



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Ana Filipa Fernandes Ferreira
Desenvolvimento de Conversores de Potência para o Sistema
de Produção de Energia de um Centro Social Sustentável Isolado

Ana Filipa Fernandes Ferreira

Desenvolvimento de Conversores de Potência
para o Sistema de Produção de Energia
de um Centro Social Sustentável Isolado



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Ana Filipa Fernandes Ferreira

Desenvolvimento de Conversores de Potência
para o Sistema de Produção de Energia
de um Centro Social Sustentável Isolado

Dissertação de Mestrado
Ciclo de Estudos Integrados Conducentes ao Grau de
Mestre em Engenharia Eletrónica Industrial e de Computadores

Trabalho efectuado sob a orientação do
Professor Doutor João Luiz Afonso

DECLARAÇÃO

Ana Filipa Fernandes Ferreira

Endereço eletrónico: a58746@alunos.uminho.pt Telefone: 918668098

Número do Bilhete de Identidade: 13910481

Título da Dissertação:

Desenvolvimento de Conversores de Potência para o Sistema de Produção de Energia de um Centro Social Sustentável Isolado

Orientador:

Doutor João Luiz Afonso

Ano de conclusão: 2015

Dissertação submetida na Universidade do Minho para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrónica Industrial e de Computadores

É AUTORIZADA A REPRODUÇÃO INTEGRAL DESTA TESE/TRABALHO APENAS PARA EFEITOS DE INVESTIGAÇÃO, MEDIANTE DECLARAÇÃO ESCRITA DO INTERESSADO, QUE A TAL SE COMPROMETE;

Universidade do Minho, ___ / ___ / _____

Assinatura: _____

À minha família e amigos.

Agradecimentos

A realização do trabalho aqui apresentado não teria sido possível sem o apoio e a contribuição de algumas pessoas, às quais transmito os meus mais sinceros agradecimentos:

Ao meu orientador Doutor João Luiz Afonso por toda a sua disponibilidade, ajuda, por todo o seu apoio e incentivo demonstrados desde o primeiro dia até a conclusão desta dissertação.

À equipa de investigação do Grupo de Eletrónica de Potência e Energia (GEPE) composta pelo Doutor Gabriel Pinto e os Engenheiros Delfim Pedrosa, Bruno Exposto e Vítor Monteiro, por toda a disponibilidade, compreensão e por todo o conhecimento transmitido no decorrer desta dissertação. Em particular aos Engenheiros Bruno Exposto e Delfim Pedrosa por toda a paciência, incentivo e por todo o tempo disponibilizado em qualquer momento, especialmente nos momentos de maior dificuldade. ...

A todos os meus colegas que realizaram a dissertação de mestrado no Laboratório de Eletrónica de Potência, Fábio Fernandes, Pedro Alves, António Araújo, Tiago Alves, Hélder Gomes, Rui Macedo, José Mota, Francisco Guevara e Ricardo Silva pelo excelente ambiente de trabalho, pela boa disposição e pelo encorajamento demonstrado ao longo deste ano. Em especial ao Fábio Fernandes por todo o incentivo, boa disposição e por toda a cooperação e entreaajuda que existiu entre nós desde o primeiro dia, uma vez que os temas das nossas dissertações são complementares.

Aos técnicos das Oficinas do Departamento de Eletrónica Industrial, Carlos Torres, Joel Almeida e Ângela Macedo pela sua disponibilidade, simpatia e ajuda durante esta dissertação e ao longo da minha formação.

À Mariana, Luciana, Rafaela, Sara, Carla, Filipa, Neto, Cunhal, Mesquita pela amizade e boa disposição e por todo o apoio dado ao longo da elaboração desta dissertação.

Finalmente um agradecimento especial aos meus pais, ao meu irmão e a outros familiares por todo o apoio incondicional, por toda a ajuda, nos maus e bons momentos, e por todo o incentivo transmitido, o que me ajudou a atingir o fim desta etapa académica.

Resumo

A grande necessidade de reduzir as emissões de gases de efeito de estufa para a atmosfera é a razão principal da crescente procura de fontes de produção de energia alternativas como as fontes de energia renovável. Existem também muitas regiões que não estão ligadas a nenhuma rede elétrica por questões geográficas e/ou económicas. Isto faz com que as energias renováveis sejam uma ótima solução para estes locais, normalmente pequenos e isolados. O objetivo desta dissertação é o desenvolvimento de conversores de potência para os sistemas de produção de energia de um centro social sustentável isolado. Mais concretamente, nesta dissertação são abordados os sistemas de produção de energia a partir de fontes renováveis, como fotovoltaica e eólica, e os sistemas de armazenamento de energia elétrica. Por se tratarem de sistemas de produção a partir de fontes de energia renovável, a produção de eletricidade é intermitente, sendo necessário haver um mecanismo de *backup* de energia. Esse sistema é composto por um gerador a biodiesel que entra em funcionamento sempre que os sistemas de produção e de armazenamento forem insuficientes. Os conversores CC-CC utilizados nos sistemas de produção são do tipo *step-up*. Aos sistemas de armazenamento de energia (neste caso, baterias de chumbo-ácido) é acoplado um conversor CC-CC do tipo *step-up-down* bidirecional. Para os sistemas de controlo dos conversores de potência é utilizado o DSC *TMS320F28335* da *Texas Instruments*. No caso dos conversores *step-up* utilizados nos sistemas de produção de energia é utilizado um controlador Proporcional-Integral (PI) e um algoritmo de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). No conversor CC-CC bidirecional são utilizados três controladores PIs. Os testes realizados foram para uma potência inferior à simulada, porém foi possível validar o bom funcionamento de cada sistema, do seu conversor de potência e dos seus respetivos sistemas de controlo utilizados.

Palavras-Chave: Energias Renováveis, Microrrede, Energia Solar Fotovoltaica, Energia Eólica, Armazenamento de Energia, *Maximum Power Point Tracking*, Controlador Proporcional-Integral, Conversores CC-CC, DSC.

Development of Power Converters for the Energy Production System of an Islanded Sustainable Social Centre

Abstract

The main cause for the growing interest in alternative energy production sources such as renewable energy is the necessity to reduce the emissions of greenhouse gases to the atmosphere. There are regions that are not connected to an electric grid due to some geographic and/or economic issues. This makes renewable energies the perfect solution for these regions that are, in most cases, small and islanded. The purpose of this Master Dissertation is the development of power converters for the energy production systems of a sustainable islanded social centre. More specifically, in this dissertation are addressed the energy production systems from renewable energy sources as photovoltaic and wind power systems and the energy storage systems. Since these energy renewable systems produce intermittent electric energy, an energy backup mechanism is needed. That mechanism is composed of a biodiesel generator that starts operating every time the energy production systems or the energy storage system are not enough to feed the micro-grid. The DC-DC boost power converters are used in the energy production systems and a bidirectional step-up-down power converter is linked to the energy storage systems (in this case, to the lead acid batteries). In order to control the power converters the DSC *TMS320F28335* from *Texas Instruments* is used. For each step-up power converter employed in the energy production systems is used a Proportional-Integral (PI) controller and a Maximum Power Point Tracking algorithm. In the bidirectional power converter are employed three PI controllers. The practical tests were performed at a lower power rating when compared with the simulations, however it was possible to validate the correct operation of each system, as well as each power converter and its respective control system.

Keywords: Renewable Energy, Micro-grid, Photovoltaic Solar Energy, Wind Power, Energy Storage, Maximum Power Point Tracking, Proportional-Integral, DC-DC Power Converters, DSC.

Índice

Agradecimentos.....	vii
Resumo	ix
Development of Power Converters for the Energy Production System of an Islanded Sustainable Social Centre	xi
Abstract	xi
Lista de Figuras.....	xv
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Siglas e Acrónimos	xxiii
Nomenclatura.....	xxv
CAPÍTULO 1 Introdução	1
1.1. Produção de Energia Elétrica no Mundo	1
1.2. Produção de Energia Solar Fotovoltaica no Mundo.....	3
1.3. Produção de Energia Eólica no Mundo.....	6
1.4. Microrredes Isoladas.....	10
1.5. Enquadramento e Motivações	11
1.6. Objetivos.....	13
1.7. Organização da Dissertação	15
CAPÍTULO 2 Sistemas de Produção de Energia a partir de Fontes Renováveis para Microrredes Isoladas	17
2.1. Introdução	17
2.2. Sistema Solar Fotovoltaico	17
2.2.1. Células Solares Fotovoltaicas	18
2.2.2. Tipos de Células Solares Fotovoltaicas	19
2.2.3. Módulos ou Painéis Solares Fotovoltaicos	22
2.2.4. Fatores que influenciam a Eficiência dos Painéis Solares Fotovoltaicos	24
2.2.5. Classificação dos Sistemas Solares Fotovoltaicos	27
2.3. Sistema Eólico	29
2.3.1. Turbinas Eólicas	29
2.3.2. Constituição de uma Turbina Eólica.....	32
2.3.3. Energia do Vento Disponível.....	38
2.3.4. Classificação dos Sistemas Eólicos	39
2.4. Geradores Elétricos	41
2.4.1. Geradores de Corrente Contínua	41
2.4.2. Geradores Síncronos.....	42
2.4.3. Geradores Assíncronos (ou de Indução).....	43
2.5. Sistemas de Armazenamento de Energia	45
2.5.1. Sistemas de Armazenamento Mecânico	46
2.5.2. Sistemas de Armazenamento Eletroquímicos.....	48
2.6. Fabricantes	50
CAPÍTULO 3 Conversores de Potência para Sistemas de Produção de Energia	55
3.1. Introdução	55
3.2. Conversores CA-CC	55
3.3. Conversores CC-CC.....	57
3.3.1. <i>Step-Up</i>	57
3.3.2. <i>Step-Down</i>	58
3.3.3. <i>Step-Up-Down</i>	58
3.3.4. <i>Step-Up-Down</i> Bidirecional.....	59
3.3.5. <i>Step-Down</i> de Ponte Completa	61
3.4. Seleção dos Conversores de Potência para os Sistemas de Produção de Energia	63
3.5. Sistema de Controlo	65
3.5.1. Modos de Operação	66
3.5.2. Algoritmos de MPPT.....	66
3.5.3. Controlador Proporcional-Integral.....	70
3.5.4. Técnicas de Modulação	71
3.6. Conclusões	73

CAPÍTULO 4 Simulações Computacionais do Sistema de Produção de Energia Elétrica para Microrrede Isolada	75
4.1. Introdução	75
4.2. Simulação do Sistema Solar Fotovoltaico	75
4.2.1. Simulação do Conversor CC-CC do tipo <i>Step-Up</i>	78
4.2.2. Simulação do Sistema Solar Fotovoltaico	80
4.3. Simulação do Sistema Eólico	82
4.3.1. Simulação do Sistema de Emulação de uma Turbina Eólica	83
4.3.2. Simulação do Conversor <i>Step-Up</i>	84
4.3.3. Simulação do Sistema Eólico Completo	86
4.4. Simulação do Sistema de Baterias	88
4.4.1. Modo de Carregamento de Baterias	90
4.4.2. Modo de Alimentação de Cargas através das Baterias	91
4.5. Simulação do Gerador de <i>Backup</i> de Energia	92
4.5.1. Simulação do Conversor <i>Step-Down</i> de Ponte Completa Isolado	93
4.6. Simulação do Sistema de Produção de Energia de um Centro Social Sustentável Isolado	95
4.6.1. Sistema Solar Fotovoltaico a Carregar Baterias e Alimentar Cargas	95
4.6.2. Sistema Eólico a Carregar Baterias e Alimentar Cargas	98
4.7. Conclusões	101
CAPÍTULO 5 Implementação do Andar de Potência e do Sistema de Controlo	103
5.1. Introdução	103
5.2. Sistema de Emulação de Painéis Fotovoltaicos	104
5.3. Conversor de Potência do Sistema Fotovoltaico	105
5.3.1. Componentes Utilizados	105
5.3.2. Desenho da Placa	108
5.4. Sistema de Emulação da Turbina Eólica	109
5.5. Conversor de Potência do Sistema Eólico	110
5.6. Conversor Bidirecional de Potência das Baterias	111
5.7. Sistema de Controlo	112
5.7.1. Placa do Sensor de Tensão	113
5.7.2. Placa do Sensor de Corrente	115
5.7.3. Placa do <i>DSC TMS320F28335</i>	116
5.7.4. Placa de Condicionamento de Sinal	119
5.7.5. Placa do DAC	120
5.7.6. Placa de Comando Monofásica	121
5.7.7. Placa de <i>Driver</i> dos Semicondutores	122
5.8. Conclusões	122
CAPÍTULO 6 Resultados Experimentais dos Sistemas de Produção de Energia Elétrica da Microrrede Isolada	125
6.1. Introdução	125
6.2. Sistema de Emulação dos Painéis Solares Fotovoltaicos	126
6.3. Conversor <i>Step-Up</i> do Sistema Solar Fotovoltaico	127
6.3.1. Controlador PI	128
6.3.2. Algoritmo de MPPT	130
6.3.3. Algoritmo de MPPT e Controlador PI	131
6.4. Ensaio ao Sistema de Emulação de uma Turbina Eólica	132
6.4.1. Ensaio em Vazio	132
6.4.2. Ensaio com Carga Não-Linear	133
6.5. Conversor <i>Step-Up</i> do Sistema Eólico	136
6.5.1. Controlador PI	137
6.5.2. Algoritmo de MPPT	137
6.6. Conversor <i>Step-Up-Down</i> Bidirecional	140
6.6.1. Modo de Carregamento de Baterias	140
6.6.2. Modo de Alimentação das Cargas através das Baterias	142
6.7. Sistema Solar Fotovoltaico e Carregamento de Baterias	144
6.8. Sistema Eólico e Carregamento de Baterias	145
6.9. Conclusões	146
CAPÍTULO 7 Conclusões e Trabalho Futuro	149
7.1. Conclusões	149
7.2. Sugestões para Trabalho Futuro	152
Referências	153

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Fontes de produção de energia elétrica no mundo [1].	1
Figura 1.2 – Mapa para o mundo: (a) Produção de energia elétrica; (b) Consumo de energia elétrica [2].	2
Figura 1.3 – Mapa das emissões de CO ₂ no mundo [2].	2
Figura 1.4 – Mapa da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis no mundo [2].	3
Figura 1.5 – Evolução da potência total instalada em sistemas solares fotovoltaicos no mundo entre 2000 e 2013 [3].	4
Figura 1.6 – Evolução da potência anual instalada em sistemas solares fotovoltaicos entre 2000 e 2013 [3].	5
Figura 1.7 – Previsões para o mercado global de potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos até 2018 [3].	6
Figura 1.8 – Potência instalada de sistemas eólicos de 2011 a 2014 no mundo [6].	7
Figura 1.9 – Percentagem de potência instalada em sistemas eólicos, por país, nos primeiros 6 meses de 2014 [6].	8
Figura 1.10 – Número de micro eólicas instaladas entre 2010 e 2013 [5].	9
Figura 1.11 – Potência instalada a partir de pequenas eólicas entre 2010 e 2013 [5].	10
Figura 1.12 – Esquema do Centro Social Sustentável (fonte: GEPE).	13
Figura 1.13 – Esquemas de uma microrrede isolada: (a) Sistema de produção de energia para o Centro Social Sustentável; (b) Sistema de alimentação da microrrede elétrica do Centro Social Sustentável [Fonte: GEPE].	14
Figura 2.1 – Representação elétrica de uma célula fotovoltaica (modelo de díodo único).	19
Figura 2.2 – Células solares fotovoltaicas: (a) Célula Monocristalina; (b) Célula Policristalina.	20
Figura 2.3 – Célula, painel e <i>array</i> solar fotovoltaico.	23
Figura 2.4 – Curvas características da corrente-tensão e potência-tensão de uma célula solar fotovoltaica.	24
Figura 2.5 – Gráficos das curvas características com variação da radiação incidente: (a) Curva característica I-V; (b) Curva característica da potência produzida [16].	25
Figura 2.6 – Gráficos das curvas características com variação da temperatura: (a) Curva característica I-V; (b) Curva característica da potência produzida [16].	25
Figura 2.7 – Comportamento de dois painéis fotovoltaicos sem sombreamento: (a) Dois painéis fotovoltaicos em série; (b) Curva característica da potência dos dois painéis fotovoltaicos (adaptada de [17]).	26
Figura 2.8 – Comportamento de dois painéis fotovoltaicos com sombreamento: (a) Dois painéis fotovoltaicos em série com sombreamento; (b) Curva característica da potência dos dois painéis fotovoltaicos com sombreamento (adaptada de [17]).	26
Figura 2.9 – Esquema de um sistema solar fotovoltaico ligado à rede elétrica.	28
Figura 2.10 – Esquema de um Sistema Solar Fotovoltaico Autônomo.	29
Figura 2.11 – Curva característica da potência de uma turbina eólica (adaptada de [18]).	30
Figura 2.12 – Desenho de uma turbina eólica de eixo horizontal [19].	31
Figura 2.13 – Desenho de uma turbina eólica de eixo vertical [19].	32
Figura 2.14 – Esquema da constituição de uma Turbina Eólica (adaptada de [21]).	33
Figura 2.15 – Esquemas do tipo de torres de uma turbina eólica de eixo horizontal (adaptada de [22] [23]).	34

Figura 2.16 – Anemómetros: (a) De copo; (b) De hélice; (c) Sónico [19] [25].	36
Figura 2.17 – Esquema de um sistema eólico isolado.	40
Figura 2.18 – Esquema de um sistema eólico ligado à rede elétrica.	40
Figura 2.19 – Sistema eólico <i>offshore</i> [26].	41
Figura 2.20 – Esquema de um rotor de pólos salientes de um gerador síncrono de rotor bobinado (adaptado de [28]).	43
Figura 2.21 – Rotor de um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (adaptada de [29]).	44
Figura 2.22 – Rotor de um gerador de indução de rotor bobinado (adaptada de [30]).	45
Figura 2.23 – Esquema de um sistema de armazenamento por bombagem (adaptada de [31]).	47
Figura 2.24 – Esquema de uma bateria de chumbo ácido (adaptada de [33]).	49
Figura 2.25 – Top 15 das empresas líderes em venda de módulos fotovoltaicos em 2013 [35].	50
Figura 3.1 – Conversores CA-CC não controlados: (a) Monofásico; (b) Trifásico.	56
Figura 3.2 – Conversores CA-CC totalmente controlados: (a) Monofásico; (b) Trifásico.	56
Figura 3.3 – Conversor CC-CC do tipo <i>Step-Up</i> .	57
Figura 3.4 – Conversor CC-CC do tipo <i>step-down</i> .	58
Figura 3.5 – Conversor CC-CC do tipo <i>step-up-down</i> .	59
Figura 3.6 – Conversor CC-CC do tipo <i>step-up-down</i> bidirecional.	59
Figura 3.7 – Funcionamento do conversor CC-CC bidirecional no modo <i>step-down</i> : (a) Com o semicondutor ligado; (b) Com o semicondutor desligado.	60
Figura 3.8 – Funcionamento do conversor CC-CC bidirecional no modo <i>step-up</i> : (a) Com o semicondutor ligado; (b) Com o semicondutor desligado.	61
Figura 3.9 – Conversor CC-CC do tipo <i>step-down</i> de ponte completa.	61
Figura 3.10 – Conversor <i>step-down</i> de ponte completa no modo de funcionamento com o <i>IGBT₁</i> e <i>IGBT₄</i> ligados.	62
Figura 3.11 – Conversor <i>step-down</i> de ponte completa no modo de funcionamento com o <i>IGBT₂</i> e <i>IGBT₃</i> ligados.	63
Figura 3.12 – Conversor <i>step-down</i> de ponte completa no modo de funcionamento com nenhum dos IGBTs ligados.	63
Figura 3.13 – Esquema dos sistemas de produção de energia e respetivos conversores.	65
Figura 3.14 – Curva característica da potência de um painel fotovoltaico.	67
Figura 3.15 – Diagrama do algoritmo de Condutância Incremental (baseado em [57] [58]).	69
Figura 3.16 – Diagrama do algoritmo de perturbação e observação (baseado em [57] [58]).	70
Figura 3.17 – Diagrama de blocos da técnica de modulação PWM.	71
Figura 3.18 – Gráficos da comparação da referência de controlo e da onda triangular e do sinal PWM.	72
Figura 3.19 – Diagrama de blocos de um controlador PI com a técnica de modulação PWM.	72
Figura 3.20 – Diagrama de blocos de um sistema com dois controladores PI com a técnica de modulação PWM.	73
Figura 4.1 – Modelo do painel solar fotovoltaico do <i>PSIM</i> .	76
Figura 4.2 – Janela do <i>PSIM</i> onde são inseridas as características dos painéis solares fotovoltaicos.	76
Figura 4.3 – Esquema do conversor <i>step-up</i> no <i>PSIM</i> .	77
Figura 4.4 – Blocos de implementação do sistema de controlo em <i>PSIM</i> .	78
Figura 4.5 – Esquema do conversor <i>step-up</i> com <i>duty-cycle</i> fixo em <i>PSIM</i> .	78
Figura 4.6 – Tensão de saída do conversor <i>step-up</i> com <i>duty-cycle</i> fixo.	79

Figura 4.7 – Esquema em <i>PSIM</i> do modelo do painel fotovoltaico e do conversor <i>step-up</i> com um <i>duty-cycle</i> fixo.	79
Figura 4.8 – Potência produzida pelo modelo do painel fotovoltaico.	79
Figura 4.9 – Tensão de saída do conversor com o modelo do painel fotovoltaico.	80
Figura 4.10 – Potência produzida a “seguir” a potência do painel a diferentes radiações incidentes.	80
Figura 4.11 – Tensão de saída para uma carga diferente da carga máxima.	81
Figura 4.12 – Potência do painel e da potência produzida pelo sistema.	82
Figura 4.13 – Tensão e corrente de saída do sistema fotovoltaico.	82
Figura 4.14 – Esquema em <i>PSIM</i> do sistema de emulação de uma turbina eólica.	83
Figura 4.15 – Potência do modelo da turbina eólica.	83
Figura 4.16 – Tensão de saída retificada do modelo da turbina eólica.	84
Figura 4.17 – Esquema em <i>PSIM</i> do conversor <i>step-up</i> utilizado no sistema eólico.	84
Figura 4.18 – Tensão de saída do conversor <i>step-up</i>	85
Figura 4.19 – Esquema em <i>PSIM</i> do conjunto do sistema de emulação da turbina com o conversor <i>step-up</i>	85
Figura 4.20 – Tensão retificada e da tensão de saída do sistema eólico.	86
Figura 4.21 – Potência produzida pelo sistema eólico com <i>duty-cycle</i> fixo de 50%.	86
Figura 4.22 – Esquema em <i>PSIM</i> do sistema de controlo implementado no sistema eólico.	87
Figura 4.23 – Potência produzida a "seguir" a potência da turbina para velocidades do vento diferentes.	87
Figura 4.24 – Tensão de saída do sistema eólico para uma velocidade de vento máxima.	88
Figura 4.25 – Modelo da bateria utilizado nas simulações (baseado em [59]).	88
Figura 4.26 – Esquema em <i>PSIM</i> do conversor <i>step-up-down</i> bidirecional.	89
Figura 4.27 – Esquema em <i>PSIM</i> do sistema de controlo no modo de carregamento de baterias.	89
Figura 4.28 – Tensão e corrente nas baterias no modo de carregamento das mesmas.	90
Figura 4.29 – Tensão e corrente nas baterias no modo de carregamento das mesmas para uma tensão inicial nas baterias de 38 V.	91
Figura 4.30 – Tensão na carga alimentada pelas baterias.	92
Figura 4.31 – Tensão e corrente nas baterias quando estão a alimentar uma carga.	92
Figura 4.32 – Esquema em <i>PSIM</i> do conversor <i>step-down</i> de ponte completa isolado.	93
Figura 4.33 – Esquema em <i>PSIM</i> do sistema de controlo do conversor <i>step-down</i> de ponte completa isolado.	94
Figura 4.34 – Tensão de saída do conversor <i>step-down</i> de ponte completa isolado.	94
Figura 4.35 – Tempo que cada IGBT se encontra ligado ou desligado.	95
Figura 4.36 – Esquema em <i>PSIM</i> do sistema fotovoltaico e de carregamento de baterias interligado.	95
Figura 4.37 – Potência do painel e da potência produzida com o sistema fotovoltaico e o sistema de carregamento de baterias interligado.	96
Figura 4.38 – Tensão e corrente nas baterias com o sistema fotovoltaico e o sistema de carregamento de baterias interligado.	97
Figura 4.39 – Tensão e corrente à saída do conversor <i>step-up</i> do sistema fotovoltaico.	97
Figura 4.40 – Correntes nas baterias e na saída do conversor <i>step-up</i> do sistema fotovoltaico.	98
Figura 4.41 – Esquema em <i>PSIM</i> da interligação do conversor do sistema eólico e do conversor do carregamento de baterias.	98

Figura 4.42 – Potência produzida a "seguir" a potência da turbina para uma velocidade do vento de 13,5 m/s.....	99
Figura 4.43 – Tensão e corrente nas baterias quando o sistema eólico e o sistema de carregamento de baterias está interligado.....	99
Figura 4.44 – Tensão e corrente de saída do conversor <i>step-up</i> do sistema eólico.....	100
Figura 4.45 – Correntes de saída do conversor <i>step-up</i> e das baterias.....	100
Figura 5.1 – Protótipo completo do sistema proposto para esta dissertação.....	104
Figura 5.2 – Reóstato utilizado no sistema de emulação do painel solar fotovoltaico.....	104
Figura 5.3 – Condensadores utilizados na entrada do conversor: (a) Condensador eletrolítico; (b) Condensador de polipropileno.....	105
Figura 5.4 – MOSFET <i>IXFQ50N50P3</i> utilizado no conversor <i>step-up</i>	106
Figura 5.5 – Díodo rápido <i>STTH3012</i> utilizado no conversor <i>step-up</i>	106
Figura 5.6 – Condensador <i>MKT1820</i> utilizado na saída do conversor <i>step-up</i>	107
Figura 5.7 – Indutância de 94,1 μ H utilizada no conversor <i>step-up</i>	107
Figura 5.8 – Gráfico do teste de saturação da indutância de 91,4 μ H.....	108
Figura 5.9 – Desenho em PADS da placa do conversor <i>step-up</i> utilizado no sistema solar fotovoltaico.....	108
Figura 5.10 – Placa do conversor <i>step-up</i> utilizado no sistema solar fotovoltaico: (a) Após a impressão; (b) Após a remoção do cobre excedente.....	109
Figura 5.11 – Placa PCB do conversor <i>step-up</i> do sistema solar fotovoltaico.....	109
Figura 5.12 – Sistema de emulação da turbina eólica.....	110
Figura 5.13 – Ponte retificadora trifásica a díodos VS-36MT120 da <i>Vishay</i>	110
Figura 5.14 – Placa PCB do conversor para o sistema eólico.....	111
Figura 5.15 – Indutância de 3,1 mH utilizada no conversor <i>step-up-down</i> bidirecional.....	111
Figura 5.16 - Bateria de chumbo ácido <i>WCG-U1</i> da <i>Power Mobility</i>	112
Figura 5.17 – Desenho em PADS do conversor <i>step-up-down</i> bidirecional.....	112
Figura 5.18 – Placa PCB do conversor <i>step-up-down</i> bidirecional.....	112
Figura 5.19 – Esquema da interligação das placas do sistema de controlo.....	113
Figura 5.20 - Placa do sensor de tensão utilizada (desenvolvida pelo GEPE).....	114
Figura 5.21 – Placa do sensor de corrente utilizado (desenvolvida pelo GEPE).....	116
Figura 5.22 - Placa do DSC e de suporte do DSC (desenvolvida pelo GEPE).....	116
Figura 5.23 - Diagrama simplificado do sistema de controlo dos sistemas eólico e fotovoltaico.....	117
Figura 5.24 – Diagrama do sistema de controlo do carregamento de baterias.....	118
Figura 5.25 – Diagrama do sistema de controlo de alimentação da(s) carga(s) através das baterias.....	119
Figura 5.26 – Diagrama do sistema de controlo de todos os sistemas.....	119
Figura 5.27 – Placa de condicionamento de sinal (desenvolvida pelo GEPE).....	120
Figura 5.28 – Placa do DAC (desenvolvida pela GEPE).....	121
Figura 5.29 – Placa de comando (desenvolvida pelo GEPE).....	121
Figura 5.30 – Placa de <i>driver</i> dos semicondutores de potência (desenvolvida pelo GEPE).....	122
Figura 6.1 – Protótipo completo do sistema proposto por esta dissertação.....	126
Figura 6.2 – Esquema do sistema de emulação de um painel solar fotovoltaico.....	126
Figura 6.3 – Esquema elétrico da interligação do sistema de emulação dos painéis solares fotovoltaicos e do conversor <i>step-up</i>	127

Figura 6.4 – Tensão de saída do conversor com <i>duty-cycle</i> fixo.	128
Figura 6.5 – Sinais PWM aplicados ao MOSFET (PWM) e corrente na indutância do conversor <i>step-up</i> ($I_{indutância}$).	129
Figura 6.6 – Tensão e corrente de saída do sistema solar fotovoltaico com um controlador PI para uma carga resistiva de 60 Ω	129
Figura 6.7 – Tensão na entrada do conversor <i>step-up</i> do sistema fotovoltaico, tensão no reóstato e <i>duty-cycle</i> do sistema fotovoltaico (sistema de emulação e conversor <i>step-up</i>).	130
Figura 6.8 – Tensão na entrada do conversor e no reóstato, tensão de saída do sistema e variável do controlo implementado.	131
Figura 6.9 – Formas de onda da tensão produzida pelo gerador: (a) Velocidade de rotação de 800 rpm; (b) Velocidade de rotação de 1700 rpm.	133
Figura 6.10 – Formas de onda produzidas pelo gerador a uma velocidade de rotação de 600 rpm com uma carga não-linear: (a) Formas de onda da tensão; (b) Formas de onda da corrente.	134
Figura 6.11 – Formas de onda da tensão e corrente de saída do sistema de emulação para uma velocidade de rotação de 600 rpm para uma carga não-linear.	134
Figura 6.12 – Formas de onda produzidas pelo gerador a uma velocidade de rotação de 1000 rpm com uma carga não-linear: (a) Formas de onda da tensão; (b) Formas de onda da corrente.	135
Figura 6.13 – Formas de onda da tensão e corrente de saída do sistema de emulação de uma turbina para uma velocidade de rotação de 1000 rpm para uma carga não-linear.	135
Figura 6.14 – Esquema elétrico do sistema de emulação da turbina eólica e do conversor <i>step-up</i>	136
Figura 6.15 – Tensão na saída do sistema eólico completo quando aplicado um <i>duty-cycle</i> fixo de 50 %.	136
Figura 6.16 – Tensão e corrente à saída do sistema eólico para uma carga resistiva de 20 Ω e <i>duty-cycle</i> do sistema originado pelo controlador PI.	137
Figura 6.17 – Valores da potência fornecida pelo gerador em função da velocidade de rotação (Fonte: Relatório de ensaios ao gerador da <i>Silentwind</i> - GEPE).	138
Figura 6.18 – Valores instantâneos da potência extraída, da tensão (v_{out}) e da corrente (i_{out}) de saída do sistema eólico para uma velocidade de rotação de 537 rpm.	139
Figura 6.19 – Valores instantâneos da potência extraída, da tensão (v_{out}) e da corrente (i_{out}) do sistema eólico para uma velocidade de rotação de 690 rpm.	139
Figura 6.20 – Esquema elétrico do conversor <i>step-up-down</i> bidirecional.	140
Figura 6.21 – Esquema elétrico do sistema de interface com as baterias no modo de carregamento.	140
Figura 6.22 – Sinais de PWM aplicados ao MOSFET e corrente na indutância do conversor.	141
Figura 6.23 – Tensão e corrente nas baterias quando o sistema de controlo são dois controladores PI.	142
Figura 6.24 – Esquema elétrico do sistema de interface das baterias no modo de alimentação das cargas.	142
Figura 6.25 – Sinais de PWM aplicados ao semiconductor $M2$ (PWM) e corrente na indutância ($I_{indutância}$) do conversor <i>step-up-down</i> no modo de alimentação das cargas.	143
Figura 6.26 – Tensão nas baterias ($v_{baterias}$) e tensão (v_{out}) e corrente (i_{out}) na carga alimentada pelo conversor <i>step-up-down</i> no modo de alimentação das cargas através das baterias.	143
Figura 6.27 – Esquema elétrico da interligação do sistema solar fotovoltaico com o sistema de interface das baterias.	144
Figura 6.28 – Formas de onda da tensão no reóstato e na entrada do conversor do sistema fotovoltaico, tensão e corrente nas baterias e tensão e corrente na carga do sistema.	144
Figura 6.29 – Esquema elétrico do sistema de emulação da turbina eólica, do conversor <i>step-up</i> e do sistema de interface com as baterias.	145
Figura 6.30 – Tensão e corrente nas baterias e tensão na carga alimentada pelo sistema completo.	146

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Módulos Fotovoltaicos de alguns dos fabricantes mais importantes do mercado mundial [37]–[42].	51
Tabela 2.2 – Tops 10 dos fabricantes que mais turbinas eólicas venderam no mundo em 2013	52
Tabela 2.3 – Turbinas eólicas de alguns dos fabricantes mais importantes do mercado [43]–[49]	53
Tabela 3.1 – Características do painel BP 2150S [54].	64
Tabela 3.2 – Características da turbina eólica da <i>Silentwind</i> [55].	64
Tabela 3.3 – Características do gerador <i>GL-PMG-1800</i> [56].	64
Tabela 5.1 - Valores das resistências utilizadas nas placas dos sensores de tensão.	115
Tabela 5.2 - Resultado do teste efetuado a um dos sensores de tensão utilizados.	115
Tabela 5.3 – Valores da resistência de medida calculadas para o sensor de corrente.	116

Lista de Siglas e Acrónimos

ADC	<i>Analog to Digital Converter</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CMOS	<i>Complementary Metal-Oxide-Semiconductor</i>
DAC	<i>Digital to Analog Converter</i>
DSC	<i>Digital Signal Controller</i>
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i>
IGBT	<i>Insulated Gate Bipolar Transistor</i>
MIC	<i>Module Integrated Converter</i>
MOSFET	<i>Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor</i>
MPP	<i>Maximum Power Point</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
P&O	Perturbação e Observação
PCB	<i>Printed Circuit Board</i>
PI	Proporcional-Integral
PMSG	<i>Permanent Magnet Synchronous Generator</i>
PSF	<i>Power Signal Feedback</i>
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i>
SCIG	<i>Squirrel Cage Induction Generator</i>
SPI	<i>Serial Peripheral Interface</i>
SPWM	<i>Sinusoidal Pulse Width Modulation</i>
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>
WRIG	<i>Wound Rotor Induction Generator</i>
WRSG	<i>Wound Rotor Synchronous Generator</i>

Nomenclatura

Símbolo	Significado	Unidade
v_{in}	Tensão de entrada	V
v_{out}	Tensão de saída	V
i_{out}	Corrente de saída	A
v_{out_ret}	Tensão de saída do PSMG retificada	V
$v_{bateria}$	Tensão nas baterias	V
$i_{baterias}$	Corrente nas baterias	A
v_{carga}	Tensão na carga alimentada pelas baterias	V
$i_{indutância}$	Corrente na indutância	A
$R_{conversor}$	Resistência equivalente do conversor <i>step-up</i> no sistema de emulação do painel fotovoltaico	Ω
$R_{reóstato}$	Resistência do reóstato utilizado no sistema de emulação do painel fotovoltaico	Ω
$v_{conversor}$	Tensão na entrada do conversor no sistema de emulação do painel fotovoltaico	V
$v_{reóstato}$	Tensão no reóstato do sistema de emulação do painel fotovoltaico	V

CAPÍTULO 1

Introdução

1.1. Produção de Energia Elétrica no Mundo

Atualmente é cada vez maior o consumo de energia elétrica no mundo, sendo a sua maioria derivada de combustíveis fósseis, como o petróleo, o carvão e o gás natural. No entanto, estes combustíveis, além de prejudiciais para o meio ambiente devido às suas emissões de CO₂ para a atmosfera, são limitados. Prevê-se que as reservas de petróleo conhecidas hoje estejam esgotadas em 2065 [1]. Assim, tem sido cada vez maior a procura e investimento por parte de certos países em energias renováveis, quer seja com a construção de novas centrais hidroelétricas, quer com a construção de parques eólicos ou de sistemas fotovoltaicos.

No ano de 2013 o consumo de energia elétrica aumentou novamente, e, conseqüentemente, a sua produção também. A Europa e a América do Sul foram os maiores produtores de energia a partir de fontes de energia renovável, sendo a hidroelétrica a grande responsável na área das renováveis. Sem surpresa, na América do Norte o petróleo e o gás natural foram os grandes responsáveis pela produção de energia elétrica (Figura 1.1) [1].

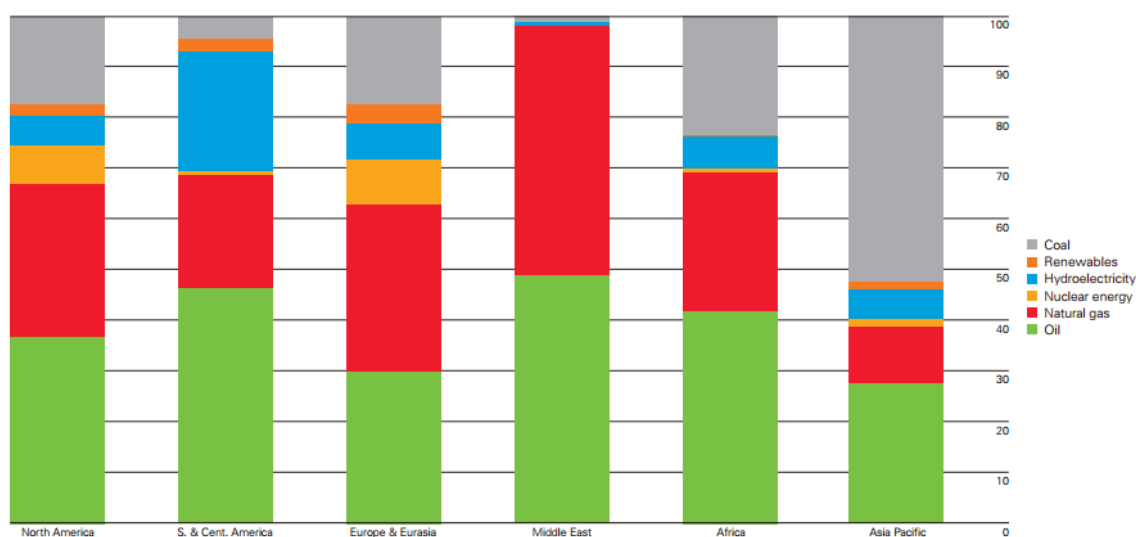


Figura 1.1 – Fontes de produção de energia elétrica no mundo [1].

A China e os Estados Unidos da América (EUA) foram, em 2013, os grandes produtores e também os grandes consumidores de energia elétrica, vindo em primeiro e segundo lugar, respetivamente (Figura 1.2) [2]. Porém, grande parte desta produção de energia elétrica deve-se à utilização de combustíveis fósseis, sendo, nestes dois países, a produção de energia elétrica a partir de renováveis baixa. Isto faz com que, como esperado, a China e os EUA sejam os grandes responsáveis mundiais pela emissão de CO₂ para a atmosfera, contribuindo diretamente para o aquecimento global (Figura 1.3) [2].

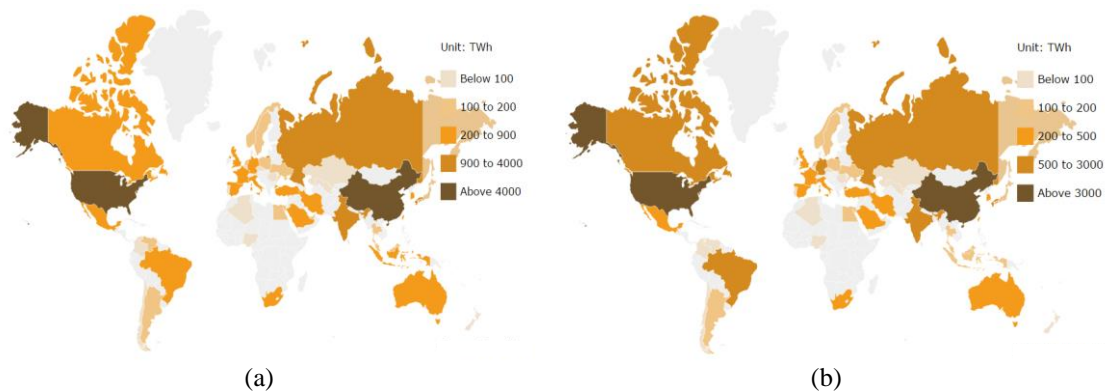


Figura 1.2 – Mapa para o mundo: (a) Produção de energia elétrica; (b) Consumo de energia elétrica [2].

Apesar de ser um dos países com mais emissões de CO₂, o Canadá é também um dos 5 países que mais produzem eletricidade a partir de fontes de energia renovável. Os outros são o Brasil, a Nova Zelândia, Portugal e a Noruega (Figura 1.4). Estes países apostam maioritariamente em centrais hidroelétricas e parques eólicos, apesar do fotovoltaico também já ser usado consideravelmente, principalmente em habitações privadas.



Figura 1.3 – Mapa das emissões de CO₂ no mundo [2].

De salientar que, como podemos observar na Figura 1.2, as zonas com menor produção e consumo de energia elétrica são as zonas menos desenvolvidas, como o continente Africano. Por outro lado, as zonas com maior produção e consumo são as zonas socialmente, economicamente e tecnologicamente mais desenvolvidas.

No entanto, tanto nas zonas mais desenvolvidas como nas zonas menos desenvolvidas há áreas isoladas não abrangidas pela rede elétrica. Aí, na sua maioria, são utilizados geradores elétricos para que seja possível ter acesso a eletricidade para a alimentação de equipamentos básicos do dia-a-dia. Para esses geradores é necessário utilizar combustíveis fósseis que, para além dos problemas das suas reservas limitadas e das emissões de CO₂, precisam ser transportados para esses locais, o que nem sempre é possível ou economicamente viável. Uma solução para essas áreas é a utilização de fontes de energia renovável, como o Sol e o vento.

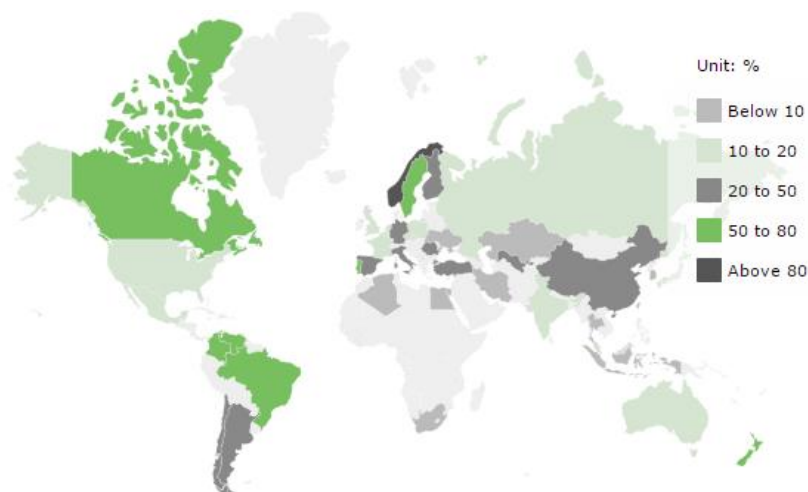


Figura 1.4 – Mapa da produção de energia elétrica a partir de energias renováveis no mundo [2].

1.2. Produção de Energia Solar Fotovoltaica no Mundo

A nível mundial, há uma grande preocupação com o impacto que as formas tradicionais de produção de energia elétrica – através do petróleo, do carvão e do gás natural – têm no ambiente. O aquecimento global, juntamente com a escassez de combustíveis fósseis e com o aumento do preço destes, é, neste momento, uma grande preocupação para a maioria dos países, que têm continuado o investimento e a procura em fontes de energia renováveis.

Os sistemas solares fotovoltaicos foram desde sempre uma das melhores apostas na área das energias renováveis, produzindo energia elétrica diretamente a partir da radiação solar. A facilidade de acesso à sua fonte de energia (o Sol), a necessidade de pouca manutenção por parte dos painéis fotovoltaicos, o longo tempo de vida útil dos painéis e

a facilidade em serem colocados em diversos locais, como casas, parques, construções, tornam os sistemas solares fotovoltaicos bastante apelativos para a produção de energia elétrica. O custo e o rendimento dos painéis (uma grande preocupação no passado) também baixaram e aumentaram, respetivamente, levando a uma procura cada vez maior deste tipo de tecnologia.

Em relação ao mercado global, o mercado dos sistemas solares fotovoltaicos tem sofrido um grande crescimento na última década e prevê-se que estes se tornem numa das maiores fontes de produção de energia no mundo. Depois de um crescimento recorde em 2011, o mercado dos sistemas solares fotovoltaicos estabilizou em 2012 e, em 2013, obteve novamente um crescimento significativo [3].

Em 2009, a nível mundial, a potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos era de cerca de 23 GW. Um ano depois era de 40,3 GW e em 2011 de 70,5 GW. Em 2012 ultrapassou a marca dos 100 GW e em 2013 alcançou o valor de 138,9 GW, valor capaz de produzir, no mínimo, 160 TWh de eletricidade por ano. Esse valor de produção de energia elétrica seria suficiente para fornecer eletricidade a mais de 45 milhões de casas europeias por ano, sendo o equivalente à energia elétrica produzida por 32 grandes centrais termoelétricas alimentadas a carvão [3].



RoW: Rest of the World. MEA: Middle East and Africa. APAC: Asia Pacific.

Figura 1.5 – Evolução da potência total instalada em sistemas solares fotovoltaicos no mundo entre 2000 e 2013 [3].

A Europa mantém-se como líder mundial no que diz respeito a instalações de sistemas solares fotovoltaicos, com uma potência instalada de 81,5 GW, até ao fim de 2013 (Figura 1.5). Apesar de representar 59% da potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos a nível mundial, a Europa tem visto a sua diferença para os outros países ficar cada vez mais pequena. Em 2011 representava cerca de 75% da potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos e em 2012, 70%. Os países da Ásia são os grandes concorrentes da Europa, uma vez que já possuem 40,6 GW de potência instalada, seguindo-se os países do continente americano com 13,7 GW de potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos [3].

Apesar de ser o continente com mais potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos, a Europa, em 2013 e pela primeira vez em mais de uma década, perdeu a liderança para a Ásia no que diz respeito a novas instalações de sistemas solares fotovoltaicos. Porém, o declínio de novas instalações por parte dos países europeus não afetou o mercado mundial em relação à potência anual instalada, uma vez que os países não europeus tiveram um grande crescimento nessa área. Assim, globalmente, 2013 foi um ano histórico para os sistemas solares fotovoltaicos já que foi instalada uma potência de 38,4 GW (Figura 1.6) [3].

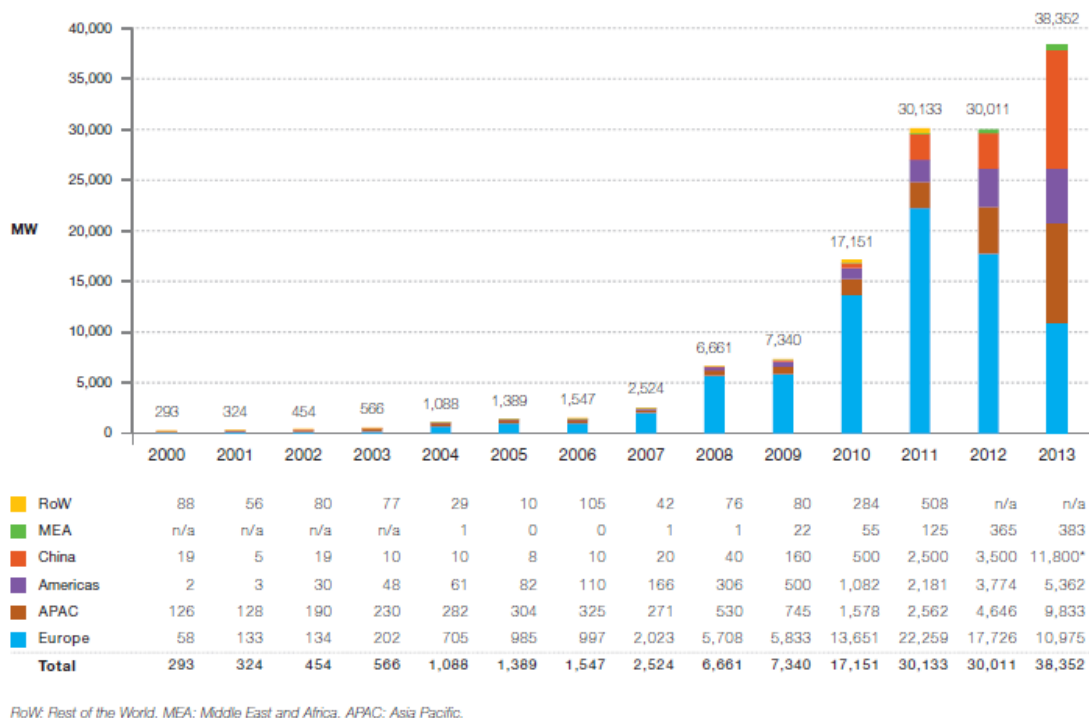


Figura 1.6 – Evolução da potência anual instalada em sistemas solares fotovoltaicos entre 2000 e 2013 [3].

Em 2013, a China tornou-se a líder dos países com mais potência anual instalada em sistemas solares fotovoltaicos já que ligou 11,8 GW à rede elétrica. Ultrapassou assim

o feito da Itália, que em 2011 instalou 9,3 GW, e da Alemanha que entre 2010 e 2012 instalou uma média de 7,5 GW por ano. Por sua vez, o Japão registou o segundo lugar em 2013 com 6,9 GW de potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos, aparecendo os EUA em terceiro lugar com 4,8 GW [3].

As previsões futuras mais negativas sobre a potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos é que esta estagne e permaneça entre os 35 GW e 39 GW por ano, nos próximos 5 anos. Isto poderá acontecer devido ao declínio de instalações no mercado europeu e à dificuldade dos países emergentes em estabelecer novos mercados. Porém, as previsões mais positivas apontam para um crescimento do mercado europeu para os 13 GW, antes de aumentarem lentamente para 17 GW nos próximos 5 anos. Se este for o caso, prevê-se que em 2018 se instale 68,6 GW de sistemas solares fotovoltaicos (Figura 1.7) [3].

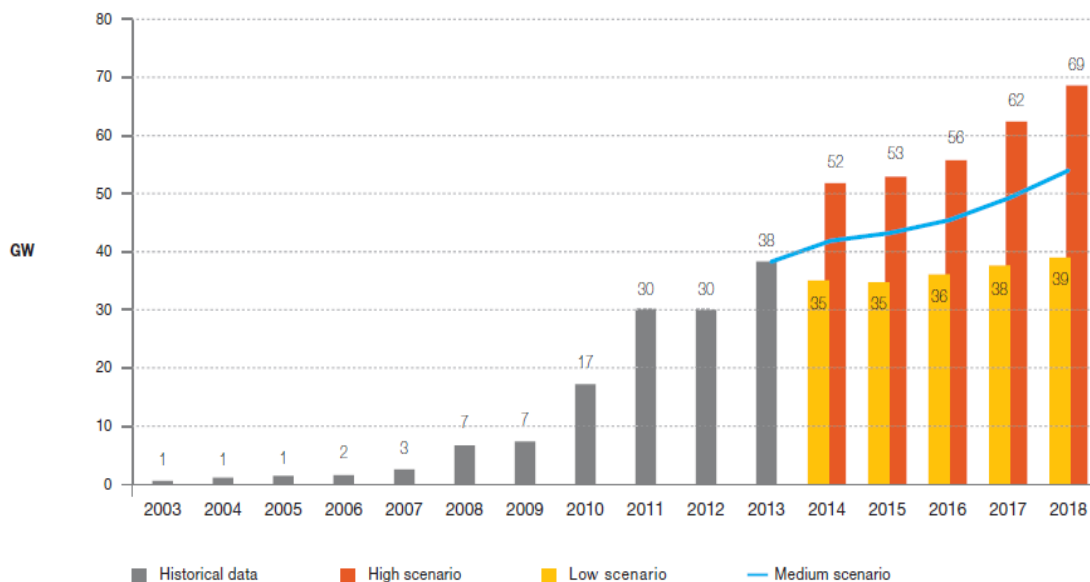


Figura 1.7 – Previsões para o mercado global de potência instalada em sistemas solares fotovoltaicos até 2018 [3].

1.3. Produção de Energia Eólica no Mundo

O poder do vento tem sido utilizado pelo menos por 3000 anos. No início do século XX, o poder do vento era utilizado de modo a gerar potência mecânica para bombear água ou moer grãos. No início da industrialização, o uso do vento, uma fonte de energia flutuante, foi substituído pelo uso de combustíveis fósseis e pela rede elétrica, uma vez que estes eram fontes de energia mais consistentes [4].

No início dos anos 70, durante a primeira crise nos preços do petróleo, o interesse na energia eólica ressurgiu. Porém, desta vez, o foco principal foi a produção de energia elétrica através da energia do vento, em vez da produção de energia mecânica.

As primeiras turbinas eólicas para produção de eletricidade foram criadas no início dos anos 20 mas a sua tecnologia apenas foi melhorada continuamente a partir de 1970. No fim de 1990, a energia eólica reemergiu como uma das fontes sustentáveis de energia mais importantes no mundo, dobrando a sua potência instalada de três em três anos [4].

Nos dias de hoje, a potência instalada em sistemas eólicos no mundo pode ser dividida consoante o tipo de turbina eólica utilizada: micro, pequena, média ou grande eólica. O que era, antigamente, visto como uma grande eólica, atualmente é considerada uma pequena eólica. Até os anos 70 e 80 a maioria das turbinas eólicas tinham uma potência inferior a 100 kW. Em zonas rurais isoladas, como por exemplo na China e nos EUA, essas turbinas eram muito comuns para necessidades residenciais e de quintas, como bombeamento de água [5].

Em relação à energia eólica, havia, até ao fim de Junho de 2014, cerca de 336 GW de potência instalada no mundo, sendo que 17,613 GW dessa potência foi instalada nos primeiros 6 meses de 2014 (Figura 1.8). Este aumento é substancial visto que em 2013 e 2012 a potência instalada foi de “apenas” 13,9 GW e 16,4 GW, respetivamente. Na totalidade, a potência instalada a partir de turbinas eólicas é responsável por 4% da produção de energia elétrica mundial. As vantagens económicas atuais da energia eólica, o aumento da sua competitividade relativamente a outras fontes de energia, bem como a necessidade de apostar em fontes de energias limpas, de modo a reduzir as emissões de gases de efeito de estufa para a atmosfera, têm sido algumas razões para o desenvolvimento relativamente positivo do mercado eólico no mundo [6].

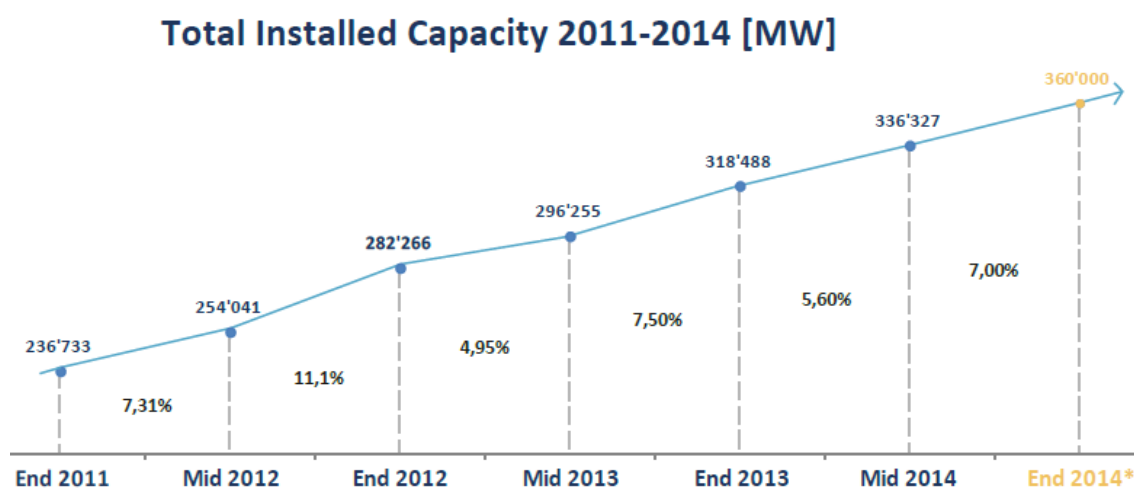


Figura 1.8 – Potência instalada de sistemas eólicos de 2011 a 2014 no mundo [6].

Os cinco países com mais potência instalada em sistemas eólicos são a China, os EUA, a Alemanha, a Espanha e a Índia. Estes representam cerca de 72% da totalidade da potência instalada em sistemas eólicos. Em termos de nova potência instalada esses cinco países viram a sua percentagem, no último ano, subir de 57% para 62%. A China teve um primeiro semestre de 2014 bastante forte, com uma nova potência instalada em sistemas eólicos a rondar os 7,1 GW, chegando aos 98 GW instalados na sua globalidade. A Alemanha teve também um bom primeiro semestre de 2014, adicionando 1,8 GW de potência instalada. Este número record de novas instalações resultou das futuras mudanças na legislação das energias renováveis. Com o corte de alguns benefícios por parte do governo alemão, prevê-se que o mercado eólico desse país sofra um abrandamento nos próximos anos. Os EUA e a Índia viram os seus mercados adicionarem 835 MW e 1,1 GW, respetivamente, de potência instalada em sistemas eólicos. Por outro lado, a Espanha apenas contribuiu com 0,1 MW de novas instalações, vendo assim, o seu mercado de sistemas eólicos estagnar. No entanto, pela primeira vez, o Brasil entrou para o grupo de líderes, com uma potência instalada, nos primeiros 6 meses de 2014, de 1,3 GW, aumentando, assim, a sua liderança na América Latina (Figura 1.9) [6].

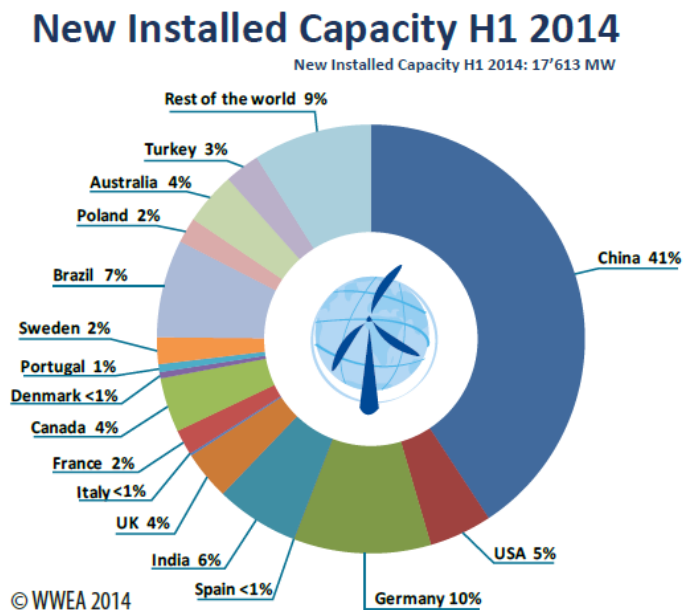


Figura 1.9 – Percentagem de potência instalada em sistemas eólicos, por país, nos primeiros 6 meses de 2014 [6].

Em particular as micro eólicas viram o seu mercado crescer: até ao fim de 2012 havia 806 000 micro turbinas eólicas instaladas no mundo [5].

A maior parte desse crescimento acontece em apenas 3 países: China, EUA e Reino Unido. Esta situação é uma clara indicação de que o mercado global das micro eólicas encontra-se na sua fase inicial. Na maioria dos países é possível encontrar algumas micro

eólicas instaladas, mas nada que impulse as empresas a produzirem micro eólicas em massa. Para que isto aconteça é imperativo que mais e melhores políticas sejam implementadas a nível mundial [5].

