nos dias em que houve maior visitas de VEs ao PCVE não foram os dias em que se registou o máximo da energia diária total consumida. As causas disso são a duração do carregamento de cada VE e a potência solicitada por cada um deles.

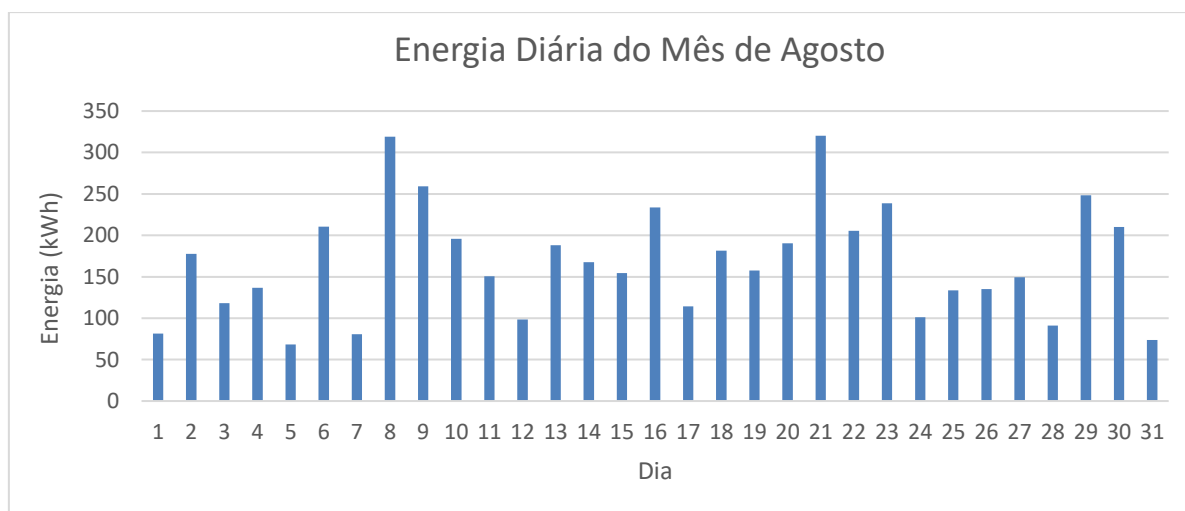


Figura 6.6. Energia diária registada no mês de agosto de 2020.

Com base no gráfico apresentado na Figura 6.6, podemos observar que existem algumas variações, na distribuição do consumo da energia ao longo dos dias. É difícil identificar um padrão de consumo, a menos que fosse possível obter mais dados referentes a outros meses e fazer um estudo de previsão mais elaborado. Mas por outro lado, podemos observar que no início e no final do mês houve pouco consumo de energia diário, havendo um registo abaixo dos 100 kWh diário. Ao contrário destes dias, registou-se um crescimento a partir do dia 8 até ao dia 23 onde a procura atingiu picos um pouco mais de 300 kWh. Face a esta análise, seria interessante examinar os dias de maior procura de energia e definir cenários que irão possibilitar uma melhor

resposta. Em suma, para o mês de agosto registou-se uma média diária de 167.4 kWh e um pico de 320.16 kWh.

6.7.3. Carregamentos sucessivos de VE

Para identificação dos carregamentos sucessivos dos veículos, foi utilizada a expressão (6.2).

$$\Delta T = H_{inicial_i} - H_{final_{i-1}} \leq 10 \text{ min} \quad (6.2)$$

onde, ΔT representa a diferença de tempo entre carregamentos sucessivos, $H_{inicial_i}$ é a hora de início de um novo carregamento e $H_{final_{i-1}}$ é a hora final do carregamento anterior.

Segundo a condição utilizada na expressão (6.2), considerou-se que um intervalo inferior a 10 minutos seria a referência para determinar se um determinado veículo esteve à espera ou não.

Com base na Tabela 6.5, extraída dos dados fornecido pela Prio, identificaram-se algumas situações onde efetivamente terá havido espera. No sentido de evitar o desconforto para os utilizadores é conveniente minimizar estas situações. Para isto, a solução proposta é aumentar a capacidade de serviço, sendo possível que dois ou mais veículos sejam capazes de carregar ao mesmo tempo, sem aumentar a potência de interligação.

Análise...de Sistema de Alimentação de Posto de Carregamento de Veículo Elétricos (...)

Código Posto	Código. Ponto (Tomada)	Hora inicial	Dia	Hora Final	Data	Tempo (h)	Potencia Média (kW)	Energia Diária	Intervalo entre carregamentos	Estado
CBR-00010	CBR-00010-01	01:07:36	20200801	01:18:06	20200801	0,175	32,914			
CBR-00010	CBR-00010-01	17:03:23	20200801	17:46:24	20200801	0,717	35,844		15:45:17	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	17:48:32	20200801	18:03:53	20200801	0,256	45,577		00:02:08	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	18:57:35	20200801	19:27:06	20200801	0,492	28,618		00:53:42	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	19:47:43	20200801	20:17:11	20200801	0,491	38,111		00:20:37	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	23:46:05	20200801	00:17:41	20200801	0,527	16,348	81,273	03:28:54	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	23:46:05	20200801	00:17:41	20200802	0,527	16,348		23:28:24	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	04:45:20	20200802	05:21:55	20200802	0,610	34,084		04:27:39	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	10:21:43	20200802	11:29:49	20200802	1,135	42,872		04:59:48	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	11:42:44	20200802	12:31:12	20200802	0,808	30,241		00:12:55	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	12:35:49	20200802	13:24:48	20200802	0,816	32,364		00:04:37	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	15:24:50	20200802	15:48:11	20200802	0,389	32,991		02:00:02	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	16:39:34	20200802	17:24:00	20200802	0,741	31,562		00:51:23	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	22:28:05	20200802	22:59:48	20200802	0,529	33,819	177,636	05:04:05	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	06:59:12	20200803	07:18:19	20200803	0,319	37,497		07:59:24	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	10:11:42	20200803	11:08:43	20200803	0,950	45,542		02:53:23	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	12:15:04	20200803	14:58:06	20200803	2,717	2,379		01:06:21	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	18:40:51	20200803	19:34:41	20200803	0,897	18,885		03:42:45	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	19:41:55	20200803	19:59:28	20200803	0,293	43,453		00:07:14	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	21:27:14	20200803	21:44:04	20200803	0,281	22,210		01:27:46	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	21:47:57	20200803	22:21:28	20200803	0,559	37,033	118,265	00:03:53	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	01:01:54	20200804	01:12:37	20200804	0,179	39,067		02:40:26	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	07:24:25	20200804	07:45:10	20200804	0,346	38,111		06:11:48	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	08:25:36	20200804	09:15:08	20200804	0,826	27,547		00:40:26	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	11:12:52	20200804	11:34:26	20200804	0,360	36,337		01:57:44	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	12:02:45	20200804	12:53:24	20200804	0,844	34,981		00:28:19	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	16:03:07	20200804	16:27:53	20200804	0,413	34,396		03:09:43	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	20:12:02	20200804	21:02:38	20200804	0,843	10,928		03:44:09	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	21:57:22	20200804	22:23:13	20200804	0,431	32,681		00:54:44	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	22:23:44	20200804	22:54:07	20200804	0,506	26,722	136,555	00:00:31	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	08:34:54	20200805	08:54:14	20200805	0,322	24,335		09:40:47	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	12:06:11	20200805	12:20:23	20200805	0,237	8,197		03:11:57	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	15:52:55	20200805	16:31:31	20200805	0,643	21,833		03:32:32	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	16:35:36	20200805	16:55:31	20200805	0,332	36,988		00:04:05	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	17:38:44	20200805	18:04:34	20200805	0,431	31,640		00:43:13	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	22:51:43	20200805	23:20:59	20200805	0,488	38,212	68,368	04:47:09	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	07:34:02	20200806	08:11:09	20200806	0,619	50,884		08:13:03	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	08:28:14	20200806	09:27:48	20200806	0,993	28,988		00:17:05	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	12:56:14	20200806	13:54:03	20200806	0,964	24,574		03:28:26	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	13:57:24	20200806	15:05:58	20200806	1,143	22,716		00:03:21	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	15:06:46	20200806	15:22:03	20200806	0,258	13,901		00:00:48	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	15:24:10	20200806	15:45:55	20200806	0,363	12,221		00:02:07	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	15:47:08	20200806	16:08:58	20200806	0,364	35,181		00:01:13	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	16:56:18	20200806	17:03:01	20200806	0,112	41,339		00:47:20	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	19:21:06	20200806	19:47:28	20200806	0,440	21,379		02:18:05	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	19:51:32	20200806	20:29:54	20200806	0,640	19,389		00:04:04	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	20:30:53	20200806	21:07:05	20200806	0,603	41,654		00:00:59	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	21:31:15	20200806	22:01:18	20200806	0,501	35,319		00:24:10	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	22:37:19	20200806	22:50:41	20200806	0,223	46,896	210,367	00:36:01	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	09:21:28	20200807	09:35:31	20200807	0,234	42,918		10:30:47	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	17:40:18	20200807	17:51:03	20200807	0,175	33,377		08:04:47	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	17:52:34	20200807	18:21:30	20200807	0,482	39,072		00:01:31	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	18:22:38	20200807	18:52:03	20200807	0,490	41,502		00:01:08	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	18:54:11	20200807	19:27:29	20200807	0,555	35,277		00:02:08	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	22:01:14	20200807	22:11:34	20200807	0,172	33,979	80,648	02:33:45	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	01:28:01	20200808	01:48:34	20200808	0,343	19,180		03:16:27	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	08:10:38	20200808	09:26:22	20200808	1,262	23,254		06:22:04	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	09:35:45	20200808	10:02:46	20200808	0,450	33,264		00:09:23	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	11:26:17	20200808	12:03:44	20200808	0,624	36,642		01:23:31	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	13:07:04	20200808	13:39:04	20200808	0,533	34,783		01:03:20	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	13:40:11	20200808	14:04:42	20200808	0,405	40,549		00:01:07	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	14:05:54	20200808	15:26:50	20200808	1,348	45,144		00:01:12	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	15:27:56	20200808	15:44:26	20200808	0,275	44,800		00:01:06	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	15:59:34	20200808	16:37:18	20200808	0,629	44,320		00:15:08	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	16:39:24	20200808	17:28:44	20200808	0,822	37,681		00:02:06	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	17:32:42	20200808	18:02:16	20200808	0,493	33,033		00:03:58	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	18:05:00	20200808	19:17:03	20200808	1,201	30,645		00:02:44	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	19:19:07	20200808	19:48:44	20200808	0,494	50,477	318,952	00:02:04	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	00:18:16	20200809	00:34:50	20200809	0,276	39,396		04:29:32	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	00:40:35	20200809	01:17:35	20200809	0,617	40,038		00:05:45	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	01:22:15	20200809	01:52:34	20200809	0,505	34,472		00:04:40	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	01:53:34	20200809	02:08:53	20200809	0,255	11,749		00:01:00	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	09:53:58	20200809	11:34:35	20200809	1,677	45,760		07:45:05	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	11:36:15	20200809	11:50:04	20200809	0,230	41,766		00:01:40	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	14:47:58	20200809	15:27:12	20200809	0,654	18,950		02:57:54	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	15:30:35	20200809	16:19:21	20200809	0,813	13,656		00:03:23	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	16:24:02	20200809	17:41:59	20200809	1,299	34,522		00:04:41	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	17:58:27	20200809	18:35:42	20200809	0,621	34,550		00:16:28	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	18:37:03	20200809	18:58:14	20200809	0,353	45,354		00:01:21	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	22:36:45	20200809	22:51:20	20200809	0,243	44,897	259,060	03:38:31	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	08:28:29	20200810	09:26:53	20200810	0,973	27,473		09:37:09	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	12:14:04	20200810	12:56:34	20200810	0,708	15,577		02:47:11	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	14:14:10	20200810	15:16:51	20200810	1,045	24,704		01:17:36	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-01	16:50:09	20200810	17:17:29	20200810	0,456	28,760		01:33:18	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	17:40:00	20200810	17:44:36	20200810	0,077	9,783		00:22:31	Não Esperou
CBR-00010	CBR-00010-03	17:47:41	20200810	18:05:46	20200810	0,301	11,048		00:03:05	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	18:06:40	20200810	20:08:18	20200810	2,027	42,961		00:00:54	Esperou
CBR-00010	CBR-00010-02	20:09:15	20200810	21:05:45	20200810	0,942	18,126		00:00:57	Esperou

a
b
c
d
e

1

a
b
c
d

2

a
b
c
d

3

a
b
c
d
e

4

a
b
c
d

5

Tabela 6.5. Identificação de carregamentos sucessivos de VEs.

Na Tabela 6.5 os carregamentos sucessivos encontram-se divididos por número de caso (círculos a azul), e estes casos apresentaram comportamentos diferentes. Assim, no primeiro caso podemos observar que houve 5 veículos (**a-e**) que carregaram sequencialmente, com um intervalo de tempo muito reduzido, segundo a expressão (6.2). Por exemplo, neste dia 6 de agosto de 2020 (“20200806”), o veículo (**a**) terminou de carregar as 13:54:03 e o veículo (**b**) iniciou o carregamento às 13:57:24 ou seja com o intervalo de 3 minutos e 21 segundos (“00:03:21”). Entre o veículo (**b**) (terminou às 15:05:58) e o veículo (**c**) (iniciou às 15:06:46), o intervalo é apenas de 48 segundos, pelo que é obvio que o veículo (**c**) esteve à espera que o veículo (**b**) terminasse para poder carregar. Analisando os casos seguintes e os curtos tempos de espera, deduz-se que houve pelo menos um veículo à espera que outro veículo terminasse. Analisando este conjunto de cinco veículos que realizaram carregamentos sucessivos podemos observar que a potência média total (se os cinco carregassem ao mesmo tempo) é de 108.59 kW. Posto isto, e sabendo que a potência total contratada é de 75 kW, não seria possível carregar os cinco veículos ao mesmo tempo, o que resultaria no aumento da potência contratada. No entanto não há certeza de os cinco veículos estarem todos a tentar carregar ao mesmo tempo e terem de esperar uns pelos outros. Olhando para as potências de cada carregamento, se existisse mais que um carregador, seria possível carregar vários veículos ao mesmo tempo. Por exemplo a potência média total do carregamento dos quatro primeiros veículos seria 73.41 kW pelo que poderiam ser carregados ao mesmo tempo.

No segundo caso, também há carregamentos sucessivos com intervalos inferiores a 5 minutos, mas a situação é pior do que a anterior, visto que neste caso não é possível carregar em simultâneo o segundo (**b**) e o terceiro (**c**) veículo (80.57 kW), nem o terceiro (**c**) e o quarto (**d**) veículo (76.78 kW). Para além disso, se se quisesse poder carregar os quatro ao mesmo tempo já seriam precisos 149.23 kW, visto ser essa a soma total da potência de carregamento dos quatro veículos.

No terceiro caso também podemos verificar que terá havido uma fila de espera. E que nesta situação não é possível carregar nenhuns dois veículos ao mesmo tempo devido à soma das potências de quaisquer dois deles ultrapassar o limite da potência contratada.

No quarto caso, podemos verificar duas situações que é possível carregar dois veículos em simultâneo, nomeadamente na primeira situação o segundo (**b**) e o terceiro (**c**) veículo (70.71kW). Na segunda situação o terceiro (**c**) o quarto (**d**) veículo (63.69 kW). Nas restantes possibilidades, como o primeiro (**a**) e o segundo (**b**) veículo (82 kW), o quarto (**d**) e o quinto (**e**) veículo (81.12 kW), não é possível carregar ao mesmo tempo devido à mesma justificação apresentada no caso anterior.

