

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO

Mobilidade Elétrica e Descarbonização da Economia

Luís António Carneiro Leão Gonçalves Figueiredo

VERSÃO FINAL



Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Supervisor: Professor Doutor Adriano da Silva Carvalho

July 30, 2020

Abstract

In recent years, interest in electric mobility has increased substantially as an alternative to various problems. From the environmental point of view, there is a need to tackle air pollution, especially in cities, in order to mitigate climate change and minimize the impacts on human health and biodiversity. Electric vehicles (EV) have lower operating costs, they do not emit exhaust gases and since they are powered by electricity, they have the potential to maximize the integration of renewable energy sources in electric power systems, reducing external dependence on fossil fuels.

The main reasons that compromise the adoption of electric vehicles are the lack of charging infrastructure, the long time needed to recharge batteries and the low autonomy of cars. These factors tend to cause range anxiety in EV users, which is the fear that their vehicle will not have enough autonomy to reach its destination at the desired time.

The objective of this dissertation will be to carry out a technical-economic analysis of a fast DC charging station for electric vehicles, integrated in the Portuguese electric mobility network, in the city of Porto, which will allow the charging of the car battery in a short period of time, similar to the time needed to refuel vehicles with conventional engines.

The technical analysis aims to assess the impacts caused by the integration of such charging station in the distribution network where it is inserted, in terms of bus voltages and congestion and losses in transmission lines.

In the economic and financial study, the parameters and assumptions that allow defining the costs of operation, investment and exploration of the charging station, for a Charging Point Operator (OPC), will be considered. Three profitability indicators will then be used to assess the feasibility of the investment project.

These public service fast charging stations will be vital to change the paradigm of conventional fueling stations and to demonstrate to consumers who do not have chargers in their home or workplace, that the adoption of electric vehicles is an intelligent, economical and sustainable choice.

Keywords: batteries, emissions, fast charging stations, electric vehicles

Resumo

Nos últimos anos tem aumentado substancialmente o interesse na mobilidade elétrica como uma alternativa para diversos problemas. Do ponto de vista ambiental há necessidade de fazer face à poluição atmosférica, sobretudo nas cidades, de forma a mitigar as alterações climáticas e minimizar os impactos na saúde dos seres humanos e da restante biodiversidade. Os VE têm menor custo de operação, não emitem gases de escape e, uma vez que são alimentados por eletricidade, têm potencial para maximizar a integração de fontes de energia renováveis nos sistemas elétricos de energia (SEE), reduzindo-se ainda a dependência externa de combustíveis fósseis.

As principais razões que comprometem uma mais rápida adoção de veículos elétricos são a falta de infraestruturas de carregamento, o longo período de tempo necessário para a recarga das baterias e a baixa autonomia dos automóveis. Estes fatores tendem a provocar *range anxiety* nos utilizadores de VE, que se prende com o receio de o seu veículo não ter autonomia suficiente para chegar ao destino à hora pretendida.

O objetivo desta dissertação consistirá na realização de uma análise técnico-económica de uma estação de carregamento rápido DC para veículos elétricos, integrada na rede de mobilidade eléctrica portuguesa, na cidade do Porto, que permita o carregamento da bateria do automóvel num curto espaço de tempo, de forma similar ao tempo de abastecimento dos veículos com motores convencionais.

A análise técnica tem como objetivo avaliar os impactos provocados pela integração de tal posto de carregamento na rede de distribuição em que se encontra inserida, em termos das tensões nos barramentos e dos congestionamentos e perdas nas linhas de transmissão.

No estudo económico-financeiro serão considerados os parâmetros e suposições que permitem definir os custos de operação, de investimento e de exploração da estação de carregamento para um Operador de Ponto de Carregamento (OPC). Seguidamente recorrer-se-á a 3 indicadores de rentabilidade para avaliar a viabilidade do projeto de investimento.

Estas estações de carregamento de serviço público serão vitais para alterar o paradigma das estações de abastecimento convencionais e para demonstrar aos consumidores que não possuem carregamento residencial ou no local de trabalho que a adoção de veículos elétricos é uma escolha inteligente, económica e sustentável.

Palavras-chave: baterias, emissões, estação de carregamento, veículos elétricos

Acknowledgements

A presente dissertação representa o culminar de todo um percurso académico.

Inicialmente gostaria de agradecer ao Professor Doutor Adriano Carvalho pela enorme disponibilidade, com que sempre se ofereceu para me ajudar e guiar durante a realização de esta dissertação.

À minha família, sobretudo aos meus pais pelo enorme apoio e motivação que em tempos complicados me permitiram não desanimar, aos meus irmãos, tios e primos que através do seu apoio e orações me acompanharam sempre durante o meu percurso académico.

Aos meus amigos, dentro e fora da Faculdade que me ajudaram e permitiram disfrutar destes últimos 5 anos da minha vida.

A todos os docentes da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto pela sabedoria e conhecimentos transmitidos, sem os quais não seria possível atingir esta fase.

Gostaria também de agradecer ao engenheiro André Águas, que mesmo durante estes tempos difíceis, encontrou disponibilidade para me facultar dados fundamentais para a elaboração de este projeto.

Luís Figueiredo

“The credit belongs to the man who is actually in the arena, whose face is marred by dust and sweat and blood; who strives valiantly; who errs, who comes short again and again, because there is no effort without error and shortcoming.”

Theodore Roosevelt

Contents

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Objectivos e Motivação	2
1.3	Estrutura da dissertação	3
2	Veículos de Propulsão Eléctrica	5
2.1	Veículos Eléctricos (VE)	5
2.2	Baterias	6
2.2.1	Especificações Técnicas	7
2.2.2	Baterias Secundárias	8
2.2.3	Reciclagem das Baterias	10
2.3	Sistema de Gestão da Bateria (BMS)	11
2.4	Veículos Eléctricos Híbridos (VEH)	12
2.5	Veículos Eléctricos a Células de Combustível (FCEV)	13
2.6	Comparação entre VE e FCEVs	15
2.7	Requisitos de Segurança de Veículos eléctricos	16
2.8	Carregamento Externo de Veículos Eléctricos	16
2.8.1	Carregamento por Condução	16
2.8.2	Estações de Substituição de Baterias	23
2.8.3	Carregadores de Indução	23
2.9	Análise Ambiental dos Veículos Eléctricos	24
2.9.1	Efeito das Dimensões do Veículo no Nível de Emissões	26
2.10	Análise Financeira dos Veículos Eléctricos	27
3	Integração dos VE no setor da Mobilidade	31
3.1	Políticas-chave para Facilitar a Transição para a Mobilidade Eléctrica	31
3.1.1	Custo do CO_2	32
3.1.2	Incentivos à Compra de Veículos Eléctricos em Portugal	34
3.1.3	Mercado de Automóveis Eléctricos em Portugal	34
3.2	Rede de Mobilidade Eléctrica em Portugal	35
3.3	Impactos dos VE na Rede Eléctrica	39
3.4	Descentralização, Produção Dispersa e Micro Redes	39
3.4.1	Estratégias de Gestão de Redes	41
4	Análise Técnica da Estação de Carga	47
4.1	Rede Eléctrica do Porto	47
4.2	Análise Computacional	50
4.2.1	Definição do Pior Caso	51

4.2.2	Características da Rede	53
4.2.3	Cenário Base	58
4.2.4	Cenário 2	61
4.2.5	Comparação entre os 2 Cenários	64
4.2.6	Cenário Futuro	66
5	Análise Económico-Financeira da Implementação da Estação de Carregamento	71
5.1	Análise do Tempo de Carregamento de Veículos Elétricos	72
5.2	Estimativa do perfil de carregamento de veículos elétricos no Porto	73
5.3	Tarifas e Preços no Mercado Livre de Eletricidade	75
5.4	Estimativa da Eficiência de Carregamento do Posto	77
5.5	Custos de Exploração do Posto	78
5.6	Cobrança de Tarifas pelo OPC e Margens de Lucro	79
5.7	Custos de Investimento	82
5.8	Custos de Operação	83
5.9	Demonstração dos fluxos de caixa	85
5.10	Análise da Viabilidade Económica da Instalação	88
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	91
6.1	Conclusão	91
6.2	Trabalhos futuros	93
A	Anexo 1	95
A.1	Características da Subestação do Campo Alegre	95
A.2	Simulação Computacional	96
A.3	Análise Económica	99
	References	101

List of Figures

2.1	Veículo Elétrico a Baterias [114]	6
2.2	VEH serie [114]	12
2.3	VEH paralelo [114]	12
2.4	VEH serie-paralelo [114]	13
2.5	FCEV [114]	15
2.6	Tomadas utilizadas para os carregamentos AC [1]	17
2.7	Carregador da marca Tesla [21]	18
2.8	Carregamento Modo 1 [5]	19
2.9	Carregamento Modo 2 [5]	19
2.10	Carregamento Modo 3 [5]	20
2.11	Carregamento Modo 4 [5]	21
2.12	Tomadas utilizadas para o carregamento DC [1]	21
2.13	Emissões de GEE por Fonte	24
2.14	Ciclo de vida completo para as emissões de um veículo [98]	25
2.15	Emissões para o ciclo de vida completo de diferentes tipos de veículos	25
2.16	Emissões para veículos de diferentes dimensões [119]	26
2.17	TCO para diferentes tipos de veículos [116]	28
2.18	Custos das baterias de lítio [4]	29
3.1	Mapa com as iniciativas nacionais, subnacionais e regionais de <i>carbon pricing</i>	33
3.2	Parque nacional de veículos elétricos [24]	35
3.3	Carregadores High Power da empresa Efacec	38
3.4	Esquema das baterias de fluxo [33]	44
4.1	Rede de Distribuição no Concelho do Porto [6]	48
4.2	Topologia de uma das saídas da subestação AT/MT do Campo Alegre	49
4.3	Representação das linhas de transmissão através do Modelo PI	54
4.4	Ângulos das tensões nos barramentos para o cenário base	59
4.5	Módulos das tensões nos barramentos	59
4.6	Nível de congestionamento nos ramos para o cenário base	61
4.7	Ângulos das tensões nos barramentos	62
4.8	Módulos das tensões nos barramentos	62
4.9	Nível de congestionamento nas linhas para o cenário 2	63
4.10	Comparação dos módulos das tensões nos barramentos para os 2 cenários	64
4.11	Comparação entre os congestionamentos nas linhas para os 2 cenários	64
4.12	Comparação das perdas ativas para os 2 cenários	65
4.13	Ângulos das tensões nos barramentos para o cenário futuro	66
4.14	Comparação dos módulos das tensões nos barramentos nos cenários futuro e 2	67

4.15	Comparação entre o valor de perdas nos 2 cenários	68
4.16	Comparação entre os congestionamentos nas linhas para os 2 cenários	68
5.1	Número de carregamentos por hora para dias úteis e fins de semana	74
5.2	Tarifas de Acesso às Redes em MT [57]	76
5.3	Valor Atualizado Líquido para diferentes valores da taxa de juro do projeto	89
A.1	Características da subestação do Campo Alegre [6]	95
A.2	Carga na subestação do Campo Alegre [6]	96
A.3	Capacidade de receção na subestação do Campo Alegre [6]	96
A.4	Relatório de perdas ativas e reativas no sistema - Cenário base	96
A.5	Topologia da rede para o cenário 2 considerando-se que a carga proveniente da estação de carregamento é integrada no barramento 27	97
A.6	Relatório de perdas ativas e reativas no sistema - Cenário 2	98
A.7	Relatório de perdas ativas e reativas no sistema - Cenário futuro	98

List of Tables

2.1	Características das baterias de lítio [3, 62, 59]	8
2.2	Características das baterias de chumbo-ácido [3, 62, 59, 60]	9
2.3	Características das baterias de hidretos de níquel [3, 100, 59, 60]	10
3.1	Características das <i>Flywheels</i>	43
3.2	Características dos supercondensadores	44
3.3	Características dos baterias de fluxo	45
4.1	Horas de maior requisição de potência, para os diferentes dias típicos em cada estação do ano	52
4.2	Parâmetros dos cabos	55
4.3	Características das linhas da rede	56
4.4	Perfil de carga típico para o pior caso	57
4.5	Dados relativos ao gerador da Subestação para o PSS/E	58
4.6	Dados relativos ao transformador da Subestação para o PSS/E	58
4.7	Parâmetros dos cabos	60
4.8	Parâmetros dos cabos	63
4.9	Parâmetros dos cabos	67
5.1	Número de carregamento para os diferentes dias típicos	72
5.2	Probabilidades de carregamento para os diferentes dias típicos	74
5.3	Número de carregamento para os diferentes dias típicos	74
5.4	Custos associados às tarifas de autoconsumo no período de Inverno	78
5.5	Custos associados às tarifas de autoconsumo no período de Verão	78
5.6	Preços cobrados pelo OPC aos UVE, no período de Inverno	79
5.7	Preços cobrados pelo OPC aos UVE, no período de Verão	79
5.8	Margens de lucro para os diferentes periodos, no Inverno	80
5.9	Margens de lucro para os diferentes periodos, no Verão	80
5.10	Lucro para um dia útil no período de Inverno	80
5.11	Lucro para um Sábado no período de Inverno	80
5.12	Lucro para um Domingo/feriado no período de Inverno	81
5.13	Lucro para um dia útil no período de Verão	81
5.14	Lucro para um Sábado no período de Verão	81
5.15	Lucro para um Domingo/feriado no período de Verão	81
5.16	Margem de lucro anual em termos da utilização da estação	82
5.17	Custos de investimento	83
5.18	Custos de operação	84
5.19	Demonstração dos fluxos de caixa para o tempo de vida da estação (2019 - 2024)	85
5.20	Demonstração dos fluxos de caixa para o tempo de vida da estação (2025 - 2030)	86

5.21	Demonstração dos fluxos de caixa para o tempo de vida da estação (2031 - 2036)	86
A.1	Contagem dos dias	99

Abbreviations

AC	Alternate Current
AT	Alta Tensão
BEV	Battery Electric Vehicle
BMS	Battery Managment System
BT	Baixa Tensão
BTN	Baixa Tensão Normal
CAV	Contribuição AudioVisual
CEME	Comercializador de Energia para a Mobilidade Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CP	Control Piloto
DC	Direct Current
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DoD	Depth of Discharge
DR	Dispositivo Diferencial
EGME	Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica
ETS	Emissions Trading System
EV	Electric Vehicle
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
GEE	Gases de Efeito de Estufa
HEV	Hybrid Electric Vehicle
ICE	Internal Combustion Engine
IEA	International Energy Agency
IEC	Imposto Especial de Consumo
IRC	Imposto sobre os Rendimentos de pessoas Coletivas
ISV	Imposto Sobre Veículo
IUC	Imposto Único de Circulação
IVA	Imposto sobre Valor Acrescentado
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MLI	Modulação de Largura de Impulso
MT	Média Tensão
OBC	On Board Charger
OMS	Organização Mundial de Saúde
OPC	Operador de Posto de Carregamento
ORD	Operador da Rede de Distribuição
PC	Potência Contratada
PCN	Posto de Carregamento Normal

PCR	Posto de Carregamento Rápido
PCVE	Pontos de Carregamento de Veículos Elétricos
PD	Produção Dispersa
PHP	Potência nas Horas de Ponta
PLC	Power Line Carrier
PP	Proximity Pilot
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
PS	Posto de Seccionamento
PT	Posto de Transformação
PTC	Posto de Transformação de cliente
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SEE	Sistemas Elétricos de Energia
SI	Sistema Internacional
SMR	Steam Methane Reforming
SoC	State of Charge
SoH	State of Health
TCO	Total Cost of Ownership
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TOU	Time Of Use
TRI	Tempo de Retorno de Investimento
TTW	Tank To Wheel
TUGS	Tarifa de Uso Global de Sistema
TURD	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
TURT	Tarifa de Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizador de Veículo Elétrico
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
VAL	Valor Atualizado Líquido
VE	Veículos Elétricos
VEH	Veículo Elétrico Híbrido
VEHP	Veículos Elétricos Híbridos <i>Plug-in</i>
WTT	Well To Tank

	símbolo do euro
\$	símbolo do dolar
kW	kilowatt
kWh	kilowatt hora
Gt	Giga tonelada
kg	Quilograma
W	Watt
CO	representação química do monóxido de carbono
CO ₂	representação química do dióxido de carbono
CO ₂ eq	GEE em termos equivalentes da quantidade de dióxido de carbono

Chapter 1

Introdução

No presente capítulo apresenta-se o enquadramento teórico e os objetivos sobre os quais foi idealizado o contexto de esta dissertação, sendo ainda descrita a estrutura da mesma.

1.1 Enquadramento

Em 11/12/2019 a recém eleita presidente da Comissão Europeia Ursula Von Der Leyen apresentou o *European Green Deal* (EGD). Este acordo redefine o compromisso Europeu em enfrentar os desafios relacionados com o clima e o meio ambiente, permitindo às empresas e cidadãos europeus beneficiar de uma transição ecológica sustentável, fazendo do combate às alterações climáticas e extinção da biodiversidade a missão mais importante desta geração.

De acordo com o (IEA, 2017), o transporte é responsável por 25% das emissões de gases com efeito de estufa, sendo que as emissões de CO_2 provenientes dos veículos de passageiros aumentaram 44% desde 2000, atingindo as 3,6 Gt em 2018 [12], devido nomeadamente ao aumento da população mundial e ao desenvolvimento económico que provocam um aumento do número de proprietários de veículos em todo o mundo.

Estas emissões podem ser categorizadas em emissões de escape, produzidas durante a combustão, emissões por abrasão, produzidas pelo desgaste e corrosão dos componentes do veículo e materiais rodoviários e as emissões resultantes da evaporação do combustível [73]. Das emissões causadas devido aos serviços de mobilidade, 71,7% devem-se ao transporte rodoviário [34].

A poluição do ar tem diversos efeitos indesejáveis, conforme os níveis de concentração dos diferentes poluentes. Pode causar impactos na saúde dos seres vivos, sendo que segundo a Organização Mundial de Saúde (OMS) morrem aproximadamente 6,5 milhões de pessoas anualmente devido à má qualidade do ar, tornando-a a quarta maior ameaça à saúde humana, apenas atrás da elevada pressão sanguínea, dos riscos alimentares e do tabagismo [73]. Pode causar acidificação dos solos e da atmosfera, provocando uma diminuição dos rendimentos agrícolas, chuvas ácidas e a destruição da camada do ozono.

Como existe uma elevada circulação de veículos ligeiros em zonas densamente povoadas, estes são a maior causa de poluição nas cidades e as suas emissões podem provocar danos acrescidos para a saúde pública devido à grande exposição a que as pessoas estão sujeitas nestes locais [73].

A eletrificação dos veículos rodoviários será então uma das formas mais eficaz de descarbonizar o setor dos transportes.

Um dos principais motivos associados à reduzida adoção dos veículos elétricos (VE) é a falta de infraestrutura de carregamento e o elevado tempo necessário ao carregamento dos mesmos. Estes fatores associados à baixa autonomia dos automóveis provoca a chamada *range anxiety* nos Utilizadores de Veículos Elétricos (UVE). Assim, no panorama atual, os UVE são maioritariamente pessoas que dispõem de carregamento residencial ou no local de trabalho, onde o veículo fica estacionado durante muitas horas.

Uma das partes integrantes da rede de mobilidade elétrica portuguesa são os carregadores "normais" e "rápidos" que se encontram dispersos pelas diversas localidades. Atualmente, estes carregadores rápidos assumem valores de potência da ordem dos 50kW, demorando aproximadamente 45 minutos a carregar a bateria de um VE. Existem também em algumas localidades portuguesas, nomeadamente Montemor-o-Novo, Alcácer do Sal e Ribeira de Pena, super carregadores da marca Tesla que permitem apenas o carregamento de veículos dessa marca, a uma potência de 120kW.

É então crucial desenvolver uma infraestrutura de carregamento de elevada potência nas cidades e autoestradas, que permita o carregamento de todos os VE num curto espaço de tempo, equiparável ao tempo de abastecimento dos automóveis convencionais.

1.2 Objectivos e Motivação

Nesta dissertação será elaborada a conceptualização de uma estação de carregamento rápido, integrada na rede de mobilidade elétrica portuguesa.

Através de simulações computacionais irá proceder-se à análise técnica da estação, avaliando-se se a rede de distribuição em que a mesma está inserida estará preparada para receber o incremento de potência proveniente desta instalação, sem que seja necessário proceder a dispendiosos reforços de rede.

Será ainda realizada uma análise da viabilidade económico-financeira desta estação com o intuito de provar que a implementação da mesma é um investimento rentável.

O principal objetivo desta dissertação será auxiliar a impulsionar a mudança de paradigma das estações de combustível convencionais, que no futuro serão estações de carregamento rápido. Desta forma será possível maximizar o crescimento da frota de veículos elétricos nas cidades e assim minimizar o nível de emissões de gases de efeito de estufa (GEE) no setor dos transportes.

1.3 Estrutura da dissertação

A dissertação é composta por 6 capítulos. O primeiro faz uma introdução ao tema, mencionando os problemas causados pela emissão de GEE, onde é descrito o contexto em que surge esta pesquisa e os objetivos que se esperam atingir com a realização deste trabalho.

Os capítulos 2 e 3 são referentes à revisão bibliográfica do tema, sendo que no segundo são descritas as características inerentes ao funcionamento dos veículos elétricos, estabelecendo-se uma análise comparativa entre os impactos ambientais e económicos dos diferentes tipos de veículos e, no terceiro, são descritas as medidas para facilitar a integração de VE no setor da mobilidade, analisando-se ainda os impactos causados pela elevada integração de VE na rede elétrica das cidades.

No capítulo 4 é realizada uma simulação computacional através do software PSS/E, de forma a avaliar os impactos causados pela implementação da estação de carregamento rápido na rede de distribuição em que a mesma está inserida.

No 5º capítulo são estabelecidos pressupostos que permitem traçar o perfil de funcionamento da estação de carregamento. São ainda considerados os diversos parâmetros económico-financeiros necessários à avaliação da sustentabilidade e viabilidade deste projeto.

No último capítulo são apresentadas as principais conclusões relativas aos resultados obtidos, apontando-se algumas estratégias futuras.

Chapter 2

Veículos de Propulsão Eléctrica

Neste capítulo serão abordadas as diferentes características inerentes ao funcionamento dos diversos tipos de veículos eléctricos, bem assim como as modalidades de carregamento e os requisitos de segurança. É estabelecida ainda uma breve análise comparativa entre os impactos ambientais e económico-financeiros dos diferentes tipos de veículos.

2.1 Veículos Eléctricos (VE)

Estes veículos utilizam um motor eléctrico para tração e um sistema de baterias como fonte de energia, possuindo inúmeras vantagens relativamente aos veículos com motores de combustão interna, tais como zero emissões de gases de escape poluentes, elevada eficiência, muito pouco ruído, uma operação suave, menores custos de operação, etc. A tudo isto acresce ainda um elemento subjetivo de alguma relevância: o sentimento de orgulho que os seus consumidores sentem pelo contributo para um planeta mais saudável e uma economia mais sustentável [108, 117].

São exemplos de veículos puramente eléctricos os Teslas, o Nissan Leaf, o BMW i3, o Chevy Bolt, que podem distinguir-se dos automóveis convencionais por não possuírem tubo de escape nem grelha de pára choques.

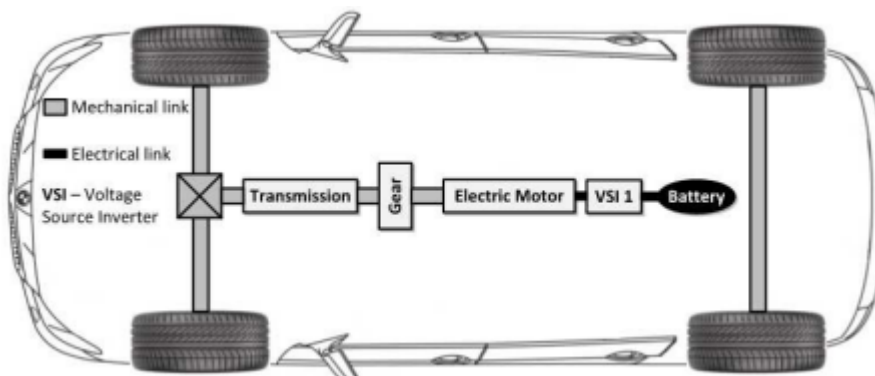
Os veículos eléctricos possuem ainda tecnologias de travagem regenerativa que permite recuperar parte da energia cinética durante a travagem, armazenando-a na bateria. Isto apresenta uma grande vantagem para estes veículos, já que permite não só aumentar o alcance do automóvel durante a viagem, como reduzir os custos de manutenção associados ao desgaste dos travões [86, 63]. Naturalmente, o potencial de energia regenerada depende do tipo de condução e do próprio automóvel [39].

De acordo com [108] um veículo eléctrico integra 3 subsistemas principais:

- Sistema de propulsão: composto pelo motor eléctrico, o *vehicle controller*, o conversor eletrónico e a transmissão;

- Sistema de bateria: composto pela bateria, pelo sistema de gestão da bateria (BMS) e a unidade de carregamento;
- Sistema auxiliar: composto pelo ar condicionado, *electronic pumps* e outros equipamentos electrónicos auxiliares.

Figure 2.1: Veículo Elétrico a Baterias [114]



2.2 Baterias

As baterias são dispositivos capazes de armazenar energia e cujo princípio de funcionamento se baseia na conversão de energia química em energia eléctrica através de reacções de oxidação-redução [83, 43].

As células das baterias são constituídas por um cátodo (elétrodo positivo), o ânodo (elétrodo negativo), os pólos, o separador e o eletrólito. Durante a descarga a corrente flui do cátodo para o ânodo através de um circuito externo e, sendo as reacções reversíveis, a bateria pode ser recarregada. Um módulo é formado por uma associação específica de células e um *pack* é composto por um grupo de módulos. Os veículos eléctricos (VE) são constituídos por alguns *packs* que se encontram normalmente colocados na parte inferior do chassis o que, devido ao seu elevado peso, permite baixar o centro de gravidade do veículo, melhorando a sua estabilidade [44, 106].

As baterias podem ser classificadas em primárias e secundárias. As primárias são também conhecidas por baterias não recarregáveis, sendo normalmente utilizadas em situações em que o seu carregamento é impossível ou pouco prático, tais como aplicações militares, serviços de combate a incêndios, *pacemakers* de pacientes cardíacos, etc. As baterias secundárias são recarregáveis, sendo as mais conhecidas e utilizadas.

2.2.1 Especificações Técnicas

As baterias são caracterizadas por um conjunto de especificações que permitem aos consumidores escolher as mais indicadas para as mais diversas necessidades.

As principais especificações técnicas são [3, 43, 44, 85, 106]:

- **Energia específica (Wh/kg)** - indica a quantidade de energia que a bateria consegue armazenar por unidade de massa. Assim, quanto mais elevado for este valor maior será a capacidade de armazenamento de energia. Juntamente com o consumo energético do veículo permite determinar o peso necessário da bateria para se atingir um dado alcance elétrico [105]. Equipamentos que requeiram elevado tempo de funcionamento a baixa carga são otimizados por uma bateria com elevada densidade de energia;
- **Densidade de potência (W/kg)** - potência que a bateria consegue fornecer em relação ao seu peso, tendo em consideração estruturas de apoio, sistema inversor, etc;
- **Capacidade (Ah)** - define o número de horas que uma bateria demora a descarregar a uma corrente constante. Uma bateria que consiga fornecer 1A de corrente durante 10 horas tem uma capacidade de 10Ah. A capacidade pode variar segundo diferentes parâmetros, tais como temperatura, idade da bateria, ...;
- **Potência específica (W)** - a potência máxima que a bateria pode fornecer em condições normais de operação. A potência específica da bateria é particularmente importante para os veículos híbridos que requerem elevadas descargas de energia num curto espaço de tempo;
- **Ciclo de vida**: número de ciclos completos de carga e descarga a que a bateria pode ser submetida antes da sua capacidade ficar reduzida a 80% da sua capacidade nominal (no caso das baterias dos veículos elétricos) [105];
- **Corrente máxima de descarga (C-rate)** - corrente máxima em que a bateria pode ser continuamente descarregada. Esta corrente de descarga é muitas vezes expressa em C-rate, taxa à qual a bateria se descarrega em relação à sua capacidade máxima. Uma taxa de 1C significa que a corrente irá descarregar totalmente a bateria em 1 hora, ou seja, para uma bateria de 100 A/h, a corrente de descarga será de 100 A. Para uma taxa de 10C, significa que a corrente será de 1000A, descarregando a bateria em 6 minutos [105];
- **Tempo de vida** - traduz o tempo de vida, em anos, que é expectável que a bateria atinja. Este é influenciado pelo estado de carga (SoC) e pela sua temperatura de operação;
- **Taxa de autodescarga** - fenómeno em que, devido a reações químicas internas, a energia armazenada na bateria diminui mesmo quando esta não se encontra em funcionamento.

As baterias dos veículos elétricos - maioritariamente de lítio - devem possuir um certo conjunto de características, nomeadamente uma boa densidade de energia, de forma a aumentar a autonomia do veículo, permitir uma elevada corrente de descarga para satisfazer os requisitos

de potência do automóvel, ter um elevado ciclo de vida, baixo custo e peso e provocar o menor impacto ambiental possível, etc [61] .

2.2.2 Baterias Secundárias

As baterias secundárias podem ter diferentes funções consoante os tipos de veículos. As mais utilizadas na indústria automóvel são as baterias de lítio (Li-ion), de Hidretos metálicos de níquel (NiMH) e as de chumbo ácido (lead acid) [3].

2.2.2.1 Baterias de Iões de Lítio (li-ion):

São muito utilizadas em veículos eléctricos (por exemplo o Nissan Leaf, BMW i3, Renault Zoe, os Teslas, etc) devido à sua elevada densidade de energia, potência específica e baixa taxa de descarregamento. Uma das características mais vantajosa das baterias de lítio é não possuírem efeito de memória, processo prejudicial em que devido a uma repetição de ciclos de carga e descarga parciais se dá uma diminuição da capacidade da bateria e consequentemente do seu tempo de vida [62, 60].

Estas baterias são constituídas por diversos materiais, como o cobalto, níquel, lítio, manganésio, ... O cobalto é um metal extremamente caro, sendo um dos principais responsáveis pelo elevado preço das baterias. Possuem um ciclo de vida de cerca de 8 a 12 anos e praticamente não requerem manutenção.

Existem, no entanto, alguns problemas relacionados com estas baterias: em primeiro lugar têm tendência para sobreaquecer, sendo que tensões elevadas as podem danificar e provocar a sua combustão, requerendo assim um sofisticado circuito de proteção, nomeadamente através da circulação de um líquido refrigerante por entre os módulos da bateria [23]. Além disso, estas baterias não devem ser sujeitas a carregamentos rápidos a baixas ou elevadas temperaturas ($10^{\circ}\text{C} < T < 45^{\circ}\text{C}$). Comparativamente às outras tecnologias de baterias possuem ainda um preço elevado, mas, como será mencionado à frente, o custo/kWh tem diminuído substancialmente nos últimos anos [100, 36].

Table 2.1: Características das baterias de lítio [3, 62, 59]

Energia específica (Wh/kg)	Potência específica (W/kg)	Taxa de descarregamento	Ciclo de vida	Tensão por célula (V)
100 - 300	150 - 315	1,5 - 2 %/mês	500-2000	3,5

Existem diversas tecnologias de baterias de lítio, nomeadamente de lítio óxido de cobalto (LiCoO_2), lítio ferro fosfato (LiFePO_4), lítio óxido de manganês (LiMn_2O_4), etc [63], estando

muitas mais tecnologias destas baterias em análise e investigação. Por exemplo, em [37] são estudadas as potencialidades de diversas tecnologias de baterias emergentes alternativas, nomeadamente as de Li-air e Li-S (lítio-enxofre) para diferentes categorias de veículos e diferentes necessidades dos consumidores, tais como veículos de alto uso, veículos com elevada autonomia e veículos de baixo custo.

2.2.2.2 Baterias de chumbo ácido (lead-acid)

A sua baixa densidade de energia, potência específica, eficácia energética e o seu elevado peso e volume torna-as obsoletas para alimentar um veículo puramente elétrico. Têm no entanto um custo reduzido, uma elevada segurança, baixa taxa de descarregamento, boa durabilidade e sem efeito de memória, o que as torna a principal escolha para as necessidades energéticas dos automóveis convencionais [62, 43].

De acordo com [37] estas baterias podem ser utilizadas nos sistemas de travagem regenerativa e para auxílio do motor em automóveis híbridos, podendo tornar-se uma alternativa viável para sistemas de baixo custo que utilizem duas fontes de energia.

