

## **Mestrado Integrado em Engenharia do Ambiente**

Dissertação de Mestrado em Tecnologia e Gestão de Ambiente



## **Avaliação Integrada da microgeração com Sistemas Fotovoltaicos:**

Caso de estudo do edifício do Laboratório de Aerodinâmica Industrial

**Inês Quadros dos Santos**

### **Júri**

Presidente: Professor Doutor António Rui de Almeida Figueiredo

Orientadores: Professor Doutor Adélio Manuel Rodrigues Gaspar

Professor Doutor Fausto Miguel Cereja Seixas Freire

Vogal: Professor Doutor José Joaquim da Costa

**Setembro 2008**

*“A Engenharia é mais do que física aplicada,  
é a arte de transformar a natureza  
e colocá-la ao serviço do Homem”*

**Fernando Abecassis e Nuno José Cabral**

*"A vida da terra depende da vontade humana.  
A terra será o que os homens nela farão.  
Nós vivemos, desde agora, este momento histórico  
decisivo da evolução terrestre."*

**Rudolf Steiner**

## *Agradecimentos*

Aos meus Orientadores, Professor Doutor Fausto Freire e Professor Doutor Adélio Gaspar, por me possibilitarem esta experiência, pela insistência nos pormenores, pela troca de impressões, por me ajudarem a crescer profissionalmente.

Ao Engenheiro Mestre João Nunes um especial obrigado, por partilhar todo o seu conhecimento e experiência, por estar sempre disponível e por toda a ajuda prestada.

À minha Mãe, por transformar acontecimentos tão complexos em coisas tão simples e possíveis de se realizarem. Pelo apoio incondicional, por nunca me ter deixado desistir. A ti te devo o que sou e onde cheguei hoje. Muito Obrigado!

Ao meu Pai, Laura, Pedro e Marta, um enorme pedido de desculpas pela minha constante ausência e um desmedido obrigado pela contínua compreensão dessa ausência. Foi nela que me apoiei para suportar a enorme saudade que sinto todos os dias.

Ao meu Namorado, pelo companheirismo, pelo incentivo, por ter estado sempre presente nesta fase tão importante da minha vida, por me ter apoiado quando mais precisei. És a pessoa mais especial do mundo... Não há palavras para descrever o meu agradecimento. Amo-te incondicionalmente.

Aos meus amigos de sempre... Daniela Silva, Núria Penetra, Michèle Klerx, Ana Paula Rodrigues, Roberto Soares, Pedro Oliveira. Um grande pedido de desculpas pelo meu afastamento das últimas semanas e um enorme Obrigada por todo o apoio prestado e pela contínua preocupação.

Aos amigos mais recentes, Ritinha, Tiago Ferreira e Hélder Ventura pelo apoio que me prestaram nos últimos meses, principalmente nos momentos mais difíceis. Muito Obrigado!

À Fátima Barbosa, Nélia Oliveira, Élio Ferreira... Os meus amigos de curso e companheiros de estudo. Obrigada por tudo o que me ensinaram e por todos os momentos que partilhámos nos últimos anos. Ficarão para sempre guardados na minha memória.

À Filipa Coelho, ao Natanael Cartaxo e ao João Vaz, por todos os momentos de trabalho, apoio, companheirismo, amizade e diversão.

A todos os outros, não mencionados, que de uma forma ou de outra tornaram possível esta experiência.

## *Resumo*

A crise energética que se tem vivido nos últimos anos contribuiu para o rápido desenvolvimento tecnológico das fontes alternativas de produção de energia, entre elas, a solar fotovoltaica. Presentemente, existe a possibilidade de utilizar os sistemas de microgeração para produzir energias mais limpas a partir de fontes renováveis, permitindo que pequenas habitações e empresas deixem de ser consumidores passivos de energia para se tornarem microprodutores.

Esta dissertação tem como objectivo principal estudar a viabilidade da implementação de sistemas PV para microgeração em Portugal, no actual (e recente) contexto legal. A investigação terá por base uma avaliação de carácter multi-dimensional que integra as dimensões: tecnológica, energética, ambiental e económica. Este objectivo será concretizado, em termos práticos, com a avaliação de um caso de estudo particular, a implementação de um sistema PV no edifício do LAI, com ligação directa à rede pública.