O último caso (quinto caso), é um dos casos onde se apresenta maior possibilidade de combinação, em que quaisquer dois ou três veículos podem carregar ao mesmo tempo, ou seja, todas as combinações possíveis envolvendo dois veículos ou três veículos permitem o carregamento simultâneo, exceptuando-se a combinação que envolve os cinco veículos (**a - d**) terem que carregar ao mesmo tempo, o que resultaria numa potência total de 81.92 kW face à potência contratada de 75 kW.

6.7.4. Conclusão

Com base na análise apenas destes primeiros 10 dias do mês de agosto de 2020, é possível tirar as seguintes conclusões:

- Houve de facto situações de veículos à espera;
- Seria conveniente ter mais que um carregador;
- Caso haja mais que um carregador, haverá mais situações em que a potência contratada não atende às necessidades do posto de carregamento;
- Para poder aumentar a potência do posto de carregamento sem ter necessidade de aumentar a potência contratada e, eventualmente, ter que alterar a infraestrutura de cablagem utilizada na chegada de energia, seria necessário considerar outras soluções, tais como armazenamento de energia e painéis solares.

Atendendo às conclusões acima propõe-se analisar diferentes cenários que serão apresentados na secção seguinte.

6.8. Proposta de Cenários

6.8.1. Introdução

Esta secção, tem como objetivo a apresentação de alguns cenários que foram idealizados e implementados no *software HOMER Grid*, de forma a trazer uma perspectiva de soluções, que estão de acordo com os objetivos gerais deste trabalho. Deste modo e, com a finalidade de tornar os PCVEs mais eficientes, garantindo assim, uma maior sustentabilidade ambiental, aproveitando os recursos renováveis, e encontrar uma solução viável do ponto de vista técnico e económico, para este trabalho consideram-se apenas painéis fotovoltaicos, com SAE.

Foram definidos três cenários. Inicialmente, no primeiro cenário, será apresentada a implementação do modelo que vai de encontro aos eventos ocorridos no PCVEs da Prio, referente aos dados do mês de agosto de 2020. Estes eventos, estão relacionados nomeadamente com o número de visitas diárias de VEs, o tempo médio de carregamento, a potência com que foram carregados os VEs e o preço da energia consumida. Nos restantes cenários, aplicar-se-ão algumas variações no cenário 1 (base), como aumento da potência dos carregadores e do tempo médio de carregamento e o perfil diário de visitas dos VEs.

6.8.2. Cenário 1

No cenário 1, propõe-se analisar a situação de referência, ou seja, com os carregamentos efetuados em agosto de 2020. Manter-se-á a ligação de 75kW à RESP, mas incluir-se-ão painéis fotovoltaicos e um sistema de armazenamento de baterias (baterias estacionárias). Foram consideradas diferentes soluções para o SAE de baterias, ou seja, consideraram-se baterias novas com diferentes capacidades e baterias de segunda vida. Para melhor ilustração, podemos observar o esquema do sistema apresentado na Figura 6.7 implementado no *software HOMER Grid*.

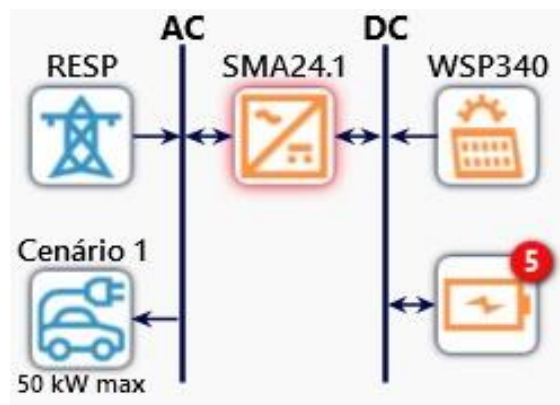


Figura 6.7. Esquema do sistema *on-grid* simulado no *software HOMER Grid*.

Note-se que na Figura 6.7, existe um barramento em AC, onde se estabelece a ligação à RESP e à carga, que neste caso é o PCVEs, nomeada como cenário 1, e por outro lado existe o barramento em DC onde se estabelece a ligação aos painéis fotovoltaicos e ao banco de baterias. Neste caso, e em todos os outros, o sistema de armazenamento irá auxiliar a RESP, quando esta não for capaz de fornecer a potência solicitada pela carga.

A Tabela 6.6 apresenta a caracterização do cenário 1 (base). Na constituição deste cenário existe apenas um carregador de VEs, cuja potência máxima que é possível fornecer é de 50 kW e com uma duração média de conexão dos VEs de 36 minutos (0.6 h). Estes valores, têm como base os dados fornecidos pela Prio referentes ao mês de agosto de 2020.

Cenário 1			
Potência do Carregador (kW)	Tempo médio de conexão (h)	Número de carregadores	Sessões diárias de carregamento
50	0.6	1	14

Tabela 6.6. Caracterização do cenário 1.

Modelou-se também um perfil anual de energia no *software HOMER Grid* conforme podemos observar na Figura 6.8. Este perfil, a semelhança da Tabela 6.6, tem como base os dados referentes ao mês de agosto de 2020 do posto de carregamento da Prio, conforme apresentado na secção 6.7.2. Como vimos, a média da energia diária corresponde a 167.4 kWh, mas para este cenário, modelou-se para a pior situação onde a energia média diária equivale precisamente a 320 kWh, e por extensão considerou-se este valor, para os restantes meses sem incluir nenhuma variação na carga.

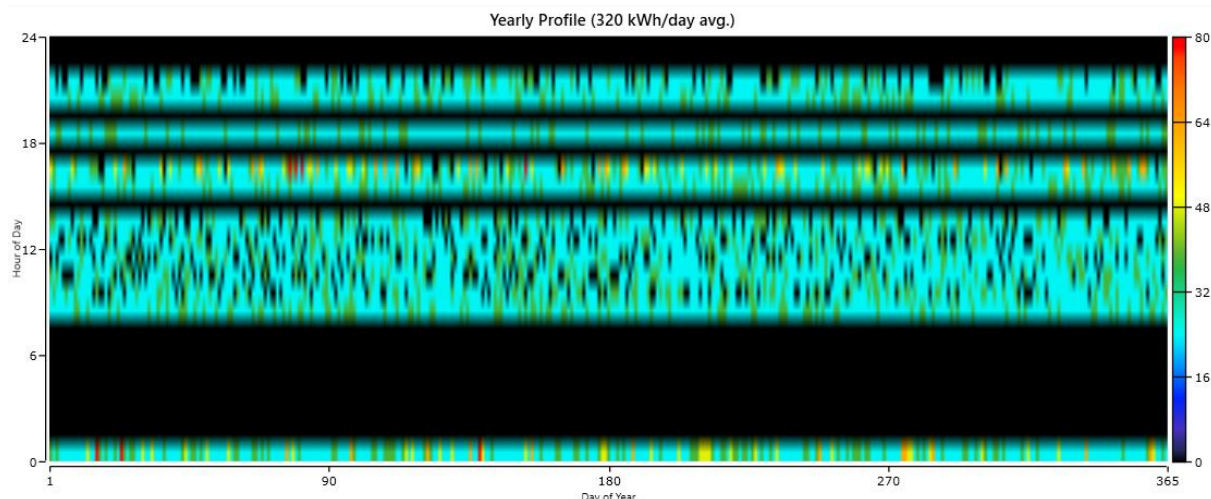


Figura 6.8. Perfil anual de energia modelado no *software HOMER Grid* (cenário 1).

Note-se que, mesmo sem introduzir nenhuma variação na carga, como o tempo de duração ou a variação da energia diária, ainda assim, podemos identificar que não existe uniformidade na carga para os diferentes meses. Quando se confrontou via email o serviço de suporte da *HOMER Grid*, alegaram que haverá variações de carga dependendo das fontes de geração da energia para atender à carga de maneira ideal (Anexo F). Contudo, de certa forma fará sentido as variações de carga, visto que um dos objetivos primordiais é atender à procura.

Do ponto de vista das características dos VEs modelaram-se dois veículos elétricos genéricos (*Generic EV 1* e *Generic EV 2*), onde o *Generic EV 1* corresponderá a 76 % da população de VEs que visitam o posto de carregamento e o *Generic EV 2* corresponderá a 24 %. Ambos com necessidade de energia diferentes, nomeadamente, o primeiro requer 15 kWh e pode ser carregado com uma potência de até 26 kW e o segundo requer 24 kWh e pode ser carregado com uma potência de até 50 kW. Para melhor ilustração podemos observar a Tabela 6.7.

Veículos Elétricos	Proporção da população de EV (%)	Máxima potência de carregamento por EV [kW]	Energia Requerida por cada EV [kWh]
<i>Generic EV 1</i>	76	26	15
<i>Generic EV 2</i>	24	50	24

Tabela 6.7. Descrição da população de VEs do cenário 1 modelado no *software HOMER Grid*.

6.8.3. Cenário 2

No cenário 2, à semelhança do cenário 1, manter-se-á a ligação de 75kW à RESP, painéis fotovoltaicos e as diferentes soluções do sistema de armazenamento. As alterações foram feitas efetivamente no sentido de aumentar a capacidade de atender os VEs, ou seja, permitir a simultaneidade de carregamentos. Assim, com as alterações feitas é possível carregar dois veículos ao mesmo tempo, visto que neste cenário dispor-se-á de dois carregadores de 50 kW perfazendo um total de 100 kW. A Tabela 6.8, apresenta as características do cenário 2.

Cenário 2			
Potência do Carregador (kW)	Tempo médio de conexão (h)	Número de carregadores	Sessões diárias de carregamento
50	0.6	2	14

Tabela 6.8. Caracterização do cenário 2.

Naturalmente, com a alteração do número de carregadores, este novo cenário resultará num novo perfil de carga anual (Figura 6.9), uma vez que, agora já é possível carregar dois veículos em simultâneo. Através da figura abaixo, nota-se que o perfil de carga anual corresponde em média a 409 kWh/dia, uma vez que, a potência solicitada agora é maior.

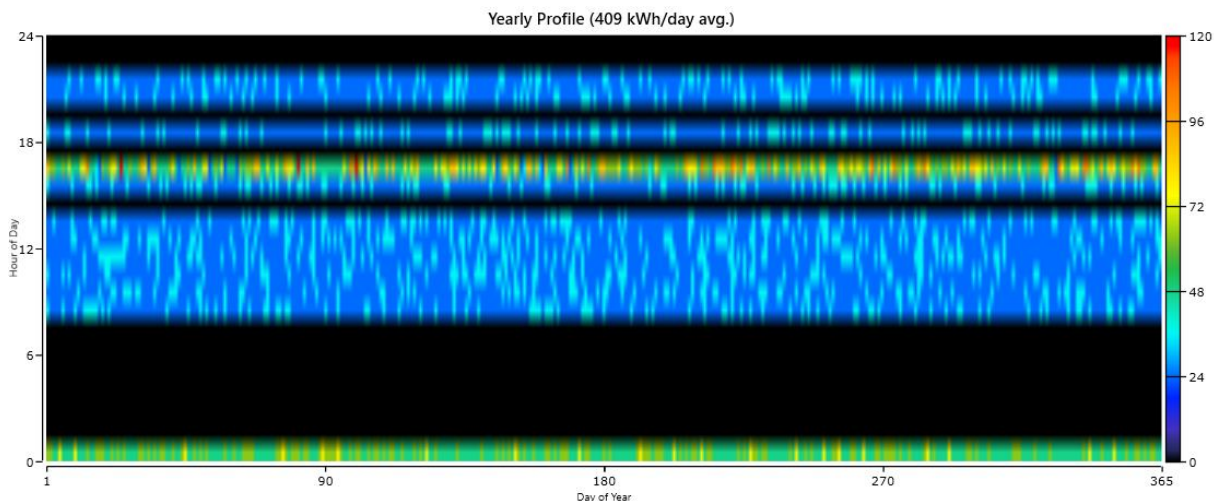


Figura 6.9. Perfil anual de energia modelado no *software HOMER Grid* (cenário 2).

Note-se que, ainda sobre a Figura 6.9, existe uma faixa de cores localizada em toda extensão vertical do lado direito, representando a potência de carregamento dos VEs, na qual as cores mais quentes (amarela, laranja e vermelha) representam as potências mais altas e, por sua vez, as cores mais frias (azul e verde) representam as potências mais baixas. Posto isto, podemos observar pela figura, que no período entre as 12 e 18 horas existe uma maior variação de cores, tendendo para as cores mais quentes. Isto quer dizer que mais veículos poderão estar a carregar ao mesmo tempo, uma vez que à faixa de cores mais quente corresponde o intervalo de potência entre 70 kW e 120 kW.

Relativamente às características dos VEs, tal como no cenário 1, modelaram-se dois VEs genéricos (*Generic EV 1* e *Generic EV 2*), onde o *Generic EV 1* corresponderá a 76 % da população de VEs que visitam o posto de carregamento e o *Generic EV 2* corresponderá a 24 %. Ambos com necessidade de energia diferentes, o primeiro requer 15 kWh e pode ser carregado com uma potência de até 26 kW e o segundo requer 24 kWh e pode ser carregado com uma potência de até 50 kW. Para melhor ilustração podemos observar a Tabela 6.9.

Veículos Elétricos	Proporção da população de EV (%)	Máxima potência de carregamento por EV [kW]	Energia Requerida por cada EV [kWh]
<i>Generic EV 1</i>	76	26	15
<i>Generic EV 2</i>	24	50	24

Tabela 6.9. Descrição da população de VEs do cenário 2 modelado no *software HOMER Grid*.

6.8.4. Cenário 3

No cenário 3, tal como os cenários anteriores, manter-se-á a ligação de 75 kW à RESP, painéis fotovoltaicos e as diferentes soluções do sistema de armazenamento. A diferença deste cenário em relação aos outros, é de explorar a capacidade máxima que o sistema pode fornecer (PV + Armazenamento). Sendo assim, alteraram-se as características dos VEs, nomeadamente a potência e a energia requerida. Efetuaram-se também algumas modificações na caracterização do cenário, que são precisamente o tempo médio de conexão de um VE e o número médio de visitas diárias no PCVEs. Estas alterações, estão representadas na Tabela 6.10.

Cenário 3			
Potência do Carregador (kW)	Tempo médio de conexão (h)	Número de carregadores	Sessões diárias de carregamento
100	0.8	2	12

Tabela 6.10. Caracterização do cenário 3.

Certamente, com as novas alterações efetuadas, o perfil de carga anual sofreu alterações (Figura 6.10). Por conseguinte, a procura aumentou resultando assim, em um perfil de carga de 1 125 kWh/dia em média. Repare-se que, este cenário só é possível devido a combinação do sistema PV + Armazenamento, caso contrário, o PCVEs estaria limitado à potência da RESP (75 kW), que para este cenário 3 e o cenário 2 seria insuficiente visto que agora ter-se-ia dois carregadores de uma potência de 100 kW cada, que perfaz 200 kW.

