

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Desenvolvimento de uma estação de
carregamento de baterias de carros elétricos**

João Carlos dos Santos Sousa

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor Adriano Carvalho

10 de fevereiro de 2023

Resumo

As preocupações ambientais motivaram a eletrificação da mobilidade e a crescente adoção dos veículos elétricos em detrimento dos veículos tradicionais.

Para que os veículos elétricos possam substituir por completo os veículos a combustão é necessário ultrapassar o grande problema da autonomia através do desenvolvimento das baterias elétricas e da infraestrutura de carregamento. As baterias têm vindo a evoluir significativamente e prevê-se que consigam atingir as metas esperadas dentro dos próximos anos. A infraestrutura de carregamento por outro lado, está longe de conseguir acompanhar o aumento da frota de veículos elétricos e é essa a principal barreira à difusão dos veículos elétricos. Para superar este problema é necessário aumentar o número de postos de carregamento, principalmente os de carregamento rápido em espaço público, para que a comodidade do carregamento dos veículos elétricos possa competir com o abastecimento dos veículos tradicionais.

Nesta dissertação será projetada uma estação de carregamento rápido que possa ser integrada na rede elétrica do Porto, incluindo tecnologias de produção de energias renováveis e de sistemas de armazenamento de energia de modo a tornar o setor do transporte cada vez mais ecológico. Para tal, será feito um estudo da arquitetura da estação e *design* de conversores de potência seguido de uma cuidada análise e simulação do sistema de forma a garantir a interação harmoniosa dos postos de carregamento com a rede e com os restantes componentes.

O sucesso da implementação de estações de carregamento com este perfil irá permitir ao país (e ao mundo) construir uma infraestrutura capaz de acompanhar a proliferação dos veículos elétricos e acelerar o desenvolvimento da mobilidade elétrica.

Palavras-chave: veículos elétricos, estações de carregamento rápido, energias renováveis, sistemas de armazenamento de energia.

Abstract

Environmental concerns have motivated the electrification of mobility and the growing adoption of electric vehicles over traditional vehicles.

For electric vehicles to completely replace combustion vehicles, it is necessary to overcome the great problem of autonomy through the development of electric batteries and charging infrastructure. Batteries have been evolving significantly and are expected to achieve the expected goals within the next few years. The charging infrastructure, on the other hand, is far from being able to keep up with the increase in the electric vehicle fleet and this is the main barrier to the transmission of electric vehicles. To overcome this problem, it is necessary to increase the number of charging stations, especially those for fast charging in public spaces, so that the convenience of charging electric vehicles can compete with the refueling of traditional vehicles.

In this dissertation, a fast-charging station will be designed so that it can be integrated into Porto's electrical grid, including renewable energy production technologies and energy storage systems in order to make the transport sector increasingly ecological. To this end, a study of the station architecture and design of power converters will be carried out, accompanied by a careful analysis and simulation of the system to guarantee the harmonious interaction of the charging station with the grid and with the remaining components.

The successful implementation of charging stations with this profile will allow the country (and the world) to build an infrastructure capable of keeping up with the proliferation of electric vehicles and accelerating the development of electric mobility.

Keywords: *electric vehicles, fast charging stations, renewable energies, energy storage systems.*

Agradecimentos

A realização desta dissertação de mestrado contou com importantes apoios e incentivos sem os quais não se teria tornado uma realidade, posto isto, gostaria de agradecer a todas as pessoas que, de uma forma e motivo diferente, assumiram um papel fulcral no seu desenvolvimento. A todos deixo o meu agradecimento sincero.

Estou particularmente agradecido pelo apoio do meu orientador, o Professor Doutor Adriano Carvalho por toda a disponibilidade e conhecimento transmitido para a concretização da presente dissertação.

À minha família, nomeadamente aos meus pais e irmão, e à minha namorada Madalena por me incentivarem e proporcionarem um ambiente de trabalho perfeito para a construção desta dissertação.

Índice

Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objetivos e Motivação.....	2
1.3 - Estrutura da dissertação	2
Capítulo 2	4
Eletrificação do Transporte	4
2.1 Veículos e Baterias Elétricas	4
2.1.1 Veículo Elétrico	4
2.1.1.1 Tipos de Veículos elétricos	5
2.1.1.2 Composição do VE	6
2.1.2 Baterias Elétricas	8
2.1.2.1 Tipos de Baterias	10
2.1.2.2 Carregamento de baterias.....	12
2.1.2.3 Reutilização e reciclagem de Baterias.....	13
2.2 Rede de mobilidade Elétrica	14
2.2.1 Tecnologias de carregamento.....	14
2.2.1.1 Carregamento <i>Plug-in</i>	14
2.2.1.2 Carregamento por indução	16
2.2.1.3 Substituição de baterias	17
2.2.2 Tipos de carregadores.....	17
2.2.2.1 Carregamento <i>on-board</i>	17
2.2.2.2 Carregamento off-board	18
2.2.3 Rede de Mobilidade Elétrica em Portugal	19
2.2.3.1 Adesão à rede como OPC	20
2.3 Produção distribuída e Micro Redes	22
2.3.1 Redes inteligentes	22
2.3.2 Controlo de Micro redes.....	23
2.3.3 Sistemas de produção de energia renovável	24
2.3.4 Sistemas de Armazenamento de Energia	24
2.3.4.1 Sistema de baterias	25
2.3.4.2 <i>Fuel Cell</i> de Hidrogénio.....	26
2.3.4.3 <i>Flywheel</i>	26
Capítulo 3	27
Arquitetura e controlo da estação de carregamento.....	27
3.1 Semicondutores de potência	27
3.1.1 IGBT.....	28
3.2 Ligação à rede.....	29
3.2.1 Barramento CA	30
3.2.2 Barramento CC	31
3.2.3 Transformadores	32
3.2.3.1 Transformador de estado sólido	32
3.3 Conversor CA-CC de interligação	34
3.3.1 Topologias de conversores CA-CC de interligação.....	34
3.3.2 Conversor CA-CC trifásico com controlo MLI	35
3.3.2.1 Princípio de funcionamento	35
3.3.2.2 Controlador	38
3.4 Conversores CC-CC	39
3.4.1 Topologias de conversores CA-CC de interligação.....	40

3.5	Sistema FV.....	40
3.5.1	Célula e módulos FV.....	41
3.5.2	Controlo MPPT	44
3.5.3	Conversor MPPT boost	44
3.6	Sistema de Baterias de Armazenamento de Energia	46
3.6.1	Conversor <i>buck-boost</i> bidirecional	46
3.6.2	Sistema de controlo	47
Capítulo 4		49
Desenho e simulação dos componentes da estação de carregamento.....		49
4.1	Rede Nacional de distribuição.....	49
4.1.1	Concelho do Porto	50
4.2	Definição da tensão no barramento	51
4.3	Desenho do circuito	51
4.3.1	Postos de carregamento	51
4.3.2	Conversor CA-CC de interligação.....	52
4.3.3	Operação do conversor	56
4.4	Sistema FV.....	59
4.4.1	Módulos FV	59
4.4.2	Conversor CC-CC MPPT boost	61
4.4.3	Operação do conversor	64
4.5	Sistema de baterias para armazenamento de energia	70
4.5.1	Dimensionamento do Sistema de armazenamento de energia	70
4.5.2	Conversor buck-boost bidirecional	72
4.5.3	Operação do conversor	74
Capítulo 5		77
Funcionamento e Supervisão da ECR		77
5.1	Estação de Carregamento com FV e SAEB	77
5.2	Condições operacionais.....	78
5.2.1	Cenário base	78
5.2.2	Cenário de adição do sistema FV.....	80
5.2.3	Cenário de adição do sistema de baterias	82
5.3	Afinamento do sistema	84
5.4	Sistema de supervisão e controlo	85
5.4.1	Controlo do fluxo de potência	85
5.4.2	Medidas de segurança.....	89
Capítulo 6		92
Conclusões e trabalhos futuros.....		92
6.1	Conclusão.....	92
6.2	Trabalhos futuros.....	93
Anexo A		94
A1-Folha de caraterísticas do modelo de painel fotovoltaico utilizado		94
A2-Folha de caraterísticas do modelo de IGBT utilizado		96
Referências		98

Lista de figuras

Figura 2.1 - Veículo elétrico de baterias [6].....	7
Figura 2.2. - Célula de Ião-Lítio [10]	9
Figura 2.3 - Método de carregamento em corrente constante-tensão constante [13].....	13
Figura 2.4 - Tipos de encaixe por região e por corrente de carregamento [23].....	15
Figura 2.5 - Carregador <i>on board</i> [18].....	18
Figura 2.6 - Carregador <i>off-board</i> [18].....	18
Figura 2.7 - Relações comerciais dentro da rede de mobilidade elétrica [34]	20
Figura 2.8 - Estrutura hierárquica de controlo de uma micro rede [39].....	23
Figura 3.1 - Estação de carregamento com configuração em barramento CA	30
Figura 3.2 - Estação de carregamento com configuração em barramento CC	32
Figura 3.3 - Estação de carregamento com configuração em barramento CC com TES	33
Figura 3.4 - Conversor CA-CC trifásico com controlo MLI [52]	35
Figura 3.5 - Operação como retificador com fator de potência unitário [52]	36
Figura 3.6 - Operação como inversor com fator de potência unitário [52].....	36
Figura 3.7 - Operação como capacitância pura e fator de potência nulo [52].....	36
Figura 3.8 - Operação como indutância pura e fator de potência nulo [52]	37
Figura 3.9 - Corrente numa fase (i_s), no transistor inferior (i_{Tn}), no diodo superior (i_{Dp}) e à saída dos semicondutores (i_{dc}) [52]	37
Figura 3.10 - Esquema do controlador.....	38
Figura 3.11 - Circuito equivalente da célula FV [53]	41
Figura 3.12 - Relação P-V para diferentes níveis de temperatura e irradiância constante [55]	42
Figura 3.13 - Relação P-V para diferentes níveis de temperatura e irradiância constante [55]	42
Figura 3.14 - Associação de módulos em série	43
Figura 3.15 - Associação de módulos em paralelo	43
Figura 3.16 - Conversor MPPT <i>boost</i>	45
Figura 3.17 - Conversor <i>buck-boost</i> bidirecional [58]	46

Figura 3.18 - Esquema de controlo do sistema de baterias	48
Figura 4.1 - Rede elétrica de distribuição do Porto	50
Figura 4.2 - Postos de carregamento	52
Figura 4.3 - Conversor CA-CC contruído no PSIM	52
Figura 4.4 - Controlador do conversor CA-CC	53
Figura 4.5 - Controlador PI para criação da corrente I_{ref}	54
Figura 4.6 - Parâmetros do controlador PI da corrente.....	55
Figura 4.7 - Variação da potência da carga	56
Figura 4.8 - Variação da potência da carga e tempo de restabelecimento	56
Figura 4.9 - Variação da corrente numa fase da rede	57
Figura 4.10 - Variação da corrente numa fase da rede	57
Figura 4.11 - Variação da tensão no barramento e tempo de estabelecimento	58
Figura 4.12 - Variação da tensão no barramento e tempo de estabelecimento	58
Figura 4.13 - Curvas caraterísticas do painel simulado: P-V(esquerda), V-I(direita)	59
Figura 4.14 - Dados dos módulos FV	61
Figura 4.15 - Sistema FV com conversor MPPT <i>boost</i>	61
Figura 4.16 - Controlo MPPT P&O	62
Figura 4.17 - Variação da irradiação durante a simulação	65
Figura 4.18 - Variação da tensão nos módulos FV	65
Figura 4.19 - Variação da tensão nos módulos FV	66
Figura 4.20 - Variação da corrente nos módulos FV no instante da mudança de irradiação ...	66
Figura 4.21 - Variação da corrente nos módulos FV durante o período de irradiação constante	67
Figura 4.22 - Potência à saída do sistema FV	67
Figura 4.23 - Variação da potência à saída do sistema FV	68
Figura 4.24 - Variação da potência à saída do conversor.....	69
Figura 4.25 - Variação da tensão no barramento.....	69
Figura 4.26 - Corrente de saída do sistema FV.....	70
Figura 4.27 - Parâmetros do modelo de baterias	72
Figura 4.28 - Sistema de baterias e conversor <i>buck-boost</i> bidirecional	72

Figura 4.29 - Controlador do conversor <i>buck-boost</i>	74
Figura 4.30 - Potência da carga	75
Figura 4.31 - Potência na bateria	75
Figura 4.32 - Variação da corrente na bateria	76
Figura 5.1 - Estação de Carregamento com FV e SAE	77
Figura 5.2 - Variação da potência de carga.....	78
Figura 5.3 - Variação da corrente numa fase da rede.....	79
Figura 5.4 - Variação da tensão no barramento.....	79
Figura 5.5 - Variação da irradiância (S)	80
Figura 5.6 - Variação da tensão no barramento.....	81
Figura 5.7 - Variação da corrente numa fase da rede.....	81
Figura 5.8 - Variação da corrente na rede	82
Figura 5.9 - Variação da tensão no barramento	82
Figura 5.10 - Variação da corrente no sistema de baterias.....	83
Figura 5.11 - Variação da tensão no barramento	85
Figura 5.12 - Potência na carga	86
Figura 5.13 - Potência à saída do sistema FV.....	87
Figura 5.14 - Corrente no sistema de baterias	87
Figura 5.15 - SoC do sistema de baterias	89
Figura 5.16 - SoC do sistema de baterias	90
Figura 5.17 - Irradiação.....	90
Figura 5.18 - Potência à saída do FV.....	91

Lista de tabelas

Tabela 1 - Bateria de chumbo ácido [11]	10
Tabela 2 - Bateria de hidretos metálicos de Níquel [11]	11
Tabela 3 - Bateria de íão-lítio [11]	11
Tabela 3.4 – Padrões relevantes para estações de carregamento [24].	16

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DAB	<i>Dual Active Bridge</i>
ECU	<i>Electronic Control Unit</i>
ECR	Estação de Carregamento Rápido
ESB	Estação de Substituição de Baterias
MLI	Modulação por largura de impulso
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
P&O	<i>Perturb and Observe</i>
PSFB	<i>Phase-Shifted Full-Bridge</i>
SGB	Sistema de Gestão de Bateria
UVE	Utilizadores de Veículos Elétricos
VE	Veículos Elétricos
VEB	Veículos Elétricos de Baterias
SOA	<i>Safe Operating Area</i>

Lista de símbolos:

C	Capacitância
L	Indutância
ω	Frequência angular

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo é feita a introdução do conteúdo da dissertação, fazendo a apresentação do seu enquadramento, objetivos e motivação e ainda da sua estrutura.

1.1 - Enquadramento

Um dos maiores problemas que a humanidade enfrenta na atualidade está relacionado com a emissão de gases nocivos para a atmosfera. A criação do efeito estufa e consequente aquecimento global é uma das grandes preocupações derivadas da poluição do ar, porém não é a única. A poluição do ar tem também efeitos prejudiciais na saúde dos seres vivos, sendo a quarta maior ameaça à saúde humana. Estima-se que a poluição é responsável por 9 milhões de mortes prematuras e que mais de um milhão de plantas e animais estão em risco de extinção, tal como foi anunciado na conferência Stockholm+50 no dia 5 de junho de 2022 [1]. Ainda na mesma conferência, foi reforçada a ideia de que os governos precisam de priorizar urgentemente ações sustentáveis, como o aumento de subsídios e triplicação de investimento em energias limpas. O transporte é um dos principais responsáveis pela poluição do ar sendo que representa mais de 20% das emissões globais de carbono e sua eletrificação é um passo necessário para que sejam cumpridos os objetivos definidos pelos governos [2, 3].

Os veículos elétricos (VE) estão a tornar-se cada vez mais populares como meio de transporte devido aos seus benefícios ambientais, económicos e funcionais. Estima-se que em 2025 o número de vendas de veículos elétricos de passageiros atinja os 20,6 milhões correspondendo a 23% das vendas de todos os veículos deste tipo e que em 2035 se atinjam os 80% [4]. Para acompanhar o crescimento da frota de veículos elétricos é necessário desenvolver uma infraestrutura de carregamento que seja capaz de suportar as necessidades dos utilizadores, estimando-se que o investimento em infraestrutura de carregamento exceda 1 trilhão de euros até 2040 [4].

Para tornar o tempo de carregamento dos veículos elétricos comparável ao reabastecimento dos veículos tradicionais, é necessário instalar carregadores rápidos CC, de elevada potência.

1.2 - Objetivos e Motivação

A instalação de vários carregadores rápidos numa estação de carregamento representa uma carga de grandes proporções e que varia em instantes com a ligação ou retirada de carregadores. Uma carga com estas características pode trazer graves problemas à rede elétrica, nomeadamente ao nível de estabilidade e de qualidade de serviço. De modo a resolver estes problemas, uma solução possível é a integração de sistemas de produção de energia renovável e de sistemas de armazenamento de energia, que contribuem para que a carga das estações seja mais previsível e controlável. Uma estação de carregamento com estas características pode ainda ser identificada como uma micro rede sustentável o que contribui para a redução das emissões de carbono do setor de transporte.

O desenvolvimento de uma estação de carregamento envolve o estudo da sua arquitetura, nomeadamente quanto à sua configuração e aos conversores utilizados e também quanto ao seu controlo de modo a garantir um serviço de qualidade e sem repercussões para a rede elétrica.

O objetivo desta dissertação é desenvolver uma estação de carregamento rápido para ser implementada na rede elétrica do Porto com capacidade de carregar até 10 carros em simultâneo, simulando o sistema recorrendo ao software PSIM.

1.3 - Estrutura da dissertação

A dissertação está dividida em 6 capítulos. No primeiro foi feita a introdução do tema e a apresentação do problema que se pretende resolver.

No segundo é feita a apresentação de alguns conceitos que são importantes para a contextualização e compreensão da dinâmica do trabalho que foi realizado, nomeadamente dos veículos elétricos e das baterias elétricas, da infraestrutura de carregamento, e da produção distribuída e micro redes.

No terceiro capítulo é feita a análise da arquitetura da estação de carregamento, explorando as opções de conversores. Um capítulo focado na eletrónica de potência e que permite a apresentação individual das partes constituintes do sistema da estação de carregamento.

O quarto capítulo é focado no dimensionamento de componentes e de controladores e feita a simulação dos elementos que constituem a estação de carregamento rápido.

No quinto capítulo são feitas as simulações de operação da estação de carregamento, considerando cenários extremos e observando o impacto do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento no sistema. Ainda neste capítulo são introduzidas as funcionalidades de supervisão e controlo, que permitem definir o fluxo de energia na estação de carregamento.

Por fim, no sexto capítulo são apresentadas as conclusões e os trabalhos futuros.

Capítulo 2

Eletrificação do Transporte

A eletrificação do transporte consiste na transição do setor no estado que se encontra, muito dependente de combustíveis fósseis que quando são utilizados para gerar energia são muito nocivos para o ambiente, para um cenário onde a eletricidade alimenta o setor. A eletrificação do transporte não envolve apenas a substituição dos veículos tradicionais para os veículos elétricos, mas também o desenvolvimento da infraestrutura de carregamento. Neste capítulo são apresentados os conceitos básicos relacionados com a mobilidade elétrica e com micro redes.

2.1 Veículos elétricos e baterias

As baterias são um dos principais componentes dos veículos elétricos, e juntos representam um conceito base de toda a dissertação. Para compreender como as estações de carregamento devem operar, primeiro é necessário entender o que são e como funcionam os veículos elétricos e as baterias pelo que esta dissertação se inicia precisamente pela sua apresentação.

2.1.1 Veículo Elétrico

Veículo Elétrico (VE) é o termo aplicado a um veículo que possui um ou mais motores elétricos para tração e que é alimentado por baterias recarregáveis [5].

O termo de VE não está limitado apenas aos veículos de passageiros (carros elétricos), sendo que também existem veículos elétricos de menor porte, como os veículos de duas ou três rodas, e de maior porte, como os autocarros e os caminhões elétricos.

Já sabemos que os VE são mais ecológicos que os veículos a combustão, porém as vantagens dos VE não se limitam apenas a aspetos ambientais. Uma grande vantagem dos VE está relacionada com a redução de custos. Embora o custo inicial de um VE possa ser mais elevado

do que um veículo tradicional, o seu custo de operação é significativamente mais baixo, isto porque a eletricidade é muito mais barata que os combustíveis fósseis e porque o custo de manutenção do veículo é também inferior, sendo que possuem menos peças e componentes que se possam desgastar ou necessitar de reparações. Adicionalmente, muitos países oferecem incentivos financeiros e benefícios fiscais para os utilizadores de veículos elétricos (UVE), reduzindo ainda mais os custos.

Em adição às vantagens ambientais e económicas, os VE possuem ainda uma performance superior. Possuem torque instantâneo (o que significa que conseguem acelerar de uma forma rápida e suave), possuem um sistema de travões rápido e eficiente (o que para além de aumentar a segurança do veículo, permite reduzir o desgaste dos travões), produzem muito menos ruído (o que permite reduzir a poluição sonora). Os VE estão ainda equipados com tecnologia de travagem regenerativa, que consiste na captura de energia durante a travagem que é depois enviada novamente para a bateria, aumentando a autonomia do veículo.

2.1.1.1 Tipos de Veículos elétricos

Existem diferentes tipos de VE, de onde podemos destacar os (1) Veículos elétricos de baterias, (2) Veículos elétricos híbridos *plug-in* e (3) Veículos elétricos a *Fuel Cell*.

Veículos Elétricos de Baterias (VEB) - Os veículos puramente elétricos, que também podem ser chamados de Veículos Elétricos de Baterias, são veículos que possuem baterias recarregáveis como única fonte de alimentação do veículo e que precisam de ser carregados através de uma fonte elétrica externa. Os VEB são mais eficientes na condução na cidade do que na autoestrada porque as travagens constantes permitem maximizar os benefícios da travagem regenerativa. São por norma mais caros do que os veículos de combustão interna (VCI) e que os híbridos elétricos semelhantes, porém esta diferença tem vindo a decrescer devido ao desenvolvimento da indústria e aos incentivos dos governos [6].

Veículos elétricos híbridos *plug-in* (VEHP) - são veículos que possuem baterias para alimentação de um motor elétrico, mas também usam outro combustível como gasolina ou gasóleo para alimentar um motor de combustão ou outra fonte de propulsão. Estes veículos podem alternar entre a utilização do motor elétrico e do motor a combustão, sendo que o uso do motor elétrico tem a função de reduzir os custos de operação do veículo. Tal como os VEB, carregam as baterias através de carregadores externos e da travagem regenerativa [6].

Veículos elétricos a *Fuel Cell* (VEFC) - são veículos que são alimentados por eletricidade proveniente de *Fuel Cell* de hidrogénio, onde a eletricidade é gerada através de fenómenos químicos de quebra de moléculas e aproveitamento de eletrões livres. Os VEFC possuem um

tanque de hidrogénio e também bateria elétrica, que é fundamentalmente usada para processos de auxílio ao motor, como por exemplo no arranque, para permitir a capacidade de travagem regenerativa e para “suavização” da potência entregue pela *fuel Cell* [6]. Esta é uma tecnologia muito atrativa pela sua ausência de emissões nocivas, sendo que apenas emitem vapor de água e ar quente, e pela sua capacidade de carregamento rápido. Por outro lado, são veículos que apresentam custos ainda bastante elevados devido à necessidade de componentes dispendiosos para o sistema de *fuel Cell* e para o tanque de armazenamento de hidrogénio, e à ainda subdesenvolvida infraestrutura de abastecimento principalmente justificada pela dificuldade de produção, transporte e armazenamento de hidrogénio [7, 8].

Após a apresentação dos diferentes tipos de VE, verificou-se que existiam semelhanças e diferenças entre todos. O VEHP é uma solução interessante a curto prazo, visto que combina a eficiência de um veículo elétrico com a conveniência e autonomia de um VCI, mas a longo prazo provavelmente não será a melhor solução visto que a direção do transporte é a eliminação por completo dos combustíveis fósseis. O VEFC é uma solução que apresenta vantagens muito atrativas, porém igualmente desvantagens difíceis de contornar. É uma tecnologia com muito interesse e que não será surpresa se a longo prazo se torne a melhor versão dos VE. Por fim, os VEB são a solução que se prevê ser dominante nas próximas décadas, com tecnologias emergentes e infraestrutura em desenvolvimento. Sendo os veículos puramente elétricos a solução com mais interesse, será de seguida apresentada a sua composição.

2.1.1.2 Composição do VE

A composição de um VE é significativamente diferente da de um VCI, sendo que a *powertrain* do primeiro possui menos 60% do número de componentes do segundo [6]. *Powertrain* é o nome dado ao sistema que fornece potência ao veículo e refere-se ao conjunto de componentes que geram a potência necessária para trabalhar o motor e que será entregue às rodas. Os componentes principais da *powertrain* de um VE podem ser observados na figura 2-1.

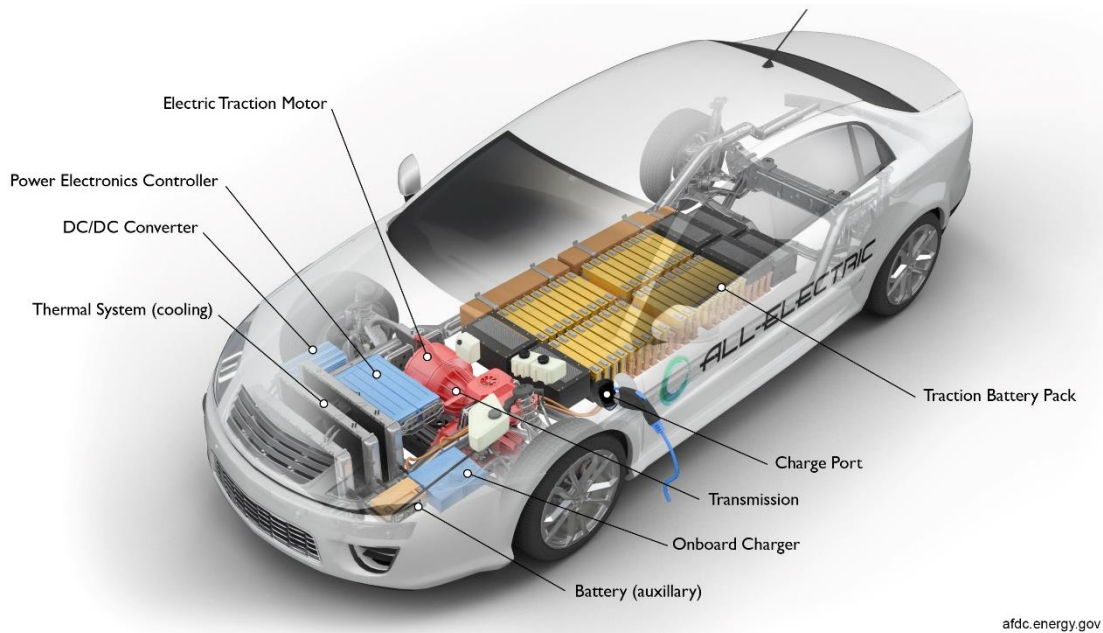


Figura 2.1 - Veículo elétrico de baterias [6].

- **Motor elétrico:** converte a energia elétrica em energia mecânica.
- **Bateria:** armazena a energia necessária para alimentar o veículo, sendo que esta é entregue na forma de corrente contínua. Frequentemente constituída por células de ião lítio.
- **Transmissão:** transfere a energia mecânica do motor para as rodas.
- **Conversor CC-CA:** a corrente contínua fornecida pela bateria é convertida em corrente alternada antes de ser entregue ao motor. Esta transferência de energia é gerida por um mecanismo de controlo referido por ECU (Eletronic Control Units) que controla a frequência e magnitude da corrente fornecida ao motor de forma a responder aos comandos do condutor via pedais de aceleração e travagem.
- **Carregador on-board:** quando o veículo é carregado em corrente alternada, é necessário um conversor que alimente a bateria em corrente contínua.

Para além destes componentes principais, existem também múltiplos componentes de *hardware* e *software* que são responsáveis pela monitorização e controlo do funcionamento dos VE. Estes componentes constituem a ECU e têm como função auxiliar a troca de informação e processamento de dados:

- **Sistema de gestão de bateria (SGB):** monitoriza o estado da bateria e é responsável por entrar em ação em caso de mau funcionamento da bateria. É responsável por extrair máxima eficiência da bateria e pela comunicação da bateria com outras ECU, sensores e sistemas de carregamento.

- **Conversor CC-CC:** dentro veículo elétrico existem componentes que operam a diferentes níveis de tensão, e por esse motivo é necessário um conversor que faça o ajuste de tensão para as diferentes partes do veículo como luzes, espelhos, vidros e outros.
- **Sistema de gestão térmica:** Responsável por manter a temperatura de funcionamento da *powertrain* dentro dos valores ótimos.
- **Módulo de controlo:** responsável pela supervisão e controlo das funções eletrónicas e segurança.

2.1.2 Baterias

A bateria é um dos componentes mais dispendiosos de um veículo elétrico, sendo que o seu preço pode representar 50% do custo de um VE [9]. Para que num futuro próximo os veículos elétricos possam substituir totalmente os veículos de combustão, é necessário que o preço das baterias continue a baixar. O *timing* de atingir o objetivo de reduzir os preços das baterias para baixo dos 100€/kWh é agora menos certo devido à subida do custo das matérias primas, motivada pela guerra, inflação e por conflitos entre os mercados internacionais, o que igualmente fez disparar os preços da gasolina e do gasóleo para valores recorde [4]. Este objetivo pode só ser atingido depois de 2024 na maioria dos mercados.

Para além do preço é igualmente importante que as baterias elétricas se desenvolvam de modo a tornarem-se mais eficientes, duradouras e ecológicas.

As baterias são constituídas por células eletroquímicas, sendo que cada célula possui um eletrodo positivo, um eletrodo negativo e uma camada condutora de iões a separá-los. Cada eletrodo é composto por um material ativo e por vários aditivos cuja função é aumentar a condutividade nestes componentes. É possível criar uma corrente elétrica através de reações químicas de oxidação-redução.

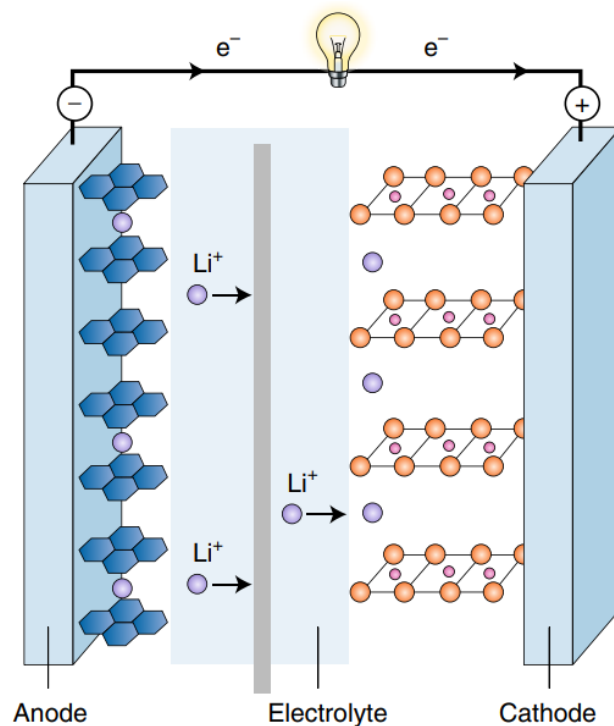


Figura 2.2. - Célula de lítio [10]

A bateria possui certas características que a identificam, relacionadas com energia, potência e tempo de vida útil. Destas características podemos identificar:

- **Capacidade (Ah)** - determina o tempo em horas que a bateria demora até descarregar totalmente a uma corrente constante;
- **Potência específica (W)**: corresponde à potência máxima fornecida em condições normais de funcionamento;
- **Ciclo de vida**: corresponde ao número de ciclos completos de carregamento e descarregamento que a bateria consegue suportar até a sua capacidade ser reduzida a 80% da capacidade inicial;
- **Corrente máxima de carga/descarga (C-rate)**: corresponde à corrente máxima à qual a bateria pode ser continuamente carregada ou descarregada. Medida em C, capacidade nominal da bateria;
- **Tempo de vida**: corresponde ao número de anos que se espera a bateria durar;
- **Taxa de autodescarga**: corresponde às perdas da bateria quando esta não está em funcionamento.

2.1.2.1 Tipos de Baterias

Existem vários tipos de baterias, sendo que os utilizados em VE são as de ião-lítio, as de hidretos metálicos de Níquel e as de chumbo ácido. Correspondem a tecnologias que possuem méritos individuais, que as tornam úteis em diferentes aplicações. Para competir com estas tecnologias existem novos tipos de baterias a serem investigadas e que as podem levar para níveis muito superiores aos que existem nas baterias disponíveis, tal como vai explorado em seguida:

Baterias de chumbo ácido (*lead-acid*) - Foram as primeiras baterias comercialmente disponíveis e dominaram o mercado durante várias décadas graças à sua grande maturidade e baixo custo. Atualmente não são empregues em veículos puramente elétricos pelo facto de possuírem baixa densidade energética e baixa potência específica e por serem pouco eficientes e relativamente pesadas e volumosas. Podem, no entanto, ser opções viáveis em aplicações em sistemas auxiliares de veículos de combustão ou veículos híbridos, sendo que o baixo custo, elevada durabilidade, baixa taxa de descarregamento e elevada segurança são caraterísticas atrativas [11].

As baterias de chumbo são tóxicas, no sentido que não podem ser descartadas e por isso a sua reciclagem é essencial para reduzir os riscos ambientais.

Tabela 1 - Bateria de chumbo ácido [11]

Tipo	Energia específica (Wh/kg)	Potência específica (W/kg)	Ciclos de Vida
Chumbo ácido	30~50	150~200	400~800

Baterias de hidretos metálicos Níquel - As baterias à base do níquel foram evoluindo ao longo dos anos, adotando novos elementos, com destaque para o caso do Níquel-Cádmio (Ni-Cd), Níquel-Zinco (Ni-Zn) e, na sua versão final, de hidretos metálicos de Níquel (Ni-MH) [11, 12]. As baterias de hidretos metálicos possuem boas caraterísticas energéticas, tendo sido bastante utilizadas em veículos híbridos. Foram ultrapassadas pelas baterias de ião-lítio por apresentarem menor energia específica e maiores custos, não sendo tão comuns. Em contrapartida, têm a vantagem de serem seguras e por isso poderem ser colocadas em locais mais expostos a impactos num automóvel. Apresentam também a desvantagem de possuírem elevadas taxas de autodescarga [12].

Tabela 2 - Bateria de hidretos metálicos de Níquel [11]

Tipo	Energia específica (Wh/kg)	Potência específica (W/kg)	Ciclos de Vida
Ni-MH	35-80	150-450	800-2000

Baterias de íão-lítio - As baterias de íão-lítio vieram a substituir os tipos de baterias apresentados anteriormente graças à sua superioridade de características de energia, potência e pelo seu bom ciclo de vida. As primeiras baterias de lítio a serem criadas utilizavam metal e na altura representaram avanços tecnológicos significativos em energia específica, densidade energética e redução de peso. Mais tarde apareceram as baterias de íão-lítio que têm sido alvo de maior investigação e desenvolvimento, principalmente em termos de segurança e de redução de custos, e são atualmente o tipo de baterias mais empregue em todo o tipo de veículos elétricos [12]. O preço destas baterias tem vindo a decrescer nos últimos anos e espera-se que a tendência se mantenha nos anos que estão por vir.

Tabela 3 - Bateria de íão-lítio [11]

Tipo	Energia específica (Wh/kg)	Potência específica (W/kg)	Ciclos de Vida
Íão-Lítio	120-300	200-450	600-3000

Tecnologias emergentes de baterias - Existem várias tecnologias de baterias promissoras para serem integradas nos VE e até para substituir as baterias de íão lítio como a tecnologia dominante no mercado. Uma das tecnologias promissoras são as baterias de estado sólido, que possuem um eletrólito sólido em vez de um líquido, o que permite aumentar a sua densidade de energia e a sua segurança (evita o derrame de substâncias inflamáveis em situações de rutura) [11]. Estas baterias encontram-se ainda em fase inicial de investigação, com um dos principais problemas estar relacionado com o número reduzido de ciclos de vida.

Outra tecnologia com potencial é a bateria de íão-sódio, que estão a ser exploradas para servirem de alternativa às baterias de íão-lítio. Esta tecnologia tem o mérito de usar sódio em vez do lítio, sendo que o sódio é um elemento muito mais barato e abundante que o lítio. Em contrapartida, estas baterias possuem menor densidade de energia e os ciclos de vida são mais curtos que as baterias de íão-lítio, tornando-as pouco recomendadas para VEs de grandes autonomias [11].

