



ISEL

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DE LISBOA
Departamento de Engenharia Mecânica



Modelação e Simulação de Sistemas Fotovoltaicos

PEDRO MANUEL SAMPAIO DE CARVALHO
(Licenciado em Engenharia do Ambiente)

Trabalho Final de Mestrado para obtenção do grau de Mestre
em Engenharia Mecânica

Orientadores:

Professor Nuno Paulo Ferreira Henriques
Professor Doutor Pedro Miguel Abreu Silva

Júri:

Presidente: Professor Doutor João Carlos Quaresma Dias

Vogais:

Professor Doutor João Manuel Ferreira Calado
Professora Doutora Cláudia Sofia Séneca da Luz Casaca
Professor Nuno Paulo Ferreira Henriques
Professor Doutor Pedro Miguel Abreu Silva

Abril de 2013

"Algo só é impossível até que alguém duvide e acabe por provar o contrário"

Albert Einstein

Agradecimentos

Gostaria de agradecer à minha família e amigos por todo o apoio que deles recebi durante os últimos dois anos de bastante trabalho mas também satisfação, e que culminam agora com esta dissertação. Sem eles esta caminhada teria sido bem mais difícil de concretizar.

Um agradecimento especial também aos meus orientadores, Professor Nuno Henriques, e Professor Pedro Silva, pelo acompanhamento que me deram na elaboração desta dissertação, e ainda ao Professor Luís Melo pelo ensino de alguns dos conceitos chave aqui abordados.

A todos o meu Obrigado.

Resumo

Os sistemas fotovoltaicos produzem energia eléctrica limpa, e inesgotável na nossa escala temporal. A Agência Internacional de Energia encara a tecnologia fotovoltaica como uma das mais promissoras, esperando nas suas previsões mais optimistas, que em 2050 possa representar 20% da produção eléctrica mundial, o equivalente a 18000 TWh.

No entanto, e apesar do desenvolvimento notável nas últimas décadas, a principal condicionante a uma maior proliferação destes sistemas é o ainda elevado custo, aliado ao seu fraco desempenho global. Apesar do custo e ineficiência dos módulos fotovoltaicos ter vindo a diminuir, o rendimento dos sistemas continua dependente de factores externos sujeitos a grande variabilidade, como a temperatura e a irradiância, e às limitações tecnológicas e falta de sinergia dos seus equipamentos constituintes.

Neste sentido procurou-se como objectivo na elaboração desta dissertação, avaliar o potencial de optimização dos sistemas fotovoltaicos recorrendo a técnicas de modelação e simulação.

Para o efeito, em primeiro lugar foram identificados os principais factores que condicionam o desempenho destes sistemas. Em segundo lugar, e como caso prático de estudo, procedeu-se à modelação de algumas configurações de sistemas fotovoltaicos, e respectivos componentes em ambiente MatlabTM/SimulinkTM. Em seguida procedeu-se à análise das principais vantagens e desvantagens da utilização de diversas ferramentas de modelação na optimização destes sistemas, assim como da incorporação de técnicas de inteligência artificial para responder aos novos desafios que esta tecnologia enfrentará no futuro.

Através deste estudo, conclui-se que a modelação é não só um instrumento útil para a optimização dos actuais sistemas PV, como será, certamente uma ferramenta imprescindível para responder aos desafios das novas aplicações desta tecnologia. Neste último ponto as técnicas de modelação com recurso a inteligência artificial (IA) terão seguramente um papel preponderante. O caso prático de modelação realizado permitiu concluir que esta é igualmente uma ferramenta útil no apoio ao ensino e investigação. Contudo, convém não esquecer que um modelo é apenas uma aproximação à realidade, devendo recorrer-se sempre ao sentido crítico na interpretação dos seus resultados.

Palavras Chave: sistemas fotovoltaicos, optimização, modelação, operação, desempenho.

Abstract

Photovoltaic systems produce clean and inexhaustible electric energy at our human scale. The International Energy Agency sees photovoltaic technology as one of the most promising, expecting in their optimistic forecasts that it can represent 20% of the worldwide production by 2050, the equivalent to 18000 TWh.

However, and notwithstanding its remarkable development on the last decades, the main constraint to a larger dissemination of these systems is its still high cost, combined with its reduced global efficiency. Despite the reduction in both cost and photovoltaic modules inefficiency, the system's global efficiency is still dependent on highly variable external factors such as the temperature and irradiance, the technological barriers and lack of synergy between its components.

Thus, it was defined as an objective of this dissertation, to evaluate the optimization potential of photovoltaic systems resorting to modeling and simulating techniques.

For this purpose, the main conditioning factors to the system's performance were identified in the first place. Secondly, and as a case study, several configurations and components of photovoltaic systems were modeled in MatlabTM/SimulinkTM developing environment. Then, an analysis of the main advantages and disadvantages was conducted on the use of several modeling tools in photovoltaic systems optimization, as well as on the incorporation of artificial intelligence techniques to respond to the challenges this technology might face in the near future.

Through the making of this study, it was concluded that modeling is not only an useful tool to optimize photovoltaic systems, as it will surely become an indispensable tool to respond to this technology's new challenges. The modeling case study also allowed to determine its importance for education and investigation purposes. However, it should be noted that a model will always be an approximation to reality, and thus it calls for a permanent critical judgment to interpret its results.

Keywords: photovoltaic systems, optimization, modeling, operation, performance.

Índice

Agradecimentos.....	I
Resumo.....	III
Abstract	V
Índice.....	VII
Índice de Figuras	XI
Índice de Quadros.....	XVII
Lista de Abreviaturas	XIX
1 - Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objectivos do trabalho	8
1.3 - Estrutura da dissertação	9
2 - Sistemas Fotovoltaicos.....	10
2.1 - A célula fotovoltaica como base dos Sistemas Fotovoltaicos	10
2.1.1 - A célula fotovoltaica.....	10
2.1.2 - Parâmetros Característicos das Células Fotovoltaicas.....	11
2.1.3 - O módulo fotovoltaico.....	14
2.1.4 - O gerador fotovoltaico – Array	15
2.1.5 - A importância da radiação solar	16
2.1.6 - Influência da irradiância e temperatura no desempenho das células PV.....	17
2.2 - Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos.....	19
2.2.1 - Sistema flutuante	23
2.2.2 - Sistema Autónomo	25
2.2.3 - Acumuladores de Energia.....	27
2.2.4 - Sistema com regulador de carga da bateria	33

2.2.5 -	Inversor.....	34
2.2.6 -	Sistema completo.....	36
2.2.7 -	Sistema completo com conversor CC/CC (LPMP).....	36
2.2.8 -	Sistema conectado à rede.....	40
2.3 -	Optimização de Sistemas Fotovoltaicos	42
2.3.1 -	Factores que condicionam o desempenho dos Sistemas PV	44
2.3.2 -	Estado actual e tendências futuras na optimização de Sistemas PV.....	51
2.3.3 -	Utilização de Ferramentas de Modelação/Simulação.....	54
2.3.4 -	Técnicas de Inteligência Artificial em Sistemas PV	58
3 -	Modelação	62
3.1 -	Introdução à modelação	62
3.1.1 -	Conceitos chave.....	62
3.1.2 -	Tipos de modelos: contínuos, discretos e estatísticos.....	63
3.1.3 -	Introdução à Modelação de Sistemas Fotovoltaicos com Simulink TM	65
3.2 -	Modelo de Célula Fotovoltaica e Gerador Fotovoltaico.....	66
3.2.1 -	Modelo de Célula PV utilizado	66
3.2.2 -	Explicação da construção do modelo utilizado nas simulações	68
3.2.3 -	Modelo utilizado no Simulink TM	69
3.2.4 -	Modelo Ideal.....	71
3.3 -	Modelo da Bateria.....	72
4 -	Simulações	76
4.1 -	Determinação das Curvas Corrente/Potência-Tensão.....	76
4.1.1 -	Curvas I-V e P-V da célula – Método por controlo da carga	76
4.1.2 -	Curvas I-V e P-V da célula – Método por controlo da tensão.....	79
4.1.3 -	Simulação do funcionamento do sistema flutuante definindo o consumo	83

4.2 -	Análise aos ciclos de carga e descarga de uma bateria de acumuladores de chumbo-ácido	87
4.2.1 -	Simulação de ciclos de descarga de baterias de Chumbo-Ácido.....	87
4.2.2 -	Simulação de ciclos de carga (sem consumo)	90
4.3 -	Simulação de um Sistema Autónomo	92
4.4 -	Simulação de um Sistema Autónomo com Inversor	94
4.5 -	Considerações Finais	95
5 -	Conclusões	97
6 -	Lista de Referências	100

Índice de Figuras

Figura 1.1 – Recursos energéticos disponíveis (IEA, 2011a).	1
Figura 1.2 – Investimento em Investigação & Desenvolvimento da tecnologia PV (IEA, 2011a).....	2
Figura 1.3 – Investimento em Investigação & Desenvolvimento de Sistemas PV (IEA, 2011a).....	2
Figura 1.4 – Diagrama de Sankey de um sistema PV em Creta (Kymakis et al., 2009).....	4
Figura 1.5 – Diagrama causa-efeito no desempenho de sistemas PV (Luque & Hedegus, 2011).....	5
Figura 1.6 – Evolução da eficiência das células PV (NREL, 2012).	6
Figura 2.1 – Esquema de uma célula fotovoltaica típica de junção p-n (USDE, 2005).....	10
Figura 2.2 – Curva I-V de um módulo PV (Omran, 2010; Rekioua & Matagne, 2012).....	11
Figura 2.3 – Curva I-V típica de um diodo (Osorio, 2009).....	12
Figura 2.4 – Díodos de bloqueio num gerador fotovoltaico (Omran, 2010).....	12
Figura 2.5 – Curva P-V de um módulo fotovoltaico (Omran, 2010).	13
Figura 2.6 – Pontos típicos da curva I-V de um módulo PV (Rekioua & Matagne, 2012).	13
Figura 2.7 – Esquema de um módulo PV com 36 células conectadas em série (Dzimano, 2008)..	14
Figura 2.8 – Estrutura de um gerador fotovoltaico (<i>PV Array</i>) (Dzimano, 2008).....	15
Figura 2.9 – Irradiação solar - dependência da declinação e coordenadas geográficas (Luque & Hedegus, 2011).	16
Figura 2.10 – Relação entre Insolação e Irradiância solar (Rekioua & Matagne, 2012).	16
Figura 2.11 – Componentes da radiação solar (Luque & Hedegus, 2011).	17
Figura 2.12 – Curvas I-V e P-V da célula PV para diferentes valores de irradiância e temperatura constante (Omran, 2010).....	17
Figura 2.13 – Curvas I-V e P-V da célula PV para diferentes valores de temperatura e irradiância constante (Omran, 2010).....	18
Figura 2.14 – Classificação de Sistemas Fotovoltaicos (Dzimano, 2008).	20
Figura 2.15 – Classificação de Sistemas Fotovoltaicos (Luque & Hedegus, 2011).	21
Figura 2.16 – Esquema eléctrico do sistema flutuante (Murillo, 2003).	23

Figura 2.17 – Regime de funcionamento do sistema flutuante (Murillo, 2003)	23
Figura 2.18 – Sistema flutuante: irradiância e temperaturas nos módulos PV e tensão e corrente do circuito (Murillo, 2003).....	24
Figura 2.19 – Esquema eléctrico do sistema autónomo (Murillo, 2003).	25
Figura 2.20 – Regime de funcionamento do sistema autónomo (Murillo, 2003).	25
Figura 2.21 – Sistema autónomo: Tensão do sistema, corrente produzida pelos módulos PV, e corrente na bateria e nas cargas(Murillo, 2003).	26
Figura 2.22 – Evolução do nível de energia na bateria (Murillo, 2003).	27
Figura 2.23 – Relação da capacidade (Ah) com o tempo de descarga (h) (EU, 2004).	29
Figura 2.24 – Curvas de descarga de uma bateria de chumbo-ácido (Seeling-hochmuth, 1998).	29
Figura 2.25 – Ciclo de vida útil de acumuladores de Chumbo-Ácido (a negro) (EU, 2004).	30
Figura 2.26 – Esquema eléctrico do sistema com regulador de bateria (Murillo, 2003).....	33
Figura 2.27 – Regime de funcionamento com regulador de bateria (Murillo, 2003).	33
Figura 2.28 – Tensão e corrente da bateria e dos módulos PV (Murillo, 2003)	34
Figura 2.29 – Curva de eficiência de um inversor em função da carga (factor de potência) (Seeling-hochmuth, 1998).	35
Figura 2.30 – Esquema eléctrico do sistema completo (Murillo, 2003).	36
Figura 2.31 – Regime de funcionamento do sistema completo (Murillo, 2003).	36
Figura 2.32 – Esquema eléctrico do sistema completo com MPPT (Murillo, 2003).	38
Figura 2.33 – Pontos de funcionamento dos módulos, bateria e cargas (Murillo, 2003).	38
Figura 2.34 – Curvas de potência e corrente, e zona de trabalho do conversor (a verde). (Murillo, 2003).....	39
Figura 2.35 – Evolução da tensão nos módulos PV (a) e corrente de saída do conversor CC/CC (b) (Murillo, 2003).....	39
Figura 2.36 – Evolução da tensão e corrente à entrada do inversor (Murillo, 2003).	40
Figura 2.37 – Evolução da tensão e corrente à saída do inversor (Murillo, 2003).	40

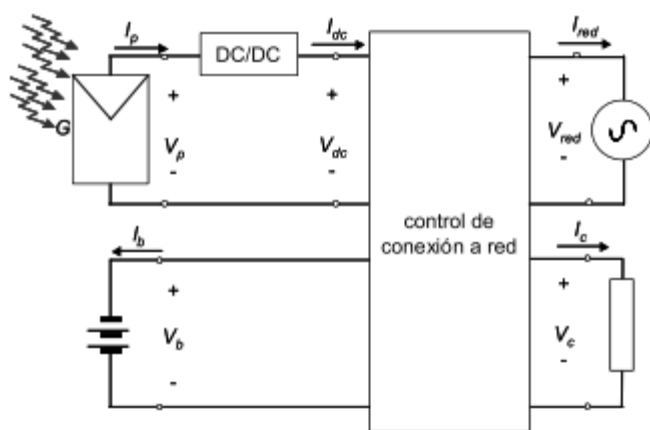


Figura 2.38 – Esquema eléctrico do sistema conectado à rede (Murillo, 2003).

.....	41
Figura 2.39 – Tipologias/Configurações de Sistemas PV ligados à rede (Omran, 2010).....	41
Figura 2.40 –Influência dos Factores Humanos no ciclo de vida dos Sistemas PV	44
Figura 2.41 –Influência dos Factores Tecnológicos no ciclo de vida dos Sistemas PV	44
Figura 2.42 –Componentes típicos principais dos Sistemas PV	45
Figura 2.43 – Produção diária de 20m ² de área de instalação PV numa pequena habitação com boa exposição solar (a verde), e respectivo consumo (a azul) (IEA, 2011a).	52
Figura 2.44 –Vendas de veículos eléctricos e veículos híbridos (IEA, 2011a).....	52
Figura 2.45 –Como os veículos eléctricos podem nivelar a curva de consumo (IEA, 2011a).	53
Figura 2.46 –Interface da aplicação PV Sol (TSDC, 2012).....	56
Figura 2.47 –Interface da aplicação PVCad (ISET, 2012).....	56
Figura 2.48 –Interface da aplicação DASTPVPS (Mayer, 2012).	57
Figura 2.49 –Interface da aplicação HOMER (HE, 2011).....	57
Figura 3.1 – Sistema contínuo (Brito & Teixeira, 2001).	63
Figura 3.2 – Diagrama de blocos de simulação (Brito & Teixeira, 2001).	64
Figura 3.3 – Sistema discreto (Brito & Teixeira, 2001).....	64
Figura 3.4 – Possíveis metodologias de simulação no Simulink TM (Osorio, 2009).....	65
Figura 3.5 – Circuito Equivalente da célula PV obtido da equação do modelo de dupla-exponencial (Gow & Manning, 1999).....	67

Figura 3.6 – Modelo de díodo único de uma célula PV (Omran, 2010).	68
Figura 3.7 – Processo de modelação da célula PV (Gow & Manning, 1999).	69
Figura 3.8 – Simulink TM - Modelo de 5 parâmetros da célula PV (I_{sc} e V_{oc}).	70
Figura 3.9 – Simulink TM - Modelo de 5 parâmetros da célula PV (I_s e I_{ph0}).	70
Figura 3.10 – Simulink TM - Modelo de 8 parâmetros da célula PV	70
Figura 3.11 – Curvas de descarga típicas de uma bateria (Simulink TM)	73
Figura 3.12 – Curva de carga de uma bateria (Simulink TM)	74
Figura 3.13 – Efeito de Histerese na carga/descarga das baterias de chumbo-ácido (Tremblay & Dessaint, 2009).	74
Figura 3.14 – Bloco do modelo de bateria (Simulink TM)	74
Figura 3.15 – Janela de parametrização do Modelo de Bateria	75
Figura 4.1 – Modelo utilizado para obter as curvas características da célula através da variação da carga (resistência).	77
Figura 4.2 – Curva de Tensão (V) da célula PV em função da resistência (Ω) da carga	77
Figura 4.3 – Curva de Corrente da célula PV em função da resistência (Ω) da carga	77
Figura 4.4 – Curva de potência da célula PV em função da resistência da carga	78
Figura 4.5 – Modelo utilizado para obter as curvas características da célula através da variação da tensão.	79
Figura 4.6 – Modelo utilizado para obter as curvas características de um módulo PV com 36 células.	80
Figura 4.7 – Curva I-V de um módulo com 36 células.	80
Figura 4.8 – Modelo utilizado para obtenção das curvas características de 2 módulos PV	81
Figura 4.9 – Curva I-V de dois módulos com 36 células cada.	81
Figura 4.10 – Efeito da Irradiância e da Temperatura na eficiência de um gerador PV.	82
Figura 4.11 – Modelo para controlo do sistemas flutuante através da variação da potência de consumo.	84
Figura 4.12 – Diagrama de carga do sistema flutuante para o período de simulação.	84
Figura 4.13 – Diagrama de carga do sistema flutuante para o período de simulação.	84

Figura 4.14 – Diagrama de carga do sistema flutuante para o período de simulação.....	85
Figura 4.15 – Potência pedida à célula.....	86
Figura 4.16 – Controlo de Resistência.....	86
Figura 4.17 – Resultado da simulação: Tensão, Corrente e Potência, de resposta da célula ...	86
Figura 4.18 – Curvas nominais de descarga de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	88
Figura 4.19 – Curvas de descarga a 5 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	89
Figura 4.20 – Curvas de descarga a 3 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	89
Figura 4.21 – Curvas de descarga a 2 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	89
Figura 4.22 – Curvas de descarga a 1 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	89
Figura 4.23 – Curvas de descarga a 0,5 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	89
Figura 4.24 – Curvas de descarga a 50 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.....	90
Figura 4.25 – Modelo - Simulação de ciclos de carga (sem consumo).....	90
Figura 4.26 – Simulação de ciclos de carga (sem consumo) $I_{rr}=1000W/m^2$ $EDC_i=50\%$	91
Figura 4.27 – Simulação de ciclos de carga (sem consumo) $I_{rr}=200W/m^2$ $EDC_i=50\%$	91
Figura 4.28 – Modelo de sistema autónomo	92
Figura 4.29 – Simulação de sistema autónomo: produção e consumo & propriedades da bateria ($I_{rr}=1000W/m^2$ $EDC_i=80\%$ $P_{cons}=100W$)	92
Figura 4.30 – Simulação de sistema autónomo: produção e consumo & propriedades da bateria ($I_{rr}=800W/m^2$ $EDC_i=50\%$ $P_{cons}=50W$)	93
Figura 4.31 – Modelo de sistema autónomo com inversor	94
Figura 4.32 – Simulação 1 - alimentação de carga em corrente alternada com recurso a um inversor: corrente e tensão no lado do consumo (esq.) & propriedades da bateria (dta.)	94
Figura 4.33 – Simulação 2 – Tensão de saída com amplitude de 325V (230 V RMS)	94

Índice de Quadros

Quadro 2.1 – Vantagens e desvantagens da utilização de energia fotovoltaica (adaptado de Luque & Hedegus, 2011).	21
Quadro 2.2 – Síntese das principais vantagens dos sistemas PV	42
Quadro 2.3 – Síntese das principais desvantagens dos sistemas PV	43
Quadro 2.4 –Factores gerais que condicionam o desempenho dos sistemas PV.	45
Quadro 2.5 –Factores que condicionam a captação e conversão da energia solar.....	48
Quadro 2.6 – Síntese - Factores condicionantes ao desempenho das baterias de acumuladores	50
Quadro 2.7 –Factores associados à conversão e distribuição de energia.	51

Lista de Abreviaturas

AC - corrente alternada.

Bateria - bateria de acumuladores electroquímicos.

BSF - Balanceamento do sistema fotovoltaico.

BUS – Barramento.

DC - corrente contínua.

SHER - Sistemas híbridos de energia renovável.

IA - inteligência artificial.

IEA – Agência Internacional de Energia.

Imp_p - Corrente no ponto de máxima potência.

I_{pv} - corrente da célula/módulo PV.

I_{sc} - Corrente de curto-circuito.

LCOE - Custo nivelado da electricidade produzida.

PMP - Ponto de Máxima Potência.

LPMP - Operação no ponto de máxima potência.

PV – Fotovoltaico / fotovoltaicos.

PV Array - Gerador Fotovoltaico.

EDC - estado de carga de uma bateria.

CTR - Condições de teste de referência.

VE – Veículos Eléctricos.

V_{mpp} - Tensão no ponto de máxima potência.

V_{oc} - Tensão de circuito aberto.

V_{pv} - tensão da célula/módulo PV.

1 - Introdução

1.1 - Enquadramento

Apesar da incerteza vivida, em relação às perspectivas de crescimento económico, como resultado da crise económica mundial que o mundo atravessa, a procura por energia primária cresceu 5% em 2010, levando as emissões de CO₂ a um novo máximo. É expectável que esta tendência de crescimento se mantenha, perspectivando-se um aumento de um terço do consumo, entre 2010 e 2035 (IEA, 2011b). O aumento do consumo e do preço dos combustíveis fósseis aliado aos problemas ambientais resultantes da sua utilização, tem vindo a favorecer nos últimos anos a utilização de tecnologias de energia renovável, de reduzido impacte ambiental, baixo custo, fácil fabrico, utilização e aceitação social (Dali, Belhadj, & Roboam, 2008).

A tecnologia fotovoltaica (PV) é disso um exemplo: produz energia eléctrica a partir da fonte de energia mais abundante, limpa e inesgotável à nossa escala temporal: a energia solar (Dzimano, 2008; IEA, 2011a) (Figura 1.1); o seu custo tem vindo a baixar intensamente, e têm recebido uma grande aceitação por parte dos consumidores e sociedade em geral (Luque & Hedegus, 2011).

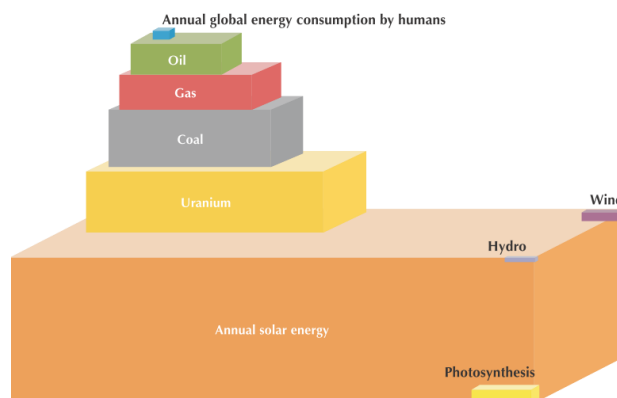


Figura 1.1 – Recursos energéticos disponíveis (IEA, 2011a).

Explica-se assim que nas últimas décadas se tenha assistido a um desenvolvimento notável da tecnologia fotovoltaica, demonstrado pelo aumento do investimento em investigação e desenvolvimento (Figura 1.2), pelo crescente número de publicações científicas, e elevado número de instalações operacionais a nível mundial (Gilman, Lilienthal, & Lambert, 2006).

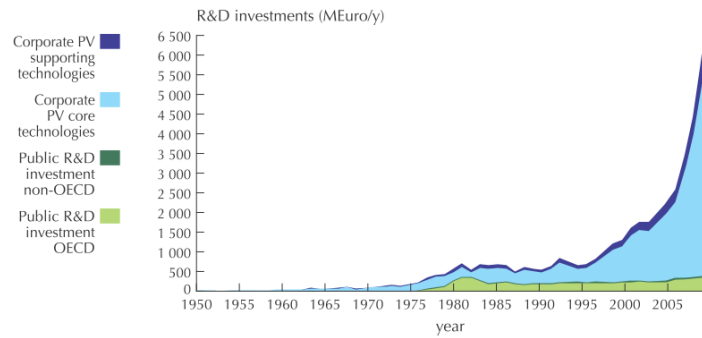


Figura 1.2 – Investimento em Investigação & Desenvolvimento da tecnologia PV (IEA, 2011a).

De facto, a taxa da “curva de aprendizagem”¹ dos módulos PV tem sido a mais elevada de qualquer tecnologia do sector energético nas ultimas décadas: 19.3% entre 1976 e 2010 (Figura 1.3). Tal deve-se em parte ao facto desta «tecnologia ser uma *spin-off* da tecnologia de semicondutores», com elevadas taxas de aprendizagem² (IEA, 2011a).

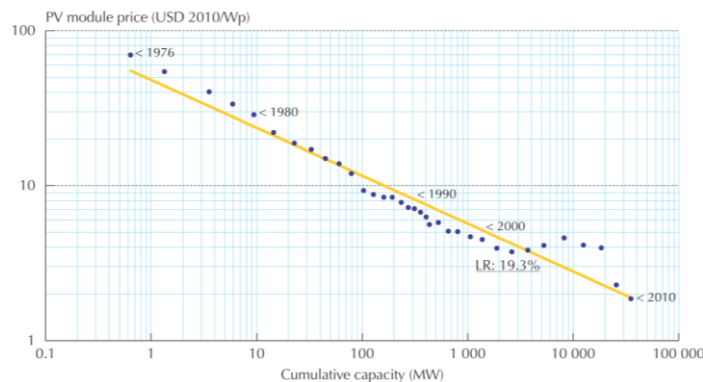


Figura 1.3 – Investimento em Investigação & Desenvolvimento de Sistemas PV (IEA, 2011a).

O custo dos módulos PV tem vindo a baixar 20% cada vez que a capacidade instalada duplica (IEA, 2011a). À taxa actual o seu custo poderá atingir US 1\$ /W, quando a capacidade instalada crescer mais uma ordem de magnitude (de 100.000 para 1.000.000 de MW) (Luque & Hedegus, 2011).

A agência internacional de energia (IEA) encara esta tecnologia como uma das mais promissoras, esperando num cenário de promoção da sua utilização que esta possa, em 2050, representar 20% da produção eléctrica mundial, o equivalente a 18000 TWh (IEA, 2011a).

Contudo, apesar de se verificar uma redução dos custos e aumento da eficiência dos módulos fotovoltaicos, tal não significa que o mesmo suceda para os restantes componentes dos

¹ A curva de aprendizagem, é um método utilizado para prever a evolução do custo de um bem.

² As taxas de aprendizagem para a tecnologia de condutores são das mais elevadas: i.e. 45% para chips de memórias DRAM, e 35% para LCDs (IEA, 2011a). Taxa de aprendizagem: 1% para Hidroeléctricas, 5% para biomassa e geotérmica, 7% para a eólica offshore..

sistemas PV. Os sistemas PV são na maior parte das aplicações compostos por equipamentos com distintas tecnologias, níveis de maturidade, custo e fiabilidade. Assim, nem todos os componentes do sistema têm o mesmo nível de maturidade tecnológica dos módulos PV (Luque & Hedegus, 2011).

No conjunto dos seus elementos, estes sistemas ainda enfrentam obstáculos que impedem a sua disseminação massiva, nomeadamente o seu custo, e baixa eficiência global, reflectida no preço por kWh de energia produzida (Omran, 2010).

De facto, o indicador mais adequado para comparação entre tecnologias de produção energética, é o valor total de custo de produção e fornecimento de electricidade ao consumidor até ao final do ciclo de vida de cada tecnologia (LCOE³). O LCOE contabiliza já a eficiência global de todo o sistema.

Os motivos pelos quais o LCOE é ainda elevado nos sistemas PV, está relacionado com os seguintes factores:

- à natureza intermitente da produção de energia, dependente da irradiação solar, que condiciona a fiabilidade no fornecimento de energia. Esta obriga, nas aplicações autónomas, a recorrer a equipamentos de acumulação da energia, normalmente baterias, resultando o processo de acumulação em perdas que afectam o rendimento do sistema.
- para obter a máxima produção do gerador fotovoltaico é necessário recorrer a a conversores CC/CC comandados por controladores electrónicos para controlo da tensão de operação em função das condições de temperatura e irradiância exteriores.
- para possibilitar ainda a utilização de aparelhos eléctricos alimentados pelas redes comuns de distribuição torna-se também necessário recorrer a conversores (inversores e transformadores) para converter a corrente contínua produzida pelos geradores fotovoltaicos, em corrente alternada, e transformar também a tensão de saída do sistema.
- em sistemas fotovoltaicos (PV) que possibilitem a injeção da electricidade produzida à rede de distribuição, é necessário recorrer a inversores com as características adequadas para efectuar o sincronismo com a rede. Sem esquecer a necessidade de equipar o sistema com os dispositivos de protecção adequados.

³ O custo global de electricidade, ou *Levelised cost of electricity* (€/kWh), é o indicador utilizado para comparar o custo da electricidade produzida por diferentes tecnologias. Cobre todos os investimentos e custos operacionais ao longo da vida do sistema, incluindo os combustíveis consumidos e a substituição de equipamentos (IEA, 2011a).

Apercebemo-nos assim do grau de complexidade que um sistema fotovoltaico pode alcançar, e das inúmeras variáveis que condicionam a sua operação e desempenho.

Como veremos em maior pormenor ao longo deste trabalho, são diversos os factores que condicionam a desempenho de um sistema PV:

1. factores ambientais (externos);
2. factores internos intrinsecos à tecnologia dos seus equipamentos constituintes;
3. factores relacionados com a relação utilizador-tecnologia.

Relativamente aos primeiros (1 e 2), podemos observar como exemplo na Figura 1.4 os efeitos a nível da perda de eficiência global, para o caso de um sistema PV conectado à rede para venda de energia (sem acumulação). Neste exemplo, mesmo sem a existência de dispositivos de acumulação, apercebemo-nos do número de variáveis que estão envolvidos, no computo da desempenho global do sistema.

Analisando a figura, observa-se que deve-se em primeiro lugar, considerar a quantidade de energia que chega à superfície dos módulos solares (irradiância) antes de ocorrer o processo de conversão fotoelétrico. Esta varia ao longo do dia consoante o local e a hora (latitude e longitude), com o grau de inclinação do colector, e também ao longo do ano, consoante o movimento aparente do sol.

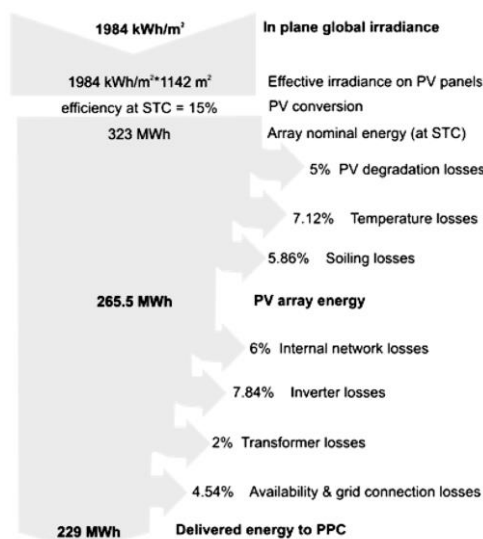


Figura 1.4 – Diagrama de Sankey de um sistema PV em Creta (Kymakis et al., 2009).

O processo de conversão, determinado pela eficiência da célula, tem um rendimento de apenas 15%⁴, significando que 85% da energia proveniente da irradiância que incide sobre os

⁴ Em condições de teste de referência (STC) (ver Anexo I.2)

módulos é “desperdiçada”. Para além do nível de irradiância existem ainda outros factores ambientais externos, como a temperatura, e o vento, que condicionam o desempenho das células, como veremos adiante (Cap. 2.1).

Após conversão fotovoltaica, do total de energia eléctrica produzida pelas células há que subtrair as perdas nos módulos: perdas internas por degradação nos módulos (5%), perdas térmicas (7,12%), e perdas por acumulação de poeiras nos módulos (5,86%). Assim, da energia convertida no processo fotovoltaico, apenas 82% (produção líquida) “sai” realmente do campo de geradores.

Contudo, entre o gerador, e as cargas, ocorrem ainda perdas adicionais: perdas internas na rede do lado da produção (6%), perdas na conversão para corrente alternada, nos inversores (7,84%), perdas na transformação da tensão (2%), e ainda as perdas na rede de distribuição (4,54%). Do total de energia eléctrica líquida produzida pelos geradores, apenas 80% chega ao consumo final (Kymakis et al., 2009). Ainda se considerarmos todo o processo de produção, distribuição e consumo, as perdas atingem os 38% do total de energia produzida pelas células PV, como vimos no exemplo anterior. No caso de sistemas com acumulação de energia com baterias há que considerar ainda as perdas associadas aos ciclos de carga e descarga.

Por ultimo, para além dos factores ambientais e tecnológicos, existem ainda factores relacionados com a interface utilizador-tecnologia (Figura 1.5), como o dimensionamento, a instalação, o controlo da carga de baterias, a manutenção, os factores ambientais externos, a operação, o transporte e ainda a logística de aquisição, que influenciam o desempenho de um sistema (Luque & Hedegus, 2011).

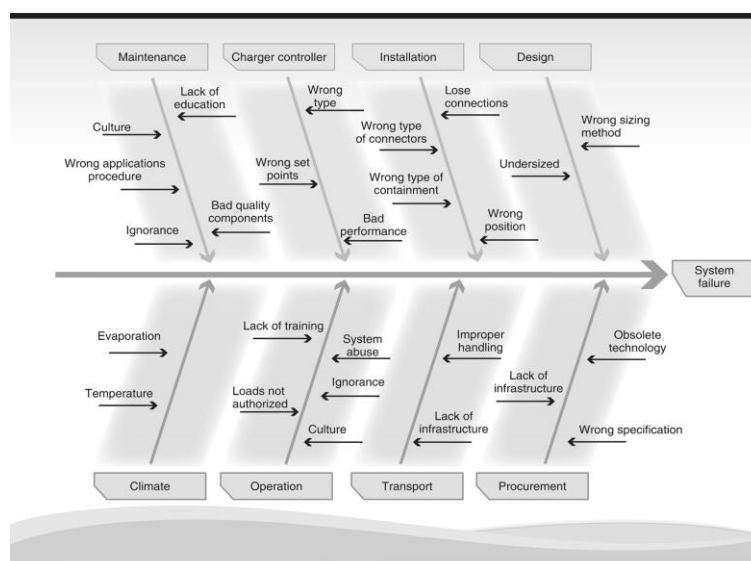


Figura 1.5 – Diagrama causa-efeito no desempenho de sistemas PV (Luque & Hedegus, 2011).

De facto, tendo em conta o referido, muito pouca atenção tem sido dada aos equipamentos responsáveis pelo balanceamento do sistema fotovoltaico (BSF⁵), nomeadamente a nível do seu desenvolvimento, e promoção de sinergias entre estes (gerador, acumulador, e equipamentos de electrónica de potência e controlo), assim como aos factores externos, e de relação utilizador-tecnologia.

As “baterias solares”, por exemplo, são consideradas o elo mais fraco destes sistemas (Seeling-hochmuth, 1998), pois utilizam ainda a tecnologia de chumbo-ácido, com mais de 100 anos, que não foi desenvolvida especificamente para a aplicação a sistemas PV (Luque & Hedegus, 2011).

Considerando todos estes factores, e o facto da eficiência das células fotovoltaicas, alcançar actualmente, na melhor situação (NREL, 2012); 43% em células de multijunção com concentração solar, 29,1% para células com uma única junção de GaAs, 27,6 e 25% para células cristalinas de silício com, e sem concentração respectivamente, 20,3% para tecnologias de filme fino, e dentro das tecnologias mais recentes: 11,8% para dye-sensitized, e 10% para células orgânicas, faz sentido que seja aproveitada ao máximo toda a energia que seja por elas produzida (Figura 1.6).