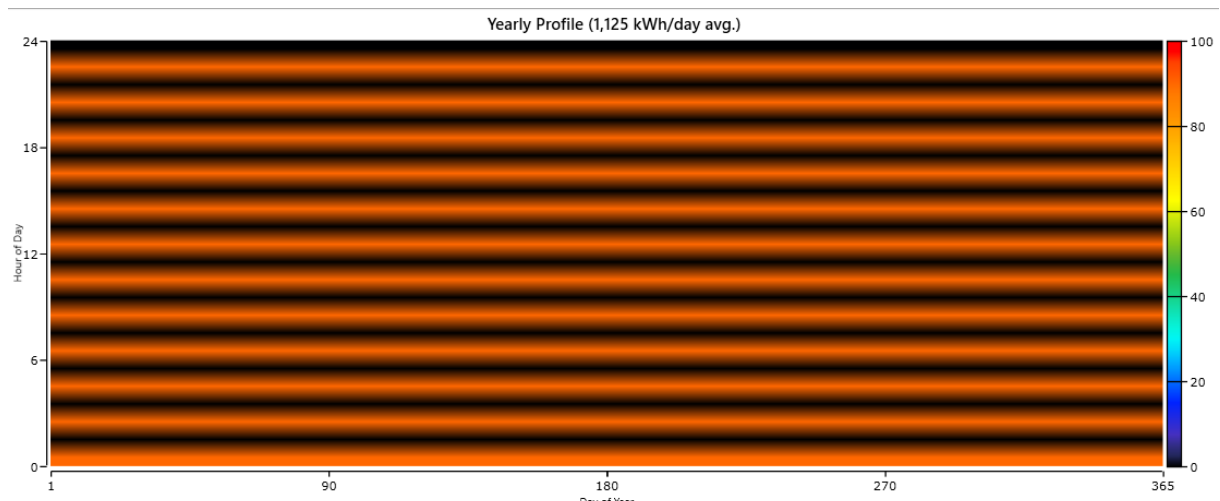


Figura 6.10. Perfil anual de energia modelado no *software HOMER Grid* (cenário 3).

Em relação às características dos VEs que visitam PCVE, assim como os cenários anteriores, modelaram-se dois VEs genéricos (*Generic EV 1* e *Generic EV2*). Neste cenário, a população de VEs está dividida de igual modo, isto é, *Generic EV 1* e o *Generic EV 2* corresponderão a

50 % da população, respectivamente, com as mesmas características de potência e requisição de energia. Os valores da potência e energia são apresentados na Tabela 6.11.

Veículos Elétricos	Proporção da população de EV (%)	Máxima potência de carregamento por EV [kW]	Energia Requerida por cada EV [kWh]
<i>Generic EV 1</i>	50	95	75
<i>Generic EV 2</i>	50	95	75

Tabela 6.11. Descrição da população dos VEs do cenário 3 *software HOMER Grid*.

Os parâmetros apresentados serviram para modelar a carga referente aos diferentes cenários. Estes parâmetros foram introduzidos e simulados no *software HOMER Grid*. No subcapítulo 6.9, serão apresentados os resultados referentes a estes cenários.

6.9. Resultados e Simulação

Neste subcapítulo, são apresentados e analisados os resultados obtidos pela simulação dos cenários apresentados no capítulo anterior através do *software HOMER Grid*. Na simulação dos resultados foi considerado um tempo de vida útil do projeto de 25 anos e taxa de desconto nominal e taxa de inflação prevista nulas.

6.9.1. Cenário 1

Na tabela Tabela 6.12 é apresentado os resultados das simulações para o cenário 1. Os resultados são apresentados em ordem crescente tendo em conta o indicador económico *NPC*.

Architecture										Cost		
WSP340 (kW)	TeslaPP2	4xLGChem9.8	TeslaPW2	Winston 33.6 kWh	TeslaP75D	RESP (kW)	NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)			
24.5					1	75	€262,803	€9,299	€30,324			
24.5		1				75	€280,038	€9,821	€34,512			
24.5						75	€288,972	€10,903	€16,404			
24.5				1		75	€295,395	€10,660	€28,904			
24.5			1			75	€295,716	€10,386	€36,063			
						75	€395,272	€15,811	€0.00			
		1			1	75	€437,983	€16,823	€17,409			
			1			75	€445,886	€16,972	€21,597			
			1	1		75	€449,900	€17,070	€23,148			
				1		75	€456,917	€17,637	€15,989			
24.5	1					75	€505,966	€15,129	€127,738			

Tabela 6.12. Parâmetro de otimização obtido usando o *software HOMER Grid* (cenário 1).

Com base na simulação, escolheu-se o sistema vencedor que, é caracterizado por ter a melhor relação custo e benefício, e é representado na Figura 6.11.

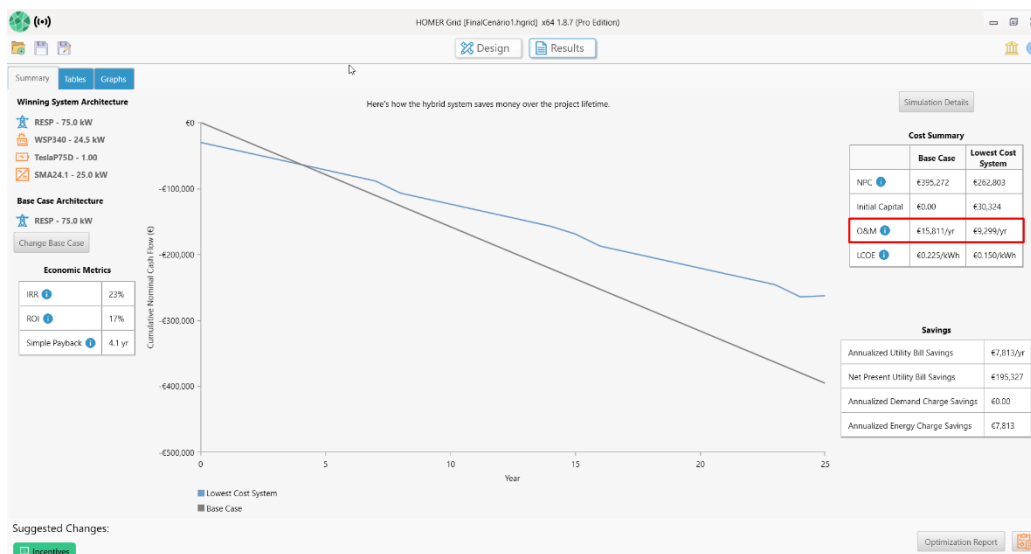


Figura 6.11. Sumarização dos resultados do cenário 1.

De forma a ser mais perceptível, os principais indicadores económicos, os principais custos e poupanças, encontram-se resumidos na Tabela 6.13.

Indicadores Económicos	
Investimento Inicial	30 324 €
Valor Atual Líquido (<i>NPC</i> no <i>HOMER</i>)	262 803 €
<i>Pay Back</i>	4.1 anos
Taxa Interna de Rentabilidade (<i>IRR</i> no <i>HOMER</i>)	23 %
Custo de Manutenção e Operação (<i>O&M</i> no <i>HOMER</i>)	9 299 €/ano
Retorno de Investimento (<i>ROI</i> no <i>HOMER</i>)	17 %
Poupança Anual gerada de Energia	7 813 €

Tabela 6.13. Principais indicadores e poupanças do sistema (cenário 1).

Nota-se que, o custo total de manutenção e operação (*O&M*) corresponde ao custo associado à operação e manutenção de cada componente considerado no sistema. É de salientar também, que o custo *O&M* da RESP representa o custo anual da compra de energia e o custo da potência contratada e potência em horas de ponta. Desse modo, é possível verificar que no cenário onde é considerado unicamente a RESP o valor de *O&M* corresponde à 15 811 €/ano (delineado por retângulo vermelho na Figura 6.11) e no cenário 1 apresentado na Tabela 6.13 este valor corresponde à 9 299 €/ano. Logo, foi possível obter uma poupança anual gerada de energia de 7 813 € considerando o cenário proposto.

- **Trocas de Energia com a RESP (cenário 1)**

O gráfico da Figura 6.12, apresenta as trocas de energia com a rede dos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e o *SoC* da bateria.

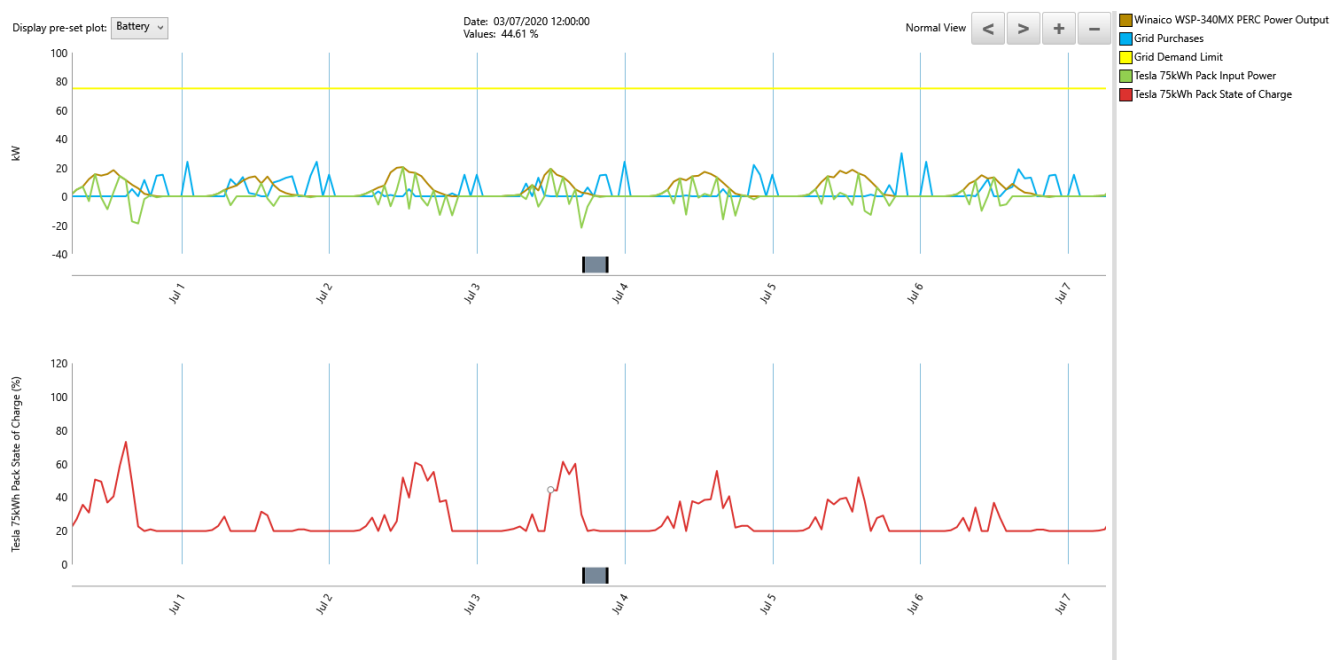


Figura 6.12. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e *SoC* da bateria (cenário 1).

Podemos observar que durante estes primeiros 7 dias houve produção de energia fotovoltaica, o que permitiu carregar o sistema de armazenamento de energia (variação da linha vermelha inferior). Nota-se também, que maioritariamente, a quantidade de energia produzida pelo sistema PV foi utilizada diretamente para alimentar a carga e a bateria carregava apenas quando tivesse excesso de produção ou quando não tivesse carga, isto é, nenhum VE a carregar. Contudo é possível verificar que neste cenário recorrer-se-á menos à RESP para comprar energia.

O gráfico da Figura 6.13, também apresenta as trocas de energia com a rede dos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno. Como podemos observar, nesta situação ocorreram poucas situações onde de facto houve produção de energia fotovoltaica significativa. Houve produção nomeadamente nos dias 2, 3, 6 e no dia 7. Quer isto dizer que se compra mais energia à RESP, uma vez que o sistema não consegue suprir as necessidades do PCVE.

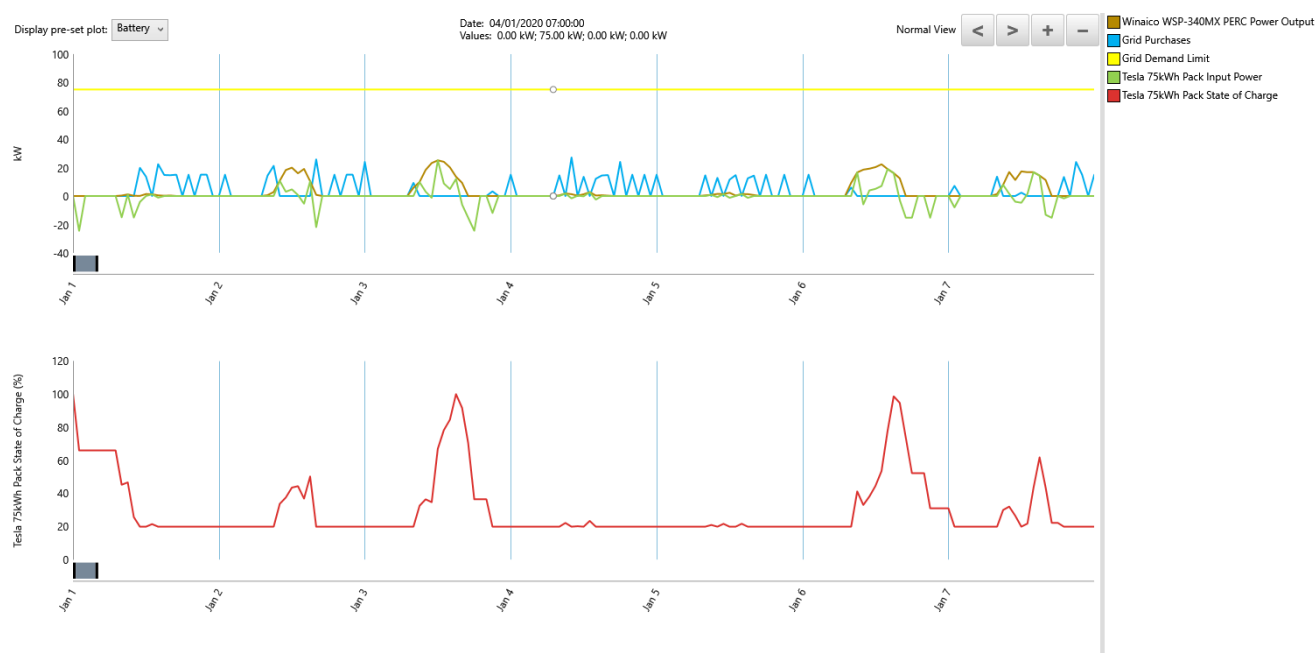


Figura 6.13. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno e SoC da bateria (cenário 1).

6.9.2. Cenário 2

Na Tabela 6.14 é apresentado os resultados das simulações para o cenário 2. Os resultados são apresentados em ordem crescente tendo em conta o indicador económico *NPC*.

Architecture										Cost		
WSP340 (kW)	TeslaPP2	4xLGChem9.8	TeslaPW2	Winston 33.6 kWh	TeslaP75D	RESP (kW)	NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)			
24.5					1	75	€338,580	€12,330	€30,324			
24.5	1					75	€351,142	€12,665	€34,512			
24.5				1		75	€361,398	€13,800	€16,404			
24.5			1			75	€366,117	€13,488	€28,904			
24.5			1			75	€369,587	€13,341	€36,063			
						75	€474,966	€18,999	€0.00			
					1	75	€517,671	€20,010	€17,409			
	1					75	€525,580	€20,159	€21,597			
			1			75	€529,594	€20,258	€23,148			
				1		75	€536,611	€20,825	€15,989			
24.5	1					75	€582,408	€18,187	€127,738			
	1					75	€759,729	€25,796	€114,823			

Tabela 6.14. Parâmetro de otimização obtido usando o *software HOMER Grid* (cenário 2).

Com base na simulação, escolheu-se o sistema vencedor, que é caracterizado por ter a melhor relação custo e benefício, e é representado na Figura 6.14.

