

André Mendes Botelho Francisco

**MODELAÇÃO DE UM SISTEMA DE CARREGAMENTO
INTELIGENTE DE VEÍCULOS ELÉTRICOS PARA
TRANSPORTES TURÍSTICOS URBANOS**



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

2020

André Mendes Botelho Francisco

**MODELAÇÃO DE UM SISTEMA DE CARREGAMENTO
INTELIGENTE DE VEÍCULOS ELÉTRICOS PARA
TRANSPORTES TURÍSTICOS URBANOS**

Mestrado em Engenharia Elétrica e Eletrónica

Especialização em Tecnologias da Informação e
Telecomunicações

Trabalho efetuado sob orientação de:

Professor Doutor Jânio Miguel E. Ferreira Monteiro

Professor Doutor Cristiano Lourenço Cabrita



UNIVERSIDADE DO ALGARVE

Instituto Superior de Engenharia

2020

Modelação de um Sistema de Carregamento Inteligente de Veículos Elétricos para Transportes Turísticos Urbanos

Declaração de autoria de trabalho

Declaro ser o autor deste trabalho, que é original e inédito. Autores e trabalhos consultados estão devidamente citados no texto e constam da listagem de referências incluída.

© 2020, André Mendes Botelho Francisco

Todos os direitos reservados em nome de André Mendes Botelho Francisco. A Universidade do Algarve tem o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar este trabalho através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, de o divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Dedicado aos meus pais, irmão e namorada.

AGRADECIMENTO

A realização desta dissertação de mestrado contou com o apoio de inúmeras pessoas, demonstrado das mais variadas formas, e que contribuíram diretamente ou indiretamente para a conclusão deste trabalho.

Agradeço encarecidamente ao Professor Doutor Jânio Miguel Evangelista Ferreira Monteiro, todo o apoio, partilha do saber, críticas, ideias, revisão deste relatório e a grande disponibilidade em me orientar ao longo desta tese. Todos estes contributos foram essenciais para o enriquecimento e realização deste trabalho.

Ao Professor Doutor Cristiano Lourenço Cabrita, pela troca de ideias e revisão deste relatório.

A todos os Professores da Área Departamental de Engenharia Eletrotécnica, por todo o apoio e partilha de conhecimento ao longo desta caminhada.

Aos meus colegas, André Pedro e Jóni Santos por todas as trocas de ideias, partilhas, dicas e momentos de descontração e amizade.

Aos meus ex-colegas de laboratório Dario Cruz e Nelson Pinto por toda a disponibilidade, paciência, trocas de ideias e dicas extremamente importantes para o início de todo este trabalho.

Agradeço a todos os meus colegas de curso, por todos os momentos de trabalho e diversão ao longo destes anos, especialmente ao meu ex-colega e grande amigo Daniel Sequeira, que me acompanhou durante grande parte desta caminhada universitária, por todas as horas de estudo, discussões, apoio e pela partilha de momentos não só da vida académica.

Aos meus pais e irmão, sempre presentes, pelo apoio incondicional, incentivo permanente e pelas condições que me facultaram a todos os níveis. Um muito obrigado.

À minha princesa, a “minha” Cláudia, por toda a paciência, apoio, compreensão, companheirismo, amizade e amor.

RESUMO

A busca pelo aumento da eficiência energética e o aumento significativo de carros elétricos e híbridos no mercado, faz com que se procurem novas soluções para as estações de carga. A integração de energias renováveis com vista ao autoconsumo torna-se assim na solução para o aumento da eficiência energética e financeira.

O Algarve, devido à localização e horas de sol médias diárias, faz com que a integração de energia fotovoltaica possa ser proveitosa em inúmeros âmbitos, contudo, a energia solar é um recurso intermitente, que varia em função de fatores como a nebulosidade, a estação, hora, etc. Essa variabilidade pode ser compensada pela utilização de baterias e a imposição de medidas de *demand response*, que minimizem os custos de operação e os tempos de amortização em equipamentos, respeitando as restrições técnicas e dos utilizadores, formando o carregamento inteligente.

O presente trabalho constitui a modelação de um sistema de carregamento de VE que integre energia de geração solar. Para tal, foi tido em consideração um cenário de autoconsumo e de armazenamento de energia de geração, recorrendo a um banco de baterias de íões de Lítio, assim como a ligação à rede de distribuição, onde o posto de carregamento pode comprar ou vender energia.

O modelo desenvolvido permite fazer simulações em diversos cenários que considerem: diferentes tipos de tarifários; variável números de VE, cada um com a respetiva potências de carga; tempos variáveis de entrada e saídas de VE gerados aleatoriamente ou deterministicamente; diferentes potências de pico do sistema solar fotovoltaico; diferentes capacidades de armazenamento do banco de baterias local; ligação (ou não) à rede elétrica de distribuição.

O modelo permite a avaliação de cada cenário utilizando parâmetros típicos de sistemas renováveis, como as taxas de autossuficiência e de autoconsumo, ou o período de *payback*.

Este trabalho encontra-se inserido no projeto TTUES.

PALAVRAS-CHAVE: Posto de Carregamento, Carregamento Inteligente, Fluxos de Potência, Autoconsumo, Energias Renováveis, Veículos Elétricos

ABSTRACT

The search for increased energy efficiency and the significant increase in electric and hybrid cars on the market, leads to the search for new solutions for charging stations. The integration of renewable energies within the context of self-consumption thus becomes the solution to increase energy efficiency and profit.

The Algarve region, due to its location and high average daily sunshine hours throughout the year, makes the integration of photovoltaic energy useful in many areas, however, solar energy is an intermittent resource, which varies depending on factors such as cloudiness, season, time of day, etc. This variability can be compensated using battery storage and the imposition of demand response measures, which minimize operating costs and equipment amortization times, taking into consideration technical and user restrictions. Together they form what is called Smart Charging.

The present work focus on the modelling of an EV charging system that integrates solar generation of energy. To this end, a scenario of self-consumption and energy storage was considered, using a bank of Lithium-ion batteries, as well as the connection to the grid, where the charging station can buy or sell energy.

The developed model allows simulations to be carried out in different scenarios that consider: different types of tariffs; variable numbers of EVs, each with its respective charging power limits; variable times of entry and exit of EVs generated randomly or deterministically; different peak powers of the solar photovoltaic system; different storage capacities of the local battery bank; connection (or not) to the grid.

The model allows the assessment of each scenario using typical parameters of renewable systems, such as self-sufficiency and self-consumption rates, or the payback period.

This work is part of TTUES project.

KEYWORDS: Charging Station, Smart Charging, Power flow, Self-consumption, Renewable Energy, Electric Vehicle

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO.....	1
1.1. CONTEXTO.....	1
1.2. PROBLEMA.....	2
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.4. ESTRUTURA DO RELATÓRIO.....	3
2. ESTADO DA ARTE.....	5
2.1. CONCEITOS BASE.....	5
2.1.1. Energia Solar.....	5
2.1.2. Radiação Solar.....	6
2.1.3. Tipos de Instalações Solares Fotovoltaicas.....	7
2.1.4. Carregamento Inteligente.....	7
2.1.4.1. Grid-to-Vehicle.....	8
2.1.4.2. Vehicle-to-Grid.....	8
2.2. TECNOLOGIAS ENVOLVIDAS NA CONCEÇÃO DE UM SISTEMA DE CARGA DE VE.....	8
2.2.1. Sistema Fotovoltaico.....	9
2.2.1.1. Painéis Solares Fotovoltaicos.....	9
2.2.1.2. Tipos de Células.....	9
2.2.1.2.1. Células Monocristalinas.....	10
2.2.1.2.2. Células Policristalinas.....	10
2.2.1.2.3. Painéis de Película Fina.....	10
2.2.1.3. Curva Caraterística I/V.....	11
2.2.2. Inversores.....	13
2.2.3. Controladores de Carga.....	14
2.3. ARMAZENAMENTO.....	15
2.3.1. Depth of Discharge.....	16
2.3.2. Capacidade e Energia.....	16
2.3.3. Tempo de vida útil / Garantia.....	16
2.3.4. Tipos de Baterias para Sistemas PV.....	17
2.3.4.1. Baterias de Chumbo Ácido.....	18
2.3.4.2. Baterias de Iões de Lítio.....	18
2.3.4.2.1. Análise comparativa entre Baterias de Iões de Lítio.....	21
2.3.4.3. Análise comparativa Chumbo Ácido e Iões de Lítio.....	22
2.3.4.4. Sistema de Gestão de Baterias.....	23
2.3.5. Autoconsumo Energético.....	25
2.4. MODELO DE BATERIAS UTILIZADO.....	26
2.4.1. Curvas de Carga e Descarga do Modelo.....	31

3. MODELO DE UM SISTEMA RENOVÁVEL PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS.....	35
3.1. ARQUITETURA PROPOSTA	35
3.1.1. Fluxos de Potência.....	37
3.1.1.1. Barramento DC.....	38
3.1.1.1.1. Casos de Fluxo de Potências DC.....	40
3.1.1.2. Barramento AC.....	42
3.1.1.2.1. Casos de Fluxo de Potências AC.....	42
3.1.2. Dimensionamento.....	45
3.1.2.1. Método Empírico de Dimensionamento da Geração Fotovoltaica.....	46
3.1.2.2. Inclinação do Pannel Fotovoltaico.....	47
3.1.2.3. Banco de baterias.....	49
3.1.2.4. Controlador de Carga.....	51
3.1.2.5. Inversor.....	51
3.2. PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES OBTIDAS	52
3.2.1. Métodos Financeiros e de Payback	52
3.2.2. Métodos de Fluxos de Energia	54
4. IMPLEMENTAÇÃO E TESTE AO MODELO.....	57
4.1. PARÂMETROS DE ENTRADA	57
4.2. CRITÉRIOS DE GESTÃO ENERGÉTICA DA ESTAÇÃO	59
4.2.1. Regras de Gestão do Processo de Carga Sem Geração	60
4.2.2. Regras de Gestão do Processo de Carga Com Geração.....	61
4.3. SIMULAÇÃO DE CARGA.....	64
4.3.1. Caso de estudo I.....	67
4.3.1.1. Resultados de uma Simulação	69
4.3.1.2. Resultados do Payback e Grau de Autossuficiência em Função da Capacidade de Armazenamento Interna	73
4.3.2. Caso de estudo II	74
4.3.2.1. Resultados de uma Simulação	74
4.3.2.2. Resultados do Payback e Grau de Autossuficiência em Função da Capacidade de Armazenamento Interna	78
5. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO.....	79
5.1. CONCLUSÕES	79
5.2. TRABALHO FUTURO.....	80
BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS.....	81

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1-Adições anuais da capacidade através de energias renováveis (2012-2018).....	2
Figura 2.1-Mapa de irradiação Solar Europeia Solargis.....	6
Figura 2.2-Representação das componentes que constituem a radiação global incidente ..	7
Figura 2.3-Módulo Monocristalino (à esquerda), Módulo Policristalino (ao centro) Módulo de Película fina (à direita).....	10
Figura 2.4-Representação gráfica da curva de potência para uma célula fotovoltaica de silício	11
Figura 2.5-Representação gráfica do parâmetro de desempenho fator de forma [24].....	12
Figura 2.6-Composição Bateria de Chumbo Ácido, retirada de [43].....	18
Figura 2.7-Componentes bateria Lítio	19
Figura 2.8-Célula ião de lítio 3.7V Panasonic NCR18650BE 3180mAh	19
Figura 2.9-Componentes bateria “digital”	25
Figura 2.10-Exemplos de curvas de autoconsumo, sem baterias (imagem acima) e com baterias (imagem em baixo)	26
Figura 2.11-Circuito equivalente da bateria	27
Figura 2.12-Curvas típicas de descarga de baterias, retirada de [64]	27
Figura 2.13-Curva de descarga típica adaptada de [3]	30
Figura 2.14-Curva representando a oscilação da tensão interna V_{btint} no cenário imposto.	32
Figura 2.15-Curva representando a evolução da capacidade extraída C_{out} (tendo em conta a curva na Figura 2.14)	33
Figura 2.16-Representação da evolução da tensão final da bateria V_{bat}	33
Figura 3.1- Arquitetura de sistema proposto	37
Figura 3.2-Fluxos de Potência no barramento DC	40
Figura 3.3-Sistema com adição dos fluxos de Potência no barramento AC.....	43
Figura 3.4-Bloco AC/DC nas duas vertentes (negativo e positivo)	44
Figura 3.5-Bloco AC/DC.....	44
Figura 3.6-Eficiências do Sistema	45
Figura 3.7-Relação entre o Perfil de luz diária e horas de sol.	46
Figura 3.8-GeoPosição no Google Maps (campus Penha)	47
Figura 3.9-Localização tendo em conta Mapa de nível de irradiação da Península Ibérica	48

Figura 3.10-Esquema de ligação, tensão total e variação da capacidade consoante o tipo de ligação.....	50
Figura 3.11- 1ª Árvore de decisão relativo ao excesso de energia fotovoltaica	53
Figura 4.1-Parâmetros de entrada (Input do utilizador)	57
Figura 4.2-Ciclomotor L2e-U	64
Figura 4.3-Curva 40kWp (à esquerda) vs curva 1.2kWp (à direita)	65
Figura 4.4-ciclo diário (verão começa no último domingo de março; inverno começa no último domingo de outubro)	66
Figura 4.5-Variações dos estados de carga dos VE no período de carga	69
Figura 4.6-Variação estado de carga Bateria interna ao longo de um dia	70
Figura 4.7- <i>Payback</i> aproximado e Grau de Autossuficiência em função da capacidade de armazenamento (à esquerda e direita, respetivamente)	73
Figura 4.8-Variações dos estados de carga dos VE no período de carga	74
Figura 4.9-Variação estado de carga Bateria interna ao longo de um dia	76
Figura 4.10- <i>Payback</i> aproximado e Grau de Autossuficiência em função da capacidade de armazenamento (à esquerda e direita, respetivamente)	78

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1-Comparação e quantificação (em níveis) de parâmetros entre baterias de íões de lítio, do baixo ao alto (0 a 5).....	22
Tabela 2.2- Comparação da performance e aplicações dos tipos de bateria de íões de lítio	22
Tabela 2.3-Comparação entre baterias de íões lítio e baterias chumbo ácido	23
Tabela 2.4-Parâmetros modelo de uma bateria	29
Tabela 2.5-Parâmetros utilizados na simulação.	31
Tabela 3.1-Nomenclatura utilizada.....	36
Tabela 3.2-Dados gerados pela plataforma usando como localização o Campus da Penha	48
Tabela 4.1-Parâmetros entrada Classe Bateria	58
Tabela 4.2-Critérios do Modelo sem geração.....	61
Tabela 4.3-Critérios do Modelo com geração	64
Tabela 4.4-Caraterísticas técnicas Ciclomotor	64
Tabela 4.5- Tarifas Tri-horárias Iberdrola 2019.....	66
Tabela 4.6-Tabela de preços GALP com IVA (com tarifas de acesso).....	66
Tabela 4.7-Parâmetros entrada Classe Bateria-Veículos Elétricos	68
Tabela 4.8-Parâmetros entrada Classe Bateria- Armazenamento Local	68
Tabela 4.9-Parâmetros Potências.....	68
Tabela 4.10-Gastos e ganhos do Operador	71
Tabela 4.11-Gastos do Utilizador	71
Tabela 4.12-Gastos e ganhos do Fornecedor	76
Tabela 4.13-Gastos do Utilizador	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating current (corrente alternada)</i>
BMS	<i>Battery Management System</i>
CAN	<i>Controller Area Network</i>
DC	<i>Direct Current (corrente contínua)</i>
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
FER	<i>Fonte de Energia Renovável</i>
FF	<i>Fator de Forma</i>
G2V	<i>Grid-to-Vehicle</i>
HMI	<i>Human Machine Interface</i>
LIN	<i>Local Interconnect Network</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
PSH	<i>Peak Sun Hours</i>
PV	<i>Photovoltaic</i>
PWM	<i>Pulse-Width Modulation</i>
SM	<i>System Management</i>
SOC	<i>State of Charge</i>
SOE	<i>State of Energy</i>
SOF	<i>State of Function</i>
SOH	<i>State of Health</i>
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
V2G	<i>Vehicle-to-Grid</i>
VE	<i>Veículo Elétrico</i>
VMP	<i>Voltage at Maximum Power</i>
VOC	<i>Voltage at Open Circuit</i>

UNIDADES DE MEDIDA

A	<i>Ampère</i>
Ah	<i>Ampère-hora</i>
°C	<i>Celsius</i>
°F	<i>Fahrenheit</i>
g	<i>Gramma</i>
V	<i>Volt</i>
W	<i>Watt</i>
Wh	<i>Watt-hora</i>
Wp	<i>Watt-pico</i>
€	<i>Euro</i>
Ω	<i>Ohm</i>

1. INTRODUÇÃO

1.1. CONTEXTO

O crescimento exponencial da população, e a industrialização têm aumentado a exigência energética a passos largos [1]. A utilização de combustíveis fósseis, acarreta consequências sérias a nível ambiental devido às associadas emissões de CO₂. Para colmatar esta necessidade o aumento da quantidade de energia proveniente de fontes renováveis é necessário.

A geração de energia proveniente de fontes renováveis está em constante expansão. Com a instalação em 2018 de mais 181 GW instalados em 2018 (na Figura 1.1) [2], a capacidade energética global subiu para 2378 GW. Pelo quarto ano consecutivo, as adições de geração de energia renovável ultrapassaram as instalações de combustíveis fósseis e energia nuclear combinadas. Cerca de 100 GW de instalações solares fotovoltaicas foram já adicionadas. No geral, a energia renovável cresceu para mais de 33% da capacidade da energia instalada a nível global [2].

Se por um lado é vantajosa a instalação de fontes renováveis fotovoltaicas e eólicas, tal introdução acarreta também desafios, que resultam do carácter intermitente de algumas dessas fontes. Essa intermitência faz com que a potência gerada por essas fontes varie em função de fatores ambientais, em muitos casos de uma forma difícil de prever.

O Algarve, devido à sua localização e horas de sol médias diárias ao longo do ano, faz com que a integração de energia fotovoltaica possa ser proveitosa em inúmeros âmbitos, contudo, a maximização da energia gerada requer a introdução de armazenamento com baterias e a imposição de medidas de *demand response* que no seu conjunto possibilitem compensar a variabilidade da geração.

No caso em que existe geração e não existe consumo de energia, essa energia poderá ser armazenada no banco de baterias, permitindo assim a sua utilização posterior (por exemplo à noite). Este processo potenciará uma poupança económico-financeira para o fornecedor do posto de carga, poupança esta que resultará dos custos e tarifas (fixas/variáveis/dinâmicas) de aquisição de energia.

No caso em que existe geração em excesso, já se torna necessário ter em conta outro fator: a existência ou não, de ligação à rede de distribuição. A existência de ligação à rede pode tornar mais rentável a operação do posto, pois possibilita a venda da energia excedente.

O escalonamento dos carregamentos de VE é também outro fator muito importante, pois permitirá usufruir do máximo da energia de geração, evitando recorrer à rede. O horário de entrada e de saída definido pelo utilizador será também um fator importante a ter em conta no processo de escalonamento.

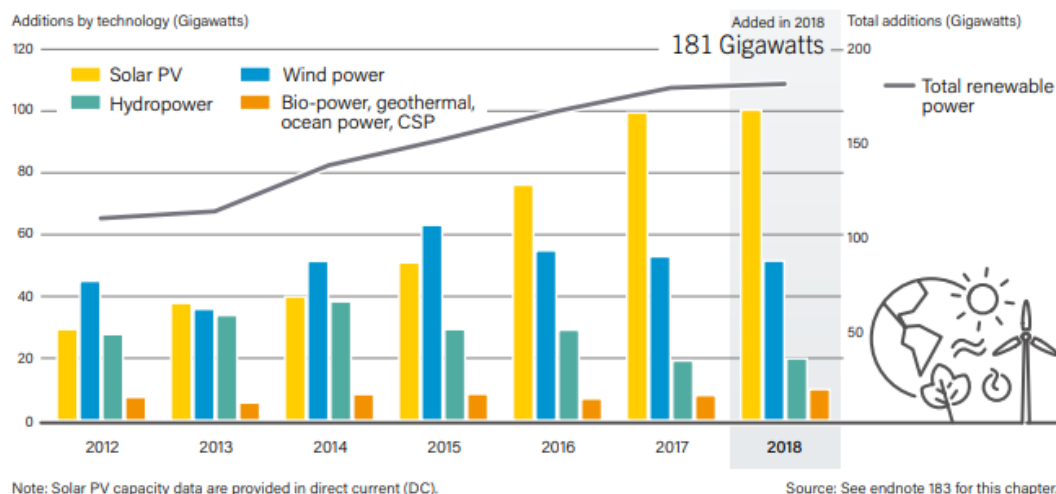


Figura 1.1-Adições anuais da capacidade através de energias renováveis (2012-2018)

1.2. PROBLEMA

De maneira a que o fornecedor de um posto de carregamento consiga minimizar os custos de operação e maximizar os lucros provenientes das cargas dos utilizadores, é necessário ter em consideração a integração de energias renováveis no sistema.

A rentabilidade que se obtém de um posto de carregamento depende de várias características como a ligação à rede elétrica de distribuição, a dimensão e tipologia da fonte renovável, a dimensão da bateria interna, o método de gestão da estação, as horas de carregamento dos veículos, a carga requerida, os custo de compra de energia, custo de venda da energia à empresa distribuidora e os tipo de tarifas fixas/variáveis/dinâmicas.

Neste contexto importa definir uma ferramenta que tenha em consideração os parâmetros acima definidos.

1.3. OBJETIVOS

Os objetivos da dissertação passam por: (1) estudar as tecnologias envolvidas nos sistemas solares fotovoltaicos (finalidades e dimensionamento); (2) fazer uma proposta de uma arquitetura de sistema com finalidade de carregamento de Veículos Elétricos; (3) definir parâmetros associados e métodos que permitam efetuar uma avaliação do sistema proposto; (4) fazer a Modelação e Simulação do Sistema de Carregamento com energia de geração proposto, pertencente a uma rede de transporte turístico urbano; (5) obter perfis de carga, curva de evolução de estado de carga dos VE e do banco de baterias.

1.4. ESTRUTURA DO RELATÓRIO

Este relatório está dividido e organizado em 5 capítulos. No atual Capítulo 1 é apresentado o contexto, o problema e os objetivos do relatório.

No Capítulo 2 são abordados conceitos base e tecnologias envolvidas no âmbito da energia solar fotovoltaica, apresentados os diferentes blocos do sistema e qual o modelo de baterias utilizado e sua verificação.

No Capítulo 3 é apresentada a arquitetura do sistema proposto, o respetivo fluxo de potências, como se efetua o dimensionamento de cada um dos constituintes de um sistema solar fotovoltaico, apresentam-se os parâmetros do modelo que se pretende criar e é feita a apresentação dos diferentes métodos de análise do sistema PV usados.

O Capítulo 4 contém os critérios, implementação, os vários casos de teste ao modelo e seus resultados.

No Capítulo 5 são apresentadas as conclusões e são explicitados quais serão os próximos passos e desenvolvimentos futuros relativos ao modelo proposto.

2. ESTADO DA ARTE

Neste capítulo começaremos por descrever os conceitos associados à energia solar, e em seguida radiação solar e seus componentes. Em seguida serão abordados os sistemas fotovoltaicos e os seus componentes, incluindo os tipos de baterias utilizados no armazenamento destes sistemas, sendo feita uma abordagem ao autoconsumo energético. No final do capítulo será apresentado o modelo de carga/descarga de baterias utilizado, e sendo apresentados alguns testes realizados baseados no referido modelo (MATLAB [3]).

2.1. CONCEITOS BASE

Neste subcapítulo faz-se a descrição de alguns conceitos bases no âmbito da energia solar fotovoltaica e das vertentes de carregamento inteligente.

2.1.1. ENERGIA SOLAR

A produção de energia elétrica proveniente do sol pode ser feita através de painéis solares térmicos ou painéis fotovoltaicos [4]. No primeiro caso são utilizados espelhos que concentram a luz do sol para aquecer um fluido, que por sua vez permite gerar vapor que é utilizado para rodar as hélices de uma turbina. Esse movimento de rotação do eixo do gerador produz eletricidade.

No segundo caso painéis solares absorvem a luz solar através de células fotovoltaicas, gerando uma corrente contínua (DC). Essa corrente é normalmente armazenada ou convertida em corrente alternada (AC) com a ajuda de conversores DC/AC ou inversores.

A irradiação solar é em ambos os casos o elemento essencial à produção da energia. Esse recurso varia de região para região em função de vários fatores como latitude ou nebulosidade média.

Neste âmbito, a Figura 2.1 mostra o mapa dos níveis de irradiação solar europeus [5].

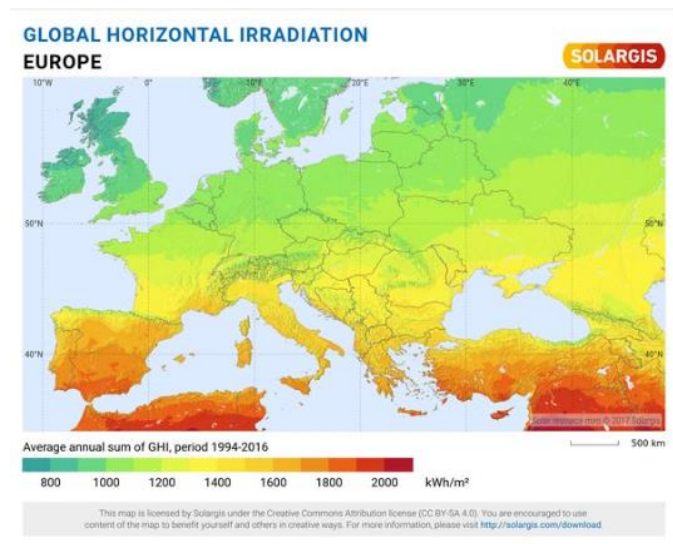


Figura 2.1-Mapa de irradiação Solar Europeia Solargis

2.1.2. RADIAÇÃO SOLAR

Praticamente toda a luz que ilumina o planeta Terra tem origem direta ou indireta no sol. A radiação solar desempenhou um papel bastante importante durante todo o ciclo de evolução da vida na Terra [6].

De forma a avaliar o potencial fotovoltaico de determinada cidade ou região, ou para projetar sistemas solares fotovoltaicos, é imperativo caracterizar a radiação solar que chega a cada local em cada instante. A presença de atmosfera faz com que haja uma decomposição da radiação solar incidente. Um dos principais efeitos da atmosfera é a alteração do ângulo de incidência de uma fração dos raios solares. A radiação solar pode assim ser dividida em três componentes [7]: Radiação direta; Radiação difusa; e Radiação refletida (ver Figura 2.2).

A Radiação direta, corresponde aos raios incidentes que vêm diretamente da direção do sol.

A Radiação difusa corresponde à radiação solar de todas as direções do céu, com exceção da direção do sol.

A Radiação refletida (ou albedo) resulta da reflexão dos raios solares na superfície, dependendo das propriedades da superfície.