A China é, de longe, o país com mais micro eólicas instaladas com um valor a rondar os 570 000, tendo instalado 70 000 só no ano de 2012 (Figura 1.10). Estes valores representam cerca de 70% de pequenas eólicas instaladas no mundo. Os EUA encontram-se em segundo lugar com um total de 155 000 micro eólicas instaladas, das quais 3 700 unidades foram instaladas no ano de 2012. O Reino Unido fecha o *top 3* com cerca de 23 500 micro eólicas instaladas, tendo atingido o valor de 3 646 unidades no ano de 2012 [5].

A nível de potência instalada em micro eólicas, no fim de 2012 foi atingido um valor superior a 670 MW, observando-se um aumento de 18% comparado com o ano de 2011, onde 576 MW era o valor registado. Globalmente, tem-se verificado um aumento na potência média das micro eólicas: até 2010 a potência média era de 0,66 kW, em 2011 de 0,7 kW e em 2012 atingiu os 0,84 kW. A nível mundial, a potência das micro eólicas varia de país para país: na China a potência média de uma micro eólica é de 0,5 kW, nos EUA de 1,4 kW e no Reino Unido é de 3,7 kW. Assim, e apesar de a China ter, por uma larga diferença, um maior número de micro eólicas instaladas, a diferença entre ela e os EUA, a nível de potência instalada, é pequena (Figura 1.11) [5].

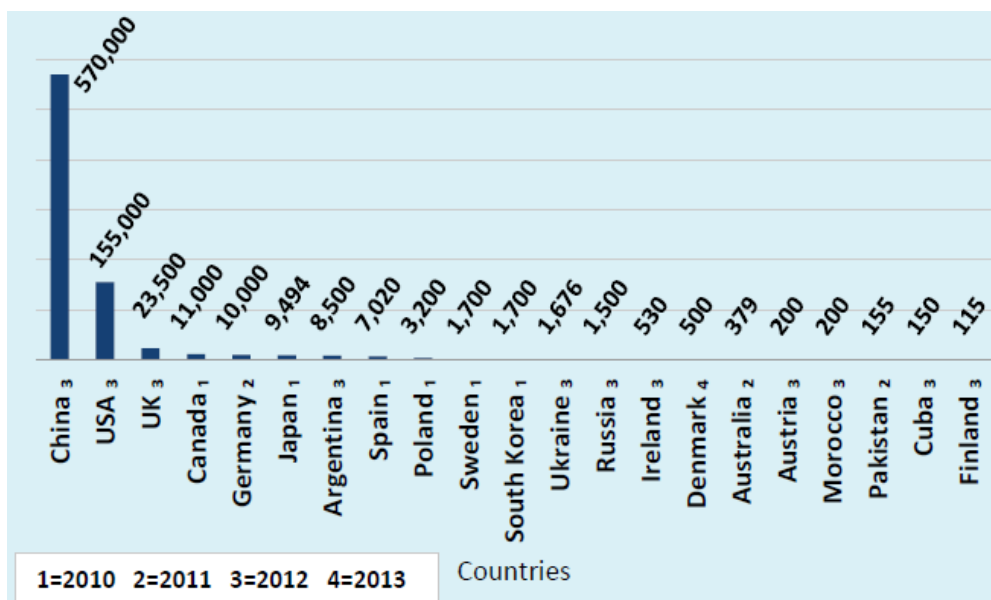


Figura 1.10 – Número de micro eólicas instaladas entre 2010 e 2013 [5].

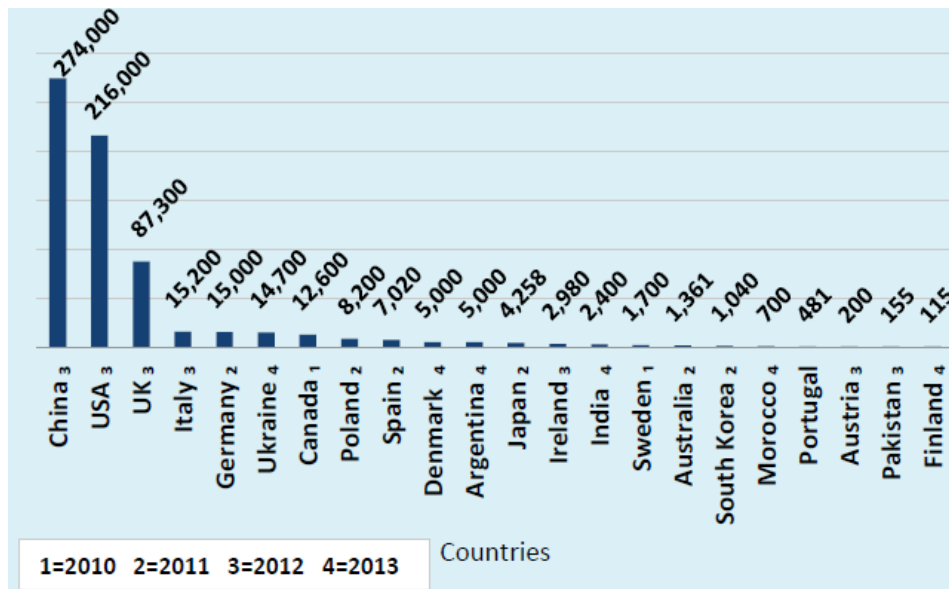


Figura 1.11 – Potência instalada a partir de pequenas eólicas entre 2010 e 2013 [5].

1.4. Microrredes Isoladas

Na maioria dos países mais desenvolvidos a produção de eletricidade é, quase na totalidade, centralizada. Isto é, a energia elétrica é produzida a partir de grandes fontes produtoras de energia, como por exemplo, hidroelétricas e termoeletricas. Nestes casos, é necessário grandes linhas de distribuição da energia elétrica produzida, de modo a que esta chegue ao maior número de utilizadores possível. Uma alternativa a este tipo de produção é a produção descentralizada de energia. Esta baseia-se na produção de energia elétrica através de pequenas fontes de energia instaladas perto das cargas. Alguns países estão a olhar de outra forma para este tipo de produção, uma vez que, hoje em dia, devido às energias renováveis, é possível produzir energia elétrica em vários locais [7] [8].

Mais de 550 milhões de pessoas em África e 300 milhões na Índia não têm acesso a energia elétrica. Geralmente, o método tradicional de abastecer estas comunidades seria através da extensão da rede elétrica até esses locais. No entanto, este método é tecnicamente e financeiramente ineficaz devido à escassez de capital e à insuficiência de energia. Assim, uma microrrede, que consiste numa pequena rede de energia elétrica, isolada ou não isolada da rede elétrica tradicional, é, hoje em dia, uma alternativa para abastecer este tipo de comunidades, localizadas em zonas rurais isoladas.

As microrredes são capazes de produzir energia localmente e de fornecer eletricidade a um número considerável de consumidores que estão ligados uns aos outros através de um sistema local de distribuição. Estas podem estar ligadas à rede elétrica tradicional, podendo enviar para a rede o excedente ou utilizando a rede como *backup* de energia elétrica. Podem também funcionar isoladas da rede elétrica tradicional,

abastecendo as cargas quando há produção de energia elétrica através dos sistemas de energia renovável ou, caso estes não produzam o suficiente, através dos sistemas de armazenamento de energia [9].

As microrredes empregam diversas fontes para produção de energia elétrica: diesel, sistemas solares fotovoltaicos, micro hídricas, biomassa, sistemas micro eólicos e tecnologia híbrida, como sistemas micro eólicos mais diesel ou sistemas solares fotovoltaicos mais diesel. As microrredes mais comuns no mundo são as baseadas em diesel dado o baixo custo e a grande viabilidade dos geradores. Já a utilização de sistemas solares fotovoltaicos para produção de energia elétrica para microrredes têm-se tornado muito popular devido à redução nos custos dos equipamentos fotovoltaicos. Também muito utilizado é um conjunto dos sistemas solares fotovoltaicos e dos sistemas micro eólicos. Estes normalmente empregam um sistema de armazenamento de energia, como baterias, para fornecer eletricidade à microrrede, em alturas de maior procura ou quando as fontes renováveis não produzem energia suficiente para alimentar as cargas [3].

O Mali, o Senegal e a Grécia são alguns dos países que têm microrredes implementadas e funcionais. O Mali tem o maior sistema híbrido (sistema solar fotovoltaico mais geradores a diesel) de África com uma potência instalada de 216 kW. Em conjunto com o Banco Mundial, vai ser posto em prática um projeto que visa a instalação de mais 5 MW de painéis solares fotovoltaicos. O Senegal é, neste momento, um dos países mais ativos na implementação de sistemas híbridos em África. Juntamente com a empresa espanhola *Isofoton*, foram implementadas 9 microrredes em áreas remotas e em ilhas de modo a abastecer 5 000 habitantes e várias atividades de produção. Estas são baseadas em sistemas solares fotovoltaicos e geradores a diesel. Na Grécia, a primeira grande microrrede instalada na Europa abastece 12 casas no pequeno vale de Kythnos, uma ilha no arquipélago de Cyclades. Esta microrrede é baseada em 10 kW de painéis solares fotovoltaicos, um banco de baterias de 53 kWh e um gerador a diesel de 5 kW. Esta microrrede foi desenvolvida a partir de um programa da União Europeia (UE) e em conjunto com empresas como a Siemens, ABB, SMA [3] [10].

1.5. Enquadramento e Motivações

Hoje em dia, aproximadamente 1,2 mil milhões de pessoas no mundo vivem sem acesso a necessidades básicas como água potável, cuidados de saúde e energia elétrica, mencionando algumas [3]. Uma boa parte destas pessoas vivem nessas condições por residirem em locais isolados e de difícil acesso. Isto faz com que o transporte de alimentos, medicamentos e combustíveis fósseis seja muito limitado. No entanto, um

destes problemas pode ser resolvido recorrendo a algo tão comum e de fácil acesso como o Sol e o vento. Utilizando as tecnologias e o conhecimento disponível atualmente, é possível uma região isolada ter acesso a energia elétrica a partir de energias renováveis, como a solar e eólica, bem como a todas as suas vantagens: armazenamento em frigorífico de medicamentos e alimentos, iluminação artificial, comunicações com o resto do Mundo, uma maior quantidade de equipamentos médicos, etc.

A utilização de energia limpa em regiões tão isoladas tem um grande impacto ambiental, social e económico. A maioria destas áreas não tem qualquer tipo de instalação elétrica, sendo assim necessário começar de raiz. Isto faz com que a utilização de energias renováveis seja uma vantagem económica, pois é mais barato do que uma instalação elétrica “tradicional”. A nível ambiental também este tipo de energia é a mais adequada, uma vez que a temperatura média da superfície terrestre tem aumentado de ano para ano. Isto deve-se ao consumo excessivo e a uma certa dependência de combustíveis fósseis, responsáveis por uma grande parte dos gases de efeito de estufa lançados para a atmosfera. Porém, não é só devido à poluição que os combustíveis fósseis devem ser substituídos por fontes de energia limpa e renovável. Estes são recursos não renováveis, o que significa que mais cedo ou mais tarde vão deixar de existir. E ao ritmo que a população mundial consome este tipo de combustíveis, estes vão sendo cada vez mais escassos, fazendo com que os seus preços aumentem, tendo assim um impacto social e económico, além de ambiental. Além de todos estes inconvenientes, também o transporte dos combustíveis fósseis para as áreas isoladas revelar-se-ia um problema devido ao difícil acesso da maioria destes locais.

Assim, o mais sensato a utilizar nestas áreas isoladas é sem dúvida energias renováveis, inesgotáveis e limpas. O mais comum neste tipo de locais é a utilização em conjunto de painéis fotovoltaicos e eólicas – sistemas híbridos[11]. Um sistema híbrido utiliza, pelo menos, duas fontes de energia. Este tipo de sistemas é o mais adequado pois, não há dependência de apenas uma fonte de energia, o que seria um problema em dias em que a radiação solar ou a quantidade de vento fosse inferior à necessária. Como ajuda a este tipo de sistemas, normalmente é utilizado um motor a diesel. Há também sempre armazenamento de energia em baterias nos dias em que a produção de eletricidade é superior à consumida num dia. Essa energia armazenada é utilizada em alturas de pouca produção de eletricidade por parte dos sistemas de produção.

Estes sistemas híbridos têm mais algumas vantagens em relação aos sistemas dependentes de combustíveis fósseis: como se trata de fontes de energia inesgotáveis, não

há necessidade de transporte para reabastecimento, são de alta fiabilidade e necessitam de muita pouca manutenção.

1.6. Objetivos

O objetivo principal desta dissertação de mestrado é o desenvolvimento de protótipos dos conversores de potência necessários para um sistema de produção de energia de um Centro Social Sustentável Isolado. Este protótipo será uma de duas partes integrantes de um Centro Social Sustentável Isolado, em que a sua microrrede elétrica isolada é abastecida por um sistema fotovoltaico, por um sistema eólico, por baterias e por um gerador a diesel que funcionará como *backup* de energia (Figura 1.12).

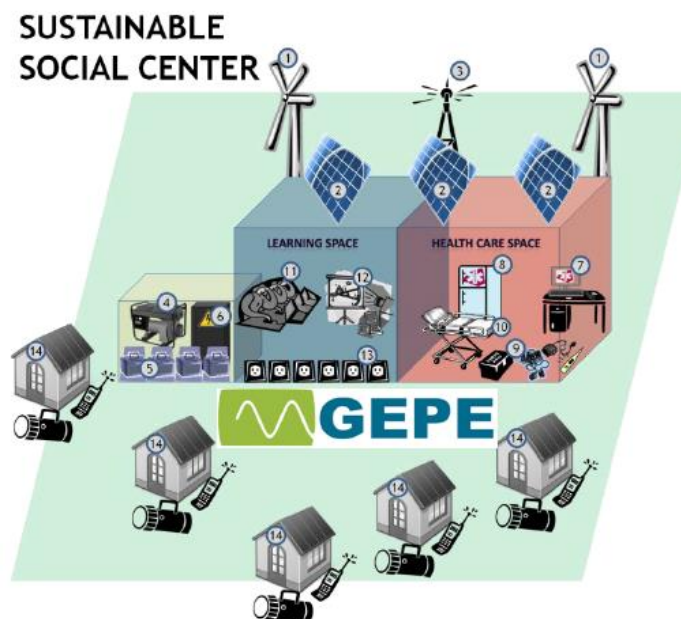


Figura 1.12 – Esquema do Centro Social Sustentável (fonte: GEPE).

O desenvolvimento de toda a eletrónica de potência necessária ao Centro Social Sustentável está dividido por duas dissertações de mestrado: uma será responsável pelo desenvolvimento dos conversores de potência para o sistema de produção de energia e pelo carregamento de baterias (Figura 1.13 (a)), e a outra parte será responsável pelo sistema de alimentação (conversor CC-CA) das cargas do Centro Social Sustentável Isolado (Figura 1.13 (b)).

Esta dissertação é sobre o desenvolvimento de conversores de potência para os sistemas de produção de energia (Figura 1.13 (a)).

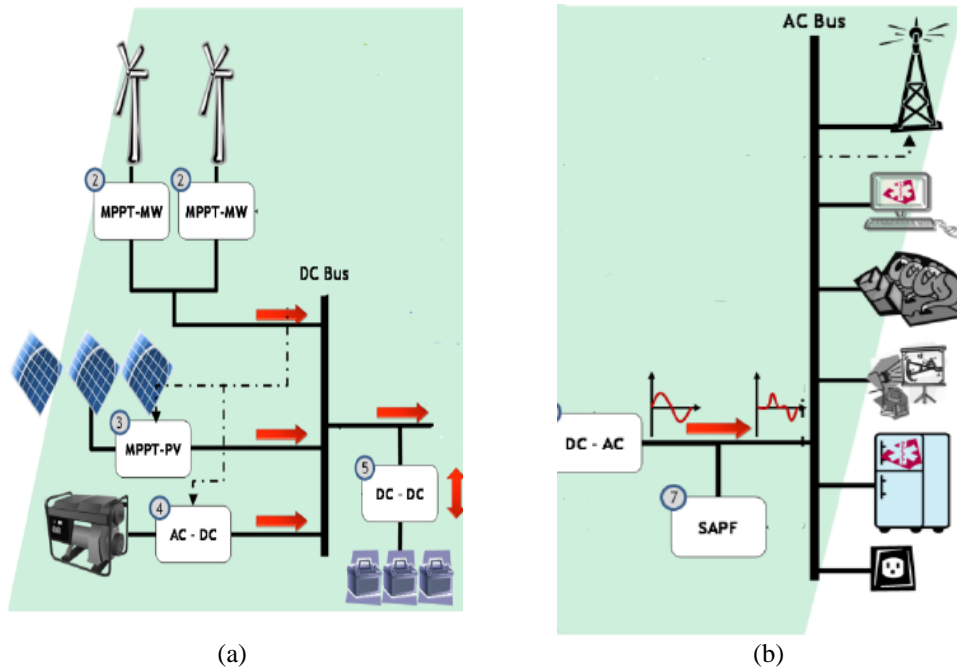


Figura 1.13 – Esquemas de uma microrrede isolada: (a) Sistema de produção de energia para o Centro Social Sustentável; (b) Sistema de alimentação da microrrede elétrica do Centro Social Sustentável [Fonte: GEPE].

O sistema de produção de energia que alimenta o Centro Social Sustentável será composto por um sistema fotovoltaico, um sistema eólico, um gerador a biodiesel que funcionará como *backup* e por baterias. O sistema fotovoltaico será constituído por um *array* de 8 painéis solares fotovoltaicos, ligados em paralelo, com uma potência de 1,2 kW e por um conversor CC-CC do tipo *Step-Up* ou *Boost*. O sistema eólico será constituído por uma micro eólica da *Silentwind* com uma potência de 450 W. Será também composto por um conversor CC-CC do tipo *Step-Up* ou *Boost*, de modo a elevar a sua tensão de entrada de 24 V para 48 V – valor pretendido no barramento CC que carregará as baterias. Para *backup* de energia, caso o sistema eólico e fotovoltaico não produzam a energia suficiente para alimentar o Centro Social Sustentável, e caso as baterias não sejam suficientes, haverá um gerador a diesel de 1,8 kW.

A energia elétrica produzida pelos 3 sistemas, além de fornecer energia para as cargas, será responsável pelo carregamento de 3 baterias, que serão utilizadas quando o sistema fotovoltaico e eólico não fornecerem energia elétrica suficiente para alimentar o Centro Social Sustentável.

Inicialmente foi feita uma pesquisa sobre toda a eletrónica de potência envolvida numa microrrede para uma Aldeia Rural Isolada: sistemas de produção de energia (renováveis e não renováveis), sistemas de armazenamento de energia, conversores e

sistemas de controlo. Com a pesquisa sobre estes temas concluída, foi desenvolvido o capítulo do estado da arte da dissertação de mestrado.

Simultaneamente com a escrita do estado da arte foram realizadas simulações computacionais de todo o sistema utilizando a plataforma *PSIM*.

Com as simulações terminadas foi feito um estudo do *DSC*/microcontrolador *Texas Instruments TMS320F2833*, usado para o desenvolvimento do sistema de controlo dos sistemas de produção de energia. Após o estudo desta plataforma, foi desenvolvido o sistema de controlo, que inclui um sistema de condicionamento de sinal.

Terminado o estudo, as simulações em *PSIM*, foram desenvolvidos os andares de potência e o sistema de controlo. Após o desenvolvimento destes, realizaram-se alguns testes apenas aos conversores CC. De seguida, testou-se o sistema fotovoltaico por completo (painel fotovoltaico, conversor CC e respetivo sistema de controlo). Estes testes foram realizados também para os outros sistemas. Ao longo destes processos, foram escritos os capítulos das simulações, da implementação dos andares de potência e controlo e o capítulo dos resultados.

1.7. Organização da Dissertação

A presente dissertação é composta por sete capítulos, sendo este, a Introdução, o primeiro a ser apresentado. Neste capítulo é feito um estudo sobre a produção de energia elétrica no mundo e sobre os países mais consumidores e produtores de energia, especialmente de energia solar fotovoltaica e eólica no mundo.

No Capítulo 2 são aprofundados os sistemas de produção de energia a partir de fontes de energia renovável, mais concretamente o seu funcionamento e os seus principais constituintes. São também abordados alguns dos geradores elétricos utilizados, maioritariamente, nas turbinas eólicas e apresentados alguns sistemas de armazenamento de energia, mecânicos e eletroquímicos.

No Capítulo 3 são apresentados alguns conversores CA-CC e CC-CC, que são os tipos de conversores utilizados nesta dissertação. São apresentados os conversores escolhidos a desenvolver e explicado o seu funcionamento. Neste capítulo são também abordados os sistemas de controlo de cada sistema e qual a técnica de modulação utilizada.

As simulações computacionais podem ser observadas no Capítulo 4. Aí são apresentados os resultados das simulações realizadas para cada sistema individualmente e para alguns dos sistemas em conjunto. Estas simulações permitem validar o

dimensionamento dos componentes dos conversores a desenvolver e validar os sistemas de controlo de cada um deles.

Com as simulações validadas é descrito no Capítulo 5 o processo de desenho e desenvolvimento dos conversores de potência. São apresentados todos os componentes eletrónicos utilizados em cada um e é abordado o funcionamento de cada placa usada para o sistema de controlo.

No Capítulo 6 são apresentados os resultados obtidos dos testes realizados aos sistemas desenvolvidos. Neste capítulo é possível observar resultados obtidos em malha aberta e com os respetivos sistemas de controlo para cada conversor desenvolvido. São também apresentados resultados com dois sistemas ligados em simultâneo.

Por fim, no Capítulo 7 são enunciadas as conclusões do trabalho, o que foi elaborado e o que ficou por realizar. São ainda abordados pontos que podem ser melhorados no futuro.

CAPÍTULO 2

Sistemas de Produção de Energia a partir de Fontes Renováveis para Microrredes Isoladas

2.1. Introdução

Com a necessidade de reduzir a emissão de gases de efeito de estufa para a atmosfera e de abastecer o maior número de pessoas sem acesso a eletricidade, o mundo tem-se orientado, cada vez mais, para as energias renováveis e para as microrredes isoladas.

A energia solar fotovoltaica e a energia eólica têm sido, cada vez mais utilizadas, tanto nos países menos desenvolvidos e com um acesso reduzido à eletricidade, como nos países mais desenvolvidos. Nestes últimos, os sistemas solares fotovoltaicos e eólicos podem ter dois tipos de utilização: servir como um “extra” à rede elétrica tradicional, isto é, sistemas *on-grid* podendo o produzido ser vendido à rede ou utilizado pelo consumidor, ou servir como fonte para iluminação noturna, painéis de sinalização em autoestradas, semáforos, etc. Por outro lado, nos países menos desenvolvidos, estas fontes são utilizadas, quase exclusivamente, para fornecer energia elétrica a comunidades sem acesso à eletricidade, através da criação de microrredes isoladas.

Neste capítulo são abordadas duas das energias renováveis mais utilizadas atualmente (energia solar fotovoltaica e energia eólica), desde os seus princípios de funcionamento, à constituição dos seus sistemas. Os tipos de geradores elétricos mais usados e os sistemas de armazenamento de energia mais eficientes e adequados a cada tipo de sistema, são também abordados. Por fim, são referenciados os maiores fabricantes de painéis solares fotovoltaicos e turbinas eólicas no mundo bem como alguns dos seus produtos.

2.2. Sistema Solar Fotovoltaico

A era moderna dos sistemas fotovoltaicos começou em 1954 quando investigadores do *Bell Labs*, nos E.U.A., acidentalmente, descobriram que as junções PN geravam tensão quando as luzes estavam ligadas. Um ano depois tinham produzido uma célula solar de

silício com um rendimento de 6% e 4 anos depois, a NASA lançou para o espaço o primeiro satélite a energia solar. Este deixou de estabelecer comunicações em 1964 mas é, ainda hoje, o satélite mais antigo em órbita. Desde essa altura, particularmente desde 1980, tem-se verificado uma maturação neste tipo de tecnologia, desde a eficiência das suas células, ao tipo de material utilizado na sua construção, até à procura deste tipo de sistemas [12].

2.2.1. Células Solares Fotovoltaicas

Sendo a fonte de energia dos sistemas solares fotovoltaicos o Sol, responsável pelo fornecimento de energia na forma de radiação, é possível aproveitar esta radiação para a produção de energia elétrica através de células fotovoltaicas. Estas são o elemento principal de um sistema solar fotovoltaico já que são elas que convertem diretamente a luz solar em energia elétrica – efeito fotovoltaico. Quando a luz solar chega às células é criado um campo elétrico que atravessa as suas camadas de material semicondutor, fazendo com que a eletricidade flua por estas. [8].

Como a intensidade da luz solar e a temperatura determinam a quantidade de eletricidade que cada célula gera, surgiu a necessidade de estudar o comportamento destas quando há uma variação das condições ambientais. Assim, a literatura apresenta algumas representações elétricas e modelos matemáticos das células fotovoltaicas, sendo o mais usado, o modelo do díodo único (*Single-Diode Model*) (Figura 2.1). Este é composto por uma fonte de corrente em paralelo com um díodo (D) e uma resistência (R_P), e por uma resistência em série com o restante circuito (R_S). A fonte de corrente simula a corrente que a célula produz quando sujeita a uma determinada radiação, sendo a sua corrente diretamente proporcional à luz solar que incide na célula. O díodo, como é constituído pelo mesmo material semicondutor que as camadas das células, quando em paralelo com a fonte, serve para simular as características da célula, e conseqüentemente, o comportamento desta. Já as duas resistências (R_S e R_P) representam as perdas internas da célula. R_S representa as perdas relacionadas com o material das camadas das células (normalmente silício) e R_P representa as perdas devido às correntes parasitas entre a camada superior e inferior da célula. A expressão da corrente de saída ($I_{célula}$) deste modelo pode ser vista na equação (2.1 [10][13]).

$$I_{célula} = I_S - I_0 \left[e^{\left(\frac{q(V_{saída} + IR_S)}{kTA} \right) - 1} \right] - \left(\frac{V_{saída} + IR_S}{R_P} \right) \quad (2.1)$$

Onde:

- I_S é a corrente que a célula produz através da incidência da luz solar (em A);
- I_0 é a corrente de saturação do diodo (em A);
- q é a carga do elétron ($1,6 \times 10^{-19}$ C);
- k é a constante de *Boltzmann* ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K);
- T é a temperatura (em K);
- A é o fator de idealidade do diodo;
- $V_{saída}$ é a tensão de saída da célula fotovoltaica (em V);
- R_S é a resistência em série que representa as perdas no silício (em Ω);
- R_P é a resistência em paralelo que representa as perdas das correntes parasitas (em Ω).

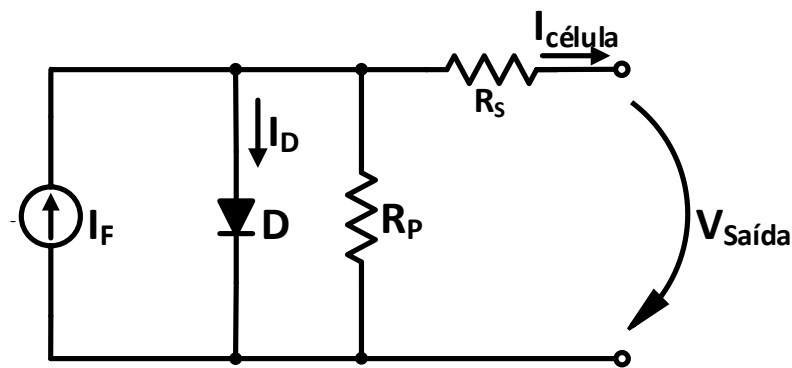


Figura 2.1 – Representação elétrica de uma célula fotovoltaica (modelo de diodo único).

2.2.2. Tipos de Células Solares Fotovoltaicas

As principais preocupações no desenvolvimento das células solares fotovoltaicas estão relacionadas com a eficiência e custo das mesmas. Estes por sua vez estão, geralmente, associados ao tipo de materiais usados na construção de cada célula. Assim, os sistemas solares fotovoltaicos, dependendo do material que as constituem, podem ser classificados como tecnologia de primeira, segunda ou terceira geração. Os sistemas de primeira geração são baseados em células de silício cristalino: monocristalinas e policristalinas. Os sistemas de segunda geração são baseados em filme fino, na sua maioria, células de silício de amorfo, de telureto de cádmio e de CIGS (cobre (C), índio (I), gálio (G) e selênio (S)). Por sua vez, os sistemas de terceira geração incluem tecnologia que ainda não foi comercializada em grande escala [10].

Células de Primeira Geração (ou Células de Silício Cristalino)

As células cristalinas são, hoje em dia, as mais comuns e com a tecnologia mais madura, representando cerca de 80% do mercado mundial. Estas células têm um

rendimento que vai dos 14% aos 22%, sendo as medidas mais comuns 12,7 x 12,7 cm ou 15 x 15 cm e gerando, cada uma, entre 3 W a 4,5 W. Apesar de individualmente ser pouca potência, uma célula nunca é utilizada sozinha. Estas são ligadas em série ou paralelo formando um módulo solar fotovoltaico que é, normalmente, composto por 60 a 72 células, o que permite a potência gerada variar entre 120 W e 300 W. No que diz respeito à sua aparência, as células podem apresentar uma forma quadrada, havendo também células redondas ou semelhantes a um quadrado aparado [8].

As células cristalinas são produzidas a partir de fatias finas cortadas de um único cristal ou vários cristais de silício. O tipo da célula produzida vai depender da maneira como essas fatias são cortadas. Se estas forem cortadas a partir de um único cristal são denominadas de monocristalinas, se por outro lado forem cortadas de um conjunto de cristais são chamadas de policristalinas ou multicristalinas [13].

As células monocristalinas foram as primeiras células a serem comercializadas e são, hoje em dia, as células com maior eficiência. No entanto, são também as células mais caras no mercado. Por sua vez, as policristalinas são as que apresentam uma melhor relação custo-rendimento. São mais baratas que as monocristalinas porém, têm um rendimento um pouco menor [8] [13].

As células monocristalinas têm uma aparência azulada, com a forma de um quadrado aparado (Figura 2.2 (a)). Por sua vez, as células policristalinas têm uma aparência semelhante a um mosaico de fragmentos azuis metalizados, e, ao contrário das monocristalinas, a sua forma é um quadrado não aparado (Figura 2.2 (b)).

Tanto as células monocristalinas como as policristalinas são entaladas por um material que as protege das condições meteorológicas. Na parte da frente da célula é usado vidro transparente enquanto que na parte de trás é utilizado um material à prova de água, tipicamente, um polímero fino. Quando as células são agrupadas em módulos, em algumas aplicações, podem ser colocadas armações à volta do módulo [8].

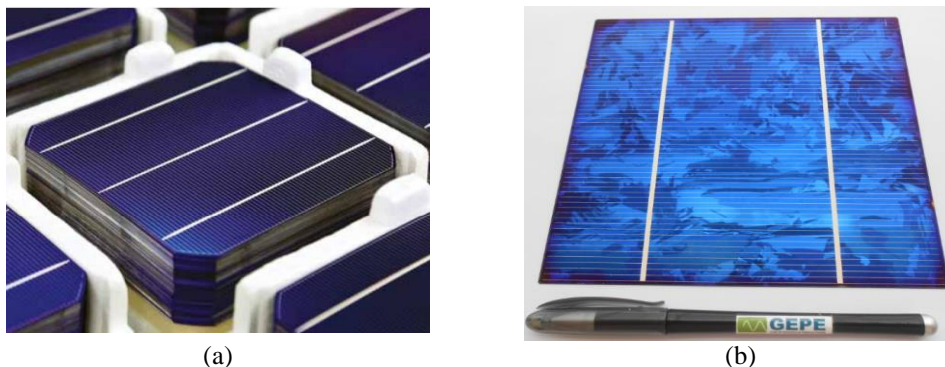


Figura 2.2 – Células solares fotovoltaicas: (a) Célula Monocristalina; (b) Célula Policristalina.

Células de Segunda Geração (ou Células de Filme Fino)

As células de filme fino são construídas quando camadas extremamente finas, de material fotossensível, são depositadas num material de baixo custo como vidro, aço inoxidável ou plástico. De seguida, com a ajuda de um laser, o material é cortado em várias células finas. Quando várias células de filme fino são agrupadas formando um módulo fotovoltaico, este é colocado entre duas camadas de vidro e não leva nenhum tipo de armação à sua volta. Caso o material fotossensível seja colocado num filme fino de plástico, o módulo torna-se flexível, surgindo a oportunidade de integrar estes módulos na construção de edifícios [8].

Os semicondutores mais adequados para a construção de células de filme fino são o silício de amorfo, o telureto de cádmio e o CIGS.

Devido ao elevado custo de alguns materiais semicondutores usados na construção de células da segunda geração, as células de silício de amorfo têm sido produzidas em grande escala, ao longo dos anos, apesar do seu baixo rendimento, situada entre os 4% e os 8%. No entanto, uma das razões para a sua grande utilização é a sua versatilidade, uma vez que o material que absorve a luz solar pode ser depositado em grandes substratos flexíveis e leves, baixando, assim os custos no processo de produção. Isto tem levado a que cada vez mais empresas invistam no desenvolvimento desta tecnologia, principalmente para serem utilizadas nos telhados de casas e/ou edifícios. Porém, estas células têm uma desvantagem: degradam com alguma facilidade, tornando o seu rendimento um pouco mais baixo do que aquilo que seria [8] [14].

As células de telureto de cádmio são as mais económicas das células de filme fino, uma vez que têm um preço de produção baixo e um rendimento médio. A luz solar não lhes provoca nenhuma degradação secundária. Este tipo de células consegue ter um rendimento, em laboratório, de 16,7% e são relativamente fáceis de produzir. Estas são bastante produzidas pela *First Solar* – grande empresa americana na área dos sistemas solares fotovoltaicos – que comercializa módulos 120 x 60 cm com uma potência a variar entre os 60 W e os 77,5 W e uma eficiência dos 8,3% aos 10,8%. Porém, este tipo de células tem uma grande desvantagem: o cádmio é altamente tóxico. Quando a vida útil das células de telureto de cádmio termina, algumas não são descartadas adequadamente. Isto é, algum cádmio vai acabar no meio ambiente [8] [15].

Dentro das células de filme fino, as CIGS são as que oferecem um maior rendimento, chegando, em laboratório, aos 20%. CIGS é uma combinação de materiais semicondutores que constituem as células: cobre (C), índio (I), gálio (G) e selénio (S).

No entanto, o processo de produção deste tipo de células é muito mais complexo, sendo

os preços de produção mais elevados, fazendo com que estas células não sejam muito comercializadas. A quantidade disponível de gálio e selênio era suficiente para uma maior produção deste tipo de células mas as limitadas quantidades de índio e, conseqüentemente, o seu elevado custo, tornam esta tecnologia pouco rentável [8].

Células de Terceira Geração

Depois de 20 anos de pesquisa e desenvolvimento, as células de terceira geração estão a emergir no mercado. Algumas destas novas tecnologias são muito promissoras, como por exemplo, as células inorgânicas de filme fino e as células solares orgânicas (as quais incluem células orgânicas e células solares sensibilizadas por corantes).

As células de terceira geração têm uma vantagem competitiva devido à sua flexibilidade de substrato e à sua capacidade de funcionar em condições com variações de luminosidade. Possíveis aplicações para este tipo de células estão relacionadas com áreas de pouca potência, como carregadores de telemóveis, *displays* autónomos, e iluminação.

2.2.3. Módulos ou Painéis Solares Fotovoltaicos

O elemento básico de um sistema solar fotovoltaico é a célula solar fotovoltaica. No entanto, esta não consegue sozinha produzir energia suficiente para alimentar uma grande parte de aplicações. Assim, há a necessidade de agrupá-las para que seja possível usar esta tecnologia em aplicações de média/elevada potência. Quando as células solares fotovoltaicas são agrupadas, em série ou paralelo, formam um módulo ou painel solar fotovoltaico. Quando se encontra vários painéis solares fotovoltaicos associados em série ou paralelo, diz-se que se está perante um *array* de painéis solares fotovoltaicos (Figura 2.3) [15].

Quando as células são agrupadas em série para formar um módulo fotovoltaico, a tensão desse módulo será igual à soma das tensões das várias células associadas. Isto é, sendo n o número de células agrupadas, a tensão do módulo será de n vezes a tensão de cada célula. Por sua vez, a corrente de um painel solar fotovoltaico, em que as suas células estão ligadas em série, será igual à corrente da célula com menor valor de corrente [15].

Por outro lado, quando as células de um módulo fotovoltaico são ligadas em paralelo observa-se o contrário do sucedido quando estas são ligadas em série. Isto é, a tensão do módulo será igual à tensão de apenas uma célula e a sua corrente corresponde à soma da corrente de todas as células do módulo. No entanto, quando as células são ligadas em paralelo deve ter-se um cuidado especial em garantir que estas sejam da

mesma tecnologia (primeira, segunda ou terceira geração), do mesmo fabricante e do mesmo tipo (monocristalinas, silício de amorfo, etc). Neste tipo de associação também se verifica que a potência do módulo é um pouco inferior à soma do agregado de todas as células fotovoltaicas. Esta pequena perda de potência do módulo pode ser colmatada caso se usem células com uma tensão de MPP (*Maximum Power Point* – ponto de potência máxima) o mais similar possível [15].

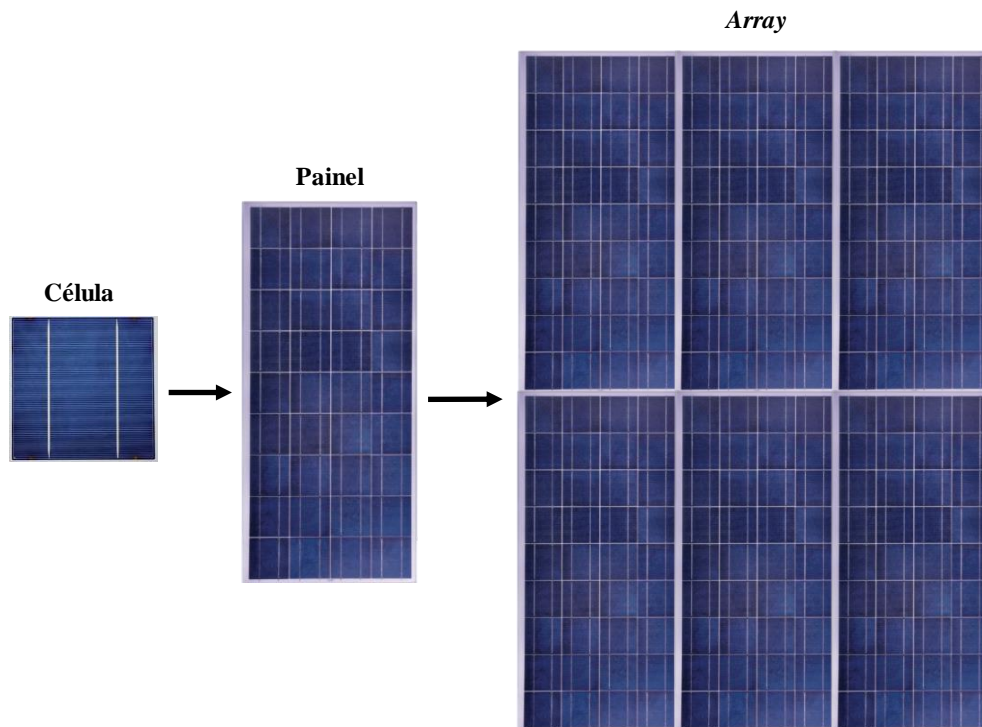


Figura 2.3 – Célula, painel e *array* solar fotovoltaico.

Cada painel solar fotovoltaico tem propriedades que dependem do número de células agrupadas e das propriedades dessas mesmas células. Para ser possível entender as curvas características de uma célula solar fotovoltaica é necessário estar familiarizado com alguns termos: corrente de curto-circuito (I_{SC} – *Short Circuit Current*), tensão em circuito aberto (V_{OC} – *Open Circuit Voltage*) e MPP (Figura 2.4).

A corrente de curto-circuito é a corrente máxima produzida pela célula sob radiação, para uma tensão nula. Este valor é praticamente proporcional ao valor da radiação incidente, podendo ser ligeiramente afetado devido à temperatura do painel. A tensão em circuito aberto é a tensão máxima do circuito quando este está sujeito a uma determinada radiação, à qual a corrente é nula. Além da corrente, a potência é também um parâmetro fundamental de uma célula solar. A parte mais interessante da curva característica da célula, para o utilizador, é quando esta produz potência, ou seja, quando a célula solar não se encontra em circuito aberto ou em curto-circuito, alturas onde não

há produção de potência. A célula vai atingir a sua potência máxima num ponto denominado de MPP. Para um aproveitamento mais eficiente da célula fotovoltaica, esta deveria funcionar o mais próximo possível deste ponto. No entanto, nem sempre é possível uma vez que o MPP é determinado pela luminosidade, temperatura, tolerância e anos de vida de cada célula. Uma maneira de conseguir que a célula esteja sempre perto do MPP é utilizar um sistema de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*). Este certifica-se que a célula funciona sempre em volta do MPP [13] [15].

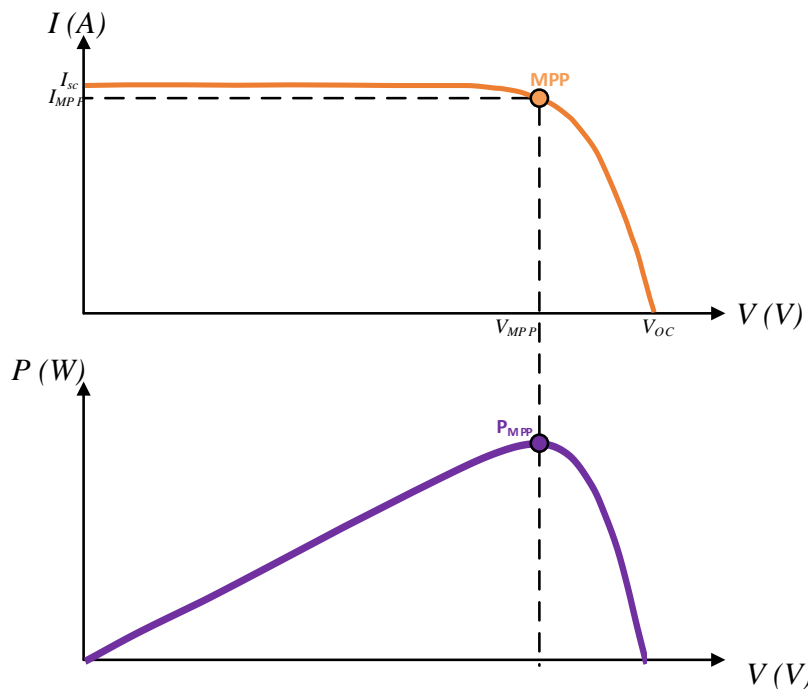


Figura 2.4 – Curvas características da corrente-tensão e potência-tensão de uma célula solar fotovoltaica.

2.2.4. Fatores que influenciam a Eficiência dos Painéis Solares Fotovoltaicos

Um sistema solar fotovoltaico consegue operar, com maior ou menor dificuldade, mesmo quando ocorrem variações bruscas nas condições ambientais. Apesar de conseguir funcionar com estas alterações, a sua produção é afetada, principalmente quando há variação da temperatura ambiente e da radiação incidente. Estas alterações afetam diretamente a potência produzida pelo painel fotovoltaico, uma vez que quando a radiação incidente diminui, a potência máxima produzida diminui e quando a temperatura ambiente aumenta, a potência diminui. Enquanto estes dois fatores influenciam por igual a potência gerada por cada célula, uma variação significativa na potência produzida por um *array* pode ocorrer quando painéis iguais produzem potências diferentes. Isto é, devido a sombreamento parcial, células de um painel podem estar sujeitas a uma radiação incidente diferente de outro painel do mesmo *array*, fazendo com que a potência do *array* baixe consideravelmente [16].

Radiação Incidente

A radiação a que uma célula está sujeita afeta diretamente a corrente por esta produzida através da incidência da luz solar (I_F) e a corrente de curto-circuito (I_{SC}). A radiação solar incidente num painel fotovoltaico depende de vários fatores como: a sua localização geográfica, tempo de luz no dia, o ângulo em que o painel está instalado e as sombras. Na Figura 2.5 podemos observar que quanto menor for a radiação incidente menor é a corrente da célula e, conseqüentemente, menor é a potência produzida pela célula [16].

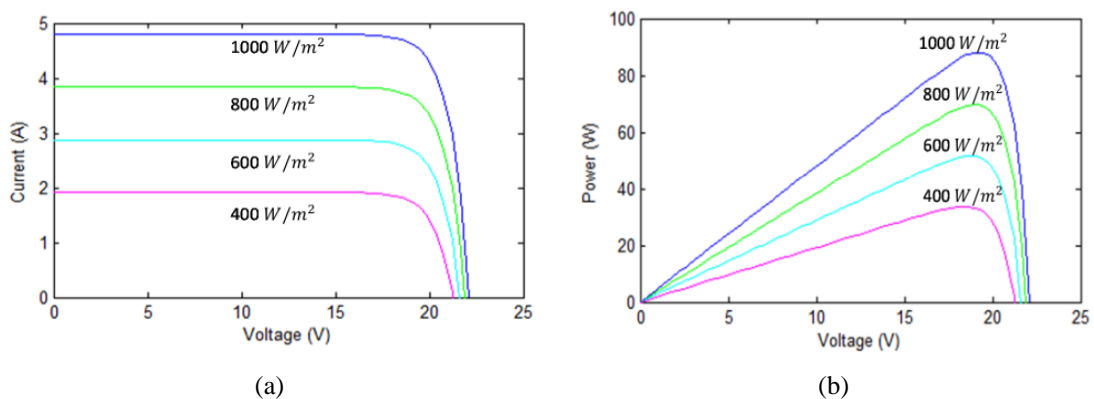


Figura 2.5 – Gráficos das curvas características com variação da radiação incidente: (a) Curva característica I-V; (b) Curva característica da potência produzida [16].

Temperatura

A variação da temperatura numa célula solar fotovoltaica provoca uma rápida alteração da tensão em circuito aberto e uma pequena alteração da corrente de curto-circuito. Quando a temperatura numa célula aumenta a tensão em circuito aberto diminui e a corrente de curto-circuito aumenta (Figura 2.8). O aumento da temperatura da célula pode resultar do aumento da temperatura ambiente ou do tipo de material que envolve cada célula.

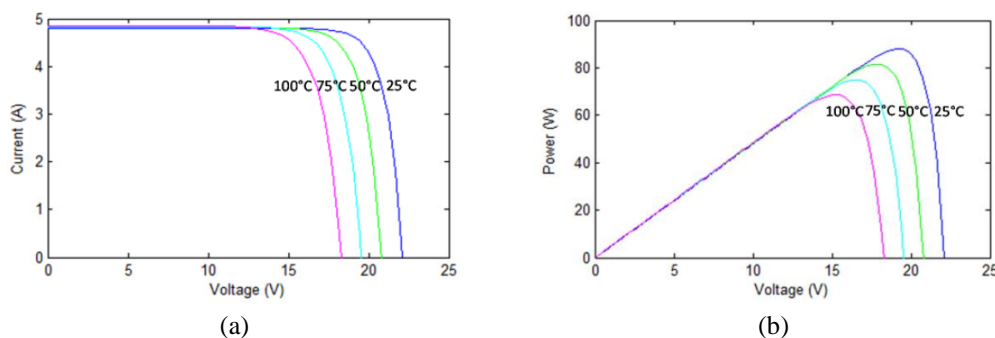


Figura 2.6 – Gráficos das curvas características com variação da temperatura: (a) Curva característica I-V; (b) Curva característica da potência produzida [16].

Efeito Sombra

Quando todos os painéis solares fotovoltaicos que constituem um *array* fotovoltaico estão perante o mesmo nível de radiação incidente, estes têm um único MPP e todos eles contribuem para a potência produzida pelo *array* (Figura 2.7).

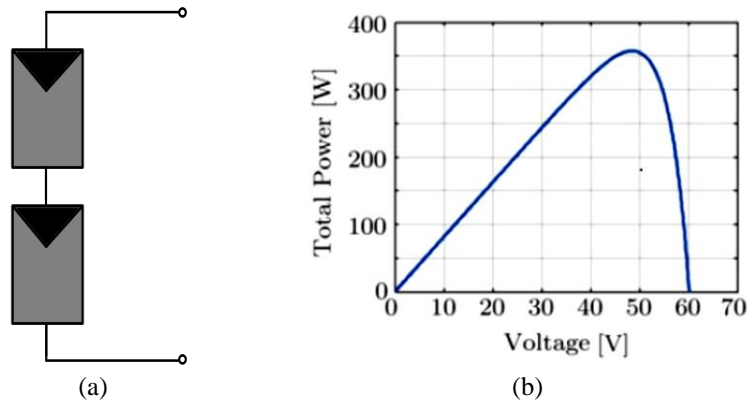


Figura 2.7 – Comportamento de dois painéis fotovoltaicos sem sombreamento: (a) Dois painéis fotovoltaicos em série; (b) Curva caraterística da potência dos dois painéis fotovoltaicos (adaptada de [17]).

No entanto, devido a nuvens, edifícios vizinhos, construções, árvores, etc, um *array* pode estar sujeito a sombras. Nessa altura alguns dos painéis de um *array* encontram-se com radiações incidentes diferentes, produzindo correntes diferentes dos outros painéis, afetando o comportamento normal do *array*. Quando isto ocorre, a corrente produzida pelo *array* passa a tender para o valor mais pequeno de corrente produzida pelos painéis que estão sujeitos a sombras. Isto faz com que o *array* tenha mais que um MPP: o MPP global do sistema quando não há sombras em nenhum dos painéis (MPP1) e o MPP que o *array* produz consoante o número de painéis que estão sombreados (MPP2) (Figura 2.8) [13] [17].

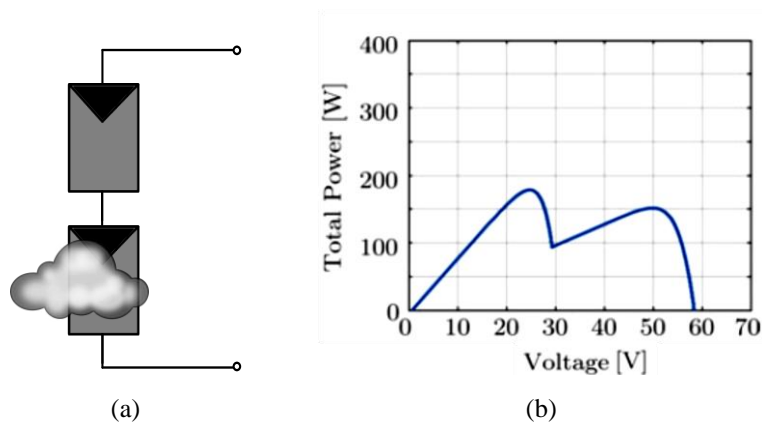


Figura 2.8 – Comportamento de dois painéis fotovoltaicos com sombreamento: (a) Dois painéis fotovoltaicos em série com sombreamento; (b) Curva caraterística da potência dos dois painéis fotovoltaicos com sombreamento (adaptada de [17]).

A melhor solução encontrada para este problema é equipar cada painel que constitui o *array* com um conversor CC-CC. Cada painel opera nas suas respectivas condições independente dos outros, tendo cada um MPP. Assim, estes *module integrated converters* (MICs) permitem extrair a máxima potência possível de cada painel e, por consequência, do *array*. Nestes casos, é esperada uma pequena queda na eficiência dos painéis devido ao rendimento finito dos conversores CC-CC [13] [17].

2.2.5. Classificação dos Sistemas Solares Fotovoltaicos

Nos dias de hoje, os sistemas solares fotovoltaicos são usados em todos os tipos de aplicações e encontram-se presentes tanto em locais desenvolvidos/urbanos como em zonas rurais isoladas: nos telhados de casas e edifícios comerciais, iluminação de ruas, em locais isolados da rede elétrica, etc. Dependendo da aplicação e configuração do sistema solar fotovoltaico, este pode ser classificado em: sistema solar fotovoltaico ligado à rede elétrica (*grid connected system*) ou sistema solar fotovoltaico autónomo (*stand-alone system*) [8].

Sistemas Solares Fotovoltaicos Ligados à Rede Elétrica

A maioria dos sistemas solares fotovoltaicos ligados à rede elétrica é instalado em casas e edifícios de zonas mais desenvolvidas. Nestes casos, o sistema funciona em conjunto com a rede elétrica tradicional (Figura 2.9). Assim, qualquer excesso de energia elétrica produzida pelo sistema solar fotovoltaico pode ser vendido, sendo injetada na rede elétrica. Caso a produção de energia elétrica não seja o suficiente para alimentar as cargas, a rede elétrica é capaz de fornecer eletricidade, funcionando como *backup* de energia, não havendo necessidade de sistemas de armazenamento de energia.

Como estes sistemas produzem corrente contínua e, como a maioria das aplicações de uma residência ou edifício comercial consome corrente alternada, é necessária a instalação de um inversor CC-CA juntamente com o sistema solar fotovoltaico. No entanto, não é só em residências ou edifícios comerciais que se encontram estes sistemas ligados à rede elétrica. Grandes centrais de sistemas solares fotovoltaicos podem produzir enormes quantidades de eletricidade, desde algumas centenas de kW até vários MW.

Normalmente os painéis fotovoltaicos destes sistemas são montados em estruturas no chão. Podem também ser instalados em edifícios industriais como terminais de aeroporto, armazéns, estações de comboios, locais onde o consumo pode ser elevado [8].

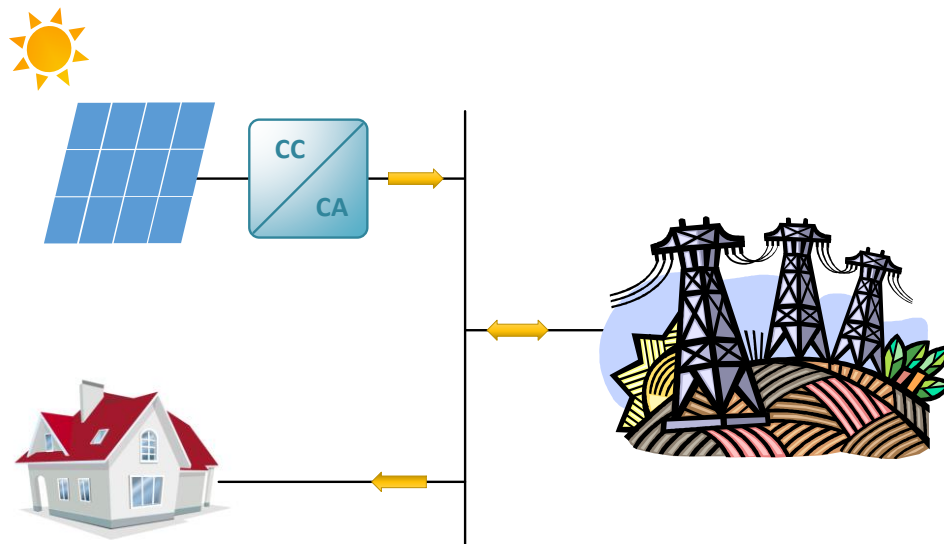


Figura 2.9 – Esquema de um sistema solar fotovoltaico ligado à rede elétrica.

Sistemas Solares Fotovoltaicos Autónomos

Um sistema solar fotovoltaico autónomo não tem qualquer ligação à rede elétrica, sendo equipado normalmente com baterias para que, à noite ou em dias de baixa radiação, seja possível usufruir de energia elétrica (Figura 2.10). Podem também ser utilizados em conjunto com outros sistemas de produção de energia, renovável ou não. A maioria é utilizada em aplicações industriais em áreas remotas, para fornecer eletricidade a zonas rurais isoladas e em bens de consumo.

Hoje em dia, um pouco por todo o lado, podemos encontrar bens de consumo onde estão presentes sistemas solares fotovoltaicos autónomos: relógios, calculadoras, brinquedos, carregadores de baterias, iluminação, sinais de estrada, entre outros.

No caso das aplicações industriais, os sistemas autónomos são utilizados para fornecer energia em zonas remotas para sinais de trânsito, para ajuda à navegação marinha, iluminação remota, sinais de estrada, centrais de tratamento de água, entre outras. Nestas situações é muito comum usar sistemas híbridos e não apenas fotovoltaicos. Este tipo de sistemas autónomos é mais económico do que prolongar a rede elétrica tradicional até estas áreas remotas [8].

Estes sistemas servem também para que a energia elétrica possa ser utilizada pelos habitantes de áreas remotas ou de países menos desenvolvidos. Podem ser pequenos sistemas para apenas uma casa ou grandes sistemas que conseguem fornecer eletricidade a várias casas, a uma comunidade ou até pequenos negócios.

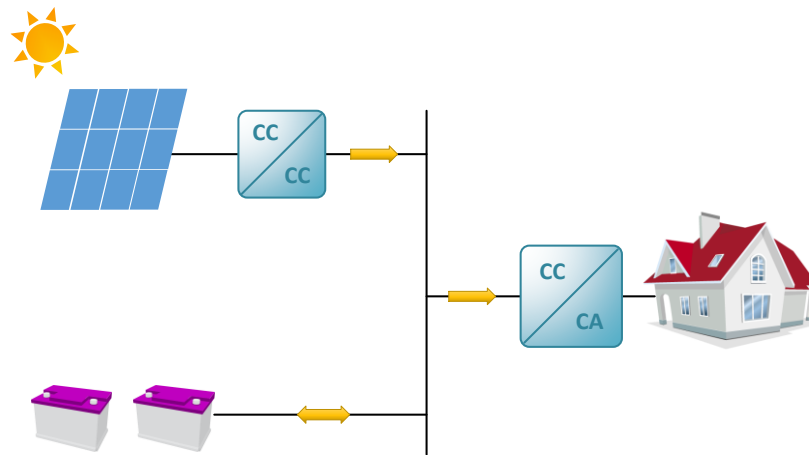


Figura 2.10 – Esquema de um Sistema Solar Fotovoltaico Autônomo.

2.3. Sistema Eólico

Há milhares de anos que a energia do vento é utilizada para a produção de energia mecânica. Com a necessidade de produzir energia elétrica de forma limpa, sem recorrer a combustíveis fósseis, foi concebível utilizar a energia do vento para a sua produção. As turbinas eólicas são o constituinte principal dos sistemas eólicos, uma vez que são as responsáveis pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica.

Neste subcapítulo serão abordados os diferentes tipos de turbinas eólicas existentes, bem como a sua constituição. Também serão abordados temas como o aproveitamento da energia cinética do vento, os controlos de potência de uma turbina eólica e como são classificados os diferentes tipos de sistemas eólicos.

2.3.1. Turbinas Eólicas

Como referido anteriormente, a turbina eólica é a responsável pela conversão da energia cinética do vento em energia elétrica. A potência produzida por uma turbina eólica varia conforme a velocidade do vento e cada turbina tem uma curva característica da sua potência produzida. Na Figura 2.11 pode ser observado um gráfico com a curva característica de uma turbina eólica.

Para que seja possível perceber a curva característica da turbina eólica é necessário estar familiarizado com alguns termos:

- Velocidade de arranque (cut-in speed) – a velocidade mínima a que a turbina começa a funcionar;
- Velocidade nominal do vento (rated wind speed) – velocidade do vento à qual a turbina consegue produzir a sua potência nominal;
- Velocidade de corte (cut-out speed) – a velocidade máxima de vento a que a turbina consegue funcionar.

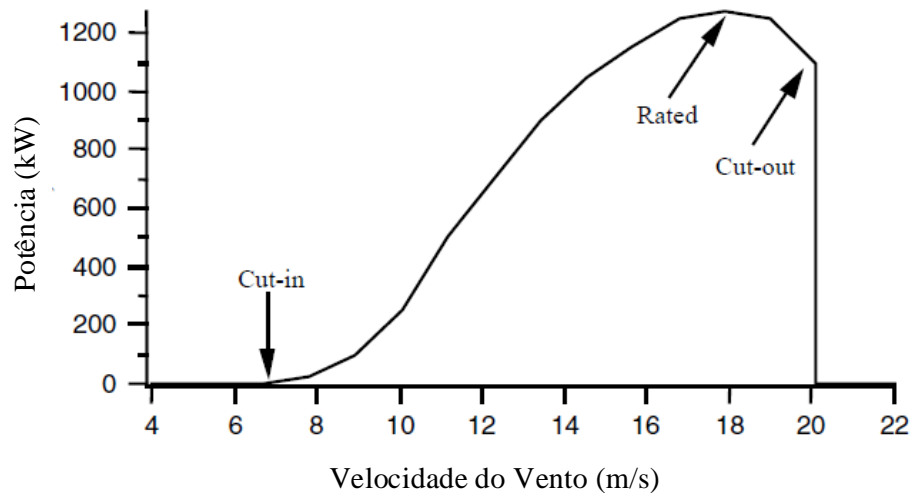


Figura 2.11 – Curva característica da potência de uma turbina eólica (adaptada de [18]).