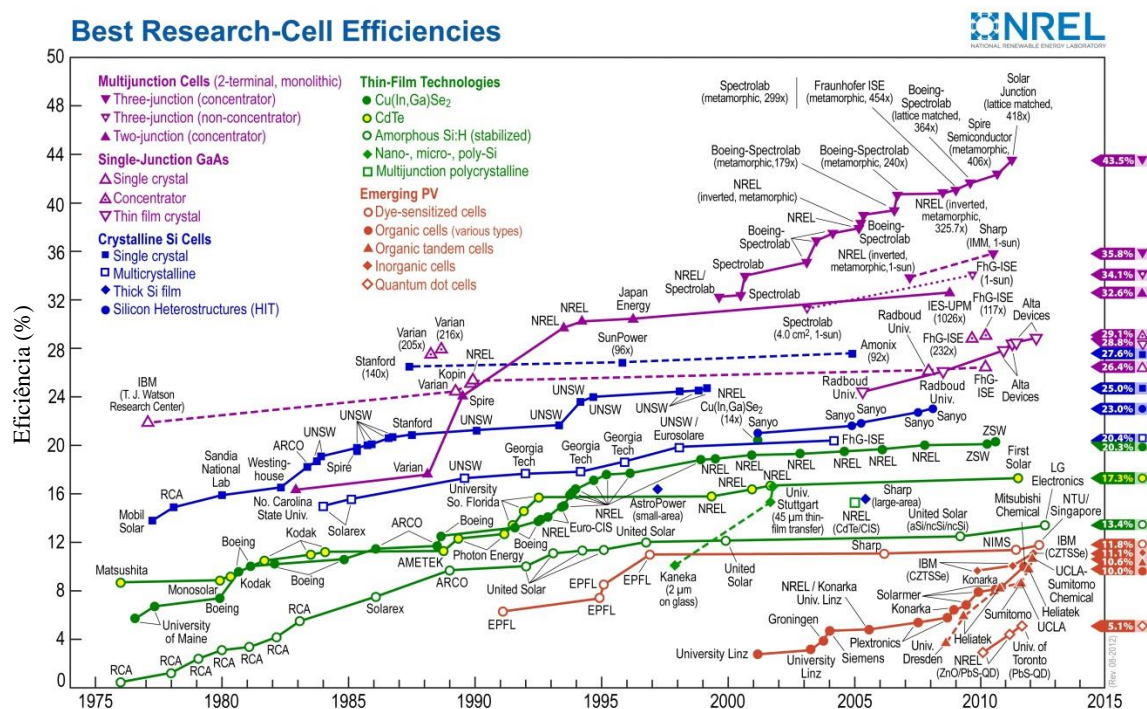


Figura 1.6 – Evolução da eficiência das células PV (NREL, 2012).

⁵ Ou BOS na sigla anglosaxónica referente a *Balance of System*

De facto, comparativamente ao forte investimento para melhoria da relação custo-eficiência das células fotovoltaicas, pouco tem sido feito para otimizar os sistemas como um todo, o que se deverá à complexidade destes sistemas.

Contudo, utilizando o potencial computacional disponível nos dias de hoje, é já possível lidar com sistemas deste nível de complexidade, recorrendo à sua modelação e simulação. Neste sentido têm-se vindo a recorrer a técnicas de modelação, resultando no desenvolvimento de aplicações informáticas que permitem modelar e simular o desempenho destes sistemas.

1.2 - Objectivos do trabalho

O objectivo desta dissertação é o de avaliar o potencial de utilização da modelação e simulação para optimização dos sistemas fotovoltaicos como um todo, identificando as principais vantagens e desvantagens da sua utilização.

Como objectivos específicos propôs-se:

- inferir sobre o modo como a modelação poderá contribuir para a optimização dos sistemas fotovoltaicos, e quais os principais condicionantes.
- elucidar sobre as vantagens da modelação, e utilização de aplicações informáticas em geral pode trazer nas aplicações energéticas em geral, e nos sistemas fotovoltaicos em particular.
- identificar as limitações e cuidados a ter na modelação e simulação.
- avaliar o potencial da modelação, como um método de ensino para ensino e investigação.

Para o efeito, em primeiro lugar foram identificados os principais factores que condicionam o desempenho destes sistemas recorrendo ao estudo dos sistemas fotovoltaicos na bibliografia especializada. Em segundo lugar, e como caso prático de estudo, procedeu-se à modelação de algumas configurações de sistemas PV, e respectivos componentes em ambiente MatlabTM/SimulinkTM, tendo para isso sido necessário estudar esta aplicação de programação/simulação, e os modelos dos componentes dos sistemas PV. Por último foram analisadas as vantagens e desvantagens da utilização de diversas ferramentas de modelação e optimização de sistemas PV.

1.3 - Estrutura da dissertação

A dissertação pode-se considerar dividida em duas partes: uma parte inicial de desenvolvimento teórico, na qual é feita a apresentação dos sistemas fotovoltaicos, e identificação dos principais factores de optimização; e uma parte prática, correspondente ao trabalho de simulação de sistemas fotovoltaicos realizado. Por último apresenta-se um capítulo com as tendências/estado de arte da optimização, finalizando com as conclusões do trabalho.

No Capítulo 1 é feita um breve enquadramento aos sistemas fotovoltaicos, e são referidos os objectivos e estrutura do trabalho. O segundo capítulo inicia-se com a introdução aos princípios chave subjacentes à tecnologia fotovoltaica (Cap 2.1). A partir da descrição da célula fotovoltaica - o elemento base do gerador fotovoltaico – é introduzido o princípio fotovoltaico, são apresentadas as curvas de corrente-tensão, e as principais condicionantes ao desempenho da célula e módulos PV: a irradiância e a temperatura de operação.

No capítulo 0 é feita uma introdução aos sistemas fotovoltaicos do ponto de vista tecnológico. Para facilitar a compreensão dos diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos, e das condicionantes à sua operação, apresentam-se sequencialmente, segundo o seu grau de complexidade, diversas configurações de sistemas PV.

Inicia-se a descrição partindo da configuração mais simples (gerador conectado directamente à carga), até chegar, através da introdução de elementos adicionais (bateria, reguladores de carga, etc.) a configurações mais complexas. Em cada sistema apresentado, são discutidas as suas valências e constrangimentos adicionais, (comparativamente aos anteriores), introduzindo os conceitos/critérios necessários para a compreensão da problemática do controlo e optimização destes sistemas.

No capítulo 2.3, é realizada inicialmente uma análise aos vários factores que condicionam o desempenho os sistemas PV. É então abordado o estado actual e tendências na optimização destes sistemas, e são estudadas algumas ferramentas de simulação, assim como o estado da arte da utilização de técnicas de inteligência artificial em sistemas fotovoltaicos.

No capítulo 2.3, apresentam-se conceitos de modelação, e os principais modelos dos sistemas utilizados. Os resultados da modelação (simulações) são apresentados no capítulo 4.

Por último, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do trabalho efectuado no âmbito desta dissertação.

2 - Sistemas Fotovoltaicos

2.1 - A célula fotovoltaica como base dos Sistemas Fotovoltaicos

2.1.1 - A célula fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo semiconductor que converte a energia solar em corrente contínua através do efeito fotovoltaico (Seeling-hochmuth, 1998).

As células fotovoltaicas geram electricidade quando iluminadas por luz solar ou artificial. A energia solar fotovoltaica é obtida através da conversão da radiação solar em electricidade através do efeito fotovoltaico. O efeito fotovoltaico, descoberto em 1839 por Edmond Becquerel, consiste na criação de uma diferença de potencial nos extremos de uma estrutura de material semi-condutor⁶, produzido pela absorção de luz (Abrão, 2011). Estas contêm uma junção entre dois tipos de materiais diferentes na qual se gera um campo eléctrico.

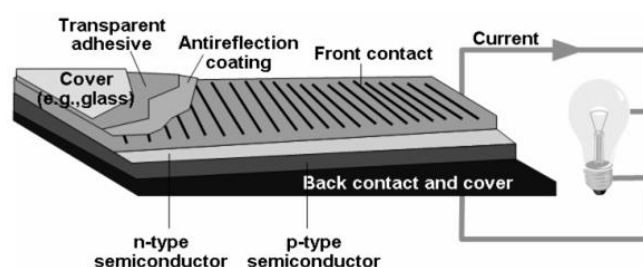


Figura 2.1 – Esquema de uma célula fotovoltaica típica de junção p-n (USDE, 2005).

Apesar da teoria de semicondutores se encontrar fora do âmbito da maioria dos artigos e dissertações encontradas, incluindo desta dissertação, aconselha-se a análise do trabalho de (Mark, Gray, & Alam, 2011) da Universidade de Purdue, sintetizado num *webinar* sobre a teoria dos semicondutores de células PV, que explica estes conceitos avançados de forma clara e compreensível.

⁶ Seria exaustivo, e fora de âmbito deste trabalho, descrever em detalhe o processo de conversão fotovoltaica. Contudo, para obter mais informação sugere-se a consulta do trabalho de Mark et al. (2011), referido na bibliografia.

2.1.2 - Parâmetros Característicos das Células Fotovoltaicas

Cada célula ou módulo fotovoltaico tem uma relação corrente-tensão típica que é dada pela respectiva curva I-V (Seeling-hochmuth, 1998) (Figura 2.2).

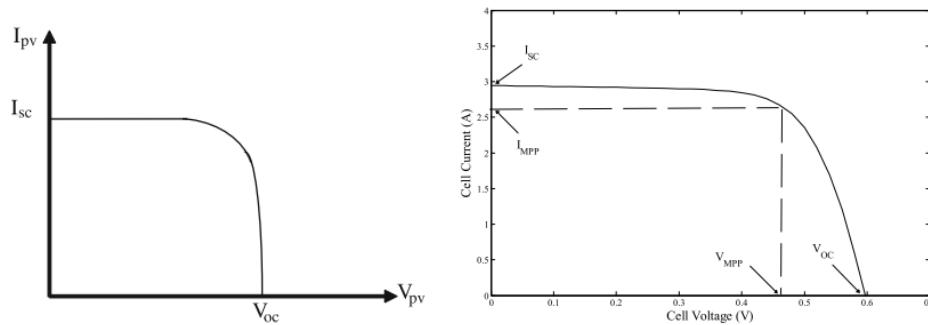


Figura 2.2 –Curva I-V de um módulo PV (Omran, 2010; Rekioua & Matagne, 2012).

Existem alguns parâmetros típicos da curva I-V importantes para caracterizar uma célula ou módulo fotovoltaico: a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito-aberto (V_{oc}). A corrente de curto-circuito é medida fazendo um curto-circuito (*shunt*) aos terminais da célula e corresponde à corrente quando a tensão na célula é nula ($V_{pv}=0$). A tensão de circuito-aberto é a tensão quando a corrente é nula ($I_{pv}=0$) (Rekioua & Matagne, 2012).

Como se pode observar na Figura 2.2 a corrente mantém-se aproximadamente constante desde o ponto de curto-circuito I_{sc} até um determinado valor de resistência da carga. A partir desse ponto o valor da corrente diminui acentuadamente, até se anular no ponto de tensão máxima, V_{oc} (correspondente ao ponto em que o circuito se encontra aberto). Este valor de tensão pode ser medido nos contactos da célula⁷. Como veremos adiante, no capítulo de simulação, os valores da curva I-V podem ser calculados recorrendo a uma resistência variável (potenciômetro), um voltímetro e um amperímetro (Pereira & Oliveira, 2011).

A potência máxima que é possível fornecer por um gerador fotovoltaico é obtida através da seguinte expressão:

$$P_{pv} = V_{pv} \cdot I_{pv} \quad (\text{W}) \quad (\text{Eq. 2.1})$$

Sendo produzida energia sempre que (valores de potência positivos) sempre que V_{pv} satisfaça a seguinte condição:

$$0 < V_{pv} < V_{oc} \quad (\text{Eq. 2.2})$$

⁷ O V_{oc} toma normalmente o valor de 0,6V para a maior parte das células (Pereira & Oliveira, 2011)

Uma vez que a célula PV tem um comportamento semelhante ao de um díodo⁸ (Figura 2.5), fora deste intervalo, ou seja, para valores de tensão negativos, a célula actua como uma carga, dissipando energia.

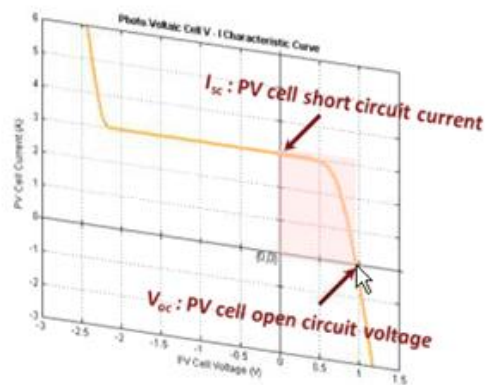


Figura 2.3 – Curva I-V típica de um díodo (Osorio, 2009).

Assim, a célula actuará como carga resistiva quando a irradiância for insuficiente para a polarizar: em situações de sombreamento, ou nos períodos nocturnos. Para evitar que tal suceda são utilizados nos módulos fotovoltaicos díodos de *bypass* em anti-paralelo (Figura 2.4), para permitir que a corrente se “desvie” das células obscurecidas evitando o seu sobreaquecimento (Pereira & Oliveira, 2011).

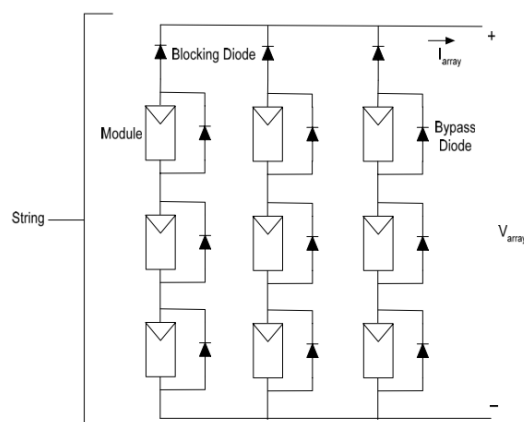


Figura 2.4 – Díodos de bloqueio num gerador fotovoltaico (Omran, 2010).

Em caso de falha, ou não existência dos díodos de bypass, as células actuam como resistência, recebendo e dissipando termicamente toda a corrente produzida pelas células a montante, o que dá origem à criação de pontos quentes que danificam, e afectam severamente a operação do módulo.

⁸ Podendo ser utilizada a equação de Schockley-Read para modelar o seu comportamento (ver Cap. 3.2).

- Como vemos, o sombreamento pode ser um dos factores responsáveis pela redução do desempenho dos módulos, e por conseguinte de todo o sistema PV⁹.

Através da equação anterior (Eq. 2.1) obtêm-se a curva que relaciona a potência produzida pela célula ou módulo solar, em função da sua tensão (Figura 2.5):

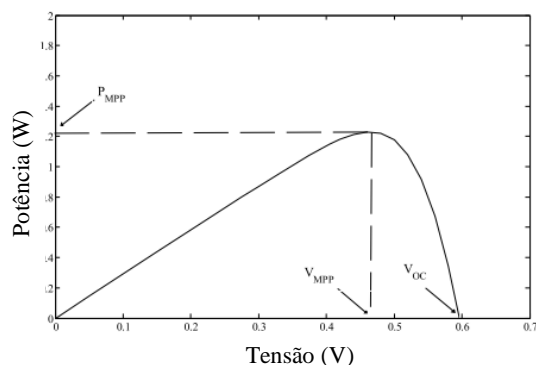


Figura 2.5 – Curva P-V de um módulo fotovoltaico (Omran, 2010).

O ponto da curva no qual a potência gerada pelo gerador é máxima é denominado por ponto de potência máxima, ou *Maximum Power Point* (MPP). Os valores correspondentes de V_{pv} e I_{pv} são chamados de V_{mpp} e I_{mpp} (Figura 2.6). Neste ponto o valor de potência é designado P_{mpp} (Rekioua & Matagne, 2012).

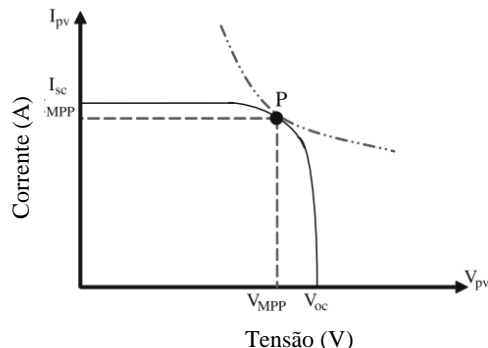


Figura 2.6 – Pontos típicos da curva I-V de um módulo PV (Rekioua & Matagne, 2012).

A potência máxima produzida pela célula pode ser obtida através da Eq. 2.3.

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (\text{Eq. 2.3})$$

Conclui-se assim que para a gama de tensões na qual operam a célula, ou módulo PV, existe um valor de tensão e corrente (um ponto característico da curva I-V) no qual a produção eléctrica é máxima. Assim a produção de uma célula, ou módulo, pode ser controlada em função da tensão na qual opera.

⁹ Esta falha enquadra-se na categoria 3 (factores de relação homem-tecnologia), referida na introdução.

- O controlo da tensão de funcionamento da célula, módulo, ou gerador PV é um dos factores tecnológicos de optimização.

Como veremos adiante, a maximização da produção eléctrica dependerá também da irradiância e temperatura (factores ambientais externos).

A eficiência de conversão de um módulo ou célula fotovoltaica corresponde à razão entre a energia convertida para energia eléctrica, e a energia da luz solar recebida, pelo que, como vimos dependerá directamente do ponto de funcionamento (tensão) da célula. Ou seja, se a célula/módulo operar no ponto MPP a sua eficiência será máxima.

- A eficiência de uma célula PV depende do ponto da curva I-V no qual esta opera.

2.1.3 - O módulo fotovoltaico

Os módulos comerciais são compostos normalmente por 36 ou 72 células conectadas em série (Figura 2.7), de forma a elevar a sua tensão, e assim a potência debitada. Uma vez que a tensão em circuito aberto de uma célula comercial é de 0,6 V, a tensão de cada módulo em circuito aberto poderá ser da ordem dos 20 V ou 40 V (Pereira & Oliveira, 2011).

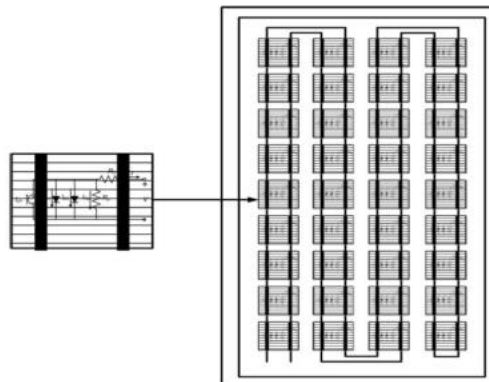


Figura 2.7 – Esquema de um módulo PV com 36 células conectadas em série (Dzimano, 2008).

Numa ligação em série a mesma corrente flui por todas as células, e a tensão nos terminais de um módulo corresponde à soma das tensões individuais de cada célula. Por outro lado, quando as células são ligadas em paralelo, a corrente será a soma da corrente de cada célula individual, e a tensão será equivalente à tensão de uma única célula (Dzimano, 2008). A potência do módulo, em condições de referência é variável entre 10 e 150 W e o seu tamanho entre 0,2 a 1,5 m² (Pereira & Oliveira, 2011).

O módulo tem também como função proteger as células individuais da água, da sujidade, e outros elementos, cumprindo também a função de protecção mecânica, sendo que as células são colocadas no módulo numa estrutura com uma ou duas lâminas de vidro.

2.1.4 - O gerador fotovoltaico – Array

Um gerador fotovoltaico, ou *array*, é uma estrutura que consiste num número de módulos conectados para fornecer energia eléctrica para uma determinada aplicação. Os geradores podem variar em potência de poucas centenas de *watts* a centenas de *quilowatts* (Dzimano, 2008). Como vimos, as células são ligadas em série para formar um módulo fotovoltaico. Para aumentar a tensão os módulos podem ser ligados em série formando uma fileira (*string*). Por último, para aumentar a corrente as fileiras podem ser ligadas em paralelo formando um *array*, conhecido por gerador fotovoltaico. O número de módulos em cada fileira é definido em função da tensão requerida para o gerador (Figura 2.8). Do mesmo modo que o número de fileiras em paralelo é definido de acordo com a corrente necessária ser fornecida pelo elemento gerador (Omran, 2010).

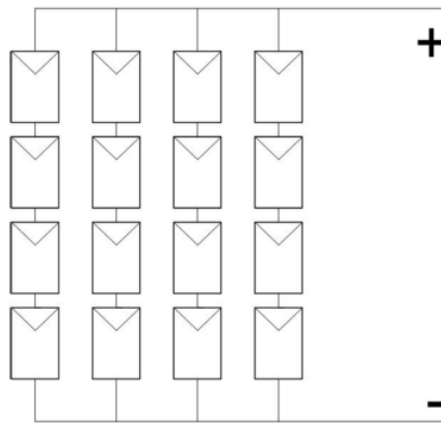


Figura 2.8 – Estrutura de um gerador fotovoltaico (*PV Array*) (Dzimano, 2008)

Assim, a corrente e tensão para n módulos conectados em série é dada por:

$$I_{série} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (\text{Eq. 2.4})$$

$$V_{série} = \sum_{j=1}^n V_j = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (\text{Eq. 2.5})$$

A corrente, e tensão, para m módulos conectados em paralelo é dada por:

$$I_{paralelo} = \sum_{j=1}^m I_j = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (\text{Eq. 2.6})$$

$$V_{paralelo} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (\text{Eq. 2.7})$$

Com a **associação de módulos em série** obtêm-se valores de tensão mais elevados, mas a corrente mantém-se. Por outro lado, com a **associação de módulos em paralelo** obtêm-se valores de corrente mais elevados, mas a tensão mantém-se.

2.1.5 - A importância da radiação solar

Como seria de prever, o nível de irradiação solar afecta o desempenho da célula e módulos PV. Como vimos, a quantidade de irradiação solar recebida numa superfície num determinado local depende de vários factores: da localização geográfica¹⁰, da hora do dia, da estação do ano, da morfologia e do clima local (Figura 2.9) (Dzimano, 2008).

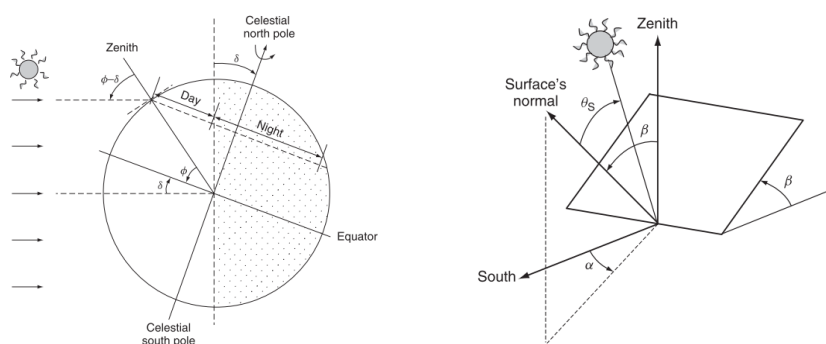


Figura 2.9 – Irradiação solar - dependência da declinação e coordenadas geográficas (Luque & Hedegus, 2011).

A irradiação¹¹ mede a radiação solar recebida numa determinada área de superfície num determinado período (i.e. kWh/m² por dia e corresponde ao integral no tempo da irradiância (Rekioua & Matagne, 2012). A irradiância corresponde à quantidade instantânea de fluxo solar incidente numa superfície (kW/m²) (Figura 2.10).

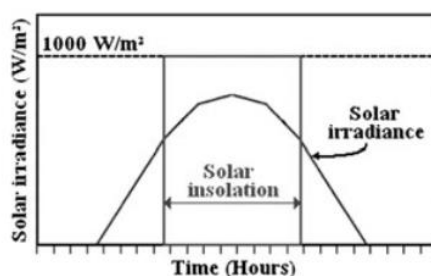


Figura 2.10 – Relação entre Insolação e Irradiância solar (Rekioua & Matagne, 2012).

¹⁰ Uma vez que o ângulo de incidência da luz numa determinada superfície irá depender da sua orientação (da latitude).

¹¹ A insolação é outro nome dado à irradiação, sendo normalmente expresso em horas de radiação “padrão” de 1 kW/m².

A densidade de radiação no exterior da atmosfera corresponde a 1.373 kW/m^2 , mas apenas 1 kW/m^2 chega à superfície terrestre (Figura 2.11).

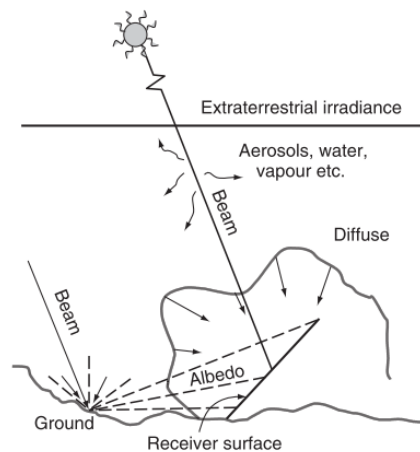


Figura 2.11 – Componentes da radiação solar (Luque & Hedegus, 2011).

A irradiação incidente numa dada superfície, e o seu espectro, variará assim também de acordo com as condições climáticas: i.e. nebulosidade, composição de gases da atmosfera.

A irradiação (ou irradiância), é juntamente com a temperatura de operação da célula, um dos parâmetros ambientais externos que condicionam o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Assim, o conhecimento da radiação solar é dos factores mais preponderantes a ter em conta na modelação, e optimização de sistemas fotovoltaicos (ver Cap. 2.3.4.4).

2.1.6 - Influência da irradiância e temperatura no desempenho das células PV

As características eléctricas de uma célula fotovoltaica dependem fundamentalmente da irradiância e da temperatura à qual a célula se encontrar exposta. Nas figuras seguintes (Figuras 2.12 e 2.13) podemos observar o efeito da irradiância e da temperatura no comportamento da célula através da análise das curvas corrente-tensão (I-V).

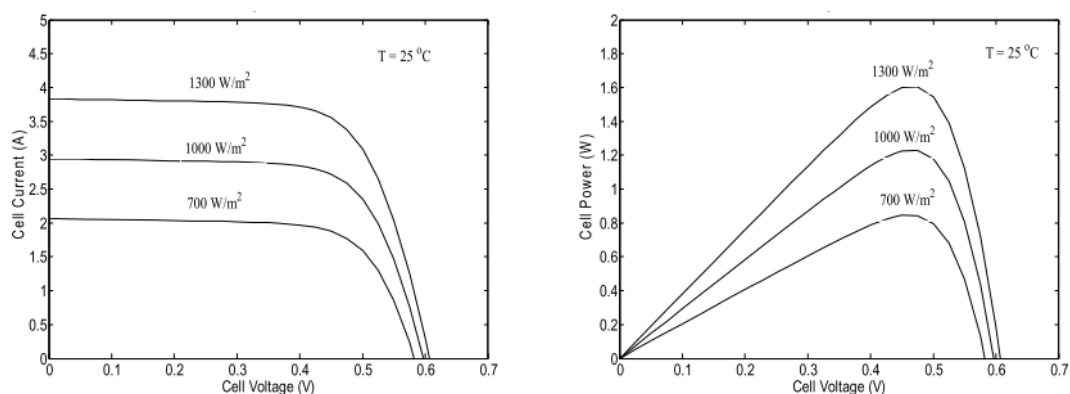


Figura 2.12 – Curvas I-V e P-V da célula PV para diferentes valores de irradiância e temperatura constante (Omran, 2010)

Como podemos observar na Figura 2.12, para a mesma temperatura de operação, o aumento da irradiância provoca, um aumento linear da intensidade de corrente na zona linear da curva (aumento da corrente de curto-circuito, I_{sc}). No entanto, a tensão de circuito aberto (V_{oc}) apenas aumenta ligeiramente com a elevação da irradiância.

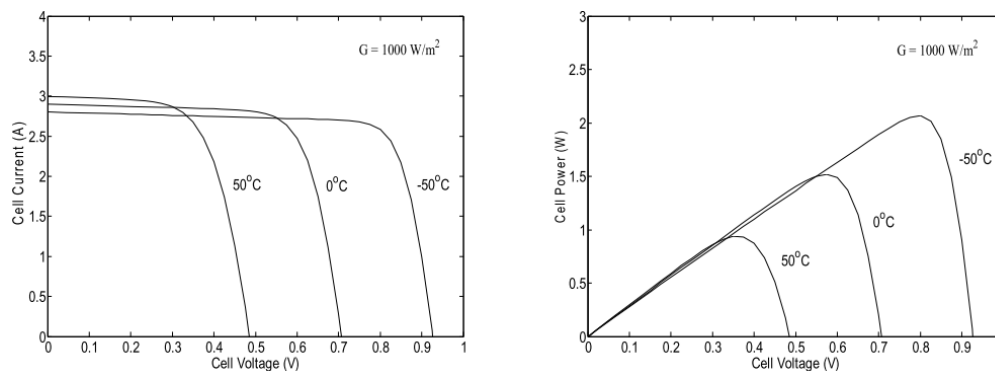


Figura 2.13 – Curvas I-V e P-V da célula PV para diferentes valores de temperatura e irradiância constante (Omran, 2010)

Por outro lado, o aumento de temperatura, para o mesmo valor de irradiância, provoca uma diminuição significativa da tensão de circuito-aberto, V_{oc} , reduzindo a gama de tensão de operação na qual o valor de corrente da curva tem um comportamento linear (constante). Verifica-se também um aumento muito ligeiro da corrente na zona linear da curva (Figura 2.13).

A temperatura é um parâmetro importante no funcionamento de qualquer sistema PV pois as células têm tendência a aquecer devido à exposição directa à radiação solar. Para além disso, internamente, parte da energia captada não é transformada em energia eléctrica sendo dissipada sob a forma de calor. Por este motivo, a temperatura de operação da célula é sempre mais elevada do que a temperatura ambiente.

No verão, devido ao aumento de temperatura, pode-se verificar uma diminuição na potência produzida de 35%, sendo que para evitar este fenómeno os módulos devem ser capazes de dissipar o calor para o exterior (Pereira & Oliveira, 2011).

- A temperatura é outro dos factores ambientais (externos) que condiciona o desempenho das células e módulos PV.

2.2 - Introdução aos Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos mudaram a forma como pensamos acerca da energia. Esta tecnologia provou ser possível gerar electricidade para o homem numa variedade de aplicações, escalas, climas e localizações geográficas. Estes sistemas tanto podem fornecer energia a uma família de agricultores localizados numa zona remota sem acesso à electricidade, bombeando água para consumo próprio ou de animais, ou fornecer electricidade a estações de comunicações em zonas remotas sem ser necessário construir uma estrada. Podem também permitir a uma família na cidade produzir parte do seu consumo anual, e ainda vender electricidade à rede. Do espaço, até ao sector dos transportes podemos encontrar aplicações dos sistemas fotovoltaicos.

Para além disso a energia produzida tem a vantagem de ser “silenciosa”, ter baixos custos de manutenção e não depender do abastecimento de combustíveis (Seeling-hochmuth, 1998).

A tecnologia PV fornece neste momento energia a cerca de 10% da população mundial rural sem acesso à rede (Luque & Hedegus, 2011). Outra evidência que demonstra a importância dos sistemas fotovoltaicos, é o facto de o mercado dos módulos PV ter multiplicado mais de 20 vezes na década entre 1998 e 2008 (Luque & Hedegus, 2011) sendo a tecnologia de produção de energia com crescimento mais rápido nos últimos dez anos (IEA, 2011a).

Os sistemas PV podem ser instalados também como sistemas híbridos, nos quais a energia fotovoltaica é combinada com outras fontes de energia tal como a energia eólica, com pequenas centrais hidroeléctricas ou geradores convencionais a combustíveis fósseis. Assim é possível tirar partido de várias fontes de energia melhorando o rendimento global e a viabilidade da instalação¹².

Os sistemas PV podem ser instalados em modo “autónomo” (conhecidos como sistemas *off-grid* na designação anglo-saxónica) no qual cada instalação individual abastece um determinado consumo, ou serem utilizados sistemas de maior dimensão para alimentar pequenas redes eléctricas (*mini-grids*). No caso dos sistemas autónomos, a energia produzida deverá cobrir necessariamente o consumo (Dzimano, 2008).

Normalmente sistemas com um módulo de 10-40W e uma pequena bateria têm capacidade suficiente para alimentar quatro lâmpadas fluorescentes compactas. Sistemas com 50-100W com baterias de 100Ah possibilitam alimentar rádios, leitores de CD e pequenas televisões.

¹² Para mais informação sobre sistemas híbridos fotovoltaicos consultar o Anexo II.1 onde é feita uma pequena introdução a estes sistemas.

Com sistemas maiores é possível alimentar todos os equipamentos de uma casa, no entanto, o seu custo torna-se muito elevado (Luque & Hedegus, 2011).

Por último os sistemas PV também podem fornecer energia a uma habitação e ser conectados a rede de distribuição de energia, permitindo fornecer electricidade para consumo próprio e/ou para injeção (venda) de electricidade à rede.

Em áreas edificadas os sistemas PV podem ser instalados nas coberturas dos edifícios - conhecidos como BAPV (*building-adapted PV systems*) - ou ser integrados na sua cobertura ou fachadas (sistemas conhecidos como BIPV - *building-integrated PV systems*).

Existem diversos tipos de sistemas e aplicações para os sistemas PV, sendo por esse motivo estes normalmente classificados em função de serem dependentes ou não da rede eléctrica de distribuição (Figuras 2.14 e 2.15), e do seu tipo de aplicação.

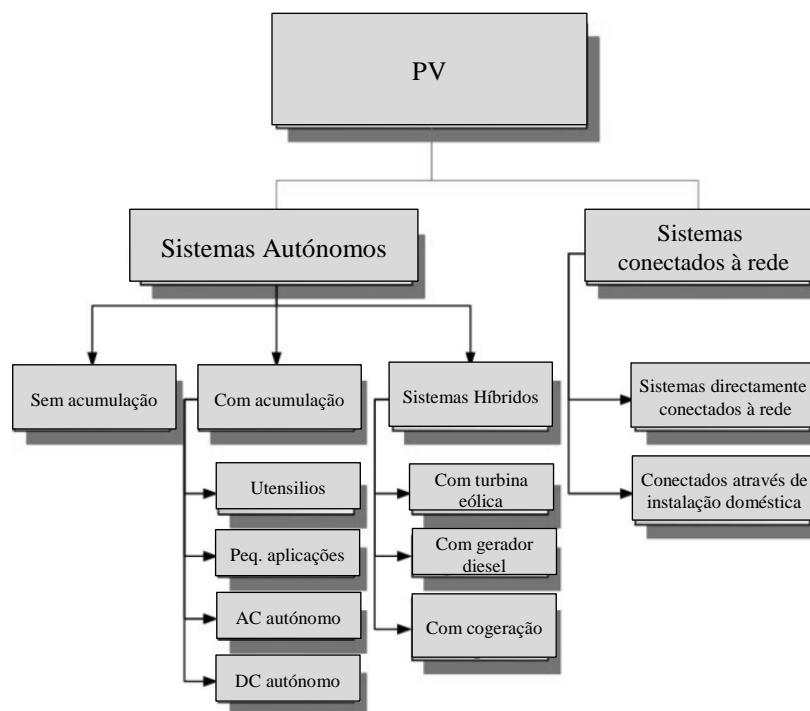


Figura 2.14 – Classificação de Sistemas Fotovoltaicos (Dzimano, 2008).