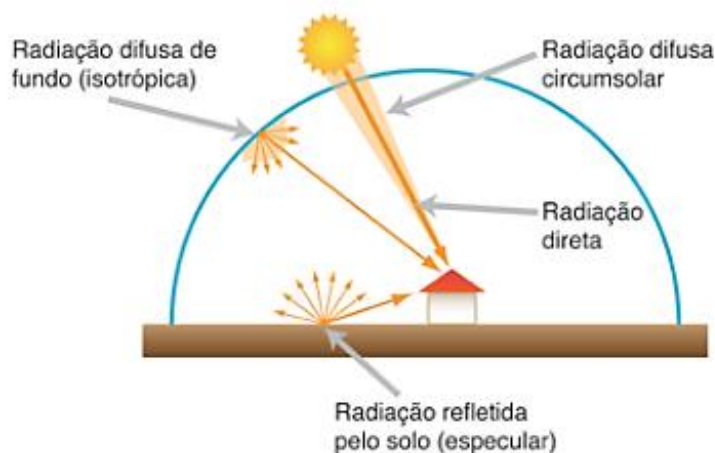


Figura 2.2-Representação das componentes que constituem a radiação global incidente

2.1.3. TIPOS DE INSTALAÇÕES SOLARES FOTOVOLTAICAS

Existem três topologias, no que diz respeito a instalações solares fotovoltaicas: Sistemas *On-Grid*; Sistemas *Off-Grid* e sistemas Híbridos [8].

Os Sistemas *On-Grid* caracterizam-se por estar interligados à rede elétrica a montante (de distribuição ou outra), não utilizando baterias. São por isso, dependentes da rede elétrica durante os períodos em que não há geração.

Os Sistemas *Off-Grid* não se encontram conectados à rede elétrica a montante, requerendo armazenamento através de unidades de baterias [9].

Os Sistemas Híbridos, para além da geração fotovoltaica, podem combinar: energia eólica, *diesel* e baterias como armazenamento [10]. Nesta Tese serão considerados os cenários *Off-Grid* e de sistemas Híbridos que se encontrem conectados à rede de distribuição e tenham armazenamento [11]. Estes sistemas podem gerir a carga e descarga da bateria em função da geração e dos tarifários de venda e compra à rede.

2.1.4. CARREGAMENTO INTELIGENTE

O carregamento inteligente (em inglês denomina-se de *Smart Charging*) é um sistema de carregamento onde os veículos elétricos, estações de carga e operadores de carga partilham informações relativas à conexão. Através do carregamento inteligente, os postos de carregamento podem monitorizar, gerir e adaptar os dispositivos de carga de forma a otimizar a gestão de energia e cumprir requisitos de carregamento específicos. O carregamento

inteligente deve facilitar a segurança de fornecimento, atendendo às restrições e requisitos de mobilidade do utilizador. De uma forma simplificada, o carregamento inteligente deverá ter como principal objetivo permitir ao operador e ao utilizador obterem benefícios técnico-económicos, considerando a gestão e o controlo de cargas.

Existem dois modos de operação entre o VE e a rede elétrica que condicionam o processo de carregamento inteligente e que dizem respeito à direção do fluxo de energia: unidirecional (*Grid-to-Vehicle*) ou bidirecional (*Vehicle-to-Grid*) [12].

2.1.4.1. GRID-TO-VEHICLE

A tecnologia *Grid-to-Vehicle* (G2V) permite aos veículos carregar a potências variáveis. Através deste processo, as baterias dos veículos elétricos podem ser carregadas de forma inteligente para prevenir picos de carga na rede [13], reduzir custos com aquisição de energia, ou aproveitar melhor a energia gerada localmente, entre outros.

2.1.4.2. VEHICLE-TO-GRID

A tecnologia *Vehicle-to-Grid* (V2G) permite aos veículos injetar energia na rede. Assim, a bateria do VE, para além de poder ser utilizada como armazenamento “extra” em alturas de muita geração, pode neste caso fornecer energia em alturas em que o consumo ultrapasse a geração disponível. A tecnologia V2G contribui para a otimização do uso de energia de uma forma sustentável [13], mas requer que o custo decorrente do armazenamento nas baterias dos VE seja baixo.

2.2. TECNOLOGIAS ENVOLVIDAS NA CONCEÇÃO DE UM SISTEMA DE CARGA DE VE

Existem várias tecnologias envolvidas direta e indiretamente na conceção de um sistema de carga de veículos elétricos com geração. Em seguida, serão analisadas as tecnologias inseridas num sistema fotovoltaico e as responsáveis pela conversão e controlo de carga.

2.2.1. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Neste subcapítulo serão abordados os blocos essenciais necessários e anexos a um sistema fotovoltaico (Painéis, Baterias, Controladores de carga e inversores). Será explicitado como se processa o dimensionamento de cada um e as opções ao dispor do utilizador.

2.2.1.1. PAINÉIS SOLARES FOTOVOLTAICOS

Os painéis solares absorvem a luz solar incidente através das células solares. A luz é composta por fótons, que possuem energia e criam uma tensão elétrica ao colidir com os módulos de silício existentes nos painéis. Após entrarem em contato com os painéis, os fótons transferem a sua energia para os elétrons presentes nos átomos de silício, o que força a sua deslocação. Este fenómeno é chamado “Efeito Fotovoltaico”. Contudo, uma dispersão de elétrons não é suficiente para criar uma corrente elétrica. É necessário que o movimento seja contínuo e sempre unilateral [14]. As propriedades do silício permitem assegurar a circulação de energia. Dois tipos diferentes de silício na mesma célula obtêm este efeito: de um lado, uma estrutura de silício com elétrons em excesso; do outro, uma estrutura com lacunas (espaços por preencher para elétrons). O impulso dos fótons faz com que haja uma migração entre estruturas, no sentido da primeira para a segunda. As propriedades isolantes do silício fazem com que este desequilíbrio seja constante [14]. É assim criada uma corrente elétrica que pode ser usada como eletricidade, sendo depois encaminhada até ao inversor ou conversor (consoante o tipo de sistema a querer alimentar).

Além da excitação direta dos elétrons livres, o simples aquecimento devido à absorção da luz pode causar também um efeito fotovoltaico, o aquecimento do material semicondutor acompanhado por gradientes térmicos podem gerar uma tensão (efeito termoelétrico também conhecido por *Seebeck Effect*), ou seja a diferença de temperatura entre as extremidades de metais diferentes produz um potencial elétrico que conduz a uma corrente elétrica [15].

2.2.1.2. TIPOS DE CÉLULAS

As células fotovoltaicas são os principais constituintes de um módulo solar fotovoltaico. Em seguida descrevem-se os três tipos de células mais utilizadas com vista a implementação em sistemas de geração solar fotovoltaica (também representadas na Figura 2.3).



Figura 2.3-Módulo Monocristalino (à esquerda), Módulo Policristalino (ao centro) Módulo de Película fina (à direita)

2.2.1.2.1. CÉLULAS MONOCRISTALINAS

As células solares de silício monocristalino (mono-si) têm uma coloração e aparência uniforme, tornando-se fáceis de reconhecer. Possuem uma alta pureza de silício [16].

São formados por um único tipo de cristal de silício, ou seja, quando o cristal foi fabricado, o crescimento do próprio cristal de silício foi controlado de modo que ele só se forme numa direção, conseguindo um alinhamento bastante perfeito de todos os seus componentes.

Os painéis solares monocristalinos são conhecidos pela sua eficiência (em condições testes standard) comparativamente aos outros 2 tipos de células solares. A eficiência máxima alcançada por estes painéis atualmente é cerca de 26,7% [17]. Na Figura 2.3 encontra-se um exemplo de um painel monocristalino [18].

2.2.1.2.2. CÉLULAS POLICRISTALINAS

Este tipo de células também chamadas de células multicristalinas, facilmente identificadas pelo seu corte quadrado e cor azulada, são um pouco menos eficientes que as monocristalinas, devido à forma como são produzidas [16]. O silício bruto é derretido para moldes e cortado em folhas quadradas. O crescimento do cristal de silício não é controlado, deste modo o cristal cresce em todas as direções, criando um conjunto de diferentes cristais unidos. O processo de produção é menos custoso. Atualmente a eficiência de um painel Policristalino varia entre 15-22% [19], contudo a eficiência máxima alcançada por estes painéis é atualmente cerca de 22,3% [17]. Na Figura 2.3 encontra-se um exemplo de um painel policristalino [20].

2.2.1.2.3. PAINÉIS DE PELÍCULA FINA

Os painéis de película fina são feitos depositando-se numa base substrato de vidro, plástico ou metal várias camadas (finas) de material fotovoltaico. Estes painéis normalmente são flexíveis, leves e têm um processo de produção menos complexo, contudo, têm uma degradação mais rápida que os outros tipos de painéis, e aproximadamente 5% de eficiência a

menos em relação com as células monocristalinas (cerca de 21%, célula CIGS-*Copper indium gallium selenide solar*) [17], contudo, muito recentemente alcançou-se eficiências em laboratório na ordem dos 25%, o que é um grande avanço para a indústria solar fotovoltaica [21]. Esta tecnologia está a diminuir a passos largos a distância para os tipos de painéis mais caros. Na Figura 2.3 encontra-se um exemplo de um painel de película fina [22].

2.2.1.3. CURVA CARACTERÍSTICA I/V

Em seguida serão abordados parâmetros importantes no que diz respeito à curva I/V de módulos fotovoltaicos, nomeadamente a tensão na potência máxima, o fator de forma e a eficiência da célula fotovoltaica.

A tensão à potência máxima (*Voltage at Maximum Power*, VMP) ocorre quando o módulo está conectado a uma carga e está a operar no seu pico de performance nas condições STC (*Standard Test Conditions*) [23]. Este valor consta das especificações dos módulos. O valor do VMP encontra-se na zona de curvatura, numa curva I/V, que corresponde à maior potência do módulo. O aumento da irradiância solar no módulo fotovoltaico leva ao aumento desta tensão VMP [23]. Por outro lado, o aumento da temperatura das células solares leva à sua diminuição [23].

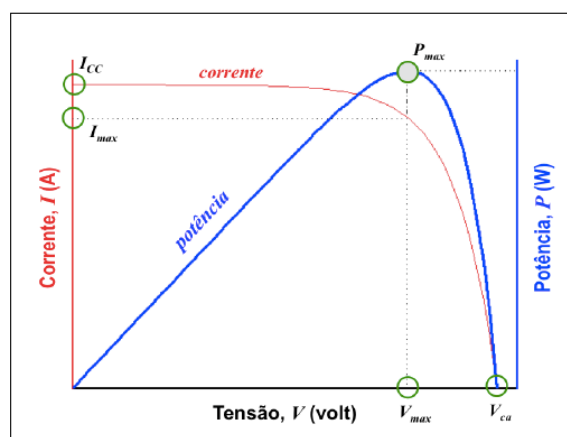


Figura 2.4-Representação gráfica da curva de potência para uma célula fotovoltaica de silício

A Figura 2.4 [24] representa a azul a potência elétrica (P) da célula fotovoltaica, resultante do produto entre a tensão e a corrente.

O objetivo de um sistema a jusante é o de ajustar a tensão para obter a potência máxima que o módulo pode fornecer nas condições em que se encontra.

Os fabricantes fornecem também o valor referente a um parâmetro de desempenho, designado *fator de forma (FF)*.

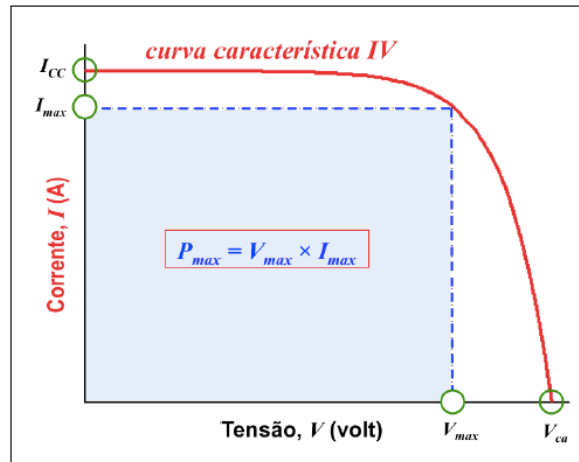


Figura 2.5-Representação gráfica do parâmetro de desempenho fator de forma [24]

O fator de forma, representado na Figura 2.5, é calculado através de:

$$FF = \frac{V_{max} \cdot I_{max}}{V_{ca} \cdot I_{cc}} \leftrightarrow V_{ca} \cdot I_{cc} \cdot FF = V_{max} \cdot I_{max} \quad (2.1)$$

$$V_{ca} \cdot I_{cc} \cdot FF = P_{max}$$

Os valores de tensão circuito aberto (V_{ca}), corrente de curto-circuito (I_{cc}), valores de tensão e corrente máxima (V_{max} , I_{max}) no ponto de potência máxima e eficiência (rendimento) são valores fornecidos pelos fabricantes. Estes valores são obtidos através de testes realizados em condições laboratoriais STC (normalmente não são condições operacionais, pois estas variam consoante a altura do ano). As STC são condições laboratoriais em que os painéis fotovoltaicos são testados de forma a determinar a eficiência dos módulos (quantidade de recurso solar que pode ser convertido em eletricidade utilizável).

As especificações do *standard test* são [25]:

- G (irradiância) = 1000 W/m²;
- Temperatura do módulo solar = 25°C;
- Massa do Ar (AM): 1,5.

Nestas condições, as células fotovoltaicas com um desempenho acima da média, apresentam fatores de forma no intervalo de 70% a 85%. Este parâmetro é utilizado para descrever o “grau de proximidade” entre os valores V_{max} e V_{ca} e também entre I_{max} e I_{cc} [24].

Embora estas condições standard sejam aceites pela indústria na comparação entre módulos de diferentes marcas e modelos, por vezes durante estes testes de eficiência existem alguns

desvios de valores. É recomendável que estes testes sejam realizados por uma entidade independente, pois a diferença de 1 a 2 % é fulcral nas contas anuais de produção de energia.

Nas condições STC, a eficiência painel é calculada através de:

$$\eta = \frac{P_{max}}{A \cdot G} \quad (2.2)$$

onde P_{max} representa a potência máxima obtida, A representa a área da superfície ativa da célula e G , a irradiância (nas condições STC).

2.2.2. INVERSORES

Os inversores convertem corrente contínua (DC) em corrente alternada.

Normalmente são um componente central das instalações solares fotovoltaicas *On-grid*, *Off-grid* e híbridas (a não ser que no sistema apenas funcione em DC).

Os módulos solares produzem corrente DC. O modo DC é utilizado para carregar unidades de baterias nos sistemas *Off-grid*/híbrido. Nos sistemas *On-Grid* a corrente é direcionada diretamente para um inversor *Grid-tie* que injeta corrente na rede AC, alimentando as cargas necessárias (HVAC, eletrodomésticos, etc.) e/ou injetando a corrente na rede de distribuição [26].

Os inversores solares *Off-Grid* foram concebidos com o objetivo de serem utilizados em sistemas fotovoltaicos, que funcionam desligados da rede elétrica de distribuição [27]. Num sistema *Off-grid* é necessário que a escolha do inversor seja feita com algum cuidado, tendo em atenção o valor máximo das cargas elétricas e os padrões de utilização. Assim, a potência do inversor *Off-grid* é baseada nos requisitos de carga de “pico” (todas as cargas AC que se esperam vir a estar ligadas simultaneamente). Para além da referida potência, é necessário também escolher um inversor com a mesma tensão nominal que as unidades de baterias (p.ex. 12, 24 ou 48 VDC).

Os inversores solares *Grid-tie* ou *On-Grid* interligam-se diretamente à rede e não requerem baterias. Um sistema sem armazenamento é menos complexo (e menos custoso) que um sistema com esse armazenamento. A principal desvantagem de um sistema com este tipo de inversores sem armazenamento é o facto de não conseguir manter a alimentação elétrica no caso de uma falha de energia. Por razões de segurança, estes inversores são projetados para desligar a corrente injetada, caso a tensão caia abaixo de um determinado valor [27].

Os inversores Híbridos têm como principal objetivo a ligação direta à rede elétrica e também permitem unidades de bateria para funcionar como backup, em caso de falha de energia. Enquanto há energia de geração disponível, o sistema mantém-se alimentado ao mesmo tempo que é carregado o seu sistema de armazenamento.

Os inversores solares *String* são um dos tipos de inversores mais utilizados no mercado de energia solar. A estes inversores são interligados uma sequência de módulos fotovoltaicos que se comportam como um grande painel. Alguns inversores permitem interligar apenas uma sequência e outros permitem duas ou mais sequências independentes de painéis no mesmo inversor [28].

Os Micro-inversores solares são unidades compactas que se encontram conectados diretamente a cada módulo solar. A distribuição do processo de conversão por cada módulo torna todo o sistema de energia solar mais produtivo, eficiente e mais inteligente que os sistemas inversores tradicionais. É desejável que cada micro-inversor tenha um conversor MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) [29].

Alguns micro-inversores PV podem ter um rendimento de até 16% superior a um inversor *string*, operando a uma eficiência geral de mais de 96,5% [30]. A forma como são ligados reduz os problemas de sombreamento de parte da estrutura (que é um problema comum em muitos telhados) que pode reduzir drasticamente a potência de produção de um sistema fotovoltaico. Apenas 9% de sombreamento pode influenciar até 54% a potência gerada por todo o sistema [30]. Os micro-inversores podem reduzir significativamente a perda de potência fazendo a gestão MPPT individual de cada módulo fotovoltaico. Em condições de sombreamento parcial um sistema com micro-inversor produz em média mais 26% de potência comparativamente com os inversores centrais [31] (inversores com índices de potência elevados), já em condições de não sombreamento os micro-inversores produzem em média mais 20% de potência adicional [31].

2.2.3. CONTROLADORES DE CARGA

As principais funções de um controlador de carga (também conhecido como regulador de carga/bateria) são: (1) o carregamento em segurança de uma bateria solar “*Deep Cycle*” (ciclo profundo) às taxas ideais e (2) proteger a mesma de sobrecargas [32]. Existe uma grande variedade de tipos de controladores de carga e uma panóplia de aplicações. Neste caso apenas os controladores de carga solares interessam. São usados para regular e otimizar a carga proveniente de painéis solares e proteger as baterias em sistemas de energia solar.

Os controladores de carga solares têm como funções específicas: otimizar o carregamento das baterias solares e prevenir que a eletricidade das baterias circule pelos painéis solares quando não houver sol. Muitos permitem ainda ligar e desligar automaticamente cargas alimentadas através de DC (como iluminação) ou monitorizar as tensões das baterias.

Os controladores de carga estão classificados através da tensão e corrente que suportam. O controlador tem de suportar a tensão do *array* solar e ter como *output* a tensão do banco de baterias (12, 24 ou 48 VDC). Em seguida tem de se ter certeza de que o controlador tem capacidade suficiente para lidar com a corrente (em Ampere) do *array* solar. Existem 2 tipos de controladores solares mais utilizados: MPPT e PWM [33].

O controlador de carga MPPT é atualmente o controlador cuja utilização mais tem crescido nos sistemas PV. Estes controladores conseguem detetar a tensão ótima operacional e a corrente do *array* solar combinando esses valores com as do banco de baterias, extraindo assim o máximo de potência dos módulos fotovoltaicos [34] [35]. Existem diferentes algoritmos MPPT aplicados aos controladores, chegando a ter eficiências de 99,22% (estes utilizam um sistema de controlo baseados em lógica difusa [36]).

Embora o controlador solar MPPT seja mais caro que o concorrente PWM, torna-se um investimento que compensa em todos os sistemas elétricos solares acima de 200 W [37].

O controlador de carga solar PWM é o “tradicional”. São controladores robustos, baratos e bastante usados em aplicações de painéis solares. Os controladores de derivação PWM são usados com menos frequência e principalmente em aplicações em que a interferência elétrica é um problema [37]. Têm associadas perdas automáticas na ordem dos 30%.

2.3. ARMAZENAMENTO

As baterias acumulam o excesso de energia gerada num sistema Fotovoltaico e armazenando-a para ser utilizada à noite ou quando existe menos geração. Vantajoso em situações em que o sistema pode estar a “exigir” mais corrente que a que pode ser gerada naquele momento.

A capacidade de uma bateria para armazenar energia é medida em ampére-hora (Ah). Define-se como o produto da corrente removida da bateria (até descarga total) pelo período em que tal acontece. Cada célula é capaz de fornecer carga até a sua tensão baixar para um valor limite [38]. Por exemplo, se uma bateria inicialmente carregada for utilizada para injetar

5 Amperes durante 5 horas até a sua tensão nominal baixar para valores críticos, então a sua capacidade nominal é de 25Ah.

Na maioria dos sistemas fotovoltaicos existe possibilidade de armazenamento, utilizando baterias solares. Baterias solares (*deep cycle*) são uma componente chave importante nos sistemas autônomos de energia renovável. Sem baterias apenas se pode utilizar energia renovável nas alturas em que existe geração [39].

2.3.1. DEPTH OF DISCHARGE

A profundidade de descarga da bateria (em inglês *Depth of Discharge*, DOD) indica a percentagem que foi descarregada em relação à capacidade geral da bateria [40]. Se uma bateria é carregada e descarregada com muita frequência, menor será a sua vida útil. Não é recomendável descarregar completamente uma bateria, pois isso reduz drasticamente a vida útil da mesma.

Muitos fabricantes de baterias especificam um DOD máximo recomendado para o desempenho ideal da bateria. Por exemplo, se um fabricante de determinada bateria de 10 kWh recomendar um DOD de 90%, isso significa que a partir da sua carga máxima não se deve descarregar mais que 9 kWh da bateria sem a recarregar.

Atualmente, muitas baterias de íões de lítio permitem um DOD de 100%, comprometendo o tempo útil de vida [41].

2.3.2. CAPACIDADE E ENERGIA

Capacidade é a quantidade total de energia que uma bateria solar pode armazenar, sendo medida em kWh [40]. A grande maioria das baterias solares foram projetadas para serem empilháveis para obter capacidade extra.

2.3.3. TEMPO DE VIDA ÚTIL / GARANTIA

Na maioria das utilizações de armazenamento de energia fotovoltaica, as baterias irão percorrer ciclos de carga e descarga diários. A capacidade de a bateria reter determinada carga irá diminuir gradualmente com a sua utilização [40].

Uma bateria solar terá uma garantia que garante um certo número de ciclos e/ou anos de vida útil. Como o desempenho da bateria diminui gradualmente, a maioria dos fabricantes também garante que a bateria mantenha uma certa quantidade da sua capacidade ao longo da garantia.

Por exemplo, uma bateria pode ser garantida por 5 mil ciclos ou 10 anos, com 70% da sua capacidade original. Isto significa que, no final da garantia, a bateria não terá perdido mais de 30% da sua capacidade original de armazenar energia.

Para além dos ciclos de cargas e descargas, outros fatores influenciam o tempo de vida de uma bateria.

A temperatura afeta significativamente as baterias solares, portanto, proteger as baterias de temperaturas geladas ou abrasadoras podem aumentar a vida útil das mesmas [42]. Quando a temperatura de uma bateria fotovoltaica é inferior a 30°F (-1,11°C), será necessária mais tensão para atingir a carga máxima. Quando a mesma bateria ultrapassa os 90°F (32°C), ficará sobreaquecida e exigirá uma redução na carga.

Os esforços para uma manutenção de qualidade podem definitivamente afetar o tempo de duração das baterias solares. Uma manutenção adequada tem um efeito significativo na vida útil da bateria solar.

Normalmente o tempo de vida útil de uma bateria solar varia entre os 5 a 15 anos [40]. Num sistema fotovoltaico, e de forma a poder corresponder à sua vida útil de 25 a 30 anos precisar-se-ia de substituir a bateria solar pelo menos uma vez.

O crescimento das soluções do mercado de armazenamento de energia teve como consequência o aumento significativo da vida útil dos painéis solares, espera-se que as baterias solares sigam o exemplo.

2.3.4. TIPOS DE BATERIAS PARA SISTEMAS PV

As baterias usadas para armazenamento de energia geralmente são fabricadas através de dois compostos químicos: chumbo ácido e íões de lítio. Existem baterias com outros compostos, contudo são menos habituais ou encontram-se em fase inicial de desenvolvimento.

Geralmente, as baterias de íões de lítio são a melhor opção para um sistema fotovoltaico, embora outros tipos de bateria possam ser mais acessíveis.

2.3.4.1. BATERIAS DE CHUMBO ÁCIDO

As baterias de Chumbo Ácido são uma tecnologia que tem vindo a ser utilizada em sistemas de energia “*off grid*” há várias décadas.

Embora tenham como desvantagem o facto de terem uma vida útil relativamente curta e um DOD mais baixo do que outros tipos de bateria, a sua principal vantagem é que são uma das opções menos caras no mercado atual de armazenamento de energia.

Para utilizadores que desejam não depender da rede e precisem de instalar bastante armazenamento energético, o chumbo ácido pode ser uma opção viável. Na Figura 2.6 [43] é possível ver a composição de uma bateria de chumbo ácido.

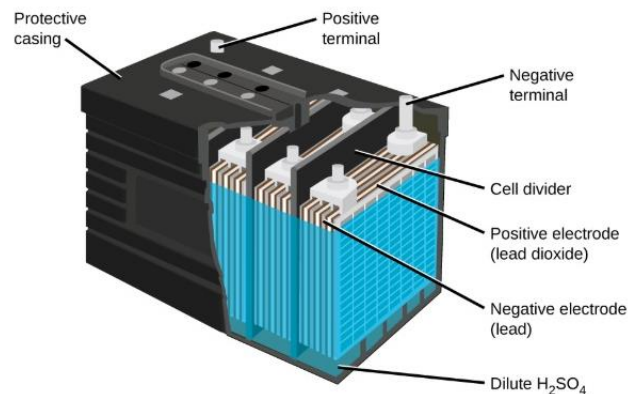


Figura 2.6-Composição Bateria de Chumbo Ácido, retirada de [43]

2.3.4.2. BATERIAS DE IÕES DE LÍTIO

Este tipo de baterias, com composição química de iões de lítio, é usado na maioria das novas tecnologias de armazenamento de energia. As baterias de iões de lítio são mais leves e mais compactas comparativamente com as baterias de chumbo ácido. Têm também uma DOD mais elevada e uma vida útil mais prolongada em relação às baterias de chumbo.

A bateria de iões de lítio é composta por quatro componentes primários, que incluem o cátodo, o ânodo, um eletrólito e um separador, como mostra a Figura 2.7 (adaptada de [44]) [45]. Este tipo de baterias é usado essencialmente sob a forma de célula (Figura 2.8 [46]).