Atualmente, existe uma grande variação de turbinas eólicas no mercado, tendo diferentes classificações dependendo da sua potência, da orientação do seu eixo de rotação, do local onde são instaladas, entre outras.

Ao nível de potência produzida, uma turbina eólica pode ser classificada como: micro, pequena, média, grande ou ultra grande. Uma micro turbina eólica tem uma potência inferior a alguns kW. Estas são normalmente utilizadas em locais onde não chega a rede elétrica e em diversos tipos de pequenas aplicações como iluminação de ruas, bombeamento de água e alimentação de residências em locais isolados. Uma vez que necessitam de velocidades de vento baixas para começarem a funcionar e operam a velocidades de vento moderadas, estas são instaladas um pouco por todo o mundo, quer em países menos desenvolvidos quer nos países mais desenvolvidos [18].

As pequenas eólicas têm, normalmente, uma potência inferior a 100 kW. No entanto este valor pode variar de país para país. Por exemplo, nos EUA e na China uma pequena turbina tem uma potência inferior a 100 kW, no Canadá é inferior a 30 kW, na Alemanha inferior a 75 kW e no Reino Unido é inferior a 50 kW. Apesar de não haver um consenso a nível mundial, a maioria tende para um limite de 100 kW. As pequenas turbinas são, na sua maioria, usadas em residências e quintas [18].

As turbinas eólicas mais utilizadas são as turbinas eólicas médias, variando a sua potência entre 100 kW e 1 MW. Estas turbinas podem ser usadas para fornecer energia elétrica em áreas isoladas ou podem ser usadas em aplicações ligadas à rede elétrica.

A potência das grandes turbinas varia entre 1 MW e os 10 MW, sendo as escolhidas na criação de parques eólicos, especialmente nos que são construídos em pleno oceano.

Por fim, as turbinas ultra-grandes têm uma potência superior aos 10 MW. Estas turbinas encontram-se ainda nas primeiras fases de pesquisa e desenvolvimento [18].

Quando é considerada a orientação do eixo de rotação de uma turbina, esta pode ser denominada de turbina eólica de eixo vertical (VAWT – *Vertical-Axis Wind Turbine*) ou turbina eólica de eixo horizontal (HAWT – *Horizontal-Axis Wind Turbine*).

Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Hoje em dia, as turbinas eólicas mais comuns são as turbinas eólicas de eixo horizontal (HAWTs), isto é, turbinas em que o eixo de rotação é paralelo ao solo (Figura 2.12).

Nestas turbinas, a caixa de velocidades e o gerador encontram-se na *nacelle* da turbina, que também suporta o rotor e as pás da eólica. A altura da torre destas turbinas também é um elemento importante uma vez que a velocidade do vento aumenta consoante a distância ao solo. Estas são tipicamente constituídas por três pás, existindo também de uma, duas ou mais de três pás. As turbinas eólicas de uma pá já não são desenvolvidas. As de três pás são as mais utilizadas porque oferecem uma operação mais tranquila, uma vez que existe menos perturbação, vibração por parte da turbina eólica [18] [19] [20].

As grandes vantagens destas turbinas eólicas são a sua grande eficiência, necessidade de velocidades baixas de início de funcionamento e o preço baixo por unidade de produção de energia [18].



Figura 2.12 – Desenho de uma turbina eólica de eixo horizontal [19].

Turbinas Eólicas de Eixo Vertical

Nas turbinas eólicas de eixo vertical (VAWTs) o eixo de rotação é perpendicular ao solo (Figura 2.13).

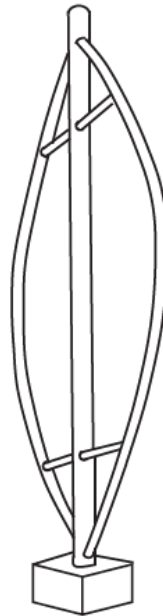


Figura 2.13 – Desenho de uma turbina eólica de eixo vertical [19].

Uma grande vantagem deste tipo de turbinas está relacionada com o facto de estas poderem receber vento de todas as direcções. Uma vez que a caixa de velocidades e o gerador podem ser instalados na base da torre, perto do solo, simplifica a construção da turbina e, conseqüentemente baixa o seu custo e a sua manutenção. No entanto, apesar destas vantagens as VAWT têm várias desvantagens:

- Baixo binário inicial, sendo necessário uma fonte de energia externa para rodar as pás no início de funcionamento;
- Tendência para parar durante rajadas de vento;
- A altura limitada da turbina faz com que a potência gerada seja inferior às HAWTs [18] [20].

Assim, estas turbinas representam apenas uma pequena percentagem das turbinas eólicas instaladas no mundo, sendo utilizadas para aplicações de pouca potência como carregamento de baterias em áreas onde a rede eléctrica não está disponível.

2.3.2. Constituição de uma Turbina Eólica

Uma turbina eólica é composta por seis partes fundamentais: a torre, o sistema *yaw*, o rotor, a *nacelle*, as pás e o anemómetro. Dentro da *nacelle* encontra-se a caixa de velocidades, o travão, o gerador, e o sistema de controlo (Figura 2.14).

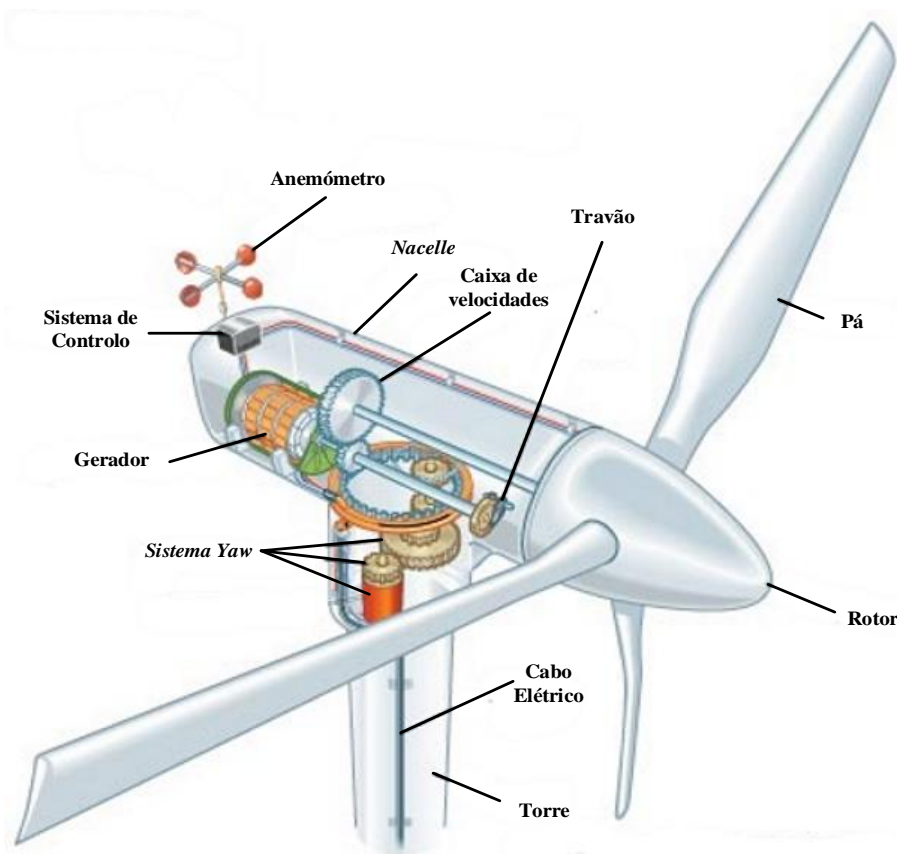


Figura 2.14 – Esquema da constituição de uma Turbina Eólica (adaptada de [21]).

Torre

A torre da turbina eólica é o elemento que suporta o rotor e a *nacelle*. A altura desta é, normalmente, igual ao diâmetro do rotor ou 1,5 vezes superior, mas em todos os casos é quase sempre superior a 24 metros. Geralmente, não é inferior a esse valor já que a velocidade do vento é baixa e mais turbulenta perto do solo.

A escolha do tipo de torre a utilizar é muitas vezes influenciada pelas características do local onde será instalada a turbina eólica. Há três tipos de torres usadas em turbinas eólicas de eixo horizontal: torre tubular, torre de treliça e torre de *Guyed* (Figura 2.15) [19]. As torres tubulares e de treliça permanecem em pé devido a estruturas massivas que evitam que elas caiam. Já as torres de *Guyed* são presas por vários cabos ao solo para não caírem. As torres tubulares e de treliça são mais caras mas ocupam muito menos espaço que as de *Guyed*. Historicamente, as torres de treliça foram as mais usadas até 1980 sendo esse título agora das torres tubulares. Pelo contrário, as torres de *Guyed* nunca foram muito usadas, especialmente em turbinas de tamanho médio ou grande.

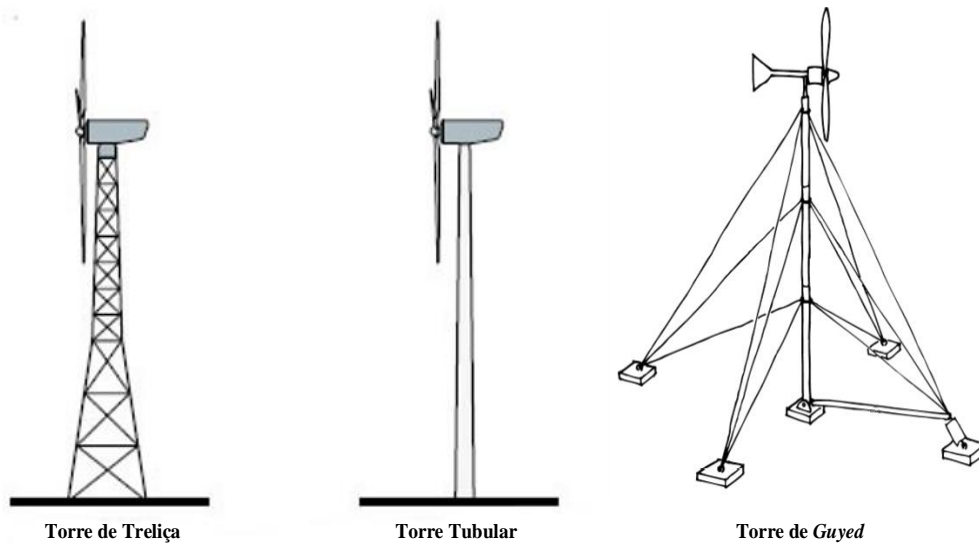


Figura 2.15 – Esquemas do tipo de torres de uma turbina eólica de eixo horizontal (adaptada de [22] [23]).

Praticamente todas as turbinas eólicas de tamanho médio ou grande são instaladas em torres tubulares. Algumas turbinas pequenas são instaladas em torres tubulares mas a sua instalação já não é tão frequente e é limitada a alguns tamanhos. Estas torres podem ser feitas de aço, madeira, betão ou fibra de vidro. A sua maioria é feita de aço, mas alguns fabricantes preferem o betão. Um dos fatores que levam estas torres serem as mais utilizadas é, de acordo com muitos utilizadores, serem esteticamente mais agradáveis de visualizar. Estas torres são difíceis de transportar e manusear sem equipamento pesado, sendo necessário uma grua para a sua instalação [24].

As torres de treliça são normalmente mais rígidas que as torres tubulares. Estas são chamadas de treliça porque parecem uma grande armação de grades (como por exemplo a torre Eiffel que é a torre de treliça mais conhecida). Este tipo de torres são pré-montadas quando se trata de uma turbina eólica pequena, mas quando se trata de uma turbina eólica média, a torre é transportada em partes e montada no local de instalação. Como as tubulares, também é necessário uma grua para instalar as torres de treliça. Normalmente, são montadas no solo e depois erguidas pela grua [24].

As torres de *guyed* são bastante utilizadas em turbinas eólicas pequenas. Oferecem uma boa harmonia entre resistência, custo, facilidade de instalação e aparência. Infelizmente ocupam mais espaço que as tubulares e o risco da torre cair é muito maior [24].

Rotor

O rotor é considerado muitas vezes o componente mais importante de uma turbina eólica, tanto ao nível do seu desempenho como do seu custo. Este é constituído pelas pás

e pelo suporte destas. O rotor é o responsável pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica, que mais tarde vai ser convertida em energia elétrica pelo gerador.

O rotor pode ter dois tipos de configuração: pode ser a favor do vento (*downwind*) ou contra o vento (*upwind*). Quando o rotor tem uma configuração *upwind*, este atinge primeiro as pás e o rotor e só depois passa pela torre e pela *nacelle*. Esta é a configuração mais utilizada e a sua grande vantagem é o vento atingir o rotor sem interferências da *nacelle*, não havendo perdas aerodinâmicas nem causando *stress* na turbina. Por outro lado, quando a sua configuração é *downwind*, o vento atinge primeiro a torre e a *nacelle* e só depois atinge o rotor e as pás da turbina. A grande desvantagem é as interferências, como já referido. No entanto, a sua vantagem é que não necessita do sistema *yaw* (sistema que permite ao rotor orientar-se em direção ao vento), uma vez que a sua construção permite que a turbina se oriente sozinha.

Sistema de Orientação *Yaw*

Salvo raras exceções, todas as turbinas eólicas de eixo horizontal devem ser capazes de se mover, de modo a orientar-se na direção do vento. Para isso, um mecanismo tem de estar presente para que essa orientação seja possível, e de um modo relativamente lento para que forças giroscópicas sejam evitadas. Esta é a função do sistema *yaw*: fazer com que a turbina se oriente em relação ao vento. Este sistema normalmente é composto por um ou dois motores capazes de alinhar a turbina na direção do vento, por um sistema de controlo, por um sensor (normalmente montado na *nacelle*) e, por vezes, por travões [19].

Geralmente, são as turbinas eólicas com um rotor *upwind* que precisam de um sistema *yaw* mais completo, ao contrário das turbinas com rotor *downwind*. As turbinas com rotor *downwind*, como referido anteriormente, conseguem orientar-se sozinhas [19].

Pás

As pás da turbina eólica são o elemento fundamental já que são elas que permitem transformar a energia cinética do vento no binário necessário para gerar energia elétrica.

São vários os fatores a ter em conta na construção de pás para turbinas eólicas, sendo os mais importantes o desempenho aerodinâmico destas e a sua rigidez estrutural. As pás são, normalmente, construídas a partir de plásticos, sendo depois reforçadas por fibra de vidro. Estes são os materiais mais utilizados e são bastante resistentes. O aço e a madeira, como na construção das torres, podem ser também utilizados mas em quantidades menores [19].

Anemómetro

De modo a saber quando a turbina deve abrandar o seu funcionamento ou mesmo parar, com a ajuda do travão, é necessário saber qual é a velocidade do vento. Para isso são usados mecanismos capazes de realizar essas medições. Os anemómetros são os elementos mais utilizados em aplicações eólicas. Os três tipos de anemómetros mais utilizados são: os anemómetros de copo, os anemómetros sónicos e os anemómetros de hélice (Figura 2.16). Estes encontram-se ligados à *nacelle* da turbina eólica [19].

Os anemómetros de copo são o instrumento mais utilizado na medição da velocidade do vento. Estes usam a sua rotação, que varia em proporção com a velocidade do vento, para gerar um sinal, que será enviado para o sistema de controlo. A rotação dos anemómetros pode ser medida por contadores mecânicos que registam o número de rotações, por variações de tensão (alternada ou contínua) e por interruptores fotoelétricos. Atualmente, os anemómetros de copo mais comuns são os com 3 copos montados num pequeno eixo. Este tipo de anemómetros é ótimo para locais remotos, visto que não precisa de uma fonte de alimentação [19].

Os anemómetros de hélice usam o vento para girar as suas hélices de modo a acionar um gerador. Dependendo da velocidade do vento, o gerador vai produzir diferentes tensões, que serão utilizadas pelo sistema de controlo [19].

Os anemómetros sónicos foram inicialmente desenvolvidos em 1970 e usam ondas de ultrassom para medir a velocidade e direção do vento. Estes anemómetros têm um custo elevado em relação ao anemómetro de copo e de hélice, não sendo a sua precisão muito maior [19].

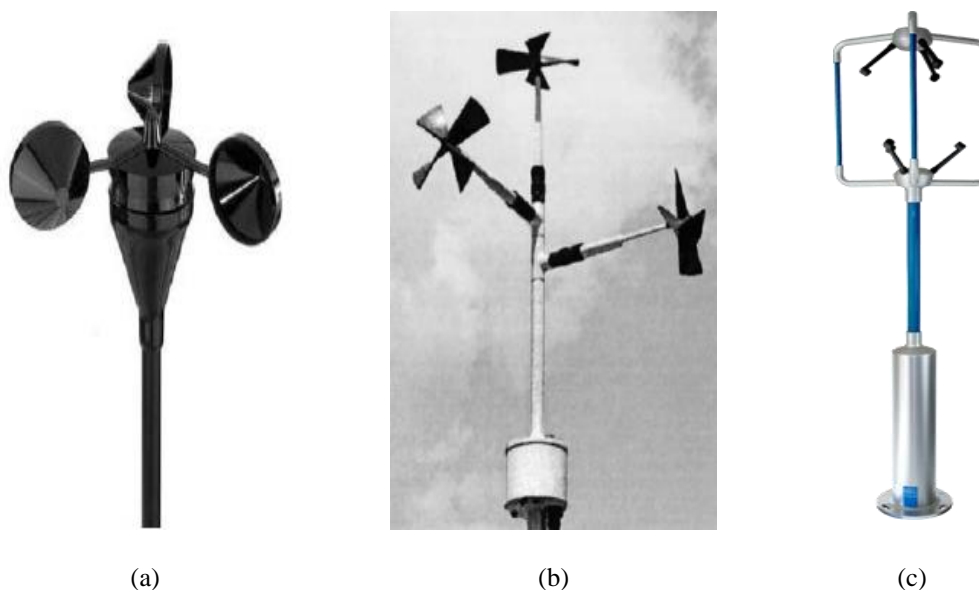


Figura 2.16 – Anemómetros: (a) De copo; (b) De hélice; (c) Sónico [19] [25].

Nacelle

A *nacelle* é um género de uma caixa que protege certos componentes da turbina eólica das condições meteorológicas. Dentro dela estão o gerador, o travão, o sistema de controlo, a caixa de velocidades, entre outros.

É normalmente feita de um material leve, como fibra de vidro. Em grandes turbinas eólicas a *nacelle* tem de ter um tamanho suficiente para que seja possível uma pessoa fazer a inspeção e manutenção dos componentes situados dentro dela [19].

Gerador

O gerador é o responsável pela conversão da energia mecânica do rotor em energia elétrica. Os geradores mais usados em turbinas eólicas são os geradores elétricos de corrente contínua, síncronos ou assíncronos. A escolha do gerador vai estar relacionada com algumas características da turbina eólica, como por exemplo, a sua potência nominal.

Os vários tipos de geradores elétricos são abordados mais ao pormenor no subcapítulo 2.4.

Caixa de Velocidades

A maioria das turbinas eólicas contém uma caixa de velocidades para aumentar a velocidade de rotação do rotor do gerador. Este aumento é necessário uma vez que os rotores das turbinas eólicas rodam a uma velocidade mais lenta do que aquela que é requerida pela maioria dos geradores elétricos. Rotores de pequenas turbinas eólicas rodam a velocidades na ordem das centenas de rpm e os de grandes eólicas rodam ainda mais devagar. Como a maioria dos geradores elétricos funcionam por volta dos 1500 rpm e 1800 rpm, a caixa de velocidades é algo indispensável numa turbina.

A caixa de velocidades é um dos componentes mais pesados e caros de uma turbina eólica. São normalmente desenvolvidas por um fabricante diferente do da turbina. No entanto, é fundamental que o fabricante das caixas de velocidades entenda de turbinas eólicas e que o fabricante da turbina entenda de caixas de velocidade, já que as condições de operação de uma caixa de velocidades numa turbina são diferentes de outras aplicações. Um dos problemas mais comuns nas turbinas eólicas está relacionado com a sob projeção das caixas de velocidades [19].

Travão

Praticamente todas as turbinas eólicas têm um travão mecânico implementado. Na maioria dos casos o travão serve para parar a turbina quando a velocidade do vento é

superior àquela que a turbina aguenta. Isto é, quando a velocidade do vento é elevada o suficiente para levar o gerador elétrico a produzir uma potência superior à nominal da turbina, o travão é acionado, parando a produção de energia. O travão pode também ser usado para o abrandamento ou mesmo paragem do rotor quando a turbina não está a funcionar [19].

Os dois tipos de travões mecânicos mais usados nas turbinas eólicas são os travões de embraiagem e os travões de disco. Os travões de disco funcionam de uma forma similar aos de um automóvel: um disco de aço é afixado ao eixo que se quer travar. Por sua vez, a atuação dos travões de embraiagem é feita através de molas e por ar comprimido ou por um fluido hidráulico.

Como os travões mecânicos têm a desvantagem do desgaste dos seus componentes, muitas vezes é implementado um travão elétrico. Quando a potência produzida pela turbina eólica é superior à necessária pelas cargas, a potência não necessária é dissipada numa resistência. A implementação deste travão elétrico evita o desgaste dos componentes mecânicos, alimentando a carga com a potência necessária, sendo a restante potência dissipada na resistência.

Sistema de Controlo

A importância do sistema de controlo de uma turbina eólica está relacionada com a sua operação mas também com a sua produção de potência. O sistema de controlo de uma turbina pode incluir vários sensores (de velocidade do vento, de posição, de temperatura, entre outros), controladores (mecanismos mecânicos, circuitos elétricos), amplificadores (interruptores, amplificadores elétricos, válvulas), atuadores (motores, pistões), entre outros.

O sistema de controlo é fundamental para estabelecer limites de binário e potência em que a turbina deve operar e para maximizar a produção de energia por parte da turbina eólica. É também fundamental para maximizar a vida do rotor e de outros componentes estruturais, na presença de mudanças de direção e velocidade do vento e quando ocorrem turbulências [19].

2.3.3. Energia do Vento Disponível

Como referido anteriormente a turbina eólica converte a energia cinética do vento em energia elétrica. A energia cinética existe quando um objeto de uma determinada massa apresenta uma velocidade de movimento translacional ou rotacional. Quando o ar está em movimento (vento), a energia cinética (E_k) deste pode ser determinada pela

equação (2.2), onde m é a massa do ar e v é a velocidade média do vento durante um período de tempo [18] [20].

$$E_k = \frac{1}{2} m v^2 \quad (2.2)$$

Porém, nem toda a energia do vento pode ser convertida em energia elétrica. Quando o vento passa pela turbina eólica e faz girar as pás, a massa do vento pode ser obtida pela equação (2.3), onde ρ representa a densidade do ar, A é a área das pás e t é o tempo durante o qual o vento passa pelas pás.

$$m = \rho A v t \quad (2.3)$$

Substituindo a equação (2.3) na equação (2.2), a expressão da energia cinética pode ser representada pela equação (2.4).

$$E_k = \frac{1}{2} \rho A t v^3 \quad (2.4)$$

Sendo o objetivo encontrar a potência disponível no vento e sabendo que a potência é a energia por unidade de tempo, a potencia disponível no vento pode ser escrita por:

$$P = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (2.5)$$

Analisando a equação (2.5) é possível observar que para se obter uma potência maior é necessário uma velocidade do vento maior, uma maior área das pás e uma maior densidade do ar. Como a potência disponível do ar é proporcional ao cubo da velocidade do vento, uma pequena variação do vento pode ser o suficiente para uma grande variação da potência disponível.

Como já referido, nem toda a potência disponível no vento é convertida em energia elétrica. Esse facto foi provado por Lanchester em 1915 e por Betz em 1920. O que hoje em dia é conhecido como o limite Lanchester-Betz afirma que nenhuma turbina eólica consegue converter mais de 16/27 (59,26%) da energia cinética do vento em energia mecânica. Assim, de modo a saber qual a percentagem de energia cinética do vento que é aproveitada para a produção de energia (C_p), é necessário recorrer à equação (2.6) [18] [20].

$$C_p = \frac{\text{Potência da Turbina Eólica}}{\text{Potência Disponível do Vento}} \quad (2.6)$$

2.3.4. Classificação dos Sistemas Eólicos

Atualmente os sistemas eólicos podem ser classificados de *onshore* e *offshore*. Os sistemas eólicos *onshore*, como o próprio nome indica, são sistemas instalados em terra. Por outro lado, os sistemas eólicos *offshore* são sistemas instalados no mar.

Sistemas Eólicos *Onshore*

Os sistemas eólicos *onshore* podem ser divididos em dois tipos: sistemas eólicos isolados ou sistemas eólicos ligados à rede.

Os sistemas eólicos isolados são muito utilizados em residências, quintas e em zonas sem acesso à rede elétrica (Figura 2.17). Como é uma fonte de energia intermitente, devido às diferenças da velocidade do vento de um momento para o outro, em sistemas isolados, as turbinas eólicas raramente funcionam sozinhas. Isto é, as turbinas eólicas são, geralmente, equipadas com sistemas de armazenamento de energia (por exemplo, baterias), e, em muitos casos, com um gerador a *diesel* e com painéis fotovoltaicos, formando um sistema híbrido isolado.

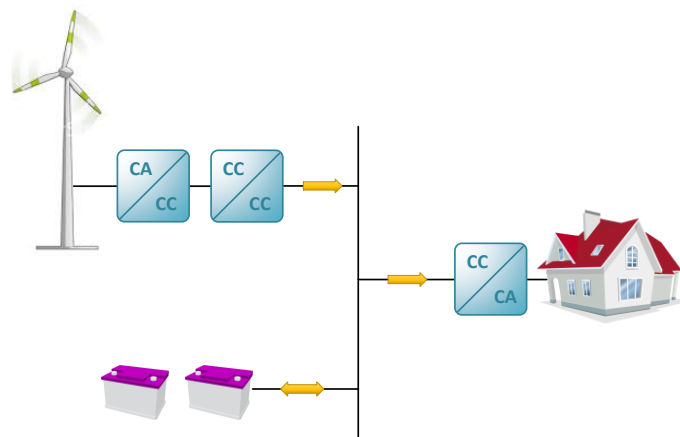


Figura 2.17 – Esquema de um sistema eólico isolado.

A maioria das médias e grandes turbinas eólicas são utilizadas em sistemas eólicos ligados à rede (Figura 2.18). Uma das principais razões de isso acontecer é não haver o problema de armazenamento de energia. Sendo ligadas à rede, a energia produzida pode ser vendida quando não é necessário alimentar as cargas e as cargas podem ser alimentadas pela rede elétrica quando as turbinas não produzem o suficiente para as alimentar.

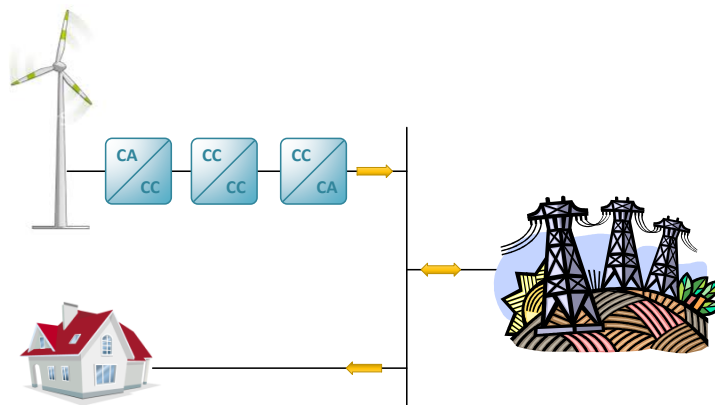


Figura 2.18 – Esquema de um sistema eólico ligado à rede elétrica.

Sistemas Eólicos *Offshore*

Como anteriormente referido, os sistemas eólicos *offshore* são sistemas instalados no mar (Figura 2.19).

Este tipo de instalações tem sofrido um desenvolvimento elevado graças à elevada quantidade de vento presente, tanto a nível de intensidade como de regularidade do vento. Assim, uma turbina eólica instalada no mar consegue produzir mais potência e funcionar mais horas por dia do que uma turbina igual em terra [18].



Figura 2.19 – Sistema eólico *offshore* [26].

2.4. Geradores Elétricos

Os geradores elétricos convertem energia mecânica em energia elétrica e os motores elétricos convertem energia elétrica em energia mecânica. Tanto os geradores como os motores são, frequentemente, chamados de máquinas elétricas uma vez que eles podem funcionar tanto como motores ou geradores elétricos. Hoje em dia, os geradores mais utilizados em turbinas eólicas são os geradores síncronos e assíncronos. No entanto, os geradores de corrente contínua são muito utilizados em pequenas turbinas eólicas.

2.4.1. Geradores de Corrente Contínua

Nos geradores de corrente contínua os pólos do gerador e os seus enrolamentos encontram-se no estator e no rotor os condutores estão dispostos em ranhuras formando espiras que são ligadas ao anel comutador. Nestes geradores o campo magnético é criado pelas correntes que passam pelos enrolamentos do estator, atravessando a armadura. Ao rotor é aplicado um binário que faz com que ele rode. Ao rodar, os condutores do rotor cortam as linhas do campo magnético produzido pelo estator, sendo induzidas tensões nos condutores do rotor. O anel comutador, que se encontra no eixo do rotor, é o responsável pela conversão da corrente alternada em corrente contínua. O gerador entra

em contacto com o seu exterior através de escovas que estão em contacto com o anel comutador [19] [27].

Quando estes geradores são integrados em turbinas eólicas, a velocidade da turbina é determinada pelo equilíbrio entre o binário do rotor da turbina e o binário elétrico do gerador [19].

Estes geradores de corrente contínua são atualmente pouco usados devido aos elevados custos da sua manutenção. Os custos da manutenção estão muitas vezes associados às escovas que ligam o anel comutador do rotor ao exterior do gerador [19].

2.4.2. Geradores Síncronos

Os geradores síncronos são utilizados, na sua maioria, em grandes centrais elétricas. Nos sistemas eólicos, são ocasionalmente usados em grandes turbinas ligadas à rede elétrica. Estes geradores são mais caros e mecanicamente mais complexos que os geradores assíncronos, porém têm uma grande vantagem em relação a estes: não necessitam de corrente de magnetização indutiva [4].

O campo magnético de um gerador síncrono pode ser criado usando ímanes permanentes ou um campo de enrolamentos. Caso o número de pólos do gerador seja o adequado, este pode ser usado sem caixa de velocidades pois a sua velocidade de sincronismo estará próxima da velocidade das pás da turbina eólica [4].

Os geradores síncronos mais utilizados nas turbinas eólicas são os geradores síncronos de rotor bobinado (*Wound Rotor Synchronous Generator – WRSG*) e os geradores síncronos de ímanes permanentes (*Permanente Magnet Synchronous Generator – PMSG*).

Gerador Síncrono de Rotor Bobinado

Para que este tipo de gerador funcione, os enrolamentos do rotor são excitados com corrente contínua através de anéis condutores e escovas ligadas ao eixo do rotor. Assim, ele começa a rodar, originando um campo magnético que atravessa os enrolamentos do estator. Quando os enrolamentos do estator são excitados, estes produzem tensões que são usadas para alimentar cargas. A frequência destas tensões depende do número de pólos do rotor e da velocidade de rotação do mesmo. Estes dados podem ser determinados pela equação (2.7), onde n_s é a velocidade de sincronismo, f a frequência e p o número de pólos [4] [27].

$$n_s = \frac{120 f}{p} \quad (2.7)$$

Gerador Síncrono de Ímanes Permanentes

Muitos estudos provam que a utilização de geradores síncronos de ímanes permanentes é o mais adequado para turbinas eólicas, uma vez que o seu rotor não precisa de ser excitado por uma corrente. Isto faz com que a sua eficiência seja maior do que num gerador assíncrono. No entanto, os materiais usados para a construção de ímanes são bastante caros e de difícil manuseamento durante o seu fabrico. Outra grande desvantagem é os materiais magnéticos serem sensíveis à temperatura, podendo perder as suas qualidades magnéticas quando sujeito a grandes temperaturas. Por isso, a temperatura do rotor tem de ser vigiada, sendo necessário um sistema de arrefecimento, elevando ainda mais o custo deste gerador [4].

O estator destes geradores é bobinado e o rotor é equipado com um sistema de ímanes permanentes, podendo os seus pólos serem salientes ou lisos.

Os rotores de pólos salientes são usados geralmente em hidrogeradores (geradores das centrais hidroelétricas) e turbinas eólicas, onde a velocidade de rotação é baixa (Figura 2.20). Posto isto, através da equação (2.7) é possível afirmar que para uma frequência de 50 Hz, o número de pólos tem de ser elevado. Por outro lado, os rotores de pólos lisos são utilizados quando os geradores síncronos necessitam de funcionar a grandes velocidades. Assim, o número de pólos destes é pequeno. Estes rotores são mais utilizados como turbogeradores, usados nas centrais térmicas [4] [27].

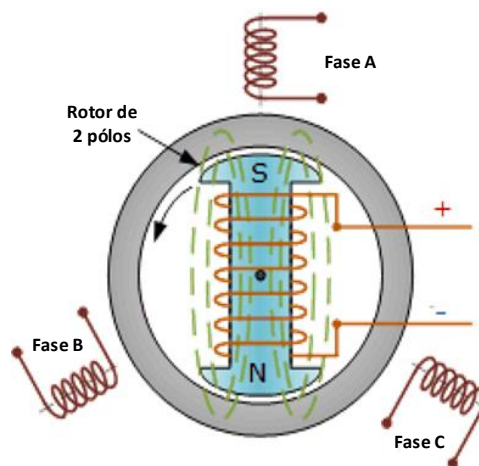


Figura 2.20 – Esquema de um rotor de pólos salientes de um gerador síncrono de rotor bobinado (adaptado de [28]).

2.4.3. Geradores Assíncronos (ou de Indução)

O gerador mais comum usado nas turbinas eólicas é o gerador de indução. Este tem várias vantagens como a sua robustez, a sua simplicidade mecânica e, como é produzido em grande escala, o seu reduzido preço em relação aos outros. A grande desvantagem é

que o seu estator necessita de uma corrente de magnetização. Como este gerador não contém ímanes permanentes, a sua corrente de excitação é proveniente de outra fonte, consumindo energia reativa [4].

Se a excitação dos enrolamentos for feita através de corrente alternada, o campo magnético roda a uma velocidade de sincronismo que pode ser determinada pelo número de pólos (p) e pela frequência (f) (equação (2.8)).

$$n_s = \frac{f}{p} 60 \quad (2.8)$$

Assim, se o rotor rodar a uma velocidade que exceda a velocidade de sincronismo, estamos perante um deslizamento, o que causa uma corrente nos enrolamentos do rotor. Este deslizamento pode ser calculado pela equação (2.9), onde n_s é a velocidade de sincronismo e n é a velocidade de rotação do rotor [4].

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \quad (2.9)$$

O rotor de um gerador de indução pode ser denominado de rotor em gaiola de esquilo ou rotor bobinado.

Gerador de Indução de Rotor em Gaiola de Esquilo

Para já, o gerador de indução de rotor em gaiola de esquilo (SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*) tem sido o mais utilizado devido à sua simplicidade, elevada eficiência e necessidade de pouca manutenção. As turbinas eólicas que contêm SCIGs são geralmente equipadas com um mecanismo de arranque suave (*soft-starter*) e de compensação de potência reativa, uma vez que os SCIG consomem potência reativa.

A grande diferença entre os geradores de indução de rotor em gaiola de esquilo e os geradores de indução de rotor bobinado está na composição do seu rotor. Ambos os estatores apresentam enrolamentos. Porém, o rotor dos SCIGs tem uma forma cilíndrica e encontra-se sobre um eixo. Este é composto por barras condutoras, normalmente barras de alumínio ou cobre, e não possui enrolamentos, mostrando assim, a sua robustez e simplicidade (Figura 2.21) [4].

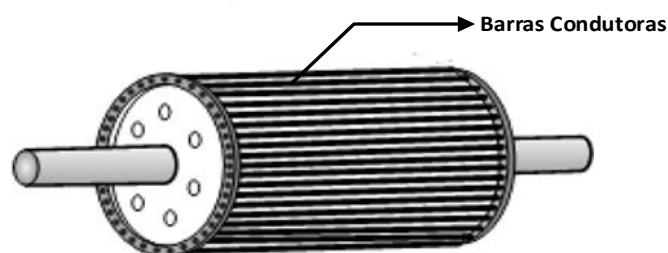


Figura 2.21 – Rotor de um gerador de indução com rotor em gaiola de esquilo (adaptada de [29]).

Gerador de Indução de Rotor Bobinado

O facto dos rotores dos geradores de indução de rotor bobinado (WRIG) conterem enrolamentos, ao contrário dos SCIGs, torna-os comparativamente menos robustos (Figura 2.22).

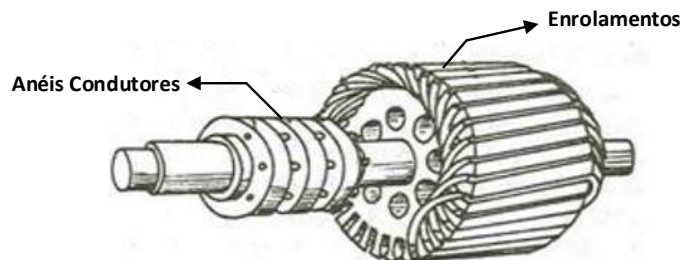


Figura 2.22 – Rotor de um gerador de indução de rotor bobinado (adaptada de [30]).

As características elétricas do rotor podem ser controladas externamente, sendo possível impor uma tensão no rotor. Os enrolamentos do rotor podem estar externamente ligados através de anéis condutores e escovas, o que faz aumentar o custo destes geradores, muito por culpa da sua manutenção.

2.5. Sistemas de Armazenamento de Energia

Atualmente, os sistemas de armazenamento de energia têm um impacto significativo na indústria de energia elétrica. Em particular, os sistemas de armazenamento de energia são bastante importantes para o sucesso de fontes de energia intermitente, como por exemplo, as energias renováveis. A energia eólica e a energia fotovoltaica estão disponíveis apenas quando as condições meteorológicas forem as pretendidas. Isto faz com que a produção nem sempre consiga responder à necessidade. Assim, os sistemas de armazenamento de energia são essenciais para este tipo de produção de energia, contribuindo significativamente para satisfazer as necessidades da sociedade de um modo mais eficiente e amigo do ambiente. Algumas vantagens destes equipamentos são:

- a redução do custo da energia;
- aumento da eficiência em sistemas de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis;
- redução do consumo de energia proveniente de combustíveis fósseis, reduzindo assim também as emissões de gases poluentes para a atmosfera.

Existem vários tipos de sistemas de armazenamento de energia, desde mecânicos, a hidráulicos e eletroquímicos.

Os sistemas mecânicos e hidráulicos, geralmente, armazenam energia convertendo eletricidade em energia de compressão ou rotação. O sistema de energia por bombagem é um sistema comprovado mas tem limitações na sua aplicabilidade. Os sistemas de armazenamento de ar comprimido têm sido testados com sucesso na Europa, podendo ser aplicados em grande escala, utilizando antigos campos de gás natural como reservatórios de armazenamento de energia. No que diz respeito a energia de rotação, esta pode ser armazenada em *flywheels* apesar de ser necessário materiais de alta resistência para reduzir o preço destas. Os sistemas de armazenamento mecânico e hidráulico não são muito eficientes, já que as suas perdas de energia podem chegar aos 50% [31] [32].

Por sua vez, os sistemas de armazenamento eletroquímicos têm uma melhor eficiência no armazenamento de energia. Atualmente, há uma procura intensiva de como melhorar baterias, particularmente em baixar o seu tamanho e aumentar a sua capacidade de armazenamento, algo que é essencial para veículos elétricos, por exemplo. As baterias mais utilizadas são as de chumbo ácido, porém, as de íons de lítio, as de níquel-cádmio e as de sódio-enxofre têm muito potencial. Neste subcapítulo serão abordadas as baterias de chumbo ácido e as de sódio-enxofre [31].

2.5.1. Sistemas de Armazenamento Mecânico

Os sistemas de armazenamento mecânico assentam principalmente em três modos: sistema de armazenamento por bombagem, sistema de armazenamento por ar comprimido e *flywheels*.

Sistema de Armazenamento por Bombagem

O sistema de armazenamento por bombagem é bastante simples (Figura 2.23). À noite, quando a procura de energia é pouca, há bombeamento de água para cima do rio. A água é bombeada através de tubos até ao reservatório. Durante o dia, quando a procura de eletricidade é elevada, a água circula do reservatório para o rio, fazendo com que a turbina gere eletricidade. A bomba responsável pela circulação da água até ao reservatório, pode ser alimentada por energia solar fotovoltaica durante o dia. A eficiência deste tipo de sistema é de aproximadamente 50%. Quando a água é bombeada para o reservatório há uma perda de energia de 30%, e, ao contrário, a perda de energia é de 20%. No entanto, as vantagens destes sistemas são a sua duração, visto que opera durante mais de 20 anos, e a sua rapidez a chegar ao seu ponto máximo de potência. Isto é, demora cerca de 30 segundos a atingir 100% da sua potência [31].

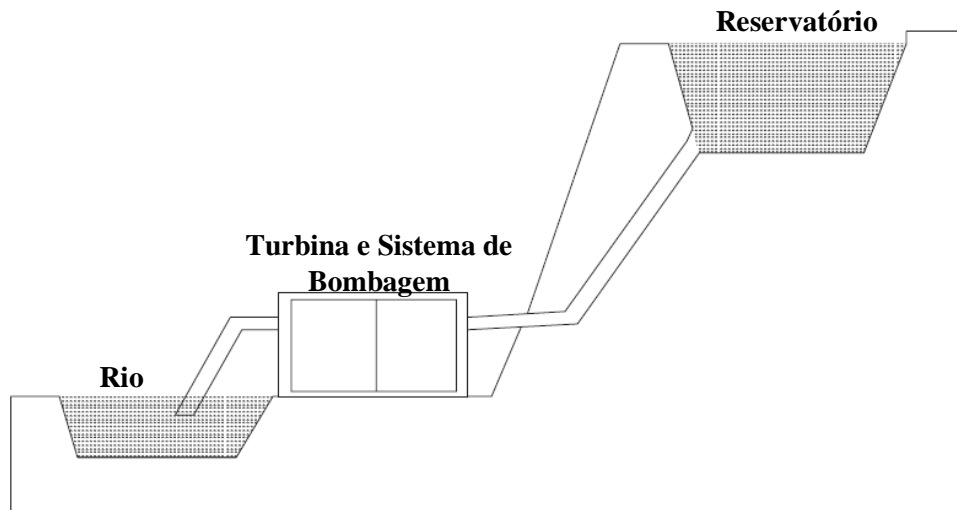


Figura 2.23 – Esquema de um sistema de armazenamento por bombagem (adaptada de [31]).

Sistema de Armazenamento por Ar Comprimido

Os sistemas de armazenamento por ar comprimido são uma tecnologia barata no que diz respeito ao armazenamento de grandes quantidades de energia na forma de ar de alta pressão. É uma das poucas formas de armazenamento de energia de longa duração (dezenas de horas) e de longa capacidade (centenas a milhares de megawatts.). A tecnologia por ar comprimido e por bombagem são as principais no que diz respeito ao fornecimento de energia durante um período de tempo elevado. No entanto, algumas baterias podem fazer frente a estes sistemas devido à sua capacidade de armazenamento e tamanho [32].

Nos sistemas por ar comprimido, o ar é comprimido durante as horas de menos procura de energia e armazenado em grandes reservatórios subterrâneos (cavernas, minas abandonadas, antigos campos de gás e petróleo, entre outros). Quando a procura de eletricidade é maior, o ar comprimido é libertado, passando por uma turbina, gerando eletricidade [31].

O armazenamento de energia de sistemas eólicos é uma das aplicações mais utilizadas pelos sistemas de ar comprimido. Quando há uma redução da produção de energia elétrica devido à redução de vento durante certas alturas, estes conseguem operar eficientemente, sendo ótimos para os sistemas eólicos que produzem eletricidade intermitente graças às flutuações do vento [32].

Flywheels

Uma *flywheel* ou volante de inércia é uma roda de um tamanho relativamente grande, que armazena energia cinética proveniente de um movimento rotacional de um

disco. Esta energia é utilizada mais tarde para produção de energia elétrica através de um gerador [31].

Em certas aplicações, durante as horas de menos procura de energia, as *flywheels* podem ser colocadas a rodar por um motor, armazenando energia, para que depois possam ser utilizadas em alturas de grande procura de eletricidade. Apesar destas terem uma grande eficiência (entre 80% a 90%), não são aconselhadas para aplicações de grande escala, uma vez que, para armazenar grandes quantidades, o seu tamanho teria de ser muito grande e os seus materiais seriam muito caros [31].

Porém, as *flywheels* são sistemas de armazenamento que podem ter um grande impacto na indústria dos transportes, principalmente em veículos que estão constantemente a ser ligados e desligados. A ideia de utilizar as *flywheels* nos transportes está relacionada com o aproveitamento da energia gerada na altura de travar. Assim, um transporte ao travar não desperdiça essa energia mecânica armazenando-a na *flywheel*, ficando disponível para quando o veículo pretender acelerar [31].

2.5.2. Sistemas de Armazenamento Eletroquímicos

A energia pode ser armazenada em sistemas constituídos por um ou mais compostos químicos que libertam ou absorvem energia quando estes reagem e formam outros compostos químicos. O sistema de armazenamento mais comum é a bateria. A energia guardada em baterias é referida como energia eletroquímica porque as reações químicas na bateria produzem energia elétrica [31].

A utilização de baterias é bastante atrativa para duas grandes aplicações: veículos elétricos e sistemas de energia renováveis como fotovoltaico e eólico. É difícil utilizar energia produzida diretamente do sol e vento, por isso a energia é armazenada em baterias para ser usada quando for necessário. Quimicamente, estas baterias são muito parecidas com as usadas em carros elétricos, mas são desenvolvidas de maneira diferente. As baterias dos veículos elétricos são desenvolvidas para dar pequenos impulsos de correntes muito elevadas para que o motor inicie o seu funcionamento.

Baterias de Chumbo Ácido

As baterias de chumbo ácido são compostas por um cátodo que é de dióxido de chumbo, por uma solução de ácido sulfúrico (eletrólito) e por ânodo de chumbo (Figura 2.24). A interação entre o ânodo e o cátodo é feita pela solução de ácido sulfúrico que faz com que os eletrões fluam de um lado para o outro, produzindo energia elétrica. Durante este processo, cada eletrodo é transformado em sulfato de chumbo, e o

eletrólito passa a ser composto na sua maioria por água. Para carregar a bateria, o processo é o inverso. Corrente elétrica é aplicada na bateria, fazendo com que os elétrons fluam no sentido inverso. Durante o processo de carregamento, o eletrólito passa novamente a ácido sulfúrico, o ânodo a chumbo puro e o cátodo a dióxido de chumbo [31].

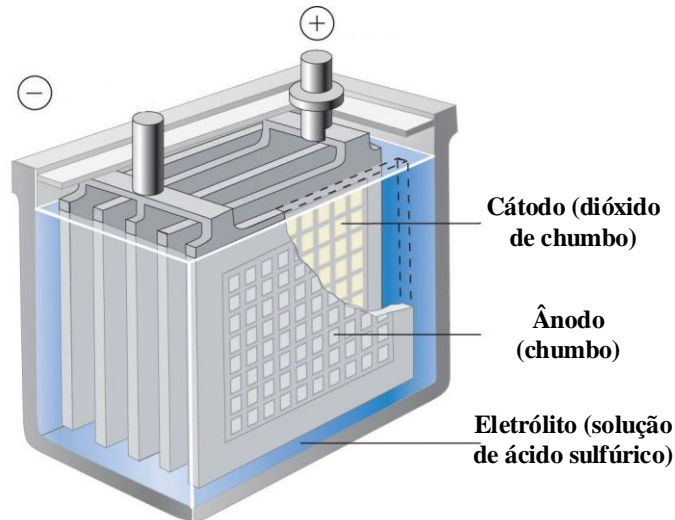


Figura 2.24 – Esquema de uma bateria de chumbo ácido (adaptada de [33]).

Apesar de serem as baterias mais utilizadas, maioritariamente devido ao seu baixo custo, estas têm um tempo de vida relativamente curto para certas aplicações, como em veículos elétricos. Outra desvantagem destas baterias é que são influenciadas pela temperatura ambiente já que a concentração do ácido sulfúrico dentro destas varia. A temperatura recomendada pelos fabricantes é de 25,5 °C. A esta temperatura a eficiência destas baterias é de 80%, ao contrário de temperaturas mais baixas, que podem provocar uma queda de 10% [31].

Baterias de Sódio-Enxofre

As baterias de sódio-enxofre são diferentes da maioria das baterias já que os elétrodos são líquidos (sódio fundido) e o eletrólito é sólido. O cátodo e o ânodo estão separados por material cerâmico (alumina-beta), que permite a passagem dos iões de sódio, e encontram-se num recipiente isolado. Para que o sódio permaneça fundido é necessário manter a bateria a uma temperatura a rondar os 300 °C e os 350 °C. Para que estas temperaturas sejam atingidas, a maioria destas baterias têm uma caixa térmica que mantém a sua temperatura desejável, para que o sódio não solidifique [31].

A grande vantagem destas baterias é o facto de usar elétrodos líquidos, o que faz com que a sua vida útil seja maior, uma vez que os líquidos são mais fáceis de reconstituir

do que os sólidos. Estas baterias são também bastantes eficientes. No entanto, possuem algumas desvantagens em relação às baterias de chumbo ácido:

- necessitam de temperaturas elevadas para funcionarem;
- custam sete a oito vezes mais, mas prevê-se que o preço baixe já que os materiais que as constituem existem em grande quantidade e são baratos;
- problemas de segurança já que o sódio é um elemento bastante reativo;
- a necessidade de serem carregadas todos os dias para evitar que o sódio solidifique.

2.6. Fabricantes

É cada vez maior o interesse de empresas nas energias renováveis, principalmente nos sistemas fotovoltaicos e eólicos. Em muitos casos, certas empresas já têm projetos/produtos dos dois sistemas agrupados para, por exemplo, iluminação das ruas [34].

Com o aumento da procura deste tipo de tecnologia, aumenta também a sua produção, principalmente em países como a China e os EUA [35].

Em relação aos sistemas fotovoltaicos a China é a grande líder em fabricantes de painéis fotovoltaicos, com 7 empresas no *top 10* em 2013, segundo a *IHS Pressroom* (Figura 2.25). A grande líder do mercado é a *Yingli Green Energy* com 3,25 GW em vendas de módulos fotovoltaicos, seguida pela *Trina Solar*, *Canadian Solar*, *Sharp* e *Jinko Solar*, que fecham assim o *top 5* das empresas que mais venderam em 2013. De notar que das cinco principais empresas só a *Sharp* é que não é chinesa, mas sim japonesa. Em sexto lugar aparece a americana *First Solar*, outrora a líder no mercado dos módulos fotovoltaicos, seguida pela chinesa *ReneSola* e pela japonesa *Kyocera*. As chinesas *JA Solar* e *Hanwha SolarOne* fecham o *top 10* com vendas a rondar 1,2 GW [35].

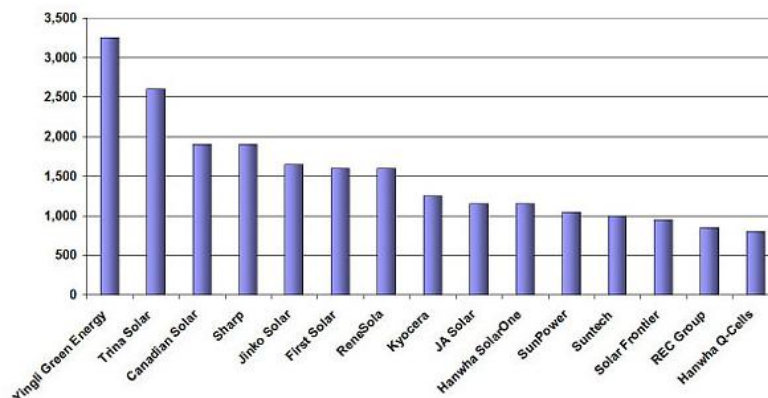


Figura 2.25 – Top 15 das empresas líderes em venda de módulos fotovoltaicos em 2013 [35].

Feita uma pesquisa do tipo de módulos fotovoltaicos que estas empresas possuem foi possível concluir que existe uma grande variedade neste ramo, que variam principalmente no tipo de células e na potência do módulo (Tabela 2.1).

Tabela 2.1 – Módulos Fotovoltaicos de alguns dos fabricantes mais importantes do mercado mundial [37]–[42]

Empresa	Modelo	Potência (W)	Tipo de Células	Rendimento (%)
<i>Yingli Green Energy (China)</i>	<i>Panda 48 Cell</i>	205 a 225	Monocristalinas	15,6 a 17,1
	<i>Panda 60 Cell</i>	260 a 280	Monocristalinas	16 a 17,2
	<i>YGE 48 Cell</i>	190 a 210	Policristalinas	14,7 a 16,2
	<i>YGE 60 Cell</i>	240 a 260	Policristalinas	14,8 a 16
	<i>YGE 72 Cell</i>	290 a 310	Policristalinas	14,9 a 16
<i>Trina Solar (China)</i>	<i>TSM-PA5.08</i>	245 a 260	Policristalinas	15 a 15,9
	<i>TSM-PD14</i>	295 a 310	Policristalinas	15,2 a 16
<i>First Solar (EUA)</i>	<i>Series 3 Black Plus</i>	90 a 100	Filme Fino (Thin Film)	-----
	<i>Series 4</i>	92,5 a 102,5	Filme Fino	-----
<i>Kyocera (Japão)</i>	<i>KD 300-80F Series</i>	325/330	Policristalinas	-----
	<i>KD 200-60 F Series</i>	250/255	Policristalinas	-----
	<i>KD 100-36 Series</i>	140	Policristalinas	-----
	<i>KD 140F, SX Series</i>	140	Policristalinas	-----
<i>Sun Power (EUA)</i>	<i>X-Series</i>	335/345	Monocristalinas (96)	21,1/21,5
	<i>E-Series</i>	315/327	Monocristalinas (96)	-----
		235/245	Monocristalinas (72)	-----
<i>Suntech (China)</i>	<i>STP300</i>	300	Policristalinas	8,36
	<i>STP250</i>	250	Policristalinas	8,15
	<i>STP320S</i>	320	Monocristalinas (72)	8,69
	<i>STP270S</i>	270	Monocristalinas (60)	8,77

Quando se fala num sistema eólico, pode-se falar de grandes ou pequenas eólicas. Existem empresas que fabricam tanto pequenas e grandes eólicas mas não é o mais comum. No que diz respeito a grandes eólicas a Europa é a principal fabricante, representando 5 das 10 maiores vendedoras de 2013. Os outros fabricantes são oriundos da China, EUA e Índia. A dinamarquesa *Vestas* recupera o primeiro lugar da lista, que perdera em 2012, e é seguida pela alemã *Enercon*. A chinesa *Xinjiang Goldwind* sobe quatro posições no *top 10*, sendo a terceira empresa que mais vendeu este ano. A alemã *Siemens AG* e a indiana *Sulzon Group* fecham o *top 5*. Por sua vez, a americana *GE Energy* e a espanhola *Gamesa* saíram por completo do *top 5* e, em 2013, ocupam o sexto e sétimo lugar do ranking [36].

Tabela 2.2 – Tops 10 dos fabricantes que mais turbinas eólicas venderam no mundo em 2013

Empresa	País
<i>Vestas</i>	Dinamarca
<i>Enercon</i>	Alemanha
<i>Xinjiang Goldwind</i>	China
<i>Siemens AG</i>	Alemanha
<i>Suzlon Group</i>	Índia
<i>GE Energy</i>	EUA
<i>Gamesa</i>	Espanha
<i>United Power</i>	EUA
<i>Minyang</i>	China
<i>Nordex</i>	Alemanha

No que diz respeito às pequenas eólicas os EUA e a Europa lideram o mercado, sendo as 5 principais empresas oriundas desses locais. As americanas *XZeres*, *Bergey WindPower* e *Urban Green Energy* (UGE), a escocesa *Gaia-Wind* e a britânica *Evance*, são as grandes responsáveis pelas pequenas eólicas instaladas um pouco por todo o Mundo.

De referir que a grande pioneira na área das pequenas eólicas era a *Southwest Windpower*, que abriu falência em Fevereiro de 2013. Esta foi a responsável pela criação de pequenas turbinas como a *Skystream 3.7* e a *Whisper 200*, duas das turbinas mais vendidas. Atualmente estas duas turbinas são propriedade da empresa *Xzeres* e da empresa *Luminous Renewable Energy*, respetivamente. Outros fabricantes importantes nesta área são as empresas *GHREPower*, *HY Energy* da China e a empresa *Superwind* da Alemanha. Os fabricantes chineses têm vindo a aumentar as suas vendas, uma vez que tem havido um aumento no número de instalações de turbinas eólicas na China [50].

Na Tabela 2.3 é possível observar algumas das turbinas eólicas comercializadas pelos fabricantes mais importantes do mercado.

Tabela 2.3 – Turbinas eólicas de alguns dos fabricantes mais importantes do mercado [43]–[49]

Empresa	Turbina	N.º Pás	Potência (W)	Tipo de Eixo	Material das Pás
<i>Xzeres (EUA)</i>	<i>Skystream 3.7</i>	3	2 100	Horizontal	Fibra de vidro
		3	10 400	Horizontal	Fibra de vidro
<i>Bergey WindPower (EUA)</i>	<i>Excel 1</i>	3	1 000 até 10 000	Horizontal	Fibra de vidro
<i>UGE (EUA)</i>	<i>UGE-9M</i>	----	10 000	Vertical	Fibra de carbono e fibra de vidro com reforços de aço
	<i>Hoyi</i>	----	200	Vertical	Fibra de vidro
	<i>VisionAir3</i>	----	1 000	Vertical	Fibra de vidro
	<i>VisionAir</i>	----	3 200	Vertical	Fibra de vidro
<i>Luminous Renewable Energy (India)</i>	<i>Whisper 200</i>	3	1 000	Horizontal	Polipropileno
	<i>Whisper 100</i>	3	900	Horizontal	Polipropileno
	<i>Windistar 400</i>	3	400	Horizontal	Fibra de Carbono
<i>GHREPower (China)</i>	<i>FD4.8-3/9</i>	3	3 000	Horizontal	<i>Wood-epoxy</i>
	<i>FD4.8-2/9</i>	3	2 000	Horizontal	<i>Wood-epoxy</i>
	<i>FD2.4-0.5/8</i>	3	500	Horizontal	<i>Wood-epoxy</i>
	<i>FD2-0.3/8</i>	3	300	Horizontal	<i>Wood-epoxy</i>
<i>HY Energy (China)</i>	<i>HY-1000</i>	5	1 000	Horizontal	Compósito de fibra de vidro de nylon reforçado
	<i>HY-1500</i>	5	1 500	Horizontal	Compósito de fibra de vidro de nylon reforçado
	<i>HY-600</i>	5	600	Horizontal	Compósito de fibra de vidro de nylon reforçado
	<i>HY-400</i>	5	400	Horizontal	Compósito de fibra de vidro de nylon reforçado
<i>Superwind (Alemanha)</i>	<i>Superwind 350</i>	3	350	Horizontal	Plástico de fibra de carbono reforçada

CAPÍTULO 3

Conversores de Potência para Sistemas de Produção de Energia

3.1. Introdução

Os conversores de potência são elementos importantes quando se pretende utilizar sistemas como os abordados no Capítulo 2. Estes são os responsáveis pela interface entre os sistemas fotovoltaicos e eólicos e a rede elétrica ou cargas quando se tratam de sistemas isolados. São também essenciais quando o objetivo é o carregamento de baterias.