Os objectivos específicos deste projecto de investigação incluem a avaliação comparativa de quatro sistemas PV que abrangem duas tecnologias distintas de painéis PV (primeira e segunda geração) e dois tipos de sistemas de funcionamento do painel: estruturas de suporte de eixo fixo ou com acompanhamento solar. Os quatro sistemas PV serão abordados para estudar três cenários (cenário #1: injectar na rede a produção total de energia eléctrica, com potência de ligação de 3,68 kW; cenário #2: satisfazer os consumos internos do LAI, com potência de ligação de 3,68 kW; cenário #3: injectar o total produção de energia eléctrica, tendo em conta a área disponível na cobertura do LAI). Os resultados da modelação dos quatro sistemas PV em análise, para os três cenários considerados, serão usados para avaliar, numa perspectiva de ciclo de vida, os benefícios energéticos e ambientais (em termos de emissões de CO<sub>2-eq</sub>) associados a cada sistema PV, comparando-os entre si e com as tecnologias convencionais fósseis de produção de energia eléctrica praticáveis em Portugal (carvão e gás natural). A comparação entre os sistemas PV e as tecnologias convencionais de produção de electricidade, permitirá quantificar os efectivos benefícios energéticos e ambientais da implementação de sistemas PV para microgeração. Foi ainda realizada uma avaliação económica de investimento, para os quatro sistemas PV e para os cenários alternativos considerados, tendo em conta o contexto legal da microgeração em Portugal.

Concluiu-se que os sistemas associados à tecnologia de 1ªG requerem mais energia primária fóssil para o seu fabrico, assim como libertam mais emissões de GEE do que os de 2ªG. No

cenário #1 o Sistema 3 é o único que apresenta viabilidade económica, sendo também aquele que apresenta maiores benefícios energéticos e ambientais. A análise do cenário #2 permitiu concluir que nenhum dos quatro sistemas PV em estudo apresenta viabilidade económica para ser implementado. No que respeita ao cenário #3, consideraram-se dois regimes remuneratórios: o bonificado e o geral, tendo sido possível concluir que o Sistema 3 é o único que apresenta viabilidade económica e apenas para a situação de regime remuneratório bonificado.

**Palavras-chave:** microgeração, sistemas PV, tecnologia de 1<sup>a</sup>G e 2<sup>a</sup>G, energia primária fóssil, emissões de GEE

## *Abstract*

The energy crisis that has lived in recent years contributed to the rapid technological development of alternative sources of energy, including solar photovoltaics. At present, there is the possibility of using micro systems to produce cleaner energy from renewable sources, allowing homes and businesses to become microproducers instead passive consumers of energy.

This thesis has as mainly objective to study the viability of implementation of microgeneration PV systems in Portugal, in the current (and recent) legal context. The research will be based on an evaluation of multi-dimensional character which includes the dimensions: technological, energetic, environmental and economical. This is achieved in practical terms with the assessment of a particular study case, the implementation of a PV system in the building of LAI, with direct connection to the public network.

The specific objectives of this research project includes the comparative evaluation of four PV systems that cover two different technologies of PV panels (first and second generation) and two types of functioning systems of the panel: support structures with a fixed axis or with solar tracking. The four PV systems will be boarded to study three scenarios (scenario # 1: inject in the public network the total production of electricity, with 3,68 kW of power connection; scenario # 2: to satisfy the internal consumption of LAI, with 3,68 kW power connection; scenario # 3: inject the total production of electricity, considering the available area in the LAI coverage). The results of the four PV systems modelling, for the three scenarios considered, will be used to evaluate on a life-cycle perspective, the energetic and environmental benefits (in terms of CO<sub>2-eq</sub> emissions) associated with each PV system, comparing them with each other and with conventional fossil technologies of electricity production, practicable in Portugal (coal and natural gas).The comparison between the PV systems and conventional technologies of electricity production, will allow to quantify the effective energetic and environmental benefits of the implementation of microgeneration PV systems. An economical evaluation of investment was still fulfilled, for the four PV systems and for alternative scenarios considered, considering the legal context of microgeneration in Portugal.

It was concluded that the systems associated with the technology of 1<sup>st</sup>G require more fossil primary energy for their manufacture, and release more GHG emissions than those of 2<sup>nd</sup>G. In scenario #1, the System 3 is the only one which presents economic viability, being also the

one which presents greater energetic and environmental benefits. The analysis of scenario #2 has allowed to conclude that none of the four PV systems under study shows economic viability to be implemented. Regarding the scenario #3, considered two remunerative schemes: the subsidised and general, has been possible to conclude that the System 3 is the only one which presents economic viability and only for the situation of remunerative subsidised scheme.