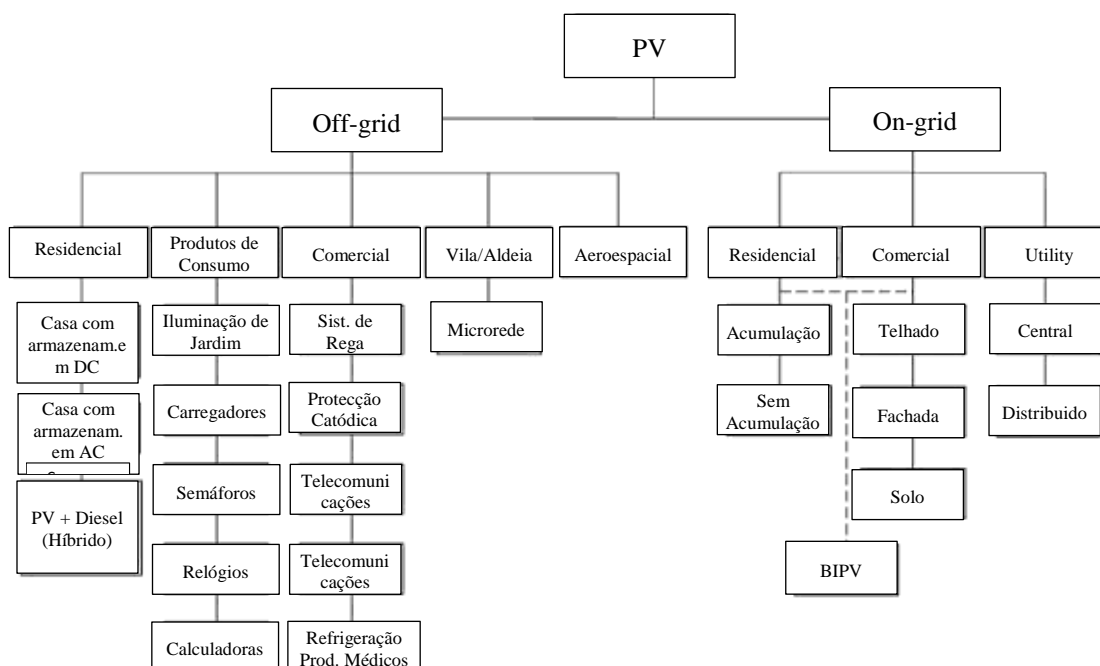


Figura 2.15 – Classificação de Sistemas Fotovoltaicos (Luque & Hedegus, 2011).

A utilização de sistemas fotovoltaicos tem inúmeras vantagens (Quadro 2.1). Contudo existem também algumas desvantagens inerentes, cujo impacte se tem tentado minorar através da optimização dos sistemas, e que serão objecto de estudo desta dissertação.

Quadro 2.1 – Vantagens e desvantagens da utilização de energia fotovoltaica (adaptado de Luque & Hedegus, 2011).

Vantagens	Desvantagens
Fonte energética abundante, facilmente acessível, e infinita à escala temporal humana.	Fonte energética é difusa e de baixa densidade.
Não contribui directamente para as alterações climáticas ou poluição ambiente: não produz emissões gasosas ou resíduos.	Custo de investimento inicial elevado.
Baixos custos de operação (não necessita de combustível).	Produção horária e diária difícil de prever.
Não há movimentação interna de peças: reduzido desgaste.	Falta de meios de acumulação de energia com boa relação tecno-económica.
Elevada fiabilidade (garantias dos fabricantes de mais de 30 anos)	
Modularidade (permite expandir o sistema facilmente).	
Integração paisagística (pode ser integrado em edifícios novos ou já existentes).	
Instalação rápida perto de qualquer ponto de consumo.	
Produção anual pode ser facilmente estimada.	

Para cobrir as necessidades de consumo em momentos de indisponibilidade solar, os sistemas autónomos utilizam frequentemente um módulo de apoio acumulador de energia, que poderá

ser uma bateria de acumuladores. No caso dos sistemas conectados à rede (*on-grid*) a própria rede eléctrica cumpre a função do módulo de apoio.

- Os sistemas autónomos necessitam de um meio de acumulação de energia: i.e. normalmente baterias de acumuladores electroquímicos.

Uma vez que os módulos PV produzem corrente contínua em baixa tensão, um sistema de PV requer normalmente componentes adicionais, tal como inversores DC/AC e transformadores de elevação de tensão para garantir as condições necessárias no lado do utilizador, para alimentar os equipamentos utilizados nas redes “convencionais”.

- Ao produzirem corrente contínua em baixa tensão torna-se necessário, na maior parte dos casos recorrer à equipamentos conversores (inversores) e transformadores de tensão.

Para otimizar e controlar a operação dos sistemas fotovoltaicos são utilizados dispositivos de controlo de potência (*power conditioning units* – PCU). As unidades de condicionamento são responsáveis pela execução de diferentes tipos de funções de condicionamento de sinal e potência, consoante o tipo de sistema e sua aplicação. Um mesmo equipamento pode integrar mais que uma funcionalidade (i.e. inversor com controlo de carga da bateria de acumuladores), facilitando assim a instalação e a operação do sistema.

Para facilitar a compreensão dos diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos existentes, e a identificação dos principais factores que condicionam o seu desempenho optou-se por apresentar nos sub-capítulos seguintes, de forma sequencial segundo o seu grau de complexidade, diversas configurações de sistemas PV.

Inicia-se a descrição partindo da configuração mais simples (elemento gerador conectado directamente à carga), até chegar, através da introdução de elementos adicionais (bateria de acumuladores electroquímica, regulador de carga, inversor) a configurações mais complexas.

Começa-se com a análise do *sistema flutuante*, formado apenas por módulos fotovoltaicos e cargas DC. Continua-se com a introdução de uma bateria de acumuladores, definindo-se assim o *sistema autónomo*. Em seguida é introduzido um regulador de carga – *sistema com regulador de bateria*. Com a incorporação de um inversor passam a existir dois (barramentos) de potência DC e AC, denominando-se este o *sistema completo*. Um conversor CC/CC entre painéis e baterias permite aplicar estratégias de controlo na geração de energia, denominando-se este por *sistema controlado*. Por último introduz-se no sistema um ponto de acesso à rede, no *sistema conectado à rede*.

Em cada sistema apresentado, são discutidas as suas valências e constrangimentos adicionais, introduzindo os conceitos necessários para a compreensão da problemática da optimização destes sistemas.

2.2.1 - Sistema flutuante

O sistema flutuante é o sistema mais simples de todas as configurações possíveis num sistema fotovoltaico. Este consiste simplesmente em conectar directamente os módulos fotovoltaicos às cargas (Figura 2.16).

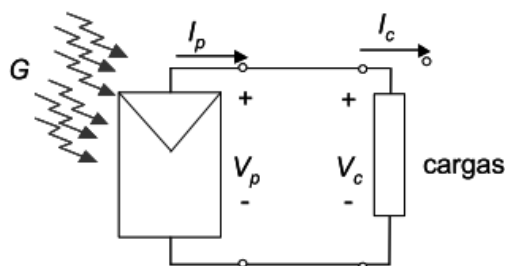


Figura 2.16 – Esquema eléctrico do sistema flutuante (Murillo, 2003).

Neste sistema apenas existe uma tensão e corrente. São as cargas que fecham o circuito, polarizando assim os módulos e definindo o ponto de trabalho do sistema (Figura 2.17) (Murillo, 2003).

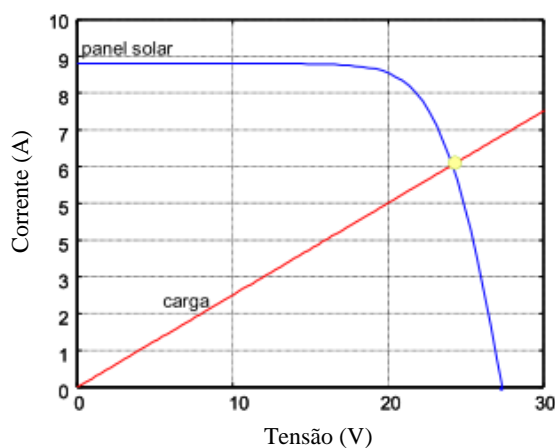


Figura 2.17 – Regime de funcionamento do sistema flutuante (Murillo, 2003)

Note-se que este sistema não poderá cumprir com quaisquer requisitos de potência quando não exista suficiente disponibilidade solar (irradiância) uma vez que não dispõe de meios de acumulação de energia.

Murillo & Bergés (2003) realizaram uma experiência controlada em laboratório para um sistema flutuante. Considerando os valores de entrada (irradiância e temperatura nos painéis, e

resistência e temperatura de funcionamento da carga) obtiveram-se os valores de corrente e tensão no sistema presentes na Figura 2.18, recorrendo a simulação efectuada em MatlabTM.

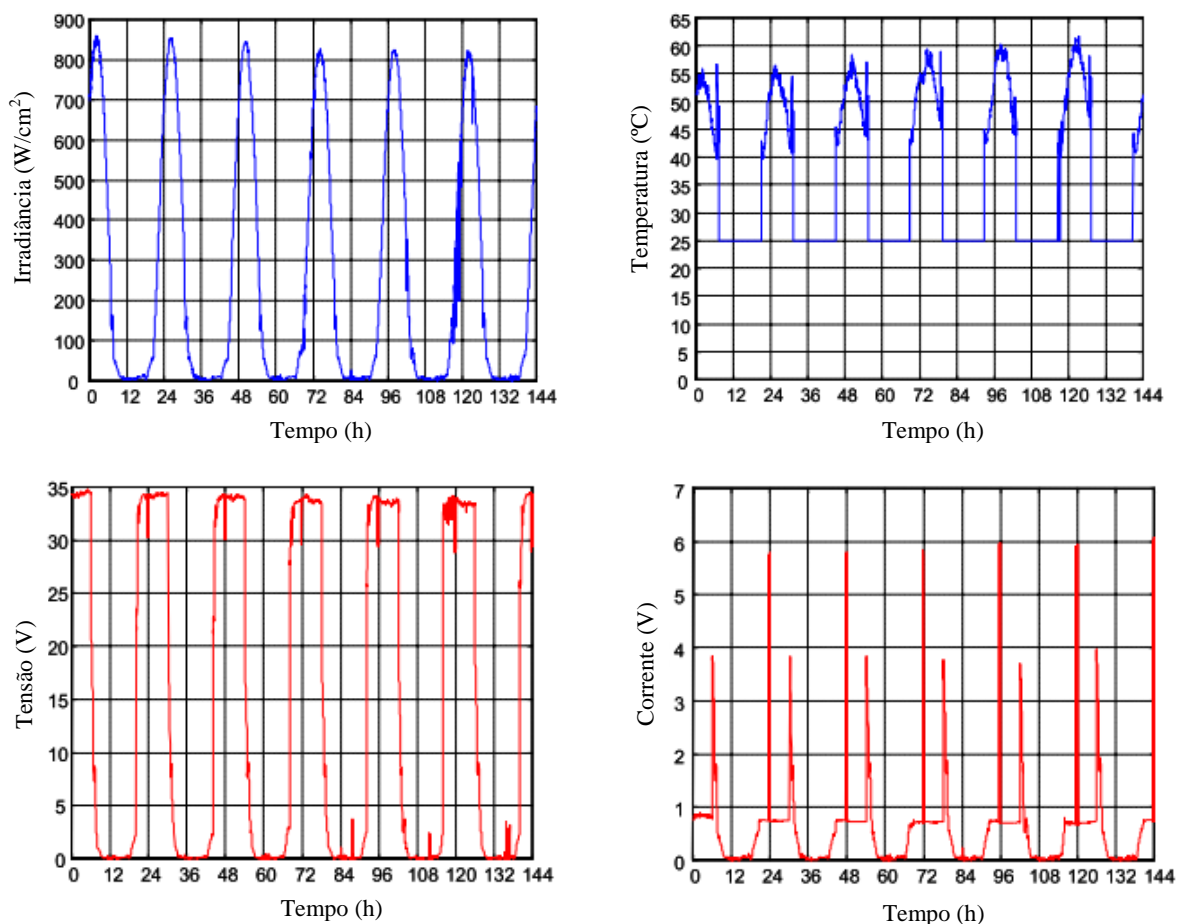


Figura 2.18 – Sistema flutuante: irradiância e temperaturas nos módulos PV e tensão e corrente do circuito (Murillo, 2003).

O perfil de carga corresponde à activação de cargas de 120W controladas mediante relés de activação. Observou-se claramente, a partir dos resultados obtidos que os módulos solares são incapazes de alimentar correctamente as cargas. A tensão situa-se muito próxima da tensão de circuito-aberto (ver Figura 2.17), não se conseguindo gerar potência suficiente (Murillo, 2003).

Assim, relativamente ao sistema flutuante pode-se concluir o seguinte:

1. Não possibilita alimentar cargas em momentos de nula ou fraca irradiância;
2. em momentos com algum nível irradiância nem sempre consegue alimentar as cargas, uma vez que a resistência da carga condiciona o ponto de funcionamento (tensão) do sistema a um valor que não maximiza (optimiza) a produção de energia¹³.

¹³ Relativamente a este ponto, ver Capítulo Determinação das Curvas Corrente/Potência-Tensão (4.1).

2.2.2 - Sistema Autónomo

O sistema autónomo ou *stand-alone* é formado por módulos fotovoltaicos, bateria de acumuladores e cargas. Este sistema pode considerar-se como a ampliação do sistema flutuante, incorporando uma bateria de acumulador à configuração apresentada anteriormente.

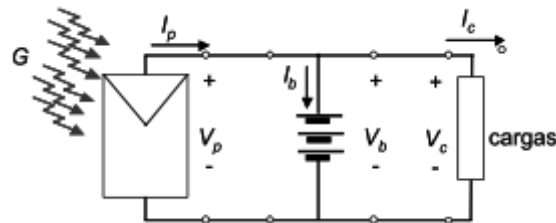


Figura 2.19 – Esquema eléctrico do sistema autónomo (Murillo, 2003).

Continua a existir uma única tensão no circuito, mas as correntes que circulam por cada elemento são distintas. Neste caso, a bateria força o ponto de trabalho do sistema a localizar-se na margem do seu regime de tensão de operação normal, identificado na zona amarela da Figura 2.20, onde se representa o regime de funcionamento do sistema autónomo (neste caso é utilizada uma bateria com tensão nominal de 24V).

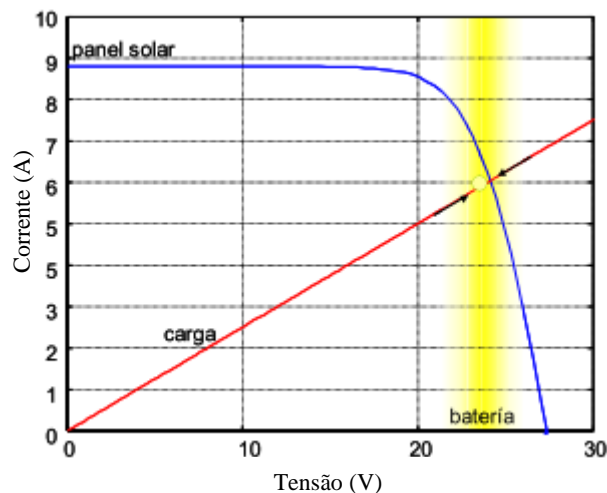
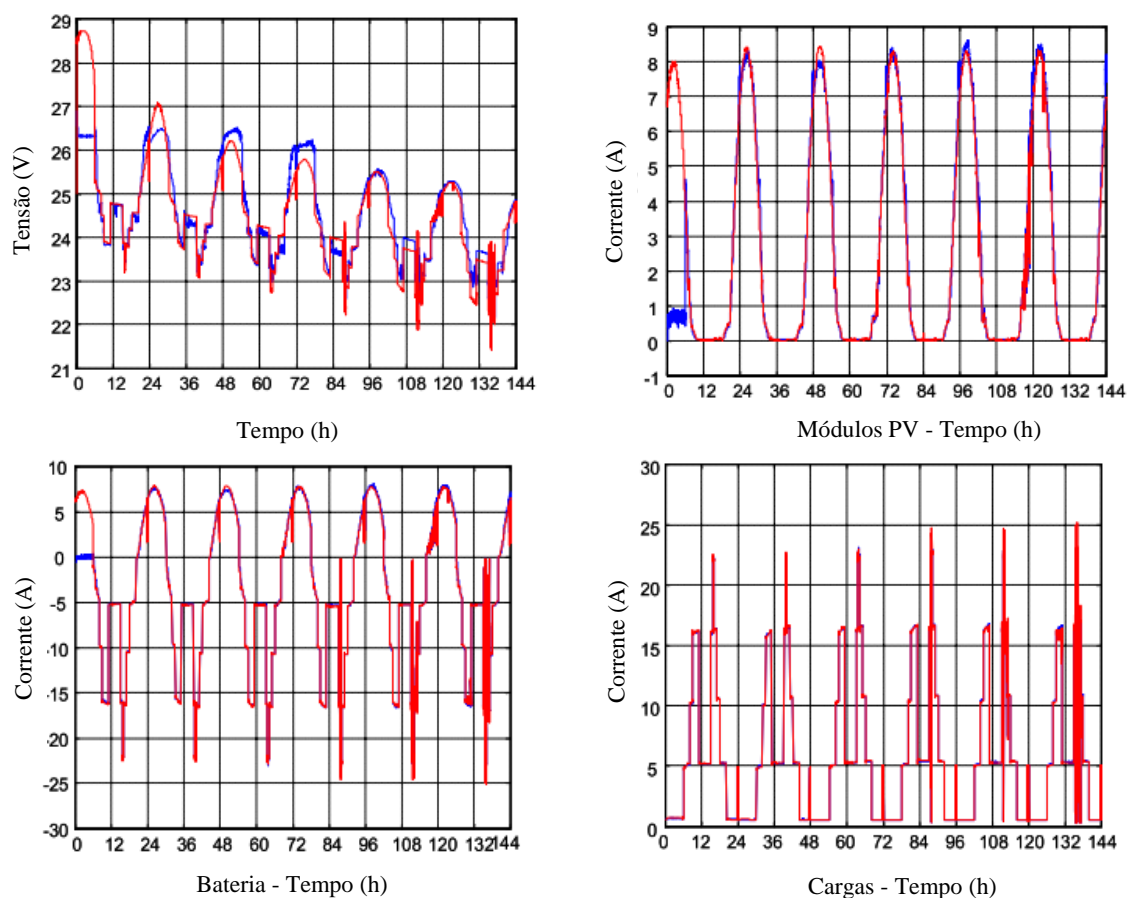


Figura 2.20 – Regime de funcionamento do sistema autónomo (Murillo, 2003).

A corrente que circula pela bateria é a corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos subtraída da corrente consumida pelas cargas. Ao contrário do sistema flutuante, o sistema autónomo dispõe de alguma capacidade para alimentar as cargas quando diminui a irradiância solar. Note-se que esta configuração já permite simular a maior parte dos sistemas fotovoltaicos convencionais, pois dispõe dos elementos indispensáveis: módulos fotovoltaicos, bateria e cargas (Murillo, 2003).

Utilizando os mesmos dados climáticos (irradiância e temperatura no exterior, e resistência e temperatura de funcionamento da carga) do exemplo anterior, Murillo (2003) simulou a

evolução da tensão do sistema e da corrente gerada pelos módulos, e a corrente que flui pela bateria e pelas cargas (Figura 2.21).



Nota: valores empíricos representados a cor vermelha e valores simulados representados a cor azul.

Figura 2.21 – Sistema autónomo: Tensão do sistema, corrente produzida pelos módulos PV, e corrente na bateria e nas cargas(Murillo, 2003)¹⁴.

Note-se que a corrente que flui pela bateria é bidireccional: nas horas de máxima irradiância os módulos geram corrente suficiente para alimentar as cargas e carregar a bateria, enquanto que durante a noite toda a corrente é fornecida pela bateria.

Verifica-se que a colocação da bateria no sistema permitiu solucionar os problemas de alimentação das cargas, que existia no sistema flutuante. Contudo isso é feito à custa sobretudo da energia acumulada na bateria (Figura 2.22).

Constata-se neste caso que o nível de energia da bateria decresce continuamente ao largo dos 6 dias analisados (Figura 2.22), devido à incapacidade dos módulos carregarem suficientemente a bateria durante as horas de irradiância.

¹⁴ A traço vermelho apresentam-se os valores empíricos (medidos) e a azul os valores simulados. A diferença entre os valores medidos e simulados devem-se à actuação não prevista de um regulador de bateria.

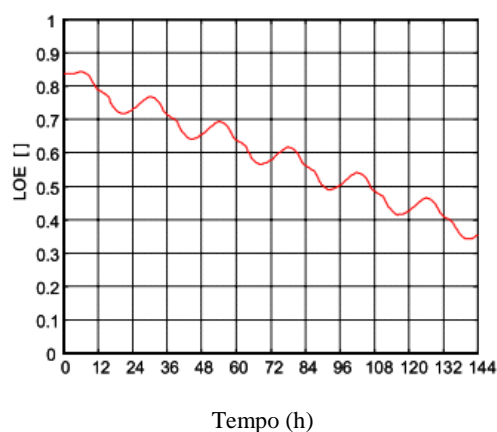


Figura 2.22 – Evolução do nível de energia na bateria (Murillo, 2003).

- Nos sistemas autónomos com recurso a acumulação em baterias, o seu dimensionamento e desempenho depende da capacidade e estado de carga da bateria.

A eficiência da bateria é por sua vez dependente das condições de irradiação solar, entre outros factores. No capítulo seguinte iremos abordar com mais detalhe este elemento.

Assim podemos concluir que a bateria de acumuladores é um elemento de apoio útil para alimentar cargas em momentos de fraca ou nula irradiância. Contudo a sua capacidade é limitada.

2.2.3 - Acumuladores de Energia

Como vimos os sistemas autónomos utilizam uma bateria de acumuladores de elementos electroquímicos como forma de armazenamento de energia para fornecer energia quando não existe disponibilidade solar e para possibilitar a resposta a diferentes perfis de consumo. No fundo a bateria de acumuladores é utilizada para situações em que o elemento gerador PV não consegue responder às necessidades de consumo da instalação.

As baterias de acumuladores electroquímicas armazenam energia na forma química. A maioria dos sistemas utiliza baterias de acumuladores (baterias) de chumbo-ácido de descarga profunda (Seeling-hochmuth, 1998). Estas baterias têm a melhor relação preço-eficiência, e podem assegurar correntes de carga tanto elevadas como reduzidas com uma boa eficiência (EU, 2004).

A sua maior limitação é o facto de terem de ser operadas dentro de limites bem definidos uma vez que são susceptíveis a danos em determinadas condições, tais como sobrecarga, subcarga e permanecerem durante longos períodos de tempo num baixo estado de carga. No entanto caso as suas condições de funcionamento sejam favoráveis estas poderão durar até 15 anos em configurações de sistemas autónomos (Seeling-hochmuth, 1998).

As baterias consistem em um ou mais elementos electroquímicos (células) conectadas em série. Cada elemento é constituído por placas que se encontram imersas num electrólito. A tensão de cada célula depende da natureza do electrólito. Quando descarregadas ocorre uma reacção química entre as placas, e o electrólito produz electricidade, ocorrendo o inverso quando a bateria carrega (Seeling-hochmuth, 1998).

A espessura das placas dos elementos da bateria determina a descarga máxima após a qual a bateria sofre danos. As baterias de ciclos rápidos (de descargas pouco profundas) não devem ser descarregadas para além de 10 a 20% na gama da sua capacidade nominal (profundidade de descarga) correndo o risco de se deteriorarem. As baterias de placas tubulares, indicadas para ciclos profundos, podem ser descarregadas frequentemente até 70 a 80% da sua profundidade de descarga. No entanto têm o inconveniente de não poder ser carregadas e descarregadas de forma rápida (Jimenez, 1998). No dimensionamento do sistema, a selecção da tensão nominal da bateria depende do inversor ou controlador de produção utilizado, podendo a sua tensão variar de 12, 24, 48 até 120 e 240 V DC. Assim, as baterias devem ser seleccionadas e combinadas em série para satisfazer estes requisitos de tensão. O número de linhas de baterias (em série) que podem ser conectadas em paralelo é normalmente limitado a cerca de cinco para evitar custos de monitorização e manutenção.

- A bateria de acumuladores deverá ser dimensionada correctamente, para evitar falhas no fornecimento de energia assim como para evitar acréscimo de custo demasiado elevado ao sistema (relação custo-benefício).

2.2.3.1 - Capacidade de um acumulador

A capacidade (C) de um acumulador é a quantidade de electricidade que a bateria pode fornecer até ficar totalmente descarregada, em determinadas condições de descarga. A capacidade varia consoante a intensidade da corrente de descarga e com a temperatura. Quando a temperatura diminui, a capacidade diminui, devido à influência da temperatura na densidade do electrólito, influenciando os processos internos. Segundo EU (2004), se a temperatura descer de 20 °C para 0 °C, a capacidade disponível poderá diminuir até 25 %.

O valor da capacidade da bateria depende das condições de sua utilização: da temperatura, das correntes de carga e descarga, do tipo de descarga (parciais, ou profundas). Todos estes factores afectam cumulativamente as condições e capacidade da bateria ao longo do seu ciclo de vida, como veremos em seguida (Seeling-hochmuth, 1998).

Nos sistemas fotovoltaicos, a capacidade de armazenamento situa-se geralmente entre 0,1 e 100 kWh, embora já tenham sido implementados alguns sistemas na gama dos MWh (EU, 2004).

2.2.3.2 - Descarga

A corrente de descarga influencia a capacidade de uma bateria. Vejamos o seguinte exemplo: para uma descarga de 100 horas, é possível extrair da bateria 100 Ah (C100), podendo ser descarregada durante 100 horas com uma corrente de 1A. Os fabricantes de baterias costumam representar a capacidade de baterias em Ah. Embora não seja uma medida directa da energia de uma bateria (como o joule (J) ou watt-hora (Wh)), é uma medida comum de quanto uma bateria deve durar. Se a mesma bateria for descarregada por uma intensidade de corrente de 8 A, a tensão final de descarga é atingida ao fim de 10 h, pelo que apenas pode fornecer 80 Ah. Assim, a capacidade da bateria C10 é de 80 Ah.

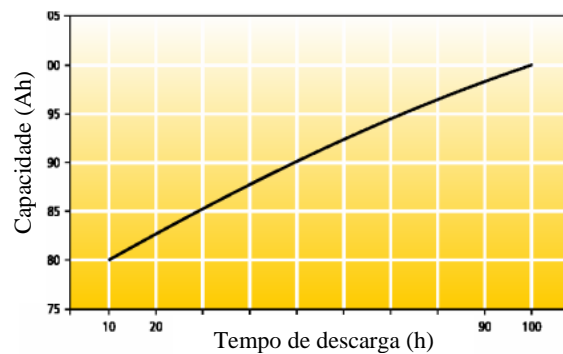


Figura 2.23 – Relação da capacidade (Ah) com o tempo de descarga (h) (EU, 2004).

Vejamos noutro exemplo (Figura 2.24) a diferença entre duas curvas de descarga, a 1 e 20 A para uma bateria de 12V e 90 Ah.

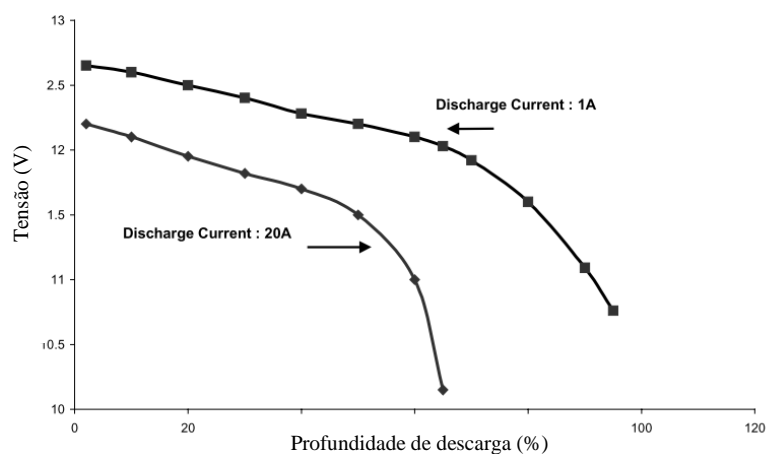


Figura 2.24 – Curvas de descarga de uma bateria de chumbo-ácido (Seeling-hochmuth, 1998).

As descargas profundas (tensão da bateria baixa muito) diminuem o tempo de vida útil das baterias. Com elevadas correntes de descarga ocorre o fenómeno de sulfatação: as moléculas de sulfato depositam-se nas placas no início do processo e bloqueiam a rápida penetração das restantes moléculas (EU, 2004).

Normalmente define-se um valor limite de descarga. A profundidade de descarga, é a percentagem de carga retirada a uma bateria, até ao valor limite de descarga (tensão) pré-definido. É essencial que as baterias de chumbo-ácido de ciclo longo nunca descarreguem mais de 60% da sua carga total (Pereira & Oliveira, 2011).

O número de descargas e nível de profundidade atingida condiciona o tempo de vida das baterias. A curva característica da Figura 2.25 ilustra o ciclo de vida útil de uma bateria de chumbo-ácido. Para profundidades de descarga de 70 % (o que significa que 70% da sua capacidade é descarregada regularmente), atinge um ciclo de vida de apenas 200 ciclos. Para 50 %, aumenta significativamente para um número algures acima de 400 ciclos e, para 20 %, atinge 1.000 ciclos. (EU, 2004).

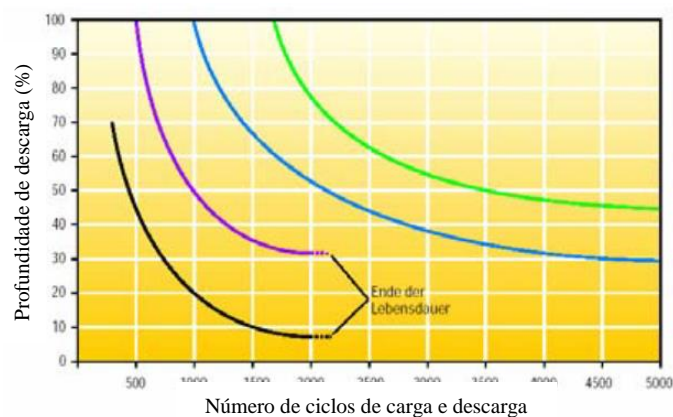


Figura 2.25 – Ciclo de vida útil de acumuladores de Chumbo-Ácido (a negro) (EU, 2004).

Por este motivo, a capacidade nominal da bateria C_n tem de ser sempre especificada juntamente com a respectiva corrente de descarga ou, como é habitual, em função do tempo de descarga para o qual a capacidade nominal da bateria é expressa. (EU, 2004). A capacidade nominal é o produto da descarga constante I_n e do tempo de descarga t_n : $C_n = I_n \times t_n$ ¹⁵(EU, 2004).

¹⁵ A capacidade de uma bateria mede-se em Ah e não em Wh porque a corrente é um valor mensurável que é independente da tensão do circuito – é assim possível comparar baterias em circuitos com diferentes tensões).

2.2.3.3 - Carga de uma bateria

O processo de carga não é constante: para a bateria de chumbo-ácido, nas primeiras 4 horas a bateria carrega 80% da sua capacidade e 20% nas três horas seguintes (Pereira & Oliveira, 2011).

A sobrecarga e a operação a temperaturas elevadas pode causar um fenómeno conhecido por *gassing*, em que quantidades excessivas de H₂ e O₂ são formadas. Este fenómeno diminui o tempo de vida da bateria, o que pode provocar um aumento da resistência interna, perdas de água conduzindo a sulfatação e curto-circuito, e redução da capacidade e do ciclo de vida.

Para prolongar a sua durabilidade as baterias deverão ser carregadas no máximo a 10-20% da sua capacidade nominal por hora. i.e. uma bateria com 100Ah deverá carregar a um máximo de 20Ah (Pereira & Oliveira, 2011).

Parte da energia utilizada para carregar a bateria é perdida no processo de conversão electroquímico. No processo de carregar e descarregar a bateria a eficiência global poderá variar, tipicamente entre 50 a 80% (Seeling-hochmuth, 1998).

2.2.3.4 - Auto-Descarga

Para além das perdas que se verificam durante a carga e descarga, na bateria ocorre também um fenómeno de auto-descarga quando não está a ser utilizada.

Para reduzir a auto-descarga, as baterias que não estiverem a ser utilizadas devem ser armazenadas a baixas temperaturas. A bateria com menor efeito de auto-descarga é a de chumbo-ácido, mas é também a que tem menor número de ciclos de vida. A **taxa de auto-descarga** pode duplicar a cada 10°C de aumento de **temperatura**. A percentagem de auto-descarga mensal anda a volta de 2 a 4% dependendo do tipo de bateria (Pereira & Oliveira, 2011).

Por outro lado, para otimizar o desempenho as baterias não devem estar durante períodos longos (mais de duas semanas) com baixos estados de carga. Sujeitas a ciclos parciais nestas condições tornam as baterias susceptíveis à sulfatação (corrosão das placas) e estratificação do electrólito, ambas reduzindo a capacidade e ciclo de vida (Seeling-hochmuth, 1998).

As baterias devem ser equalizadas uma vez por mês. A equalização é um processo no qual se procede à sobrecarga controlada das baterias para evitar que as várias baterias do sistema tenham tensões diferentes, o que pode provocar a ocorrência de correntes parasitas (Pereira & Oliveira, 2011; Seeling-hochmuth, 1998).

2.2.3.5 - Protecção da bateria (reguladores de carga ou carregadores)

Para proteger as baterias de situações de sobre-carga, sobre-descargas e auto-descarga, entre outros dos efeitos indicados anteriormente, são utilizados dispositivos chamados controladores ou reguladores de carga. Algumas das funções dos reguladores de carga incluem: protecção contra sobrecargas e subcargas, controlo de operação do módulo ou gerador PV no ponto de máxima eficiência, funções de equalização, tensões de flutuação, alarmes, compensação por temperatura da bateria.

Uma bateria electroquímica tem as seguintes tensões de operação: **tensão nominal** (do fabricante), **tensão de flutuação** (tensão aplicada à bateria para evitar a auto-descarga), **tensão de carga** (tensão que se aplica para nivelar a tensão entre várias baterias num circuito), **tensão final de descarga** (tensão correspondente ao valor limite de descarga permitido para uma bateria, após o qual ocorrem danos irreversíveis) (Pereira & Oliveira, 2011).

Estes valores de tensões são parametrizáveis na maioria dos reguladores: tensão de corte de sobrecarga V_{sc} , acima da qual é interrompida a ligação do gerador com a bateria, tensão de recarregamento de carga V_{rc} , acima da qual é restabelecida a ligação da bateria com o gerador), tensão de corte de descarga profunda V_{sd} , abaixo da qual se desconectam as cargas de consumo, tensão de recarregamento da recarga V_{rd} , acima da qual se restabelece a conexão com as cargas de consumo (Pereira & Oliveira, 2011).

- Os controladores de carga são equipamentos essenciais para garantir boas condições de funcionamento das baterias, e prolongar o seu tempo de vida útil.

2.2.3.6 - Conclusões

Para aproveitar o máximo da capacidade das baterias, as descargas devem ser lentas (a corrente de descarga deve ser baixa), aumenta-se assim a eficiência e o tempo de vida útil (Pereira & Oliveira, 2011).

No dimensionamento das baterias devem ter-se em conta estes parâmetros, devendo ser feito um *trade-off* entre uma profundidade de descarga baixa, em que a bateria será menos afectada pela sulfatação, mas poderá ser interrompida a alimentação e ocorrerão mais ciclos de carga/descarga, e uma profundidade de descarga elevada, em que apesar da alimentação ser mais constante, e o número de ciclos reduzido, o tempo de vida da bateria poderá ser reduzido devido à ocorrência de sulfatação (Seeling-hochmuth, 1998)

A utilização de reguladores de carga é fundamental para o aumento do desempenho (longevidade) das baterias como veremos no capítulo seguinte.

2.2.4 - Sistema com regulador de carga da bateria

Vejam agora um sistema no qual é introduzido um regulador de carga. Como vimos, a utilização de um regulador de carga no sistema permite proteger a bateria contra sobrecargas e subcargas, entre outras funções, prolongando significativamente o seu tempo de vida (Pereira & Oliveira, 2011).

Sendo o elemento responsável pela interconexão do gerador fotovoltaico, da bateria e das cargas, o regulador de bateria pode ser considerado como o dispositivo que controla a distribuição da energia no sistema. Nesta configuração, é no regulador que se encontra o “sistema de controlo” da instalação fotovoltaica (Murillo, 2003).

Para proteger a bateria contra sobrecargas e sobredescargas o regulador desconecta os painéis solares e as cargas, de forma independente, do resto do sistema (Murillo, 2003).