Os conversores de potência podem ser de vários tipos e podem ter várias funcionalidades. Entre eles destacam-se os CA-CC que são usados para converter tensão alternada em tensão contínua, os CC-CA que convertem tensão contínua em alternada e os CC-CC que são utilizados para aumentar ou diminuir uma tensão contínua.

Todos os conversores compostos por semicondutores controlados necessitam de sistemas de controlo para que sejam o mais eficiente possível. Os sistemas de controlo aplicados dependem do tipo de sistemas a que cada conversor está associado.

Neste capítulo é feita uma revisão bibliográfica dos conversores de potência selecionados para cada sistema estudado no capítulo anterior, bem como o seu dimensionamento. Também é abordado o tipo de controlo aplicado a cada conversor. São discutidos os algoritmos de MPPT mais adequados para o sistema eólico e fotovoltaico, os controladores do tipo proporcional-integral (PI) e a técnica de modulação aplicada aos semicondutores.

3.2. Conversores CA-CC

Os conversores CA-CC são, maioritariamente, denominados de retificadores e têm como função a conversão de tensão alternada em tensão contínua. Estes conversores podem ser não controlados, semicontrolados e totalmente controlados. A diferença está no tipo de semicondutor utilizado.

Os conversores não controlados de ponte completa são compostos por quatro díodos quando se pretende um conversor monofásico e por seis díodos para uma aplicação

trifásica (Figura 3.1). Os conversores semicontrolados de ponte completa são constituídos por dois ou três díodos e dois ou três semicondutores controlados (por exemplo, tirístores), dependendo da aplicação (monofásica ou trifásica). Por fim, os conversores totalmente controlados de ponte completa são compostos por semicondutores controlados, quatro no caso de aplicações monofásicas e seis em aplicações trifásicas (Figura 3.2). Todos estes conversores são também compostos por um condensador à saída para que o *ripple* na saída seja o mais pequeno possível.

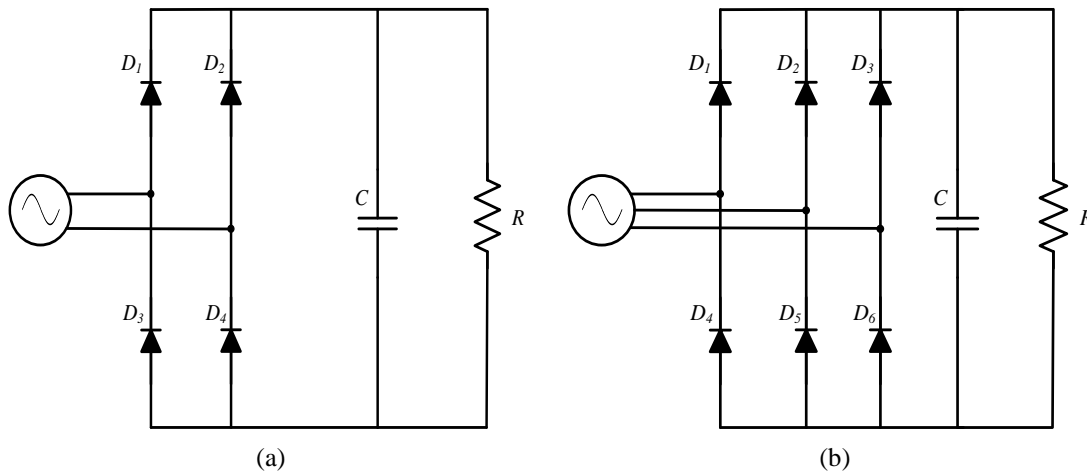


Figura 3.1 – Conversores CA-CC não controlados: (a) Monofásico; (b) Trifásico.

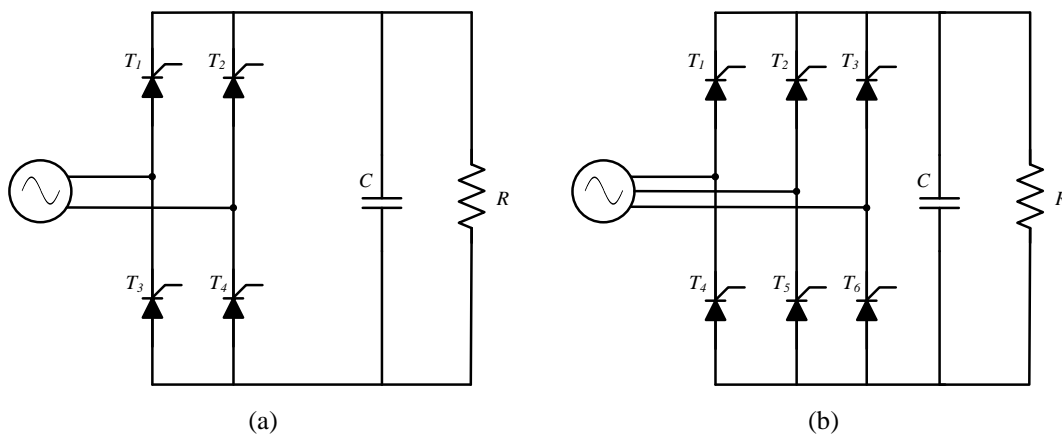


Figura 3.2 – Conversores CA-CC totalmente controlados: (a) Monofásico; (b) Trifásico.

Hoje em dia os conversores mais utilizados são os não controlados e os totalmente controlados. Os conversores não controlados convertem uma tensão alternada numa tensão contínua de qualquer valor (não controlada), enquanto os totalmente controlados convertem a tensão alternada numa tensão contínua de valor fixo (controlada).

Os conversores totalmente controlados são utilizados, maioritariamente, em aplicações trifásicas de grande potência como, por exemplo, em *drivers* de motores. Por

sua vez, os não controlados são os mais utilizados devido ao seu baixo custo e pequena complexidade [51].

3.3. Conversores CC-CC

A tensão produzida por um sistema fotovoltaico ou eólico não é constante. Isto é, tanto produz tensão máxima como num instante seguinte tem uma queda considerável. Posto isto, é necessário regular essa tensão antes que chegue às cargas que se pretende alimentar. Para isso são utilizados conversores CC-CC uma vez que estes regulam a tensão de um sistema, aumentando ou diminuindo a tensão até ao valor pretendido.

São vários os conversores CC-CC existentes e a escolha de cada conversor para uma determinada aplicação depende de alguns fatores como a tensão pretendida na sua saída, a potência de operação, etc. Estes conversores são, na sua maioria, compostos por quatro componentes fundamentais: díodos, condensadores, indutâncias e semicondutores de potência controlados. A grande diferença entre os conversores é a forma como estes componentes são ligados.

De seguida, são abordadas as topologias mais adequadas para os diferentes sistemas implementados nesta dissertação.

3.3.1. Step-Up

O conversor *Step-Up*, também conhecido como *Boost*, é utilizado quando se pretende aumentar a tensão de um sistema (Figura 3.3). Ou seja, a tensão de saída (V_0) vai ser sempre maior do que a tensão de entrada (V_{in}) do conversor.

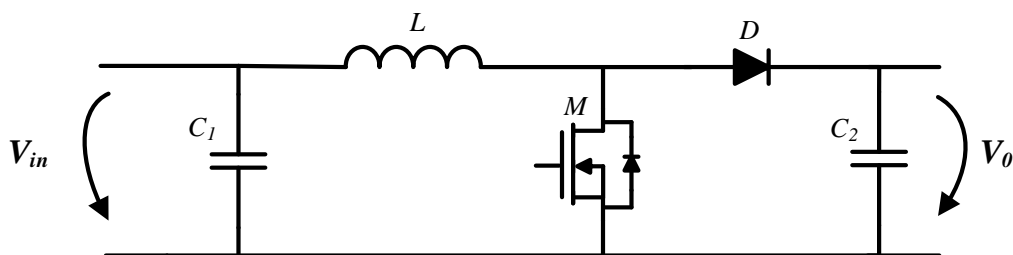


Figura 3.3 – Conversor CC-CC do tipo *Step-Up*.

Este conversor tem dois modos de operação: um quando o seu semicondutor está ligado e outro quando está desligado. Quando o semicondutor está ligado a indutância é alimentada, armazenando energia e a carga é alimentada pelo condensador. Quando o semicondutor está desligado, a carga ligada à saída do conversor é alimentada e o condensador carregado pela energia armazenada na indutância e pela fonte.

A tensão de saída do conversor pode ser calculada através da equação (3.1), onde V_0 é a tensão de saída do conversor, V_{in} a tensão de entrada do conversor e d o *duty-cycle*. Esta equação apenas é válida se o conversor estiver a funcionar no modo de condução contínua, ou seja, enquanto a corrente na indutância for diferente de zero.

$$V_0 = \frac{V_{in}}{1-d} \quad (3.1)$$

3.3.2. Step-Down

O conversor *step-down* ou *buck* é utilizado quando há a necessidade de baixar a tensão de entrada de um sistema. Ao contrário do *step-up*, neste conversor, a tensão de saída é sempre inferior à de entrada. O *step-down* é composto pelos mesmos componentes que o *step-up* mas ligados de modo diferente (Figura 3.4).

Este conversor também funciona de dois modos, quando o semicondutor está ligado ou quando está desligado. Quando está ligado, a fonte alimenta o conversor e a respetiva carga. Porém, quando este se encontra desligado, a energia armazenada na indutância e o condensador, que é carregado quando o semicondutor está ligado, alimentam a carga do sistema.

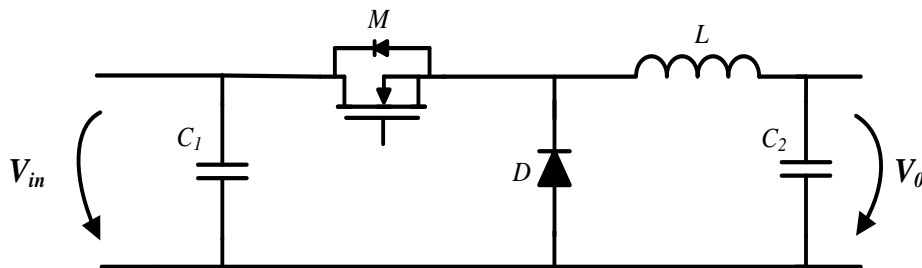


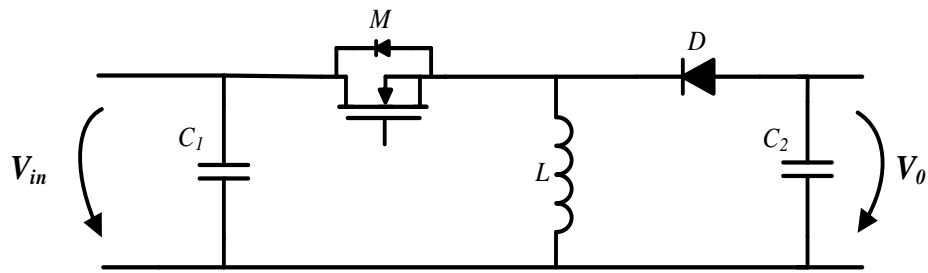
Figura 3.4 – Conversor CC-CC do tipo *step-down*.

Desde que o conversor esteja a operar no modo de condução contínua, a tensão de saída pode ser calculada através da equação (3.2), onde V_0 é a tensão de saída, V_{in} a tensão de entrada e d o *duty-cycle* do conversor.

$$V_0 = V_{in} d \quad (3.2)$$

3.3.3. Step-Up-Down

O conversor *step-up-down*, também conhecido por *buck-boost*, converte a tensão de entrada numa tensão maior ou mais pequena (Figura 3.5). Ou seja, este conversor é uma junção dos dois conversores abordados anteriormente.

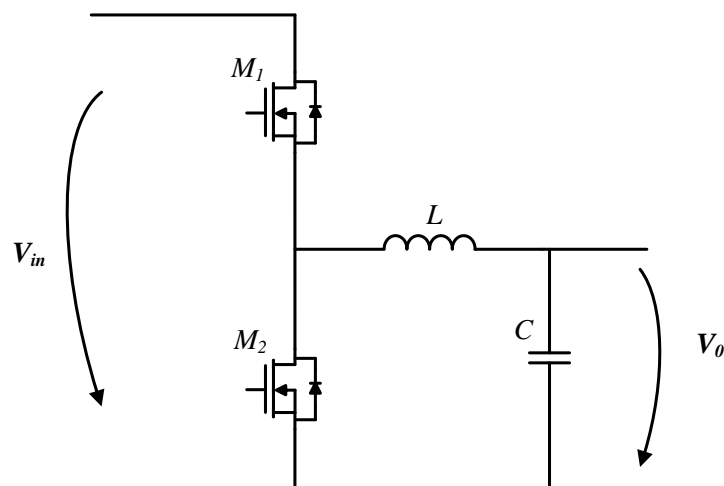

 Figura 3.5 – Conversor CC-CC do tipo *step-up-down*.

A tensão de saída deste pode ser calculada através da equação (3.3). Nesta equação V_0 é a tensão de saída, V_{in} a tensão de entrada e d o *duty-cycle*. Esta equação só é válida caso o conversor esteja a operar no modo contínuo. O funcionamento do conversor também é diferente quando o seu semiconductor de potência se encontra ligado ou desligado. Quando se encontra ligado, a fonte alimenta a indutância, onde é armazenada energia e a carga é alimentada pelo condensador. No momento em que o semiconductor se encontrar desligado, a carga e o condensador são alimentados pela indutância.

$$V_0 = \frac{d}{1-d} V_{in} \quad (3.3)$$

3.3.4. *Step-Up-Down* Bidirecional

Em certos sistemas, como por exemplo em sistemas onde são utilizadas baterias, é necessário implementar conversores que funcionem de modo bidirecional. Isto é, o mesmo conversor tem dois modos de funcionamento: quando está a ser usado para carregar baterias através de uma fonte externa e quando está a ser usado para alimentar uma carga através das baterias. Uma topologia simples e eficiente deste tipo de conversores é o *step-up-down* bidirecional (Figura 3.6) [52].


 Figura 3.6 – Conversor CC-CC do tipo *step-up-down* bidirecional.

Este conversor pode funcionar como *step-up*, onde V_{in} é a entrada do conversor e V_0 a saída, ou pode funcionar como *step-down*, onde V_0 é a entrada do conversor e V_{in} a saída. Assim, este conversor tem 4 modos de funcionamento: dois como *step-up* (semicondutor ligado ou desligado) e dois como *step-down*.

Modo Step-Down

No modo *step-down*, o comportamento deste conversor bidirecional é igual ao conversor CC-CC do tipo *step-down* abordado anteriormente. Este diminui a tensão de entrada e a sua tensão de saída pode ser calculada através da equação (3.2, caso esteja a funcionar no modo contínuo. O esquema de funcionamento quando o semicondutor se encontra ligado ou desligado pode ser observado na Figura 3.7. Neste modo apenas um semicondutor se encontra em funcionamento (M_1), estando M_2 sempre desligado. Quando M_1 está ligado, V_{in} alimenta o conversor e a carga, caso contrário, a carga é alimentada pela energia armazenada na indutância e pelo condensador.

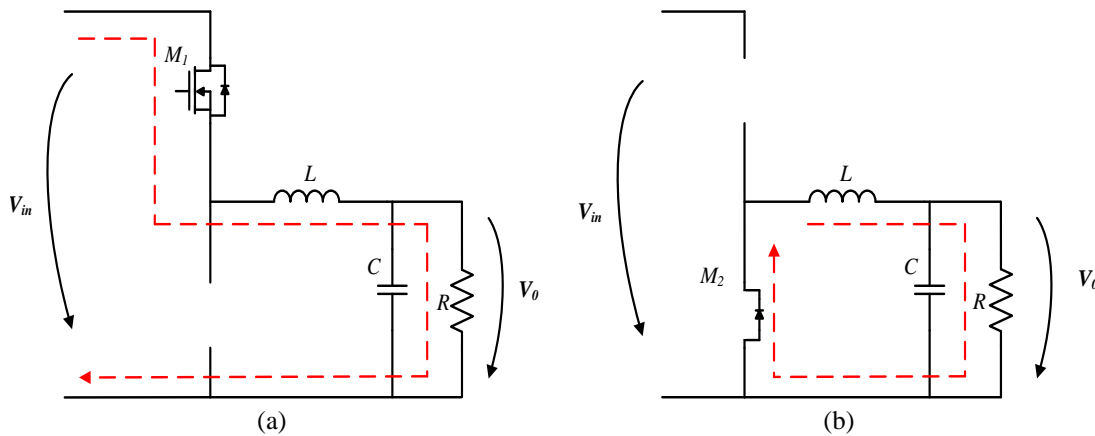


Figura 3.7 – Funcionamento do conversor CC-CC bidirecional no modo *step-down*: (a) Com o semicondutor ligado; (b) Com o semicondutor desligado.

Modo Step-Up

Por sua vez, quando o conversor opera no modo *step-up*, apenas o semicondutor M_2 se encontra ligado, estando o semicondutor M_1 sempre desligado. Neste modo quando o semicondutor se encontra ligado, V_0 é a tensão de entrada do conversor. Neste momento a indutância armazena energia para que quando o semicondutor se encontrar desligado a carga continue a ser alimentada. Na Figura 3.8 é possível observar o esquema de funcionamento do conversor no modo *step-up* quando o semicondutor está ligado e desligado.

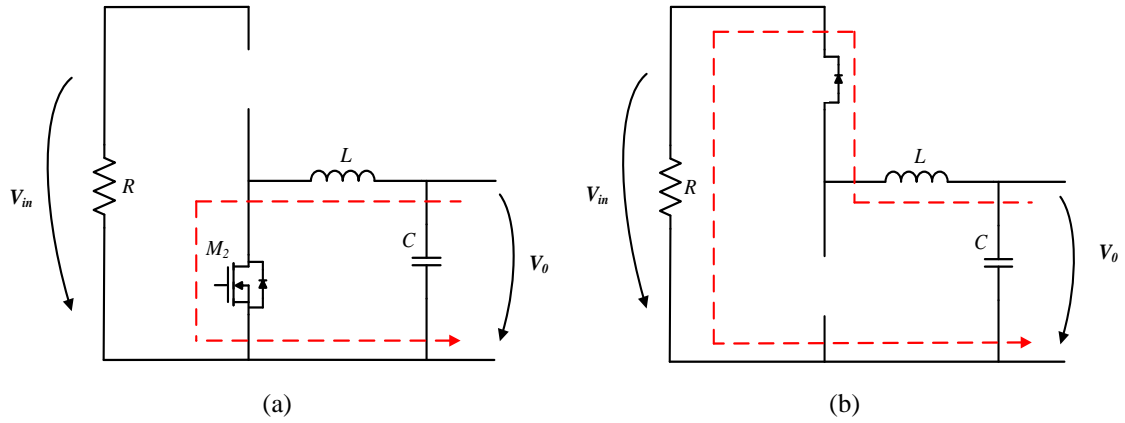


Figura 3.8 – Funcionamento do conversor CC-CC bidirecional no modo *step-up*: (a) Com o semiconductor ligado; (b) Com o semiconductor desligado.

3.3.5. Step-Down de Ponte Completa

Em alguns sistemas é necessário haver isolamento entre a fonte de alimentação e as cargas que se pretendem alimentar. Para isso são utilizados transformadores nos conversores CC-CC, tornando o conversor isolado.

O *step-down* de ponte completa é um tipo de conversor isolado. Este permite diminuir a tensão de entrada do conversor, como acontece com o conversor *step-down* anteriormente abordado. A diferença é que este conversor funciona com desníveis de tensão superiores, permitindo um controlo mais eficiente sobre a tensão de saída (Figura 3.9) [53].

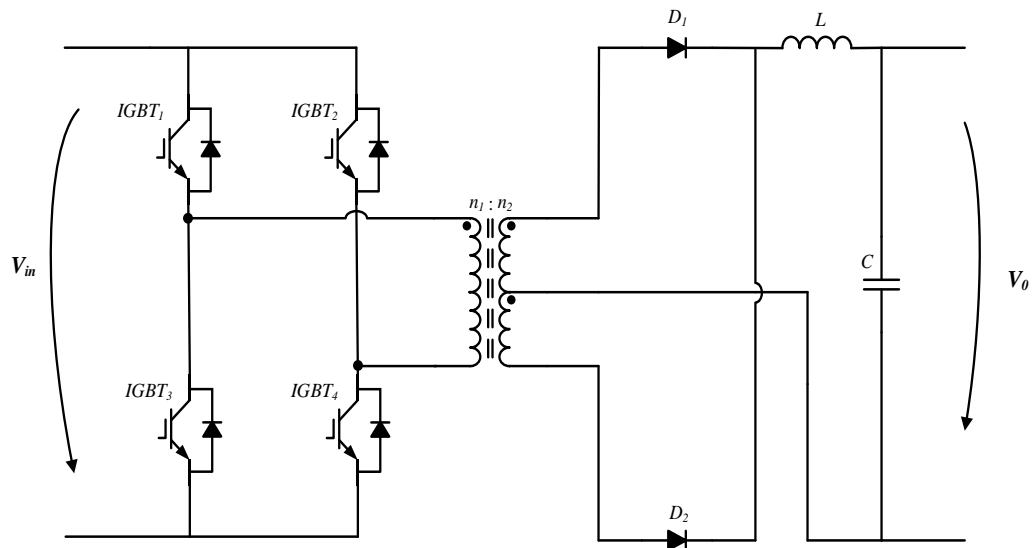


Figura 3.9 – Conversor CC-CC do tipo *step-down* de ponte completa.

O facto do conversor *step-down* de ponte completa ser isolado garante-lhe algumas vantagens em relação a outros conversores não isolados:

- Isolamento galvânico entre a entrada e saída;
- Escolha arbitrária do sinal de tensão de saída, através da polaridade do transformador.

Através da equação (3.4) é possível calcular a tensão de saída do conversor, onde d é o *duty-cycle*, V_{in} a tensão de entrada do conversor e n a relação do número de espiras do transformador.

$$V_0 = \frac{d V_{in}}{2 n} \quad (3.4)$$

Este conversor, como os outros discutidos anteriormente, tem várias etapas de funcionamento, dependendo do semiconductor que está ligado ou desligado. Neste conversor, os semicondutores estão ligados e desligados aos pares.

A primeira etapa é quando, por exemplo, os $IGBT_1$ e $IGBT_4$ estão ligados (Figura 3.10). Neste caso, a tensão no primário do transformador é igual à tensão de entrada e pelo diodo D_1 , que está diretamente polarizado, passa a energia que alimenta a carga e carrega o condensador.

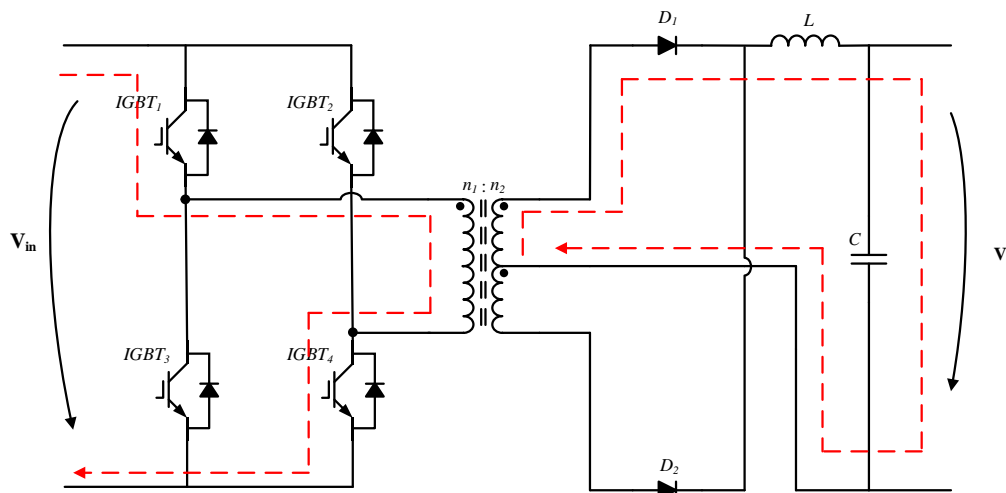


Figura 3.10 – Conversor *step-down* de ponte completa no modo de funcionamento com o $IGBT_1$ e $IGBT_4$ ligados.

Numa outra etapa são os outros $IGBTs$ que estão a conduzir, sendo a operação do conversor um pouco diferente (Figura 3.11). Com o $IGBT_2$ e $IGBT_3$ ligados, a tensão no primário do transformador passa a ser $-V_{in}$. Assim, é o diodo D_2 que está diretamente polarizado, sendo por ele que passa a energia responsável pela alimentação do resto do conversor e da carga.

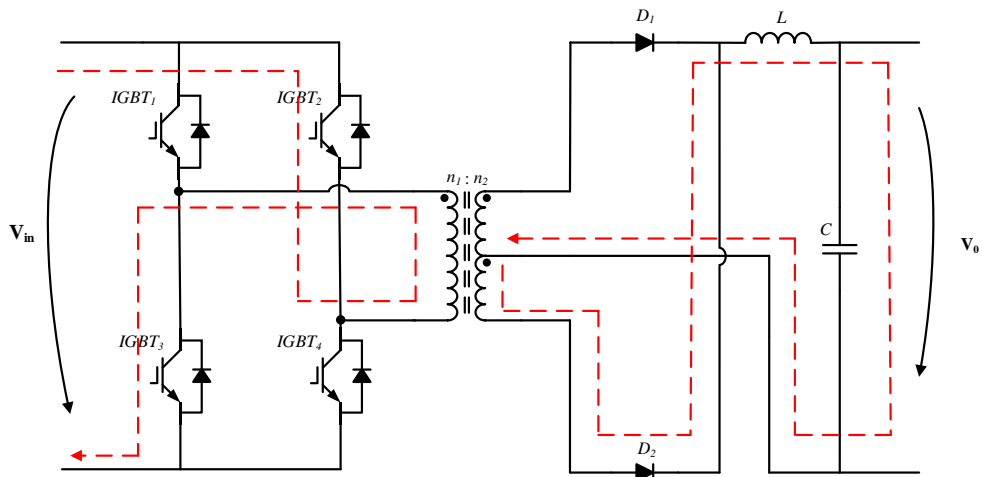


Figura 3.11 – Conversor *step-down* de ponte completa no modo de funcionamento com o IGBT₂ e IGBT₃ ligados.

Outra etapa de funcionamento é quando os dois semicondutores superiores ou os dois semicondutores inferiores estão a conduzir (Figura 3.12). Neste caso, a tensão no primário do transformador é zero e cada diodo conduz metade da corrente armazenada na indutância durante as outras etapas.

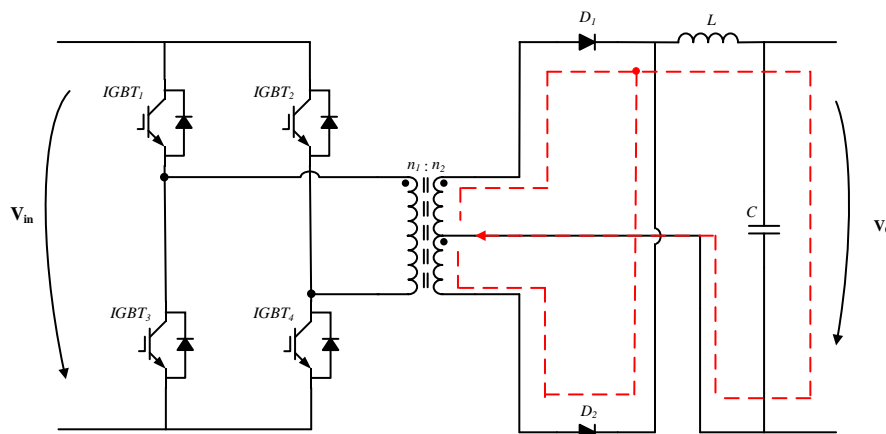


Figura 3.12 – Conversor *step-down* de ponte completa no modo de funcionamento com nenhum dos IGBTs ligados.

3.4. Seleção dos Conversores de Potência para os Sistemas de Produção de Energia

Para o desenvolvimento dos sistemas fotovoltaico e eólico foi necessário escolher qual o conversor CC-CC mais adequado para cada um dos sistemas. Para isso foi preciso ter em atenção as características de cada sistema, como a tensão máxima produzida pelo painel fotovoltaico, pela turbina eólica e pelo gerador a diesel.

Para o sistema fotovoltaico são usados 8 painéis solares fotovoltaicos *BP 2150S* da *BP Solar*, cada um com uma potência de 150 W. Na Tabela 3.1 pode-se observar as características de um painel retiradas do seu *datasheet*.

Tabela 3.1 – Características do painel BP 2150S [54].

Potência Máxima	150 W
Tensão à Potência Máxima	34 V
Corrente à Potência Máxima	4,45 A
Corrente de Curto-Circuito	4,75 A
Tensão em circuito aberto	42,8 V

No sistema eólico é utilizada uma turbina eólica da *Silentwind* de 24 V com uma potência de 450 W. As suas características podem ser observadas na Tabela 3.2.

Para simular um gerador a diesel é utilizado um gerador elétrico de ímanes permanentes *GL-PMG-1800* da *Ginlong Technologies*. As suas características podem ser observadas na Tabela 3.3.

Tabela 3.2 – Características da turbina eólica da *Silentwind* [55].

Tipo de Gerador	Gerador de Ímanes Permanentes
Potência Nominal	450 W
Tensão Nominal	24 V
Velocidade Nominal do Vento	14,5 m/s
Velocidade de arranque	2,2 m/s
Diâmetro do Rotor	1,15 m
Número de Pás	3
Velocidade de Funcionamento	550-1600 rpm

Tabela 3.3 – Características do gerador *GL-PMG-1800* [56].

Tipo de Gerador	Gerador de Ímanes Permanentes
Potência Nominal	1800 W
Tensão Nominal	400 V
Torque à Potência Nominal	44,5 Nm
Velocidade de Rotação Nominal	480 rpm

Partindo da informação das tabelas anteriores foi necessário escolher, adequadamente, qual o melhor conversor a utilizar em cada sistema.

Tendo em conta as características de cada sistema, a tensão do barramento CC-CC escolhida foi de 48 V. Assim, a escolha do conversor a utilizar, nos sistemas eólico e fotovoltaico, foi reduzida para dois conversores: *step-up* ou *step-up* isolado. Como esta dissertação é parte de um projeto maior, como referido no Capítulo 1, e o inversor utilizado será isolado, não há necessidade de se desenvolver um *step-up* isolado. Assim,

o conversor escolhido para o sistema fotovoltaico foi o *step-up*. De seguida, verificou-se que o melhor conversor a utilizar para o carregamento das baterias era o *step-up-down* bidirecional. Como é pretendido utilizar 3 baterias de chumbo ácido (42 V quando totalmente carregadas) e um barramento CC de 48 V, este conversor é o adequado graças ao seu modo de funcionamento. Este funciona como um *step-down* quando é necessário carregar as baterias, baixando a tensão de 48 V para 42 V no máximo, e funciona como *step-up*, aumentando a tensão máxima de 42 V para 48 V do barramento CC. Por fim, para o gerador de *backup* de energia é usado um conversor *step-down* de ponte completa. Este conversor vai ser reaproveitado de outro trabalho desenvolvido no GEPE.

Na Figura 3.13 podemos observar um esquema com os sistemas de produção de energia e os respetivos conversores.

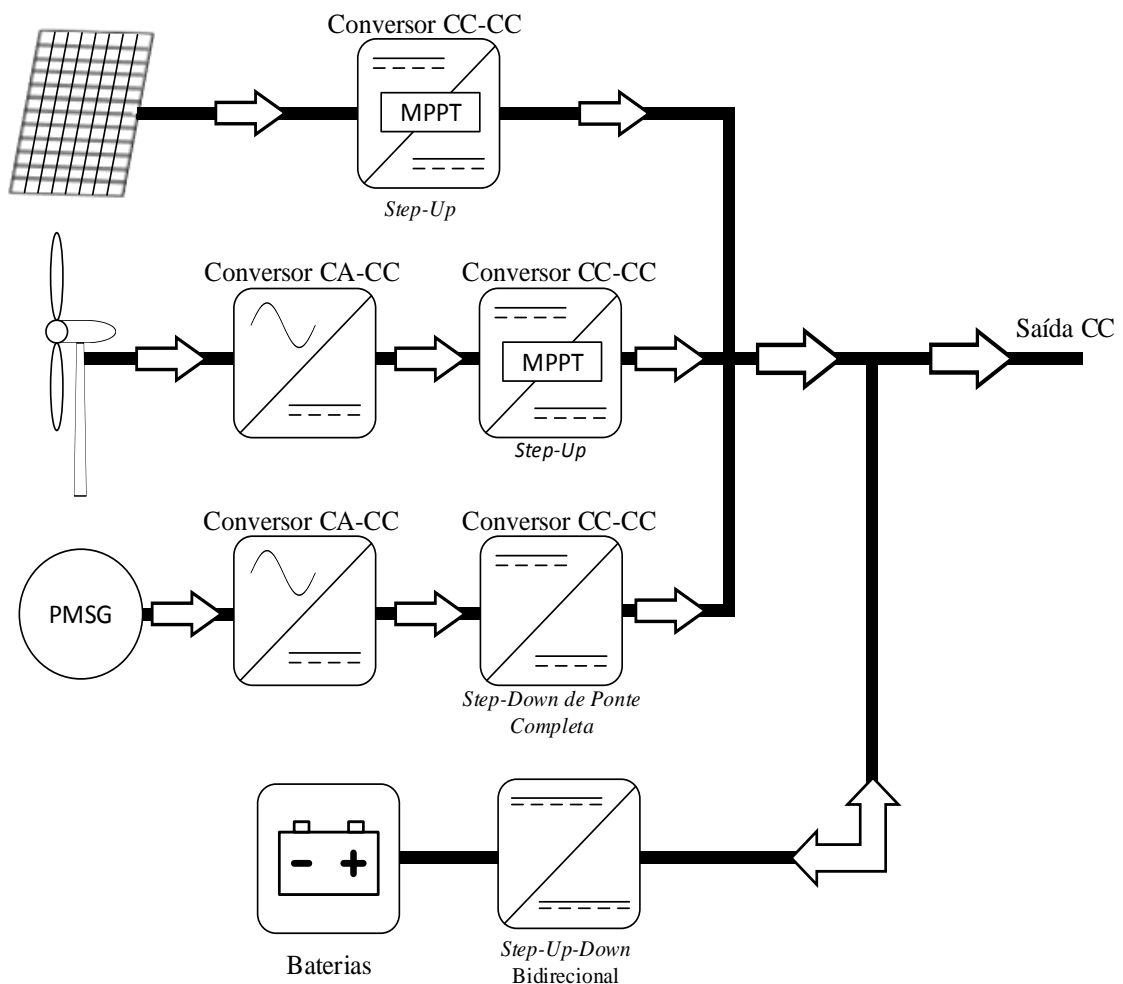


Figura 3.13 – Esquema dos sistemas de produção de energia e respetivos conversores.

3.5. Sistema de Controlo

Todos os conversores de potência compostos por semicondutores controlados têm associados um sistema de controlo com vista à maximização da sua eficiência. O tipo de

sistema de controlo utilizado depende do conversor e da aplicação em si. Isto é, depende do sistema que se pretende controlar.

O objetivo principal desta dissertação é o desenvolvimento de conversores de sistemas de produção de energia. Como se trata de um sistema com várias fontes de energia, maioritariamente de energias renováveis, são vários os modos de operação a que este sistema está sujeito.

Neste subcapítulo são abordados os vários modos de operação do sistema global, apresentado na Figura 3.13, e os vários tipos de controlo que podem ser usados em cada conversor desenvolvido.

3.5.1. Modos de Operação

Um dos grandes problemas na utilização de fontes de energia renovável é a sua produção intermitente de energia. Ou seja, como dependem das condições climáticas, tanto podem produzir muita ou pouca energia num pequeno período de tempo. Assim, é necessário haver um sistema de *backup* quando estas não estão a produzir o suficiente para alimentar as respetivas cargas. Além disso é necessário haver um modo de armazenamento de energia quando os sistemas estão a produzir mais energia elétrica do que aquela que é necessário num determinado momento.

Os modos de operação do sistema representado na Figura 3.13 são:

- Modo 1: Apenas o sistema fotovoltaico alimenta a(s) carga(s);
- Modo 2: O sistema fotovoltaico alimenta a(s) carga(s) e carrega as baterias;
- Modo 3: Apenas o sistema eólico alimenta a(s) carga(s);
- Modo 4: O sistema eólico alimenta a(s) carga(s) e carrega as baterias;
- Modo 5: Os sistemas eólico e fotovoltaico alimentam a(s) carga(s);
- Modo 6: Os sistemas eólico e fotovoltaico alimentam carga(s) e carregam as baterias;
- Modo 7: As baterias alimentam a(s) carga(s);
- Modo 8: O gerador de *backup* de energia alimenta a(s) carga(s).

Estes modos de operação permitem que as cargas sejam sempre alimentadas, garantindo que o centro social sustentável isolado nunca fique sem acesso à eletricidade em momento algum.

3.5.2. Algoritmos de MPPT

Como anteriormente referido, a produção de energia proveniente dos sistemas fotovoltaicos e eólicos varia consoante as condições climáticas. Por isso, é necessário

extrair a potência máxima de cada sistema a cada instante, de modo a torná-lo o mais eficiente possível. Assim, neste tipo de sistemas são utilizados algoritmos de MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), uma vez que estes são capazes de extrair a potência máxima.

Existem vários tipos de algoritmos de MPPT, uns mais eficientes, outros mais simples de implementar, outros que necessitam de um número de sensores maior, etc. A escolha de cada algoritmo vai depender do tipo de sistema que se pretende desenvolver.

Os algoritmos mais utilizados num sistema fotovoltaico são o algoritmo de perturbação e observação (P&O) e o algoritmo de condutância incremental, principalmente em aplicações de baixo custo.

O algoritmo de perturbação e observação é o mais utilizado devido à sua simples implementação. Este algoritmo baseia-se na perturbação da corrente do painel solar fotovoltaico. Se a perturbação acontecer numa determinada direção e a potência extraída do painel fotovoltaico aumentar, o ponto de operação encontra-se perto do MPP (*Maximum Power Point*). Assim, a perturbação deve continuar nessa direção até o MPP ser atingido. Caso a potência extraída do painel solar fotovoltaico for inferior, o ponto de operação afastou-se do MPP e é necessário inverter o sentido da perturbação. A desvantagem desta técnica de controlo é que, quando o sistema atinge o ponto de máxima potência, a perturbação continua a ser feita, fazendo com que o sistema oscile à volta do MPP sem nunca permanecer fixo nesse ponto, levando a algum desperdício de energia [57] [58].

Por sua vez, o algoritmo de condutância incremental quando atinge o MPP permanece nesse ponto de operação até que haja uma alteração na radiação do painel. Este algoritmo baseia-se na curva característica da potência do painel solar fotovoltaico. Na curva da potência, no MPP a derivada da curva é nula, à esquerda do MPP é positiva e à direita do MPP é negativa (Figura 3.14) [57] [58].

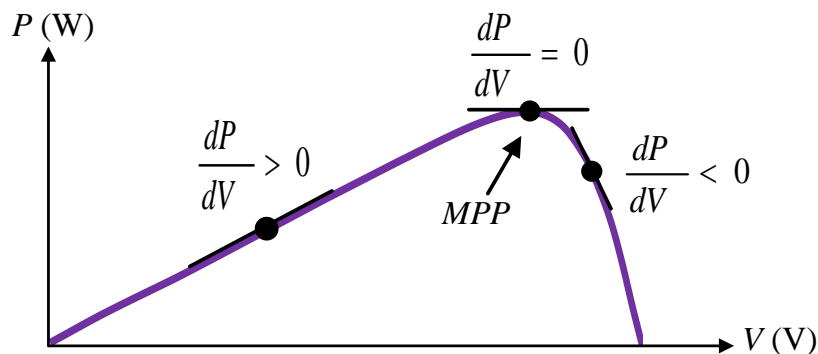


Figura 3.14 – Curva característica da potência de um painel fotovoltaico.

Sabendo que a potência (P) é igual à multiplicação da tensão pela corrente, substituindo P na função da derivada tem-se:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} \cong I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (3.5)$$

Observando a equação (3.5) é possível afirmar que:

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V}, & \text{no MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V}, & \text{à esquerda do MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V}, & \text{à direita do MPP} \end{cases} \quad (3.6)$$

Assim, o MPP pode ser atingido comparando a condutância instantânea (I/V) com a condutância incremental ($\Delta I / \Delta V$). É necessário uma corrente de referência (I_{ref}), à qual o painel solar é forçado a operar, sendo que no MPP I_{ref} é igual a I_{MPP} . Neste algoritmo quando o MPP for atingido, o painel fotovoltaico continua a operar neste estado até que ocorra uma alteração em ΔI . Uma alteração em ΔI acontece quando há variação das condições climáticas e do MPP. Quando isso acontece, o algoritmo incrementa ou decrementa I_{ref} até encontrar o novo MPP. Um diagrama do algoritmo de condutância incremental pode ser consultado na Figura 3.15 [57] [58].

Num sistema eólico os algoritmos de MPPT mais utilizados são o de perturbação e observação, o de realimentação do sinal de potência (*Power Signal Feedback – PSF*) e o de *Tip Speed Ratio* (TSR) [58].

O algoritmo TSR regula a velocidade rotacional do gerador de modo a manter o algoritmo num valor ótimo, no qual é possível extrair a potência máxima. Para a implementação deste algoritmo é necessário determinar a velocidade do vento e da turbina.

No algoritmo de PSF é necessário conhecer a curva característica de potência da turbina eólica. Esta curva tem de ser obtida através de simulações ou testes à turbina. Neste método, a potência de referência é gerada usando a curva característica da potência ou a equação da potência mecânica da turbina eólica. A velocidade do vento ou a velocidade do rotor são usadas como entradas do algoritmo.

O algoritmo de perturbação e observação é o mais utilizado nestes sistemas. Como referido anteriormente, este algoritmo baseia-se na perturbação da corrente, neste caso da corrente da turbina eólica. Se a perturbação for feita num determinado sentido e a potência aumentar, a perturbação tem de ser feita no mesmo sentido até atingir o MPP. Se a potência baixar, a perturbação tem de ser feita na direção inversa. Um diagrama deste algoritmo de MPPT pode ser observado na Figura 3.16.

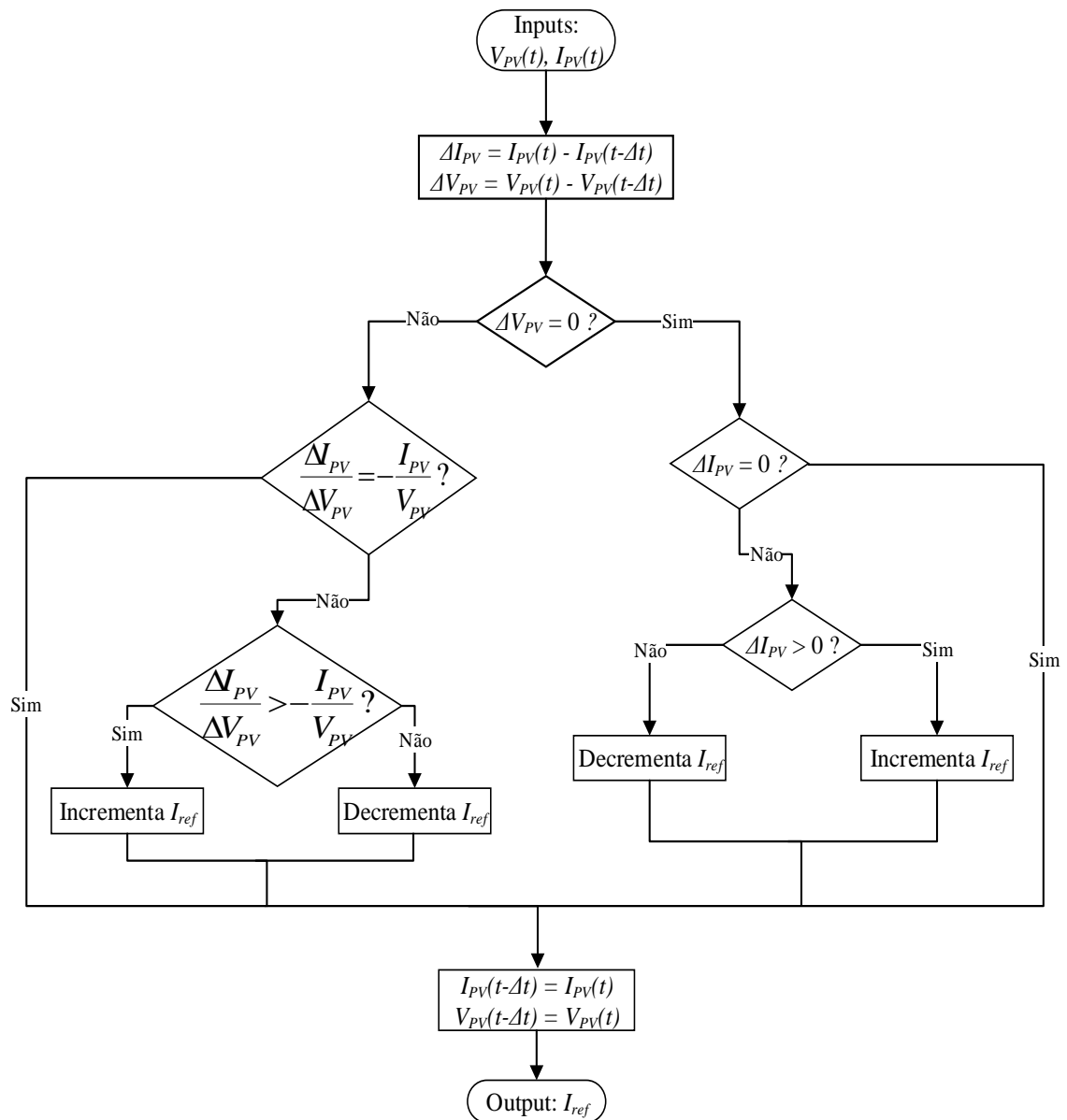


Figura 3.15 – Diagrama do algoritmo de Condutância Incremental (baseado em [57] [58]).

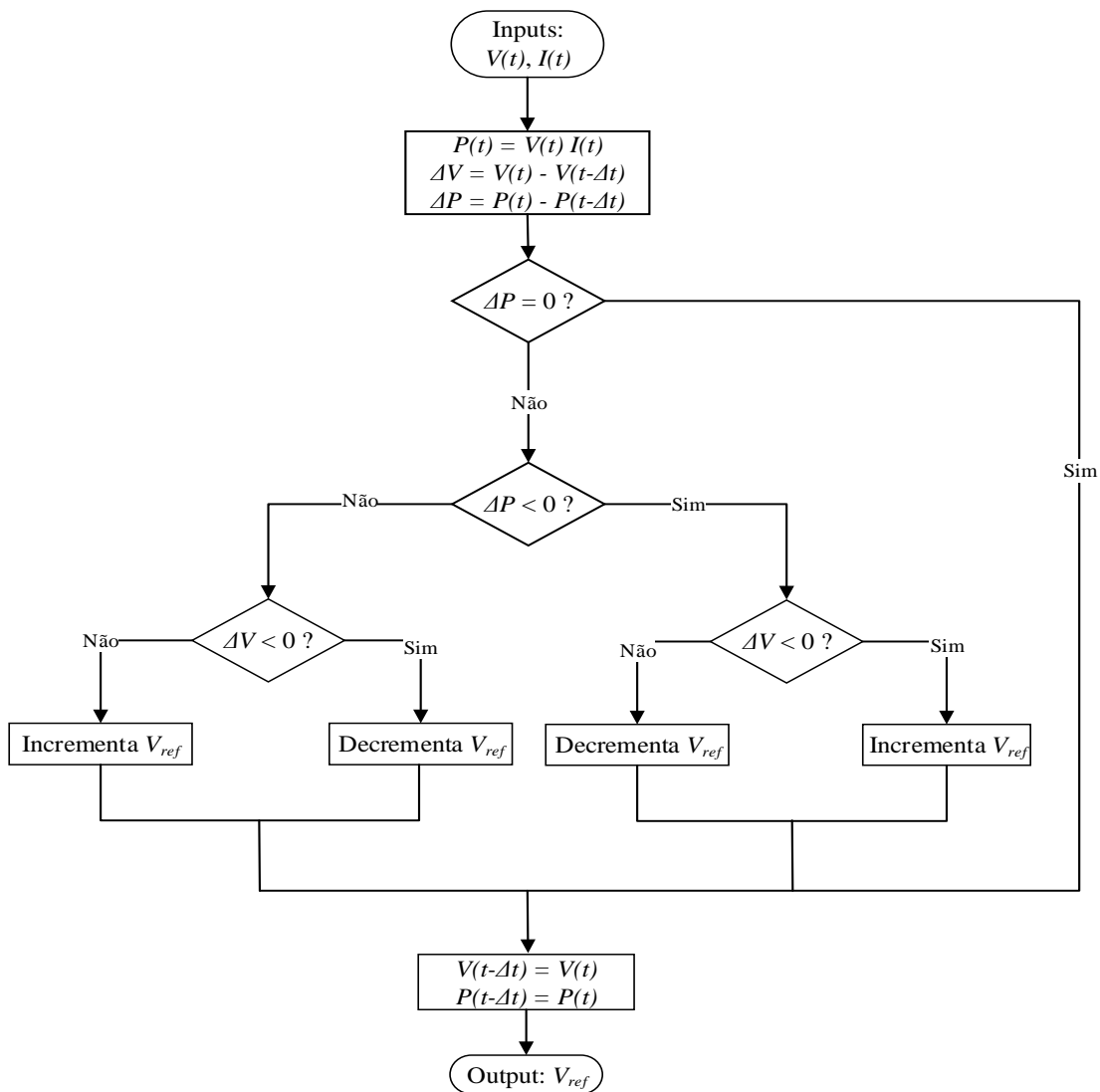


Figura 3.16 – Diagrama do algoritmo de perturbação e observação (baseado em [57] [58]).

3.5.3. Controlador Proporcional-Integral

Os algoritmos de MPPT são utilizados com o objetivo de extrair a potência máxima que cada sistema fotovoltaico e eólico conseguem produzir. Noutros sistemas onde esse não é o objetivo, é necessário implementar sistemas de controlo que satisfaçam as necessidades desses mesmos sistemas. Uma técnica de controlo bastante utilizada é a do controlador proporcional-integral (PI).

Um PI permite regular a tensão ou a corrente de um determinado sistema. Este baseia-se no cálculo do erro entre o valor da referência estabelecida e o valor que é medido no sistema (equação (3.7)). Determinado o erro do sistema, é feito o somatório desse mesmo erro (equação (3.8)). Estes valores são posteriormente utilizados para calcular um valor de saída (*valor_sáida*) do PI (equação (3.9)). Quando o valor do erro for zero (ou o mais perto de zero possível) o valor de saída do sistema deixa de variar e passa a ser constante.

$$erro = I_{ref} - I_{sistema} \quad (3.7)$$

$$somatório = somatório + erro \quad (3.8)$$

$$Valor_saída = k_p \cdot erro + k_i \cdot somatório \quad (3.9)$$

3.5.4. Técnicas de Modulação

Para comutar um semiconductor de potência controlado é necessário recorrer a técnicas de modulação. Existem várias técnicas de modulação como o PWM (*Pulse-Width Modulation*) e o SPWM (*Sinusoidal Pulse-Width Modulation*).

A técnica de modulação PWM é responsável pela comutação de um semiconductor de potência, estando o semiconductor ligado durante algum tempo e desligado no restante tempo do período de comutação. O tempo que este se encontra ligado e desligado é determinado pela comparação de uma onda triangular de alta frequência com o valor de referência gerado pelo sistema de controlo. Desta comparação resulta um sinal de PWM que é aplicado ao semiconductor e que indica quanto tempo se encontra ligado (Figura 3.17).

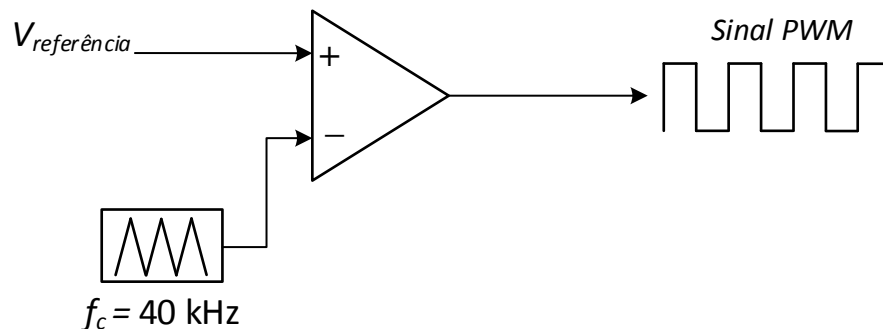


Figura 3.17 – Diagrama de blocos da técnica de modulação PWM.

Na Figura 3.18 podemos observar os gráficos da onda triangular e do valor de referência do sistema de controlo e o sinal resultante da comparação destes (sinal PWM). Podemos observar que quando o valor de referência do controlo é superior à onda triangular de comparação, o semiconductor encontra-se ligado (t_{on}). Se o valor de referência for inferior à onda triangular de comparação o semiconductor encontra-se desligado (t_{off}). Assim podemos concluir que quanto maior for a amplitude da variável de controlo maior é o tempo que o semiconductor de potência se encontra ligado.

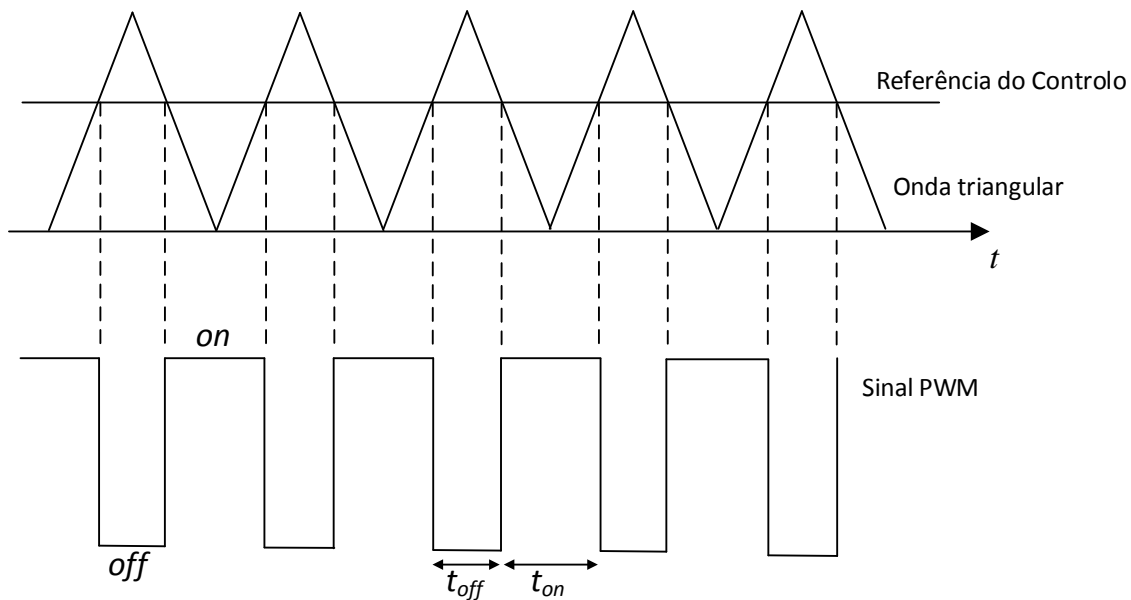


Figura 3.18 – Gráficos da comparação da referência de controle e da onda triangular e do sinal PWM.

A técnica de modulação SPWM funciona de modo semelhante à de PWM. A única diferença é a variável de referência gerada pelo sistema de controle. Quando a variável gerada pelo sistema de controle é uma senoide a técnica de modulação mais adequada é a SPWM.

No caso da utilização de um PI com a técnica de modulação PWM, o valor gerado pelo controlador é comparado com a onda triangular de alta-frequência (frequência de comutação dos semicondutores) gerando o sinal de PWM para a comutação dos semicondutores.

Em todos os conversores desenvolvidos nesta dissertação é aplicado pelo menos um controlador PI. Nas figuras seguintes podem ser observados os diagramas de blocos com esta técnica de controle.

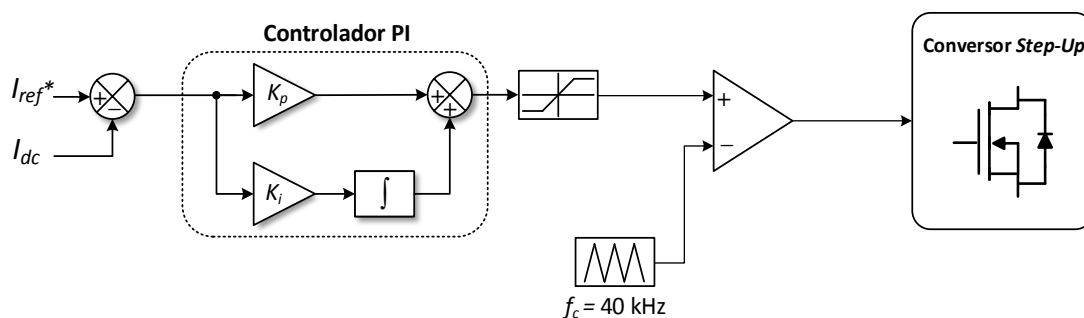


Figura 3.19 – Diagrama de blocos de um controlador PI com a técnica de modulação PWM.

A técnica de controle da Figura 3.19 é utilizada nos sistemas fotovoltaico e eólico, sendo I_{ref} o valor gerado pelo algoritmo de MPPT. Para o sistema de carregamento de baterias é utilizada uma técnica ligeiramente diferente. Como se pode observar na

Figura 3.20, este sistema tem dois modos de funcionamento. Quando é necessário carregar as baterias o sistema funciona no modo 0 (*step-down*) e quando é necessário utilizar a energia das baterias o sistema funciona no modo 1 (*step-up*). O controlador PI e a técnica de modulação PWM são realizados de maneira semelhante ao caso anterior.

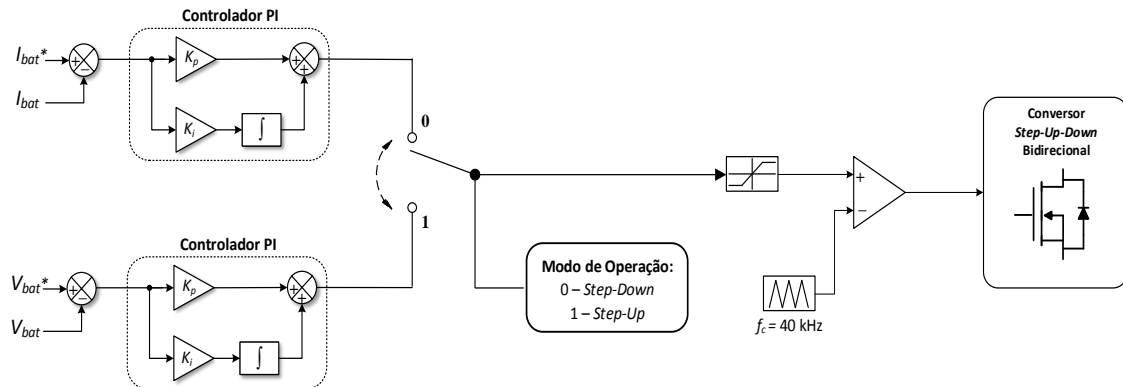


Figura 3.20 – Diagrama de blocos de um sistema com dois controladores PI com a técnica de modulação PWM.

3.6. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados alguns dos conversores que mais se adequam aos sistemas abordados no capítulo anterior. Foram também apresentadas as características de cada sistema de modo a selecionar qual o conversor a implementar para cada caso.

Tendo em conta a tensão pretendida no barramento CC (48 V), bem como a tensão que os sistemas fotovoltaico e eólico produzem (34 V e 24 V, respetivamente) foi possível selecionar os três conversores de potência a desenvolver. Em suma, os conversores a utilizar são: um *step-up* para o sistema fotovoltaico, uma ponte retificadora a diodos e um *step-up* para o sistema eólico, um *step-up-down* bidirecional para o carregamento das baterias e um *step-down* de ponte completa para o gerador de *backup* de energia. Os três primeiros conversores serão desenvolvidos para esta dissertação e o conversor *step-down* de ponte completa será reaproveitado.