**Keywords:** microgeneration, PV systems, 1<sup>st</sup> and 2<sup>nd</sup>G technology, fossil primary energy, greenhouse gas emissions

# ÍNDICE

<i>AGRADECIMENTOS</i>	
<i>RESUMO</i>	
<i>ABSTRACT</i>	
<i>ÍNDICE DE TABELAS</i> .....	i
<i>ÍNDICE DE FIGURAS</i> .....	iii
<i>ÍNDICE DE GRÁFICOS</i> .....	iii
<i>NOMENCLATURA</i> .....	iv
1. INTRODUÇÃO .....	1
1.1 Motivação e Enquadramento .....	1
1.2 Objectivos e Resultados Pretendidos .....	3
1.3 Estrutura da Dissertação .....	4
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	5
2.1 Tecnologia fotovoltaica .....	6
2.2 Tipos de Instalações .....	8
2.3 Enquadramento legislativo .....	11
3. PROJECTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	13
3.1 Caracterização do Edifício do LAI .....	13
3.2 Enquadramento Legal .....	14
3.3 Características e Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltáicos .....	15
3.4 Análise de Produção de Energia Eléctrica nos Sistemas Fotovoltáicos .....	19
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO .....	22
4.1 Análise Energética .....	23
4.1.1 Energia fóssil requerida para os sistemas PV .....	23
4.1.2 Comparação com Sistemas Convencionais Fósseis .....	28
4.2 Avaliação Ambiental: Emissões de GEE .....	33
4.2.1 Sistemas PV .....	34
4.2.2 Comparação com Sistemas Convencionais Fósseis .....	36
4.3 Análise Económica .....	38
4.3.1 Investimento Inicial .....	39
4.3.2 Remuneração .....	39



4.3.3	Avaliação Económica do Investimento.....	40
4.4	Cenários Alternativos: Maximização dos Consumos ou da Produção no LAI .....	41
4.4.1	Cenário #2 .....	42
4.4.2	Cenário #3 .....	44
5.	CONCLUSÕES.....	48

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

### WEBGRAFIA

APÊNDICE A – Cálculo da Tarifa de Remuneração .....	i
ANEXO I – Resultados do SolTerm .....	vi
ANEXO II – Tipos de Células PV e Processos de Fabrico.....	vii
ANEXO III – Investimento Inicial dos Sistemas PV, no Contexto dos Cenários #1 e #3.....	xii

## ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 2.1 Legislação relativa à microprodução e respectiva descrição.....	11
Tabela 3.1 Consumos mensais estimados de energia eléctrica no LAI, ano de 2007 .....	14
Tabela 3.2 Requisitos para o acesso à actividade de microprodução e do regime bonificado.	15
Tabela 3.3 Caracterização dos sistemas PV .....	15
Tabela 3.4 Características eléctricas dos módulos solares .....	16
Tabela 3.5 Características eléctricas do inversor .....	16
Tabela 3.6 Dimensionamento dos sistemas PV .....	17
Tabela 3.7 Características da estrutura de suporte fixa.....	18
Tabela 3.8 Características da estrutura de suporte com acompanhamento solar .....	18
Tabela 3.9 Produção anual de energia eléctrica estimada para cada sistema (kWh <sub>e</sub> ) .....	19
Tabela 3.10 Produção de energia eléctrica em vida útil (kWh <sub>e</sub> ) .....	21
Tabela 3.11 Máximo de energia eléctrica vendida à rede .....	21
Tabela 4.1 Produção de energia eléctrica por sistema .....	23
Tabela 4.2 Energia requerida para processos de fabrico do módulo das duas tecnologias PV	24
Tabela 4.3 Energia requerida para as estruturas de suporte (MJ <sub>prim</sub> /m <sup>2</sup> ).....	24
Tabela 4.4 Transporte dos módulos (características e consumo de energia) .....	25
Tabela 4.5 Energia primária fóssil requerida para os quatro sistemas PV .....	26
Tabela 4.6 Energia primária fóssil requerida para o componente módulo e respectiva armação .....	27
Tabela 4.7 Energia primária fóssil requerida para os quatro sistemas PV e para as tecnologias convencionais fósseis .....	28
Tabela 4.8 Energia primária fóssil evitada por cada sistema PV (MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub> ) .....	29
Tabela 4.9 “ <i>Gross Energy Requirement</i> ” e energia primária fóssil evitada pela substituição das tecnologias convencionais de produção de energia eléctrica.....	30
Tabela 4.10 “ <i>Net Energy Ratio</i> ” para as diversas tecnologias de produção de electricidade consideradas .....	32
Tabela 4.11 “ <i>Energy Payback Time</i> ” para os quatro sistemas PV em análise .....	33
Tabela 4.12 Emissões de CO <sub>2-eq</sub> associados aos processos de fabrico do módulo e do BOS para as duas tecnologias PV .....	34
Tabela 4.13 Emissões de CO <sub>2-eq</sub> associados às estruturas de suporte (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub> ) .....	34
Tabela 4.14 Emissões de CO <sub>2-eq</sub> associados aos quatro sistemas PV .....	35