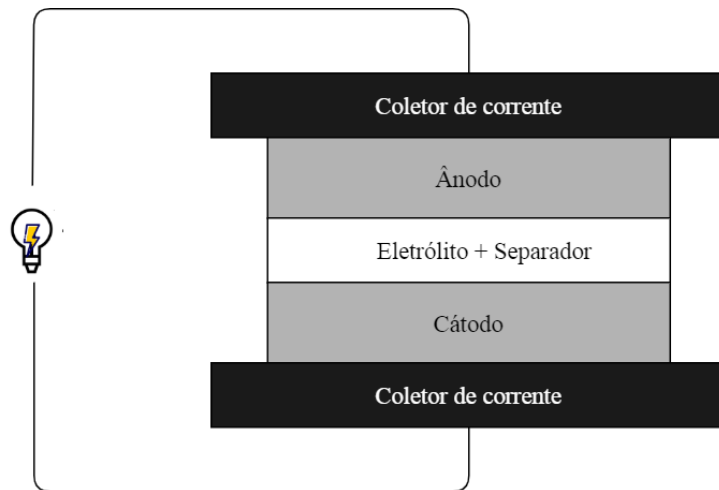


Figura 2.7-Componentes bateria Lítio

Em geral, as principais fontes de íons de lítio ativos numa bateria são os cátodos. De forma a atingir níveis elevados de capacidade é necessária uma grande quantidade de lítio incluída neste material. Dentro dos tipos de materiais do cátodo temos [47]: Óxido de lítio cobalto (LiCoO_2), Óxido de lítio manganésio (LiMn_2O_4), Fosfato de ferro e lítio (LiFePO_4), Óxido de lítio níquel-manganésio-cobalto (LiNiMnCoO_2), Óxido de lítio níquel-cobalto-alumínio (LiNiCoAlO_2) e lítio titanato ($\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$) .



Figura 2.8-Célula íão de lítio 3.7V Panasonic NCR18650BE 3180mAh

Óxido de lítio cobalto (LiCoO_2)

O óxido de lítio cobalto foi criado em 1991 pela Sony, o seu valor elevado de energia específica torna este composto uma escolha habitual em células, tablets, portáteis e câmaras de filmar. No entanto, existe uma restrição de acessibilidade de cobalto, o que torna o custo elevado, pelo que seria necessária uma substituição dos materiais do cátodo para aumentar as suas aplicações, por exemplo, em veículos elétricos [48]. Tem uma vida curta e restrições ao nível da capacidade de carga. Não pode ser carregada e descarregada a correntes fora da sua gama [49]. O Lítio Cobalto tem uma densidade de energia alta, alta energia específica, contudo uma potência específica moderada.

Óxido de lítio manganésio (LiMn₂O₄)

O óxido de lítio manganésio foi introduzido em 1983. O óxido de lítio manganésio tem um limite de densidade de energia inferior a 120mAh/g, e uma grande perda de capacidade durante os ciclos de carga ou descarga, devido à desintegração do manganésio a temperaturas elevadas [50].

A capacidade do lítio manganésio é aproximadamente 33% menor comparativamente ao lítio cobalto, contudo, providencia cerca de 50% mais energia que as baterias de níquel [47].

Fosfato de ferro e lítio (LiFePO₄)

A Universidade do Texas descobriu que o fosfato podia ser utilizado como material do cátodo para baterias de lítio em 1996. Este cátodo é estável em condições de sobrecarga e pode tolerar altas temperaturas sem fragmentar-se.

A bateria de fosfato de ferro e lítio é feita de materiais de fosfato a uma escala nano e demonstra uma baixa resistência, longa vida, capacidade de lidar com cargas elevadas, uma segurança aprimorada e tolerância térmica. Contudo tem uma performance abaixo da média devido à temperatura [47]. As baterias de fosfato de ferro e lítio providenciam uma densidade de energia e uma tensão nominal de aproximadamente 160mAh/g e 3,40V, respetivamente [51].

Óxido de lítio níquel -manganésio-cobalto (LiNiMnCoO₂)

Atualmente, a indústria das baterias tem-se concentrado numa mistura de cátodo de níquel-manganésio-cobalto (NMC). Estes materiais estabelecem uma alta energia específica ou uma alta densidade de energia. Da combinação do níquel e manganésio resulta uma boa performance, extraindo a alta energia específica do níquel e a baixo efeito de resistência do manganésio, embora o níquel possua um abaixa estabilidade e o manganésio tenha uma energia específica baixa [52].

A mistura do cátodo de 33% de níquel, 33% de manganésio e 34% de cobalto fornece um menor custo de matéria devido à redução da percentagem de cobalto. Atualmente, este tipo de bateria tem uma grande procura em aplicações de veículos elétricos devido à sua alta energia específica e taxa reduzida de auto-aquecimento [47].

Óxido de lítio níquel-cobalto- alumínio (LiNiCoAlO₂)

A bateria de óxido de lítio níquel-cobalto-alumínio (NCA), tem uma reduzida utilização percentual no mercado global de baterias [53]. Nos últimos tempos, a indústria automóvel está a considerar a produção da bateria NCA devido à sua alta energia específica, densidades de energia e longa vida, considerando o custo e a segurança.

Lítio titanato (Li₄Ti₅O₁₂)

Os Ânodos de titanato de lítio têm sido usados recorrentemente desde a década de 1980.

As baterias têm normalmente uma tensão de 2,40V, uma elevada capacidade, uma grande taxa de carga e descarga e uma vida longa. O titanato de lítio sofre uma contração e expansão extremamente reduzidas durante o processo de carga/descarga de uma bateria, o que o caracteriza como um material eletrodo de alto desempenho, para efeitos de armazenamento de energia [54]. Como a sua energia específica é baixa, ao contrário de outras baterias de íões lítio, os avanços mais recentes e estudos, têm sido realizados de forma a melhorar essa energia específica e reduzir o custo [47].

2.3.4.2.1. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE BATERIAS DE ÍÕES DE LÍTIO

Em seguida é feita a análise comparativa entre os tipos de baterias de íões de lítio referidos na secção 2.3.4.2. Na Tabela 2.1 encontra-se a comparação entre baterias de íões de lítio com a quantificação dos parâmetros: Custo; Tempo de vida; Performance; Segurança; Densidade de potência; Densidade de energia, Potência específica; Energia específica (ou capacidade). Na Tabela 2.2 (adaptada de [47]) são apresentadas as vantagens, desvantagens e aplicações dos tipos de baterias de íões de lítio mencionados.

Tabela 2.1- Comparação e quantificação (em níveis) de parâmetros entre baterias de íons de lítio, do baixo ao alto (0 a 5)

Tipos de baterias de Íons de Lítio	Custo	Tempo de Vida	Performance	Segurança	Densidade de Potência	Densidade de Energia	Potência específica	Energia específica
LiCoO ₂	3	2	3	2	2	4	2	4
LiMn ₂ O ₄	3	2	2	3	4	3	3	3
LiFePO ₄	3	4	2	4	3	3	3	2
LiNiMnCoO ₂	3	3	3	3	4	4	3	4
LiNiCoAlO ₂	2	4	3	2	4	4	4	4
Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	1	4	4	4	3	3	3	2

Tabela 2.2- Comparação da performance e aplicações dos tipos de bateria de íons de lítio

Tipos de baterias de Íons de Lítio	Vantagem	Desvantagem	Aplicações
LiCoO ₂	Energia específica alta	Tempo de vida curto e capacidade de carga limitada	Telemóveis, portáteis, câmaras digitais
LiMn ₂ O ₄	Potência específica, segurança e tempo de vida	Performance moderada no geral	VE, HVE.
LiFePO ₄	Estabilidade térmica, tolerância ao uso abusivo, longa vida, muita segurança	Energia específica moderada, tensão mais baixa que as outras baterias da mesma categoria, temperaturas baixas reduzem performance	VE, ferramentas elétricas e dispositivos portáteis
LiNiMnCoO ₂	Boa performance global, ótima energia específica	Custo elevado	Ferramentas elétricas, VE e armazenamento
LiNiCoAlO ₂	Densidades de energia e potência altas, bom tempo de vida	Custo elevado e segurança reduzida	VE e comboios elétricos
Li ₄ Ti ₅ O ₁₂	Intervalo de temperatura (-30-55 °C), eficiência de recarga 98%, ciclos de vida > 3000-7000, alta segurança e estabilidade, carga rápida	Tensão baixa (2.4V/célula), baixa densidade de energia, fabrico complexo	Aplicações avançadas de nanotecnologias

2.3.4.3. ANÁLISE COMPARATIVA CHUMBO ÁCIDO E ÍONS DE LÍTIO

De cada um dos tipos de baterias anteriormente referidas, consideram-se dois fatores mais importantes na escolha das mesmas (tempo de vida e o DOD) [55] [56].

As baterias de Chumbo Ácido possuem um tempo de vida em torno dos 200 a 300 ciclos de vida, e uma profundidade de descarga de cerca de 50%. Estas características tornam este tipo de bateria com um período de substituição curto se usadas abusivamente e de forma não cuidadosa.

As baterias de íões Lítio possuem um tempo de vida em torno dos 400 a 1200 ciclos de vida [57], e uma profundidade de descarga de cerca de 90%, que torna a sua utilização extremamente atrativa em sistemas em que há vantagens em carregar e descarregar profundamente. Na Tabela 2.3 [57] [47] é apresentada a comparação entre baterias chumbo ácido e íões de lítio, no que diz respeito aos parâmetros fulcrais de uma bateria.

Tabela 2.3- Comparação entre baterias de íões lítio e baterias chumbo ácido

	Chumbo Ácido	Íões de Lítio
Densidade de Energia (Wh/kg)	30-50	110-160
Densidade de Potência	180	1800
Tensão Nominal	2V	3,6V
Temperatura em que opera	-20-60°C	-20-60°C
Ciclos de Vida	200-300	400-1200
Eficiência de Carga (%)	79	100
Tolerância à Sobrecarga	Alta	Muito baixa
Auto-Descarga	Baixa	Muito baixa
Estabilidade Térmica	Menos estável	Mais estável
DOD (%)	50	90

O custo reduzido sempre foi uma vantagem chave das baterias de Chumbo Ácido quando comparadas às de Íões de Lítio [58]. No entanto, devido ao grande investimento que tem sido aplicado na investigação e desenvolvimento pela Tesla e outros, o custo das baterias de Íões de Lítio tende a reduzir mais rápido que o previsto.

2.3.4.4. SISTEMA DE GESTÃO DE BATERIAS

Os *Battery Management Systems* (BMS) utilizam-se para fazer a gestão e monitorização de uma bateria recarregável, mantendo-a dentro dos valores de operabilidade e de segurança assegurando o uso ótimo da energia [59]. Os principais objetivos de um BMS são: (1) Garantir segurança e longevidade à bateria, essencial para baterias de íões Lítio; (2) Indicar o estado de função na forma de estado de carga e estado de saúde (capacidade); (3) Fornecer avisos como

de alta temperatura, má calibração ou o desequilíbrio das células; (4) Indicar o fim de vida quando a capacidade atinge valores definidos pelo utilizador.

Nem todos os BMS têm estas funcionalidades. As funções mais básicas são a proteção da bateria e a amostragem do estado de carga SOC (*State of Charge*).

Embora o SOC seja importante, a leitura está incompleta sem também verificar a capacidade da bateria à medida que esta diminui. O utilizador pode estar habituado a que a bateria funcione à sua capacidade máxima, no entanto, esta condição é temporária e não pode ser mantida. A capacidade é o indicador primário do estado de saúde da bateria SOH (*State of Health*) e deve ser parte integrante do BMS [59]. Os SOC e SOH providenciam o estado de função SOF (*State of Function*). O SOF providencia uma grande fiabilidade e segurança na leitura, contudo, a tecnologia para a amostragem eficaz desta informação ainda está a ser melhorada [60].

Uma baixa fiabilidade do sistema de indicação do SOC pode induzir o uso de apenas parte da capacidade disponível. Por exemplo, um utilizador pode estar mais inclinado a recarregar a sua bateria diariamente, mesmo quando a capacidade da bateria indicada no dispositivo é suficiente, o que leva a uma frequência de recarga maior que a necessária, que pode desgastar a bateria mais rapidamente [59].

O BMS também fornece proteção aquando da carga e descarga. Desconeta a bateria se os limites impostos foram excedidos ou alguma falha tiver ocorrido. Os standards BMS impostos são SM Bus (*System Management Bus*) usado na maioria das aplicações portáteis, bem como o CAN Bus (*Controller Area Network*) e um LIN Bus (*Local Interconnect Network*) simplificado para uso automóvel. O BMS retira os dados da bateria (física) durante a carga e descarga. Posteriormente é posto ao dispor do utilizador uma “bateria digital” (para onde foram transmitidas as informações retiradas da bateria) que irá comunicar ao utilizador. A Figura 2.9 demonstra os componentes dessa “bateria digital”, consiste na energia armazenada (*Stored Energy*), a porção vazia que pode ser recarregada e a parte inativa que está perdida permanentemente (devido à longevidade). *Rated Capacity* é referente à capacidade especificada pelo fabricante em Ah (ampere-hora) e que é apenas válida quando a bateria é nova, a capacidade disponível designa a atual capacidade de armazenamento da bateria (derivado da parte inativa). O estado de carga (SOC) é referente à energia armazenada, que também inclui a parte inativa.

O BMS é programado para uma capacidade nominal e mede o fluxo de entrada e saída de coulombs que estão relacionados com a capacidade disponível. À medida que a capacidade diminui, a contagem de Coulomb também diminui e esta discrepância permite uma estimativa

da capacidade. São possíveis leituras mais precisas quando se procede à contagem de coulomb de uma bateria totalmente descarregada durante uma carga completa ou descarregando uma bateria totalmente carregada até ao ponto de paragem (*cut-off point*). Esses pontos de partida raramente são praticáveis e as estimativas da capacidade real tornam-se confusas ao longo do tempo [60].

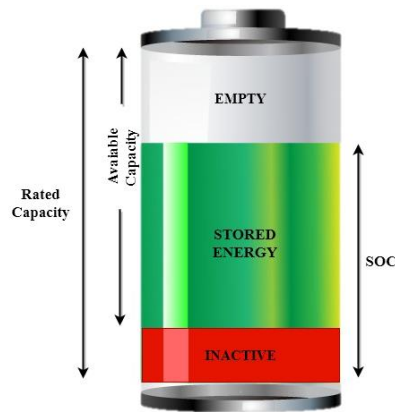


Figura 2.9-Componentes bateria “digital”

2.3.5. AUTOCONSUMO ENERGÉTICO

O autoconsumo consiste no consumo da energia gerada através de fontes de energia renováveis. O autoconsumo permite aos clientes a instalação de fontes de energia renovável na sua rede, e a consequente redução dos custos de energia, através do consumo da energia de geração e da venda/armazenamento da energia em excesso (quando ultrapassa a necessidade energética). A diminuição dos preços dos módulos fotovoltaicos e o aumento do preço da eletricidade têm contribuído para o aumento deste conceito através de energia solar fotovoltaica. Nos gráficos seguintes representados na Figura 2.10 (adaptada de [61]) estão representados exemplos de autoconsumo com e sem armazenamento de energia.

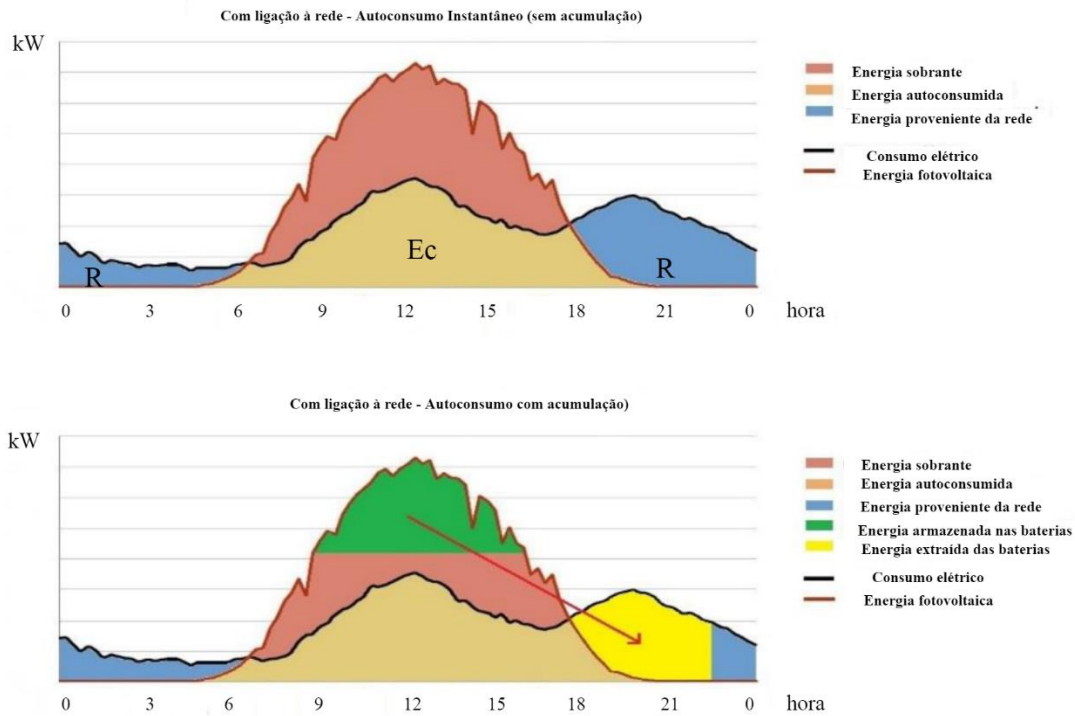


Figura 2.10-Exemplos de curvas de autoconsumo, sem baterias (imagem acima) e com baterias (imagem em baixo)

A verde está representada a energia em excesso que é armazenada, com possibilidade de ser reaproveitada numa altura de menor geração (representada a amarelo).

Para medir o autoconsumo, utiliza-se a energia autoconsumida (região de sobreposição a castanho claro no 1º gráfico, E_c), e a energia proveniente da rede (a azul no 1º gráfico, R). Esta grandeza é traduzida por [62]:

$$Autoconsumo = \frac{E_c}{(E_c + R)} \quad (2.3)$$

2.4. MODELO DE BATERIAS UTILIZADO

O modelo matemático utilizado no dimensionamento de uma estação de carga de VE parte de um modelo simples, em que é usada uma resistência interna R_i , em série com uma fonte de tensão controlada. Perante o modelo apresentado na Figura 2.11, a tensão aos terminais da bateria é dada por:

$$V_{bat} = V_{btint} - R_i * I_{bt} \quad (2.4)$$

onde, V_{btint} representa o valor da tensão interna, I_{bt} representa a corrente da bateria.

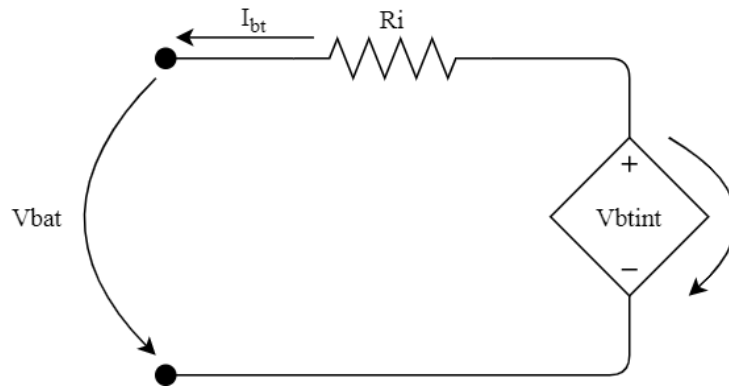


Figura 2.11-Circuito equivalente da bateria

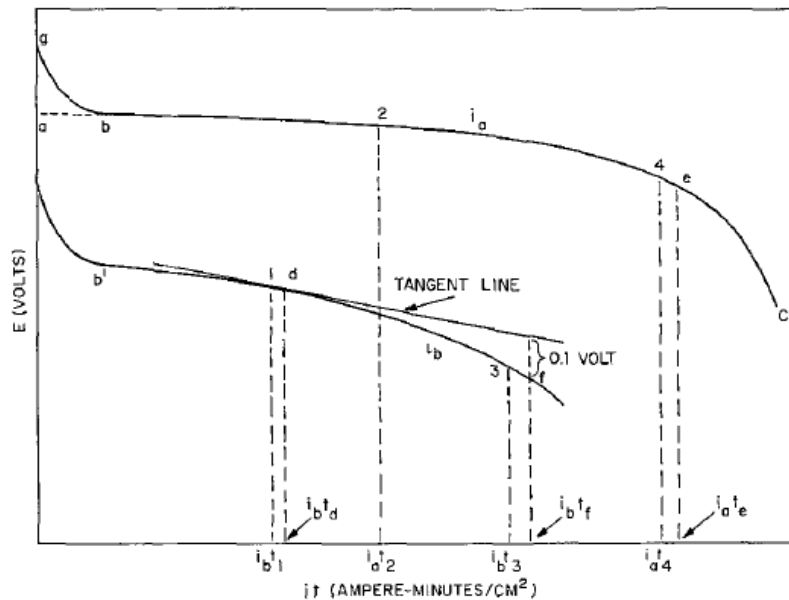


Figura 2.12-Curvas típicas de descarga de baterias, retirada de [64]

As deduções matemáticas seguintes podem ser consultadas em [3], [63], [64] e permitem deduzir uma expressão geral para a tensão interna da bateria, V_{btint} . Na análise do modelo tiveram-se em contas seguintes premissas: (A) O ânodo e o cátodo da célula possuem materiais ativos porosos; (B) A resistência do eletrólito é constante durante a descarga; (C) A célula é descarregada por uma corrente constante; (D) A polarização é uma função linear da densidade de corrente do material ativo.

Na Figura 2.12, estão representadas duas típicas curvas de descarga, i_a e i_b . O potencial (em Volt) é traçado em função da capacidade que foi extraída da bateria no intervalo de tempo t (it), adiante denotada também por C_{out} . É assumido um comportamento linear do potencial

à direita dos pontos b e b' e ignorando todos os fatores teóricos, exceto a polarização, o valor do potencial no cátodo da célula durante a descarga, E_c , define-se como:

$$E_c = E_{sc} - K_c * i_{am} \quad (2.5)$$

onde E_{sc} é um potencial constante, K_c é o coeficiente de polarização do cátodo por unidade de densidade de corrente de material ativo e i_{am} é a densidade de corrente ativa.

Perante um elétrodo com material ativo poroso, i_{am} é inversamente proporcional à quantidade de material ativo não usado, e diretamente proporcional à densidade de corrente no início da descarga, I_{bt} :

$$i_{am} = \left(\frac{Q_c}{Q_c - it_t} \right) I_{bt} \quad (2.6)$$

Na equação anterior, Q_c representa a quantidade de material ativo no cátodo (expresso em unidades como ampere hora por unidade de área).

Da substituição da equação (2.6) obtém-se a equação para a tensão interna no cátodo da bateria durante a descarga, E_c :

$$E_c = E_{sc} - K_c * \left(\frac{Q_c}{Q_c - it_t} \right) I_{bt} \quad (2.7)$$

De modo semelhante, o potencial no ânodo da célula é expresso por:

$$E_a = E_{sa} - K_a * \left(\frac{Q_a}{Q_a - it} \right) I_{bt} \quad (2.8)$$

Como o potencial da célula resulta da soma entre E_c e E_a tem-se que o potencial aos terminais da célula se define por:

$$E = E_s - K * \left(\frac{Q}{Q - it} \right) I_{bt} \quad (2.9)$$

A variável Q , sendo a quantidade de material ativo em Coulomb ou unidades similares por unidade de área, pode-se representar como sendo a capacidade em Ah da bateria, adotando-se a nomenclatura C_{bt} para representar a capacidade máxima da bateria em Ah, e C_{out} para representar a capacidade extraída em Ah.

Por a equação anterior não representar fielmente a queda de potencial inicial representada nas curvas na Figura 2.12, é adicionada uma função com comportamento exponencial à equação (2.9):

$$A_{bt} * e^{-B_{bt} * C_{out}} \quad (2.10)$$

onde A_{bt} traduz a tensão exponencial e B_{bt} o inverso da constante de tempo associada à zona exponencial.

Tendo isto, é possível definir V_{btint} como:

$$V_{btint} = V_{bt0} - K * \frac{C_{bt}}{C_{bt} - C_{out}} * I_{bt} \quad (2.11)$$

onde o potencial na célula é substituído pelo potencial de tensão constante tipicamente usado para caracterizar as baterias, V_{bt0} .

De forma à obtenção das respectivas representações gráficas, são necessários ter em consideração vários parâmetros. A capacidade máxima C_{bt} e a resistência interna da bateria R_i podem ser consultadas na tabela de especificações da mesma.

Os restantes parâmetros derivam das características da curva típica de descarga. Esses parâmetros são aproximados e dependem da precisão dos pontos obtidos na curva de descarga. Os parâmetros da bateria utilizados neste modelo estão representados na Tabela 2.4, Os três pontos necessários usados para extrair estes parâmetros são: tensão de carga cheia V_{Full} , tensão e carga do fim da zona exponencial (V_{Exp} , Q_{Exp}), tensão e carga do fim da zona nominal (V_{Nom} , Q_{Nom}) (quando a tensão começa a descer abruptamente), representados na Figura 2.13.

Tabela 2.4-Parâmetros modelo de uma bateria

Parâmetros	Significado
C_{bt}	Capacidade máxima (Ah)
C_{out}	Capacidade extraída (Ah)
$V_{bt,0}$	Tensão constante (V)
K_{bt}	Constante de polarização (V)
A_{bt}	Amplitude de zona exponencial (V)
B_{bt}	Inverso da constante de tempo da zona exponencial [Ah] ⁻¹
R_i	Resistência interna (Ω)

O parâmetro A_{bt} da expressão ($A_{bt} * e^{-B_{bt} * C_{out}}$) é calculado com os dois primeiros pontos:

$$A_{bt} = V_{Full} - V_{Exp} \quad (2.12)$$

onde A_{bt} traduz a queda de tensão (Amplitude) durante a zona exponencial, E_{Full} traduz a tensão de carga cheia e E_{Exp} a tensão do fim da zona exponencial.

O inverso da constante de tempo da zona exponencial (B_{bt}) [63] é obtida por:

$$B_{bt} = \frac{3}{Q_{Exp}} \quad (2.13)$$

onde Q_{Exp} representa a capacidade no fim da zona exponencial (em Ah).