O chumbo é um material tóxico, pelo que estas baterias não podem ser depositadas em aterros sanitários; no entanto, atualmente cerca de 99% das baterias de chumbo-ácido são recicladas, tornando-as uma tecnologia com reduzidos riscos ambientais. [100, 36].

Table 2.2: Características das baterias de chumbo-ácido [3, 62, 59, 60]

Energia específica (Wh/kg)	Potência específica (W/kg)	Eficiência energética (%)	Ciclo de vida	Tensão por célula (V)
25 - 50	25 - 250	63 - 90	100 - 500	2

2.2.2.3 Hidretos Metálicos de Níquel (NiMH)

Estas baterias vieram substituir as de níquel-cádmio (NiCd) devido à sua mais elevada densidade de energia (cerca de 40%) e porque não provocam os perigosos efeitos tóxicos do cádmio. Até há pouco tempo estas baterias eram bastante utilizadas nos sistemas de travagem regenerativa e nos sistemas de armazenamento de veículos híbridos [63].

Têm, no entanto, vindo a ser substituídas por causa da sua menor densidade de energia e devido à redução dos custos das baterias de iões de lítio, o que as torna agora uma alternativa mais dispendiosa [63]. Contudo, a elevada segurança desta tecnologia permite colocá-las em zonas mais expostas a impactos num automóvel, como a dianteira, o que seria demasiado perigoso no caso das baterias de iões de lítio [37]; poderão assim vir a ser uma alternativa para sistemas automóveis que utilizem duas baterias [36]. Para o sistema de arrefecimento destas baterias é normalmente utilizado o ar, não requerendo circulação de líquidos refrigerantes.

Estas baterias têm no entanto uma elevada taxa de auto descarga e quando carregadas com uma corrente elevada o hidrogénio pode provocar a ruptura das células [43].

Table 2.3: Características das baterias de hidretos de níquel [3, 100, 59, 60]

Energia específica (Wh/kg)	Potência específica (W/kg)	Ciclo de vida	Tensão por célula (V)
60 - 120	220	300 - 500	1,2

Apesar dos grandes avanços no desenvolvimento de tecnologias de baterias existem ainda muitos aspetos a melhorar, nomeadamente os relativos ao custo, tempo de carregamento, baixa densidade de energia, segurança e ao curto período de vida destas baterias, o que obriga à sua substituição ao fim de 8 - 10 anos [61].

2.2.3 Reciclagem das Baterias

As baterias de iões de lítio são as mais utilizadas em dispositivos eletrónicos portáteis [32], mas constituem uma grande ameaça ambiental devido às elevadas percentagens de metais pesados perigosos que possuem. A reciclagem destas baterias evitaria danos maiores para o ambiente e para a saúde humana, sendo ainda uma forma de recuperar materiais valiosos como Co, Ni, Li, Mn, etc [99].

Em [32] foi realizada uma análise do ciclo de vida de diferentes métodos de reciclagem, de forma a avaliar os impactos ambientais associados a estes processos. Em [32, 119] são caracterizados diversos processos de reciclagem de baterias, sendo também avaliados os benefícios e as desvantagens de cada um destes processos em termos de aquecimento global, toxicidade humana e contaminação dos solos.

Os principais processos de reciclagem são:

- **processos mecânicos:** consistem no desmantelamento e separação dos diferentes componentes. Trata-se de um processo que requer pouca energia mas que não permite a separação individual dos materiais do cátodo;
- **pirometalúrgicos:** processos que utilizam altas temperaturas para recuperar materiais. São de fácil implementação mas dispendiosos devido ao elevado consumo de energia, envolvendo ainda a emissão de gases perigosos;
- **hidrometalúrgicos:** utilizam ácidos ou bases para purificar e extrair materiais como níquel, cobalto e lítio. Trata-se de um processo que requer pouca energia mas implica um elevado consumo de químicos perigosos.

Atualmente é possível a combinação de processos para se atingirem melhores resultados. Por exemplo, a empresa Deussenfeld, sediada na Alemanha, utiliza diversos processos para reciclar os vários componentes das baterias (tais como o plástico e metais das camadas exteriores, o eletrólito líquido, alumínio, cobre e materiais valiosos, como a grafite manganésio, cobalto, níquel e lítio). Assim, aproximadamente 96% dos materiais dos módulos são reciclados, permitindo uma redução da pegada ecológica das baterias de íões de lítio em aproximadamente 40%.

Devido às necessidades específicas de ciclos de carga e descarga muito rápidos, atualmente as baterias dos VE têm uma autonomia de aproximadamente 160.000 km. No entanto, uma bateria usada de um VE ainda é capaz de garantir uma carga de 70-80%, podendo assim ser reutilizada em diversos sistemas elétricos, o que permite aumentar o tempo de vida da bateria em cerca de 7 - 10 anos. Por exemplo, a empresa portuguesa Inframoura utiliza baterias usadas de VE para armazenar energia da sua central solar fotovoltaica de forma a torná-la mais fiável e estável [19].

2.3 Sistema de Gestão da Bateria (BMS)

O sistema de gestão da bateria (BMS) do veículo é um dispositivo eletrónico que possui um papel fulcral na maximização da performance da bateria e na otimização das condições de operação do automóvel [112].

O BMS é responsável por gerir e controlar as informações da bateria, tais como o estado de carga (State of Charge - SoC) e o estado de saúde (State of Health – SoH). O primeiro indica a capacidade atual da bateria expressa em percentagem da capacidade nominal, sendo afetado pelas condições de operação, nomeadamente a corrente na carga e a temperatura; o segundo traduz o estado de saúde da bateria através de 3 indicadores principais: a capacidade da bateria armazenar energia, a resistência interna, que traduz a capacidade da bateria fornecer a corrente desejada, e a taxa de auto-descarga [3, 85].

Desta forma o BMS permite otimizar os processos de carga e descarga, tendo capacidade de desconectar a bateria do motor ou do carregador se o limite técnico de algum dos parâmetros como tensão, corrente e potência for ultrapassado. O BMS garante ainda que cada célula de bateria é mantida em condições de operação seguras e viáveis de forma a prolongar ao máximo o ciclo de vida da bateria do veículo [112].

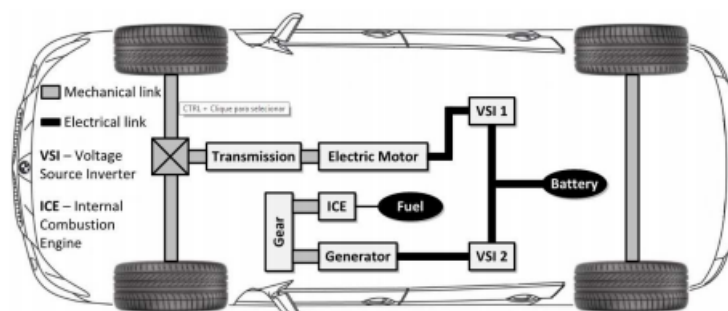
A Profundidade de Descarga (DoD) traduz a fração da energia armazenada que pode ser descarregada sem provocar danos à bateria. Caso o fabricante defina uma profundidade de descarga de 80%, isto significa que só se deve utilizar 80% da capacidade nominal da bateria, senão pode resultar numa diminuição do número de ciclos de vida da mesma [106].

2.4 Veículos Eléctricos Híbridos (VEH)

Os VEH possuem um motor de combustão interna (ICE) e um ou mais motores eléctricos. Estes automóveis podem ser classificados, de acordo com o seu modo de funcionamento, em híbridos série, híbridos em paralelo e híbridos série/paralelo. São exemplos de VEH o Toyota Camry hybrid, o Honda Civic hybrid, etc.

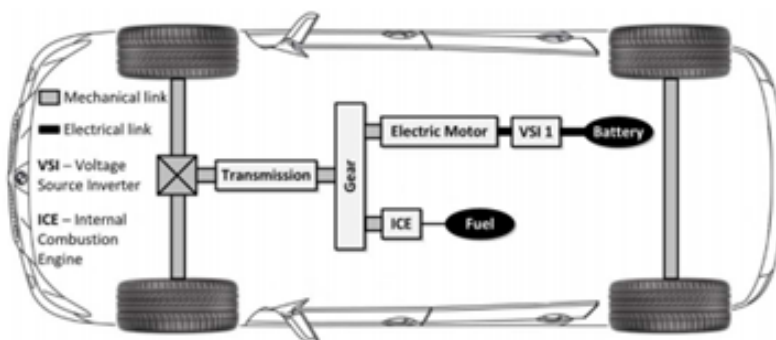
Nos **Híbridos em série** o motor eléctrico alimentado pela bateria é responsável pela movimentação do veículo. Quando o nível de carga da bateria está baixo o ICE é utilizado para acionar um gerador que gera electricidade para satisfazer as necessidades do motor eléctrico [68].

Figure 2.2: VEH serie [114]



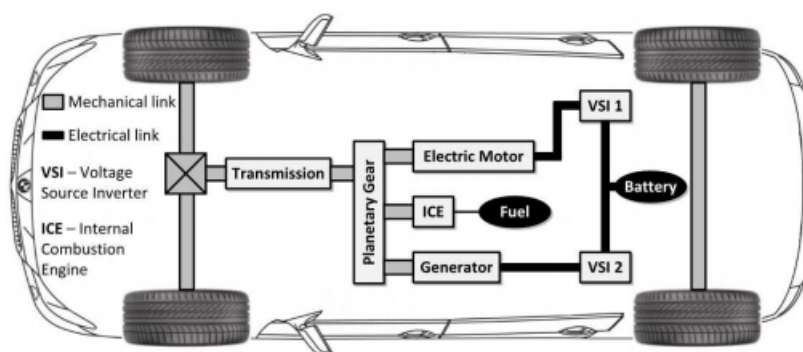
No caso dos **Híbridos em paralelo**, quer o motor eléctrico como o ICE podem fornecer energia para a deslocação do veículo, seja de forma isolada como em conjunto, graças a um sistema de embraiagem controlado automaticamente. Esta configuração, usada por exemplo pelo Honda Accord e pelo Civic, tem a vantagem da simplicidade e do baixo custo inicial. [77, 61].

Figure 2.3: VEH paralelo [114]



Os **Híbridos série/paralelo** tentam tirar vantagens dos dois modos. Utilizam um conjunto de engrenagens de forma a permitir que o fluxo de energia se dê em série ou em paralelo. A autonomia destes veículos depende das dimensões da bateria e da configuração mecânica (série ou paralelo). Este sistema é mais flexível, permitindo ajustar o funcionamento do ICE e do motor elétrico conforme as circunstâncias [77].

Figure 2.4: VEH serie-paralelo [114]



Existem ainda os veículos elétricos híbridos *Plug-in* (VEHP), que admitem carregamento externo através da rede elétrica e cuja bateria possui uma maior capacidade relativamente aos VEH, permitindo uma maior autonomia elétrica do veículo. Nestes automóveis os motores podem atuar em simultâneo, mas também há a possibilidade do veículo funcionar em modo totalmente elétrico. São exemplos o BMW i8, o Toyota Prius, o Fiat 500e, etc [78].

2.5 Veículos Elétricos a Células de Combustível (FCEV)

Os veículos a células de combustível possuem diversos componentes em comum com os VE, tais como motor elétrico, sistemas de controlo, inversores, etc [108]. No entanto, utilizam hidrogénio como fonte de energia para produzir eletricidade durante a condução através de células de combustível.

Estes FCEVs não produzem emissões de escape e podem ser abastecidos tão rapidamente quanto um veículo com motor convencional [113], sendo que o hidrogénio pode ser obtido de uma forma ecologicamente eficiente (nomeadamente através de fontes renováveis, de energia nuclear, etc) [69].

O automóvel a células de combustível mais vendido - o Toyota Mirai - possui uma autonomia de aproximadamente 500 km e demora cerca de 5 minutos a abastecer os seus 2 tanques de hidrogénio, sem emissões de substâncias nocivas durante a condução [22].

Os FCEVs, tal como os BEVs têm custos de aquisição superiores aos veículos convencionais, o que se deve sobretudo à sua fonte de alimentação eletroquímica, já que o tanque de armazenamento de hidrogénio e o sistema das células de combustível requerem componentes muito dispendiosos, como a platina, fibra de carbono, humidificadores, permutadores de calor, etc., ainda que o preço destes componentes tenda a diminuir à medida que aumentam os volumes de produção [37]. No entanto, uma vez que as células de combustível não têm componentes móveis ou formatos irregulares são sistemas bastante fidedignos e com custos de manutenção reduzidos [108].

Há porém alguns problemas relativos à produção, transporte e armazenamento do hidrogénio [108] e à falta de infraestrutura para o seu abastecimento [121]; de acordo com dados da IEA, no final de 2018 existiam apenas 376 estações de abastecimento de hidrogénio, maioritariamente no Japão (100), na Alemanha (43) e nos Estados Unidos (38).

Em [108] o autor explica o princípio de funcionamento de uma célula de combustível.

Em [72] é descrita a procura mundial de hidrogénio, as suas principais utilizações e o nível de emissões resultantes desta produção.

Em [13, 120] é explicado o método de produção de hidrogénio através do *Steam Methane Reforming (SMR)* (que representa a esmagadora maioria da produção de hidrogénio) e através da Eletrólise da Água, sendo descritas as reações químicas que ocorrem e os eventuais benefícios em termos da redução do nível de emissões de veículos que utilizam hidrogénio obtido através destas tecnologias e estabelecida uma comparação com os automóveis convencionais. Em [28] é ainda descrito o nível de emissões resultantes daquele método (SMR), utilizando ou não técnicas de captura e armazenamento de carbono (CCS).

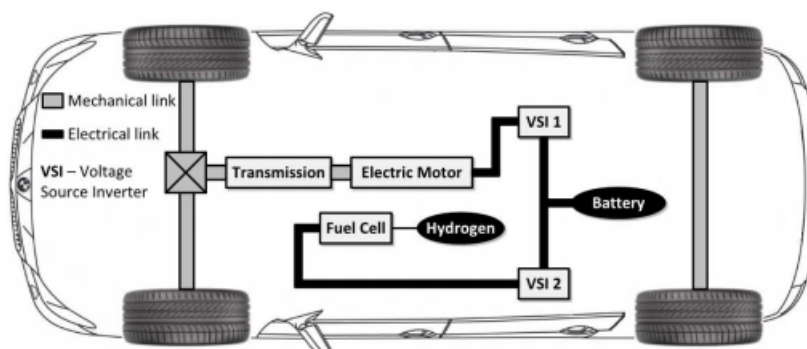
Em [82] são caracterizados e diferenciados outros processos de produção de hidrogénio através da eletrólise, nomeadamente a *Alkaline Water Electrolysis* e a *PEM Electrolysis*. Em [132] é analisado o potencial de produção de hidrogénio através de eletrólise com recurso ao excedente de energia renovável e [125] estudado o potencial energético, bem como perdas e eficiências de diversas técnicas de realização de eletrólise da água.

Em [70] é estudado e analisado o potencial da eólica *off shore* como fornecedor de energia para a realização da eletrólise e em [72] são definidos os custos de produção de hidrogénio a partir das diferentes fontes de energia, sendo a mais económica a do gás natural.

Em [133, 101, 90] são caracterizados os métodos de armazenamento de hidrogénio a alta pressão através de cilindros ou de tanques criogénicos, sendo avaliadas as vantagens e desvantagens de cada um.

Em [110] são descritas ainda as técnicas de transporte de hidrogénio e em [71]) são mencionados diversos projectos, nomeadamente o GRHYD, em que é explorada a utilização das condutas de gás natural para realizar esse transporte.

Figure 2.5: FCEV [114]



2.6 Comparação entre VE e FCEVs

Tal como foi mencionado acima, tanto os veículos elétricos a baterias como os a células de combustível têm um enorme potencial para reduzir o nível de emissões no setor dos transportes, graças aos seus motores elétricos que não emitem gases poluentes e ao facto de tanto a eletricidade das baterias como o hidrogénio das células de combustível poderem ser obtidos através de fontes de energia renováveis.

Existe no entanto uma diferença muito importante entre os dois sistemas: relativamente aos veículos a baterias, a única forma de aumentar a sua autonomia é através da adição de mais módulos, o que implica um aumento de componentes e, portanto, um acréscimo do peso, o que se traduz num maior custo, tal como é demonstrado em [37]; para os veículos a células de combustível este problema não existe, podendo aumentar-se a autonomia do veículo com maior quantidade, tamanho ou pressão das botijas de hidrogénio, mais leves e menos dispendiosas em termos energéticos que os módulos das baterias de iões de lítio (kWh) [37].

No caso dos pesados de mercadorias este problema é particularmente importante, já que estes veículos requerem um pesado sistema de baterias e necessitam de elevada autonomia, o que se traduz em peso acrescido. Ora, isto provoca uma forte redução da carga útil total que podem transportar [37], uma vez que grande parte dos países têm restrições quanto ao peso máximo destes veículos.

Os FCEVs constituem assim uma boa opção para veículos pesados (como camiões e máquinas industriais), para consumidores que necessitam de uma elevada autonomia e para quem não tenha um local próprio para carregar o seu automóvel em casa [121].

Num estudo realizado por [76] foi elaborada uma comparação sobre as emissões para um ciclo de vida completo entre diversas categorias de camiões médios e pesados a células de combustível e a motores a diesel. Concluiu-se que para um ciclo de vida completo, os veículos a células de combustível emitem significativamente menos GEE (entre 20-45%), observando-se uma redução de 49-77% das emissões de CO, de 62-83% de óxidos de nitrogénio (NOx), entre outros. Mas

relativamente aos óxidos de enxofre (SO_x), os FCEV provocam uma maior emissão destes gases devido sobretudo ao uso de eletricidade para a compressão/liquefação do hidrogénio.

É de notar que diferentes fontes de produção de eletricidade provocam diferentes níveis de emissões, sendo atingido o máximo potencial na redução das emissões quando a eletricidade é obtida através de fontes renováveis.

Poderá então prever-se que as tecnologias de baterias e células de combustível não serão necessariamente concorrentes mas sim complementares, cada uma adequando-se às necessidades dos diversos consumidores e às características dos diferentes veículos [121].

2.7 Requisitos de Segurança de Veículos eléctricos

Os requisitos de segurança para veículos eléctricos a baterias, a células de combustível e híbridos são definidos pela norma ISO 6469 e encontram-se divididos em diversas secções: a norma ISO 6469-1 define as especificações de segurança para o sistema de armazenamento de energia, nomeadamente quanto à emissão de gases perigosos; a norma ISO 6469-2 estipula as condições de segurança operacional dos veículos; na norma ISO 6469-3 são definidas as condições de segurança eléctrica dos mesmos; por fim, na norma ISO 6469-4 estabelecem-se as condições de segurança após a ocorrência de um acidente [15].

2.8 Carregamento Externo de Veículos Eléctricos

Relativamente aos veículos eléctricos encontram-se definidas 3 técnicas/tecnologias de carregamento [85].

2.8.1 Carregamento por Condução

O veículo é carregado através de um cabo que se encontra conectado à rede eléctrica. Este método é eficiente, existindo ainda a possibilidade de haver um fluxo de potências bidirecional permitindo o uso de algumas tecnologias de rede, nomeadamente o *Vehicle-to-grid* (V2G) [95], sendo que a recarga dos VE pode ser realizada através de carregamentos AC ou DC [93].

As 3 principais categorias/características que distinguem os diferentes carregamentos por condução são [119, 29]:

- **Nível:** a gama de potência de saída do carregador, definida pela norma americana SAE J1772;

- **Tipo:** a tomada e o conector utilizados para carregar;
- **Modo:** o protocolo de comunicação entre o veículo e o carregador, definido pela norma internacional IEC 61851-1.

Estas normas estão em constante evolução. A versão mais recente da norma SAE J1772 2017 admite o carregamento em corrente contínua para potências até 400 kW [29].

2.8.1.1 Carregamentos AC

Estes carregadores utilizam corrente AC para alimentar uma bateria que armazena energia DC. Logo é necessário que os veículos elétricos possuam um dispositivo designado *On-Board Charger (OBC)*, que estabelece uma conexão AC monofásica ou trifásica com o carregador e a converte para DC.

Segundo [93, 42] existem os seguintes sistemas de carregamento AC definidos pela norma IEC 62196 *Plugs, socket-outlets, vehicle couplers and vehicle inlets - conductive charging of electric vehicles*, que apresenta detalhes técnicos padrão relativamente a fichas e tomadas para o carregamento de VE através de uma ligação AC ou DC, a nível internacional (Estados Unidos, Europa, etc), sendo que o Japão e a China possuem os seus standards próprios:

- *Yazaki* - IEC 62196 Type 1, baseado na norma SAE J1772-2009: trata-se de um conector monofásico utilizado sobretudo nos Estados Unidos e no Japão;
- *Mennekes* - IEC 62196 Type 2 ou VDE-AR-E 2623-2-2: sistemas monofásicos ou trifásicos utilizados na Europa (ou sistemas monofásicos utilizados na China);
- O sistema GB/T utilizado na China.

Figure 2.6: Tomadas utilizadas para os carregamentos AC [1]

Current type	Region			
	Japan	America	Europe, rest of world	China
AC				
Plug name:	J1772 (or Type 1)	J1772 (or Type 1)	Mennekes (or Type 2)	GB/T

Apesar da padronização normativa a empresa Tesla desenvolveu o seu próprio conector duplo que permite a transferência de corrente AC ou DC, admitindo uma potência máxima de 120 kW [29].

Figure 2.7: Carregador da marca Tesla [21]



De acordo com SAE J1772 existem 2 níveis de carregadores que utilizam corrente AC. O nível 1 monofásico (120V) admite valores de corrente até 16A, o que se traduz numa potência até 1,92 kW, enquanto que o nível 2 monofásico (240V) admite corrente de 32A (80A nos Estados Unidos), permitindo uma potência de carregamento até 19,2 kW [130, 96].

Através do sistema Mennekes europeu são definidos dois níveis de carregamento AC: o nível 1 monofásico com um valor de tensão de 230V e corrente $< 32A$, o que permite carregar com uma potência de até 7,4 kW; e o nível 2, que admite potências de carregamento até 43kW para correntes máximas de 63A, graças a uma ligação trifásica de 400V. Estes conectores possuem 7 pinos: 3 fases (L1, L2 e L3), o neutro (N), a terra (E), pin de controlo (CP) e pin de proximidade (PP) [55, 94].

O pin de controlo permite estabelecer a comunicação entre o VE e o carregador para os modos de carregamento 2 e 3 (descritos em baixo), através de modulação de largura de impulso (MLI). Este pin permite regular a potência pedida pelo VE ao carregador, verificar a continuidade da terra de proteção e verificar se a ligação foi estabelecida corretamente. O pin de proximidade permite detetar a presença do veículo e determinar a corrente máxima admissível no cabo [107, 111].

No entanto, devido a restrições de espaço, peso e custo, os OBC estão normalmente limitados para potências de aproximadamente 22 kW (trifásico, 400V, 32A) [94].

A norma IEC-61851 define os modos de carregamento existentes, bem como especificações técnicas relativamente aos níveis máximos de tensão, corrente e potência [55].

A norma IEC-61851-1 define 3 Modos de carregamento AC. No **Modo 1**, a conexão entre o VE e a rede elétrica é realizada através de uma tomada normalizada (tipo Schuko ou industriais da norma IEC 60309), sendo o circuito de alimentação constituído pelos condutores de fase, neutro e proteção. Este modo é muito simples, mas apresenta algumas limitações, como uma corrente

máxima de 16 A e uma tensão estipulada inferior a 250V em circuitos monofásicos e 480V em trifásicos, o que se traduz em longos períodos de carregamento. Trata-se também de um modo de carregamento pouco seguro devido à falta de monitorização entre o veículo e a rede [42, 41].

Figure 2.8: Carregamento Modo 1 [5]



No **Modo 2** o carregamento também é realizado através de tomadas domésticas ou industriais, tal como o Modo 1, permitindo um carregamento monofásico (250 V) ou trifásico (480 V) para uma corrente estipulada máxima de 32A [111]. Existe no entanto um bloco de controle embutido no cabo (*In Cable Control Box*) capaz de definir a corrente de carregamento e monitorizar a temperatura, que tem também funções de proteção, garantindo que só existe um fluxo de corrente quando o cabo estiver efetivamente ligado ao VE, sendo ainda capaz de cortar a alimentação caso seja detetada alguma fuga à terra e prevenir choques elétricos através de um dispositivo diferencial (DR) localizado no bloco de controlo [38, 93, 41].

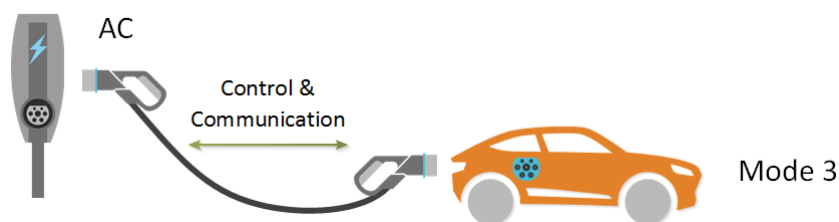
Figure 2.9: Carregamento Modo 2 [5]



No **Modo 3** o VE liga-se à rede elétrica monofásica ou trifásica através de um sistema de carregamento denominado *Electric Vehicle Supply Equipment* (EVSE), que tem funções de proteção e controlo integradas, sendo assim o modo preferencial para estações de carregamento públicas e carregamento residencial de elevada potência [38, 29]. Este modo de carregamento depende da capacidade de carga do OBC do VE, admitindo no entanto correntes de carga elevadas até 63A, o que permite carregamentos rápidos com uma potência até 44 kW [42, 111].

Contudo, o carregamento de veículos elétricos em corrente alternada (AC) envolve elevadas perdas energéticas, nomeadamente porque a eficiência do conversor de bordo (*on board converter*) é de apenas 85%. Esta reduzida eficiência traduz-se em custos adicionais para os consumidores [65].

Figure 2.10: Carregamento Modo 3 [5]



2.8.1.2 Carregamentos DC

A capacidade limitada dos *On-Board Chargers* levou ao desenvolvimento de carregadores DC rápidos, com potências entre os 50 kW (rápido) e mais recentemente 350 kW (super-rápido). Estes carregadores super-rápidos conseguem providenciar uma autonomia de 320 km em apenas 10 minutos, enquanto que um carregador de 50 kW demora cerca de 1 hora a providenciar a mesma autonomia. Sublinhe-se que a vida útil da bateria é maximizada para padrões de recarga específicos, podendo esta ser reduzida devido a taxas de carregamento mais rápidas [115].

O carregamento DC corresponde ao Modo 4 e graças a um *Off Board Charger* carregador externo (*Off Board Charger*) no EVSE é possível fornecer corrente contínua (DC) diretamente à bateria do VE. Estes *Off Board Chargers* permitem uma potência de carregamento até 350 kW, com uma corrente máxima de 400A. Neste modo de carregamento é utilizado um pino próprio que permite ao VE comunicar com o posto de carregamento para iniciar, parar ou regular a carga [94, 38].

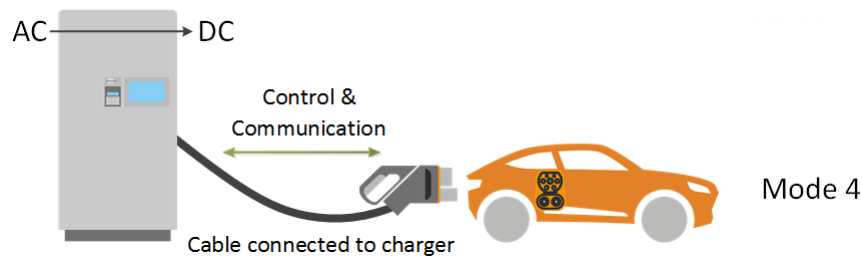
Este modo de carregamento permite uma redução drástica do tempo de carregamento e das perdas provocadas pela conversão de energia [65].

No **Modo de carregamento 4** os valores de potência transferida são muito elevados (sendo apenas limitados pela instalação e pelo sistema de gestão da bateria do automóvel), o que obriga a elevados requisitos de segurança [111, 55].

As estações de carga devem possuir um interruptor, em caso de falhas à terra (GFI), e dispositivos de proteção contra correntes elevadas AC e DC [42], sendo que apenas é estabelecida a ligação energética quando o automóvel comunicar com o carregador. Como este modo requer eletrónica de potências e sistemas de controlo inteligentes, trata-se de um sistema de elevado custo e complexidade [38]. É no entanto um método bastante seguro e permite carregamentos muito rápidos.

Refira-se ainda que a utilização frequente deste modo de carregamento poderá conduzir à redução da vida útil da bateria, devido ao calor provocado pelas elevadas correntes durante o carregamento [29].

Figure 2.11: Carregamento Modo 4 [5]



Comercialmente estão disponíveis 5 sistemas de carregamento DC rápido: CHAdeMO (utilizado globalmente), *CCS/Combo Type 1* (EUA), *CCS Type 2* (União Europeia), GB/T (China) e os supercarregadores da Tesla (usados globalmente). A potência máxima disponibilizada pelo carregador depende da tensão máxima (V) e da corrente máxima (A). O modo de carregamento rápido mais utilizado é o de 50kW, que utiliza uma corrente de 125A e uma tensão de 400V. Os carregadores super-rápidos de 150 kW utilizam o mesmo valor de tensão, mas uma corrente de 375 A. No entanto, os *standards* de potência máxima admissível têm vindo a aumentar de forma a permitirem um carregamento mais rápido das baterias [115, 96].

Figure 2.12: Tomadas utilizadas para o carregamento DC [1]

Current type	Region			
	Japan	America	Europe, rest of world	China
Plug name:	J1772 (or Type 1)	J1772 (or Type 1)	Mennekes (or Type 2)	GB/T
DC				
Plug name:	CHAdeMO	CCS1	CCS2	GB/T

Estes sistemas utilizam 3 condutores (pinos): (DC+), (DC-) e terra (E), diferindo no entanto nos protocolos de comunicação e controlo utilizados. Por exemplo, o CHAdeMo utiliza *CAN bus communication*, usando um total de 7 pinos para controlo e comunicação, enquanto que o CCS utiliza comunicação *Power Line Carrier* (PLC) e 2 condutores de comunicação [93].

O sistema de carregamento da Tesla utiliza os mesmos 2 condutores (pinos), permitindo que

o veículo carregue através do carregador próprio da Tesla (AC ou supercarregador) ou através de um adaptador do carregador *type 1* SAE J1772 ou do CHAdeMO.

No anexo I dos Procedimentos para certificação/inspeção de pontos de carregamento de veículos elétricos (PCVE) ligados à rede da mobilidade elétrica, definidos pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), encontram-se estipuladas as características da aparelhagem de proteção, comando e seccionamento com que a estação de carregamento deve ser equipada, nomeadamente [26]:

- Dispositivos Diferenciais (DR), do tipo A, para proteção contra contactos indiretos, (com uma corrente nominal inferior a 30mA);
- Dispositivos de corte e seccionamento, no quadro de entrada do posto de carregamento;
- Dispositivos de corte de emergência nos equipamentos com potências superiores a 22 kVA.

Em [29] encontram-se definidas as normas referentes aos EVSE para os diferentes territórios de vigências, nomeadamente os requisitos gerais, as normas para as estações de carregamento DC, os protocolos de comunicação, etc.

2.8.1.3 Recomendações de carregamento de veículos elétricos

Há um conjunto de recomendações a ter em conta de forma a maximizar o tempo de vida útil do automóvel e da bateria.

Em primeiro lugar não se deve deixar a bateria descarregar totalmente até se proceder ao carregamento. Como se sabe, $Potência = Tensão * Corrente$ ($P = U * I$); logo, para uma bateria quase descarregada (que se encontra com um valor de tensão baixo) vai ser necessária uma corrente maior para se atingir o mesmo valor de potência. Uma corrente mais elevada provoca um aumento da temperatura das células da bateria, o que resulta num envelhecimento prematuro da mesma, reduzindo-se a sua vida útil. Como as baterias de lítio não possuem efeito de memória, não há problema em serem recarregadas quando se encontram apenas parcialmente descarregadas [64].

Nos climas quentes deve evitar-se carregar a bateria até 100%, uma vez que os últimos 15 - 20% de carga resultam em maior calor no interior das células da bateria, o que provoca um envelhecimento das mesmas sobretudo em veículos que não possuam bons sistemas de arrefecimento das baterias (nomeadamente os Leafs e i-MiEVs, que utilizam um sistema de refrigeração através do ar). Deverão igualmente ser evitadas grandes acelerações, sobretudo em automóveis com maus sistemas de arrefecimento, já que estas envolvem elevadas correntes que provocam o envelhecimento prematuro das baterias. Será igualmente útil evitar o uso intensivo de carregadores rápidos (especialmente em carros com maus sistemas de refrigeração), pois este tipo de carregamento resulta num aumento da temperatura das baterias [2, 64].