Foram apresentados vários algoritmos de MPPT, descrevendo-se o funcionamento de cada um, com o intuito de perceber qual seria o mais eficiente para cada sistema. Após o estudo de cada um deles, os algoritmos mais adequados para cada sistema a implementar nesta dissertação são o de condutância incremental (para o sistema fotovoltaico) e o de perturbação e observação (para o sistema eólico). O controlador proporcional-integral também foi abordado, uma vez que cada sistema tem pelo menos um controlador deste tipo. Por fim, foram abordadas técnicas de modulação, como o PWM e o SPWM, com

uma ênfase maior para o PWM, que é a técnica escolhida para a modulação dos sistemas da presente dissertação.

CAPÍTULO 4

Simulações Computacionais do Sistema de Produção de Energia Elétrica para Microrrede Isolada

4.1. Introdução

Após o estudo dos sistemas de produção de energia elétrica a desenvolver para uma microrrede isolada e da seleção dos conversores mais adequados para cada um deles, é necessário verificar a sua funcionalidade de modo a validar o protótipo proposto. Para isso é necessário que cada um dos sistemas (conversores mais respetivos sistemas de controlo) funcione de acordo com o pretendido. Deste modo, torna-se essencial o recurso a ferramentas de simulação antes do desenvolvimento dos conversores a implementar. Nesta dissertação é utilizado o software *PSIM* versão 9.0 da empresa *Powersim Inc.*

O software de simulação utilizado permite a validação dos sistemas a desenvolver bem como a observação e correção de erros que poderiam surgir na implementação do hardware.

Neste capítulo são primeiramente apresentados os resultados obtidos das simulações de cada sistema em separado e, posteriormente, os resultados da interligação de todos os sistemas. Os resultados das simulações referentes a cada modo de funcionamento do sistema completo, referenciado no capítulo anterior, são também apresentados neste capítulo.

4.2. Simulação do Sistema Solar Fotovoltaico

Tal como já foi descrito no capítulo anterior, são utilizados 8 painéis solares fotovoltaicos *BP2150S* da *BP Solar* no sistema solar fotovoltaico. O *PSIM* contém um modelo do painel solar fotovoltaico como o observado na Figura 4.1, onde S é a radiação incidente no painel, em W/m^2 e T é a temperatura ambiente em $^{\circ}\text{C}$.

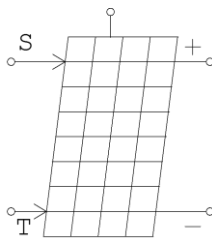


Figura 4.1 – Modelo do painel solar fotovoltaico do PSIM.

No modelo do painel é possível inserir as suas características reais que podem ser encontradas no seu *datasheet*. Ou seja, é possível inserir os valores da potência máxima, tensão máxima, corrente máxima, número de células solares do painel, etc. Apesar de no esquema da simulação aparecer apenas o modelo de um painel solar fotovoltaico, as características inseridas neste são para 8 painéis associados em paralelo (Figura 4.2). As grandes diferenças observadas nas características de um painel e de 8 painéis solares fotovoltaicos são a potência máxima, na corrente à potência máxima e na corrente de curto-circuito. Como já referido na Tabela 3.1 do capítulo anterior, a potência máxima de um painel é de 150 W. Assim, para 8 painéis fotovoltaicos a potência é de 1200 W (8×150 W). Como os painéis são associados em paralelo, a tensão mantém-se igual à de um painel, aumentando apenas a corrente. A corrente de um painel fotovoltaico é de 4,45 A e a de 8 painéis é de 35,6 A. O mesmo processo foi realizado para a corrente de curto-circuito, onde para um painel, a corrente é de 4,75 A e para 8 painéis é de 38 A.

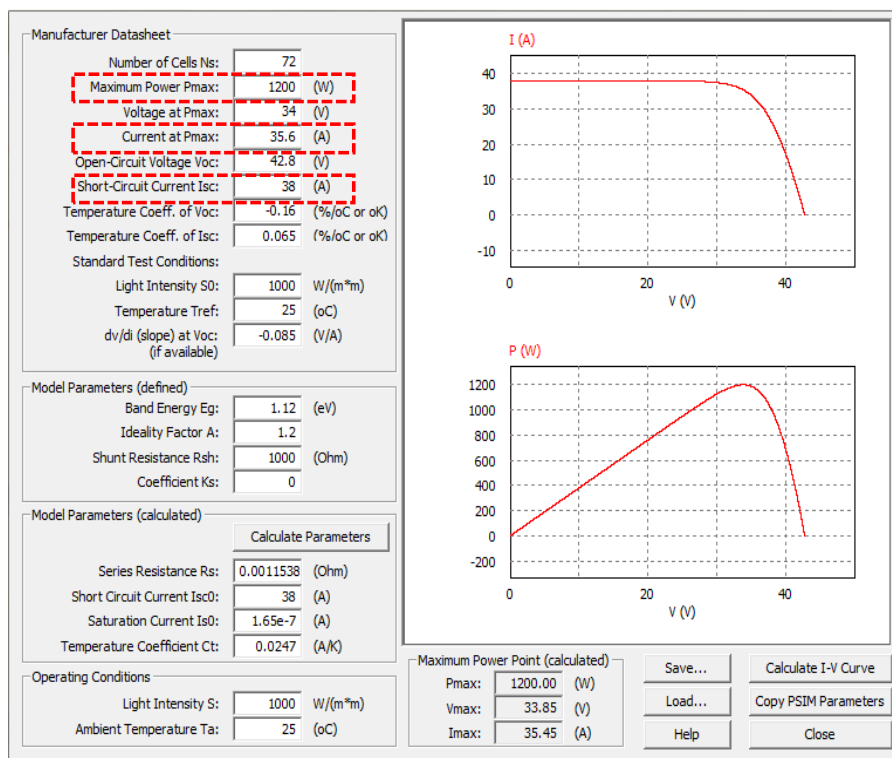


Figura 4.2 – Janela do PSIM onde são inseridas as características dos painéis solares fotovoltaicos.

Como referido anteriormente, neste sistema é usado um conversor CC-CC do tipo *step-up* de modo a elevar a tensão dos painéis solares fotovoltaicos (34 V) para 48 V. Na Figura 4.3 é possível observar um esquema desse conversor no *PSIM*. Tanto neste caso, como ao longo deste subcapítulo, são apresentados resultados com uma resistência como carga ou a carregar baterias.

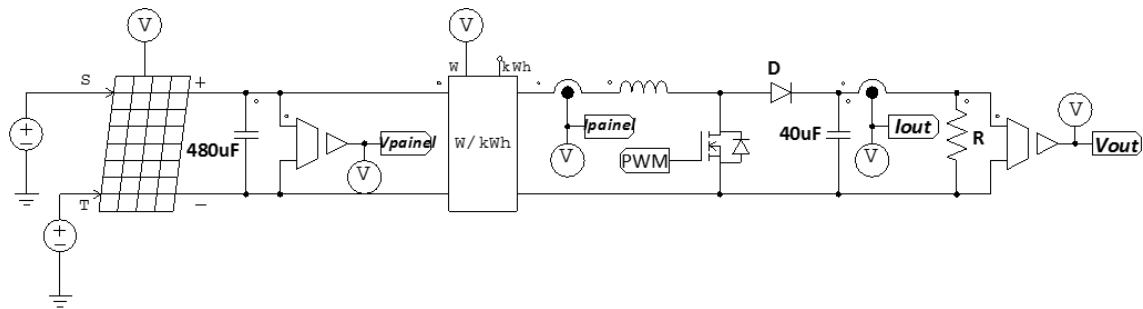


Figura 4.3 – Esquema do conversor *step-up* no *PSIM*.

O sistema de controlo do conversor acima descrito é composto por um algoritmo de MPPT e por dois PIs. O algoritmo de MPPT é utilizado quando é necessário extrair a potência máxima do sistema. Associado a este algoritmo de MPPT existe um controlador PI. O algoritmo de MPPT gera uma corrente de referência que é comparada com a corrente de saída do sistema (i_{out}) de modo a gerar um *duty-cycle*. Este valor é comparado com uma onda triangular gerando um sinal de PWM. O facto de utilizar um PI associado ao algoritmo de MPPT torna o sistema mais estável do que usar apenas um MPPT.

Algumas cargas quando controladas pelo algoritmo de MPPT são sujeitas a tensões elevadas, como é possível observar mais a frente nesta dissertação quando forem apresentados resultados de algumas simulações. Como o objetivo é obter um barramento CC de 48 V é necessário controlar a tensão de saída do sistema. Para isso, caso o sistema, quando controlado pelo algoritmo de MPPT, produza uma tensão de saída superior a 48 V, o sistema de controlo deixa de ser um MPPT e passa a ser um controlador PI de tensão constante. Nesse caso, a potência produzida pelo sistema é mais baixa que a potência do painel, uma vez que não é pretendido mais do que 48 V no barramento CC. Na Figura 4.4 pode ser observado o modelo em *PSIM* dos blocos onde é implementado o sistema de controlo, desde a implementação do MPPT e do controlador PI até à implementação da técnica de modulação, que neste caso é a de PWM.

Neste subcapítulo são apresentados os resultados do conversor CC-CC associado a este modelo do painel. Podem ser observados testes feitos ao conversor com uma fonte emulando um painel fotovoltaico, com um *duty-cycle* fixo e ao sistema fotovoltaico com uma resistência como carga.

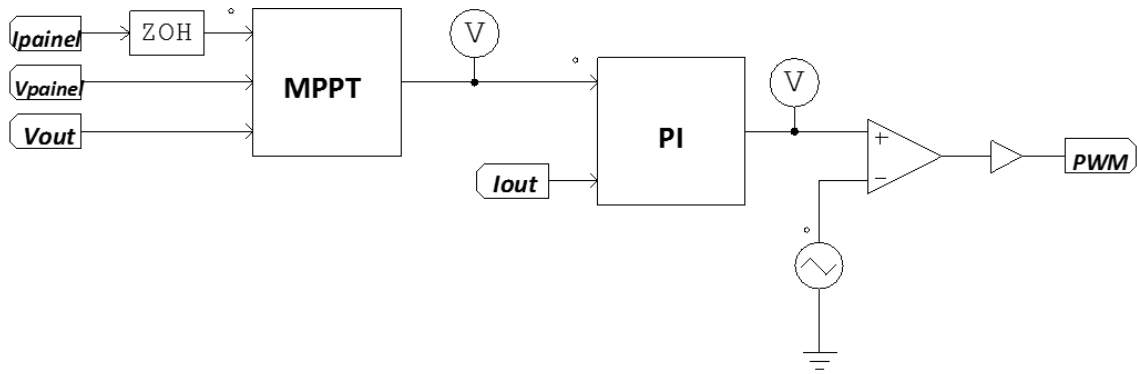


Figura 4.4 – Blocos de implementação do sistema de controlo em PSIM.

4.2.1. Simulação do Conversor CC-CC do tipo Step-Up

Antes de testar o sistema solar fotovoltaico completo foi necessário realizar algumas simulações para validar o conversor *step-up*. A primeira simulação realizada foi com o conversor, uma fonte de tensão e um *duty-cycle* fixo (Figura 4.5). Nesta simulação é utilizado um semiconductor controlado do tipo MOSFETs a comutar a uma frequência de 40 kHz.

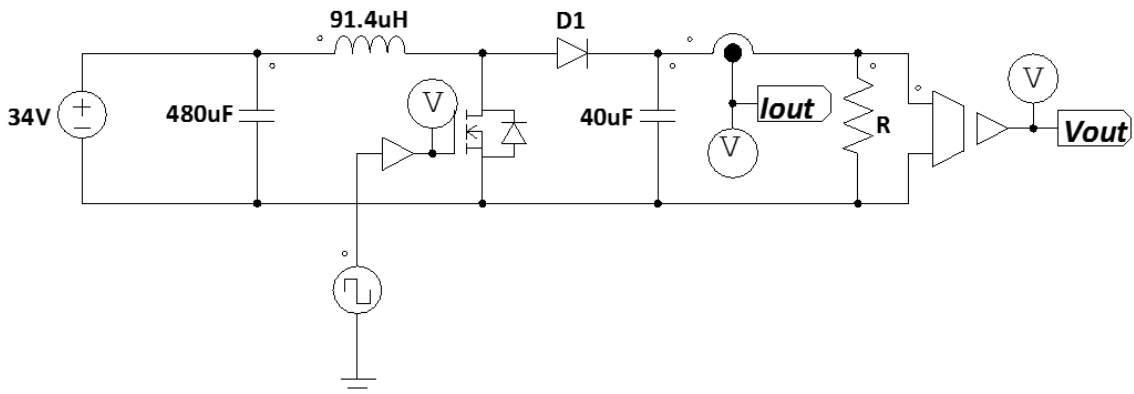


Figura 4.5 – Esquema do conversor *step-up* com *duty-cycle* fixo em PSIM.

Através da equação (3.1) é possível calcular o *duty-cycle* desejado para que o valor na saída do conversor seja os 48 V pretendidos no barramento CC. Na Figura 4.6 é possível observar a tensão de saída do conversor. Como pretendido, a tensão de saída do conversor com um *duty-cycle* fixo de 29,2% é de 48 V.

Após a validação do conversor realizou-se a simulação com o modelo do painel solar fotovoltaico (Figura 4.7). Neste caso para validar as características do painel realizou-se uma simulação com *duty-cycle* fixo e com a radiação incidente máxima (1000 W/m^2).

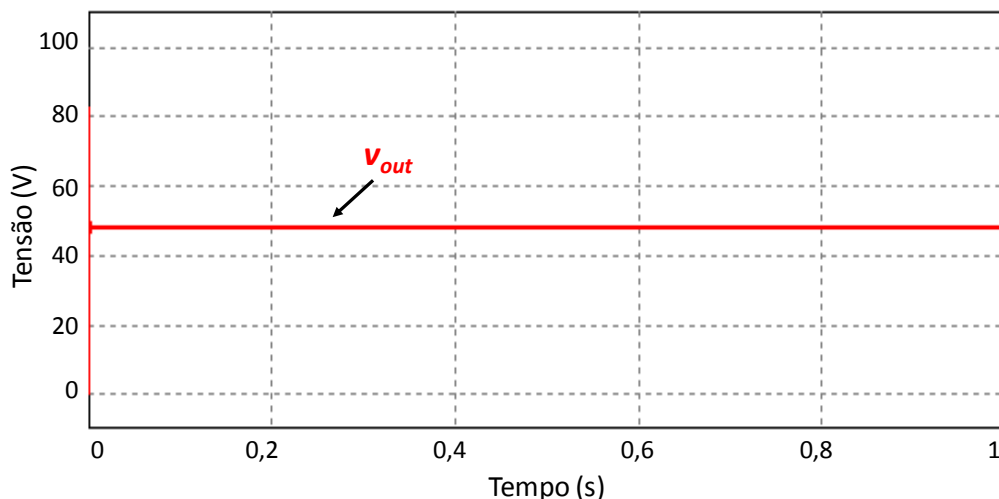


Figura 4.6 – Tensão de saída do conversor *step-up* com *duty-cycle* fixo.

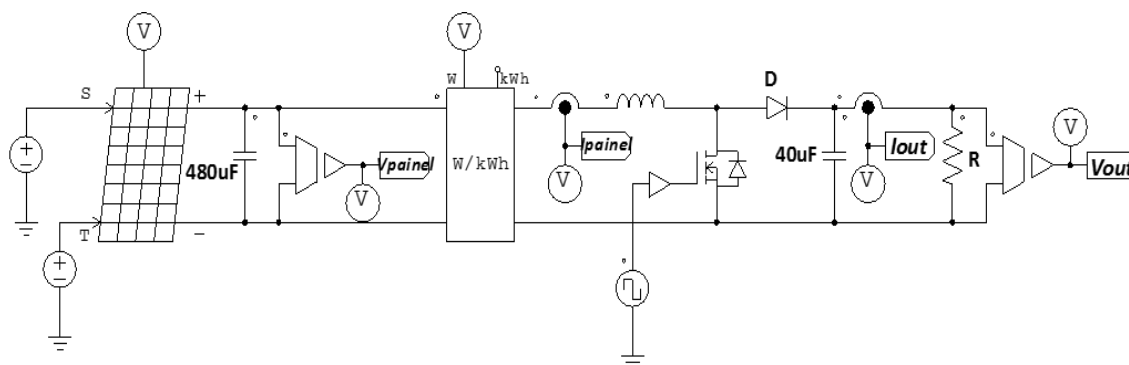


Figura 4.7 – Esquema em *PSIM* do modelo do painel fotovoltaico e do conversor *step-up* com um *duty-cycle* fixo.

Observando as figuras seguintes é possível verificar que as características do modelo do painel fotovoltaico correspondem ao pretendido. Pela Figura 4.8 é possível verificar que a potência gerada pelo modelo do painel em *PSIM* é realmente o equivalente a 8 painéis fotovoltaicos, uma vez que a potência produzida é de 1200 W.

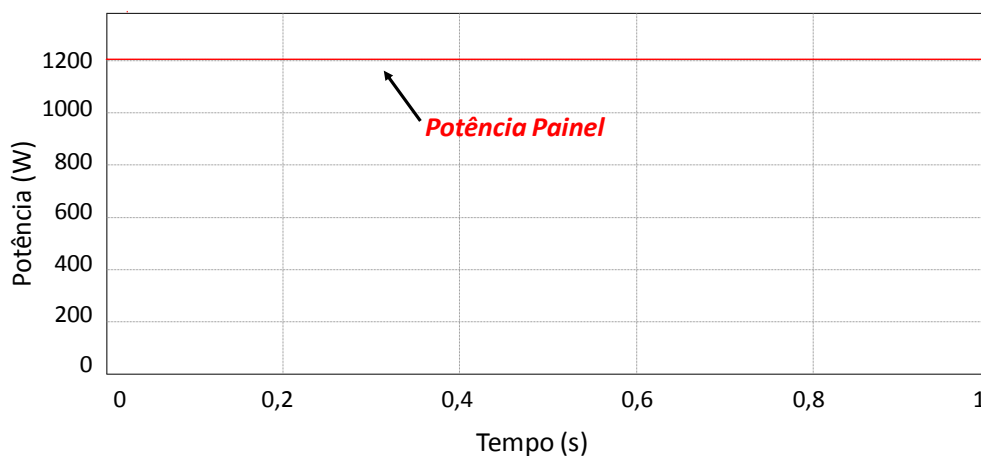


Figura 4.8 – Potência produzida pelo modelo do painel fotovoltaico.

Na Figura 4.9 é possível observar que com o modelo do painel do *PSIM*, com o conversor e com um *duty-cycle* fixo, a tensão de saída do conversor é igualmente 48 V.

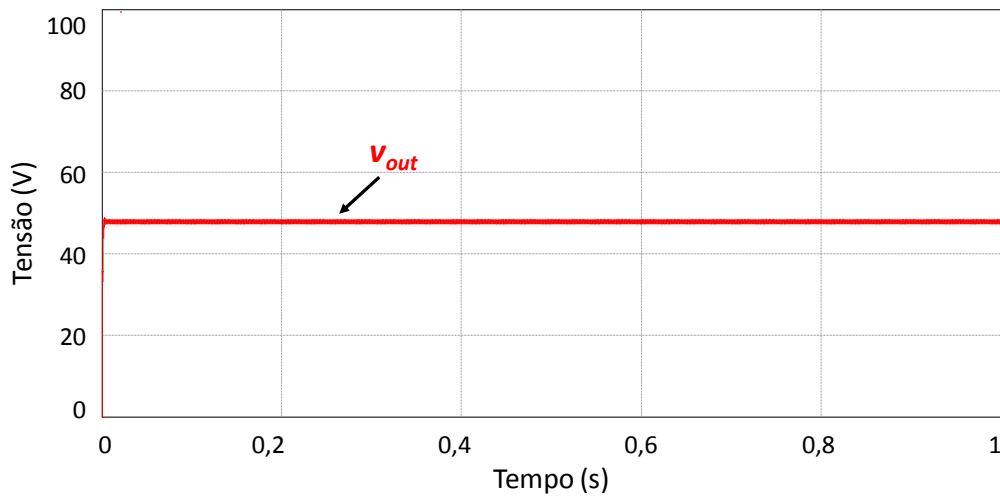


Figura 4.9 – Tensão de saída do conversor com o modelo do painel fotovoltaico.

4.2.2. Simulação do Sistema Solar Fotovoltaico

Validado o conversor *step-up* e do modelo do painel fotovoltaico do *PSIM*, foi realizada uma simulação com o sistema solar fotovoltaico. Nesta simulação foi implementado o algoritmo de MPPT e os dois PIs. Para o sistema ser o mais estável possível, e como a variação da radiação solar não é brusca, ou seja, não varia de forma muito rápida, foi implementada uma média deslizando sobre a corrente e tensão do painel solar fotovoltaico. O valor da tensão e corrente resultante da média deslizando são utilizados na implementação do sistema de controlo.

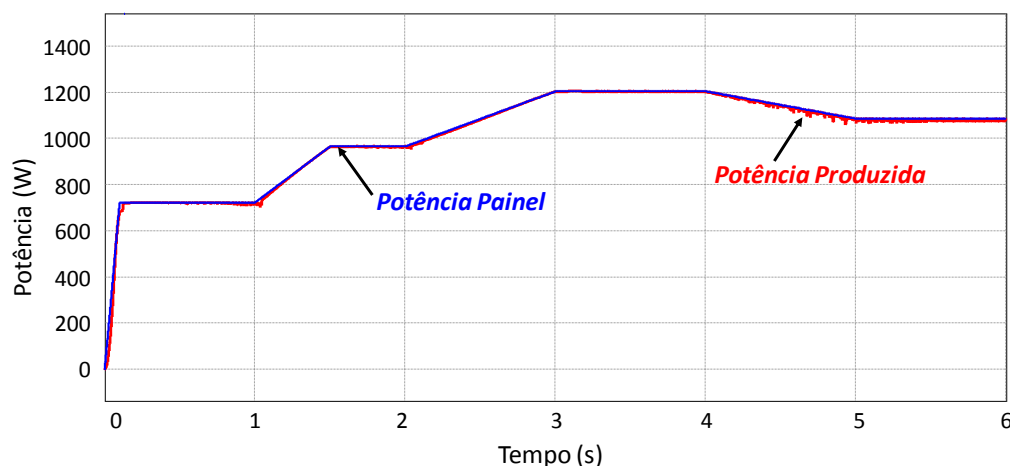


Figura 4.10 – Potência produzida a “seguir” a potência do painel a diferentes radiações incidentes.

Nas simulações realizadas é possível observar o correto funcionamento do algoritmo de MPPT: Para uma carga de $1,92 \Omega$, a potência produzida tem de “seguir” a potência do painel, independentemente da radiação incidente no mesmo. Na Figura 4.10

é possível observar que a potência produzida “segue” a potência do painel, para radiações incidentes diferentes. Nesta simulação é possível constatar que a tensão de saída é de 48 V, no máximo, uma vez que a simulação foi realizada para o caso em que a carga consome a potência máxima. Caso seja efetuada uma simulação com outra carga (por exemplo 5 Ω), a potência produzida “segue” a potência do painel mas a tensão na carga ultrapassa os 48 V (Figura 4.11). Caso isso aconteça, o sistema de controlo tem de ser adequado a essa situação como é possível observar mais à frente neste subcapítulo.

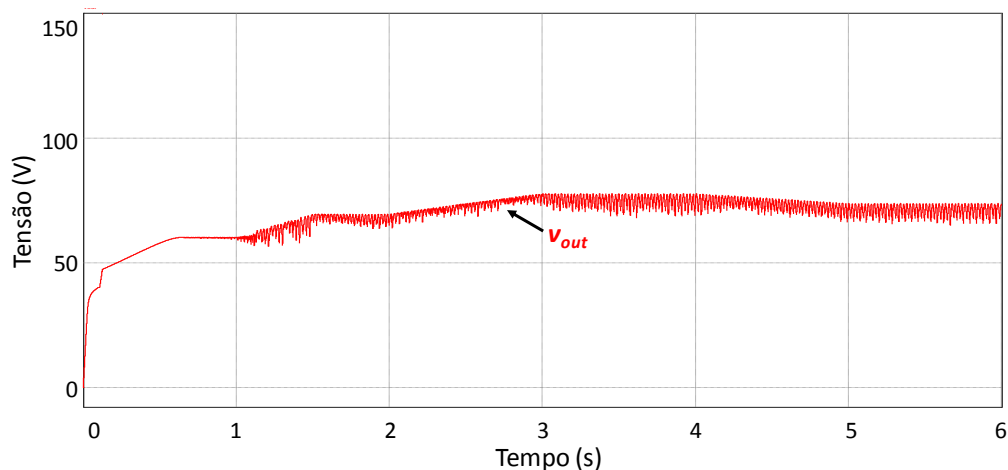


Figura 4.11 – Tensão de saída para uma carga diferente da carga máxima.

Como referido anteriormente, caso a tensão na carga a alimentar ultrapasse os 48 V o sistema de controlo deixa de ser um algoritmo de MPPT e passa a ser um controlador PI. No sistema total, a energia não necessária à carga é aproveitada para carregar baterias. No entanto, neste subcapítulo são apenas realizados testes individuais ao sistema. Assim, a potência produzida pelo sistema é inferior à do painel, uma vez que, para uma tensão máxima de 48 V, a carga não necessita da potência máxima que o painel consegue produzir naquele determinado momento. Para testar o sistema de controlo com o algoritmo de MPPT e o PI, a simulação é iniciada com a carga para a potência máxima (1,92 Ω) e 2,5 segundos depois é adicionada uma carga extra de 20 Ω . Na Figura 4.12 pode ser observado que durante 2,5 segundos o sistema de controlo é um algoritmo de MPPT visto que a potência produzida “segue” a potência do painel. Após a marca dos 2,5 segundos, o sistema passa a ser controlado por um PI, observando-se uma queda na potência produzida, uma vez que a totalidade da potência não é necessária para alimentar a carga desejada. De notar, pela Figura 4.13, que a tensão na saída aumenta consoante a radiação incidente nos primeiros 2,5 segundos (algoritmo de MPPT). Quando o controlador proporcional-integral entra em funcionamento, a tensão de saída é de 48 V

(tensão do barramento CC) e a corrente de saída varia devido à variação da carga do sistema.

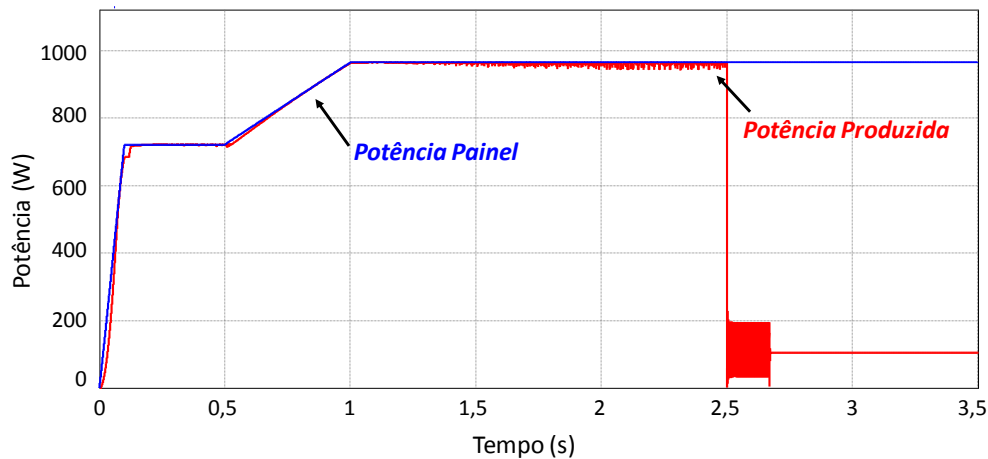


Figura 4.12 – Potência do painel e da potência produzida pelo sistema.

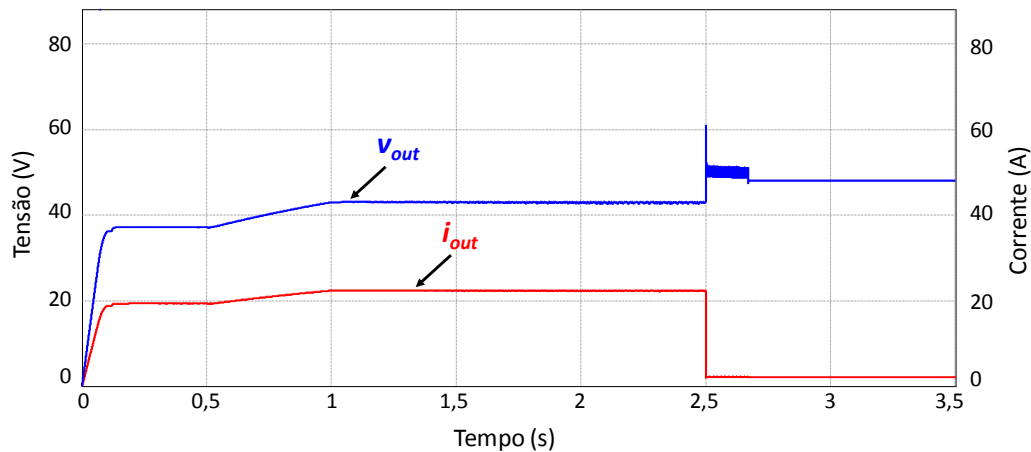


Figura 4.13 – Tensão e corrente de saída do sistema fotovoltaico.

4.3. Simulação do Sistema Eólico

De modo a validar o conversor e o sistema de controlo associados à turbina eólica utilizada, foi necessário realizar algumas simulações no *PSIM*. Para tal foi utilizado e verificado o sistema de emulação de uma turbina eólica que o *PSIM* oferece. Assim, é possível simular o sistema eólico o mais parecido com a realidade possível.

Neste subcapítulo são apresentados os resultados das simulações realizadas ao sistema de emulação da turbina eólica referido acima, ao conversor CC-CC do tipo *step-up* e ao sistema eólico completo (sistema de emulação da turbina e conversor *step-up*) com *duty-cycle* fixo e com o sistema de controlo completo.

4.3.1. Simulação do Sistema de Emulação de uma Turbina Eólica

O sistema de emulação de uma turbina eólica em *PSIM* é baseado em duas partes essenciais: a turbina eólica e o gerador síncrono de ímãs permanentes (PMSG) (Figura 4.14). O modelo da turbina eólica do *PSIM* permite inserir certas características da turbina eólica da *Silentwind* como por exemplo a potência nominal da turbina, a velocidade nominal do vento e a velocidade nominal de rotação. As entradas do bloco do modelo da turbina eólica permitem simular a variação da velocidade do vento e o ângulo de inclinação das pás (*pitch*). A segunda parte do modelo do sistema de emulação da turbina é composta pelo PMSG onde são colocadas as características do gerador associado à turbina eólica, como o número de pólos e a tensão à saída quando a velocidade de rotação é de 1000 rpm.

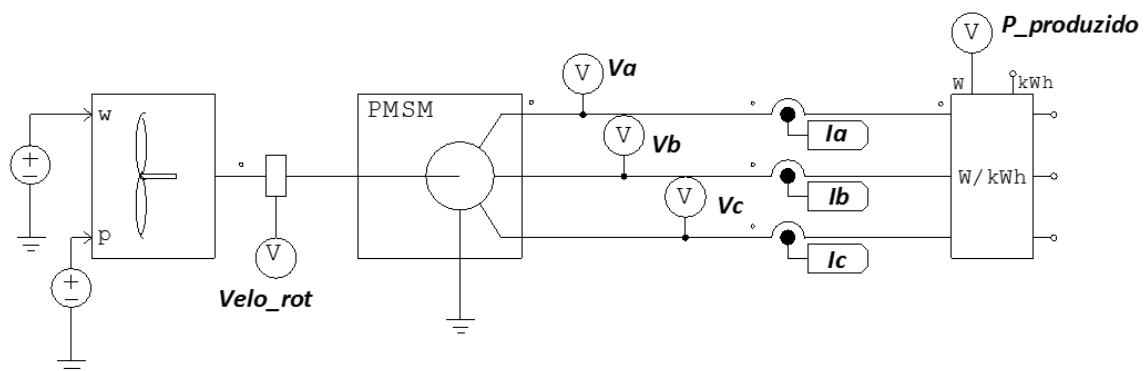


Figura 4.14 – Esquema em *PSIM* do sistema de emulação de uma turbina eólica.

De modo a verificar que as características foram inseridas nos locais apropriados e que o sistema de emulação está a funcionar de acordo com o esperado foi realizada uma simulação ao sistema. Como carga do sistema foi utilizada uma ponte retificadora a díodos de modo a converter a tensão alternada proveniente do PMSG em tensão contínua. Em paralelo com a ponte retificadora está uma resistência de 1,28 Ω .

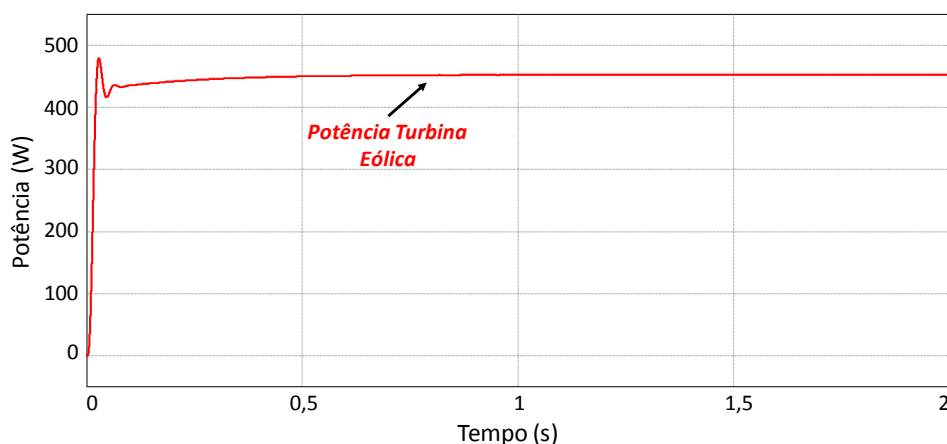


Figura 4.15 – Potência do modelo da turbina eólica.

Pela Figura 4.15 é possível observar que a potência máxima produzida é de 450 W e pela Figura 4.16 observa-se que a tensão retificada é de 24 V, como o esperado segundo as características presentes no *datasheet* da turbina (Tabela 3.2). Assim, é possível observar que o sistema de emulação está a funcionar de acordo com o pretendido, sendo possível passar ao próximo passo no que diz respeito às simulações do sistema eólico.

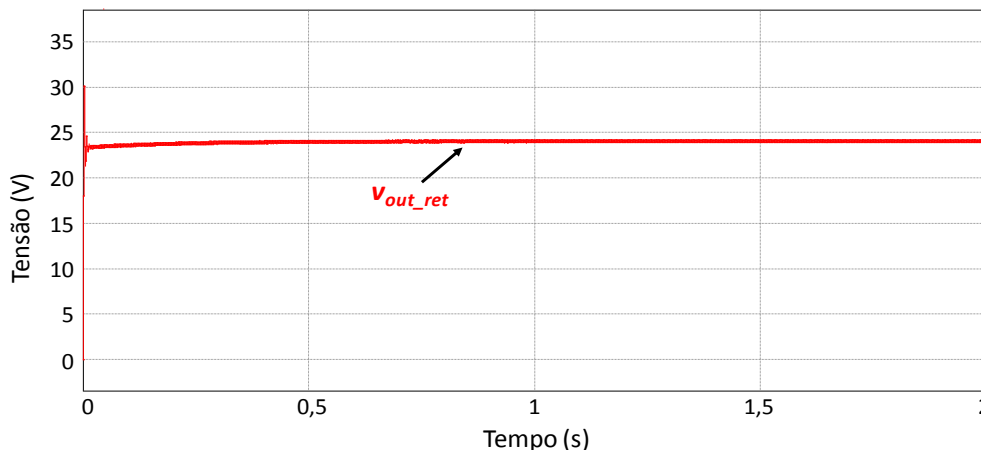


Figura 4.16 – Tensão de saída retificada do modelo da turbina eólica.

4.3.2. Simulação do Conversor *Step-Up*

Antes de testar o sistema eólico completo foi necessário realizar algumas simulações para validar o conversor *step-up*, como realizado no subcapítulo do sistema solar fotovoltaico. A primeira simulação realizada foi com o conversor, uma fonte de tensão e um *duty-cycle* fixo (Figura 4.17). Nesta simulação é utilizado um semiconductor controlado do tipo MOSFET a comutarem a uma frequência de 40 kHz.

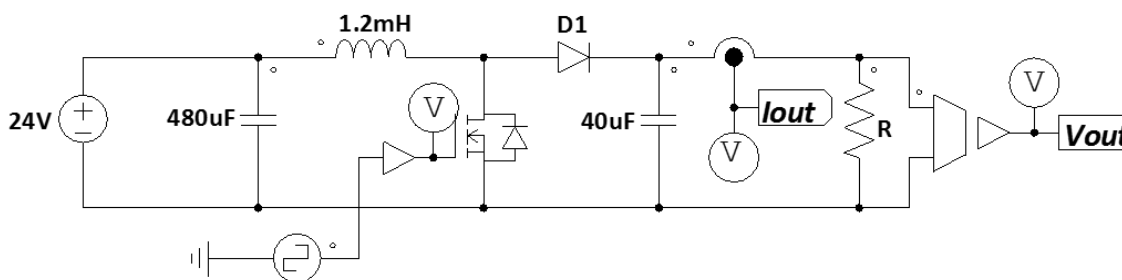


Figura 4.17 – Esquema em PSIM do conversor *step-up* utilizado no sistema eólico.

Através da equação (3.1 é possível calcular o *duty-cycle* desejado para que o valor na saída do conversor seja os 48 V pretendidos no barramento CC. Na Figura 4.18 é possível observar a tensão de saída do conversor. Como pretendido, a tensão de saída do conversor, com um *duty-cycle* fixo de 50%, é de 48 V.

Depois de validado o conversor *step-up* foi realizada uma simulação com o sistema de emulação da turbina eólica com o conversor CC-CC do tipo *step-up*. Para esta

simulação não é implementado o sistema de controlo pretendido, sendo primeiro realizada uma simulação com um *duty-cycle* fixo de 50%. Na Figura 4.19 pode ser observado um esquema em *PSIM* do sistema de emulação da turbina com o conversor *step-up*.

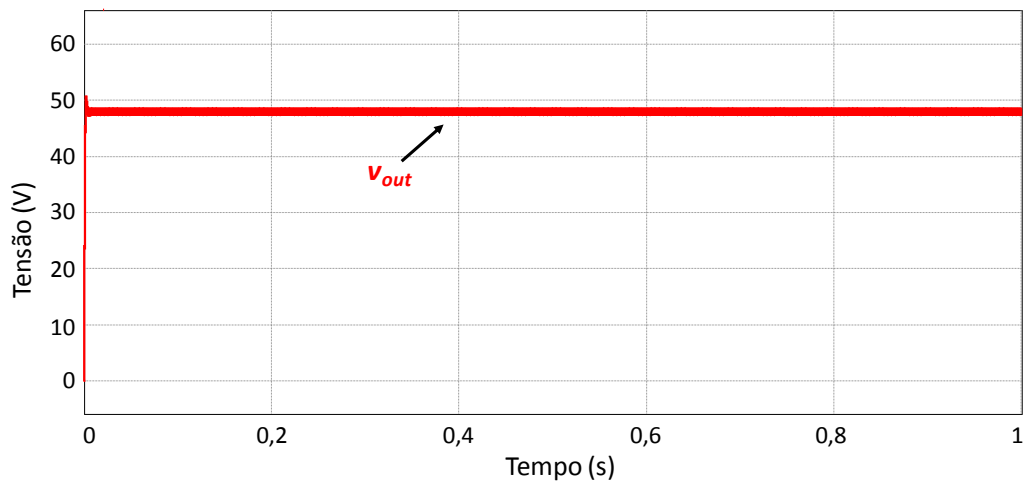


Figura 4.18 – Tensão de saída do conversor *step-up*.

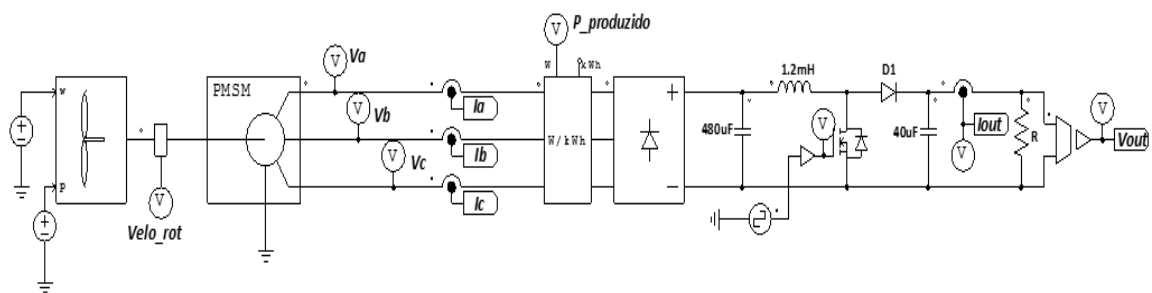


Figura 4.19 – Esquema em *PSIM* do conjunto do sistema de emulação da turbina com o conversor *step-up*.

Os resultados desta simulação podem ser observados nas figuras seguintes. Na Figura 4.20 é apresentada a saída na carga ligada ao sistema e a tensão retificada, à saída da ponte retificadora a díodos. A tensão de saída (v_{out}), como esperado, é de 48 V e a tensão retificada (v_{out_ret}) é de 24 V. Por fim, na Figura 4.21 é possível observar que a potência do sistema é de 450 W quando a velocidade do vento é máxima.

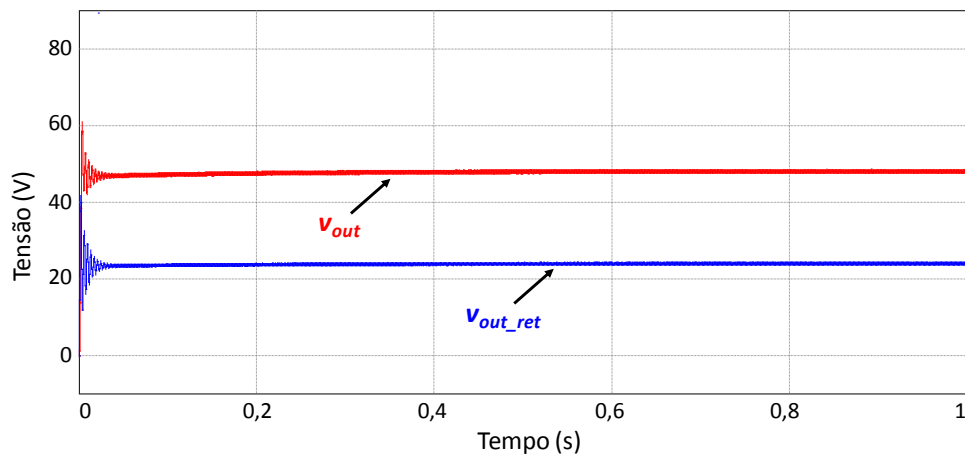


Figura 4.20 – Tensão retificada e da tensão de saída do sistema eólico.

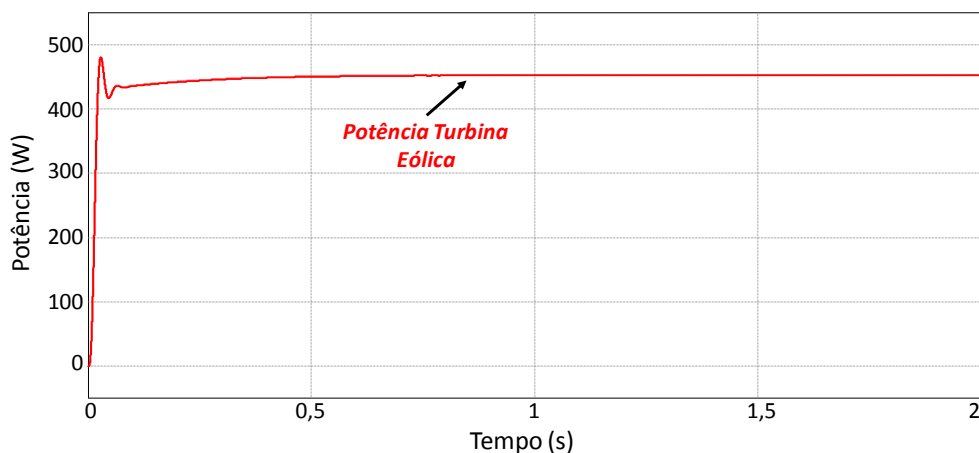
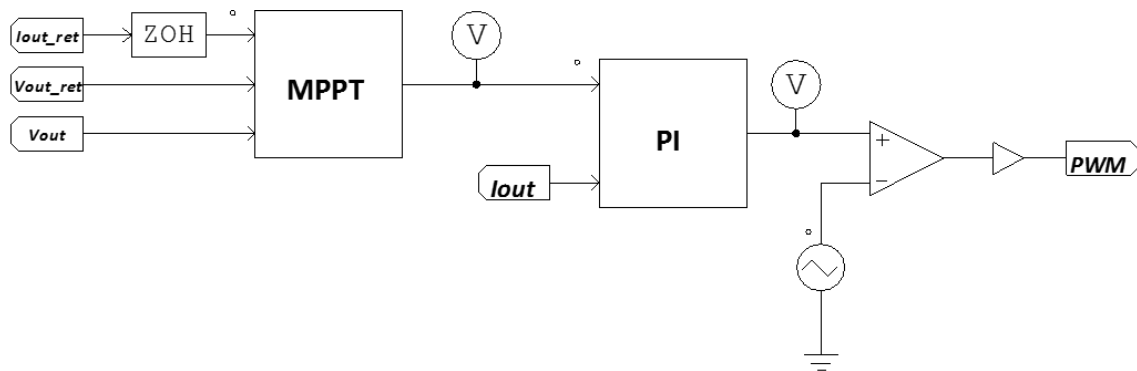


Figura 4.21 – Potência produzida pelo sistema eólico com *duty-cycle* fixo de 50%.

4.3.3. Simulação do Sistema Eólico Completo

Terminadas as simulações ao sistema de emulação da turbina eólica, ao conversor *step-up* e ao sistema completo com *duty-cycle* fixo, foi implementado o sistema de controlo completo.

O sistema de controlo do sistema eólico é composto por um algoritmo de MPPT e por dois controladores PI. O esquema final do sistema de controlo é bastante semelhante ao sistema de controlo do sistema solar fotovoltaico, sendo a grande diferença o tipo de algoritmo de MPPT implementado. Neste caso o algoritmo implementado é o de Perturbação e Observação (P&O). Analogamente ao sistema fotovoltaico, o sistema eólico é testado individualmente neste subcapítulo, não havendo aproveitamento da energia produzida em excesso. Caso a potência produzida seja maior que o que a carga necessita, de modo à tensão na carga não ultrapassar os 48 V, o algoritmo de MPPT deixa de controlar o sistema, passando este a ser controlado por um PI de tensão constante de forma a manter a tensão no barramento CC em 48 V. Na Figura 4.22 pode ser observado o esquema do sistema de controlo implementado no sistema eólico.


 Figura 4.22 – Esquema em *PSIM* do sistema de controlo implementado no sistema eólico.

Implementado o sistema de controlo foi possível obter alguns resultados das simulações pretendidas. O primeiro objetivo é comprovar o bom funcionamento do algoritmo de MPPT. O algoritmo de MPPT gera uma corrente de referência que é comparada à corrente de saída pelo PI de modo a gerar um *duty-cycle* adequado, fazendo com que a potência produzida “siga” a potência da turbina eólica. Pela Figura 4.23 é possível observar isso mesmo, a potência produzida pelo sistema “segue” a potência da turbina para diferentes velocidades do vento.

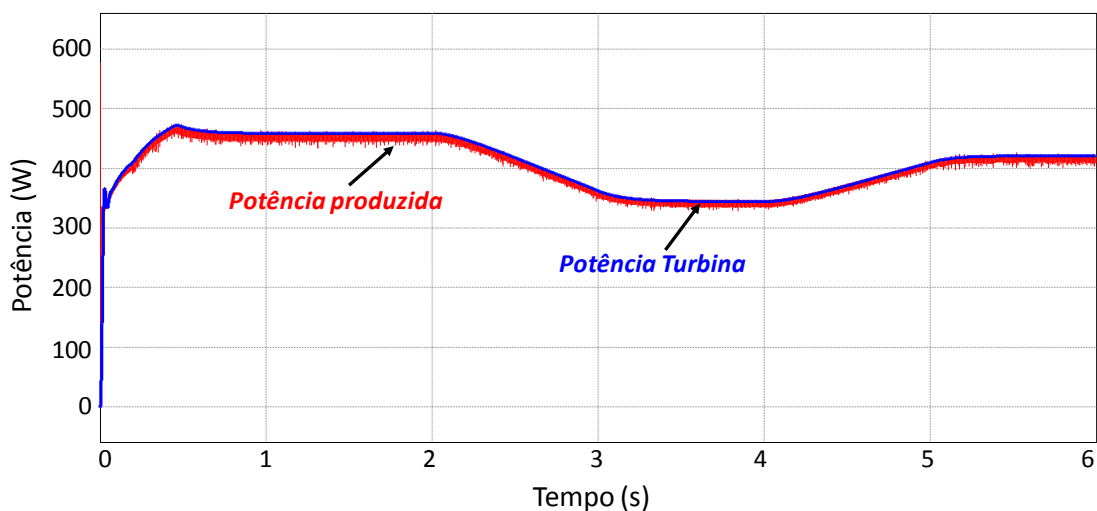


Figura 4.23 – Potência produzida a “seguir” a potência da turbina para velocidades do vento diferentes.

A Figura 4.24 apresenta a tensão de saída do sistema para uma velocidade de vento máxima. Aí é possível verificar que a tensão tem o valor de 48 V que é o valor desejado no barramento CC.

Quando a turbina produz mais energia do que aquilo que a carga necessita para ser alimentada a uma tensão máxima de 48 V, e como neste subcapítulo não há aproveitamento da energia para as baterias, o controlo deixa de ser um MPPT e passa a ser um PI, como sucede com o sistema fotovoltaico. Nessa situação o resultado obtido é igual ao do sistema solar fotovoltaico, já que a potência produzida desce quando a carga

não necessita da potência que o sistema é capaz de produzir e não há aproveitamento dessa energia para carregar baterias.

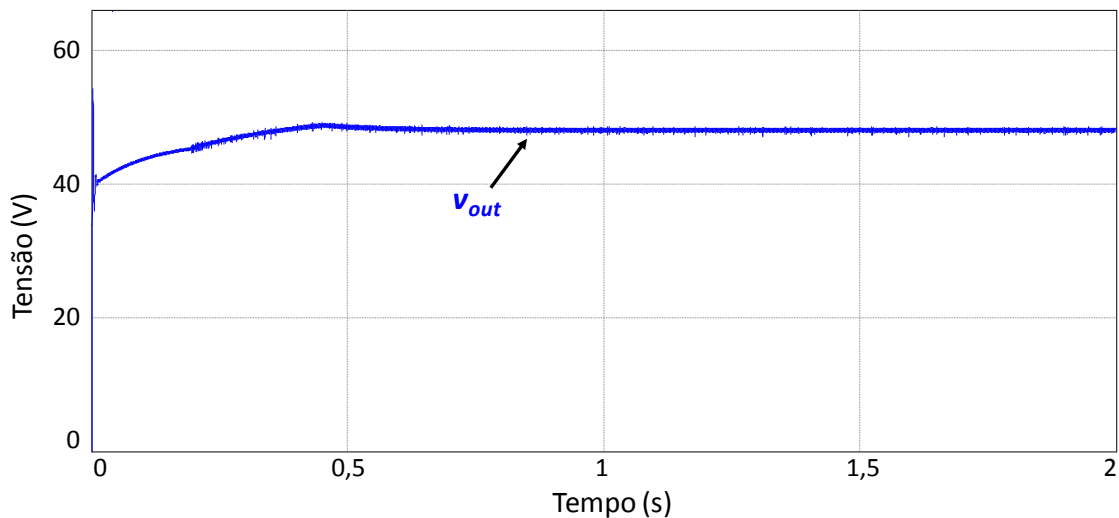


Figura 4.24 – Tensão de saída do sistema eólico para uma velocidade de vento máxima.

4.4. Simulação do Sistema de Baterias

De modo semelhante ao apresentado nos subcapítulos anteriores, neste subcapítulo é abordado o sistema de interface com as baterias. São apresentados os resultados das simulações no processo de carregamento de baterias e no modo de alimentação de cargas a partir das baterias.

Antes de realizar a simulação foi necessário estudar um modelo adequado para as baterias. Isto é, uma vez que o *PSIM* não possui um modelo de baterias real, já que não permite inserir os valores reais da sua resistência interna, por exemplo, foi necessário encontrar um modelo o mais próximo da realidade possível. Assim, foi utilizado um modelo de baterias para a simulação que consiste numa fonte de tensão e uma resistência em série com um condensador (Figura 4.25) [59]. Os valores da resistência e do condensador utilizados nas simulações encontram-se no *datasheet* das baterias [60].

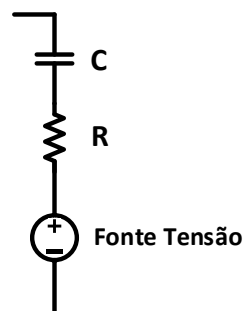


Figura 4.25 – Modelo da bateria utilizado nas simulações (baseado em [59]).

O modelo de baterias descrito em cima é utilizado nas simulações do conversor *step-up-down* bidirecional. Este conversor como descrito no Capítulo 3 funciona como *step-down* quando as baterias estão a ser carregadas e no modo *step-up* quando as baterias estão a alimentar cargas.

Na Figura 4.26 pode ser observado o esquema utilizado em *PSIM* para a simulação do conversor bidirecional. Neste conversor, nos dois modos de funcionamento, são usados MOSFETs com uma frequência de comutação de 40 kHz.

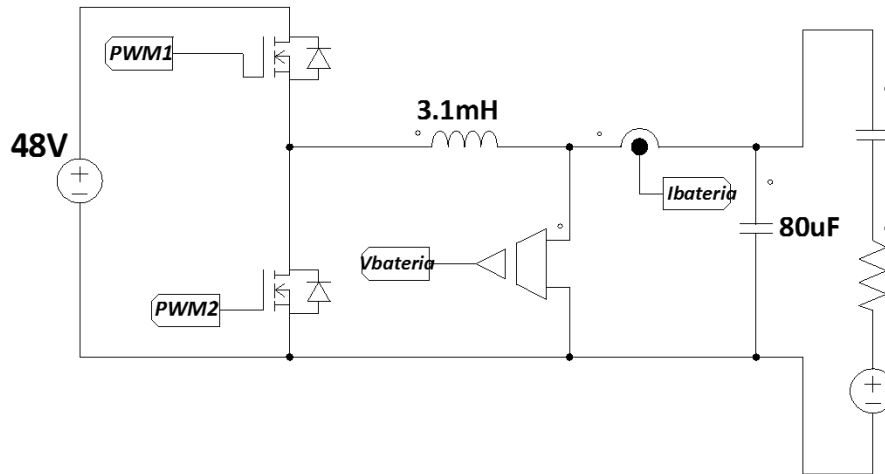


Figura 4.26 – Esquema em *PSIM* do conversor *step-up-down* bidirecional.

Na Figura 4.27 é apresentado o esquema do sistema de controlo utilizado neste conversor. No modo de carregamento de baterias, o sinal de *PWM2* é sempre zero uma vez que neste modo o conversor funciona como um *step-down*, logo só o *PWM1* entra em funcionamento. No modo de alimentação de cargas por parte das baterias, é o *PWM2* que entra em funcionamento, sendo o *PWM1* sempre zero.

Neste subcapítulo são abordados os dois modos de funcionamento bem como os resultados obtidos nas simulações de cada modo, com o modelo de baterias da Figura 4.25.

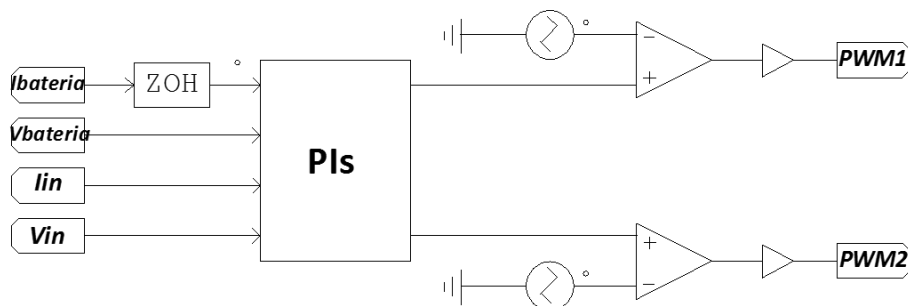


Figura 4.27 – Esquema em *PSIM* do sistema de controlo no modo de carregamento de baterias.

4.4.1. Modo de Carregamento de Baterias

No modo de carregamento das baterias o conversor bidirecional funciona como um *step-down*. Ou seja, o valor de tensão da sua entrada é superior ao valor da tensão de saída do mesmo. Como este conversor é alimentado através do barramento CC, a sua tensão de entrada é de 48 V. Como referido nos capítulos anteriores, neste protótipo são utilizadas 3 baterias de 12 V. Uma bateria de 12 V encontra-se descarregada quando a sua tensão chega, aproximadamente, aos 10 V e totalmente carregada quando a sua tensão for de 14 V. Assim, para as três baterias estarem descarregadas a sua tensão tem de rondar os 30 V e para estarem totalmente carregadas a sua tensão tem de rondar os 42 V.

A técnica de controlo para o carregamento de baterias é baseada em dois controladores proporcionais-integrais. Inicialmente, a bateria é carregada através de uma corrente constante. Quando a tensão da bateria atinge a sua tensão máxima (14 V), o controlo passa a ser efetuado através de tensão constante até que a corrente na bateria seja nula. Quando a sua tensão for máxima e a corrente na bateria nula, a bateria encontra-se totalmente carregada. Assim, nesta simulação são utilizados dois PIs: um de corrente constante e outro de tensão constante.

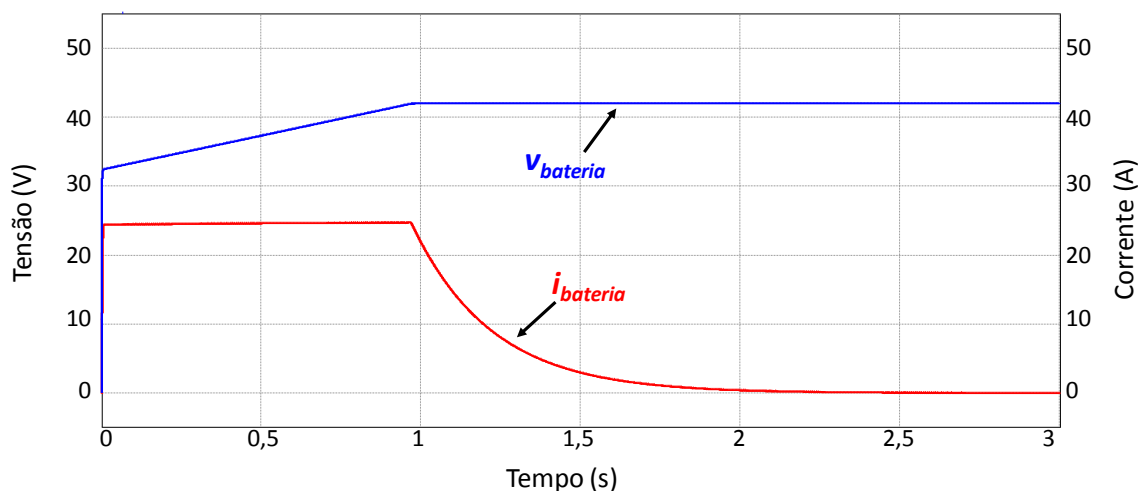


Figura 4.28 – Tensão e corrente nas baterias no modo de carregamento das mesmas.