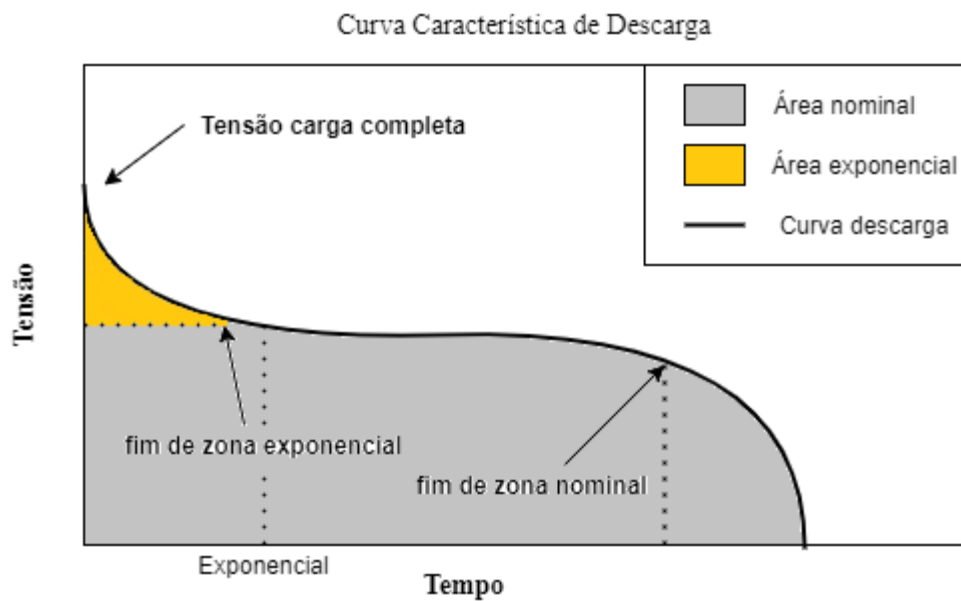


Figura 2.13-Curva de descarga típica adaptada de [3]

A constante de polarização K_{bt} , pode ser deduzida a partir de:

$$K_{bt} = \frac{(V_{Full} - V_{Nom} + A_{bt}(\exp(-B_{bt} * Q_{Nom}) - 1)) * (Q - Q_{Nom})}{Q_{Nom}} \quad (2.14)$$

A tensão constante $V_{bt,0}$ é deduzida da tensão de carga cheia:

$$V_{Full} = V_{bt,0} - R * I - K + A_{bt} \quad (2.15)$$

$$V_{bt,0} = V_{Full} + R * I - A_{bt} + K \quad (2.16)$$

A tensão interna da bateria durante o processo de carga [3] faz-se representar como:

$$V_{btint} = V_{bt,0} - K_{bt} * \frac{C_{bt}}{C_{out} + 0.1 * C_{bt}} * I_{bt} - K_{bt} * \frac{C_{bt}}{C_{bt} - C_{out}} * C_{out} + A_{bt} * e^{(-B_{bt} * C_{out})} \quad (2.17)$$

onde $I_{bt} < 0$

Já no processo de descarga [3], a tensão interna da bateria é representada por:

$$V_{btint} = V_{bt,0} - K_{bt} * \frac{C_{bt}}{C_{bt} - C_{out}} * I_{bt} - K_{bt} * \frac{C_{bt}}{C_{bt} - C_{out}} * C_{out} + A_{bt} * e^{(-B_{bt} * C_{out})} \quad (2.18)$$

onde $I_{bt} > 0$

A capacidade extraída da bateria C_{out} [65], define-se:

$$C_{out} = \int_0^t I_{bt} dt \quad (2.19)$$

Na prática, a aproximação da expressão (2.19) é realizada utilizando como base temporal o minuto e substituindo o integral pelo somatório, obtendo-se:

$$C_{out} = \int_0^t I_{bt} dt \approx \frac{1}{60} * \sum_{t=ti}^{tf} I \quad (2.20)$$

2.4.1. CURVAS DE CARGA E DESCARGA DO MODELO

Com base no modelo acima descrito procede-se em seguida à representação das curvas de carga e descarga de uma bateria, cujos parâmetros são apresentados na [65]. Para obtê-las, o modelo acima descrito foi programado em MATLAB.

Como condição de teste foi imposta uma oscilação do valor da corrente, positiva para descarga e negativa para carga, onde durante 30 min assume o valor de 25A e nos 10min seguintes toma o valor nulo, repetindo-se até ao fim do processo de carga/descarga.

Tabela 2.5-Parâmetros utilizados na simulação.

Parâmetros	Valores
C_{bt}	367 Ah
$V_{bt,0}$	51.58 V
K_{bt}	0.006215 V
A_{bt}	11.053 V
B_{bt}	2.452 [Ah] ⁻¹
R_i	0.07Ω

Na Figura 2.14 é possível verificar a oscilação obtida para a tensão interna V_{btint} em função da corrente I_{bt} , sendo imposto um cenário de descarga (corrente positiva) até à exaustão (até

um estado de carga de 0%), seguida de carga (corrente negativa) após um intervalo de tempo sem carregar.

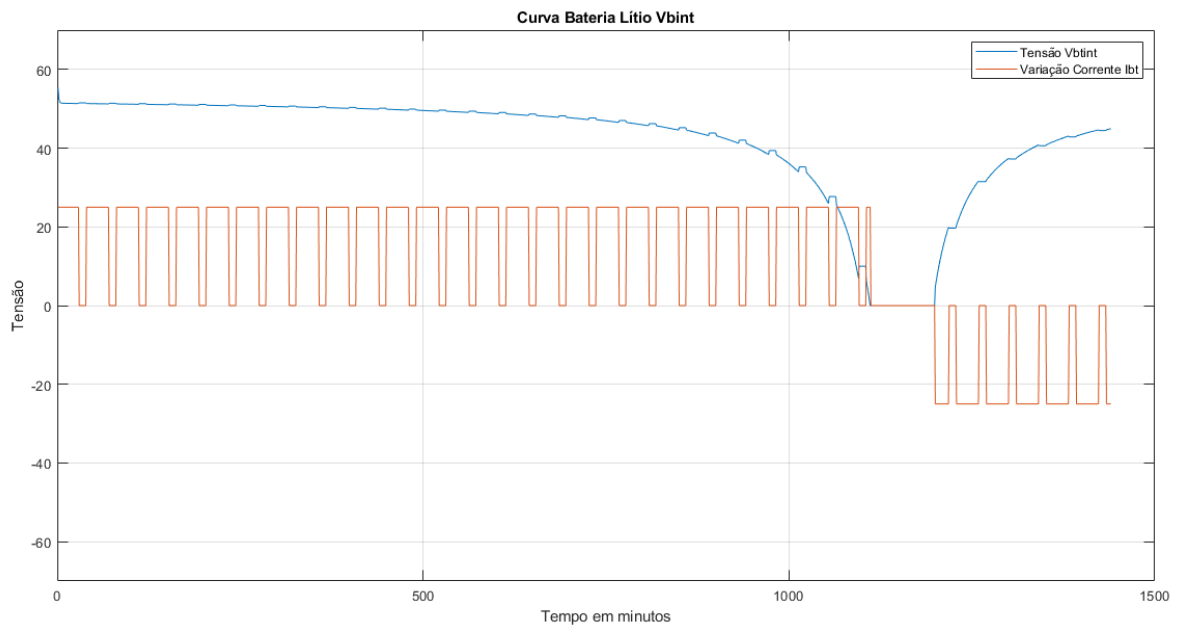


Figura 2.14-Curva representando a oscilação da tensão interna V_{btint} no cenário imposto.

Em seguida, para o mesmo cenário, foi obtida a curva de evolução de C_{out} (capacidade extraída) para o mesmo cenário, apresentado na Figura 2.15. É possível verificar um aumento da capacidade extraída durante a descarga, tomando valores nulos durante uma interrupção imposta ao processo de carga (período sem carga nem descarga), e por fim um decréscimo desse valor devido ao início do carregamento.

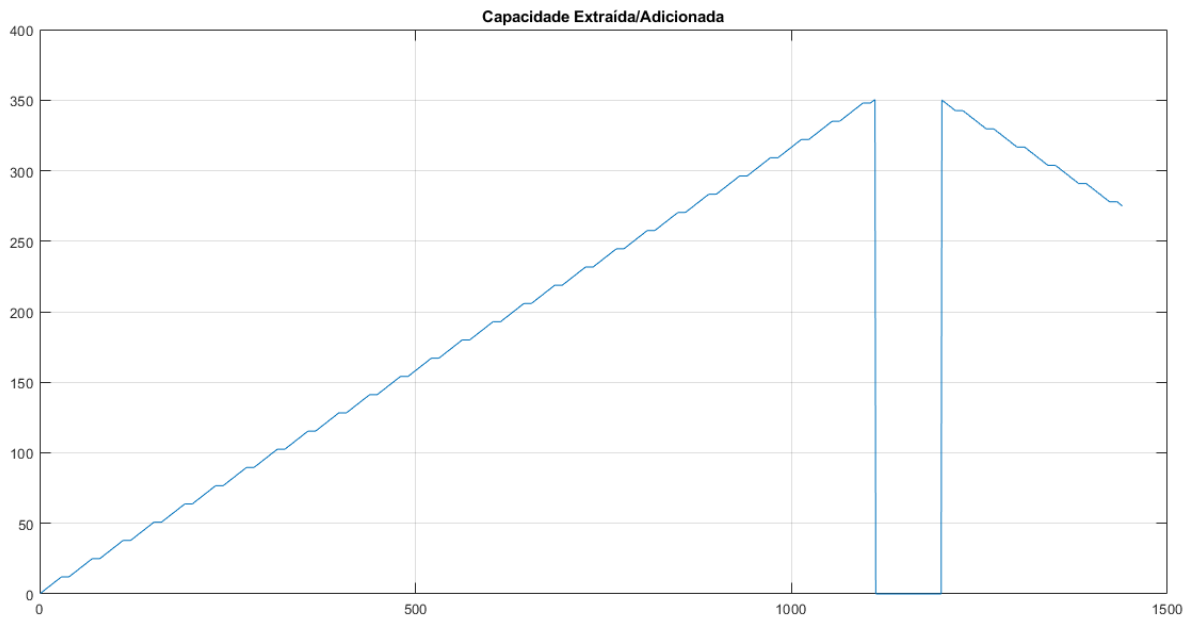


Figura 2.15-Curva representando a evolução da capacidade extraída C_{out} (tendo em conta a curva na Figura 2.14)

Por fim, procedeu-se à representação na Figura 2.16 da evolução da tensão final da bateria V_{bat} . Quando a corrente é nula, V_{bat} assume o valor da tensão interna da bateria, i.e. V_{btint} .

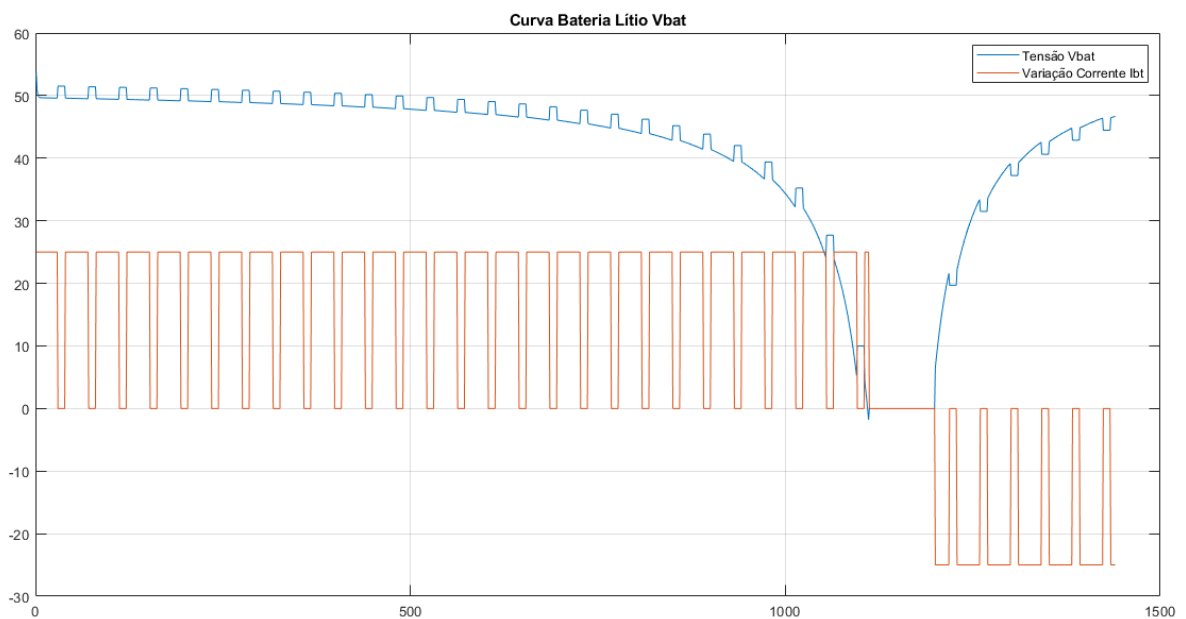


Figura 2.16-Representação da evolução da tensão final da bateria V_{bat}

3. MODELO DE UM SISTEMA RENOVÁVEL PARA CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Neste capítulo será abordado inicialmente a arquitetura do modelo proposto bem como os seus parâmetros. Em seguida serão explicitados os diversos fluxos de potência do sistema, e por fim serão descritos e explicados quais os parâmetros avaliativos do modelo.

3.1. ARQUITETURA PROPOSTA

Em seguida será apresentado o esquema do sistema proposto (e suas variantes). Serão explicitados os parâmetros anexos ao modelo proposto e o método de dimensionamento de cada um dos blocos intervenientes. No esquema proposto (apresentado na Figura 3.1), pretende-se ter como objetivo o carregamento de veículos elétricos (havendo as vertentes AC-estações de carga, e DC-carregamento rápido) através da energia de geração solar.

O sistema pode funcionar em modo autónomo ou Híbrido, i.e. ligado, à rede de distribuição (com blocos dentro da caixa a tracejado vermelho). Na Tabela 3.1 encontra-se descrita a nomenclatura utilizada.

Tabela 3.1-Nomenclatura utilizada

Potências	Significado
P_{RAD}	Potência irradiada pelo sol
P_{DC3_EVbat}	Potência de entrada Baterias VE
P_{DC_in}	Potência de saída Painel Fotovoltaico
P_{BUS_INV}	Potência de entrada Inversor
P_{DC1_BUS}	Potência de saída Conversor DC1
P_{BUS_DC2}	Potência de entrada Conversor DC2
P_{INV_AC}	Potência de saída Inversor
P_{BAT_IN}	Potência de entrada Banco de Baterias
P_{BUS_DC3}	Potência de entrada Conversor DC3
P_{AC_CON}	Potência de entrada Conversor AC
P_{CON_BUS}	Potência de saída Conversor AC
P_{GRID}	Potência de entrada Rede
P_{EV}	Potência de entrada VE
P_{BUS_bat}	Potência de entrada Banco de Baterias Chumbo Ácido

Parâmetros Sistema	Significado
η_{PAINEL}	Eficiência Painel Fotovoltaico
η_{DC1}	Eficiência Conversor DC1
η_{inv}	Eficiência Inversor
η_{DC2}	Eficiência Conversor DC2
η_{DC3}	Eficiência Conversor DC3
η_{con}	Eficiência Conversor

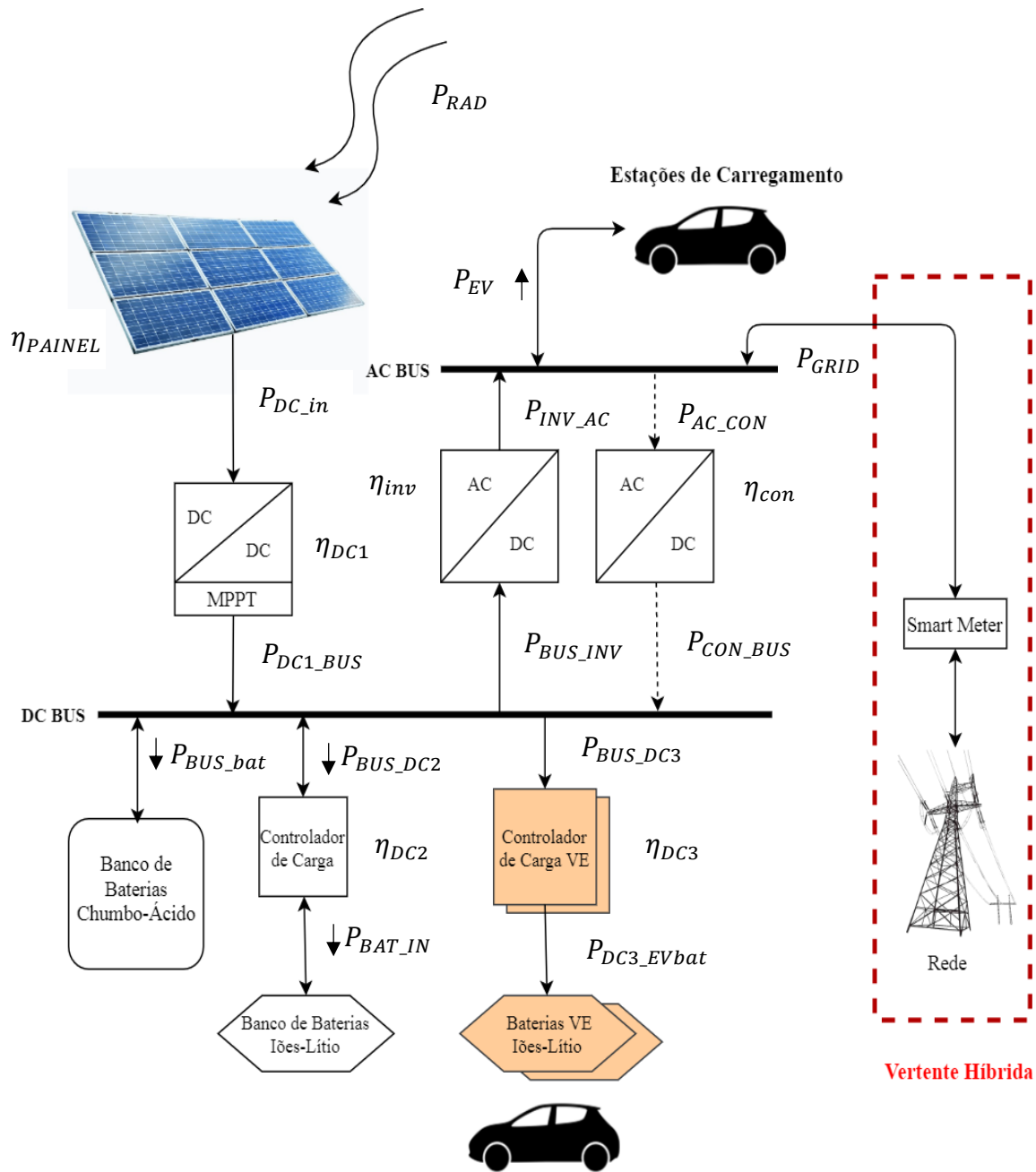


Figura 3.1- Arquitetura de sistema proposto

3.1.1. FLUXOS DE POTÊNCIA

Na arquitetura proposta na Figura 3.1 existem vários fluxos de potência possíveis que variam consoante o objetivo pretendido. Em seguida serão explicitadas as relações existentes entre os blocos (consoante o fluxo) em termos de potência e a sua formulação matemática.

3.1.1.1. BARRAMENTO DC

No barramento DC (BUS DC) existem vários fluxos de potência que se relacionam entre si, em seguida serão apresentadas estas relações.

A potência de entrada no sistema através de geração é o resultado da passagem, da potência irradiada proveniente sol, pelo *array* fotovoltaico. Este *output* depende da radiação incidente, da área da superfície do módulo e da sua eficiência, é apresentado como:

$$P_{DCin} = P_{RAD} * A_{PAINEL} * \eta_{PAINEL} \quad (3.1)$$

Por sua vez, eficiência do módulo fotovoltaico é dependente da temperatura operacional do módulo e do coeficiente de eficiência térmico do material da célula(%/°C) β_R , T_R é a temperatura de referência (25°C), e T_{OP} é a temperatura operacional do módulo, dado por [66]:

$$\eta_{PAINEL} = \eta_R * [1 - \beta_R(T_{OP} - T_R)] \quad (3.2)$$

onde η_R é a eficiência do módulo à temperatura de referência (a 25°C), fornecida pelo fabricante. O coeficiente de eficiência térmico do material da célula β_R é dado por [67]:

$$\beta_R = \frac{1}{T_0 - T_R} \quad (3.3)$$

onde T_0 é a temperatura (elevada) em que a eficiência do módulo fotovoltaico é nula. Para células de silício cristalinas essa temperatura é de 270°C [67]. A temperatura operacional T_{OP} do módulo é dada por:

$$T_{OP} = T_A + k * P_{RAD} \quad (3.4)$$

onde T_A representa a temperatura ambiente (valor médio máximo da temperatura do ar durante o dia, por cada mês), e k é o coeficiente térmico do módulo (°C.m²/W), fornecido pelo fabricante.

Podemos assim dizer que a Potência de saída do módulo é:

$$P_{DCin} = P_{RAD} * A_{PAINEL} * \eta_R * \left[1 - \frac{(T_A + k * P_{RAD} - T_R)}{T_0 - T_R} \right] \quad (3.5)$$

Após passagem pelo conversor DC1, temos:

$$P_{DC1BUS} = P_{DCin} * \eta_{DC1} \quad (3.6)$$

Sendo o ponto de injeção de energia de geração do sistema através do barramento DC, tem-se:

$$P_{DC1BUS} + P_{CONBUS} = P_{BUSDC2} + P_{BUSbat} + P_{BUSDC3} + P_{BUSINV} \quad (3.7)$$

O bloco seguinte na arquitetura é o banco de baterias de Chumbo-Ácido, este banco de baterias tem o propósito de equilibrar a tensão do barramento, tendo em conta os fluxos de potência (sejam eles positivos ou negativos). A tensão à saída/entrada do banco de baterias é dado por [68]:

$$V_{BATIN} = V_{BATchumbo} - I_{BATchumbo} * R_{BATchumbo} \quad (3.8)$$

$$V_{BATIN} = \frac{P_{BUSbat}}{I_{BATchumbo}} - I_{BATchumbo} * R_{BATchumbo} \quad (3.9)$$

onde $I_{BATchumbo}$ é a corrente da bateria, $R_{BATchumbo}$ a resistência interna da bateria, P_{BUSbat} é positivo no caso de carga e negativo no caso de descarga.

A arquitetura possui um sistema de armazenamento local (baterias de Iões de Lítio). A potência deste banco de baterias pode resultar da potência proveniente da geração solar, do VE (V2G) e/ou da rede de distribuição, no entanto, neste ponto do sistema tem-se:

$$P_{BATIN} = P_{BUSDC2} * \eta_{DC2} \quad (3.10)$$

Este fluxo tem a restrição de prosseguir no sentido do banco de baterias até se atingir o máximo da energia do mesmo, ou seja, até $E_{MÁX}$. Quando as baterias descarregam, os valores de P_{BATIN} e P_{BUSDC2} assumem valores negativos devido ao sentido dos mesmos.

Este sistema potencia a possibilidade de carregamento rápido DC de n veículos elétricos. Nesse âmbito, as relações de fluxo de potência em cada um dos carregadores de baterias serão:

$$P_{DC3EVbat} = P_{BUSDC3} * \eta_{DC3} \quad (3.11)$$

Este fluxo tem a restrição de prosseguir no sentido das baterias dos VE até se atingir o máximo da energia das mesmas, ou seja, até $E_{MÁX}$.

Através do bloco conversor AC/DC existe a possibilidade de injeção de potência no sistema a partir da rede elétrica (caraterizada pela corrente AC), a partir de um VE, ou a partir de ambos.

$$P_{CONBUS} = P_{ACCON} * \eta_{con} \quad (3.12)$$

3.1.1.1.1. CASOS DE FLUXO DE POTÊNCIAS DC

Nesta secção serão abordados casos mais práticos que se pretendem implementar no sistema. Na Figura 3.2 são apresentados os fluxos de potências no barramento DC.

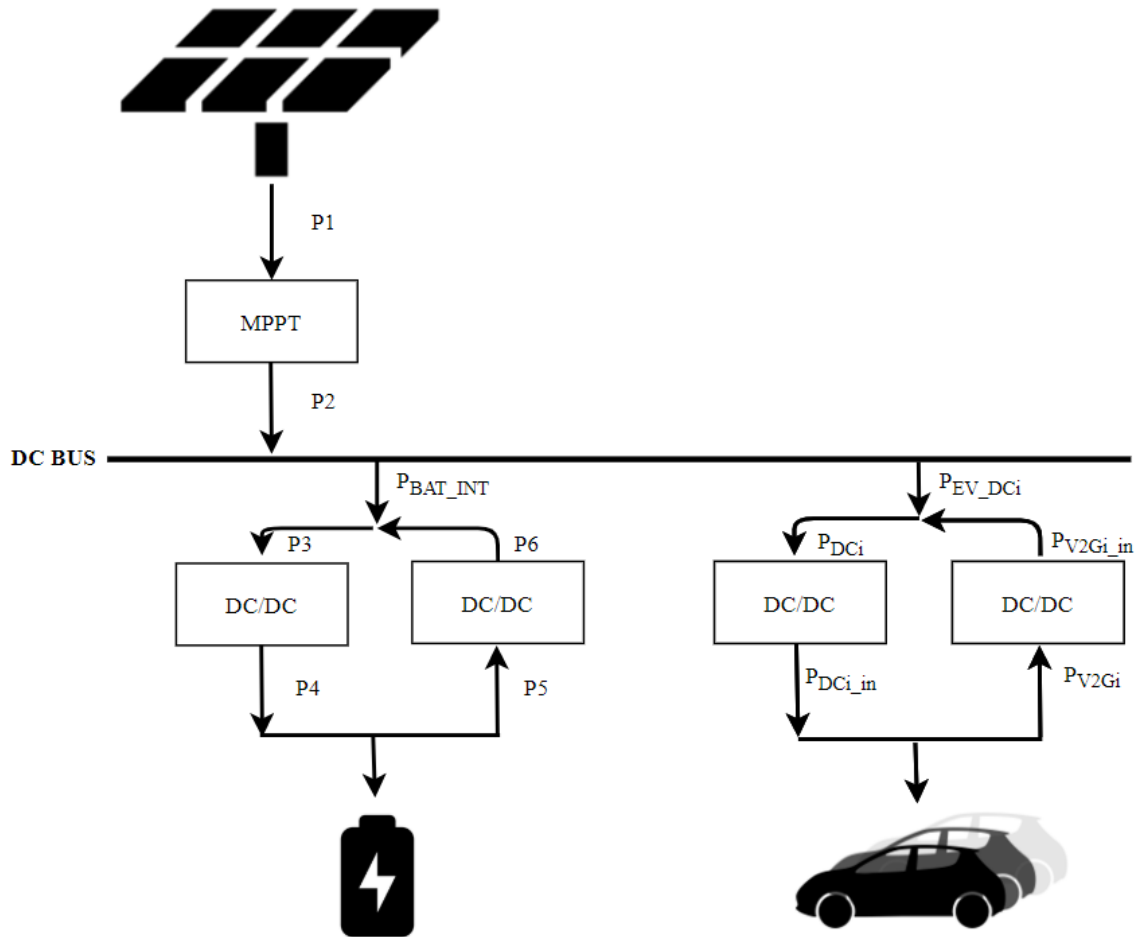


Figura 3.2-Fluxos de Potência no barramento DC

À semelhança do armazenamento interno, no carregamento DC também só é possível ou receber ou injetar, contudo, está dependente do fluxo do armazenamento interno.

Nem todos os sentidos de fluxo são possíveis, pois existem vários casos a considerar neste barramento. Em todas as situações enumeradas em seguida a potência de geração está a injetar no barramento (nunca apta para receber). Consideraremos os seguintes casos:

- 1º Caso- Armazenamento interno do sistema recebe e VE (DC) recebem;
- 2º Caso- Geração injeta em conjunto com as baterias internas, VE recebem;
- 3º Caso- Geração injeta em conjunto com os VE, baterias internas a carregar;
- 4º Caso- Geração inexistente, VE injetam, baterias internas a carregar.

Contudo existem situações em que o armazenamento de algum dos blocos ou de ambos poderá estar completo, temos a hipótese de: **(1)VE com carga máxima atingida**-Fluxo de

geração é reencaminhado na sua totalidade para armazenamento interno do sistema; **(2)Armazenamento com carga máxima-** Fluxo de geração é reencaminhado na sua totalidade para os VE que estejam conectados ao sistema; **(3)Armazenamento e VE com carga máxima-** Tendo sido atingido o máximo em ambos os blocos de recepção de potência, e não havendo nenhuma rota de fluxo disponível, torna-se indispensável o deslastre do controlador MPPT de forma a anular a potência P2.