Tabela 4.15 Emissões de CO <sub>2-eq</sub> associadas aos quatro sistemas PV e às tecnologias convencionais fósseis .....	36
Tabela 4.16 Emissões de CO <sub>2-eq</sub> evitadas por cada sistema PV (g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub> ).....	36
Tabela 4.17 “ <i>Global Warming Potential</i> ” e emissões de CO <sub>2-eq</sub> evitadas pela substituição das tecnologias convencionais de produção de energia eléctrica .....	37
Tabela 4.18 Custo, de instalação e produção, dos quatro sistemas PV .....	39
Tabela 4.19 Período de Retorno de cada sistema PV .....	40
Tabela 4.20 VLA para diversas taxas de actualização .....	41
Tabela 4.21 TIR para os sistemas PV .....	41
Tabela 4.22 Energia eléctrica vendida à rede (kWh <sub>e</sub> ) .....	42
Tabela 4.23 Fluxos económicos para o primeiro ano.....	43
Tabela 4.24 Avaliação económica do investimento .....	44
Tabela 4.25 Dimensionamento dos sistemas PV .....	44
Tabela 4.26 Produção de energia eléctrica e indicadores energéticos para as diferentes tecnologias de produção de energia eléctrica .....	45
Tabela 4.27 Indicadores ambientais .....	46
Tabela 4.28 Análise económica do investimento .....	47
Tabela A.1 Tarifa de compra do kWh eléctrico à EDP.....	iii
Tabela A.2 Determinação da tarifa de remuneração durante 25 anos.....	iii
Tabela A.3 Produção de energia eléctrica anual (kWh <sub>e</sub> ).....	iv
Tabela A.4 Receita anual da venda de energia eléctrica .....	v
Tabela I.1 Produção de energia eléctrica para sistemas fixos de 1 <sup>a</sup> G e 2 <sup>a</sup> G .....	vi
Tabela II.1 Comparação entre as tecnologias de silício cristalino e amorfo (Carlson, 1995).viii	viii
Tabela III.1 Investimento inicial dos sistemas PV, cenário #1 .....	xii
Tabela III.2 Investimento inicial dos sistemas PV, cenário #3 .....	xiii

## ***ÍNDICE DE FIGURAS***

Figura 1.1 Capacidade de produção de energia solar fotovoltaica nos países europeus (IES, 2006).....	2
Figura 2.1 A primeira aplicação de uma célula solar de silício (Brito e Vallêra, 2006).....	5
Figura 2.2 Painéis solares fotovoltaicos de segunda geração (Rüther, 1999).....	7
Figura 2.3 Diagrama representativo das tecnologias PV existentes (Fthenakis e Kim, 2007)...	8
Figura 2.4 Esquema de sistema fotovoltaico isolado (Fuerzasolar, 2008).....	9
Figura 2.5 Esquema de sistema isolado híbrido (EERE, 2008). ....	9
Figura 2.6 Desenho esquemático de um sistema solar PV interligado à rede eléctrica pública (LEEE, 2008). ....	10
Figura 3.1 Vista da cobertura do edifício do LAI (Google Earth, 2008). ....	13
Figura II.1 Principais tipos de células fotovoltaicas: (a) silício mono-cristalino, (b) silício policristalino e (c) silício amorfo (CRESEB, 2008).....	vii
Figura II.2 Cadeia de produção de células PV baseadas em silício (Jungbluth e Tuchschnid, 2007).....	x

## ***ÍNDICE DE GRÁFICOS***

Gráfico 3.1 Comparação da produtividade anual entre os vários sistemas.....	20
Gráfico 4.1 Consumos totais de energia primária fóssil. A: “Poupança Energética relativamente ao carvão”; B: “Poupança Energética relativamente ao gás natural”.....	31
Gráfico 4.2 Emissões totais de CO <sub>2-eq</sub> associadas às diferentes tecnologias de produção de electricidade. A: “Emissões evitadas relativamente ao carvão”; B: “Emissões evitadas relativamente ao gás natural”.....	38
Gráfico A.1 Valor anual da potência de ligação. ....	i
Gráfico A.2 Gráfico da evolução da tarifa (Renováveis na Hora, 2008). ....	ii