Sabendo que a tensão de entrada do conversor é de 48 V (tensão do barramento CC) realizou-se uma simulação com esse valor de entrada para um caso em que as baterias estivessem totalmente descarregadas, ou seja, com a tensão nas baterias de 30 V. Pela Figura 4.28 podemos observar que a tensão nas baterias aumenta até atingir o valor máximo de 42 V e que a corrente é constante nessa altura. Nesta situação é aplicado o controlador PI de corrente constante. Quando o valor de tensão máxima é atingido, observa-se que a corrente começa a descer até se anular. Quando a corrente começa a

descer o sistema de controlo é um PI de tensão constante. Assim que a corrente for nula, as baterias encontram-se totalmente carregadas.

O resultado observado na Figura 4.28 é o mesmo encontrado caso as baterias estivessem parcialmente carregadas. A única diferença é o tempo que estas demorariam a carregar. Se já estivessem parcialmente carregadas (por exemplo, se a tensão nas baterias fosse de 38 V), o tempo que levariam a atingir os 42 V seria inferior, como é possível verificar na Figura 4.29.

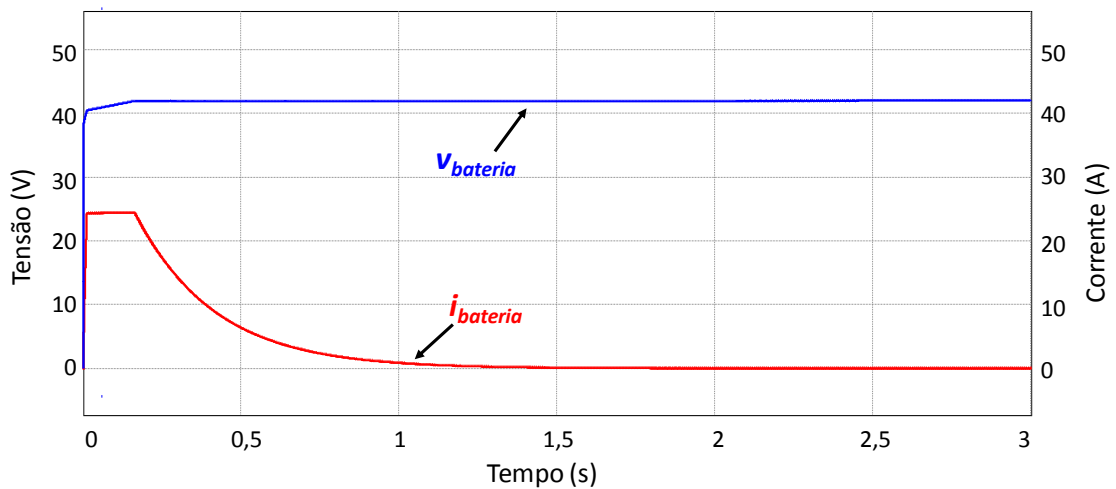


Figura 4.29 – Tensão e corrente nas baterias no modo de carregamento das mesmas para uma tensão inicial nas baterias de 38 V.

4.4.2. Modo de Alimentação de Cargas através das Baterias

No caso dos sistemas de produção de energia não produzirem o suficiente para alimentar as cargas locais, as baterias entram em funcionamento. Nesse caso, o conversor bidirecional funciona como um *step-up*, aumentando a tensão das baterias para a tensão do barramento CC (48 V). Neste modo de funcionamento, o sistema de controlo implementado é um controlador PI de tensão constante.

Na Figura 4.30 pode-se observar que a tensão de saída do conversor quando está a alimentar uma carga resistiva de 12Ω é de 48 V. Na Figura 4.31 podemos também observar o que acontece à tensão e corrente nas baterias. Neste caso, as baterias estão a fornecer a corrente necessária à carga e a sua tensão começa lentamente a decrescer.

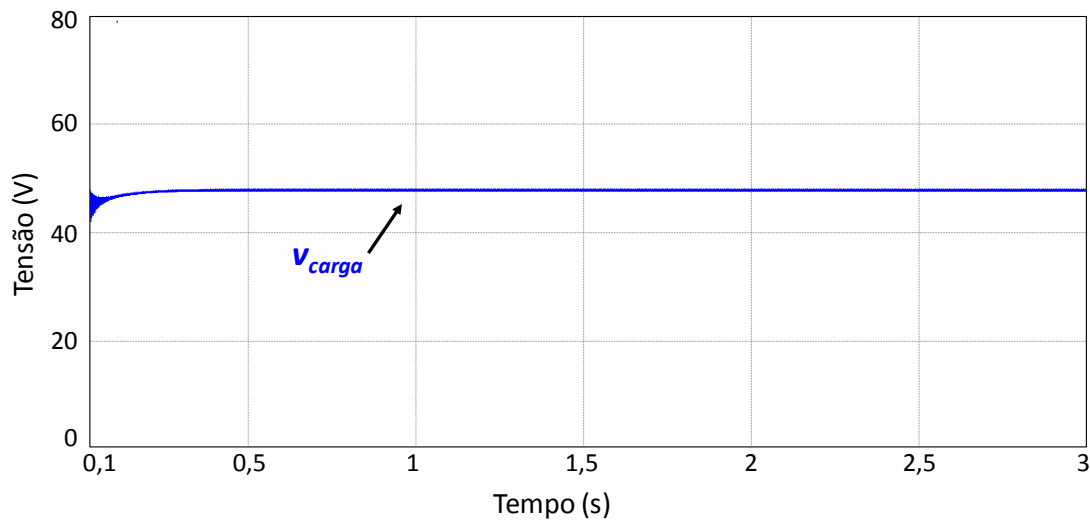


Figura 4.30 – Tensão na carga alimentada pelas baterias.

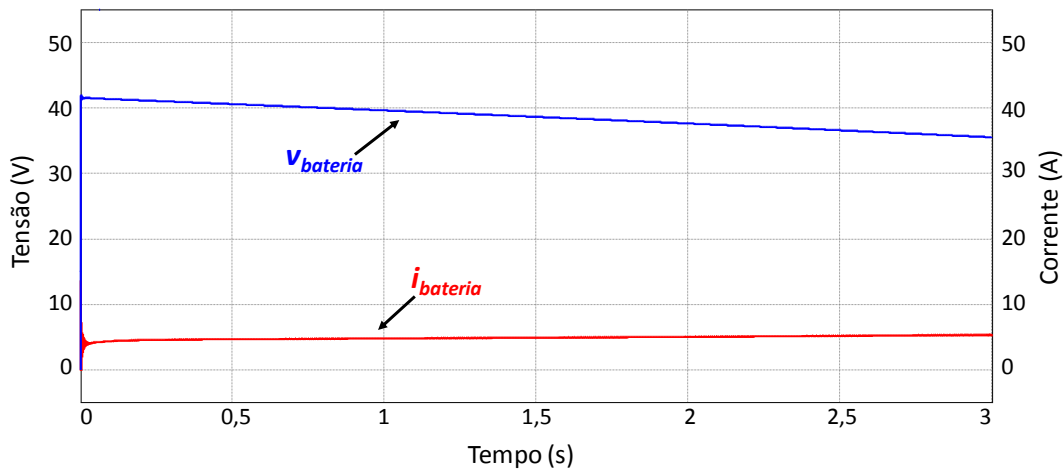


Figura 4.31 – Tensão e corrente nas baterias quando estão a alimentar uma carga.

4.5. Simulação do Gerador de *Backup* de Energia

Inicialmente, o pretendido era utilizar um gerador a diesel que servisse como *backup* de energia no caso dos sistemas de produção e as baterias fossem insuficientes na alimentação da microrrede isolada. No entanto, como no GEPE não há um gerador a diesel, decidiu-se que para este caso seria utilizado um gerador elétrico acionado por um motor de indução que roda à velocidade imposta pelo variador de velocidade. Assim, o sistema de emulação deste gerador é bastante semelhante ao do sistema eólico. A diferença está nas características do sistema uma vez que se tratam de geradores diferentes. O gerador utilizado para *backup* de energia pertence ao modelo *GL-PMG-1800* da *Ginlong Technologies*. As características deste podem ser observadas na Tabela 3.3.

Neste subcapítulo são apresentados os resultados da simulação do conversor *step-down* de ponte completa isolado que alimenta o sistema em casos de emergência.

Isto é, quando as fontes de energia renováveis e o sistema de armazenamento de energia não são suficientes para dar vazão ao consumo de energia exigido.

4.5.1. Simulação do Conversor *Step-Down* de Ponte Completa Isolado

Como referido anteriormente o conversor do sistema de *backup* de energia é o conversor *step-down* de ponte completa isolado. Este é o responsável pela alimentação da microrrede quando a produção de energia é insuficiente. Assim sendo, a tensão à saída do conversor associado ao gerador de *backup* tem de ser igual à tensão do barramento CC. Para tal, é necessária a implementação de um controlador de tensão constante, que no caso desta dissertação, foi um controlador proporcional-integral.

Na Figura 4.32 pode-se observar um esquema em *PSIM* do circuito do conversor. A ponte retificadora é ligada ao sistema de emulação acima referido, os semicondutores utilizados são IGBTs que comutam a uma frequência de 40 kHz e o transformador tem uma relação de 1,5:1.

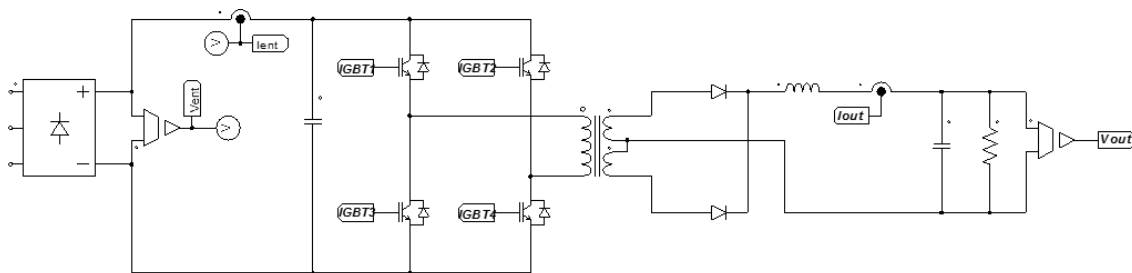


Figura 4.32 – Esquema em *PSIM* do conversor *step-down* de ponte completa isolado.

Na Figura 4.33 pode ser observado o esquema do sistema de controlo do conversor *step-down* de ponte completa isolado onde é implementado o PI de tensão constante. Neste conversor os IGBTs são comutados aos pares. Num momento comutam o IGBT1 e o IGBT4 e noutro o IGBT2 e o IGBT3. Para impedir que os IGBTs do mesmo braço comutem ao mesmo tempo foi aplicado um *deadtime* (tempo-morto) ao sistema. O *deadtime* é um tempo muito pequeno (por volta dos μs) em que nenhum semicondutor se encontra ligado. Este previne que IGBTs do mesmo braço se encontrem ligados ao mesmo tempo na altura em que um está a desligar e o outro a ligar. Caso nessa altura eles estejam ligados ao mesmo tempo, o sistema pode estar sujeito a picos de corrente muito elevados. Aplicando um *deadtime*, esse problema é resolvido, uma vez que o IGBT de um braço só liga passado um determinado tempo após o outro IGBT se desligar. Neste caso foi utilizado um *deadtime* de 2 μs .

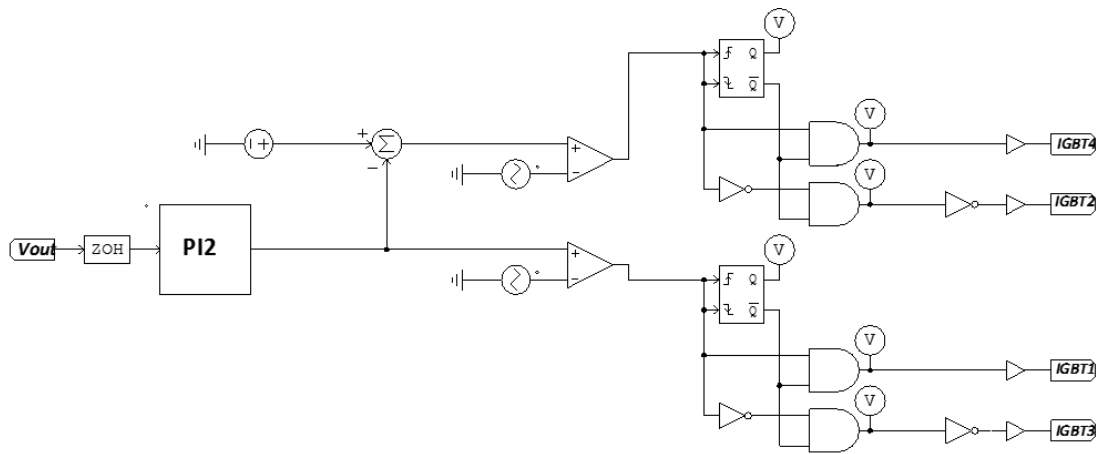


Figura 4.33 – Esquema em *PSIM* do sistema de controlo do conversor *step-down* de ponte completa isolado.

Terminada a implementação do sistema de controlo foi possível retirar alguns resultados desta simulação. Pela Figura 4.34 é possível verificar que a tensão na carga é igual ao valor pretendido pelo barramento CC (48 V). Pela Figura 4.35 é também possível verificar que o *deadtime* está a funcionar de acordo com o pretendido, uma vez que em nenhuma altura os IGBTs do mesmo braço se encontram ligados ao mesmo tempo.

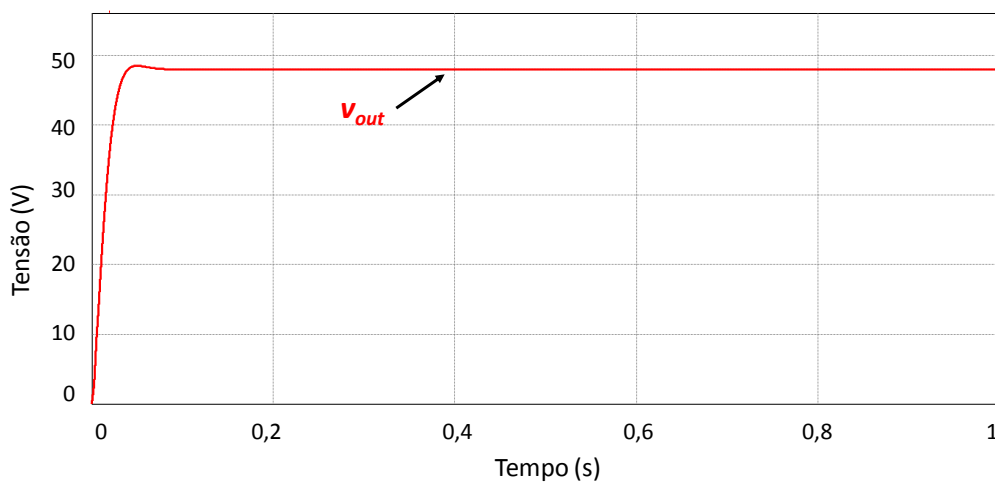


Figura 4.34 – Tensão de saída do conversor *step-down* de ponte completa isolado.

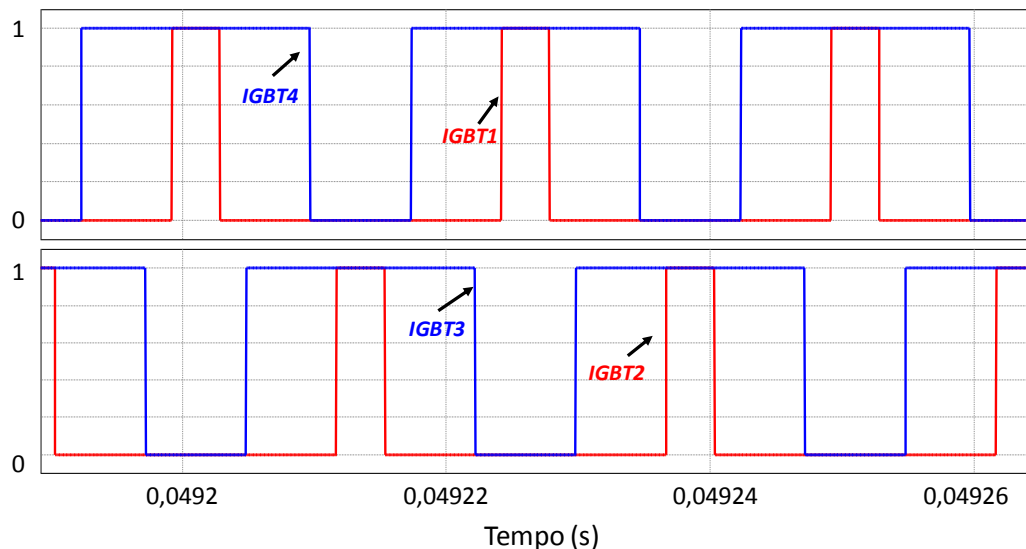


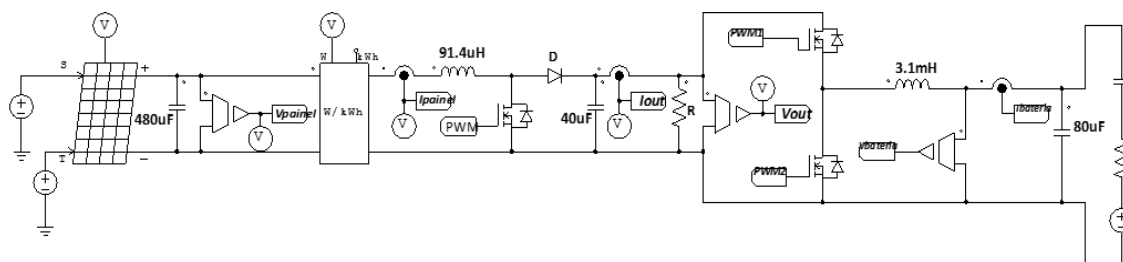
Figura 4.35 – Tempo que cada IGBT se encontra ligado ou desligado.

4.6. Simulação do Sistema de Produção de Energia de um Centro Social Sustentável Isolado

Com todos os sistemas simulados e validados em separado foram realizadas algumas simulações de alguns sistemas interligados. Alguns dos modos de funcionamento referidos no capítulo anterior já foram observados nas simulações anteriores (modo 1, 3, 7 e 8). Estes são os modos em que cada sistema alimenta cargas individualmente. Neste subcapítulo são apresentados os resultados dos dois sistemas de produção a alimentar cargas e a carregar as baterias em simultâneo.

4.6.1. Sistema Solar Fotovoltaico a Carregar Baterias e Alimentar Cargas

Na simulação deste modo de funcionamento são utilizados o modelo do painel fotovoltaico do *PSIM*, o conversor *step-up* do sistema fotovoltaico, o conversor bidirecional *step-up-down* e o modelo das baterias em *PSIM*. Estas partes são as essenciais na alimentação de cargas e carregamento de baterias através da energia produzida pela radiação solar. Na Figura 4.36 pode ser observado um esquema em *PSIM* de todas estas partes interligadas.


 Figura 4.36 – Esquema em *PSIM* do sistema fotovoltaico e de carregamento de baterias interligado.

A simulação realizada para este modo é feita para uma radiação incidente no painel fotovoltaico de 800 W/m^2 e com uma carga de $2,5 \Omega$. Os resultados desta simulação mostram essa mesma carga a ser alimentada e as baterias a carregarem. É possível também verificar que a potência produzida “segue” a potência do painel até ser necessário (neste caso até as baterias estarem carregadas). Quando não é necessário toda a potência produzida pelo painel, o sistema de controlo passa a um proporcional-integral, alimentando a carga com uma tensão constante e com a corrente que a carga precisar.

Na Figura 4.37 pode ser observado que a potência produzida “segue” a potência do painel e quando as baterias estão totalmente carregadas, a potência produzida baixa um pouco, não sendo igual à do painel, visto que para a carga ser alimentada a uma tensão máxima de 48 V não necessita de toda essa potência.

Na Figura 4.38 observa-se o bom funcionamento do controlo de carregamento das baterias. As baterias estão inicialmente carregadas com 38 V e quando a simulação começa são carregadas com $1,8 \text{ A}$ (corrente resultante da subtração da corrente produzida pelo sistema com uma radiação de 800 W/m^2 e da corrente que a carga necessita). Quando a tensão nas baterias (v_{bateria}) atinge os 42 V a corrente (i_{bateria}) começa a descer até ser nula. É nessa altura que o controlo deixa de ser um algoritmo de MPPT e passa a ser um PI, uma vez que a carga alimentada não necessita de toda a potência do painel para impor uma tensão no barramento CC de 48 V .

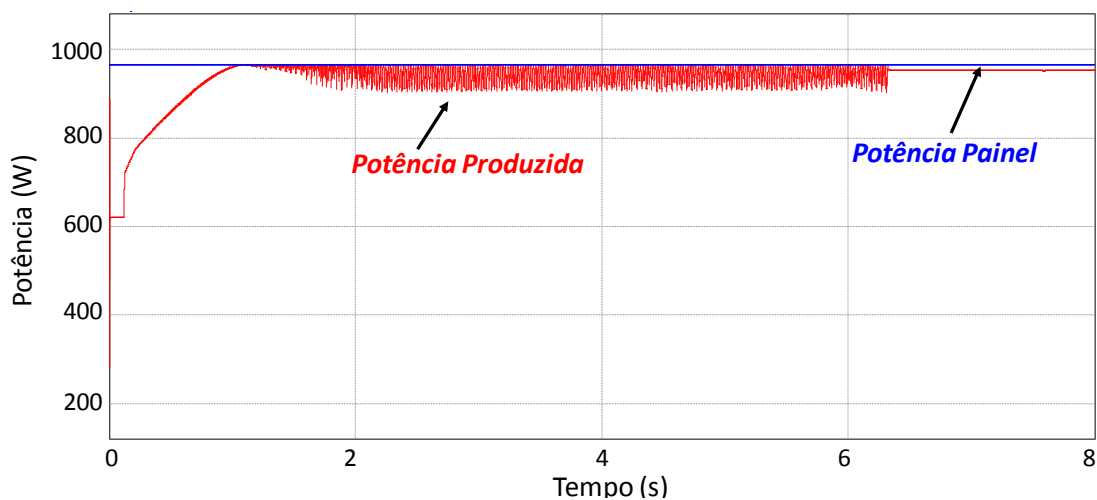


Figura 4.37 – Potência do painel e da potência produzida com o sistema fotovoltaico e o sistema de carregamento de baterias interligado.

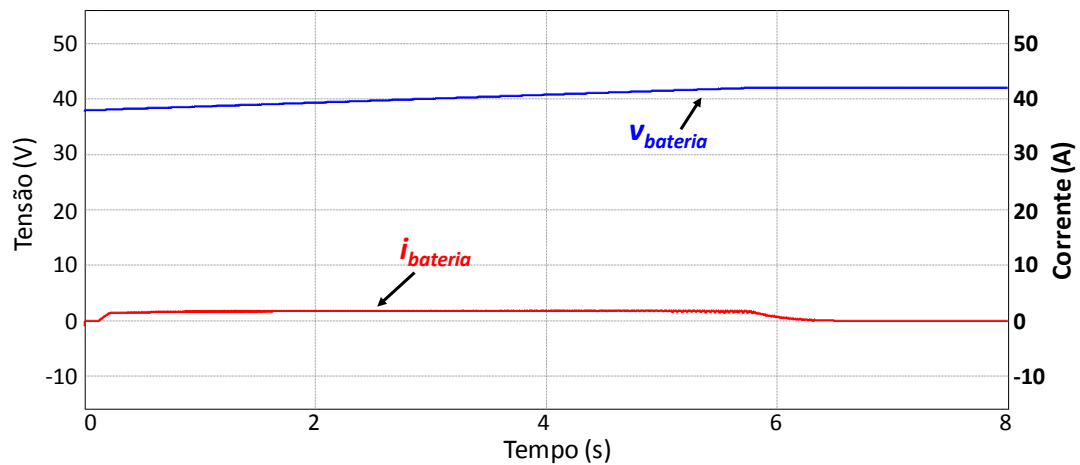


Figura 4.38 – Tensão e corrente nas baterias com o sistema fotovoltaico e o sistema de carregamento de baterias interligado.

É possível também verificar, pela Figura 4.39, que a tensão na carga (v_{out}) sobe para os 48 V quando o algoritmo de MPPT deixa de ser necessário. Nessa mesma figura é possível observar que a corrente de saída do conversor *step-up* (corrente que alimenta a carga e carrega as baterias – i_{out}) é constante até o momento em que as baterias estão totalmente carregadas. A partir desse momento a corrente baixa um pouco uma vez que já só há necessidade de alimentar a carga. Na Figura 4.40 são apresentadas as correntes na bateria e na saída do *step-up*. Aí verifica-se que a corrente i_{out} desce consoante a corrente na bateria diminui e, quando esta é nula, i_{out} volta a ser constante e apenas representa a corrente que alimenta a carga.

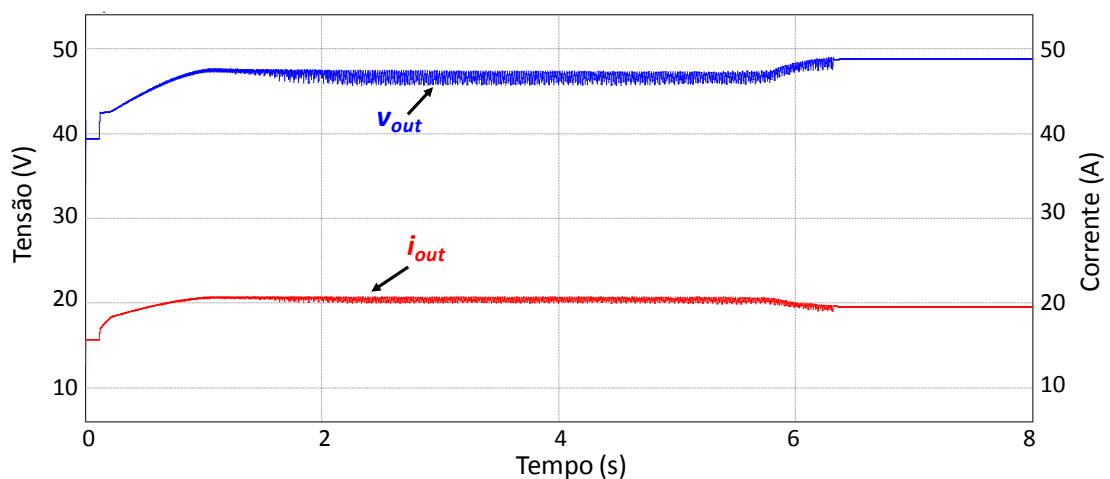
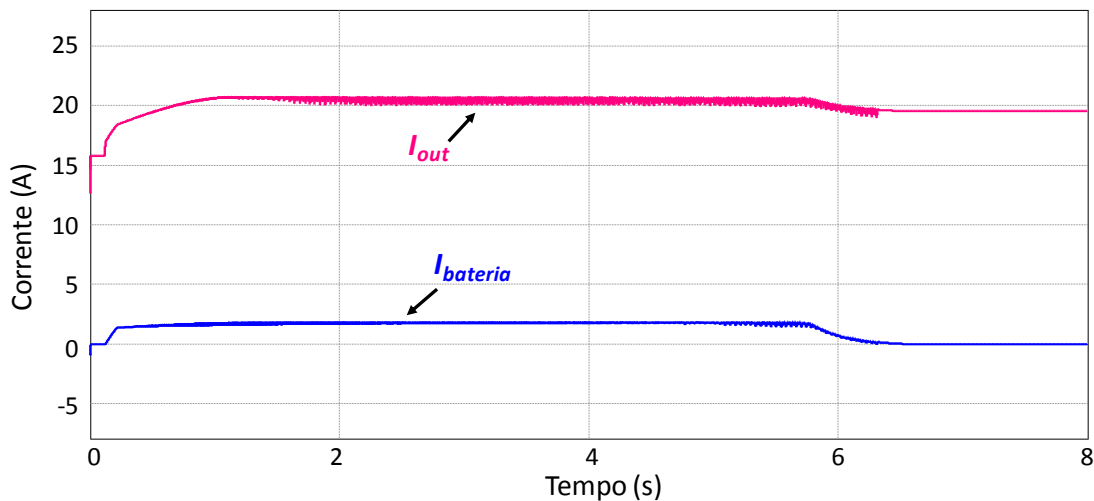


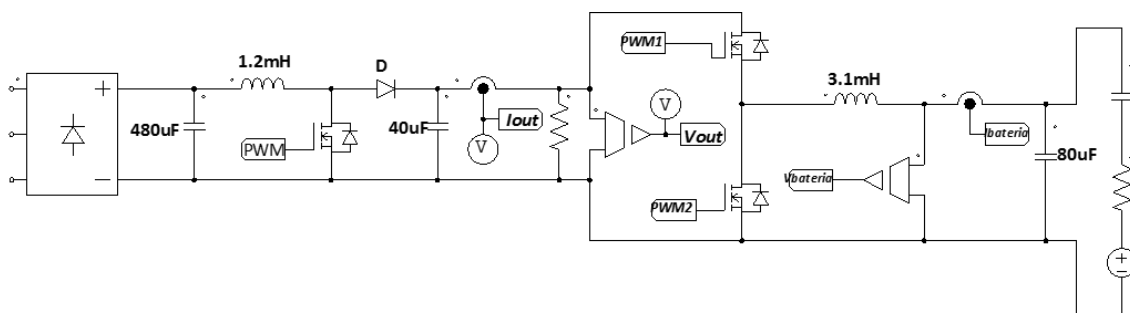
Figura 4.39 – Tensão e corrente à saída do conversor *step-up* do sistema fotovoltaico.


 Figura 4.40 – Correntes nas baterias e na saída do conversor *step-up* do sistema fotovoltaico.

4.6.2. Sistema Eólico a Carregar Baterias e Alimentar Cargas

Na simulação deste modo de funcionamento são utilizados o sistema de emulação da turbina eólica, o conversor *step-up* do sistema eólico, o conversor bidirecional *step-up-down* e o modelo das baterias em *PSIM*. Estas partes são as essenciais na alimentação de cargas e carregamento de baterias através da energia produzida por uma turbina eólica.

A simulação do esquema da Figura 4.41 é feita para uma velocidade de vento de 13,5 m/s e com uma carga resistiva de 7 Ω . É possível verificar que a potência produzida “segue” a potência da turbina até ser necessário (neste caso até as baterias estarem carregadas). Quando não é necessário toda a potência produzida disponível para uma tensão no barramento CC de 48 V, o sistema de controlo passa a ser um proporcional-integral, alimentando a carga com uma tensão constante.


 Figura 4.41 – Esquema em *PSIM* da interligação do conversor do sistema eólico e do conversor do carregamento de baterias.

Na Figura 4.42 pode ser observado que a potência produzida “segue” a potência da turbina e quando as baterias estão totalmente carregadas, a potência produzida diminui, não sendo igual à da turbina, visto que a carga não necessita de toda essa potência.

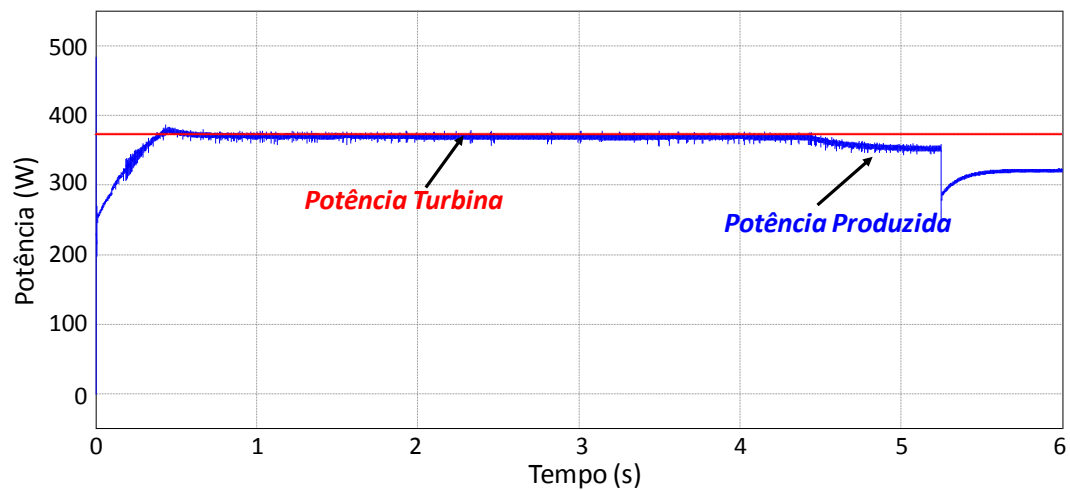


Figura 4.42 – Potência produzida a "seguir" a potência da turbina para uma velocidade do vento de 13,5 m/s.

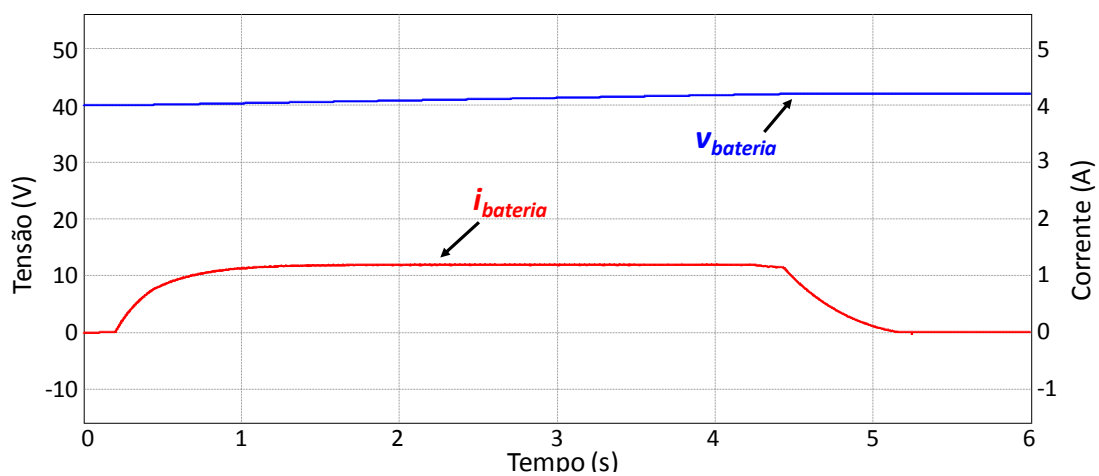


Figura 4.43 – Tensão e corrente nas baterias quando o sistema eólico e o sistema de carregamento de baterias está interligado.

As baterias estão inicialmente carregadas com 40 V (parcialmente carregadas) e, inicialmente estas são carregadas com 1,2 A (corrente resultante da subtração da corrente produzida pelo sistema e da corrente que a carga necessita). Quando a tensão nas baterias ($v_{bateria}$) atinge os 42 V a corrente nas baterias ($i_{bateria}$) começa a descer até ser nula (Figura 4.43). É nessa altura que o controlo deixa de ser um algoritmo de MPPT e passa a ser um PI, uma vez que a carga alimentada não necessita de toda a potência da turbina.

É possível também verificar, pela Figura 4.44, que a tensão na carga (v_{out}) fica constante nos 48 V quando o algoritmo de MPPT deixa de ser necessário, ou seja, quando as baterias estão totalmente carregadas (corrente nas baterias igual a zero). Nessa mesma figura é possível observar que a corrente de saída do conversor *step-up* (corrente que alimenta a carga e carrega as baterias – i_{out}) é constante até o momento em que as baterias atingem uma tensão de 42 V (tensão máxima que 3 baterias de 12 V permitem). A partir desse momento, a corrente começa a baixar até atingir um valor constante. Quando isso

acontece, a corrente nas baterias é nula e estas encontram-se totalmente carregadas. Nessa altura o sistema encontra-se apenas a alimentar a carga. Na Figura 4.45 são apresentadas as correntes na bateria e na saída do *step-up*.

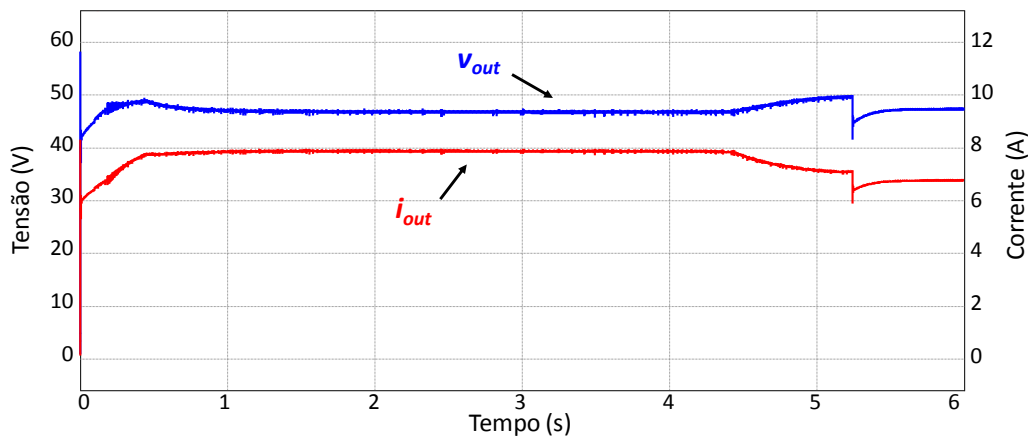


Figura 4.44 – Tensão e corrente de saída do conversor *step-up* do sistema eólico.

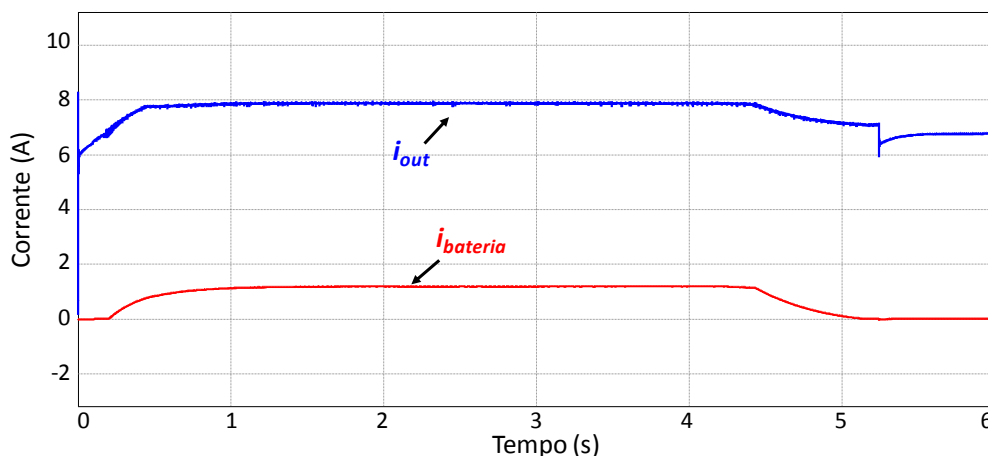


Figura 4.45 – Correntes de saída do conversor *step-up* e das baterias.

Observando com atenção os gráficos apresentados neste último subcapítulo é possível verificar que os resultados obtidos, como esperado, são algo semelhantes. Isto porque a estratégia de controlo foi semelhante nos dois sistemas de produção de energia. Quando há necessidade de consumo de toda a potência produzida pelo painel ou pela turbina o sistema é controlado por um algoritmo MPPT, de modo a extrair sempre a potência máxima possível. No entanto, quando essa potência não é necessária (como observado nestes últimos casos, quando as baterias são totalmente carregadas e a carga não necessita da potência máxima para uma tensão de 48 V), e, de modo a assegurar que a tensão no barramento fica constante, principalmente sem ultrapassar os 48 V, o sistema passa a ser controlado por um PI de tensão constante. A grande diferença entre os sistemas de produção é o tipo de algoritmo de MPPT que é utilizado.

4.7. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados de todas as simulações efetuadas aos sistemas de produção de energia elétrica (fotovoltaico e eólico), ao sistema de armazenamento de energia, ao sistema de backup de energia e ao conjunto de alguns destes sistemas.

Primeiro foram apresentados os resultados obtidos nas simulações dos sistemas de produção: eólico e fotovoltaico. Nessas simulações foram validados o sistema de emulação da turbina eólica e o modelo do painel solar fotovoltaico. De seguida foram validados os respetivos conversores, bem como o sistema de controlo implementado para cada sistema de produção. Com as simulações dos sistemas de produção terminados foi realizada a validação do sistema de carregamento de baterias. Nesta simulação são apresentados resultados das baterias a fornecer energia às cargas quando os sistemas de produção não produzem o suficiente, bem como resultados do carregamento das baterias. São também apresentados os resultados da simulação do conversor *step-down* de ponte completa isolado do gerador de *backup* de energia, que entra em funcionamento quando os sistemas de produção não produzem o suficiente e quando as baterias se encontram descarregadas. Por fim, são apresentados os resultados das simulações dos sistemas de produção de energia interligados com o sistema de carregamento de baterias.

CAPÍTULO 5

Implementação do Andar de Potência e do Sistema de Controlo

5.1. Introdução

Terminadas as simulações, neste capítulo passou-se à descrição do trabalho implementado dos vários sistemas a serem desenvolvidos nesta Dissertação de Mestrado. A implementação pode ser dividida em três partes: sistemas de emulação dos sistemas a desenvolver, andar de potência e sistema de controlo.

Devido à impossibilidade de ter painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas no laboratório foi necessário recorrer a sistemas de emulação para a implementação dos conversores a desenvolver. Para a emulação de um painel fotovoltaico foi usada uma fonte de tensão e um reóstato. Para a emulação do sistema eólico foi utilizado um motor de indução e um variador de velocidade que têm como objetivo o acionamento de um gerador síncrono de ímanes permanentes.

Para o andar de potência foram desenvolvidas as placas dos conversores dos sistemas de produção e armazenamento de energia. Neste capítulo são abordados os componentes utilizados em cada um deles e o desenvolvimento das próprias placas.

Para o sistema de controlo foram utilizadas várias placas como a dos sensores de corrente e tensão, de condicionamento de sinal, do DAC, de comando e de *driver* dos semicondutores. Todas estas placas são abordadas em pormenor neste capítulo. É também abordado o tipo de controlo utilizado em cada conversor de potência.

Na Figura 5.1 podem ser observados todos os sistemas implementados: sistema solar fotovoltaico, sistema eólico e sistema de carregamento das baterias. De salientar que parte da figura corresponde à outra dissertação responsável pela alimentação das cargas da microrrede, como mencionado no Capítulo 1. Por essa razão, os protótipos das duas dissertações encontram-se na mesma base.

De realçar que o protótipo total foi submetido para o *Texas Instruments Innovation Challenge (TIIC) Europe Design Contest 2015*, que está englobado no programa europeu de universidades da *Texas Instruments (European University Program)*. O projeto é baseado no sistema solar fotovoltaico, no sistema de carregamento de baterias (sistemas

desenvolvidos nesta dissertação) e num conversor CC-CA isolado de alta frequência (desenvolvido na Dissertação de Mestrado do colega Fábio Fernandes). De salientar que este projeto passou à segunda fase, ficando classificado entre os 20 primeiros lugares do concurso.

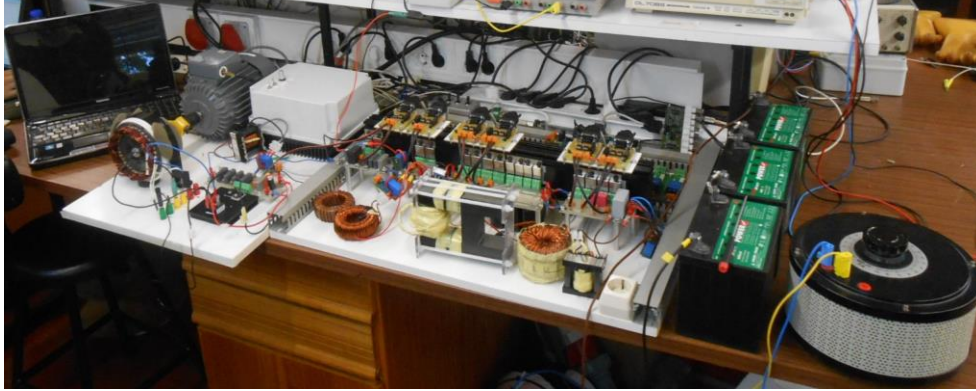


Figura 5.1 – Protótipo completo do sistema proposto para esta dissertação.

5.2. Sistema de Emulação de Painéis Fotovoltaicos

Devido à impossibilidade de testar em laboratório o conversor a ser alimentado por 8 painéis solares fotovoltaicos, e com o intuito de testar o seu sistema de controlo, que inclui um MPPT, foi necessário utilizar um sistema de emulação de um painel solar fotovoltaico. Este sistema de emulação é constituído por uma fonte de tensão contínua em série com um reóstato. Como o reóstato é uma resistência variável, através da variação dessa resistência é possível observar a oscilação da corrente que alimenta o conversor, e, por conseguinte, a oscilação da potência do sistema. Com a oscilação da corrente e, consequentemente, da potência é possível validar o MPPT implementado.

Na Figura 5.2 é possível observar o reóstato usado para a emulação do painel solar fotovoltaico.



Figura 5.2 – Reóstato utilizado no sistema de emulação do painel solar fotovoltaico.

5.3. Conversor de Potência do Sistema Fotovoltaico

Antes do desenvolvimento da placa do conversor de potência para o sistema solar fotovoltaico foi necessário escolher os componentes mais adequados, tendo em conta as características do sistema. Após a escolha dos componentes foi necessário desenhar a placa do *step-up* recorrendo a um software de desenho de placas PCB. O software utilizado no laboratório do GEPE é o *PADS PCB Design Software* desenvolvido pela empresa *Mentor Graphics*.

Neste subcapítulo são abordados os componentes escolhidos e desenvolvidos a utilizar no conversor, bem como o processo da preparação da placa do *step-up* desde o seu desenho até esta estar pronta a ser testada.

5.3.1. Componentes Utilizados

Como referido anteriormente, os componentes essenciais num conversor CC-CC são a indutância, condensadores, díodos e semicondutores controlados. Assim, sabendo as características do sistema solar fotovoltaico (Capítulo 4) é possível escolher os componentes mais adequados para este sistema.

Condensador de Entrada

No conversor CC-CC é utilizado um condensador na entrada de modo a reduzir, o máximo possível, o *ripple* da tensão de entrada. Neste caso foram usados dois condensadores em paralelo: um condensador eletrolítico de 470 μF e um condensador de polipropileno de 10 μF .



Figura 5.3 – Condensadores utilizados na entrada do conversor: (a) Condensador eletrolítico; (b) Condensador de polipropileno.

Sabendo que a tensão nominal do painel solar fotovoltaico é de 34 V e que o máximo que este atinge em circuito aberto é 42,8 V, os condensadores escolhidos têm de suportar essa tensão. Tendo isso em consideração foram escolhidos os condensadores observados na Figura 5.3. O conversor eletrolítico é de 470 μF , suporta uma tensão de 63 V e é da empresa *Jackcon Capacitors Electronics Co. Ltd.*. O condensador de

polipropileno utilizado é o *MKP1848C* da empresa *Vishay Roederstein*. Este é de 10 μF e suporta uma tensão de 500 V.

MOSFET

O MOSFET foi o semicondutor de potência totalmente controlado escolhido uma vez que o sistema necessita de uma frequência de comutação elevada (40 kHz). O MOSFET utilizado foi o *IXFQ50N50P3* da *IXYS Corporation* (Figura 5.4). Este semicondutor suporta uma tensão máxima entre o dreno e a fonte de 500 V, suporta uma corrente máxima de 50 A e a sua resistência quando se encontra em condução é de 125 m Ω . Estas características são suficientes para os valores nominais do sistema referidos no capítulo anterior.



Figura 5.4 – MOSFET *IXFQ50N50P3* utilizado no conversor *step-up*.

Díodo

Devido às elevadas frequências de comutação utilizadas neste conversor, o díodo escolhido tinha de ter um tempo de resposta rápido. Assim, o díodo escolhido foi o díodo rápido *STTH3012* da *STMicroelectronics* (Figura 5.5). Este está preparado para aguentar com uma corrente de 30 A e com uma tensão de 1200 V. O seu tempo de resposta é 57 ns.



Figura 5.5 – Díodo rápido *STTH3012* utilizado no conversor *step-up*.

Condensador de Saída

De modo a diminuir o *ripple* da tensão de saída do conversor é necessária a utilização de condensadores. Os condensadores mais adequados para estas aplicações são

os condensadores de polipropileno. Os condensadores a utilizar deviam ser idênticos ao utilizado na entrada do conversor (Figura 5.3 (b)). No entanto, como apenas chegaram alguns desses condensadores a tempo do desenvolvimento do conversor, foram usados condensadores um pouco diferentes mas capazes de efetuar a mesma função de forma adequada. Como era necessária uma capacidade de $40 \mu\text{F}$ na saída do condensador, foram usados quatro condensadores *MKT1820* de $10 \mu\text{F}$, em que cada um suporta uma tensão máxima de 100 V (Figura 5.6). Como o valor pretendido na saída do sistema solar fotovoltaico é 48 V , estas características são mais que adequadas para este conversor.



Figura 5.6 – Condensador *MKT1820* utilizado na saída do conversor *step-up*.

Indutância

Para este conversor de potência era necessário uma indutância de $91,4 \mu\text{H}$. Como não havia nenhuma indutância com este valor no GEPE foi preciso fazer uma nova.



Figura 5.7 – Indutância de $94,1 \mu\text{H}$ utilizada no conversor *step-up*.

Para desenvolver a indutância foi necessário saber qual o número de voltas necessárias. Para isso utilizou-se um programa, o *Micrometals Inductor Design Software*, que calcula o número de voltas consoante o núcleo utilizado. Para o desenvolvimento desta indutância foi utilizado um núcleo de *Iron Powder T300-63D*. A indutância da Figura 5.7 tem 28 voltas.

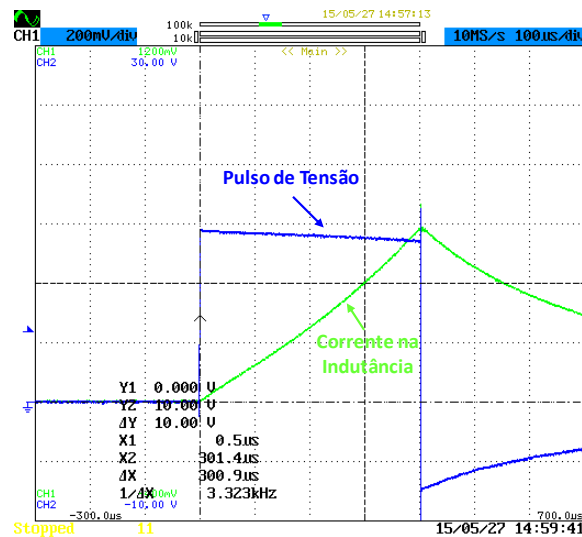


Figura 5.8 – Gráfico do teste de saturação da indutância de 91,4 μH .

Desenvolvida a indutância foi necessário verificar se as características destas estavam de acordo com o pretendido. Assim, através de uma ponte RLC foi possível verificar que esta indutância é, de facto, de 91,4 μH . De seguida foram realizados alguns testes de modo a verificar a que correntes esta indutância saturava. Para isso foi aplicado um pulso de tensão à indutância. Na Figura 5.8 é possível observar o resultado desse teste.

5.3.2. Desenho da Placa

Depois de escolhidos todos os componentes adequados para o conversor foi necessário desenhar a placa. Para isso recorreu-se à ferramenta *PADS PCB Design Software*. Neste software é possível alterar as características dos componentes já existentes no PADS, como a largura dos pinos de certos componentes, ou até criar novos componentes. Assim, com recurso aos *datasheets* dos componentes para saber as características físicas destes (distancia entre os pinos, largura dos pinos, etc), foi possível o desenho da placa do conversor *step-up* utilizado no sistema solar fotovoltaico (Figura 5.9).

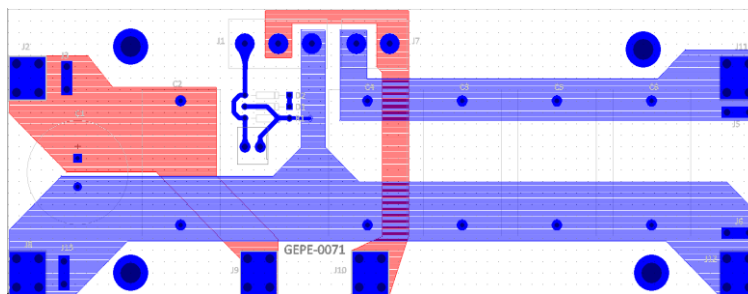


Figura 5.9 – Desenho em PADS da placa do conversor *step-up* utilizado no sistema solar fotovoltaico.

Após a impressão da placa foi necessário preparar a placa de modo a ser possível soldar os componentes eletrônicos. Como a impressão foi feita nas oficinas do departamento do curso de Eletrônica Industrial, foi necessário retirar o excesso de cobre nas placas e colocar *pratex* de modo a, com o tempo, não existir oxidação das placas (Figura 5.10). Terminado este processo foram soldados os componentes à placa, sendo o resultado final a placa apresentada na Figura 5.11.

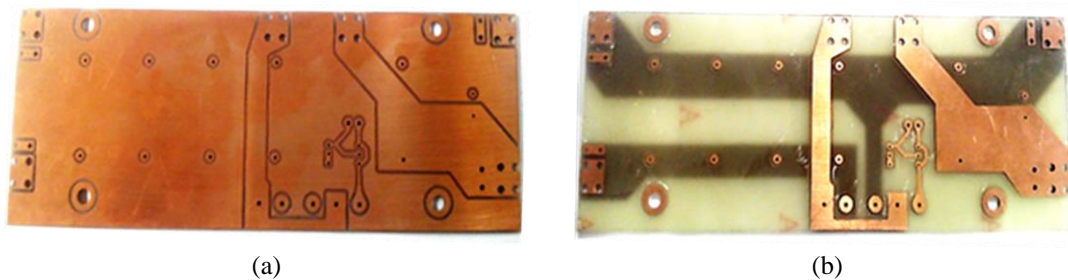


Figura 5.10 – Placa do conversor *step-up* utilizado no sistema solar fotovoltaico: (a) Após a impressão; (b) Após a remoção do cobre excedente.



Figura 5.11 – Placa PCB do conversor *step-up* do sistema solar fotovoltaico.

5.4. Sistema de Emulação da Turbina Eólica

Do mesmo modo que foi utilizado um sistema de emulação para um painel solar fotovoltaico, foi necessário um sistema semelhante para a turbina eólica.

O sistema de emulação da turbina eólica é composto por um gerador síncrono de ímanes permanentes de 450 W da empresa *Silentwind* e por um motor de indução equipado com um variador de velocidade (Figura 5.12). A velocidade do motor de indução, que aciona o gerador síncrono de ímanes permanentes, é controlada pelo variador de velocidade. Este permite emular as variações da velocidade do vento, permitindo validar o sistema eólico, mais concretamente o bom funcionamento do seu MPPT.

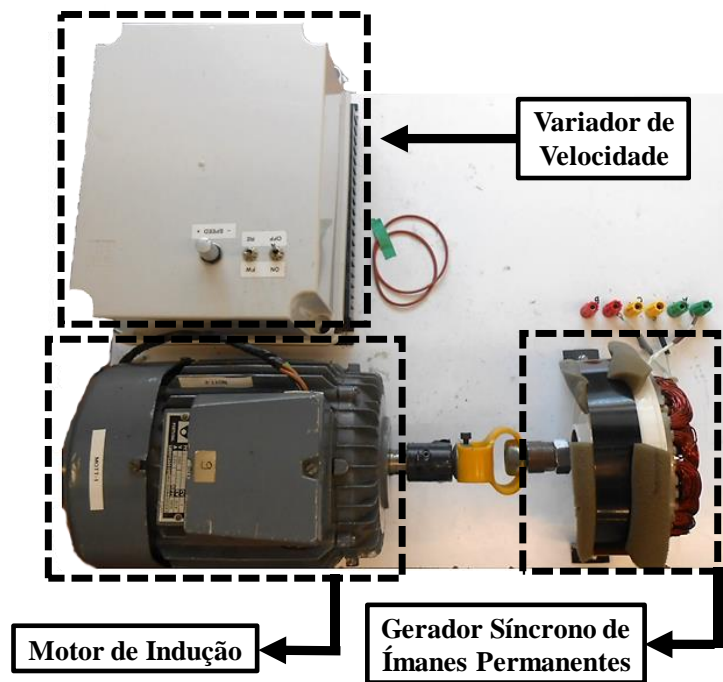


Figura 5.12 – Sistema de emulação da turbina eólica.

5.5. Conversor de Potência do Sistema Eólico

No desenvolvimento da placa PCB do sistema eólico foi necessário efetuar os mesmos passos abordados no subcapítulo 5.3 para o desenvolvimento da placa do sistema solar fotovoltaico. Visto que o conversor utilizado neste sistema é igual ao usado no sistema solar fotovoltaico não foi preciso desenhar uma placa nova no PADS.

Os componentes utilizados para a placa do sistema eólico são iguais aos da placa do sistema solar fotovoltaico. A única diferença é que neste sistema é utilizado um conversor CA-CC para converter a tensão alternada, produzida pelo gerador, em tensão contínua. Para essa conversão foi utilizada a ponte retificadora trifásica a diodos *VS-36MT120* da empresa *Vishay* (Figura 5.13). Esta suporta correntes de 35 A, bem dentro dos valores nominais do sistema. Os passos para o desenvolvimento desta placa foram os mesmos do desenvolvimento da placa do sistema solar fotovoltaico. O resultado final pode ser observado na Figura 5.14.



Figura 5.13 – Ponte retificadora trifásica a diodos *VS-36MT120* da *Vishay*.

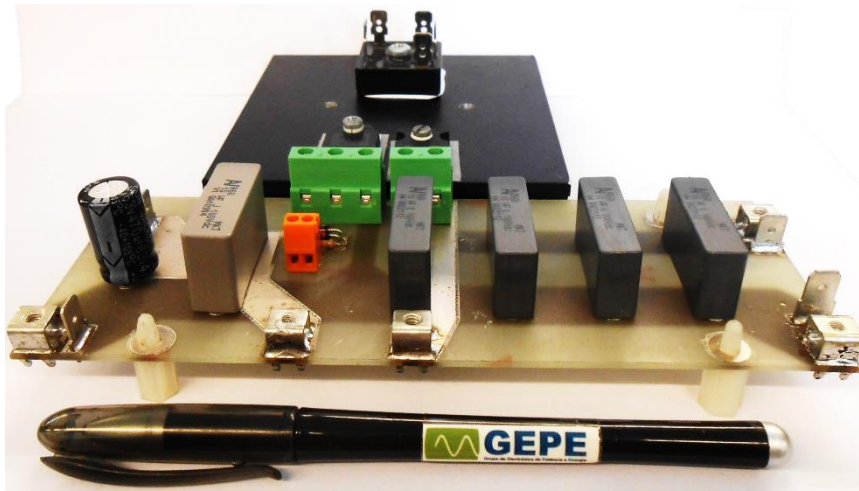


Figura 5.14 – Placa PCB do conversor para o sistema eólico.

5.6. Conversor Bidirecional de Potência das Baterias

A parte final da implementação do andar de potência passou pelo desenvolvimento da placa PCB responsável pela interface com as baterias. Como já explicado em capítulos anteriores, esta placa é utilizada para carregar as baterias e para fornecer energia à(s) carga(s) caso os sistemas de produção não produzam o suficiente.

Nesta placa foram utilizados dois MOSFETs iguais aos utilizados nas placas anteriores, dois condensadores de 10 μF , como os da Figura 5.6, e uma indutância de 3,1 mH (Figura 5.15).



Figura 5.15 – Indutância de 3,1 mH utilizada no conversor *step-up-down* bidirecional.

As baterias de chumbo ácido utilizadas para este projeto foram as *WCG-UI* da empresa *Power Mobility*. Estas são constituídas por 6 células e têm uma tensão nominal de 12 V. Na presente dissertação vão ser utilizadas 3 baterias de chumbo ácido semelhantes à apresentada na Figura 5.16.



Figura 5.16 - Bateria de chumbo ácido WCG-U1 da Power Mobility.

O processo de desenho e de tratamento da placa foi idêntico às placas referidas anteriormente. Na Figura 5.17 podemos observar o desenho deste conversor em PADS e na Figura 5.18 podemos observar a placa após o tratamento e o processo de soldadura dos componentes.