Por fim, as baterias de enxofre-lítio e as de ar-lítio são tecnologias que estão em desenvolvimento e que têm potencial para aumentar significativamente a densidade de energia nas baterias dos VE, podendo atingir 11,700 por Wh/kg, valor que em teoria compete com a gasolina [11, 12].

2.1.2.2 Carregamento de baterias

O carregamento otimizado das baterias deve ser o mais rápido possível sem violar as limitações térmicas da mesma ou prejudicar o seu estado de vida [13]. A potência de carregamento de uma bateria corresponde à relação entre a tensão nominal da bateria e a corrente de carregamento ($P=V \cdot I$) [11].

Um dos conceitos essenciais do carregamento de baterias é o de *C-rate*, que já foi apresentado. 1C corresponde à capacidade nominal da bateria. Uma bateria de 400V com capacidade de 100kWh pode ser carregada ou descarregada com 250 A durante uma hora. Se a corrente for 1000 A quer dizer que o processo apenas duraria 15 minutos. Isto permite-nos entender que quanto maior for o *C-rate*, mais rápido é o carregamento ou descarregamento da bateria. Porém, aumentar o *C-rate*, pode também levar à perda de eficiência do processo e ainda à redução do tempo de vida da bateria. 6C é considerado um valor de carregamento ultrarrápido [14].

A tensão na bateria deve ser mantida dentro dos limites específicos, sendo que também é um fator importante para a otimização do carregamento. Se a tensão da bateria for inferior ao limite, então a eficiência do carregamento será reduzida. Por outro lado, se a tensão da bateria for superior ao seu limite, poderá danificar o equipamento. A tensão na bateria pode ainda ser afetada por fatores externos, como temperatura, uso, tempo de armazenamento e outros [14].

Para o carregamento de baterias de íão-lítio, um dos métodos mais utilizados é o de corrente constante-tensão constante [13]. Este método consiste em iniciar o carregamento da bateria em corrente constante até ser atingido o valor de “*threshold*” de tensão. A partir deste momento, o carregamento é efetuado em tensão constante. Este método permite preservar a vida das baterias.

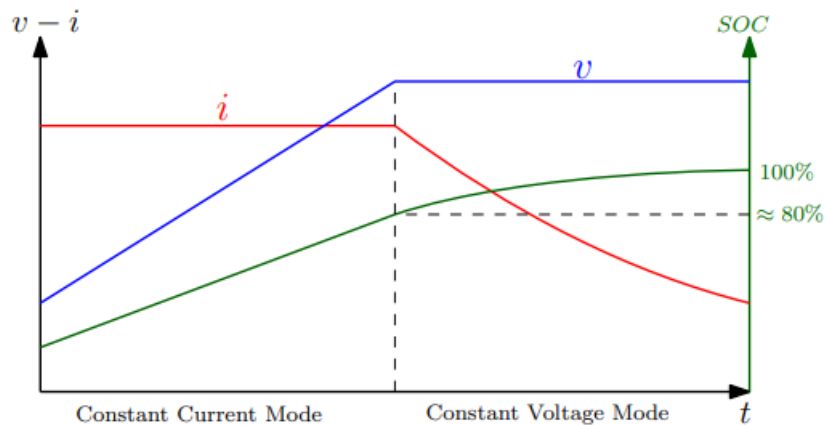


Figura 2.3 - Método de carregamento em corrente constante-tensão constante [13]

2.1.2.3 Reutilização e reciclagem de Baterias

As baterias possuem um ciclo de vida, desde o processamento de matérias e produção de componentes, passando pela produção de células e módulos e montagem de *packs* até serem integradas na sua função, como por exemplo nos VE. Chegando ao fim da sua vida útil, a bateria elétrica é um componente que pode e deve ser reutilizado e reciclado, de modo a reduzir o impacto ambiental e a reaproveitar os seus componentes.

No caso da reutilização, as baterias usadas dos veículos elétricos, podem não ser mais úteis para alimentar o veículo, porém podem ser utilizadas em aplicações de menor exigência, como em armazenamento de energia. A reutilização envolve a desmontagem do *pack*, testagem dos módulos e células e montagem em novos *packs*. O processo de reutilização de baterias deve garantir que as baterias continuam viáveis e que o seu custo é competitivo com o de baterias novas [15].

A reciclagem consiste no reaproveitamento de matéria prima para que possa ser usada no fabrico de novas baterias ou de outros aparelhos eletrónicos [16]. O lítio embora não seja tão tóxico como outros elementos de baterias, é altamente reativo e por isso é importante que seja feita a sua reciclagem de forma segura e eficiente. Existem três métodos principais de reciclagem de baterias de íão lítio [17]: pirometalurgia (fundição), hidrometalurgia (processos químicos de precipitação) e a reciclagem direta. A maior parte da reciclagem é feita pelos dois primeiros métodos, sendo que é possível recuperar metais valiosos como o níquel e o cobalto e ainda do cobre e do alumínio [15]. A reciclagem direta é um método que ainda está em desenvolvimento, mas que tem a capacidade de aumentar a eficiência da reciclagem.

As iniciativas de reciclagem de baterias estão a chegar a alguns fabricantes de veículos elétricos como a KIA, Renault e BMW. Atualmente, metade de toda a reciclagem de baterias é feita na China.

2.2 Rede de mobilidade Elétrica

A rede de mobilidade elétrica corresponde ao conjunto das infraestruturas relacionadas com o carregamento de baterias de veículos elétricos. Os postos de carregamento podem ser públicos ou privados, de carregamento rápido ou lento, e instalados em contexto urbano, rural e em autoestradas [18].

Existem ainda várias tecnologias para carregar os VE e várias potências, tal como vamos explorar neste tópico.

2.2.1 Tecnologias de carregamento

Existem 3 tecnologias de carregamento de baterias de veículos elétricos: o carregamento *plug-in*, o carregamento por indução e as estações de substituição de baterias. Vai-se explorar em que consiste cada uma e quais são os seus méritos e as suas limitações.

2.2.1.1 Carregamento *Plug-in*

É a tecnologia mais habitual em estações de carregamento e consiste na ligação do posto de carregamento ao veículo elétrico através de um cabo com um determinado encaixe. Esta é a tecnologia de carregamento mais eficiente e segura. No carregamento *plug-in*, podemos identificar várias características, tal como é explicado em seguida.

Nível: potência da tomada - Existem 3 níveis de carregamento: o nível 1 refere-se a carregamentos com potência até 3,7kW; o nível 2 refere-se a carregamentos com potência até os 22kW; o nível 3 refere-se a carregadores rápidos em CA ou CC, os primeiros com potências até os 43.5kW e os segundos com potências que podem atingir muitas centenas de kW. Dentro dos carregadores CC podem ainda ser distinguidos em carregadores rápidos e ultrarrápidos, os segundos para potências de carregamento superiores a 350kW [13, 19, 20].

Tipo: encaixe, conexão, padrões - as estações de carregamento são concessionadas com base em padrões definidos pela *Society of Automotive Engineers* (SAE). Existem várias normas que abrangem os protocolos de comunicação e os parâmetros elétricos e físicos, como é o exemplo dos padrões na tabela 3.4. Os tipos de encaixe e conexão podem ser diferentes de país para país e consoante o carregamento em CA ou CC. Nem todos os veículos suportam o carregamento rápido, porém todos têm de estar preparados para o carregamento CA através dos encaixes próprios. Os encaixes destinados ao carregamento CA são o J1772 ou tipo 1, utilizados nos Estados Unidos e Japão e o *Mannekes* ou tipo 2 usados na Europa e no resto do Mundo. O CHAdeMO foi o primeiro encaixe destinado ao carregamento rápido CC e foi criado no Japão, onde ainda é popular, pelos construtores locais como a *Toyota*, *Mitsubishi*, *Subaru* e *Nissan*. O

CCS surgiu de seguida, criado por Europeus e Americanos com o objetivo de criar um tipo de encaixe padrão. O grande mérito do CCS é que permite o carregamento com ambos os tipos de corrente (CA ou CC) através de um só encaixe, o que ainda não é possível com a tecnologia CHAdeMO. No CCS (1 para os Estados Unidos e 2 para a Europa e resto do Mundo) aos encaixes CA já existentes, foram adicionados duas entradas que apenas são usadas durante o carregamento CC. Na União Europeia o CCS2 exigido por lei. Os restantes carregadores que podem ser encontrados são os da Tesla, que optou por criar a sua própria infraestrutura de carregamento e os seus próprios encaixes, e o GB/T que é usado na China [21, 22]. A informação quanto aos tipos de encaixes por região e por corrente de carregamento podem ser observados na figura 2.4.

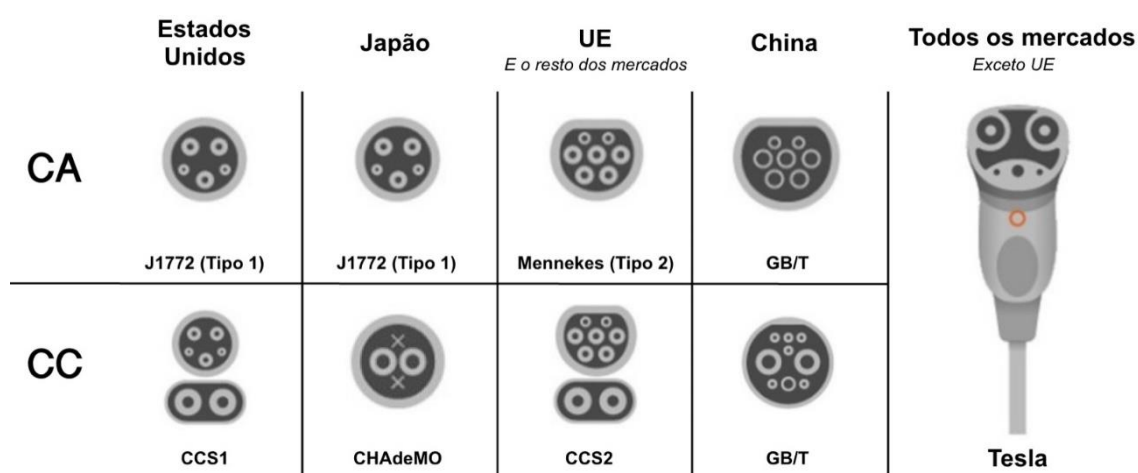


Figura 2.4 - Tipos de encaixe por região e por corrente de carregamento [23]

Modo: protocolo de comunicação - carregadores diferentes possuem diferentes protocolos de comunicação. Por exemplo, os carregadores AC lentos não possuem comunicação direta nos seus cabos, enquanto nos carregadores AC rápidos é possível controlar a velocidade de carregamento apesar de necessitarem de comando externo. Os carregadores rápidos CCS possuem comunicação nas linhas de potência (*Power Line Communication* - PLC) e os carregadores de CHAdeMO e da Tesla possuem um controlo por área de rede (*Controller Area Network* - CAN). Os protocolos PLC e CAN permitem a implementação de estratégias de controlo de redes como a Vehicle to grid (V2G) [21].

Tabela 3.4 – Padrões relevantes para estações de carregamento [24].

Padrão	Conteúdo
SAE J1772	Estabelece as classificações dos equipamentos usados no carregamento de VE
SAE J2293	Estabelece os requisitos dos equipamentos de carregamento <i>on</i> e <i>off-board</i> .
SAE J2847	Fornecer padrões de comunicação entre a rede elétrica e os veículos elétricos plug-in
SAE J2954	Define a transferência de energia <i>wireless</i> de todos os tipos de veículos plug-in e a metodologia de alinhamento de bobinas.
IEEE 1547	Define padrões para a conexão de recursos distribuídos com sistemas de energia elétrica.
IEC 61980-3	Define os requisitos do sistema de energia <i>wireless</i> baseado em campo magnético.
IEC T 562840-1	Dá uma visão geral dos sistemas de troca de bateria.
IEC 61851-21-1	Define os requisitos para a conexão condutiva de um VE a uma fonte CA ou CC.
IEC 61851-24	Define a comunicação digital entre uma estação de carregamento CC e um VE.
IEC 62196-1	Dá uma visão geral da interface entre o VE e a estação de carregamento.
IEC 62196-2	Estende os designs anteriores com descrição detalhada das tomadas.
IEC 62196-3	Descreve o acoplador do veículo CC e define as características.

2.2.1.2 Carregamento por indução

O carregamento por indução baseia-se numa ligação sem fios que permite a transferência de energia sem conexões elétricas (*Wireless Power Transfer* - WPT). Este carregamento é possível graças à variação de um campo eletromagnético produzido por bobinas [25]. O WPT pode ser categorizado em carregamento estacionário e carregamento dinâmico. No caso do carregamento dinâmico os veículos elétricos podem ser continuamente carregados enquanto

estão em movimento, o que pode ser uma solução para aumentar as autonomias dos mesmos e reduzir o tamanho das baterias [26]. Este tipo de carregamento traz vantagens relacionadas com a durabilidade, confiabilidade, estética e ainda pela facilidade de utilização, porém tem também obstáculos como a incompatibilidade eletromagnética, limites de transferência de energia, estruturas caras e volumosas e baixo alcance e eficiência o que a torna menos empregada que o carregamento por condução [27].

2.2.1.3 Substituição de baterias

As estações de substituição de baterias (ESB) consistem em fornecer ao cliente uma bateria carregada por troca da bateria utilizada. Inicialmente foi adotada nos transportes públicos, porém de momento apenas é implementada em países asiáticos [24]. A implementação em grande escala de ESB fica dificultada pelo motivo de não existir um modelo de bateria comum entre os produtores de veículos elétricos [28]. Numa perspectiva de investimento, o custo da concepção de uma estação deste tipo é até 10 vezes superior a uma estação de carregamento rápido já que requer um investimento inicial muito elevado no stock de baterias [29]. Por outro lado, existem estudos que mostram que no planeamento a longo prazo as ESB são mais rentáveis do que estações de carregamento rápido. É o caso de [30] onde é feita uma comparação de custo-benefício entre os dois tipos de estações em Shenzhen, China. O estudo mostra que a curto prazo as estações de carregamento rápido são mais vantajosas economicamente, porém a implementação de ESB resulta numa maior qualidade de serviço ao cliente. Em adição, as ESB possuem vantagens quanto ao menor consumo em horários de ponta e quanto à redução da degradação das baterias devido ao processo de carregamento lento [31].

2.2.2 Tipos de carregadores

Como já foi apresentado, os carregamentos de baterias de veículos elétricos podem ser com corrente alternada ou com corrente contínua. Consoante a potência que suportam, os carregadores possuem diferentes dimensões. Assim, vão-se distinguir de seguida os tipos de carregadores que são usados em cada tipo de carregamento, sendo eles os carregadores que se encontram dentro (*on-board*) e fora (*off-board*) dos veículos elétricos.

2.2.2.1 Carregamento *on-board*

Os carregadores de bateria *on-board* são responsáveis pelos níveis de carregamento 1 e 2. Como estes carregamentos são de baixa potência, este componente é de pequenas dimensões e por isso é possível integrar estes componentes dentro dos veículos elétricos. Na verdade tratam-se de conversores de potência e filtros que têm a função de fazer a ligação entre a fonte de alimentação e a bateria do veículo elétrico.

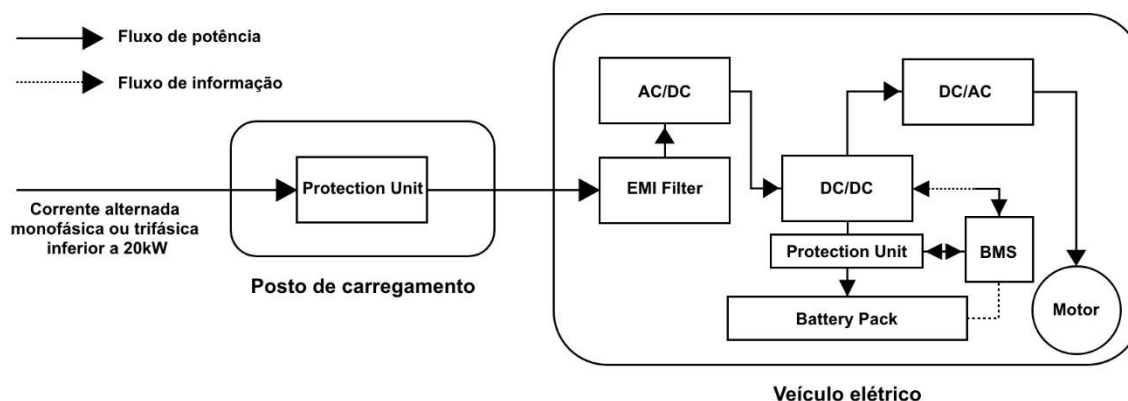


Figura 2.5 - Carregador *on board* [18]

2.2.2.2 Carregamento off-board

Os carregadores de baterias *off-board* são responsáveis pelo nível de carregamento 3, e são fundamentais para o carregamento rápido CC. Como suportam maiores potências, são de grandes dimensões e por isso não são possíveis de instalar dentro dos veículos. O objetivo da utilização destes carregadores é converter a energia nos postos de carregamento para que esta possa ser diretamente entregue à bateria. A integração destes carregadores faz parte da arquitetura de uma estação de carregamento, tema que é explorado no próximo capítulo. Na figura 2.6 podemos observar o esquema da topologia do carregamento *off-board*.

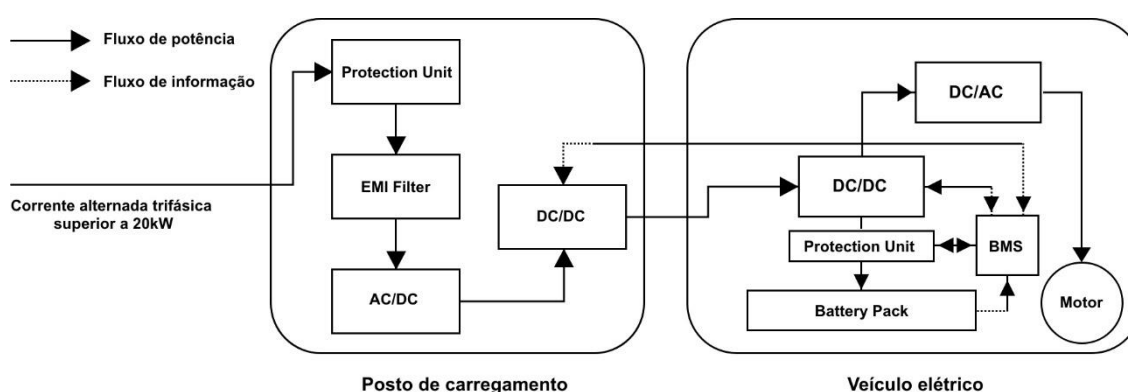


Figura 2.6 - Carregador *off-board* [18]

2.2.3 Rede de Mobilidade Elétrica em Portugal

A rede de mobilidade elétrica em Portugal está ao encargo de várias entidades, onde cada uma desempenha as suas funções para que todo o processo de carregamento de veículos elétricos seja possível. Segundo o regulamento de janeiro de 2021 da Mobilidade Elétrica definido pela ERSE, é constituída por [\[32-34\]](#):

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

A entidade gestora da mobilidade elétrica é a MOBI.E, S.A., uma empresa pública que assume a responsabilidade da gestão e monitorização da rede de postos de carregamento, nomeadamente em termos de fluxos energéticos, de informação e financeiros.

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

Os Comercializadores de Eletricidade para a Mobilidade Elétrica (CEME) são as entidades responsáveis pela compra e venda da energia elétrica que será fornecida para o carregamento das baterias dos veículos elétricos nos pontos de carregamento da Rede Mobi.E. A atividade de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica é exercida em regime de livre concorrência.

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

O OPC é a entidade cuja atividade consiste na instalação, disponibilização, exploração e manutenção de infraestruturas de acesso público ou privativo, integradas na rede de mobilidade elétrica e que permitam o carregamento de baterias de veículos elétricos. O preço de venda de energia pelos OPC é estabelecido em regime de mercado.

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

Entidade responsável por estabelecer a ligação de todos os postos de carregamento à rede de distribuição e por garantir a segurança e a qualidade do serviço de fornecimento de energia aos clientes.

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

O UVE é um cliente da rede de mobilidade elétrica que utiliza os pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica para o carregamento das baterias de um veículo elétrico.

Os utilizadores do veículo elétrico (UVE) estabelecem contratos com um ou mais comercializadores de energia para a mobilidade elétrica (CEME). Para carregamento do seu veículo, o UVE desloca-se a um ponto de carregamento e identifica-se através de um cartão ou de uma aplicação de telemóvel, o que permite que o carregamento lhe seja faturado pelo seu

CEME ao preço contratado. No valor pago pelo carregamento estão representadas as parcelas da eletricidade, redes de energia e comercialização (parcela da CEME) e da utilização dos postos de carregamento (cobrado pela CEME para pagar aos respetivos operadores do ponto de carregamento onde o carregamento foi efetuado). A EGME é responsável por garantir o fluxo de dados necessário à faturação dos contratos e pela troca de informação como o ORD com vista à imputação dos consumos na Rede da Mobilidade Elétrica a carteiras de comercialização de comercializadores do setor elétrico (CSE). De notar que nada impede que o CSE e o comercializador da mobilidade elétrica (CEME) sejam uma mesma entidade [34]. O esquema das relações comerciais das diferentes entidades está resumida na figura 2.7.

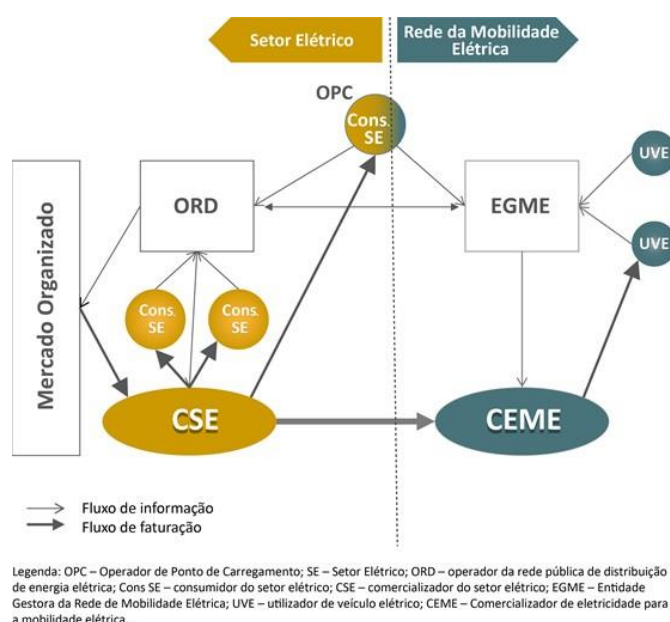


Figura 2.7 - Relações comerciais dentro da rede de mobilidade elétrica [34]

2.2.3.1 Adesão à rede como OPC

Tendo a intenção de implementar uma estação de carregamento em Portugal, é necessário aderir à rede de mobilidade elétrica como função de OPC, tal como refere na página da MOBI.E. Para se aderir à rede MOBI.E como OPC é necessário adotar-se os seguintes procedimentos [33]:

- 1- Requerer, junto da Direção-Geral de Energia e Geologia, licença de Operador de Pontos de Carregamento para a mobilidade elétrica;
- 2- Assinar o Acordo de Adesão à Rede de Mobilidade Elétrica com a MOBI.E
- 3- Proceder à instalação de postos de carregamento.

Com a licença de OPC, o operador poderá proceder à instalação de postos de carregamento, recorrendo aos fabricantes com equipamentos já validados para a rede Mobi.E. A lista de fabricantes com postos de carregamento validados pode ser encontrada em [35].

Em todos os casos em que a ligação aos sistemas técnicos utilizados pela Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica seja obrigatória, o operador terá de garantir a compatibilidade técnica, tecnológica e de segurança entre os equipamentos de carregamento que instala e os sistemas e equipamentos da Rede de Mobilidade Elétrica, da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica e da rede de distribuição de eletricidade.

Os regimes jurídicos aplicáveis aos OPC podem ser encontrados no Decreto-Lei n.º 90/2014 [36], relacionado com a mobilidade elétrica, aplicável à organização, acesso e exercício das atividades relativas à mobilidade elétrica, bem como as regras destinadas à criação de uma rede piloto de mobilidade elétrica. Deste regulamento destaca-se o artigo 7.º, relativo às obrigações dos OPC:

Artigo 7.º

2 - “A adesão à rede de mobilidade elétrica pelo OPC está sujeita ao cumprimento das obrigações legais para o exercício da atividade e à prestação de garantias nos termos do Artigo 26.º”.

3 - “A adesão à rede de mobilidade elétrica pelo OPC está sujeita à celebração do respetivo contrato de adesão (...)”.

4 - “A comunicação dos dados de carregamento dos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica deve cumprir as obrigações legais, designadamente o RGPD, e as boas práticas, no âmbito da proteção de dados pessoais, da segurança das redes e sistemas de informação”.

5 - “A comunicação dos dados de carregamento dos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, para efeitos de faturação, não pode conter dados que sejam suscetíveis de identificar de forma direta a pessoa singular”.

Destacam-se mais dois documentos para o processo de licenciamento enquanto operador de postos de carregamento [33]:

- Portaria n.º 241/2015 - Estabelece os requisitos técnicos a que fica sujeita a atribuição de licença para o exercício da atividade de operação de pontos de carregamento da rede de mobilidade elétrica, bem como algumas regras procedimentais aplicáveis à instrução do respetivo requerimento.
- Portaria n.º 240/2015 - Fixa o valor das taxas devidas pela apreciação do pedido, e efetivação, do registo de comercialização de eletricidade para a mobilidade elétrica, pela emissão da licença de operação de pontos de carregamento e pela realização das inspeções periódicas.

2.3 Produção distribuída e Micro Redes

Com o aumento do número de VEs em circulação nas estradas, será de esperar que as redes de energia comecem a ficar sobrecarregadas. Por esta razão é essencial procurar outras soluções de produção de energia que permitam responder à subida da demanda. A introdução das fontes de produção distribuída, que correspondem a novas fontes de geração de energia em menor escala, mais próximas das zonas de consumo e que normalmente adotam a forma sistemas de energias renováveis, levaram ao desenvolvimento das micro redes. As micro redes são sistemas de média ou baixa tensão que possuem fontes de produção distribuída, cargas controláveis, sistemas de armazenamento e unidades de controlo, que operam coordenadamente entre si de modo a fornecer um serviço elétrico de qualidade. Podem operar ligados à rede ou em ilha [37, 38].

Quando ligadas à rede, as micro redes fornecem um auxílio no sentido de descongestionamento nos ramos, evitando novos investimentos em reforços e trazem também benefícios quanto à regulação de potência reativa, frequência e tensão. As micro redes vieram resolver problemas que existiam até então:

- Sensibilidade do sistema energético face a instabilidades de tensão e frequência e a variações de carga;
- Difícil integração de energias renováveis;
- Necessidade de grandes investimentos na rede de transmissão devido à distância entre as centrais de produção e os consumidores, que também tornava a operação de transporte de energia menos eficiente devido às perdas nas linhas.

2.3.1 Redes inteligentes

As redes inteligentes (smart grids) são redes de distribuição que utilizam as mais avançadas tecnologias de eletrónica de potência, computação e comunicação de modo a proporcionar um sistema capaz de gerir e monitorizar a transferência de energia entre todos os seus utilizadores e todos os seus elementos de uma forma otimizada. O desenvolvimento e integração das redes inteligentes irá permitir criar um sistema elétrico melhorado com as seguintes características:

- **Elevada capacidade** - O aumento do consumo de energia será exponencial devido à proliferação dos veículos elétricos e à dependência crescente dos aparelhos elétricos em várias aplicações industriais, residenciais e civis e a rede elétrica terá de ser capaz de acompanhar esta evolução.
- **Elevada qualidade de energia e fiabilidade** - O serviço de eletricidade deve estar prontamente disponível e com a qualidade desejável (tensão e frequência estáveis e

baixa distorção harmónica). Sistemas capazes de autorregeneração e resilientes contra apagões e catástrofes naturais.

- **Elevada eficiência** - Redução das perdas durante os processos de transmissão e distribuição de eletricidade e gestão das cargas.
- **Elevada flexibilidade** - Sistema configurável e capaz de integrar novas cargas e sistemas de produção.
- **Baixo impacto ambiental** - ser sustentável e substituir gradualmente as fontes produção tradicionais por energias renováveis.
- **Inclusivo** - permite a participação ativa dos consumidores no mercado de energia, dando a possibilidade de produzir energia para a rede.

Este conceito é explorado durante a dissertação, com o objetivo de tornar a estação de carregamento rápido capaz de fazer a gestão inteligente dos recursos.

2.3.2 Controlo de Micro redes

Por razões económicas e de estabilidade, na operação de uma micro rede é essencial haver um sistema de controlo, cujo papel é regular a tensão e a frequência, definir a partilha de carga entre as fontes de alimentação, controlar a potência transferida entre a rede e a micro rede e garantir a otimização do sistema a nível económico e funcional. Das funções enumeradas, podem-se distinguir diferentes níveis de urgência e de relevância, o que pode ser representado através de uma estrutura de controlo hierárquica semelhante à observada na figura 2.8 [37, 39].

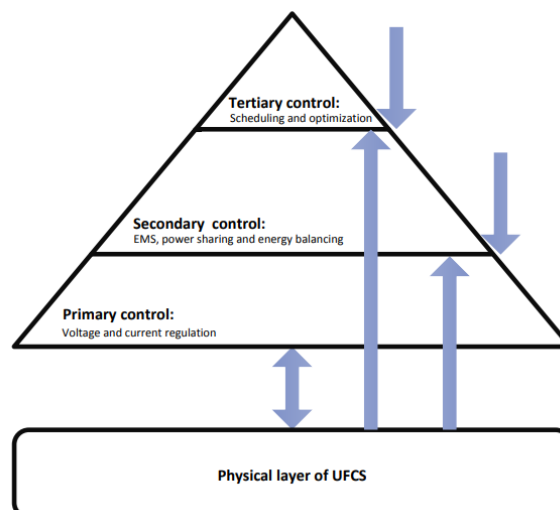


Figura 2.8 - Estrutura hierárquica de controlo de uma micro rede [39]

A estrutura hierárquica de controlo é dividida em três níveis: primário, secundário e terciário.

No controlo primário é feita a regulação da tensão, da corrente e da frequência e depende de sistemas de medição locais. É o nível de controlo mais importante da micro rede e é por isso o que apresenta tempos de resposta mais rápidos, na ordem das dezenas de milissegundo. Este controlador será implementado no conversor de interface com a rede e nos conversores de interface com os componentes auxiliares do sistema.

O controlo secundário é responsável por fazer a distribuição de carga pelas fontes de alimentação através de técnicas de otimização baseadas em fatores económicos ou de qualidade de serviço. Este tipo de controlo possui tempos de resposta na ordem das centenas de milissegundo. Esta função de controlo deverá ser efetuada por um sistema de supervisão relativo ao sistema.

Por fim, o controlo terciário está relacionado com o agendamento de cargas e também com a compensação de potência reativa. Representa a camada mais superficial de gestão e possui tempos de atuação mais longos, na ordem de segundos ou minutos.

2.3.3 Sistemas de produção de energia renovável

Os sistemas de produção de energia renovável são sistemas de geração à base de recursos naturais e cuja principal função num projeto de uma estação de carregamento é fornecer energia à estação de carregamento para reduzir o consumo na rede em períodos de ponta.

Dentro das tecnologias de energias renováveis, a energia fotovoltaica destaca-se pela elevada fiabilidade, reduzida necessidade de manutenção, reduzido custo e maior tempo de vida quando comparado a outras tecnologias de energias renováveis [40]. Devido a estas vantagens, e também pela reduzida necessidade de espaço e pela fácil instalação, os sistemas fotovoltaicos são muito utilizados em micro redes e em espaços urbanos.

Na estação de carregamento que é desenvolvida nesta dissertação, é simulada a inclusão de um sistema fotovoltaico.

2.3.4 Sistemas de Armazenamento de Energia

Os sistemas de armazenamento de energia são estruturas que permitem aumentar a flexibilidade da operação dos sistemas de energia, armazenando energia durante períodos de vazio e fornecendo-a quando necessário.

Os sistemas de armazenamento de energia podem ser de vários tipos e adaptar diferentes formas [41]:

- **Mecânicos** - *Flywheel*, ar comprimido e gravidade;
- **Elétricos** - Super-condensadores e super-íman condutor;

- **Híbridos** - Baterias+SM/SC/FC e FC+SC;
- **Eletroquímicos** - Baterias;
- **Químicos** - *Fuel Cell* de hidrogénio;
- **Térmicos**.

A adição de um sistema de armazenamento de energia permite uma gestão energética mais eficaz da estação de carregamento e confere assim flexibilidade ao seu funcionamento. Os principais benefícios dos sistemas de armazenamento de energia são [42]:

- Redução de potência de pico - permite reduzir os picos de carga e evitar sobrecargas na rede elétrica nestes períodos;
- Arbitragem de preços - prestam auxílio em períodos de ponta, onde a energia é mais cara e carregam em períodos de vazio onde o custo da energia é menor ou em situações de excedente de produção das fontes de energia renovável;
- *Smoothing* e *ramping* - estabiliza variações repentinas que podem surgir na produção fotovoltaica ou no consumo.

Devido ao elevado pico e variações em degrau da carga de uma estação de carregamento, os sistemas de armazenamento de energia são importantes para impedir a instabilidade da rede e a redução da qualidade de serviço. A natureza intermitente da produção fotovoltaica é também outro fator que pode ser mitigado através dos sistemas de armazenamento [41].

Os tipos de armazenamento mais estudados em projetos de estações de carregamento rápido são os de baterias, os de *Fuell Cell* de hidrogénio e as *flywheels* [43].

2.3.4.1 Sistema de baterias

O tipo de sistema de armazenamento que é mais estudado em projetos de estações de carregamento é à base de baterias, mais precisamente, de ião-lítio que é neste momento a tecnologia que melhor combina características e custos. Os sistemas de armazenamento de baterias destacam-se pela sua rápida resposta e pela sua capacidade de armazenamento satisfatória, na ordem das centenas de kW. Os sistemas de armazenamento de energia de baterias de ião-lítio, armazenam 150 a 250 Watt-hora por kg, possuem eficiências de carregamento/descarregamento na ordem dos 95%, tempo de vida entre 10 a 15 anos e são amigas do ambiente. Os preços das baterias têm vindo a diminuir e por este motivo os projetos de sistemas de armazenamento de energia de baterias tenderão a tornar-se cada vez mais vantajosos economicamente.

2.3.4.2 *Fuel Cell* de Hidrogénio

Outra tecnologia bastante estudada para esta aplicação é a de *Fuel Cell* de hidrogénio devido à sua grande capacidade de armazenamento de energia e excepcionais características. O sistema de armazenamento de energia baseado em *Fuel Cell* de hidrogénio gera energia limpa e as suas emissões são apenas de vapor de água. A sua combustão é rápida e possui menor densidade de energia por volume e maior densidade de energia por peso. Devido à abundância de matéria-prima, o custo de geração desta tecnologia tem vindo a diminuir. Em contrapartida, esta é uma tecnologia com baixa eficiência e cujo custo não justifica ainda a sua utilização.

2.3.4.3 *Flywheel*

Por fim, outra tecnologia que pode eventualmente ser aplicada em estações de carregamento é a baseada em *flywheel*, estes são caracterizados por terem maior densidade de potência e menor densidade energética que as baterias, porém as suas principais desvantagens são a sua elevada taxa de auto descarregamento e as suas grandes dimensões, o que complica a sua instalação em contexto urbano.

Conclusão:

Neste capítulo foram explorados alguns conceitos básicos que estão relacionados com as estações de carregamento de veículos elétricos. A estação de carregamento desenvolvida irá identificar-se como uma micro rede, aglomerando postos de carregamento, sistema fotovoltaico (FV) e sistema de baterias para armazenamento de energia. No próximo capítulo é feita uma análise da arquitetura que permite a integração destes sistemas.

Capítulo 3

Arquitetura e controlo da estação de carregamento

No presente capítulo é discutida a arquitetura da estação de carregamento ao nível da ligação à rede de distribuição e inclusão de sistemas de armazenamento de energia e unidades de produção de energia renovável. É ainda feita a apresentação de diferentes topologias de conversores e a comparação de diferentes soluções de modo a escolher a melhor configuração do sistema que vai ser construído.