## ***NOMENCLATURA***

<b>1ªG</b>	primeira geração de módulos fotovoltaicos
<b>2ªG</b>	segunda geração de módulos fotovoltaicos
<b>a-Si</b>	silício amorfo
<b>ACV</b>	Avaliação de Ciclo de Vida
<b>BOS</b>	<i>Balance-of-System</i> : todos os componentes do sistema PV, excluindo os módulos PV. No caso de sistemas com ligação à rede pública, estão incluídos os cabos eléctricos e o inversor
<b>BT</b>	baixa tensão
<b>c-Si</b>	silício mono-cristalino
<b>CO<sub>2</sub>-eq</b>	CO <sub>2</sub> equivalente: expressão do GWP em termos de CO <sub>2</sub> para os componentes CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> e N <sub>2</sub> O, com base nos factores de ponderação do IPCC
<b>E-PBT</b>	<i>Energy Pay Back Time</i>
<b>EDP</b>	Electricidade De Portugal
<b>EG-Si</b>	silício de grau electrónico
<b>GEE</b>	Gases com Efeito de Estufa
<b>GER</b>	<i>Gross Energy Requirement</i>
<b>GWP</b>	<i>Global Warming Potential</i>
<b>IPCC</b>	Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas
<b>kVA</b>	quilo volt-ampère: designação para a potência contratada, no tarifário da EDP
<b>kW<sub>p</sub></b>	potência eléctrica de saída do PV sob as Condições de Teste Standard (radiância de 1000 W/m <sup>2</sup> , espectro solar equivalente a uma massa de ar relativa de 1,5 e temperatura da célula solar de 25 °C)
<b>kWh<sub>e</sub></b>	energia eléctrica (equivalente a 3,6 MJ <sub>e</sub> )
<b>LAI</b>	Laboratório de Aerodinâmica Industrial
<b>MJ<sub>prim</sub></b>	energia primária
<b>MG-Si</b>	silício de grau metalúrgico
<b>MP</b>	Microprodução
<b>NER</b>	<i>Net Energy Ratio</i>
<b>p-Si</b>	silício poli-cristalino
<b>PBT</b>	<i>Payback Time</i> (Tempo de Retorno): período de tempo necessário para a recuperação de um investimento

<b>PV</b>	fotovoltaico
<b>RESP</b>	Rede Eléctrica de Serviço Público
<b>SoG-Si</b>	silício de grau solar
<b>SRM</b>	Sistema de Registo de Microprodução, que constitui a plataforma electrónica de interacção entre a Administração Pública e os produtores
<b>UF</b>	Unidade funcional

# 1. INTRODUÇÃO

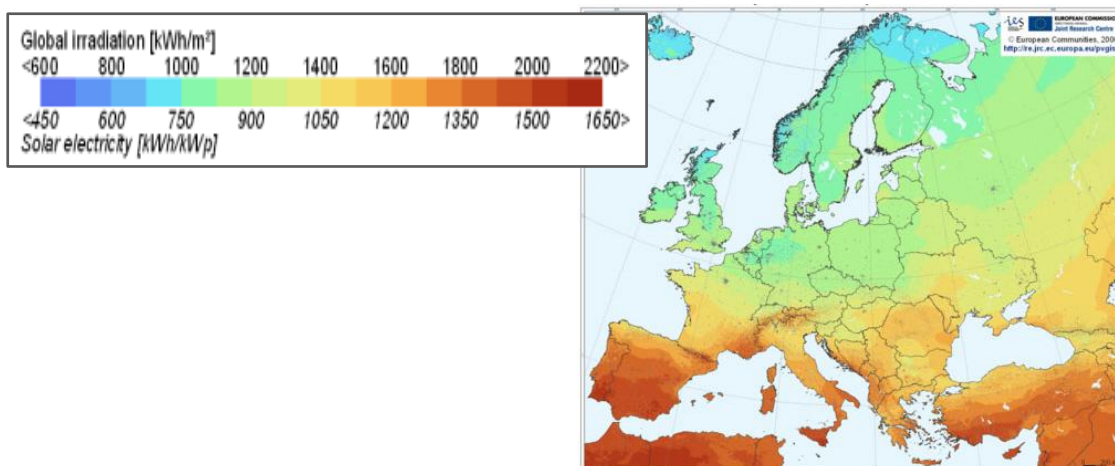
---

## 1.1 Motivação e Enquadramento

A energia solar é vital para a vida na Terra, uma vez que determina a temperatura da superfície terrestre e oferece praticamente toda a energia que conduz os ciclos e os sistemas globais naturais. A cada segundo, o Sol liberta uma quantidade significativa de energia para o sistema solar. Estima-se que o tempo necessário para que incida sobre a superfície terrestre, uma quantidade de energia solar equivalente ao consumo energético mundial anual, seja de aproximadamente 12 minutos. Em cerca de três semanas, a energia solar incidente sobre a Terra equivale também, a todas as reservas conhecidas de combustíveis fósseis como o petróleo, o carvão e o gás natural. Como tal, a energia solar revela um importante potencial enquanto recurso renovável, para a produção de energia térmica e eléctrica (Rüther, 2000).