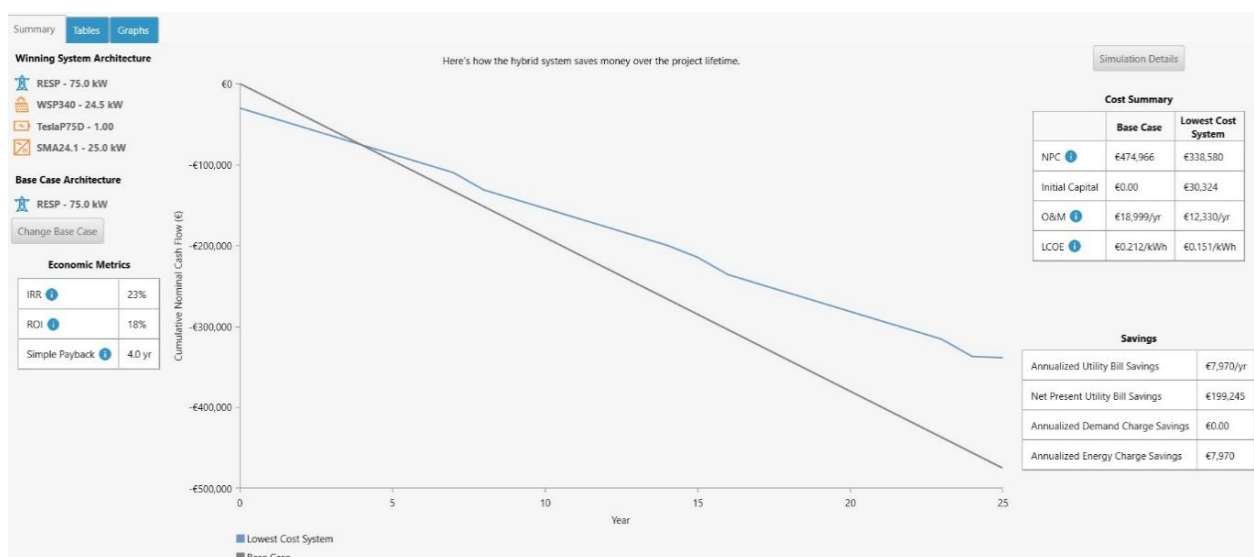


Figura 6.14. Sumarização dos resultados do cenário 2.

De forma a sintetizar, os principais indicadores económicos, os principais custos e poupanças, encontram-se resumidos na Tabela 6.15.

Indicadores Económicos	
Investimento Inicial	30 324 €
Valor Atual Líquido (<i>NPC</i> no <i>HOMER</i>)	338 580 €
<i>Pay Back</i>	4 anos
Taxa Interna de Rentabilidade ou (<i>IRR</i> no <i>HOMER</i>)	23 %
Custo de Manutenção e Operação (<i>O&M</i> no <i>HOMER</i>)	12 330 €/ano
Retorno de Investimento (<i>ROI</i> no <i>HOMER</i>)	18 %
Poupança Anual gerada de Energia	7 970 €

Tabela 6.15. Principais indicadores e poupanças do sistema (cenário 2).

- **Trocas de Energia com a RESP (cenário 2)**

Os gráficos da Figura 6.15 e da Figura 6.16, apresentam as trocas de energia com a rede dos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e de inverno respetivamente. Podemos observar que durante estes primeiros 7 dias houve produção de energia fotovoltaica, mas neste caso, se verifica com menos frequência o carregamento do sistema de armazenamento de energia (variação da linha vermelha inferior), uma vez que, toda energia produzida pelo sistema PV era diretamente consumida pela carga e adicionalmente ainda era necessário comprar mais energia à RESP.

O gráfico da Figura 6.16 é muito similar ao gráfico da Figura 6.13 uma vez que ocorreram poucas situações onde de facto houve produção de energia fotovoltaica significativa. Houve produção nomeadamente nos dias 2, 3, 6 e no dia 7. Assim sendo, houve mais necessidade de comprar mais energia à RESP, uma vez que o sistema não consegue suprir as necessidades do PCVE com dois carregadores de cada 50 kW máximo.



Figura 6.15. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e SoC da bateria (cenário 2).

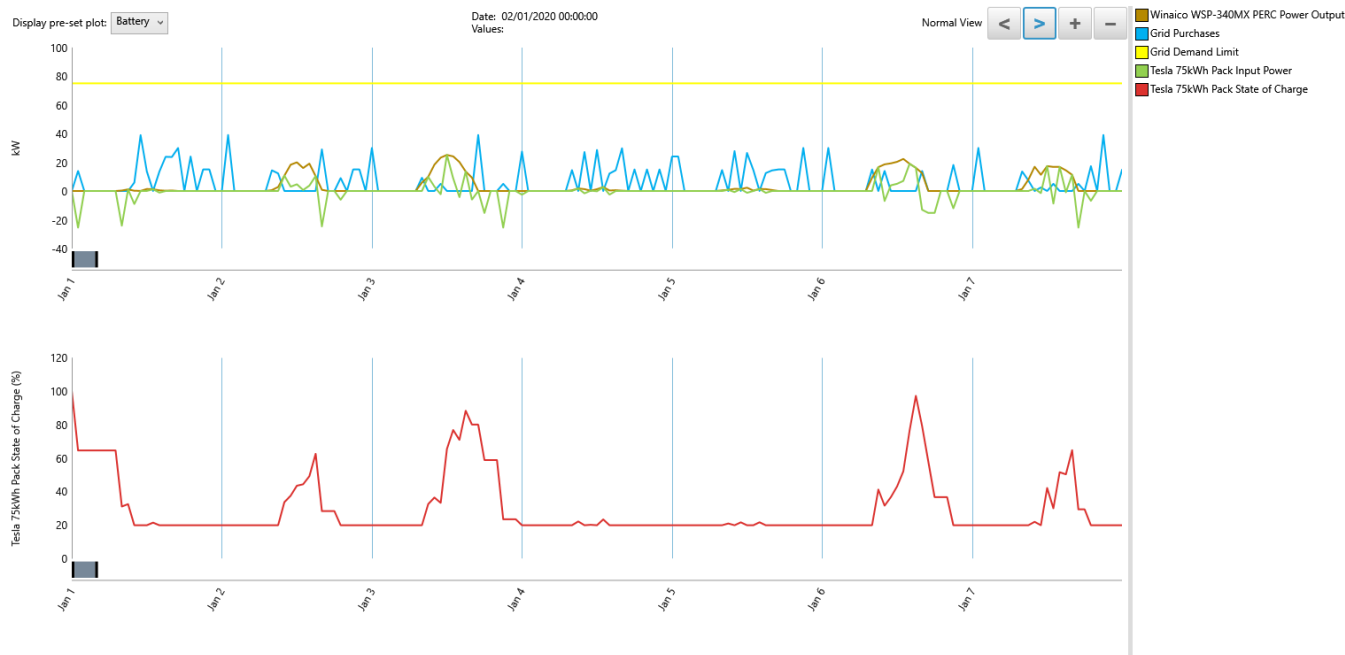


Figura 6.16. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno e SoC da bateria (cenário 2).

6.9.3. Cenário 3

Na tabela A Tabela 6.16 é apresentado os resultados das simulações para o cenário 3. Os resultados são apresentados em ordem crescente tendo em conta o indicador económico NPC.

Architecture											Cost		
											NPC (€)	Operating cost (€/yr)	Initial capital (€)
											€1.36M	€53,387	€30,324
											€1.39M	€54,031	€34,512
											€1.40M	€54,850	€28,904
											€1.41M	€55,087	€36,063
											€1.41M	€55,932	€16,404
											€1.49M	€59,753	€0.00
											€1.54M	€60,783	€17,409
											€1.54M	€60,927	€21,597
											€1.55M	€61,017	€23,148
											€1.56M	€61,591	€15,989
											€1.61M	€59,290	€127,738
											€1.78M	€66,571	€114,823

Tabela 6.16. Parâmetro de otimização obtido usando o software HOMER Grid (cenário 3).

Com base na simulação, escolheu-se o sistema vencedor, que é caracterizado por ter a melhor relação custo e benefício, e é representado na Figura 6.17.

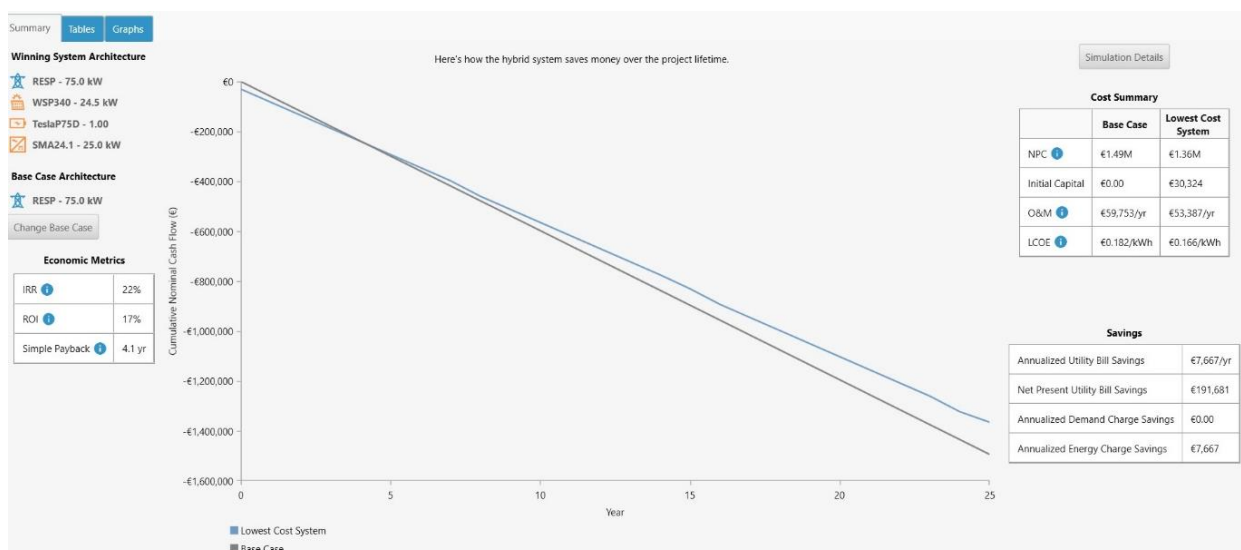


Figura 6.17. Sumarização dos resultados do cenário 3, obtidos usando o *software HOMER Grid*.

De forma a sintetizar, transportaram-se os principais indicadores económicos, os principais custos e poupanças que se encontram resumidos na Tabela 6.17.

Indicadores Económicos	
Investimento Inicial	30 324 €
Valor Atual Líquido (<i>NPC</i> no <i>HOMER</i>)	1 360 000 €
<i>Pay Back</i>	4.1 anos
Taxa Interna de Rentabilidade ou (<i>IRR</i> no <i>HOMER</i>)	22 %
Custo de Manutenção e Operação (<i>O&M</i> no <i>HOMER</i>)	53 387 €/ano
Retorno de Investimento (<i>ROI</i> no <i>HOMER</i>)	17 %
Poupança Anual gerada de Energia	7 667 €

Tabela 6.17. Principais indicadores e poupanças do sistema (cenário 3).

- **Trocas de Energia com a RESP (cenário 3)**

Os gráficos da Figura 6.18 e da Figura 6.19, apresentam as trocas de energia com a rede dos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e de inverno respetivamente. Para estes cenários naturalmente, como se pode verificar e como já foi referido, procurou-se conhecer as limitações técnicas do sistema projetado. Podemos observar pelos gráficos que este cenário recorreu bastante à RESP e ao sistema de armazenamento.

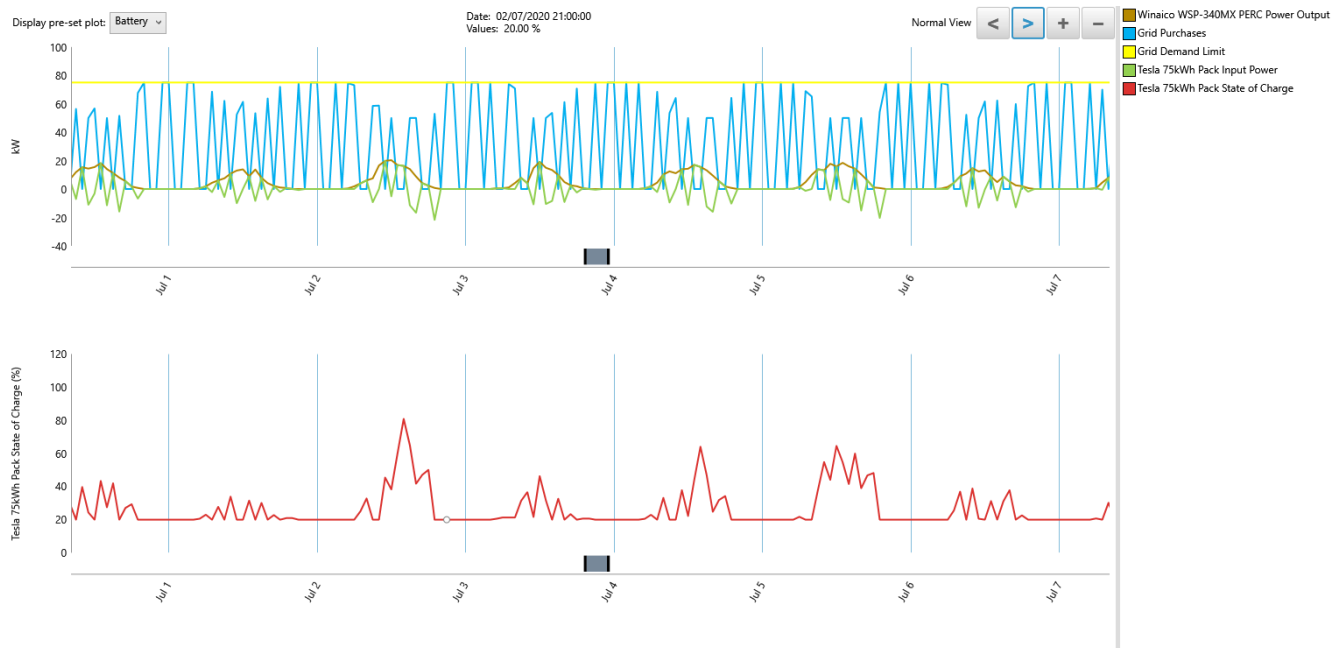


Figura 6.18. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de verão e SoC da bateria (cenário 3).

O gráfico da Figura 6.19 vêm claramente evidenciar algumas limitações do *software HOMER Grid*, sendo que, como já percebemos nos casos anteriores, existe uma reduzida produção de energia fotovoltaica nos meses de inverno e que o sistema se encontra propenso a recorrer regularmente à RESP. Seria mais eficaz o sistema operar de modo que enquanto não tivesse a carregar nenhum VE dar prioridade em carregar o sistema de armazenamento de energia, tendo em conta os períodos onde o preço da energia é mais reduzido para posteriormente utilizar esta mesma energia para carregar futuros VEs.

Contudo, nota-se que, nestes primeiros 7 dias de inverno, o sistema de armazenamento não funcionou nomeadamente nos dias 1, 4 e no dia 5. Mas apesar destas limitações do *software*, o sistema projetado foi capaz de atender as cargas parcialmente, limitando as potências de carregamento. Esperava-se com este cenário conseguir carregamento com potência de até 200 kW, mas devido as estratégias internas de decisão de gestão de energia do *software* ficamos limitados ao resultado apresentado para este cenário.