As potências P2 (geração) e P_{EV_DCi} (resultado da gestão feita por exemplo através de algoritmos genéticos) são conhecidas (variáveis independentes) e vão permitir saber se existirá ou não fluxo a passar por P_{BAT_INT} (tendo em conta a demanda dos veículos elétricos), logo P_{BAT_INT} será a variável dependente do barramento DC, sendo:

$$P_{BAT_INT} = P2 - \sum_{i=n^{o}EV} P_{EV_DCi} \quad (3.13)$$

onde P_{BAT_INT} representa a potência (entrada ou saída) do armazenamento interno e P_{EV_DCi} representa a potência DC de “i” veículos elétricos acoplados ao sistema (entrada ou saída).

N equação (3.13) considera-se que P_{BAT_INT} e que cada VE em carga DC apenas podem ter um sentido de fluxo de cada vez. Sabendo qual o sinal das cargas P_{BAT_INT} e P_{EV_DCi} é possível saber qual o sentido de fluxo a ser tomado. Portanto temos que:

$$P6 = \begin{cases} -P_{BAT_INT}, & P_{BAT_INT} < 0 \\ 0, & P_{BAT_INT} \geq 0 \end{cases} \quad (3.14)$$

Se o armazenamento interno está a injetar potência no barramento DC.

$$P3 = \begin{cases} P_{BAT_INT}, & P_{BAT_INT} > 0 \\ 0, & P_{BAT_INT} \leq 0 \end{cases} \quad (3.15)$$

Se o armazenamento interno está à carga.

$$P4 = P3 * \eta \quad (3.16)$$

$$P5 = \frac{P6}{\eta} \quad (3.17)$$

$$P_{DCi} = \begin{cases} P_{EV_DCi}, & P_{EV_DCi} > 0 \\ 0, & P_{EV_DCi} \leq 0 \end{cases} \quad (3.18)$$

Se os VE estão à carga. Onde P_{DCi} representa a potência proveniente do barramento DC com destino ao conversor que irá alimentar os VE.

$$P_{V2Gi_{in}} = \begin{cases} -P_{EV_DCi}, & P_{EV_DCi} < 0 \\ 0, & P_{EV_DCi} \geq 0 \end{cases} \quad (3.19)$$

Se estiver a ocorrer uma injeção de potência no barramento DC por parte dos VE.

$$P_{DCi_{in}} = P_{DCi} * \eta \quad (3.20)$$

$$P_{V2Gi} = \frac{P_{V2Gi_{in}}}{\eta} \quad (3.21)$$

nas equações anteriores, η representa as eficiências de ambos os sentidos de fluxo possíveis dos conversores DC/DC.

3.1.1.2. BARRAMENTO AC

No barramento AC (BUS AC) (na Figura 3.3) existem vários fluxos de potência que se relacionam entre si. Em seguida serão apresentadas estas relações.

O Inversor DC/AC permite ao sistema a passagem de fluxo entre barramentos DC e AC, quer para as estações de carga que vão permitir o carregamento de VE, quer para a injeção na rede de distribuição (com propósito de venda). Tendo em conta o esquema na Figura 3.1 tem-se então:

$$P_{INV_AC} = P_{BUS_INV} * \eta_{inv} \quad (3.22)$$

A potência do VE é a potência AC que tem como destino as estações de carregamento, podendo ou não haver fluxo proveniente da rede.

$$P_{EV} + P_{AC_CON} = P_{INV_AC} + P_{GRID} \quad (3.23)$$

A potência da rede (*Grid*), como o nome indica, corresponde à potência AC tem como destino a rede. Podendo ou não haver fluxo com origem nos VE.

3.1.1.2.1. CASOS DE FLUXO DE POTÊNCIAS AC

De forma a fechar todas as funcionalidades do sistema e a poder suprir as necessidades em casos excepcionais de fluxo de potência, é necessário a ligação a um barramento AC. Neste

barramento há possibilidade de carregamento AC de veículos elétricos e um fluxo bidirecional de ligação à rede.

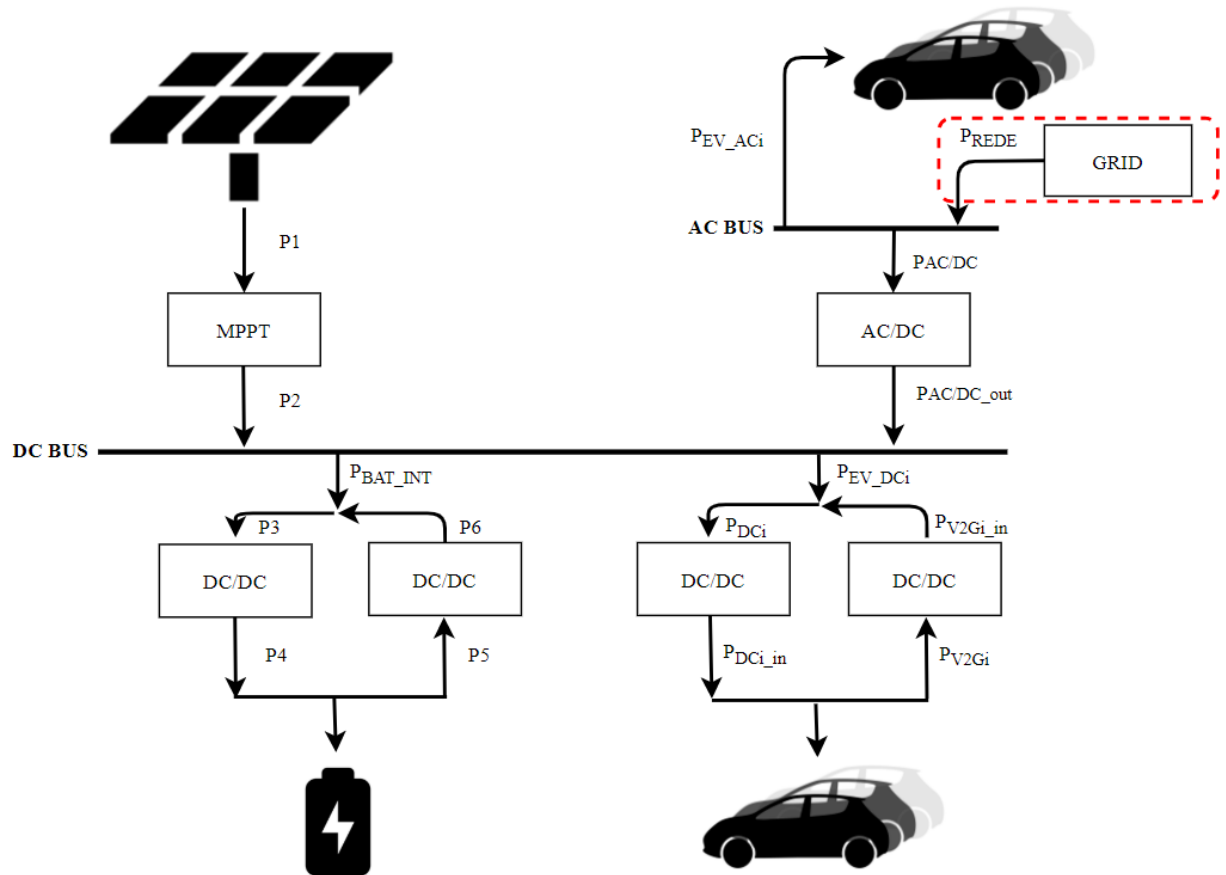


Figura 3.3-Sistema com adição dos fluxos de Potência no barramento AC

No caso de não haver VE em carga DC e as baterias do armazenamento interno estarem cheias, a potência de geração tem de ser reencaminhada, neste caso para o barramento AC.

Havendo possibilidade de ligação à rede elétrica, será em seguida explicado como terá o sistema de se comportar em ambos os casos.

Primeiramente, considerando que existe ligação à rede, neste caso será a potência e o sentido de fluxo da rede o *output* do barramento AC tendo em conta as variáveis independentes deste barramento (a potência do conversor e a dos “i” veículos elétricos AC), ou seja, P_{REDE} será a variável dependente nesse barramento.

$$P_{REDE} = P_{AC/DC} + P_{EV_ACi} \quad (3.24)$$

onde P_{REDE} , representa a potência que entra ou sai da rede, $P_{AC/DC}$ a potência do conversor, e P_{EV_ACi} representa a potência de carga ou descarga do veículo elétrico.

O bloco AC/DC (Figura 3.5) consoante o sinal do fluxo de potência, pode equivaler ao inversor DC/AC ou ao conversor AC/DC (Figura 3.4). O esquema seguinte mostra a arquitetura equivalente.

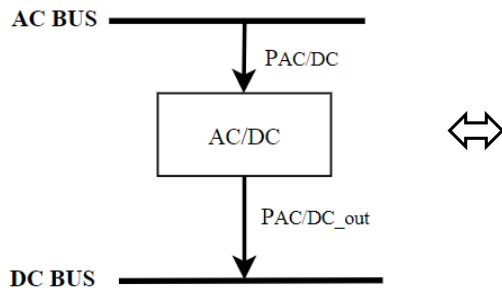


Figura 3.5-Bloco AC/DC

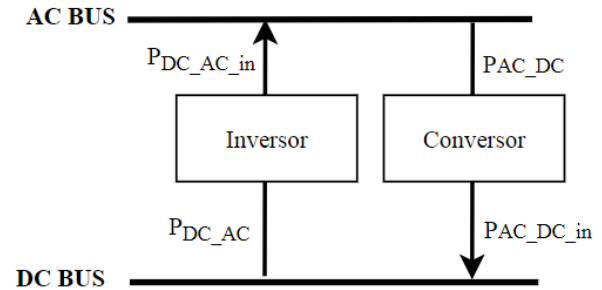


Figura 3.4-Bloco AC/DC nas duas vertentes (negativo e positivo)

Existem diversos casos de intercâmbio de fluxos possíveis, são descritos em seguida:

1º Caso- Potência proveniente do barramento DC a ser injetada nos VE, e a rede pode estar a receber ou a injetar;

2º Caso- Potência proveniente dos VE e da rede a ser injetada no barramento DC;

3º Caso- Potência proveniente dos VE e do barramento DC (conversor) a ser injetada diretamente na rede.

O barramento AC está a injetar potência no barramento DC através do bloco conversor, se $P_{AC/DC} > 0$, logo tem-se:

$$\begin{cases} P_{AC/DC_{out}} > 0 \\ P_{DC_{AC}_{in}} = P_{AC/DC_{out}} \\ P_{AC_{DC}_{in}} = P_{AC_{DC}} * \eta_{con} \end{cases} \quad (3.25)$$

Quando $P_{AC/DC} < 0$, o barramento DC está a injetar potência no barramento AC através do bloco inversor. Nesse caso tem-se:

$$\begin{cases} P_{AC/DC_{out}} < 0 \\ P_{DC_{AC}_{in}} = -P_{AC/DC} \\ P_{DC_{AC}_{in}} = P_{DC_{AC}} * \eta_{inv} \end{cases} \quad (3.26)$$

onde η_{con} representa a eficiência do conversor e η_{inv} representa a eficiência do inversor.

Considerando agora a não ligação à rede, neste caso, será a potência do armazenamento interno P_{BAT_INT} a variável dependente do sistema (onde irá o excedente), dependente da potência do conversor em conjunto com a dos “i” veículos elétricos AC.

$$P_{AC/DC} = - \sum_{i=n^{\circ}EV} P_{EV_ACi} \quad (3.27)$$

No caso de haver remanescente temos que:

$$P_{BAT_INT} = P_2 - \sum_{i=n^{\circ}EV} P_{EV_DCi} + P_{AC/DC} \quad (3.28)$$

3.1.2. DIMENSIONAMENTO

O primeiro passo para dimensionar um sistema autossuficiente será saber qual a necessidade energética (carga diária a carregar nos VE). Ao nível do sistema solar fotovoltaico, é necessário ter em conta as eficiências associadas dos vários blocos (representados na Figura 3.6), as eficiências dos conversores, a eficiência do inversor, eficiência do painel fotovoltaico. A eficiência total do sistema é obtida em função das potências que passam em cada um dos conversores, o que vai variar tendo em conta a metodologia de gestão do mesmo.

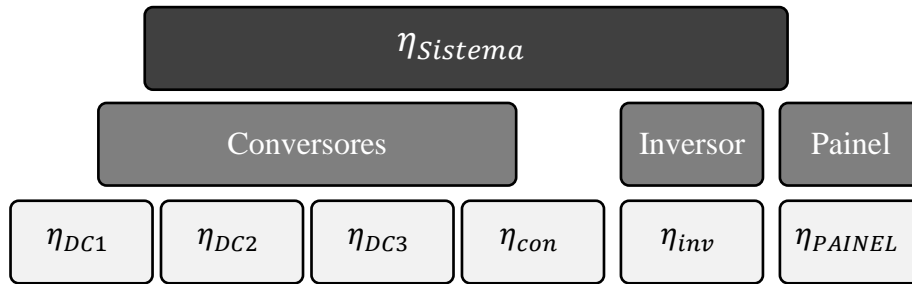


Figura 3.6-Eficiências do Sistema

A eficiência de qualquer um dos conversores é definida pelo quociente entre a energia de saída e a energia de entrada [69]. No caso de um conversor DC/DC a eficiência relaciona:

$$\eta_{dc} = \frac{\int_0^t P_{dc_out} dt}{\int_0^t P_{dc_in} dt} \quad [\%] \quad (3.29)$$

onde P_{dc_out} traduz a potência de saída e P_{dc_in} a potência de entrada. No caso do inversor, a eficiência relaciona:

$$\eta_{inv} = \frac{\int_0^t P_{ac_out} dt}{\int_0^t P_{dc_in} dt} \quad [\%] \quad (3.30)$$

onde P_{ac_out} é a potência AC e P_{dc_in} é a potência na entrada do inversor.

3.1.2.1. MÉTODO EMPÍRICO DE DIMENSIONAMENTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

O sistema proposto tem de ter um conjunto de painéis solares fotovoltaicos que satisfaçam as necessidades. Para dimensionar o sistema podem ser utilizados vários métodos.

Um dos métodos mais simples e determinístico baseia-se no denominado *Peak Sun Hours* (PSH, em horas) [70]. O PSH é definido como o número equivalente de horas de sol por dia que teríamos se a radiação solar fosse constante e sempre igual a 1000 W/m^2 [70]. Na Figura 3.7 está representada uma curva de geração onde é possível ver a relação entre o perfil de geração e as horas de sol diárias.

Área abaixo das curva → Insolação atmosférica

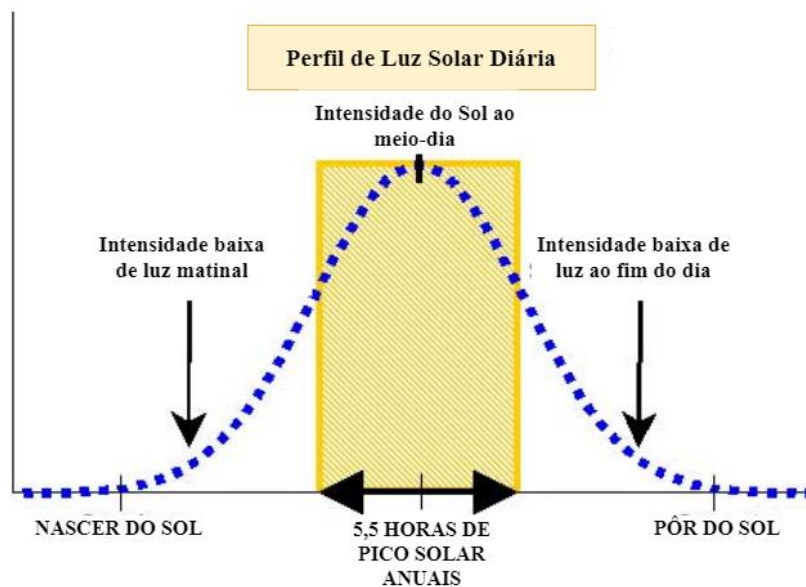


Figura 3.7-Relação entre o Perfil de luz diária e horas de sol.

Com base neste valor, a potência do sistema solar a dimensionar obtém-se pelo quociente entre a energia diária necessária (E) e as horas de pico solar:

$$P_{pv} = \frac{E}{PSH * \eta} \quad [kW] \quad (3.31)$$

em que P_{pv} traduz a Potência do sistema solar fotovoltaico em kW, PSH traduz as horas de pico solar e η traduz a eficiência do sistema fotovoltaico. A partir deste valor, o número de painéis necessários N_p pode ser calculado de:

$$N_p = \frac{P_{pv}}{P_o} \quad (3.32)$$

onde P_o traduz a potência de saída de cada painel.

3.1.2.2. INCLINAÇÃO DO PAINEL FOTOVOLTAICO

Aquando da instalação do sistema solar fotovoltaico, e de forma a obter o máximo de rentabilidade do sistema é importante saber qual a inclinação ideal para o painel fotovoltaico. Para conseguir a melhor captação de luz e obter o rendimento máximo, é essencial que os painéis estejam bem orientados e com o grau de inclinação mais adequado à temporada de uso da instalação fotovoltaica. No hemisfério norte o sol encontra-se mais baixo no horizonte à medida que vamos para norte, enquanto no hemisfério sul verifica-se o oposto [71]. Devido a esse motivo, nos hemisférios norte, América do Norte, parte de África, Europa, Ásia e Pólo Norte, os painéis solares são instalados com uma orientação a sul (azimute de 180°). Nas regiões do hemisfério sul, América do Sul, Sul de África, Austrália, Oceânia, os painéis solares são instalados virados a norte [72].

Recorrendo à plataforma globalsolaratlas.info, usou-se como referência a localização da Universidade do Algarve – Campus Penha ($37^\circ 01' 41''$, $-07^\circ 55' 21''$) (Figura 3.8), estando representado o respetivo mapa de níveis de irradiação na Figura 3.9. Tendo em conta os dados da plataforma na localização escolhida (na Tabela 3.2), a inclinação ideal dos painéis solares será de cerca de 32° , com um azimute de 180° , ou seja, voltado para sul.



Figura 3.8-GeoPosição no Google Maps (campus Penha)

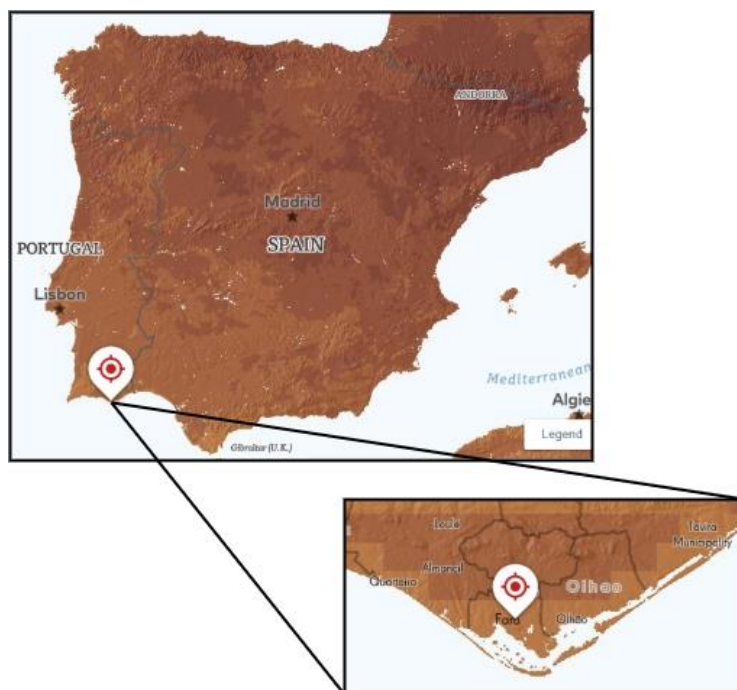


Figura 3.9-Localização tendo em conta Mapa de nível de irradiação da Península Ibérica

Tabela 3.2-Dados gerados pela plataforma usando como localização o Campus da Penha

Parâmetros	Dados	Valor
Specific photovoltaic power output	PVOUT	4,817 kWh / p/dia
Direct normal irradiation	DNI	5,909 kWh /m ²
Global horizontal irradiation	GHI	5,153 kWh /m ²
Diffuse horizontal irradiation	DIF	1,601 kW/ m ²
Global tilted irradiation at optimum angle	GTI	5,919 kW/ m ²
Optimum tilt of PV modules	OPTA	32/180
Terrain elevation	ELE	12 m

3.1.2.3. BANCO DE BATERIAS

Relativamente ao sistema de armazenamento existem vários parâmetros a ter em conta para o dimensionamento do mesmo. Em seguida será representado a formulação matemática para esse dimensionamento bem como a estimativa do estado de carga no período desejado.

O cálculo da capacidade de armazenamento é extremamente importante, dependendo do tipo de sistema a querer implementar (se *Off-Grid* ou *On-Grid*), é necessário definir os dias de autonomia esperados (dias de backup) [73]. Este valor normalmente varia entre 3 a 5 dias. Idealmente, um banco de baterias deve ser dimensionado para poder armazenar energia para 5 dias de autonomia durante tempo de maior nebulosidade. Se o banco de baterias for menor que 3 dias de capacidade, irá percorrer ciclos “profundos” regularmente, o que reduz o tempo de vida útil da bateria.

Para o dimensionamento do banco de baterias ter-se-á de ter em conta o DOD (no caso de baterias de iões de lítio normalmente é de 90%). Tem também de se ter em conta o efeito da temperatura ambiente no banco de baterias. Temperaturas mais frias têm um efeito negativo na capacidade do banco de baterias, se estiver uma área interior e “amena” não há problema.

O cálculo da energia necessária a armazenar no banco de baterias está explicitado na fórmula (3.33), demonstrada de seguida:

$$Energia_{(banco\ de\ baterias)} = Aut * FT * \frac{Consumo\ diário}{DoD * \eta} \quad [kWh] \quad (3.33)$$

onde *Aut* traduz os dias de autonomia, *FT* traduz o fator Temperatura, *DoD* traduz o *Depth of Discharge* (profundidade de descarga) e η traduz a eficiência do sistema.

Para calcular a capacidade total do banco de baterias (em *Ah*), é necessário fazer o quociente entre a energia obtida na equação (3.33) com a tensão desejada do sistema:

$$C_{bat} = \frac{Energia_{(banco\ de\ baterias)}}{V_{(tensão\ sistema)}} \quad [Ah] \quad (3.34)$$

Depois da capacidade (*Ah*) calculada que nos dá o armazenamento necessário, o próximo passo é a escolha de baterias “*deep cycle*” específicas. É essencial manter o número de ligações paralelas de baterias em três ou menos, de forma a não reduzir a vida útil da bateria devido a carregamento desigual (em inglês-*uneven charging*). O banco de baterias “*deep cycle*” ideal não possui qualquer conexão em paralelo, mas é composto por uma ou mais baterias ligadas em série. Embora as ligações em paralelo não sejam para ser evitadas a todo o custo, poucas

ligações tendem a reduzir problemas de carregamento ao longo do tempo. Na Figura 3.10 , é mostrada a diferença entre os dois tipos de ligações entre baterias.

Quando as baterias são ligadas em série, a tensão é aditiva [74]. Pode-se pôr duas baterias de 12V e 100Ah em série e formar um banco de 24 V. A capacidade desse mesmo banco manter-se-ia nos 100Ah.

Quando as baterias são ligadas em paralelo, a tensão mantém-se constante e a capacidade (Ah) é aditiva. No exemplo atrás dado com duas baterias de 12 V e 100Ah, neste caso resultaria num sistema com 12 V e capacidade de 200 Ah.

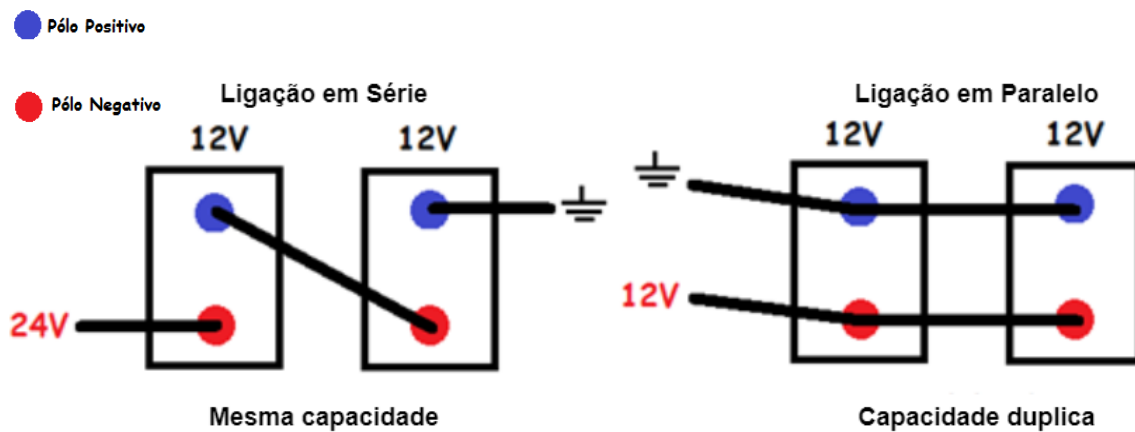


Figura 3.10-Esquema de ligação, tensão total e variação da capacidade consoante o tipo de ligação

A determinação do estado de carga máximo de uma bateria é obtida através do carregar/descarregar da bateria. O estado percentual de carga de uma bateria, num determinado tempo t , pode ser calculado utilizando o método de contagem de Coulomb utilizando as seguintes equações [75]:

$$SOC(t_f) = SOC(t_i) + \int_{t_i}^{t_f} \frac{I_{bat}}{C_{bat}} dt \quad (3.35)$$

$$SOC(t_f) = SOC(t_i) + \int_{t_i}^{t_f} \frac{P_{bat}}{V_{bat} \cdot C_{bat}} dt \quad (3.36)$$

onde $SOC(t_i)$ traduz o estado de carga anterior (em %), t_i e t_f são os tempos iniciais e finais do período desejado, C_{bat} traduz a capacidade da bateria (em Ah), P_{bat} representa a potência utilizada no processo de carga da bateria e V_{bat} e I_{bat} representam respetivamente a tensão e corrente eficaz usadas para carga/descarga da bateria.

O SOE (*State-of-Energy*) é a energia residual de uma bateria, a energia acumulada no banco de baterias. Define-se pelo quociente entre a energia restante e a energia total. É essencial uma estimativa em tempo real da quantidade de energia disponível no banco de baterias, pode ser calculado por [76]:

$$SOE(t_f) = SOE(t_i) + \frac{\int_{t_i}^{t_f} P_{BAT_IN} dt}{E_{bat}} \quad (3.37)$$

onde $SOE(t_i)$ traduz o estado de energia inicial, P_{BAT_IN} é a potência de entrada do banco de baterias (toma valores positivos a carregar e negativos em alturas de descarga), E_{bat} é energia nominal total da bateria.

3.1.2.4. CONTROLADOR DE CARGA

É necessário ter em conta a corrente de entrada admitida pelo controlador de carga. A corrente máxima de entrada admissível do controlador de carga terá de ser maior que a proveniente do *array* fotovoltaico.

$$I_{con} > I_{in} \quad (3.38)$$

Na literatura, há quem considere que a corrente máxima de entrada do controlador de carga deverá ser cerca de 30% maior comparativamente à proveniente do *array* [77].