Nas figuras seguintes apresenta-se a configuração eléctrica e o regime de funcionamento deste sistema.

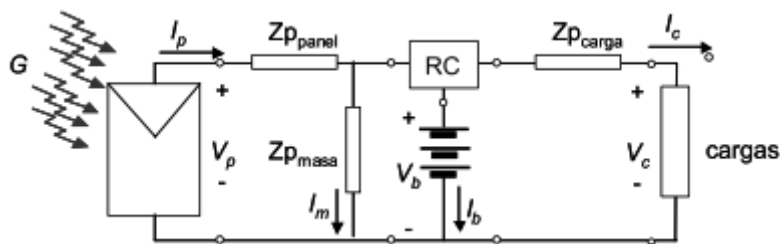


Figura 2.26 – Esquema eléctrico do sistema com regulador de bateria (Murillo, 2003)

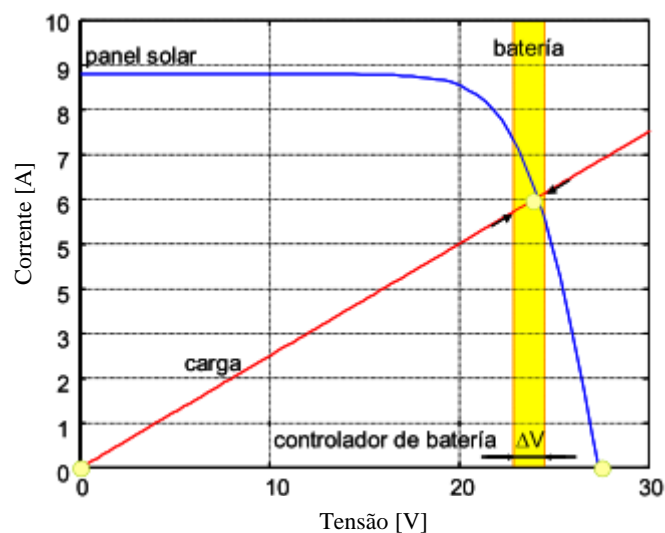
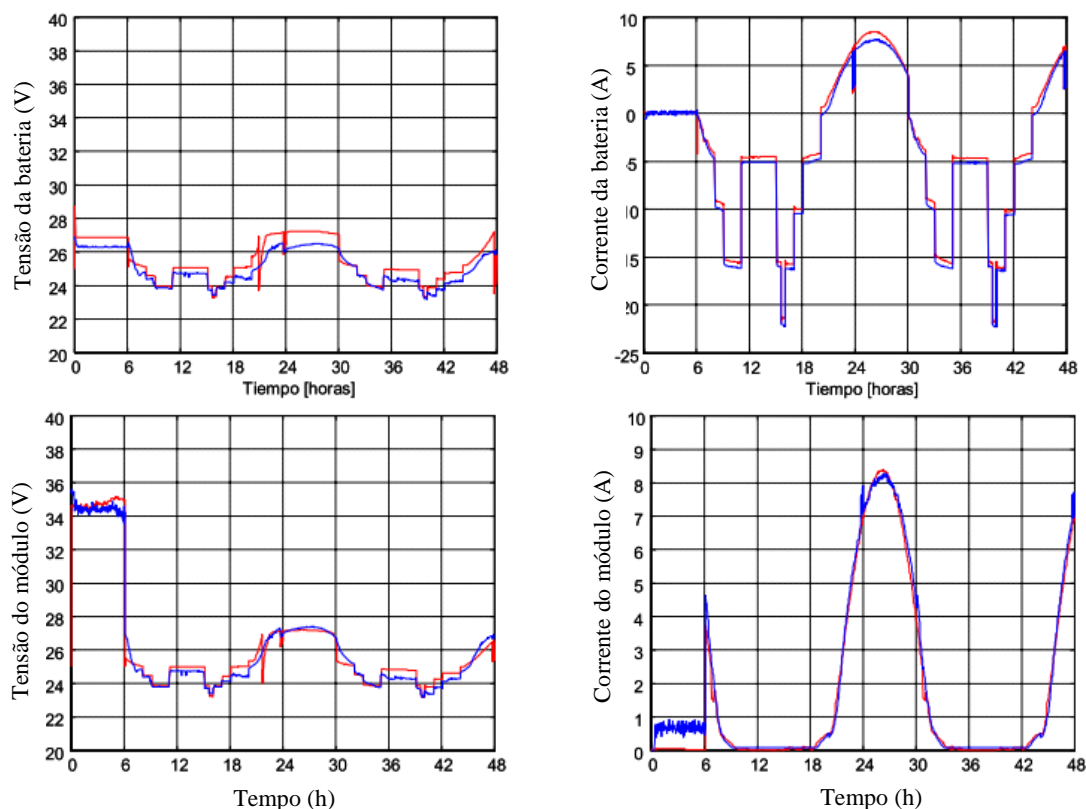


Figura 2.27 – Regime de funcionamento com regulador de bateria (Murillo, 2003).

O regime de funcionamento do sistema é bastante idêntico ao do sistema autónomo (anterior). A diferença é que, para proteger a bateria, o regulador reduzirá o grau de liberdade de variação da sua tensão, limitando-a a um intervalo de valores pré-definido, podendo levar tanto os módulos como as cargas a uma situação de circuito aberto (Murillo, 2003).

Murillo, (2003) simulou e verificou com dados reais a actuação de um regulador de carga (Figura 2.28).



Nota: valores empíricos representados a cor vermelha e valores simulados representados a cor azul.

Figura 2.28 – Tensão e corrente da bateria e dos módulos PV (Murillo, 2003)

Na Figura 2.28 observa-se que o regulador mantém os módulos em circuito aberto durante as primeiras 6 horas do teste protegendo a bateria de uma sobrecarga. O gerador fotovoltaico apresenta assim a sua tensão característica, V_{oc} e corrente nula. A activação das cargas às 6 horas provoca a actuação do relé que controla a conexão do gerador. Nesse instante observa-se que os módulos começam a produzir corrente.

2.2.5 - Inversor

Quando são utilizadas cargas alimentadas em corrente alternada é necessário utilizar um inversor entre estas e o sistema de alimentação. Um inversor ou ondulator faz a conversão da corrente contínua para corrente alternada. Não iremos aqui entrar em pormenor sobre a

electrónica de potência associada ao inversor. De forma resumida, um inversor utiliza transístores e trístores capazes de cortar a corrente contínua um número de vezes por segundo correspondente à frequência da onda gerada, simulando a característica fundamental que tem a corrente alternada.

A eficiência dos inversores é normalmente baixa a baixos factores de carga, e boa (80 a 90%) a elevados factores de carga, dependendo do tipo de inversor. O inversor consome sempre alguma energia mesmo que não exista consumo das cargas (Seeling-hochmuth, 1998). Na Figura 2.29 mostra-se o exemplo de uma curva de eficiência de um inversor em função do factor de carga. As curvas variam, consoante o tipo de inversor.

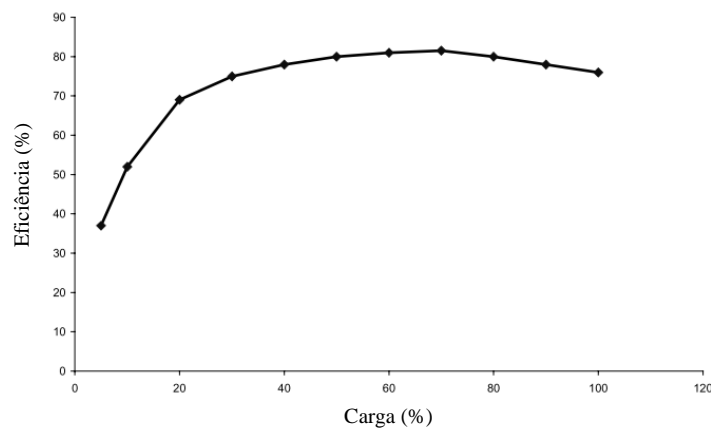


Figura 2.29 – Curva de eficiência de um inversor em função da carga (factor de potência) (Seeling-hochmuth, 1998).

Uma forma de reduzir o problema da baixa eficiência em situações de operação a níveis reduzidos de factor de carga, passa por utilizá-los apenas em certas gamas de potência. Isto poderá ser feito recorrendo à utilização de vários inversores em paralelo em situações em que a carga é muito variável. Desta forma apenas os inversores necessários trabalham, enquanto os restantes se mantêm em modo de *stand-by*.

Quanto ao dimensionamento, os inversores são normalmente seleccionados em função da potência máxima requerida. A maior parte dos inversores é capaz de entregar 3 a 6 vezes a sua potência nominal durante curtos períodos de tempo, de forma a responder a picos de consumo, como por exemplo no caso de arranque de um motor.

2.2.6 - Sistema completo

Esta é a configuração mais comum dos sistemas fotovoltaicos. É introduzido um inversor que permite alimentar cargas em regime de corrente alternada. Estabelecem-se assim no sistema dois barramentos, de corrente contínua (CC) e alternada (CA). O barramento CC inclui o gerador fotovoltaico, o regulador de carga, e a bateria. O barramento CA inclui as cargas CA. O inversor actua como ponte entre os dois “lados” do circuito (Figura 2.30).

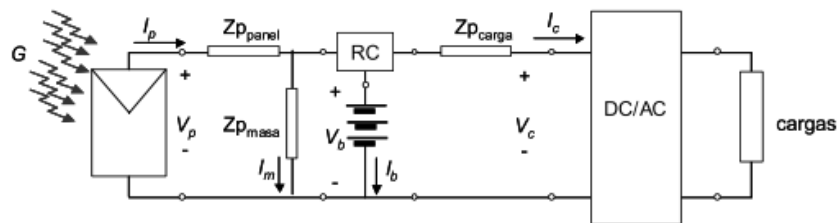


Figura 2.30 – Esquema eléctrico do sistema completo (Murillo, 2003).

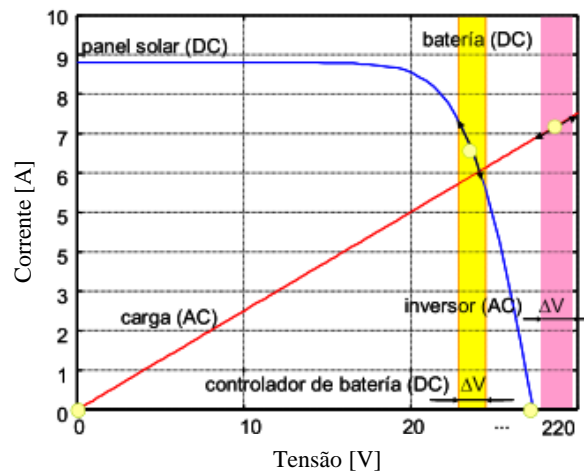


Figura 2.31 – Regime de funcionamento do sistema completo (Murillo, 2003).

Como podemos observar, o ponto de funcionamento das cargas (lado CA) passa a ser distinto do ponto de funcionamento da bateria e do gerador (lado CC). O inversor consome também uma potência adicional variável em função do seu ponto de trabalho.

2.2.7 - Sistema completo com conversor CC/CC (LPMP)

Os conversores DC/DC são utilizados para aumentar ou reduzir a tensão de operação (actuando no lado do gerador fotovoltaico), ou de saída dos geradores fotovoltaicos. A variação da tensão de funcionamento dos módulos permite maximizar a produção de energia do gerador, forçando-o a operar no ponto de potência máxima (Omran, 2010). Como vimos, o ponto de máxima potência muda consoante as condições meteorológicas, em função da radiação e da temperatura (ver 2.1.2).

Num estudo desenvolvido por Mutoh, Ohno, & Inoue (2006), foram comparadas qualitativamente diversas técnicas de controlo de operação no ponto de máxima potência (PMP¹⁶), para servir como guia para selecção da técnica mais adequada para cada aplicação.

A variação da tensão de saída permite, por outro lado, otimizar o regime de funcionamento das baterias de acumuladores (lado DC) (Pereira & Oliveira, 2011).

Contudo, a eficiência de conversão de energia com recurso aos conversores CC/CC são elevadas apenas numa gama reduzida de operação. Se a tensão de saída variar significativamente, então as perdas provocadas pela ineficiência da conversão poderão ser superiores aos benefícios, sendo nesses casos preferível não utilizar técnicas de localização e controlo da operação do sistema no ponto de máxima potência (LPMP) (Seeling-hochmuth, 1998).

O sombreamento parcial dos geradores fotovoltaicos é considerado um dos maiores obstáculos às técnicas de PMP. A incidência de diferentes níveis de irradiância em cada módulo ou *string* fazem com que, no mesmo gerador possam existir múltiplos pontos de potência máxima (Omran, 2010). Quando utilizada apenas uma unidade LPMP, a sua função será a de identificar e operar na potência máxima global do gerador. Nos casos em que mais do que uma unidade é utilizada (i.e. uma unidade por *string*) a eficiência global de conversão poderá ser optimizada (Pereira & Oliveira, 2011)

Nas situações de integração de um conversor com função LPMP com um inversor, para fornecer o maior valor de potência possível o inversor deve funcionar no PMP do gerador fotovoltaico (Pereira & Oliveira, 2011).

Até agora, no “sistema completo” apenas foram aplicadas “funções/medidas” de protecção da bateria através do regulador de bateria, que na prática consistem na implementação de interruptores na ligação entre o gerador e as cargas ao circuito. Com a implementação de um conversor (CC/CC) será possível definir o ponto de trabalho dos módulos.

O conversor controlará o ponto de trabalho do gerador fotovoltaico para obter uma determinada corrente de saída I_{dc} , determinada pelo algoritmo de controlo $I_{controlo}$ (Figura 2.32).

¹⁶ A procura pelo ponto de máxima potência, também é conhecido como *Maximum power point tracking* (MPPT) no idioma Inglês.

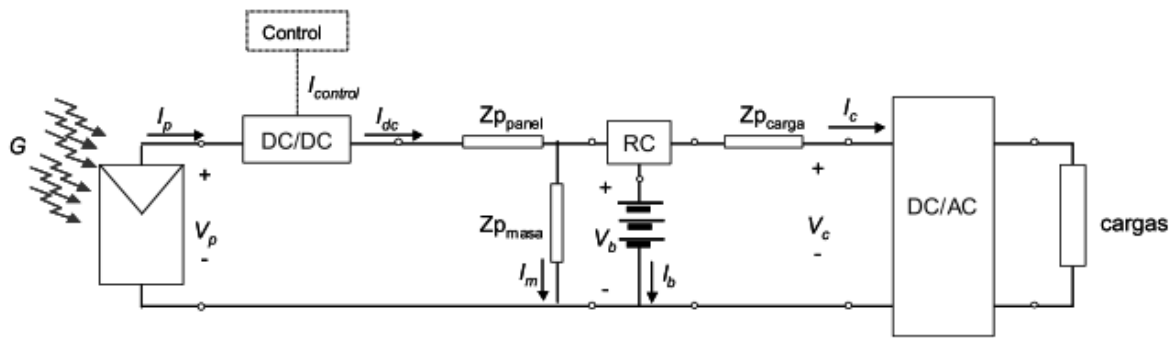


Figura 2.32 – Esquema eléctrico do sistema completo com MPPT (Murillo, 2003).

A característica mais importante nesta configuração reside no facto dos três principais elementos do sistema (módulos solares, baterias, e cargas) se encontrarem em pontos de trabalho independentes entre si (Murillo, 2003). Assim cada dispositivo pode ser controlado de forma independente (Figura 2.33).

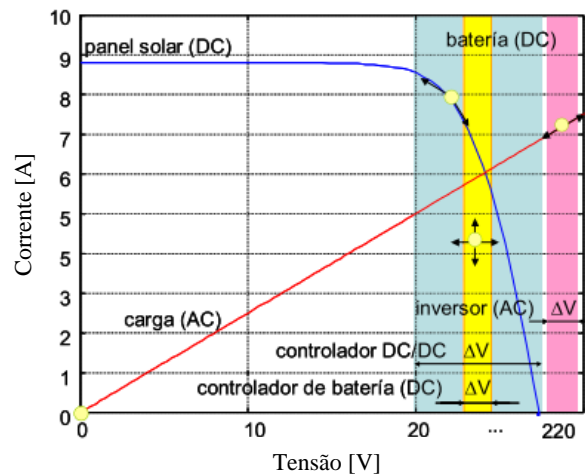


Figura 2.33 – Pontos de funcionamento dos módulos, bateria e cargas (Murillo, 2003).

Na figura seguinte (Figura 2.34) observa-se como, pela acção do conversor CC/CC os módulos solares são polarizados à tensão adequada para obter a corrente pedida pelo controlo, procurando assim o ponto de máxima potência produzida.

O algoritmo de controlo, força neste caso, o conversor CC/CC a manter a tensão nos módulos solares entre a tensão correspondente ao ponto de potência máxima e a tensão de circuito aberto.

A figura seguinte mostra esta zona de trabalho, na qual a linha verde representa a zona de trabalho do conversor (Figura 2.34):

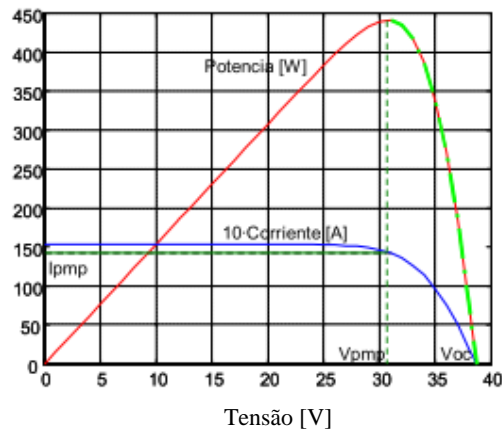


Figura 2.34 – Curvas de potência e corrente, e zona de trabalho do conversor (a verde). (Murillo, 2003)

Repare-se que tanto as zonas à esquerda ou à direita do ponto de máxima potência poderiam considerar-se válidas para o controlo, uma vez que permitem obter qualquer valor de potência. O controlo utiliza a zona de tensão mais elevada para assim conseguir reduzir o valor de corrente, e com ela, as perdas nos cabos por efeito de joule (Murillo, 2003).

Podemos observar a variação da tensão e da corrente nos módulos fotovoltaicos na figura seguinte. Neste caso a corrente máxima está limitada a 5 A ($I_{controlo}$). Os resultados (Figuras 2.35, 2.36 e 2.37) mostram que o sistema não consegue proporcionar a potência necessária às cargas a partir das 60 horas, como consequência do desperdício de potência disponível à entrada, procedente da irradiância solar.

Note-se que agora as cargas são alimentadas na gama de 230V (RMS) pelo inversor.

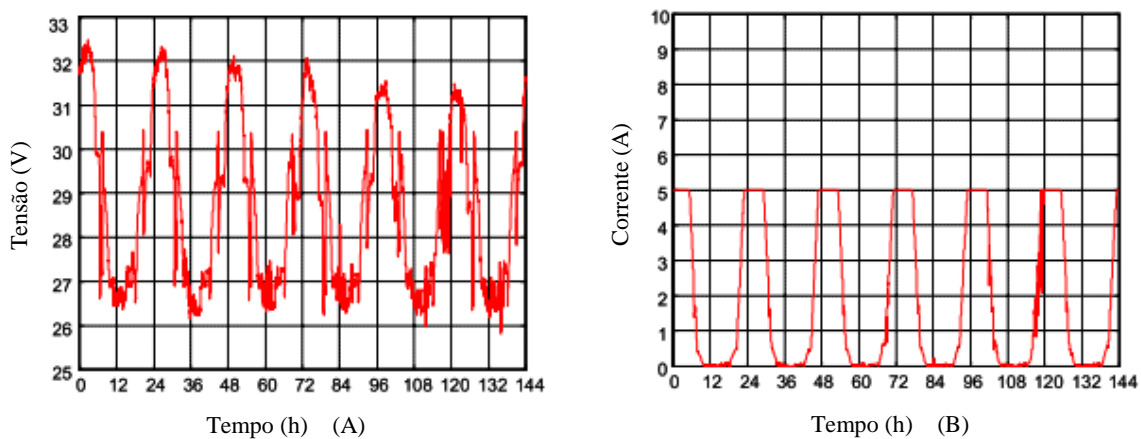


Figura 2.35 – Evolução da tensão nos módulos PV (a) e corrente de saída do conversor CC/CC (b) (Murillo, 2003).

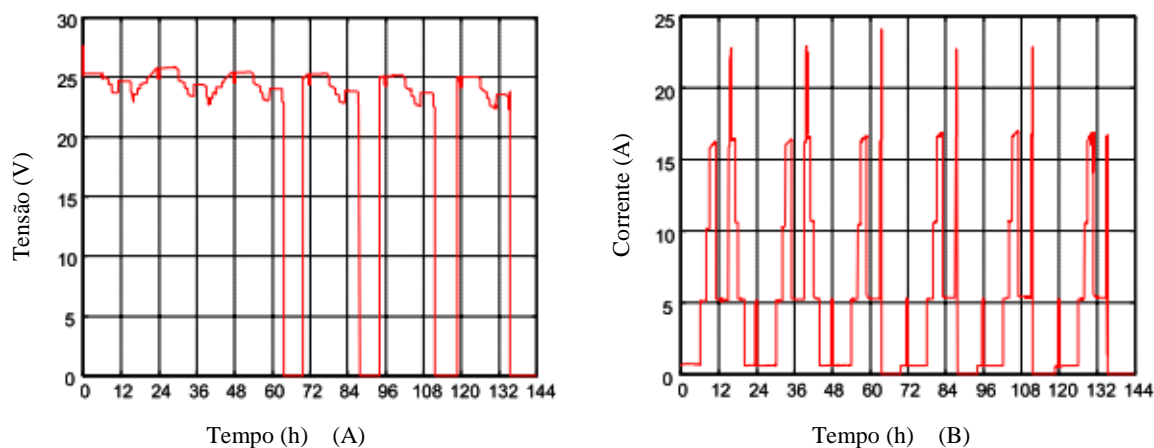


Figura 2.36 – Evolução da tensão e corrente à entrada do inversor (Murillo, 2003).

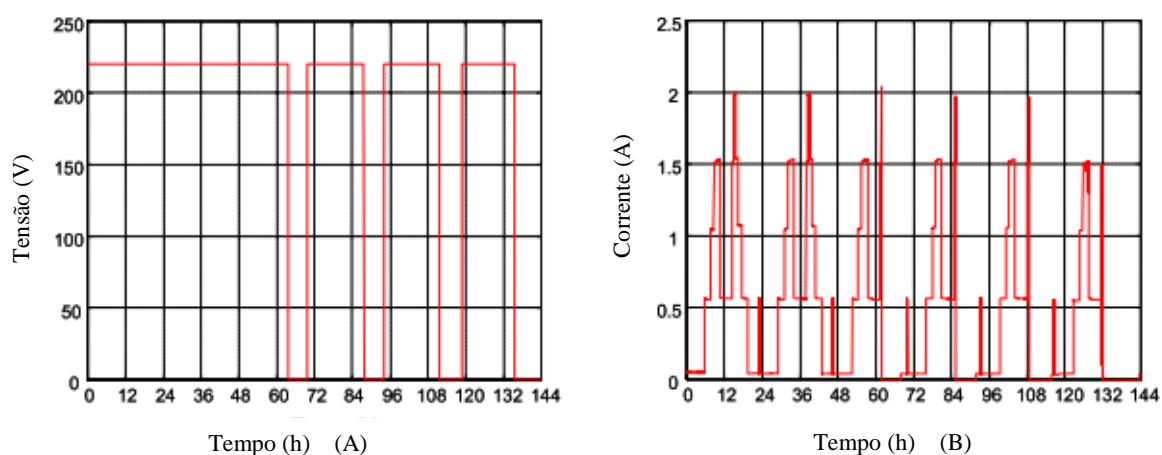


Figura 2.37 – Evolução da tensão e corrente à saída do inversor (Murillo, 2003).

Nesta situação (Murillo, 2003) também concluem que a estratégia de desconecção das cargas através da utilização da tensão como referência para a quantidade de energia na bateria, é uma metodologia pouco precisa que penaliza o desempenho do sistema.

2.2.8 - Sistema conectado à rede

Incorporam-se nesta configuração dois elementos adicionais relativamente à configuração anterior: um controlador de conexão à rede, e uma rede eléctrica de 230V (tensão eficaz) em corrente alternada (Figura 2.38).

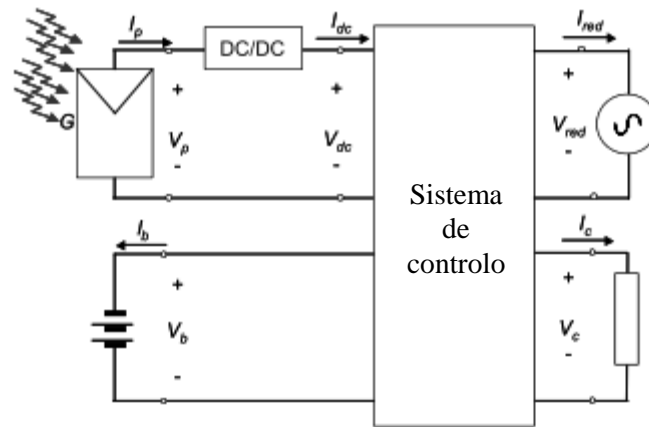


Figura 2.38 – Esquema eléctrico do sistema conectado à rede (Murillo, 2003).

O controlador de conexão engloba o regulador de bateria e o inversor do sistema controlado. Inclui ainda os relés responsáveis pela ligação dos módulos e/ou cargas à rede eléctrica externa. A rede eléctrica considera-se como uma fonte de tensão ideal, capaz de gerar ou absorver tanta corrente quanto necessário.

Para este sistema podem ser implementadas diferentes topologias de funcionamento (Figura 2.39). Note-se que no caso de poder vender energia a uma companhia eléctrica será interessante situar o funcionamento dos módulos/gerador no seu ponto de máxima potência.

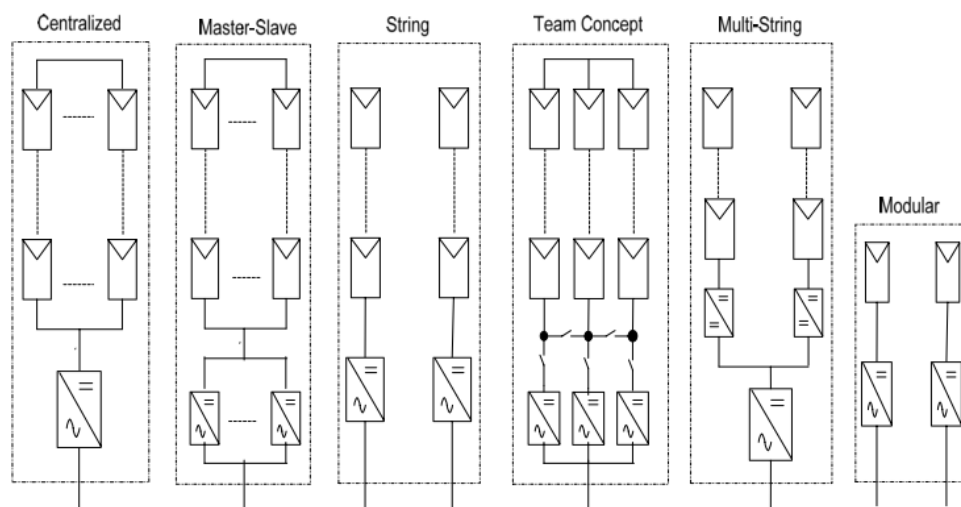


Figura 2.39 – Tipologias/Configurações de Sistemas PV ligados à rede (Omran, 2010).

Por outro lado, em situações em que não se pretenda vender à rede (funcionamento como sistema autónomo), será necessário controlar a produção de forma a alimentar as cargas e carregar de forma óptima a bateria.

Quando o inversor é uni-direccional não é possível utilizar a energia da rede para carregar a bateria. Apenas existe fluxo de energia do circuito em DC para o circuito em AC (Dali,

Belhadj, & Roboam, 2010). O inversor utiliza o sinal 50Hz/60Hz da rede para regular a frequência de saída (Seeling-hochmuth, 1998). Existem contudo inversores bi-direccionais que tanto permitem receber, como fornecer energia à rede.

Nos sistemas conectados à rede a capacidade de acumulação pode ser menor uma vez que a rede pode ser utilizada como sistema “backup” injectando electricidade para ela. No entanto é necessário ter em conta requisitos de qualidade e operação, tal como a tensão, frequência e regulação de harmónicas (Dali et al., 2010).

2.3 - Optimização de Sistemas Fotovoltaicos

No capítulo introdutório, e ao longo do capítulo anterior foram identificadas algumas das vantagens dos sistemas fotovoltaicos (Quadro 2.2). Vimos por exemplo, que a sua aplicação tem sido fundamental para permitir o acesso à electricidade nas zonas mais remotas do globo, ou para permitir o funcionamento dos sistemas de comunicação espaciais e terrestres, entre outras.

No quadro seguinte apresenta-se uma síntese de algumas das vantagens desta tecnologia.

Quadro 2.2 – Síntese das principais vantagens dos sistemas PV

Vantagens dos Sistemas Fotovoltaicos
Utiliza uma fonte energética abundante, facilmente acessível, e infinita à escala temporal humana.
Não contribui directamente para as alterações climáticas ou poluição ambiente: não produz emissões gasosas ou resíduos.
Grande aceitação social.
Custo dos módulos tem vindo a diminuir e a eficiência a aumentar.
Investimento elevado em investigação e desenvolvimento nas células fotovoltaicas.
Incentivo à sua utilização através de políticas energéticas sob a forma de apoios do estado aos utilizadores.
Baixos custos de operação e manutenção: não depende do abastecimento de combustíveis.
Tecnologia silenciosa
Elevada fiabilidade. reduzido desgaste devido à ausência de movimentação interna de peças (garantias dos fabricantes superiores a 30 anos).
Fácil instalação em qualquer ponto geográfico, ainda que remoto.
Modularidade: permite fácil instalação, expansão e adaptação.
Integração paisagística: pode ser integrado em edifícios novos ou já existentes.
Elevada diversidade de áreas de aplicação: aeroespacial, comunicações, transportes, agrícola, etc.
Produção anual pode ser facilmente estimada.

Vimos também que apesar das inúmeras vantagens que estes sistemas apresentam, existem também desvantagens a eles associados (Quadro 2.3). Constata-se por exemplo, que apesar do elevado investimento em investigação e desenvolvimento da célula fotovoltaica o mesmo não se tem verificado para os restantes componentes do sistema fotovoltaico.

Quadro 2.3 – Síntese das principais desvantagens dos sistemas PV

Desvantagens
Natureza intermitente da produção de energia condiciona a fiabilidade no fornecimento de energia.
Fonte energética é difusa e de baixa densidade.
Rendimento global reduzido: custo de produção “LCOE” ainda é elevado.
Elevado investimento inicial, e custo elevado dos componentes de balanceamento do sistema.
Distintas tecnologias, níveis de maturidade, custo e fiabilidade dos componentes.
Fiabilidade dos equipamentos de balanceamento em geral inferior à dos módulos PV.
A utilização de vários componentes (BSF) traduz-se num aumento do grau de complexidade dos sistemas PV (elevado número de factores que condiciona o desempenho do sistema).
Produção intermitente obriga em sistemas autónomos a recorrer à acumulação de energia com perdas associadas.
Falta de meios de acumulação de energia com boa relação tecno-económica.
Necessitam conversores (inversores e transformadores) para possibilitar a utilização de aparelhos eléctricos em corrente alternada, e/ou injectar electricidade na rede.
Perdas por efeito de joule superiores, devido à produção em baixa tensão.
Produção horária e diária difícil de prever.

As desvantagens destes sistemas estão relacionadas com factores ambientais, humanos e tecnológicas. Para analisar o potencial de optimização dos sistemas fotovoltaicos de uma forma integrada, ou seja como um todo, estudam-se inicialmente neste capítulo, os principais factores que condicionam o seu desempenho, ao longo do seu ciclo de vida, nomeadamente nas fases de dimensionamento, comissionamento, instalação, operação e manutenção.

Em seguida é feita uma análise ao estado actual, desafios e tendências futuras na optimização de sistemas fotovoltaicos. Nesse seguimento são apresentadas em seguida alguns exemplos de ferramentas de modelação e simulação de sistemas fotovoltaicos utilizados actualmente para a sua optimização.

Por último termina-se com uma breve análise ao estado da arte da implementação de técnicas de inteligência artificial em sistemas fotovoltaicos, a qual se perspectiva possa vir a contribuir significativamente no futuro para a optimização do desempenho destes sistemas.

2.3.1 - Factores que condicionam o desempenho dos Sistemas PV

Um sistema fotovoltaico consiste, para além do gerador solar, num conjunto de elementos (equipamento de acumulação, rede eléctrica, conversores de potência DC/DC ou inversores e equipamento de controlo associado), de cuja interacção e complexidade depende o desempenho do sistema.

Através da explicação do funcionamento dos sistemas PV, da sua modelação, e simulação do seu comportamento, identificaram-se ao longo deste trabalho, os principais factores que condicionam o seu desempenho global numa perspectiva integrada de todos os seus componentes.

Como vimos anteriormente, os factores que condicionam o desempenho de um sistema PV podem ser de três tipos:

1. Ambientais (externos);
2. Tecnológicos (internos) intrínsecos à tecnologia dos seus equipamentos;
3. Humanos, relacionados com a relação utilizador-tecnologia;

Estes actuam em diferentes níveis e processos do ciclo de vida e produção dos sistemas fotovoltaicos. Os factores humanos, por exemplo, actuam sobretudo sobre as fases de concepção, instalação, operação e manutenção (Figura 2.40).

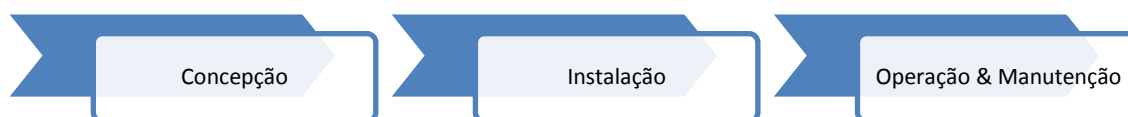


Figura 2.40 –Influência dos Factores Humanos no ciclo de vida dos Sistemas PV

Por sua vez os factores tecnológicos condicionam os processos de produção, desde a captação à entrega de energia ao consumidor final (Figura 2.41). Estes representam as perdas por factores tecnológicos do sistema. Contudo os factores humanos têm também a capacidade de afectar os vários processos de produção de energia, desde a captação à produção, ao condicionar em primeiro lugar os processos de concepção, instalação e operação e manutenção.



Figura 2.41 –Influência dos Factores Tecnológicos no ciclo de vida dos Sistemas PV

Assim, os factores ambientais, humanos, e tecnológicos influem todos sobre os vários processos de produção, em relação de interdependência, afectando os vários componentes do sistema e o seu desempenho (Figura 2.42).



Figura 2.42 –Componentes típicos principais dos Sistemas PV

A deterioração da bateria de acumuladores, por exemplo, pode dever-se a um erro na selecção da sua capacidade ou à escolha e parametrização do regulador de carga (factores humanos), às limitações da própria tecnologia da bateria (factores tecnológicos), ou à temperatura de operação que condiciona a sua capacidade (factor ambiental).

De todos os factores identificados os mais abundantes são os factores tecnológicos, o que não significa no entanto, que estes sejam necessariamente os mais relevantes. Um simples erro humano no dimensionamento do sistema por exemplo, poderá por em risco a viabilidade de toda uma instalação.

2.3.1.1 - Factores gerais que afectam o desempenho dos sistemas PV

Neste ponto identificam-se os factores que são passíveis de afectar todos os componentes do sistema, e o sistema em geral (Quadro 2.4).

Quadro 2.4 –Factores gerais que condicionam o desempenho dos sistemas PV.

	Factores Gerais	Tipo de Factor
1	Dimensionamento (i.e. sub ou sobre dimensionamento; falhas técnicas)	Humano
2	Instalação (i.e. posição errada dos módulos)	Humano
3	Manutenção: falta de formação, componentes de má qualidade, procedimentos errados, cultura de trabalho	Humano
4	Transporte: manuseamento incorrecto.	Humano
5	Aquisição: tecnologia obsoleta, especificação errada.	Humano
6	Falta de dados sobre o desempenho real dos sistemas, e cálculo de perdas	Humano / Tecnológico

O correcto dimensionamento dos vários componentes do sistema é essencial para garantir a sua boa operação e rentabilidade ao longo da sua utilização. Para isso é importante que a optimização seja feita logo a partir da fase de projecto (concepção) do sistema. Devido à sua importância iremos abordar com maior detalhe este ponto no capítulo 2.3.3.