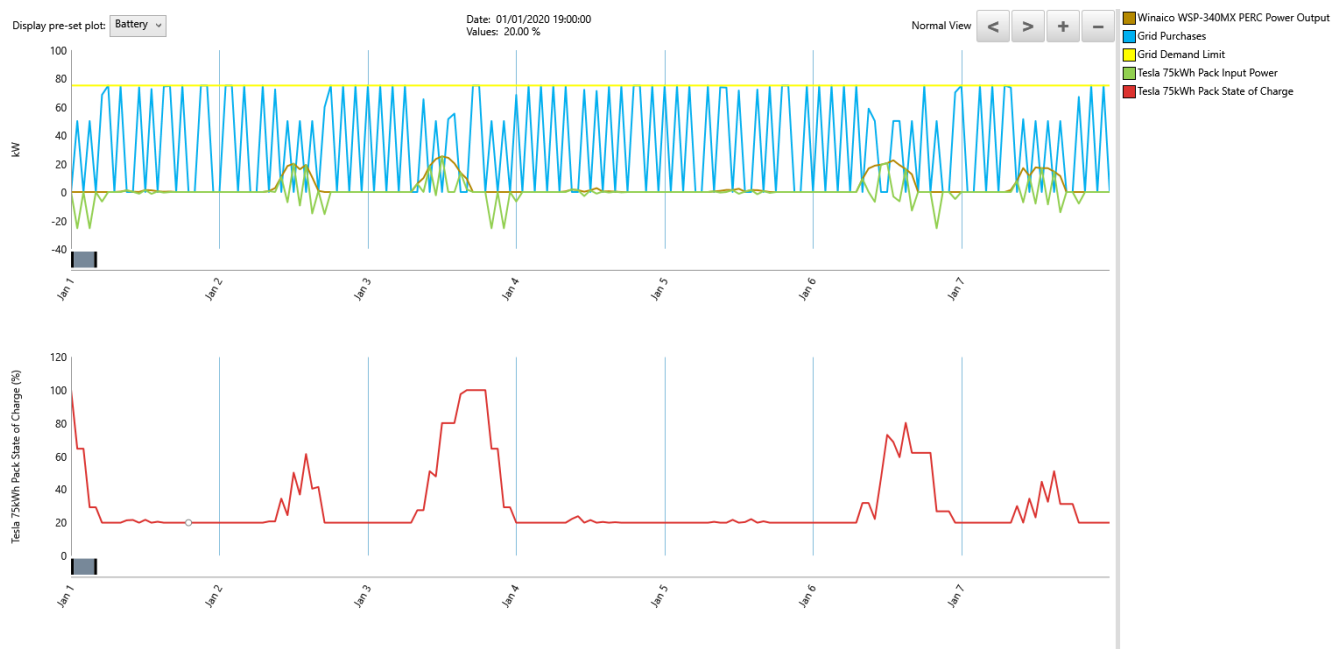


Figura 6.19. Trocas de energia com a rede nos primeiros 7 dias de um mês típico de inverno e SoC da bateria (cenário 3).

6.10. Discussão dos Resultados

Com base nos resultados apresentados, os sistemas vencedores dos três cenários são constituídos por uma fonte de energia fotovoltaica, um sistema de armazenamento de baterias reutilizada de VEs e um conversor/retificador de potência. Quer isto dizer que, mesmo sem ser necessário (ou se não for possível) aumentar a potência de ligação da RESP, é possível aumentar a capacidade de serviço do posto de carregamento, recorrendo assim, à energia fotovoltaica e armazenamento. Em termos de custo é possível notar que para o cenário 1 seria necessário um investimento inicial de 30 324 € e um *NPC* equivalente à 262 803 €, com uma taxa interna de rentabilidade de 23%, com um custo de operação de todo o sistema de aproximadamente 9 299 €/ano. Contudo, ao fim de 4.1 anos seria possível começar a ter o retorno do investimento.

No cenário 2 o investimento inicial manter-se-á igual a de 30 324 € e um *NPC* igual à 338 580 € comparativamente maior que o cenário anterior, uma vez que, neste cenário existe mais capacidade de disponibilidade de serviço (2 carregadores). Neste cenário a taxa interna de rentabilidade é de 23 %, com um custo de operação de todo o sistema de aproximadamente 12 330 € / ano. Porém, só a partir do 4^o ano é que seria possível começar a ter o retorno do investimento.

Já o cenário 3, que é o cenário que efetivamente é o mais exigente do ponto de vista da procura e troca de energia com a RESP, permite explorar intensamente o sistema de armazenamento. Neste cenário 3, o investimento inicial é de 30 324 € e um *NPC* de 1 360 000 €, sendo quatro vezes maior que o cenário 2 e cinco vezes maior que o cenário 1, a taxa interna de rentabilidade é de 22 %, com um custo de operações de todo o sistema de precisamente 53 387 €/ano. Todavia, só a partir do ano 4.1 é que seria possível começar a ter o retorno do investimento.

7. CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1. Conclusões

O trabalho apresentado representa o resultado final do desenvolvimento do projeto, onde se fez uma análise técnico-económica de um sistema de produção de energia fotovoltaica e um sistema de armazenamento de baterias com capacidade de suprir maioritariamente as necessidades de um posto de carregamento de VEs com ligação à RESP.

Numa fase inicial, foi importante perceber as características de um posto de carregamento de VEs, os diferentes modos de cargas e os impactos associados a estes nas redes de distribuição. Percebeu-se que estes sistemas estão em fase de desenvolvimento e que ainda carecem de diferentes soluções de projetos para se mitigar os efeitos causados nas RESPs.

Com o desenvolver da pesquisa e dos trabalhos inerentes ao desenvolvimento do projeto, fez-se um aprofundamento de conhecimentos teóricos, com vista a facilitar a compreensão e perceber quais as melhores soluções a adotar. De certa forma, este trabalho, veio apresentar uma solução interessante ao aproveitamento de energia solar e armazenamento em baterias, como foi mostrado nos resultados e foi possível mitigar alguns problemas associados à troca de energia com à RESP.

Com este trabalho ficou também demonstrado tanto a potencialidade, como a capacidade de um sistema, que não depende unicamente da RESP, em conseguir produzir, armazenar e fornecer a energia necessária para auxiliar na utilização de um posto de carregamento de VEs. Este tipo de sistema permite a descentralização dos sistemas produtores, aproximando a fonte de produção do consumir.

Realizou-se uma revisão bibliográfica sobre algoritmos de otimização de gestão de energia e potência, ajudando a perceber que métodos normalmente se utilizam para gestão de energia num sistema *on-grid*. Esta busca permitiu conhecer alguns trabalhos desenvolvidos e também alguns *softwares* de otimização de energia, nomeadamente o *HOMER Grid* (elegido), *HOMER Pro*, *EnergyPLAN* e muitos outros, os quais utilizam internamente estes algoritmos de otimização apresentados no capítulo 5.

Através do *software Homer Grid* efetuou-se uma análise económica do sistema híbrido, baseados no diagrama de carga, na irradiação solar, nos custos do equipamento e nas tarifas da rede. O *software* calculou os custos associados a cada tecnologia: o custo do investimento inicial dos sistemas, o custo de *O&M*, o *NPC*. Os dados permitiram calcular também o *payback*, assim como a taxa de retorno de investimento.

Do ponto de vista da utilização do *software*, o *Homer Grid* foi satisfatório na sua utilização e na perspetiva de modelar o sistema, mas este *software* apresentou várias limitações quando se tentaram implementar diferentes estratégias de gestão de energia. Ficou-se assim condicionado ao algoritmo de gestão do próprio *Homer Grid* que é tido como uma caixa inacessível.

A elaboração deste trabalho resultou também no desenvolvimento de um artigo científico que foi aceite, submetido e apresentado na *3rd EAI International Conference on Sustainable Energy for Smart Cities* realizado em *Cyberspace* que decorreu no dia 24 a 26 de novembro de 2021.

7.2. Trabalhos Futuros

Os resultados obtidos neste trabalho mostraram-se coerentes e as expectativas iniciais foram na sua maioria atendidas. No entanto como em qualquer trabalho, existem pontos a melhorar, tendo em vista a possibilidade de realização de um estudo mais amplo. Numa perspetiva de trabalhos futuros, os aspetos que se considerou interessante em desenvolver e/ou analisar são:

- Implementar o problema descrito em outros *softwares* de gestão de energia como por exemplo o *EnergyPLAN*, bem como, desenvolver algoritmos de raiz que se integrem melhor na realidade energética de Portugal;
- Implementar mais uma fonte de energia renovável, como turbinas eólicas;
- Acrescentar mais um cenário simulando o abandono da ligação à RESP;
- Pretende-se ainda que o estudo seja aplicado em diferentes locais, para que se possa avaliar a sua viabilidade em diferentes lugares.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Asian Development Bank (2018). *Handbook on Battery Energy Storage System*. 6 ADB Avenue, Mandaluyong City 1550, Metro Manila, Philippines.

Battery University. (2011). *BU-903: How to Measure State-of-charge*. Battery University. Acedido em 17 de agosto de 2021, em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-903-how-to-measure-state-of-charge>.

Battery University. (2021). *BU-212: Future Batteries*. Battery University. Acedido em 25 de outubro de 2021, em: <https://batteryuniversity.com/article/bu-212-future-batteries>.

Carneiro, J. (2010). *Módulos Fotovoltaicos Características e Associações*. Trabalho de investigação de Mestrado Integrado em Engenharia Civil, Departamento de Física da Universidade do Minho, Braga.

Casals, L. C., Amante García, B., & Canal, C. (2019). *Second Life Batteries Lifespan: Rest of Useful Life and Environmental Analysis*. *Journal of Environmental Management*, 232, 354–363. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2018.11.046>.

CCBS Energia. (2019). *Células Fotovoltaicas*. Acedido em 15 de janeiro de 2021, em: <https://ccbs-energia.pt/content/23-celulas-fotovoltaicas>.

Conejo, A. J., Morales, J. M., & Baringo, L. (2010). *Real-Time Demand Response Model*. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(3), 236–242. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2078843>.

Costa, F. (2019). *Processos de Armazenamento de Energia com Recurso a Ar Comprimido: Revisão*. Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia da Universidade do Porto, Porto, 1 vol.

- Costa, S. (2014). *Armazenamento de Energia Térmica através de Materiais de Mudança de Fase*. Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, 1 vol.
- Cruz, A. e Serôdio, P. (2017). *Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica*. Renováveis Magazine, Nº 31, pp. 66-67.
- EDP. (2018). *A 2ª Vida das Baterias*. Acedido em 26 de outubro de 2021, em: <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/a-2a-vida-das-baterias>.
- Electric2car. (2020). *Conector SCAME. EV Plug Alliance (Tipo 3)*. Acedido em: 17 de novembro de 2020, em: <https://www.electric2car.com/servicios/conector-scame-ev-plug-alliance-tipo-3>.
- Engel, H., Hertzke, P., & Siccardo, G. (2019). *Second-life EV batteries: The Newest Value Pool in Energy Storage*. McKinsey Center for Future Mobility, Global Editorial Services.
- ERSE. (2021). *Quadros de Tarifas e Preços da Energia Elétrica a vigorar a partir de 01/01/2021*. Acedido em 12 de maio de 2021, em: <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/#tarifas-e-precos---eletricidade>.
- Ferrari, L. (2020). *The 4 Electric Vehicle Charging Modes*. Acedido em 29 de novembro de 2020, em: <https://www.dazetechnology.com/charging-modes-for-ev/>.
- Folsom Labs. (2019). *Helio Scope*. Acedido em 06 de dezembro de 2021, em: <https://www.helioscope.com/>
- Francisco, R. J. S. (2018). *Sistema Inteligente de Gestão de Armazenamento de Energia*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrotécnica da da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, 1 vol.
- Glória, G. (2017). *Tecnologias de Armazenamento de Energia para Sistemas 100% Renováveis de Média Dimensão*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do Técnico de Lisboa, Lisboa, 1 vol.

Google Earth. (2021). *Google Earth*. Acedido em 21 de janeiro de 2021, em: <https://url.gratis/oQhqPW>.

Green Car Congress. (2020). *MAN, Verkehrsbetriebe Hamburg-Holstein and Volkswagen begin pilot of 500 kWh second-life battery in charging network*. Green Car Congress. Acedido em 26 de outubro de 2021, em: <https://www.greencarcongress.com/2020/01/20200120-man.html>.

Hillier, F. (1995). *Introduction to Operations Research (7th ed)*. McGraw-Hill.

HOMER. (2021). *Design and Optimization Software for Solar, Energy Storage and Microgrids*. HOMER Grid. Acedido em 2 de outubro de 2021, em: <https://www.homerenergy.com/products/grid/index.html>.

Hossain, E., Murtaugh, D., Mody, J., Faruque, H. M. R., Haque Sunny, Md. S., & Mohammad, N. (2019). *A Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies*. IEEE Access, 7, 73215–73252. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2917859>.

Iberdrola. (2020). *Armazenamento de energia: A chave para um futuro descarbonizado*. Iberdrola. Acedido em 11 de agosto de 2020, em: <https://www.iberdrola.com/meio-ambiente/armazenamento-eficiente-de-energia>.

IDTechEx. (2019). *Second-life Electric Vehicle Batteries 2020-2030*. Acedido em 1 de novembro de 2019, em: <https://www.idtechex.com/fr/research-report/second-life-electric-vehicle-batteries-2020-2030/681>.

Justo, C. (2018). *Viabilidade Tecno - Económica de Telhas Fotovoltaicas*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, Covilhã, 1 vol.

Knupfer, S. M., Hensley, R., Hertzke, P., Schaufuss, P., Laverty, N., & Kramer, N. (2017). *Electrifying Insights: How Automakers Can Drive Electrified Vehicle Sales and Profitability*. McKinsey & Company.

- Letcher, T. M. (2019). *Storing electrical energy*. *Managing Global Warming* (pp. 365–377). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814104-5.00011-9>.
- Livengood, D. & Larson, R. (2009). The Energy Box: Locally Automated Optimal Control of Residential Electricity Usage. *Service Science*, 1, 1–16. <https://doi.org/10.1287/serv.1.1.1>.
- Lopes, J. (2012). *O que é a Bombagem Hidroelétrica e quais os seus Benefícios*. Connect INESC TEC. Acedido em 10 de agosto de 2021, em: <http://connect.inesc-tec.pt/events-pt/o-que-e-a-bombagem-hidroelectrica-e-quais-os-seus-beneficios>.
- Lopes, S. (2015). *Tecnologia de Armazenamento de Energia para Fornecimento de Serviços de Sistemas*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Universidade de Coimbra, Coimbra, 1 vol.
- Lourenço L. (2019). *Sistemas Autónomos de Geração e Armazenamento de Energia para o Sector Residencial*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computador da Universidade de Coimbra, Coimbra, 1 vol.
- Machado, M. (2014). *Algoritmos de Gestão Ativa da Procura em Edifícios*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Mecânica do Instituto Superior Técnico da Universidade de Lisboa, Lisboa, 1 vol.
- Marques, J. (2015). *Hidroelectricidade e Barragens Reversíveis: Panorama Actual. Dissertação de Mestrado*. Departamento de Geociência, Ambiente e Ordenamento Território da Universidade do Porto, Porto, 1vol.
- Martins, F. (2016). *Sistema de Armazenamento de Energia com Base em Baterias e no Ondulador de Tensão Trifásico*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletrotécnica do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa, Lisboa, 1 vol.
- Matthey, J. (2017). *Our Guide to Batteries* (3rd Edition). Acedido em 17 de agosto de 2021, em: <http://www.jmbattery.com/JMBS/media/JMBS/Documents/JMBS-28025-Battery-Guide-Reprint-July-2017.pdf>.