A radiação que atinge a Terra não é uniformemente distribuída por todas as regiões no globo terrestre sendo que as zonas próximas do equador recebem mais radiação solar que qualquer outra parte da Terra. A quantidade de radiação recebida em qualquer região varia com a época do ano, (em função da posição da Terra ao longo da eclíptica) e também é afectada pelas horas do dia, pelas condições climáticas desfavoráveis e pela poluição atmosférica de determinada região. A conjugação de todos estes factores afectam a quantidade de energia solar que atinge os sistemas fotovoltaicos. A radiação solar que atinge a superfície terrestre num determinado intervalo de tempo e local abrange três componentes: a difusa, a directa e a reflectida. A quantidade de radiação solar que atinge o topo da atmosfera terrestre é cerca de  $1367 \text{ W/m}^2$ , valor médio designado por constante solar (Eaton *et al.*, 2007).

O aproveitamento da energia solar em Portugal é significativamente reduzido, por exemplo quando comparado com a Alemanha que dispõe de uma quantidade de radiação global anual muito inferior (**Figura 1.1**) e apresenta uma potência fotovoltaica instalada significativamente superior à do nosso país, com mais de 2000 MW de diferença (Martinot, 2008).



**Figura 1.1** Capacidade de produção de energia solar fotovoltaica nos países europeus (IES, 2006).

Na União Europeia, Portugal é, depois da Grécia e da Espanha, o país com maior potencial de aproveitamento de energia solar. Apresentando sensivelmente 2300 horas/ano de insolação na região norte e 3000 horas/ano no Algarve (IM, 2008), Portugal dispõe de uma situação privilegiada para o desenvolvimento de instalações para o aproveitamento deste tipo de energia. Em termos práticos e para as condições naturais (céu limpo) de radiação solar, os sistemas PV têm um potencial de produção anual de 1300 kWh/kW<sub>p</sub> no norte, e de 1550 kWh/kW<sub>p</sub> no sul do país (**Figura 1.1**).

Em meados de 2001 tendo por base o programa E4 (Eficiência Energética e Energias Endógenas) foi anunciado o objectivo de instalar 50 MW<sub>p</sub> de potência fotovoltaica. Em 2003 o governo anunciou uma nova meta de 150 MW<sub>p</sub> a instalar até 2010. Assim, o mercado português atingiu uma capacidade total de instalação de 2,7 MW<sub>p</sub> em 2004 e 14,5 MW<sub>p</sub> em 2007, apresentando uma taxa de crescimento médio anual de 49,5 % entre 2001 e 2007 (DGEG, 2008).

A crise energética que se tem vivido nos últimos anos contribuiu para o rápido desenvolvimento tecnológico das fontes alternativas de produção de energia, entre elas, a solar fotovoltaica. Actualmente, o Aquecimento Global como causa do excesso de emissões de CO<sub>2</sub> aliada à crise energética, são as principais questões que conduzem à política do desenvolvimento sustentável e à utilização das energias renováveis a nível mundial, com os objectivos de diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e a emissão de gases com efeito de estufa. Presentemente, existe a possibilidade de utilizar os sistemas de microgeração para produzir energias mais limpas a partir de fontes renováveis, permitindo que pequenas



habitações e empresas deixem de ser consumidores passivos de energia para se tornarem microprodutores.

## 1.2 Objectivos e Resultados Pretendidos

Esta dissertação tem como objectivo principal estudar a viabilidade da implementação de sistemas fotovoltaicos (PV) para microgeração em Portugal, no actual (e recente) contexto legal. A investigação terá por base uma avaliação de carácter multi-dimensional que integra as dimensões: tecnológica, energética, ambiental e económica. Este objectivo será concretizado, em termos práticos, com a avaliação de um caso de estudo particular, a implementação de um sistema PV no edifício do Laboratório de Aerodinâmica Industrial (LAI) da ADAI, com ligação directa à rede pública (baixa tensão).

Os objectivos específicos deste projecto de investigação incluem a avaliação comparativa de quatro sistemas PV que abrangem duas tecnologias distintas de painéis PV (primeira e segunda geração) e dois tipos de sistemas de funcionamento do painel: estruturas de suporte de eixo fixo ou com acompanhamento solar. Os quatro sistemas PV serão abordados para estudar diferentes cenários (com situações distintas de potência de instalação dos sistemas PV e consoante os diferentes objectivos considerados para os cenários: maximizar consumos internos do LAI ou maximizar a produção de energia eléctrica). Os resultados da modelação dos quatro sistemas PV em análise, para os três cenários considerados, serão usados para avaliar, numa perspectiva de ciclo de vida, os benefícios energéticos e ambientais (em termos de emissões de  $\text{CO}_{2\text{-eq}}$ ) associados a cada sistema PV, comparando-os entre si e com as tecnologias convencionais fósseis de produção de energia eléctrica praticáveis em Portugal (carvão e gás natural). Deste modo, pretende-se avaliar e identificar, com base nos resultados obtidos, qual o sistema PV mais eficiente, na medida em que consome menos energia primária fóssil para o seu fabrico, qual o que apresenta o melhor “*payback time*” energético e o que liberta menos emissões de GEE por  $\text{kWh}_e$  produzido. A comparação entre os sistemas PV e as tecnologias convencionais de produção de electricidade, permitirá quantificar os efectivos benefícios energéticos e ambientais da implementação de sistemas PV para microgeração. Foi ainda realizada uma avaliação económica de investimento, para os quatro sistemas PV e para os cenários alternativos considerados, tendo em conta o contexto legal da microgeração em Portugal.