3.1 Semicondutores de potência

De modo a ser possível a evolução da eletrónica de potência, foi necessária a evolução paralela dos semicondutores, através da criação de dispositivos com maior capacidade de suporte de potência, maior simplicidade de controlo e progressiva redução dos custos. Foi graças à evolução dos semicondutores que se abriram as possibilidades quanto às topologias e aplicações dos conversores de potência. A escolha dos semicondutores adequados para uma dada aplicação depende de [\[44\]](#):

- Tensão inversa e resistência de condução que irá determinar as perdas por condução do dispositivo;
- Tempo de comutação ditam as perdas de energia durante a transição do estado do semicondutor e determina quão alta a frequência de comutação pode ser;
- *Ratings* de tensão e corrente determinam a capacidade de suporte de potência;
- Potência requerida pelo circuito de controlo determina a facilidade de controlo do dispositivo;

- O coeficiente de temperatura determina a facilidade de conectar dispositivos em paralelo em situações de necessidade de suporte de elevadas correntes;
- Custo do dispositivo.

O que se pretende de um semicondutor é torná-lo o mais próximo possível de um interruptor ideal, sendo que a análise do funcionamento dos conversores torna-se muito mais simples. Para ser possível justificar a consideração de um dispositivo real como sendo a de um ideal sem perdas significativas de precisão da análise, devemos garantir as seguintes condições:

- Que a tensão inversa seja pequena quando comparada à tensão de operação de modo a poder ser ignorada;
- Que os tempos de comutação sejam reduzidos quando comparados com o período de operação, de modo a ser possível considerar as comutações instantâneas;
- Que o resto dos dispositivos possam ser igualmente idealizadas.

Para a escolha dos dispositivos, os requisitos de tensão e corrente devem ser considerados, incluindo outros fatores como a operação com eficiência aceitável e a frequência de comutação mínima para reduzir os tamanhos e custos dos filtros.

Ainda assim, tanto as propriedades dos componentes como as próprias topologias de conversores devem ser consideradas e comparadas baseando-se nos dispositivos disponíveis e na aplicação desejada. No presente capítulo, será assumido que os semicondutores serão capazes de suportar os requisitos mínimos, de forma a ser possível simplificar as topologias dos conversores. Esta escolha justifica-se pelo foco da dissertação em fazer uma análise do funcionamento geral do sistema da ECR ao invés de fazer uma otimização dos conversores utilizados.

3.1.1 IGBT

Para aplicações de elevada potência são necessários dispositivos com elevada capacidade de suporte de elevadas tensões e correntes e com rápidos tempos de resposta. Para tal, surgem em destaque os IGBT, que são os dispositivos que melhor combinam as características de elevada potência e rápido tempo de resposta.

Os IGBT são interruptores controlados que podem ser postos em condução ou em corte através de sinais de comando aplicados ao seu terminal de controlo. Idealmente estes conversores não conduzem qualquer corrente quando estão em corte, para quaisquer níveis de tensão aplicados aos seus terminais; conduzem corrente apenas no sentido determinado sem nenhuma queda de tensão quando estão em condução; comutam instantaneamente e necessitam de potências tão ínfimas para o seu sistema de controlo que estas podem ser desprezadas.

Estes semicondutores são característicos pela sua robusta área de operação segura (SOA, *Safe Operating Area*) durante as operações de comutação, o que confere segurança ao dispositivo. A SOA é definida como o intervalo de condições de tensão e corrente para o qual o IGBT opera sem dano ou degradação [45]. Para determinar se um IGBT é adequado para uma aplicação é essencial garantir que a SOA não é ultrapassada em nenhum momento. As restantes características dos IGBT podem ser encontradas na sua folha de características.

3.2 Ligação à rede

Para alimentar a estação de carregamento de baterias de veículos elétricos, é essencial definir como será feita a sua ligação à rede elétrica de distribuição, que é constituída por infraestruturas de alta, média e baixa tensão. A estação de carregamento será alimentada em média tensão, pois esta é a solução que permite obter uma operação de funcionamento mais eficiente e mais segura para a dimensão das cargas que vão ser utilizadas [13, 39, 46].

Surgem dois problemas que precisam de ser resolvidos. O primeiro, o facto de a rede de média tensão apresentar tensão de 15kV nos seus barramentos e os carregadores de baterias de VE operarem com tensões na ordem dos 200V a 1000V, para o caso de carregadores rápidos CC. O segundo, o facto de os carregadores rápidos CC operarem, tal como o nome indica, com corrente contínua e a corrente proveniente da rede de distribuição ser alternada. Para resolver os problemas apresentados será necessário recorrer a um transformador e a conversores de potência, com diferentes topologias e objetivos para cada etapa de conversão.

Surgem duas configurações possíveis para a arquitetura da estação de carregamento:

- Configuração com barramento em corrente alternada (CA)
- Configuração com barramento em corrente contínua (CC)

Para ambas as configurações é necessário garantir a retificação da corrente e a correção do fator de potência através de conversores CA-CC e a regulação da tensão através de conversores CC-CC, entre a rede e o veículo elétrico. Outro conceito importante é o de isolamento galvânico, no sentido que a arquitetura de uma estação de carregamento com vários pontos de carregamento terá de garantir a proteção dos equipamentos de carregamento face a correntes de falha, permitindo a sua ligação em paralelo com segurança [47, 48].

Cada uma das configurações apresenta vantagens e desvantagens relativamente à outra. O objetivo é obter uma arquitetura capaz de operar com elevada potência apresentando eficiências elevadas, tamanhos reduzidos e custos reduzidos, tanto quanto possível [43]. De seguida serão exploradas ambas as configurações, apresentando e analisando cada uma delas de modo a determinar qual poderá trazer o melhor desempenho da estação de carregamento.

3.2.1 Barramento CA

A configuração de barramento CA consiste na ligação dos componentes da ECR (quiosques, sistema FV e SAE) a um barramento comum de corrente alternada, que por sua vez é ligado à rede através de um transformador. Nesta configuração, a ligação de cada componente ao barramento é realizada por meio de um conversor CA-CC e de um conversor CC-CC. Isto significa que, quanto maior for o número de postos de carregamento, maior será o número de conversores necessários. A utilização de um número grande de conversores resulta em maiores perdas de energia, e aumenta a complexidade de controlo e o custo do sistema. A integração de sistemas de energias renováveis e de sistemas de armazenamento de energia torna-se igualmente mais complexa, sendo que para além de serem necessários mais conversores, também introduzem o problema de sincronização com a rede. Se estes elementos não operarem corretamente em sincronismo com a rede, irão apresentar baixo fator de potência o que significa que o seu impacto será reduzido [43, 49].

O lado positivo deste tipo de configuração passa pela elevada fiabilidade que confere à arquitetura de uma estação de carregamento, devido às práticas de segurança bem estabelecidas e à grande maturidade e disponibilidade dos equipamentos de proteção [49].

A arquitetura de uma estação de carregamento com configuração de barramento CA com integração de energias renováveis e sistemas de armazenamento de energia tem o seguinte aspeto:

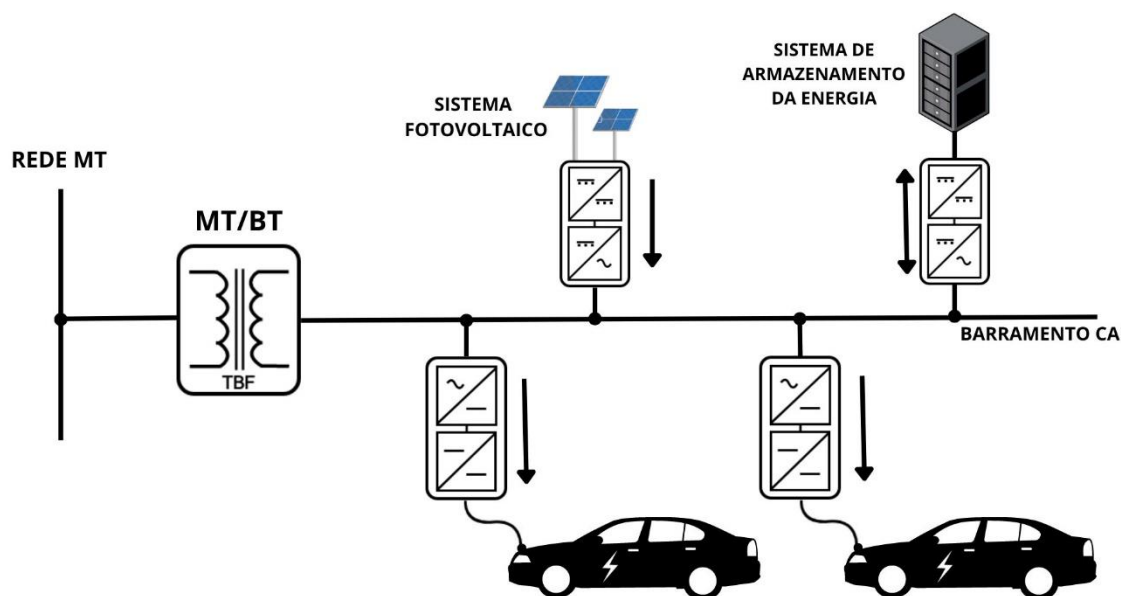


Figura 3.1 - Estação de carregamento com configuração em barramento CA

3.2.2 Barramento CC

A configuração de Barramento CC consiste na ligação dos componentes da ECR a um barramento comum de corrente contínua que é formado a partir da ligação à rede através de um transformador e de um conversor CA-CC ou por um elemento equivalente, capaz de executar as mesmas funções, identificado como transformador de estado sólido (TES). O grande mérito desta configuração passa por apresentar uma única etapa de conversão CA-CC, o que permite eliminar vários conversores em comparação com a configuração em barramento CA. A redução no número de conversores resulta num sistema com maior eficiência, de controlo mais simples e mais barato. Os componentes são ligados ao barramento através de conversores CC-CC ou em alguns casos ligados diretamente, caso os níveis de tensão sejam adequados.

Para além do aumento da eficiência, esta configuração apresenta também a vantagem de facilidade de integração do sistema FV e da SAE devido à ausência de problemas de sincronização e à ausência de potência reativa. A presença de um ponto único de acoplamento simplifica a ligação à rede e permite a operação em ilha do sistema.

Na configuração em barramento CC são necessários dispositivos de proteção mais complexos que os da configuração anterior devido à ausência de *zero crossing points* (pontos onde a corrente é nula) [49]. Os dispositivos de proteção são normalmente utilizados nesta configuração são os *crowbar*, situados no barramento e que ativam as proteções dos dispositivos de comutação [39].

As arquiteturas de barramento CC podem ainda classificar-se como unipolares ou bipolares. O segundo permite maior capacidade de manipulação de tensão e potência e menor relação de ganho nos conversores CC-CC, resultando numa maior flexibilidade para a ligação de elementos [50].

A arquitetura de uma estação de carregamento com configuração de barramento CC com integração de energias renováveis e sistemas de armazenamento de energia tem o seguinte aspeto:

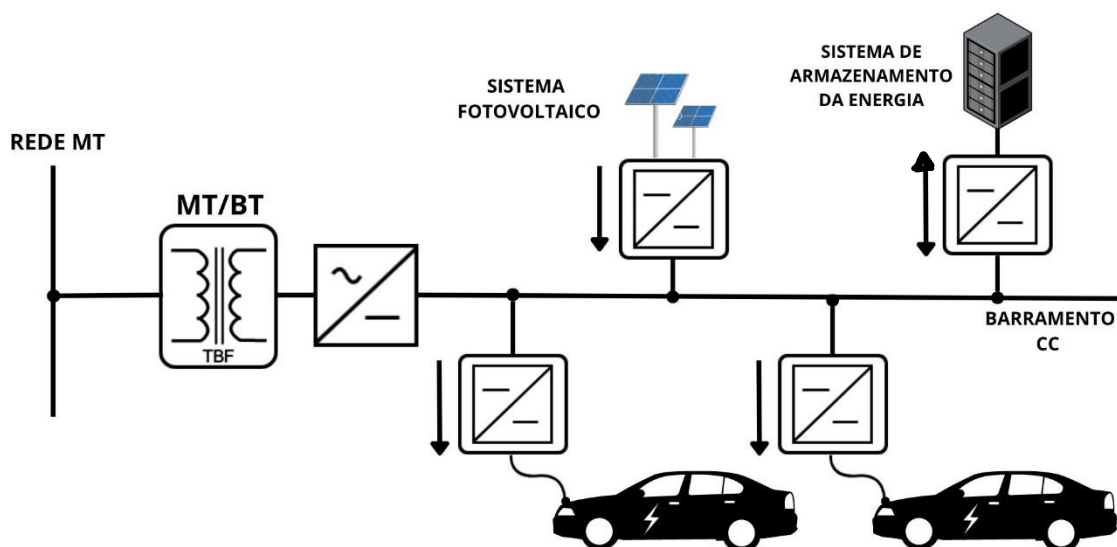


Figura 3.2 - Estação de carregamento com configuração em barramento CC

3.2.3 Transformadores

Como foi referido, para fazer a ligação da estação de carregamento à rede de média tensão, é necessário recorrer a transformadores, que para além de baixarem a tensão também são responsáveis pelo isolamento galvânico da estação de carregamento [43]. Para tal surgem diferentes tipos de transformadores que podem ser utilizados para cumprir esta função.

O transformador de baixa frequência (TBF) é um componente muito utilizado e muito estudado em aplicações de estações de carregamento. Possui as vantagens de ter grande fiabilidade e de ser de fácil instalação. Por outro lado, é um componente volumoso, o que é uma desvantagem em situações que não existe muito espaço disponível, como em áreas urbanas e metropolitanas. Este tipo de transformador pode ser usado em qualquer uma das configurações apresentadas.

O transformador de alta frequência (TAF) possui as vantagens de ser muito menos volumoso do que TBF para a mesma razão de transformação e a de conceder a capacidade de isolamento elétrico [46]. Para ser possível utilizar o TAF é necessário combiná-lo com conversores de potência, criando o transformador de estado sólido (TES), que será apresentado de seguida.

3.2.3.1 Transformador de estado sólido

Um TES consiste essencialmente numa etapa de conversão CA-CC seguida de uma conversão CC-CC que possui um TAF integrado. A corrente alternada vinda da rede é convertida em corrente contínua e novamente em corrente alternada para dar entrada no transformador. À saída do transformador é outra vez convertida em corrente contínua para alimentar o

barramento. É possível entender a complexidade deste dispositivo que possui várias etapas de conversão. Apesar da sua complexidade, o TES é uma tecnologia com benefícios muito atrativos, apresentando as seguintes vantagens face ao TBF:

- Superior capacidade de proteção e segurança, com estrutura redundante e capacidade de isolamento e limitação de correntes de falha;
- Possibilidade de integração de sistemas de energias renováveis e de sistemas de armazenamento de energia em diferentes níveis de tensão (média ou baixa tensão);
- Redução da distorção harmónica;
- Serviços de suporte e regulação de tensão;
- Frequência de saída ajustável;
- Interface de monitorização;

O TES é uma tecnologia que atualmente ainda está em fase de desenvolvimento, principalmente para aplicações de alta potência. Analisando os benefícios que podem trazer à arquitetura de uma estação de carregamento, é expectável que sejam a solução mais indicada para esta aplicação.

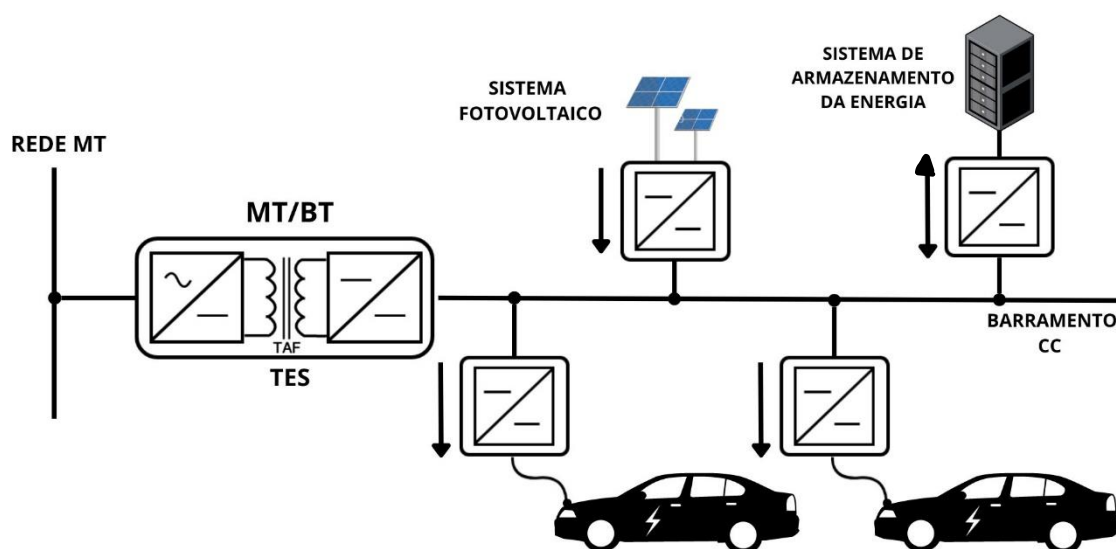


Figura 3.3 - Estação de carregamento com configuração em barramento CC com TES

3.3 Conversor CA-CC de interligação

Os conversores CA-CC de interligação constituem a primeira etapa de conversão de potência após o abaixamento da tensão da rede pelo transformador. O principal objetivo deste conversor é fazer a retificação da corrente e corrigir o fator de potência, com o propósito de garantir qualidade de energia no lado da rede, reduzindo ao máximo os harmónicos, e aumentar a eficiência da operação. Adicionalmente, esta etapa de conversão tem a capacidade de permitir fluxo bidirecional de potência, em situações seja necessário o suporte à rede [43]. Neste ponto serão apresentadas as topologias utilizadas para esta aplicação, com especial atenção ao conversor trifásico controlado por modulação por largura de impulsos (MLI).

3.3.1 Topologias de conversores CA-CC de interligação

Atualmente existem várias topologias de conversores CA-CC que são aplicadas em projetos de ECR. As topologias diferem entre si principalmente pelas suas capacidades de fluxo de energia unidirecional ou bidirecional, operação a diferentes níveis de potência e função de elevador ou abaixador de tensão. Uma das topologias mais utilizadas para esta etapa é o retificador trifásico com controlo em MLI graças à sua elevada fiabilidade e simplicidade [13].

Outras topologias possíveis passam por, dentro dos conversores unidirecionais, os retificadores *SWISS* e *Vienna*. O primeiro trata-se de um conversor abaixador trifásico com boa eficiência e controlo simples. O segundo é um conversor elevador trifásico de três níveis que é bastante utilizado em aplicações de elevada potência devido à sua elevada densidade de potência, elevada eficiência, número reduzido de componentes ativos, fator de potência unitário, distorção harmónica muito reduzida, ausência de ligação ao neutro e controlo simples [51]. Estas duas topologias podem ganhar a capacidade de fluxo bidirecional a custo de interruptores extra e ainda adotar uma versão intercalada, que consiste na ligação em paralelo de múltiplos conversores do mesmo tipo, de modo a aumentar a sua potência nominal, a sua eficiência, a sua largura de banda e a sua fiabilidade e reduzir o ripple nas ondas da corrente e tensão e a sua necessidade de filtros [51].

Para aplicações de maior exigência, surgem as topologias de conversores multinível. Os conversores multinível permitem operações de grande proporção com maior eficiência e densidade de potência [51]. As topologias de conversores multinível mais utilizadas em aplicações de ligação à rede de média tensão são a Ponte-H em cascata (*Cascaded H-Bridge* - CHB), o Ponto Neutro fixado (*Neutral Point Clamped* - NPC), e o conversor multinível modular (*modular multilevel converter* - MMC) [39].

Como já foi referido, o retificador trifásico com controlo em MLI possui o mérito de elevada fiabilidade e simplicidade e por isso será a topologia que será utilizada neste projeto. A utilização de dispositivos de comutação forçada e o controlo adequado dos mesmos permitirá

controlar em simultâneo a tensão de saída e a corrente de entrada, reduzindo ao máximo a distorção destas grandezas e ainda efetuar a correção do fator de potência.

Este conversor possui a capacidade de fluxo bidirecional de potência, o que é uma mais-valia em casos de emergência ou em situações de excedente de produção de energia renovável.

3.3.2 Conversor CA-CC trifásico com controlo MLI

O conversor CA-CC trifásico que será estudado é do tipo de comutação forçada, sendo que utiliza semicondutores ativos e possui técnicas de controlo por MLI. Estes dispositivos operam com frequências de comutação muito superiores à frequência da rede, o que significa que ligam (conduzem) e desligam (estão em corte) centenas ou milhares de vezes dentro de um período da rede. Face a conversores de comutação livre, estes conversores apresentam as vantagens de menor contaminação harmónica e controlo do fator de potência [52].

O conversor é ligado a uma fonte de alimentação trifásica (que representa a saída do transformador), e é constituído por 6 IGBTs que se dividem aos pares e por uma capacitância de saída até ser criado o barramento CC.

3.3.2.1 Princípio de funcionamento

A referência [52] serve de base para a explicação do funcionamento do conversor. O controlo do conversor é feito através um *loop*, recebendo *feedback* do sistema e atuando nos sinais de comando dos IGBT através de MLI.

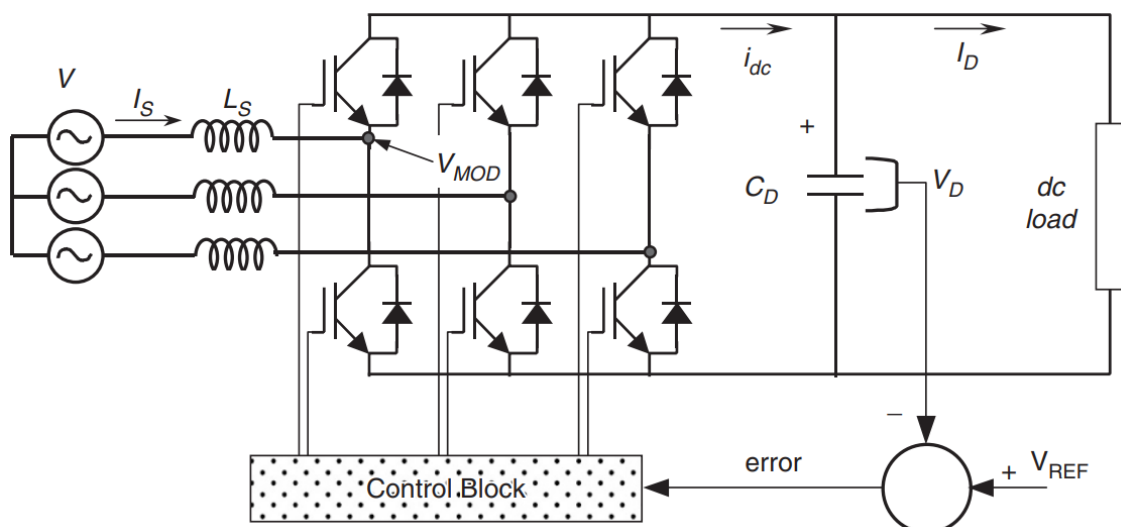


Figura 3.4 - Conversor CA-CC trifásico com controlo MLI [52]

A tensão no barramento CC é comparada com uma tensão de referência pré-definida e a diferença, o erro, dá entrada no bloco de controle. A resposta do bloco face ao valor do erro dá entrada nos terminais de comando dos dispositivos de comutação. Os sinais de comando são dados pela interseção das moduladoras com a portadora. A moduladora permite definir o modo de atuação do conversor, ou seja, se o conversor atua como um retificador ou inversor ou ainda como uma capacitância ou indutância pura, sendo capaz de operar nos quatro quadrantes. Isto é feito através do atraso da corrente com a tensão na rede [52]:

- Se a corrente e tensão estiverem em fase ($\theta=0^\circ$), o conversor atua com um retificador com fator de potência unitário;

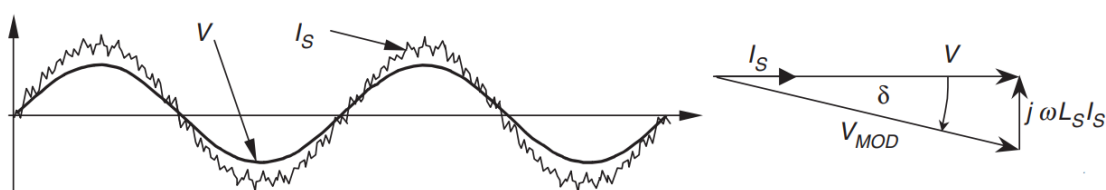


Figura 3.5 - Operação como retificador com fator de potência unitário [52]

- Se a corrente e a tensão estiverem desfasadas 180° ($\theta=180^\circ$), o conversor atua como um inversor com fator de potência unitário;

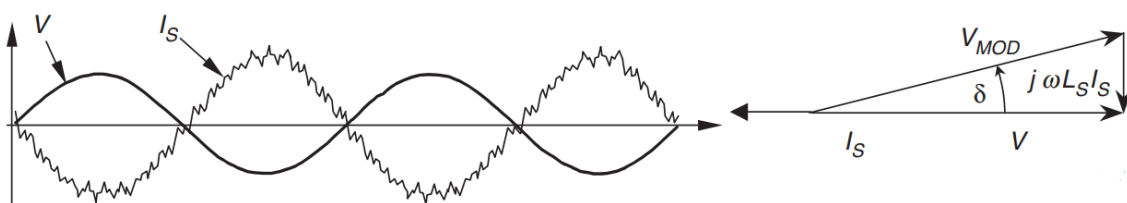


Figura 3.6 - Operação como inversor com fator de potência unitário [52]

- Se a corrente e a tensão estiverem desfasadas 90° ($\theta=+/-90^\circ$), o conversor atua como capacitância ou indutância puras e fator de potência nulo;

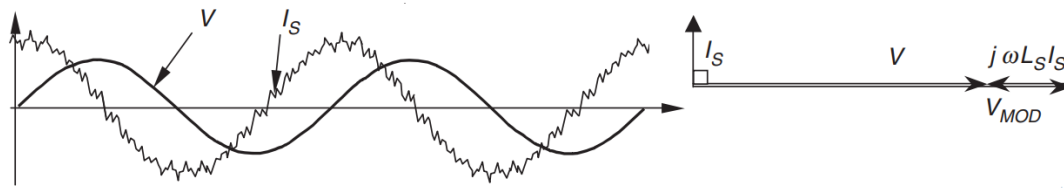


Figura 3.7 - Operação como capacitância pura e fator de potência nulo [52]

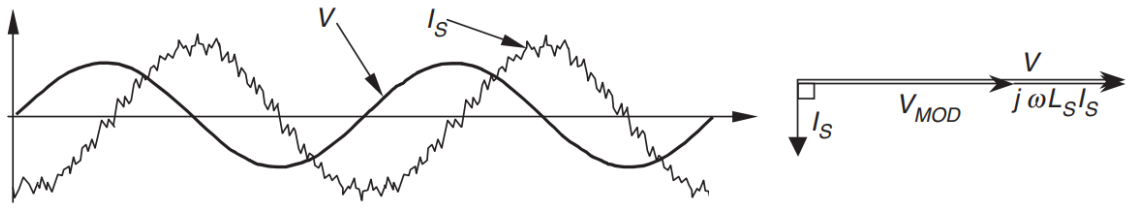


Figura 3.8 - Operação como indutância pura e fator de potência nulo [52]

Para entender o funcionamento do conversor no modo de operação como retificador com fator de potência unitário, será feita a observação da corrente nos diferentes componentes do circuito.

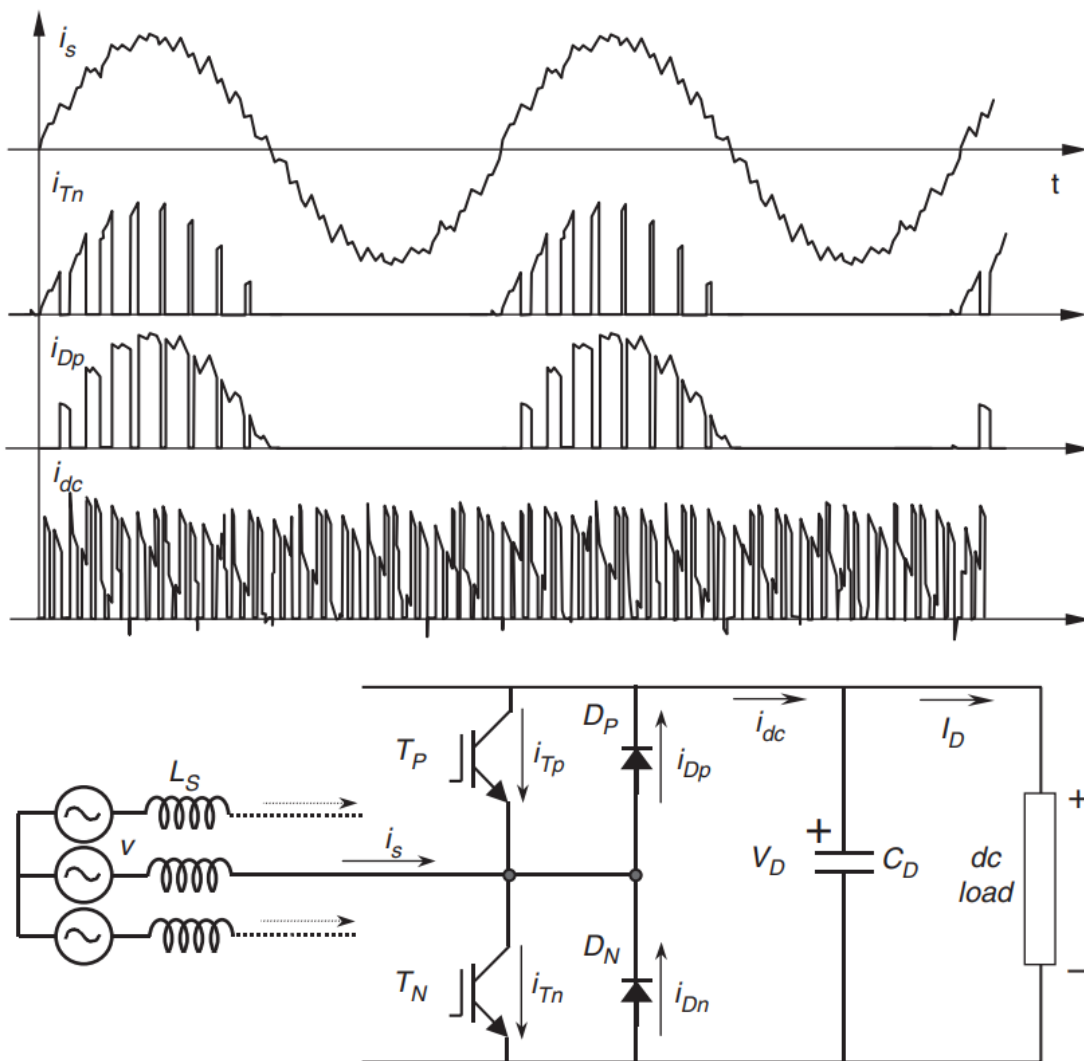


Figura 3.9 - Corrente numa fase (i_s), no transístor inferior (i_{Tn}), no diodo superior (i_{Dp}) e à saída dos semicondutores (i_{dc}) [52]

Durante o meio ciclo positivo ($I_s > 0$), o transístor T_N está em condução e a corrente da fonte circula por lá, ligando ao terminal CC e voltando para a fonte através do diodo D_N . Quando T_N

fica em corte, a corrente passa agora pelo diodo D_p e alimenta o lado positivo do terminal CC, contribuindo para a geração da corrente i_{dc} que por sua vez carrega o condensador. O condensador durante o período de descarregamento cria uma corrente I_D positiva e vai baixando os seus níveis de tensão. O bloco de controlo recebe o feedback do circuito e gera sinais de comando de modo a fornecer mais corrente para o lado CC de modo a carregar novamente o condensador e repor os níveis de tensão no barramento, recomeçando o *loop*. As indutâncias na linha L_s são importantes neste processo pelo facto de gerarem uma tensão induzida que permite a condução pelos diodos. Durante o meio ciclo negativo ($I_s < 0$), a mesma lógica de funcionamento se aplica, mas com T_p e D_N .

No modo operação como inversor, durante o meio ciclo positivo ($I_s > 0$), a corrente que circula em T_N alimenta o terminal CC e volta através de um transistor superior. O resultado é uma corrente I_d negativa, onde o condensador é sobrecarregado e o feedback do circuito indica ao bloco de controlo para descarregar o condensador e fornecer potência à rede.

3.3.2.2 Controlador

Como já foi referido anteriormente, o bloco de controlo recebe feedback do circuito ao nível da tensão no barramento e compara com um valor de referência V_{ref} , de onde resulta o erro que dará entrada no bloco de controlo. O bloco de controlo gerará a MLI através de um controlador de corrente, sendo que este é um método mais simples e mais estável que um controlador de tensão [52].

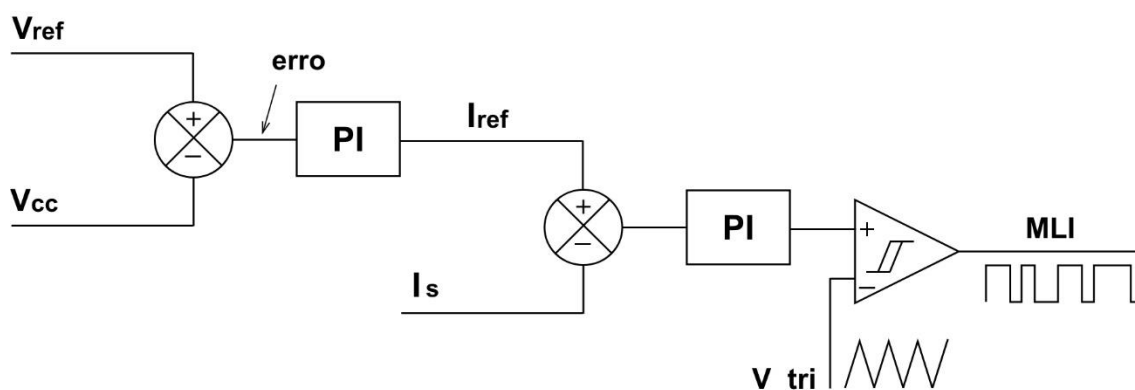


Figura 3.10 - Esquema do controlador

A corrente de referência I_{ref} é obtida através do erro da tensão, pela relação:

$$I_{ref} = G * e = G * (V_{ref} - V_{dc}) \quad (1)$$

$$G = \frac{I_{Máx}}{V_{DC}} \quad (2)$$

A corrente de referência I_{ref} é comparada com a corrente real, de onde resulta novo erro que será introduzido num controlador PI responsável por garantir a estabilidade de operação do conversão para qualquer condição de carga. Daqui resultam as moduladoras que serão comparadas com uma onda triangular e o resultado da sua interseção gerará a MLI.

A moduladora tem dois parâmetros que são importantes: o índice modulador de amplitude (m) e o índice de modulação de frequência (p).

$$m = \frac{Vmáx_{moduladora}}{Vmáx_{portadora}} \quad (3)$$

$$p = \frac{f_{portadora}}{f_{moduladora}} \quad (4)$$

Quando m aumenta, a amplitude da tensão fundamental aumenta proporcionalmente e diminui alguns harmónicos. Para $m > 1$ o sistema diz-se sobremodulado, nesta situação a tensão fundamental não aumenta linearmente e aparecem mais harmónicos. Para os valores de p , verificou-se que quanto maiores estes valores forem, menos harmónicos se verificam nas correntes. A forma mais fácil de aumentar p é aumentando a frequência de comutação dos semicondutores, ou seja, aumentando a frequência da onda portadora. A frequência de comutação deve ser tão elevada quanto possível de ser suportada pelos IGBT.

3.4 Conversores CC-CC

Os conversores CC-CC são o último componente de ligação entre o veículo elétrico e a restante arquitetura da ECR. As suas funções passam pelo ajuste de tensão para os níveis operacionais das baterias, cooperação com o sistema de gestão de baterias para satisfazer as condições ótimas de carregamento e isolamento galvânico em estações com múltiplos pontos de carregamento [13].

Estes podem apresentar topologias diferentes para diferentes níveis de tensão ou da direção do fluxo de potência. Sabendo que os postos de carregamento operam com tensões até aos 1000V, e partindo do suposto que o barramento comum irá apresentar uma tensão superior, o conversor utilizado terá de ter a função de abaixador de tensão do segundo para o primeiro. O fluxo de potência será unidirecional pelo facto do projeto se tratar de uma ECR onde se pretende efetuar carregamentos com a máxima velocidade possível, podendo-se descartar a hipótese de integração de técnicas V2G. De seguida serão apresentadas as topologias de

conversores CC-CC isolados utilizados para esta aplicação, que são particularmente mais complexos do que os não isolados. Apenas será feita uma breve apresentação e não análise aprofundada pelo motivo que não serão utilizados na simulação do sistema. Isto justifica-se pelo facto que a inclusão deste tipo de conversores aumentar significativamente a complexidade do sistema.