A incorrecta aquisição, transporte, instalação, e manutenção são também factores de origem humana que podem afectar qualquer um dos componentes, e comprometer a operação do sistema como um todo.

Infelizmente existem poucos estudos com dados que permitam avaliar os efeitos de todos estes factores no desempenho dos sistemas PV. A análise do desempenho com dados reais é fundamental no apoio à decisão para justificar o investimento num sistema PV. Para além disso é ainda importante para detectar problemas operacionais, facilitar a comparação entre sistemas que possam diferir a nível de dimensionamento e configuração, e ainda avaliar a interacção dos sistemas PV com a rede, nos casos em que tal se aplique (Kymakis et al., 2009).

A utilização destes dados poderia ser utilizada por exemplo, para prever o desempenho de outros sistemas, em função das suas condições de operação, com recurso à utilização de técnicas de modelação e simulação. Por outro lado, seriam importantes para validar os modelos de sistemas PV utilizados. Com os mesmos seria possível validar os pressupostos utilizados na construção dos modelos, assim como afinar, e melhorar a sua precisão.

Curiosamente, a falta de dados sobre o desempenho dos sistemas PV não se deve a condicionamentos técnicos, mas sobretudo a factores humanos.

2.3.1.2 - Concepção do Sistema (Dimensionamento)

A variabilidade dos recursos energéticos naturais (endógenos) é o primeiro factor a condicionar o desempenho de um sistema de produção de energia renovável. No caso dos sistemas fotovoltaicos, estes estão totalmente dependentes da disponibilidade solar (irradiância), e como vimos, também, embora em menor grau, de parâmetros climatéricos como a temperatura, o vento, a humidade.

Simultaneamente há que considerar também o perfil de consumo que se pretende satisfazer. Este ponto é ainda mais relevante em sistemas autónomos, em que a produção deve cobrir totalmente as necessidades de consumo.

As estratégias de optimização variam também naturalmente consoante o tipo de sistema e aplicação. Num sistema autónomo o objectivo deverá ser o de produzir o máximo de energia possível de forma a conseguir cobrir as necessidades de consumo. Já num sistema conectado à rede, a exigência a nível de produção poderá ser menor, e em caso de escassez de irradiância, o consumo pode ser compensado com electricidade proveniente da rede.

A optimização na fase de concepção consiste assim em tentar determinar a configuração de sistema fotovoltaico mais adequada (tipo e nº de colectores, acumuladores, etc.) consoante o tipo de aplicação, para um determinado local, e padrão de consumo.

Devido à variabilidade e imprevisibilidade da produção de energia fotovoltaica, e também do consumo, a determinação da configuração ideal, que garanta as necessidades de consumo com o menor custo possível, é uma tarefa complexa de concretizar.

Muitos investigadores têm inclusivamente criado algoritmos (softwares) para o efeito, que com recurso a bases de dados meteorológicos locais, simulando o desempenho de vários tipos e configurações de sistemas, obtendo como resultado, qual ou quais os sistemas mais adequados a cada local e aplicação em função das necessidades de consumo (Seeling-hochmuth, 1998).

Estas aplicações focam-se, na sua maioria, nos sistemas autónomos, uma vez que estes são os que necessitam de maior garantia de fiabilidade. Contudo, e apesar do desenvolvimento de inúmeras aplicações, no dimensionamento de sistemas fotovoltaicos continuam ainda a ser utilizadas técnicas convencionais (Pereira & Oliveira, 2011; Seeling-hochmuth, 1998), normalmente designadas por “regras da arte, ou de bolso”¹⁷.

A maioria destes métodos não entra em conta com a variação da radiação e com a variação do perfil de consumo ao longo do ano. Na maior parte dos casos os cálculos são efectuados para o pior cenário possível, utilizando-se normalmente o mês mais desfavorável - de menor irradiância - para dimensionar o sistema (Pereira & Oliveira, 2011), o que por vezes pode levar ao seu sobredimensionamento, com conseqüente aumento de custos.

A maioria dos métodos convencionais também não se encontram vocacionados para determinar o desempenho dos sistemas, e utilizá-la como factor de decisão no dimensionamento.

Este ponto, aliado ao facto de raramente se monitorizar o desempenho dos sistemas após a sua instalação¹⁸, será um dos factores pelo qual a competitividade dos sistemas PV não é actualmente mais elevada, e que revela a importância de otimizar os sistemas logo na fase da sua concepção, através da simulação do seu desempenho.

¹⁷ Também conhecidas como *Rules of thumb*, no termo anglo-saxónico.

¹⁸ Sobretudo os sistemas de pequena e média escala, em particular os autónomos que são os que estão mais sujeitos a falhas de concepção.

É nesse sentido que vários autores se têm, nos últimos anos, debruçado sobre a otimização da concepção e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos e sistemas híbridos (ver Cap. II).

2.3.1.3 - Captação e Conversão da energia solar

Nos sistemas fotovoltaicos a produção de energia está directamente relacionada com o nível de irradiância incidente sobre os módulos fotovoltaicos, e com os mecanismos associados à conversão fotovoltaica.

O grau de aproveitamento da radiação solar depende de inúmeros factores (Quadro 2.5), desde as condições meteorológicas, de obstáculos que possam provocar sombreamento, do tipo de células fotovoltaicas utilizadas, e da existência ou não de “seguidores solares” que maximizem o aproveitamento do recurso solar.

Quadro 2.5 –Factores que condicionam a captação e conversão da energia solar.

	Factor	Equipamento/ Processo	Tipo de Factor
1	Maximização da irradiância que incide sobre os módulos PV (seguimento solar)	Captação de Energia	Tecnológico
2	Condições meteorológicas (nebulosidade, efeito de difusão), reflectividade do entorno dos módulos	Captação de Energia	Ambiental
3	Temperatura (evaporação e vento) ¹⁹ .	Conversão	Ambiental
4	Redução da eficiência pelo efeito de sombreamento	Instalação / Operação	Humano & Tecnológico
5	Redução do desempenho das técnicas de MPPT devido à ocorrência de sombreamento ²⁰ .		Tecnológico
6	Tipo de célula / Eficiência do processo de conversão fotovoltaico	Conversão	Tecnológico
7	Perdas internas nos módulos por degradação, calor e acumulação de poeiras na sua superfície.	Após conversão	Tecnológico

Alguns sistemas fotovoltaicos dispõem de equipamentos que optimizam a captação da irradiação solar. São utilizadas estruturas de suporte dos módulo PV que permitem a rotação segundo o eixo horizontal e vertical, de forma a acompanhar o movimento aparente do sol. O objectivo é fazer com que a irradiação incida perpendicularmente sobre a superfície dos módulos, reduzindo o efeito de reflexão, maximizando assim a energia aproveitada. Chamam-se a estes dispositivos, sistemas de seguimento (*tracking*). Apesar da tecnologia de seguimento permitir maximizar o aproveitamento da energia solar, o custo dos módulos com

¹⁹ O aumento de temperatura pode provocar uma diminuição da potência produzida de 25%.

²⁰ A incidência de diferentes níveis de irradiância em cada módulo ou fileira fazem com que, no gerador possam existir múltiplos pontos de máxima potência.

este equipamento é superior pelo que os benefícios de aumento da produção deverão ser comparados com os custos adicionais que acarretam numa análise de ciclo de vida.

Para reduzir o efeito negativo da temperatura sobre o rendimento das células PV os módulos são desenhados de forma a promover o arrefecimento por ventilação natural. O arrefecimento é especialmente importante em instalações nos telhados em que o caudal de passagem de ar é reduzido.

Se devido a uma instalação incorrecta os módulos se ficarem sujeitos a sombreamento, a capacidade de produção de energia será limitada. No programa dos “1.000 telhados” promovido na Alemanha, determinou-se que as perdas por sombreamento são responsáveis por mais de 30 % das perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos (EU, 2004). A redução dos sombreamentos é assim determinante para o desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

Por último, o tipo de célula utilizada determina a eficiência do sistema (Figura 1.6). A utilização de células multi-junção de elevada eficiência, por exemplo, permite maximizar o aproveitamento do espectro de radiação solar, captando a radiação em bandas mais alargadas do espectro.

Grande parte das perdas de energia nos sistemas fotovoltaicos ocorrem também no próprio gerador fotovoltaico (Kymakis et al., 2009). Para além da instalação e manutenção incorrecta, e de outros factores gerais que condicionam a operação dos vários componentes do sistema, os sombreamentos no gerador provocam a incidência de diferentes níveis de irradiância em cada módulo ou fileira, que fazem com que no gerador possam existir múltiplos pontos de máxima potência.

2.3.1.4 - Baterias de Acumuladores & Controladores de Carga

Como vimos, nos sistemas autónomos a utilização de baterias de acumuladores permite beneficiar de uma maior disponibilidade de energia (maior equilíbrio entre a produção/consumo) na resposta à variabilidade da irradiação solar (Cap. 2.2.2). Por outro lado, a bateria, ao tornar-se parte integrante do sistema, induz também algumas condicionantes.

Tanto em sistemas autónomos, como em sistemas híbridos as baterias são provavelmente os elos mais fracos do sistema. Estas são expostas a sobrecargas e subcargas que reduzem o seu ciclo de vida. Para além disso as baterias também necessitam de monitorização e manutenção regular (Seeling-hochmuth, 1998).

Estes problemas surgem em parte devido ao facto da tecnologia de chumbo-ácido, presente à mais de 100 anos, não ter sido desenvolvida especificamente para a utilização com sistemas fotovoltaicos. As chamadas baterias solares não são mais do que adaptações desta tecnologia. Contudo o desenvolvimento de novas baterias, tais como as de hidretos metálicos de níquel prometem vir a resolver muitos destes problemas (Luque & Hedegus, 2011).

Outro dos problemas deve-se ao tipo de controladores de carga utilizado. Os fabricantes têm seguido duas filosofias distintas: a utilização de controladores simples, de baixa tecnologia e custo, ou a utilização de sistemas mais complexos proporcionando menores custos globais no ciclo de vida de utilização do sistema. Outro dos problemas é a ainda pouca informação existente acerca do desempenho real destes dispositivos (Luque & Hedegus, 2011). No Quadro 2.6 identificam-se estes e outros factores relacionados com o desempenho das baterias.

Quadro 2.6 – Síntese - Factores condicionantes ao desempenho das baterias de acumuladores

Factor	
1	Capacidade limitada.
2	Dimensionamento crítico para evitar falhas no fornecimento de energia ao sistema, assim como para evitar acréscimo de custos elevados.
3	Necessidade de utilização de controladores de carga para prolongar o seu tempo de vida útil.
4	Controlador não apropriado, mau desempenho do controlador; <i>setpoints</i> mal definidos.
5	A capacidade é influenciada por factores externos e de utilização: temperatura, das correntes de carga e descarga, tipo de descarga (parciais, ou profundas).
6	O processo de carga das baterias não é linear e deve ser feito lentamente.
7	A sobrecarga e a operação a temperaturas elevadas podem originar o fenómeno de <i>gassing</i> , diminuindo o seu tempo de vida.
8	Ocorrência de fenómenos de auto-descarga quando não está a ser utilizada.
9	Não devem estar durante períodos longos com baixos estados de carga e sujeitas a ciclos parciais.
10	Necessidade de equalização das baterias com alguma frequência.
11	Necessitam de monitorização e manutenção regular.

É expectável que a tecnologia actual de baterias por si só, não consiga dar resposta à demanda crescente de energia que se irá verificar com o aumento do consumo a longo prazo. Para reduzir os problemas de intermitência, os sistemas PV podem ser complementados com outras fontes de energia (Nema, Nema, & Rangnekar, 2009). As células de combustível que têm elevada eficiência, modularidade e flexibilidade na fonte de combustível tendo no entanto dinâmicas lentas de resposta. No futuro a integração de PV com células de combustível e baterias poderão conseguir fornecer electricidade com alta qualidade (Nema et al., 2009).

2.3.1.5 - Conversão e distribuição da energia produzida

Para além das perdas na conversão da energia solar, na produção e acumulação de energia, ocorrem ainda perdas de energia na conversão da energia eléctrica para corrente alternada, e na elevação da tensão. Seja para utilização de equipamentos em corrente alternada, ou para injeção de electricidade na rede os inversores e transformadores têm perdas associadas, que dependem do factor de capacidade ao qual operam. Por outro lado, a nível de dimensionamento é importante seleccionar o tipo de configuração adequada do(s) inversor(es) (número, tipo, e eficiência) de forma a possibilitar as menores perdas possíveis.

Também no transporte (no caso de sistemas de grande escala) e na distribuição da electricidade produzida ocorrem perdas (i.e. perdas por efeito de Joule).

Quadro 2.7 –Factores associados à conversão e distribuição de energia.

	Factor	Equipamento/ Processo	Tipo de Factor
1	Configuração do sistema: número, tipo e eficiência dos inversores	Dimensionamento	Humano
2	Perdas após o gerador PV: perdas na rede, no inversor, na transformação.	Após produção	Tecnológico

2.3.2 - Estado actual e tendências futuras na optimização de Sistemas PV

Um dos pontos mais desenvolvidos até agora, tem sido a optimização de sistemas na fase de projecto, tendo em vista obter um equilíbrio entre a capacidade instalada, o custo, e o retorno em termos de energia produzida, e do seu valor quando vendido à rede.

Contudo, os sistemas fotovoltaicos afiguram-se nos dias de hoje, não só como fonte de produção de energia para consumo próprio, mas como tecnologia passível de ser integrada na rede eléctrica nacional, servindo de sistema de backup.

Num estudo desenvolvido pela agência internacional de energia “Photovoltaic Power Systems” (IEA, 2011a) com base na análise de habitações com boa exposição solar em 14 países concluiu-se que com apenas 20 m² de área de módulos PV instalados no telhado de moradias com boa exposição solar seria possível satisfazer o seu próprio consumo na maior parte do ano (Figura 2.43), aproximando-se do conceito de “edifícios de balanço zero”²¹ a nível da produção e consumo eléctrico.

²¹ *Net Zero Buildings* ou *Positive Energy Buildings* - são edificios muito eficientes que conseguem produzir tanta energia quanto a que consomem numa média anual.

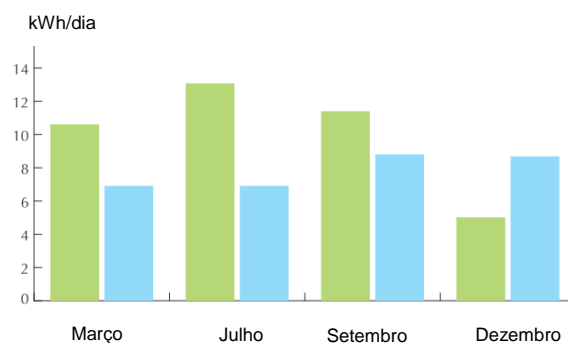


Figura 2.43 – Produção diária de 20m² de área de instalação PV numa pequena habitação com boa exposição solar (a verde), e respectivo consumo (a azul) (IEA, 2011a).

A IEA refere ainda que os sistemas PV residenciais poderão vir a ser mais económicos que os sistemas instalados pelas *utilities* (que actualmente são 27% mais baratos) (IEA, 2011a)²².

Com o incentivo nos últimos anos à implementação de sistemas de micro e mini-geração com a possibilidade de venda à rede, sobretudo na Europa e EUA, irão certamente surgir aplicações que rentabilizem economicamente este tipo de aplicações.

Outra das apostas da união europeia, e de outros países, nomeadamente Portugal, tem sido a promoção do desenvolvimento e comercialização de veículos eléctricos (VE). Estes recorrem usualmente a baterias de acumuladores para alimentar os motores eléctricos, e espera-se que a sua utilização venha a aumentar no futuro (Figura 2.44).

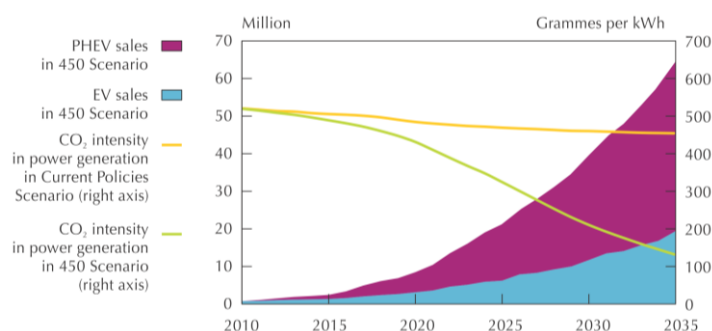


Figura 2.44 –Vendas de veículos eléctricos e veículos híbridos (IEA, 2011a).

A promoção da utilização de VE (motas, bicicletas, automóveis) deverá impulsionar a aplicação de sistemas fotovoltaicos, em habitações, parques de estacionamento de empresas, ou de grandes superfícies comerciais, por exemplo, aproveitando a utilização das baterias para acumulação da energia produzida.

²² Há ainda que ter em conta que os sistemas residenciais não competem com os preços globais de energia, mas com os preços de retalho, que não incluem entre outros, os custos de distribuição. A paridade com a rede será atingida quando os custos de produção fotovoltaica igualarem os custos de “retalho” (IEA, 2011a).

A utilização das baterias dos veículos eléctricos para efectuar o nivelamento do diagrama de carga tem sido sugerida como uma forma eficiente de reduzir as necessidades de acumulação de energia (IEA, 2011a) (Figura 2.45).

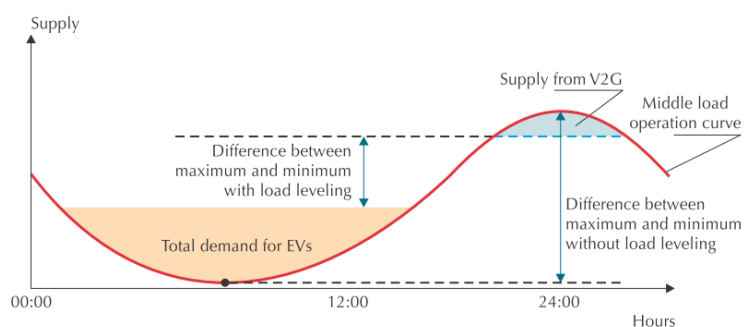


Figura 2.45 – Como os veículos eléctricos podem nivelar a curva de consumo (IEA, 2011a).

As redes eléctricas também necessitarão de evoluir consideravelmente para realizar novas tarefas, como gerir a produção cada vez mais variável, enviar informação de tarifas para produtores e clientes, e gerir também o consumo. Esta tendência já tem sido observada na evolução para as chamadas redes inteligentes (IEA, 2011a). O potencial da utilização de redes inteligentes é enorme (Gladstone, 2011). Logo, os sistemas fotovoltaicos terão também de se tornar mais inteligentes para acompanhar esta evolução.

Num futuro não muito longínquo é expectável que os consumidores/produtores com sistemas fotovoltaicos residenciais possam utilizar o excesso de energia produzida para carregar o próprio veículo eléctrico e vendê-la em momentos de tarifa mais elevada.

A combinação deste tipo de sistemas (com possibilidade de venda à rede), com a incorporação de veículos eléctricos, e ainda a regulamentação das casas energeticamente auto-suficientes (zero energy buildings) está a criar a necessidade de desenvolvimento de aplicações de optimização e controlo (desenvolvimento de controladores) que possibilitem rentabilizar ao máximo estes sistemas.

Uma vez que existem cada vez mais factores a influir sobre a rentabilidade destes sistemas: diferentes tarifários para venda de energia eléctrica à rede, capacidade de acumulação de energia, possibilidade de acumulação de energia da rede, será fundamental que exista um sistema “inteligente” que optimize o seu desempenho.

Surgem por exemplo os sistemas de controlo integrado, *demand-side-management* que monitorizando com o lado da produção (analisando instantaneamente ou prevendo a produção) conseguem actuar nos equipamentos consumidores, desligando-os, ou reduzindo o

seu consumo, ou interagindo com o próprio utilizador. Iremos analisar alguns destes pontos com mais detalhe em seguida.

É expectável ainda que o desenvolvimento das chamadas células PV orgânicas, de baixo custo, e com capacidade de incorporação em fachadas e automóveis por exemplo, permita também estender o potencial da geração fotovoltaica a outros domínios.

A optimização destes sistemas passará pelo desenvolvimento de técnicas de optimização ainda mais complexas, resultantes da sua utilização e integração em novas aplicações com a necessidade de garantir novas funcionalidades não apenas relacionadas com a produção de energia eléctrica (i.e. obscurecimento de vãos envidraçados em períodos de maior irradiação).

Com a incorporação de mais variáveis no “jogo” da optimização (i.e. equipamentos, variação nas tarifas horárias, etc.) terão provavelmente de ser utilizadas técnicas de controlo dinâmicas dotadas de *inteligência* em oposição às utilizadas actualmente.

2.3.3 - Utilização de Ferramentas de Modelação/Simulação

Na concepção de um sistema fotovoltaico, há que considerar as inúmeras opções existentes a nível da sua configuração, desde a escolha do tipo de tecnologia dos módulos PV, a opção por sistemas de concentração solar, o tipo e número de baterias, inversores, etc, e a opção pelo o seguimento solar.

As combinações possíveis são inúmeras, e para avaliar o seu desempenho seria praticamente impossível fazê-lo sem recorrer a simulações e por conseguinte à modelação destes sistemas. As técnicas convencionais são bastante limitadas para lidar com a complexidade do problema de optimização dos sistemas PV.

Existem diversas aplicações informáticas no mercado que permitem, através da modelação de sistemas, estudar (simular) e dimensionar sistemas fotovoltaicos. Cada uma destas aplicações, tem diferentes graus de usabilidade, validação e precisão, e número possível de configurações a simular (Rekioua & Matagne, 2012; Seeling-hochmuth, 1998).

A maioria destas aplicações simulam o sistema através de uma descrição matemática das condições de operação dos seus componentes e do fluxo de energia no sistema, e frequentemente incorporam também uma análise financeira da configuração do sistema. Estas aplicações são uteis para avaliar uma certa configuração de sistema, e permitir observar os efeitos da alteração do “tamanho” dos componentes, e dos seus parâmetros de operação

manualmente. No entanto na sua maioria, estas aplicações requerem que seja o utilizador a definir à priori um tipo de configuração de sistema para análise.

Surgem no entanto algumas aplicações que permitem optimizar a selecção das configurações mais viáveis para um certo local, padrão de consumo e aplicação. Seeling-hochmuth (1998), por exemplo, desenvolveu um modelo de optimização do dimensionamento de sistemas híbridos, que, com base na informação da irradiação, temperatura, e perfil de consumo, simula o desempenho de uma combinação extensa de diferentes configurações de sistemas, recorrendo a bases de dados com informação técnico-económica de vários componentes de diferentes fabricantes. No final, os resultados das simulações das várias configurações são classificados, em função do seu LCOE.

Contudo, esta provou ser uma técnica bastante intensiva do ponto de vista do esforço computacional devido à necessidade de simular para o período de um ano de referência, o desempenho das várias configurações de sistemas.

No âmbito deste trabalho foi feita uma comparação entre diferentes tipos de aplicações de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.

Os programas mais evoluídos, são os que utilizam modelação por passo de tempo (modelos discretos) e são amplamente utilizados devido ao seu largo âmbito de aplicação. Estas aplicações utilizam modelos que pretendem reproduzir, o mais fielmente possível, o sistema real. O método de modelação utilizado na aplicação determina a precisão, o número de dados a introduzir, a velocidade de processamento, e naturalmente, também o custo do programa.

Os critérios de avaliação de desempenho dos sistemas variam consoante as aplicações. A maior parte tem em comum a utilização de uma função objectivo, que representa a relação custo-benefício que a longo prazo cada sistema pode originar (Seeling-hochmuth, 1998).

Na maioria das aplicação é necessário definir inicialmente a configuração do sistema que desejamos simular, podendo ser várias as opções existentes: sistema montado no telhado; sistema integrado no telhado; sistema autónomo; sistema híbrido fotovoltaico; sistema para bombagem de água; ou sistema conectado à rede.

O segundo passo consiste normalmente na selecção do local da instalação. Muitas das aplicações possuem já uma extensa base de dados meteorológicos de vários locais do mundo, poupando ao utilizador o trabalho de introdução destes dados.

O comportamento do programa é calculado com base em séries temporais de dados meteorológicos, que normalmente têm uma resolução definida em intervalos de uma hora.

A tipologia de cada programa varia consideravelmente (EU, 2004). Algumas aplicações permitem o cálculo da penalização por sombras PVsyst (PVsyst, 2011) e Pvcad (ISET, 2012), através de uma análise tridimensional do sombreamento, noutros é necessário introduzir a sombra horizontal graficamente como o PV*SOL (TSDC, 2012), enquanto noutros as perdas por sombreamento devem ser estimadas e inseridas pelo utilizador.

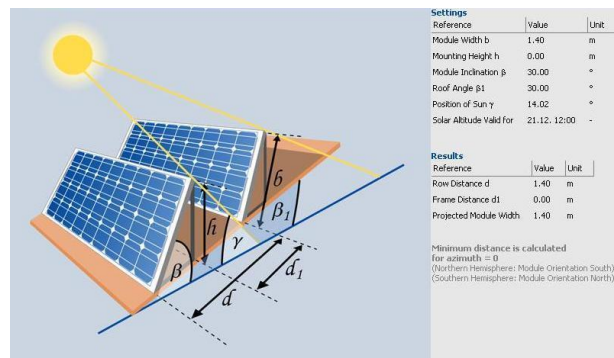


Figura 2.46 –Interface da aplicação PV Sol (TSDC, 2012).

Existem já algumas aplicações como o PVCad que incorporam a funcionalidade de desenho assistido por computador (CAD), permitindo trabalhar num ambiente tridimensional, com vantagens a nível da detecção de efeitos de sombreamento e integração paisagística entre outras (Figura 2.47).

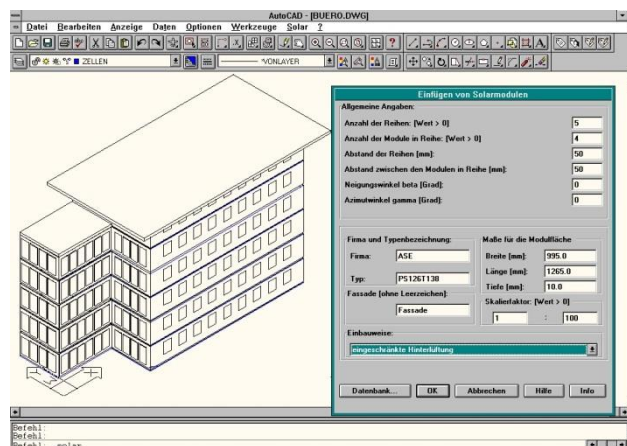


Figura 2.47 –Interface da aplicação PVCad (ISET, 2012).

Existem ainda aplicações informáticas especializadas para algumas utilizações de sistemas PV, como é o caso do DASTPVPS (Mayer, 2012).



Figura 2.48 –Interface da aplicação DASTPVPS (Mayer, 2012).

Existem ainda programas que para além de simular sistemas fotovoltaicos, permitem simular várias tecnologias, e outros ainda que permitem simular sistemas híbridos (que utilizam mais do que uma tecnologia de produção) como é o caso do HOMER (HE, 2011)

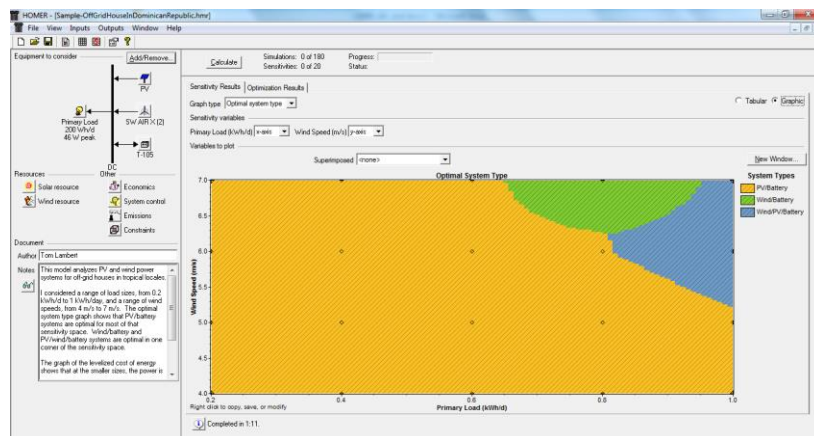


Figura 2.49 –Interface da aplicação HOMER (HE, 2011).

A aplicação ALTEPS (ASC, 2010) enquadra-se também neste tipo, permitindo para um dado local prever qual a melhor solução, dentro das várias tecnologias de energia renovável, para produção de energia eléctrica. Este integra para aplicações de pequena escala, sistemas fotovoltaicos, eólicos, e ainda mini-hídricas em sistemas autónomos, ou configurações conectadas à rede. Permite modelar graficamente o sistema eléctrico de uma casa: as várias cargas e as suas características de utilização (quando são operados, qual a carga consumida) para criar um perfil de consumo. Com base na tarifa eléctrica existente é possível calcular o saldo entre a electricidade produzida e a electricidade comprada para otimizar o tamanho dos componentes do sistema.

As várias aplicações podem ser classificados segundo o seu grau de precisão, a possibilidade de selecção otimizada do sistema, a possibilidade de efectuar análise de viabilidade económica, e quanto ao número de configurações, e tipos de tecnologias que permitem simular.

2.3.4 - Técnicas de Inteligência Artificial em Sistemas PV

Como vimos, é expectável que as novas aplicações dos sistemas fotovoltaicos venham a introduzir novos desafios, e níveis de complexidade acrescidos no que diz respeito à optimização da sua operação.

Nos últimos anos tem-se vindo a investigar o potencial da implementação de técnicas de inteligência artificial na modelação, assim como na optimização e controlo de sistemas fotovoltaicos. Neste capítulo fazemos uma análise ao estado da arte da utilização destas técnicas no domínio dos sistemas fotovoltaicos.

2.3.4.1 - Redes neuronais

Vários autores, têm utilizado **redes neuronais** para prever a radiação com base em dados meteorológicos. Kalogirou & Şencan (2010) referem a utilização de redes neuronais com sucesso, na previsão meteorológica, e na previsão de cargas térmicas e eléctricas. Adel Mellit & Pavan (2010) utilizaram também redes neuronais para prever a radiação com 24 horas de avanço, com bons resultados na previsão de produção de um sistema fotovoltaico. Zervas, Sarimveis, Palyvos, & Markatos (2008) pretendem utilizar esta técnica para prever a produção de colectores PV, e definir decisões óptimas no que diz respeito à manutenção e operação dos colectores. Os vários modelos mostram ter elevado desempenho de eficácia de previsão.

2.3.4.2 - Algoritmos Fuzzy

Salah et al. (2008) utilizaram **algoritmos fuzzy** para fazer a gestão energética de um painel fotovoltaico numa instalação doméstica com resultados bastante positivos. Também Altas & Sharaf (2008) conduziram um estudo para um sistema autónomo PV alimentando diversas cargas eléctricas, totalmente controlado por um sistema inovador e simples de lógica *fuzzy* de pesquisa, detecção e seguimento, que assegura o MPP em condições diversas de radiação, temperatura e flutuações na carga eléctrica.

Chaabene & Ammar (2008) utilizaram um **modelo dinâmico neuro-fuzzy** para prever a irradiação e a temperatura ambiente, utilizando o comportamento de parâmetros meteorológicos durante os dias anteriores.

2.3.4.3 - Algoritmos Genéticos

Koutroulis et al. (2006) desenvolveu uma metodologia para o dimensionamento óptimo de pequenos sistemas híbridos fotovoltaicos e éolicos utilizando **algoritmos genéticos**. A minimização da função custo (função objectivo) foi implementada utilizando algoritmos genéticos atingindo o resultado de forma mais simples que utilizando programação dinâmica e

técnicas de gradientes. O método foi aplicado para o dimensionamento de um sistema doméstico tendo-se concluído que o sistema híbrido tem custos inferiores à utilização de sistemas individuais fotovoltaicos ou eólicos.

Yang et al. (2008) também utilizaram algoritmos genéticos para obter a configuração ótima de um sistema híbrido fotovoltaico e eólico autónomo com o mínimo de custos possível, em função também da probabilidade de falha de capacidade de produção. Como variáveis de decisão incluiu: o número de colectores fotovoltaicos, o número de turbinas eólicas, o ângulo de inclinação dos colectores, e a altura das turbinas. Bala & Siddique (2009), e Lopez & Agustin (2005), também utilizaram algoritmos genéticos para otimizar o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos (otimizando o tamanho, a capacidade de armazenamento das baterias, a capacidade do inversor, a potência do gerador de apoio, e a estratégia de operação).

2.3.4.4 - Modelos Preditivos

De forma a incrementar a percentagem de produção renovável de um país será necessário integrar a geração de energia fotovoltaica e/ou eólica na rede convencional. O maior obstáculo para a penetração destas tecnologias prende-se com as limitações da própria rede de distribuição de energia. No entanto, segundo os autores, este problema pode ser resolvido com a previsão precisa dos níveis de penetração de PV ou eólica na rede (Deshmukh & Deshmukh, 2008).

A previsão da irradiação solar é importante, não só no caso da produção descentralizada, mas também para as centrais fotovoltaicas na medida em que possibilitam a realização de planos de consignação da produção de energia, e no que diz respeito aos sistemas híbridos autónomos, possibilitam também utilizar as previsões para melhorar os algoritmos de controlo dos controladores de carga (Adel Mellit & Pavan, 2010).

A inteligência computacional tem sido utilizada com sucesso para prever a irradiação, tendo sido utilizadas neste domínio três estratégias (Adel Mellit & Pavan, 2010):

1. Prever a irradiação solar através de parâmetros meteorológicos (temperatura do ar, humidade relativa, velocidade do vento, etc.), redes neuronais e lógica *fuzzy*.
2. Prever a irradiação solar com base em dados observados no passado, recorrendo neste caso a redes neuronais que provaram ser bastante adequadas.
3. A última combina as duas metodologias anteriores.

Contudo a maioria destas estratégias não consegue obter previsões para várias horas ou dias em avanço, e as que o fazem necessitam de muitos dados meteorológicos para servir de input, que são difíceis de adquirir.

No conjunto destas técnicas destaca-se o trabalho de Mellit et al. (2008) que estimou a irradiação solar diária, a longo prazo, com sucesso. Os dados de validação confrontados com os dados estimados revelaram uma elevada precisão nas previsões (Adel Mellit & Pavan, 2010).

A metodologia proposta por Adel Mellit & Pavan (2010) consiste na utilização apenas da irradiação solar e a temperatura ambiente e o dia do mês. É utilizado um data logger que recolhe estes parâmetros com 10 minutos de intervalo. Recorre-se ao modelo de Redes Neurais Artificiais do tipo *Multilayer Perceptron* (MLP) sendo necessário proceder ao treino do sistema.

Os resultados das previsões foram bastante positivos comparando com dados reais, com o factor de correlação R^2 entre 0.95 e 0.99 para dias sem nuvens e entre 0.92 e 0.97 em dias nublados. O sistema foi ainda testado numa instalação fotovoltaica real onde se compararam os valores de produção de energia obtidos com os valores estimados, obtendo-se o factor de correlação R^2 de 0.90. Outra das vantagens deste método reside no facto do algoritmo ser de fácil implementação, uma vez que todas as funções utilizadas se encontram disponíveis nas *toolboxes* de redes neuronais e *bioinformatics* do MatlabTM.

O método desenvolvido poderá, segundo os autores, desempenhar um papel importante para o planeamento eficiente da operação de sistemas de energia renovável (Adel Mellit & Pavan, 2010).

2.3.4.5 - Potencial da aplicação de Inteligência artificial na optimização de sistemas fotovoltaicos

Como vimos, vários investigadores têm vindo a aplicar técnicas de inteligência artificial para optimização de sistemas fotovoltaicos. A utilização destas técnicas nos últimos anos, deve-se em parte ao aumento da capacidade de processamento dos computadores disponíveis actualmente, que começam agora a ser cada vez mais objecto de implementação em aplicações comerciais.

Cada vez mais assistimos à disseminação generalizada da utilização deste tipo de algoritmos na tecnologia que utilizamos correntemente no nosso dia-a-dia. Os sistemas fotovoltaicos não serão seguramente excepção a esta tendência.