Nos climas frios recarregar baterias de íons de lítio a baixas temperaturas é menos eficiente, exigindo um maior esforço às baterias, donde resulta o seu precoce envelhecimento [64].

2.8.2 Estações de Substituição de Baterias

Esta é a solução mais rápida para o carregamento de VE pois, em vez de ter de se esperar que a bateria carregue, esta é diretamente removida do veículo e substituída por uma totalmente carregada [85].

Existem todavia diversos entraves à adoção desta técnica: desde logo estas estações requerem uma grande e dispendiosa infraestrutura para se proceder à substituição dos módulos e para armazenar e monitorizar um elevado número de baterias, uma vez que existem inúmeras baterias de diferentes veículos que não são compatíveis entre si; refira-se ainda que a maioria dos modelos de BEVs lançados recentemente não possui uma bateria comutável [85]; finalmente, para se proceder à substituição das baterias tem de se abrir um contacto elétrico de elevada tensão com o carro, o que pode provocar descargas e a respetiva degradação dos contactos [129].

O EASYBAT é um projeto aprovado pela comissão europeia que irá facilitar a comercialização de VE com baterias comutáveis. A empresa Better Place desenvolveu uma estação de substituição de baterias que publicita que este procedimento é mais rápido do que parar para abastecer gasolina [85].

2.8.3 Carregadores de Indução

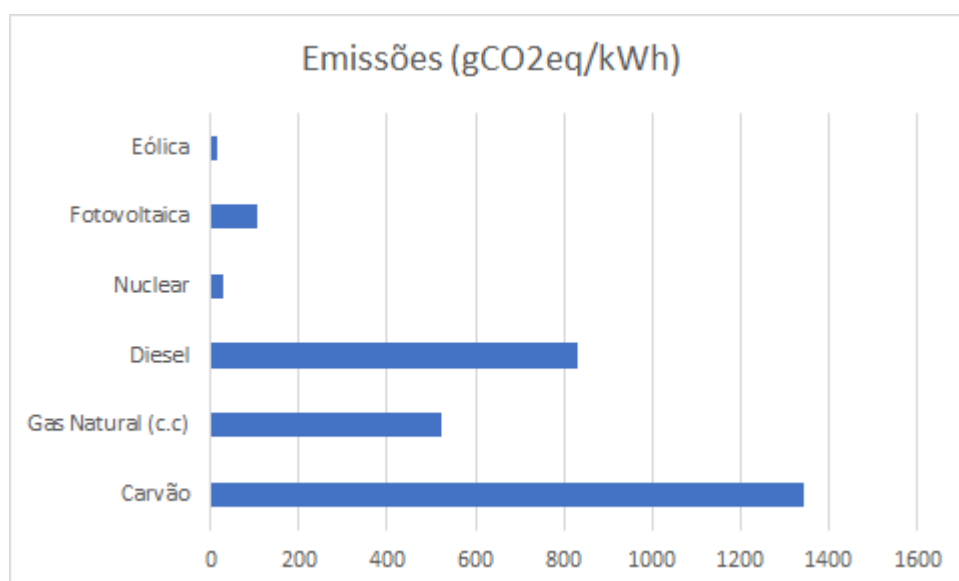
Estes sistemas utilizam indução magnética entre transformadores especiais para transmitir energia [123]. Este conceito assume que a infraestrutura seria invisível (uma vez que estaria colocada debaixo da terra, sendo uma solução mais elegante por não existirem cabos dispersos) e os seus utilizadores teriam de parar em parques especiais para carregar o seu veículo. No entanto a eficiência destes sistemas é inferior comparativamente ao carregamento por condução, já que depende muito da posição do carro e da distância entre o emissor e a bateria [75]. Os veículos teriam ainda de ter uma configuração especial para serem capazes de usufruir de carregamentos por indução, o que não tem acontecido com os principais fabricantes de VE. [85].

2.9 Análise Ambiental dos Veículos Eléctricos

Numa primeira fase é necessário compreender que a eficiência ambiental destes veículos eléctricos depende sobretudo da forma como é obtida a energia eléctrica que alimenta as suas baterias, sendo que quanto maior for a contribuição das fontes renováveis para a geração de eletricidade maiores serão os benefícios da implementação de VE na redução do nível de emissões [104, 98]. É também pertinente sublinhar que as diferentes fontes de produção de energia envolvem emissões de GEE muito diferentes.

O seguinte gráfico, adaptado de [49], ilustra de forma elucidativa a relação entre as fontes de produção de energia e o seu respetivo nível de emissões de GEE:

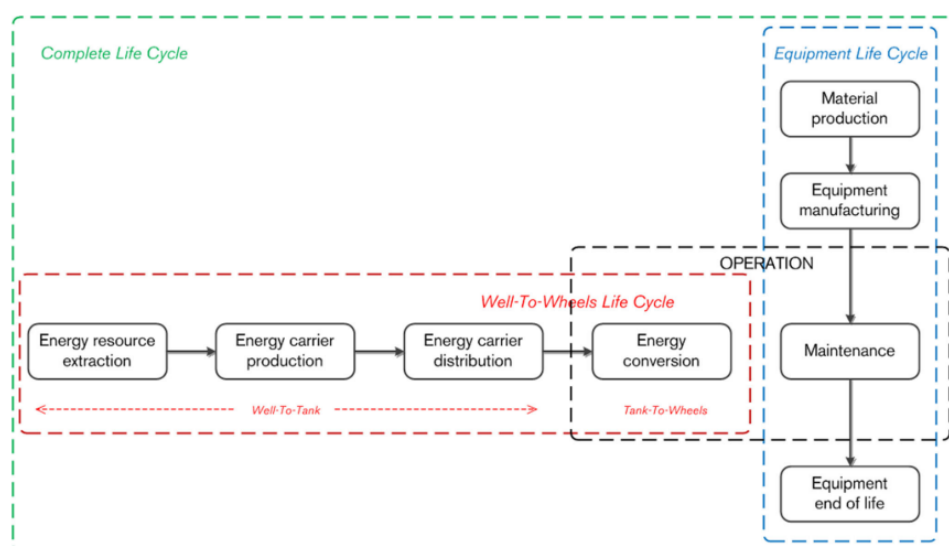
Figure 2.13: Emissões de GEE por Fonte



Para se proceder a uma avaliação do nível de GEE emitidos durante um ciclo de vida completo de um veículo é necessário ter em consideração diversos fatores, entre os quais a produção, manutenção e reciclagem dos diferentes componentes do veículo (ciclo de vida dos equipamentos). É também necessário ter em consideração as emissões resultantes da extração, produção, distribuição e conversão das diversas fontes de energia que alimentam os diferentes tipos de veículos.

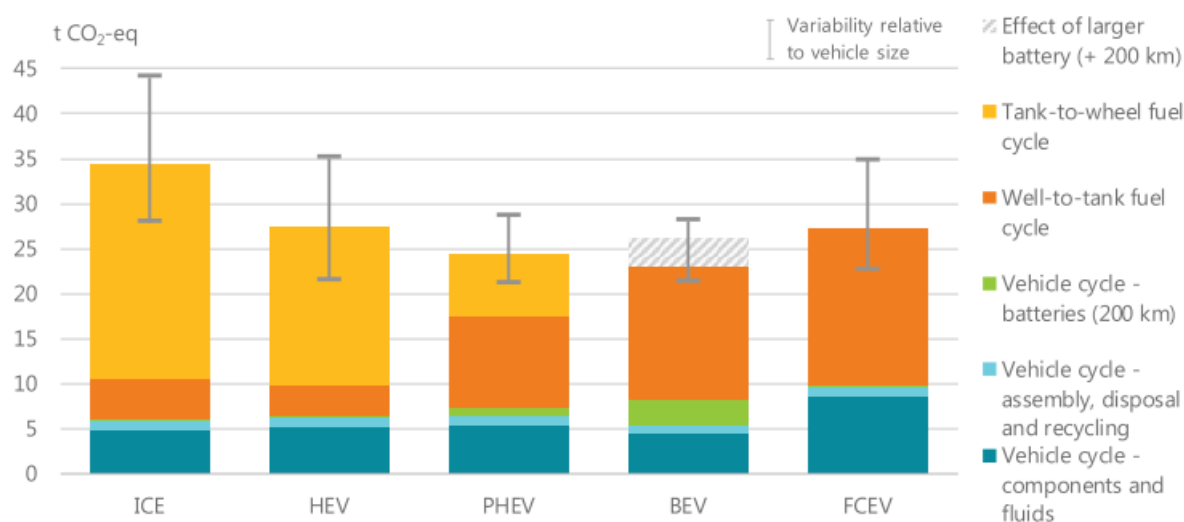
As emissões do ciclo de vida completo do veículo são então divididas em TTW (*Tank-to-Wheel*), WTT (*Well-to-tank*) e em ciclo de vida do equipamento (*equipment life cycle*) [98, 122].

Figure 2.14: Ciclo de vida completo para as emissões de um veículo [98]



Em [119] procedeu-se a uma análise do nível de emissões de diferentes categorias de veículos para um ciclo de vida completo dos mesmos:

Figure 2.15: Emissões para o ciclo de vida completo de diferentes tipos de veículos



O BEV refere-se a um automóvel puramente elétrico com uma autonomia de 200 km, sendo que a zona a sombreado representa uma autonomia extra de 200 km. Assume-se que a mistura energética (*energy mix*) da eletricidade que alimenta as baterias dos PHEVs e dos BEVs é igual à média global de $518\ gCO_2/kWh$. Assume-se também que o hidrogénio que alimenta os FCEVs

é totalmente produzido através de *methane steam reforming* e que o automóvel com ICE faz um consumo de gasolina de 6,8 l/100km [119].

Para os BEVs e FCEVs, o wheel-to-well é responsável por 56-64% do nível de emissões para um ciclo de vida completo do veículo. Existe assim um grande potencial de redução das emissões a nível da extração, distribuição e utilização da energia que alimenta estes automóveis. Tal pode ser atingido através de um aumento da eficiência dos veículos e da redução das emissões de CO_2 na produção de eletricidade e hidrogénio [119].

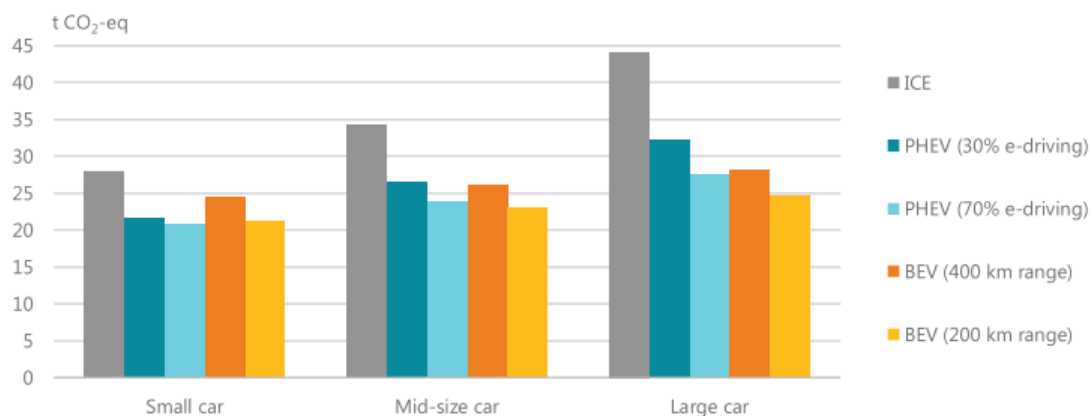
Deve-se ter ainda em consideração que os benefícios ambientais dos veículos elétricos e híbridos, são tanto maiores quanto maior for o tempo de vida do automóvel [97].

Comparativamente a um automóvel médio com ICE a gasolina, um BEV com uma autonomia de 200 km, assumindo as emissões médias globais resultantes da produção de eletricidade e que a manufatura das baterias envolve emissões de 75 kg CO_2eq/kWh , compensa em termos de emissões de CO_2 para um ciclo de vida completo ao fim de 25000 km. Para um BEV com autonomia de 400 km, e para as mesmas suposições, a compensação é atingida ao fim de 60000 km.

Considerando o nível médio global de emissões resultantes da geração de eletricidade, para um BEV que tenha circulado 150000 km em 10 anos existe uma redução de emissões de gases com efeito de estufa entre 23-33%, comparativamente a um ciclo completo de um automóvel com ICE. Obviamente a poupança nas emissões é maximizada para uma maior distância percorrida; por exemplo, dá-se uma redução entre os 32-38% se a o BEV tiver percorrido 250000 km, desde que não seja necessária uma substituição da bateria. Este fator é particularmente importante para veículos de frotas comerciais e táxis, que cobrem grandes distâncias durante o seu tempo de vida [119].

2.9.1 Efeito das Dimensões do Veículo no Nível de Emissões

Figure 2.16: Emissões para veículos de diferentes dimensões [119]



A dimensão do veículo tem também bastante influência no nível de emissões do mesmo para um ciclo de vida completo. De acordo com [119], para um segmento de veículo de maiores dimensões os VE provocam menos emissões comparativamente a um veículo com ICE. Para a mistura energética global de 2018 um BEV pequeno emite aproximadamente menos 12-24% de emissões comparativamente a um automóvel com ICE do mesmo tamanho, enquanto que um BEV grande emite aproximadamente menos 40% de gases com efeito de estufa comparativamente a um veículo com ICE. Para um PHEV o aumento das dimensões do veículo induz numa poupança/redução do nível de emissões comparativamente a um veículo com ICE do mesmo tamanho. Também a quota de “condução em modo elétrico” tem uma grande influência no nível de emissões: por exemplo, para um PHEV grande com uma condução 70% em modo elétrico existe uma redução de 38% nas emissões de GEE comparativamente a um automóvel com ICE de tamanho semelhante, enquanto que se a condução for apenas 30% em modo elétrico a redução do nível de emissões é de apenas 27% [119].

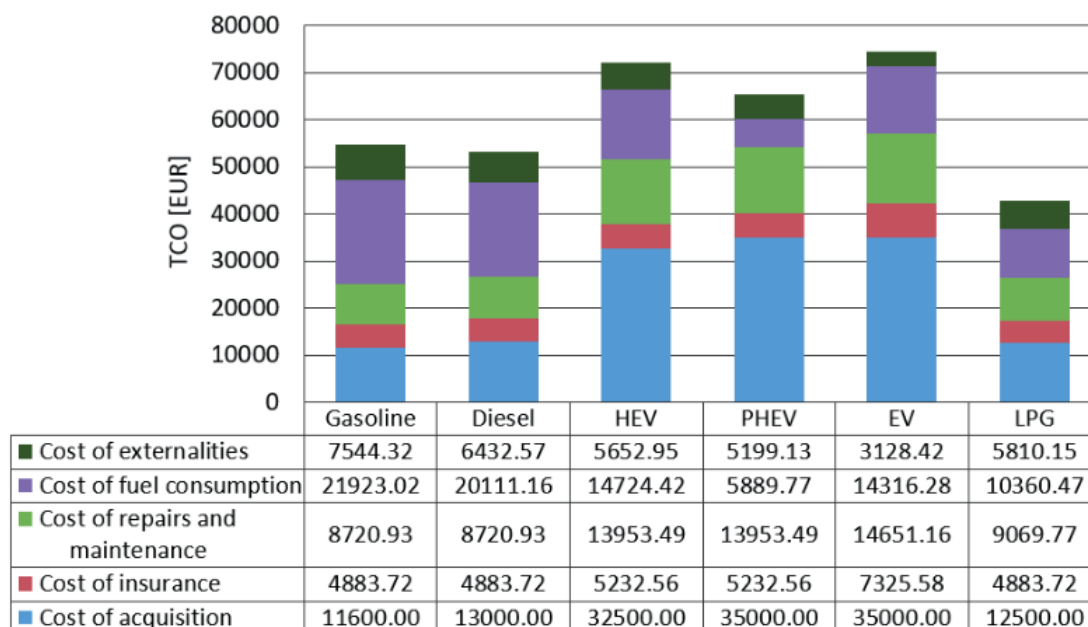
A descarbonização do setor energético através do aumento da integração de fontes de energia renováveis para produzir eletricidade irá maximizar a redução das emissões dos veículos eléctricos [119].

Numa outra análise dos níveis de emissões por parte dos diferentes tipos de veículos [98] conclui que para um ciclo de vida completo o Nissan Leaf (BEV) (que se assumiu ser carregado com eletricidade proveniente da mistura energética (*energy mix*) da União Europeia) possui uma taxa de emissão de cerca de 75g CO_2 eq/km, substancialmente inferior ao Toyota Prius (HEV) (150g CO_2 eq/km) e que os restantes automóveis com ICEs, cuja taxa de emissões varia aproximadamente entre os 145 e 350g CO_2 eq/km.

2.10 Análise Financeira dos Veículos Eléctricos

Para se estabelecer um bom método de comparação dos custos dos diversos tipos de veículos deve recorrer-se ao indicador *Total Cost of Ownership* (TCO), que permite avaliar os custos totais relacionados com a compra e utilização do veículo. Em [116] foi realizado um estudo para comparar o TCO de diferentes tipos de veículos: a gasolina, a diesel, a GPL (a gás), *hybrid Electric Vehicles* (HEV), *plug-in hybrid electric vehicles* (PHEV) e *Electric Vehicles* (EV). Este estudo considerou os custos de aquisição do veículo, de combustível, manutenção e reparação (o que inclui os custos de substituição da bateria), seguros, licenças e externalidades (como impostos e benefícios fiscais). Foi pressuposto um tempo de vida do automóvel de 15 anos e uma quilometragem de 15000 km por ano.

Figure 2.17: TCO para diferentes tipos de veículos [116]



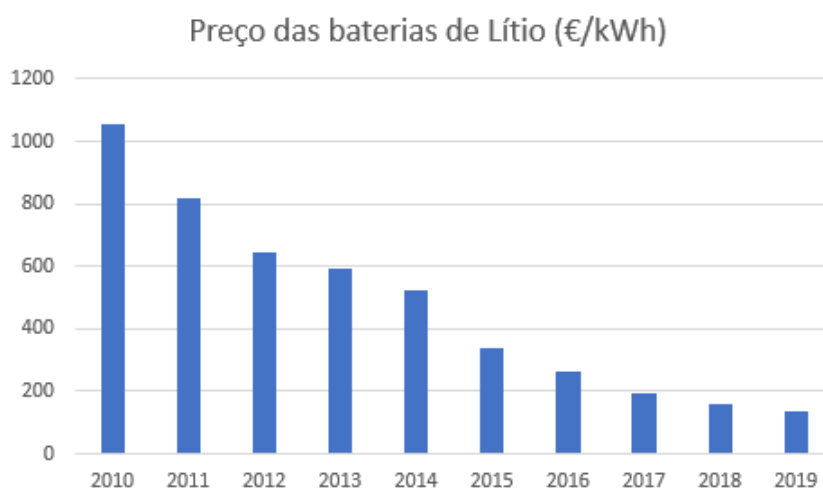
Em [116] o autor conclui que os EV (cerca de 75000) e os HEV (cerca de 71000) têm um custo total de utilização superior devido ao seu elevado custo de aquisição inicial e ao custo de substituição da bateria, uma vez que estas têm um reduzido ciclo de vida, com uma garantia de aproximadamente 150.000 km, o que envolve a sua substituição ao fim de aproximadamente 8 - 10 anos. Os veículos com o menor TCO são os automóveis movidos a gás (GPL), devido ao reduzido custo de aquisição e ao baixo preço do combustível.

Em Portugal, no ano de 2019, os custos de substituição de uma bateria de um veículo eléctrico variavam entre 7000 e 11000, sem contar com o custo de instalação e o IVA, dependendo da marca e modelo [10]. No entanto já é possível em certas situações proceder apenas à substituição dos módulos da bateria que se encontram danificados, permitindo-se desta forma poupar vários milhares de euros (o preço de cada módulo varia conforme a marca, mas situa-se entre os 1000 e os 2500).

Também foi anunciado recentemente por Elon Musk, CEO da Tesla, que a empresa Norte-Americana terá desenvolvido uma nova bateria para os seus veículos que possui uma vida útil de aproximadamente 1.600.000 km [20]. O eventual surgimento destas baterias irá revolucionar o mercado automóvel, permitindo que os veículos eléctricos se tornem substancialmente menos dispendiosos, sobretudo devido ao facto de, para o ciclo de vida completo do veículo, não ser necessário proceder à substituição da bateria.

Os elevados custos iniciais dos VE devem-se principalmente ao preço das baterias. As mais utilizadas são as de íões de lítio, cujos preços têm vindo a decrescer nos últimos anos devido nomeadamente à redução do teor de cobalto, metal altamente dispendioso. A constante descida dos preços das baterias irá permitir que veículos eléctricos se tornem economicamente competitivos em comparação aos veículos com motores de combustão interna. O gráfico seguinte foi adaptado de [4], mostrando a diminuição do preço destas baterias (/ kWh), sendo que desde 2010 o preço diminuiu em cerca de 86,8%, estimando-se que se atinjam valores da ordem dos 89 /kWh em 2024.

Figure 2.18: Custos das baterias de lítio [4]



Em [16] é realizada uma comparação entre os preços dos combustíveis para o caso português. Considerando que um condutor percorre em média 16 000 km por ano, com um consumo de cerca de 6 litros de gasóleo aos 100 km, e assumindo um preço de 1,48 /litro, este condutor gasta em média 1420 /ano em combustível; para a mesma distância percorrida, e assumindo um consumo de 16 kWh por cada 100 km, um carro eléctrico iria consumir cerca de 2560 kWh. Com um preço a variar entre 0,15 (vazio em casa) e 0,45 /kWh (fora do vazio nos Postos de Carregamento Rápido (PCR) mais caros), o condutor poupa entre 160 (11%) e 1025 (72%) por ano. Esta poupança é ainda maior, já que atualmente a rede MOBILE, ainda em fase piloto, fornece energia gratuita nos carregamentos realizados nos Postos de Carregamento Normal (PCN).

Chapter 3

Integração dos VE no setor da Mobilidade

Serão abordadas neste capítulo as diversas questões relativas à transição para o novo paradigma de mobilidade elétrica, nomeadamente as políticas-chave, sendo descritas e caracterizadas as diferentes entidades relacionadas com a rede de Mobilidade Elétrica em Portugal.

Serão ainda analisadas estratégias de gestão do Sistema Elétrico dentro de um paradigma de micro redes de forma a atenuar os impactos provocados pela integração de VE na rede.

3.1 Políticas-chave para Facilitar a Transição para a Mobilidade Elétrica

Na UE os transportes são responsáveis por 25% das emissões de GEE. Com o objectivo de se atingir uma neutralidade climática estima-se que seja necessária uma redução do nível de emissões no setor dos transportes de 90%, até 2050.

De acordo com [27] a 1 de Janeiro de 2020 entrou em vigor o regulamento europeu 2019/631 que estipula que os fabricantes automóveis terão de pagar, por cada veículo vendido, multas de 95 por grama de emissões a mais do que se encontra regulamentado.

Em Abril de 2019 o Parlamento Europeu adotou novos padrões de emissões de CO_2 para veículos de passageiros, definindo que os novos automóveis devem ter um nível de emissões 37,5% inferior às 95g CO_2 /km, até 2030. Simultaneamente os veículos ligeiros comerciais devem reduzir o seu nível de emissões em 31% relativamente às 147g CO_2 /km, até 2030 [119].

As empresas que consigam atingir cotas de produção de 15% de automóveis de passageiros e ligeiros de mercadorias com zero ou baixas emissões, em 2025 beneficiarão de metas de CO_2 menos rigorosas (de até 5%). Foram igualmente definidas metas de emissões para novos veículos pesados que devem ser 15% inferiores até 2025 e pelo menos 30% inferiores até 2030, em comparação com os valores de 2019 [119].

Diversas empresas automóveis assumiram já este compromisso, eliminando gradualmente a produção de veículos com motores de combustão interna. Por exemplo, a BMW planeia produzir veículos elétricos em massa a partir de 2020, oferecendo 12 novos modelos até 2025; a Volkswagen irá investir 84 biliões de euros em baterias e tecnologias de veículos elétricos de modo a eletrificar todos os seus modelos até 2030; a Volvo assumiu o compromisso de a partir de 2019 apenas produzir veículos elétricos ou híbridos [88].

3.1.1 Custo do CO_2

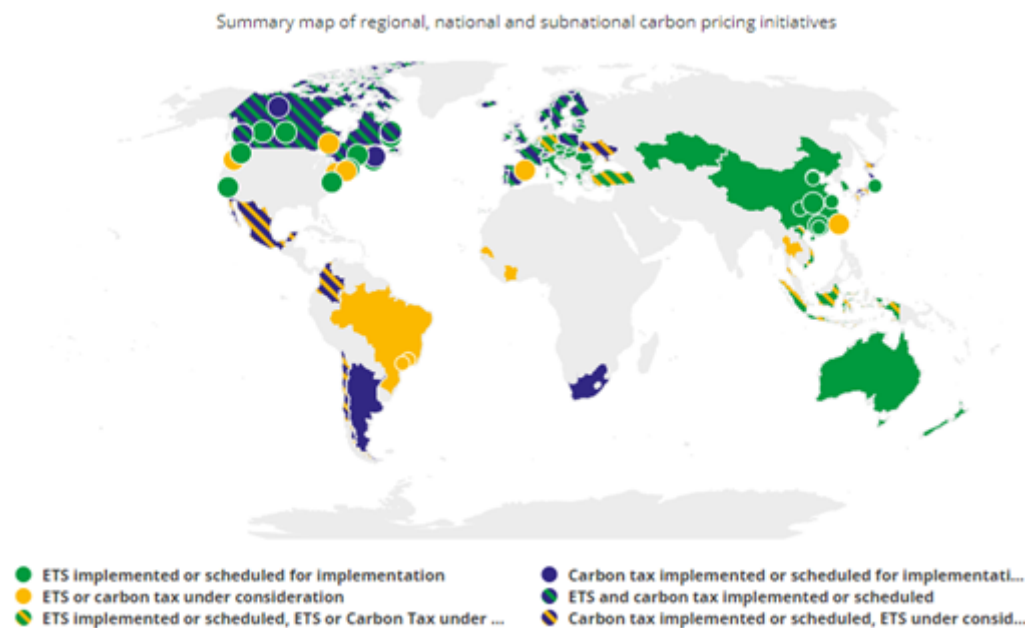
Atribuir preços às emissões de carbono tem sido uma medida adotada por diversos países de modo a atenuar o nível de emissões e a estimular o desenvolvimento de tecnologias limpas e economicamente competitivas [25].

Existem diversas formas dos governos atribuírem um preço às emissões de carbono. É necessário ter em consideração os custos que estas emissões representam, quer em termos de saúde e ambiente quer em termos agrícolas (como custos associados às secas ou ondas de calor, inundações, aumento do nível do mar, etc), de forma a definir-se um "preço ao carbono" (*carbon pricing*).

Desta forma as empresas poluidoras decidem se querem continuar com as suas atividades poluentes e pagar caro por isso ou se alteram o seu modo de operação reduzindo o nível de emissões.

Existem duas formas de *carbon pricing*:

- **O Emissions Trading System (ETS)** é o maior mercado de carbono do mundo, sendo uma ferramenta chave para reduzir a emissão de GEE, limitando as emissões de mais de 11000 grandes instalações de energia (estações de produção e plantas industriais) e de companhias aéreas. Funciona através dum princípio *cap and trade*, sendo definido um limite (*cap*) de emissão total de certos gases com efeito de estufa por parte das instalações cobertas pelo sistema. Dentro do limite, as empresas recebem ou compram *emission allowances* que podem trocar entre si, se necessário (trocar traz flexibilidade, o que assegura que as emissões são cortadas onde custa menos). As empresas podem ainda comprar certas quantias de *International credits* de projetos de redução de emissões em diversas partes do mundo (para situações em que o país ou empresa não seja capaz de reduzir mais as emissões de algum dos seus setores). Ao fim de um ano cada empresa tem de entregar *allowances* suficientes para cobrir todas as suas emissões, senão serão aplicadas pesadas multas [58].
- Através de uma **taxa de carbono**, em que é estipulado um imposto às emissões de GEE ou ao conteúdo carbónico dos combustíveis fósseis. A escolha do método de cobrança irá depender das circunstâncias económicas e nacionais. Podem ainda ser definidos estratégias de redução do nível de emissões através de impostos, da remoção dos subsídios aos combustíveis fósseis, etc [25].

Figure 3.1: Mapa com as iniciativas nacionais, subnacionais e regionais de *carbon pricing*

Segundo o [109], para se alcançarem as metas estabelecidas no Acordo de Paris os preços das emissões deveriam atingir os \$80 tCO₂ eq. em 2020. No entanto, os preços das diversas iniciativas existentes variam entre \$1 - 127 tCO₂ eq. sendo que cerca de 51% das emissões abrangidas ainda têm um preço definido inferior a \$10 tCO₂ eq. De acordo com dados do World Bank, em 2019 estas iniciativas de redução das emissões de GEE, através do ETS ou das taxas do carbono, cobriram cerca de 11 Gt de CO₂ eq, o que representa aproximadamente 20,1% das emissões mundiais de GEE. Em 2018 foram gerados cerca de 44 biliões de dólares em receitas provenientes de pagamentos de emissões.

Só nos Estados Unidos, em 2016 os veículos ligeiros provocaram a emissão de 1100 triliões de toneladas de CO₂ para a atmosfera, o que segundo o *World Bank* e o *Institute for Health Metrics and Evaluation* representou um custou de 470 biliões de dólares em taxas e serviços de saúde [128, 127].

Portugal está a reduzir gradualmente as suas isenções fiscais sobre o carbono de modo a afastar-se da produção de energia através de carvão. Segundo [109] e de acordo Portaria nº6-A/2019 em Portugal a taxa do carbono aumentou de 6,85 tCO₂eq para 12,74 tCO₂eq a 1 de Janeiro de 2019. Também o imposto de carbono cobrado a estações de produção de eletricidade através da queima de carvão e de instalações de cogeração aumentou de 0,685 tCO₂eq para 1,25 tCO₂eq.

3.1.2 Incentivos à Compra de Veículos Elétricos em Portugal

De acordo com o Despacho nº 2210/2019, que inclui o Regulamento para a atribuição do Incentivo pela introdução no Consumo de Veículos de Baixas Emissões (2019), é introduzida uma verba de 3 milhões de euros distribuída pelos VE (2 650 000), pelas bicicletas elétricas (250 000) e pelas motos elétricas (100 000). O incentivo do Estado para a aquisição de um veículo 100% elétrico, que custe menos de 65000 e que não tenha sido sujeito a um processo de legalização e importação, ou seja, cujo 1º registo tenha sido feito em nome do candidato a partir de 1 de Janeiro de 2019, é de 3000 para pessoas singulares e 2250 para pessoas coletivas.

Os automóveis elétricos estão totalmente isentos de ISV - Imposto Sobre Veículo e IUC - Imposto Único de Circulação (para veículos 100% elétricos), desde que a data da matrícula portuguesa seja posterior a junho de 2007. É ainda fornecido um dístico identificativo de veículo elétrico obrigatório para todos os VE que estejam a ocupar um lugar de estacionamento para carregamento público [8].

Alguns municípios, como por exemplo em Lisboa, disponibilizam ainda estacionamento grátis para todos os veículos elétricos [8].