### **1.3 Estrutura da Dissertação**

A presente dissertação está dividida em 5 capítulos, incluindo este capítulo introdutório. O capítulo 2 contempla uma fundamentação teórica sobre os sistemas solares fotovoltaicos e apresenta o enquadramento legal, no âmbito deste trabalho. No capítulo 3 faz-se uma breve caracterização do edifício do LAI, no que respeita à situação geográfica do edifício e aos seus consumos de energia eléctrica em baixa tensão (BT). No capítulo 4 apresentam-se os resultados da análise multidimensional e a respectiva discussão. No âmbito da análise energética e ambiental realizou-se uma análise comparativa entre os quatro sistemas PV e as tecnologias convencionais fósseis de produção de energia eléctrica) e no que respeita à análise económica, determinaram-se alguns indicadores de rentabilidade económica com o objectivo de avaliar qual o sistema PV que apresenta maior viabilidade económica. Ainda no capítulo 4, discutem-se os resultados associados aos diferentes cenários considerados neste estudo (do ponto de vista da análise multidimensional e do enquadramento legal da microgeração). O capítulo 5 contém as conclusões finais desta tese.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

---

O efeito fotovoltaico (PV) foi observado pela primeira vez em 1839 pelo físico *Edmund Becquerel*, quando verificou que placas metálicas, de platina ou prata, mergulhadas num electrólito, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz. A história da energia PV teve de esperar os grandes desenvolvimentos científicos da primeira metade do século XX, nomeadamente a explicação do efeito fotoeléctrico por *Albert Einstein* em 1905, o advento da mecânica quântica e, em particular, a teoria de bandas e a física dos semicondutores, assim como as técnicas de purificação e dopagem, associadas ao desenvolvimento do transistor de silício. A conversão PV na sua forma moderna iniciou-se em 1954 quando investigadores do *Bell Laboratories*, anunciaram o desenvolvimento de uma célula solar de silício com apenas 2 cm<sup>2</sup> de área e uma eficiência de 6 %, gerando 5 miliwatts de potência eléctrica. A primeira aplicação deste tipo de células foi realizada em *Americus*, no estado da Geórgia, para alimentar uma rede telefónica local (**Figura 2.1**). O painel, com nove células com 30 mm de diâmetro, foi montado em Outubro de 1955 e removido em Março de 1956 (Brito e Vallêra, 2006).



**Figura 2.1** A primeira aplicação de uma célula solar de silício (Brito e Vallêra, 2006).

Com o programa espacial da NASA, as tecnologias de fabrico de células PV tiveram um grande avanço e a partir de 1958 quase todos os satélites lançados para o espaço tinham módulos PV para lhes fornecer energia eléctrica. A partir dos avanços tecnológicos e da significativa redução dos custos dos módulos PV, além das urgências de ordem ambiental, a conversão fotovoltaica ampliou as suas aplicações terrestres e inseriu-se crescentemente no mercado mundial. Neste contexto, a energia solar passou da escala laboratorial para a escala comercial.