O estudo dos sistemas fotovoltaicos desenvolvido no âmbito desta dissertação permite antever algumas das utilizações que poderão ser alvo da aplicação dos algoritmos de inteligência artificial, num futuro próximo.

No caso dos **sistemas conectados à rede**, a utilização de sistemas de inteligência artificial poderá ser uma solução para as novas exigências das redes inteligentes, nomeadamente na integração da produção, consumo, e venda descentralizada de energia à rede, perspectivando-se também a integração do veículo eléctrico como um componente do sistema.

Um dos principais entraves à disseminação da produção descentralizada consiste na dificuldade em garantir o equilíbrio entre a energia produzida e consumida na(s) rede(s). A utilização de **algoritmos preditivos** recorrendo a IA poderá ser útil tanto para a previsão do consumo como para a previsão da produção possibilitando o aumento da penetração das fontes renováveis no mix energético.

Em aplicações de sistemas PV conectados à rede, por exemplo, as técnicas preditivas possibilitariam controlar de forma otimizada o carregamento de um veículo eléctrico, utilizando-o também como sistema de acumulação de energia para alimentar o consumo de um edifício. Poderia também ser integrada a função de compra e venda à rede para rentabilizar o sistema.

No que diz respeito aos **sistemas autónomos**, as possibilidades de aplicação são inúmeras. Estes sistemas poderiam ser adaptados para otimizar alguns tipos de aplicações específicas, como por exemplo o caso dos sistemas de bombagem para rega. Ao prever com antecedência (um ou dois dias) as condições meteorológicas, e logo a necessidade da rega, a utilização das baterias poderia ser otimizada.

Em comum com todas estas aplicações está o facto da optimização do sistema poder melhorar a sua eficiência global e reduzir assim os seus custos a longo prazo.

3 - Modelação

Neste capítulo pretende-se fazer uma introdução aos conceitos chave da modelação, em particular, da modelação de sistemas fotovoltaicos, e seus componentes, que estão na base das simulações realizadas no âmbito desta dissertação, e que se apresentam no capítulo seguinte.

O trabalho de modelação iniciou-se com o estudo e definição dos modelos dos principais componentes dos sistemas PV (célula PV, carga e bateria de acumuladores de chumbo-ácido),

A partir dos “modelos de componentes” foram construídos “modelos de sistemas”, com o objectivo de compreender a importância e influência de cada componente na dinâmica e desempenho global do sistema fotovoltaico, e na sua interacção com os restantes componentes.

3.1 - Introdução à modelação

3.1.1 - Conceitos chave

Segundo Brito & Teixeira (2001) “simular significa fingir, falsificar, imitar, ou seja, substituir a realidade por uma versão personalizada dela”. Em primeiro lugar é necessário criar um modelo capaz de representar um determinado sistema real. Só depois de se ter criado o modelo se poderá dar início ao processo de simulação.

E importante ter em mente que, no acto de simular, todas as acções serão executadas sobre o modelo e não directamente sobre o sistema, pelo que os resultados de uma simulação nunca poderão representar o verdadeiro comportamento do sistema.

Antes de mais, é importante definir o conceito de sistema, que corresponde a «todo e qualquer objecto sobre o qual se pretende realizar um determinado estudo, enquanto um seu modelo é uma representação desse objecto na qual se irá efectivamente executar o estudo» (Brito & Teixeira, 2001).

Assim, uma vez que o modelo será sempre uma aproximação ao sistema real, os resultados das simulações não serão idênticos aos factos obtidos do sistema real. A diferença entre ambos depende do grau de precisão com que esse modelo consegue representar o sistema, e, portanto, também da incerteza admissível associada aos resultados.

Na criação de um modelo é importante ter noção do grau de precisão do modelo pretendido. Facilmente se poderá consumir bastante tempo na construção de um modelo demasiado

complexo e preciso, quando teria sido possível obter a mesma informação com um modelo mais simples. É por isso importante ter conhecimento não só das metodologias de modelação, como também do objecto de modelação em causa.

3.1.2 - Tipos de modelos: contínuos, discretos e estatísticos

A utilização do computador, tanto pela elevada capacidade de armazenamento de dados que permite, como pelo excelente poder de cálculo que põe à disposição do analista, veio permitir desenvolver os modelos conceptuais, que recorrem a conjuntos de equações matemáticas ou relações funcionais de causa-efeito.

Muitas vezes na prática o modelo acaba por ser uma solução mista, dependendo das opções do analista, dos três tipos de modelos conceptuais existentes: contínuos, discretos e estatísticos.

Modelos contínuos

Tomemos o exemplo de um modelo de simulação contínua. Neste o estado (variável Y) do sistema depende continuamente da variável independente (x) (Figura 3.1).

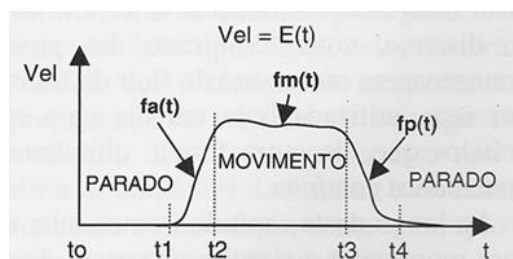


Figura 3.1 – Sistema contínuo (Brito & Teixeira, 2001).

Contudo, para sistemas mais complexos, a forma da função $E(x)$ não é explicitamente conhecida a priori mas através de um conjunto de equações diferenciais que regem o funcionamento do sistema, tornando o processo de simulação mais complicado, sendo, muitas vezes, impossível obterem-se resultados através da simples manipulação analítica (Brito & Teixeira, 2001).

Por isso num modelo de simulação contínua, é comum trabalhar com blocos de integração e de diferenciação interligados uns com outros de modo a que, através deles se possa, simular a resolução dessas equações (Figura 3.2).

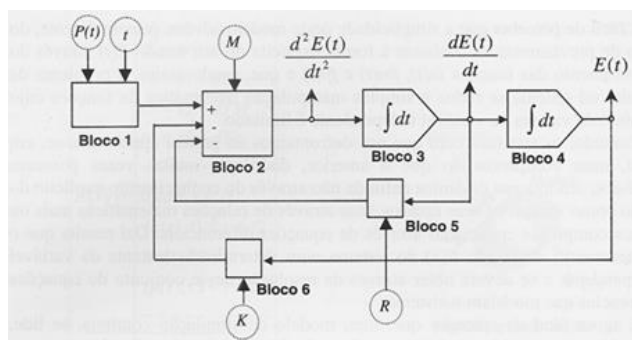


Figura 3.2 – Diagrama de blocos de simulação (Brito & Teixeira, 2001).

Modelos discretos

As técnicas de simulação discreta aplicam-se a sistemas cujos estados se possam considerar discretos, ou seja, que variem de forma discreta ao longo do intervalo de valores da variável independente. Pode considerar-se que um sistema é discreto sempre que seja possível “discretizar” os seus estados sem prejuízo da fiabilidade da sua representação num modelo.

As vantagens de tais simplificações são enormes, permitindo substituir uma análise analítica, com várias equações matemáticas complexas por uma análise baseada num conjunto de relações funcionais de causa-efeito, simplificando assim a elaboração do modelo (Brito & Teixeira, 2001).

Estas técnicas podem ainda ser aplicadas a sistemas contínuos que permitam a “discretização” dos seus estados, através por exemplo da utilização de intervalos de discretização mais reduzidos.

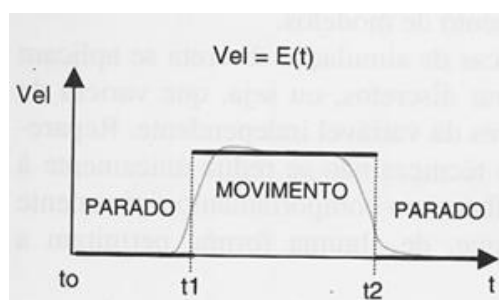


Figura 3.3 – Sistema discreto (Brito & Teixeira, 2001).

Apesar da grande maioria dos sistemas reais apresentar um comportamento contínuo, pelo menos do ponto de vista macroscópico, muitos deles exibem um comportamento próximo ao discreto. A simulação discreta é por isso, utilizada hoje em dia para modelar vários sistemas que dificilmente poderiam ser modelados recorrendo a soluções analíticas.

Modelos estatísticos

Na simulação estatística não é obrigatória a criação prévia do modelo ao contrário do que ocorre na simulação contínua e na simulação discreta. O modelo é considerado como uma caixa negra da qual não é necessário modelar os processos que se desenrolam no seu interior, mas unicamente conhecer as suas entradas ou as suas saídas, ou ambas, através de distribuições estatísticas.

3.1.3 - Introdução à Modelação de Sistemas Fotovoltaicos com Simulink™

No âmbito deste trabalho recorreu-se ao software Simulink™, para proceder à modelação dos sistemas fotovoltaicos e respectivos componentes. O Simulink™ é uma aplicação de programação do Matlab™ particularmente vocacionada para a modelação e simulação de sistemas reais. Este permite construir sistemas complexos através da agregação e reutilização de modelos de componentes de um sistema previamente modelados. Os modelos de componentes formam modelos de subsistemas, e estes por sua vez podem ser agregados até à obtenção do modelo pretendido.

O Simulink™ permite modelar sistemas através de três metodologias (Osorio, 2009) (Figura 3.4):

- Modelação Puramente Matemática (Algébrica) – Simulink™
- Modelação utilizando componentes físicos, sem ser necessário utilizar fundamentos matemáticos (Simscape™)
- Modelação de alto nível - permite utilizar modelos de célula fotovoltaica (SimElectronics™)

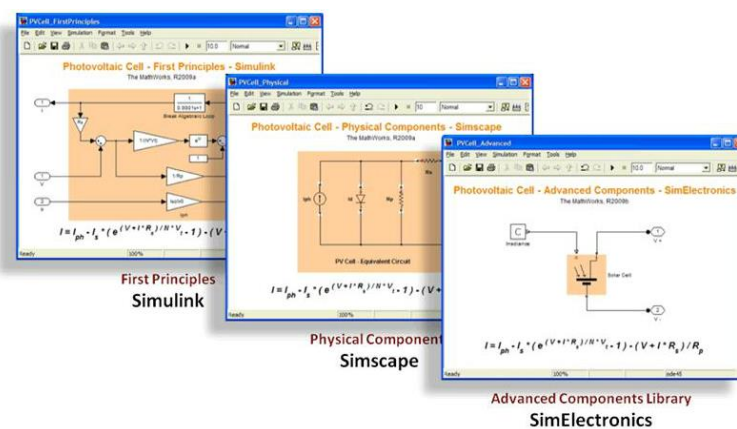


Figura 3.4 – Possíveis metodologias de simulação no Simulink™ (Osorio, 2009).

Optou-se neste caso por recorrer à modelação com recurso à programação de alto nível com o “SimElectronics” que possui uma extensa biblioteca de modelos de componentes de várias áreas da ciência. Optou-se por este método de programação por possibilitar facilmente utilizar modelos já existentes, e adaptá-los às necessidades do sistema que se pretende modelar.

3.2 - Modelo de Célula Fotovoltaica e Gerador Fotovoltaico

A maioria dos estudos que abordam o desempenho de sistemas fotovoltaicos, requerem a utilização de um modelo para converter a irradiância recebida pelo gerador PV e a temperatura ambiente na potência de saída do gerador. Estes variam também em precisão, complexidade, e aplicabilidade (Omran, 2010).

Neste capítulo iremos fazer uma pequena introdução aos modelos de células PV, em particular os modelos desenvolvidos por (Gow & Manning, 1999), utilizados na modelação com SimulinkTM.

Por último, é também apresentado o modelo ideal de célula PV, cuja simplicidade, e facilidade de resolução, o torna um dos mais utilizados nas simulações de sistemas PV.

3.2.1 - Modelo de Célula PV utilizado

O modelo desenvolvido por Gow & Manning (1999), foi incorporado em ferramentas de modelação eléctrica conhecidas, como o SPICE®, assim como no SimulinkTM²³, e tem sido utilizado com frequência no trabalho de modelação de sistemas PV desenvolvido por vários académicos, tendo sido também utilizado na construção dos modelos de sistemas apresentados nesta dissertação.

Para construir o modelo, os autores partem da expressão matemática derivada da física de semicondutores da junção p-n, e aceite geralmente como representativa do comportamento das células PV, particularmente das células de silício policristalino. Esta expressão relaciona a corrente e a tensão características dos terminais das células fotovoltaicas:

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left(e^{\frac{(V+I.R_s)}{N.V_t}} - 1 \right) - I_{s2} \cdot \left(e^{\frac{(V+I.R_s)}{N_2.V_t}} - 1 \right) - \frac{(V + I.R_s)}{R_p} \quad (\text{Eq. 3.1})$$

em que:

²³ Biblioteca do *Simelectronics* do *Simulink*TM

I_{ph} é a corrente fotogerada, linear com a irradiância, induzida pela radiação solar.

I_s é a corrente de saturação do primeiro diodo, provocada pelo mecanismo de difusão.

I_{s2} é a corrente de saturação do segundo diodo provocada pelo efeito de recombinação na camada space-charge (*space-charge layer*)

V_t é a tensão térmica kT/q , em que k corresponde à constante de Boltzmann - $1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T é a temperatura de funcionamento da célula (K), e q representa a carga elementar de um electrão ($1,6 \times 10^{-19}$ C),

N é o factor de qualidade do primeiro diodo, e N_2 o factor de qualidade do segundo diodo (coeficiente de emissão do diodo).

R_s é a resistência de série da célula,

R_p é a resistência de paralelo da célula, e por último,

V corresponde à tensão nos contactos da célula solar.

A corrente fotogerada pode ser calculada através expressão (Eq. 3.2, sendo:

$$I_{ph} = I_{ph0} \cdot \frac{I_r}{I_{r0}} \quad (\text{Eq. 3.2})$$

em que:

I_r corresponde à irradiância (intensidade de luz) em W/m² incidente na célula, I_{ph0} é a corrente medida, gerada para o valor de irradiância I_{r0} (valor de referência). Verifica-se assim a relação linear da corrente foto-gerada.

A partir da (Eq. 3.1, (Gow & Manning, 1999) determinam o circuito eléctrico equivalente para a célula PV, cuja representação é bastante útil para o desenvolvimento dos modelos de simulação (Figura 3.5).

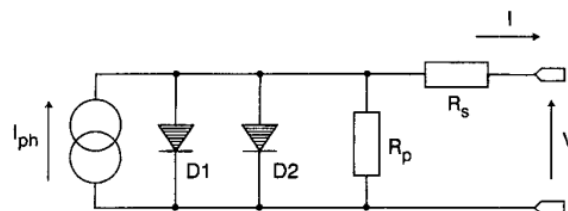


Figura 3.5 – Circuito Equivalente da célula PV obtido da equação do modelo de dupla-exponencial (Gow & Manning, 1999).

O modelo anterior é conhecido como o modelo da “dupla-exponencial”, ou modelo dos 8 parâmetros, devido ao número de parâmetros da equação.

O primeiro diodo representa a corrente de difusão na região quase-neutral da junção p-n, e tem um factor de idealidade de 1. O segundo diodo representa a *geração-recombinação generation-recombination* na região espaço-carga da junção, e tem um factor de idealidade de 2. A maior limitação deste modelo é a complexidade acrescida da relação entre a tensão de saída e a corrente da célula devido à existência de duas equações de diodo (Omran, 2010).

Uma das aproximações mais frequentes consiste em considerar que a corrente de saturação do segundo diodo é zero, o que se traduz na eliminação do termo da segunda exponencial da equação 3.1, obtendo-se a equação 3.3.

$$I = I_{ph} - I_s \cdot \left(e^{\frac{(V+I.R_s)}{N.V_t}} - 1 \right) - \frac{(V + I.R_s)}{R_p} \quad (\text{Eq. 3.3})$$

O circuito equivalente, obtido a partir da equação anterior, consiste numa fonte de corrente em paralelo com um diodo (Nema et al., 2009), também conhecido por modelo de diodo único.

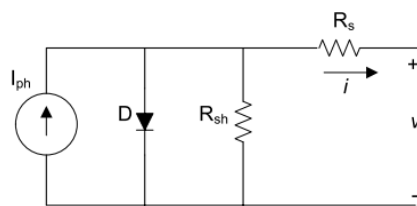


Figura 3.6 – Modelo de diodo único de uma célula PV (Omran, 2010).

O modelo consiste: (1) numa fonte de corrente, I_{ph} , representando a corrente induzida pela luz gerada na célula, pela separação e percurso do par de electrões-buraco *eléctron-hole* produzidos pelos fotões incidentes; (2) num diodo em paralelo que representa a junção P-N da célula fotovoltaica; (3) uma resistência em paralelo, R_p (R_{sh} – na figura) que representa as perdas de corrente provocadas pelas impurezas da junção p-n (o valor desta resistência deve ser o mais elevado possível), e (4) uma resistência em série, R_s , que representa todas as resistências ohmicas existentes no semiconductor e a resistência dos contactos metálicos (idealmente o valor desta resistência deveria ser zero) (Omran, 2010).

O modelo de diodo único é um dos modelos físicos mais utilizados para representar as características eléctricas de uma célula fotovoltaica (Omran, 2010).

3.2.2 - Explicação da construção do modelo utilizado nas simulações

Para construir o modelo Gow & Manning (1999) relacionaram os 5 parâmetros variáveis da equação (I_{ph} , I_s , N , R_s e R_p) com os dois parâmetros ambientais (temperatura e irradiância).

A modelação é feita num processo bi-etápico. Em primeiro lugar determinaram-se os valores dos parâmetros, para cada tipo de célula, a partir de valores de irradiância e temperatura. Para tal, como iremos observar, cada célula foi testada pelos autores em diferentes condições de irradiância e temperatura, e realizado um processo de *curve-fitting* para chegar aos valores de cada parâmetro. Em segundo lugar, é resolvida a equação corrente-tensão do modelo de exponencial dupla de forma a devolver as características eléctricas da célula (Figura 3.7).

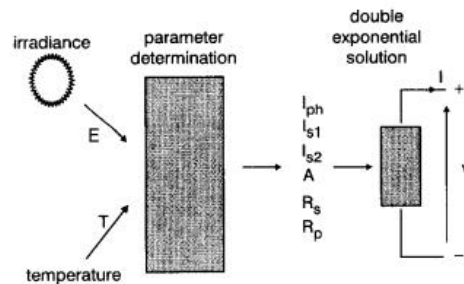


Figura 3.7 – Processo de modelação da célula PV (Gow & Manning, 1999)²⁴.

Segundo os autores, a solução para o modelo de equação exponencial dupla para a corrente em função da tensão (ou vice-versa) é resolvida facilmente utilizando técnicas iterativas uma vez conhecidos os valores dos 5 parâmetros. Contudo esses parâmetros são diferentes para cada tipo de célula, e variarão consoante a temperatura e irradiância. Assim, para completar o modelo, torna-se necessário resolver, para cada tipo de célula, uma série de equações que relacionem cada um dos parâmetros do modelo com os parâmetros ambientais: irradiância e temperatura (Gow & Manning, 1999).

De forma resumida, são obtidas vários “grupos” de curvas para diferentes valores de temperatura, e valores constantes de irradiância. Em seguida, utilizando os dados de cada grupo de curvas obtidos para diferentes valores constantes de irradiância, são reorganizando os dados, de forma a obter curvas com valores constantes de temperatura e irradiância variável.

3.2.3 - Modelo utilizado no SimulinkTM

No SimulinkTM, é possível optar entre os modelos de 5 e 8 parâmetros de Gow & Manning discutidos anteriormente.

Na utilização do modelo de 5 parâmetros é possível definir as características da célula através dos seguintes parâmetros: o valor de irradiância (I_r0), o factor de qualidade, N , o valor de R_s ,

²⁴ Nesta figura A representa o parâmetro N , referido anteriormente, correspondente ao factor de qualidade do primeiro díodo (coeficiente de emissão do díodo).

a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a tensão de circuito aberto (V_{oc}) (Figura 3.8), ou alternativamente pela utilização da corrente de saturação do diodo (I_s) ou da corrente de referência para a irradiância (I_{r0}), em substituição dos dois últimos parâmetros (Figura 3.9.).

The screenshot shows the 'Parameters' dialog box with the 'Temperature' tab selected. The 'Parameterize by:' dropdown is set to 'By s/c current and o/c voltage, 5 parameter'. The parameters are: Short-circuit current, I_{sc} : 7.34 A; Open-circuit voltage, V_{oc} : 0.6 V; Irradiance used for measurements, I_{r0} : 1000 W/m²; Quality factor, N: 1.5; Series resistance, R_s : 0 Ohm.

Figura 3.8 – SimulinkTM - Modelo de 5 parâmetros da célula PV (I_{sc} e V_{oc})

The screenshot shows the 'Parameters' dialog box with the 'Temperature' tab selected. The 'Parameterize by:' dropdown is set to 'By equivalent circuit parameters, 5 parameter'. The parameters are: Diode saturation current, I_s : 1e-6 A; Solar-generated current for measurements, I_{ph0} : 7.34 A; Irradiance used for measurements, I_{r0} : 1000 W/m²; Quality factor, N: 1.5; Series resistance, R_s : 0 Ohm.

Figura 3.9 – SimulinkTM - Modelo de 5 parâmetros da célula PV (I_s e I_{ph0})

É também possível utilizar o modelo de dois díodos (dupla exponencial), discutido anteriormente. Este corresponde ao modelo de 8 parâmetros, indicados na Figura 3.10.

The screenshot shows the 'Parameters' dialog box with the 'Temperature' tab selected. The 'Parameterize by:' dropdown is set to 'By equivalent circuit parameters, 8 parameter'. The parameters are: Diode saturation current, I_s : 1e-6 A; Diode saturation current, I_{s2} : 0 A; Solar-generated current for measurements, I_{ph0} : 7.34 A; Irradiance used for measurements, I_{r0} : 1000 W/m²; Quality factor, N: 1.5; Quality factor, N2: 2; Series resistance, R_s : 0 Ohm; Parallel resistance, R_p : Inf Ohm.

Figura 3.10 – SimulinkTM - Modelo de 8 parâmetros da célula PV

3.2.4 - Modelo Ideal

Se no modelo de díodo único apresentado anteriormente, considerarmos que a impedância do resistor em paralelo é infinita (elevado valor da resistência em paralelo, obtém-se a expressão conhecida como o **modelo ideal da célula PV** (Nema et al., 2009):

Esta surge também frequentemente na bibliografia da seguinte forma:

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s(e^{qV/kT} - 1) \quad (\text{Eq. 3.4})$$

Em que;

I_{ph} é a corrente fotogerada, linear com a irradiância, induzida pela radiação solar.

I_s é a corrente de saturação do primeiro, agora único, díodo, provocada pelo mecanismo de difusão.

V_t é a tensão térmica kT/q , em que k corresponde à constante de Boltzmann - $1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T é a temperatura de funcionamento da célula (K), e q representa a carga elementar de um electrão ($1,6 \times 10^{-19}$ C),

V corresponde à tensão nos contactos da célula solar.

Contudo, este modelo é utilizado sobretudo, no âmbito de simulações de sistemas realizadas para grandes intervalos de tempo (períodos de um ano por exemplo). No âmbito deste trabalho, como referido anteriormente, foi utilizado o modelo de 5 parâmetros descrito anteriormente, que garante maiores níveis de precisão, embora requiera um esforço computacional superior.

3.3 - Modelo da Bateria

Existem basicamente 3 tipos de modelos de baterias reportados na bibliografia: modelos experimentais, electroquímicos, e os baseados em circuitos-eléctricos (Tremblay & Dessaint, 2009). Os modelos eléctricos podem ser uteis para representar as características eléctricas das baterias (Tremblay & Dessaint, 2009).

O modelo eléctrico mais simples consiste numa fonte de tensão ideal em série com uma resistência interna. Este modelo, contudo, não entra em conta com o estado de carga (EDC²⁵) da bateria.

Um dos modelos mais conhecidos, e que entre em conta com o estado de carga da bateria é o modelo de Shepherd. A equação desenvolvida por Shepherd descreve o comportamento electroquímico de uma bateria directamente através da sua tensão nos terminais, tensão de circuito aberto, resistência interna, corrente de descarga e estado de carga (Tremblay & Dessaint, 2009), sendo possível utilizá-lo para simular tanto a carga como a descarga de uma bateria. Contudo este modelo apenas é válido para regime estacionário, com corrente constante, produzindo resultados falsos quando a corrente é variável.

Tremblay e Dessaint (2009) melhoraram o modelo de Shepherd de forma a possibilitar a sua utilização com correntes de carga e descarga variáveis no tempo. A principal vantagem deste modelo é a sua simplicidade de utilização, permitindo simular o comportamento de uma bateria através da dedução de parâmetros extraídos a partir da curva de descarga do fabricante. Desta forma não é necessário obter dados experimentais da bateria que se pretende modelar para extrair os parâmetros necessários à modelação (Tremblay & Dessaint, 2009).

Para simular o comportamento da bateria de chumbo-ácido (ver Capítulo 4) recorreu-se ao circuito equivalente da bateria presente na biblioteca do *Simpowersystems* do SimulinkTM baseado no trabalho de Tremblay e Dessaint (2009).

Como referido, uma das vantagens deste modelo é a simplicidade com que os seus parâmetros podem ser obtidos, possibilitando simular qualquer tipo de bateria a partir apenas de 3 pontos da curva de descarga estacionária (a corrente constante) do fabricante.

Contudo, e segundo os autores, o modelo baseia-se nos seguintes pressupostos:

²⁵ Também designado como *State of Charge (SOC)* na nomenclatura anglo-saxónica.

- A resistência interna é considerada constante durante os ciclos de carga e descarga e não varia com a amplitude da corrente.
- Os parâmetros do modelo são obtidos a partir das características de descarga, assumindo-se que são idênticos para a carga.
- A capacidade da bateria não é afectada com a amplitude da corrente.
- A temperatura não afecta o comportamento do modelo.
- A taxa de descarga da bateria não é considerada.
- A bateria não possui efeito de memória.

Estas poderão ser consideradas as limitações do modelo.

Os parâmetros do modelo podem ser modificados para representar um tipo específico de bateria, em função das suas características de descarga.

Na Figura 3.11 apresenta-se uma curva típica de descarga.

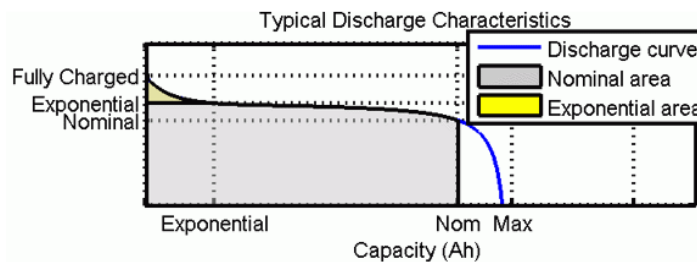


Figura 3.11 – Curvas de descarga típicas de uma bateria (Simulink™)

A zona inicial (a amarelo) representa a queda de tensão exponencial quando a bateria está carregada. Dependendo do tipo de bateria, esta área pode ser mais ou menos larga. A segunda secção (a cinzento) representa a energia que pode ser extraída da bateria até que a tensão caia abaixo da tensão nominal da bateria. Finalmente a terceira secção (a branco) representa a área de descarga total da bateria, na qual a tensão decresce rapidamente.

Quando a corrente da bateria é negativa, a bateria irá recarregar seguindo a curva de carga característica apresentada nas figuras seguintes (Figuras 3.14 e 3.15):

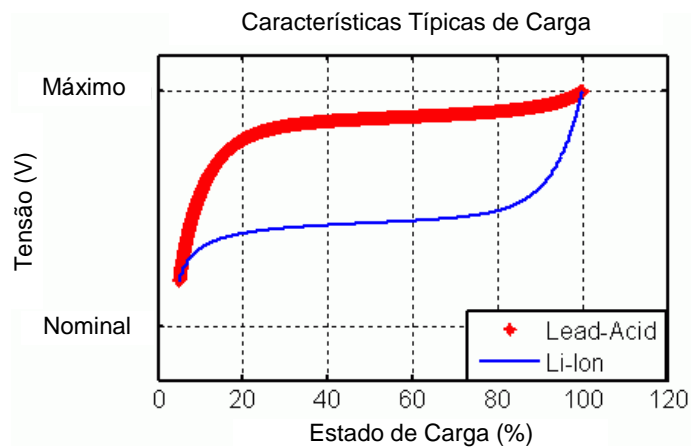


Figura 3.12 – Curva de carga de uma bateria (Simulink™)

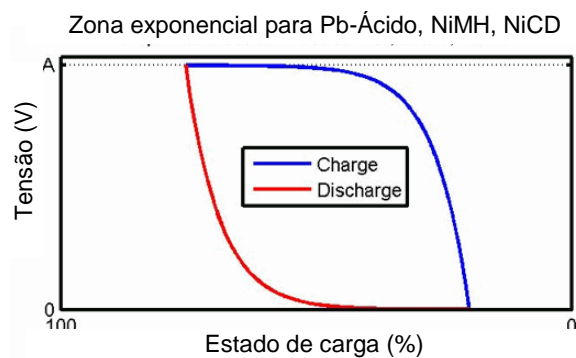


Figura 3.13 – Efeito de Histerese na carga/descarga das baterias de chumbo-ácido (Tremblay & Dessaint, 2009).

No Simulink™ o modelo da bateria é representado pelo bloco apresentado na Figura 3.14, o qual pode ser parametrizado através da janela de diálogo representada na Figura 3.15.

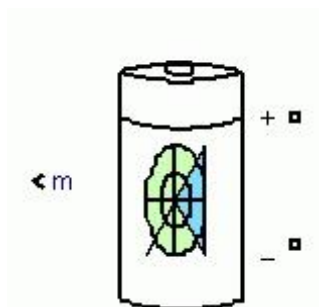


Figura 3.14 – Bloco do modelo de bateria (Simulink™)

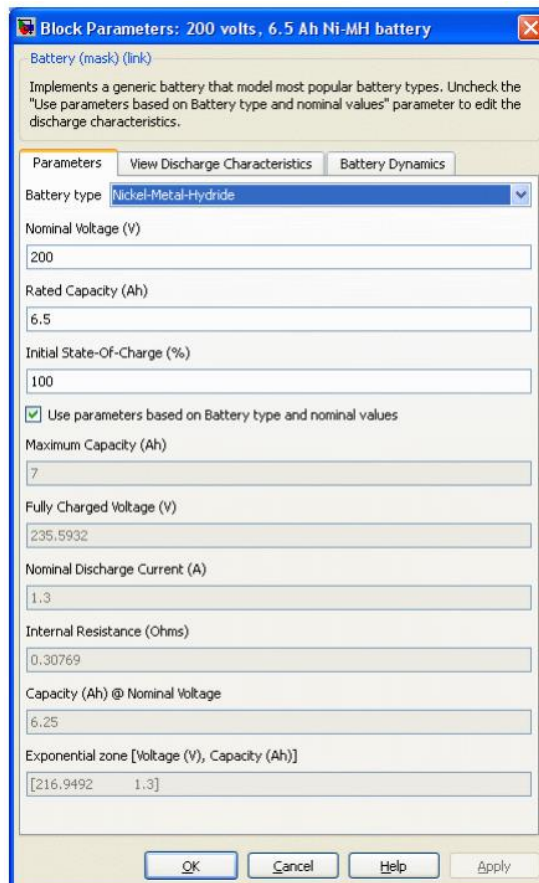


Figura 3.15 – Janela de parametrização do Modelo de Bateria

Convém alertar, contudo, que de acordo com a validação do modelo efectuada pelos autores, este apenas tem validade na gama entre 100% e 30% do estado de carga (EDC). Contudo o erro da simulação é de aproximadamente 10% nesta área, o que é bastante aceitável uma vez que não é recomendável descarregar totalmente uma bateria.

A diferença de valores para a tensão simulada, e o valor real, é de $\pm 5\%$ para EDC entre 100 % e 20 % durante os processos de carga e descarga.

4 - Simulações

4.1 - Determinação das Curvas Corrente/Potência-Tensão

Como vimos no capítulo 2.1.6, o comportamento das células PV depende intrinsecamente das condições de temperatura de operação e irradiância incidente. Uma das vantagens do recurso à modelação na optimização do sistema é poder verificar qual o efeito da variação dos parâmetros ambientais no comportamento das células, e assim avaliar o seu desempenho.

É assim possível estimar a produção de um gerador PV, por exemplo, ao longo de um ano, desde que se tenham registos de temperatura e dados (reais ou estimados) da irradiância incidente. Uma vez criado o modelo, a partir de dados reais (ver capítulo 3.2), este permite-nos simular o comportamento da célula PV para diferentes condições de irradiância e temperatura.

Tendo em conta as considerações anteriores, neste capítulo ir-se-á demonstrar como foram obtidas as curvas corrente-tensão (I-V) e potência-tensão (P-V) no SimulinkTM, recorrendo ao modelo da célula PV abordado anteriormente.

4.1.1 - Curvas I-V e P-V da célula – Método por controlo da carga

Na prática para determinar as curvas de corrente-tensão são normalmente utilizados potenciómetros que controlam o valor de uma resistência, que actuando como carga, provocam a alteração dos valores de tensão e corrente do circuito (Gow & Manning, 1999).

Para obtenção das curvas de desempenho da célula em função do valor de uma carga resistiva, definiu-se no modelo o circuito eléctrico da célula PV, conectada directamente a uma resistência, a qual foi programada de forma a que o seu valor variasse de nulo (ponto de curto-circuito, $I = I_{sc}$ e $V = 0$) até um valor tal que fosse atingido o ponto de circuito aberto ($I = 0$, $V = V_{oc}$). Para a obtenção da curva potência-tensão recorreu-se simplesmente à operação matemática de multiplicação entre os valores de corrente e tensão obtidos.

Na figura seguinte apresenta-se a representação esquemática do modelo.

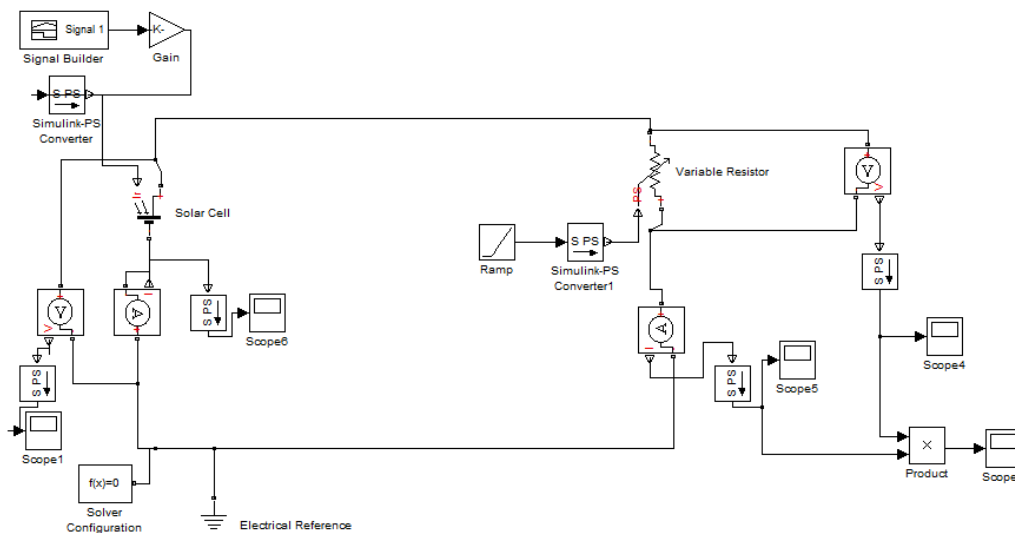


Figura 4.1 – Modelo utilizado para obter as curvas características da célula através da variação da carga (resistência).

Nas figuras seguintes, podemos observar as curvas de variação da tensão, corrente e potência com a resistência, resultantes da simulação com o modelo anterior.