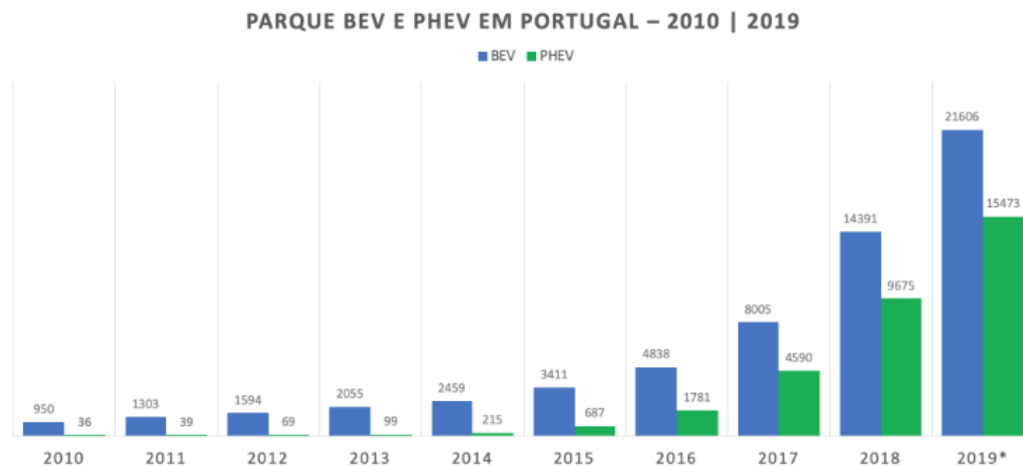
3.1.3 Mercado de Automóveis Elétricos em Portugal

De acordo com [17], em 2018 existiam cerca de 6,7 milhões de automóveis em circulação em Portugal, sendo que a grande maioria pertence à categoria de veículos ligeiros (cerca de 6,57 milhões). Os veículos elétricos que se encontram atualmente em circulação em Portugal integram-se nesta categoria.

Segundo a Associação do Comércio Automóvel de Portugal (ACAP), em 2019 foram matriculados 262.253 veículos ligeiros e 5575 veículos pesados, representando uma queda de 2 e 1,2% respetivamente, em relação ao ano de 2018.

De acordo com [24], no ano de 2019 foi atingido um novo máximo de vendas de veículos elétricos em Portugal (BEVs + PHEVs). Dos 13023 veículos elétricos vendidos, 7225 são BEVs e 5798 são PHEVs.

Figure 3.2: Parque nacional de veículos elétricos [24]



Como se pode observar pelo gráfico existem atualmente 37079 veículos elétricos matriculados em Portugal. Este valor inclui ligeiros e pesados, de passageiros ou mercadorias, motociclos, ciclomotores, triciclos e quadriciclos.

Apesar de o número de veículos elétricos vendidos em 2019 representar apenas uma pequena percentagem dos automóveis vendidos em Portugal (cerca de 4,8%), a venda de veículos elétricos aumentou cerca de 54% relativamente a 2018, enquanto que a venda de automóveis em 2019 diminuiu 2% relativamente a 2018.

3.2 Rede de Mobilidade Elétrica em Portugal

Nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho, a rede de mobilidade elétrica assume um conjunto integrado de pontos de carregamento e demais infraestruturas de acesso público ou privado relacionadas com o carregamento das baterias de veículos elétricos em que intervêm os agentes que desenvolvem as atividades previstas no artigo 5º.

Desde 1 de abril de 2019 começou uma outra fase da mobilidade elétrica, em que os Operadores de Pontos de Carregamento com postos instalados em espaços privados poderão começar a cobrar pelos carregamentos [16].

No Regulamento da Mobilidade Elétrica definido pela ERSE encontram-se abrangidas as seguintes matérias [52]:

- Identificação das entidades envolvidas na rede de mobilidade elétrica e as regras de relacionamento comercial entre ambas;

- Identificação da atividade regulada e determinação dos proveitos desta atividade por parte da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica;
- Definição da estrutura e da metodologia de cálculo das tarifas reguladas aplicáveis à mobilidade elétrica;
- Regras aplicáveis à medição, leitura e disponibilização de dados de consumo da rede de mobilidade elétrica;
- Gestão da informação da rede de mobilidade elétrica;
- Princípios e obrigações de qualidade de serviço aplicáveis aos serviços prestados na rede de mobilidade elétrica;
- Obrigações de informação e esclarecimento aos utilizadores de veículos elétricos relativamente às condições de adesão, de utilização e de preços e demais condições da rede de mobilidade elétrica.

A rede de mobilidade elétrica é composta por diversos agentes [52]:

- **Entidade Gestora da Mobilidade Elétrica (EGME):**

A empresa Mobi.E, S.A. gere as operações da rede de mobilidade elétrica, nomeadamente os fluxos energéticos e financeiros associados às operações da rede. Esta informa o Comercializador de Energia para a Mobilidade Elétrica (CEME) relativamente ao volume energético disponibilizado por um operador num certo carregamento e recebe do operador (OPC) informações dos carregamentos realizados em cada um dos pontos. A EGME recebe tarifas que lhe são pagas pelos OPC e pelos CEME pelos serviços prestados, recebendo ainda um pagamento por parte dos OPC pela integração de pontos de carregamento na rede de mobilidade elétrica [50].

- **Comercializadores de energia para a Mobilidade Elétrica (CEME):**

Os CEME compram energia a grosso ao comercializador do setor elétrico (CSE) e vendem a retalho aos utilizadores de veículos elétricos (UVE) com quem estabeleceram contratos. A sua atividade consiste em estabelecer relações contratuais com os UVE e relações jurídicas com os OPC de forma a que estes últimos disponibilizem acesso às suas estações de carregamento para os UVE.

Os CEME pagam aos OPC uma remuneração pela disponibilização dos seus pontos, que deve ser fixada entre ambos, e uma tarifa à EGME pelo serviço prestado [50].

De acordo com o artigo 2 da Portaria nº239/2015 de 12 de Agosto, os CEME estão ainda sujeitos à taxa pela apreciação do pedido e efetivação do registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica (1000 + IVA cobrada pela DGEG).

- **Utilizadores de Veículos Elétricos (UVE)**

O UVE, ao deslocar-se a um ponto de carregamento, deve identificar-se com um cartão ou através da App e pagar ao CEME a remuneração pelo serviço de carregamento prestado, sendo que o contrato estabelecido entre ambos é negociado livremente. O preço cobrado ao UVE reflete diversos tarifas, nomeadamente os custos de eletricidade, redes de energia elétrica e comercialização (parcela do CEME) e a utilização dos postos de carregamento, cujo valor apesar de ser cobrado pelo CEME será depois entregue ao operador do posto de carregamento onde o veículo foi abastecido.

- **Operadores de Postos de Carregamento (OPC)**

O OPC realiza a instalação, disponibilização, exploração e manutenção dos postos de carregamento, que são infraestruturas dedicadas ao carregamento de baterias de EVs, podendo eventualmente realizar outros serviços de rede, nomeadamente *vehicle-to-grid* (V2G). Este contrata com o comercializador do setor elétrico a disponibilização de energia elétrica nos postos de carregamento, divulga o preço de utilização do posto (sendo este preço estabelecido em regime de mercado) e informa a Mobi.E (EGME) sobre os carregamentos efetuados em cada um dos seus postos, pagando à mesma a tarifa da sua competência.

No nº2 do artigo 4º, da Portaria nº 221/2016, define-se a obrigação que o detentor da instalação de carregamento de veículos elétricos tem de assumir de observar as condições técnicas e de segurança aplicáveis à instalação de carregamento, de verificar a conformidade dos materiais e equipamentos utilizados nos pontos de carregamento com as normas aplicáveis e de garantir a realização das manutenções e inspeções inicial e periódicas das instalações de carregamento dos veículos elétricos.

De acordo com o artigo 2 da Portaria nº239/2015, de 12 de Agosto, o OPC é sujeito ainda a pagar as taxas pela emissão da licença de operação de pontos de carregamento (1000, cobrada pela DGEG) e a taxa de inspeção pela realização de inspeções periódicas (200 cobrada pela entidade inspectora competente). Sobre estas taxas acresce ainda o IVA, à taxa normal aplicável.

- **Operador da Rede de Distribuição (ORD):**

A EDP Distribuição é responsável por estabelecer a ligação de todos os locais de consumo à rede de distribuição, assegurando a segurança e fiabilidade do fornecimento de energia a todos os clientes. A EDP Distribuição disponibiliza à EGME os consumos agregados de cada ponto de entrega onde estão ligados postos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica.

Em [52] encontram-se estabelecidas as regras para o exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica abrangidas pela regulação da ERSE, estando definidas as relações entre todas as entidades relacionadas com a rede de mobilidade elétrica. Este regulamento aborda questões de proveitos, tarifas reguladas e preços, deveres de informação, qualidade de serviço, etc.

Em breve será publicado pela Mobi.E, um guia técnico que permita definir o processo de validação de postos de carregamento em locais de acesso público, existindo já diversos critérios que devem ser cumpridos para que o posto de carregamento seja validado com sucesso [16]:

- Os postos de carregamento devem permitir ligação à Internet através de 3G e/ou Ethernet e/ou Wifi;
- Os postos rápidos têm de ter pelo menos cabos com conector Combo Tipo 2;
- Devem ter marcação CE e homologação de acordo com a norma IEC 61851;
- Deverão possuir um leitor de cartões RFID de acordo com a norma ISO/IEC 14443A;
- Devem comunicar através do protocolo OCPP, versão 1.5 ou posterior.

No contexto desta dissertação serão utilizados 4 postos de carregamento *High Power* da Efacec, que já se encontram validados para integrarem a rede de mobilidade elétrica portuguesa.

Figure 3.3: Carregadores High Power da empresa Efacec



O posto de carregamento é composto por um módulo de comunicação que atua como interface entre utilizador e a Rede MOBI.E, permitindo autenticação de utilizador, registo de consumos e outras funcionalidades.

De acordo com dados da Mobi.E, já foram realizados 1208776 carregamentos em Portugal, o que traduz um consumo de energia de 12.221,497 MWh e que representa uma redução do nível de emissões da ordem dos 8.087.575 kg/ CO_2 [16].

3.3 Impactos dos VE na Rede Elétrica

A proliferação em massa de veículos elétricos nos sistemas de energia irá representar um incremento de carga que causará enormes desafios em termos de operação e controlo destes sistemas [81].

Com estes aumentos de carga podem surgir diversos problemas nos sistemas elétricos que afetam a qualidade da energia fornecida, nomeadamente instabilidades de tensões nos barramentos, aumento da distorção harmónica, sobrecargas nas linhas e transformadores, que se traduz num aumento das perdas e pode ainda pôr em causa a integridade dos equipamentos existentes na rede [87].

As distorções harmónicas traduzem-se como deformações das ondas de tensão ou de corrente que causam uma diminuição da qualidade da energia fornecida, podendo provocar envelhecimento precoce dos equipamentos e aumento das perdas [87].

Estes incrementos de carga podem conduzir à necessidade de proceder a dispendiosos reforços de rede, nomeadamente através da substituição dos transformadores antigos por uns de maior potência, aumento da secção dos cabos para permitir a circulação de correntes mais elevadas, etc.

É também necessário ter em consideração os impactos que a integração destes EVs provocam em termos da produção de energia elétrica e consequentemente nos preços dos mercados de eletricidade.

Em [118] realizou-se um estudo em que se avaliam os impactos que diferentes integrações de veículos elétricos têm nos preços de energia do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL) para diferentes dias com produção de eletricidade proveniente de fontes diversas (térmicas, hídricas, ...).

É assim necessário proceder à implementação de estratégias de controlo e operação que impulsionem a descentralização do sistema elétrico de energia para o novo paradigma de **micro-redes**.

3.4 Descentralização, Produção Dispersa e Micro Redes

Os sistemas elétricos de energia tiveram um desenvolvimento baseado numa estrutura verticalizada onde existia um fluxo unidirecional de potências ativa e reativa, desde as grandes centrais de produção até aos consumidores, consistindo em produção, transmissão e distribuição [80]. A rede elétrica era alimentada por um pequeno número de grandes centrais de produção que mantinham um equilíbrio entre a carga e a produção a todos os instantes[102].

A elevada eficiência e flexibilidade das grandes centrais permitia uma fácil gestão e operação do sistema de distribuição. No entanto, grandes distâncias entre os centros de produção e os consumidores requerem elevados investimentos na rede de transmissão e envolvem um elevado grau de perdas no transporte. Para além disso as centrais de produção, normalmente a carvão ou gás natural, provocam elevados impactos ambientais [45].

Com o aumento das preocupações ambientais, associadas às necessidades crescentes de energia elétrica, tornou-se necessário repensar o modo de funcionamento dos SEE.

O surgimento de novas tecnologias de produção com potências nominais relativamente baixas, com boas eficiências e que utilizam recursos renováveis/ descentralizados têm contribuído para o aparecimento da **Produção Dispersa (PD)**. Esta PD consiste na produção em pequena escala (entre as dezenas de kW e as dezenas de MW), com fontes de produção normalmente renováveis e mais próximas dos locais de consumo, usualmente ligadas às redes de distribuição AT e MT e mais recentemente às redes de BT → **micro-geração**.

Um dos grandes fatores que permitiu esta evolução no sistema elétrico foi a liberalização dos mercados de energia, que permitiu aos utilizadores produzir e injetar potência na rede elétrica (tornando-se prosumidores (*prosumers*): produtores e consumidores).

Estes micro geradores têm normalmente potências da ordem dos 2-3kW até aos 100 kW e utilizam energia proveniente do vento e das mini-hídricas (sobretudo em ambiente rural) ou de painéis fotovoltaicos na cobertura dos edifícios e de sistemas de micro cogeração que utilizam gás natural ou biogás (em ambiente urbano) [79].

A integração destas microfontes altera o paradigma unidirecional do sistema elétrico, uma vez que estas podem alimentar os consumidores ou a rede elétrica a montante, por exemplo quando a produção excede o consumo, tornando-se o fluxo de potências bidirecional e aumentando assim a complexidade do controlo e gestão do sistema de distribuição.

Uma **micro rede** assume uma agregação de cargas controláveis, micro fontes de produção, sistemas de armazenamento e unidades de controlo que integram uma rede de BT como um sistema único capaz de fornecer energia (eletricidade e calor) e que pode funcionar em modo normal (conectada à rede) ou modo isolado, o que é vantajoso no caso da ocorrência de defeitos a montante da rede. As micro fontes devem ser maioritariamente baseadas em eletrónica de potências que funcionam a uma frequência praticamente constante de 50 Hz, de forma a providenciar uma flexibilidade de controlo necessária para se garantir a operação como um sistema único, controlável e que responda às necessidades energéticas locais com fiabilidade e segurança [80].

Em [80] encontra-se também caracterizado o sistema de controlo de uma micro rede.

Estas microfontes permitem aumentar a qualidade de serviço, realizando suporte de potência reativa e permitindo ajustar os perfis de tensão [84], bem como regulação primária e secundária de frequência. Evitam-se ainda novos investimentos (em reforços de rede ou em novas centrais poluentes) e surge uma diminuição dos congestionamentos nos ramos e respectivamente das perdas [80].

Paralelamente às micro-redes emerge o conceito de redes inteligentes (*smart grids*), que define uma rede elétrica que através de tecnologias digitais é capaz de gerir, monitorizar e integrar de forma inteligente e automatizada todos os seus utilizadores (consumidores, produtores e prosumidores) e todos os seus elementos (microfontes, cargas, sistemas de armazenamento, dispositivos

de corte e proteção, etc), de forma a permitir um fornecimento de energia eficiente, económico, sustentável e seguro [92], permitindo impulsionar um aumento da integração de fontes de energia renováveis e diminuindo a dependência das grandes centrais poluentes.

Uma *smart grid* emprega produtos e serviços inovadores graças ao controlo, monitorização e comunicação inteligente entre os diversos elementos da rede, como sensores e contadores inteligentes (*smart meters*), gestão do lado da procura (*demand side management*), *self healing technologies*, *demand response*, *smart pricing*, etc [92].

Assim poderão surgir benefícios para todas diversas entidades do sistema elétrico, aquando da integração de redes inteligentes:

- Os consumidores irão usufruir de uma melhor qualidade de energia, podendo controlar os consumos dos seus equipamentos e os seus respectivos custos, podendo ainda tornar-se produtores da sua própria energia, o que se irá traduzir em menores custos;
- As empresas concessionárias irão ter uma maior capacidade de monitorização e controlo, beneficiando ainda de uma redução das perdas no transporte e distribuição de energia e de uma redução dos custos de manutenção.

Em termos ambientais a proliferação das fontes de energia renováveis, o aumento da eficiência energética e a redução do consumo nas horas de pico irá conduzir a uma redução das emissões de gases com efeito de estufa.

3.4.1 Estratégias de Gestão de Redes

3.4.1.1 Gestão do lado da Procura (Demand Side Management (DSM))

O **DSM** é um conjunto de medidas que permite aumentar a sustentabilidade e eficiência do sistema elétrico em termos da procura de energia. A DSM envolve diversas ações, desde o aumento da eficiência energética dos equipamentos para diminuir os consumos de energia, à definição de tarifas que incentivem os consumidores a deslocar as suas cargas para diferentes períodos horários, ainda à implementação de tecnologias que permitam um controlo em tempo real dos recursos energéticos e à realização de estratégias que permitam deslocar as cargas de certos consumidores para diferentes períodos horários [102].

A DSM assegura um aumento da flexibilidade das cargas do sistema, o que permite uma maior integração de fontes de energia renováveis na rede elétrica, pois os clientes são incentivados a utilizar a energia elétrica quando existe um excedente de produção renovável.

A DMS apresenta assim benefícios tanto para o operador da rede de distribuição (ORD), aumentando a fiabilidade do sistema, como para os consumidores que usufruem de uma redução nos custos das suas faturas [74].

3.4.1.2 Vehicle-to-grid (V2G)

É uma das tecnologias das smart grids e envolve a utilização dos veículos elétricos e baterias de modo a melhorar a operação e flexibilidade do sistema elétrico [117]. Esta tecnologia pode ser categorizada/dividida em unidirecional e bidirecional.

No V2G unidirecional o operador de rede consegue controlar a taxa de carregamento de cada VE, prevenindo-se assim sobrecargas nas linhas, problemas de quedas de tensão e instabilidade do sistema.

O V2G bidirecional assume um fluxo de energia entre a bateria do veículo e a rede elétrica ou a nossa casa (neste caso *vehicle-to-home* (V2H)), permitindo ao operador de rede carregar a bateria do automóvel nas alturas mais apropriadas e usufruir do sistema de armazenamento da bateria para fornecer serviços de suporte à rede elétrica, permitindo uma redução das cargas nas horas de pico, regulação de tensão e frequência, compensação da potência reativa, suporte da potência ativa, filtragem dos harmónicos e até recuperações de energia após a ocorrência de *blackouts* [117]. Por exemplo, na Dinamarca o V2G providencia um controlo de frequência, gerando remunerações para os utilizadores [128].

Segundo [104] a capacidade dos VE de atuarem como dispositivos de armazenamento evita o desperdício da eletricidade produzida por fontes renováveis intermitentes, o que resultará numa diminuição da dependência de centrais poluentes e de geradores dispendiosos para colmatar as necessidades durante as horas de pico.

Existem no entanto ainda diversos desafios económicos, técnicos e sociais à adoção desta tecnologia, como o aumento da degradação das baterias devido aos constantes ciclos de carga e descarga, os elevados custos de investimento, nomeadamente em infraestruturas de hardware e software necessárias à implementação de V2G e problemas de *range anxiety* dos condutores [117].

3.4.1.3 Sistemas de Armazenamento de Energia (SAE)

As fontes de energia renováveis, nomeadamente a solar e a eólica, são fontes não despacháveis (*non-dispatchable*), o que significa que a sua produção não pode ser controlada de acordo com as necessidades dos consumidores, dependendo estas de fatores meteorológicos e horários [128, 66].

Por outro lado, a massiva integração de fontes renováveis na rede pode conduzir a elevadas e rápidas injeções de potência em locais que não estão preparados para tais valores, podendo surgir fluxos de potência inversos quando a corrente na linha ultrapassa a capacidade da mesma. Podem surgir assim perdas nas linhas por efeito de joule, variações de tensão e frequência, aumentando a instabilidade do sistema e diminuindo a qualidade da energia. Nomeadamente o excesso de produção solar nos sistemas elétricos pode provocar o designado problema da “curva de pato”, que provoca problemas de estabilidade à rede [31].

Armazenamento de energia é então uma opção viável para aumentar a flexibilidade e fiabilidade do sistema elétrico, impulsionando uma crescente integração de fontes renováveis na rede

e permitindo que a energia armazenada nos períodos em que existe excedente de produção renovável possa ser utilizada para reduzir a procura nas horas de pico, quando o preço da energia é mais elevado, permitindo também o funcionamento autónomo das microrredes quando surgem avarias a montante na rede [126, 67, 79].

Os SAE permitem ainda realizar um nivelamento das cargas (*load leveling*) e reduzir o consumo de energia da rede nas horas de pico (*peak shaving*). No caso do *peak shaving*, a energia armazenada tem como objetivo atenuar os picos de carga nas horas de ponta enquanto que no caso do *load leveling* o objetivo é evitar grandes flutuações de potência, estabilizando-se as cargas [56, 33].

Estes sistemas permitem ainda reduzir a potência contratada necessária para uma instalação e as tarifas de potência nas horas de ponta, o que se traduz numa redução nas tarifas de eletricidade [56].

Existem diferentes mecanismos de armazenamento que podem ser divididos em diversas categorias, nomeadamente **sistemas mecânicos**, como as barragens hidroelétricas, que representam a esmagadora maioria do armazenamento de energia, ar comprimido, *flywheels*; **sistemas elétricos**, como supercondensadores e supercondutores magnéticos; **sistemas eletroquímicos**, nomeadamente as baterias; **sistemas químicos**, como bio-combustíveis e hidrogénio; **térmicos**, etc [67, 48].

Nos **Flywheels** o armazenamento é realizado sob a forma de energia cinética de rotação. Estes sistemas requerem pouca manutenção, têm baixo custo, uma boa eficiência e ciclo de vida e é um sistema amigo do ambiente. No entanto possui uma baixa densidade de energia e ocorrem elevadas perdas em *standby*, sobretudo devido aos atritos. As *Flywheels* podem ser utilizadas como um sistema de armazenamento independente, ser conectadas à geração distribuída ou combinadas com outras tecnologias de armazenamento, nomeadamente as baterias. Estas permitem uma rápida regulação de frequência para aplicações de média escala nas redes de distribuição [62, 43, 126].

Table 3.1: Características das *Flywheels*

Densidade de energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Tempo de vida
5 - 200	85-95	15 anos

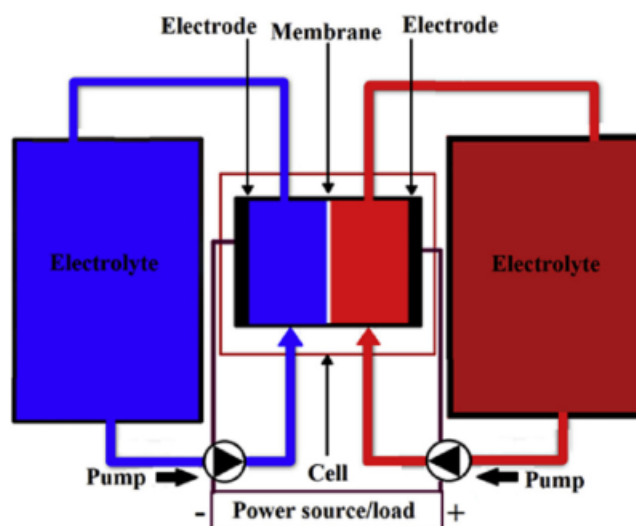
Dentro dos sistemas elétricos, os supercondensadores, também conhecidos por condensadores de dupla camada, têm uma elevada eficiência, longo ciclo de vida, uma densidade de potência muito elevada, tendo ainda a vantagem de não se degradarem com os ciclos de carga e descarga, ao contrário do que acontece com as baterias. São ainda uma solução “amiga do ambiente” por serem facilmente recicláveis. No entanto, devido à elevada taxa de auto-descarga diária, aos elevados custos e à baixa densidade de energia, os supercondensadores são mais recomendados para pequenas aplicações de armazenamento a curto prazo [62, 43, 126].

Table 3.2: Características dos supercondensadores

Densidade de energia (Wh/kg)	Densidade de potência (W/kg)	Eficiência (%)	Tempo de vida
10	10000-20000	95	10 - 30 anos

As **baterias de fluxo** (*Flow Batteries*) são normalmente compostos por 2 tanques que armazenam ânodo e cátodo (normalmente de vanádio) no estado líquido, sendo utilizadas bombas (*pumps*) para fluir estes eletrólitos para células adjacentes. As células destas baterias são compostas por duas meias células separadas por uma membrana (*ion exchange membrane*), sendo que em cada uma existe um elétrodo sólido em contacto com o eletrólito líquido [56]. Como em cada metade de célula está presente o mesmo químico, a contaminação cruzada não terá os efeitos que surgem nas baterias convencionais, o que permite aumentar o tempo de vida destas baterias.

Figure 3.4: Esquema das baterias de fluxo [33]



Trata-se de sistemas com taxa de autodescarga muito baixa, boa eficiência, com um longo ciclo de vida e, devido aos seus eletrólitos aquosos, não há risco de a bateria incendiar ou explodir. A sua baixa densidade de energia e reduzida densidade de potência tornam estas baterias mais aconselháveis para volumosos sistemas de armazenamento de energia e menos apropriadas para ações de nivelamento de carga que requerem ação rápida [3, 124].

Uma das grandes vantagens deste sistema de baterias é que podem ser dimensionados para diferentes necessidades de energia e de potência dos consumidores. A potência pode ser ajustada através das dimensões e do número das células, enquanto que a capacidade de armazenamento de energia pode ser dimensionada através do volume dos tanques, uma vez que a energia depende sobretudo da quantidade de eletrólitos armazenada. [33].

Table 3.3: Características dos baterias de fluxo

Densidade de energia (Wh/kg)	Eficiência (%)	Taxa de autodescarga	Tempo de vida
40	80	<0,3 %/dia	20 anos

A principal desvantagem desta tecnologia, nomeadamente das baterias de fluxo de redox de vanádio, que são as mais utilizadas, é que se trata de sistemas muito dispendiosos devido à sua elevada complexidade [91].

Desafios à Integração de Sistemas de Armazenamento de Energia na Rede Elétrica

Existem ainda diversos problemas relativos à integração de SAE nas redes de distribuição. Um dos maiores desafios é a análise económica dos SAE, uma vez que é necessário ter em consideração um elevado número de fatores, nomeadamente a análise das perdas nos processos de conversão, custos de investimento e manutenção, avaliação da tecnologia de armazenamento, a capacidade requerida, a estrutura do sistema elétrico, etc. Diversos autores consideram que estes custos são superiores aos benefícios económicos destes sistemas [67].

Há ainda diversos problemas em definir algoritmos de controle da performance dos SAE. Se o algoritmo não for eficiente a avaliação de um elevado número de cenários pode conduzir a esforços computacionais demasiado elevados [126].

Em [31] o autor afirma que é necessário definir quadros regulatórios estáveis e atrativos que permitam promover uma razoável segurança jurídica e económica na integração de sistemas de armazenamento de energia. Estas normas deverão ser revistas periodicamente de forma a criar um ambiente de negócio mais atrativo e competitivo.

Conclusão

Nos dois capítulos anteriores foram descritos e contextualizados os conhecimentos que servirão de base à análise técnica e económico-financeira da implementação de uma estação de carregamento rápida com 4 carregadores de elevada potência (160kW), integrada na rede de mobilidade elétrica portuguesa.

Chapter 4

Análise Técnica da Estação de Carga

No presente capítulo será elaborada a conceptualização de uma estação de carregamento rápido com 4 carregadores *High Power* de 160kW fornecidos pela empresa Efacec, integrada numa das redes elétricas de média tensão da cidade do Porto (disponibilizada pela EDP). Esta estação irá permitir o carregamento das baterias de VE num curto espaço de tempo, incentivando uma cada vez maior integração de veículos elétricos no setor da mobilidade.

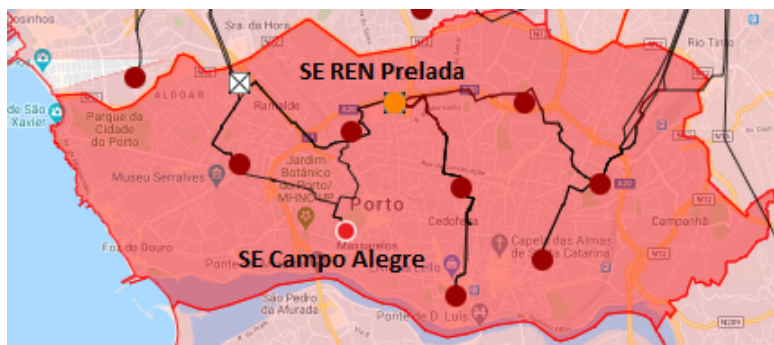
O objetivo desta análise será avaliar se a rede elétrica em estudo será capaz de satisfazer os requisitos das cargas que alimenta, sem que sejam ultrapassados os limites técnicos da mesma, de forma a averiguar a eventual necessidade de proceder à realização de reforços de rede ou à integração de sistemas de armazenamento de energia para diminuir os impactos na rede nas horas de maior consumo.

Será definido o pior caso em termos da requisição de potência à rede elétrica e avaliados os impactos resultantes da integração da carga provenientes da estação de carregamento, em termos das tensões nos barramentos, congestionamentos e perdas nas linhas, sendo ainda idealizado um cenário futuro com um aumento da requisição de potência à rede por parte das cargas integradas na mesma.

4.1 Rede Elétrica do Porto

A rede elétrica do Concelho do Porto é constituída pela subestação 220/60 kV da Prelada, que alimenta 8 subestações AT/MT (60/15 kV), tendo cada uma delas diversas saídas responsáveis pela distribuição de energia aos respectivos consumidores.

Figure 4.1: Rede de Distribuição no Concelho do Porto [6]



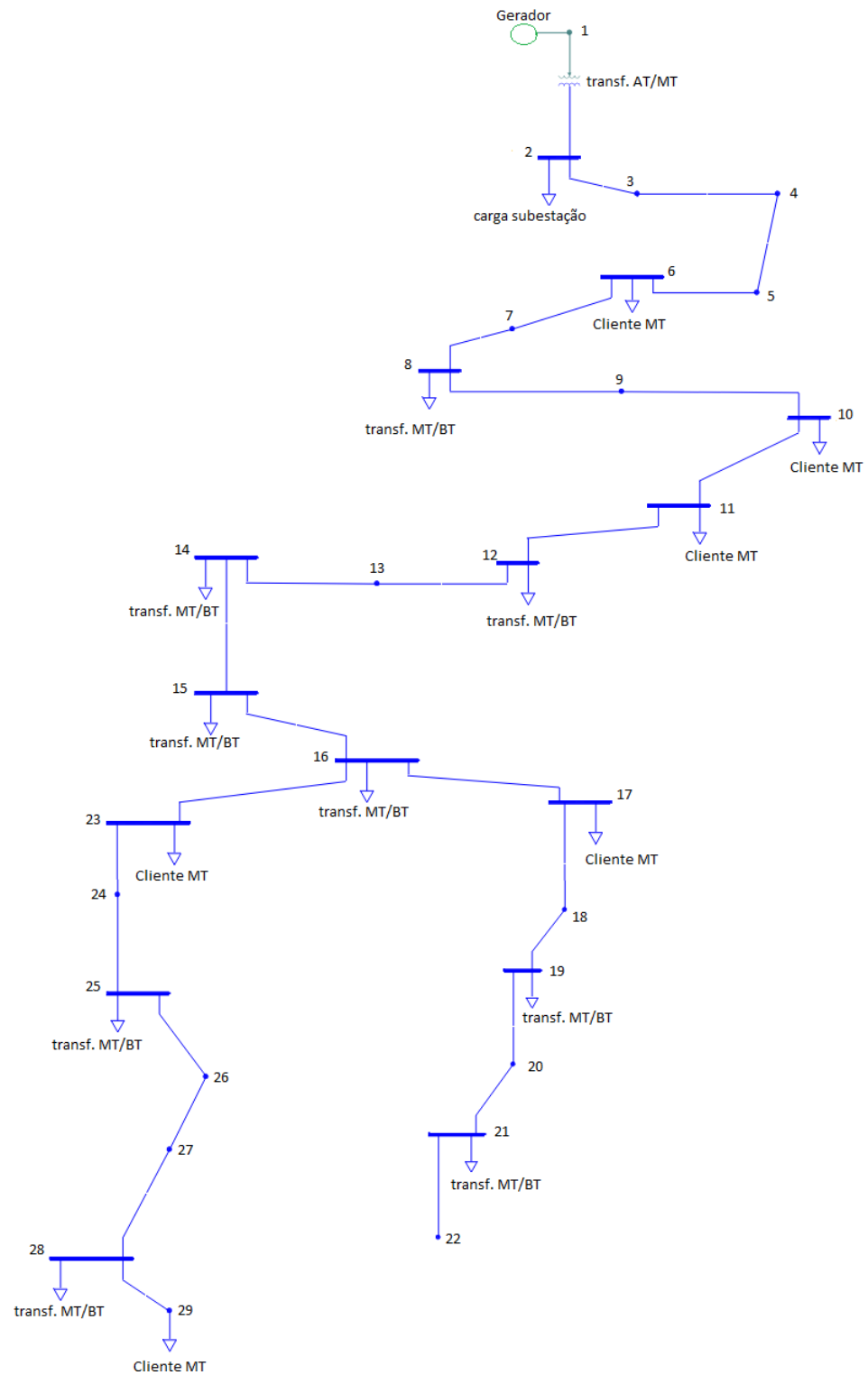
Para uma das saídas da subestação AT/MT do Campo Alegre, a EDP Distribuição facultou para a realização deste trabalho a topologia da rede, onde se encontram identificados os postos de transformação (PT) MT/BT, os postos de seccionamento (PS) e os clientes alimentados diretamente em média tensão.