Onde I_{con} traduz a corrente de pico do controlador de carga e I_{in} a corrente de saída do *array* fotovoltaico. A potência (em Watt) dos painéis solares dividida pela tensão do banco de baterias dá uma estimativa de que controlador se necessita.

3.1.2.5. INVERSOR

Os inversores solares existem em diversas potências e dimensões. A potência do *array* solar é o fator mais importante na determinação da potência apropriado do inversor solar, pois o inversor solar converte eletricidade DC proveniente do *array*, para AC, tendo por isso que ter capacidade para lidar com essa potência produzida [78]. Como regra geral, a potência do inversor deve ser similar à “classificação” DC do sistema de painéis solares, em kilo-Watt-pico (kWp). Assim quando se instala um sistema de 4kWp, será proposto um inversor com potência de entrada superior a 4kW.

3.2. PARÂMETROS DE AVALIAÇÃO DAS SOLUÇÕES OBTIDAS

De modo a se poder fazer uma avaliação dos sistemas, é necessário ter-se em conta alguns métodos e parâmetros de avaliação. Estes métodos, podem-se dividir em dois grupos, os Financeiros e os de Fluxo de Energia [75].

Nos Métodos Financeiros e de *Payback* é feita uma estimativa do valor (em €) poupado anualmente. Para tal tem-se em conta o destino do excedente energético (venda), o que culmina no *payback* final desse sistema, cujo valor (em anos) será o necessário até se pagar todo o investimento inicial e se começar a obter lucro (quer pela venda quer pela poupança anexa).

Nos Métodos Fluxo de Energia, calculam-se as taxas de autoconsumo e autossuficiência, que por sua vez permitem quantificar se os rácios produção/armazenamento/consumo são os adequados. Em seguida descrevem-se cada um destes métodos.

3.2.1. MÉTODOS FINANCEIROS E DE PAYBACK

Em termos de parâmetros financeiros, considera-se a poupança anual devido ao que é gerado, a possibilidade de venda à rede de distribuição e o *payback*. Em seguida são abordados cada um destes.

A **poupança anual** (em €) é obtida a partir da energia que não é comprada à rede (consumo que o sistema instalado consegue garantir). Obtém-se pelo somatório dos consumos ao longo do ano tendo em conta a tarifa do momento da compra (normalmente em intervalos de 15 em 15 minutos).

No caso de a potência gerada ser maior que a potência consumida, deixa de haver consumo (não se compra à rede), essa diferença entre a curva gerada e a curva de consumo pode ter um de quatro destinos propostos:

- Injetada na rede sem qualquer vantagem (de graça);
- Venda à rede distribuidora;
- Carga de banco de baterias local;
- Carga de Veículo(s) Elétrico(s).

No caso de a potência gerada ser menor que a potência consumida, nesse intervalo temporal está-se a poupar o valor da potência gerada (potência gerada consumida é potência que não se compra à rede).

Por vezes, determinadas localizações e perfis de consumo que podem ficar aquém do gerado (ou devido a mau dimensionamento), podem fazer com que se verifique um **excesso de energia** gerada. Existem vários casos-tipo com vista o destino final desse mesmo excesso, estão representados no esquema na Figura 3.11.

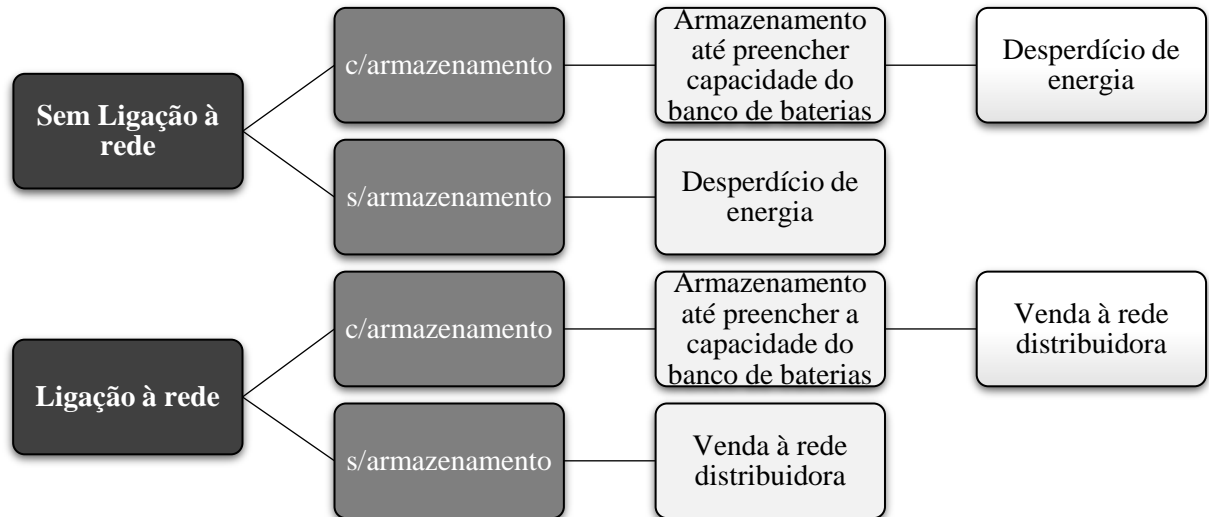


Figura 3.11- 1ª Árvore de decisão relativo ao excesso de energia fotovoltaica

Em relação à venda de energia, esta caracteriza-se pelo produto entre a potência gerada em excesso pelo preço de venda à rede distribuidora:

$$Venda = P_{excesso} * tarifa_{venda} \quad (3.39)$$

onde $P_{excesso}$ traduz o valor de potência gerada em excesso e a $tarifa_{venda}$ o preço de venda de energia à rede.

No cálculo do *payback*, de uma forma simples temos em consideração dois fatores: O custo total da instalação, que é o valor do investimento inicial (tende a ser elevado), i.e., a soma dos valores de todos os componentes do sistema, os seus meios de interconexão e despesas de montagem; A poupança anual (energia gerada utilizada é energia não comprada à rede distribuidora) [79].

Contudo, para efeitos de *payback* também devem ser considerados os subsídios extra (incentivos do estado), como incentivo à instalação de sistemas de obtenção de energias renováveis (depende do país e de cada região), e a venda de energia à rede elétrica (em alturas sem necessidade energética ou geração em excesso):

$$Payback(anos) = \frac{I_i - S_{estado}}{Poupança_{anual} + Venda} \quad (3.40)$$

onde I_i é o investimento inicial, e S_{estado} é o valor dos incentivos (subsídios) provenientes do estado.

3.2.2. MÉTODOS DE FLUXOS DE ENERGIA

Neste método, calculam-se as taxas específicas de autoconsumo e autossuficiência. Para tal, ter-se-á em conta os seguintes fluxos [75]: Quantidade de Energia gerada no sistema Fotovoltaico; Quantidade de Energia consumida diretamente, devido a cargas simultâneas à geração; Quantidade de Energia autoconsumida proveniente do sistema Fotovoltaico e do armazenamento; Quantidade de Energia consumida proveniente da rede.

A **taxa de Autoconsumo Direto** mostra a quantidade de energia fotovoltaica que pode ser consumida, como uma percentagem da geração solar total.

Esta taxa é definida pelo quociente entre a quantidade de energia consumida diretamente (a partir da gerada, i.e., ao mesmo tempo), versus a quantidade de energia fotovoltaica gerada em cada instante [75]:

$$q_{DSct} = \frac{\int_{t_i}^{t_f} P_{DSct} dt}{\int_{t_i}^{t_f} P_{PVt} dt} \quad (3.41)$$

onde q_{DSC} traduz a taxa de Autoconsumo Direto no período t (*Direct self-consumption rate*), P_{DSC} representa a potência consumida diretamente no período t e P_{PV} a potência Fotovoltaica gerada no período t .

Ao ser adicionado um banco de baterias ao sistema, a energia fotovoltaica autoconsumida irá aumentar pois o excesso de energia será direcionado e armazenado nas baterias com o intuito de ser usado mais tarde. Neste âmbito, a **taxa de Autoconsumo** define a quantidade de energia fotovoltaica que pode ser consumida localmente, utilizando ambos o sistema PV e o armazenamento, como uma percentagem da geração solar total [75]. O armazenamento permite tipicamente aumentar a quantidade de energia utilizada localmente.

Esta taxa é definida pelo ratio entre a energia fotovoltaica autoconsumida e a quantidade de energia fotovoltaica gerada [75]:

$$q_{sct} = \frac{\int_{t_i}^{t_f} P_{Sct} dt}{\int_{t_i}^{t_f} P_{PVt} dt} \quad (3.42)$$

onde q_{Sct} traduz a taxa de Autoconsumo (*Self-consumption rate*) no período t e P_{Sct} representa a potência fotovoltaica autoconsumida no período de tempo t .

De forma a saber quanta necessidade energética consegue ser atendida pelo sistema de geração local, calcula-se o **grau de Autossuficiência**. Pode ser calculado por [75] :

$$q_{St} = \frac{\int_{t_i}^{t_f} P_{Sct} dt}{\int_{t_i}^{t_f} P_{Loadt} dt} \quad (3.43)$$

onde q_{St} representa o Grau de Autossuficiência (*Self-sufficiency Degree*) no tempo t , P_{Sct} representa a Potência fotovoltaica autoconsumida no tempo t e P_{Load} traduz a necessidade de carga (*Load demand*) no período de tempo t .

4. IMPLEMENTAÇÃO E TESTE AO MODELO

Neste capítulo, serão caracterizados e explicitados os critérios utilizados na implementação do modelo de carga/descarga e no fluxo de potências do sistema proposto, utilizando o software MATLAB. Serão descritas as condições de caso de teste, e por fim apresentados os resultados com as respectivas conclusões.

4.1. PARÂMETROS DE ENTRADA

O modelo implementado possui vários parâmetros de entrada, que permitem caracterizar o sistema e o tipo de perfil de carga diária pretendido, representados na Figura 4.1. A conexão ou não à rede elétrica de distribuição é um parâmetro que tem impacto nos perfis de carregamento, nos respectivos tempos de carregamento, evolução nos SOC e contribui para o retorno financeiro (no caso de haver excedente e injetar na rede com intuito de vender). O projetista pode também escolher se a simulação considera o tipo de tarifário de Verão ou Inverno, número de VE, potências máximas, entre outros parâmetros.

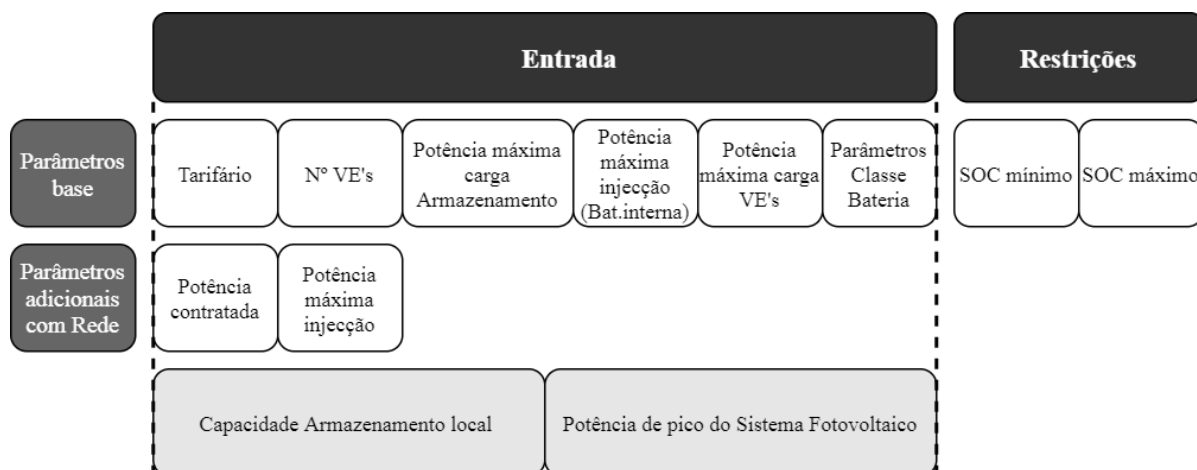


Figura 4.1-Parâmetros de entrada (Input do utilizador)

Em relação à simulação do funcionamento das baterias, o código MATLAB utiliza uma classe denominada de “Bateria” que utiliza o modelo de baterias (carga e descarga) descrito na secção 2.4. A classe permite a caracterização de várias baterias através de vários parâmetros relativos às mesmas, quer elas sejam dos veículos elétricos quer da bateria interna da estação de carregamento. Na Tabela 4.1 [65], estão descritos quais os parâmetros utilizados.

Tabela 4.1-Parâmetros entrada Classe Bateria

Parâmetros	Significado
C_{bt}	Capacidade máxima (Ah)
C_{out}	Capacidade extraída (Ah)
$V_{bt,0}$	Tensão constante (V)
K_{bt}	Constante de polarização (V)
A_{bt}	Amplitude de zona exponencial (V)
B_{bt}	Capacidade de tempo inverso da zona exponencial [Ah] ⁻¹
R_i	Resistência interna (Ω)

A Capacidade da Bateria no fim do processo de carga/descarga, é obtido em função dos valores de C_{out} (capacidade extraída) e C_{bt} (capacidade da bateria no início do intervalo de carga/descarga), de acordo com:

$$CapacidadeAtual = C_{bt} - C_{out} \quad (4.1)$$

onde *CapacidadeAtual* traduz a capacidade instantânea da bateria.

O estado de carga da bateria (SOC-*State of charge*) é obtido a partir de:

$$SOC = \frac{CapacidadeAtual}{C_{bt}} * 100 \quad [\%] \quad (4.2)$$

Ainda em relação às baterias, outros dois parâmetros de entrada relevantes dizem respeito ao limite máximo permitido do estado de carga (pretende-se que esteja situado entre os 85-99%) e o limite mínimo do mesmo.

Já em relação à simulação, outro parâmetro que a mesma aceita como entrada é o número de veículos elétricos (valor positivo) e as respectivas potências máximas de carregamento (em W). Em relação ao armazenamento interno, o simulador permite a definição da sua potência máxima de carregamento (em W).

No caso em que existe ligação à rede de distribuição no sistema, torna-se necessário definir a potência máxima que pode ser injetada entre o barramento AC e o DC, e o valor da potência contratada, pois será o valor máximo que a rede poderá fornecer (em W).

O tipo de tarifário a utilizar, é também fundamental para os cálculos dos custos/poupanças. O projetista pode usar a ferramenta para simular um sistema que tem em conta o tarifário em diferentes alturas do ano.

De forma a ser calculado o *payback* do sistema a ser simulado, é indispensável a capacidade do armazenamento local (em kWh) e a potência de pico desejada no sistema fotovoltaico (kW).

4.2. CRITÉRIOS DE GESTÃO ENERGÉTICA DA ESTAÇÃO

Tendo em conta os parâmetros introduzidos pelo utilizador, o modelo ajusta o fluxo de potência a alocar a cada equipamento. Foi definida como prioritária a utilização da energia de geração na carga das baterias, quer dos VE quer do armazenamento interno, em detrimento da injeção na rede elétrica AC de distribuição.

As potências máximas dos VE, bateria interna e da rede (no caso de sistema híbrido) são definidas à priori e alocadas num vetor. O comprimento do vetor depende do número de baterias que se esteja a simular. Por exemplo:

Nº de Veículos Elétricos= 3;

$$\text{Potências Máximas de carga} = [VE1_{max} \ VE2_{max} \ VE3_{max} \ BAT_{max}]$$

onde, $VE1_{max}$, $VE2_{max}$, $VE3_{max}$ traduzem os valores das potências máximas de carga dos VE, e BAT_{max} é o valor da potência máxima da Bateria interna do posto.

A potência disponível para cumprir a demanda de todas as baterias dos VE depende das condições que se verifiquem no momento ao nível da geração, potência do circuito conversor de AC/DC, potência e energia que se pode extrair da bateria interna. No caso de haver rede, existe a possibilidade de comprar ou vender à rede.

A distribuição de potência no sistema é feita através de um vetor (denominado *Result*) em que estão representados os fluxos de potência durante o processo de carga.

O quadro seguinte apresenta um exemplo do vetor *Result*:

Nº de Veículos Elétricos= 3;

$$\text{Result} = [VE1 \ VE2 \ VE3 \ BAT \ GRID]$$

onde, $VE1$, $VE2$, $VE3$ são os valores das potências a serem impostas naquele momento no respetivo VE, BAT é o valor da potência a ser injetada ou removida naquele momento na Bateria interna do posto e $GRID$ é a potência que está a ser injetada na rede com objetivo de vender e lucrar (só pode ser injetada a potência máxima definida previamente).

4.2.1. REGRAS DE GESTÃO DO PROCESSO DE CARGA SEM GERAÇÃO

Em seguida é explicitada a forma de funcionamento e os vários critérios impostos no modelo com vista à alocação das potências máximas dos blocos intervenientes, quando há energia de geração e na ausência da mesma. Em seguida serão apresentados os critérios para o caso sem geração (apresentados na Tabela 4.2).

Carga sem geração e sem ligação à rede de distribuição

Quando não existe geração nem ligação à rede, a única fonte de potência disponível no sistema é o sistema de armazenamento interno. A carga através do banco de baterias depende do nível em que estiver o seu estado de carga. Se a bateria interna estiver num nível de carga mínimo, e de forma a não expor a bateria a um nível que afete o seu SOH (*State of Health*), não serão carregados veículos até haver geração.

Caso haja carga suficiente no banco de baterias à disposição, o número de VE será carregado à sua potência máxima até que o SOC do banco de baterias atinja o valor mínimo (pré-definido).

Carga sem geração e com ligação à rede de distribuição

Neste caso específico, o facto de não existir geração não impede que o carregamento dos veículos se faça. Quando existe demanda de um ou mais VE, o banco de baterias será o fornecedor prioritário de potência, debitando a soma das potências máximas exigidas pelos VE (até atingir o valor máximo de potência que pode despende). No caso, da potência da bateria não ser suficiente, o restante é injetado pela rede (sendo comprada essa potência nesse intervalo de tempo).

Não havendo VE a exigir potência, a bateria interna manterá o seu SOC. A bateria interna apenas carregará utilizando geração.

Tabela 4.2-Critérios do Modelo sem geração

Sem Geração			
Com Rede		Sem Rede	
Com VE	Sem VE	Com VE	Sem VE
-Bateria interna carrega VE à potência máxima dos mesmos; -Se não for suficiente para suprir toda a demanda, a rede fornece o que falta.	-Bateria interna mantém o SOC. Não há carga.	-Bateria interna carrega VE até SOC<15%.	-SOC da Bateria interna toma valor constante até haver geração.

4.2.2. REGRAS DE GESTÃO DO PROCESSO DE CARGA COM GERAÇÃO

Em seguida serão descritas, relativas ao modelo utilizado, as regras inerentes ao processo de carga com geração em duas vertentes: com e sem ligação à rede de distribuição (apresentados na Tabela 4.3).

Carga com geração e sem ligação à rede de distribuição

Sendo que a geração é a fonte prioritária no carregamento, havendo um ou mais VE para carregar, estes são carregados à sua potência máxima (até perfazer o valor de geração no momento). A potência de geração vai sendo alocada até atingir a potência máxima de carga do 1º VE da fila, e apenas depois é alocada potência ao 2º VE (caso haja). A regra mantém-se para os VE seguintes. Se após alocação da potência de geração nos VE houver remanescente, esta será direcionada para a carga da bateria interna do posto (caso esteja com um SOC menor que o valor máximo pré-definido).

No caso em que não existam VE a solicitar potência, a geração é direcionada para a carga da bateria interna do posto (até atingir a potência máxima de carregamento da mesma).

Em alturas do dia em que exista geração suficiente para carregar todos os VE, a bateria interna e ainda houver remanescente (não havendo ligação à rede), terá de ser imposto um limite no conversor DC/DC à saída dos painéis fotovoltaicos.

Para melhor exemplificar este processo, vejamos um exemplo:

Exemplo:

Nº de Veículos Elétricos= 2;

Array Potências Máximas de carga = [400 400 300]

Caso 1:

Geração= 1000 W;

Result = [400 400 200 0]

A geração atual apenas permite carregar ao máximo os dois VE, e dois terços da potência máxima da bateria interna. Não havendo ligação à rede elétrica de distribuição, não se pode ir buscar potência, por isso está a 0.

Carga com geração e com ligação à rede de distribuição

Quando o sistema se encontra ligado à rede de distribuição, se não houverem VE à espera de serem carregados, a potência de geração será injetada na bateria interna até perfazer a potência de carga máxima da mesma (no caso de não ser suficiente, a rede complementar a que falta). Se a bateria interna já tiver alcançado o SOC máximo definido inicialmente, a potência de geração será encaminhada para a rede com vista à venda.

Havendo um ou mais VE, estes são carregados à sua potência máxima (até perfazer o valor de geração no momento). Se a geração não for suficiente para suprir a demanda de potência total (VE e bateria interna), então essa diferença será injetada pela rede AC. Caso seja suficiente, o remanescente da geração será vendido à rede.

Para melhor exemplificar este processo, vejamos um exemplo:

Exemplo:

Nº de Veículos Elétricos= 2;

Array Potências Máximas de carga = [400 400 300]

GRID= 500 W; (Potência máxima possível de injeção na rede)

Caso 1:

Geração= 1000 W;

Result = [400 400 200 0]

Sendo que se trata de um sistema híbrido (com ligação à rede), será cumprida a demanda total necessária. A potência total de carregamento alocável é de 1100 W, portanto a rede irá injetar os 100 W em falta, fazendo com que:

Result = [400 400 300 - 100]

Caso 2:

Geração= 1250 W;

Result = [400 400 300 150]

Neste caso, havendo remanescente, será injetado na rede com vista a venda.

Caso 3:

Geração= 2000 W;

Result = [400 400 300 500]

Neste caso, todos os intervenientes estão à carga com a potência máxima a ser imposta, e está a ser injetada na rede de distribuição o valor máximo possível. Embora haja remanescente de 400 W, não há destinatário para alocar essa potência, neste caso, é imposto um limite no conversor DC/DC dos painéis fotovoltaicos.

Tabela 4.3-Critérios do Modelo com geração

Com Geração			
Com Rede		Sem Rede	
Com VE	Sem VE	Com VE	Sem VE
-Geração carrega todos os VE à potência máxima dos mesmos; -Caso não seja suficiente, a Rede fornece o que falta para suprir a demanda.	-Geração carrega a Bateria interna à potência máxima e vende o remanescente (caso haja).	-Geração carrega VE; -Caso haja geração excedente, carrega bateria interna.	-Geração carrega Bateria interna até ao SOC máximo definido (90-99%)

4.3. SIMULAÇÃO DE CARGA

Neste sub-capítulo serão apresentadas as condições de teste impostas de forma a implementar o modelo proposto.

No âmbito do projeto TTUES [80], foi escolhido como elemento de teste o ciclomotor L2e-U (SOBIC LIGHT) [81], apresentado na Figura 4.2, desenvolvido pelo parceiro do projeto Passion Motorbike, com as seguintes características técnicas (na Tabela 4.4) [82]:

Tabela 4.4-Caraterísticas técnicas Ciclomotor

Caraterísticas técnicas	
Tensão Nominal	74 V
Capacidade	7 kWh (Bateria Lítio)
Tipo de carregador	<i>On board</i>
Tensão e carga	110-240V
Tempo de carga	< 8h
Ciclos de vida	2000



Figura 4.2-Ciclomotor L2e-U

A classe Bateria utiliza como valores de referência a capacidade em Amperes-hora, assim é necessário fazer a conversão de kWh para Ah de acordo com:

$$C_{Ah} = \frac{C_{kWh} * 1000}{V_{bat}} \quad [Ah] \quad (4.3)$$

onde C_{kWh} corresponde à capacidade da bateria em kWh, V_{bat} representa a tensão nominal e C representa a capacidade em Ah da bateria.

Temos então:

$$C_{Ah} = \frac{7kWh * 1000}{74V} = 94,59 Ah \quad (4.4)$$

Em relação à geração fotovoltaica, foi considerada e utilizada uma curva de geração correspondente ao sistema fotovoltaico existente no Instituto Superior de Engenharia, da Universidade do Algarve (edifício em “U”), correspondente ao dia 21 de junho de 2020 (dia seguinte ao solstício de verão). O sistema instalado tem uma potência de cerca de 54 kWp (172 painéis de 315Wp). Para efeitos de simulação considerou-se uma instalação de aproximadamente 1,8 kWp, cuja curva de geração para o mesmo dia corresponderá a 1/30 da curva de geração do sistema existente na Universidade do Algarve. As curvas referidas são apresentadas na Figura 4.3.

Os registos dos níveis de geração ao longo do ano mostram que a central fotovoltaica (incluindo os módulos, inversores e cablagem) acima referida produz um pico de potência aproximadamente igual a 40 kW, o que corresponde a uma eficiência de cerca de 72.9% por comparação com a potência de pico instalada. Em relação ao controlador de carga da bateria, foi considerada uma eficiência de 90%.

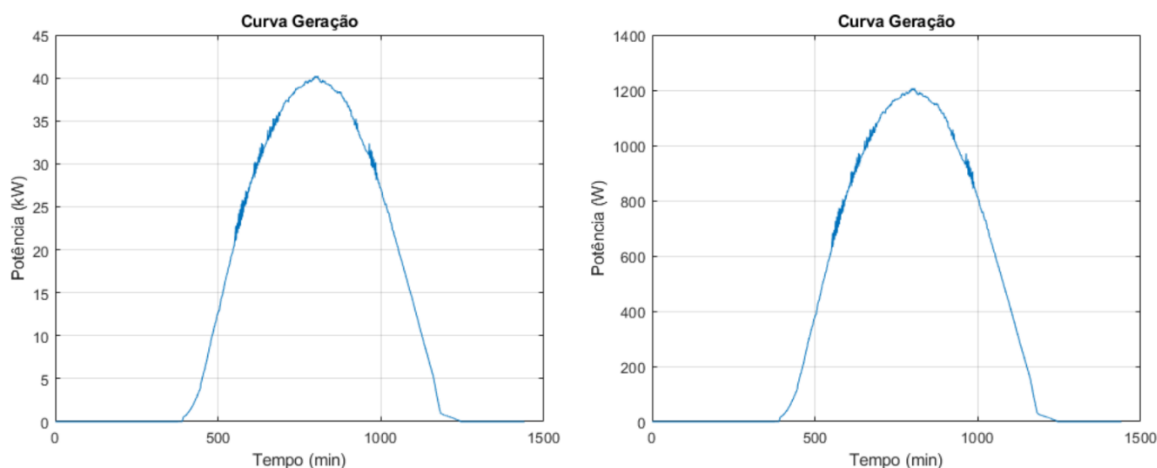


Figura 4.3-Curva 40kWp (à esquerda) vs curva 1.2kWp (à direita)

Para quantificar a poupança e/ou custo (em €) para o fornecedor ou para o utilizador, é necessário ter em conta os tarifários.