3.4.1 Topologias de conversores CA-CC de interligação

As três principais topologias que são utilizadas nesta aplicação são: o conversor de ponte completa com mudança de fase (Phase-Shifted Full-Bridge - PSFB), o conversor Ressonante LLC, e o conversor em dupla ponte ativa (Dual Active Bridge - DAB).

A topologia PSFB destaca-se pela sua elevada eficiência, design simples, modularidade, baixo stress nos componentes e fácil controlo [27]. É um conversor unidirecional e as suas limitações passam essencialmente pelas perdas nos interruptores do lado primário e nos díodos do lado secundário e pela elevada vibração induzida pela indutância de fuga do transformador [22].

O conversor ressonante LLC apresenta as vantagens de grande variação de tensão de saída, pela sua capacidade de operar em comutação de tensão nula ou comutação de corrente nula e por possuir apenas um condensador como filtro de saída [27]. A tensão de saída é regulada através da frequência de comutação e o ganho do conversor depende do tanque ressonante, do ganho da ponte de comutação e do transformador [27]. Esta topologia pode apresentar diferentes variações consoante as necessidades da aplicação. É o caso do conversor CLLC, que consiste na adição de um condensador ao lado primário de modo a conferir capacidade de fluxo bidirecional. Existe ainda a topologia LLC trifásica com três tensões, que possui três vezes mais capacidade de suporte de tensão e permite fluxo bidirecional [22].

A topologia DAB é uma das que recebe mais atenção em aplicações de carregamento de VE. É constituído por duas pontes completas com interruptores ligadas por um transformador de alta frequência. Possui boa eficiência, baixo stress nos componentes, poucos componentes de filtro, comutação suave inerida e grande capacidade de transformação. A modularidade desta topologia permite ser dimensionada para aplicações de elevada potência [27]. Devido à elevada frequência da corrente de *ripple*, a estrutura trifásica do DAB é sugerida de modo a solucionar este problema.

3.5 Sistema FV

Na integração do sistema fotovoltaico, o objetivo é obter o máximo aproveitamento da energia gerada pelos painéis fotovoltaicos. Os painéis (ou módulos) fotovoltaicos são

constituídos por células fotovoltaicas, que possuem a capacidade de absorver energia através da luz solar e produzir energia na forma de uma fonte de corrente contínua. De forma a alimentar a ECR, é usado um conversor com MPPT cuja função é obter a máxima eficiência do sistema FV. O sistema FV alimenta a ECR como uma fonte de corrente contínua.

3.5.1 Célula e módulos FV

Como já foi referido, os painéis fotovoltaicos são constituídos por células associadas em série e em paralelo de forma a produzir a saída desejada. As células FV na sua essência produzem potência numa relação não linear e que pode ser definida pelas curvas características V-I e P-V. O circuito equivalente de uma célula FV e expressão da corrente produzida é a seguinte:

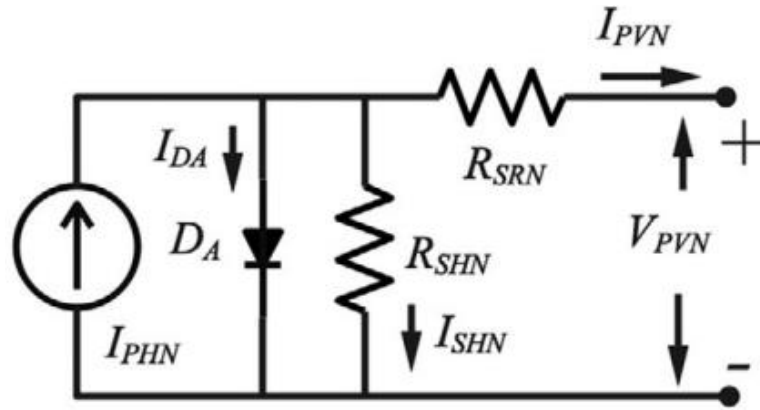


Figura 3.11 - Circuito equivalente da célula FV [53]

Onde V_{PVN} e I_{PVN} representam a tensão e corrente respetivamente, produzida pela célula, I_{PHN} a corrente do efeito fotoelétrico, I_{DA} a corrente no diodo, I_0 a corrente inversa de saturação do diodo e V_t a tensão térmica. As perdas de tensão são modelizadas por R_{SRN} e as perdas de corrente por R_{SHN} [53]. A expressão que determina a corrente fotovoltaica é dada por:

$$I_{PVN} = I_{PHN} - I_{DA} - I_{SHN} = I_{PHN} - I_0 * \left(e^{\frac{V_{PVN} + R_{SRN} * I_{PVN}}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V_{PVN} + I_{PVN} * R_{SRN}}{R_{SHN}} \quad (5)$$

A potência extraída pelas células fotovoltaicas está dependente da irradiação e da temperatura a que estão expostas [40, 53, 54].

O aumento da temperatura implica a redução da tensão da célula e da potência produzida.

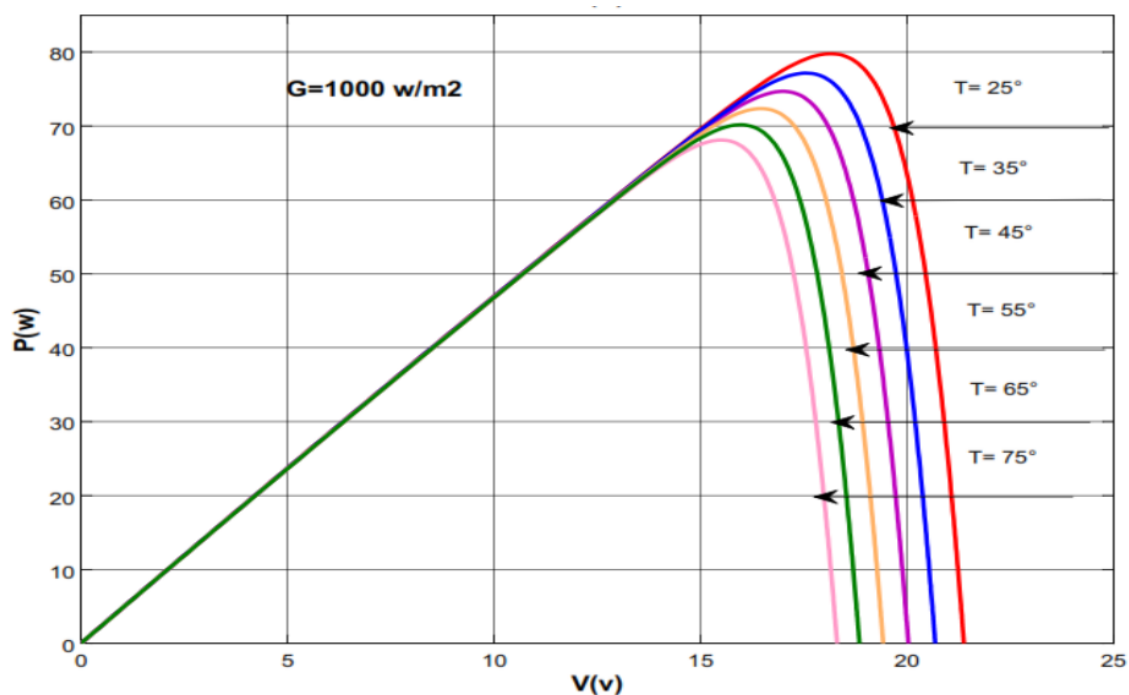


Figura 3.12 - Relação P-V para diferentes níveis de temperatura e irradiância constante [55]

Por outro lado, quanto maior for a irradiância, maior será a corrente produzida pelas células fotovoltaicas, resultando numa maior potência produzida, e também numa maior eficiência do processo.

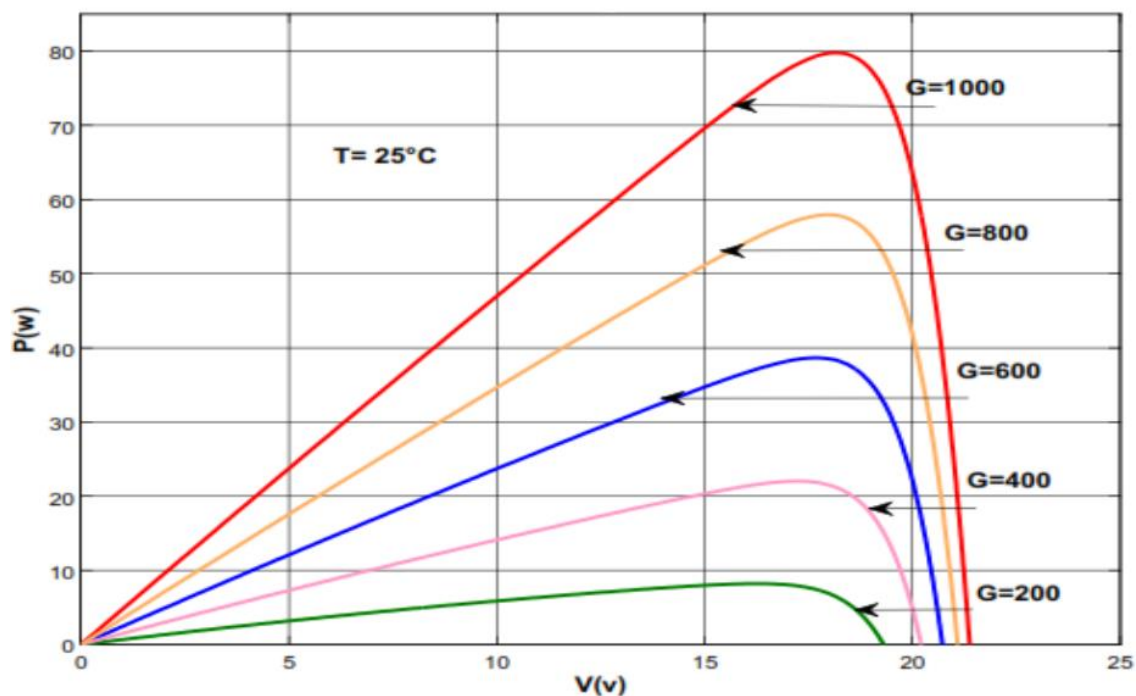


Figura 3.13 - Relação P-V para diferentes níveis de irradiância e temperatura constante [55]

As células FV podem ser associadas em série ou paralelo, formando o módulo FV. Os módulos FV por sua vez também podem ser associado em série ou em paralelo de modo a obter os

valores de tensão e corrente pretendidos para o sistema de produção. No caso de ligação em série, a tensão do sistema FV é igual à soma das tensões dos módulos e a corrente que circula é igual em todos os módulos. Ligando em paralelo, a tensão do sistema é igual em todos os módulos e a corrente é igual à soma das correntes nos módulos [54].

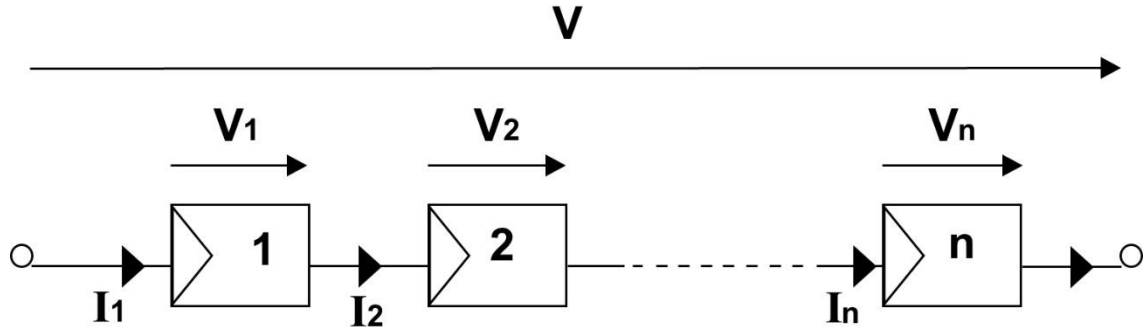


Figura 3.14 - Associação de módulos em série

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_N \quad (6)$$

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_N = \sum V_i \quad (7)$$

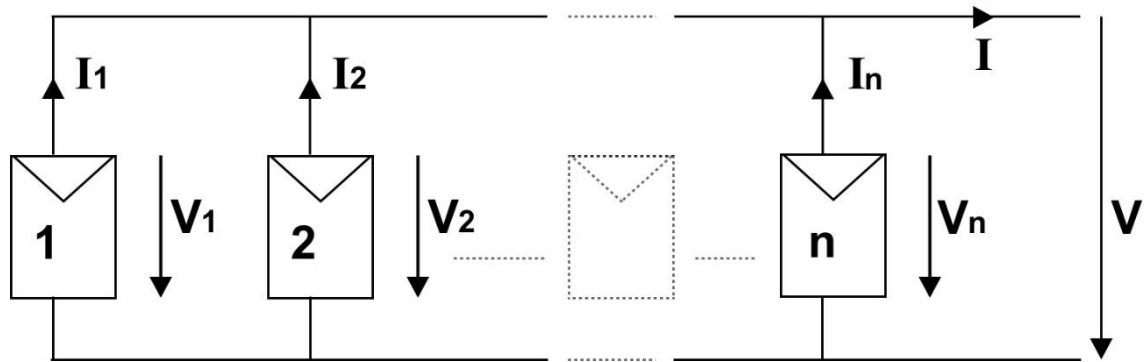


Figura 3.15 - Associação de módulos em paralelo

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_N \quad (8)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_N = \sum I_i \quad (9)$$

Os módulos FV comercializados possuem grandezas características como é o caso das tensões e correntes em circuito aberto, curto circuito e potência máxima. Para determinar as características da produção FV, segue-se os mesmos princípios que foram apresentados ($I_T = I \cdot n^\circ$ módulos em paralelo e $V_T = V \cdot n^\circ$ módulos em série) [54].

3.5.2 Controlo MPPT

De modo a extrair a máxima potência e assim obter a máxima eficiência dos módulos FV, são utilizados conversores com MPPT. O que o MPPT faz é forçar o sistema a operar no MPP, que é encontrado nas curvas características V-I e P-V do painel FV [56]. Como já foi apresentado, as curvas características variam com a temperatura e irradiância, o que faz com que o valor de MPP esteja sempre a oscilar. O MPPT deteta esta oscilação das curvas características e adapta-se de modo a encontrar o MPP em todas as condições.

O MPPT pode ser implementado com vários métodos, sendo dividido em métodos tradicionais e computacionais. Os segundos tomam em consideração os sombreamentos parciais e são na teoria mais precisos em casos reais.

O método *Perturb & Observe* (P&O) é um método tradicional, que é vastamente utilizado devido à sua elevada precisão, simplicidade e rápido tempo de resposta [40]. O modo de funcionamento deste método consiste na alteração da tensão dos módulos FV consoante a variação da potência de saída, seguindo a seguinte lógica: se a tensão de operação do FV é perturbada numa direção e a potência obtida aumenta, significa que o ponto de operação está a aproximar-se do MPP e por isso a tensão de operação deve ser mais perturbada na mesma direção. Por outro lado, se a potência obtida diminuir, o ponto de operação distanciou-se do MPP e por isso a direção da perturbação de tensão deve ser invertida.

O conversor com MPPT pode apresentar várias topologias, consoante o sistema que se pretende alimentar. No caso de conversores MPPT CC-CC, podem adotar a forma de *boost*, *buck*, *buck-boost*, SEPIC e outros [57]. Na presente aplicação, pretende-se elevar a tensão nominal do sistema FV para a tensão do barramento, e por essa razão a topologia que é utilizada tem a função de elevador de tensão.

3.5.3 Conversor MPPT boost

Assumindo que o barramento terá uma tensão mais elevada que o sistema FV, aplicou-se uma topologia de elevador de tensão. Para ligações de MT e BT, o *boost* tradicional e o *boost interleaved* são as topologias mais utilizadas, graças à sua simplicidade, apesar de por vezes apresentarem algumas limitações relacionadas com as tensões de saída, baixas eficiências e necessidade de mais sensores para algoritmos de controlo complexos [53]. Neste ponto explora-

se o conversor *boost* tradicional com a adição de uma capacitância extra em paralelo com os módulos FV, cuja justificação é apresentada de seguida.

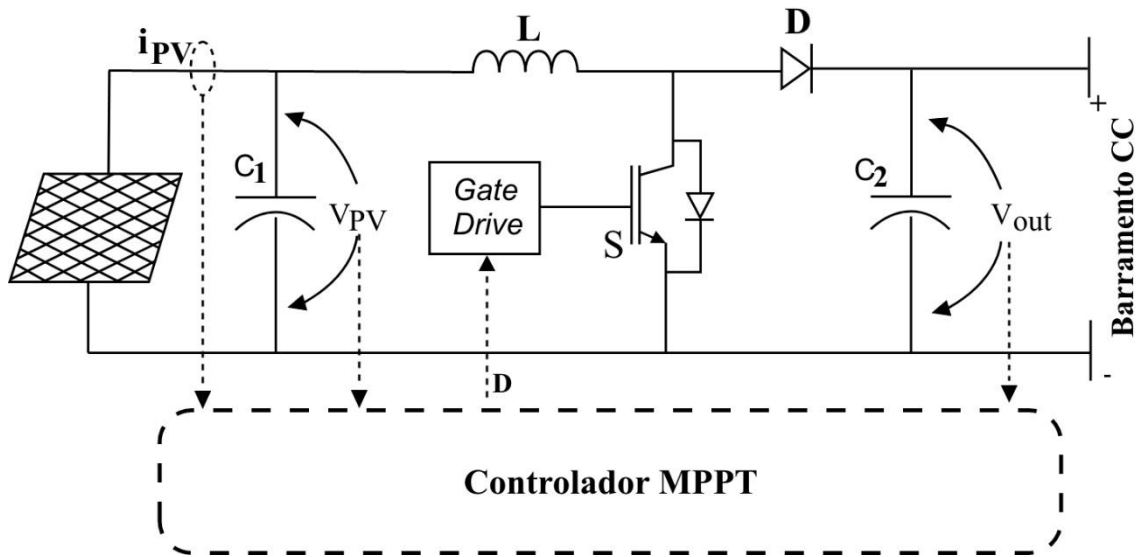


Figura 3.16 - Conversor MPPT *boost*

Como já foi referido, foi acrescentada uma capacitância em paralelo com a fonte FV. Esta capacitância tem a função de reduzir a ondulação da tensão proveniente dos módulos fotovoltaicos, de modo a ser o mais constante possível. Sem este componente, para reduzir a oscilação da tensão nos módulos, teria de ser usada com uma indutância de valor elevado, o que iria aumentar o tamanho do componente e do conversor em geral, situação que se pretende evitar [57].

O funcionamento do conversor é semelhante ao de um *boost* normal, onde a relação do ganho de tensão do sistema é determinado pelo sinal de comando do interruptor numa relação identificada pelo *duty-cycle* (D). Assim, quando o interruptor se encontra ligado, a indutância é carregada pela fonte e o diodo está reversamente polarizado, isolando a capacitância de saída. Quando o interruptor desliga, a indutância descarrega e a corrente flui pelo diodo, carregando a capacitância de saída e produzindo uma tensão à saída superior à da entrada.

A relação que define o ganho de tensão de conversor com o *duty-cycle* (D), é dada por [56]:

$$V_o = \frac{1}{1 - D} V_{FV} \quad (10)$$

O design do conversor é feito no sentido de determinar os valores da indutância e das capacitâncias, de forma a obter tensões constantes e correntes contínuas à saída dos módulos FV e do conversor boost.

3.6 Sistema de Baterias de Armazenamento de Energia

Como já foi referido anteriormente, a inclusão de um sistema de armazenamento é muito benéfica para o funcionamento de um sistema elétrico, principalmente quando nele existem sistemas de produção de energias renováveis. Para incluir o sistema de baterias no sistema da ECR, é necessário utilizar um conversor CC-CC próprio, nomeadamente que possua a capacidade de fluxo bidirecional e ainda a capacidade de elevador e abaixador de tensão.

3.6.1 Conversor *buck-boost* bidirecional

Para ligar o sistema de baterias para armazenamento de energia ao barramento comum é necessário recorrer a um conversor CC-CC *buck-boost* bidirecional. O circuito do conversor é constituído por dois interruptores, o superior representado por S1 e o inferior por S2, duas capacitâncias e uma indutância. O circuito pode ser observado de seguida:

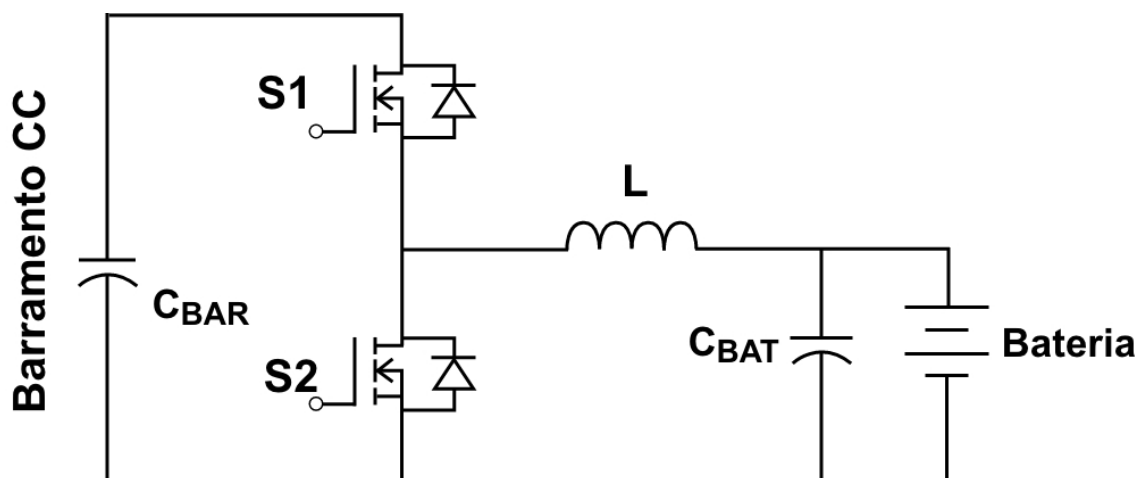


Figura 3.17 - Conversor *buck-boost* bidirecional [58]

O conversor apresentado é um conversor CC-CC *buck-boost* bidirecional que não inverte a polaridade da tensão à saída. O conversor pode funcionar no modo de carregamento ou de descarregamento da bateria, tal como é descrito de seguida [58]:

No modo de carregamento, o conversor opera como um abaixador de tensão, sendo que a corrente circula no sentido do barramento para o sistema de baterias. Dentro deste modo podemos identificar duas etapas diferentes. Na primeira etapa, o semicondutor S1 está em condução, S2 está em corte e o diódo D2 está reversamente polarizado, fazendo a corrente no

indutor crescer linearmente. Na segunda etapa, S1 está em corte e S2 está em condução, fazendo a corrente no indutor decrescer linearmente.

$$\text{primeira etapa (carregamento)} \rightarrow I_L = \frac{V_{cc} - V_{bat}}{L} \quad (11)$$

$$\text{segunda etapa (carregamento)} \rightarrow I_L = \frac{-V_{bat}}{L} \quad (12)$$

No modo de descarregamento, o conversor opera como um elevador de tensão, sendo que a corrente circula no sentido do sistema de baterias para o barramento. Dentro deste modo podemos identificar novamente duas etapas diferentes. Na primeira, o semicondutor S2 está em condução e S1 está em corte, fazendo a corrente no indutor decrescer para zero e mudar a polaridade. Na segunda etapa, S2 está em corte e S1 está em condução e a corrente no indutor volta a reduzir linearmente.

$$\text{primeira etapa (descarregamento)} \rightarrow I_L = \frac{-V_{bat}}{L} \quad (13)$$

$$\text{segunda etapa (descarregamento)} \rightarrow I_L = \frac{V_{cc} - V_{bat}}{L} \quad (14)$$

3.6.2 Sistema de controlo

O sistema de baterias é controlado através da sua corrente de carregamento ou descarregamento. Sendo que para valores positivos de referência o sistema de baterias carrega e para valores de referência negativos, o sistema de baterias descarrega. A diferença entre a corrente de referência e a corrente na bateria origina o erro, este que é sujeito a um controlador PI e a saída comparada com uma portadora de modo a originar os sinais de comando que atuam nos interruptores.

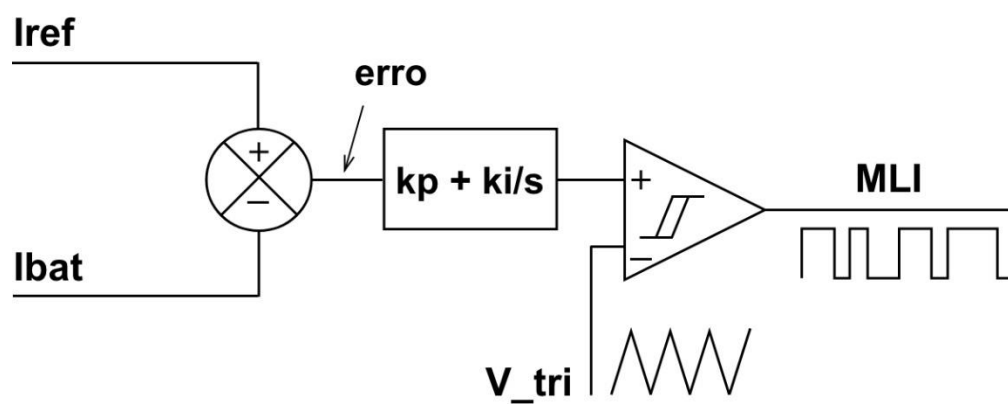


Figura 3.18 - Esquema de controlo do sistema de baterias

Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os elementos que servirão de base para a construção do sistema da estação de carregamento, nomeadamente ao nível das topologias dos conversores e do seu funcionamento.

Capítulo 4

Desenho e simulação dos componentes da estação de carregamento

Neste capítulo é feito o desenho dos conversores e a simulação dos sistemas que foram apresentados no capítulo anterior. É utilizado o PSIM para a montagem dos circuitos e para as demonstrações do funcionamento de cada um. Ainda neste capítulo, é feita uma análise à rede de distribuição do concelho do Porto, de modo a entender se é possível integrar a estação de carregamento.

4.1 Rede Nacional de distribuição

A Rede Elétrica do Serviço Público (RESP) é composta pela Rede Nacional de Transporte de eletricidade em muito alta tensão (RNT), pela Rede de Distribuição de eletricidade em alta e média tensão (RND) e pelas redes de distribuição de eletricidade em baixa tensão. As infraestruturas elétricas podem ser divididas conforme o seu nível de tensão [\[59\]](#):

- Muito alta tensão (MAT) - tensão entre fases com valor superior a 110kV;
- Alta tensão (AT) - tensão entre fases com valor eficaz superior a 45kV e igual ou inferior a 110kV;
- Média tensão (MT) - tensão entre fases com valor eficaz superior a 1kV e igual ou inferior a 45kV;
- Baixa tensão (BT) - tensão entre fases com valor eficaz igual ou inferior a 1kV.

Como já foi referido, a estação de carregamento será ligada em MT.

4.1.1 Concelho do Porto

No concelho do porto existem 9 subestações e 2 postos de seccionamento de alta tensão. A subestação da prelada faz a transformação MAT/AT (220kV/60kV) e ligadas a esta existem outras 8 subestações (Antas, Boavista, Campo 24 de Agosto, Campo Alegre, Lapa, Monte dos Burgos, Paranhos e Vitória) que fazem a transformação AT/MT (60kV/15kV) [59].

Retirado diretamente da página da E-REDES [60], a rede de distribuição do concelho do Porto é a seguinte:

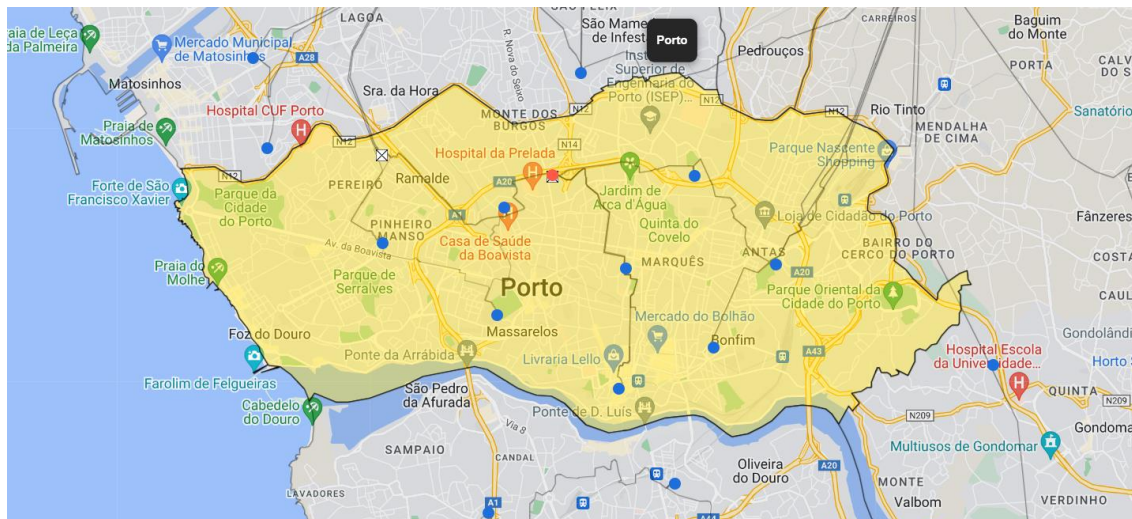


Figura 4.1 - Rede elétrica de distribuição do Porto

Na imagem, os pontos azuis representam as subestações.

As estação de carregamento que se pretende simular pode representar uma carga máxima de 1,5MW, pelo que o primeiro passo para determinar se a integração da ECR é possível, é verificar se a rede elétrica tem a capacidade de suportar a adição de uma carga desta proporção. Para isso, foi analisada a atual ocupação de uma subestação do concelho do Porto, como por exemplo a subestação de Campo Alegre.

Para a subestação do Campo Alegre foram retiradas as seguintes informações:

- Potência instalada: 90 MVA
- Ponta: 37,40 MVA
- Carga na subestação: 37,4 MVA no inverno e 28,6 MVA no verão
- Disponibilidade: 52,6 MVA no inverno e 56,9 MVA no verão

Verifica-se que a rede de distribuição está bastante sobredimensionada e por isso até na situação de carga máxima, correspondente a 1,5MW, não haverá problemas de

capacidade. Por esta razão, não é necessário um estudo aprofundado sobre trânsitos de potência ao nível da rede.

4.2 Definição da tensão no barramento

Para definir a tensão no barramento, o critério foi aumentar tanto quanto possível o seu valor, com a restrição de garantir bom funcionamento aos IGBT de elevada potência disponíveis no mercado. Pela relação da potência ($P=V \cdot I$), quanto mais alta for a tensão, menor será a corrente, o que permitirá obter menores perdas por condução no sistema. Como já foi referido, o que vai permitir definir o quão alta a tensão no barramento poderá ser, são os IGBT que são utilizados no conversor de interligação com a rede. Consultando a página da DYNEX, verifica-se que já existem IGBTs capazes de suportar até 6,5kV [61], o que significa que é possível definir a tensão no barramento em alguns kV.

Na simulação, definiu-se a tensão no barramento em 3kV, sendo que este valor é alto e considerado seguro para os IGBT que estão disponíveis. O IGBT de 4,5kV considera-se suficientemente capaz de garantir que durante a operação a sua SOA nunca será violada. A sua folha de características pode ser encontrada no anexo do documento.

4.3 Desenho do circuito

O circuito que serve de base para as simulações experimentais foi construído recorrendo à ferramenta de *software* PSIM. O circuito é constituído por uma fonte de tensão trifásica sinusoidal, por um transformador trifásico, por um conversor CA-CC, por um sistema FV com conversor *boost* MPPT, um sistema de armazenamento de baterias com um conversor *buckboost* bidirecional e por uma carga variável que representa os postos de carregamento. De seguida neste capítulo, é feita a apresentação de cada componente do sistema.

4.3.1 Postos de carregamento

Os postos de carregamento são ligados ao barramento em paralelo, e são representados por cargas RL e por interruptores, de modo a simular a ligação e retiro de carregadores de veículos elétricos. Assim, quando o sinal do interruptor for 1, existe um veículo a carregar e quando for 0, não existe. O sinal de comando destes interruptores está ao encargo do utilizador, que é responsável por simular as situações de chegada ou saída de VE como pretender.

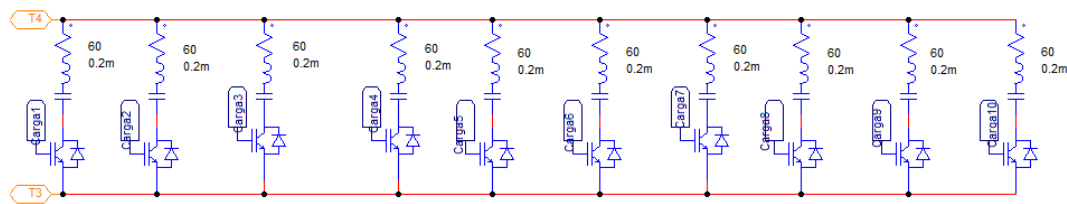


Figura 4.2 - Postos de carregamento

Cada posto é representado por uma resistência de 60 Ohm e por uma indutância de 0,2mH, simulando um carregador rápido de 150kW.

4.3.2 Conversor CA-CC de interligação

O circuito do conversor CA-CC *de* interligação foi construído a partir de um modelo disponível no PSIM.

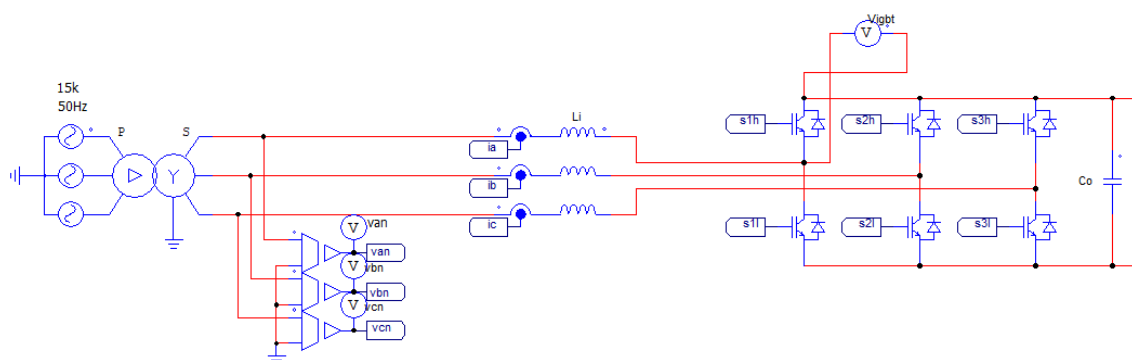


Figura 4.3 - Conversor CA-CC contruído no PSIM

O circuito é então constituído por uma fonte de corrente alternada trifásica com 15kV de tensão entre fases, representada por um transformador triângulo-estrela, por indutâncias nas linhas L_i e por seis IGBT divididos em três pares: s1h e s1l, s2h e s2l e por fim s3h e s3l.

O transformador que se inclui neste circuito, na realidade não faz parte do conversor, porém como o foco deste estudo não é o seu funcionamento, apenas vamos dar atenção à sua razão de transformação e vamos desprezar a sua impedância para efeitos de cálculo. Um pequeno apontamento ainda para a topologia em triângulo-estrela (DY) que é a mais indicada para ligação aos postos de transformação de 15kV [62]. Vai-se definir inicialmente a razão de transformação com um valor arbitrário e após a simulação do sistema, irá ser revisto o valor atribuído. A razão de transformação inicial do transformador foi definida em 15/1.

$$\frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S} = \frac{15k}{1k} \quad (15)$$

As indutâncias das linhas, cuja importância para o funcionamento já foi referida anteriormente, vão assumir o valor pré-definido pelo modelo de 250uH.

$$L_i = 250 \text{ (uH)} \quad (16)$$

Quanto ao condensador de saída C_o , foi atribuído o valor de 5mF. Este valor será revisto posteriormente, durante a simulação do sistema, de modo a afinar a resposta do conversor à carga.

$$C_o = 5 \text{ (mF)} \quad (17)$$

Passando agora para o desenho do controlador, podemos observar a sua implementação na imagem seguinte:

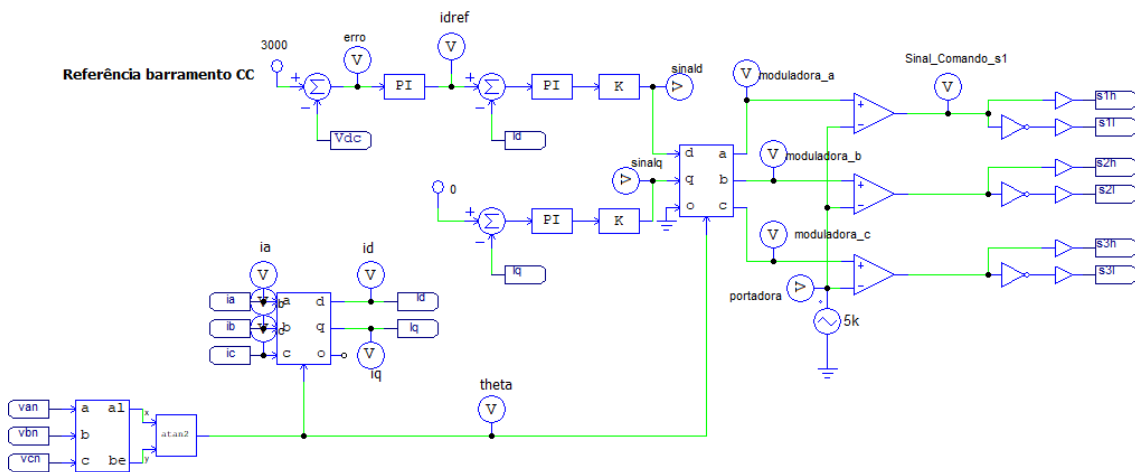


Figura 4.4 - Controlador do conversor CA-CC

Como já tinha sido apresentado, o controlador recebe a referência da tensão no barramento CC, V_{ref} (medida no condensador C_o) e ainda as medições das correntes e das tensões à saída do transformador. A referência de tensão é comparada com o valor real medido no barramento V_{dc} , de onde se obtém o erro.