A ligação de um cliente à rede MT pressupõe a existência de um posto de transformação de cliente (PTC) do tipo aéreo ou de cabine, consoante o tipo de rede, instalado no ponto de receção. Para a interligação de uma instalação particular, poderá ser necessário que o requisitante instale um Posto de Seccionamento, equipado com celas compactas e telecomando [54].

Foram ainda disponibilizados dados relativos aos elementos da rede, nomeadamente as potências e tensões dos transformadores e as características das linhas, tais como a sua resistência, reatância, secção e comprimento. A partir dos dados fornecidos foi também possível traçar 12 perfis de carga (estação do ano e dia típico (útil, sábado e domingo/feriado)) para períodos de 15 minutos, tanto para os transformadores MT/BT, como para os clientes alimentados na rede de média tensão. Através destes perfis de carga, pode ser definida a energia requisitada à rede e avaliadas as suas condições técnicas para os diferentes períodos.

Por motivos de privacidade e confidencialidade teve de ser alterada a localização geográfica dos condutores e das instalações e anonimizados os códigos das instalações, sendo que o comprimento dos cabos é o real.

Figure 4.2: Topologia de uma das saídas da subestação AT/MT do Campo Alegre



Na figura acima encontram-se representados os elementos de uma das redes de distribuição MT da subestação AT/MT do Campo Alegre. A rede em estudo é constituída por 29 barramentos, 9 transformadores MT/BT e 6 clientes ligados diretamente a esta rede. Encontram-se ainda representados o gerador, o transformador e a carga natural da subestação AT/MT.

4.2 Análise Computacional

A rede em estudo será analisada através da ferramenta computacional de simulação PSS/E 34 (*Power System Simulator for Engineering*). Este software é fornecido pela *Siemens Power Technologies International* (Siemens PTI) e baseia-se em *scripts* de *Python*, existindo um grande controlo por parte do utilizador que pode personalizar as simulações, o que confere uma elevada flexibilidade ao software.

Através desta ferramenta é possível realizar simulações de controlo e planeamento dos sistemas de energia, permitindo a análise dos trânsitos de potências, simulações dinâmicas, curto-circuitos, análise de contingências, etc, tendo em consideração os mais diferentes cenários de operação, de forma a tornar a simulação o mais fidedigna possível.

Em [89] são descritas a arquitectura, as vantagens e inúmeras funcionalidades do PSS/E.

No contexto desta dissertação será realizada uma simulação de trânsito de potências para uma das saídas da subestação AT/MT do Campo Alegre. Será avaliado se o incremento de carga num dos barramentos proveniente da integração de uma estação de carregamento super-rápido, com 4 carregadores com uma potência individual de 160kW, provocará a ultrapassagem dos limites técnicos em termos das tensões nos nós (barramentos) e congestionamentos e perdas nas linhas.

O objectivo desta análise será verificar se a rede em estudo se encontra preparada para receber um incremento de potência proveniente de tal estação de carregamento.

Para a representação da rede em estudo no software PSS/E serão tidos em consideração os seguintes pressupostos:

- a subestação AT/MT, que possui uma potência instalada de 90 MVA e é representada por um transformador AT/MT (60kV/15kV) entre dois barramentos (1 e 2). No barramento 1 está inserido um gerador que permite considerar como o barramento de referência (*swing bus*); no barramento 2 encontra-se representada a carga natural da subestação;
- os postos de seccionamento e os nós de ligação (entre linhas/cabos, linha/equipamento e entre equipamentos) são representados através de barramentos (que se representam por um traço horizontal ou por um ponto);
- os postos de transformação MT/BT representam-se por um barramento com uma carga associada com potência ativa e reativa constantes definida pelo cenário de consumo a simular;

- os clientes alimentados em MT são representados por uma carga com potência ativa e reativa constantes definida para o cenário de consumo a simular;
- a tensão no barramento de referência mantém-se aproximadamente constante nos 1,00 pu.

É também necessário definir os limites máximos e mínimos de tensão nos barramentos. A norma de referência aponta para desvios de tensão de $\pm 10\%$ durante a maior parte do tempo, mas por vezes as concessionárias de rede definem desvios mais apertados. Assim, para a rede em estudo, os limites das tensões foram definidos em $\pm 5\%$ face à tensão nominal. Assim os valores de tensão em todos os barramentos devem estar dentro do intervalo $[0,95; 1,05]$ pu.

Os barramentos são diferentes pontos de uma rede utilizados para interligar diferentes componentes, tais como as linhas ou transformadores de tensão. É nos barramentos que se encontram localizadas as máquinas geradoras e as cargas. Num SEE, os barramentos são normalmente divididos em três categorias:

- **PV**, onde se encontra definida a potência ativa e o módulo da tensão (barramentos com geração);
- **PQ**, onde são conhecidas as potências ativas e reativas (barramentos com carga);
- **Referência/ compensação** (ou *swing bus*), com argumento da tensão nulo, definido como a origem das fases (pode ser qualquer barramento com geração).

4.2.1 Definição do Pior Caso

Com o intuito de avaliar as condições técnicas da rede foi necessário definir um pior caso. Assim, através dos perfis de carga típicos foi definido o período em que ocorre a maior requisição de energia à rede em estudo.

Através dos dados relativos aos diagramas de cargas típicos tanto dos clientes alimentados diretamente na rede de MT como dos transformadores MT/BT conectados à rede, foi possível identificar os períodos de 15 minutos com maior requisição de potência nos diferentes tipos de dia (útil, sábado e domingo/feriado) nas 4 estações do ano.

Inverno		
Dia típico	Período	Potência (MW)
Dia útil	11h15-11h30	2,3160
	11h30-11h45	2,3118
	11h00-11h15	2,3029
	11h45-12h00	2,2952
Sábado	11h15-11h30	1,6560
	11h30-11h45	1,6512
	11h00-11h15	1,6506
	11h45-12h00	1,6407
Domingo/feriado	20h00-20h15	1,5118
	20h15-20h30	1,5115
	20h30-20h45	1,5100
	19h45-20h00	1,5098

Primavera		
Dia típico	Período	Potência (MW)
Dia útil	11h15-11h30	2,0574
	11h30-11h45	2,0555
	11h00-11h15	2,0447
	11h45-12h00	2,0431
Sábado	11h45-12h00	1,4928
	11h30-11h45	1,4898
	12h00-12h15	1,4865
	11h15-11h30	1,4827
Domingo/feriado	11h45-12h00	1,2763
	12h00-12h15	1,2759
	11h30-11h45	1,2704
	12h15-12h30	1,2704

Verão		
Dia típico	Período	Potência (MW)
Dia útil	11h15-11h30	2,0754
	11h30-11h45	2,0730
	11h00-11h15	2,0630
	11h45-12h00	2,0601
Sábado	11h45-12h00	1,5849
	12h00-12h15	1,5804
	11h30-11h45	1,5800
	11h15-11h30	1,5709
Domingo/feriado	11h45-12h00	1,2690
	12h00-12h15	1,2685
	11h30-11h45	1,2641
	12h15-12h30	1,2636

Outono		
Dia típico	Período	Potência (MW)
Dia útil	11h15-11h30	2,3400
	11h30-11h45	2,3376
	11h00-11h15	2,3260
	11h45-12h00	2,3232
Sábado	11h45-12h00	1,6248
	12h00-12h15	1,6219
	11h30-11h45	1,6178
	12h15-12h30	1,6112
Domingo/feriado	20h00-20h15	1,3759
	20h30-20h45	1,3758
	20h15-20h30	1,3758
	20h45-21h00	1,3745

Table 4.1: Horas de maior requisição de potência, para os diferentes dias típicos em cada estação do ano

A partir das tabelas apresentadas é possível concluir que, independentemente da estação do ano, a requisição de potência à rede em estudo é maior nos dias úteis e menor nos domingos, como seria de esperar.

Também é possível observar que, num dia de semana (útil), a maior requisição de energia à rede é entre as 11h e as 12h e que o período de maior carga surge tipicamente no outono, entre as 11h15 e as 11h30 (2,34 MW).

Assim, o pior cenário em termos de requisição de energia à rede ocorre tipicamente num dia útil, no outono, entre as 11h15 e as 11h30 (2,34 MW), quando os 4 carregadores da estação estão a funcionar simultaneamente, o que representa um incremento de carga de 0,64 MW.

4.2.2 Características da Rede

Na presente secção serão abordadas as características dos elementos constituintes da rede de distribuição em estudo.

4.2.2.1 Linhas de Transmissão

No PSS/E os valores referentes às características da linha (resistência, reatância e susceptância) têm de ser representados através do sistema pu (por unidade). Para definir os valores destas grandezas em pu é necessário calcular o quociente entre o valor da grandeza, na sua unidade do S.I., e o seu valor de base ($X_{pu} = X_{real} / X_{base}$).

Inicialmente, para a criação de um caso de estudo em PSS/E, é preciso definir a potência de base ($S_b = 100$ MVA) e a frequência do sistema ($f = 50$ Hz). A partir do valor da potência de base podem calcular-se as restantes grandezas de base, que se obtêm através das seguintes expressões:

Impedância de base (Ω):

$$Z_b = \frac{V_b^2}{S_b} \quad (4.1)$$

Corrente de base (A):

$$I_b = \frac{S_b}{(\sqrt{3} * V_b)} \quad (4.2)$$

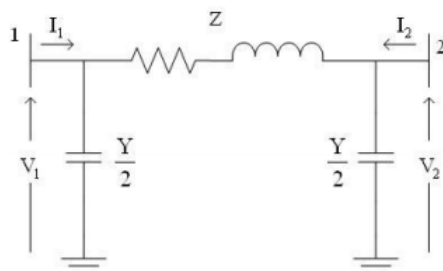
As zonas de tensão são definidas pelos transformadores existentes, havendo uma para cada zona. Para a rede em estudo, devido ao transformador AT/MT, serão definidas 2 zonas de tensão, uma de 60kV e outra de 15kV. Para as características das linhas, que é necessário converter para pu, estas encontram-se na zona com uma tensão de base de 15kV.

As linhas de transmissão são representadas pelo seu modelo PI. Este permite representar os comportamento resistivo, indutivo e capacitivo da linha, concentrados num só ponto.

O valor de Z (Ω) representa a impedância total longitudinal da linha e o comportamento capacitivo encontra-se representado pela admitância Y , cuja unidade no sistema internacional (SI) é o Siemens (S).

$$Z = R + jX \quad (4.3)$$

Figure 4.3: Representação das linhas de transmissão através do Modelo PI



$$Y = G + jB \quad (4.4)$$

Uma vez que a condutância G apresenta normalmente o valor zero, será necessário proceder-se ao cálculo da susceptância $B(S)$:

$$Y = jB \quad (4.5)$$

$$B(S) = 2 * \pi * f * C * l \quad (4.6)$$

$f \rightarrow$ frequência do sistema (50Hz)

$l \rightarrow$ comprimento de cada linha (km)

$C \rightarrow$ capacidade do cabo (F)

A rede em estudo é composta por 3 tipos de cabos com diferentes secções (95 mm^2 , 120 mm^2 e 240 mm^2).

Tendo sido disponibilizados o valor da resistência, reatância e comprimento de cada linha, é ainda necessário definir o valor da capacidade C do cabo para se conseguir proceder ao cálculo das susceptâncias.

Para os 2 cabos de maior secção foram disponibilizados os seus elementos constituintes (tratando-se de cabos LXHIOV), mas como não foram facultadas tais informações relativamente ao cabo de 95 mm^2 , será necessário assumir um valor para a sua capacidade.

No caso dos cabos LXHIOV_120 e LXHIOV_240, o valor das suas capacidades pode ser consultado em [51].

Table 4.2: Parâmetros dos cabos

Secção (mm^2)	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)	Capacidade (F/km)	Corrente nominal (A)
95	0,2311	0,0942	0,26	256
120	0,3244	0,1014	0,29	279
240	0,1603	0,0916	0,38	408

Uma vez que a unidade no sistema internacional (SI) da susceptância é o Siemens (S), que é o inverso do ohm (Ω), para converter os valores de B para pu é necessário multiplicá-lo (em vez de dividir) pela impedância de base.

$$B(pu) = B(S) * Zbase \quad (4.7)$$

É também necessário calcular a potência máxima S(MVA) que pode fluir em cada linha, através da corrente nominal $I_n(A)$ e da tensão de base $V_{base}(kV)$. No software PSS/E estes valores serão inseridos na coluna *RATE1(MVA)*.

$$S = \sqrt{3} * I_n * V_{base} \quad (4.8)$$

Table 4.3: Características das linhas da rede

B. origem	B. destino	R (pu)	X (pu)	B (pu)	Limite (MVA)
2	3	0,042983	0,017534	0,00007697	7,015
3	4	0,00057	0,000326	0,00000215	12,4
4	5	0,029117	0,011878	0,0000524	7,015
5	6	0,007196	0,004112	0,00002713	12,4
6	7	0,020506	0,008365	0,0000367	7,015
7	8	0,00827	0,004727	0,0000311	12,4
8	9	0,009103	0,005204	0,000034	12,4
9	10	0,003291	0,001881	0,00001241	12,4
10	11	0,00924	0,00528	0,0000348	12,4
11	12	0,003284	0,001877	0,00000124	12,4
12	13	0,015357	0,008779	0,0000579	12,4
13	14	0,005275	0,002152	0,00000945	7,015
14	15	0,034823	0,014205	0,0000624	7,015
15	16	0,01598	0,006519	0,0000286	7,015
16	17	0,033551	0,013686	0,0000601	7,015
16	23	0,004239	0,001729	0,00000759	7,015
17	18	0,024899	0,010157	0,0000446	12,4
18	19	0,003903	0,002231	0,0000147	12,4
19	20	0,003775	0,002158	0,0000142	7,015
20	21	0,001806	0,000737	0,00000323	7,015
21	22	0,02104	0,008583	0,0000377	7,015
23	24	0,006168	0,002516	0,00001104	7,015
24	25	0,003258	0,001086	0,00000494	8,4
25	26	0,003258	0,001019	0,00000463	8,4
26	27	0,009945	0,004057	0,0000178	7,015
27	28	0,004642	0,001452	0,0000066	8,4
28	29	0,008621	0,002696	0,0000123	8,4

4.2.2.2 Perfil das Cargas

Uma vez que apenas foram disponibilizadas as potências ativas - P (kW) - referentes tanto aos clientes MT como aos transformadores MT/BT, será assumido um fator de potência ($\cos \phi = 0,9$), de forma a obter a potência aparente S(kVA) e a definir a potência reativa consumida por cada carga - Q(kvar) - através das seguintes expressões:

$$S = \frac{P}{\cos \phi} \quad (4.9)$$

$$Q = \sqrt{(S^2 - P^2)} \quad (4.10)$$

Na tabela em baixo encontram-se caracterizadas todas as cargas típicas na rede para o pior caso (dia útil no outono, entre as 11h15 e as 11h30).

Table 4.4: Perfil de carga típico para o pior caso

Barramento	Tipo de Carga	P (MW)	Q (Mvar)
2	Carga da sub.	35,02	16,961
6	Cliente MT	0,0085	0,0041
8	Transf. MT/BT	0,086	0,0416
10	Cliente MT	0,1109	0,0537
11	Cliente MT	0,0626	0,0303
12	Transf. MT/BT	0,288	0,1395
14	Transf. MT/BT	0,2233	0,1082
15	Transf. MT/BT	0,2655	0,1286
16	Transf. MT/BT	0,1389	0,0673
17	Cliente MT	0,2762	0,1338
19	Transf. MT/BT	0,1852	0,0897
21	Transf. MT/BT	0,2496	0,1209
23	Cliente MT	0,11	0,0533
25	Transf. MT/BT	0,0401	0,0194
28	Transf. MT/BT	0,107	0,0518
29	Cliente MT	0,1256	0,0608

4.2.2.3 Subestação AT/MT

Tal como foi mencionado em cima, a subestação AT/MT do Campo Alegre será representada por um gerador conectado ao barramento 1. O transformador da subestação irá conectar os barramentos 1 e 2, e neste último estará conectada a carga natural da subestação.

No caso do gerador da rede é necessário definir as potências ativas e reativas máximas e mínimas. Admitindo um fator de potência para o gerador de ($\cos \phi = 0,8$), obtêm-se as potências ativas e reativas máximas ($P_{\max}$ e $Q_{\max}$). Para calcular os limites mínimos destas potências utilizou-se a regra geral de que $Q_{\min} = -Q_{\max}$, e que $P_{\min} = P_{\max}/2,5$, tal como foi realizado em [30].

No caso do transformador 60/15 kV da subestação é necessário definir o valor da reatância de fugas do mesmo em pu. Para uma potência de 90MVA e $x_f=10\%$ e para uma tensão de base no secundário de 15kV ($V_{bs} = 15\text{kV}$), o valor da reatância em pu é dado por:

$$X(pu) = x_f * \left(\frac{S_b}{S_{transf}} \right) * \left(\frac{V_s}{V_{bs}} \right)^2 \quad (4.11)$$

$$X = 0,1 * \left(\frac{100M}{90M}\right) * \left(\frac{15k}{15k}\right)^2 = 0,111 \text{ pu}$$

Table 4.5: Dados relativos ao gerador da Subestação para o PSS/E

Barramento	Pmax (MW)	Pmin (KW)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)	Sbase (MVA)
1	72	28,8	54	-54	100

Table 4.6: Dados relativos ao transformador da Subestação para o PSS/E

Barram. origem	Barram. destino	X (pu)	Limite (MVA)
1	2	0,111	90

Em anexo encontram-se disponibilizadas as características da subestação do Campo Alegre, concretamente as características da rede, a carga na subestação e a capacidade de receção.

4.2.3 Cenário Base

Numa primeira fase serão analisadas as características da rede para o cenário base, sem considerar a carga proveniente da estação de carregamento.

Para este cenário serão analisados os perfis de tensão, o valor das perdas e os congestionamentos nos ramos durante o período de maior requisição de potência à rede, não se considerando a carga proveniente da estação de carregamento.

Recorreu-se ao método de *Newton-Raphson* para realizar o cálculo do trânsito de potência, por ser um método que permite uma rápida convergência com resultados consistentes no trânsito de energia. Assim, obtiveram-se os seguintes valores relativos à magnitude e ângulo da tensão nos barramentos:

Figure 4.4: Ângulos das tensões nos barramentos para o cenário base

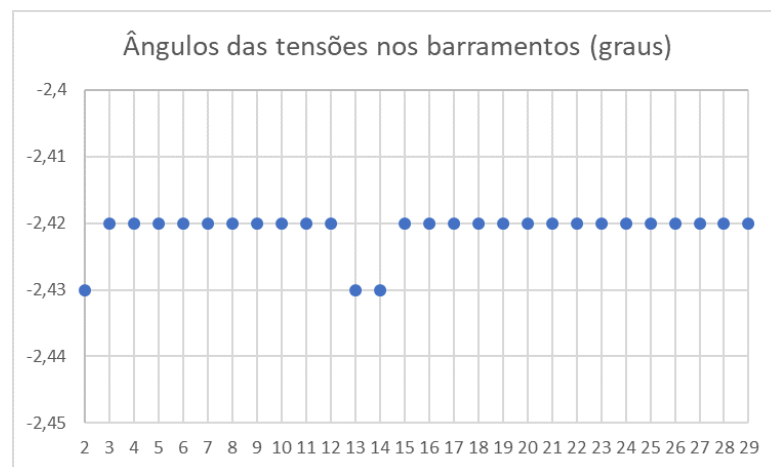
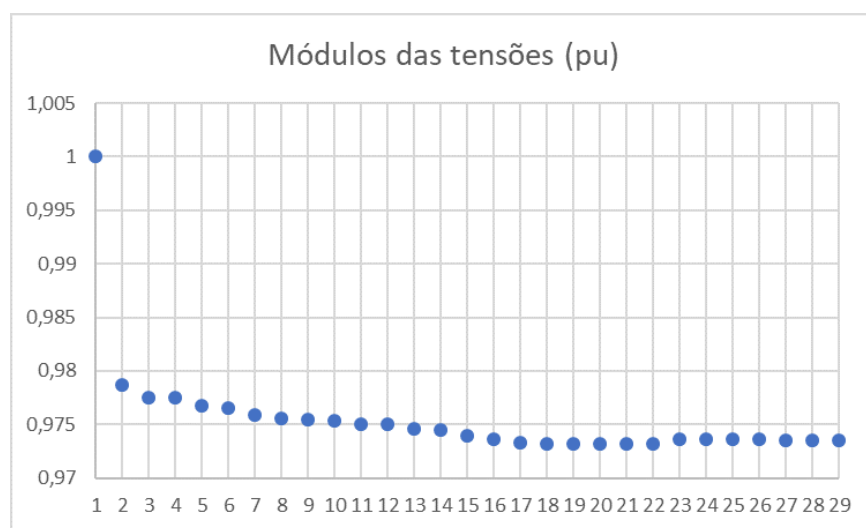


Figure 4.5: Módulos das tensões nos barramentos



Relativamente aos ângulos de fase, observa-se que o seu valor praticamente não varia, situando-se entre os $-2,43^\circ$ e os $-2,42^\circ$, à exceção obviamente do barramento de referência (barram. 1), cujo ângulo é 0° .

Através da análise do gráfico é possível observar que os módulos das tensões nos barramentos se encontram dentro dos limites estipulados $[0,95; 1,05 \text{ pu}]$, com valores praticamente constantes entre os 0,9797 e os 0,9753 pu. Tal deve-se aos valores praticamente desprezáveis das quedas de tensão entre barramentos, resultado dos reduzidos comprimentos dos cabos e à baixa corrente que circula nos mesmos.

O barramento 1 (referência) apresenta o valor de 1,00 pu, tal como foi estipulado.

As potências ativas e reativas geradas no barramento de referência encontram-se identificadas na seguinte tabela:

Table 4.7: Parâmetros dos cabos

Barram.	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
1	37,3084	72	28,8	19,9893	54	-54

Devem ter-se em consideração as perdas técnicas que ocorrem no sistema, que traduzem as perdas na transformação, transporte e distribuição de energia aos consumidores. Estas podem ser divididas em perdas ativas e reativas. As primeiras dependem da corrente no condutor e da resistência do mesmo ($P_{ativas} = R \cdot I^2$) e representam as perdas por dissipação de energia sob a forma de calor nos condutores e equipamentos (efeito de Joule); as perdas reativas surgem devido às reatâncias dos equipamentos, nomeadamente condutores e transformadores. Embora estas não causem diretamente perdas, contribuem para o aumento da corrente nos cabos, o que por sua vez provoca aumento das perdas por efeito Joule. [47].

$$P_{total} = \Sigma P_{cargas} = 37,2974 \quad (4.12)$$

$$P_{perdas} = P_{gen} - P_{total} = 37,3084 - 37,2974 = 0,011 \text{ MW} = 11 \text{ kW} \quad (4.13)$$

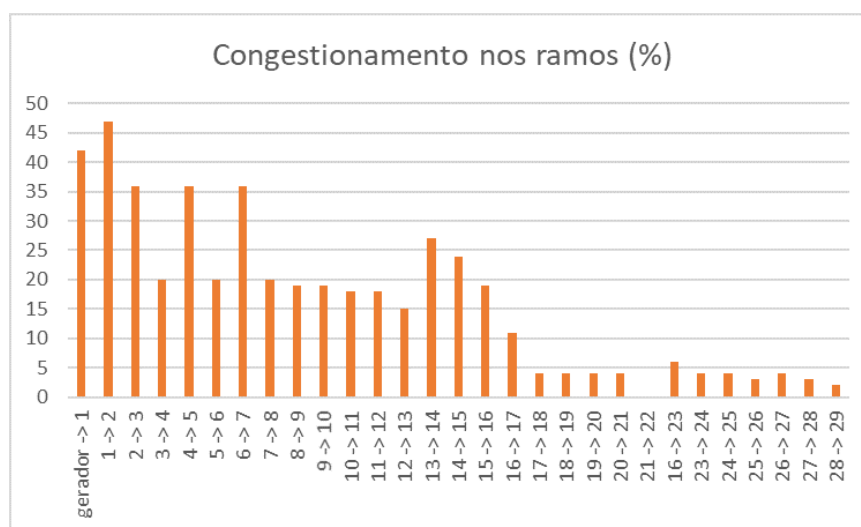
$$\text{Perdas} = \frac{P_{perdas}}{P_{gen}} * 100 = \frac{0,011}{37,3084} * 100 = 0,0295\%$$

Os valores que surgem das perdas nas linhas são praticamente desprezíveis, quer em termos absolutos como em termos relativos.

O software PSS/E disponibiliza ainda informações relativamente ao nível de congestão nas linhas. Este valor é expresso percentualmente sob a forma do quociente entre corrente que circula na linha e a corrente nominal da mesma.

Caso o nível de congestionamento num dado ramo ultrapasse os 100%, então esse ramo encontra-se sobrecarregado e é necessário proceder à substituição do cabo por um de maior secção que permita a circulação de correntes mais elevadas.

Figure 4.6: Nível de congestionamento nos ramos para o cenário base



Pode verificar-se que a rede se encontra substancialmente descongestionada, uma vez que para o cenário em questão as correntes em todos os ramos se encontram a baixo dos 50% da capacidade dos mesmos.

4.2.4 Cenário 2

Para o cenário 2 ter-se-á em consideração a carga resultante da exploração do posto de carregamento. Mantendo as características do pior caso em termos de cargas nos barramentos, será agora adicionada uma carga de 0,64 MW resultante da operação simultânea dos 4 carregadores rápidos DC de 160 kW no barramento 27.

Em anexo encontra-se disponibilizada a topologia da rede para o cenário 2.

A carga foi colocada num dos barramentos mais a jusante da subestação, de forma a melhor compreender como é que o aumento da circulação de corrente nos ramos provoca alterações das características da rede, em termos de tensões, perdas e congestionamentos.

De acordo com especificações de um funcionário da Efacec, o fator de potência associado a estes carregadores é $\cos \phi = 0,98$. Assim, para $P = 0,64$ MW, através das equações (4.9 e 4.10) obtém-se o valor da potência reativa absorvida pelos carregadores: $Q=0,1299$ Mvar.

Procedendo-se novamente ao estudo do trânsito de potências pelo método de Newton-Raphson, obtém-se os seguintes valores para a magnitude e ângulo da tensão nos barramentos:

Figure 4.7: Ângulos das tensões nos barramentos

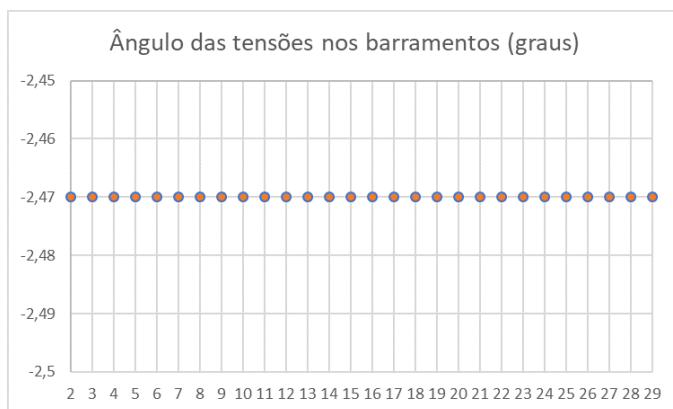
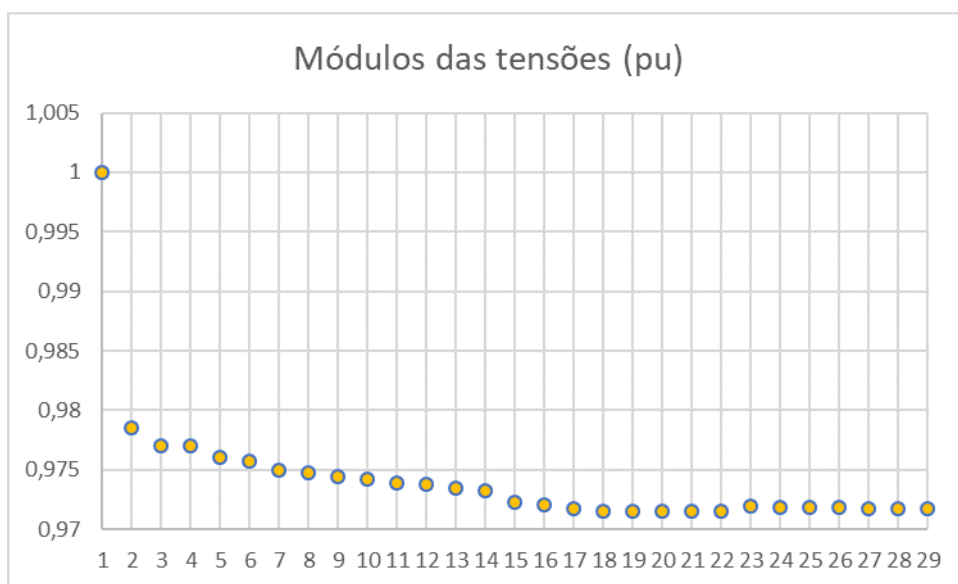


Figure 4.8: Módulos das tensões nos barramentos



Tal como se pode observar pelo gráfico, para o cenário em estudo os valores das tensões são praticamente constantes em todos os barramentos, à exceção do barramento de referência, cujo valor foi fixado em 1,00 pu. Para os restantes, os valores de tensão encontram-se entre os 0,9785 e os 0,9715, confirmando-se assim que todos os valores se encontram dentro dos limites especificados ([0,95; 1,05 pu]).

Relativamente aos ângulos das tensões, os valores mantêm-se constantes nos $-2,47^\circ$ em todos os barramentos.

As potências ativas e reativas geradas no barramento de referência encontram-se identificadas na seguinte tabela:

Table 4.8: Parâmetros dos cabos

Barram.	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
1	37,9557	72	28,8	20,1855	54	-54

Serão novamente calculadas as perdas ativas que surgem no sistema para o cenário que se está a simular.

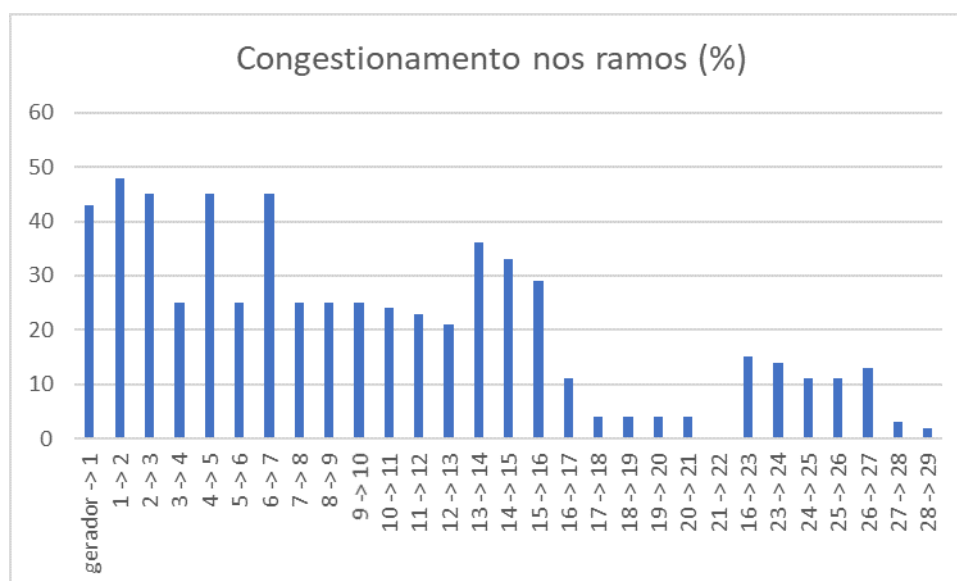
$$P_{total} = \Sigma P_{cargas} = 37,9374 \quad (4.14)$$

$$P_{perdas} = P_{gen} - P_{total} = 37,9557 - 37,9374 = 0,0183MW = 18,3kW \quad (4.15)$$

$$Perdas = \frac{P_{perdas}}{P_{gen}} * 100 = \frac{0,0183}{37,9557} * 100 = 0,0482\%$$

Similarmente ao que ocorre no cenário 1, o valor percentual das perdas ativas na rede é notoriamente baixo, o que indica/pressupõe uma reduzida taxa de congestionamento nas linhas. No cenário 2 ocorre um ligeiro aumento no valor das perdas, consequência da inclusão da nova carga no barramento 27.