- MEE. (2016). *Como Funciona um Painel solar Fotovoltaico?* Acedido em 12 de janeiro de 2021, em: <http://www.meeprojetos.com.br>.
- Messina, J. (2010). *Compressed Air Energy Storage: Renewable Energy*. Acedido em 26 de julho de 2021, em: <https://phys.org/news/2010-03-compressed-air-energy-storage-renewable.html>.
- Michelini, A. (2017). *Baterias Recarregáveis para Equipamentos Portáteis*. 1ª edição, S.T.A. Sistemas e Tecnologia Aplicada. SP, Brasil.
- Mohsenian-Rad, A.-H., Wong, V. W. S., Jatskevich, J., Schober, R., & Leon-Garcia, A. (2010). *Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid*. IEEE Transactions on Smart Grid, 1(3), 320–331. <https://doi.org/10.1109/TSG.2010.2089069>.
- Newsol. (2020). *Armazenamento de Energia Térmica*. Acedido em 26 de julho de 2021, em: <http://www.newsol.uevora.pt/pt-pt/tecnologia-tes/>.
- Nissan. (2018). *O Maior Sistema de Armazenamento de Energia da Europa está agora em Funcionamento na Arena Johan Crujff*. Site Oficial de Notícias de Portugal. Acedido em 26 de outubro de 2021, em: <https://portugal.nissannews.com/pt-PT/releases/o-maior-sistema-de-armazenamento-de-energia-da-europa-est- agora-em-funcionamento-na-arena-johan-crujff>.
- Penisga, B. (2016). *Sistema de Eletricidade e Veículos Elétricos em Portugal até 2050*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Geográfica, Geofísica e Energia da Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, Lisboa, 1 vol.
- Pereira, N. (2016). *Simulação de Regimes de Carga e Descarga em Baterias*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Física do Instituto Superior de Engenharia De Lisboa, Lisboa, 1 vol.
- Pereira, R. (2017). *Integração de Energias Renováveis e Armazenamento de Energia*. Renováveis Magazine, Nº 31, pp. 26-31.
- Pereirinha, P. G., Trovao, J. P., Santos, V. (2016). *Electric Propulsion Vehicles Standardization: Where Are We?* Electrical Engineering Electronic Journal, AEDIE,

Vol.1, No. 3, May 2016, pp. 186–191, ISSN 2172-1246. Available at www.ae-die.org/papers/16116-pereirinha.pdf .

Pinto, R. (2014). *Análise dos Perfis de Carregamento de Veículos Elétricos numa Estação de Carregamento*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, Covilhã, 1 vol.

Podias, A., Pfrang, A., Di Persio, F., Kriston, A., Bobba, S., Mathieux, F., Messagie, M., & Boon-Brett, L. (2018). *Sustainability Assessment of Second Use Applications of Automotive Batteries: Ageing of Li-Ion Battery Cells in Automotive and Grid-Scale Applications*. *World Electric Vehicle Journal*, 9(2), 24.<https://doi.org/10.3390/wevj9020024>.

Portal das Energias Renováveis. (2019). Solar Térmico. Acedido em 2 de novembro de 2019, em: http://www.energiasrenovaveis.com/DetailheConceitos.asp?ID_conteudo=47&ID_area=8&ID_sub_area=27.

Público. (2021). *A viagem do lítio: Desde a natureza até ao carro eléctrico*. Acedido em 26 de julho de 2021, em: <https://www.publico.pt/2021/03/05/infografia/teste-teste-teste-200>.

Reddy, T., & Linden, D. (2011). *Linden's handbook of batteries* (Fourth Edition). McGraw-Hill.

Reis, P. (2015). *Como funcionam as células solares fotovoltaicas*. Acedido em 13 de janeiro de 2021, em: <https://www.portal-energia.com/como-funcionam-celulas-solares-componentes-operacoes/>.

Renault. (2018). *O Grupo Renault Lança o «Advanced Battery Storage», o Maior Dispositivo Europeu de Armazenamento de Energia com Baterias de Veículos Elétricos*. Renault Portugal. Acedido em 27 de outubro de 2021, em: <https://renaultportugal.tumblr.com/post/178475685101/o-grupo-renault-lan%C3%A7a-o-advanced-battery>.

- Riscado, F.B. (2017). *Desenvolvimento e Implementação de uma Aplicação Android para Carregamento de Veículos Elétricos*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electromecânica da Universidade da Beira Interior, Covilhã, 1 vol.
- Rodrigues, D. F. G. (2019). *Projeto de Sistema de Alimentação Elétrica de Habitação Isolada com Autoprodução e Armazenamento de Energia Elétrica e Carregamento de Veículo Elétrico*. Projecto de Mestrado, Departamento de Engenharia Eletromecânica do Instituto Politécnico de Coimbra, Coimbra, 1 vol.
- Root, M. (2011). *The TAB Battery Book: An In-Depth Guide to Construction, Design, and Use*. McGraw-Hill.
- SAE J1772. (2021). Em *Wikipedia*. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=SAE_J1772&oldid=1054952232.
- SGORME (2011). *Formas de Carregamentos de Veículos Elétricos em Portugal*. 2011. Sociedade Gestora de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, Portugal.
- Silva, C. (2016). *Carregamento de Veículos Elétricos em Locais Isolados a partir de Energias Renováveis e com Armazenamento Intermédio de Energia*. Dissertação de Mestrado, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores do Instituto Superior Técnico, Lisboa, 1 vol.
- Suarez, C., & Martinez, W. (2019). *Fast and Ultra-Fast Charging for Battery Electric Vehicles – A Review*. 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 569–575. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2019.8912594>.
- Tesla. (2021). *Supercharger*. Acedido em: 21 de outubro de 2021, em: https://www.tesla.com/en_EU/supercharger.
- Tip. (2021). *Smart Grid Networking Market with COVID-19 Impact Analysis, Top Companies ABB Group, Cisco Systems, Inc., Fujitsu Limited, Market Growth, Trends, Service, Forecast To 2028*. The Manomet Current. Acedido em 14 de julho de 2021, em: <https://manometcurrent.com/smart-grid-networking-market-with-covid->

19-impact-analysis-top-companies-abb-group-cisco-systems-inc-fujitsu-limited-market-growth-trends-service-forecast-to-2028/.

Tooryan, F., Shadman, A., Kamalinia, S., & Collins, Edward. R. (2020). Techno-Economic Analysis and Power Management for Remote Area Microgrid. *2020 Clemson University Power Systems Conference (PSC)*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/PSC50246.2020.9131324>.

Trovão J. (2012). *Optimização e Gestão de Múltiplas Fontes de Energia em Veículos Elétricos*. Tese de Doutoramento, Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computador da Universidade de Coimbra, Coimbra, 1 vol.

Type 2 connector. (2021). Em Wikipedia. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Type_2_connector&oldid=1047366412.

Wikiwand. (2021). Tesla Supercharger. Em *Wikipedia*. https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Tesla_Supercharger&oldid=1050961477.

9. ANEXOS

Anexo A: Sistemas de Armazenamento

SAE Mecânico: Bombagem Hidroelétrica

O armazenamento de energia decorrente de bombagem hidroelétrica é considerada uma das formas mais antigas de armazenamento de energia e mais eficiente quando se trata de armazenamento em grande escala (Letcher, 2019).

Normalmente esta tecnologia é utilizada quando há excesso de capacidade de produção de energia elétrica em períodos de baixo consumo (Letcher, 2019). Durante as horas de maior consumo, a água passa para o reservatório inferior (Figura 9.1 a)) através de uma turbina que se encontra acoplada a um gerador, originando assim a energia elétrica e, nos períodos onde o consumo é menor, a água é bombeada para o reservatório superior (Figura 9.1 b)) . A quantidade de energia elétrica produzida dependerá da diferença de altura entre os reservatórios e do volume de água armazenado (Pereira, 2017).

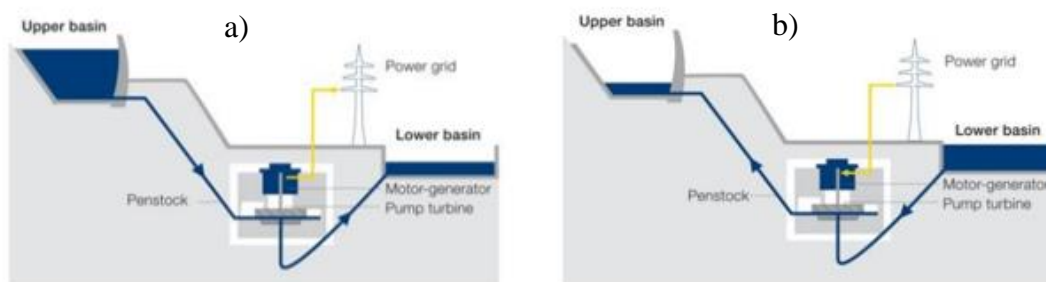


Figura 9.1. Representação de um sistema de bombagem hidroelétrica: a) Produção de energia e b) Armazenamento de energia, adaptado de (Marques, 2015).

Este sistema de armazenamento é considerado como uma tecnologia economicamente viável, capaz de garantir respostas rápidas a variações de consumo ou da produção, bem como garantir a estabilidade do sistema elétrico. As centrais de bombagem hidroelétrica, atuam em mercado, comprando eletricidade nos períodos de vazio, a preços reduzidos, para fazer funcionar os motores das bombas, fornecendo mais tarde a eletricidade ao sistema, nos períodos de maior consumo, em que por sua vez, o preço da eletricidade é mais alto (Lopes, 2012).

A título de curiosidade, o maior sistema de produção de energia elétrica com bombagem hidroelétrica até este momento é o *Bath County, Virginia, EUA*, e tem uma capacidade de geração de 3.003 GW. É conhecida também como a maior bateria do mundo (Pereira, 2017).

SAE Mecânico: Ar Comprimido

O armazenamento de energia de ar comprimido, geralmente usa um tanque subterrâneo, principalmente cavernas geológicas ou minas subterrâneas que irão permitir armazenar o ar em alta pressão. Durante os períodos de excesso, a energia será utilizada para alimentar os motores/geradores que irão acionar o sistema de compressão que será responsável por injetar ar nos reservatórios em alta pressão. Nas horas de pico, o ar armazenado será disponibilizado e aquecido para posteriormente ser utilizado para acionar as turbinas que se encontram acopladas aos motores/geradores, produzindo assim a energia elétrica (Messina, 2010). Na Figura 9.2, podemos observar um esquema típico de um SAE em ar comprimido.

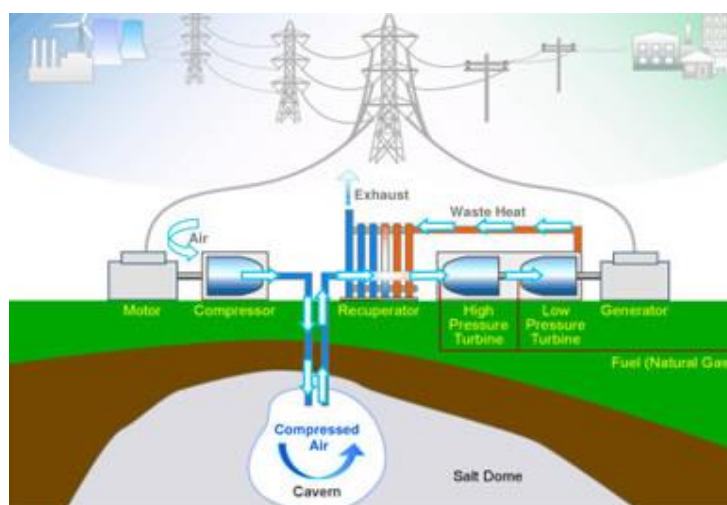


Figura 9.2. Representação típica de um SAE em ar comprimido (Messina, 2010).

SAE Térmico: Calor latente e Calor sensível

O armazenamento térmico é uma tecnologia fundamental para acrescentar a eficiência da integração de energias renováveis, particularmente a energia solar térmica. Esta forma consiste em armazenar energia em materiais que permitam guardar e posteriormente libertá-la de modo controlado (Newsol, 2020).

Esta tecnologia, armazena calor, que podem ser de duas maneiras distintas, nomeadamente, calor sensível e latente. Por sua vez, quando o calor armazenado é do tipo sensível observam-se alterações de temperatura no meio onde se encontra armazenado. Note-se que, este meio pode ser sólido ou líquido e uma das características que é importante ter em conta, é que não ocorrem mudanças de fase. Em função disso, a energia é libertada ou absorvida pelo meio quando a sua temperatura diminui ou aumenta, vice-versa (Costa, 2019).

Porém, o calor latente aproveita a mudanças de fase do meio de armazenamento para armazenar calor, mantendo assim, a temperatura constante. Uma das vantagens de armazenar calor latente

é devido à sua capacidade de armazenar elevadas quantidades de energia num volume consideravelmente pequeno, sem mudanças de temperatura, que possibilita que as trocas de calor sejam mais eficazes.

Um sistema que armazena energia térmica, é comumente constituído por um reservatório, que dispõe do fluido de troca de calor ou meio de armazenamento, um sistema de refrigeração e uma bomba. A Figura 9.3, apresenta um esquema de uma central de torre de energia solar térmica em larga escala, referente ao armazenamento de calor sensível de um sistema de dois tanques.

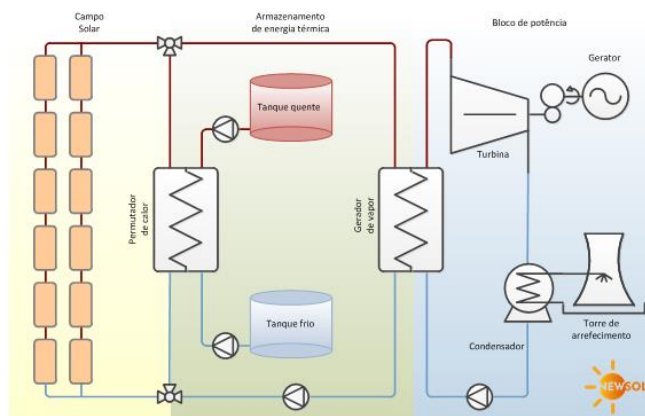


Figura 9.3. Representação de um esquema de uma central de torre de energia solar térmica (Newsol, 2020)

SAE Elétrico: Supercondensadores

São dispositivos capazes de armazenar grandes quantidades de energia elétrica. Eles são capazes de armazenar e fornecer uma elevada densidade de potência num tempo relativamente curto. Os supercondensadores podem ser carregados e descarregados em pouco tempo, tornando-se indicados para suprir as necessidades de picos de potência ou de interrupções curtas do fornecimento (Iberdrola, 2020).

Os supercondensadores são constituídos por dois elétrodos e um eletrólito que estão separados por uma membrana (Figura 9.4). A energia por sua vez, é armazenada na superfície formada entre os dois elétrodos e o eletrólito. Estes condensadores, são bastante similares aos condensadores tradicionais, mas com potência e densidades de energia superior a estes. Em suma, este tipo de armazenamento é maioritariamente empregue em aplicações de curta duração e são naturalmente utilizados no sector da qualidade de energia (Pereira, 2017). Há também alguma utilização em VEs.

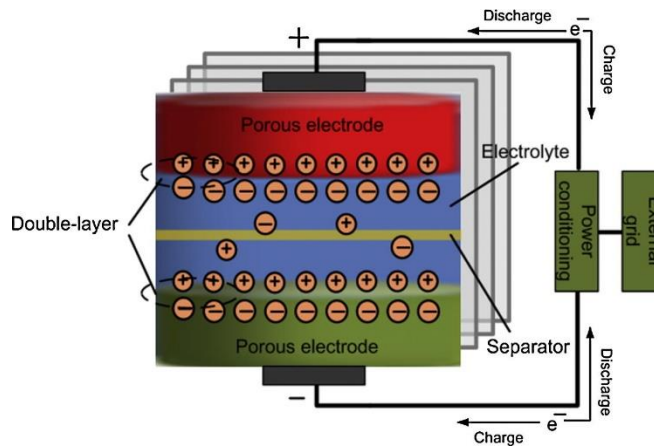


Figura 9.4. Representação do diagrama esquemático de um SAE com supercondensadores, (Pereira, 2017).

SAE Mecânico: Volantes de Inércia (*Flywheels*)

Um volante de inércia (Figura 9.5), ou em inglês *flywheel*, é um dispositivo mecânico capaz de armazenar energia cinética numa massa girante com poucas perdas mecânicas. Geralmente consiste num disco mecânico construído com diferentes materiais, nomeadamente aço ou fibras de carbono colocadas numa câmara de vácuo (Trovão, 2012).