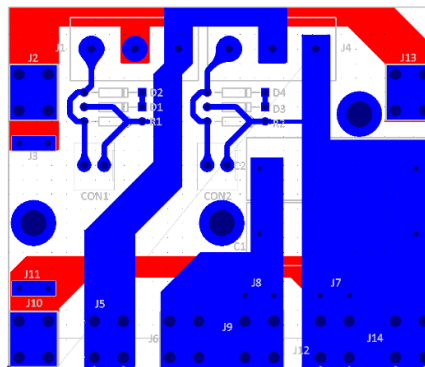


Figura 5.17 – Desenho em PADS do conversor *step-up-down* bidirecional.



Figura 5.18 – Placa PCB do conversor *step-up-down* bidirecional.

5.7. Sistema de Controlo

Terminadas as placas PCB do andar de potência é preciso desenvolver as placas de controlo necessárias para a implementação do sistema de controlo.

O sistema de controlo de um conversor de potência é composto por sensores de corrente e de tensão, placas de comando, placas de driver dos semicondutores de potência, placas de condicionamento de sinal, placa do DAC e por um DSC *Texas Instruments TMS320F28335*. Na Figura 5.19 é possível observar um esquema da interligação de cada uma destas placas. As placas utilizadas no sistema de controlo desta dissertação foram desenhadas pelo GEPE.

Neste subcapítulo são abordadas quantas placas são utilizadas e é feita uma pequena abordagem sobre o funcionamento de cada uma. É também explicado o método do dimensionamento das resistências dos sensores de corrente e tensão e da placa de condicionamento de sinal, que dependem das características (mais concretamente da tensão e corrente) de cada conversor.

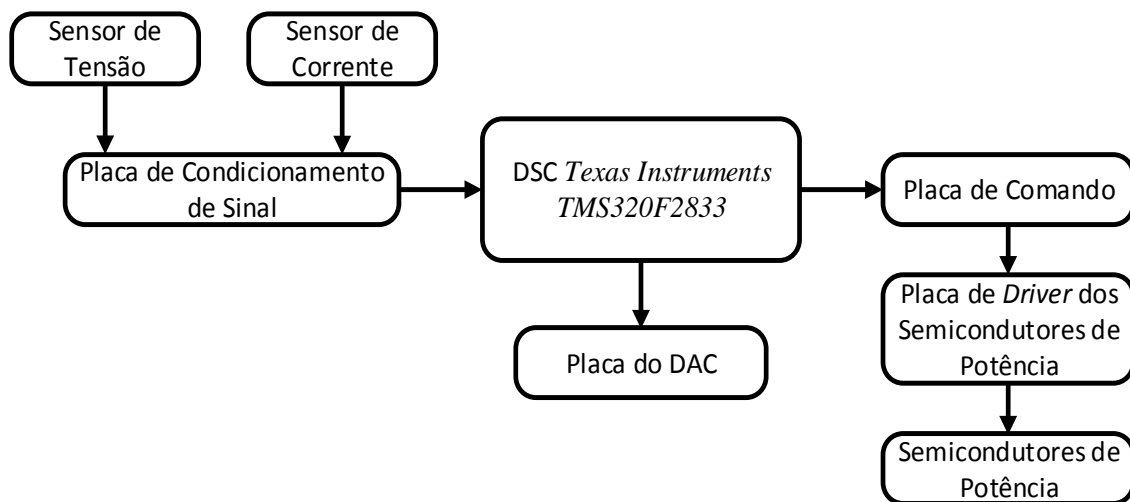


Figura 5.19 – Esquema da interligação das placas do sistema de controlo.

5.7.1. Placa do Sensor de Tensão

Com a necessidade de obter valores da tensão em vários pontos do sistema de forma isolada são usadas placas de sensores de tensão. O sensor de tensão utilizado é de efeito *Hall*, mais concretamente o *LV25-P* da empresa *LEM*. Estes apresentam uma corrente nominal no primário de 10 mA e de 25 mA no secundário, tendo assim uma relação de 2500:1000. Estes sensores têm uma excelente precisão, uma linearidade muito boa, um tempo de resposta baixo e uma grande imunidade a interferências externas.

Na Figura 5.20 observa-se uma das placas do sensor de tensão utilizadas. Para ajustar o sensor para uma tensão de medida máxima é preciso dimensionar as resistências do primário do sensor, através da equação (5.1), onde $V_{máximo}$ é a tensão máxima do sistema e $I_{primário}$ é a corrente do primário do sensor (10 mA).

$$R_1 = \frac{V_{máximo}}{I_{primário}} \quad (5.1)$$



Figura 5.20 - Placa do sensor de tensão utilizada (desenvolvida pelo GEPE).

Como o valor medido pelo sensor de tensão é dado em corrente, é necessário converter esse valor em tensão. Para isso é necessário dimensionar uma resistência (R_M) que é colocada na placa de condicionamento de sinal. Essa resistência é dada pela equação (5.2), onde $V_{Mmáximo}$ é a tensão máxima de saída do sensor (2,5 V) e $I_{secundário}$ a corrente do secundário do sensor correspondente à tensão máxima do sistema.

$$R_M = \frac{V_{Mmáximo}}{I_{secundário}} \quad (5.2)$$

Na Tabela 5.1 podem ser consultados os valores das resistências R_I e R_M calculadas para os sistemas de produção de energia e para o sistema de carregamento de baterias. Com as placas dos sensores de tensão prontas a utilizar e as resistências da placa de acondicionamento de sinal calculadas foi possível efetuar testes para verificar a boa funcionalidade dos sensores de tensão.

O teste realizado aos sensores é simples: aplicando um valor de tensão à placa do sensor, o valor transmitido ao utilizador, através da placa de acondicionamento de sinal e do DSC, tem de ser igual ao valor de tensão aplicado. Por exemplo, considerando a placa do sensor de saída de um dos conversores *step-up*, quando lhe é aplicada uma tensão de 5 V, o valor correspondente teórico que o DSC transmite ao utilizador tem de ser de 204,8. Durante a realização do teste foi possível observar que o valor transmitido foi de 205. Na Tabela 5.2 é possível verificar as tensões aplicadas a um dos sensores utilizados nesta dissertação, os valores teóricos correspondentes a cada valor de tensão e os valores obtidos na realização do teste. Este teste foi efetuado para todos os sensores de tensão utilizados.

Tabela 5.1 - Valores das resistências utilizadas nas placas dos sensores de tensão.

Local de Medição da Tensão	R_I (k Ω)	R_M (Ω)
Entrada do conversor <i>Step-Up</i> dos sistemas solar fotovoltaico e eólico	4,7	110
Saída do conversor <i>Step-Up</i> dos sistemas solar fotovoltaico e eólico)	10	100
Baterias	10	160

Tabela 5.2 - Resultado do teste efetuado a um dos sensores de tensão utilizados.

Valor de Tensão (V)	Valor Teórico Correspondente	Valor Obtido
5	204,8	205
10	409,6	408
15	614,4	611
20	819,2	815
25	1024	1019
30	1228	1220

5.7.2. Placa do Sensor de Corrente

Para obter os valores de corrente em vários pontos do sistema foi necessário utilizar placas de sensores de corrente (Figura 5.21). Os sensores utilizados nestas placas foram os sensores de corrente de efeito *Hall*, mais concretamente o modelo *LA 55-P* da empresa *LEM*. Estes permitem medir correntes até 50 A, valor do lado primário do sensor que corresponde a 50 mA do lado secundário, sendo a relação do sensor de 1:1000.

Tal como na placa do sensor de tensão, para a placa do sensor de corrente é também necessário dimensionar uma resistência de medida (R_M) que é colocada na placa de condicionamento de sinal. A equação utilizada é a mesma utilizada para o cálculo da resistência do sensor de tensão uma vez que o valor máximo lido pelo sensor é de 2,5 V (equação (5.2)). Neste caso, as resistências de medidas calculadas têm o mesmo valor: 100 Ω .

Aos sensores de corrente foram realizados os mesmos testes que aos sensores de tensão, para validar o seu bom funcionamento. Na Tabela 5.3 podem ser observados os resultados do teste a um dos sensores de corrente.



Figura 5.21 – Placa do sensor de corrente utilizado (desenvolvida pelo GEPE).

Tabela 5.3 – Valores obtidos nos testes realizados aos sensores de corrente.

Valor de Corrente (A)	Valor Teórico Correspondente	Valor Obtido
0,5	81,92	83
1	163,84	165
1,5	245,76	250
2	327,68	325
2,5	409,6	407
3	491,52	490
3,5	573,44	575
4	655,36	657

5.7.3. Placa do DSC TMS320F28335

Para a implementação do controlo dos vários sistemas desta dissertação é necessário utilizar um microcontrolador. O escolhido foi o DSC (*Digital Signal Controller*) da *Texas Instruments TMS320F28335*. Este controlador é de 32 bits, permite operações com vírgula flutuante e tem um circuito de relógio de 150 MHz. O facto de ter 18 canais de PWM faz com que este microcontrolador seja adequado para aplicações de eletrónica de potência.



Figura 5.22 - Placa do DSC e de suporte do DSC (desenvolvida pelo GEPE).

Para que possa ser utilizado de forma adequada para o sistema é necessário colocar a placa de DSC numa placa de suporte desenvolvida pelo GEPE (Figura 5.22). Esta placa

permite a interligação com as placas do DAC, do condicionamento de sinal e das placas de comando.

O DSC permite a programação em C dos algoritmos do sistema de controlo. O processo do sistema de controlo dos sistemas fotovoltaico e eólico é muito semelhante. Primeiro é efetuada uma leitura dos valores de tensão e corrente através dos ADCs e depois é feita uma média deslizante desses mesmos valores. De seguida é aplicado um algoritmo de MPPT para que seja possível extrair a potência máxima de cada sistema. Caso os sistemas estejam a produzir mais potência do que aquela que a carga precisa a uma tensão máxima de 48 V (tensão pretendida para o barramento CC), o sistema de controlo aplicado deixa de ser um algoritmo de MPPT e passa a ser um controlador PI. Na Figura 5.23 é apresentado um diagrama simplificado do sistema de controlo dos sistemas fotovoltaico e eólico.

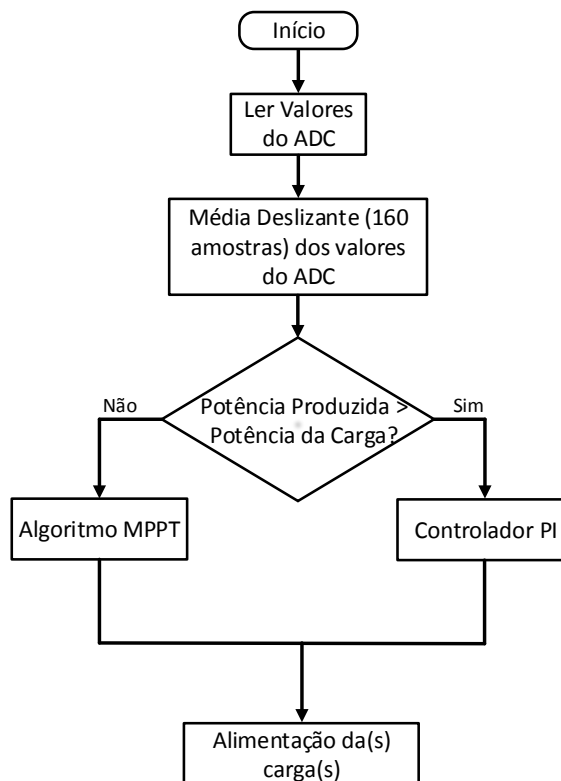


Figura 5.23 - Diagrama simplificado do sistema de controlo dos sistemas eólico e fotovoltaico.

Para o sistema de carregamento de baterias o processo é semelhante. Inicialmente é feita uma leitura dos valores de tensão e corrente. De seguida é feita uma média deslizante desses mesmos valores. Se as baterias estiverem descarregadas e os sistemas de produção estiverem a produzir mais do que o necessário, as baterias são carregadas. Nesse caso, é aplicado um controlador PI por corrente até que a tensão das baterias atinja o valor máximo de carregamento (42 V). Quando isso acontecer é aplicado um

controlador PI por tensão até que a corrente nas baterias seja zero. Nessa altura, as baterias estão totalmente carregadas. Caso os sistemas de produção de energia não produzam o necessário para alimentar as cargas, as baterias têm de fornecer energia. Nessa altura é aplicado um PI por tensão para que a tensão aplicada às cargas esteja de acordo com a tensão do barramento CC (48 V). Na Figura 5.24 pode observar-se um diagrama simplificado do sistema de controlo do carregamento de baterias e na Figura 5.25 está presente um diagrama simplificado do sistema de controlo da alimentação da(s) carga(s) através das baterias.

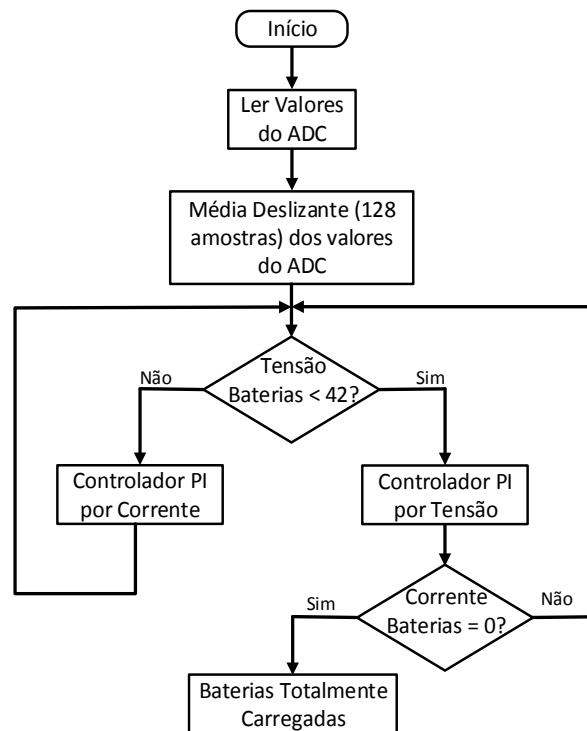


Figura 5.24 – Diagrama do sistema de controlo do carregamento de baterias.

Por fim, na Figura 5.26 pode ser observado um diagrama dos sistemas todos juntos. Se os sistemas de produção estiverem a produzir a potência necessária para as cargas, apenas as cargas são alimentadas. Caso não estejam a produzir o suficiente as baterias fornecem energia às cargas. Se os sistemas de produção produzirem mais potência do que a que as cargas precisam e as baterias não estiverem totalmente carregadas, os sistemas de produção alimentam as cargas e carregam as baterias. Caso os sistemas de produção estiverem a produzir mais do que as cargas necessitam e as baterias estiverem totalmente carregadas, apenas as cargas são alimentadas e, nesse instante, o controlo deixa de ser feito através de um algoritmo de MPPT e passa a ser um controlador PI. Em último recurso se as baterias estiverem descarregadas e os sistemas de produção não estiverem a produzir o necessário, o gerador a diesel para *backup* de energia entra em funcionamento.

No gerador de *backup* de energia é utilizado um controlador PI para que a tensão fornecida à rede seja 48 V.

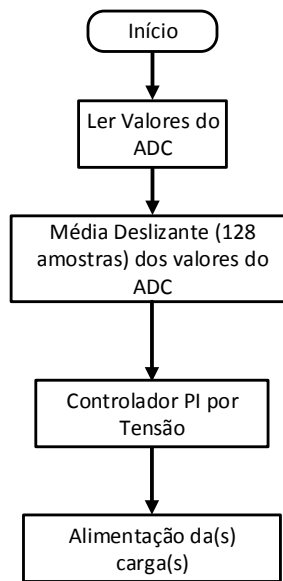


Figura 5.25 – Diagrama do sistema de controlo de alimentação da(s) carga(s) através das baterias.

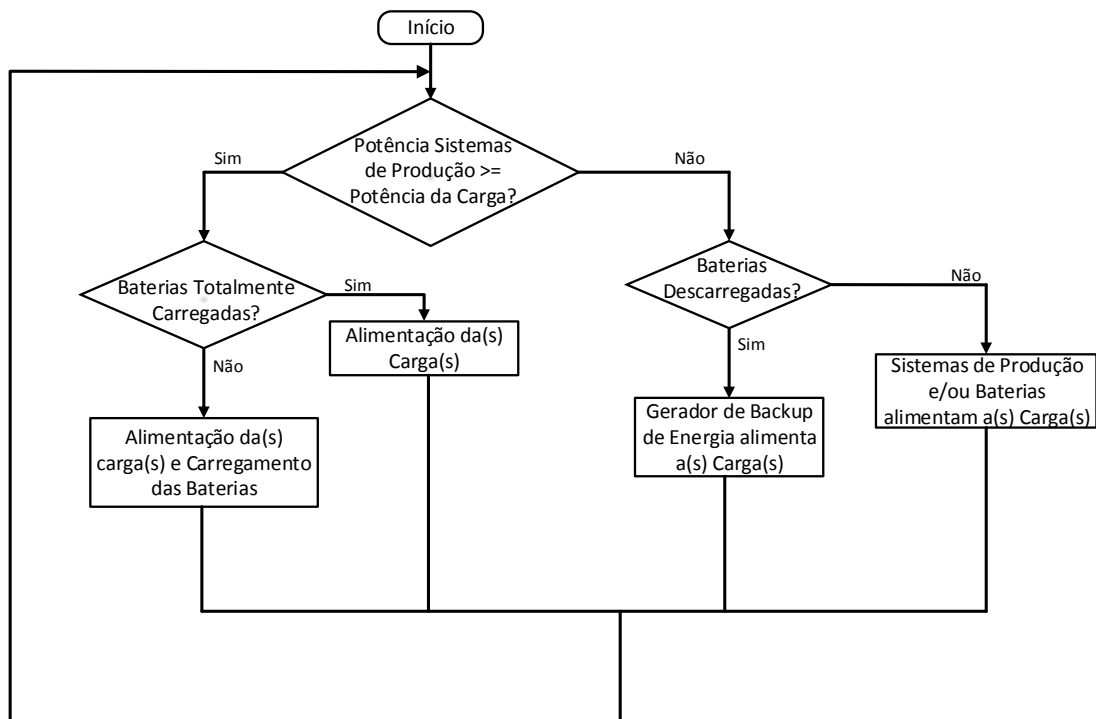


Figura 5.26 – Diagrama do sistema de controlo de todos os sistemas.

5.7.4. Placa de Condicionamento de Sinal

Para a leitura dos valores de corrente e tensão dos sensores é utilizada uma placa de condicionamento de sinal. Esta placa é composta por um ADC (*ADS8548*) de 8 canais com uma resolução de 14 bits e com uma tensão de entrada que varia entre os -5 V e os 5 V. Além disso é também composta por 8 circuitos de deteção de erros. Estes circuitos

permitem a proteção do sistema através da imposição de limites nos valores lidos pelo ADC. Quando os valores lidos atingirem valores fora do limite imposto, a placa gera um sinal de erro que é transmitido às placas de comando e, conseqüentemente, as comutações dos MOSFETs param. Com a paragem da comutação dos semicondutores o sistema não corre o risco de funcionar fora dos seus limites, estando assim protegido.



Figura 5.27 – Placa de condicionamento de sinal (desenvolvida pelo GEPE).

A placa de condicionamento de sinal é ligada ao DSC, enviando os valores dos sensores convertidos pelo ADC. Está também conectado à placa de comando para que as comutações dos semicondutores sejam desligadas ou ligadas quando se está ou não na presença de erros no sistema, respetivamente.

5.7.5. Placa do DAC

A placa de DAC (*Digital to Analog Converter*) é utilizada para visualizar variáveis do sistema de controlo do DSC para ver a evolução destas e para registo de resultados. Esta placa observada na Figura 5.28 foi desenvolvida pelo GEPE.

A placa do DAC consegue converter 8 sinais digitais do DSC em sinais analógicos, sendo assim possível observar 8 variáveis do sistema num osciloscópio. A ligação da placa do DAC ao DSC é feita através de fichas DB9 e a comunicação é feita pelo SPI (*Serial Peripheral Interface*). Cada sinal de saída do DAC está limitado entre 5 V e -5 V. No entanto, as variáveis de saída podem ser tensões, correntes ou qualquer variável de controlo.



Figura 5.28 – Placa do DAC (desenvolvida pela GEPE).

5.7.6. Placa de Comando Monofásica

A placa de comando monofásica (Figura 5.29) é utilizada para a conversão dos sinais de PWM do DSC (lógica TTL de 3,3 V) em sinais lógicos CMOS de 15 V. Os sinais lógicos CMOS são enviados para as placas de *driver* dos semicondutores e são os responsáveis pelas comutações dos semicondutores de potência. Estes sinais são mais imunes aos ruídos de comutação dos semicondutores de potência.

Cada placa de comando monofásica é responsável pela comutação de 4 semicondutores de potência. Como nesta dissertação apenas é necessário controlar 4 MOSFETs (1 no conversor do sistema fotovoltaico, 1 no conversor do sistema eólico e 2 no conversor bidirecional das baterias), apenas é utilizada uma destas placas.

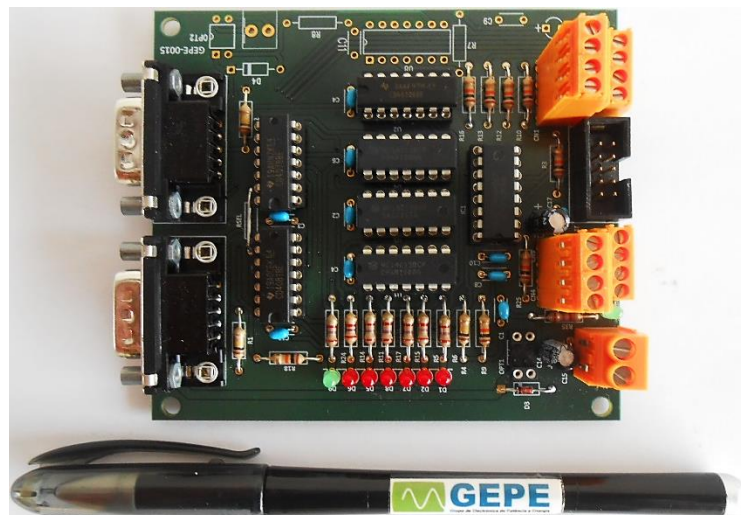


Figura 5.29 – Placa de comando (desenvolvida pelo GEPE).

As placas de comando são constituídas por seis leds vermelhos e um led verde. Se todos os leds estiverem desligados é porque nenhuma comutação foi ativada. Se o led verde estiver ligado, o sistema não detetou nenhum erro e a comutação dos semicondutores de potência pode ser realizada. Este *enable* e *disable* das comutações é

realizado através de um interruptor. No entanto, se algum dos leds vermelhos é ligado é porque o sistema detetou algum erro (sinal de erro proveniente da placa de condicionamento de sinal). Nesse caso, as comutações dos semicondutores de potência são desabilitadas. Nessa altura o sinal de erro é gravado e as comutações dos semicondutores só podem ser ativadas depois de enviado um sinal de *reset*. O sinal *reset* é realizado através de um botão de pressão.

5.7.7. Placa de *Driver* dos Semicondutores

A placa de *driver* dos semicondutores de potência (Figura 5.30) recebe os sinais da placa de controlo e ativa os semicondutores. Estas placas permitem isolar galvanicamente a parte de controlo da parte de potência, evitando que os problemas de um dos lados passem para o outro. Este isolamento é possível graças à utilização de um opto acoplador (*HCPL 3120*) e de uma fonte isolada (*TMA1515D* da empresa *Traco Power*) que alimenta a saída do driver com -15 V e 15 V. Cada placa pode ativar 2 semicondutores. Assim, nesta dissertação para ativar os 4 MOSFETs utilizados são necessárias 2 placas de *driver* dos semicondutores.



Figura 5.30 – Placa de *driver* dos semicondutores de potência (desenvolvida pelo GEPE).

5.8. Conclusões

Neste capítulo foram apresentados todos os elementos constituintes dos sistemas desenvolvidos neste trabalho de Dissertação de Mestrado, quer relativos ao andar de potência, quer ao sistema de controlo.

No que diz respeito ao andar de potência foram abordadas todas as placas de potência desenvolvidas e os sistemas de emulação dos painéis solares fotovoltaicos e do sistema eólico. Foram também apresentados os passos dados na elaboração do desenho e na preparação de uma PCB, bem como as versões finais das PCBs dos conversores desenvolvidos. Foram também abordados os vários componentes que constituem as três PCBs implementadas como os condensadores, indutâncias, díodos e MOSFETs utilizados.

Em relação ao sistema de controlo, foram apresentadas as várias placas necessárias para a sua implementação, como as placas de sensores de tensão e corrente, as placas de comando, de driver dos semicondutores, a placa de condicionamento de sinal, do DAC e do DSC. Foram também apresentados alguns diagramas simplificados de como é realizado o sistema de controlo dos sistemas de produção de energia e de carregamento de baterias. É de salientar que as placas utilizadas para o sistema de controlo foram desenvolvidas pelo GEPE, tendo sido apenas necessário soldar os componentes em cada placa.

CAPÍTULO 6

Resultados Experimentais dos Sistemas de Produção de Energia Elétrica da Microrrede Isolada

6.1. Introdução

Concluído o desenvolvimento do protótipo dos sistemas de produção e armazenamento de energia foram realizados alguns testes, de modo a validar o funcionamento dos conversores de potência implementados e os sistemas de controlo associados.

Neste capítulo são apresentados os vários resultados obtidos dos testes experimentais efetuados. Numa fase inicial é apresentado o sistema de emulação dos painéis solares fotovoltaicos, o seu funcionamento e o tipo de resultados obtidos. De seguida, são explicados os diversos testes realizados ao conversor *step-up* do sistema fotovoltaico e apresentados os resultados com os diversos sistemas de controlo.

Terminados os testes ao sistema solar fotovoltaico são abordados os dois modos de funcionamento do conversor *step-up-down* bidirecional e explicados os testes efetuados aos mesmos. Adicionalmente, são apresentados os resultados obtidos deste conversor a interagir com as baterias.

Validado o conversor bidirecional e o seu sistema de controlo, foram efetuados testes ao sistema eólico. Primeiramente, realizaram-se testes ao sistema de emulação da turbina eólica, desde ensaios em vazio ao gerador a ensaios com uma carga não-linear (ponte retificadora em paralelo com carga resistiva). Terminados estes testes foi interligado o conversor *step-up* ao sistema de emulação. Aí foram realizados alguns testes de modo a validar o seu funcionamento, que foi testado primeiramente em malha aberta e em seguida com um controlador PI e o algoritmo de MPPT.

Por fim, são apresentados os resultados obtidos da interligação dos vários sistemas. São expostos os resultados do sistema fotovoltaico e do sistema eólico, separadamente, a alimentarem uma carga e a carregar as baterias.

Os resultados apresentados neste capítulo foram obtidos através do osciloscópio Yokogawa DL708E. Este permite medir tensões e correntes de várias partes do sistema, assim como receber e exibir dados enviados através da placa de DAC.

A Figura 6.1 representa uma visão geral da bancada de ensaios do protótipo final, desde os seus conversores de potência, placas utilizadas para o sistema de controlo, sistemas de emulação, baterias e todos os restantes equipamentos necessários para a realização de testes e obtenção de resultados (fontes de tensão, osciloscópio, multímetros, etc.).



Figura 6.1 – Protótipo completo do sistema proposto por esta dissertação.

6.2. Sistema de Emulação dos Painéis Solares Fotovoltaicos

Neste subcapítulo é apresentado o método utilizado para a validação do conversor *step-up* do sistema solar fotovoltaico e do seu respetivo sistema de controlo, em particular o seu algoritmo de MPPT. Como mencionado anteriormente, devido à impossibilidade de ter um painel fotovoltaico no interior do laboratório, foi utilizado um reóstato em série com uma fonte CC para a emulação de um painel. Este sistema de emulação, através da variação da resistência $R_{reóstato}$, simula a variação da radiação solar e, conseqüentemente, a oscilação da potência do painel (Figura 6.2).

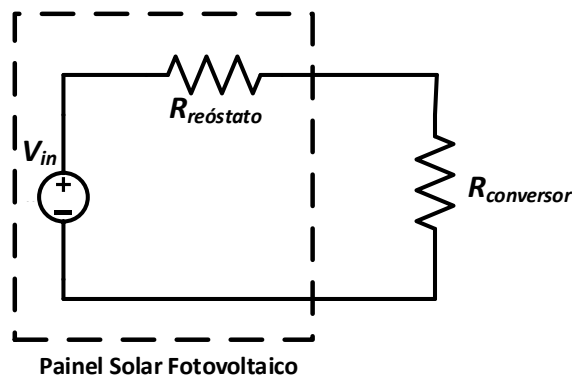


Figura 6.2 – Esquema do sistema de emulação de um painel solar fotovoltaico.

A resistência $R_{conversor}$ representa o conversor *step-up* e é vista pelo sistema de emulação como uma resistência variável que vai sendo ajustada pelo algoritmo de MPPT. A resistência do reóstato é variada com o objetivo de simular as diferentes potências produzidas pelo painel. Para qualquer valor de $R_{reóstato}$, a tensão nas duas resistências tem de ser igual para que o algoritmo de MPPT esteja a funcionar. Isto é, só quando a queda de tensão nas duas resistências for igual é que se pode afirmar que a potência máxima está a ser extraída. O algoritmo de MPPT deve ser capaz de alterar os parâmetros do sistema de modo a simular a resistência adequada do conversor ($R_{conversor}$), uma vez que a resistência do reóstato pode ser alterada, significando uma alteração da potência do sistema.

Para os testes realizados com o sistema de emulação de painéis solares fotovoltaicos foi usado uma fonte de tensão CC de 60 V. Assim, para garantir que a potência máxima está a ser extraída a queda de tensão no reóstato e na entrada do conversor tem de ser, aproximadamente, 30 V.

6.3. Conversor *Step-Up* do Sistema Solar Fotovoltaico

Antes da interligação do sistema de emulação do sistema solar fotovoltaico com o conversor *step-up*, foram realizados testes para validar o bom funcionamento do conversor. Para tal, o conversor foi testado em malha aberta (com um *duty-cycle* fixo) e foi utilizada uma fonte de tensão CC de modo a alimentar o conversor com os 34 V.

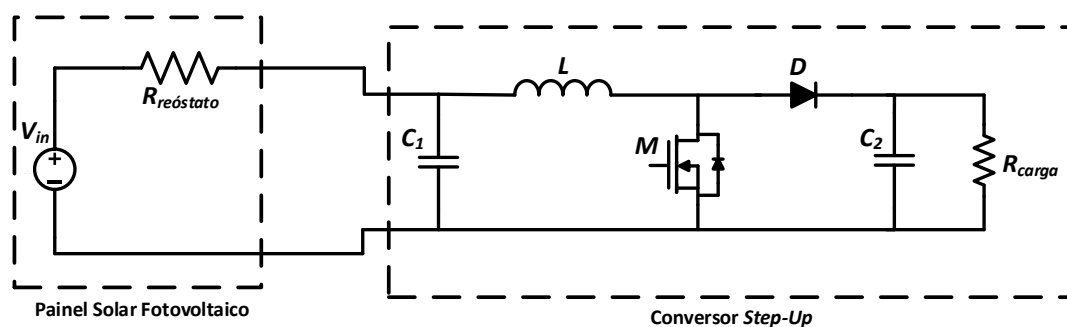


Figura 6.3 – Esquema elétrico da interligação do sistema de emulação dos painéis solares fotovoltaicos e do conversor *step-up*.

Validado o conversor *step-up*, passou-se à sua interligação com o sistema de emulação. Na Figura 6.3 pode ser observado um esquema elétrico da interligação do sistema de emulação com o conversor *step-up*. Neste esquema a resistência ($R_{conversor}$) da Figura 6.2 é substituída pelo conversor. No entanto, para o sistema nada é alterado, o conversor é uma resistência variável e o algoritmo de MPPT tem de se ajustar de modo a extrair a potência máxima. De seguida, foi realizado um teste com um *duty-cycle* fixo de

modo a verificar que os dois sistemas estavam a funcionar de acordo com o previsto. Na Figura 6.4 é possível verificar que a tensão de saída do sistema é de 48 V, como o esperado, para um *duty-cycle* de 30 %.

Testado o sistema com *duty-cycle* fixo, realizaram-se testes para validar a técnica de controlo do sistema solar fotovoltaico. Primeiro foi testado e ajustado o controlador PI, de seguida o algoritmo de MPPT e, por fim, o sistema de controlo final, que engloba o algoritmo de MPPT e o controlador PI.

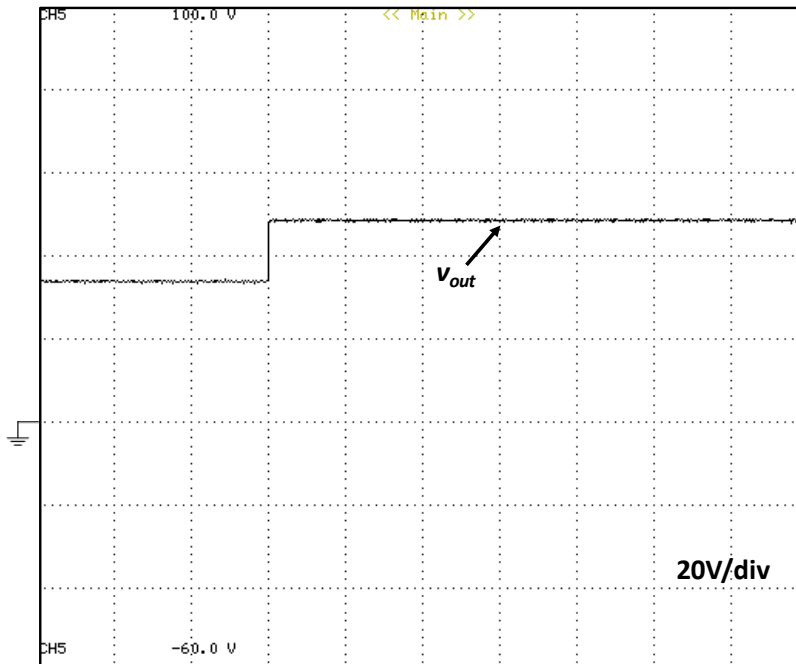


Figura 6.4 – Tensão de saída do conversor com *duty-cycle* fixo.

6.3.1. Controlador PI

Como mencionado anteriormente, quando a tensão de saída é superior a 48 V, o sistema de controlo deixa de ser um algoritmo de MPPT e passa a ser um controlador PI, de modo ao barramento CC ser constante. O objetivo do controlador PI é esse mesmo, a regulação da tensão de saída do sistema.

De modo a obter os resultados pretendidos (48 V na saída do conversor), foi necessário ajustar os ganhos do controlador PI (K_p e K_i). Estes influenciam o valor de saída pretendido e a rapidez com que o controlador atua.

Nesta subsecção são apresentados os resultados obtidos quando o sistema de controlo aplicado é um controlador PI e a carga do sistema é uma resistência de 60 Ω .

Pela Figura 6.5 podemos observar a corrente na indutância do conversor e os sinais PWM aplicados ao MOSFET sendo possível verificar que a indutância não entra no modo descontínuo de funcionamento.

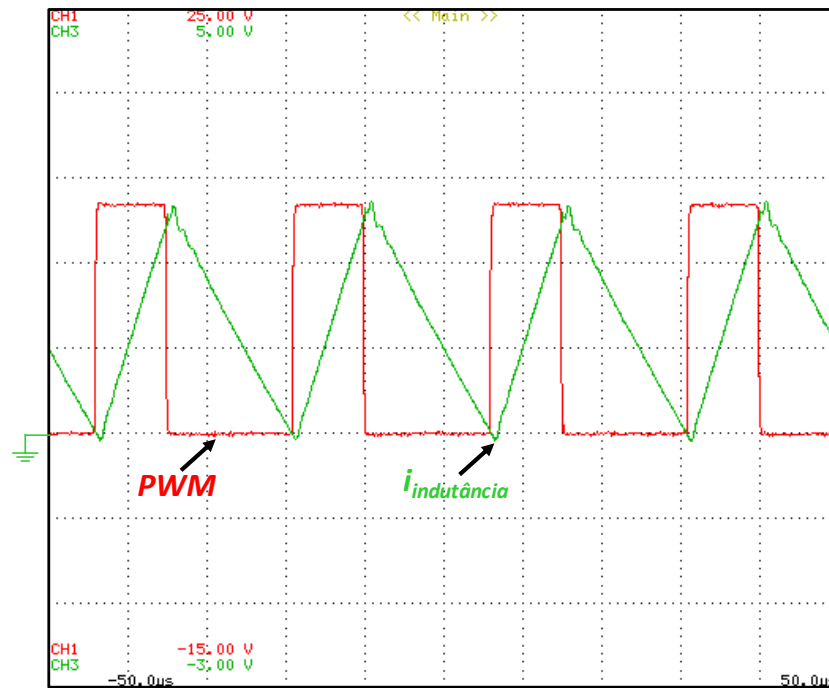


Figura 6.5 – Sinais PWM aplicados ao MOSFET (PWM) e corrente na indutância do conversor *step-up* ($i_{indutância}$).

Na Figura 6.6 são apresentadas as formas de onda da tensão e da corrente de saída do sistema solar fotovoltaico com um controlador PI como sistema de controlo, a alimentar uma carga resistiva de 60Ω . Nessa figura é possível verificar que a tensão de saída do sistema é de 48 V (valor pretendido para o barramento CC do sistema) e que a corrente é de, aproximadamente, 0,8 A.

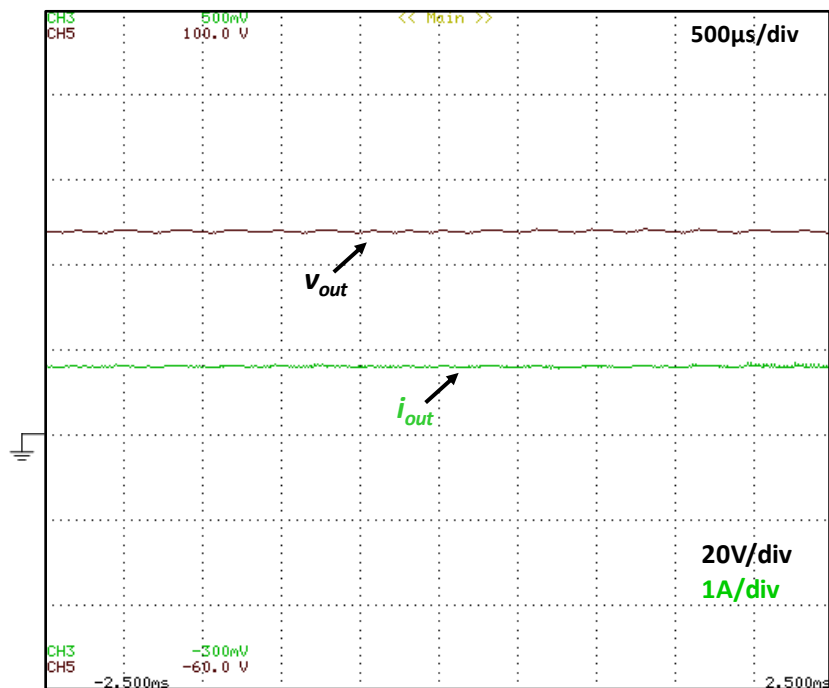


Figura 6.6 – Tensão e corrente de saída do sistema solar fotovoltaico com um controlador PI para uma carga resistiva de 60Ω .

6.3.2. Algoritmo de MPPT

Com o controlador PI ajustado e validado realizaram-se testes ao sistema solar fotovoltaico com o algoritmo de MPPT. Como mencionado no subcapítulo do sistema de emulação dos painéis fotovoltaicos, a potência máxima é extraída quando a tensão na resistência do reóstato e no conversor (que é visto pelo sistema como uma resistência variável) é igual. Para isso foi necessário ajustar o incremento e decremento da referência do algoritmo de MPPT e o número de amostras da corrente e tensão do painel. Ajustadas estas variáveis do sistema foi possível observar o correto funcionamento do algoritmo de MPPT implementado (condutância incremental). Na Figura 6.7 são apresentadas as formas de onda da tensão no reóstato e no conversor *step-up*. Na mesma figura é possível observar que a tensão no reóstato é inferior à tensão de entrada do conversor, já que este se encontra com uma resistência de 20 Ω . Assim, inicialmente, sem controlo nenhum, apenas com a fonte de tensão ligada, a queda de tensão no conversor e no reóstato é diferente. Quando o sistema de controlo é ligado, as duas tensões convergem para o mesmo valor (30 V). Aos 6 segundos, o sistema de controlo é ligado, observando-se as duas tensões a convergirem para os 30 V. As tensões demoram, aproximadamente, 5 segundos a atingirem os 30 V e, depois de atingido esse valor, as tensões no reóstato e na entrada do conversor permanecem constantes. Desta maneira é possível observar o correto funcionamento do algoritmo de MPPT.

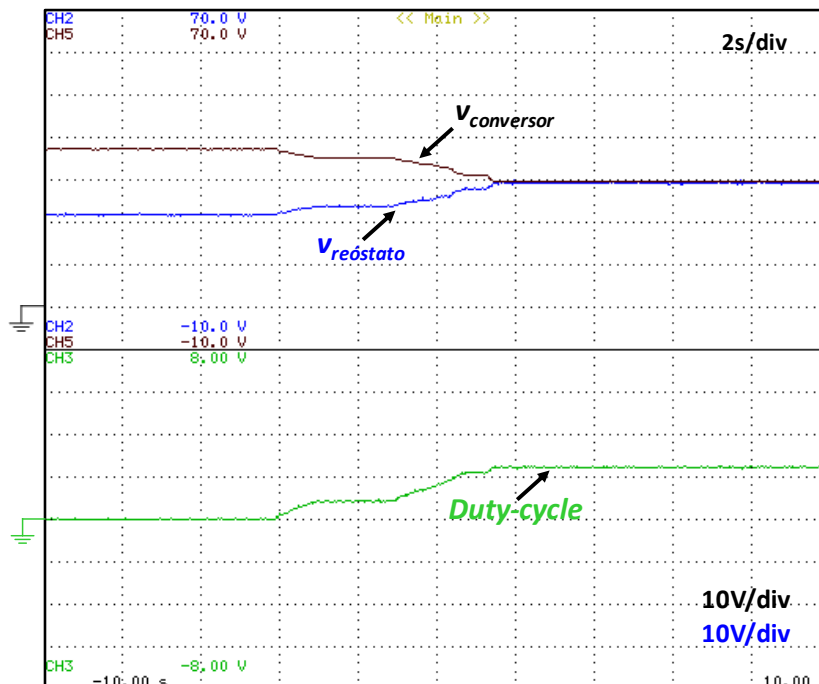


Figura 6.7 – Tensão na entrada do conversor *step-up* do sistema fotovoltaico, tensão no reóstato e *duty-cycle* do sistema fotovoltaico (sistema de emulação e conversor *step-up*).

Na Figura 6.7 é também apresentado o *duty-cycle* do sistema. Observa-se uma subida do *duty-cycle* quando o sistema de controlo é ligado e, quando as tensões do reóstato e da entrada do conversor são iguais, o *duty-cycle* passa a ser constante, uma vez que o ponto de máxima potência foi encontrado.

6.3.3. Algoritmo de MPPT e Controlador PI

Com o controlador PI e o algoritmo de MPPT validados individualmente foram realizados testes com um sistema de controlo onde os dois são utilizados em conjunto. Como referido em capítulos anteriores, de modo a que o barramento CC nunca ultrapasse os 48 V, o sistema não pode ser controlado sempre por um algoritmo de MPPT. Assim, é necessário que o controlador PI entre em funcionamento. Desta forma, o sistema consegue extrair a potência máxima até necessário e depois certifica-se que o barramento CC nunca ultrapassa a tensão pretendida.

Na Figura 6.8 é apresentado o resultado do sistema fotovoltaico quando o sistema de controlo é constituído pelo algoritmo de MPPT e o controlador PI. Os resultados observados na figura podem ser divididos pelas etapas 1, 2 e 3.

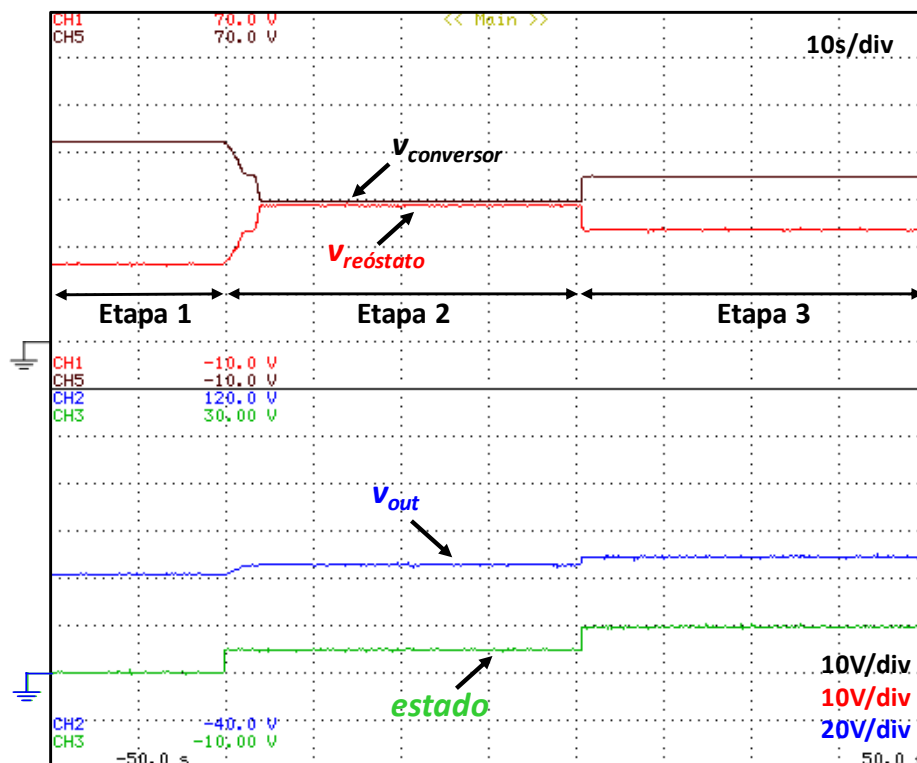


Figura 6.8 – Tensão na entrada do conversor e no reóstato, tensão de saída do sistema e variável do controlo implementado.

Na Etapa 1 o sistema de controlo encontra-se desligado sendo a tensão no reóstato e na entrada do conversor definida pela fonte. Nesse momento, a tensão de saída (v_{out}) é

igual à tensão de entrada do conversor porque se trata de um *step-up*, o que faz que, quando o semicondutor não conduz, a tensão de saída é igual à tensão de entrada. A variável de controlo (*estado*), transmitida para o osciloscópio a partir da placa de DAC, representa que sistema de controlo está a ser utilizado em cada instante. Nesta etapa como o sistema de controlo está desligado, a variável *estado* é nula.

Na Etapa 2, aos 20s, o sistema de controlo é ligado sendo possível observar as tensões da entrada do conversor e do reóstato convergirem para os 30 V. Nesse período de tempo, a tensão de saída (v_{out}) é aproximadamente 44 V e a variável *estado* encontra-se a 2,5 V (valor correspondente ao algoritmo de MPPT).

Por fim, no início da Etapa 3, mais precisamente aos 60s, é retirada uma das cargas que o sistema estava a alimentar. Quando a carga foi retirada, v_{out} ultrapassou, ligeiramente, os 48 V, sendo o sistema obrigado a trocar de controlo e passar a ser controlado pelo controlador PI. A variável de controlo (*estado*) troca de valor para o correspondente ao controlador PI (5 V), a tensão do reóstato e da entrada do conversor *step-up* afastam-se, verificando-se que o algoritmo de MPPT não está a ser utilizado. Em relação à tensão de saída do sistema fotovoltaico (v_{out}), é possível verificar que volta a estabilizar nos 48 V, que é o valor definido quando o sistema passa a ser controlado pelo controlador PI.

6.4. Ensaios ao Sistema de Emulação de uma Turbina Eólica

Como mencionado em capítulos anteriores, devido à impossibilidade de ter uma turbina eólica no laboratório é necessário um sistema que emule o seu funcionamento. Para isso é utilizado um motor de indução que aciona o gerador síncrono de ímanes permanentes. A velocidade do motor de indução é controlada pelo variador de velocidades que emula a velocidade do vento.

Antes de se realizar testes ao sistema eólico completo (sistema de emulação da turbina e conversor *step-up*) foram realizados ensaios em vazio e ensaios com uma ponte retificadora com uma carga resistiva ao sistema de emulação da turbina eólica.

6.4.1. Ensaios em Vazio

Um dos ensaios realizados ao sistema de emulação da turbina eólica foi em vazio. Neste é possível observar as tensões produzidas pelas fases do gerador síncrono de ímanes permanentes para várias velocidades de rotação. Na Figura 6.9 (a) podem ser observadas as tensões das fases para uma velocidade de 800 rpm e na Figura 6.9 (b) para uma

velocidade de 1700 rpm. É possível observar que em ambos os casos as tensões são 3 sinusóides perfeitas desfasadas entre si 120°.

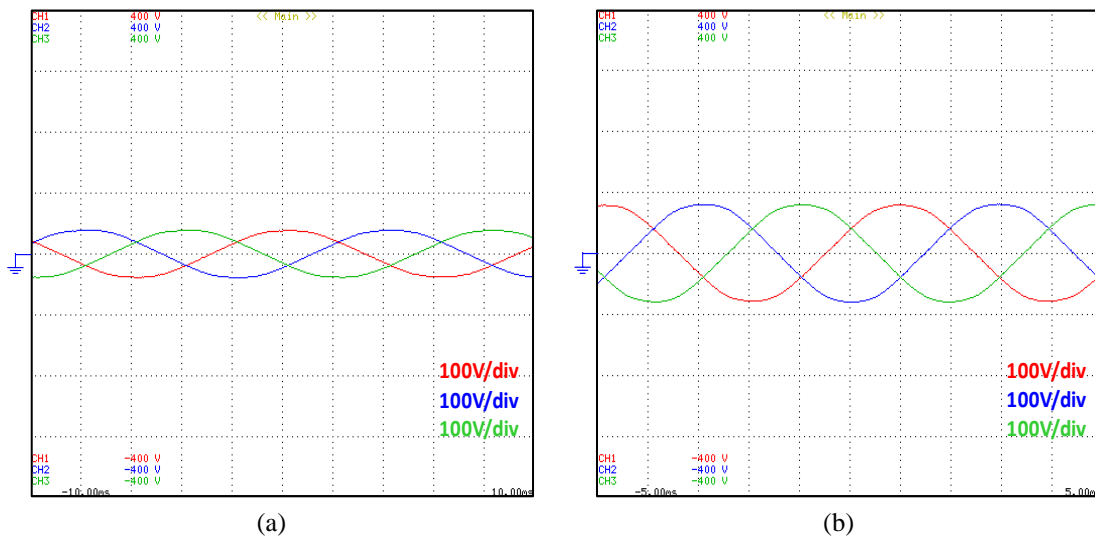


Figura 6.9 – Formas de onda da tensão produzida pelo gerador: (a) Velocidade de rotação de 800 rpm; (b) Velocidade de rotação de 1700 rpm.

6.4.2. Ensaio com Carga Não-Linear

Realizados os ensaios ao gerador em vazio foi adicionada uma ponte retificadora em paralelo com uma carga resistiva ao sistema de emulação da turbina eólica. A ponte retificadora utilizada é igual à utilizada no conversor *step-up* do sistema eólico (Figura 5.13) e a carga resistiva utilizada é de 40 Ω . Foram realizados testes para várias velocidades de rotação do gerador, cujos resultados obtidos podem ser observados nas figuras seguintes.

Na Figura 6.10 (a) são apresentadas as formas de onda da tensão produzidas pelo gerador do sistema de emulação da turbina eólica para uma velocidade de rotação de 600 rpm. Na Figura 6.10 (b) são apresentadas as formas de onda da corrente para a mesma velocidade de rotação. A esta velocidade de rotação e com uma carga não-linear (ponte retificadora em paralelo com uma resistência de 40 Ω) é verificado, pela Figura 6.11, que a tensão de saída é de, aproximadamente, 24 V e a corrente de saída é de 0,6 A. De notar que, tanto a tensão como a corrente de saída, apresentam um *ripple* considerável. No entanto, neste ensaio o sistema não engloba nenhum condensador. Nos resultados apresentados mais à frente neste capítulo, quando ao sistema de emulação é acoplado o conversor *step-up* (equipado com condensadores dimensionados para diminuir o *ripple* do sistema), é possível verificar que a tensão e corrente de saída têm um *ripple* muito menor.

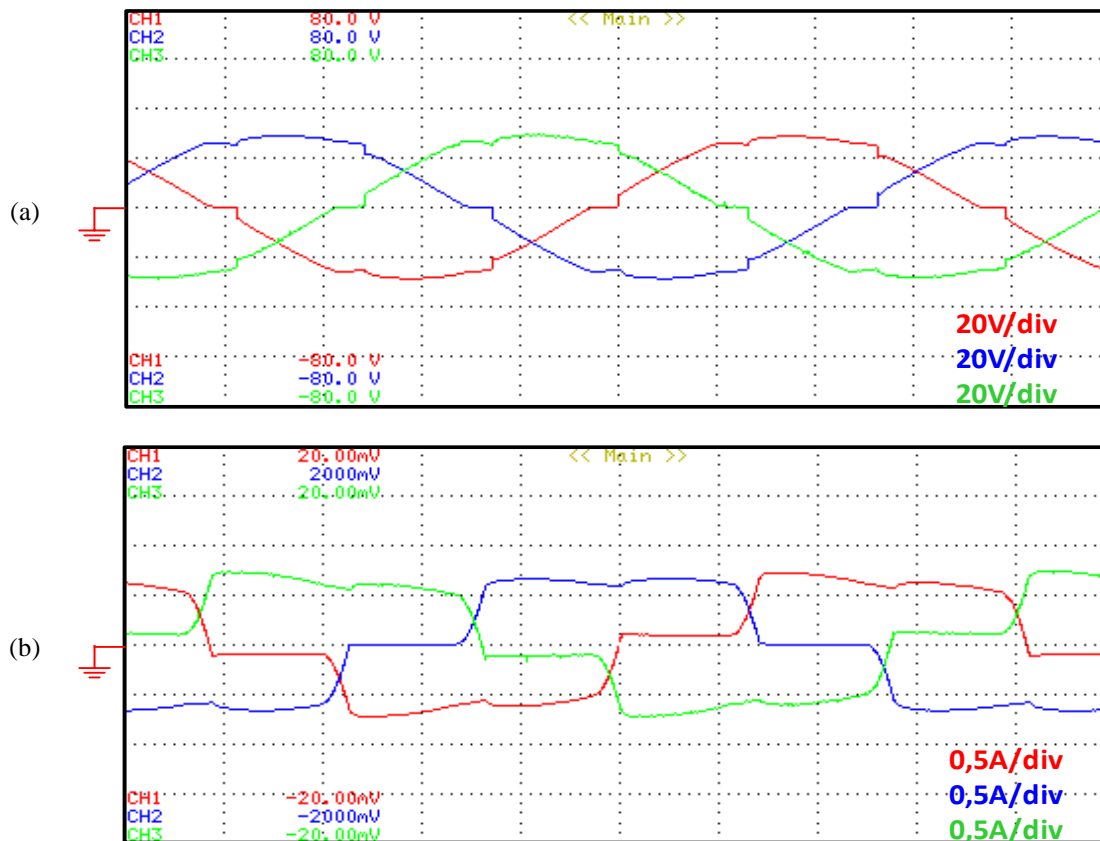


Figura 6.10 – Formas de onda produzidas pelo gerador a uma velocidade de rotação de 600 rpm com uma carga não-linear: (a) Formas de onda da tensão; (b) Formas de onda da corrente.

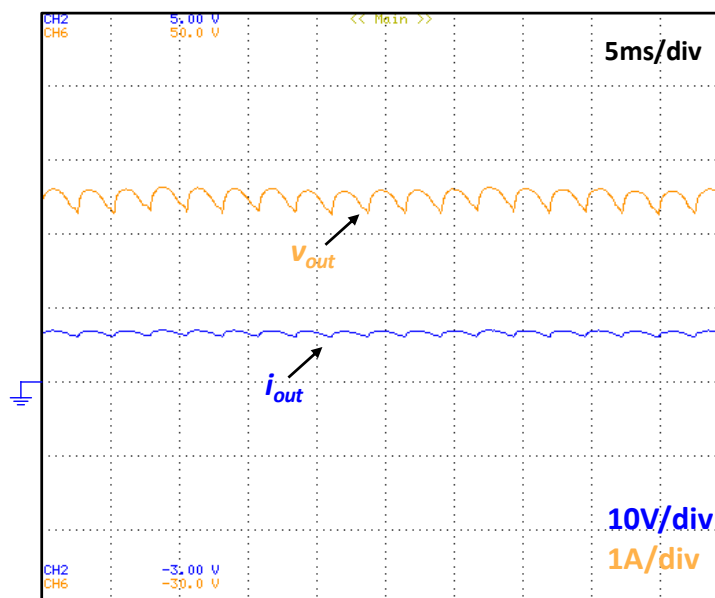


Figura 6.11 – Formas de onda da tensão e corrente de saída do sistema de emulação para uma velocidade de rotação de 600 rpm para uma carga não-linear.

O processo descrito foi realizado para várias velocidades, sendo possível observar pela Figura 6.12 e Figura 6.13 que os resultados obtidos para uma velocidade de rotação de 1000 rpm. É possível observar que os resultados obtidos para uma velocidade de rotação de 600 rpm e de 1000 rpm são bastante semelhantes. A diferença encontra-se no

valor das tensões e correntes do sistema, que, obviamente, são superiores para uma velocidade maior.

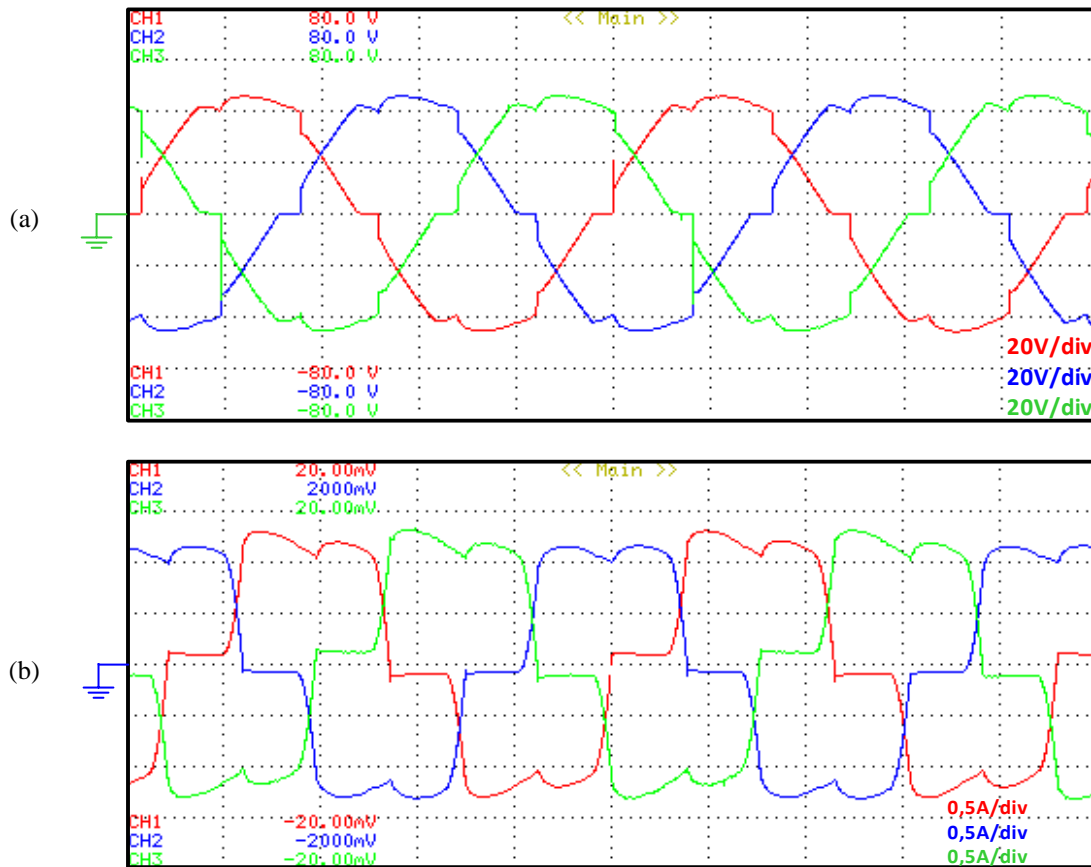


Figura 6.12 – Formas de onda produzidas pelo gerador a uma velocidade de rotação de 1000 rpm com uma carga não-linear: (a) Formas de onda da tensão; (b) Formas de onda da corrente.