Figure 4.9: Nível de congestionamento nas linhas para o cenário 2



4.2.5 Comparação entre os 2 Cenários

De seguida foram estabelecidas comparações entre os 2 cenários de forma a avaliar os impactos que a implementação da nova carga tem no sistema elétrico em estudo.

Figure 4.10: Comparação dos módulos das tensões nos barramentos para os 2 cenários

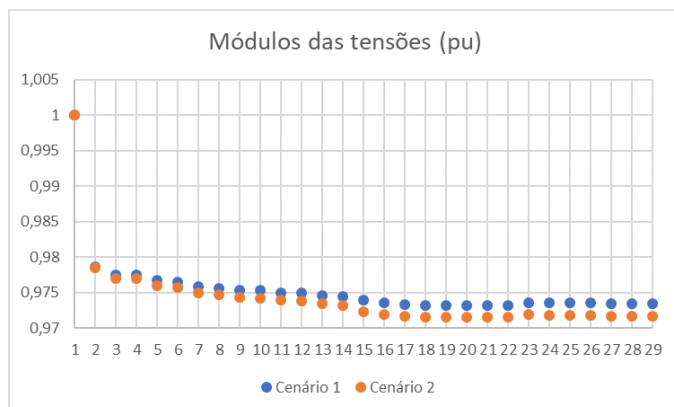


Figure 4.11: Comparação entre os congestionamentos nas linhas para os 2 cenários

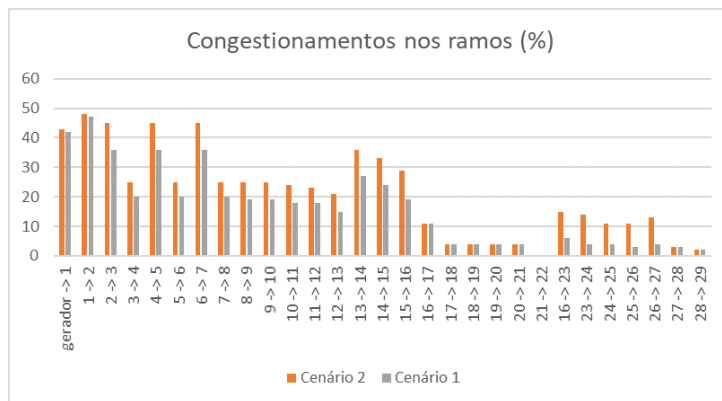
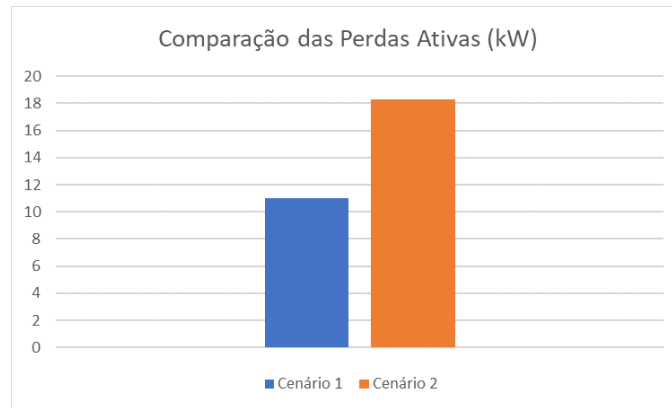


Figure 4.12: Comparação das perdas ativas para os 2 cenários



Da análise dos gráficos anteriores podem tirar-se diversas conclusões. Em primeiro lugar, no Cenário 2 ocorre uma pequena diminuição dos módulos das tensões devido ao ligeiro aumento das quedas de tensão nos barramentos.

Sendo a queda de tensão entre as extremidades de um cabo definida através da seguinte expressão:

$$\Delta U = \sqrt{3} * l * I * (R * \cos(\phi) + X * \sin(\phi)) \quad (4.16)$$

em que $l(\text{km})$ representa o comprimento do cabo, $I(\text{A})$ é a corrente de serviço e R e X representam respectivamente a resistência e reatância do cabo em (Ω/km) , é possível compreender que o aumento das quedas de tensão é provocado pelo aumento da corrente nas linhas, o que seria expectável devido à integração na nova carga no barramento 27.

Em segundo lugar, no cenário 2 ocorre um ligeiro aumento do nível de congestão na maioria dos ramos. Tal deve-se ao facto da nova carga ter sido integrada no barramento 27. Uma vez que existe uma maior circulação de corrente nas linhas que irão alimentar o barramento 27, é expectável o aumento da taxa de congestionamento nessas mesmas linhas.

Finalmente, relativamente às perdas ativas, verifica-se um aumento de 66,36% do cenário 1 para o cenário 2, apesar dos seus valores serem substancialmente diminutos quer em termos absolutos, quer em termos percentuais/relativos.

A elevada estabilidade dos níveis de tensão nos barramentos e as reduzidas taxas de congestionamento nas linhas, associadas aos baixos valores das perdas, sugerem que a rede em estudo se encontra bastante sobredimensionada, verificando-se ainda uma elevada capacidade de receção de

potência nos barramentos, como se confirma em [6], onde se refere que a subestação do Campo Alegre apresenta uma capacidade de receção de 48,5 MVA na rede de MT (15kV).

4.2.6 Cenário Futuro

Devido à longevidade deste projeto de instalação, será prudente simular o eventual aumento das cargas nos barramentos. Seguindo esta linha de pensamento, idealizou-se um aumento das potências ativas e reativas requisitas à rede de 20%. A carga requisitada pela estação, novamente conectada ao barramento 27, manterá os seus valores de potência ($P = 0,64\text{MW}$, $Q = 0,1299\text{Mvar}$).

Seguidamente procedeu-se à simulação dos valores dos módulos das tensões nos barramentos, das perdas e dos congestionamentos nos ramos, sendo então estabelecida uma comparação com o cenário 2.

Figure 4.13: Ângulos das tensões nos barramentos para o cenário futuro

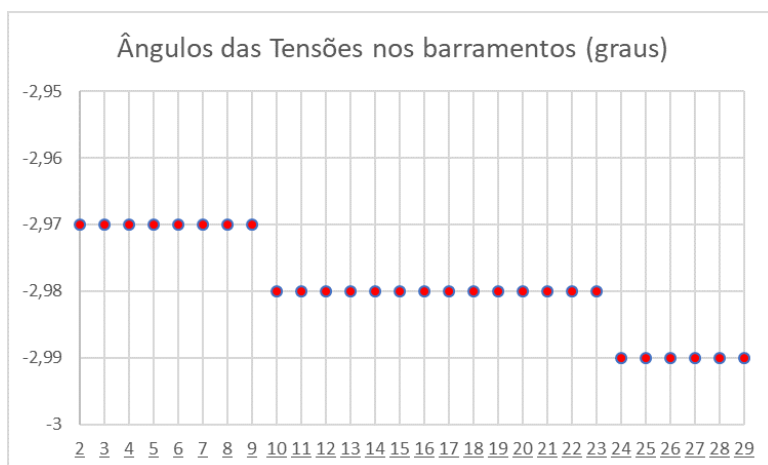
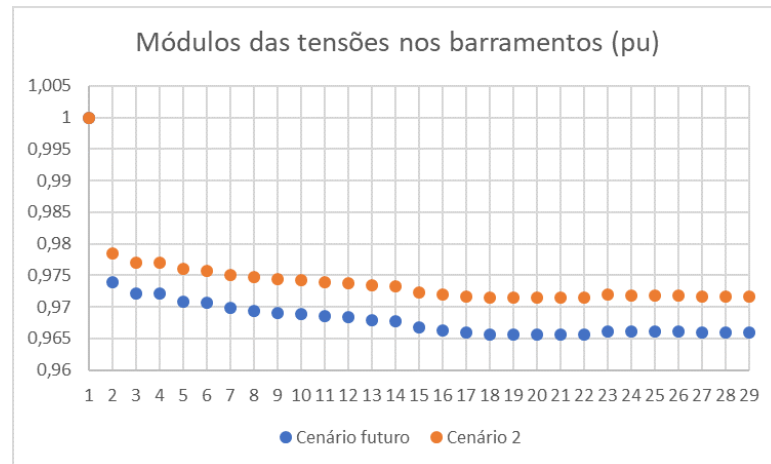


Figure 4.14: Comparação dos módulos das tensões nos barramentos nos cenários futuro e 2



Mais uma vez se verifica que em ambos os cenários os módulos das tensões se encontram dentro dos limites estabelecidos de [0,95; 1,05] pu. A ligeira diminuição dos módulos das tensões no cenário futuro deve-se ao aumento das quedas de tensão provocadas pelo aumento de carga nos barramentos.

Relativamente às potências geradas no barramento de referência tem-se:

Table 4.9: Parâmetros dos cabos

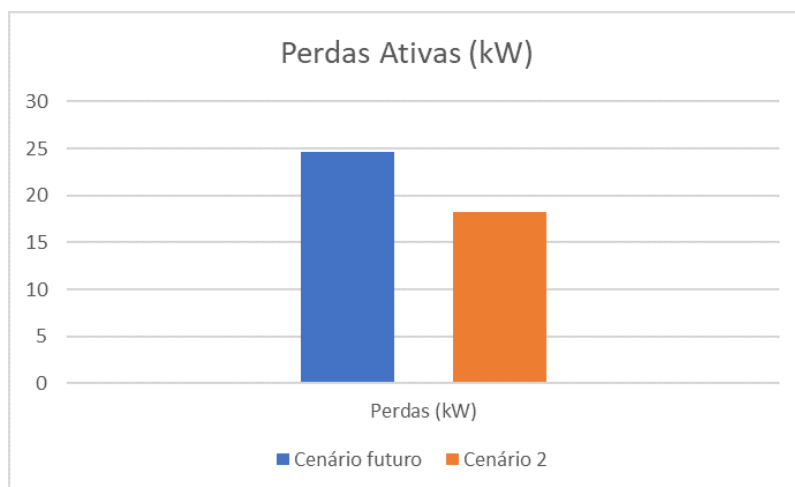
Barram.	Pgen (MW)	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qgen (Mvar)	Qmax (Mvar)	Qmin (Mvar)
1	45,4216	72	28,8	21,807	54	-54

$$P_{total} = \Sigma P_{cargas} = 45,3969 \quad (4.17)$$

$$P_{perdas} = P_{gen} - P_{total} = 45,4216 - 45,3969 = 0,0247 \text{ MW} = 24,7 \text{ kW} \quad (4.18)$$

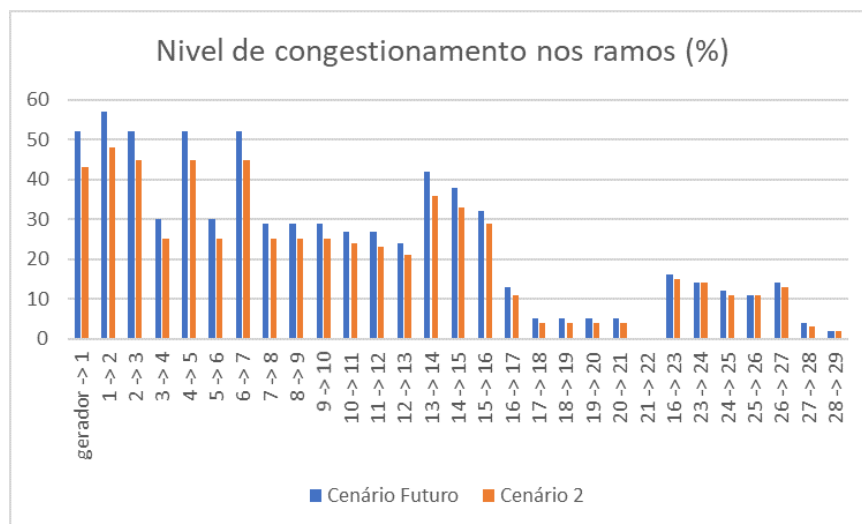
$$\text{Perdas} = \frac{P_{perdas}}{P_{gen}} * 100 = \frac{0,0247}{45,4216} * 100 = 0,0544\%$$

Figure 4.15: Comparação entre o valor de perdas nos 2 cenários



No cenário futuro verifica-se um aumento absoluto e relativo do valor das perdas ativas relativamente ao cenário 2, tratando-se contudo de valores substancialmente baixos.

Figure 4.16: Comparação entre os congestionamentos nas linhas para os 2 cenários



Ocorre um aumento ligeiro dos níveis de congestionamentos nos ramos no cenário futuro, como era expectável, não pondo em causa no entanto a integridade dos condutores. Este aumento explica o ligeiro crescimento do valor das perdas no cenário em questão.

Os resultados obtidos para o cenário em causa demonstram que a rede elétrica em estudo se encontra preparada para responder a eventuais aumentos de carga que possam surgir com o passar do tempo sem que seja necessário proceder a dispendiosos reforços dos elementos da rede.

Conclusão

Neste capítulo foi realizada uma análise técnica da rede de distribuição disponibilizada pela EDP, através do software de simulação PSS/E, com o intuito de avaliar os parâmetros técnicos da mesma para diferentes cenários (base, 2 e futuro).

Inicialmente, no cenário base considerou-se o período do dia em que ocorre uma maior solicitação de potência à rede, sem ponderar o incremento de carga proveniente da estação de carregamento.

De seguida, no cenário 2 foi simulada a integração de uma nova carga num dos barramentos mais a jusante da rede (27) para obter um conhecimento mais abrangente das condições dos elementos da rede, uma vez que a corrente percorre uma maior distância para alimentar a carga. Esta nova carga representa a potência requisitada pela estação de carregamento rápido quando os 4 carregadores estão a ser utilizados simultaneamente.

Uma vez que se trata de um projeto com uma elevada longevidade (no mínimo 15 - 17 anos), é previsível um aumento da requisição de potência à rede por parte das cargas. Assim, considerou-se indispensável simular um aumento de 20% das cargas do sistema para avaliar se a rede está preparada para essa requisição de energia.

Das análises realizadas concluiu-se que nos 3 cenários em questão não são ultrapassados os limites técnicos dos módulos das tensões nos barramentos. Também se percebeu que os valores das perdas e dos congestionamentos na linha são bastante reduzidos, não pondo em causa o bom funcionamento do sistema.

Conclui-se então, que a rede em estudo se encontra sobredimensionada e que ainda existe uma substancial capacidade de receção de potência na subestação.

Assim, verifica-se que, pelo menos para a rede em questão, não é necessário proceder à implementação de sistemas de armazenamento de energia nem a eventuais reforços de rede, uma vez que em nenhum caso foram ultrapassados os seus limites técnicos.

Chapter 5

Análise Económico-Financeira da Implementação da Estação de Carregamento

Uma vez verificada a viabilidade técnica da integração da estação de carregamento na rede de média tensão é agora fundamental avaliar a viabilidade económico-financeira deste projeto, uma vez que nenhuma empresa iria investir o seu dinheiro num empreendimento que não fosse rentável.

Assim, no presente capítulo serão idealizados os pressupostos técnicos associados ao funcionamento da estação (consideração do tempo de recarga das baterias e perfil típico de abastecimento dos UVE).

De seguida serão considerados os parâmetros económico-financeiros (para um OPC) que permitam a definição dos custos de exploração, de investimento e de operação do posto de carregamento, bem como os lucros obtidos através da definição das tarifas de utilização dos carregadores. Assim será possível proceder-se à avaliação da sustentabilidade e viabilidade económica deste projeto.

A grande vantagem da utilização desta estação de carregamento é permitir a recarga das baterias dos veículos elétricos num curto espaço de tempo.

Seguindo esta linha de pensamento é expectável que o perfil de carregamento dos UVE seja semelhante aos perfis de abastecimento em bombas de gasolina convencionais, como foi igualmente idealizado em [131, 40, 103], prevendo-se uma maior afluência de veículos ao final da tarde, quando os UVE regressam a casa do trabalho e ao fim de semana, quando a sua disponibilidade é maior [35].

Para o caso de estudo será então definida a probabilidade de um VE chegar à estação de carregamento, para cada período horário e para os 2 dias típicos (útil e fim-de-semana).

Assim, para um dado número de VE que carrega diariamente na estação será traçado um perfil típico de abastecimento para os dias úteis e para os sábados/domingos/feriados.

5.1 Análise do Tempo de Carregamento de Veículos Elétricos

Numa primeira fase foram considerados os 9 carros elétricos mais vendidos em Portugal em 2019 que permitem carregamentos rápidos. Para estes veículos foi consultada a capacidade das suas baterias (kWh) em [11] e, sendo que para carregadores rápidos DC o perfil de carregamento recomendado, de forma a evitar danos nas baterias, é dos 20% aos 80% do SoC da bateria, foi possível avaliar o tempo de recarga típico para cada um dos VE, para uma potência de carregamento de aproximadamente 150 kW, pois apesar dos carregadores terem uma potência de 160kW é necessário considerar as ineficiências de carregamento.

Table 5.1: Número de carregamento para os diferentes dias típicos

Automóvel	Vendas (%)	Cap. baterias (kWh)	20% - 80% SoC (kWh)	Tempo carreg. (min)
Nissan Leaf	27,802	56	33,6	13,44
Tesla Model 3	22,979	75	45	18
Renault Zoe	14,736	52	31,2	12,48
BMW i3	7,839	38	22,8	9,12
Jaguar i-Pace	6,519	85	51	20,4
Hyundai Kauai	6,439	64	38,4	15,36
Tesla Model S	4,579	95	57	22,8
Tesla Model X	3,233	95	57	22,8
Hyundai Ioniq	1,589	38	22,8	9,12

Estes automóveis representam 95,71% das vendas de VE em Portugal em 2019.

A partir destes valores é possível traçar uma média pesada dos tempos de carregamento de forma a definir um período de recarga típico na estação. Utiliza-se a média pesada de forma a dar mais relevância às características das baterias dos veículos mais vendidos.

Para um tempo de carregamento T_i e para uma dada percentagem de vendas P_i , sendo que i representa o veículo elétrico em questão, pode-se obter a média pesada (M_p) através da equação:

$$M_p = \frac{\sum(T_i * P_i)}{\sum P_i} \quad (5.1)$$

Irá então supor-se para o estudo em questão que os veículos elétricos irão demorar cerca de 15,33 minutos a carregar desde os 20% aos 80% SoC.

Também se pode recorrer à expressão anterior para estimar a média da energia fornecida às baterias por carregamento. Assim, procedendo-se ao cálculo da média pesada para a energia tipicamente fornecida às baterias obtém-se o valor de 38,32 kWh.

Saber o tempo típico de carregamento e a energia fornecida às baterias dos VE irá auxiliar na definição das tarifas cobradas pelo OPC.

5.2 Estimativa do perfil de carregamento de veículos elétricos no Porto

Para aproximadamente 6.700.000 de veículos em circulação em Portugal, no final de 2020 aproximadamente 33337 serão puramente elétricos.

De acordo com uma estimativa do jornal de Notícias, cerca de 600.000 automóveis circulam diariamente no concelho do Porto, sendo que desses aproximadamente 2985 serão veículos puramente elétricos.

Realizando a média pesada para a autonomia dos 10 VE mais vendidos em Portugal obteve-se um valor de cerca de 360km, sendo que o perfil de carregamento típico aconselhável para os utilizadores de estações de carregamento rápido DC é entre 20% e 80% do estado de carga (pode-se assim assumir que os carros percorrem uma distância de cerca de 216 km até recarregarem). Assumindo uma distância média diária percorrida de 40 km, os VE irão ter de carregar aproximadamente a cada 5 dias.

Assumindo também que dos 2985 veículos elétricos em circulação apenas 7,5% carregam “preferencialmente” no posto de carregamento em estudo, tem-se que, em média, 44 veículos carregam diariamente na estação, o que representa um incremento de potência de aproximadamente 7,05 MW. Estes 7,5% devem-se ao facto de atualmente grande parte dos utilizadores de veículos elétricos dispor de carregamento residencial ou no local de trabalho (estima-se 85%). Sublinhe-se também que pelo facto do concelho do Porto ser grande nem todos os utilizadores de BEVs teriam disponibilidade para realizar o carregamento na estação, por questões de tempo e de distância percorrida (50%). ($0,15 * 0,5 = 0,075 = 7,5\%$).

Com o previsível aumento anual da frota de VE em circulação, quando se realizar a análise dos fluxos de caixas provenientes da estação será assumida uma taxa de crescimento que se traduzirá num aumento do valor das receitas.

Adaptando-se a ideia de [35] foi definido que existe uma maior probabilidade de carregamento durante o fim de semana e que a probabilidade de carregamento é igual para todos os dias úteis.

Table 5.2: Probabilidades de carregamento para os diferentes dias típicos

Dia típico	Prob. de carregamento (%)
Dias úteis	11,5989
Fins de semana/feriados	21,0027

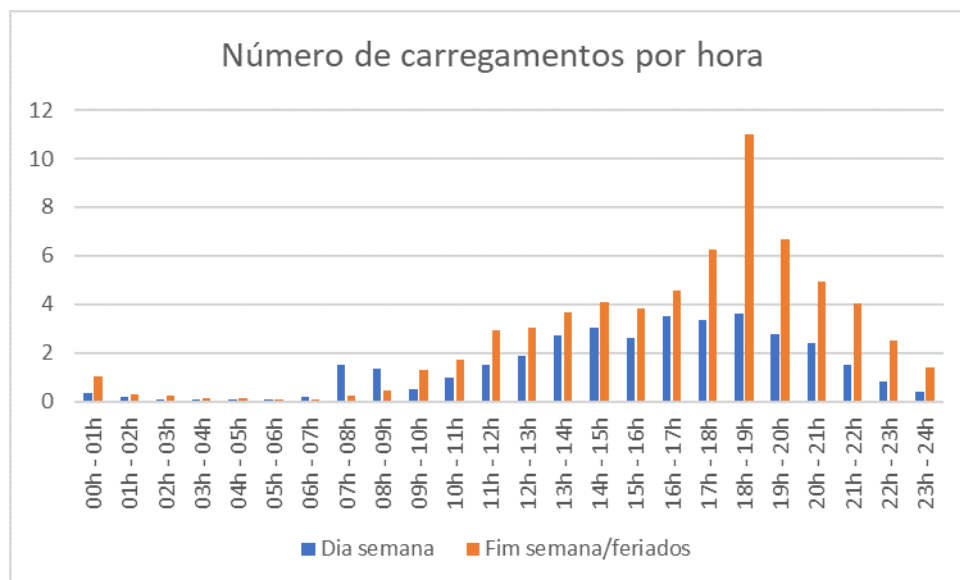
Para uma média de 44 carregamentos diários estima-se que ocorram aproximadamente 308 carregamentos semanais. Então, de acordo com as probabilidades definidas anteriormente estima-se a seguinte afluência de VE:

Table 5.3: Número de carregamento para os diferentes dias típicos

Dia típico	Número de carregamentos
Dias úteis	36
Fins de semana/feriados	65

Foram definidas as probabilidades de carregamento de forma a estimar o número de veículos que carrega por hora, para os diferentes dias típicos.

Figure 5.1: Número de carregamentos por hora para dias úteis e fins de semana



Foi igualmente traçado o número típico de carregamentos para cada espaço de tempo de 15 minutos de forma a melhor integrar estes perfis com os períodos tarifários de eletricidade.

5.3 Tarifas e Preços no Mercado Livre de Eletricidade

Na fatura de eletricidade cobrada ao consumidor, para uma instalação conectada à rede de Média Tensão, para além do valor referente ao consumo de energia estão incluídas as tarifas de acesso às redes, o CIEG, a contribuição audiovisual, o IEC e o respectivo IVA associado a cada uma de estas tarifas

- **Tarifa de Acesso às Redes:** inclui o valor das Tarifa de Uso Global de Sistema (TUGS), Tarifa de Uso da Rede de Transporte (TURT) e Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TURD).
- **Custo de Interesse Económico Geral (CIEG):** esta tarifa assume a grande maioria dos impostos pagos na fatura da luz, nomeadamente tarifas por medidas legislativas, sendo que estes já se encontram incluídos nas Tarifas de acesso às Redes.
- **Imposto Especial de Consumo de Eletricidade (IEC):** este imposto tem como fundamento preocupações ambientais. O valor fixado pelo governo para esta taxa é de 1/MWh.
- **Contribuição AudioVisual (CAV):** tem como objetivo o financiamento do serviço público de rádio e televisão, sendo que os consumidores com um consumo inferior a 400 kWh estão isentos desta taxa. O valor cobrado pela CAV foi de 3,021 (2,85 + 6% de IVA) por mês, o que resulta em cerca de 36,25 anuais.
- **Imposto sobre Valor Acrescentado (IVA):** este imposto incide sobre qualquer despesa ou consumo efectuado em território nacional, sendo que apenas alguns serviços não são taxados por este imposto, nomeadamente os médicos. No caso da Eletricidade, o valor do IVA é de 23%.

Para a situação em estudo não será contabilizada a taxa de exploração da DGEG, uma vez que esta tarifa só é cobrada aos clientes alimentados em Baixa Tensão Normal (BTN).

No contexto desta dissertação será necessário definir os custos associados à exploração de uma estação de carregamento rápido.

O OPC tem de celebrar um contrato de fornecimento de energia com um Comercializador do Setor Elétrico para efeitos do funcionamento do seu posto de carregamento. Para um OPC os custos referentes às tarifas de energia, ao IEC, ao CAV, às tarifas de acesso às redes (concretamente as tarifas da energia ativa (/kWh), da potência nas horas de ponta (**PHP**) (/kW) e da potência contratada (**PC**) (/kW)) são referentes apenas ao autoconsumo da estação. Ou seja, após a desagregação dos consumos do carregamento dos VE é necessário definir a energia consumida pela estação, que depende da eficiência de cada posto, do software, LCD, de eventuais LEDs que se tenham instalado ...

As tarifas de rede relativas à energia consumida pelos veículos elétricos é paga pelos utilizadores dos mesmos ao respectivo CEME que, por sua vez, retorna o valor à EDP Distribuição.

No caso de um OPC com um posto de carregamento conectado à rede de MT, este está sujeito a uma tarifa de acesso às redes tetra-horária.

Figure 5.2: Tarifas de Acesso às Redes em MT [57]

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
Horas de ponta			5,236	0,1717
Contratada			0,937	0,0307
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0567	
		Horas cheias	0,0407	
		Horas de vazio normal	0,0146	
		Horas de super vazio	0,0140	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0564	
		Horas cheias	0,0404	
		Horas de vazio normal	0,0145	
		Horas de super vazio	0,0141	
Energia reativa			(EUR/kVArh)	
Indutiva			0,0252	
Capacitiva			0,0189	

* RRCart. 119 §, n.º 6

* RRCart. 119.º, n.º 6

Para além das tarifas de Acesso às Redes têm de ser consideradas as tarifas de Consumo de Energia (/kWh) disponibilizadas pelo CSE, neste caso a EDP Comercial:

Ponta: 0,07113 /kWh

Cheias: 0,0685 /kWh

Vazio Normal: 0,0591 /kWh

Super vazio: 0,0573 /kWh

Os períodos tarifários apresentados são:

Período I: 1 de Janeiro a 31 de Março

Período II: 1 de Abril a 30 de Junho

Período III: 1 de Julho a 30 de Setembro

Período IV: 1 de Outubro a 31 de Dezembro

Assim, o total das tarifas de Energia Ativa (/kWh) obtém-se somando a parcela da Energia Ativa da tarifa de Acesso às Redes com a tarifa de Consumo.

Período I, IV (Inverno):**Ponta:** $0,07113 + 0,0567 = 0,12783$ /kWh**Cheias:** $0,0685 + 0,0407 = 0,1092$ /kWh**Vazio Normal:** $0,0591 + 0,0146 = 0,0737$ /kWh**Super Vazio:** $0,0573 + 0,014 = 0,0713$ /kWh**Período II, III (Verão):****Ponta:** $0,0713 + 0,0564 = 0,1277$ /kWh**Cheias:** $0,0685 + 0,0407 = 0,1092$ /kWh**Vazio Normal:** $0,0591 + 0,0145 = 0,0736$ /kWh**Super Vazio:** $0,0573 + 0,0141 = 0,0714$ /kWh

Juntamente às tarifas de energia fixadas para o OPC, são ainda cobradas a CAV e um Imposto Especial de Consumo de 0,001/kWh, sendo que sobre estas taxas acresce o respetivo IVA.

5.4 Estimativa da Eficiência de Carregamento do Posto

De forma a quantificar-se o autoconsumo da estação é necessário proceder-se à avaliação da eficiência da mesma.

Relativamente aos conversores electrónicos de potência, que realizam a conversão da energia AC da rede elétrica para energia DC que alimenta diretamente a bateria do veículo, foi considerada uma eficiência de 95% (η_{ac-dc}) [65].

Através de consulta ao site da Efacec considerou-se ainda que a eficiência de carregamento das baterias dos EVs é de 97% (η_c) [9].

Assim, para o posto em questão será considerada uma eficiência de carregamento total:

$$\eta_t = \eta_{ac-dc} * \eta_c = 0,95 * 0,97 = 0,9215 = 92,15\% \quad (5.2)$$

Tendo os carregadores uma potência de 160kW, para uma eficiência de 92,15% estima-se uma potência de autoconsumo de 12,56 kW, por carregamento. Deve-se ainda ter em consideração a necessidade de sinalização luminosa no local da instalação.

Assim, para a instalação em estudo e de forma a facilitar os cálculos, será estimada uma potência de autoconsumo da estação de 15,6 kW, o que representa um consumo de energia de 3,9 kWh por cada carregamento.

Será então necessário proceder à definição das receitas e despesas provenientes da implementação da estação de carregamento.

5.5 Custos de Exploração do Posto

Numa primeira fase é necessário considerar os custos para o OPC inerentes à exploração do posto, ou seja, os encargos para o operador relativos ao autoconsumo da estação.

Serão então calculados as tarifas de autoconsumo para os diferentes períodos tarifários, tendo-se em consideração a tarifa de Energia Ativa, as tarifas de Potência (PHP e PC) e o Imposto Especial de Consumo (IEC), considerando-se o IVA de 23% associado a estas tarifas. Apenas não é contabilizado o valor da Contribuição Audiovisual, que tem o valor residual de 3,021/mês.

São assim definidos os custos típicos para o OPC relativos ao carregamento da bateria de um EV para os diferentes períodos tarifários (Super Vazio, Vazio Normal, Cheias e Pontas), tanto para o período de Inverno como de Verão. De notar que o preço para cada período tarifário é independente do dia (útil, sábado ou domingo/feriado).

Table 5.4: Custos associados às tarifas de autoconsumo no período de Inverno

Período tarifário	Custos ()
Super Vazio	0,93589
Vazio Normal	0,947
Cheia	1,118
Ponta	4,502

Table 5.5: Custos associados às tarifas de autoconsumo no período de Verão

Período tarifário	Custos ()
Super Vazio	0,9364
Vazio Normal	0,947
Cheia	1,118
Ponta	4,501

Como se pode observar existe uma enorme disparidade dos preços nos horários de ponta relativamente aos restantes períodos. Tal deve-se ao elevada valor da Tarifa de Ponta (que só existe neste período) de 0,1717/ kW.

Este problema pode ser abordado através da definição de Tarifas de Horário de Utilização (Time of use tariffs (TOU)) ou através da implementação de sistemas de armazenamento que permitam atenuar a energia requisitada à rede durante os períodos de Ponta

5.6 Cobrança de Tarifas pelo OPC e Margens de Lucro

Uma vez que cabe ao OPC definir os preços cobrados aos UVE para a utilização do seu posto serão definidas tarifas dinâmicas que variam com o período horário de forma a influenciar os consumidores a carregar o seu veículo fora das horas de ponta.

A cobrança de energia aos clientes (por parte do OPC) pode ser realizada através dos minutos de utilização, ou seja desde que o veículo se conecta ao carregador até ao momento em que se desconecta/desliga do mesmo (/min), através da energia consumida em /kWh, de um valor fixo inicial em /carregamento ou através de uma conjugação de ambas.

Para o caso em estudo a tarifa cobrada aos UVE será definida conforme tempo de utilização do carregador.