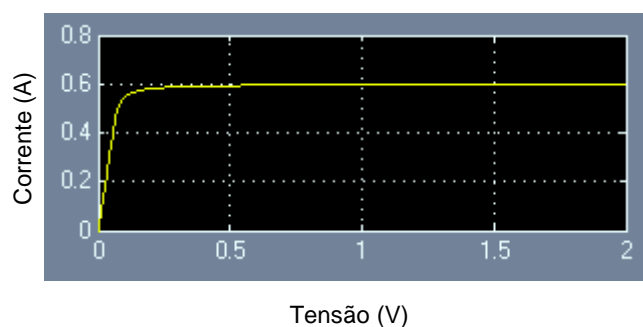


Figura 4.2 – Curva de Tensão (V) da célula PV em função da resistência (Ω) da carga

Na Figura 4.2, observa-se a resposta da tensão da célula com o aumento da resistência da carga. O ponto de resistência nula (origem do gráfico) corresponde à situação de curto-circuito da célula. Naturalmente, e como esperado, a tensão da célula neste ponto é nula. A partir deste ponto, observa-se um crescimento súbito do valor da tensão nos contactos da célula, até ser atingido um valor constante a partir de um valor de resistência de cerca de 0,5 Ω .

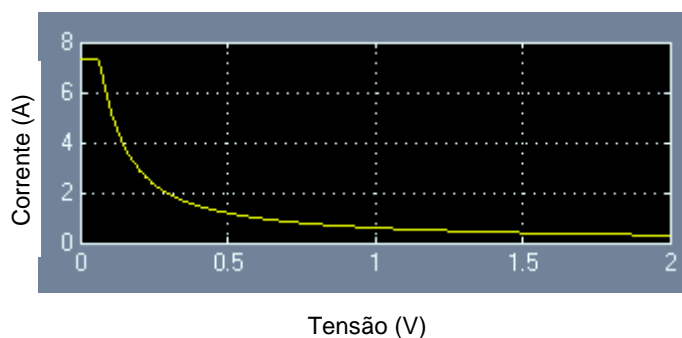


Figura 4.3 – Curva de Corrente da célula PV em função da resistência (Ω) da carga

Na figura anterior, observa-se, como esperado, que no ponto de resistência nula, correspondente ao ponto de curto-circuito, a corrente toma o valor de corrente de curto-circuito, da célula ($I_{sc}=7,3$ A). A corrente produzida, mantém-se constante até um valor próximo de $0,1 \Omega$, decrescendo depois exponencialmente até um valor próximo de zero para um valor de resistência de $2,0 \Omega$.

Por ultimo, na Figura 4.4, podemos observar a potência produzida pela célula, com a variação da resistência da carga. No fundo, este gráfico, resulta da operação de multiplicação dos valores de tensão e corrente apresentados nas figuras anteriores. Assim, e como esperado, existe um valor de resistência (aproximadamente $0,1 \Omega$) para o qual a potência produzida pela célula é máxima. A este valor corresponde, uma tensão e corrente da célula de aproximadamente $0,5$ V, e $7,1$ A, respectivamente (Figuras 4.2 e 4.3).

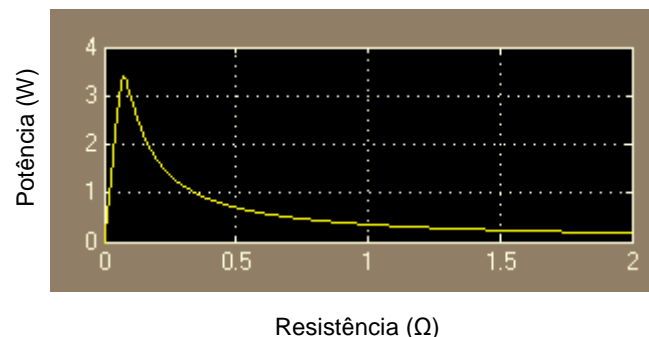


Figura 4.4 – Curva de potência da célula PV em função da resistência da carga

As curvas apresentadas são interessantes de analisar, pois permitem conhecer qual a gama de valores de resistência para o qual a célula produz corrente eléctrica. Por outro lado permitem também entender o princípio de funcionamento dos sistemas de optimização (controlo) da produção dos geradores PV, utilizados na maioria dos sistemas fotovoltaicos comerciais. Na maioria destes, é utilizado um conversor CC-CC, cujo princípio de funcionamento é semelhante ao efeito da aplicação de uma carga resistiva no lado da célula fotovoltaica, de forma a garantir que o seu funcionamento se situa próximo do ponto de máxima potência, garantindo que esta opere em condições de máxima eficiência.

Os valores de resistência correspondentes à gama de funcionamento da célula fotovoltaica foram determinados por tentativa e erro. Convém referir, que para o caso de uma célula PV estes são fáceis de determinar. Contudo para um módulo de 36 células por exemplo, a gama de valores de resistência torna-se mais difícil de determinar com o método de simulação do potenciómetro, uma vez que o intervalo de valores de tensão de operação é bastante mais alargado. Assim, ao utilizar um passo constante de incremento de resistência, obtém-se um gráfico “estendido sobre o eixo horizontal” que dificulta a visualização das características

natureza exponencial das curvas. Alternativamente tentou utilizar-se uma representação logarítmica no eixo horizontal (valores de resistência) mas tal dificultaria a leitura das curvas para valores de resistência baixos (zona de curto-circuito) e, próximos de zero. Esta questão foi contudo contornada, de uma forma simples, através da utilização do modelo descrito em 4.1.2.

4.1.2 - Curvas I-V e P-V da célula – Método por controlo da tensão

Outra forma utilizada para obter as curvas de desempenho de uma célula PV, consistiu em submeter “artificialmente” o circuito a uma gama de tensões específicas através de um gerador ideal de tensão (ao invés de controlar a resistência da carga). Conhecendo o valor de tensão imposto, e o valor da corrente produzida pela célula como resultado da simulação é possível definir a curva I-V. Por sua vez, a curva P-V pode ser obtida através dos valores de corrente e tensão obtidos anteriormente. Foi construído o modelo representado na Figura 4.5.

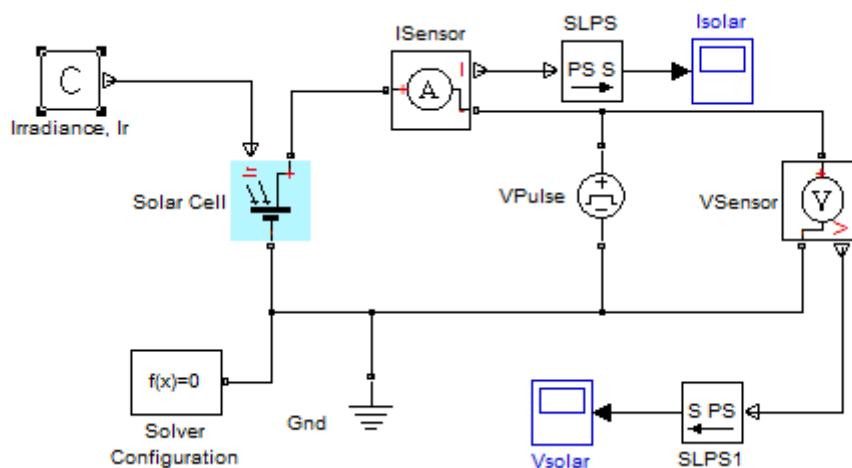


Figura 4.5 – Modelo utilizado para obter as curvas características da célula através da variação da tensão.

Neste modelo a tensão é incrementada linearmente ao longo da simulação, sendo medida a resposta da célula em termos de corrente produzida. Foram efectuadas várias simulações. O valor de temperatura de operação (25 °C), e o valor de irradiância incidente na célula (1000 W/m²), foram mantidos constantes no decorrer de cada simulação.

Para simular o comportamento de um módulo fotovoltaico com 36 células em série utilizou-se o seguinte modelo, tendo-se obtido como resultado a curva I-V representada na Figura 4.7.

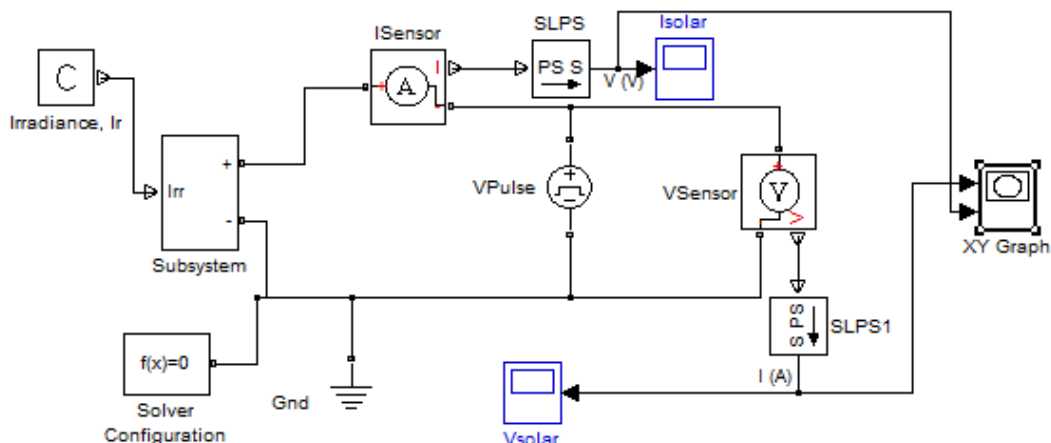


Figura 4.6–Modelo utilizado para obter as curvas características de um módulo PV com 36 células.

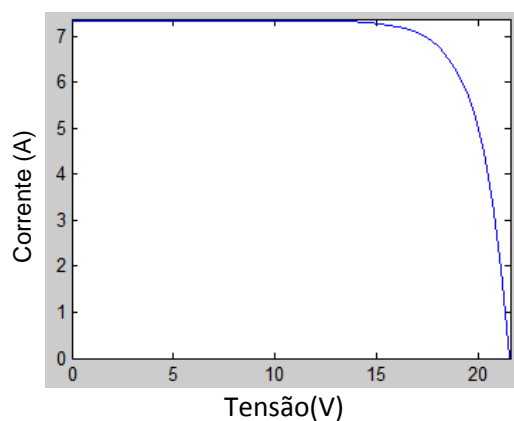


Figura 4.7 – Curva I-V de um módulo com 36 células.

Como esperado vemos que apesar da gama de valores de corrente ser a mesma do modelo da célula PV, a gama de valores de tensão é bastante superior, pois temos agora 36 células conectadas em série.

O mesmo modelo foi utilizado para analisar as curvas I-V de dois módulos PV conectados em série, com 36 células cada.

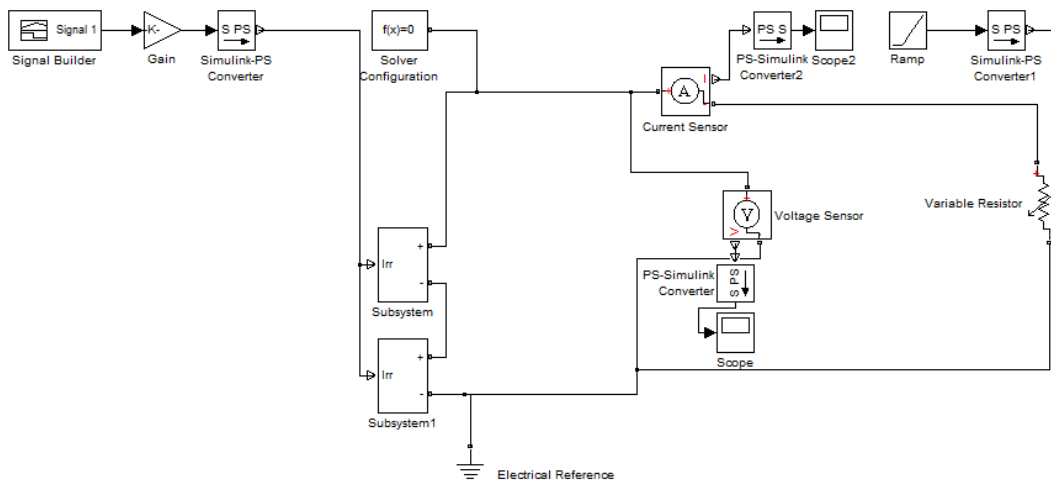


Figura 4.8 – Modelo utilizado para obtenção das curvas características de 2 módulos PV.

Novamente, e como esperado a gama de corrente mantém-se e a gama de tensão de operação duplica face ao modelo anterior (Figura 4.9)

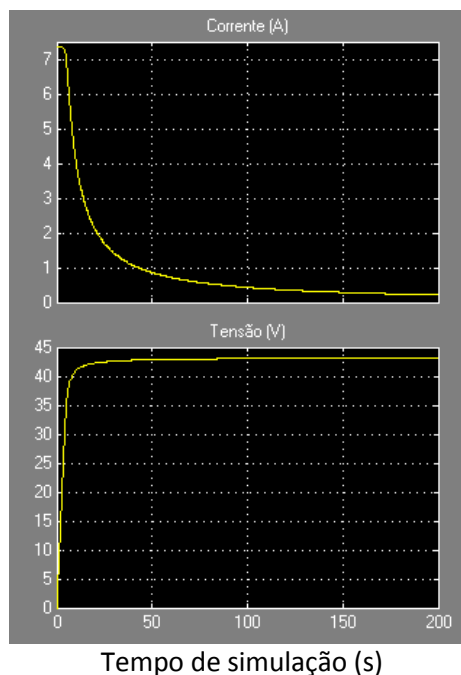


Figura 4.9 – Curva I-V de dois módulos com 36 células cada.

Com este modelo, teoricamente, seria possível obter as curvas I-V de qualquer gerador PV, conectando em série ou paralelo os módulos PV. Contudo este modelo não contempla as perdas internas nos próprios módulos e gerador, pelo que dependendo do grau de precisão de resultados pretendido poderia ser necessário desenvolver um modelo mais complexo que previsse essa situação.

Por último, na figura seguinte apresentam-se os resultados agregados de várias simulações em diferentes condições de temperatura e irradiância, e que nos permitem verificar o efeito destes parâmetros no rendimento de um gerador fotovoltaico.

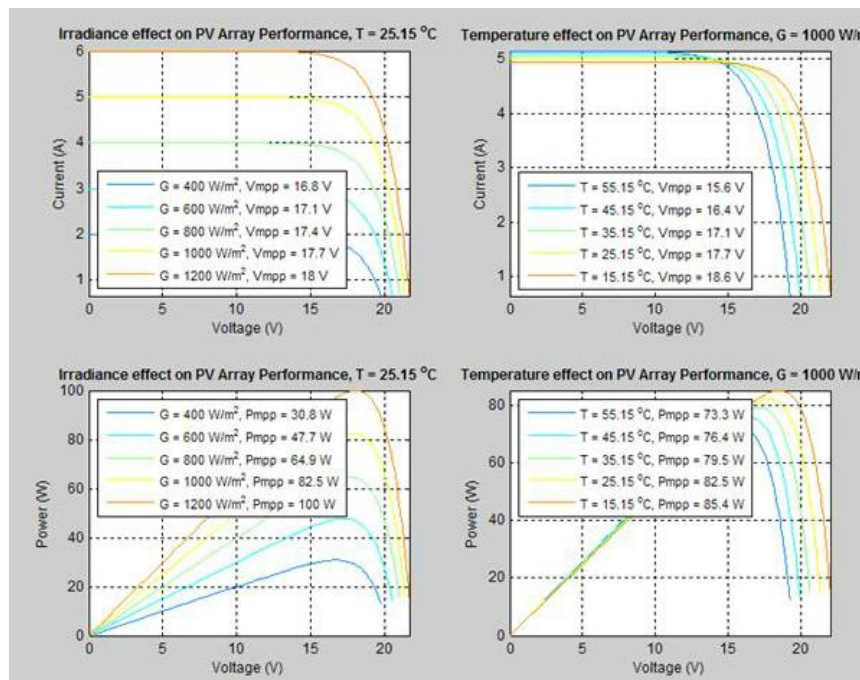


Figura 4.10 – Efeito da Irradiância e da Temperatura na eficiência de um gerador PV.

Como podemos observar nos gráficos de potência da Figura 4.10, quanto maior o valor de irradiância maior a potência produzida pelo gerador PV. Por outro lado, quanto menor a temperatura, maior será também a potência produzida pelo gerador/célula, e por conseguinte, a sua eficiência.

4.1.2.1 - Conclusões/discussão de resultados

No primeiro modelo apresentado (Cap. 4.1.1) foi possível observar o efeito da variação de uma carga resistiva, na capacidade de produção de uma célula PV.

Neste tipo de sistema (modelo flutuante), é a própria carga que define o ponto de trabalho na curva I-V do gerador. A curva I-V depende dos parâmetros ambientais temperatura e irradiância, e também do tipo de célula utilizada, ou seja dos parâmetros internos do modelo da célula (V_{oc} , I_{sc} , etc), descritos no capítulo 3.2.

Por último a tensão varia consoante a resistência da carga a alimentar, já que não existe nenhum dispositivo (conversor) de controlo de tensão.

Como podemos facilmente compreender, e como vimos anteriormente no capítulo 2.2.1 - este tipo de sistema é bastante ineficiente, pois não possibilita definir o ponto de funcionamento da célula de forma a maximizar a produção.

Também no lado do consumo, não se garantem as condições ótimas de funcionamento. Tomando o exemplo de uma carga resistiva, i.e. uma lâmpada com potência nominal de 5W dimensionada para trabalhar com tensão DC 24V, não se garante que a potência nominal (ou próxima) seja atingida.

Por outro lado durante o período nocturno/sombreamento a produção não será possível, ou encontrar-se-á limitada, uma vez que a alimentação da carga depende da disponibilidade de radiação solar. Mesmo existindo disponibilidade solar, só por um mero acaso (em condições de temperatura e irradiância ideais) o sistema flutuante iria fornecer à carga a potência para a qual esta foi concebida.

Como sabemos, este é um aspecto importante, já que a maioria das aplicações necessita de ser alimentada a níveis específicos de tensão, e a variação da tensão no circuito de alimentação (fora da gama de operação) poderá danificar irreversivelmente os equipamentos consumidores, afectar a sua longevidade, e condicionar a sua operação.

Identificámos assim dois aspectos críticos no sistema flutuante:

- A necessidade de garantir a estabilidade da tensão no circuito.
- A necessidade de garantir a alimentação às cargas em situações de indisponibilidade ou deficiente irradiação solar.

Veremos no sistema que iremos analisar em seguida, como uma tentativa de resolução destes problema é feita através da implementação de uma bateria de acumuladores. Para modelar este sistema, torna-se necessário modelar o componente de acumulação de energia, neste caso a bateria de acumuladores.

4.1.3 - Simulação do funcionamento do sistema flutuante definindo o consumo

Normalmente, a produção, e o consumo são expressos em termos de potência no caso dos circuitos com tensão “considerada constante”. Quando pretendemos alimentar uma carga resistiva, num circuito com tensão constante, a potência de consumo será também constante. Por isso se torna usual definir a produção e o consumo em função da potência (já que a corrente pode ser obtida indirectamente por meio do quociente da potência com a tensão – no caso da corrente contínua). Contudo nos sistemas flutuantes, tanto a tensão como a corrente podem variar.

No primeiro modelo apresentado foi utilizada uma carga resistiva para definir o “consumo” no sistema flutuante (gerador/célula-carga). Para simular o consumo de potência constante foi

desenvolvido o seguinte modelo (Figura 4.19), em que é possível introduzir o “diagrama de carga” (potência de consumo) para o período de simulação.

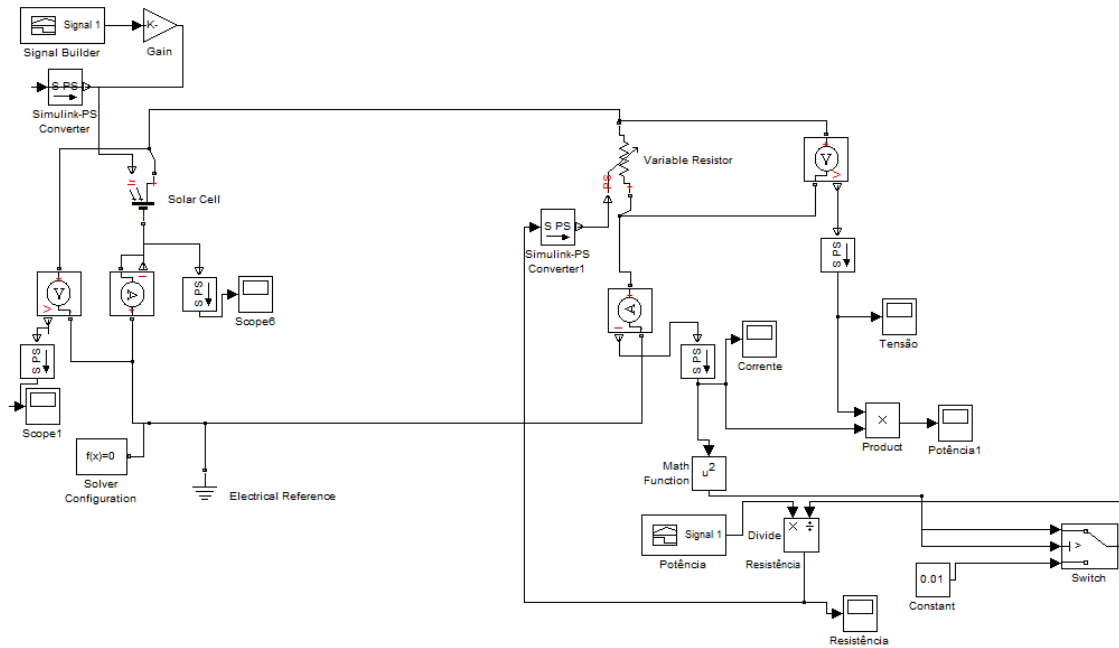


Figura 4.11 – Modelo para controlo do sistemas flutuante através da variação da potência de consumo.

Os valores do diagrama de carga introduzido na simulação encontram-se representados na Figura 4.12.

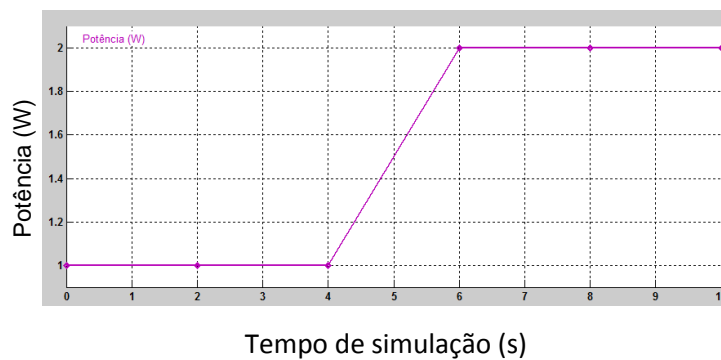


Figura 4.12 – Diagrama de carga do sistema flutuante para o período de simulação.

Podemos observar os resultados da simulação nas seguintes figuras.

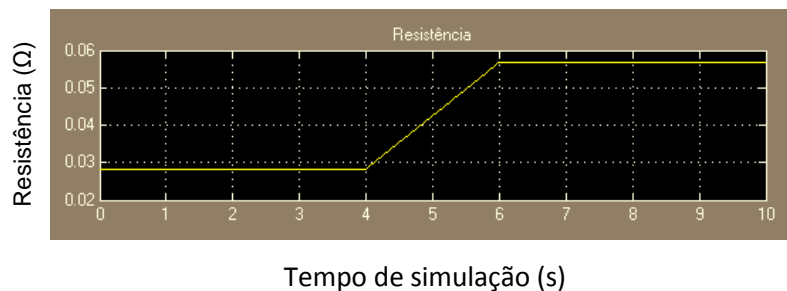


Figura 4.13 – Diagrama de carga do sistema flutuante para o período de simulação.

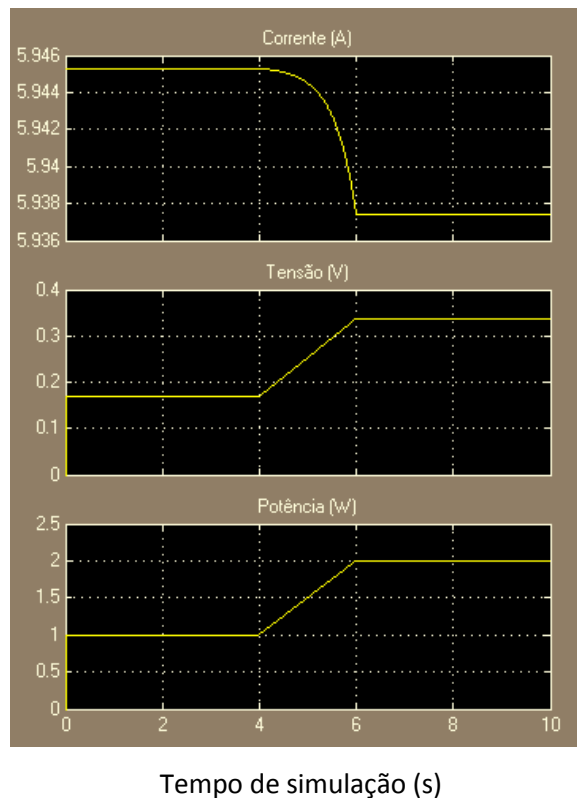


Figura 4.14 – Diagrama de carga do sistema flutuante para o período de simulação.

Como vemos, o modelo ajusta automaticamente o valor de resistência da carga, de forma a garantir que a potência de consumo pedida é satisfeita. A vantagem deste modelo é possibilitar introduzir valores de potência, em vez de operar com valores de resistência que são pouco intuitivos.

Contudo, se solicitarmos ao sistema uma potência de consumo superior à que ele é capaz de produzir (em condições ótimas de temperatura e irradiância), o controlo implementado fará com que o valor de resistência se eleve a um valor de tal forma elevado, que faz com que o circuito passe para uma situação de circuito-aberto: a tensão do circuito atinge o valor máximo, correspondente à tensão de circuito-aberto ($V_{oc}=0.6\text{ V}$), e nenhuma corrente é produzida pela célula.

Simulando a adição (incremento) linear ao circuito de uma carga resistiva, impôs-se ao longo dos 10 segundos de simulação, os seguintes valores de sinal de potência pedida à célula (Figura 4.15).

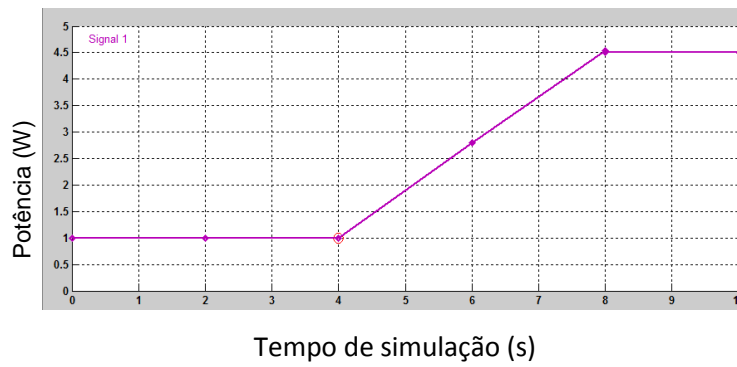


Figura 4.15 – Potência pedida à célula

Observamos (Figura 4.16) que de forma a devolver a potência solicitada, o controlo, altera instantaneamente o valor de resistência, para um valor de potência superior à potência máxima da célula.

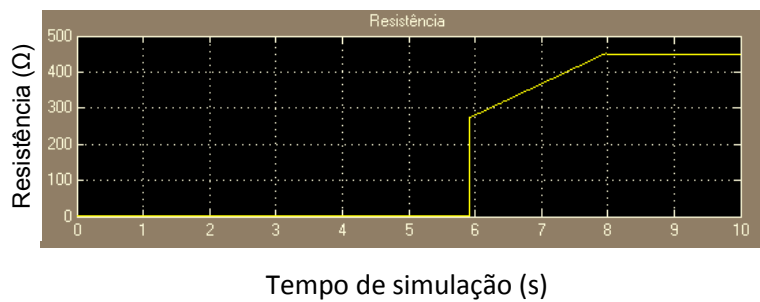


Figura 4.16 – Controlo de Resistência.

Ocorre um acréscimo súbito no valor de resistência, que como podemos comprovar através da Figura 4.17, provoca que o sistema passe para um estado de circuito-aberto a cerca dos 6s da simulação, no qual deixa de ser produzida energia.

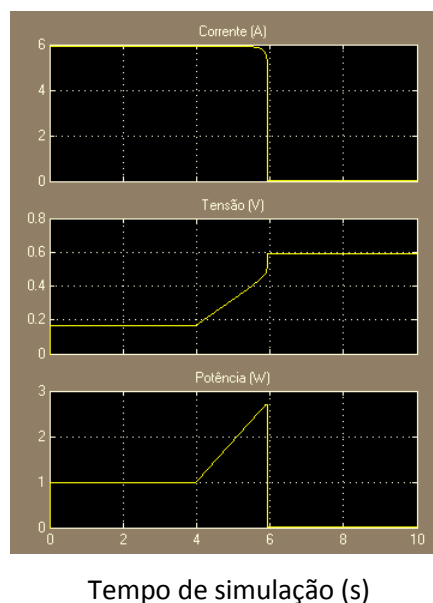


Figura 4.17 – Resultado da simulação: Tensão, Corrente e Potência, de resposta da célula

Contudo, neste caso o problema de falta de irradiância mantém-se, sendo para isso necessária a introdução de um componente que possa acumular energia nos períodos de excesso de produção, e fornecê-la quando esta falte.

4.2 - Análise aos ciclos de carga e descarga de uma bateria de acumuladores de chumbo-ácido

Com base no modelo de bateria definido anteriormente procedeu-se à análise do comportamento da bateria, através da realização de simulações do seu funcionamento em condições diversas de utilização:

- Simulação de ciclos de carga e descarga, a corrente constante e variável
- Simulação do comportamento dinâmico da bateria quando conectada a um sistema PV em condições de boa e fraca irradiância.

O objectivo das simulações efectuadas é, por um lado demonstrar a validade do modelo (que o modelo segue o comportamento esperado para uma bateria), e ajudar a compreender os efeitos dinâmicos inerentes ao funcionamento da bateria.

4.2.1 - Simulação de ciclos de descarga de baterias de Chumbo-Ácido

Com base no modelo da bateria definido anteriormente (Cap. 3.3) foi possível através do respectivo bloco, existente no SimulinkTM, determinar as características (curvas) de descarga de uma bateria de chumbo-ácido, para diferentes correntes de descarga. Foram simuladas baterias com tensão nominal de 12V e 24V com capacidade de 6,5 Ah.

Para baterias deste tipo a corrente nominal de descarga (fornecedor) é de cerca de 1,3 A. Na figura seguinte podemos observar os resultados da simulação utilizando a corrente de descarga nominal.

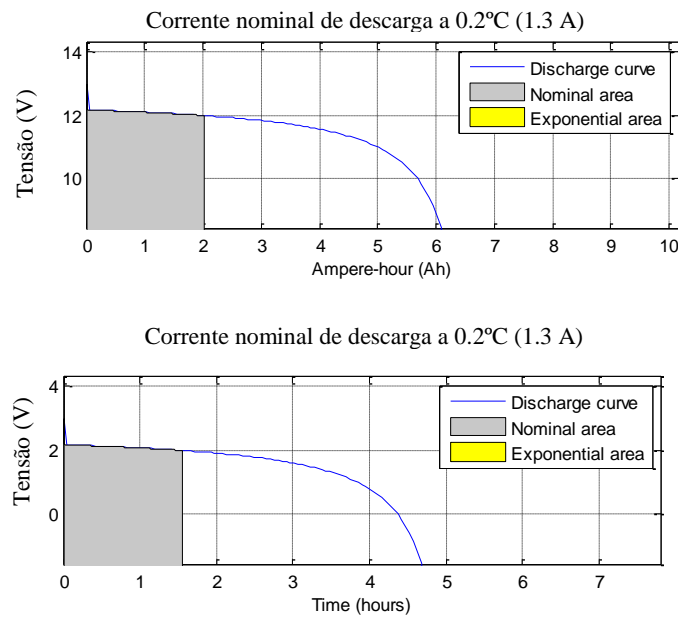


Figura 4.18 – Curvas nominais de descarga de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V

Na curva de descarga apresentada anteriormente, verifica-se o comportamento dinâmico (não linear) da bateria enquanto está a ser descarregada. Esta, mesmo encontrando-se em estados de carga inferiores a 100%, tem sempre um pico de tensão inicial próximo da sua tensão nominal (i.e. 1.2V para uma célula). Só depois a sua tensão baixa até entrar na zona de tensão constante (zona nominal).

Como podemos observar na Figura 4.18, o tempo de descarga total da bateria é de aproximadamente 4,7 horas, para o qual a bateria atingirá uma tensão nula.

Contudo no tempo de descarga da bateria devemos considerar apenas a área para a qual a tensão não desce para além da tensão mínima, correspondente ao estado de carga (EDC) de 0%. Para além deste valor a bateria sofrerá danos irreversíveis. Para que isso não aconteça são utilizados os reguladores de carga, que, tal como explicado anteriormente, colocam a bateria em circuito aberto, sempre que esse valor seja atingido (Cap. 2.2.4) protegendo-a.

As baterias podem encontrar-se sujeitas a diferentes correntes de descarga, consoante as necessidades de consumo existentes, o que por sua vez afecta a quantidade de energia que pode ser extraída destas (a sua capacidade).

Novamente, para demonstrar a dinâmica (não linearidade) do comportamento da bateria foram efectuadas simulações para diferentes valores de corrente de descarga, constantes ao longo do tempo (Figuras 4.19, 4.20, 4.21, 4.22, e 4.23). Comprova-se que a capacidade da bateria varia, consoante a corrente de descarga: quanto maior a corrente de descarga, menor

será a energia possível de extrair da bateria. Comprova-se também que o tempo no qual a bateria é descarregada diminui não linearmente com a corrente de descarga utilizada em cada ciclo. Ou seja, o tempo de descarga a 2 A não corresponde metade do tempo de descarga da bateria a 1 A.

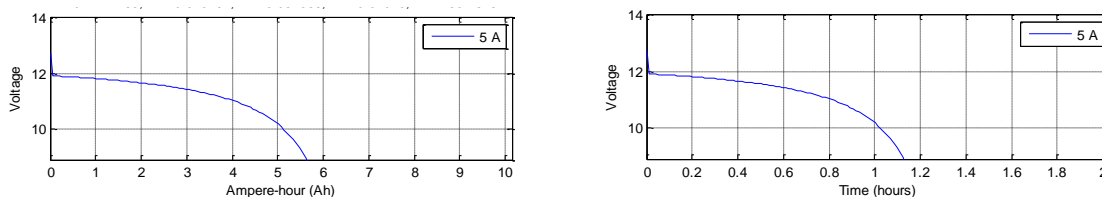


Figura 4.19 – Curvas de descarga a 5 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V

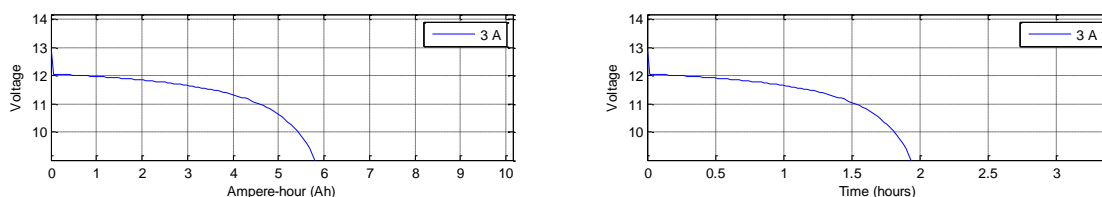


Figura 4.20 – Curvas de descarga a 3 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V

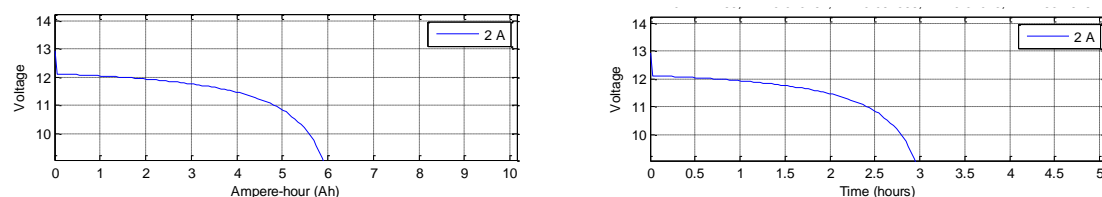


Figura 4.21 – Curvas de descarga a 2 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V

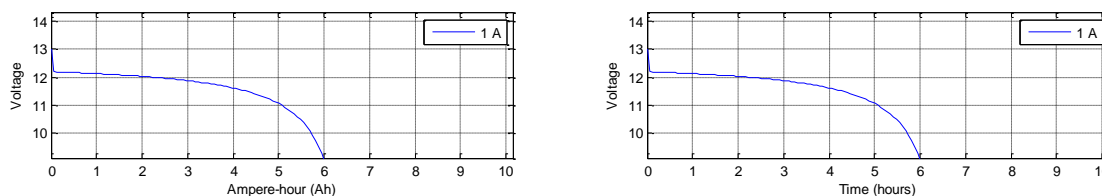


Figura 4.22 – Curvas de descarga a 1 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V

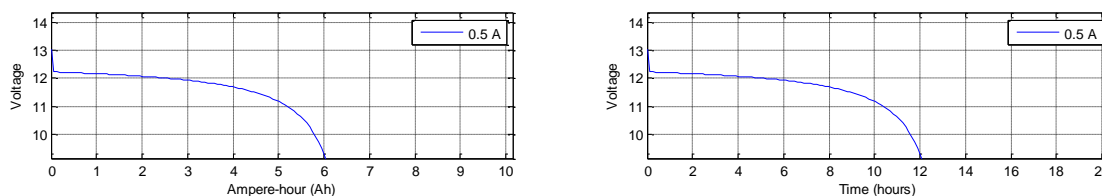


Figura 4.23 – Curvas de descarga a 0,5 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V

Reparando com atenção nas figuras anteriores, verifica-se, embora subtilmente, que à medida que a corrente de descarga diminui, a curva de descarga (do lado esquerdo das figuras) apresenta sucessivamente um declive menos acentuado. Isto significa que a área abaixo da

curva, aumenta com a redução da corrente de descarga. Verifica-se assim através do modelo utilizado, que quanto menor a corrente de descarga, maior a energia que é possível extrair da bateria.