A energia cinética futuramente irá ser transformada em energia elétrica utilizando um gerador para efetuar a conversão. A quantidade de energia armazenada vai depender da velocidade de rotação do disco e da sua inércia. Para que seja possível converter energia elétrica em mecânica irá recorrer-se à uma máquina elétrica capaz de funcionar como motor ou como gerador e vice-versa (Pereira, 2017).



Figura 9.5. Representação em corte de um volante de inércia (Trovão, 2012).

Anexo B: Especificações Técnicas do Carregador Rápido QC50 DC



QC50 DC Fast Charger

Efacec has extensive experience in power electronics design and industrial product manufacturing, which allows for innovative product development and engineering. Currently, the Efacec Electric Vehicle (EV) charging family in the USA features DC Fast Charging for CHAdeMO and SAE Combo compliant vehicles. Efacec has been developing solutions and products for the different EV charging market segments since 2008. Efacec is a member of CHAdeMO and has received the certification for its DC Fast Chargers. The QC 50 is also ETL listed for both CHAdeMO and SAE Combo DC Fast Charging.

Product description

The Efacec QC50 DC Fast Charger can be used to charge all EVs with CHAdeMO and SAE J1772 Combo charging standard compliance. Depending on the EV, it takes up to 30 minutes to charge from a low battery state.

The DC Fast Charger is user-friendly and safe. After user identification, just couple the charger's DC output plug into the EV for automatic starting. The battery charging state is displayed, and the charging cycle finishes automatically or can be interrupted by the user.

Configuration customization is available. Choices include both single and dual DC outputs in a single cabinet to handle both CHAdeMO and SAE Combo vehicles. We offer a bundled solution with a remote wired charging kiosk and standard charging cabinet. The charging kiosk bundle allows for true customization of the user-facing appearance and payment interface.

The DC Fast Charger's unique power electronics design results in top specifications for conductive DC fast charging. It produces high power output while still maintaining top power factor, THD and efficiency ratings. The DC Fast Charger is highly recommended for service stations, EV service workshops and public EV Infrastructure.

Key features

- Supports up to (500 VDC @ 125 A) 62.5 KW
- CHAdeMO standard certification
- SAE J1772 Combo compliant
- Stand-alone or network-integrated charger

Customizations

- Charging kiosk design
- Communication options
- Payment solutions

Applications

- Filling stations, service stations
- EV Service Workshops
- EV Infrastructure Operators
- Car dealerships
- Parking lots
- Office buildings
- Supermarkets and convenience stores

Choose the color of your energy!



Technical Specifications

Nominal Input

Phases / Lines	3 phases + neutral + PE
Voltage	480 ± 10% VAC
Current (max. w/ Vmax output, Imax output)	79 A
Power	65.5 KVA
Frequency	50/60 Hz
Efficiency	96%
Power factor	0.98
THD Input current	12.3%

DC Output

Voltage	50 to 500 VDC
Current	0 to 125 A
Nominal Power (@ 400 V output)	50 KW
Communication with EV	CHAdEMO: JEVS G104 - CAN SAE - CCS: PLC
Plug	CHAdEMO: JEVS G105 SAE - CCS: J1772 Combo

Insulation

Input Output Ground	1500 VAC
Control Circuit Ground	500 VAC

Enclosure

Size (WxDxH)	31.5" x 31.5" x 82.67"
Weight	1,760 lbs
Protection degree	NEMA 3R
Cooling	Forced Ventilation

HMI and Command unit

Contactless card specification	Calypso Mifare
LCD display and numeric keypad	(Others optional)
Emergency stop	
Communication protocol (others on demand)	Web services over IP; Router 3G (GSM or CDMA) OCPP; Efacec; Mobi.E; MHI; others

Environment conditions

Temperature	-13 to +122° F
Humidity	5 to 95%
Place of installation	Outdoor
Sound noise	53 dB
Altitude (above sea level)	Up to 3280 ft

Standards

EN 61851; EN61000; CHAdEMO; UL2202, 2231-1, 2231-2; ADA; SAE J1772



© 09/2013 Efacec USA, Inc. Due to our policy of continuous development, specifications may change without notice. Not valid as a contractual item.



Efacec USA, Inc.
2755 Northwoods Parkway | Norcross, GA 30071 | e-mail: usa.mail@efacec.com | web: www.efacecusa.com

Anexo C: Especificações Técnicas do Painel Fotovoltaico da Marca Winaico

340 watt

WSP-MX Series

Performance and Class for your roof

25 YEARS
PRODUCT WARRANTY

25 YEARS
PERFORMANCE WARRANTY

2 YEARS
COMPLIMENTARY INSURANCE



www.winaico.com.au

WSP-MX MONO

340 W / 60 Cells



A reliable investment
Linear performance guarantee for 25 years



Advanced cell technology
For long term performance in all conditions



Extendable 15 year product guarantee
25 Year Product warranty on Registration for greater peace of mind



Patent water drainage design
To stop water and dust build up



Greater Value

Premium quality from solar module specialists

A solar system is a long term investment, which should last for over 25-years. You want to be able to trust that the solar panels you install will perform for their whole life. With WINAICO you can rely on products from a manufacturer that specialises in premium quality solar.

Greater Experience

Thousands of satisfied system owners worldwide

Established in 2008 WINAICO is one of the world oldest solar manufacturers. Since inception we have focused on building close relationship with our customers. WINAICO stands for quality, reliability and customer engagement, values we apply every day in our business. Working closely with our customers builds trust and understanding, a feeling shared by thousands of satisfied customers worldwide. We have been awarded the EuPD Top PV Brand Award three years in a row.

Greater Protection

3 in 1 insurance for your complete system

Photovoltaic modules from WINAICO are characterised by outstanding quality, innovative design, durability and safety. In order to protect your system against property damage, operational interruption and reduced yields, we offer comprehensive all-round protection for your complete photovoltaic system when purchasing WINAICO modules.

Ask your installer and receive 2 years of free system protection.



**Greater Quality
Excellent Independent Ratings**

WINAICO is one of the few manufacturers to be awarded the EUPD Research “Top Brand PV” seal. The award centres around customer satisfaction from the performance of their solar systems in the real world. The EUPD Seal reflects WINAICO’s customer focus and the positive consensus on lifetime performance.



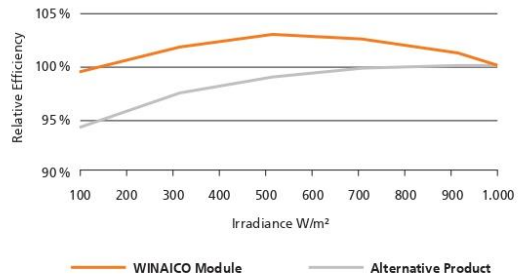
**Greater Performance
Leading Module Technology**

WINAICO combines cutting edge components to build exceptional performance into every panel. Our advanced technology of light conducting ribbons maximises efficiency and minimises power loss to give you the best outcome. We don’t cut corners on quality, every piece of a WINAICO panel is designed for performance.



**Greater Stability
Protection Against the Extremes**

With extreme weather becoming more frequent solar modules need to have the ability to withstand whatever nature throws at them, be it extreme heat, wind, hail or snow. WINAICO’s unique frame and rigid design protects the panels and keeps them working hard for you!



**Greater Safety
Tested to the Limits**

WINAICO’s modules are tested above and beyond international standards. Aiming to use lab conditions to simulate 25 years of service life, we push our modules to withstand conditions far above what they will likely experience on your roof. Be confident that your WINAICO panels will last the test of time.



**Greater Quality Control
100 % Inspection**

We examine all cells and finished laminates for internal damage with a special electroluminescence testing device. In doing so, we can virtually eliminate all micro-cracks, hot spots, solder defects and other faults that cannot be seen with the naked eye. A type of “X-ray image” proves the 100% cell quality for each individual module.

Beyond Industry Standard Testing

Thermal Cycling (TC) Cycles between -40°C and +85°C	IEC Standard	200 Cycles
	WINAICO	3 times IEC standard
Damp Heat (DH) Constant +85°C and 85% relative humidity	IEC Standard	1,000 Hours
	WINAICO	3 times IEC standard
Mechanical Load (ML)	IEC Standard	5,400 Pa
	WINAICO	6,500 Pa
Hail Impact	IEC Standard	25 mm ice ball at 83 km/h
	WINAICO	35 mm ice ball at 100km/h

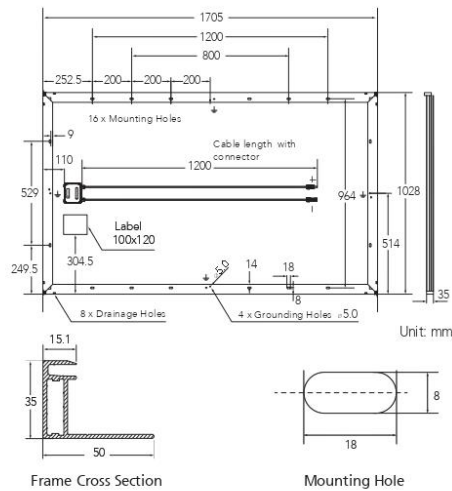
We test beyond the Industry testing standards because at WINAICO we believe that our customers deserve complete peace of mind.

Enhanced Voluntary Quality Testing

Potential Induced Degradation (PID)	300 hours	1,000 V, 85°C, 85% relative humidity
Light and elevated Temperature Induced Degradation (LeTID)	Non-sensitive to LeTID	0.55A, 75°C, 162 hours, 2 cycles
Dynamic Mechanical Load (DML)	2000 Pa	10 push to pull cycles/minute, for 1000 cycles
Salt Mist (IEC 61701:2011)	Severity 6	40°C Humid storage, 90% relative humidity, 56 days
Ammonia (IEC 62716:2013)	480 hours	20 cycles between 8 hrs of heating up and 16 hrs of cooling test sections

Our modules are voluntarily submitted to testing laboratories to push them to the absolute limits, guaranteeing your safety and return on investment.

Dimensions



Mechanical Data WINAICO WSP-MX

Cell	Monocrystalline Silicon Cells, 161.7 mm x 161.7 mm
Quantity and wiring of cells	60 in series
Dimensions	1,705 mm x 1,028 mm x 35 mm (67.13 x 40.47 x 1.38 in)
Weight	20.6 kg (45.8 lbs)
Glass thickness	3.2 mm (0.13 in)
Frame	Black anodised aluminium
Junction box	IP 67
Connector type	MC4 (PV-KBT4/PV-KST4) IP68; QC4.10 IP68
Module fire performance	Type 4
Fire safety class	C

WINAICO PERFORMANCE GUARANTEE

At least 97% of nominal power during the first year.
 No more than 0.7% degradation per year from 2nd year to 25th year.
 The output power will be at least 80.2% at the end of 25th year.

WINAICO PRODUCT WARRANTY

In order to activate our 25-year product warranty, please register your installation under <https://www.winaico.com/warranty-registration/>.

Operating conditions	WINAICO WSP-MX
Operating temperature	-40°C to +85°C / -40°F to +185°F
Maximum system voltage IEC/UL	1,000V/1,000V
Maximum series fuse	20A
Maximum design load (+)/(-)	3,600Pa/2,400Pa
Maximum test load (+)/(-)	5,400Pa/3,600Pa
Nominal Module Operating Temperature NMOT	43.85 ± 3°C
Temperature coefficient of P _{MAX}	-0.38%/°C
Temperature coefficient of V _{OC}	-0.29%/°C
Temperature coefficient of I _{SC}	0.04%/°C
Certifications	IEC 61215-1:2016, IEC 61215-2:2016, IEC 61730-1:2016, IEC 61730-2:2016

Electrical data (STC)	WSP-320MX	WSP-330MX	WSP-340MX	
Nominal performance P _{MAX}	320	330	340	Wp
Voltage at maximum performance V _{MPP}	32.76	32.80	32.85	V
Current at maximum performance I _{MPP}	9.77	10.07	10.35	A
Open circuit voltage V _{OC}	39.26	39.93	40.61	V
Short circuit current I _{SC}	10.48	10.62	10.74	A
Module efficiency	18.26	18.83	19.40	%
Power tolerance	-0/+5			

Electrical data applies under standard test conditions (STC): solar radiation 1,000W/m² with light spectrum AM 1.5, with cell temperature 25°C. Measurement tolerance of P_{MAX} at STC: ±3%. Accuracy of other electrical data: ±10%.

Electrical data (NMOT)	WSP-320MX	WSP-330MX	WSP-340MX	
Nominal performance P _{MAX}	233	240	248	Wp
Voltage at maximum performance V _{MPP}	30.1	30.14	30.18	V
Current at maximum performance I _{MPP}	7.74	7.98	8.20	A
Open circuit voltage V _{OC}	36.98	37.62	38.26	V
Short circuit current I _{SC}	8.29	8.40	8.49	A

Electrical data applies under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

 **WINAICO Australia Pty Ltd**
 Tel + 61 2 8091 2771
 australia@winaico.com
<https://www.winaico.com.au/>
 3/393 George Street, Sydney NSW 2000, Australia


 WINAICO is a trademark of
 Win Win Precision Technology Co., Ltd.

Win Win Precision Technology Co., Ltd
 Tel + 886 3 568 8699 · info@w-win.com.tw
www.wwpt.com.tw · www.winaico.com
 4F, No. 180, Sec. 2, Gongdao 5th Rd., East Dist.,
 Hsinchu City 300, Taiwan R.O.C
Production Facility
 3F, No. 96, Xinhe Rd., Xinfeng Township, Hsinchu
 County 304, Taiwan, R.O.C

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. 315WSP-MX-AUS-0121/agentur-benberg.de

Anexo D: Principais Fabricantes de Inversor de Energia Solar

Fabricantes	Web Sites
WEG Solar	https://www.weg.net/solar
FRONIUS	https://www.fronius.com/en
GoodWe	https://br.goodwe.com/
Hoymiles	https://www.hoymiles.com/
REFUSol	https://refu.com/
Growatt	https://www.ginverter.com/
SMA	https://www.sma.de/en.html
APSystems	https://apsystems.com/
ABB	https://new.abb.com/pt
ECOSOLYS	https://ecosolys.com.br/
SUNGROW	https://en.sungrowpower.com/
BONFIGLIOLI	https://www.bonfiglioli.com/international/en
INGETEA	https://www.ingeteam.com/
SCHNEIDER	https://www.se.com/pt/pt/
KAKO	https://kaco-newenergy.com/home/
OUTBACK	https://www.outbackpower.com/products-mobile/inverter-chargers
PHB	http://www.phb.com.br/
B&B	https://www.cccme.cn/shop/cccme13534/introduction.aspx
SANTERNO	https://enertronicasanterno.it/?lang=en
NEP	https://northernep.com/
CHINT	https://chintglobal.com/
SAJ	https://www.saj-electric.com/
KSTAR	https://www.kstar.com/
DELTA	https://www.deltaww.com/en-US/index
Solaredge	https://www.solaredge.com/

(Fonte: PortalSolar.com.br)