Table 5.6: Preços cobrados pelo OPC aos UVE, no período de Inverno

Dia Típico	Preço	Horário	Custos (euro/min)
4*Dias úteis	elevado	09h30-12h00 18h30-21h00	0,55
	baixo	21h00-09h30 12h00-18h30	0,3
Fim de semana/feriado	médio	Qualquer hora	0,4

Table 5.7: Preços cobrados pelo OPC aos UVE, no período de Verão

Dia Típico	Preço	Horário	Custos (euro/min)
2*Dias úteis	elevado	09h15-12h15	0,55
	baixo	12h15-09h15	0,3
Fim de semana/feriado	médio	Qualquer hora	0,4

Uma vez estabelecidas as tarifas cobradas pelo OPC consegue prever-se a quantia recebida pelo operador do posto, para um carregamento com uma duração de aproximadamente 15 minutos:

Preço elevado (horas de ponta) = 0,55 /min = 8,25.

Preço médio (Fins de Semana) = 0,4 /min = 6.

Preço baixo (dias úteis, horas fora de ponta) = 0,3 /min = 4,5

Serão então estimadas as margens de lucro para um carregamento de 15 minutos para cada período tarifário, calculando-se a diferença entre as tarifas cobradas aos UVE e as taxas associadas ao autoconsumo da estação.

Table 5.8: Margens de lucro para os diferentes periodos, no Inverno

Dia Típico	Período	Margem de lucro ()
4*Dia útil	Super Vazio	3,564
	Vazio Normal	3,553
	Cheia	3,382
	Ponta	3,748
3*Fim de semana/feriado	Super Vazio	5,064
	Vazio Normal	5,053
	Cheia	4,882

Table 5.9: Margens de lucro para os diferentes periodos, no Verão

Dia Típico	Período	Margem de lucro ()
4*Dia útil	Super Vazio	3,564
	Vazio Normal	3,553
	Cheia	3,382
	Ponta	3,749
3*Fim de semana/feriado	Super Vazio	5,064
	Vazio Normal	5,053
	Cheia	4,882

De acordo com o padrão de carregamentos diários definidos para os dias úteis e para os fins de semana/feriados será definido o lucro por parte do OPC para cada dia típico. Este lucro é só referente à exploração da estação de carregamento, não tendo em consideração os custos de investimento, seguros, manutenções, ...

Table 5.10: Lucro para um dia útil no período de Inverno

Período	Nº carregamentos	Lucro ()
Super Vazio	1	3,564
Vazio Normal	1	3,553
Cheia	23	77,786
Ponta	11	41,228
Total	36	126,131

Table 5.11: Lucro para um Sábado no período de Inverno

Período	Nº carregamentos	Lucro ()
Super Vazio	1	5,064
Vazio Normal	35	176,855
Cheia	29	141,578
Total	65	323,497

Table 5.12: Lucro para um Domingo/feriado no período de Inverno

Período	Nº carregamentos	Lucro ()
Super Vazio	1	5,064
Vazio Normal	64	323,392
Total	65	328,456

Table 5.13: Lucro para um dia útil no período de Verão

Período	Nº carregamentos	Lucro ()
Super Vazio	1	3,564
Vazio Normal	1	3,553
Cheia	30	101,46
Ponta	4	14,996
Total	36	123,573

Table 5.14: Lucro para um Sábado no período de Verão

Período	Nº carregamentos	Lucro ()
Super Vazio	1	5,064
Vazio Normal	4	207,173
Cheia	23	112,286
Total	65	324,523

Table 5.15: Lucro para um Domingo/feriado no período de Verão

Período	Nº carregamentos	Lucro ()
Super Vazio	1	5,064
Vazio Normal	64	323,392
Total	65	328,456

Para se conseguir proceder ao cálculo dos fluxos de caixa (*cash flows*) anuais da empresa é necessário calcular o número de dias úteis, sábados e domingos/feriados, para o período de Inverno e Verão, dos diversos anos de vida da instalação. A tabela com tais dados encontra-se disponibilizada nos anexos.

Desta forma será então possível estimar o lucro anual em termos de utilização da estação de carregamento (tarifas cobradas pelo OPC - custos de autoconsumo da instalação), para o tempo de vida esperado do posto de carregamento. Nos custos de autoconsumo encontram-se ainda incluídos os gastos associados à Contribuição AudioVisual (CAV).

Table 5.16: Margem de lucro anual em termos da utilização da estação

Ano	Margem de lucro ()
2020	68639,48
2021	68112,12
2022	68512,99
2023	68722,84
2024	68441,76
2025	68520,51
2026	68111,10
2027	68109,56
2028	69051,29
2029	68320,59
2030	68318,19
2031	68520,51
2032	68235,69
2033	68308,11
2034	68722,84
2035	68320,59
2036	68848,97

Na análise dos fluxos de caixa provenientes da instalação será considerada uma taxa de crescimento sobre estas margens de lucro.

Será agora necessário proceder à quantificação dos custos de investimento e de operação referentes à estação.

5.7 Custos de Investimento

Os custos de investimento são todos as despesas prévias necessários à conceptualização e desenvolvimento do projecto. Para o caso de estudo em questão os custos de investimento são:

- **Custos dos equipamentos:** foi disponibilizado por um funcionário da Efacec um orçamento de 195000 para o fornecimento de 4 carregadores High Power com uma potência individual de 160kW. Foi também apresentado um orçamento de cerca de 5000 para o transporte e manutenção preventiva de 2 anos.
- **Custos de ligação à rede de MT:** através do Simulador disponibilizado em [7] é possível estimar o orçamento associado à ligação da instalação à rede de Média Tensão. Assim, para uma potência instalada de 700 kVA e potência requisitada de 650 kVA, sendo a ligação subterrânea e a distância entre o ponto de ligação à rede e o ponto de entrega à instalação elétrica de aproximadamente 30 metros, o valor estimado do orçamento é cerca de 11081,8 (com IVA incluído).

Esta estimativa incorpora os encargos relativos ao serviço de ligação (artigo 201º do Regulamento de Relações Comerciais (RRC)), os encargos com a comparticipação de redes (artigo 199º do RRC) e o valor aproximado dos encargos com o ramal para uso partilhado (artigo 198º do RRC).

Esta pode variar caso surjam eventuais encargos com taxas de licenciamento dos elementos de ligação a construir, indemnização de proprietários de terrenos atravessados pelas linhas, ou valores devidos pela emissão de pareceres, licenças ou garantias que são da responsabilidade do requisitante.

- **Obtenção da licença de operador de posto de carregamento (OPC):** no artigo 2.º da portaria n.º 239/2015 de 12 de Agosto encontram-se definidas as taxas pela apreciação do pedido de emissão da licença de operação de pontos de carregamento, que assume um valor de 1230 (com IVA incluído), sendo esta tarifa cobrada pela DGEG;

Table 5.17: Custos de investimento

Despesas	Custo (€)
Equipamentos c/ 2 anos de manutenção	200000
Ligação à rede de MT	11081,8
Licença de OPC	1230
Total	212311,8

5.8 Custos de Operação

Os custos operacionais são associados às despesas que uma empresa ou organização tem de despende para o desenvolvimento das suas atividades. Para o caso em estudo estas despesas são referentes a:

- **Renda:** Tal instalação irá requerer um espaço próprio para a disponibilização do serviço. Será necessário apenas um pequeno espaço, apenas suficiente para os 4 carregadores e veículos. Assim, estimou-se um custo de renda mensal de 750, que se irá assumir constante para o tempo de vida da estação.
- **Manutenção dos equipamentos:** Para a manutenção dos postos de carregamento foi disponibilizado (pelo funcionário da Efacec) um orçamento de aproximadamente 2500/ano. De notar que relativamente aos primeiros 2 anos já se encontram incluídos os custos de manutenção dos equipamentos no preço dos mesmos.
- **Inspeções Periódicas:** no artigo 2.º da portaria n.º 239/2015 de 12 de Agosto encontram-se definidos os custos associados à realização de inspeções periódicas, que assume um valor de 246 (com IVA incluído). De acordo com [52] estas devem ser realizadas pelo menos 1

vez em cada 4 anos; no entanto, para o caso em estudo e visto tratar-se de uma instalação de elevada potência irá assumir-se que estas inspeções são realizadas anualmente.

- **Seguro:** A companhia de seguros Allianz disponibilizou um seguro de Responsabilidade Civil e de operação dos pontos de carregamento (conforme DL 39/2010 de 26 de abril e Portaria nº 231/2016 de 29 de agosto). Foi estabelecido um prémio comercial anual de 49,50 por cada carregador, acrescendo um valor de 9% por encargos legais. A franquia assume 10% dos Prejuízos Indemnizáveis no mínimo de 500,00, sendo que o limite de indemnização anual por sinistro se encontra definido nos 500.000.

Table 5.18: Custos de operação

Despesas	Custo anual ()
Renda	9000
Manutenções	2500
Inspeções	246
Seguro	215,82
Total	11961,82

É necessário ter em consideração que os custos de operação variam de ano para ano. Por exemplo, os custos das manutenções só se aplicam passados 2 anos, uma vez que o custo dos equipamentos inclui a manutenção preventiva dos mesmos durante esse período.

O valor do seguro é 215,82 para o 1º ano e 198, para os restantes anos, uma vez que no 1º ano são tidas em conta as despesas associadas aos encargos legais.

É então possível proceder ao cálculo dos fluxos de caixa anuais da empresa, tendo sido considerados os seguintes pressupostos:

- **Juros:** Uma vez tratar-se de um projecto que envolve avultados custos de investimento será pedido um empréstimo à banca no valor destes custos totais, sendo assumida uma taxa de juro de 3% ao ano. Irá ser pressuposto que o empréstimo à banca será pago em 10 anos. Assim, à medida que o empréstimo vai sendo pago, o valor anual dos juros irá diminuir, uma vez que todos os anos são amortizados 10% de dívida.
- **taxa de crescimento:** a taxa de crescimento irá de alguma forma traduzir o crescimento da frota de veículos elétricos. Esta taxa de crescimento é bastante complicada de prever uma vez que depende de inúmeros fatores e condicionantes, nomeadamente o surgimento de postos de abastecimento concorrentes, o eventual aumento da autonomia das baterias que pode conduzir a necessidade de um menor número de carregamentos, à maior ou menor integração de veículos elétricos a células de combustível, etc.

No entanto, como é esperado um aumento anual do número absoluto de EVs em circulação irá prever-se um aumento da taxa de crescimento anual de 0,4%.

- **depreciação dos equipamentos:** em [46] encontram-se definidas as taxas de depreciação para as mais diversas industrias e equipamentos. Foi então definida, para os 4 carregadores da estação, uma taxa de depreciação anual de 10%. Sendo que o valor dos 4 carregadores é 195000, o valor anual das depreciações (durante os primeiros 10 anos) será 19500.
- **impostos:** o IRC, Imposto sobre os Rendimentos de Pessoas Coletivas, para o ano de 2020 foi definido como 17% para a matéria coletável até 15000 e 21% sobre a matéria coletável superior a 15000 [14].

Uma vez definidas todas as despesas e receitas provenientes da estação será possível construir uma tabela dos fluxos de caixa.

5.9 Demonstração dos fluxos de caixa

Nesta secção encontra-se indicada e descrita a tabela de demonstração dos fluxos de caixa (dividida em 3) para o tempo de vida da estação.

Table 5.19: Demonstração dos fluxos de caixa para o tempo de vida da estação (2019 - 2024)

Ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nº do ano	0	1	2	3	4	5
Taxa de cresc.			1,004	1,008	1,012	1,016
Investimento	-212.311,83					
Serv-Autocons.		68639,48	68384,57	69061,10	69547,51	69536,83
Custos Oper		9461,48	9444	11944	11944	11944
EBITDA		59177,66	58940,57	57117,10	57603,51	57592,83
Depreciação		19500	19500	19500	19500	19500
Res. Oper.		39677,66	39440,57	37617,10	38103,51	38092,83
Juros		6369,35	5732,42	5095,48	4458,55	3821,61
R. antes imp.		33308,30	33708,15	32521,62	33644,96	34271,22
Impostos		6394,74	6478,71	6229,54	6465,44	6596,96
Res. Líquido		26913,56	27229,44	26292,08	27179,52	27674,26
R. L. Acum.		26913,56	54143,0	80435,07	107614,60	135288,86
Fluxos Caixa	-212.311,83	25182,37	25498,26	24560,89	25448,34	25943,08
FC acum.	-212.311,83	-187129,46	-161631,20	-137070,31	-111621,97	-85678,89

Table 5.20: Demonstração dos fluxos de caixa para o tempo de vida da estação (2025 - 2030)

Ano	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Nº do ano	6	7	8	9	10	11
Taxa de cresc.	1,02	1,024	1,028	1,032	1,036	1,04
Investimento						
Serv-Autocons.	69890,83	69745,76	70016,63	69052,33	70780,13	71050,91
Custos Oper	11944	11944	11944	11944	11944	11944
EBITDA	57946,92	57801,76	58072,63	57108,33	58836,13	59106,91
Depreciação	19500	19500	19500	19500	19500	
Res. Oper.	38446,92	38301,76	38572,63	37608,33	39336,13	59106,91
Juros	3148,68	2547,74	1910,81	1273,87	636,94	
R. antes imp.	35262,25	35754,02	36661,83	36334,46	38699,19	59106,91
Impostos	6805,07	6908,34	7098,98	7030,24	7526,83	11812,45
Res. Líquido	28457,17	28845,68	29562,84	29304,22	31172,36	47294,46
R. L. Acum.	163746,03	192591,71	222154,55	251458,77	282631,13	329925,59
Fluxos Caixa	26725,99	27114,49	27831,66	27573,04	29441,18	26063,28
FC acum.	-58952,9	-31838,41	-4006,75	23566,29	53007,47	79070,74

Table 5.21: Demonstração dos fluxos de caixa para o tempo de vida da estação (2031 - 2036)

Ano	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Nº do ano	12	13	14	15	16	17
Taxa de cresc.	1,044	1,048	1,052	1,056	1,06	1,064
Investimento						
Serv-Autocons.	71535,42	71511,01	71860,13	72571,32	72419,82	73255,30
Custos Oper	11944	11944	11944	11944	11944	11944
EBITDA	59591,42	59567,01	59916,13	60627,32	60475,82	61311,30
Depreciação						
Res. Oper.	59591,42	59567,01	59916,13	60627,32	60475,82	61311,30
Juros						
R. antes imp.	59591,42	59567,01	59916,13	60627,32	60475,82	61311,30
Impostos	11914,2	11909,07	11982,39	12131,74	12099,92	12275,37
Res. Líquido	47677,22	47657,94	47933,75	48495,58	48375,9	49035,93
R. L. Acum.	377602,81	425260,75	473194,49	521690,08	570065,98	619101,9
Fluxos Caixa	26446,03	26426,75	26702,56	27264,4	27144,72	27804,75
FC acum.	105516,78	131943,53	158646,10	185910,49	213055,21	240859,96

No ano 0 é pedido o empréstimo à banca, no valor de -212311,83, necessário à implementação da estação de carregamento. Assim, o posto de carregamento só entra em operação a partir de 2020 (ano 1).

Para a definição do valor dos Serviços Prestados, subtraído o Autoconsumo da Estação, é necessário recorrer à tabela 5.16, sendo que para cada ano esse valor deve ser multiplicado pela respectiva taxa de crescimento.

O EBITDA traduz os resultados antes de juros, impostos, depreciações e amortizações. Este

fornece uma visão dos resultados que dependem exclusivamente das operações da empresa, excluindo tudo o que é acessório. Uma empresa com um EBITDA negativo não é de todo rentável [18]. Deste modo, o valor do EBITDA é calculado através da diferença entre a margem de lucro dos Serviços Prestados e os Custos Operacionais.

O Resultado Operacional/ EBIT traduz os resultados antes de juros e impostos. Este considera todos os rendimentos e despesas diretamente relacionados com as operações da empresa [18]. O EBIT é então calculado através da diferença entre o EBITDA e as depreciações. As depreciações foram retiradas para se calcular corretamente o valor que deve ser pago em impostos.

Como se pode observar pelas tabelas anteriores, a partir do ano 11 (2030) os equipamentos já amortizaram totalmente, o que se traduz num aumento significativo do valor dos Resultados Operacionais.

O Resultado Antes de Impostos assume o valor do EBIT menos os juros pagos, nesta caso à banca. Uma vez que se estipulou que a dívida à banca seria paga em 10 anos, a partir do ano 11 (2030) deixam de ser pagos os juros.

O Resultado Líquido representa o lucro líquido do período, depois de subtraídos todos os gastos aos rendimentos. A empresa tem como objetivo maximizar este valor, donde este ser um dos dados financeiros mais importantes [18]. Calcula-se através da diferença entre o Resultado antes e depois de liquidados os Impostos.

O Resultado Líquido Acumulado representa o somatório dos resultados líquidos do ano em questão e dos anos anteriores.

O Fluxo de caixa *Cash Flow* traduz o dinheiro que entra e sai da empresa. Este fornece uma visão 'dura' da realidade financeira da empresa, demonstrando até que ponto ela é capaz de gerar disponibilidades financeiras e manter-se em bom funcionamento [18].

Sendo que foi definido que a dívida ao banco será paga em 10 anos, o valor anual dos Fluxos de Caixa é o Resultado Líquido menos 10% do valor do investimento, mais o valor da depreciação. É necessário voltar a somar as depreciações (para os primeiros 10 anos), uma vez que estas não representam um *Cash flow* negativo para o projeto de investimento.

5.10 Análise da Viabilidade Económica da Instalação

Para a avaliação da viabilidade económica de uma estação de carregamento rápido de EVs irá recorrer-se aos indicadores **Valor Atualizado Líquido (VAL)** e **Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)** utilizados para a avaliação da rentabilidade de projetos de investimento.

O VAL é a soma de todas as entradas e saídas de dinheiro durante a vida útil do projeto, atualizada para o momento presente.

$$VAL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} \quad (5.3)$$

$I_0 \rightarrow$ Investimento Inicial

$FC_t \rightarrow$ Fluxo de Caixa no ano t

$i \rightarrow$ Taxa de Juro do projeto

O indicador TIR mede a rentabilidade de projetos de investimento, sendo que quanto mais elevada for a TIR, mais economicamente viável é o projeto.

O valor da TIR é calculado a partir da formula do Valor Atualizado Líquido (VAL):

$$VAL = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FC_i}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (5.4)$$

$t \rightarrow$ representa os diversos anos do tempo de vida da empresa

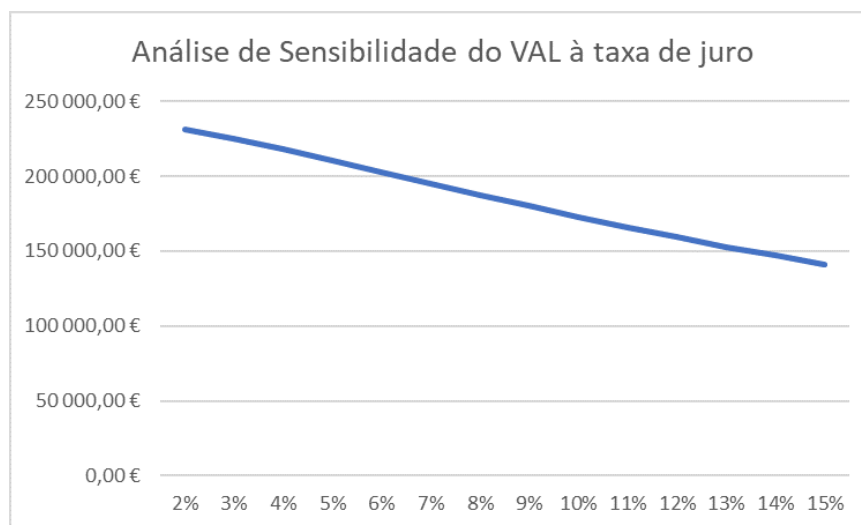
$FC_i \rightarrow$ são os fluxos de caixa no ano t

Igualando a fórmula do VAL a zero resolve-se a equação de modo a obter-se a TIR.

Para o cálculo do VAL é necessário definir uma taxa de juro do projeto, sendo que, como os fluxos de caixa ocorrem em momentos distintos no tempo, o dinheiro terá valores diferentes em função do tempo, uma vez que a inflação tende a desvalorizar o dinheiro.

Esta taxa é subjetiva e pode depender de diversos fatores, nomeadamente o nível de risco do projeto, a taxa anual de inflação, etc. Assim, irá calcular-se o VAL para diferentes taxas de juro.

Figure 5.3: Valor Atualizado Líquido para diferentes valores da taxa de juro do projeto



O gráfico acima demonstra que para diferentes taxas de juro do projeto (entre 2% e 15%) o VAL assume sempre valores positivos coesos (entre 230000 e 140000).

Uma vez que o VAL é superior a zero, independentemente da taxa de juro, está provado que o projecto é economicamente viável, uma vez que os fluxos de caixa gerados cobrem o investimento inicial gerando um excedente financeiro.

De acordo com os valores da tabela foi também obtida uma TIR de 9,911%. Este valor da TIR deveria ser comparado com o de projetos semelhantes, ou então ser superior a uma dada Taxa Mínima de Atratividade (TMA) exigida pelos investidores, sendo que quanto mais elevado for o risco do projeto, maior será a TMA exigida.

Este considera-se um projeto de baixo/médio risco, uma vez que a integração destes postos de abastecimento será uma necessidade absoluta nas cidades modernas para fazer face ao grande aumento de VE em circulação; no entanto, não se conseguiu estabelecer uma comparação com investimentos semelhantes, visto tratar-se de um projeto algo inovador.

Os investimentos de menor risco são, por exemplo, as obrigações do tesouro de um país, uma vez que é altamente improvável que um país vá à falência. No caso de Portugal, de acordo com a PorData, em 2019, os juros pagos pelas obrigações do tesouro, a 10 anos, situam-se nos 0,76%, valor muito baixo; no entanto o risco é mínimo e não requer qualquer tipo de trabalho.

Outro indicador que é possível extrair das tabelas 5.19, 5.20 e 5.21 é o **Tempo de Retorno de Investimento** (*Payback Time*), o ano em que ocorre o retorno total do investimento. Ocorre no ano em que os Fluxos de Caixa acumulados passam de ter um valor negativo para um valor positivo, o que para o caso em estudo ocorre em 2028, ou seja, passados 9 anos.

Uma das maneiras de reduzir os custos associados às tarifas de eletricidade é através de sistemas de armazenamento de energia, que permitam atenuar a energia requisitada à rede nas horas de ponta.

Em análises semelhantes foi considerada a utilização de Baterias de redox de fluxo de vanádio como SAE de estações de carregamento de veículos elétricos [56, 33].

Este SAE seria capaz de abastecer 12 EVs a uma potência de 150kW, ou seja, seria capaz de satisfazer todos os requisitos energéticos da estação durante aproximadamente 3,8 horas. Assim, a empresa disponibilizou um sistema com uma potência de 180kW e 576kWh. Para tal sistema a empresa *Invinity Energy Services* disponibilizou um orçamento para um sistema composto por estas baterias de fluxo de 500.000. Este valor incluía o inversor PCS, transporte, instalação e comissão.

Para o caso em estudo pode-se compreender que tais sistemas de armazenamento não são economicamente viáveis, uma vez que iria aumentar substancialmente o valor do investimento inicial e da respectiva taxa de juro, sendo que as poupanças resultantes da implementação deste sistema seriam baixas, já que estes apenas seriam capazes de disponibilizar energia nas horas de ponta.

Conclusão

No presente capítulo foi elaborada uma análise económico-financeira da implementação da estação de carregamento no concelho do Porto.

Uma vez definidas todas as despesas e receitas foi possível realizar uma demonstração dos fluxos de caixa provenientes da estação. Assim, definiram-se 3 indicadores de rentabilidade que permitem avaliar a viabilidade económica do projeto.

O facto de o VAL assumir valores elevados e positivos para as diferentes taxas de juro do projeto é uma prova da rentabilidade do investimento. Também se considera que a TIR de 9,911% obtida apresenta um valor bastante positivo; não se conseguiu no entanto estabelecer uma comparação entre esta taxa e a de projetos semelhantes. O TRI de 9 anos prova também a viabilidade do investimento, uma vez que para o tempo de vida do projeto (17 anos) se obtém o retorno total do investimento ao fim de 9 anos.

Obviamente que tiveram de ser realizadas algumas suposições, nomeadamente quanto à afluência de VE na estação, mas no entanto considera-se que se trata de um projeto de investimento rentável.

Chapter 6

Conclusões e Trabalhos Futuros

6.1 Conclusão

Como já foi mencionado anteriormente, o combate à poluição e alterações climáticas é uma das grandes batalhas desta geração para se conseguir atingir um futuro sustentável.

Na União Europeia, o setor dos transportes é responsável por cerca de 25% das emissões de GEE, sendo a principal causa pela poluição atmosférica nas cidades. Devido à crescente necessidade da movimentação de pessoas e bens, não se espera uma redução do número de veículos em circulação.

Desta forma, considera-se que uma das melhores maneiras de atenuar o nível de emissões provenientes no setor da mobilidade é através da eletrificação do transporte rodoviário.

Existem no entanto diversos entraves à adoção de veículos elétricos, nomeadamente a falta de infraestruturas de carregamento e o elevado tempo necessário à recarga das baterias, sendo necessário alterar o paradigma de abastecimento dos veículos. É ainda pertinente ter em consideração os impactos causados nos sistemas elétricos de energia decorrentes da proliferação do número de VE no setor da mobilidade.

O contexto desta dissertação é então demonstrar a viabilidade técnica e económico-financeira da implementação de uma estação de carregamento rápido. Os carregadores deste posto serão capazes de carregar os VE num curto espaço de tempo (cerca de 15 minutos), algo similar ao tempo de abastecimento dos veículos convencionais numa bomba da gasolina.

Para a avaliação da viabilidade técnica da estação foi encenada a sua integração numa das redes de distribuição alimentadas pela subestação AT/MT do Campo Alegre. Através da ferramenta de simulação computacional PSS/E foram avaliados os impactos resultantes da implementação deste posto de carregamento em termos das tensões nos barramentos e dos congestionamentos e perdas nas linhas de transmissão.

Verificou-se que mesmo no pior caso, quando a potência requisitada é máxima e os 4 carregadores da estação estão a ser simultaneamente utilizados, os impactos causados na rede são bastante reduzidos, não havendo necessidade de proceder a reforços de rede ou à implementação

de sistemas de armazenamento de energia. Uma vez tratar-se de um projeto a médio/longo prazo foi ainda simulado um eventual aumento da potência solicitada pelas cargas que são alimentadas pela rede de distribuição em estudo, sendo que as conclusões retiradas são semelhantes.

Para a avaliação da viabilidade económico-financeira da implementação do posto de carregamento recorreu-se aos indicadores Valor Atualizado Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Tempo de Retorno de Investimento (TRI).

Inicialmente realizou-se uma análise de sensibilidade do VAL em função da taxa de juro do projeto. Verificou-se que independentemente desta taxa (entre 2% e 15%), o VAL assumia valores positivos e elevados (entre os 230000 e os 140000). Tal prova que o projeto é rentável, uma vez que os fluxos de caixa gerados cobrem o valor do investimento inicial, gerando ainda um excedente de receitas.

Relativamente à TIR obteve-se um valor de 9,911%; no entanto, por falta de informação e por se tratar de um projeto algo inovador, não foi possível comparar este valor com projetos de um nível de risco semelhante.

Por fim, para o caso de estudo, obteve-se um TRI de 9 anos (2029), o que significa que esse será o tempo necessário à recuperação do investimento inicial do projeto. Uma vez tratar-se de um plano a médio/longo prazo (17 anos), este indicador dá mais um contributo para provar a viabilidade económica do investimento.

Encontra-se assim demonstrado que é tecnicamente possível em termos de rede e economicamente rentável para os investidores integrar uma estação de carregamento de VE na rede de Mobilidade Elétrica Portuguesa.

Esta estação tem como objectivo provar aos consumidores que a adoção de veículos elétricos é uma opção viável, económica e sustentável, mesmo para aqueles que não dispõem de carregamento residencial ou no local de trabalho.

Outro propósito da implementação deste posto de carregamento rápido é alterar o mais rapidamente possível o paradigma das bombas de gasolina convencionais. Estas já se encontram localizadas em locais estratégicos para o abastecimento de veículos, mas no futuro, espera-se que estas se convertam em pontos de carregamento de veículos elétricos.

Quanto mais depressa se assegurar a implementação destes novos postos de carregamento rápido mais rapidamente se maximizará a adoção de veículos elétricos por parte dos consumidores e mais rapidamente se minimizam os níveis de emissões provenientes do setor dos transportes.

6.2 Trabalhos futuros

Com o passar dos anos e com a mudança do paradigma das estações de abastecimento de veículos espera-se um crescimento progressivo do número absoluto de automóveis elétricos em circulação. Este aumento drástico do número de carregamentos irá constituir uma grande ameaça ao bom funcionamento dos sistemas elétricos, podendo provocar danos nos equipamentos e obrigar a dispendiosos reforços de rede.

Assim, as estações de carregamento no futuro devem ser constituídas por micro fontes de produção, nomeadamente painéis fotovoltaicos e SAE que permitam o armazenamento de energia quando há excesso de produção renovável, ou durante a noite quando o preço da eletricidade é mais baixo, de forma a atenuar o consumo destes postos de recarga nas horas de maior procura, limitando os seus impactos na rede.

Estes SAE serão fundamentais para permitir uma maior integração das fontes de energia renováveis nos SEE. No entanto é necessário que ocorra uma diminuição dos custos associados à implementação e exploração, tanto das micro fontes de produção como dos sistemas de armazenamento de energia e das restantes estratégias de gestão de rede.

Portugal ainda se encontra muito dependente dos combustíveis fósseis como o gás natural e o carvão. Como não possui reservas naturais vê-se obrigado a importar estes combustíveis para satisfazer as suas necessidades energéticas.

Devido à elevada extensão da costa portuguesa existe um grande potencial para a implementação de turbinas eólicas *off-shore*, que têm o potencial de atenuar os impactos ambientais causados pelas centrais termoelétricas.

Um dos grandes obstáculos ao desenvolvimento da eólica *offshore* em Portugal é a elevada profundidade da costa marítima. O projeto *Windfloat 1*, desenvolvido pela EDP, que explora uma tecnologia de plataformas flutuantes para suportar turbinas a profundidades superiores a 40m, inclui uma turbina de 2 MW que operou durante 5 anos, produzindo mais de 17 GWh, tendo resistido a ondulações de 17 metros. Através do projeto *Windfloat Atlantic* já foram instaladas 3 plataformas. Este parque eólico assumirá potências da ordem dos 25 MW, sendo capaz de fornecer energia a 60 mil habitantes [53].

Os SAE das estações de carregamento rápido do futuro poderão ser uma boa opção para o armazenamento da energia proveniente da eólica *offshore*, cuja produção é máxima durante a noite, quando a procura é mínima.