No caso de uma descarga rápida com uma corrente de descarga muito elevada, o tempo de descarga é reduzido significativamente (Figura 4.24).

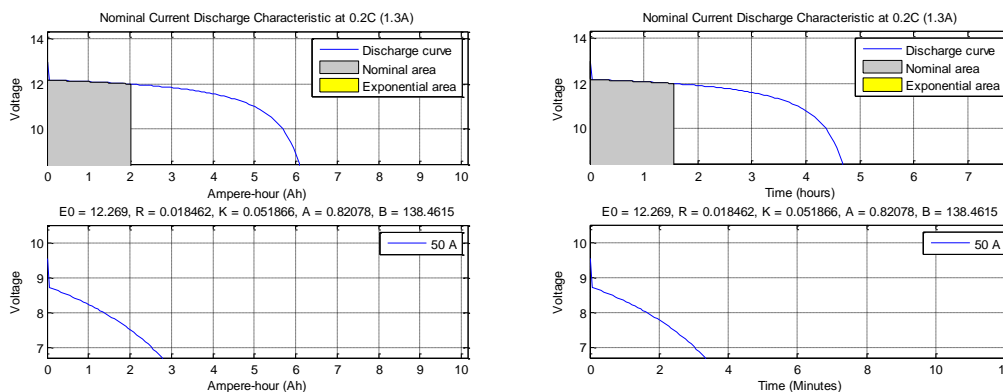


Figura 4.24 – Curvas de descarga a 50 A de uma bateria de Pb-Ácido de 6.5Ah e 12V.

4.2.2 - Simulação de ciclos de carga (sem consumo)

Recorrendo ao modelo apresentado na figura seguinte (Figura 4.25), efectuou-se a simulação do comportamento de uma bateria de 12V e 6,5Ah de chumbo-ácido para diferentes correntes de carga.

Como podemos observar, no modelo seguinte, a corrente produzida pelo gerador fotovoltaico é transferida à bateria, que acumula toda a corrente produzida, não existindo neste caso consumo.

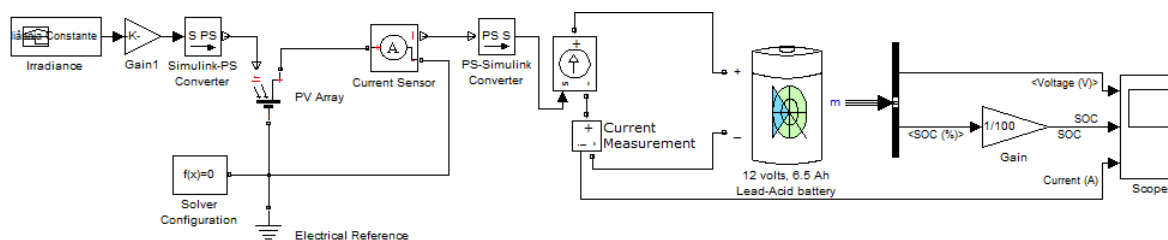


Figura 4.25 – Modelo - Simulação de ciclos de carga (sem consumo)

Foram efectuadas diversas simulações, em diversas condições de irradiância e estado de carga (EDC) da bateria, sendo os resultados apresentados em seguida.

No primeiro caso, simula-se uma situação em que a corrente produzida pelo gerador fotovoltaico é constante (a irradiância e a temperatura tomam valores constantes de 1000W/m^2 e 25°C respectivamente), e a bateria se situa num estado de carga inicial de 50%.

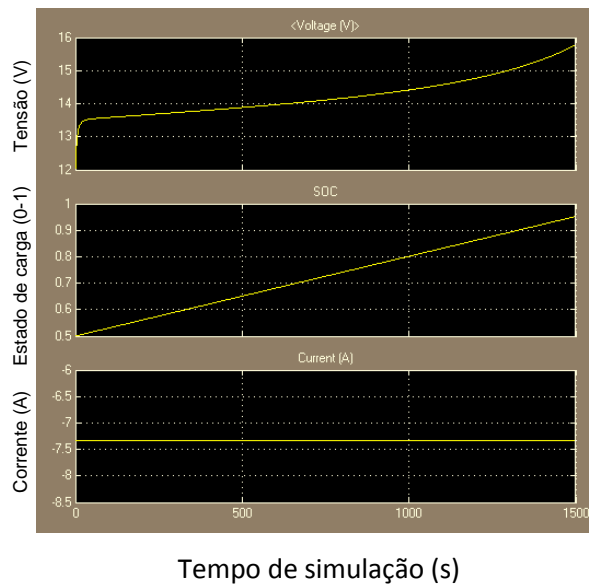


Figura 4.26 –Simulação de ciclos de carga (sem consumo) $I_{rr}=1000W/m^2$ $EDC_i=50\%$

Constata-se que a bateria, recebe continuamente 7,3 A produzidos pelo gerador fotovoltaico em condições de máxima irradiância. A tensão eleva-se inicialmente de forma abrupta, e depois de forma menos acentuada, até que, próximo do ponto de estado de carga de 100%, a tensão da bateria volta a aumentar com maior intensidade. Desde o momento em que se inicia o processo de carga, com EDC 50% até atingir a carga máxima (EDC 100%) tardam apenas 25 minutos, o que se deve ao elevado valor de carga produzido pelo gerador.

Contudo, em condições de fraca irradiância ($200 W/m^2$), a corrente produzida será menor (apenas 1.5 A), demorando agora 2 horas e 16 minutos a atingir 100% de EDC (Figura 4.27).

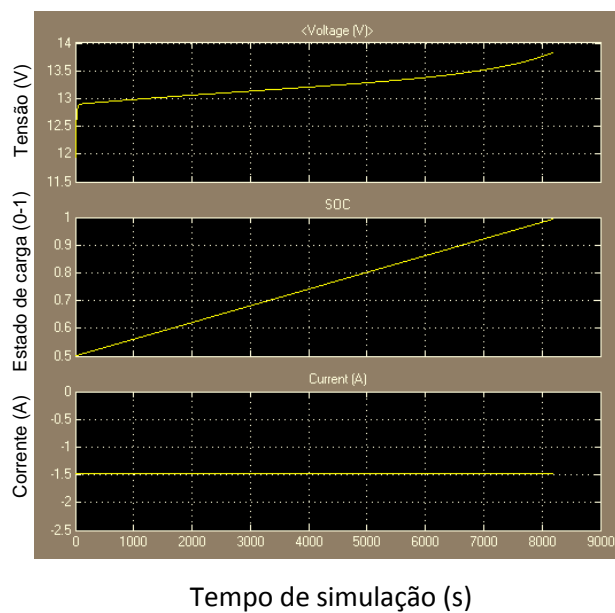


Figura 4.27 –Simulação de ciclos de carga (sem consumo) $I_{rr}=200W/m^2$ $EDC_i=50\%$

É assim possível observar por um lado, o efeito da irradiância na corrente produzida pelo gerador, e por outro, a influência da corrente de carga, no tempo de carga da bateria. Quanto menor o valor de corrente, naturalmente será maior o tempo de carga da bateria. Com base neste modelo podemos saber quanto tempo demora uma bateria a atingir um certo nível de capacidade.

4.3 - Simulação de um Sistema Autônomo

Tendo sido já exemplificado tanto o comportamento do gerador PV, como da bateria de acumuladores de chumbo-ácido, no modelo seguinte (Figura 4.28) é apresentado o sistema autônomo, composto pelo gerador, por uma bateria de acumuladores e uma carga de potência regulável.

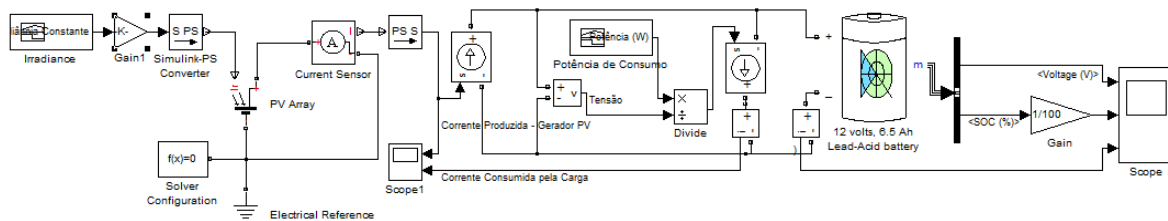


Figura 4.28 –Modelo de sistema autônomo

Com este sistema é possível simular a resposta do sistema autônomo a variações nos parâmetros externos (temperatura e irradiância de operação do gerador PV) e internos: características ao gerador; potência consumida pela carga, EDC, tensão, e capacidade da bateria. Neste caso procedeu-se a simulações para as condições: $I_{rr}=1000W/m^2$; $EDC_i=80\%$ $P_{cons}=100W$.

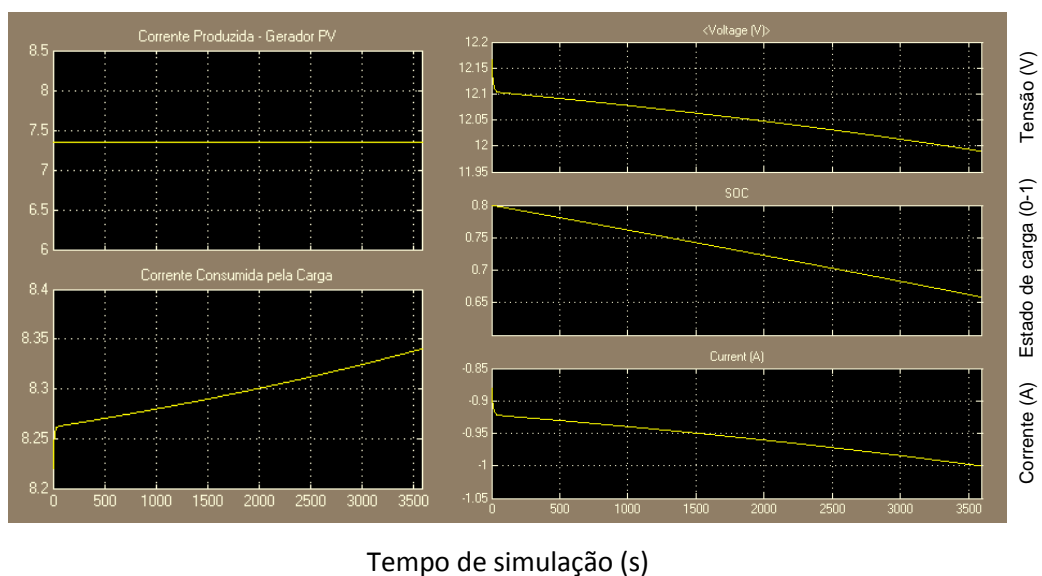


Figura 4.29 –Simulação de sistema autônomo: produção e consumo & propriedades da bateria ($I_{rr}=1000W/m^2$ $EDC_i=80\%$ $P_{cons}=100W$)

Ao longo da simulação de uma hora foi definido um perfil de consumo constante de 100W. Verifica-se que a corrente produzida pelo gerador PV (7,3 A) não é por si só suficiente para suprir o consumo, pelo que parte da energia terá que ser fornecida pela bateria. Como podemos observar nos gráficos à direita, o seu estado de carga decresce de 80% para aproximadamente 65% no decorrer da simulação. À esquerda podemos observar que a corrente consumida pela carga não é constante. A razão pela qual isto sucede deve-se ao facto da tensão à qual está sujeita (a tensão da bateria) diminuir ao longo do tempo, pelo que para fornecer a mesma energia à carga, a corrente de consumo tem necessariamente de aumentar.

Mantendo os restantes parâmetros idênticos, vejamos agora o efeito da redução da potência de consumo para um perfil constante de 50 W, da irradiância para $800\text{W}/\text{m}^2$, considerando que a bateria se encontra agora a EDC 50% (Figura 4.30).

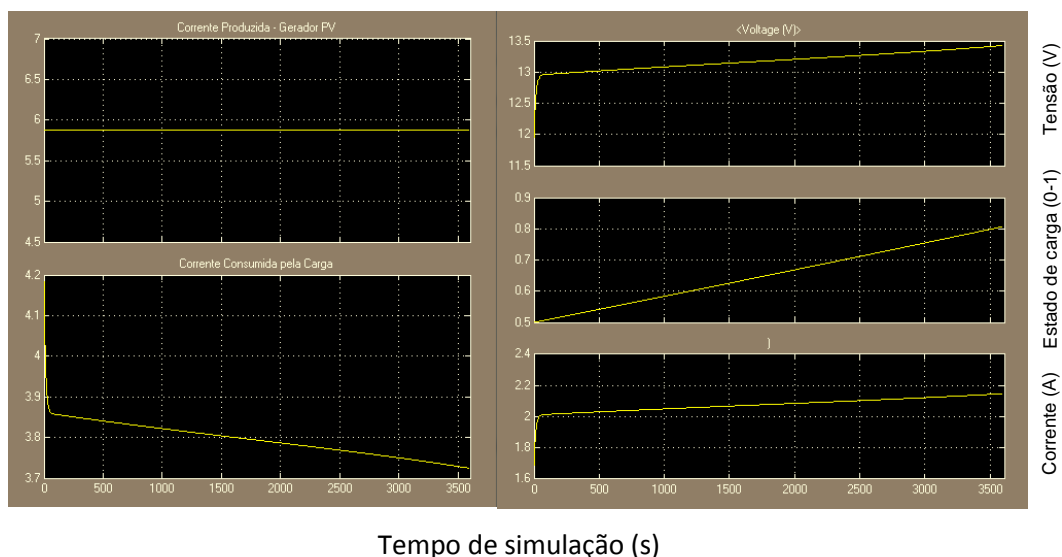


Figura 4.30 – Simulação de sistema autónomo: produção e consumo & propriedades da bateria ($I_{rr}=800\text{W}/\text{m}^2$ $EDC_i=50\%$ $P_{cons}=50\text{W}$)

Simulamos neste caso uma situação em que a corrente gerada pelo gerador (5,9 A) consegue suprimir totalmente as necessidades de consumo, agora inferiores (50W), sendo a corrente remanescente utilizada para carregar a bateria, que passa de um EDC inicial de 50% para aproximadamente 80%.

4.4 - Simulação de um Sistema Autónomo com Inversor

Como vimos anteriormente, para alimentar cargas em corrente alternada, necessitamos de equipamentos inversores. Para representar este equipamento foi utilizado o modelo de universal inversor da biblioteca do “Simpowersystems” do Simulink™.

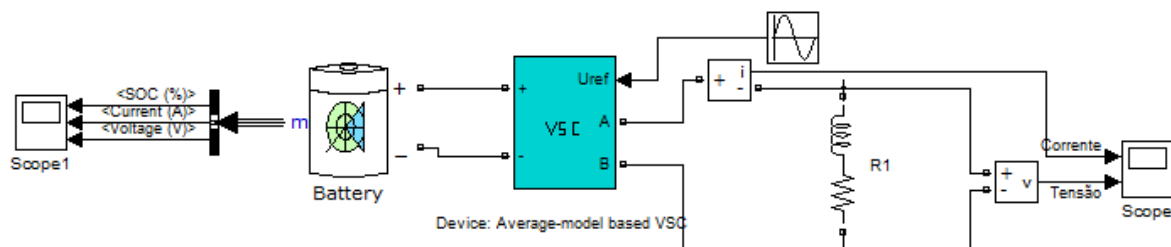


Figura 4.31 –Modelo de sistema autónomo com inversor

Neste modelo testa-se a aplicação directa de um inversor a uma bateria de 12V. É possível controlar o valor da tensão de saída do inversor através do ajuste da amplitude da onda de referência de tensão (sinusoidal).

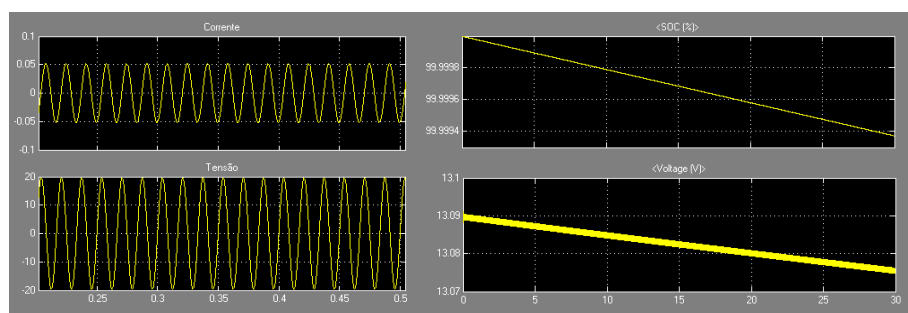


Figura 4.32 –Simulação 1 - alimentação de carga em corrente alternada com recurso a um inversor: corrente e tensão no lado do consumo (esq.) & propriedades da bateria (dta.)

Neste caso (Figura 4.33) o inversor funciona também como transformador, elevando ou diminuindo a tensão de saída. Para cargas alimentadas a 230V é possível colocar o inversor a operar a 230V (RMS).

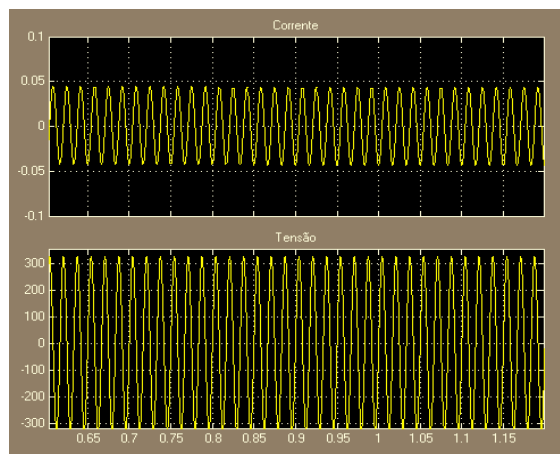


Figura 4.33 –Simulação 2 – Tensão de saída com amplitude de 325V (230 V RMS)

Para esta última simulação utilizaram-se respectivamente os valores de 100 Ω e 20 H para a carga resistiva e indutiva.

Devido ao alto nível de precisão do modelo, que pode ser observado pelo número de pontos (iterações) que são representados nas figuras, o tempo de resolução do modelo é bastante elevado comparativamente às simulações anteriores: demorando 10 minutos para resolver um período de simulação de apenas 60s. Para simular uma hora de operação, seriam necessárias aproximadamente 10 horas para resolver o modelo.

4.5 - Considerações Finais

O recurso à modelação é uma ferramenta útil para a compreensão do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, e seus componentes. Os modelos utilizados, apesar de simples, permitiram estudar e analisar o comportamento dos principais componentes dos sistemas PV, e poderão ainda ser utilizados como base para o desenvolvimento de modelos mais complexos.

No que diz respeito a análise dos resultados da simulação, comprova-se, tal como assinalado por Brito & Teixeira (2001), a importância do conhecimento dos sistemas reais, dos modelos, e suas limitações para uma correcta compreensão dos resultados. Por esse motivo procurou dar-se ênfase nesta dissertação tanto ao estudo dos sistemas PV, como ao dos modelos utilizados nas simulações efectuadas.

No caso da célula (gerador PV) tivemos a oportunidade de testar o efeito da irradiância e da temperatura no seu desempenho. Com recurso à variação da carga, e do controlo da tensão do circuito da célula, vimos como esta se comporta em toda a sua gama de operação, o que nos permitiu obter as curvas I-V, e P-V características no “sistema flutuante”.

Para além dos “parâmetros de optimização” associados ao gerador PV, observou-se também o comportamento dinâmico das baterias de chumbo-ácido, quando sujeitas a diferentes correntes de carga e descarga, comprovando-se o efeito na variação da capacidade.

Na simulação do sistema autónomo, verificou-se a importância do correcto dimensionamento (balanceamento do sistema) entre todos os seus componentes, produção, acumulação e consumo. Vimos como o gerador e a bateria se podem complementar, mas também a possibilidade de ocorrer falta de alimentação, nos casos de falta de produção (irradiância), e capacidade da bateria para alimentar o consumo, sendo este um aspecto crítico para o dimensionamento de sistemas autónomos.

Com a introdução do inversor, deu-se um aumento significativo da complexidade do modelo, com tempos de processamento bastante superiores aos tempos de simulação. Comprovou-se a importância da adequação da precisão do modelo aos resultados que se esperam obter (compromisso entre a precisão e a eficácia), sendo neste último caso a precisão excessiva.

A filosofia “Model Based Design” do SimulinkTM possibilita, através da utilização de modelos de alto nível criar e testar diferentes blocos ou subsistemas dentro do mesmo sistema, de uma forma intuitiva, o que a maior parte dos *softwares* de programação não permite. Exige, porém, ao contrário de outras aplicações específicas para dimensionamento e análise de sistemas PV, algum conhecimento técnico na área de modelação, assim como dos sistemas PV.

Uma das grandes vantagens do SimulinkTM é a facilidade com que se podem utilizar diferentes tipos de sub-modelos (como vimos para o caso da célula PV, da bateria, etc) para construir variantes de modelos base. Poderia, por exemplo, ter sido utilizados diferentes tipos de modelos de bateria, ou inversores (como foi demonstrado), no modelo base, e testar os seus resultados.

Convém salientar que a escolha dos modelos de cada componente é determinante para os resultados obtidos. É assim fundamental ter uma perspectiva crítica sobre os pressupostos, e conceitos subjacentes à estrutura de cada modelo, para assim conseguir interpretar e contextualizar os resultados e conclusões daí obtidas. No modelo de bateria e apesar do seu elevado grau de precisão segundo a validação efectuada pelos autores, há inúmeros pressupostos que são assumidos na sua construção, e que afastam o modelo da bateria real, como vimos no capítulo 3.3.

5 - Conclusões

A energia fotovoltaica afigura-se certamente como uma das formas de produção de energia renovável mais promissora. A sua utilização tem sido vital para permitir o acesso à electricidade em zonas remotas, em aplicações de comunicações terrestres e espaciais, entre muitas outras. As suas vantagens são inúmeras, desde a utilização de um recurso abundante, infinito, limpo e gratuito, como a energia solar, até à reduzida necessidade de manutenção, facilidade de instalação, modularidade, etc. Todas estas vantagens explicam as políticas favoráveis ao seu desenvolvimento, e o elevado investimento na sua investigação, o que é demonstrado pela mais elevada taxa da curva de aprendizagem comparativamente a qualquer outra tecnologia de produção de energia.

Contudo, o rendimento de um sistema fotovoltaico depende não só da eficiência do elemento gerador, mas também do desempenho dos seus elementos constituintes (equipamento de acumulação, rede eléctrica, dispositivos de conversão de energia e equipamento de controlo associado) e da sua interacção. Depende também de factores ambientais, como a temperatura e a irradiância, que influenciam directamente o potencial da energia produzida.

Todas estas variáveis introduzem um elevado nível de complexidade no cálculo do desempenho dos sistemas PV ao longo do seu ciclo de vida. No entanto este é fundamental para seleccionar a configuração óptima do sistema, com maior viabilidade técnico-económica.

As técnicas convencionais demonstram ser incapazes de dar resposta à complexidade do problema de optimização dos sistemas PV. Nesse sentido têm vindo a ser utilizadas técnicas de modelação destes sistemas com o objectivo de simular o seu comportamento real durante o seu ciclo de vida.

O recurso à modelação de sistemas e componentes comprovou a utilidade desta ferramenta para a compreensão do funcionamento dos sistemas fotovoltaicos, e seus componentes, assim como dos factores condicionantes a que estes se encontram sujeitos.

Estudou-se o efeito da variação da irradiância e temperatura, e a influência da carga, na operação das células e módulos PV, comprovando-se a importância do seu controlo para maximizar a potência produzida dos sistemas PV. A simulação de vários ciclos de carga e descarga permitiu observar o seu efeito na capacidade e desempenho da bateria de chumbo-ácido, atestando assim uma das principais limitações a que o sistema autónomo se encontra

sujeito. Por último, a utilização de um modelo de inversor de elevada precisão evidenciou a importância do compromisso entre precisão e eficácia na selecção dos modelos a utilizar.

O recurso à modelação demonstrou ter como vantagem o facto de poder representar, ainda que aproximadamente, os sistemas reais, com o grau de análise que não seria possível sem recurso a modelação. Considera-se que os modelos utilizados poderão ser utilizados como bases para o desenvolvimento de modelos mais complexos no futuro.

Uma das grandes vantagens demonstradas pelo *software* de simulação utilizado (Simulink™) é a facilidade com que se podem agregar e reutilizar diferentes sub-modelos de componentes para criar o modelo pretendido, permitindo estudar variações de modelos, sem ser necessário construir um novo modelo de raiz.

Como resultado da experiência adquirida no trabalho de modelação, considera-se também importante reforçar a ideia de que um modelo será sempre uma aproximação à realidade, pelo que esta é uma ferramenta que deve ser utilizada criteriosamente para garantir que são atingidos os objectivos propostos. O seu desenvolvimento é um processo moroso, sendo necessário tempo para estudar o *software* de modelação e os princípios subjacentes aos sistemas reais. É também importante estar ciente das limitações dos modelos utilizados, e estabelecer previamente um grau de compromisso entre a precisão e eficácia do modelo, sob o risco de se perder tempo excessivo a desenvolver um modelo demasiado preciso e complexo para as necessidades.

Um dos obstáculos à optimização dos sistemas fotovoltaicos é a escassez de dados provenientes do terreno, que são essenciais para analisar o seu desempenho: a monitorização de diferentes configurações de sistemas em operação seria importante para determinar o rendimento dos sistemas e seus componentes, assim como para possibilitar a validação dos seus modelos.

No seguimento da análise ao potencial da modelação, foram ainda analisadas algumas das aplicações informáticas que permitem, através da modelação de sistemas, estudar (simular) e dimensionar sistemas fotovoltaicos. Comprova-se que estas têm diferentes graus de usabilidade, validação e precisão, e número possível de configurações de sistemas a simular. Algumas permitem já simular aplicações específicas como sistemas de bombagem de água, e a utilização de várias tecnologias de produção de energia em simultâneo (sistemas híbridos). Algumas (poucas), possibilitam, através da simulação de vários tipos de configurações, seleccionar automaticamente a configuração mais adequada para aproveitar os recursos energéticos do local de instalação. Contudo, na maioria é ainda necessário que o utilizador

pré-defina manualmente a configuração a estudar, exigindo da sua parte um conhecimento técnico dos sistemas em questão.

Como vimos, é expectável que novas aplicações dos sistemas fotovoltaicos e a sua interacção com novas aplicações (redes inteligentes, veículos eléctricos, etc.) que com necessidades de controlo mais sofisticado, venham a introduzir novos desafios, e níveis de complexidade acrescidos no que diz respeito à optimização do seu dimensionamento e operação.

A análise do estado da arte da implementação de técnicas de inteligência artificial nos sistemas fotovoltaicos permite antever a sua capacidade para responder a estes desafios fazendo uso da elevada capacidade de cálculo computacional disponível actualmente, particularmente na utilização de algoritmos preditivos que poderão ser utilizados para a previsão da produção e do consumo de instalações de pequena dimensão, possibilitando o aumento da penetração das fontes renováveis no mix energético.

Através deste estudo, concluiu-se que a modelação poderá não ser só um instrumento útil para a melhoria do desempenho dos actuais sistemas fotovoltaicos, como será também, certamente uma ferramenta imprescindível para responder aos desafios que esta tecnologia enfrentará no futuro.

O próximo passo no caminho da melhoria do desempenho dos sistemas fotovoltaicos deverá ser o reconhecimento das vantagens da utilização de uma perspectiva integrada, nomeadamente, para fomentar as sinergias entre os vários componentes, sem esquecer a necessidade de investir no seu desenvolvimento tecnológico.

6 - Lista de Referências

- ASC. (2010). The Alternative Energy Product Suite – Toolkit for renewable energy planning and modeling. *Alternative Software Concepts, LLC*. Retrieved September 8, 2012, from <http://www.alteps.com/>
- Abrão, R. (2011). Modelagem e simulação de operação de um sistema autônomo de energia fotovoltaica em corrente contínua.
- Altas, I. H., & Sharaf, A. M. (2008). A novel maximum power fuzzy logic controller for photovoltaic solar energy systems. *Renewable Energy*.
- Bala, B. K., & Siddique, S. A. (2009). Optimal design of a PV-diesel hybrid system for electrification of an isolated island-Sandwip in Bangladesh using genetic algorithm. *Energy for Sustainable Development, 13*, 137–142.
- Brito, A., & Teixeira, J. M. (2001). *Simulação por computador*. Publindústria.
- Chaabene, M., & Ammar, M. B. (2008). Neuro-fuzzy dynamic model with Kalman filter to forecast irradiance and temperature for solar energy systems. *Renewable Energy*.
- Dali, M., Belhadj, J., & Roboam, X. (2008). Design of a stand-alone hybrid Photovoltaic-Wind generating system with battery storage. *JES*.
- Dali, M., Belhadj, J., & Roboam, X. (2010). Hybrid solar-wind system with battery storage operating in grid-connected and standalone mode: Control and energy management – Experimental investigation. *Energy, 35*(6), 2587–2595.
doi:10.1016/j.energy.2010.03.005
- Deshmukh, M. K., & Deshmukh, S. S. (2008). Modeling of hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 12*(1), 235–249.
doi:10.1016/j.rser.2006.07.011
- Dufo-Lopez, R., & Bernal-Agustin, J. L. (2005). Design and control strategies of PV diesel systems using genetic algorithms. *Solar Energy, 79*, 33–46.
- Dzimano, G. (2008). *MODELING OF PHOTOVOLTAIC SYSTEMS*. Presented in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree Master of Science in the Graduate School of The Ohio State University.
- EU. (2004). *Energia Fotovoltaica - Manual sobre tecnologias, projecto e instalação*. (Programa Altener, Ed.). IST (Programa Altener - União Europeia).
- Gilman, P., Lilienthal, P., & Lambert, T. (2006). MICROPOWER SYSTEM MODELING. *Simulation, 379–418*.
- Gladstone, M. (2011). Managing Distribution for a Smarter Grid. Aberdeen Group.

- Gow, J. A., & Manning, C. D. (1999). Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *Electric Power Applications, IEE* Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=766195
- HE. (2011). HOMER Energy - Hybrid Renewable and Distributed Power Design Support. *HOMER ENERGY*. Retrieved September 8, 2012, from <https://homerenergy.com/>
- IEA. (2011a). Solar Energy Perspectives. (International Energy Agency, Ed.) *International Energy Agency*. doi:10.1787/9789264124585-en
- IEA. (2011b). World Energy Outlook 2011. *International Energy Agency*. doi:10.1787/weo-2002-en
- ISET. (2012). PVCad - Design software for PV facades. Retrieved September 8, 2012, from http://www.iset.uni-kassel.de/pls/w3isetdad/www_iset_new.main_page?p_name=7235100&p_lang=eng
- Jimenez, T. (1998). Hybrid Design Handbook. *NREL/EDRC*.
- Kalogirou, S. A., & Şencan, A. (2010). Artificial Intelligence Techniques in Solar Energy Applications. *Mechanical Engineering*.
- Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A., & Kalaitzakis, K. (2006). Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 80, 1072–1088.
- Kymakis, E., Kalykakis, S., & Papazoglou, T. M. (2009). Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete. *Energy Conversion and Management*, 50(3), 433–438. doi:10.1016/j.enconman.2008.12.009
- Luque, A., & Hedegus, S. (2011). *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (p. 1162). John Wiley & Sons. Retrieved from <http://books.google.com/books?id=sLMkCsdelU4C&pgis=1>
- Mark, L., Gray, J. L., & Alam, M. A. (2011). *Solar Cell Fundamentals*. nanohub.org. Purdue University, West Lafayette. Retrieved from <http://nanohub.org/resources/11888>
- Mayer, B. (2012). DASTPVPS: Design And Simulation Tool for PhotoVoltaic Pumping Systems. Retrieved September 8, 2012, from <http://www.ibom.de/dastpvps.htm>
- Mellit, A., Kalogirou, S. A., Shaari, S., Salhi, H., & Hadj Arab, A. (2008). Methodology for predicting sequences of mean monthly clearness index and daily solar radiation data in remote areas: Application for sizing a stand-alone PV system. *Renewable Energy*, 33.
- Mellit, Adel, & Pavan, A. M. (2010). A 24-h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste, Italy. *Solar Energy*, 84(5), 807–821. doi:10.1016/j.solener.2010.02.006
- Murillo, D. (2003). *Modelado y analysis de sistemas fotovoltaicos*. UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA.

- Mutoh, N., Ohno, M., & Inoue, T. (2006). A Method for MPPT Control while searching for parameters corresponding to weather conditions for PV Generation Systems. *IEEE Transactions On Industrial Electronics*, 53(4).
- NREL. (2012). Research Cell Efficiency Records. *NREL*. Retrieved from <http://www.nrel.gov/ncpv/>
- Nema, P., Nema, R. K., & Rangnekar, S. (2009). A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar : A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 2096–2103. doi:10.1016/j.rser.2008.10.006
- Omran, W. (2010). Performance Analysis of Grid-Connected Photovoltaic Systems.
- Osorio, C. (2009). Model Based Design for Solar Power Systems. Retrieved from http://www.mathworks.com/webex/recordings/Solar_111809/index.html
- PVsyst. (2011). PVsyst: Software for Photovoltaic Systems. *PVsyst SA 2011*. Retrieved September 8, 2012, from <http://www.pvsyst.com/>
- Pereira, F. A. de S., & Oliveira, M. Â. S. (2011). *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica* (p. 395). Publindústria, Produção de Comunicação, Lda.
- Rekioua, D., & Matagne, E. (2012). *Optimization of Photovoltaic Systems: Modelization, Simulation and Control*. (Springer, Ed.) (p. 296).
- Salah, C. B., Chaabene, M., & Ammar, M. B. (2008). Multi-criteria fuzzy algorithm for energy management of a domestic photovoltaic. *Renewable Energy*.
- Seeling-hochmuth, G. (1998). OPTIMISATION OF HYBRID ENERGY SYSTEMS SIZING AND OPERATION CONTROL, (October).
- TSDC. (2012). PV Sol. *The Solar Design Company*. Retrieved from about:blank
- Tremblay, O., & Dessaint, L. (2009). Experimental Validation of a Battery Dynamic Model for EV Applications, 3, 1–10.
- USDE. (2005). Basic Research Needs for Solar Energy Utilization. *US Department of Energy*, 276.
- Yang, H., Zhou, W., Lu, L., & Fang, Z. (2008). Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy*, 82.
- Zervas, P. L., Sarimveis, H., Palyvos, J. A., & Markatos, N. C. G. (2008). Prediction of daily global solar irradiance on horizontal surfaces based on neural-network techniques. *Renewable Energy*.