Neste controlador procedeu-se ainda à transformação das correntes no referencial “abc” para o referencial “dq”, de forma a facilitar o projeto do controlador. O sincronismo com a rede é garantido através de outro bloco de transformação e da operação de arco-tangente, obtendo o ângulo “ θ ” que será introduzido no bloco que transforma de volta as correntes no referencial “abc”.

A corrente de referência I_{dref} é obtida através de um controlador PI com ganho obtido através da relação I/V:

$$I_{M\acute{a}x} = \frac{1.500.00}{3000} = 500 \text{ (A)} \quad (18)$$

$$G = \frac{500}{3000} = 0,1(6) \quad (19)$$

$I_{m\acute{a}x}$ representa a situação de máxima da carga, e é usado este valor para garantir que o controlador opera satisfatoriamente em condições extremas.

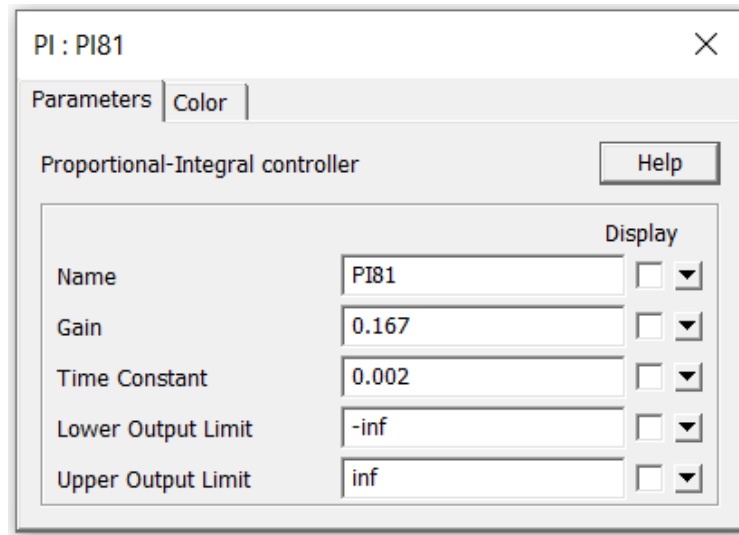


Figura 4.5 - Controlador PI para criação da corrente I_{ref}

A corrente i_{dref} é então comparada com a corrente i_d obtida, obtendo novo erro e sujeito a novo controlador PI. Neste controlador PI o ganho foi definido através das expressões presentes em [52], sendo que para os valores de k_p e k_i calculados, os controladores garantem uma boa resposta sob várias condições de operação. As expressões em questão são dadas por:

$$k_p = \frac{L_s * \omega_c}{2 * V_{dc}} \quad (20)$$

$$k_i = \omega_c * k_p \quad (21)$$

L_s é a indutância total em série vista pelo condensador, ω_c a frequência angular da onda portadora e V_{dc} é a tensão no barramento CC. A frequência de comutação foi definida em 5kHz. Os valores obtidos foram os seguintes:

$$L_{seq} = \frac{L_s}{3} = \frac{250 * 10^{-6}}{3} = 83,33 \text{ (uH)} \quad (22)$$

$$\omega_c = 2\pi f_c = 2\pi * 5k = 31415,93 \text{ (rad/s)} \quad (23)$$

$$k_p = \frac{83,33 * 10^{-6} * 31415,93}{2 * 3000} = 4,36 * 10^{-4} \quad (24)$$

$$k_i = 31415,93 * 4,36 * 10^{-4} = 13,71 \quad (25)$$

$$T_i = \frac{1}{k_i} = \frac{1}{13,71} = 7,3 * 10^{-2} \text{ (s)} \quad (26)$$

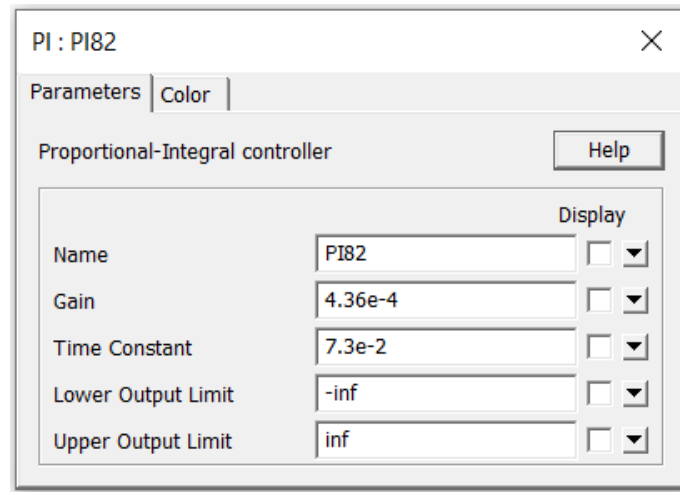


Figura 4.6 - Parâmetros do controlador PI da corrente

À saída do PI foi ainda adicionado um bloco k, original do sistema modelo, que garante estabilidade através do controlo proporcional do sistema.

No outro ramo do controlador, define-se como referência para a corrente i_{qref} o valor zero. Isto é o que força o conversor a operar com fator de potência unitário, eliminando a potência reativa e garantindo o máximo aproveitamento de potência. Os blocos PI e k neste ramo são iguais aos apresentados para a corrente i_d .

As correntes i_q e i_d são novamente transformadas no referencial “abc” através de um bloco próprio. O resultado da saída deste bloco são as três moduladoras que irão determinar os sinais de comando dos interruptores.

Quanto às ondas moduladoras obtidas, estas devem ser aproximadamente sinusoidais, ter a mesma frequência da rede e estar em fase com a rede, de modo a garantir o correto funcionamento do conversor como retificador.

4.3.3 Operação do conversor

De modo a confirmar o correto funcionamento do controlador, procedeu-se à sua simulação. O objetivo do controlador é responder rapidamente a variações de carga (ligação ou retiro de carregadores). Assim, e para testar o funcionamento do controlador, foram ligados carregadores no instante $t=0,5s$ e retirados em $t=1,5s$, tal como pode ser verificado na figura seguinte.

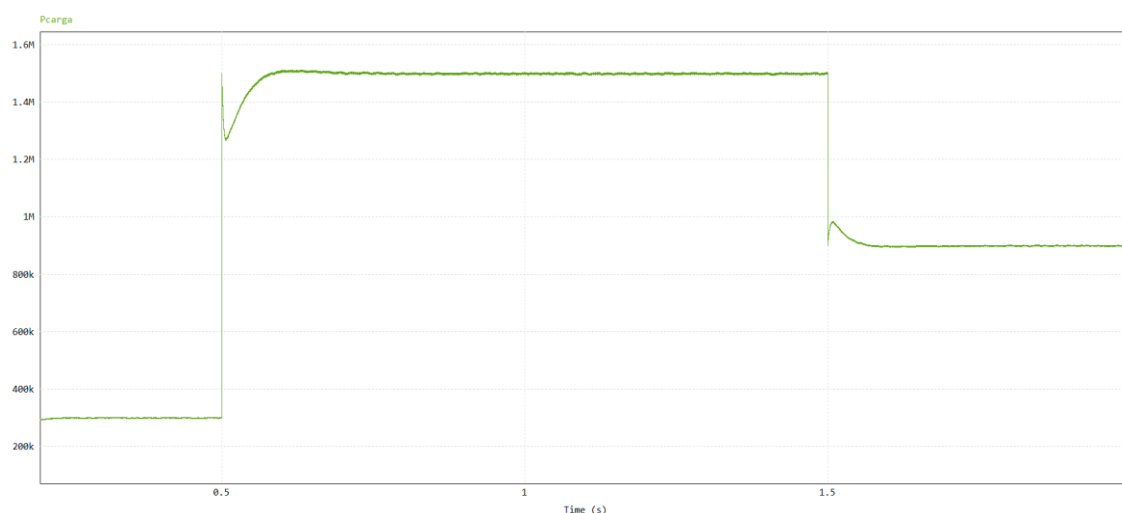


Figura 4.7 - Variação da potência da carga

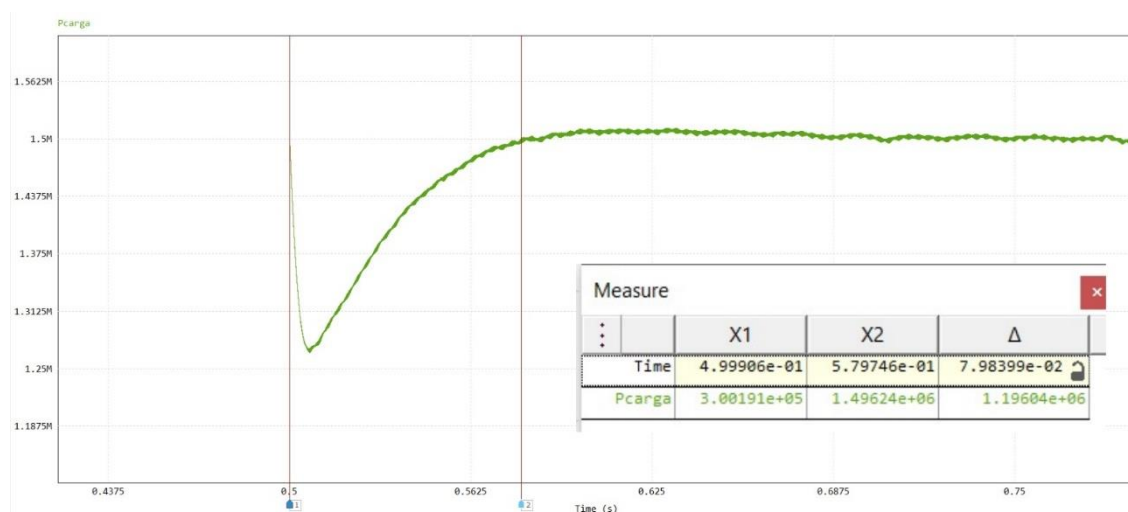


Figura 4.8 - Variação da potência da carga e tempo de restabelecimento

Observamos uma queda de potência nos momentos em que se ligam e desligam os carregadores, mas que esta variação é resolvida rapidamente, em cerca de 80ms.

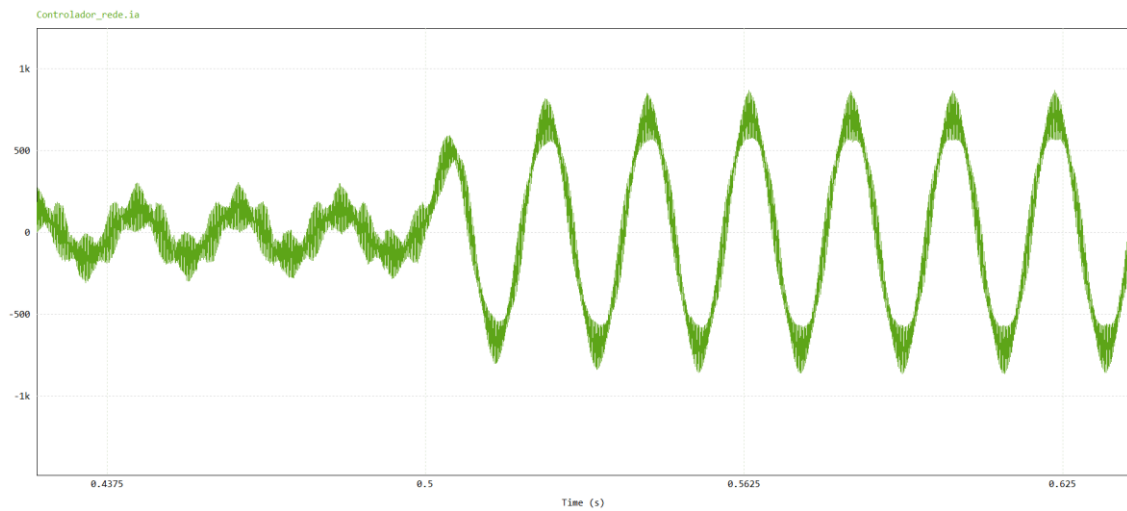


Figura 4.9 - Variação da corrente numa fase da rede

Adicionalmente, observando a corrente na rede, verifica-se que esta responde corretamente à variação de carga em $t=0,5s$, com um tempo de resposta dentro de um ciclo de rede. Por outro lado, as formas da corrente apresentam sinusoides muito distorcidas, principalmente para a situação de carga baixa, pelo que será revista a relação de transformação do transformador.

$$\frac{V_P}{V_S} = \frac{N_P}{N_S} = \frac{15k}{250} \quad (27)$$

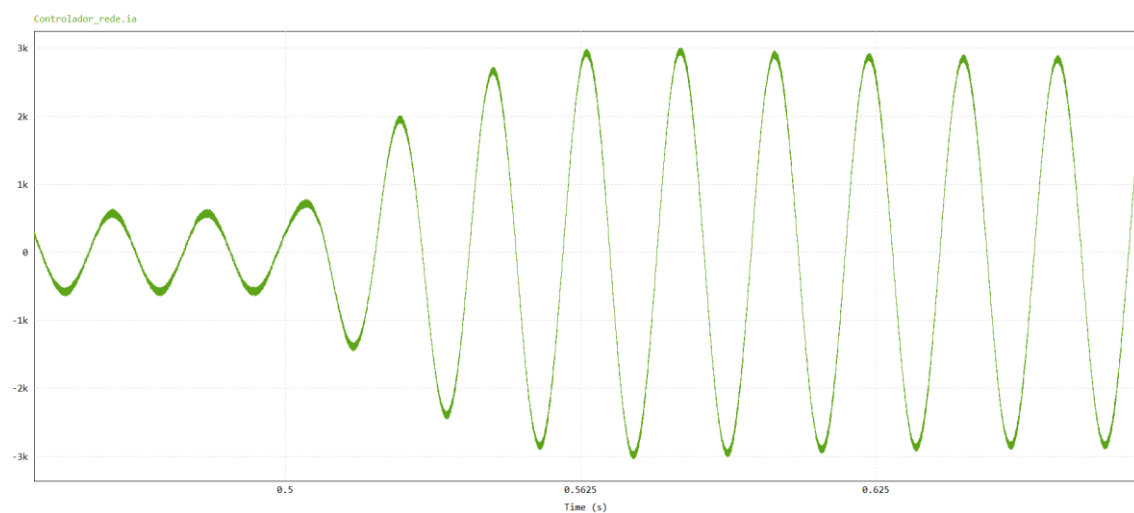


Figura 4.10 - Variação da corrente numa fase da rede

Aumentando a relação de transformação, é possível obter sinusóides muito mais limpas, o que representa uma corrente com mais qualidade na rede. O aumento da relação de transformação aumenta a amplitude das correntes e atrasa o tempo de resposta do conversor, que passa agora a ser cerca de dois períodos da rede.

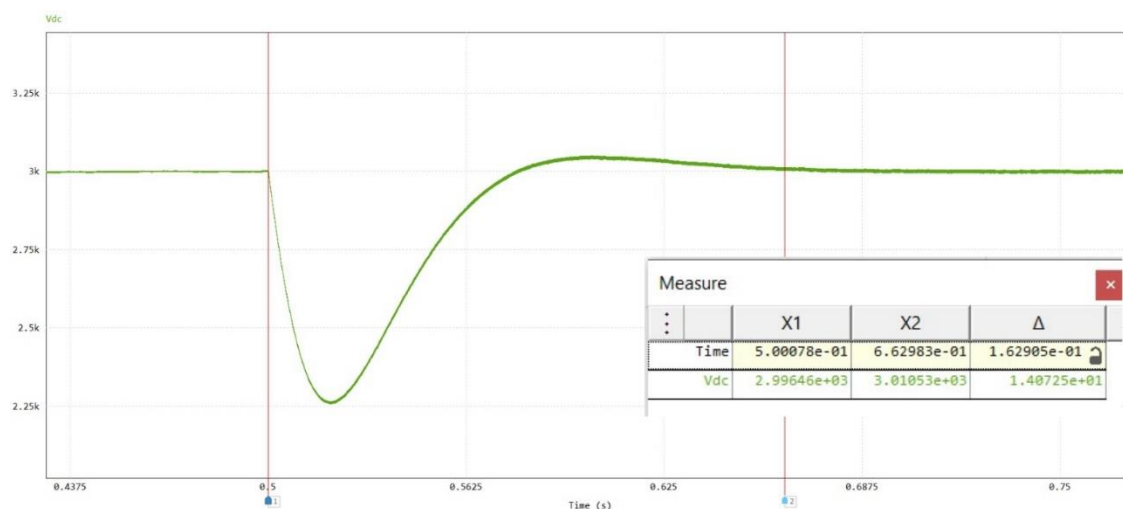


Figura 4.11 - Variação da tensão no barramento e tempo de estabelecimento

Observando a variação da tensão no barramento, verificamos que no instante de variação de carga, ocorre uma queda significativa de tensão. O tempo de estabelecimento é agora cerca de 160ms, o que corresponde ao dobro do tempo de estabelecimento previamente observado. De modo a corrigir esta situação, vai-se agora ajustar o valor da capacitância de saída, de modo a obter uma resposta mais rápida do conversor.

$$C_o = 2 \text{ (mF)} \quad (28)$$

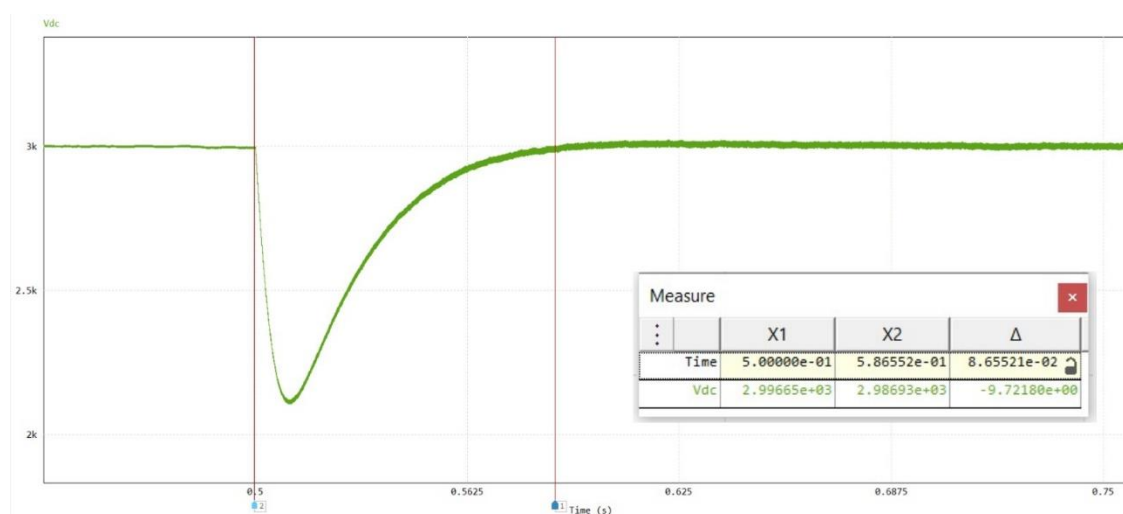


Figura 4.12 - Variação da tensão no barramento e tempo de estabelecimento

Como é possível observar, reduzindo a capacitância foi possível reduzir também o tempo de estabelecimento para valores novamente próximos de 80ms, o que era pretendido. Esta alteração vem com o custo de uma maior queda de tensão no instante de variação de carga e uma ondulação ligeiramente superior em toda a tensão do barramento, mas que continua a ser praticamente impercetível. Quanto à queda de tensão, é um problema que se tratará mais à frente.

4.4 Sistema FV

Nesta parte vão ser apresentados os modelos e os circuitos usados para a construção do sistema FV, desde a escolha e configuração dos painéis, ao design do conversor e do seu controlo.

Pelo motivo de se tratar de um sistema que será instalado em contexto urbano, a área disponível para instalar os painéis será limitada. Vai-se dimensionar o sistema FV de modo a produzir 300kW de pico, valor que pode ser considerado realista num projeto desta natureza.

4.4.1 Módulos FV

Para construção do sistema FV começou-se por definir os painéis FV que serão utilizados, de forma a obter as curvas características, as tensões e as correntes nominais que ultimamente irão dar origem à fonte FV que será ligada à entrada do conversor.

A escolha dos painéis FV é um passo importante num projeto de um sistema FV, sendo que o objetivo é obter sistemas que sejam eficientes e duradouros. O painel escolhido foi o *410W MBB Half-Cell Module JAM72S10-410/MR*, pelas boas características que apresenta [63].

O módulo em questão foi reproduzido no PSIM, obtendo as seguintes curvas características:

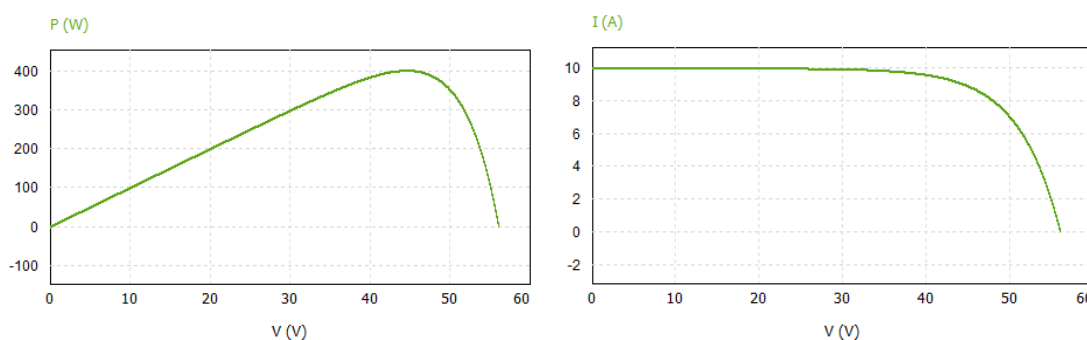


Figura 4.13 - Curvas características do painel simulado: P-V(esquerda), V-I(direita)

As curvas características obtidas não refletem exatamente as curvas características reais dos painéis, presentes na folha do produto, porém foi a melhor aproximação obtida na ferramenta de simulação.

Em seguida, foi definida a disposição dos módulos em série e em paralelo de modo a obter a tensão e potência pretendida no sistema FV. Na folha do produto indica que a tensão máxima CC dos módulos corresponde a 1000 V. O número de módulos em série é definido para respeitar esta condição:

$$n_{série} = \frac{V_{omáx}}{V_{ocpainel}} = \frac{1000}{50,12} = 19,95 \quad (29)$$

Como no caso de simulação, a tensão V_{oc} é ligeiramente superior do que no definido pela folha, vamos arredondar o resultado obtido por defeito, e definir como 19 o número de painéis por string no sistema FV.

Em seguida, definiu-se o número de strings do sistema FV de modo a obter a potência pretendida:

$$n_{paralelo} = \frac{P_{máx}}{P_{painel} * n_{série}} = \frac{300.000}{400 * 19} = 39,5 \quad (30)$$

Vamos arredondar desta vez por excesso, de forma a garantir que os 300kW de potência de pico são atingidos, o que resulta num sistema FV com 40 strings de 19 painéis.

Para representar um sistema FV constituído por vários módulos na ferramenta de simulação, seguiu-se as instruções em [\[64\]](#) Os dados dos módulos FV são os observados na figura:

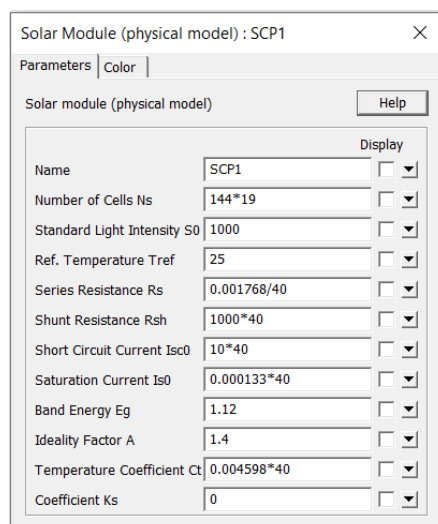


Figura 4.14 - Dados dos módulos FV

4.4.2 Conversor CC-CC MPPT boost

O conversor *boost* com controlo MPPT foi reproduzido no PSIM, tal como pode ser observado na imagem seguinte:

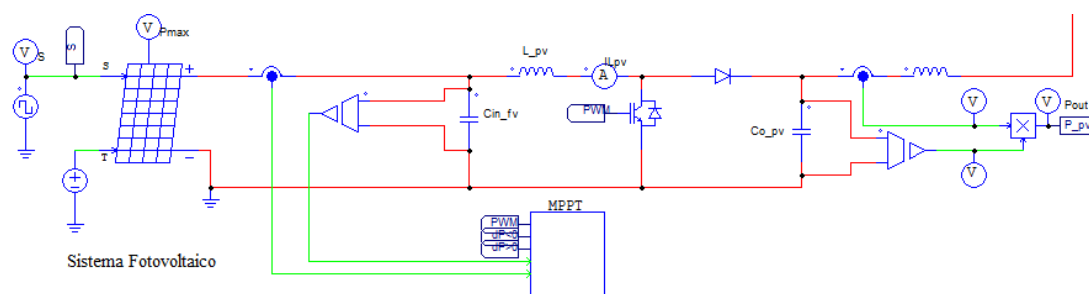


Figura 4.15 - Sistema FV com conversor MPPT *boost*

Dentro do subcircuito ilustrado na figura como “MPPT”, encontra-se o controlador MPPT que pode ser observado na figura seguinte.

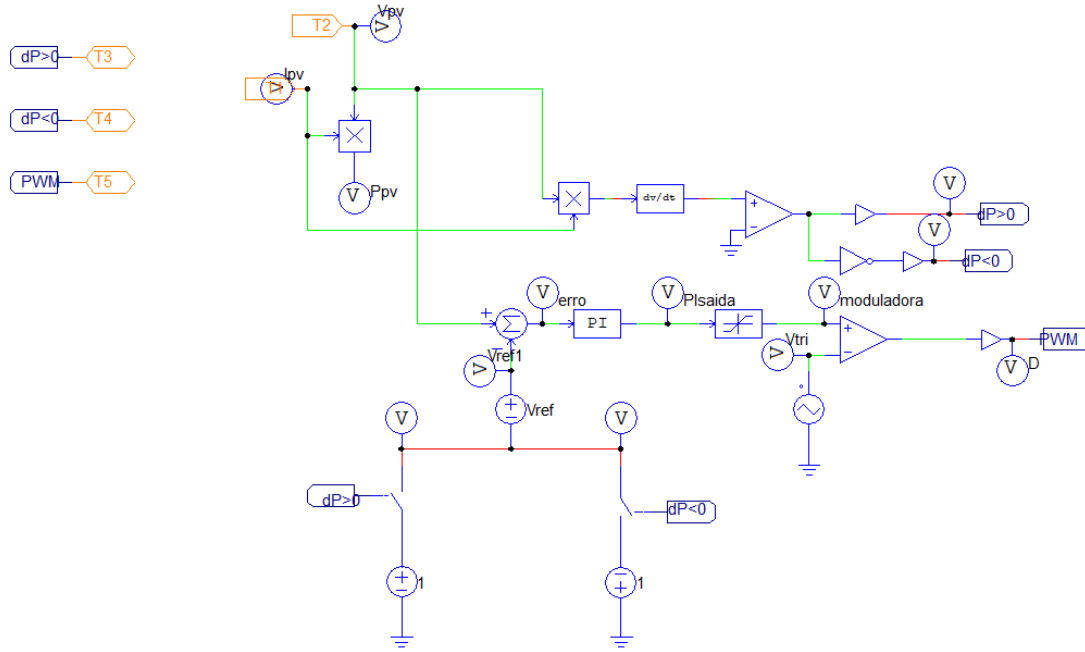


Figura 4.16 - Controlo MPPT P&O

O circuito de controlo implementado utiliza o método P&O que já foi apresentado anteriormente. Inicialmente é medida a tensão e a corrente à saída dos módulos FV, e é calculada a potência FV. A potência é derivada de modo a perceber se está a aumentar (derivada positiva) ou se está a diminuir (derivada negativa). Consoante o resultado, são enviados os sinais de ON ou OFF para os interruptores bidirecionais ligados às fontes de tensão unitárias que irão perturbar a tensão de referência. Por sua vez a tensão de referência é comparada com a tensão FV e o erro resultante é sujeito a um controlador PI e a um limitador antes de ser comparado com uma portadora e definir o sinal MLI. A tensão de referência do controlador foi determinada através da tensão em potência máxima (V_{mp}) em condições ótimas, multiplicado pelo número de painéis em série do sistema. Devido à imprecisão do modelo na simulação, o valor V_{mp} não é igual ao da folha de caraterísticas.

$$folha\ de\ caraterísticas \rightarrow V_{ref} = V_{mp} * n_{série} = 41,88 * 19 = 795,12 \ (V) \quad (31)$$

$$simulação \rightarrow V_{ref} = 44,67 * 19 = 848,73 \ (V) \quad (32)$$

O valor da tensão de referência do controlador foi definido em 825V, sendo que está no meio termo dos dois valores e não influencia significativamente o funcionamento do controlador para qualquer um dos casos. O controlador PI terá, inicialmente, K_i e K_p unitários,

e será ajustado posteriormente durante a simulação se necessário. A frequência de comutação foi definida em 5kHz.

A tensão de saída será definida em 1500 V devido à forma como o sistema FV será ligado ao barramento. O barramento comum do sistema pode ser identificado como um barramento bipolar, ou seja, a tensão no barramento é dada pela diferença entre o terminal positivo e o terminal negativo do barramento. Como se pretende ligar o sistema FV ao terminal positivo do barramento, a tensão neste ponto será metade da tensão no barramento, o que corresponde a 1500 V em relação à terra. A razão cíclica para o qual a elevação de tensão é obtida por:

$$D = \frac{V_{dc} - V_{fv}}{V_{dc}} = \frac{1500 - 825}{1500} = 0,45 \quad (33)$$

Para o dimensionamento da indutância L, o objetivo é reduzir ao máximo a variação da tensão e da corrente nos módulos FV. A expressão utilizada para definir L será apresentada de seguida:

$$\frac{\Delta i}{\Delta t} = \frac{V}{L} \rightarrow L = V \frac{\Delta t}{\Delta i} \quad (34)$$

$$L = V_{fv} \frac{T * D}{\Delta i} \quad (35)$$

Foi definido o valor de variação de corrente em 3%, valor que permite uma baixa ondulação da corrente na bobine e ao mesmo tempo evita a imprecisão de medição que normalmente ronda este valor.

$$\Delta i = 3\% i_{m\acute{a}x} = 3\% * \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{FV}} = 0,03 * \frac{300.000}{825} \approx 11 \text{ (A)} \quad (36)$$

Calculando L através da expressão já apresentada, obtém-se:

$$L = 825 \frac{0,45}{11 * 5.000} = 6,75 \text{ (mH)} \quad (37)$$

Para o cálculo das capacitâncias, será definido como variação máxima de tensão 3%, pela mesma justificação utilizada para o cálculo da corrente na indutância. As expressões utilizadas foram retiradas de [57].

$$\Delta VC = \frac{\Delta Q}{C} \rightarrow C = \frac{\Delta Q}{\Delta V} \quad (38)$$

$$\Delta Q = \frac{1}{2} * \frac{T}{2} * \frac{\Delta i_L}{2} \quad (39)$$

$$\Delta i_L = \frac{V_{FV} * D}{L * f} \quad (40)$$

A capacitância de entrada é dada através da combinação das expressões anteriores resultando em:

$$C_i = \frac{D}{8 * L * 3\% * f^2} = \frac{0,45}{8 * 6,75m * 3\% * 5.000^2} \approx 11,1 \text{ (}\mu F\text{)} \quad (41)$$

A capacitância de saída é dada pela expressão seguinte, retirada da mesma fonte:

$$C_o = \frac{D}{R_o * 3\% * f} = \frac{0,45}{\frac{1500}{200} * 3\% * 5.000} = 0,4 \text{ (mF)} \quad (42)$$

Adicionalmente foi acrescentada uma indutância à saída do conversor para fazer a ligação ao barramento. Esta indutância filtra a corrente que será introduzida no barramento. O seu valor será inicialmente 10mF.

$$L_{bar} = 10 \text{ (mH)} \quad (43)$$

De seguida será testado o funcionamento do conversor para perceber se é necessário fazer algum ajuste aos componentes calculados ou no controlador.

4.4.3 Operação do conversor

O funcionamento do conversor foi testado para valores de irradiância variáveis e para valor de temperatura fixo.

Para os valores calculados anteriormente e para irradiação a variar entre 1000W/m² e os 800W/m², os resultados obtidos foram:

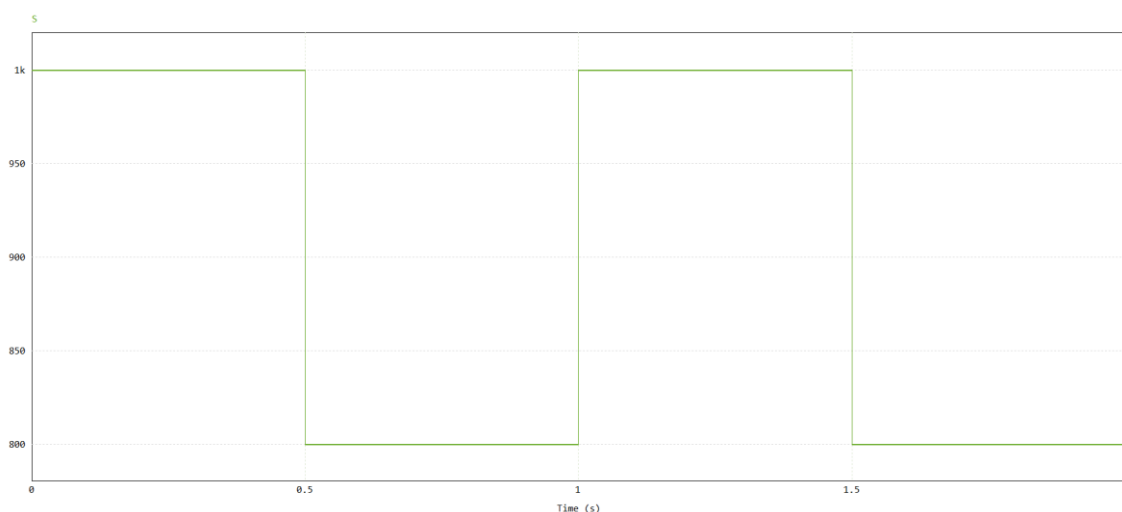


Figura 4.17 - Variação da irradiação durante a simulação

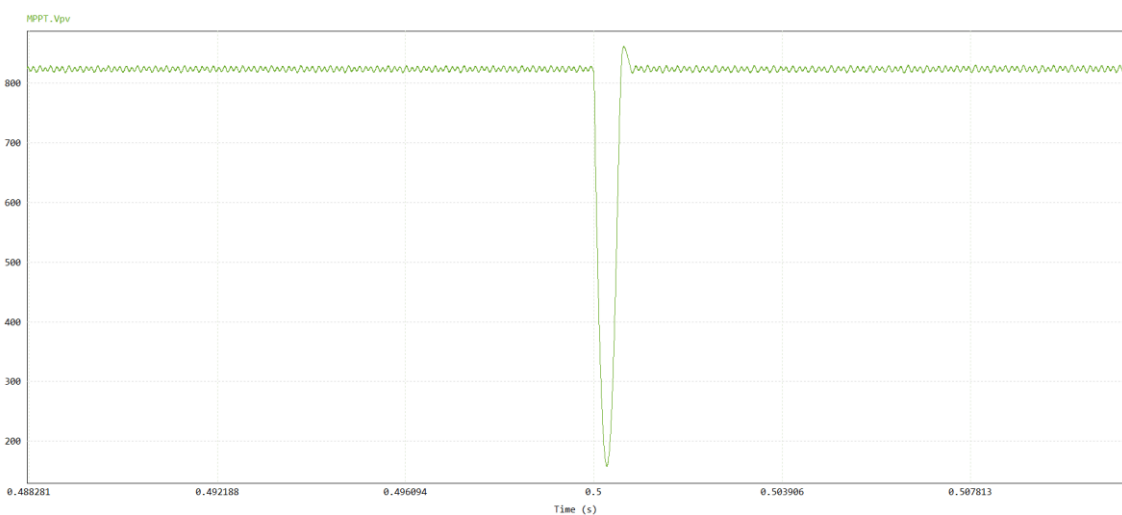


Figura 4.18 - Variação da tensão nos módulos FV

Observa-se que a tensão à saída dos módulos FV apresenta um bom comportamento durante os períodos em que a irradiação é constante, porém sofre uma enorme oscilação no instante da mudança de irradiação. Esta variação é causada pela capacitância de entrada, pelo que se vai ajustar o seu valor.

$$C_i = 400 \text{ (}\mu\text{F)} \quad (44)$$

Aumentou-se significativamente o valor da capacitância de entrada de modo a resolver o problema que surgiu. Esta modificação fará com que a oscilação da tensão nos módulos FV seja ligeiramente maior.