De forma a quantificar o custo da energia adquirida, teve-se em conta tarifas tri-horárias referentes a junho de 2019 da empresa Iberdrola [83], na Tabela 4.5, (com a premissa de que

sendo posta ao dispor do utilizador potência gerada, se está a poupar ao não comprar à rede distribuidora). Uma vez que a bateria interna carrega apenas com geração local, considera-se que a energia carregada nas mesmas seja uma poupança igual ao custo que decorreria de adquirir essa mesma energia ao operador de distribuição. Esta geração poupada poderá ser utilizada em alturas de não geração com vista a carga dos VE. Contudo apenas se considera esse lucro uma vez, aquando da carga da bateria local.

Tabela 4.5- Tarifas Tri-horárias Iberdrola 2019

Ciclo horário		Preço de Iberdrola
		Tarifa tri-horária (€/kWh)
Fora Vazio	Ponta	0,0681
	Cheia	0,0638
Vazio		0,0533

De forma a obter o valor cobrado aos clientes do posto de carregamento, teve-se como referência as tarifas aplicadas pela empresa GALP para os postos de carga associados [84], apresentadas na Tabela 4.6.

Tabela 4.6-Tabela de preços GALP com IVA (com tarifas de acesso)

Ciclo horário		Preço de referência Galp
		Tarifa tri-horária (€/kWh)
Fora Vazio	Ponta	0,2377
	Cheia	0,2289
Vazio		0,1575

Optou-se pelo ciclo diário, dividido em horário de inverno e horário de verão, apresentados na Figura 4.4.

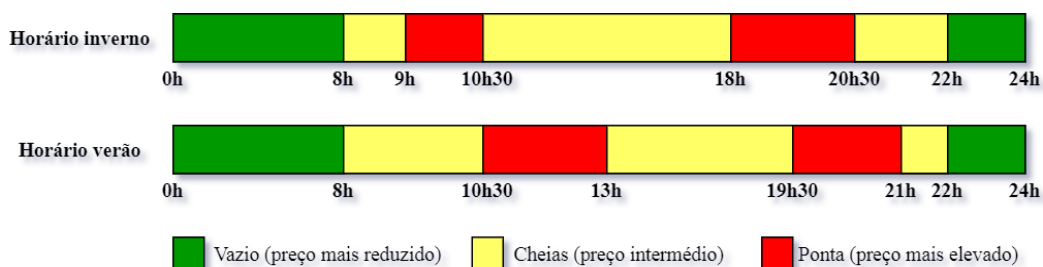


Figura 4.4-ciclo diário (verão começa no último domingo de março; inverno começa no último domingo de outubro)

Após a inserção de todos os parâmetros de entrada, o simulador gera um vetor com as alturas do dia (representados em minutos desde as 0h00) em que os VE entram e saem da estação gerados aleatoriamente. As entradas e saídas são obtidas através da expressão [85]:

$$R = A + (B - A) \cdot \text{rand}(N, 1) \quad (4.5)$$

onde R representa o valor aleatório obtido da hora (de entrada ou saída) que estará compreendido entre os limites do intervalo selecionado, A representa o limite inferior do intervalo de tempo, B representa o limite superior do intervalo de tempo selecionado e N é o número de VE (no contexto desta dissertação).

Como forma de obter as variações dos estados de carga dos VE e da bateria interna, foram considerados dois casos de estudo: (1) Sistema com ligação à rede de distribuição; (2) Sistema sem ligação à rede de distribuição. Ambos com a duração de um dia completo com entradas e saídas de VE em alturas com e sem geração.

Em ambos os casos de estudo, consideraram-se quatro veículos. A dinâmica de carga dos mesmos em alturas de geração considera que os intervalos de entrada e saída são representados em minutos e são respetivamente, [480, 660] (valores em minutos entre as 8h00 e as 11h00) e [780, 1020] (valores em minutos entre as 13h00 e as 17h00).

Em ambos os casos de estudo, a dinâmica de carga dos VE em alturas sem geração considera que os intervalos de entrada e saída são respetivamente, [60 180] (valores em minutos entre a 1h00 e as 3h00) e [480 600] (valores em minutos entre as 8h00 e as 10h00).

4.3.1. CASO DE ESTUDO I

Sendo um dos objetivos futuros o uso do modelo no projeto TTUES [80], foi considerado como 1º caso de teste, um posto de carregamento com **ligação à rede de distribuição**, próximo de uma praia e de uma zona residencial. Os utilizadores deste posto de carregamento serão VE pertencentes a uma frota de ciclomotores L2e-U (adaptados para passeios turísticos). Foram impostas entradas e saídas aleatórias de dois ciclomotores, inicialmente em alturas de não geração (considerando que deixavam os VE à carga durante a noite) e posteriormente em alturas de geração (considerando o caso de deixarem os VE à carga durante o período em que frequentavam a praia). Teve-se em conta uma curva de geração do dia 21 de junho de 2020 (Figura 4.3) e foi considerado o ciclo diário correspondente ao **tarifário de verão**.

Serão apresentadas as variações dos estados de carga, os valores poupados, valores e compra à rede por veículo elétrico e os valores do grau de autossuficiência do sistema e as taxas do autoconsumo. Os parâmetros de entrada dos VE, bateria interna e respectivas potências são apresentados na Tabela 4.7, Tabela 4.8 e Tabela 4.9.

Tabela 4.7-Parâmetros entrada Classe Bateria-Veículos Elétricos

Parâmetros (classe Bateria)	Valores
C_{bt}	94,58 Ah
C_{out}	85 Ah
$V_{bt,0}$	74V
K_{bt}	0,006215V*
A_{bt}	11,053V*
B_{bt}	2,452 Ah ⁻¹ *
R_i	0,07 Ω*

*[65]

Tabela 4.8-Parâmetros entrada Classe Bateria- Armazenamento Local

Parâmetros (classe Bateria)	Valores
C_{bt}	96,94 Ah (5kWh)
C_{out}	48,47 Ah (50% SOC)
$V_{bt,0}$	51,58V
K_{bt}	0,006215V*
A_{bt}	11,053V*
B_{bt}	2,452 Ah ⁻¹ *
R_i	0,07 Ω*

Tabela 4.9-Parâmetros Potências

Potências	Valores
Potência máxima de carga Armazenamento	300W
Potência máxima injeção (Armazenamento)	1000W
Potência máxima carga VE	500W
Potência contratada	2300W
Potência máxima de injeção na rede	500W

Para efeitos de contabilização de lucro de venda de energia à rede de distribuição, utilizou-se um valor de 3 cêntimos por kWh vendido.

Contabilizou-se também como valor poupado o valor que resulta do consumo da geração local e que por essa via não se compra à rede de distribuição.

4.3.1.1. RESULTADOS DE UMA SIMULAÇÃO

Neste teste, os minutos do dia gerados aleatoriamente em que se verificaram as entradas e saídas de quatro VE foram respetivamente:

- Entradas [150;150] - VE1 e o VE2 entraram às 2h e 30min;
- Saídas [480;560] - VE1 saiu às 8h enquanto que o VE2 saiu às 9h e 20min;
- Entradas [511;607] – VE3 entrou às 8h e 30min enquanto que o VE4 entrou às 10h e 06min
- Saídas [788;846] – VE3 saiu às 13h e 07min enquanto que o VE4 saiu às 14h e 06min.

De acordo com as condições anteriores, a Figura 4.5 e Figura 4.6 representam respetivamente os gráficos das variações dos estados de carga dos VE e da bateria interna, ao longo do período de carga, para o caso em que há ligação à rede de distribuição, com tarifário de verão.

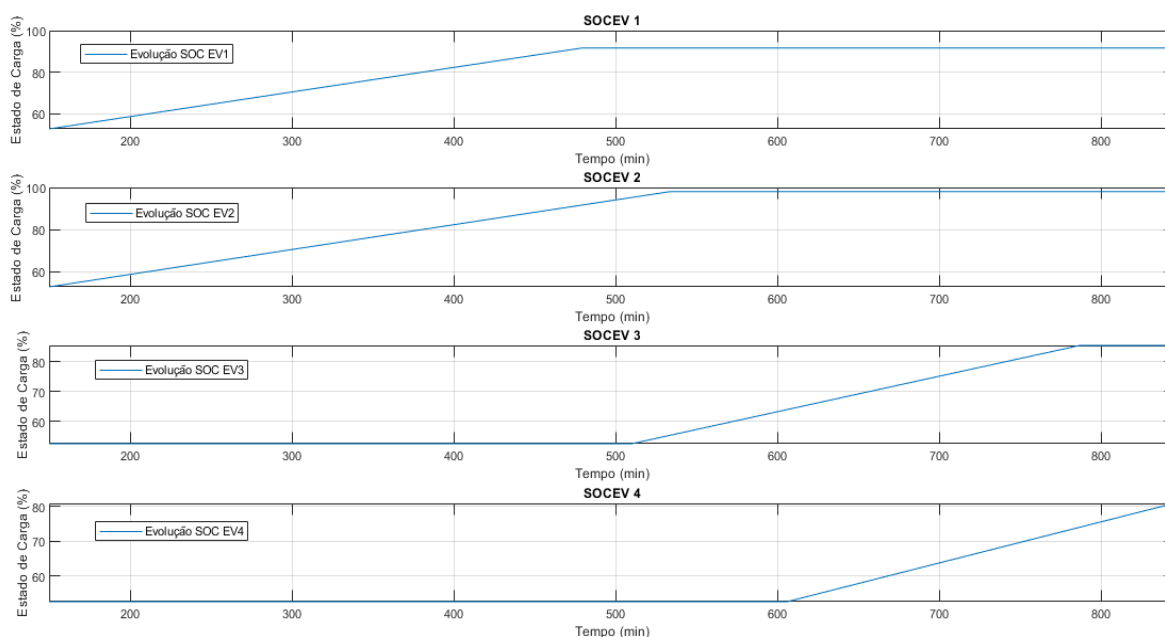


Figura 4.5-Variações dos estados de carga dos VE no período de carga

Todos os VE iniciam as cargas com um estado de carga de 52,63% e terminam o seu tempo de carga, respetivamente, com 91,60%, 98,06%, 85,36%, 80,88%.

Em relação à bateria de armazenamento local (cujo estado de carga é representado na Figura 4.6), constata-se que ocorre o esperado. Em alturas de não geração o SOC mantém-se constante (não havendo carga). Aquando da entrada dos dois primeiros VE, a bateria começa a carregá-los à potência máxima que exigem. Esta descarga da bateria ocorre até o SOC atingir um estado crítico (valor menor que 15%), a partir desse ponto entra a **rede de distribuição** carregando somente os VE.

Quando começa a haver geração (no minuto 391), todo o sistema começa a carregar com a potência de geração. Nesse instante a geração não é suficiente para a carga à potência máxima, logo o valor da potência em falta é comprado à rede até totalizar a potência máxima a ser exigida (dos VE somados da Bateria).

Na entrada do segundo grupo de VE, e durante todo o seu carregamento, a geração é suficiente para suprir a demanda e ainda haver possibilidade de vender à rede. A partir do momento em que a geração já cobre a demanda, o excedente é vendido à rede de distribuição elétrica. No momento da saída dos últimos VE, a bateria interna ainda se encontra à carga, mantendo-se até alcançar o SOC máximo (99%).

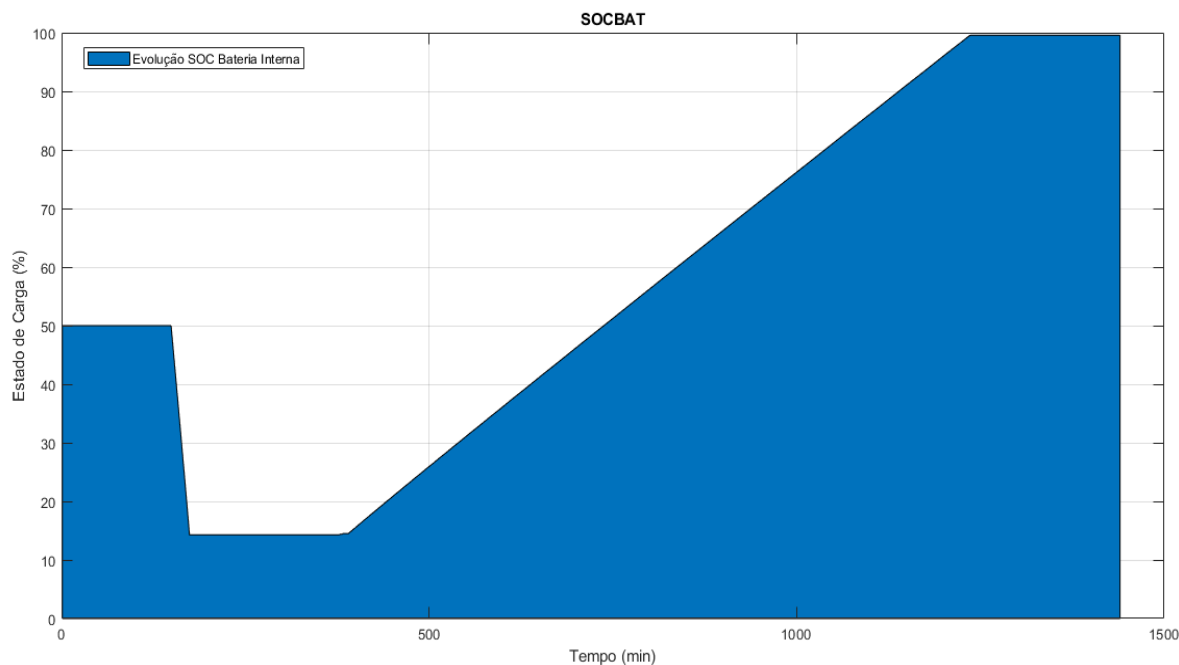


Figura 4.6-Variação estado de carga Bateria interna ao longo de um dia

A bateria de armazenamento local inicia o dia com um estado de carga de 50% e termina com cerca de 99%.

Relativamente aos parâmetros de cariz financeiro, foram obtidos os seguintes resultados:

- do lado do fornecedor – o valor de venda à rede, valor poupado por cada VE, valor comprado à rede para injetar nos VE e na bateria interna;
- do lado do utilizador - o valor pago pelo carregamento.

Na Tabela 4.10 e Tabela 4.11, estão representados os custos para o fornecedor e para o utilizador, sendo os custos do utilizador ganhos do fornecedor, logo, estão representados a verde.

Tabela 4.10-Gastos e ganhos do Operador

Fornecedor	VE1	VE2	VE3	VE4	Bateria Local
Valor compra	0,032€	0,046€	0,012€	0€	0,092€
Valor poupado	0,135€	0,165€	0,153€	0,132€	0,273€
Venda à Rede	0,140€				

Tabela 4.11-Gastos do Utilizador

Utilizador	VE1	VE2	VE3	VE4
Valor compra a Fornecedor	0,433€	0,537€	0,539€	0,466€

O valor de venda considerado foi cerca de 3 cêntimos por kWh, o valor poupado refere-se ao que não se compra à rede por utilização direta de potência de geração.

Após obtidos esses dados financeiros, é possível avaliar o sistema utilizando o método financeiro mencionado anteriormente (Equação (3.40) presente na secção 3.2.1.).

Tendo em conta as tabelas anteriores temos que o valor poupado diário pela utilização da geração renovável, corresponde à soma de todos os valores poupados por cada VE e bateria interna por influência direta da utilização de energia de geração, é de:

$$\text{Valor poupado}(\text{por dia}) = 0,858\text{€}$$

Foi feita uma aproximação para o cálculo do valor poupado anualmente. Considerou-se que o perfil de carga e o número de VE eram idênticos e com base na mesma curva de geração e do mesmo tarifário, perfazendo assim um valor de poupança anual de:

$$\text{Valor poupado (anual)} = 0,858 * 365 = 313,17\text{€}$$

O sistema fotovoltaico simulado tem como potência instalada 1,8kWp e 5kWh de capacidade do banco de baterias local.

Foram assumidos valores do custo por kW dos painéis fotovoltaicos e valores de custo por kWh da bateria de armazenamento local com base no orçamento de uma empresa local. Temos assim que o investimento inicial (I_i) é:

Painéis Fotovoltaicos: Custo por kWpico (s /IVA) → 1078€

Sistema de armazenamento local: Custo por kWh (s /IVA) → 902€

$$I_i = \text{Painéis} + \text{Banco baterias}$$

$$I_i = (1078 * 1,8) + (902 * 5) = 6450,4€$$

Tal como descrito na equação (3.40) (no subcapítulo 3.2.1), para o cálculo do *Payback*, temos de ter em conta o investimento inicial feito pelo fornecedor, algum tipo de subsídio de ajuda de custos (considera-se nulo), o valor obtido com a venda da energia à rede de distribuição elétrica e o poupado.

O valor do *Payback* obtido foi:

$$\text{Payback}(\text{anos}) = \frac{6450,4}{313,17 + (0,14 * 365)} = 17,7 \text{ anos}$$

Ressalva-se que o valor de *payback* obtido, ao utilizar como base uma simulação de apenas um dia, tem um erro considerável. Para obter uma estimativa mais precisa do *payback* terão de ser considerados períodos mais longos de simulação. Neste cenário todos os pedidos dos VE foram atendidos, devido ao facto de a rede fornecer o que falta caso a bateria local ou a geração não consigam despender os valores de potência necessários.

De forma a quantificar a necessidade energética que consegue ser atendida pelo sistema de geração local, foi calculado o grau de Autossuficiência. O valor do grau de Autossuficiência foi neste caso de 48,12%.

A taxa de Autoconsumo direto, que traduz a percentagem de energia fotovoltaica gerada que foi consumida direta e localmente, neste caso, foi de 45,33%.

A taxa de Autoconsumo, que define a quantidade de energia fotovoltaica que foi consumida, utilizando ambos o sistema PV e o armazenamento, como uma percentagem da geração solar total, foi de 78,74%.

4.3.1.2. RESULTADOS DO PAYBACK E GRAU DE AUTOSSUFICIÊNCIA EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO INTERNA

Por forma a perceber qual a influência da capacidade de armazenamento do sistema ao nível do *payback*, foram feitas várias simulações tendo como referência diferentes capacidades das baterias nos sistemas de armazenamento. Na Figura 4.7 é apresentado, à esquerda, o gráfico de progressão do *payback* tendo em conta diferentes capacidades do banco de baterias local. Verifica-se que o número de anos de *payback* aumenta de forma proporcional e linear com a capacidade de armazenamento interna (em kWh).

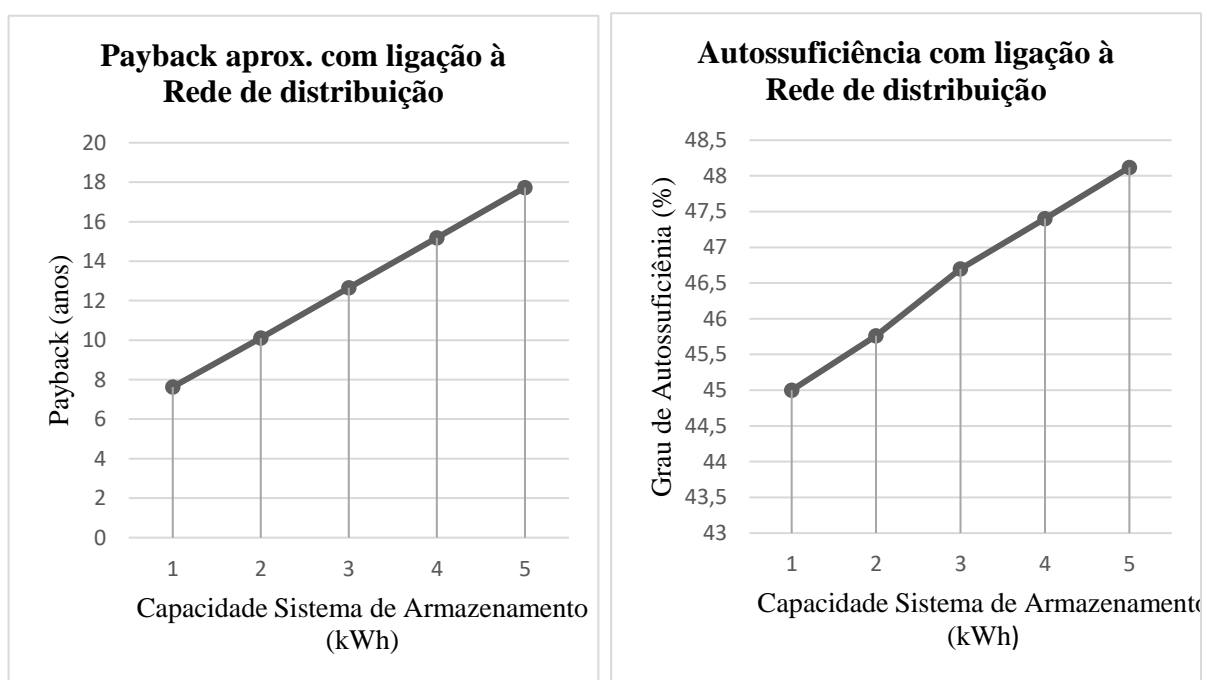


Figura 4.7-Payback aproximado e Grau de Autossuficiência em função da capacidade de armazenamento (à esquerda e direita, respetivamente)

Por forma a perceber qual a influência da capacidade de armazenamento do sistema ao nível do grau de autossuficiência, foram feitas várias simulações tendo como referência diferentes capacidades das baterias nos sistemas de armazenamento. Na Figura 4.7 (no lado direito) é apresentado o gráfico de progressão do grau de autossuficiência tendo em conta diferentes capacidades do banco de baterias local. Verifica-se que a percentagem de grau de autossuficiência cresce de forma quase proporcional e linear com a capacidade de armazenamento interna (em kWh). É possível notar uma diferença de cerca de 3,12% no grau de autossuficiência considerando uma diferença de capacidade de 4kWh, o que não se considera significativo.

4.3.2. CASO DE ESTUDO II

No 2º caso de estudo foram impostas as mesmas condições de entrada e saída, número de veículos e tarifário, a única diferença relativamente ao 1º caso de estudo é o facto de agora o sistema ser *Off-grid* (**sem ligação à rede**).

Serão apresentadas as variações dos estados de carga, os valores poupados, valores e compra à rede por veículo elétrico e os valores do grau de autossuficiência do sistema e das taxas de autoconsumo. Os parâmetros de entrada dos VE, bateria interna e respetivas potências são os mesmos apresentados na Tabela 4.7, Tabela 4.8 e Tabela 4.9..

Contabilizou-se também como valor poupado o valor que resulta do consumo da geração local e que por essa via não se compra à rede de distribuição.

4.3.2.1. RESULTADOS DE UMA SIMULAÇÃO

As Figura 4.8 e Figura 4.9 representam respetivamente os gráficos das variações dos estados de carga dos VE e da bateria interna, ao longo do período de carga, para o caso em que não existe ligação à rede de distribuição, com tarifário de verão.

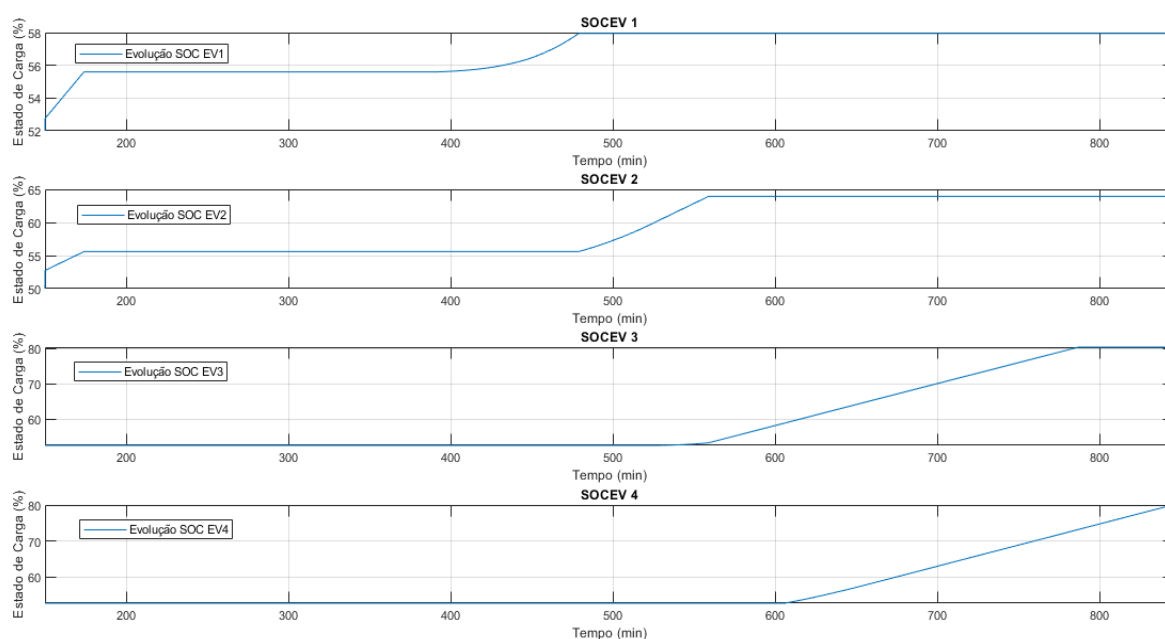


Figura 4.8-Variações dos estados de carga dos VE no período de carga

Todos os VE iniciam as cargas com um estado de carga de 52,63% e terminam o seu tempo de carga, respetivamente, com 57,95%, 63,92%, 80,31%, 80,08%.

Neste caso, é possível constatar que os primeiros VE a entrar no sistema iniciam o seu processo de carga a carregar à potência máxima (carregados pela bateria local). Como não

existe conexão à rede distribuidora, este carregamento acontece até a bateria local atingir valores deficitários (menores que 15%). Tal acontece ao minuto 174. A partir desse momento, apenas poderá haver carregamento através da geração, até lá os estados de carga mantêm-se constantes, ou seja, não existe carga, sendo possível verificar essa reta nos gráficos dos dois primeiros VE e da bateria.

Quando começa a haver geração o VE1 inicia o carregamento, contudo, não atingindo a sua potência máxima de carga (geração insuficiente), o que faz com que o VE2 apenas comece a carregar quando o VE1 sai do sistema (minuto 480). Quando a geração consegue suprir a demanda total do VE2 é possível notar que a curva do SOC se torna uma reta perfeita (linear e proporcional pois está a carregar sempre à potência máxima).

O VE3 entra no sistema ao minuto 511, contudo, só começa a carregar a partir do minuto 524, pois até esse momento a geração não era suficiente para carregar o VE2 à potência máxima de forma a haver excedente para o VE3.

A entrada e saída do VE4 ocorrem em alturas de muita geração, daí apresentar uma reta perfeita como evolução do seu SOC, pois esteve sempre à carga máxima.

Em relação à bateria de armazenamento local (cujo estado de carga é representado na Figura 4.9), a curva apresenta algumas diferenças relativamente ao 1º caso de estudo. Não havendo VE no sistema nem geração, até às primeiras entradas dos VE, o estado de carga manteve-se constante.

Após as primeiras entradas, a bateria entra em modo de descarga de forma a carregar o VE1 e o VE2 às suas potências máximas, até alcançar o estado de carga mínimo de 15%. A partir desse ponto, apenas haverá carga quando existir geração.

A bateria apenas entra em modo de carga em momentos em que existe excedente do carregamento prioritário dos VE.