Anexo E: Dimensionamento do Sistema PV no Software HelioScope

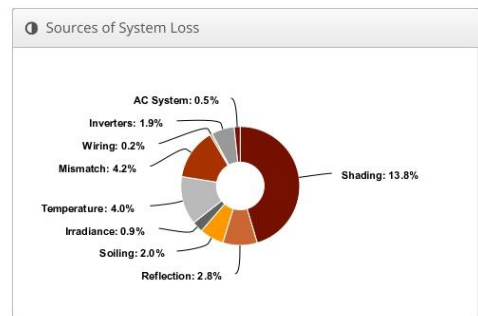
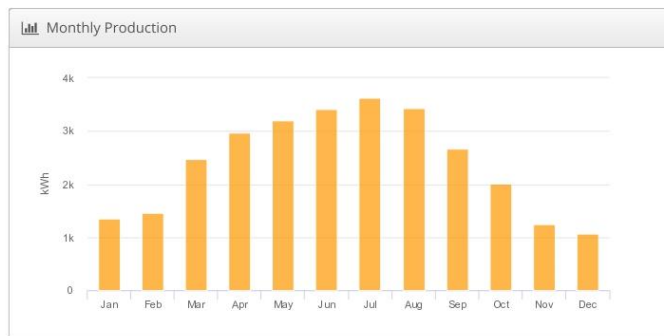
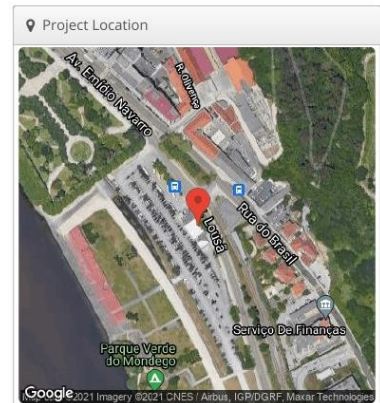

Annual Production Report produced by Lucélio Manuel Costa

Design 1 Prio Charging Station, Parque verde coimbra

Report	
Project Name	Prio Charging Station
Project Address	Parque verde coimbra
Prepared By	Lucélio Manuel Costa luceliocosta1994@hotmail.com



System Metrics	
Design	Design 1
Module DC Nameplate	23.0 kW
Inverter AC Nameplate	24.1 kW Load Ratio: 0.96
Annual Production	28.90 MWh
Performance Ratio	73.0%
kWh/kWp	1,254.5
Weather Dataset	TMY, COIMBRA, IWECC Data (epw)
Simulator Version	8ab6c1dc12-d6b09898f2-d64b51de0f-2475be9f8d



Annual Production			
	Description	Output	% Delta
Irradiance (kWh/m ²)	Annual Global Horizontal Irradiance	1,570.8	
	POA Irradiance	1,719.0	9.4%
	Shaded Irradiance	1,482.1	-13.8%
	Irradiance after Reflection	1,440.0	-2.8%
	Irradiance after Soiling	1,411.2	-2.0%
	Total Collector Irradiance	1,412.3	0.1%
Energy (kWh)	Nameplate	32,563.6	
	Output at Irradiance Levels	32,265.4	-0.9%
	Output at Cell Temperature Derate	30,977.7	-4.0%
	Output After Mismatch	29,663.3	-4.2%
	Optimal DC Output	29,608.5	-0.2%
	Constrained DC Output	29,608.5	0.0%
	Inverter Output	29,048.9	-1.9%
	Energy to Grid	28,903.7	-0.5%
Temperature Metrics			
	Avg. Operating Ambient Temp		17.6 °C
	Avg. Operating Cell Temp		25.6 °C
Simulation Metrics			
	Operating Hours	4626	
	Solved Hours	4626	

Condition Set													
Description		Condition Set 1											
Weather Dataset	TMY, COIMBRA, IWECC Data (epw)												
Solar Angle Location	Meteo Lat/Lng												
Transposition Model	Perez Model												
Temperature Model	Sandia Model												
Temperature Model Parameters	Rack Type	a	b										
	Fixed Tilt	-3.56	-0.075										
Soiling (%)	Flush Mount	-2.81	-0.0455										
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Irradiation Variance	5%												
Cell Temperature Spread	4° C												
Module Binning Range	-2.5% to 2.5%												
AC System Derate	0.50%												
Module Characterizations	Module	Uploaded By	Characterization										
	TSM-PD14 320 (May16) (Trina Solar)	Folsom Labs	Spec Sheet Characterization, PAN										
Component Characterizations	Device	Uploaded By	Characterization										
	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	Folsom Labs	Modified CEC										

HelioScope Annual Production Report produced by Lucélio Manuel Costa

Components

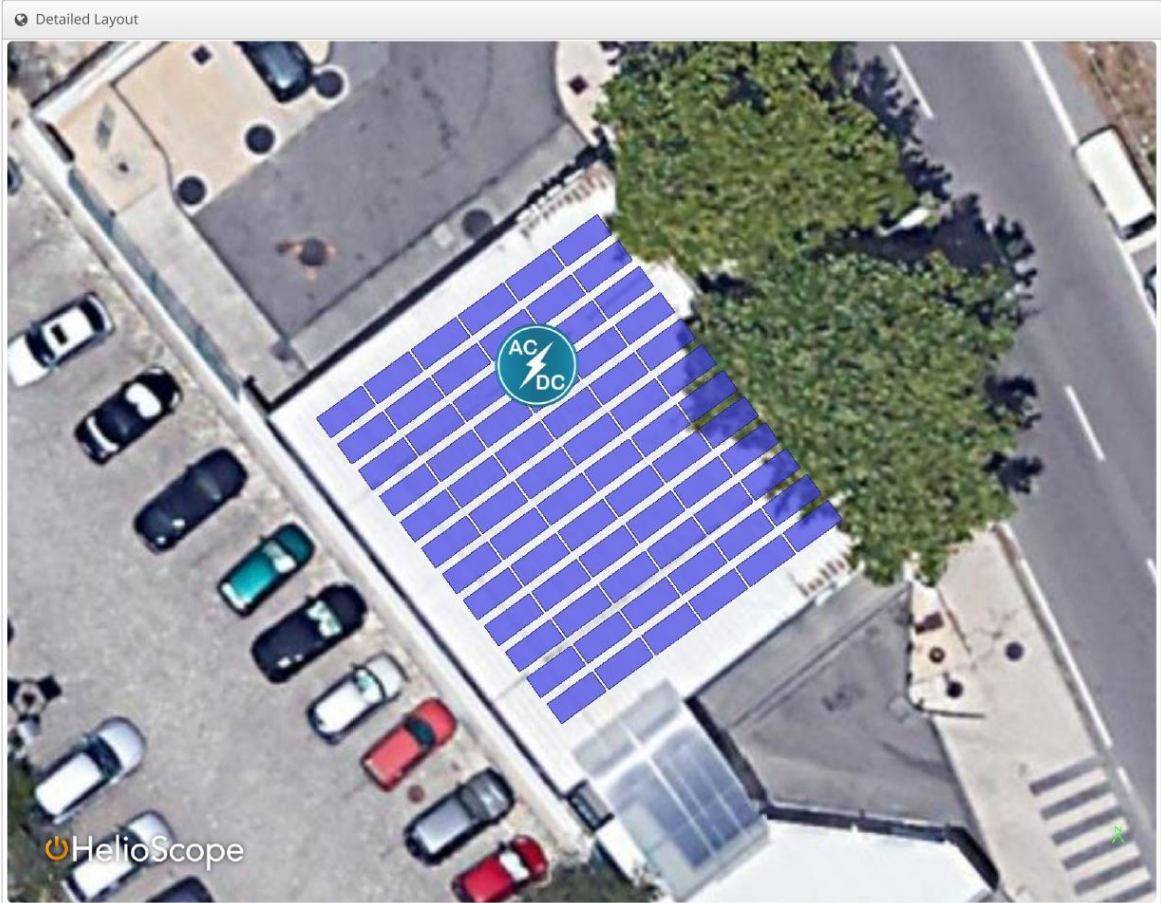
Component	Name	Count
Inverters	Sunny Tripower 24000TL-US (SMA)	1 (24.1 kW)
Strings	10 AWG (Copper)	4 (72.0 m)
Module	Trina Solar, TSM-PD14 320 (May16) (320W)	72 (23.0 kW)

Wiring Zones

Description	Combiner Poles	String Size	Stringing Strategy
Wiring Zone	-	5-20	Along Racking

Field Segments

Description	Racking	Orientation	Tilt	Azimuth	Intrarow Spacing	Frame Size	Frames	Modules	Power
Field Segment 1	Fixed Tilt	Landscape (Horizontal)	30°	144°	0.3 m	1x1	72	72	23.0 kW



Anexo F: Report Problems Email to HOMER Energy

29/10/21, 18:00
Correio – Lucélio Costa – Outlook

Tudo
← HS De: HOMER Energy Support
👤

Nova mensagem

Favoritos

- 📁 Caixa de Entrada **12373**
- Itens Enviados
- 🗑️ Itens Eliminados
- Adicionar favorito

Pastas

- 📁 Caixa de Entrada **12373**
- 🚫 Correio Eletrónico ... 116
- ✎ Rascunhos 112
- Itens Enviados
- 🗑️ Itens Eliminados
- 📁 Archive
- 📄 Notas 3
- 📁 Conversation History
- 📁 Feeds RSS
- 📁 Paulo Pereirinha
- Nova pasta

Grupos

- Novo grupo

← **RE: Report problems**

🕒 Respondeu a qua, 09/06/2021 21:28

🌐 Traduzir a mensagem para: Português (Brasil) | Nunca traduzir do: Inglês

HS HOMER Energy Support <support@homerenergy.com>

seg, 07/06/2021 19:27

Para: Você

Cc: ppereiri@isec.pt

Dear Lucélio,

Thank you for contacting HOMER Energy Support.

In order to further assist, could you provide your .hgrid file?

Please note, there will be load variations depending on your resources and generation - the dispatch decisions are made to meet the load in the most optimal way with the deferrable charger option.

My apologies - our MATLAB controller does not support the EV Charger at this time.

You may use the advanced tariff builder to create your own custom tariff and can add your own peak demand rates. There are a lot of variations with tariffs, so if you are encountering a specific issue, please let me know.

https://www.homerenergy.com/products/grid/docs/latest/use_advanced_tariff_builder.html

Best regards,

Leah Ringo
Software Support Specialist

https://outlook.live.com/mail/0/id/AQMkADAwATZiZmYAZC1jNGI1LTg1NjE0MDACLTAwCgBGAAAD2hCsz13Clk23TEDdRSVlcAcA7G2QR5eUjkC... 1/1

Anexo G: Características Técnicas do Inversor

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US /
20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US



Design flexibility

- 1000 V DC or 600 V DC
- Two independent DC inputs
- 15° to 90° mounting angle range
- Detachable DC Connection Unit

System efficiency

- 98.0% CEC, 98.6% Peak
- 1000 V DC increases system efficiency
- OptiTrac Global Peak MPPT

Enhanced safety

- Integrated DC AFCI
- Floating system with all-pole sensitive ground fault protection
- Reverse polarity indicator in combination with Connection Unit

Future-proof

- Complete grid management feature set
- Integrated Speedwire, WebConnect, ModBus interface
- Bi-directional Ethernet communications
- Utility-interactive controls for active and reactive power

SUNNY TRIPOWER 12000TL-US / 15000TL-US / 20000TL-US / 24000TL-US / 30000TL-US

The ultimate solution for decentralized PV plants, now up to 30 kilowatts

The world's best-selling three-phase PV inverter, the SMA Sunny Tripower TL-US, is raising the bar for decentralized commercial PV systems. This three-phase, transformerless inverter is UL listed for up to 1000 V DC maximum system voltage and has a peak efficiency above 98 percent, while OptiTrac Global Peak minimizes the effects of shade for maximum energy production. The Sunny Tripower delivers a future-proof solution with full grid management functionality, cutting edge communications and advanced monitoring. The Sunny Tripower is also equipped with all-pole ground fault protection and integrated AFCI for a safe, reliable solution. It offers unmatched flexibility with a wide input voltage range and two independent MPP trackers. Suitable for both 600 V DC and 1,000 V DC applications, the Sunny Tripower allows for flexible design and a lower levelized cost of energy.

www.SMA-America.com

Technical data	Sunny Tripower 12000TL-US	Sunny Tripower 15000TL-US	Sunny Tripower 20000TL-US	Sunny Tripower 24000TL-US	Sunny Tripower 30000TL-US
Input (DC)					
Max. array power	18000 W _p STC	22500 W _p STC	30000 W _p STC	36000 W _p STC	45000 W _p STC
Max. DC voltage	*1000 V				1000 V
Rated MPPT voltage range	300 V...800 V	300 V...800 V	380 V...800 V	450 V...800 V	500 V...800 V
MPPT operating voltage range			150 V...1000 V		
Min. DC voltage / start voltage			150 V / 188 V		
Number of MPP tracker inputs	2				
Max. operating input current / per MPP tracker	66 A / 33 A				
Max. short circuit current per MPPT / string input	53 A / 53 A				
Output (AC)					
AC nominal power	12000 W	15000 W	20000 W	24000 W	30000 W
Max. AC apparent power	12000 VA	15000 VA	20000 VA	24000 VA	30000 VA
Output phases / line connections	3 / 3-NPE				3 / 3-NPE, 3-PE
Nominal AC voltage	480 / 277 V WYE				480 / 277 V WYE, 480 V Delta
AC voltage range	244 V...305 V				
Rated AC grid frequency	60 Hz				
AC grid frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz...+5 Hz				
Max. output current	14.4 A	18 A	24 A	29 A	36.2 A
Power factor at rated power / adjustable displacement	1 / 0.0 leading...0.0 lagging				
Harmonics	< 3%				
Efficiency					
Max. efficiency / CEC efficiency	98.2% / 97.5%	98.2% / 97.5%	98.5% / 97.5%	98.5% / 98.0%	98.6% / 98.0%
Protection devices					
DC reverse polarity protection	●				
Ground fault monitoring / grid monitoring	●				
All-pole sensitive residual current monitoring unit	●				
DC AFCI compliant to UL 1699B	●				
AC short circuit protection	●				
Protection class / overvoltage category	I / IV				
General data					
Dimensions (W / H / D) in mm (in)	665 / 650 / 265 (26.2 / 25.6 / 10.4)				
Packing dimensions (W / H / D) in mm (in)	780 / 790 / 380 (30.7 / 31.1 / 15.0)				
Weight	55 kg (121 lbs)				
Packing weight	61 kg (134.5 lbs)				
Operating temperature range	-25°C...+60°C				
Noise emission (typical) / internal consumption at night	51 dB(A) / 1 W				
Topology	Transformerless				
Cooling concept / electronics protection rating	OptiCool / NEMA 3R				
Features					
Display / LED indicators (Status / Fault / Communication)	- / ●				
Interface: RS485 / Speedwire, WebConnect	○ / ●				
Data interface: SMA Modbus / SunSpec ModBus	● / ●				
Mounting angle range	15°...90°				
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○				
Certifications and approvals	UL 1741, UL 1741 SA, CA Rule 21, UL 1998, UL 1699B, IEEE 1547, FCC Part 15 (Class A & B), CAN/CSA C22.2 107.1-1				
NOTE: US inverters ship with gray lids. Data at nominal conditions, August 2017. * Suitable for 600 V DC max. systems					
● Standard features ○ Optional features - Not available					
Type designation	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10	STP 24000TL-US-10	STP 30000TL-US-10



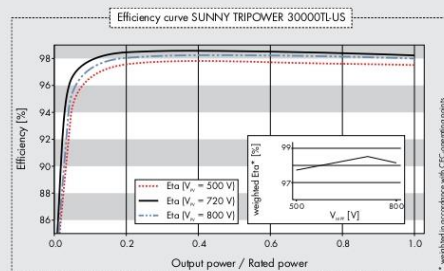
RS485 interface
DM-485CB-US-10



Connection Unit
CU 1000US-11



SMA Cluster Controller
CLCON-10



STP12000TL-US-10/15000TL-US-10/20000TL-US-10/24000TL-US-10/30000TL-US-10 SMA and Sunny Tripower are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. Trained on IEC-certified paper. All products and services described as well as technical data are subject to change, even for reasons of continuing product development. © only for internal use. SMA reserves the right to change specifications without notice. For more information, see www.sma.com.