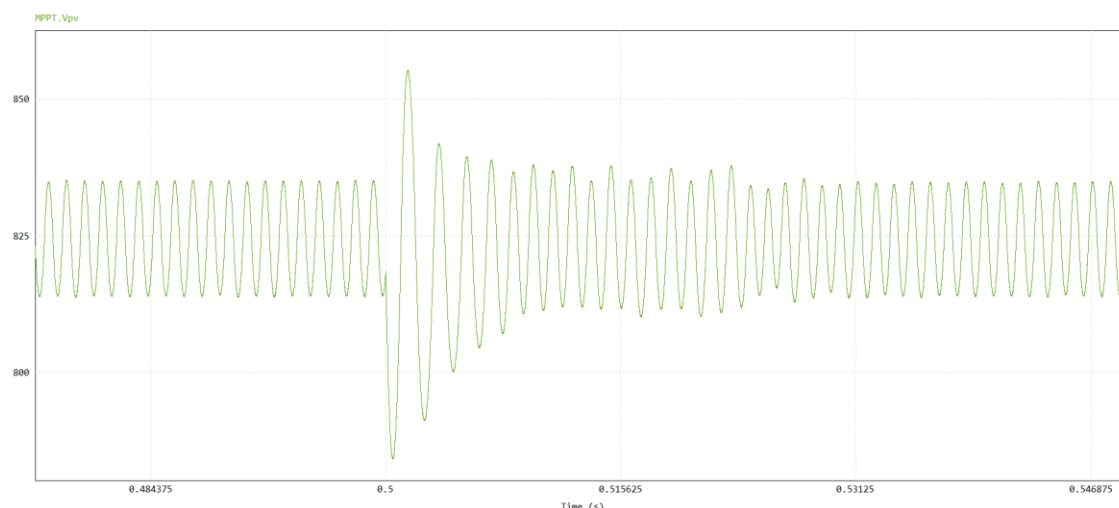


Figura 4.19 - Variação da tensão nos módulos FV

Como se pode observar, no instante da mudança de irradiação, continua a verificar-se uma variação da tensão nos painéis, porém de muito menor dimensão. A variação da tensão não ultrapassa os 5% da tensão de referência e por isso é aceitável.

Com o ajuste efetuado, pode-se agora observar os restantes parâmetros do sistema FV.

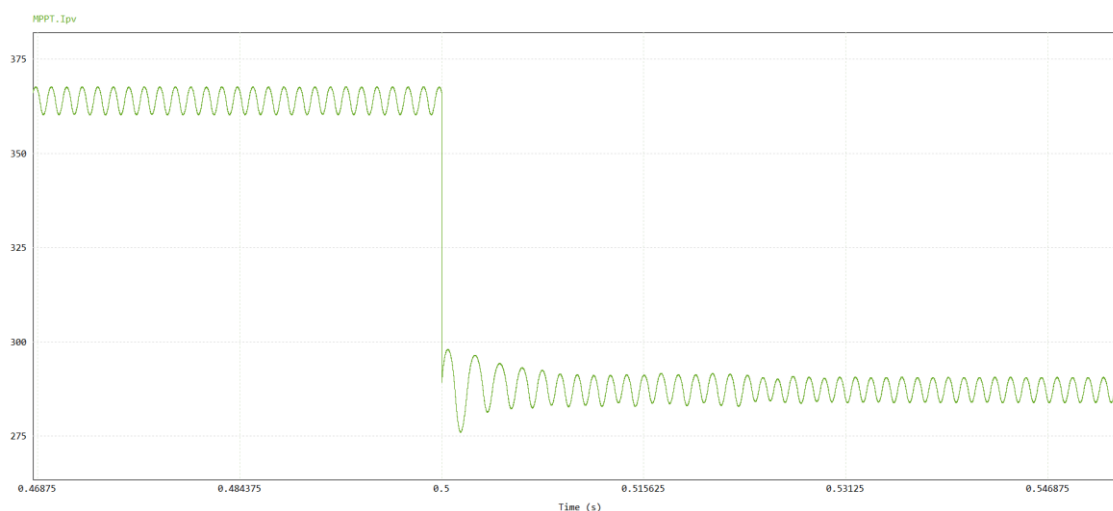


Figura 4.20 - Variação da corrente nos módulos FV no instante da mudança de irradiação

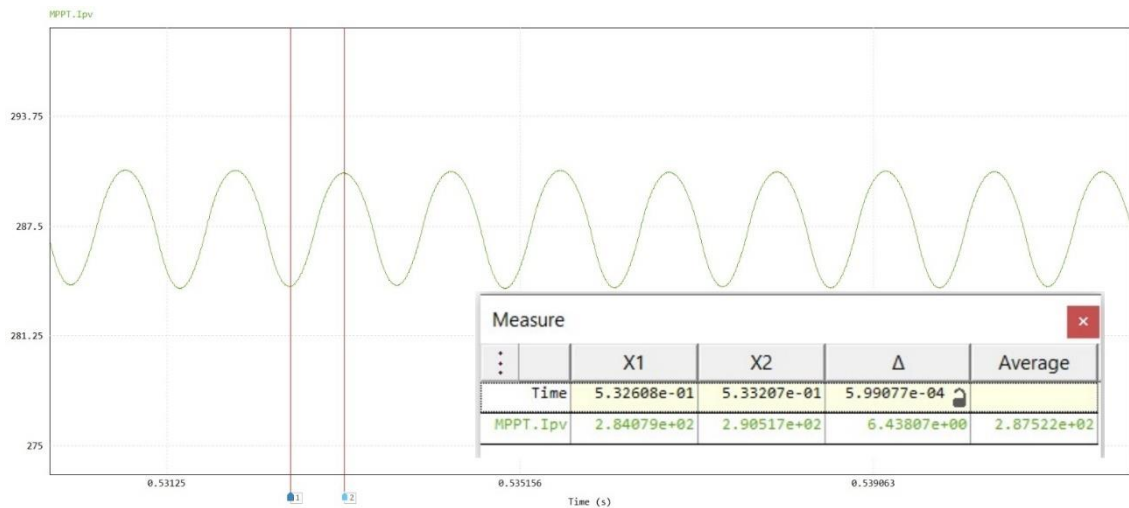


Figura 4.21 - Variação da corrente nos módulos FV durante o período de irradiação constante

$$\Delta i = \frac{6,4}{287,5} \approx 2,23\% \quad (45)$$

A corrente nos módulos faz o ajuste correto da corrente face à variação da irradiação. A variação durante os períodos de irradiação constante é aceitável, encontrando-se abaixo dos 3%.

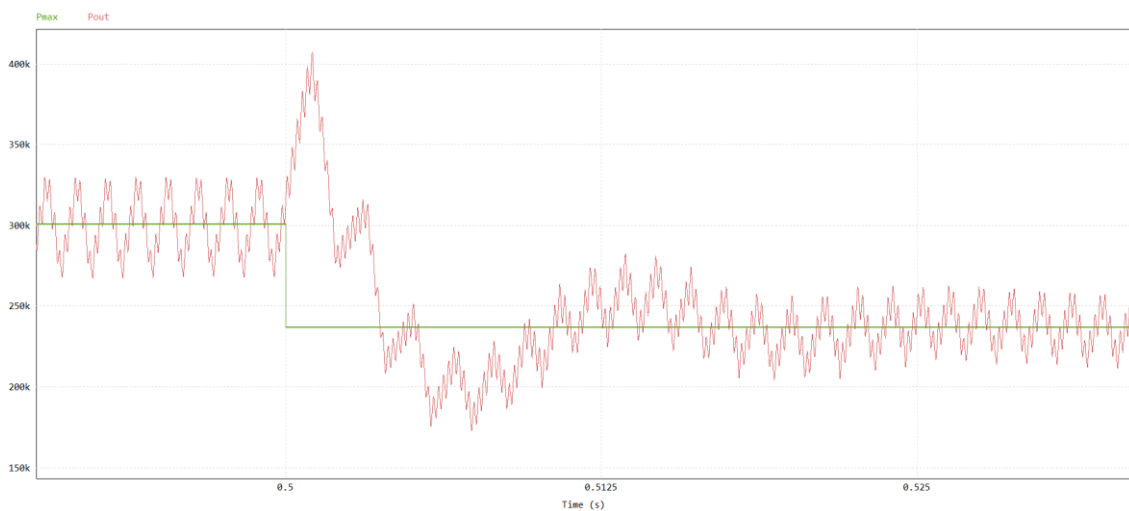


Figura 4.22 - Potência à saída do sistema FV

Observando a resposta em potência do conversor, verifica-se que existe um correto ajuste da potência aquando da variação de irradiação, porém a variação da potência é bastante significativa e este aspeto terá de ser corrigido. Assim, vai-se aumentar a capacitância de saída, de modo a reduzir a variação da tensão e por sua vez da potência, que será injetada no barramento comum.

$$C_o = 3 \text{ (mF)} \quad (46)$$

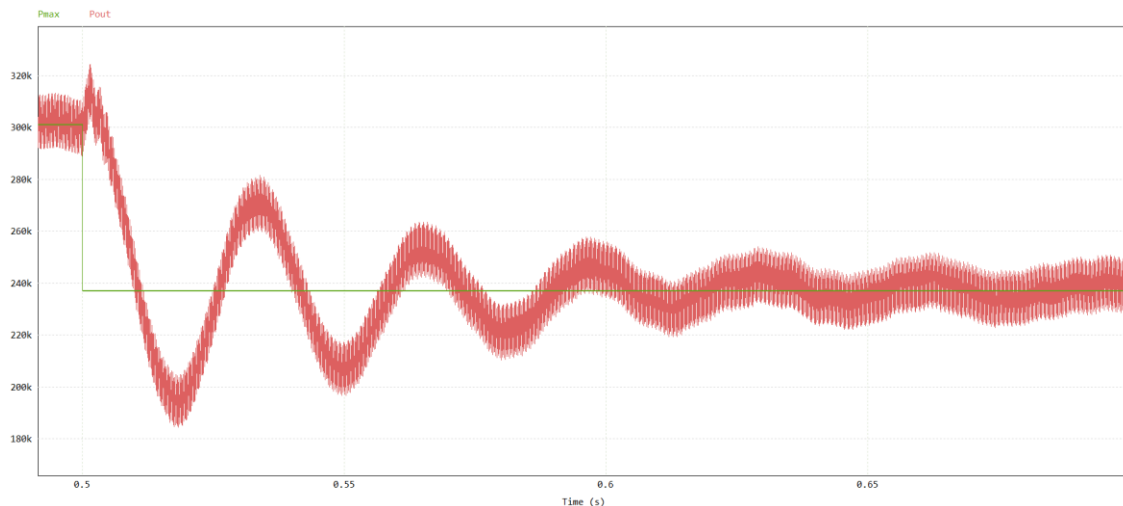


Figura 4.23 - Variação da potência à saída do sistema FV

Observa-se que é possível reduzir a variação da potência, contudo isto vem ao custo de uma resposta muito mais lenta do conversor. Tal facto não é ideal, pelo que serão exploradas novas formas de resolver esta situação. Outro componente que pode reduzir esta variação na potência de saída é a indutância da ligação ao barramento, através da redução da variação da corrente de saída. Quanto maior for esta indutância, melhor será a qualidade da corrente que alimentará o barramento. Até então tinha sido usado na indutância o valor de 10mH, porém, se aumentarmos este valor, podemos obter uma melhor saída no conversor. Em termos reais, aumentar este valor de indutância não é assim tão simples, sendo que para indutâncias desta potência são necessários componentes de muito grandes dimensões. Tendo isto em consideração, vai-se aumentar o valor da indutância de saída para os 30mH, de modo a observar o comportamento do conversor.

$$L_{bar} = 30 \text{ (mH)} \quad (47)$$

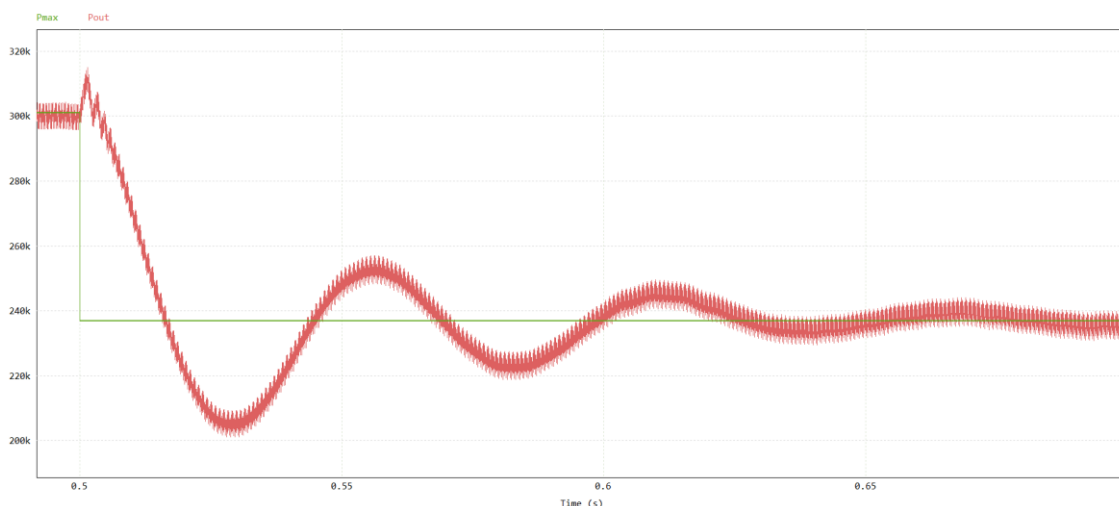


Figura 4.24 - Variação da potência à saída do conversor

Observa-se que a saída da potência de saída varia muito menos face às situações anteriores e tem um tempo de estabilização considerado aceitável. Ainda assim, esta resposta não é ótima, pelo que outras soluções de resolução deste problema podem passar pelo ajuste do controlador do conversor CA-CC, que é responsável pela estabilidade da tensão no barramento, fator que influencia igualmente a saída do sistema FV.

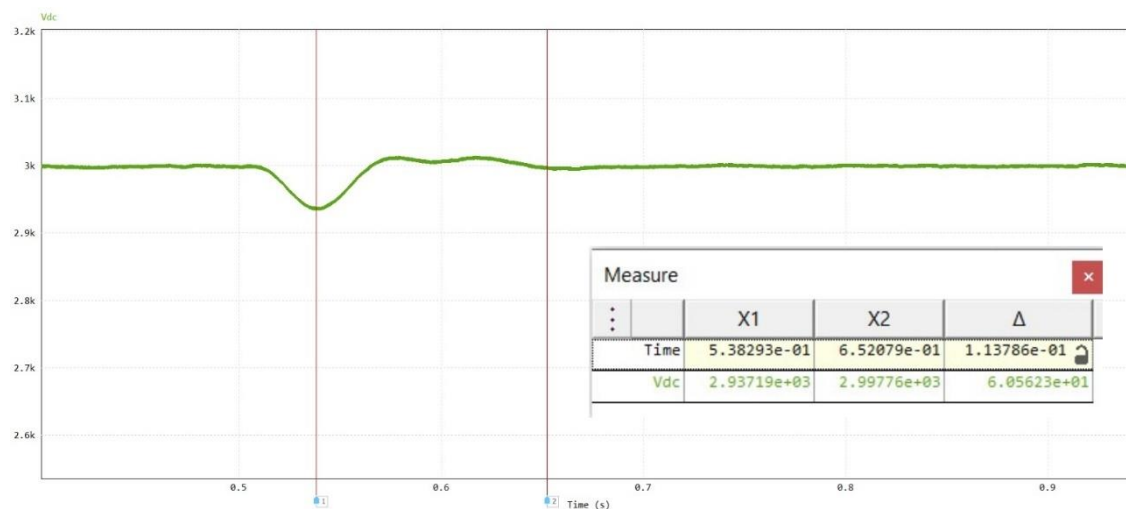


Figura 4.25 - Variação da tensão no barramento

Como se pode observar, a variação da irradiação causa uma ligeira variação no barramento comum, na ordem dos 60 V, o que é desprezável.

Por fim, a corrente injetada no barramento é a que se pode observar:

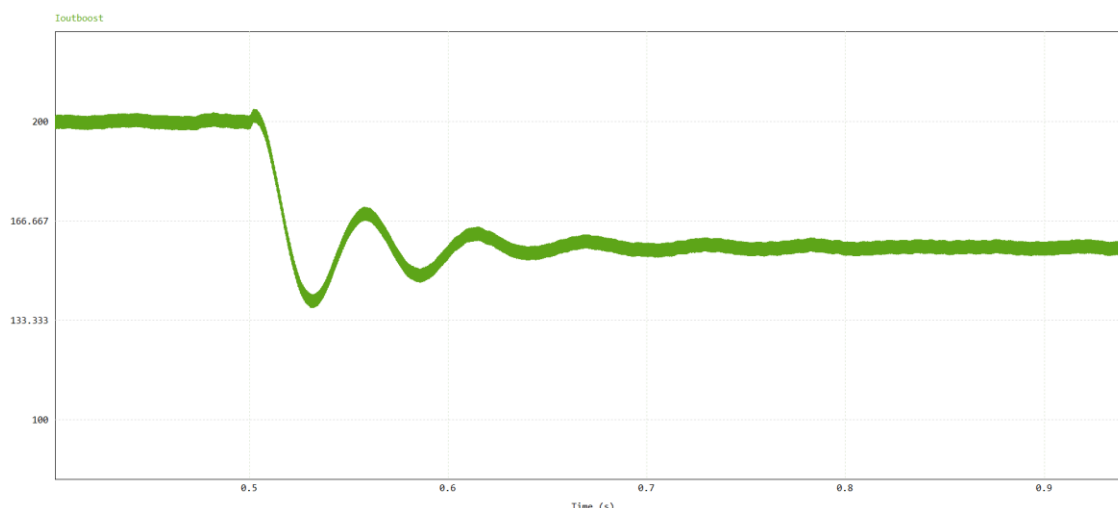


Figura 4.26 - Corrente de saída do sistema FV

Para valores de irradiação constante, a variação da corrente é reduzida, tal como é pretendido.

4.5 Sistema de baterias para armazenamento de energia

Os sistemas de armazenamento são elementos que são integrados com o intuito de aumentar a flexibilidade do sistema, recebendo energia em situações de vazio e fornecendo-a ao sistema em situações de pico de carga. Neste projeto serão usadas baterias de ião-lítio para integrar um sistema de armazenamento de energia. Neste ponto é feito o dimensionamento do sistema de baterias, o design do conversor utilizado para fazer a ligação, e ainda realizados testes de simulação de modo a comprovar o correto funcionamento do sistema.

4.5.1 Dimensionamento do Sistema de armazenamento de energia

O dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia por si só é um problema complexo de otimização, envolvendo vertentes técnicas e económicas. Esta dissertação foca-se principalmente em aspetos técnicos de funcionamento da ECR e opta por processos mais simples de decisão, os quais são explicados de seguida.

A potência do sistema de baterias é calculada de modo a satisfazer a necessidade de manter próximo de constante a potência em trânsito com a rede. Isto significa que a bateria tem a função de equilibrar o sistema de modo que a carga na perspetiva da rede nunca apresente variações significativas, o que beneficia a estabilidade do sistema elétrico e a qualidade de serviço.

O objetivo é que a rede forneça potência constante de valor equivalente a metade da carga máxima, neste caso 750kW, e que o sistema de baterias receba ou forneça a diferença de potência.

$$P_{bat} = |P_{tr\grave{a}nsito} - 750kW| \quad (48)$$

O pior caso é quando a bateria tem de suportar a outra metade da carga, que corresponde a períodos em que estão os 10 carregadores ativos e o sistema FV não produz, o que equivale a uma potência de 750kW. A outra situação extrema seria quando a carga fosse mínima (0 carregadores) e a potência do fotovoltaico fosse máxima. Neste caso assume-se que a estação de carregamento fosse desligada da rede e a potência do FV seria utilizada para carregar o sistema de baterias.

$$P_{bat} = 750kW \quad (49)$$

De modo a simular o sistema de baterias, foi utilizado o modelo do PSIM de uma célula de ião-lítio, que também pode ser adaptada para definir um pack de baterias.

No caso de um pack de baterias todas as tensões precisam de ser multiplicadas por N_s (número de células em série), todas as capacidades por N_p (número de células em paralelo) e a resistência por N_s/N_p , tal como indicado em [65]. O agrupamento de células em série permite aumentar a tensão do pack de baterias e o agrupamento de células em paralelo permite aumentar a capacidade.

A tensão nominal da bateria foi definida para estar próxima dos 750 V. Experimentando com o modelo da célula de ião-lítio do simulador, verificou-se que a tensão no *pack* de baterias não possuía uma relação exata com o número de células em série e que a situação que melhor satisfazia a condição era quando $N_s=14$.

O número de células em paralelo foi definido de modo a garantir os 750kW a uma tensão constante durante a simulação. Foi atribuído um número bastante grande de modo a garantir o comportamento pretendido. Neste estudo não foi considerado deterioramento da bateria, por isso, os coeficientes de degradação da bateria (K_s e K_p) são iguais a 1.

Li-Ion Battery : S1

Parameters | Color

Li-Ion Battery Help

		Display
Name	S1	☐ ☐
No. of Cells in Series	14	☐ ☐
No. of Cells in Parallel	500	☐ ☐
Voltage Derating Factor	1	☐ ☐
Capacity Derating Factor	1	☐ ☐
Rated Voltage	3.7×14	☐ ☐
Discharge Cut-off Voltage	2.5×14	☐ ☐
Rated Capacity	5.4×500	☐ ☐
Internal Resistance	$0.05 \times 15 / 500$	☐ ☐
Discharge Current	1.08	☐ ☐
Capacity Factor	1.02×500	☐ ☐
Full Voltage	4.2×14	☐ ☐
Exponential Point Voltage	3.9×14	☐ ☐
Nominal Voltage	3.6×14	☐ ☐
Maximum Capacity	5.56×500	☐ ☐
Exponential Point Capacity	1.08×500	☐ ☐
Nominal Capacity	5.4×500	☐ ☐
Initial State of Charge	0.60	☐ ☐

Figura 4.27 - Parâmetros do modelo de baterias

4.5.2 Conversor buck-boost bidirecional

O circuito realizado no PSIM para o conversor *buck-boost* bidirecional foi o seguinte:

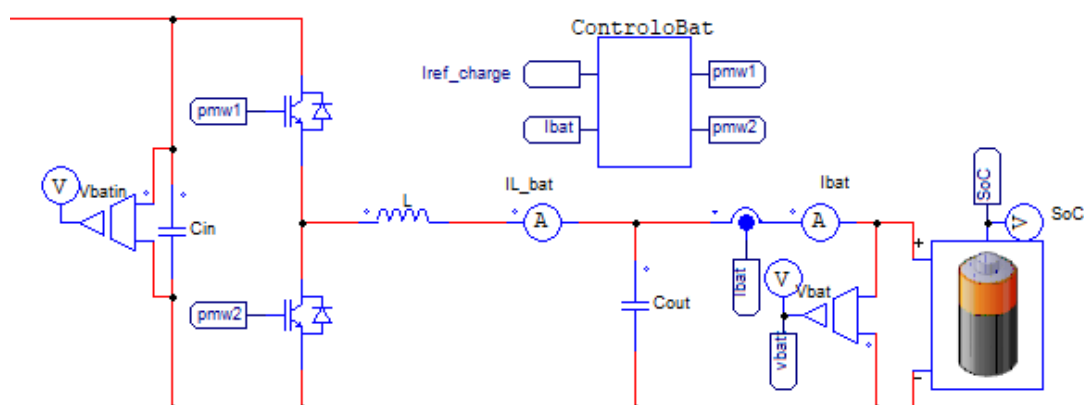


Figura 4.28 - Sistema de baterias e conversor *buck-boost* bidirecional

Para o design do conversor *boost* o objetivo é definir os valores das capacitâncias e da indutância de filtro de modo obter uma corrente contínua durante o carregamento ou descarregamento da bateria. A indutância da bateria pode ser obtida através da combinação das seguintes expressões:

$$E * f = P \rightarrow E = \frac{P}{f} \quad (50)$$

$$E = \frac{1}{2} * L * I^2 \quad (51)$$

$$\frac{P}{f} = \frac{1}{2} * L * I^2 \rightarrow L = \frac{2 * P}{f * I^2} \quad (52)$$

Onde P é a potência na bateria, f é a frequência de comutação do controlador e igual a 1kHz, I é a corrente de carga/descarga da bateria e L é a indutância que se pretende calcular.

A corrente na bateria é máxima na situação de potência máxima, correspondente a 750kW, e mínima para a potência de 150kW correspondente a apenas um carregador.

$$I_{bat_máx} = \frac{P_{bat_máx}}{V_{bat}} = \frac{750kW}{750V} = 1 \text{ (kA)} \quad (53)$$

$$L = \frac{2 * 750k}{1k * 1k^2} = 1,5 \text{ (mH)} \quad (54)$$

$$I_{bat_min} = \frac{P_{bat_min}}{V_{bat}} = \frac{150kW}{750V} = 200 \text{ (A)} \quad (55)$$

$$L = \frac{2 * 150k}{1k * 200^2} = 7,5 \text{ (mH)} \quad (56)$$

O valor será então definido a partir do caso de potência mínima, o que corresponde ao caso onde a indutância precisa de ser maior.

$$L_{bat} = 7,5 \text{ (mH)} \quad (57)$$

As capacitâncias terão valores muito reduzidos. A sua função é filtrar os harmónicos de elevada frequência que são entregues à bateria e apesar do seu pequeno valor, não podem ser

ignoradas. O valor atribuído a ambas as capacitâncias foi 0,5uF. Em contexto de simulação, introduzem uma pequena ressonância na corrente da bateria aquando da transição de modos de carregamento ou descarregamento.

$$C_{bar} = C_{bat} = 0,5 \text{ (}\mu F\text{)} \quad (58)$$

O controlador, já explicado no capítulo anterior, recebe o valor de referência e faz com que a corrente na bateria seja a pretendida. O circuito de controlo é o seguinte:

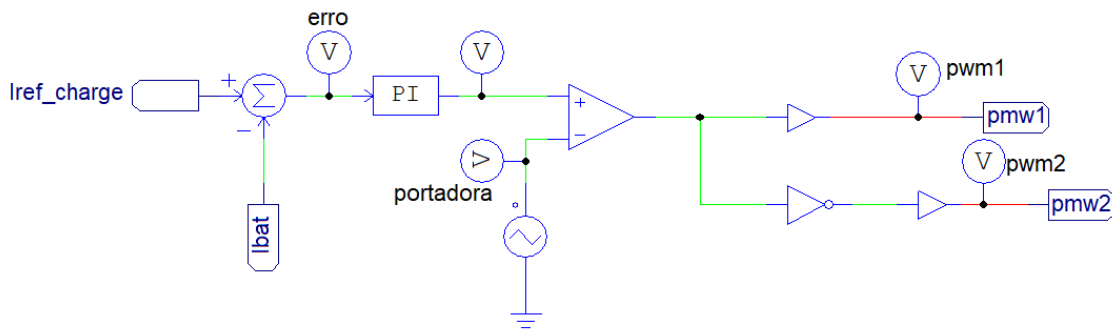


Figura 4.29 - Controlador do conversor *buck-boost*

O controlador PI possui constantes unitárias e a portadora é de frequência igual a 1kHz, como já tinha sido referido.

4.5.3 Operação do conversor

O sistema de baterias é um componente que pode representar uma fonte de alimentação (durante o descarregamento) ou uma carga (durante o carregamento), dependendo do modo em que se encontra. Na simulação do sistema de baterias considerou-se as situações de carregamento e descarregamento para a situação de carga máxima e mínima, de modo a perceber o seu comportamento para as diferentes operações.

Assim, foi simulada uma variação de cargas como está representado de seguida:

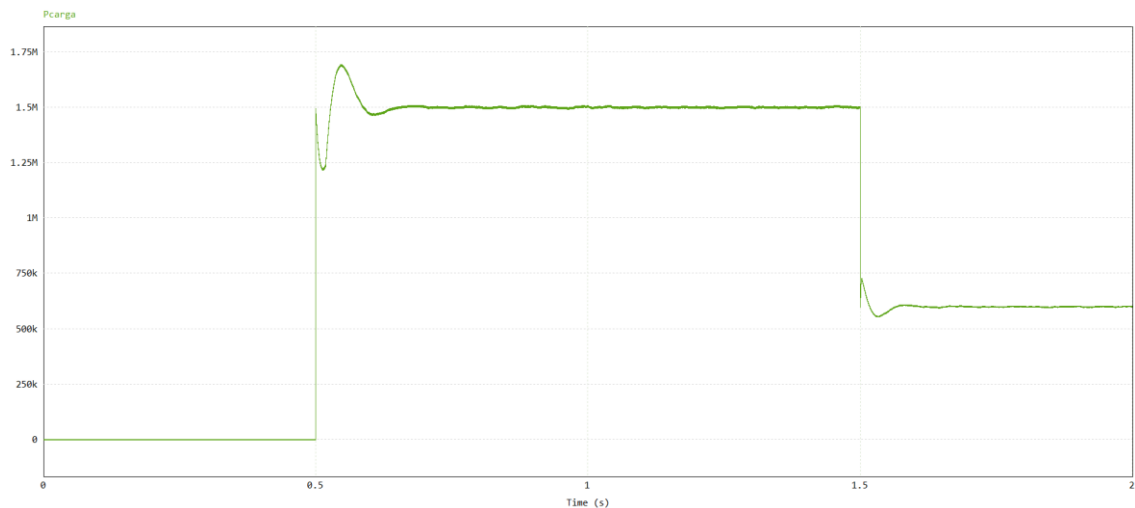


Figura 4.30 - Potência da carga

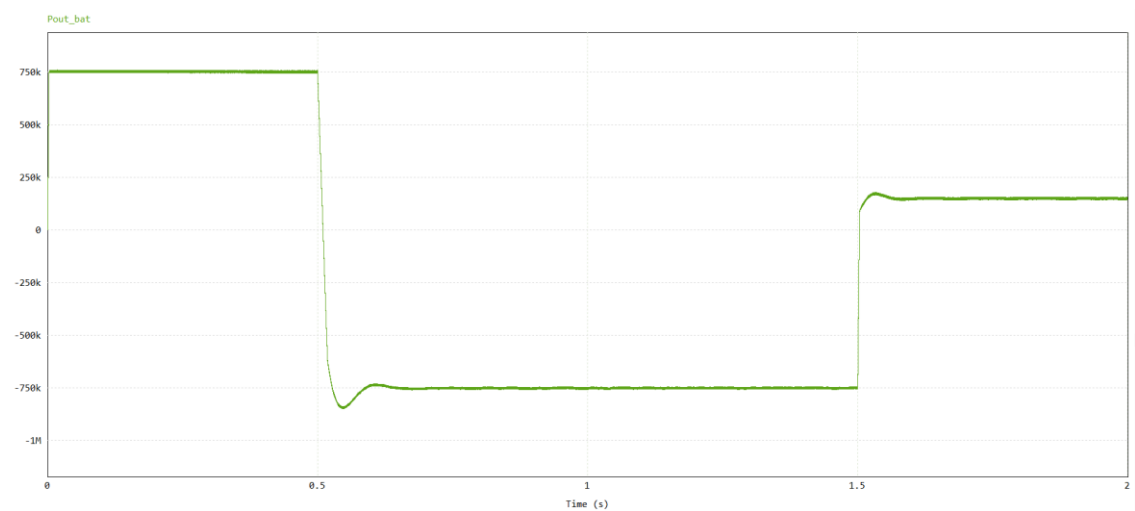


Figura 4.31 - Potência na bateria

No primeiro instante não existe carga na estação, e a bateria é carregada com a potência da rede. No instante em $t=0,5s$, entram de uma vez 10 carregadores, o que provoca um aumento brusco da carga e uma oscilação nos instantes iniciais, até ser resolvida pelo controlador. Neste momento, a bateria faz a compensação da carga nos instantes iniciais e de seguida estabiliza de forma a fornecer a potência necessária. No instante $t=1,5s$, são retirados 4 carregadores, passando agora a estar 6 carregadores a operar em simultâneo. A bateria faz novamente o ajuste da potência de modo a suportar esta variação. Com esta experiência observamos a rápida resposta da bateria face a variações bruscas de carga, de modo que não seja a rede elétrica a fazê-lo.

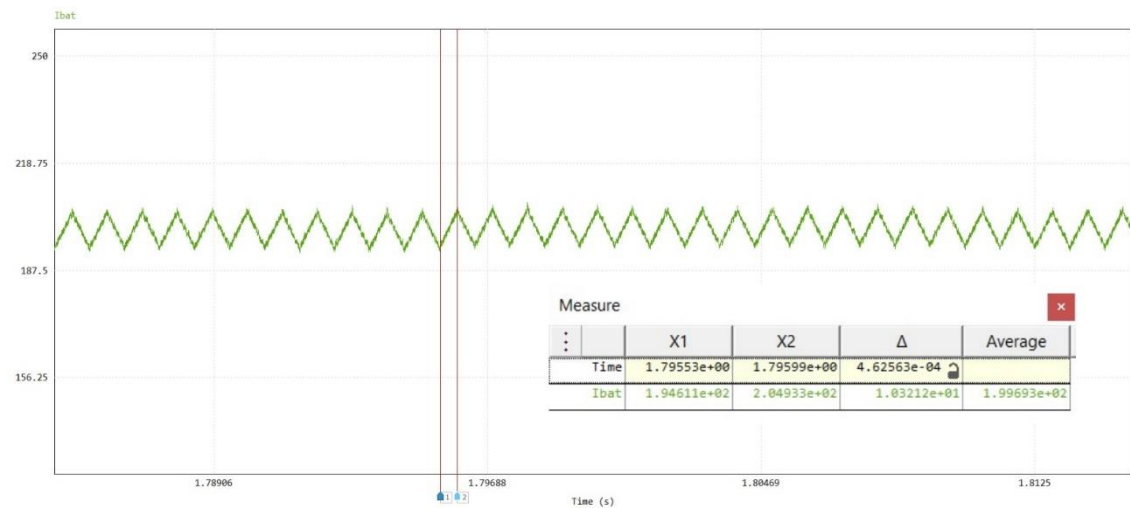


Figura 4.32 - Variação da corrente na bateria

Observando a variação da corrente na bateria, nomeadamente na situação onde a corrente é menor e por isso a variação relativa é mais acentuada. Verifica-se que é cerca de 5 A face ao valor médio, o que corresponde a uma variação inferior a 3%, tal como era pretendido.

$$\Delta i = \frac{5}{200} = 2,5\% \quad (59)$$

Conclusão:

Neste capítulo foi feito o design nos componentes e dos controladores de cada um dos elementos que constitui a estação de carregamento que será simulada. A comprovação do seu bom funcionamento é o que nos permite garantir a validação dos resultados obtidos no próximo capítulo.

Capítulo 5

Funcionamento e Supervisão da ECR

Neste capítulo é feita a análise computacional do desempenho do sistema da ECR como um conjunto de todos os componentes já dimensionados e testados no capítulo anterior. A integração tanto do sistema FV como do sistema de baterias, implica uma análise da dinâmicas do sistema e o objetivo passa por comprovar o correto funcionamento do sistema em diferentes condições operacionais.