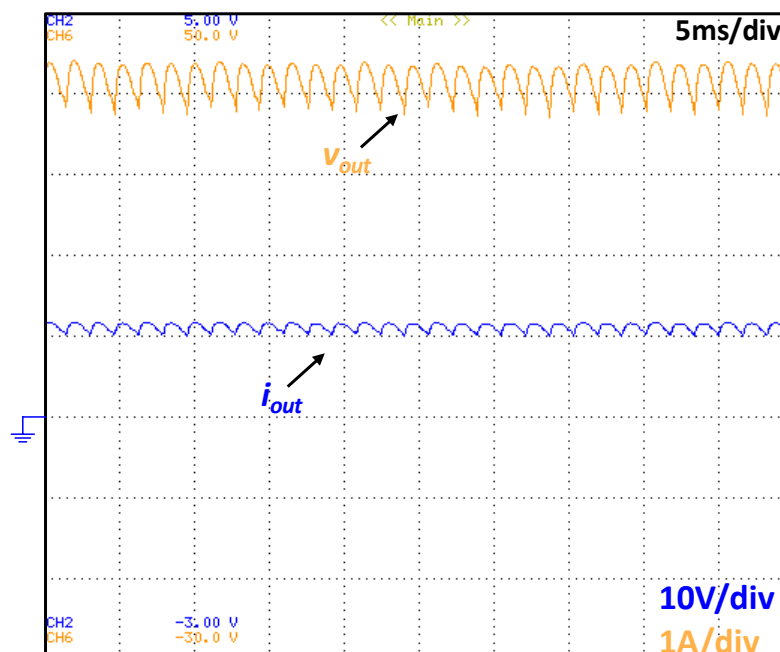


Figura 6.13 – Formas de onda da tensão e corrente de saída do sistema de emulação de uma turbina para uma velocidade de rotação de 1000 rpm para uma carga não-linear.

6.5. Conversor *Step-Up* do Sistema Eólico

Realizados os ensaios em vazio e com uma carga não-linear procedeu-se à interligação do conversor *step-up* com o sistema de emulação da turbina eólica. Na Figura 6.14 é apresentado um esquema elétrico do conjunto referido.

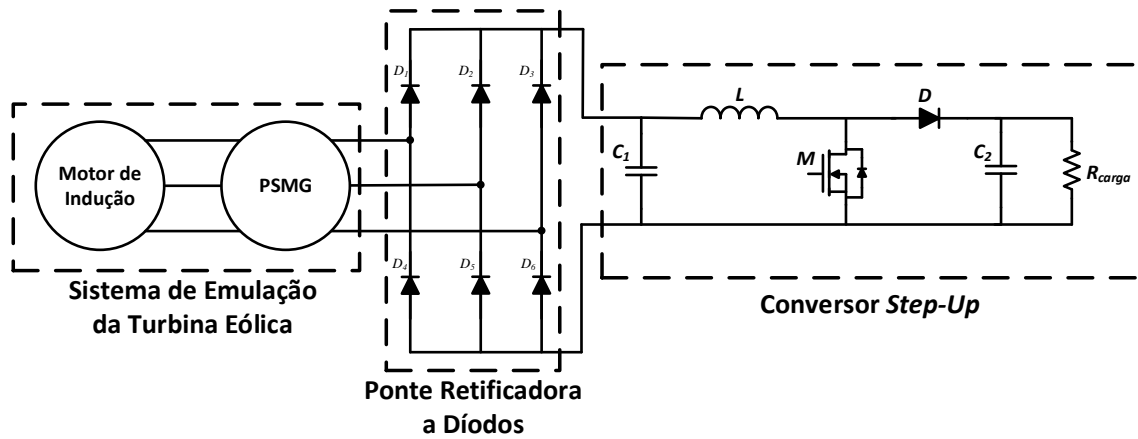


Figura 6.14 – Esquema elétrico do sistema de emulação da turbina eólica e do conversor *step-up*.

Inicialmente, para validar o sistema eólico completo (sistema de emulação e o conversor *step-up*), foi realizado um teste em malha aberta. O resultado do teste foi o esperado, uma vez que, com um *duty-cycle* de 50 %, para uma tensão de entrada de 24 V a saída do conversor é de 48 V. Esse resultado pode ser observado na Figura 6.15.

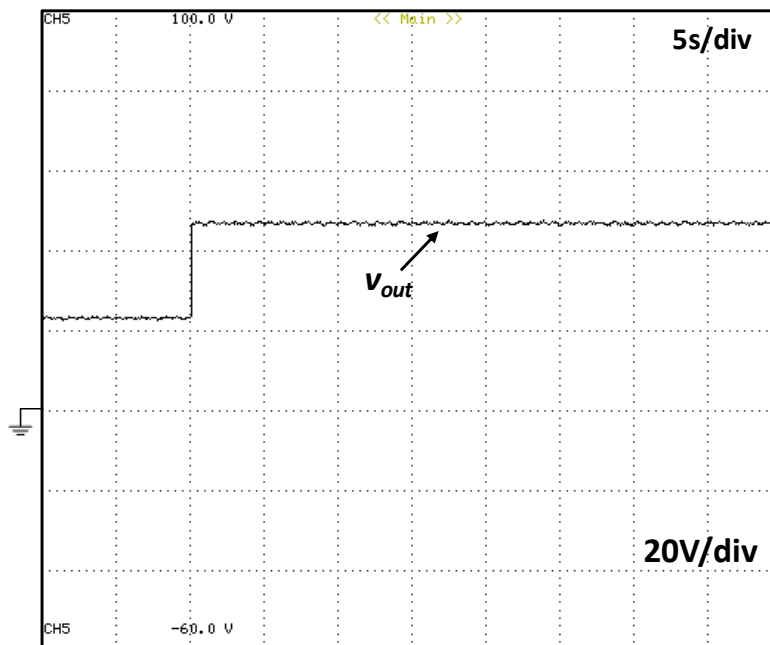


Figura 6.15 – Tensão na saída do sistema eólico completo quando aplicado um *duty-cycle* fixo de 50 %.

6.5.1. Controlador PI

Validado o sistema eólico completo em malha aberta, foi implementado o sistema de controlo baseado num controlador PI de tensão constante. O objetivo do controlador PI de tensão constante utilizado neste sistema é regular o barramento CC nos 48 V.

De modo a obter os resultados pretendidos foi necessário ajustar os ganhos do controlador PI (K_p e K_i). Estes influenciam o valor de saída pretendido e a rapidez com que o controlador atua.

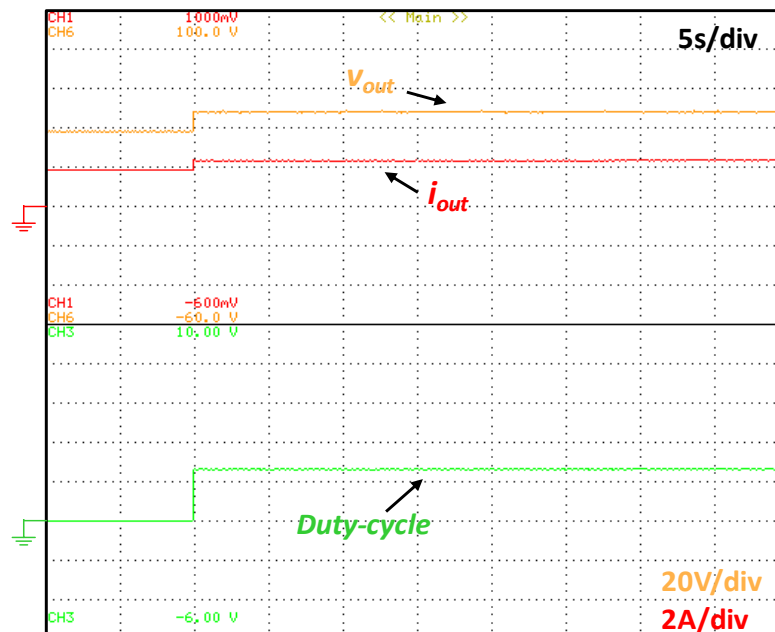


Figura 6.16 – Tensão e corrente à saída do sistema eólico para uma carga resistiva de 20 Ω e *duty-cycle* do sistema originado pelo controlador PI.

Nesta secção são apresentados os resultados obtidos quando o sistema de controlo aplicado é um controlador PI e a carga do sistema é uma resistência de 20 Ω . Como é possível observar pela Figura 6.16, quando o sistema de controlo é ligado (aos 10s), a tensão de saída (v_{out}) é de 48 V (valor pretendido no barramento CC) e a corrente de saída (i_{out}) é de, aproximadamente, 2,4 A. Nessa mesma figura é possível verificar que o *duty-cycle* do sistema (calculado pelo controlador PI) permanece constante. Esta variável de controlo foi enviada pela placa de DAC para o osciloscópio. De verificar que na Figura 6.16, como mencionado anteriormente, o sistema apresenta um *ripple* de tensão e corrente praticamente inexistente.

6.5.2. Algoritmo de MPPT

Com o controlador PI testado e validado realizaram-se testes ao sistema eólico com o algoritmo de MPPT. Como referenciado em capítulos anteriores, o algoritmo de MPPT

utilizado neste sistema é o de Perturbação e Observação (P&O). O objetivo de um algoritmo de MPPT é a extração da potência máxima de um sistema em qualquer momento, e neste caso, a qualquer velocidade de rotação.

Para comprovar o correto funcionamento do algoritmo de MPPT do sistema eólico foi necessário verificar se a potência extraída era igual à potência esperada. Para isso foi considerado o gráfico da Figura 6.17. Neste é possível observar a curva característica do sistema de emulação da turbina eólica. Esta curva foi obtida através de testes realizados pelos investigadores do laboratório do GEPE. Nesta figura é possível observar que a potência máxima é atingida a uma velocidade de rotação de 1700 rpm e que apenas é registada potência a partir de, aproximadamente, 200 rpm. De salientar que os valores de potência utilizados na elaboração deste gráfico foram obtidos após a retificação feita através de uma ponte retificadora a díodos.

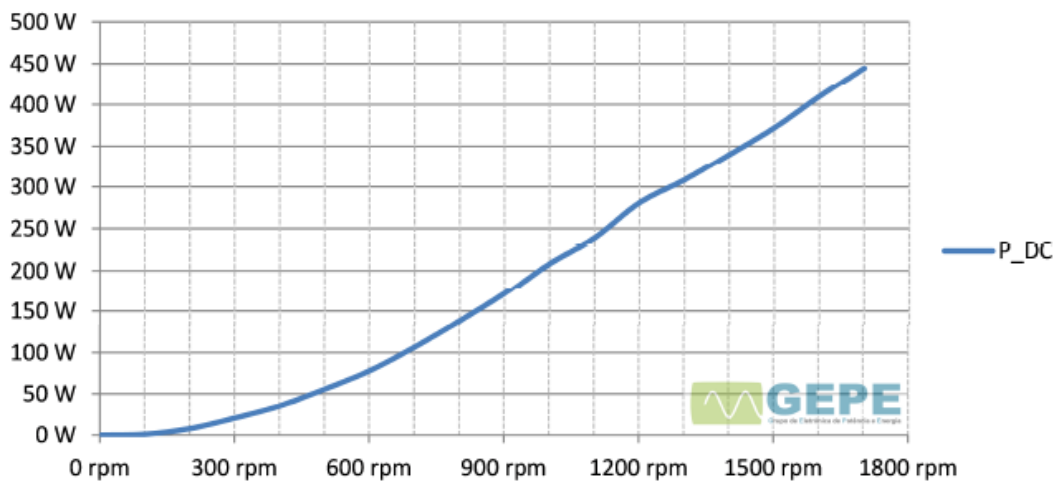


Figura 6.17 – Valores da potência fornecida pelo gerador em função da velocidade de rotação (Fonte: Relatório de ensaios ao gerador da *Silentwind* - GEPE).

Através dos resultados visualizados na figura anterior, foi possível ajustar o algoritmo de MPPT de modo a obter os resultados esperados. Assim, com o MPPT ajustado foram realizados vários testes para validar o seu correto funcionamento. De salientar que a potência apresentada nas figuras seguintes resulta da multiplicação dos valores instantâneos da tensão e da corrente contínua após a sua retificação.

O primeiro resultado apresentado é para uma velocidade de 537 rpm. Na Figura 6.18 é possível verificar que as comutações são ligadas no instante a e que a potência extraída é de, aproximadamente, 60 W. Este valor coincide com o valor esperado, resultante do relatório de ensaios do GEPE. A mesma figura mostra também que a tensão e a corrente de saída do sistema eólico são, aproximadamente, de 30 V e 2 A, respetivamente.

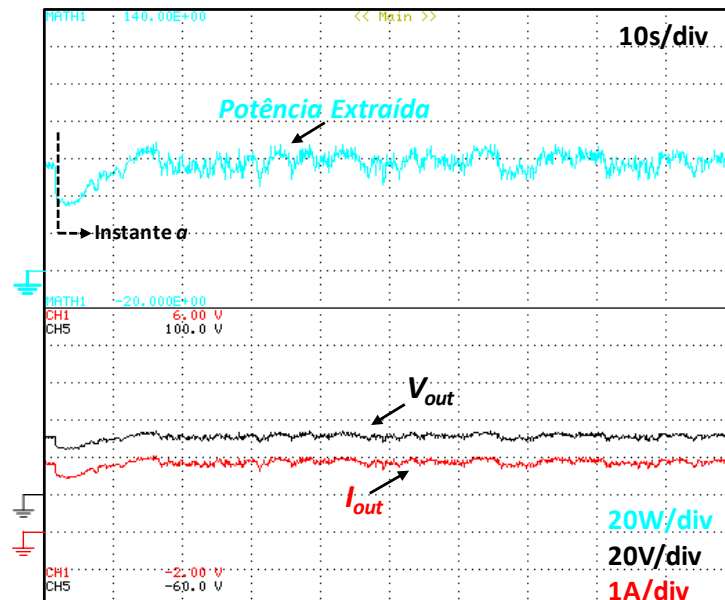


Figura 6.18 – Valores instantâneos da potência extraída, da tensão (v_{out}) e da corrente (i_{out}) de saída do sistema eólico para uma velocidade de rotação de 537 rpm.

De modo a demonstrar que o algoritmo de MPPT não funciona apenas para uma velocidade é também apresentado um resultado para uma outra velocidade de rotação de 690 rpm. Na Figura 6.19 é possível observar as várias etapas do sistema. Na etapa 1 o gerador é colocado a uma velocidade de 690 rpm e no início da etapa 2 as comutações do sistema de controlo são ligadas. Nessa figura é também possível observar que a potência extraída é de 100 W e que a tensão e corrente de saída são de 40 V e 2,5 A, respetivamente. Assim, e comparando o valor obtido com o valor de potência esperado é possível verificar o correto funcionamento do algoritmo de MPPT.

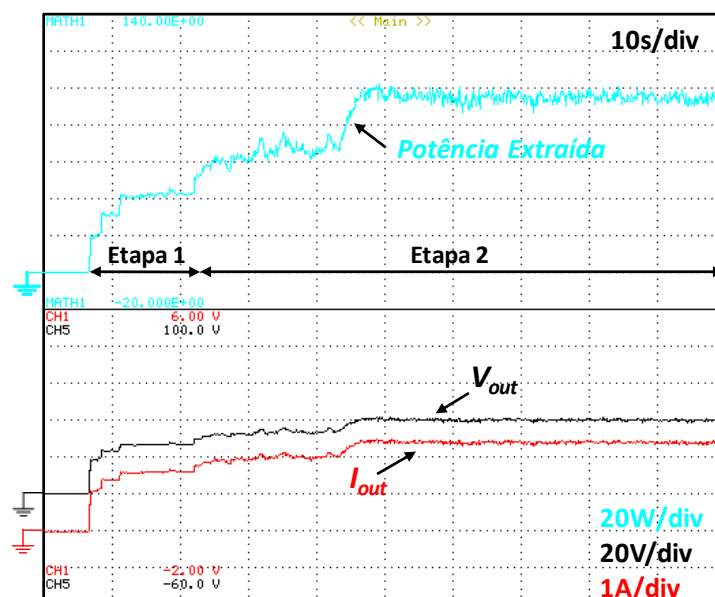


Figura 6.19 – Valores instantâneos da potência extraída, da tensão (v_{out}) e da corrente (i_{out}) do sistema eólico para uma velocidade de rotação de 690 rpm.

6.6. Conversor *Step-Up-Down* Bidirecional

Concluídos os testes aos sistemas de produção de energia procedeu-se ao ensaio do conversor *step-up-down* bidirecional, que é o responsável pela interface com as baterias. Nesta secção são apresentados os resultados dos dois modos de funcionamento do conversor: quando é utilizado para carregar baterias e quando é utilizado para alimentar cargas a partir das baterias. Na Figura 6.20 pode ser observado um esquema elétrico do conversor *step-up-down* bidirecional.

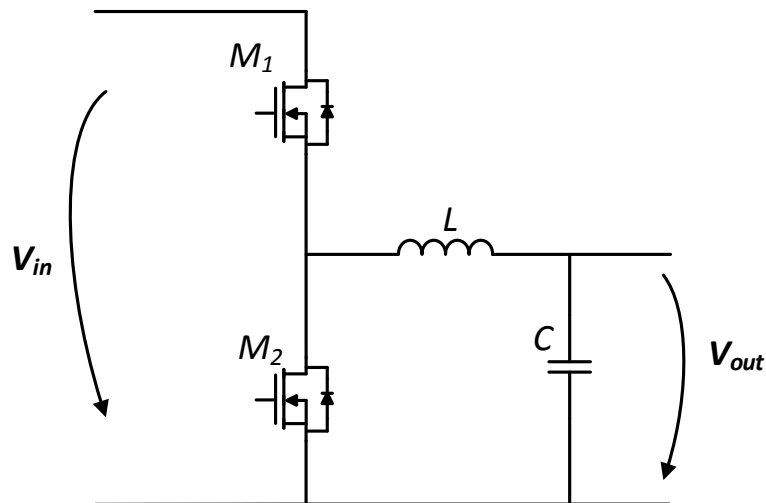


Figura 6.20 – Esquema elétrico do conversor *step-up-down* bidirecional.

6.6.1. Modo de Carregamento de Baterias

Quando os sistemas de produção produzem mais energia elétrica do que aquela que as cargas necessitam, as baterias são carregadas, caso não estejam totalmente carregadas. Na Figura 6.21 pode ser observado um esquema elétrico do sistema testado neste modo de funcionamento.

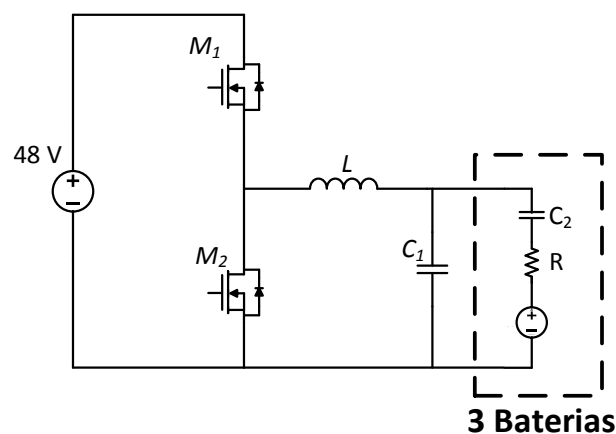


Figura 6.21 – Esquema elétrico do sistema de interface com as baterias no modo de carregamento.

O primeiro teste realizado ao conversor foi com um *duty-cycle* fixo e com uma fonte de tensão a simular o barramento CC. Validado o correto funcionamento do conversor passou-se ao teste seguinte: carregamento de baterias através de controladores PI.

Neste modo de funcionamento são utilizados dois controladores PI, um de corrente constante e outro de tensão constante, e uma fonte de tensão a simular a tensão do barramento CC. Numa fase inicial as baterias são carregadas por uma corrente constante até atingirem o valor máximo de tensão, que no caso de 3 baterias é de 42 V. Quando a tensão máxima é atingida, o controlador PI deixa de ser de corrente constante e passa a ser por tensão constante, começando a corrente a descer. Quando a corrente nas baterias for nula as baterias encontram-se totalmente carregadas.

Na Figura 6.22 é possível observar os sinais de PWM aplicados ao semicondutor *M1* e a corrente na indutância do conversor ($I_{indutância}$).

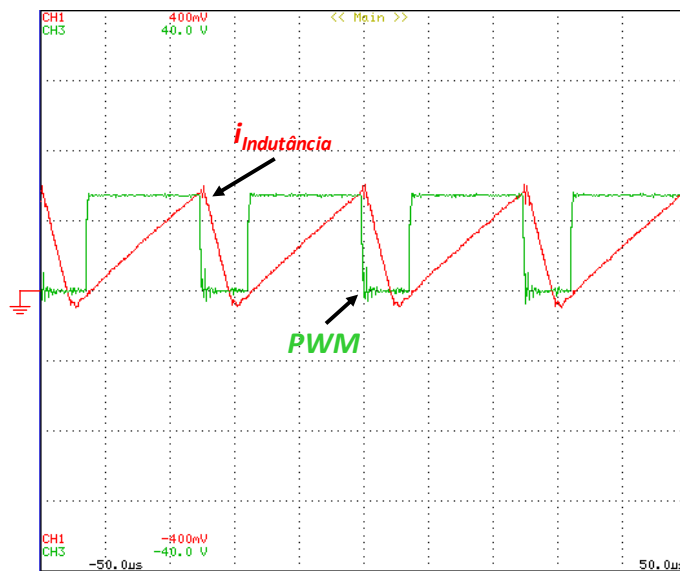


Figura 6.22 – Sinais de PWM aplicados ao MOSFET e corrente na indutância do conversor.

Pela Figura 6.23 é possível verificar o correto funcionamento do sistema de controlo que engloba os dois controladores PI. Na Etapa 1 o sistema de controlo encontra-se desligado, sendo a corrente nas baterias nula e a tensão, aproximadamente, de 25 V. Na Etapa 2 o sistema de controlo é ligado, observando-se uma subida na corrente das baterias e, conseqüentemente, uma subida na tensão. Como uma bateria demora bastante tempo a carregar com uma corrente baixa, de modo a validar o sistema de controlo de carregamento de baterias, o valor máximo introduzido no código foi de 28,5 V. Ou seja, quando a tensão das baterias atingir os 28,5 V, o sistema troca de controlador proporcional-integral, passando a ser controlado por um de tensão constante. Nessa altura (Etapa 3), a corrente das baterias começa a descer lentamente. Pela mesma figura é

possível observar que a corrente tem uma pequena queda. No entanto, não é possível mostrar a corrente nas baterias a descer até zero uma vez que é um processo lento, não tendo os osciloscópios uma escala de tempo suficiente.

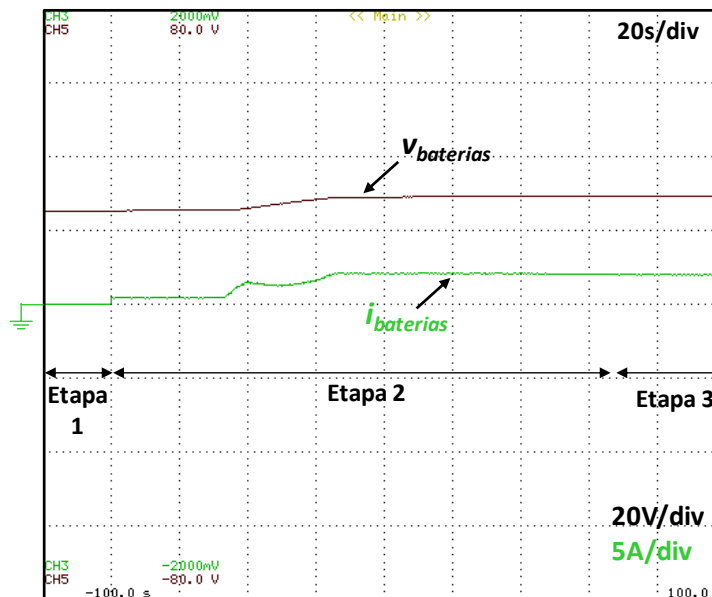


Figura 6.23 – Tensão e corrente nas baterias quando o sistema de controlo são dois controladores PI.

6.6.2. Modo de Alimentação das Cargas através das Baterias

Os testes realizados ao conversor no modo de alimentação das cargas através das baterias foram bastante semelhantes aos realizados no modo de carregamento de baterias. Inicialmente, o sistema foi testado com um *duty-cycle* fixo de modo a validar o funcionamento do conversor. De seguida foi implementado o seu sistema de controlo que é baseado num controlador PI. Na Figura 6.24 pode ser observado um esquema elétrico do sistema para o modo de funcionamento abordado nesta secção.

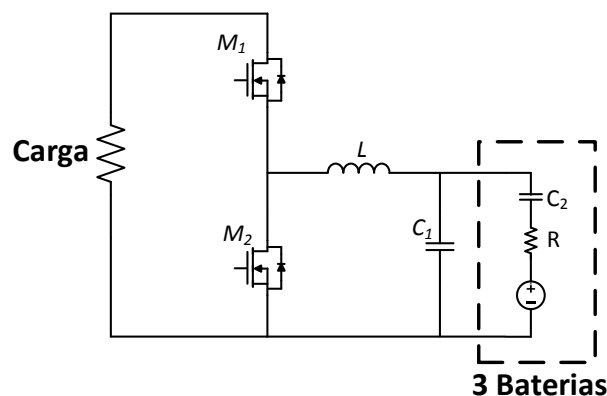


Figura 6.24 – Esquema elétrico do sistema de interface das baterias no modo de alimentação das cargas.

O sistema de controlo implementado neste modo de funcionamento, como previamente referido, é um controlador PI de tensão constante. Este é de tensão constante

porque o objetivo é alimentar a(s) carga(s) com uma tensão constante de 48 V como se do barramento CC se tratasse.

Na Figura 6.25, como no modo de carregamento de baterias, é possível observar os sinais de PWM aplicados a $M2$ assim como a corrente na indutância.

Na Figura 6.26 é possível observar que a partir do momento em que o sistema de controlo é ligado (6s) a tensão que alimenta a carga resistiva de 35Ω é de 48 V e a corrente é de, aproximadamente, 1,5 A.

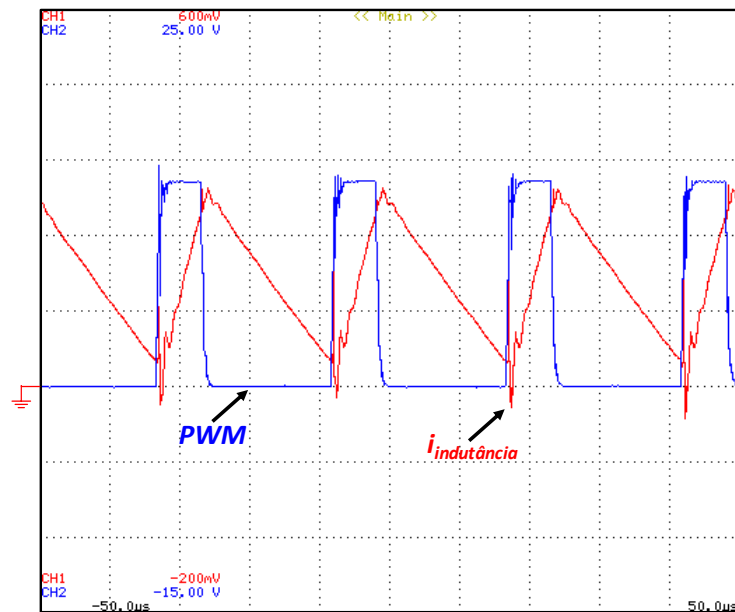


Figura 6.25 – Sinais de PWM aplicados ao semicondutor $M2$ (PWM) e corrente na indutância ($I_{indutância}$) do conversor $step-up-down$ no modo de alimentação das cargas.

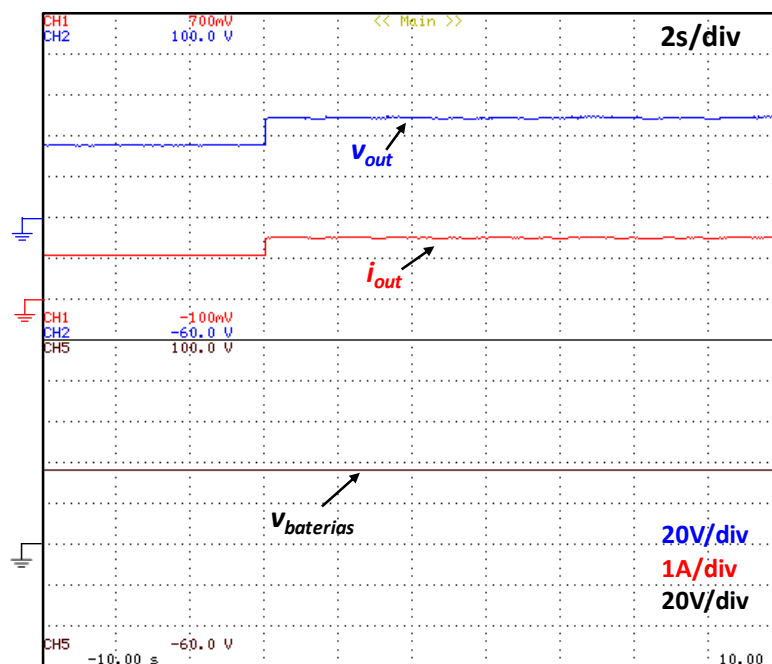


Figura 6.26 – Tensão nas baterias ($v_{baterias}$) e tensão (v_{out}) e corrente (i_{out}) na carga alimentada pelo conversor $step-up-down$ no modo de alimentação das cargas através das baterias.

6.7. Sistema Solar Fotovoltaico e Carregamento de Baterias

Testados os sistemas de produção de energia e o sistema de interface com as baterias individualmente passou-se à interligação dos mesmos. Neste subcapítulo são realizados testes ao sistema solar fotovoltaico em conjunto com o sistema de interface com as baterias. Na Figura 6.27 pode ser observado um esquema elétrico da interligação dos dois sistemas.

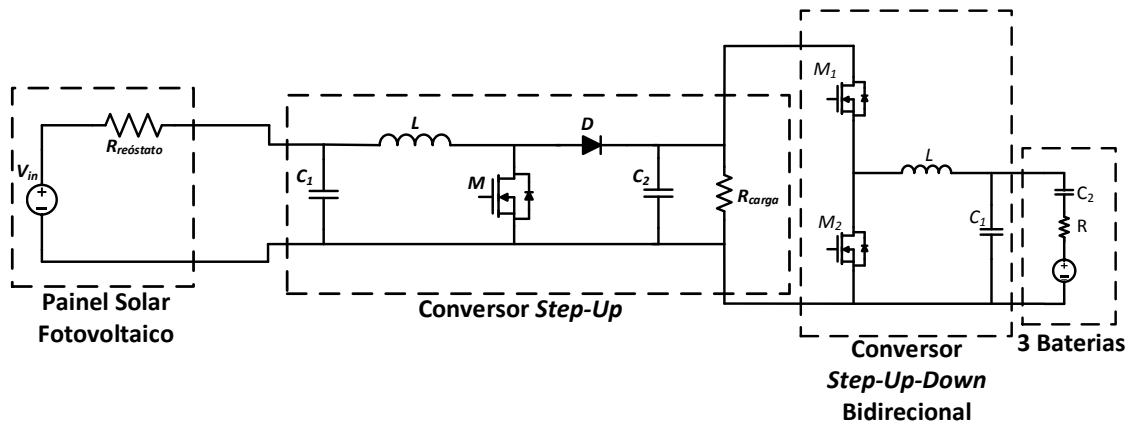


Figura 6.27 – Esquema elétrico da interligação do sistema solar fotovoltaico com o sistema de interface das baterias.

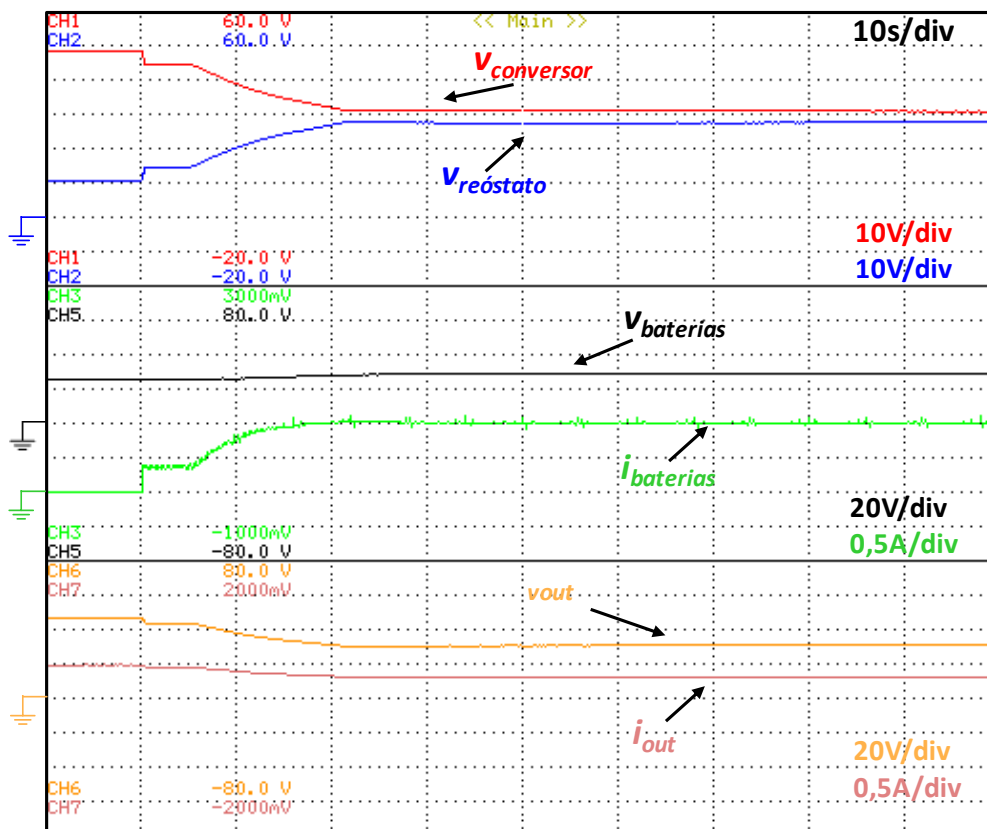


Figura 6.28 – Formas de onda da tensão no reóstato e na entrada do conversor do sistema fotovoltaico, tensão e corrente nas baterias e tensão e corrente na carga do sistema.

Interligados os dois sistemas foi realizado um teste, podendo ser observados os resultados na Figura 6.28. Pode verificar-se o correto funcionamento do algoritmo de MPPT já que, a partir do momento em que o sistema de controlo é ligado (10s), a tensão na entrada do conversor e no reóstato convergem para o mesmo valor. É possível também verificar que as baterias são carregadas com uma corrente ($i_{baterias}$) constante e que a tensão ($v_{baterias}$) vai subindo gradualmente. Na mesma figura também são apresentadas as formas de onda da corrente (i_{out}) e da tensão (v_{out}) na carga alimentada pelo sistema onde é de verificar que, quando o ponto de máxima potência é atingido, tanto a tensão como a corrente permanecem constantes.

6.8. Sistema Eólico e Carregamento de Baterias

Para o sistema eólico foram realizados testes onde, além de alimentar uma carga, carrega também as baterias. Na Figura 6.29 pode-se observar um esquema elétrico dos dois sistemas interligados.

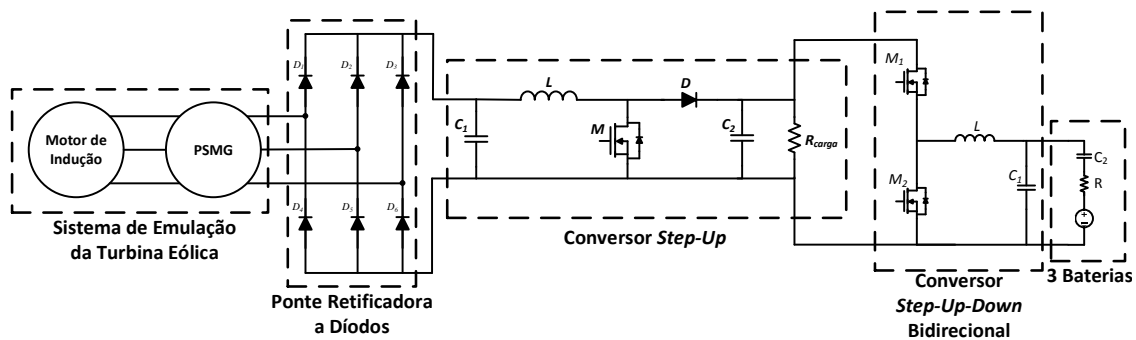


Figura 6.29 – Esquema elétrico do sistema de emulação da turbina eólica, do conversor *step-up* e do sistema de interface com as baterias.

Com todos os sistemas da Figura 6.29 ligados foi possível realizar alguns testes. Pela Figura 6.30 podemos observar que o sistema eólico alimenta uma carga resistiva e, ao mesmo tempo, carrega as três baterias. A corrente que carrega as baterias é de, aproximadamente, 1 A, o que faz com que as baterias demorem mais tempo a carregar e, conseqüentemente, a tensão nas baterias demora mais tempo a sofrer alterações. Nessa mesma figura é possível observar que a tensão na carga é, tal como esperado, de 48 V, visto que o controlador PI está definido para essa tensão regulada.

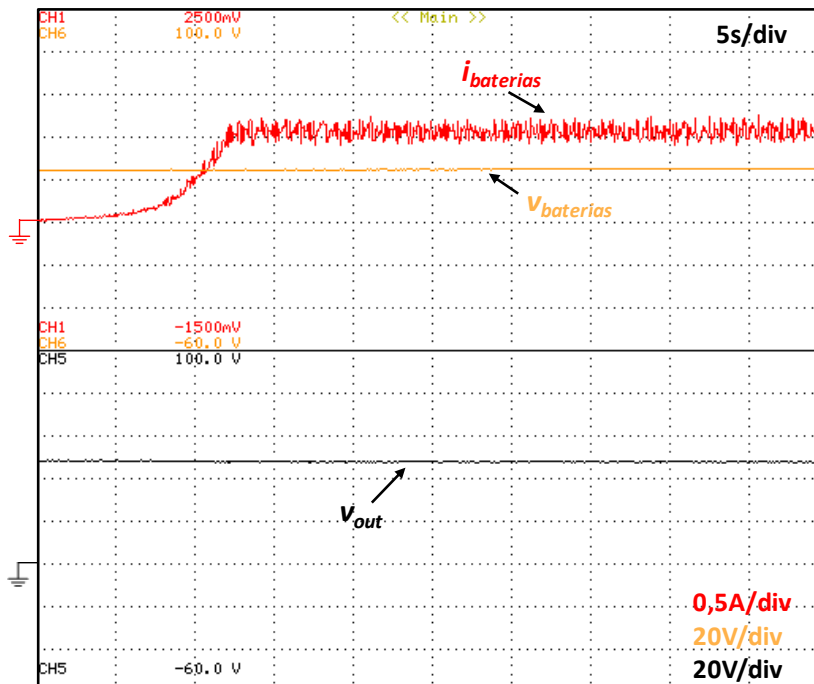


Figura 6.30 – Tensão e corrente nas baterias e tensão na carga alimentada pelo sistema completo.

6.9. Conclusões

Neste capítulo foram descritos todos os testes realizados aos conversores, aos sistemas de produção de energia e ao sistema de interface das baterias.

Numa primeira fase foi testado o sistema solar fotovoltaico (sistema de emulação e o conversor *step-up*) em malha aberta, com um controlador proporcional-integral e com um algoritmo de MPPT. O último teste individual ao sistema foi realizado com o sistema de controlo que engloba o PI e o algoritmo de MPPT. Para cada teste são apresentados os vários resultados obtidos.

Antes de realizar testes ao sistema eólico (sistema de emulação da turbina eólica e respetivo conversor) foram realizados alguns ensaios ao sistema de emulação da turbina. Foram realizados ensaios em vazio e ensaios com uma carga não-linear (ponte retificadora a díodos em paralelo com uma carga resistiva) para diferentes velocidades de rotação. Após a realização destes ensaios foram obtidos resultados do sistema eólico completo (sistema de emulação e conversor *step-up*) em malha aberta, com um controlador PI e com o algoritmo de MPPT.

Terminados os sistemas de produção de energia foram efetuados testes ao sistema de interface com as baterias. Foram apresentados resultados de testes efetuados no modo de carregamento de baterias e no modo de alimentação de cargas através das baterias.

Por fim, foram realizados ensaios experimentais aos sistemas interligados. Primeiro foi testado o sistema fotovoltaico interligado com o sistema de interface das baterias. São

apresentados resultados em que o sistema fotovoltaico alimenta uma carga e carrega as baterias em simultâneo. Um teste semelhante foi efetuado para o sistema eólico, onde em simultâneo é alimentada uma carga e são carregadas as baterias.

CAPÍTULO 7

Conclusões e Trabalho Futuro

7.1. Conclusões

O trabalho descrito ao longo desta dissertação consistiu no desenvolvimento dos conversores de eletrónica de potência para os sistemas de produção de energia (sistema solar fotovoltaico e sistema eólico) e para o sistema de interface com baterias de um centro social sustentável isolado. O protótipo desenvolvido permitiu verificar o funcionamento de cada sistema, como o funcionamento do algoritmo de MPPT do sistema fotovoltaico, a regulação do barramento CC e o carregamento de baterias.

Inicialmente nesta dissertação foi apresentado o panorama energético a nível mundial. Foram apresentados os países que mais energia elétrica produzem e consomem. Foi também abordado o tema das emissões de gases de efeito de estufa para a atmosfera e, conseqüentemente, o porquê de cada vez mais ser essencial a procura de fontes de energia renovável. Foi também apresentado o panorama de potência solar fotovoltaica instalada no mundo. No caso da energia eólica é exposto o número de turbinas instaladas no mundo. Tanto na energia eólica como na fotovoltaica, é referido qual a percentagem que ambas representam no que diz respeito à produção de energia elétrica. Ainda no Capítulo 1 é abordado o tema das microrredes isoladas. Nessa secção são abordados temas como produção centralizada e descentralizada e são ainda apresentados alguns tipos de microrredes existentes no mundo.

No Capítulo 2 são abordados os sistemas de produção de energia elétrica, os sistemas de armazenamento e os geradores elétricos. Em relação ao sistema solar fotovoltaico são abordados temas como o funcionamento de um painel solar fotovoltaico, que tipo de células podem constituir um painel e qual a diferença entre uma célula, um painel e um *array*. São ainda apresentados os fatores que influenciam a eficiência de um painel solar fotovoltaico, como a temperatura, a radiação incidente e o facto de em certas alturas, os painéis sofrerem de sombreamento parcial. A terminar o tema dos sistemas fotovoltaicos é explicada a classificação destes (ligados à rede elétrica ou autónomos). Para o sistema eólico o processo foi semelhante. É abordado o modo de funcionamento

de uma turbina eólica, são apresentados os vários componentes que a constituem (pás, rotor, *nacelle*, torre, gerador, etc) e os diferentes tipos de turbinas que existem (HAWT e VAWT). Para este sistema eólico é também apresentado um esclarecimento sobre a classificação destes sistemas de produção (*onshore* ou *offshore*). Por se tratar de um dos componentes mais importantes do sistema eólico, são discutidos vários tipos de geradores elétricos existentes. São descritos os geradores de corrente contínua, os geradores síncronos e assíncronos. Após o estudo sobre geradores elétricos foi possível verificar que os geradores síncronos de ímãs permanentes e os geradores síncronos de rotor bobinado são os mais utilizados nas aplicações eólicas. Ainda neste capítulo são discutidos os vários tipos de sistemas de armazenamento que podem ser divididos em dois tipos: mecânicos e eletroquímicos. De realçar que as baterias de chumbo-ácido são, ainda hoje, as que apresentam uma melhor relação custo-eficiência. Para terminar este capítulo foi feito um estudo que mostra o tipo de painéis solares fotovoltaicos e turbinas eólicas comercializadas um pouco por todo o mundo. São apresentadas as características de cada um desses componentes bem como a empresa que o comercializa.

No Capítulo 3 é feito um estudo de vários conversores CA-CC e CC-CC. São apresentados os conversores desenvolvidos nesta dissertação como o *step-up* e o *step-up-down* bidirecional. De seguida são apresentadas as características do sistema completo, sendo discutido o tipo de painéis solares fotovoltaicos utilizados, qual a turbina eólica utilizada e qual o gerador de *backup* utilizado. São também abordados os vários modos de funcionamento do sistema completo, como o modo em que o sistema fotovoltaico apenas alimenta cargas, o modo em que o sistema eólico alimenta cargas e carrega baterias, etc. Por fim, neste capítulo são apresentados alguns sistemas de controlo utilizados neste tipo de sistemas. Por se tratarem de sistemas de energia renovável, é necessário extrair a potência máxima em cada instante e para isso são utilizados algoritmos de MPPT. São abordados vários algoritmos de MPPT tendo-se concluído que os mais utilizados para os sistemas fotovoltaicos e eólicos são o algoritmo de condutância incremental e o algoritmo de perturbação e observação. São ainda abordados os controladores proporcional-integral (PI) e as técnicas de modulação mais adequadas para cada controlo.

No capítulo seguinte são apresentadas as simulações realizadas utilizando a ferramenta de software *PSIM*. São efetuadas simulações passo-a-passo, isto é, cada parte de um sistema é simulado individualmente antes da simulação do sistema completo. Estas foram realizadas para os conversores *step-up*, para o conversor *step-up-down* bidirecional e para o conversor *step-down* de ponte completa isolado. Foram também apresentadas

simulações dos sistemas de emulação dos painéis fotovoltaicos e da turbina eólica em *PSIM*. Após a apresentação dos resultados obtidos nas simulações individuais aos vários sistemas foram realizadas simulações com mais de um sistema. Foram apresentados os resultados obtidos com o sistema solar fotovoltaico e o sistema de interface com as baterias e o sistema eólico em conjunto com o sistema de interface de baterias. Os resultados obtidos permitiram comprovar o correto funcionamento dos conversores e do sistema de controlo implementado em cada caso. Isso é comprovado pelos resultados obtidos das simulações, onde é possível observar a potência extraída a ser a máxima em cada altura. Também é observada a regulação do barramento CC, o carregamento das baterias e o funcionamento do gerador de *backup* de energia.

Com os conversores validados e o seu respetivo sistema de controlo a funcionar através das simulações, passou-se para a implementação do protótipo. No Capítulo 5 são descritos todos os processos durante o desenvolvimento desse protótipo. São descritas ao pormenor as placas de potência utilizadas, os componentes utilizados em cada uma delas e as suas respetivas características. É também descrito e explicado o funcionamento de cada placa utilizada para o sistema de controlo, como as placas de condicionamento de sinal, do DAC, de comando, etc. Neste capítulo são também descritos os componentes que compõem os sistemas de emulação do sistema fotovoltaico e eólico.

Desenvolvido o protótipo foi a altura de realizar alguns testes práticos ao sistema. No Capítulo 6 são apresentados os resultados efetuados a todos os sistemas desenvolvidos. Inicialmente, cada sistema foi testado em malha aberta de modo a validar o seu correto funcionamento. Em seguida, todos os sistemas foram testados com um ou mais sistemas de controlo. Neste capítulo podem ser observados os resultados do sistema fotovoltaico quando é controlado por um controlador PI, por um algoritmo de MPPT e quando o sistema de controlo engloba os dois tipos de controlo. No sistema eólico são apresentados alguns ensaios realizados ao sistema de emulação e os resultados do teste ao sistema completo controlado por um controlador PI e por um algoritmo de MPPT. É também comprovado o funcionamento do sistema de interface das baterias, quer no modo de carregamento de baterias como no modo de alimentação de cargas através das baterias. Por fim, são abordados os resultados obtidos com alguns dos sistemas em conjunto. Foram realizados testes ao sistema fotovoltaico em conjunto com o sistema de interface de baterias. O mesmo teste foi realizado para o sistema eólico com o sistema de interface de baterias. Nestes testes podem ser observados os sistemas de produção de energia a alimentar uma carga e, simultaneamente, a carregar baterias. Ao longo deste capítulo, é também possível observar esquemas elétricos das ligações dos vários sistemas testados.

No decorrer da realização desta dissertação foram adquiridos conhecimentos a nível das energias renováveis e de eletrónica de potência, tanto a nível de software como de hardware. A nível de software, a maioria dos conhecimentos adquiridos foram sobre a programação do DSC, o desenho de placas PCB através do software PADS e simulações através da utilização do software PSIM. Já a nível de hardware foram obtidas grandes competências devido à grande componente prática, como o processo adequado no desenvolvimento de uma placa PCB, construção do hardware e depuração de problemas encontrados ao longo dos testes realizados aos sistemas desenvolvidos.

7.2. Sugestões para Trabalho Futuro

Na conclusão desta dissertação é constatado que apenas um item do que foi inicialmente agendado não foi testado: o gerador de *backup* de energia. O hardware deste sistema ia ser reaproveitado pois já se encontrava desenvolvido no laboratório. No entanto, devido à falta de tempo não houve possibilidade de o integrar no protótipo e realizar alguns testes. À parte disso, os conversores propostos inicialmente foram desenvolvidos, tendo-se comprovado o seu funcionamento e o funcionamento do sistema de controlo associado. Assim, um dos trabalhos futuros pode ser mesmo esse: integrar o sistema de *backup* de energia.

Um dos pontos que foi testar o sistema à potência nominal, devido às condições de segurança uma vez que para isso tinham de ser ligados 8 painéis solares fotovoltaicos em paralelo.

Uma sugestão para trabalho futuro é a integração desta dissertação com a dissertação do outro colega de mestrado com o objetivo de concretizar a implementação de uma microrrede isolada. Ou seja, interligar os dois trabalhos para que estes funcionem como um só: um protótipo de uma microrrede isolada alimentada através de sistemas de energia renovável.

Por fim, de modo a aumentar a eficiência dos sistemas e a reduzir os problemas de ruído podem ser realizados alguns ajustes, quer a nível do software como a nível do hardware. Podem também ser testados outros sistemas de controlo, como outros algoritmos de MPPT, de modo a testar se os utilizados são mesmo os mais eficientes e adequados para cada sistema.

Referências

- [1] “BP Statistical Review of World Energy June 2014.” [Online]. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>. [Acedido: 15-Jul-2015].
- [2] EnerData, “Global Energy Statistical Yearbook 2015.” [Online]. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [3] G. Léna, *Rural Electrification with PV Hybrid Systems Rural Electrification with PV Hybrid Systems*. 2013.
- [4] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems Wind Power in Power Systems Edited by*, vol. 8. 2005.
- [5] N. E. Husum, “Small Wind World Report 2014”, *World Wind Energy Assoc.*, p. 20, 2014.
- [6] P. Pearson, “Half Year Report 2014”, *World Wind Energy Assoc.*, 2014.
- [7] J. A. and D. M. K. Daniel Schnitzer, Deepa Shinde Lounsbury, Juan Pablo Carvallo, Ranjit Deshmukh, “Microgrids for Rural Electrification.” [Online]. Disponível em: <http://smartgrid.ieee.org/april-2014/1071-microgrids-for-rural-electrification>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [8] Epia, “Solar Generation 6 - Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World”, *Eur. Photovolt. Ind. Assoc.*, p. 100, 2011.
- [9] R. D. Daniel Schnitzer, Deepa Shinde Lounsbury, Juan Pablo Carvallo e and D. M. K. Jay Apt, “Microgrids for Rural Electrification : A critical review of best practices based on seven case studies”, *United Nations Found.*, 2014.
- [10] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, e C. Marnay, “Microgrids: An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects”, *IEEE power & energy magazine*, n. august, 2007.
- [11] P. S. I. Moriana, I. San Martín, “Wind-Photovoltaic Hybrid Systems Design”, *Power*, pp. 610–615, 2010.
- [12] A. Luque e S. Hegedus, *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. 2011.
- [13] A. Labouret e M. Viloz, *Solar Photovoltaic Energy*, Fourth., vol. 32, n. 9. The Institution of Engineering and Technology, London, United Kingdom, 1979. doi: 10.1063/1.2995731, ISSN: 00319228.
- [14] C. J. Chen, *Physics of Solar Energy*. Department of Applied Physics and Applied Mathematics Columbia University: John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey, 2011.
- [15] H. Häberlin, *Photovoltaics: System Design and Practice*. John Wiley & Sons, Ltd, 2012.
- [16] S. Lyden, M. E. Haque, a. Gargoom, M. Negnevitsky, e P. I. Muoka, “Modelling and Parameter Estimation of Photovoltaic Cell”, *Univ. Power Eng. Conf. (AUPEC), 2012 22nd Australas.*, pp. 1–6, 2012.
- [17] M. Kasper, D. Bortis, e J. W. Kolar, “Classification and Comparative Evaluation of PV Panel-Integrated DC-DC Converter Concepts”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 29, n. 5, pp. 2511–2526, 2014. doi: 10.1109/TPEL.2013.2273399, ISSN: 08858993.
- [18] W. Tong, *Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. WIT Press Ashurst Lodge, Ashurst, Southampton, SO40 7AA, UK, 2010. doi: 10.5860/CHOICE.48-3904, ISSN: 0009-4978.
- [19] J. F. Manwell, J. G. MCGowan, e A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, Second. John Wiley & Sons Ltd., 2009.
- [20] A. R. Jha, *Wind Turbine Technology*. Taylor and Francis Group, LLC.
- [21] “Encycloaedia Britannica.” [Online]. Disponível em: <http://www.britannica.com/technology/wind-turbine>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [22] “Clean Energy Brands.” [Online]. Disponível em: <http://www.cleanenergybrands.com/shoppingcart/knowledgemanager/questions/157/101+Small+Wind+Turbines>. [Acedido: 07-Set-2015].

- [23] “PrimusWindpower.” [Online]. Disponível em: <http://www.primuswindpower.com/maintenance-service/wind-power-installation/>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [24] P. Gipe, *Wind Power: Renewable Energy for Home, Farm and Business*. .
- [25] “3D Sonic Anemometer.” [Online]. Disponível em: <http://gillinstruments.com/products/anemometer/windmaster.htm>.
- [26] “Easy Wind Energy.” [Online]. Disponível em: <http://easywindenergy.blogspot.pt/2013/03/interesting-wind-energy-facts.html>.
- [27] J. L. Afonso, “Máquinas Elétricas”, Departamento de Electrónica Industrial, Universidade do Minho.
- [28] “Alternative Energy.” [Online]. Disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/wind-energy/synchronous-generator.html>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [29] “Alternative Energy.” [Online]. Disponível em: <http://www.alternative-energy-tutorials.com/wind-energy/induction-generator.html>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [30] “Integrated Publishing.” [Online]. Disponível em: http://electriciantraining.tpub.com/14177/css/14177_94.htm. [Acedido: 07-Set-2015].
- [31] I. Dinçer e M. A. Rosen, *Thermal Energy Storage: Systems and Applications*, Second. A John Wiley and Sons, Ltd., Publication.
- [32] F. S. Barnes e J. G. Levine, *Large Energy Storage Systems Handbook*. Taylor and Francis Group, LLC.
- [33] “Commercial Galvanic Cells.” [Online]. Disponível em: http://chemwiki.ucdavis.edu/Analytical_Chemistry/Electrochemistry/Case_Studies/Commercial_Galvanic_Cells.
- [34] “Urban Green Energy.” [Online]. Disponível em: <http://www.ugei.com/es/node/2410>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [35] “Leading Solar Module Suppliers Extend Dominance in 2013”, *IHS*. [Online]. Disponível em: <http://press.ihs.com/press-release/design-supply-chain-media/leading-solar-module-suppliers-extend-dominance-2013-chinese>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [36] “GlobalData Energy.” [Online]. Disponível em: <http://www.energy.globaldata.com/media-center/press-releases/power-and-resources/vestas-wind-systems-blows-into-worldleading-position-for-2013-wind-turbine-installations-says-globaldata>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [37] “Yingli Solar PV Modules.” [Online]. Disponível em: <http://www.yinglisolar.com/en/products/solar-modules>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [38] “Trina Solar PV Modules.” [Online]. Disponível em: <http://www.trinasolar.com/us/product/index.html>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [39] “First Solar PV Modules.” [Online]. Disponível em: <http://www.firstsolar.com/Archive/Modules-and-Components>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [40] “Kyocera PV Modules.” [Online]. Disponível em: <http://www.kyocerasolar.com/commercial-solutions/solar-panels/>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [41] “SunPower PV Modules.” [Online]. Disponível em: <http://us.sunpower.com/solar-panels-technology/>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [42] “Suntech PV Modules.” [Online]. Disponível em: <http://www.suntech-power.com/menu/suntech-products.html>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [43] “Xzeres Wind Turbines.” [Online]. Disponível em: <http://www.xzeres.com/wind-turbine-products/>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [44] “Bergey WindPower Turbines.” [Online]. Disponível em: <http://bergey.com/products/wind-turbines/bergey-excel-1>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [45] “Urban Green Energy: Turbines.” [Online]. Disponível em: <http://www.ugei.com/products>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [46] “Luminous Renewable Energy: Turbines.” [Online]. Disponível em: <http://www.luminousrenewable.com/#>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [47] “Ghrepower: Turbines.” [Online]. Disponível em: <http://www.ghrepower.com/en/#>. [Acedido: 07-Set-2015].

- [48] “SuperWind: Turbine.” [Online]. Disponível em: <http://www.superwind.com/swe/index.htm>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [49] “Wind Power Energy: Turbines.” [Online]. Disponível em: <http://www.hyenergy.com.cn/product.asp>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [50] “Interstate Renewable Energy Council.” [Online]. Disponível em: <http://www.irecusa.org/2013/05/what-happened-to-southwest-wind-power/>. [Acedido: 07-Set-2015].
- [51] N. Mohan, T. M. Undeland, e W. P. Robbins, *Power Electronics: Converters, applications and Design*, Third Edit. Jolm Wiley & Sons, Inc, 2003.
- [52] J. G. Pinto, V. Monteiro, H. Goncalves, B. Exposto, D. Pedrosa, C. Couto, e J. L. Afonso, “Bidirectional battery charger with Grid-to-Vehicle, Vehicle-to-Grid and Vehicle-to-Home technologies”, *IECON Proc. (Industrial Electron. Conf.)*, pp. 5934–5939, 2013. doi: 10.1109/IECON.2013.6700108, ISSN: 1553-572X.
- [53] R. W. Erickson e D. Maksimovic, *Fundamentals of Power Electronics*. Kluwer Academic Publishers, 2011.
- [54] BP Solar, “Datasheet dos Painéis Solares Fotovoltaicos BP2150S”, pp. 2–5, 2001.
- [55] Silentwind, “Datasheet da Turbina Eólica da Silentwind.”
- [56] Ginlong, “Wind Turbine Permanent Magnet Generator / Alternator Ginlong Technologies GL-PMG-500A”, p. 1, 2000.
- [57] T. Eram e P. L. Chapman, “Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 22, n. 2, pp. 439–449, 2007. doi: 10.1109/TEC.2006.874230, ISSN: 0885-8969.
- [58] J. S. Thongam e M. Ouhrouche, “MPPT Control Methods in Wind Energy Conversion Systems”, n. 1, 2011.
- [59] M. Einhorn, F. V. Conte, C. Kral, e J. Fleig, “Comparison, selection, and parameterization of electrical battery models for automotive applications”, *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 28, n. 3, pp. 1429–1437, 2013. doi: 10.1109/TPEL.2012.2210564, ISSN: 08858993.
- [60] T. H. E. Power e M. Series, “Datasheet das baterias WCG-U1”, n. 973.