Appendix A

Anexo 1

A.1 Características da Subestação do Campo Alegre

Figure A.1: Características da subestação do Campo Alegre [6]

Subestação Campo Alegre		Código 1312S5013200	Localização Porto/ Porto
Características da Rede		Carga na Subestação	Capacidade de Recepção
Relação de Transformação AT/MT 60/15 kV		Potência Instalada AT/MT 90,00 MVA	
Ponta 35,02 MW			
Potências de curto-circuito			
		Máxima:	Mínima:
AT	60 kV	2016 MVA	1631 MVA
MT	15 kV	577 MVA	324 MVA
Corrente de Curto-Circuito			
AT	60 kV	25,0 kA	
MT	15 kV	25,0 kA	
Regime de Neutro MT 15 kV Neutro ligado à terra por impedância limitadora			
Classificação de Zona de Qualidade de Serviço A			

Figure A.2: Carga na subestação do Campo Alegre [6]

	Inverno	Verão
Carga Natural	38,7 MVA	33,4 MVA
Potência Instalada	90,0 MVA	90,0 MVA
Potência Garantida	90,0 MVA	85,5 MVA
Potência Não Garantida	0,0 MVA	4,5 MVA
Disponibilidade	51,3 MVA	52,1 MVA
Carga Não Garantida	0,0 MVA	0,0 MVA
Potência Instalada Não Garantida	0,0 MVA	4,5 MVA

Figure A.3: Capacidade de recepção na subestação do Campo Alegre [6]

Capacidade de recepção				
MT			AT	Limitado MT+AT
30 kV	15 kV	10 kV		
	48,50 MVA			48,50 MVA

Grupo de Subestações
MT+AT 48,5 MVA
SE Campo Alegre

A.2 Simulação Computacional

Figure A.4: Relatório de perdas ativas e reativas no sistema - Cenário base

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E										WED, JUN 10 2020 17:02		
										AREA TOTALS		
										IN KW/KVAR		
X-- AREA --X	FROM GENE- RATION	-----AT FROM IND GENERATN	AREA TO IND MOTORS	BUSES----- TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET TO TIE LINES	INTERCHANGE- TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1	37306.6	0.0	0.0	37297.4	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	0.0
	19053.5	0.0	0.0	18064.0	-0.0	0.0	-0.0	962.5	1952.0	0.0	0.0	
COLUMN	37306.6	0.0	0.0	37297.4	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	0.0
TOTALS	19053.5	0.0	0.0	18064.0	0.0	0.0	0.0	962.5	1952.0	0.0	0.0	

Figure A.5: Topologia da rede para o cenário 2 considerando-se que a carga proveniente da estação de carregamento é integrada no barramento 27

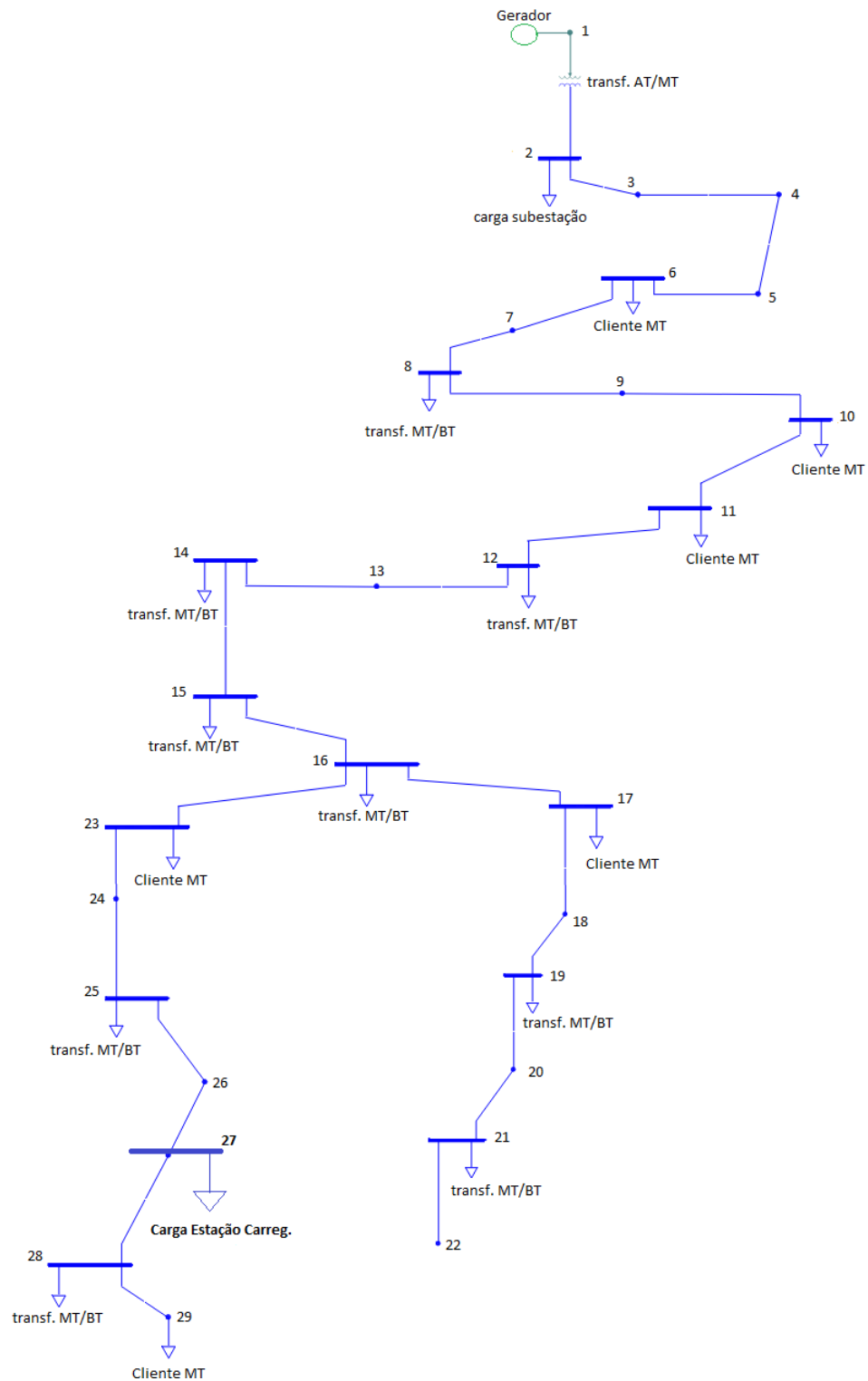


Figure A.6: Relatório de perdas ativas e reativas no sistema - Cenário 2

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							WED, JUN 10 2020 19:35							
							AREA TOTALS							
							IN KW/KVAR							
FROM -----AT AREA BUSES-----							TO			-NET INTERCHANGE-				
X--	AREA	--X	GENE- RATION	FROM IND GENERATN	TO IND MOTORS	TO LOAD	TO BUS SHUNT	GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1			37948.1	0.0	0.0	37937.4	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	0.0	0.0	0.0
			19246.8	0.0	0.0	18193.9	-0.0	0.0	-0.0	961.6	2014.5	0.0	0.0	
COLUMN			37948.1	0.0	0.0	37937.4	0.0	0.0	0.0	0.0	10.8	0.0	0.0	0.0
TOTALS			19246.8	0.0	0.0	18193.9	0.0	0.0	0.0	961.6	2014.5	0.0	0.0	

Para o cenário futuro, a topologia da rede é semelhante à do cenário 2 sendo que ocorre um aumento da potência requisitada pelas cargas.

Figure A.7: Relatório de perdas ativas e reativas no sistema - Cenário futuro

PTI INTERACTIVE POWER SYSTEM SIMULATOR--PSS(R)E							FRI, JUN 19 2020 1:54							
							AREA TOTALS							
							IN KW/KVAR							
X--	AREA	--X	FROM GENE- RATION	-----AT FROM IND GENERATN	AREA TO IND MOTORS	BUSES----- TO LOAD	TO BUS SHUNT	TO GNE BUS DEVICES	TO LINE SHUNT	FROM CHARGING	TO LOSSES	-NET INTERCHANGE- TO TIE LINES	TO TIES + LOADS	DESIRED NET INT
1			37308.4	0.0	0.0	37297.4	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0
			19989.3	0.0	0.0	18064.0	-0.0	0.0	-0.0	68.2	1993.6	0.0	0.0	
COLUMN			37308.4	0.0	0.0	37297.4	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	0.0	0.0	0.0
TOTALS			19989.3	0.0	0.0	18064.0	0.0	0.0	0.0	68.2	1993.6	0.0	0.0	

A.3 Análise Económica

A seguinte tabela indica o número de dias úteis, Sábados e Domingos/feriados que ocorrem em cada ano, para o tempo de vida da instalação. Esta tabela irá auxiliar a definir os lucros provenientes da estação para cada ano.

Table A.1: Contagem dos dias

Ano	Inverno			Verão		
	Dia útil	Sábado	Dom/fer.	Dia útil	Sábado	Dom/fer.
2020	125	27	31	127	25	30
2021	125	25	32	128	25	30
2022	125	26	31	126	26	31
2023	125	25	32	125	26	32
2024	127	25	31	126	26	31
2025	126	25	31	125	26	32
2026	125	26	31	128	24	31
2027	124	25	33	129	25	29
2028	125	25	33	125	26	32
2029	126	24	32	126	26	31
2030	127	25	30	125	26	32
2031	126	25	31	129	25	29
2032	125	25	33	129	25	29
2033	125	26	31	127	26	30
2034	125	25	32	125	26	32
2035	126	24	32	126	26	31
2036	126	25	32	125	26	32

References

- [1] Ac chargers. <https://thedriven.io/2018/12/10/what-is-ccs-charging/>. Accessed: 2020-02-17.
- [2] Acp. <https://www.acp.pt/automovel/manutencao-automovel/cuidados-com-o-carro/o-essencial-sobre-baterias-de-carros-eletricos>. Accessed: 2020-02-16.
- [3] Battery university. https://batteryuniversity.com/learn/article/battery_definitions. Accessed: 2020-02-17.
- [4] Bloombergnef. <https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-fall-as-market-ramps-up-with-market-average-at-156-kwh/?sf113554299=1>. Accessed: 2020-02-28.
- [5] Charging modes. <https://deltrixchargers.com/about-emobility/charging-modes/>. Accessed: 2020-02-21.
- [6] Edp distribuicao. <https://edp-distribuicao-rede.wntech.com/Nut/4>. Accessed: 2020-04-26.
- [7] Edp ligacao mt. <https://www.edpdistribuicao.pt/pt-pt/podemos-ajudar/ligacao-de-rede/ligar-em-media-tensao>. Accessed: 2020-05-16.
- [8] Edp mobilidade. <https://www.edp.pt/content-hub/tudo-sobre-carros-eletricos/>. Accessed: 2020-03-20.
- [9] Efacec. <https://electricmobility.efacec.com/ev-high-power/>. Accessed: 2020-03-21.
- [10] Ekonomista. <https://www.e-konomista.pt/trocar-bateria-carro-eletrico/>. Accessed: 2020-02-19.
- [11] Ev database. <https://ev-database.org/#sort:path~type~order=.rank~number~desc|range-slider-range:prev~next=0~1200|range-slider-acceleration:prev~next=2~23|range-slider-topspeed:prev~next=110~450|range-slider-battery:prev~next=10~200|range-slider-eff:prev~next=100~300|range-slider-fastcharge:prev~next=0~1500|paging:currentPage=0|paging:number=9>. Accessed: 2020-03-11.
- [12] <https://www.iea.org/topics/transport>. <https://www.iea.org/topics/transport>. Accessed: 2020-02-18.

- [13] Hydrogen production - steam methane reforming. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>. Accessed: 2020-03-11.
- [14] Irc. <https://www.pwc.pt/pt/pwcinformisco/guia-fiscal/2019/irc.html>. Accessed: 2020-05-21.
- [15] Iso6469:2019. <https://www.iso.org/ics/43.120/x/>. Accessed: 2020-03-17.
- [16] Mobi.e. <https://www.mobie.pt/why-electric-mobility>. Accessed: 2020-04-17.
- [17] Pordata. <https://www.pordata.pt/en/Portugal/Motor+vehicles+in+circulation+total+and+by+type+of+fuel+used-3101>. Accessed: 2020-03-25.
- [18] Portal de gestao. <https://www.portal-gestao.com/>. Accessed: 2020-05-19.
- [19] Reutilização baterias. <https://www.wattson.pt/2019/06/10/baterias-de-veiculos-eletricos-ja-estao-a-ser-usados-para-fins-estacionarios-no>. Accessed: 2020-02-19.
- [20] Tesla batteries. <https://www.turbo.pt/tesla-bateria/>. Accessed: 2020-02-22.
- [21] Tesla charger. <https://thedriven.io/2018/10/10/tesla/>. Accessed: 2020-03-11.
- [22] Toyota mitai. <https://www.toyota.pt/world-of-toyota/articles-news-events/2014/o-toyota-mirai.json>. Accessed: 2020-03-07.
- [23] University of washington: Lithium-ion battery. <https://www.cei.washington.edu/education/science-of-solar/battery-technology/>. Accessed: 2020-02-27.
- [24] Uve. <https://www.uve.pt/page/vendas-ve-2019/>. Accessed: 2020-03-25.
- [25] World bank - carbon pricing. <https://www.worldbank.org/en/programs/pricing-carbon>. Accessed: 2020-03-17.
- [26] Anexo I Procedimentos para certificação / inspeção de pontos de carregamento de veículos elétricos (PCVE). pages 1–7, 2018.
- [27] Regulamento (ue) 2019/631 do parlamento europeu e do conselho que estabelece normas de desempenho em materia de emissões de co2 dos automóveis novos de passageiros e dos veículos comerciais ligeiros novos. *Jornal oficial da União Europeia*, 2020.
- [28] U T C; All and Lisa Fischer. Assessment 1 : Steam Methane Reforming (SMR). pages 21–24, 2018.
- [29] Gleisson Balen, Andrei Roberto Reis, Humberto Pinheiro, Luciano Schuch, Elemento Armazenador, and Gleisson Balen. ARMAZENADOR DE ENERGIA E FILTRO ATIVO DE HARMÔNICOS PARA e Filtro. pages 95–106, 2019.
- [30] Joana Burding Barruncho. Modelização e Análise da Rede Elétrica da Ilha de Santiago em Cabo Verde. 2016.

- [31] Eric Fernando Boeck Daza and Mauricio Sperandio. The Insertion of Energy Storage Systems in Power Systems: A Regulatory and Economic Analysis. *IEEE Latin America Transactions*, 17(5):843–850, 2019.
- [32] Anna Boyden, Vi Kie Soo, and Matthew Doolan. The Environmental Impacts of Recycling Portable Lithium-Ion Batteries. *Procedia CIRP*, 48:188–193, 2016.
- [33] F P Brito, Jorge Martins, Nuno Rodrigues, Vitor Monteiro, L Afonso, and Paula Ferreira. Assessment of the use of vanadium redox flow batteries for energy storage and fast charging of electric vehicles in gas stations Alvaro. 115:1478–1494, 2016.
- [34] Latour Bruno. Journal of Chemical Information and Modeling. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9):1689–1699, 2019.
- [35] Thomas S Bryden, George Hilton, Andrew Cruden, and Tim Holton. Electric vehicle fast charging station usage and power requirements. *Energy*, 152:322–332, 2018.
- [36] Elton J. Cairns and Paul Albertus. Batteries for Electric and Hybrid-Electric Vehicles. *Annual Review of Chemical and Biomolecular Engineering*, 1(1):299–320, 2010.
- [37] Zachary P. Cano, Dustin Banham, Siyu Ye, Andreas Hintennach, Jun Lu, Michael Fowler, and Zhongwei Chen. Batteries and fuel cells for emerging electric vehicle markets. *Nature Energy*, 3(4):279–289, 2018.
- [38] João Carlos and Vieira Valente. Soluções avançadas de controlo do processo de carga de EVs. 2017.
- [39] Ana Carolina and Abreu Rodrigues. Avaliação da viabilidade económica da introdução de veículos eléctricos na frota do.
- [40] Gianni Celli, Susanna Mocci, Fabrizio Pilo, Gian Giuseppe Soma, Rocco Cicoria, Giuseppe Mauri, Enrico Fasciolo, and Gianfranco Fogliata. Distribution network planning in presence of fast charging stations for EV. *IET Conference Publications*, 2013(615 CP):10–13, 2013.
- [41] COMISSÃO TÉCNICA DE NORMALIZAÇÃO ELETROTÉCNICA - CTE 64. Guia Técnico Das Instalações Elétricas Para a Alimentação De Veículos Elétricos. page 60, 2015.
- [42] Dario Medina da Cruz. Avaliação de Algoritmos de Carregamento de Veículos Elétricos em Parques que Integrem Sistemas Fotovoltaicos em Autoconsumo. 2017.
- [43] António Pedro Pereira da Silva. O papel dos dispositivos de armazenamento de energia em redes de distribuição de baixa tensão. 2016.
- [44] João da Silva Carvalho. Análise da viabilidade económica do armazenamento de energia em autoprodução. pages 1–9, 2018.
- [45] F V Dantas. Dynamic Reconfiguration of Distribution Network Systems Featuring Large-scale Intermittent Power Sources. 2017.
- [46] Ministério das Finanças e da Administração Diário da República. Decreto Regulamentar n.º 25/2009 de 14 de Setembro. Diário da República, 1.ª série — N.º 178 — 11 de setembro de 2015. pages 6270–6285, 2009.
- [47] Alexandre Miguel Fernandes Dias. Regulacão das Perdas na Rede Electrica de Distribuicão. *Tese de Mestrado, IST*, 2012.

- [48] G. Dileep. A survey on smart grid technologies and applications. *Renewable Energy*, 146:2589–2625, 2020.
- [49] Roberto Dones, Christian Bauer, Rita Bolliger, Bastian Burger, Thomas Heck, Alexander Röder, Paul Scherrer Institut, Mireille Faist Emmenegger, Rolf Frischknecht, Niels Jungbluth, and Matthias Tuchschnid. Life Cycle Inventories of Energy Systems : Results for Current Systems in Switzerland and other UCTE Countries. Ecoinvent report No. 5. Paul Scherrer Institut Villigen, Swiss Centre for Life Cycle Inventories. *Ecoinvent report*, (5), 2007.
- [50] Frederica Gonçalves dos Santos. A rede de Mobilidade Elétrica em Portugal – as incidências do Direito Público e Europeu na criação de um novo paradigma de mobilidade. 2017.
- [51] J. Neves dos Santos. Condutores E Cabos De Energia. *Texto de Apoio, FEUP*, 2005.
- [52] Entidade Gestora dos Serviços Energéticos (ERSE). Regulamento n.º 854/2019. 2019.
- [53] EDP. Windfloat. <https://www.edp.com/pt-pt/inovacao/windfloat>. Accessed: 2020-05-21.
- [54] EDP Distribuição. Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público Guia técnico e logístico de boas práticas. 2015.
- [55] Mário Emanuel. Otimização do carregamento de veículos elétricos em ambientes privados. 2016.
- [56] Escola De Engenharia. Álvaro José Gonçalves da Cunha Use of Vanadium Redox Flow Batteries to Store energy for Fast Charging Electric Vehicles in Gas Stations Álvaro José Gonçalves da Cunha Use of Vanadium Redox Flow Batteries to Store energy for Fast Charging Electric Vehicles. 2013.
- [57] Entidade Reguladora Dos Serviços Energéticos - DRE. Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em Portugal - 2020. 2020.
- [58] European Commission. EU Climate Action Progress Report 2019. 2019.
- [59] Maria Carmen Falvo, Danilo Sbordone, I. Safak Bayram, and Michael Devetsikiotis. EV charging stations and modes: International standards. *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2014*, (June):1134–1139, 2014.
- [60] Amin Farjah, Teymoor Ghanbari, and Ali Reza Seifi. Contribution management of lead-acid battery, Li-ion battery, and supercapacitor to handle different functions in EVs. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, 30(1):1–21, 2020.
- [61] Manuel João Martins Fraga. Os Desafios da Mobilidade Elétrica em Portugal num Contexto de Cidades Inteligentes. 2018.
- [62] Miguel Francisco and Ruivo Loureiro. BESO – Battery Energy Storage Optimization. 2020.
- [63] Victor Seabra Franco, Ana Isabel Morais, Álvaro Vistas de Oliveira, Maria João Major, Rogério Serrasqueiro, Maria Antónia de Jesus Oliveira, and Benvinda de Jesus. Gestão Orçamental e Medidas Financeiras de Avaliação do Desempenho. *Lisboa: Livros Horizonte, 2ª Edição*, 2007.

- [64] Bryce Gatton. Fit for purpose Keeping your EV battery healthy. (139):50–52, 2017.
- [65] Marjan Gjelaaj, Chresten Træholt, Seyedmostafa Hashemi, and Peter Bach Andersen. DC Fast-Charging Stations for EVs Controlled by a Local Battery Storage in Low Voltage Grids. 2017.
- [66] António Gomes. Neutro à terra - instalações elétricas de baixa tensão. 2013.
- [67] Mukrimin Sevket Guney and Yalcin Tepe. Classification and assessment of energy storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75(October 2016):1187–1197, 2017.
- [68] M. A. Hannan, F. A. Azidin, and A. Mohamed. Hybrid electric vehicles and their challenges: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:135–150, 2014.
- [69] IEA. Fuels and technologies. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>. Accessed: 2020-02-24.
- [70] IEA. Hydrogen - off shore wind. <https://www.iea.org/commentaries/offshore-wind-and-hydrogen-for-industry-in-europe>. Accessed: 2020-03-09.
- [71] IEA. Hydrogen integration. <https://www.iea.org/reports/tracking-energy-integration-2019/hydrogen#abstract>. Accessed: 2020-02-17.
- [72] IEA. The Future of Hydrogen for G20. Seizing today’s opportunities. *Report prepared by the IEA for the G20, Japan*, (June), 2019.
- [73] International Energy Agency (IEA). Air pollution. 2016.
- [74] Bernardo José and Malhado Ferreira. Gestão do Lado da Procura numa Rede Elétrica de Distribuição Inteligente Incluindo Energias Renováveis. 2018.
- [75] Kafeel Ahmed Kalwar, Muhammad Aamir, and Saad Mekhilef. Inductively coupled power transfer (ICPT) for electric vehicle charging - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47:462–475, 2015.
- [76] Dong Yeon Lee, Amgad Elgowainy, Andrew Kotz, Ram Vijayagopal, and Jason Marcinkoski. Life-cycle implications of hydrogen fuel cell electric vehicle technology for medium- and heavy-duty trucks. *Journal of Power Sources*, 393(April):217–229, 2018.
- [77] T.T. Lie, K. Prasad, and Ning Ding. The electric vehicle: a review. *International Journal of Electric and Hybrid Vehicles*, 9(1):49, 2017.
- [78] Nuno Lima. Comparação de estratégias de carregamento de veículos Elétricos. page 74, 2012.
- [79] Lopes. *Energias Renováveis*. Atelier Nunes e Pã, 2010.
- [80] João Abel Peças Lopes, André Guimarães Madureira, and Carlos Coelho Leal Monteiro Moreira. A view of microgrids. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, 2(1):86–103, 2013.
- [81] João A.Peças Lopes, Filipe Joel Soares, and Pedro M.Rocha Almeida. Integration of electric vehicles in the electric power system. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):168–183, 2011.

- [82] Liang Ma, Iihua Jia, Xiangfeng Guo, and Lijun Xiang. High performance of Pd catalysts on bimodal mesopore for the silica catalytic oxidation of toluene. *Chinese Journal of Catalysis*, 35(0):108–119, 2014.
- [83] Rafaela Machado. Tecnologias de armazenamento de energia e sua aplicação em Edifícios Residenciais com autoconsumo – Viabilidade Económica. 2020.
- [84] A. G. Madureira and J. A. Peças Lopes. Coordinated voltage support in distribution networks with distributed generation and microgrids. *IET Renewable Power Generation*, 3(4):439–454, 2009.
- [85] Amin Mahmoudzadeh Andwari, Apostolos Pesiridis, Srithar Rajoo, Ricardo Martinez-Botas, and Vahid Esfahanian. A review of Battery Electric Vehicle technology and readiness levels. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78(October 2015):414–430, 2017.
- [86] J. Manikandan and M. Arun. A review on regenerative braking methodology in electric vehicle. *International Journal of Psychosocial Rehabilitation*, 23(4):220–226, 2019.
- [87] Jorge Manuel, Alves Dias, Jorge Manuel, and Alves Dias. Jorge Manuel Alves Dias. 2017.
- [88] Cheryl Martin, Francesco Starace, and Jean P. Tricoire. Future_of_Electricity_2017IIII]. *World Economic Forum*, (March):32, 2017.
- [89] Ricardo Mateus. Estudo de microrredes elétricas inteligentes. 2013.
- [90] Fernando Miguel, Soares Mamede, Dos Santos, Fernando António, Castilho Mamede, and Dos Santos. Combustível "hidrogénio". *Millenium*, 0(31):252–270, 2016.
- [91] Christine Minke and Thomas Turek. Materials , system designs and modelling approaches in techno-economic assessment of all-vanadium redox flow batteries – A review. *Journal of Power Sources*, 376(November 2017):66–81, 2018.
- [92] Luís Moreira. Avaliação Técnico-Económica na Implementação de Estratégias de Otimização Distribuída em Smart Grids. 2013.
- [93] Gautham Ram Chandra Mouli, Johan Kaptein, Pavol Bauer, and Miro Zeman. Implementation of dynamic charging and V2G using Chademo and CCS/Combo DC charging standard. *2016 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, ITEC 2016*, 2016.
- [94] Gautham Ram Chandra Mouli, Prasanth Venugopal, and Pavol Bauer. Future of electric vehicle charging. *19th International Symposium on Power Electronics, Ee 2017*, 2017-Decem:1–7, 2017.
- [95] F Nemry, G Leduc, and A Muñoz. Plug-in Hybrid and Battery-Electric Vehicles: State of the research and development and comparative analysis of energy and cost efficiency. *Joint Research Centre*, (May):52, 2009.
- [96] Michael Nicholas and Dale Hall. Lessons Learned on Early Fast Electric Vehicle Charging Systems. *White Paper - The International COuncil on Clean Transportation*, (July), 2018.
- [97] Tomomi Nonaka and Masaru Nakano. Study of popularization policy of clean energy vehicles using life cycle assessment. *3rd International Conference on Next Generation Infrastructure Systems for Eco-Cities, INFRA 2010 - Conference Proceedings*, pages 5–10, 2010.

- [98] Anders Nordelöf, Maarten Messagie, Anne Marie Tillman, Maria Ljunggren Söderman, and Joeri Van Mierlo. Environmental impacts of hybrid, plug-in hybrid, and battery electric vehicles—what can we learn from life cycle assessment? *International Journal of Life Cycle Assessment*, 19(11):1866–1890, 2014.
- [99] J. Ordoñez, E. J. Gago, and A. Girard. Processes and technologies for the recycling and recovery of spent lithium-ion batteries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 60:195–205, 2016.
- [100] Liuzhang Ouyang, Jianling Huang, Hui Wang, Jiangwen Liu, and Min Zhu. Progress of hydrogen storage alloys for Ni-MH rechargeable power batteries in electric vehicles: A review. *Materials Chemistry and Physics*, 200:164–178, 2017.
- [101] Luca Pagan and Kelvin Lake. Modal Analysis: A Comparison between Finite Element Analysis (FEA) and Practical Laser Doppler Vibrometer (LDV) Testing. *Proceedings - 2017 UKSim-AMSS 19th International Conference on Modelling and Simulation, UKSim 2017*, pages 75–80, 2018.
- [102] Peter Palensky, Senior Member, Dietmar Dietrich, and Senior Member. Demand Side Management : Demand Response , Intelligent Energy Systems , and Smart Loads. (June 2014), 2011.
- [103] Bundit Pea-Da and Sanchai Dechanupaprittha. Impact of fast charging station to voltage profile in distribution system. *2014 International Electrical Engineering Congress, iEECON 2014*, pages 3–6, 2014.
- [104] J. A. Peças Lopes, F. J. Soares, P. M. Almeida, and M. Moreira Da Silva. Smart charging strategies for electric vehicles: Enhancing grid performance and maximizing the use of variable renewable energy resources. *24th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium and Exhibition 2009, EVS 24*, 4(January):2680–2690, 2009.
- [105] María José Piernas Muñoz and Elizabeth Castillo Martínez. Introduction to batteries. *SpringerBriefs in Applied Sciences and Technology*, (December):1–8, 2018.
- [106] Fabio Pinto. Modelo para o dimensionamento de postos de recarga rápida para EVs. page 41, 2016.
- [107] Rita J C Pinto. Análise dos Perfis de Carregamento de Veículos Elétricos numa Estação de Carregamento. page 120, 2014.
- [108] Bruno G. Pollet, Iain Staffell, and Jin Lei Shang. Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects. *Electrochimica Acta*, 84:235–249, 2012.
- [109] Celine Ramstein, Goran Dominioni, Sanaz Ettehad, Long Lam, Maurice Quant, Jialiang Zhang, Louis Mark, Sam Nierop, Tom Berg, Paige Leuschner, Cara Merusi, Noernie Klein, and Ian Trim. *State and Trends of Carbon Pricing 2019*. Number June. 2019.
- [110] M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, P. Preuster, P. Wasserscheid, and D. Stolten. Seasonal storage and alternative carriers: A flexible hydrogen supply chain model. *Applied Energy*, 200:290–302, 2017.
- [111] Fábio Batista Riscado. Desenvolvimento e implementação de uma aplicação Android para carregamento de veículos elétricos. 2017.

- [112] P. M.W. Salehen, M. S. Su'Ait, H. Razali, and K. Sopian. Battery management systems (BMS) optimization for electric vehicles (EVs) in Malaysia. *AIP Conference Proceedings*, 1831(April), 2017.
- [113] Jihao Shi, Yuanjiang Chang, Faisal Khan, Yuan Zhu, and Guoming Chen. Methodological improvements in the risk analysis of an urban hydrogen fueling station. *Journal of Cleaner Production*, 257:120545, 2020.
- [114] F.J. Soares. Integration of Electric Vehicles in Distribution Networks, Methodologies to Evaluate Impacts and Manage Electric Vehicle's Charging. *LAP Lambert Academic Publishing, Saarbrücken, Deutschland*, 2012.
- [115] Srdjan Srdic and Srdjan Lukic. Toward Extreme Fast Charging: Challenges and Opportunities in Directly Connecting to Medium-Voltage Line. *IEEE Electrification Magazine*, 7(1):22–31, 2019.
- [116] Emilia Szumska, Rafal Jurecki, and Marek Pawelczyk. Assessment of total costs of ownership for midsize passenger cars with conventional and alternative drive trains. *Communications - Scientific Letters of the University of Zilina*, 21(3):21–27, 2019.
- [117] Kang Miao Tan, Vigna K. Ramachandaramurthy, and Jia Ying Yong. Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53:720–732, 2016.
- [118] JPA Teixeira. Comportamento dos Preços do MIBEL no ano de 2016 Tendo em Conta Cenários de Crescimento da Produção em Regime Especial. 2017.
- [119] Till Bunsen, Pierpaolo Cazzola, Léa D'Amore, Marine Gerner, Sacha Scheffer, Renske Schuitmaker, Hugo Signollet, Jacopo Tattini, and Jacob Teter. Leonardo Paoli. Global EV Outlook 2019 to electric mobility. *OECD iea.org*, page 232, 2019.
- [120] Union of Concerned Scientists. Fulfilling the Potential of Fuel Cell Electric Vehicles. (Ucs), 2015.
- [121] UOCS. The Importance of Both Battery Electric and Hydrogen Fuel Cell Electric Vehicles. *Union of Concerned Scientists*, (2014):1–4, 2013.
- [122] J VanMierlo, F Boureima, N Sergeant, L Govaerts, T Denys, H Michiels, S Vernailen, L Schrooten, C Beckx, C Macharis, L Turcksin, A Bernardini, W Hecq, F Klopfert, M Englert, B De Caemel, and M De Vos. Clean vehicle research: LCA and policy measures “CLEVER”— Science for a Sustainable Development—Transport & Mobility - Final Report. page 119, 2011.
- [123] Juan Luis Villa, Jesús Sallán, Andrés Llombart, and José Fco Sanz. Design of a high frequency Inductively Coupled Power Transfer system for electric vehicle battery charge. *Applied Energy*, 86(3):355–363, 2009.
- [124] Visblue. VisBlue product datasheet – Vanadium Redox Flow Battery.
- [125] Mingyong Wang, Zhi Wang, Xuzhong Gong, and Zhancheng Guo. The intensification technologies to water electrolysis for hydrogen production - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29:573–588, 2014.

- [126] Ling Ai Wong, Vigna K. Ramachandaramurthy, Phil Taylor, J. B. Ekanayake, Sara L. Walker, and Sanjeevikumar Padmanaban. Review on the optimal placement, sizing and control of an energy storage system in the distribution network. *Journal of Energy Storage*, 21(June 2018):489–504, 2019.
- [127] World Bank Group and IHME. The cost of air pollution: Strengthening the Economic Case for Action. *The World Bank and Institute for Health Metrics and Evaluation University of Washington, Seattle*, pages 1–102, 2016.
- [128] World Economic Forum. Electric Vehicles for Smarter Cities: The Future of Energy and Mobility. *World economic Forum*, (January):32, 2018.
- [129] Jun Yang and Hao Sun. Battery swap station location-routing problem with capacitated electric vehicles. *Computers and Operations Research*, 55:217–232, 2015.
- [130] Murat Yilmaz and Philip T. Krein. Review of battery charger topologies, charging power levels, and infrastructure for plug-in electric and hybrid vehicles. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 28(5):2151–2169, 2013.
- [131] Kalid Yunus, Hector Zelaya De La Parra, and Muhamad Reza. Distribution grid impact of plug-in electric vehicles charging at fast charging stations using stochastic charging model. *Proceedings of the 2011 14th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE 2011*, 2011.
- [132] Kai Zeng and Dongke Zhang. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 36(3):307–326, 2010.
- [133] Andreas Züttel. Hydrogen storage methods. *Naturwissenschaften*, 91(4):157–172, 2004.