5.1 Estação de Carregamento com FV e SAEB

A estação de carregamento com todos os elementos tem a seguinte arquitetura, modelada em PSIM:

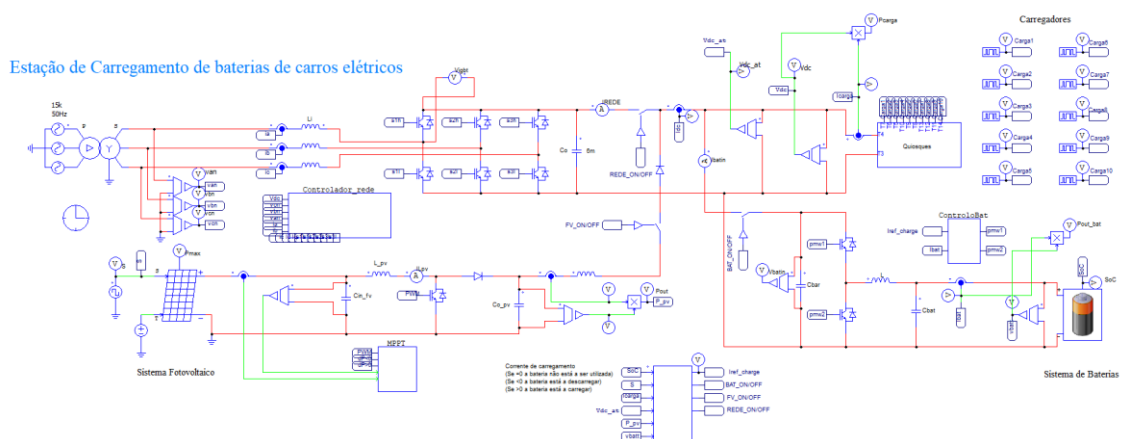


Figura 5.1 - Estação de Carregamento com FV e SAE

Na figura 5.1 é possível observar a integração de todos os elementos da estação de carregamento. Em diferentes pontos do circuito é feita a medição de tensões e correntes, que

são utilizados para demonstrar resultados. Para além dos componentes já apresentados, foi ainda incluído um bloco de supervisão e controlo, que recebe informação sobre o sistema e atua nos controladores e em interruptores.

5.2 Condições operacionais

Neste ponto é analisado o comportamento do sistema da estação de carregamento quando integrados os sistemas de FV e de baterias, comparando-os ao cenário base, em que estes não estão ativos. No cenário base é testada a resposta do sistema para o pior caso, que corresponde à ligação ou retirada repentina dos 10 carregadores, e este comparado com diferentes cenários.

De referir que, apesar da ligação ou retirada de 10 carregadores no mesmo instante ser tecnicamente possível, na realidade corresponde a uma situação irrealista, pelo que a análise não é feita no sentido de simular uma situação real de funcionamento, mas sim no sentido de perceber as limitações do sistema.

5.2.1 Cenário base

Como já foi referido, o cenário base serve de comparação para testar o impacto do sistema de baterias e do sistema FV no funcionamento da estação de carregamento. Este cenário corresponde à situação em que a rede é responsável por responder à variação da carga da estação.

Na experiência realizada, os 10 carregadores ligam no instante $t=0,5s$ e desligam passado 1 segundo, em $t=1,5s$.

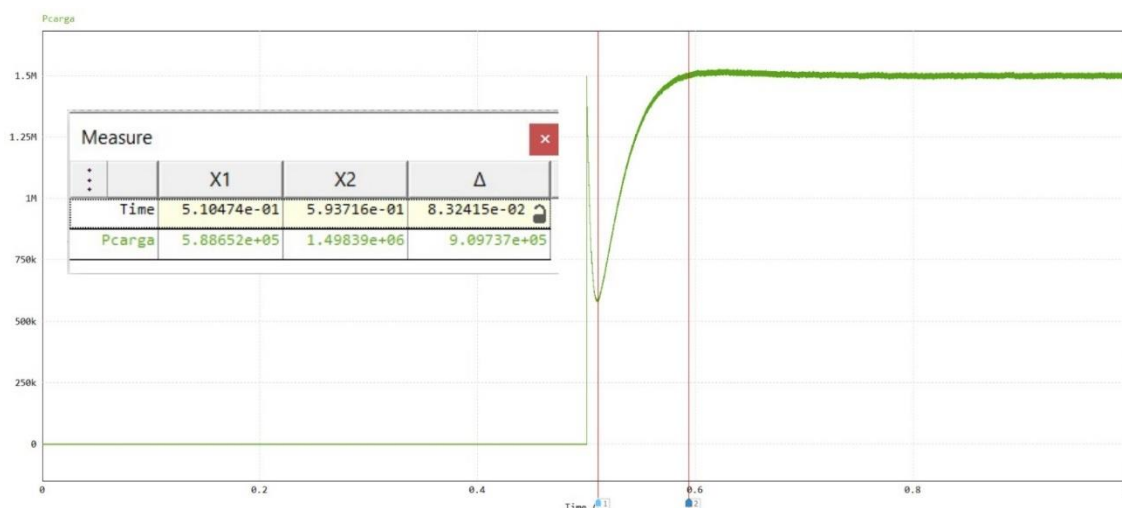


Figura 5.2 - Variação da potência de carga

Observa-se que o sistema responde rapidamente à variação da carga, porém apresenta uma oscilação muito significativa, na ordem dos 900kW no instante em que os carregadores são ligados. O sistema consegue resolver a variação de carga passado alguns instantes, mas a dimensão da oscilação da potência da carga é preocupante, sendo que pode trazer consequências aos carregadores.

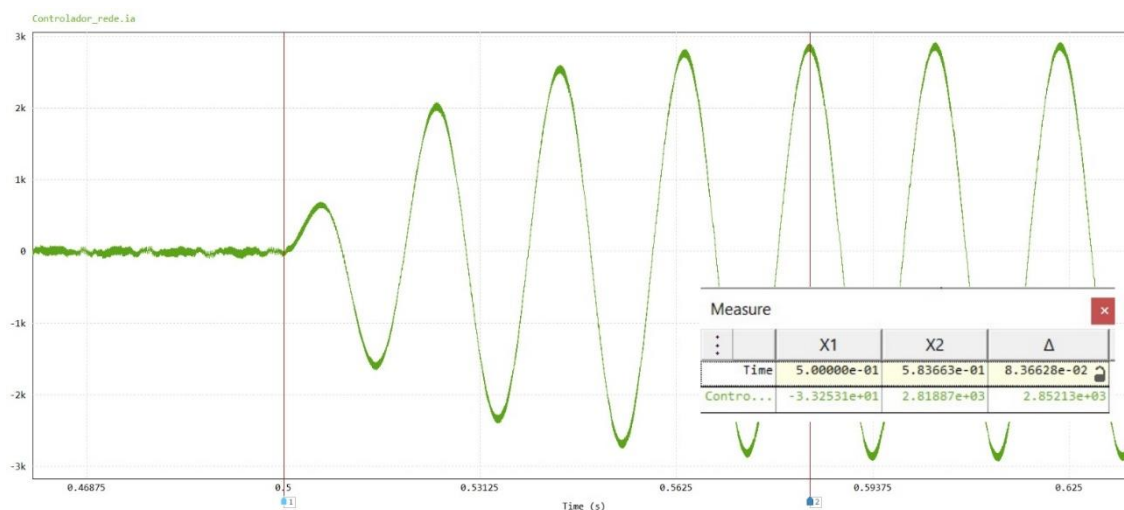


Figura 5.3 - Variação da corrente numa fase da rede

Observando a corrente na rede, verificamos que varia rapidamente desde o instante em que a carga é nula até ao instante em que a carga é máxima, atingindo um pico de amplitude de 2,8 kA. Esta brusca variação de corrente na rede poderá trazer problemas ao sistema elétrico e é uma situação que se pretende evitar.

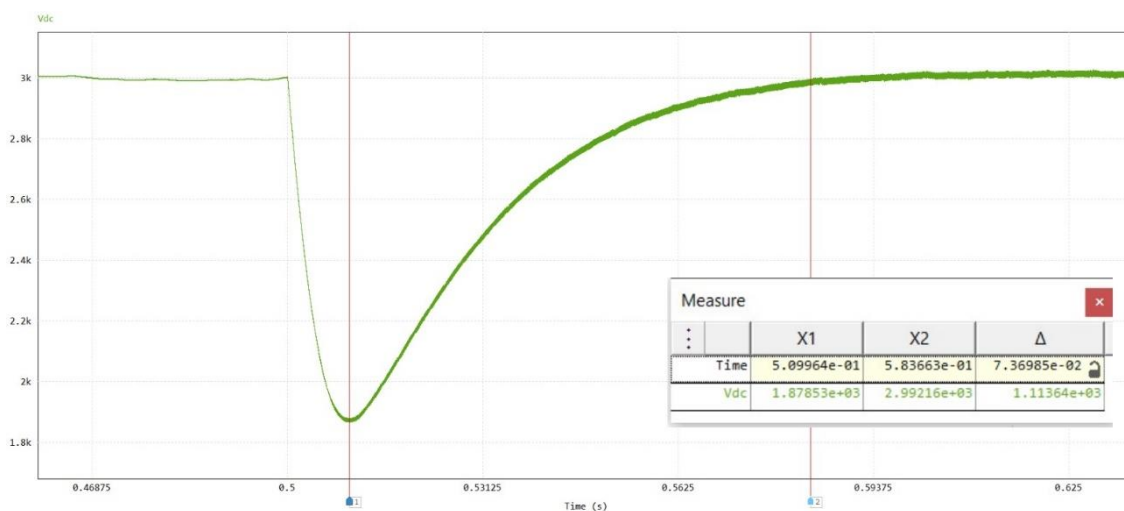


Figura 5.4 - Variação da tensão no barramento

Observando a variação da tensão no barramento, deteta-se novamente uma queda muito grave no instante de variação de carga, na ordem dos 1100V. Tal situação não é aceitável e terá de ser corrigida.

Como foi possível analisar, a variação brusca de cargas de elevada potência é muito prejudicial para a rede e para o sistema da estação de carregamento, pelo que terão de ser encontradas soluções para resolver as questões que foram observadas.

5.2.2 Cenário de adição do sistema FV

Face ao cenário base, é agora acrescentado o sistema FV de modo a analisar o seu impacto no sistema. A rede e o sistema FV funcionam como duas fontes de alimentação distintas para alimentar a carga.

A situação de teste é semelhante à do cenário base, onde são ligados e desligados os 10 carregadores no mesmo instante. Adicionalmente é feita a variação da irradiação ao longo da simulação para examinar mais a fundo o comportamento do sistema.

Assim, em $t=0,5s$ ligam-se os 10 carregadores, e em $t=1,5s$ desligam-se novamente. A irradiação é máxima no início da simulação ($1000W/m^2$) e varia no instante $t=1s$ para $800W/m^2$.

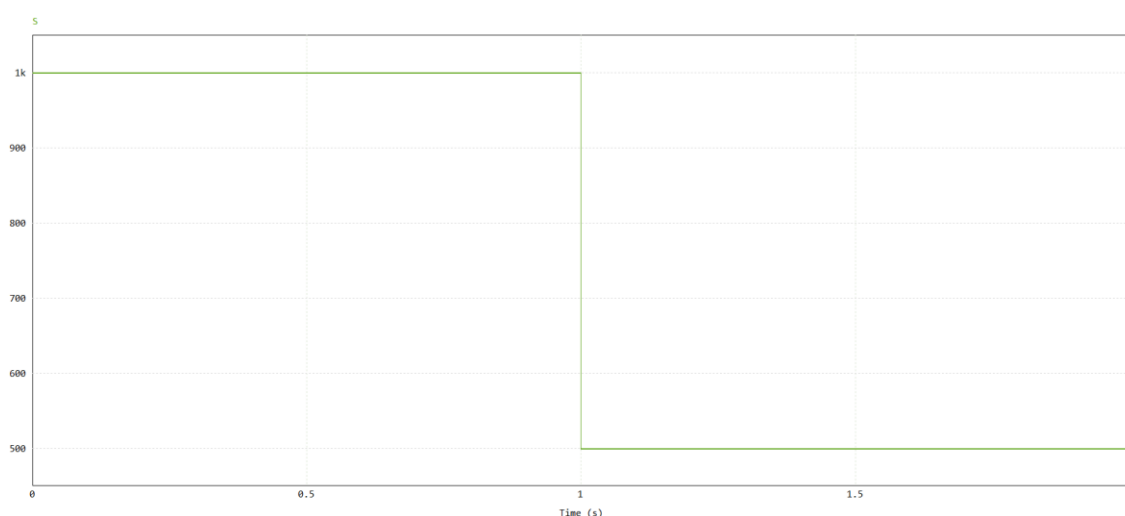


Figura 5.5 - Variação da irradiação (S)

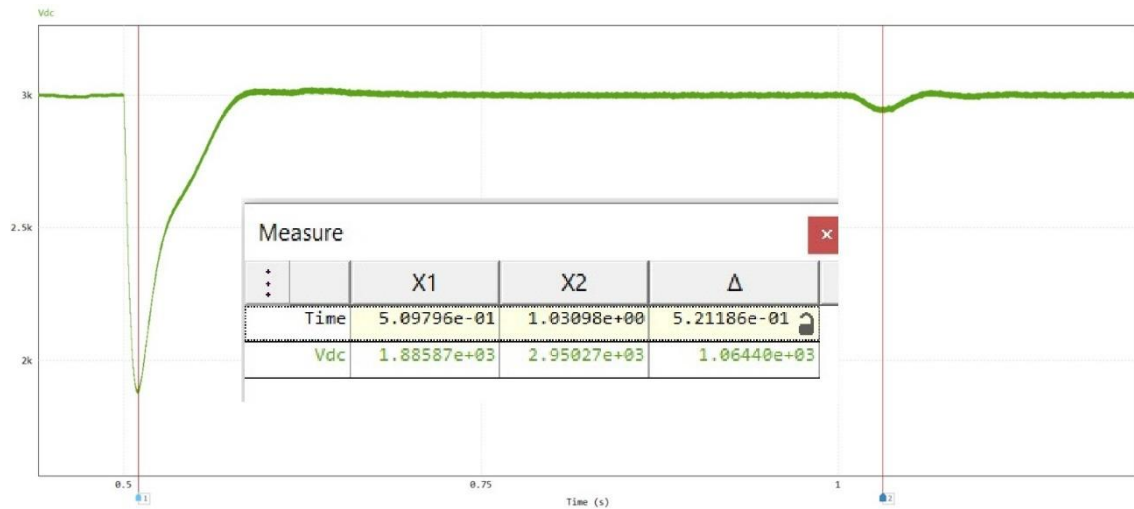


Figura 5.6 - Variação da tensão no barramento

Observando a tensão no barramento, verifica-se que a queda de tensão continua elevadíssima no instante da variação de carga. No instante da variação de irradiação, também se observa uma pequena variação de tensão, na ordem dos 50V, o que não é relevante.

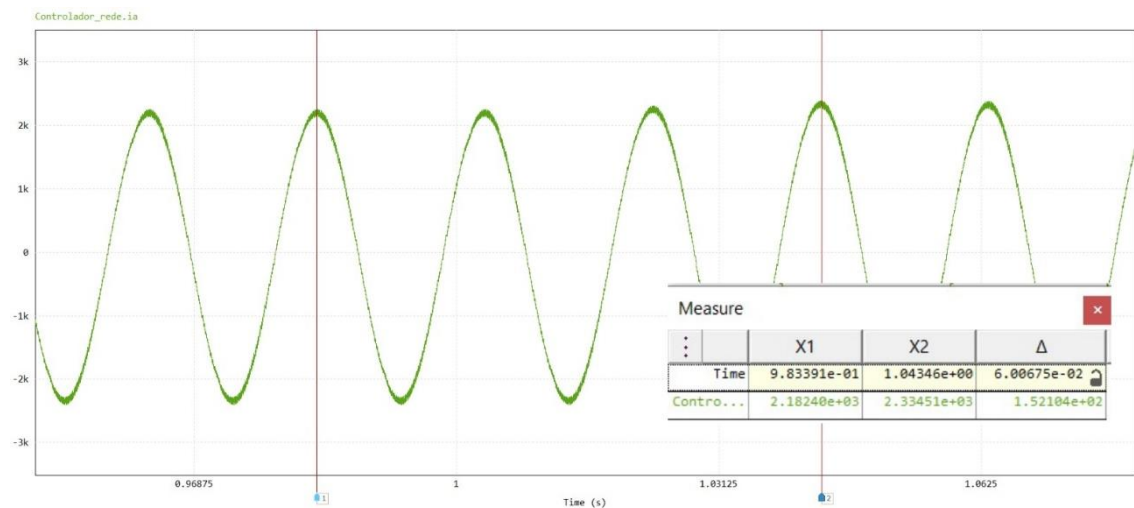


Figura 5.7 - Variação da corrente numa fase da rede

Analisando a corrente na rede, mais concretamente no período de pico de carga, a sua amplitude reduz parcialmente face ao cenário base. No período de irradiação máxima verifica-se uma amplitude máxima de cerca de 2,2 kA e no período de irradiação de 800W/m² uma amplitude de cerca de 2,3 kA, o que representa uma redução de 600 A e 500 A respetivamente, face ao cenário base. Isto permite-nos entender o principal mérito na inclusão de um sistema FV, que consiste na redução da carga exigida à rede. Por outro lado, a variação da tensão no barramento continua a ser um problema, pelo que serão exploradas outras soluções para resolver este problema.

5.2.3 Cenário de adição do sistema de baterias

Face ao cenário base, é agora acrescentado o sistema de baterias. Para as mesmas condições de funcionamento, é investigado o impacto do sistema de baterias no funcionamento do sistema.

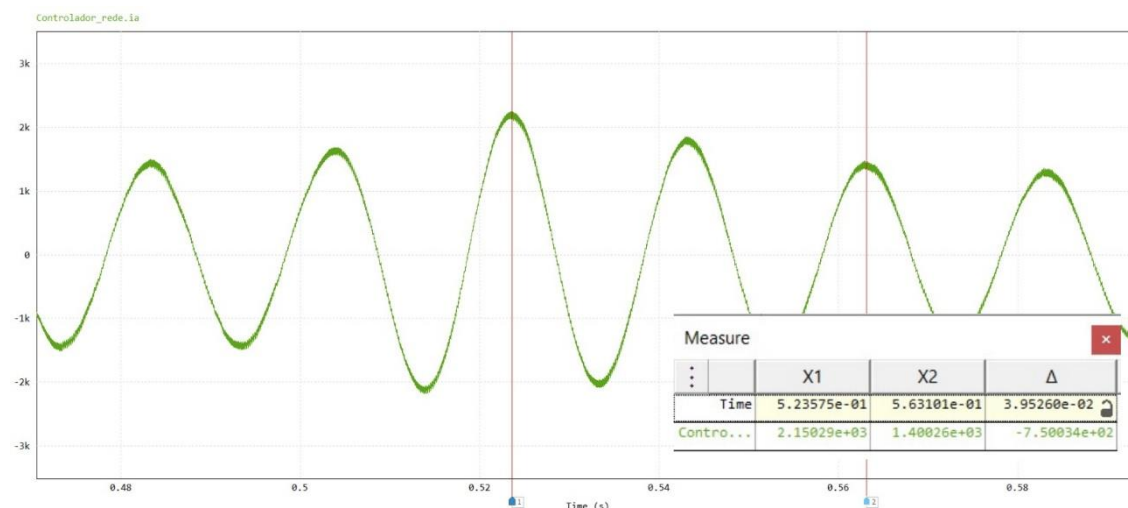


Figura 5.8 - Variação da corrente na rede

Observando a corrente na rede, verifica-se que apesar de sofrer uma variação no instante da variação de cargas, de cerca de 700 A de amplitude máxima, esta volta a estabilizar passados dois períodos da rede. Isto representa uma melhoria significativa quanto à variação do fluxo de potência com a rede. Analisando o pico da amplitude da corrente numa fase da rede, nomeadamente no instante fora da perturbação, observa-se que é metade do valor obtido no cenário base, o que está diretamente relacionado com a contribuição do sistema de baterias para a alimentação da carga.

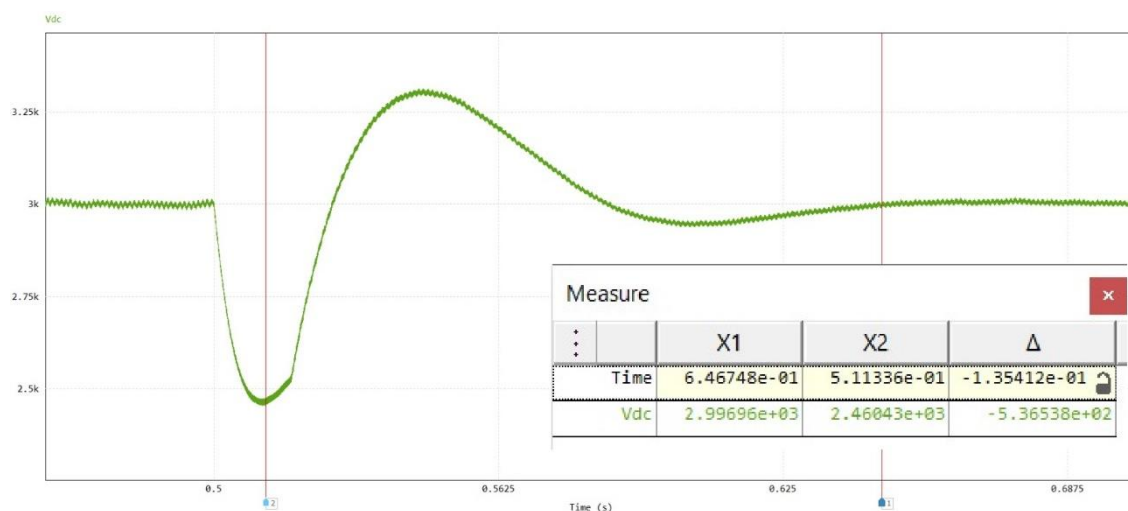


Figura 5.9 - Variação da tensão no barramento

Verifica-se que a queda de tensão no barramento no instante de variação de carga reduz significativamente, passando agora a ser cerca de 550V, o que representa uma redução de praticamente 50%. Por outro lado, surge nova variação de tensão (*overshoot*) instantes depois da primeira queda de tensão. Verifica-se que o controlador estabiliza a tensão no barramento passados cerca de 150ms.

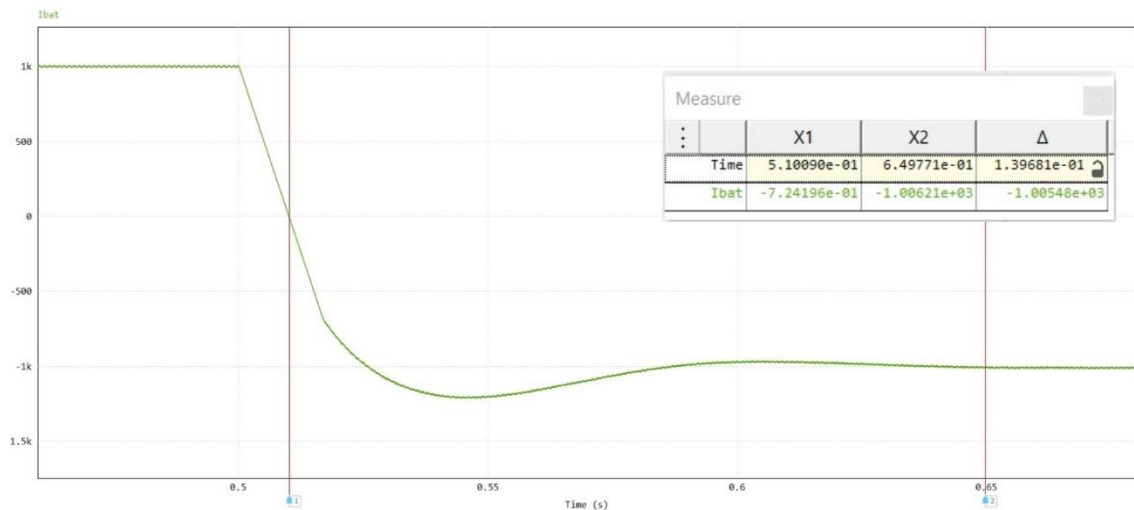


Figura 5.10 - Variação da corrente no sistema de baterias

Como se pode confirmar, para inverter a polaridade no sistema de baterias, são necessários cerca de 10ms, que corresponde ao instante onde o pico da queda de tensão se encontra, representado na figura 5.9. A partir do instante em que a corrente no sistema de baterias inverte a polaridade, é possível observar que a tensão no barramento começa a aproximar-se da referência, e estabelece-se no mesmo instante em que a corrente na bateria o faz. O tempo de resposta é determinado pela relação do valor da indutância do conversor do sistema de baterias e pela tensão das baterias, face à variação da corrente.

$$\Delta t = \frac{L}{V_{bat}} * \Delta i = \frac{7,5m * 1k}{750} = 10 \text{ (ms)} \quad (60)$$

Através da expressão anterior retira-se igualmente que é possível encurtar o tempo de resposta do sistema de baterias reduzindo o valor de L, o que se traduziria numa redução na queda de tensão. Esta não é uma boa solução, pois como foi demonstrado durante o dimensionamento do conversor da bateria, o valor da indutância foi determinado de modo que a corrente que entra ou sai das baterias não apresente variação superior ao pretendido. Serão exploradas mais adiante outras possíveis soluções para solucionar esta questão.

Neste ponto foi possível observar os benefícios que a inclusão de um sistema de baterias traz à estação de carregamento, nomeadamente quanto à redução da potência de pico fornecida pela rede e redução da variação da corrente da rede no instante de variação de carga. A primeira permite reduzir a potência máxima suportada pelo sistema, o que ultimamente contribui para a redução do desgaste dos componentes e permitindo que não sejam tão robustos. A segunda permite reduzir a variação da potência em trânsito com a rede, o que reduz o impacto negativo da estação na rede elétrica de modo a não causar instabilidades. Verificou-se ainda que, apesar da redução da variação da tensão no barramento, esta continua a não ser aceitável para o bom funcionamento do sistema, e mantém-se um problema que é necessário resolver.

5.3 Afinamento do sistema

De modo a resolver os problemas levantados no ponto anterior, são propostas e analisadas algumas alterações no sistema. O afinamento do sistema é realizado no intuito de perceber se é possível manter o bom funcionamento da estação de carregamento para o cenário que é considerado como sendo o pior possível, e que corresponde à ligação ou retirada dos 10 carregadores de uma vez.

Uma solução possível consiste no ajuste do valor da capacitância à saída do conversor CA-CC. Se o valor desta capacitância aumentar, a variação da tensão no barramento reduz, ao custo de tornar o tempo de estabelecimento mais prolongado.

$$C_o = 15 \text{ (mF)} \quad (61)$$

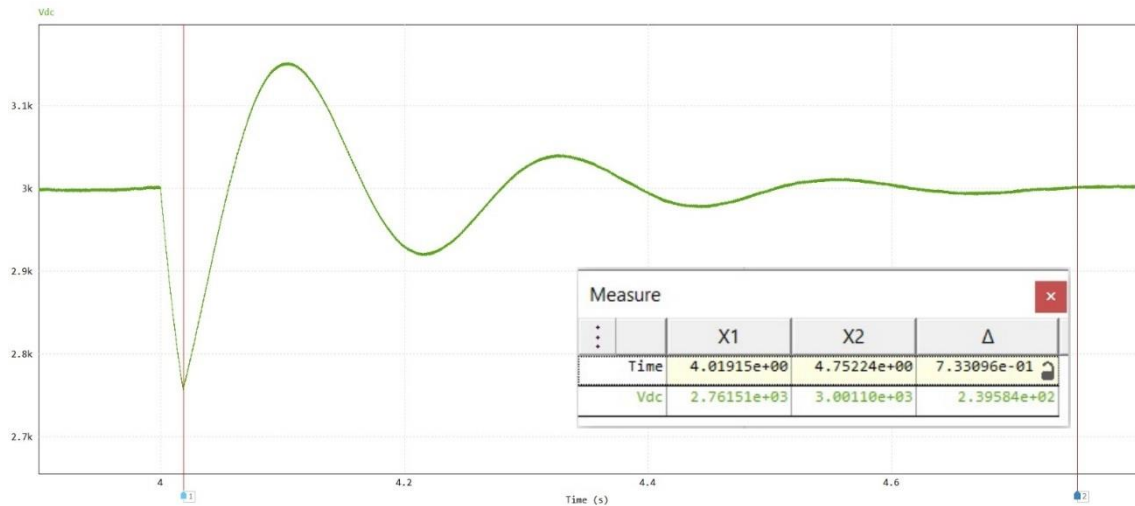


Figura 5.11 - Variação da tensão no barramento

A variação da carga é feita no instante $t=4s$. Para uma capacitância de 15mF, observa-se uma redução da queda de tensão no barramento para cerca de metade, encontrando-se agora em cerca de 250 V, e um atraso no tempo de estabelecimento, que é aproximadamente cinco vezes maior. Quanto à tensão no barramento, apesar de apresentar uma melhoria, o comportamento do sistema não é ótima, pelo que a solução em definitivo deste problema passa pela reanálise do controlador do conversor, nomeadamente ao nível dos seus controladores PI da corrente. A resposta ideal deste conversor ao problema que se depara seria com uma tensão no barramento que não apresentasse *overshoot*.

5.4 Sistema de supervisão e controlo

Nos pontos anteriores foi realizada uma análise do sistema face a condições extremas de variação de cargas. Neste ponto é feita a análise da dinâmica da operação da estação de carregamento com a integração simultânea do sistema FV e do sistema de baterias.

Para garantir que a integração dos vários elementos é feita de forma harmoniosa, é introduzido um sistema de supervisão e controlo que tem a responsabilidade de recolher e tratar o dados e por atuar nos controladores dos conversores. Este sistema foi integrado na simulação em PSIM através de um bloco programável C, recolhendo a informação do circuito e enviando valores de referência.

5.4.1 Controlo do fluxo de potência

Para satisfazer a condição de manter próximo de constante a potência em trânsito com a rede, o sistema de baterias terá de ser capaz de fazer a compensação de energia entre a produção e a carga. A potência na rede já foi definida como sendo uma constante, por outro lado a potência do FV e da carga são as variáveis que definem a potência fornecida ou recebida

pelo sistema de baterias. As expressões que definem a potência do sistema de baterias, dadas através da corrente de carga/descarga são:

$$\text{Se } carga > 750kW \text{ (descarga)} \rightarrow I_{bat} = \frac{-(P_{carga} - P_{rede} - P_{FV})}{V_{bat}} \quad (62)$$

$$\text{Se } carga \leq 750kW \text{ (carga)} \rightarrow I_{bat} = \frac{P_{rede} + P_{FV} - P_{carga}}{V_{bat}} \quad (63)$$

O sistema de supervisão e controle recebe os dados da potência da produção FV e da carga e define, através das expressões anteriores, a corrente de referência que será enviada ao controlador do sistema de baterias.

Para testar a resposta do conversor, é simulada uma situação em que são ligados e desligados carregadores e em que a irradiação vai igualmente variando. Assim, começam por estar ligados sete carregadores; no instante $t=0,5s$ ligam-se mais dois carregadores, estando agora nove no total; no instante $t=1,5s$ desligam-se quatro carregadores ficando apenas cinco carregadores ligados. A variação da irradiação é idêntica à observada na figura 5.5.

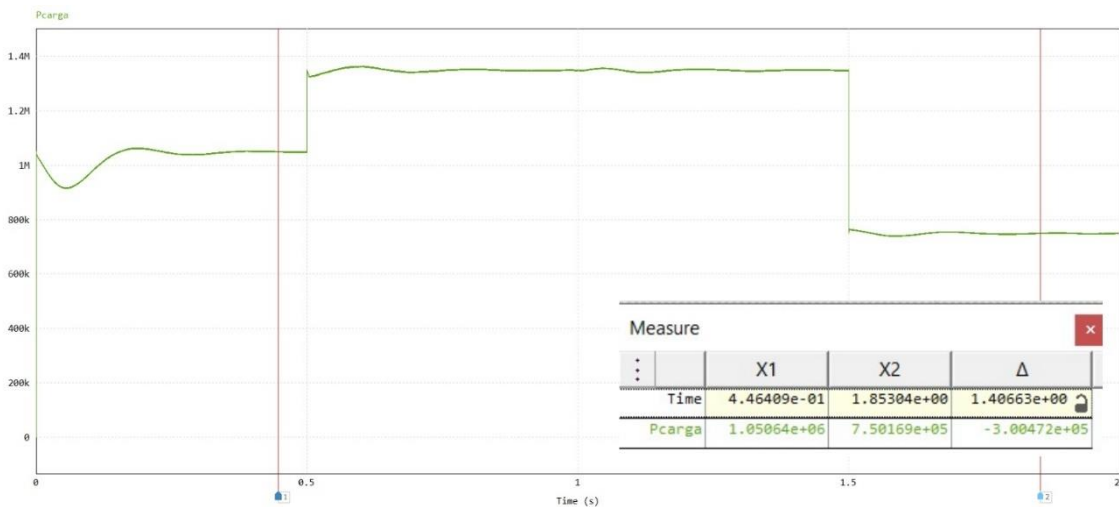


Figura 5.12 - Potência na carga

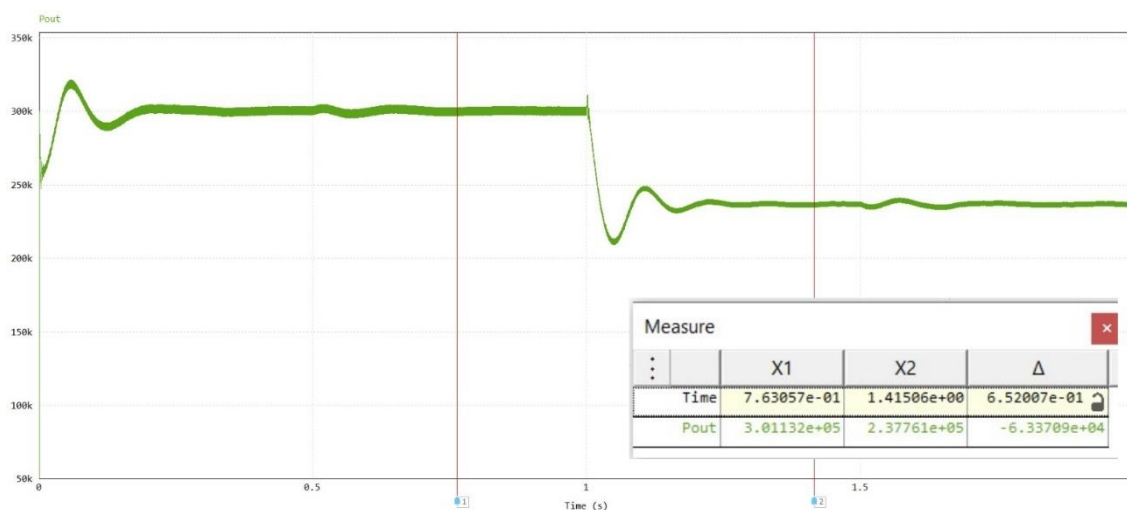


Figura 5.13 - Potência à saída do sistema FV

Em ambas as figuras acima, desprezam-se os instantes iniciais onde há uma perturbação no sistema, sendo que esta perturbação não está relacionada com a situação de teste

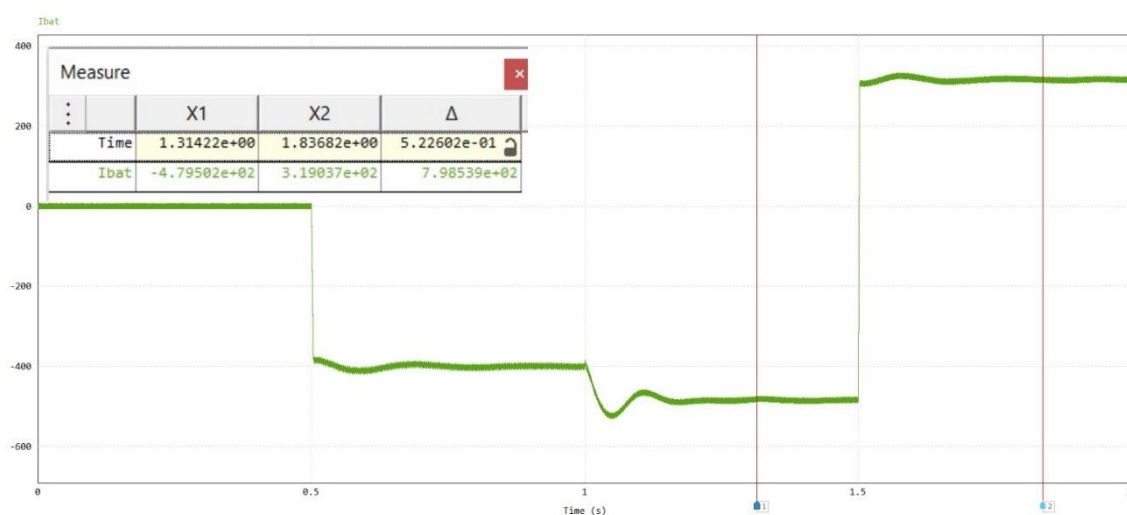


Figura 5.14 - Corrente no sistema de baterias

De modo a comprovar o correto funcionamento do sistema de supervisão e controlo, são feitos os cálculos e comparados os resultados.