A bateria de armazenamento local iniciou com um estado de carga de 50% e terminou o período simulado com um SOC de 61,91%.

É de notar a diferença percentual comparativamente ao sistema *On-grid*, existe uma diferença de cerca de 37,09% ao nível do SOC.

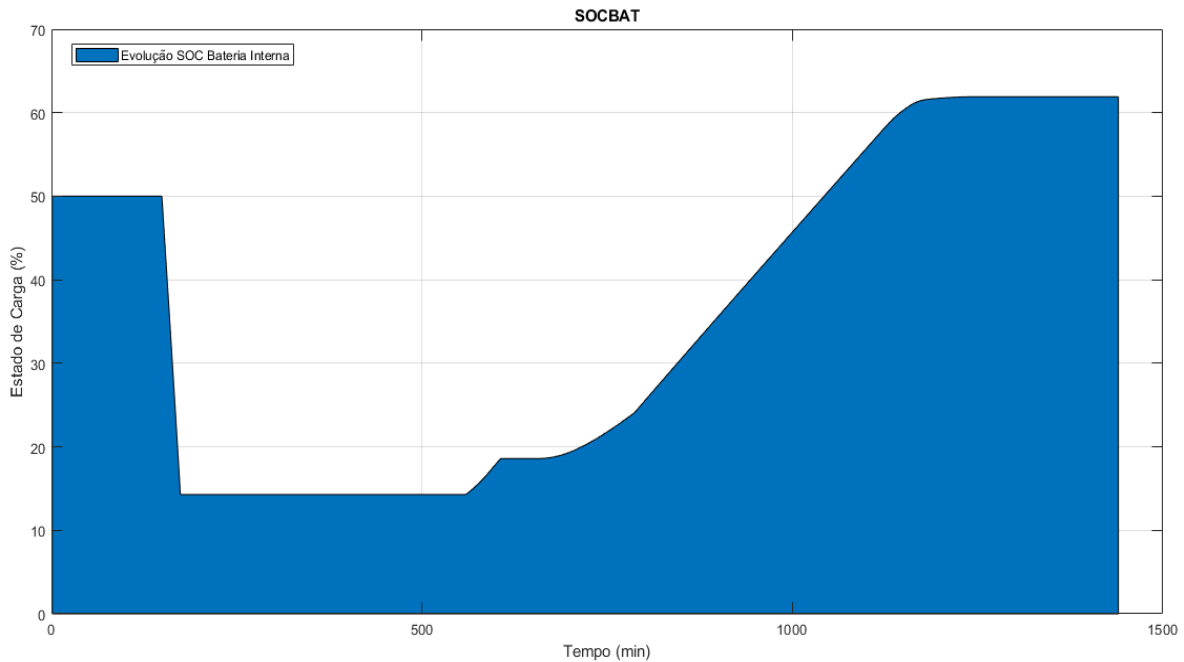


Figura 4.9-Variação estado de carga Bateria interna ao longo de um dia

Relativamente aos parâmetros de cariz financeiro, foram obtidos os seguintes resultados:

- do lado do fornecedor- o valor poupado por cada VE;
- do lado do utilizador- o valor pago pelo carregamento.

Na Tabela 4.12 e Tabela 4.13, estão representados os custos para o fornecedor e para o utilizador, sendo os custos do utilizador ganhos do fornecedor, logo, estão representados a verde.

Tabela 4.12-Gastos e ganhos do Fornecedor

Fornecedor	VE1	VE2	VE3	VE4	Bateria Local
Valor poupado	0,009€	0,037€	0,130€	0,129€	0,151€
Venda à Rede	0€ (Sem Rede)				

Tabela 4.13-Gastos do Utilizador

Utilizador	VE1	VE2	VE3	VE5
Valor compra a Fornecedor	0,058€	0,166€	0,457€	0,453€

Avaliando o sistema utilizando o método financeiro mencionado anteriormente (Equação (3.40) presente no subcapítulo 3.2.1.). Tendo em conta as tabelas anteriores temos que o valor poupado diário é de:

$$\text{Valor poupado}(\text{por dia}) = 0,456€$$

Foi feita uma aproximação para o cálculo do valor poupado anualmente. Considerou-se que o perfil de carga e o número de VE eram idênticos e com base na mesma curva de geração e do mesmo tarifário, perfazendo assim um valor de poupança anual de:

$$\text{Valor poupado (anual)} = 0,456 * 365 = 166,44\text{€}$$

À semelhança do caso anterior, neste 2º caso o investimento inicial (I_i) estimado mantém-se em:

$$I_i = 6450,4\text{€}$$

Assim sendo, o valor obtido do *payback* aproximado é de:

$$\text{Payback(anos)} = \frac{6450,4}{166,44} \simeq \mathbf{38,7 \text{ anos}}$$

Tal como referido anteriormente ressalva-se que o valor de *payback* obtido, ao utilizar como base uma simulação de apenas um dia, tem um erro considerável. Neste cenário, apenas os VE3 e VE4 tiveram todos os seus pedidos atendidos. Os VE1 e VE2 tiveram grande parte dos seus pedidos não atendidos (sem qualquer carga), pois a bateria local atinge valores baixos e fez com que o VE1 tivesse de esperar cerca de 223 minutos (cerca de 67,57% do período em que esteve conectado ao posto), e o VE2 esperasse cerca de 306 minutos (cerca de 74,63% do período em que esteve conectado ao posto).

O valor do grau de Autossuficiência neste caso foi 48,12%, semelhante ao do 1º caso, pois a necessidade de carga e a energia gerada consumida são as mesmas. A energia gerada autoconsumida é semelhante em ambos os casos. Os períodos de cargas efetuadas com proveniência da bateria (períodos sem geração) foram considerados na quantificação da energia gerada autoconsumida, pois o armazenamento local é apenas carregado através da energia de geração.

A taxa de Autoconsumo direto obtida, neste caso, foi de 45,86%.

A taxa de Autoconsumo de 78,74%, semelhante ao sistema com ligação à rede de distribuição, pois em períodos de geração, a quantidade de energia gerada consumida pelos VE e pela bateria local é idêntica.

4.3.2.2. RESULTADOS DO PAYBACK E GRAU DE AUTOSSUFICIÊNCIA EM FUNÇÃO DA CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO INTERNA

Na Figura 4.10 (à esquerda) é apresentado o gráfico de progressão do *payback* tendo em conta diferentes capacidades do banco de baterias local simuladas. Verifica-se um aumento do número de anos tendo em conta o aumento da capacidade (em kWh). Neste sistema em específico seria mais rentável uma menor capacidade do banco de baterias, pois valores mais elevados tornam o sistema insustentável ao nível de *payback*.

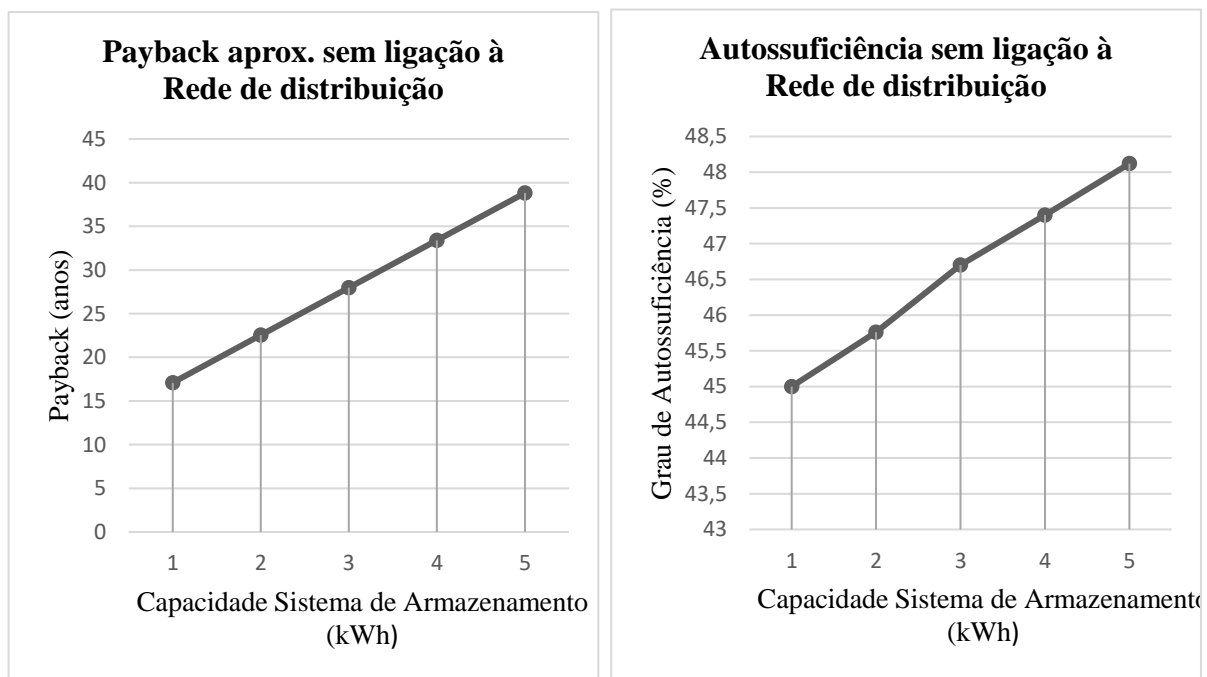


Figura 4.10- *Payback* aproximado e Grau de Autossuficiência em função da capacidade de armazenamento (à esquerda e direita, respetivamente)

Na Figura 4.10 (à direita) é apresentado o gráfico de progressão do grau de autossuficiência tendo em conta diferentes capacidades do banco de baterias local. É possível verificar um aumento da percentagem de grau de autossuficiência tendo em conta o aumento da capacidade (em kWh).

5. CONCLUSÕES E TRABALHO FUTURO

Neste capítulo serão apresentadas algumas conclusões finais deste relatório e explicitados os próximos passos relativos ao trabalho futuro a desenvolver.

5.1. CONCLUSÕES

O trabalho desenvolvido ao longo desta tese permitiu analisar diversos componentes essenciais no desenvolvimento de sistemas de carregamento inteligente com recurso a energia de geração fotovoltaica.

Ao nível dos painéis solares fotovoltaicos, os painéis de película fina têm-se destacado, pois tal como referido no subcapítulo 2.2.1.2.3, recentemente conseguiu-se atingir eficiências na ordem dos 25%. Em conjunto com o facto de ser o tipo de painel solar fotovoltaico mais barato, reduz a distância aos principais concorrentes, tornando-o uma aposta no futuro recente devido à sua relação custo/eficiência. No entanto há que ter em conta as limitações de tempo de vida que caracterizam este tipo de painéis.

De forma a não se depender inteiramente da geração, a existência de unidades de baterias é uma característica a ter em conta nos sistemas de carga com geração. Neste campo, tal como referido no subcapítulo 2.3.4.2, as baterias de iões de lítio são neste momento a escolha mais acertada para esse propósito. Comparativamente com as concorrentes, o seu preço tende a diminuir e estas possuem uma maior capacidade energética, maior tempo de vida e um DOD significativamente superior (próximo dos 100%).

Relativamente aos testes e resultados obtidos, é de notar que a ligação à rede de distribuição é fundamental para um melhor desempenho dos carregamentos, pois permite uma maior percentagem de carga no mesmo período, comparativamente aos sistemas sem ligação à rede. A ligação à rede permite também que o *payback* do sistema seja reduzido significativamente. Os VE conseguem receber mais carga, a rede toma conta da margem em falta para a carga eficiente, permite também vender o excesso à rede, permite que os VE carreguem sempre à potência máxima a tarifas horários mais reduzidas, possibilitando assim o reabastecimento do banco de baterias com energia de geração, poupando assim automaticamente. Podendo-se então concluir que a componente híbrida se torna uma mais valia, a nível energético e financeiro.

A capacidade das baterias do sistema de armazenamento local também é um fator que influencia o *payback*. As simulações efetuadas com diferentes valores de capacidade (em kWh) demonstraram que o sistema proposto dá mais rendimento económico para o operador se o mesmo possuir um sistema de baterias local com menor capacidade. O custo elevado das baterias no investimento inicial torna este atributo muito dispendioso e dispensável em regiões com muitas horas de sol médias por dia (sendo o Algarve uma região que se insere nessa categoria). No entanto, o investimento e a pesquisa de novas soluções que tem sido feita nesta área, tem provocado a descida acentuada do preço por kWh das baterias. Esta tendência pode fazer com que a curto prazo haja uma redução significativa do investimento inicial neste tipo de sistemas.

Por outro lado, a capacidade da bateria local afeta o grau de autossuficiência. As simulações efetuadas permitem verificar que ao reduzir a capacidade de armazenamento interna se está também a reduzir o grau de autossuficiência. Por isso é necessário encontrar um compromisso entre *payback* e grau de autossuficiência.

5.2. TRABALHO FUTURO

O trabalho desenvolvido nesta tese encontra-se inserido no projeto TTUES. A arquitetura fotovoltaica proposta e o modelo utilizado serão importantes na otimização do sistema de carregamentos de VE desejado. Pretender-se-á adaptar os futuros desenvolvimentos às necessidades adjacentes a este projeto.

Pretendem-se implementar certos fatores que irão melhorar e tornar os parâmetros de saída do simulador mais completos, de forma a informar melhor o utilizador: implementação do intercâmbio V2G; ter em conta a localização geográfica; impor maiores períodos de simulação e uma maior dinâmica de entradas e saídas de VE, de forma a obter um cálculo de *payback* mais fidedigno, sem recorrer a aproximações. Esta ferramenta conjuntamente com os algoritmos de otimização, será decisiva para a obtenção do melhor sistema tendo em conta os parâmetros desejados pelo utilizador.

BIBLIOGRAFIA E REFERÊNCIAS

- [1] D. Terreson *et al.*, “Global Energy Outlook 2020: Energy Transition or Energy Addition?,” *Resour. Futur.*, 2020.
- [2] Renewables Now (REN21), “RENEWABLES 2019 GLOBAL STATUS REPORT,” 2019.
- [3] O. Tremblay and L. A. Dessaint, “Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications,” *World Electr. Veh. J.*, 2009.
- [4] M. A. P. Mahmud, N. Huda, S. H. Farjana, and C. Lang, “Environmental impacts of solar-photovoltaic and solar-thermal systems with life-cycle assessment,” *Energies*, 2018.
- [5] Solargis, “Irradiation Maps.” [Online]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>.
- [6] D. O. Hessen, “Solar radiation and the evolution of life,” in *Solar Radiation and Human Health*, 2008.
- [7] C. Magarreiro, S. Freitas, and M. Brito, “Radiação e energia solar,” Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa.
- [8] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems: Second Edition*. 2014.
- [9] C. Lupangu and R. C. Bansal, “A review of technical issues on the development of solar photovoltaic systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017.
- [10] S. Rehman and L. M. Al-Hadhrami, “Study of a solar PV-diesel-battery hybrid power system for a remotely located population near Rafha, Saudi Arabia,” *Energy*, 2010.
- [11] Z. Girma, “Technical and economic assessment of solar PV/diesel Hybrid power system for rural school electrification in ethiopia,” *Int. J. Renew. Energy Res.*, 2013.
- [12] J. García-Villalobos, I. Zamora, J. I. San Martín, F. J. Asensio, and V. Aperribay, “Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014.
- [13] RVO, “Electric vehicle charging: Definitions and explanation,” no. January, p. 12, 2019.
- [14] EDP, “Como funciona um painel fotovoltaico?”
- [15] T. J. Seebeck, “Ueber die magnetische Polarisation der Metalle und Erze durch Temperaturdifferenz [Magnetic polarization of metals and ores by temperature differences],” *Abhandlungen der K. Akad. der Wissenschaften zu Berlin (in Ger.)*, 1826.
- [16] T. Saga, “Advances in crystalline silicon solar cell technology for industrial mass

- production,” *NPG Asia Materials*. 2010.
- [17] M. A. Green, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, and A. W. Y. Ho-Baillie, “Solar cell efficiency tables (version 54),” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, 2019.
- [18] “monocristalino-imagem.” [Online]. Available: <https://encrypted-tbn0.gstatic.com/images?q=tbn%3AANd9GcSqEFdgDOgbF1knr1NdWaRBFaXA06Q6EUptaN6iOljzn-U29A1P&usqp=CAU>.
- [19] “Solar Panel efficiency.” [Online]. Available: <https://www.greenmatch.co.uk/blog/2014/11/how-efficient-are-solar-panels>.
- [20] R. Herrero, “Posicionamento eficiente de módulos fotovoltaicos em plantas solares no ambiente urbano,” 2016.
- [21] PERCISTAND consortium, “Thin-film solar cell efficiency,” 2020.
- [22] “Thin film solar panel.” [Online]. Available: <https://5.imimg.com/data5/CR/XE/MY-10124963/thin-film-solar-panel-500x500.png>.
- [23] F. Baumgartner, *The Performance of Photovoltaic (PV) Systems*. Woodhead Publishing, 2017.
- [24] J. Carneiro, “Semicondutores- modelo Matemático da célula fotovoltaica,” 2010.
- [25] “IEC 60904-1.”
- [26] “Inverters.” [Online]. Available: <https://www.altestore.com/store/inverters-c497/>.
- [27] P. Tumino, “An Introduction to Inverters for Photovoltaic (PV) Applications.”
- [28] R. Mallwitz and B. Engel, “Solar power inverters,” in *2010 6th International Conference on Integrated Power Electronics Systems, CIPS 2010*, 2011.
- [29] H. A. Sher and K. E. Addoweesh, “Micro-inverters - Promising solutions in solar photovoltaics,” *Energy for Sustainable Development*. 2012.
- [30] “Micro-Inverters.” [Online]. Available: <https://www.altestore.com/store/inverters/micro-inverters-c1249/>.
- [31] D. M. Lee and B. W. Raichle, “A side-by-side comparison of micro and central inverters in shaded and unshaded conditions,” in *World Renewable Energy Forum, WREF 2012, Including World Renewable Energy Congress XII and Colorado Renewable Energy Society (CRES) Annual Conferen*, 2012.
- [32] S. G. Tesfahunegn, O. Ulleberg, T. M. Undeland, and P. J. S. Vie, “A simplified battery charge controller for safety and increased utilization in standalone PV applications,” in *3rd International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2011*, 2011.

- [33] R. F. Pantelimon, M. Adam, M. Andrusca, and C. Pancu, "Aspects regarding solar battery charge controllers," in *2013 - 8th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering, ATEE 2013*, 2013.
- [34] S. Salman, X. AI, and Z. WU, "Design of a P-&O algorithm based MPPT charge controller for a stand-alone 200W PV system," *Prot. Control Mod. Power Syst.*, vol. 3, no. 1, p. 25, 2018.
- [35] S. Narendiran, "Grid tie inverter and MPPT - A review," *Proc. IEEE Int. Conf. Circuit, Power Comput. Technol. ICCPCT 2013*, 2013.
- [36] B. Bendib, H. Belmili, and F. Krim, "A survey of the most used MPPT methods: Conventional and advanced algorithms applied for photovoltaic systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2015.
- [37] "Charge controllers." [Online]. Available: <https://www.altestore.com/store/charge-controllers/solar-charge-controllers-c892/>.
- [38] H. Abdi, R. Rasouli Nezhad, and M. Salehemaleh, "Fuel Cells," in *Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration*, 2017.
- [39] A. Pradhan, S. M. Ali, and P. Behera, "Utilisation of Battery Bank in case of Solar PV System and Classification of Various Storage Batteries," *Int. J. Sci. Res. Publ.*, 2012.
- [40] "Choose Best battery for solar energy system." [Online]. Available: <https://www.energysage.com/solar/solar-energy-storage/what-are-the-best-batteries-for-solar-panels/>.
- [41] "Battery University, How to prolong Lithium-based batteries." [Online]. Available: https://batteryuniversity.com/learn/article/how_to_prolong_lithium_based_batteries.
- [42] K. Qian, C. Zhou, Y. Yuan, and M. Allan, "Temperature effect on electric vehicle battery cycle life in vehicle-to-grid applications," in *2010 China International Conference on Electricity Distribution, CICED 2010*, 2010.
- [43] "What is a lead acid battery?" [Online]. Available: <https://byjus.com/chemistry/lead-acid-battery/>.
- [44] Methrom AG, "Advancements in Li-Ion Battery Research."
- [45] X. Han, M. Ouyang, L. Lu, and J. Li, "Simplification of physics-based electrochemical model for lithium ion battery on electric vehicle. Part II: Pseudo-two-dimensional model simplification and state of charge estimation," *J. Power Sources*, 2015.
- [46] "Panasonic NCR18650BE." [Online]. Available: <http://www.crazell.com/product/panasonic-ncr18650be/>.
- [47] M. A. Hannan, M. M. Hoque, A. Hussain, Y. Yusof, and P. J. Ker, "State-of-the-Art

- and Energy Management System of Lithium-Ion Batteries in Electric Vehicle Applications: Issues and Recommendations,” *IEEE Access*. 2018.
- [48] H. Kim, K. Lee, S. Kim, and Y. Kim, “Fluorination of free lithium residues on the surface of lithium nickel cobalt aluminum oxide cathode materials for lithium ion batteries,” *Mater. Des.*, 2016.
- [49] Z. Zhang *et al.*, “The first introduction of graphene to rechargeable Li-CO₂ batteries,” *Angew. Chemie - Int. Ed.*, 2015.
- [50] J. M. Tarascon *et al.*, “Hunting for better Li-based electrode materials via low temperature inorganic synthesis,” *Chemistry of Materials*. 2010.
- [51] Q. Huang, J. Yang, C. B. Ng, C. Jia, and Q. Wang, “A redox flow lithium battery based on the redox targeting reactions between LiFePO₄ and iodide,” *Energy Environ. Sci.*, 2016.
- [52] N. Omar *et al.*, “Evaluation of performance characteristics of various lithium-ion batteries for use in BEV application,” in *2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC 2010*, 2010.
- [53] Y. Makimura *et al.*, “Factors affecting cycling life of LiNi_{0.8}Co_{0.15}Al_{0.05}O₂ for lithium-ion batteries,” *J. Mater. Chem. A*, 2016.
- [54] S. S. Lee, K. T. Byun, J. P. Park, S. K. Kim, H. Y. Kwak, and I. W. Shim, “Preparation of Li₄Ti₅O₁₂ nanoparticles by a simple sonochemical method,” *J. Chem. Soc. Dalton Trans.*, 2007.
- [55] R. Beck, “Baterias de Ião Lítio , Perspectivas e Mercado,” 2018.
- [56] “Cost of Mobile and Renewable Power.” [Online]. Available: https://batteryuniversity.com/learn/article/bu_1006_cost_of_mobile_power.
- [57] ThermoAnalytics, “HEV Vehicle Battery Types,” 2015. [Online]. Available: <https://web.archive.org/web/20150520021436/http://www.thermoanalytics.com/support/publications/batterytypesdoc.html>.
- [58] ITRI, “Lead-Acid Batteries Impact on future tin use,” 2017.
- [59] V. Pop, H. J. Bergveld, D. Danilov, P. P. L. Regtien, and P. H. L. Notten, *Battery Management Systems. Accurate State-of-Charge Indication for Battery-Powered Applications*. 2008.
- [60] B. University, “Battery Management System (BMS),” 2019. .
- [61] D. Cruz, “AVALIAÇÃO DE ALGORITMOS DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS EM PARQUES QUE INTEGREM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM AUTOCONSUMO,” 2017.

- [62] R. Ovelha, “Projeto, Dimensionamento e Instalação de Solução Fotovoltaica numa moradia offgrid,” Universidade de Lisboa, Faculdade de Ciências, 2017.
- [63] O. Tremblay, L. A. Dessaint, and A. I. Dekkiche, “A generic battery model for the dynamic simulation of hybrid electric vehicles,” in *VPPC 2007 - Proceedings of the 2007 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference*, 2007.
- [64] C. M. Shepherd, “Design of Primary and Secondary Cells,” *J. Electrochem. Soc.*, 1965.
- [65] L. Valverde, F. Rosa, A. J. Del Real, A. Arce, and C. Bordons, “Modeling, simulation and experimental set-up of a renewable hydrogen-based domestic microgrid,” *Int. J. Hydrogen Energy*, 2013.
- [66] H. Muslim and A. Alkhazraji, “Management of electricity peak load for residential sector in Baghdad city by using solar generation,” *Int. J. ENERGY Environ.*
- [67] E. Skoplaki and J. A. Palyvos, “On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations,” *Sol. Energy*, 2009.
- [68] C. Bordons, F. García Torres, and M. A. Ridao, *Model Predictive Control of Microgrids*. 2019.
- [69] C. Prieb, “Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição,” Universidade Federaç do Rio Grande do Sul, 2011.
- [70] C. A. Balafas, M. D. Athanassopoulou, T. Argyropoulos, P. Skafidas, and C. T. Dervos, “Effect of the diffuse solar radiation on photovoltaic inverter output,” in *Proceedings of the Mediterranean Electrotechnical Conference - MELECON*, 2010.
- [71] R. Kittler and S. Darula, “Determination of time and sun position system,” *Sol. Energy*, 2013.
- [72] Í. Portolan dos Santos and R. Rüther, “Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil,” *Renew. Energy*, 2014.
- [73] A. R. Prasad and E. Natarajan, “Optimization of integrated photovoltaic-wind power generation systems with battery storage,” *Energy*, 2006.
- [74] F. Baronti, R. Di Rienzo, N. Papazafropoulos, R. Roncella, and R. Saletti, “Investigation of series-parallel connections of multi-module batteries for electrified vehicles,” in *2014 IEEE International Electric Vehicle Conference, IEVC 2014*, 2014.
- [75] G. Merei, J. Moshövel, D. Magnor, and D. U. Sauer, “Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications,” *Appl. Energy*, 2016.

- [76] Y. Wang, C. Zhang, and Z. Chen, “Model-based state-of-energy estimation of lithium-ion batteries in electric vehicles,” in *Energy Procedia*, 2016.
- [77] W. Ali, H. Farooq, A. U. Rehman, Q. Awais, M. Jamil, and A. Noman, “Design Considerations of Stand-Alone Solar Photovoltaic Systems,” in *2018 International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube)*, 2018, pp. 1–6.
- [78] O. Elma and U. S. Selamoğullari, “The effect of inverter efficiency on stand-alone residential PV system sizing,” in *ELECO 2011 - 7th International Conference on Electrical and Electronics Engineering*, 2011.
- [79] R. Perez, L. Burtis, T. Hoff, S. Swanson, and C. Herig, “Quantifying residential PV economics in the US - Payback vs cash flow determination of fair energy value,” in *Solar Energy*, 2004.
- [80] “TTUES-Transporte Turístico Urbano Eléctrico Sostenible.” [Online]. Available: <https://www.t2ues.eu/>.
- [81] “Scoobic Light-Urban Mobility.” [Online]. Available: <https://scoobic.com/light-es/>.
- [82] “Scoobic Light-Ciclomotor Specifications,” 2019.
- [83] “Iberdrola-Tarifas,” 2019.
- [84] P. Marmé, “Tarifas Postos de carregamento rápido,” 2018. [Online]. Available: <https://www.wattson.pt/2018/10/22/postos-de-carregamento-rapidos-da-prio-e-batem-concorrenca/>.
- [85] Matlab, “Rand.” [Online]. Available: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/rand.html>.