Até 0,5s:

$$P_{FV} = 300kW \quad (64)$$

$$P_{carga} = 7 * 150kW = 1050kW \quad (65)$$

$$I_{bat} = \frac{-(1050kW - 750kW - 300kW)}{750V} = 0 \text{ (A)} \quad (66)$$

De 0,5s a 1s:

$$P_{Fv} = 300kW \quad (67)$$

$$P_{carga} = 9 * 150kW = 1350kW \quad (68)$$

$$I_{bat} = \frac{-(1350kW - 750kW - 300kW)}{750V} = -400 \text{ (A)} \quad (69)$$

De 1s a 1,5s:

$$P_{Fv} = 237,5kW \quad (70)$$

$$P_{carga} = 9 * 150kW = 1350kW \quad (71)$$

$$I_{bat} = \frac{-(1350kW - 750kW - 237,5kW)}{750V} \approx -485 \text{ (A)} \quad (72)$$

De 1,5s a 2s:

$$P_{Fv} = 237,5kW \quad (73)$$

$$P_{carga} = 5 * 150kW = 750kW \quad (74)$$

$$I_{bat} = \frac{750kW + 237,5kW - 750kW}{750V} \approx 315 \text{ (A)} \quad (75)$$

Como se pode observar, a corrente no sistema de baterias responde corretamente à variação da potência da carga e do sistema FV. Os cálculos foram efetuados apenas para as situações em que a potência era constante, porém, mesmo nos momentos de transição onde existe uma pequena oscilação de potência, o sistema de baterias faz a compensação, o que permite comprovar a correta implementação do sistema de supervisão e controlo.

5.4.2 Medidas de segurança

Para além do controlo do fluxo de potência, foram adicionadas algumas verificações no sistema que podem ser identificadas como medidas de segurança. As medidas de segurança que foram implementadas estão relacionadas com o sistema FV e com o sistema de baterias.

De modo a preservar as baterias, é importante que se evite que esta carreguem ou descarreguem até níveis extremos. Isto pode ser garantido através da condição:

$$\text{Se } SoC < 20\% \text{ e } I_{bat} < 0 \rightarrow \text{Sistema de Baterias desliga} \quad (76)$$

$$\text{Se } SoC > 80\% \text{ e } I_{bat} > 0 \rightarrow \text{Sistema de baterias desliga} \quad (77)$$

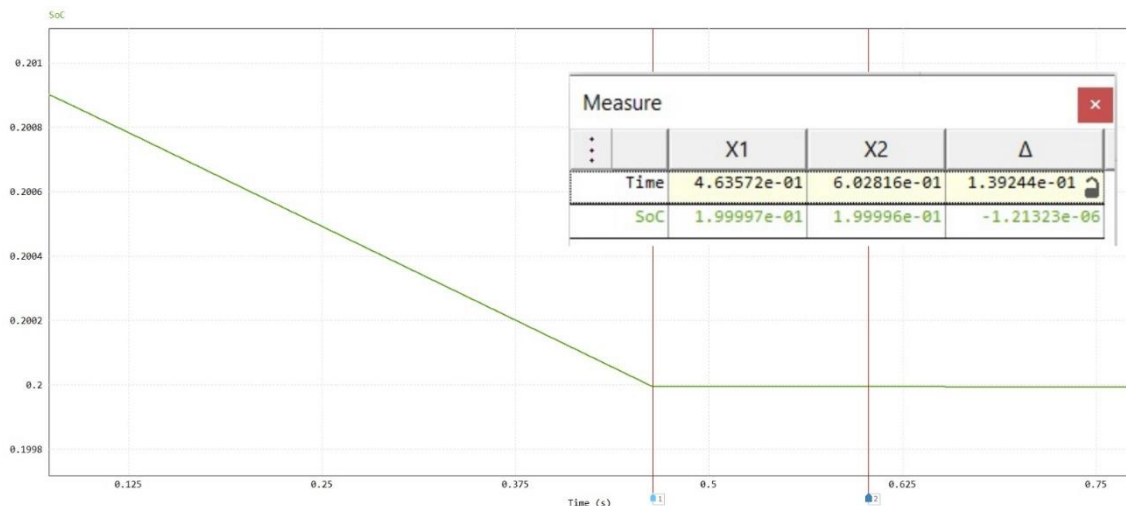


Figura 5.15 - SoC do sistema de baterias

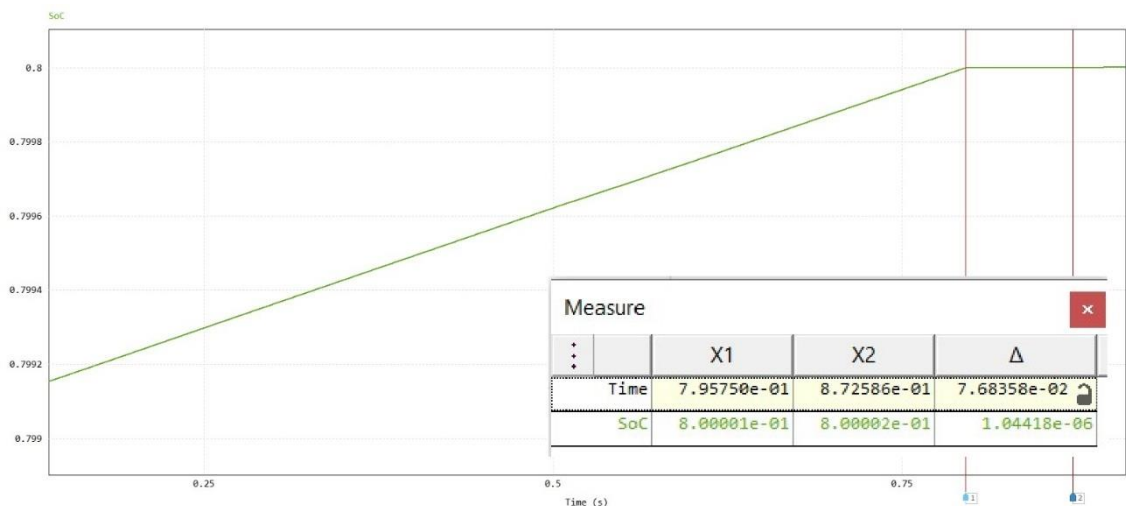


Figura 5.16 - SoC do sistema de baterias

Para níveis muito baixos de irradiação, a eficiência dos módulos fotovoltaicos é muito reduzida. Assim, para níveis de irradiação inferiores a 200W/m², o sistema FV será desligado. A condição que desliga o sistema fotovoltaico para valores abaixo da irradiância mínima é dada por:

$$\text{Se } S < 200 \rightarrow \text{FV desliga} \tag{78}$$

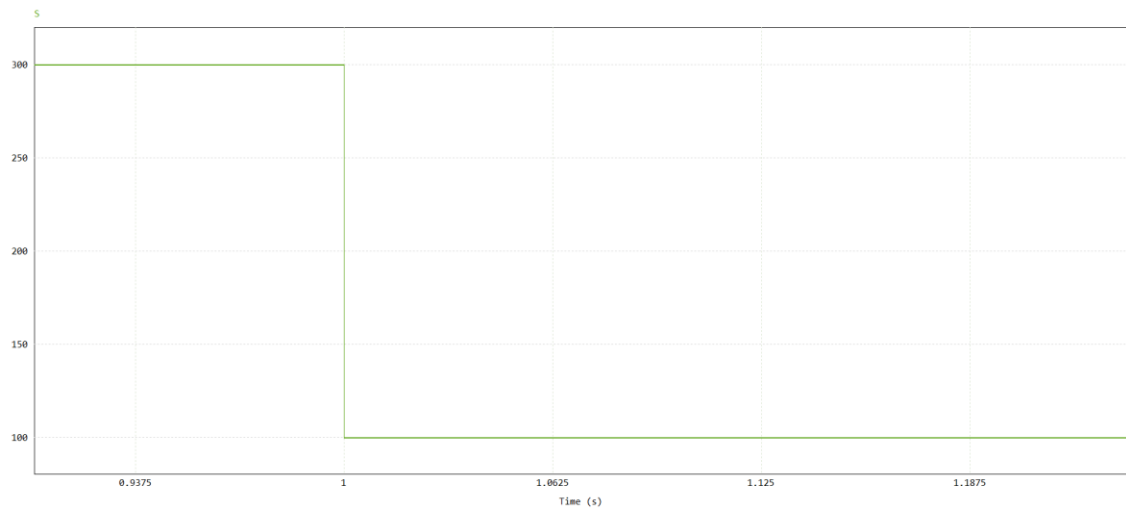


Figura 5.17 - Irradiação

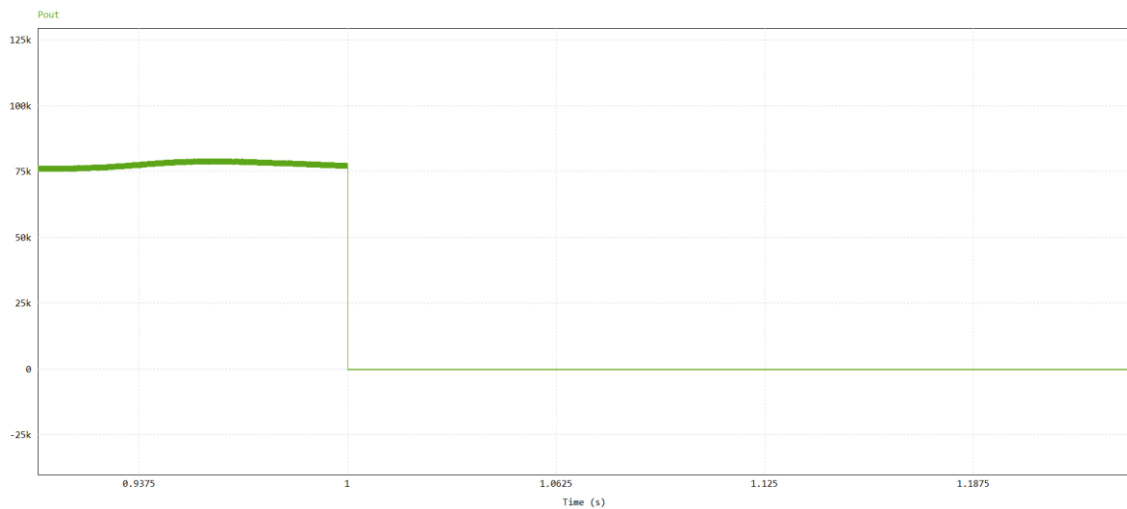


Figura 5.18 - Potência à saída do FV

Como foi comprovado através das experiências, as medidas de segurança foram implementadas com sucesso.

Conclusão:

Neste capítulo foram feitas simulações de modo a compreender o funcionamento da estação como um sistema composto pela rede, carga, sistema FV e sistema de baterias. Foi possível identificar os principais benefícios de sistemas desta natureza e ainda foi possível determinar o fluxo de potência através de um sistema de supervisão e controle. Verificou-se ainda que o controlador do conversor CA-CC não está bem afinado, o que não permite obter uma resposta adequada à variação de cargas

Capítulo 6

Conclusões e trabalhos futuros

6.1 Conclusão

Com o aumento do número de veículos elétricos em circulação, as estações de carregamento rápido tornam-se muito valiosas para corresponder às necessidades dos utilizadores. Contudo, a integração de estações de carregamento rápido na rede elétrica pode provocar instabilidades e a diminuição da qualidade de serviço em toda a rede de distribuição, devido à natureza da sua carga, que é de grandes proporções e que varia instantaneamente quando são ligados ou desligados carregadores.

Nesta dissertação foi desenvolvida uma estação de carregamento rápido com sistema de produção fotovoltaico e com sistema de baterias para armazenamento de energia e foi analisado o seu impacto durante a operação do sistema. O primeiro objetivo passou pela construção da arquitetura da estação de carregamento, desenhando os conversores de potência e os seus controladores de modo a criar a base para a simulação em PSIM. Foi possível observar que, face a uma situação extrema em que são ligados ou desligados 10 carregadores no mesmo instante, a estabilidade do sistema é comprometida, onde ocorrem quedas de tensão significativas no barramento comum da estação de carregamento. Face ao cenário anterior, foi possível observar que acrescentando um sistema fotovoltaico é possível reduzir a potência em trânsito com a rede, o que representa uma redução no consumo. De seguida, foi possível observar que acrescentando um sistema de baterias é possível equilibrar o fluxo de potência em trânsito com a rede, carregando as baterias durante períodos de baixa carga e descarregando-a durante períodos de pico. Neste cenário foi possível verificar que o sistema de baterias é capaz de mitigar a variação repentina da carga, tornando a variação da corrente na rede reduzida face ao cenário base. Adicionalmente verificou-se que a queda de tensão no barramento era igualmente bastante menor, o que representa uma melhoria na operação do sistema.

Após a análise do comportamento do sistema para situações extremas de variação de carga, foi desenhado um sistema de supervisão e controlo, cujo objetivo era determinar a potência fornecida ou recebida pela bateria para diferentes níveis de produção do sistema fotovoltaico de carga. Foram ainda implementadas no sistema de supervisão medidas de segurança relacionadas com os níveis mínimos de irradiação e com o estado de carga das baterias.

6.2 Trabalhos futuros

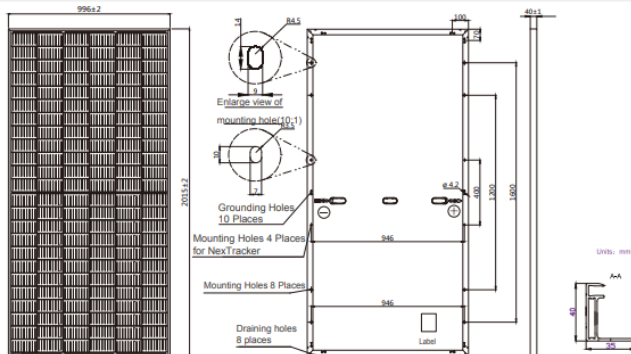
Durante as simulações observou-se que na situação de operação em condições extremas, a estabilidade no barramento comum da estação de carregamento estava comprometida. Isto pode ser resolvido através da afinação do controlador do conversor de interligação, otimizando a sua resposta face à perturbação. Nesta dissertação focou-se essencialmente no comportamento do sistema face a variações de carga repentinas, demonstrando os benefícios do sistema de baterias durante breves instantes. Porém, uma das principais finalidades do sistema de baterias não foi simulada, que consiste no agendamento de cargas de modo a tornar a comercialização de energia mais económica. Este é uma funcionalidade que deve ser explorada de modo a retirar todos os benefícios de incluir um sistema de baterias. O funcionamento em modo de ilha e o operação do conversor de interligação como inversor são funcionalidades que podem igualmente ser exploradas, simulando situações de emergência.

Ao longo desta dissertação foram simplificadas algumas questões, criando algumas limitações no trabalho realizado. A escolha da topologia dos conversores foi realizada de modo a simplificar o seu desenho e controlo na arquitetura, porém é uma questão que pode ser revista de modo a otimizar a eficiência do sistema. O dimensionamento do sistema fotovoltaico e do sistema de baterias foi baseado em critérios arbitrários de modo a corresponder com as exigências técnicas do sistema, porém no projeto real de uma estação de carregamento a vertente económica é igualmente importante pelo que a relação custo-benefício deve ser considerada de modo a tornar o projeto o mais rentável possível.

JA SOLAR

JAM72S10 390-410/MR **Series**

SPECIFICATIONS



Remark: customized frame color and cable length available upon request

Cell	Mono
Weight	22.7kg±3%
Dimensions	2015±2mm×996±2mm×40±1mm
Cable Cross Section Size	4mm²
No. of cells	144 (6×24)
Junction Box	IP68, 3 diodes
Connector	QC 4.10-35
Cable Length (Including Connector)	Portrait: 300mm(+)/400mm(-); Landscape: 1200mm(+)/1200mm(-)
Packaging Configuration	27 Per Pallet

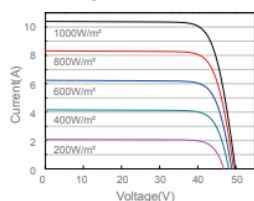
TYPE	JAM72S10 -390/MR	JAM72S10 -395/MR	JAM72S10 -400/MR	JAM72S10 -405/MR	JAM72S10 -410/MR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	390	395	400	405	410
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	49.01	49.30	49.58	49.86	50.12
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	40.71	41.02	41.33	41.60	41.88
Short Circuit Current(Isc) [A]	10.23	10.28	10.33	10.39	10.45
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.58	9.63	9.68	9.74	9.79
Module Efficiency [%]	19.4	19.7	19.9	20.2	20.4
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coefficient of Isc(α_{Isc})	+0.044%/°C				
Temperature Coefficient of Voc(β_{Voc})	-0.272%/°C				
Temperature Coefficient of Pmax(γ_{Pmp})	-0.350%/°C				
STC	Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G				

*For NexTracker installations static loading performance: front load measures 2400Pa, while back load measures 2400Pa.

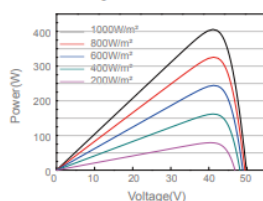
OPERATING CONDITIONS

TYPE	JAM72S10 -390/MR	JAM72S10 -395/MR	JAM72S10 -400/MR	JAM72S10 -405/MR	JAM72S10 -410/MR	Operating Conditions	
Rated Max Power(Pmax) [W]	294	298	302	306	310	Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	45.90	46.15	46.41	46.66	46.91	Operating Temperature	-40°C~+85°C
Max Power Voltage(Vmp) [V]	38.15	38.40	38.65	38.90	39.16	Maximum Series Fuse	20A
Max Power Current(Imp) [A]	7.71	7.76	7.81	7.87	7.92	Maximum Static Load,Front*	5400Pa
Short Circuit Current(Isc) [A]	8.15	8.20	8.25	8.31	8.36	Maximum Static Load,Back*	2400Pa
Max Power Current(Imp) [A]	7.71	7.76	7.81	7.87	7.92	NOCT	45±2°C
NOCT	Irradiance 800W/m², ambient temperature 20°C, wind speed 1m/s. AM1.5G					Application Class	Class A

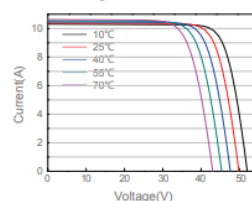
Current-Voltage Curve JAM72S10-405/MR



Power-Voltage Curve JAM72S10-405/MR



Current-Voltage Curve JAM72S10-405/MR



A2-Folha de características do modelo de IGBT utilizado


DIM800XSM45-TS000
Single Switch IGBT Module

Replaces DS6089-7

DS6089-8 May 2018 (LN35706)

FEATURES

- 10 μ s Short Circuit Withstand
- High Thermal Cycling Capability
- High Current Density Enhanced DMOS SPT
- Isolated AISiC Base With AlN Substrates

APPLICATIONS

- High Reliability Inverters
- Motor Controllers
- Traction Drives
- Choppers

The Powerline range of high power modules includes half bridge, chopper, dual, single and bi-directional switch configurations covering voltages from 1200V to 6500V and currents up to 2400A.

The DIM800XSM45-TS000 is a single switch 4500V, n-channel enhancement mode, insulated gate bipolar transistor (IGBT) module. The IGBT has a wide reverse bias safe operating area (RBSOA) plus 10 μ s short circuit withstand. This device is optimised for traction drives and other applications requiring high thermal cycling capability.

The module incorporates an electrically isolated base plate and low inductance construction enabling circuit designers to optimise circuit layouts and utilise grounded heat sinks for safety.

ORDERING INFORMATION

Order As:

DIM800XSM45-TS000

Note: When ordering, please use the complete part number

KEY PARAMETERS

V_{CES}	4500V
$V_{CE(sat)}$ * (typ)	2.7V
I_C (max)	800A
$I_{C(PK)}$ (max)	1600A

* Measured at the auxiliary terminals

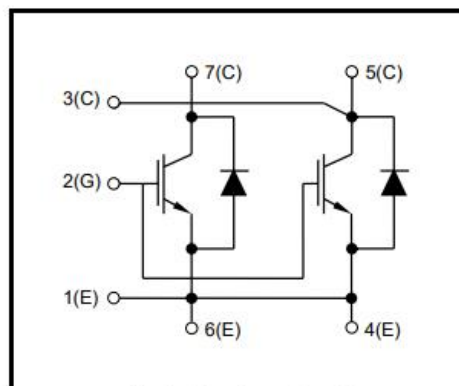
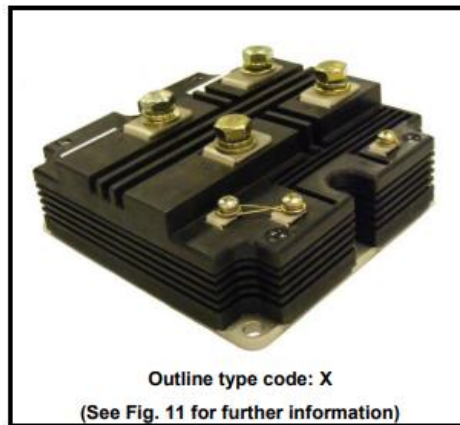


Fig. 1 Circuit configuration



Outline type code: X
(See Fig. 11 for further information)
Fig. 2 Package

DIM800XSM45-TS000**ELECTRICAL CHARACTERISTICS****T_{case} = 25°C unless stated otherwise**

Symbol	Parameter	Test Conditions	Min	Typ.	Max	Units
$t_{d(off)}$	Turn-off delay time	$I_C = 800A$ $V_{GE} = \pm 15V$ $V_{CE} = 2800V$ $R_{G(ON)} = 3.9\Omega$ $R_{G(OFF)} = 3.9\Omega$ $C_{ge} = 150nF$ $L_S \sim 165nH$		3000		ns
t_f	Fall time			600		ns
E_{OFF}	Turn-off energy loss			3000		mJ
$t_{d(on)}$	Turn-on delay time			900		ns
t_r	Rise time			350		ns
E_{ON}	Turn-on energy loss			3200		mJ
Q_{rr}	Diode reverse recovery charge	$I_F = 800A$ $V_{CE} = 2800V$ $dI_F/dt = 1900A/\mu s$		880		μC
I_{rr}	Diode reverse recovery current			680		A
E_{rec}	Diode reverse recovery energy			1480		mJ

T_{case} = 125°C unless stated otherwise

Symbol	Parameter	Test Conditions	Min	Typ.	Max	Units
$t_{d(off)}$	Turn-off delay time	$I_C = 800A$ $V_{GE} = \pm 15V$ $V_{CE} = 2800V$ $R_{G(ON)} = 3.9\Omega$ $R_{G(OFF)} = 3.9\Omega$ $C_{ge} = 150nF$ $L_S \sim 165nH$		3100		ns
t_f	Fall time			560		ns
E_{OFF}	Turn-off energy loss			3100		mJ
$t_{d(on)}$	Turn-on delay time			900		ns
t_r	Rise time			360		ns
E_{ON}	Turn-on energy loss			4300		mJ
Q_{rr}	Diode reverse recovery charge	$I_F = 800A$ $V_{CE} = 2800V$ $dI_F/dt = 2000A/\mu s$		1450		μC
I_{rr}	Diode reverse recovery current			750		A
E_{rec}	Diode reverse recovery energy			2500		mJ

Referências

- [1] (2022). *Dia Mundial do Meio Ambiente alerta para impactos da degradação ambiental*. [Online] Available: <https://news.un.org/pt/story/2022/06/1791282>
- [2] IEA, "Improving the sustainability of passenger and freight transport," *Transportation Research Part A: Policy and Practice*. [Online]. Available: <https://www.iea.org/topics/transport>
- [3] C. Suthaputchakun, Z. Sun, and M. Dianati, "Applications of vehicular communications for reducing fuel consumption and CO2 emission: the state of the art and research challenges," *IEEE Communications Magazine*, vol. 50, no. 12, pp. 108-115, 2012, doi: 10.1109/MCOM.2012.6384459.
- [4] BloombergNEF, "Electric Vehicle Outlook 2022," ed, 2022.
- [5] TWI. <https://www.twi-global.com/technical-knowledge/faqs/what-is-an-ev> (accessed).
- [6] U. D. o. Energy. "Energy Efficiency & Renewable Energy." <https://afdc.energy.gov> (accessed 3/01/2023).
- [7] B. G. Pollet, I. Staffell, and J. L. Shang, "Current status of hybrid, battery and fuel cell electric vehicles: From electrochemistry to market prospects," *Electrochimica Acta*, Review vol. 84, pp. 235-249, 2012, doi: 10.1016/j.electacta.2012.03.172.
- [8] M. İnci, M. Büyük, M. H. Demir, and G. İlbey, "A review and research on fuel cell electric vehicles: Topologies, power electronic converters, energy management methods, technical challenges, marketing and future aspects," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 137, p. 110648, 2021/03/01/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110648>.
- [9] R. Kochhan, S. Fuchs, B. Reuter, S. Schickram, M. Sinning, and M. Lienkamp, "An overview of costs for vehicle components, fuels, greenhouse gas emissions and total cost of ownership update 2017," *Research Gate*, 2017.
- [10] J. Goodenough, "How we made the Li-ion rechargeable battery," *Nature Electronics*, vol. 1, 03/09 2018, doi: 10.1038/s41928-018-0048-6.
- [11] W. Liu, T. Placke, and K. T. Chau, "Overview of batteries and battery management for electric vehicles," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4058-4084, 2022/11/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.03.016>.
- [12] E. J. Cairns and P. Albertus, "Batteries for electric and hybrid-electric vehicles," *Annual review of chemical and biomolecular engineering*, vol. 1, pp. 299-320, 2010.
- [13] S. Valedsaravi, A. El Aroudi, and L. Martínez-Salamero, "Review of Solid-State Transformer Applications on Electric Vehicle DC Ultra-Fast Charging Station," *Energies*, Review vol. 15, no. 15, 2022, Art no. 5602, doi: 10.3390/en15155602.
- [14] C. Suarez and W. Martinez, "Fast and ultra-fast charging for battery electric vehicles-a review," in *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, 2019: IEEE, pp. 569-575.

- [15] IEA, "Global EV Outlook 2022," ed, 2022.
- [16] M. Nascimento, "A Vida das Baterias de um Veículo Elétrico," ed. UVE, 2020.
- [17] G. Harper *et al.*, "Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles," *Nature*, vol. 575, no. 7781, pp. 75-86, 2019/11/01 2019, doi: 10.1038/s41586-019-1682-5.
- [18] A. Danese, B. N. Torsæter, A. Sumper, and M. Garau, "Planning of High-Power Charging Stations for Electric Vehicles: A Review," *Applied Sciences*, vol. 12, no. 7, p. 3214, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/12/7/3214>.
- [19] G. Saldaña, J. I. San Martin, I. Zamora, F. J. Asensio, and O. Oñederra, "Electric Vehicle into the Grid: Charging Methodologies Aimed at Providing Ancillary Services Considering Battery Degradation," *Energies*, vol. 12, no. 12, 2019, doi: 10.3390/en12122443.
- [20] S. Deb, K. Kalita, and P. Mahanta, "Review of impact of electric vehicle charging station on the power grid," in *2017 International Conference on Technological Advancements in Power and Energy (TAP Energy)*, 21-23 Dec. 2017 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/TAPENERGY.2017.8397215.
- [21] T. C. Bunsen, P.; D'Amore, L.; Gorner, M.; Scheffer, S.; Schuitmaker, R.; Signollet, H.; Tattini, J.; Paoli, J.T.L., *Global EV Outlook 2019 to Electric Mobility*. Paris, França, 2019.
- [22] S. Doll, "Electric vehicle (EV) charging standards and how they differ," *electrek*. [Online]. Available: <https://electrek.co/>
- [23] L. Morrison, "Is the 'war' of EV fast chargers really over?," *GreenBiz*. [Online]. Available: <https://www.greenbiz.com/>
- [24] A. Danese, B. N. Torsæter, A. Sumper, and M. Garau, "Planning of High-Power Charging Stations for Electric Vehicles: A Review," *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 12, no. 7, 2022, Art no. 3214, doi: 10.3390/app12073214.
- [25] C. Lecluyse, B. Minnaert, and M. Kleemann, "A review of the current state of technology of capacitive wireless power transfer," *Energies*, vol. 14, no. 18, 2021, Art no. 5862, doi: 10.3390/en14185862.
- [26] L. Sun, D. Ma, and H. Tang, "A review of recent trends in wireless power transfer technology and its applications in electric vehicle wireless charging," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 490-503, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.04.016.
- [27] M. Brenna, F. Foiadelli, C. Leone, and M. Longo, "Electric Vehicles Charging Technology Review and Optimal Size Estimation," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 15, no. 6, pp. 2539-2552, 2020/11/01 2020, doi: 10.1007/s42835-020-00547-x.
- [28] F. Adegbohun, A. von Jouanne, and K. Y. Lee, "Autonomous Battery Swapping System and Methodologies of Electric Vehicles," *Energies*, vol. 12, no. 4, 2019, doi: 10.3390/en12040667.
- [29] H. Baster, "Danish Experiences in Setting up Charging Infrastructure for Electric Vehicles with a Special Focus on Battery Swap Stations," Aalborg, Denmark, 2013. [Online]. Available: http://e-mobility-nsr.eu/fileadmin/user_upload/downloads/info-pool/Activity_5.2_report_FDT.pdf
- [30] X. Bai, K.-S. Chin, and Z. Zhou, "A bi-objective model for location planning of electric vehicle charging stations with GPS trajectory data," *Computers & Industrial Engineering*, vol. 128, pp. 591-604, 2019/02/01/ 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.cie.2019.01.008>.
- [31] B. Liao *et al.*, "Load modeling for electric taxi battery charging and swapping stations: Comparison studies," in *2016 IEEE 2nd Annual Southern Power Electronics Conference (SPEC)*, 5-8 Dec. 2016 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/SPEC.2016.7846135.
- [32] *Regulamento n.º 854/2019*, 2019.
- [33] MOBI.E. <https://www.mobie.pt/> (accessed 17/11/2022).
- [34] E. R. d. S. E. ERSE. "Mobilidade Elétrica." <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica> (accessed).
- [35] Mobi.E. <https://www.mobie.pt/redemobie/fabricantes/representantes> (accessed).
- [36] *Regulamento da Mobilidade Elétrica*.
- [37] S. Ishaq, I. Khan, S. Rahman, T. Hussain, A. Iqbal, and R. M. Elavarasan, "A review on recent developments in control and optimization of micro grids," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 4085-4103, 2022/11/01/ 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.01.080>.

- [38] D. Meyer and J. Wang, "Integrating Ultra-Fast Charging Stations within the Power Grids of Smart Cities: A Review," *IET Smart Grid*, vol. 1, 01/27 2018, doi: 10.1049/iet-stg.2018.0006.
- [39] A. Ahmad, Z. Qin, T. Wijekoon, and P. Bauer, "An Overview on Medium Voltage Grid Integration of Ultra-Fast Charging Stations: Current Status and Future Trends," *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, Review vol. 3, pp. 420-447, 2022, doi: 10.1109/OJIES.2022.3179743.
- [40] E. Naderi, S. J. Seyedshenava, and H. Shayeghi, "High Gain DC/DC Converter Implemented with MPPT Algorithm for DC Microgrid System," *Journal of Operation and Automation in Power Engineering*, Article vol. 11, no. 3, pp. 213-222, 2023, doi: 10.22098/joape.2023.10270.1731.
- [41] S. Choudhury, "Review of energy storage system technologies integration to microgrid: Types, control strategies, issues, and future prospects," *Journal of Energy Storage*, vol. 48, p. 103966, 2022.
- [42] ADB, *Handbook on Battery Energy Storage System*. 2018.
- [43] M. A. H. Rafi and J. Bauman, "A Comprehensive Review of DC Fast-Charging Stations With Energy Storage: Architectures, Power Converters, and Analysis," *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, vol. 7, no. 2, pp. 345-368, 2021, doi: 10.1109/TTE.2020.3015743.
- [44] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, *Power electronics: converters, applications, and design*. John Wiley & sons, 2003.
- [45] H. J. Schulze, F. J. Niedernostheide, F. Pfirsch, and R. Baburske, "Limiting Factors of the Safe Operating Area for Power Devices," *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 60, no. 2, pp. 551-562, 2013, doi: 10.1109/TED.2012.2225148.
- [46] N. S. Patil and A. Shukla, "Review and Comparison of MV grid-connected Extreme Fast Charging Converters for Electric Vehicles," in *2021 National Power Electronics Conference (NPEC)*, 15-17 Dec. 2021 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/NPEC52100.2021.9672538.
- [47] S. Srdic and S. Lukic, "Toward Extreme Fast Charging: Challenges and Opportunities in Directly Connecting to Medium-Voltage Line," *IEEE Electrification Magazine*, vol. 7, no. 1, pp. 22-31, 2019, doi: 10.1109/MELE.2018.2889547.
- [48] C. Leone and M. Longo, "Modular Approach to Ultra-fast Charging Stations," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 16, 04/29 2021, doi: 10.1007/s42835-021-00757-x.
- [49] D. Ronanki, A. Kelkar, and S. S. Williamson, "Extreme Fast Charging Technology—Prospects to Enhance Sustainable Electric Transportation," *Energies*, vol. 12, no. 19, p. 3721, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/19/3721>.
- [50] S. Rivera and B. Wu, "Electric Vehicle Charging Station With an Energy Storage Stage for Split-DC Bus Voltage Balancing," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, no. 3, pp. 2376-2386, 2017, doi: 10.1109/TPEL.2016.2568039.
- [51] M. Safayatullah, M. T. Elrais, S. Ghosh, R. Rezaii, and I. Batarseh, "A Comprehensive Review of Power Converter Topologies and Control Methods for Electric Vehicle Fast Charging Applications," *IEEE Access*, Article vol. 10, pp. 40753-40793, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3166935.
- [52] J. W. Dixon, "12 - Three-phase Controlled Rectifiers," in *Power Electronics Handbook (Third Edition)*, M. H. Rashid Ed. Boston: Butterworth-Heinemann, 2011, pp. 205-247.
- [53] N. Priyadarshi, M. S. Bhaskar, P. Sanjeevikumar, F. Azam, and B. Khan, "High-power DC-DC converter with proposed HSFNA MPPT for photovoltaic based ultra-fast charging system of electric vehicles," *IET Renewable Power Generation*, Article 2022, doi: 10.1049/rpg2.12513.
- [54] C. Monteiro, "Slides das aulas - Energia Solar Fotovoltaica."
- [55] A. Hafedh, "Implementation of Photovoltaic Maximum Power Point Tracking Fuzzy Logic Controller on FPGA," *Journal of Information Assurance and Security. ISSN 1554-1010 Volume 11 (2016) pp. 097-106*, vol. 11, pp. 097-106, 04/01 2016.
- [56] A. Attou, A. Massoum, and M. Saidi, "Photovoltaic power control using MPPT and boost converter," *Balkan journal of electrical & Computer Engineering*, vol. 2, no. 1, pp. 23-27, 2014.

- [57] R. Ayop and C. W. Tan, "Design of boost converter based on maximum power point resistance for photovoltaic applications," *Solar Energy*, vol. 160, pp. 322-335, 2018/01/15/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.12.016>.
- [58] V. V and V. S. R. R, "Microcontroller based bidirectional buck-boost converter for photovoltaic power plant," *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 5, no. 3, pp. 745-758, 2018/12/01/ 2018, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jesit.2017.04.002>.
- [59] (2018). *Redes e estruturas de sustentação*.
- [60] E-REDES. Rede Nacional de Distribuição [Online] Available: <https://e-redes-rede.wntech.com/>
- [61] DYNEX. "IGBT." <https://www.dynexsemi.com/IGBT> (accessed).
- [62] A. M. M. d. Silveira, "Transformadores. Funcionamento em paralelo na rede elétrica," *Neutro à Terra*, no. 8, pp. 9-22, 2011.
- [63] J. C. Sousa, "Dimensionamento de um sistema de Autoconsumo FV," ed, 2021.
- [64] PSIM, "TUTORIAL - Solar Module Physical Model," ed, 2018.
- [65] PSIM. Lithium-Ion Battery Model