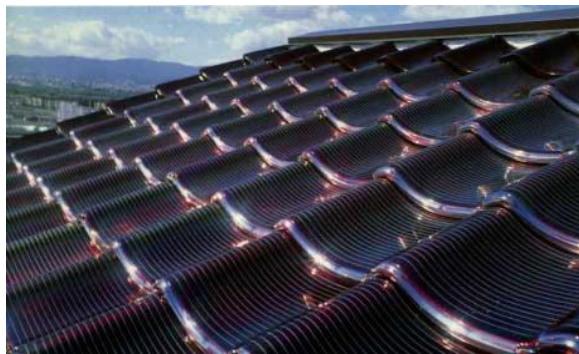
## 2.1 Tecnologia fotovoltaica

O efeito fotovoltaico é a conversão directa da energia contida na luz solar (fotões) em energia eléctrica e baseia-se na geração de uma diferença de potencial eléctrico através da radiação absorvida. Este efeito engloba três fenómenos físicos intimamente ligados e simultâneos: a absorção da luz pelo material semiconductor; a transferência de energia dos fotões para as cargas eléctricas; e a criação da corrente eléctrica. Apesar de se considerar uma forma de conversão directa em energia eléctrica, esta energia ainda necessita de uma nova conversão (em mecânica ou luminosa, por exemplo) para se tornar energia útil. Os painéis solares PV (conjunto de módulos solares PV) são dispositivos utilizados para converter a energia da luz do Sol em energia eléctrica. São compostos por células solares, assim designadas, já que captam a luz do Sol. Estas células são, por vezes, chamadas de células PV, já que são capazes de produzir o efeito PV. A luz solar é composta por fotões que transportam a energia solar e contêm diferentes quantidades de energia correspondentes a diferentes comprimentos de onda do espectro solar.

O contínuo esforço para produzir células de baixo custo e mais eficientes, tem resultado em diversos tipos de tecnologias PV, acessíveis no mercado actual em termos de eficiência de conversão e de custo dos módulos (Carlson, 1995). Actualmente, são conhecidas quatro gerações de células PV, que serão analisadas de seguida:

- A primeira, designada de “silício cristalino”, usa células de silício mono e poli-cristalino em que são aplicadas as tecnologias clássicas de difusão no estado sólido da microelectrónica. Os módulos PV são constituídos por células individualizadas que funcionam de forma discreta. Caracterizam-se por apresentarem eficiências de 11 a 18 % (Carlson, 1995), reduzida flexibilidade e enfrentam ainda outro problema: a escassez de silício no mercado mundial, devido à indústria de computadores (apesar de este ser um dos elementos mais abundantes na Terra). A maioria dos painéis instalados a nível mundial (80 a 90 %) pertence a esta geração (Joyce, 2007);
- A segunda geração é a chamada “tecnologia de filmes finos” e utiliza vários tipos de materiais semicondutores: silício (amorfo, mono e poli-cristalino), calcogenoide poli-cristalino e materiais orgânicos. Necessita de quantidades de silício significativamente inferiores quando comparada com a primeira geração, pode-se aplicar em substratos rígidos de baixo custo (vidros de janela, folhas metálicas ou polímeros) e apresenta uma eficiência de

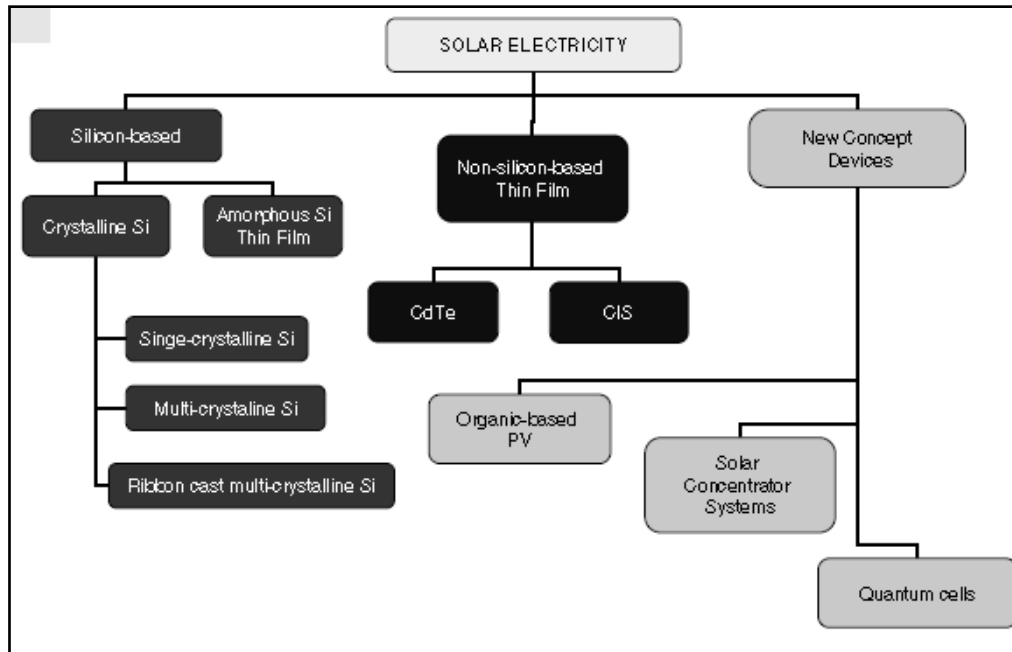
8 a 10 % (Carlson, 1995). Esta tecnologia apresenta um custo inferior ao da primeira geração e permite unidades de produção de maior dimensão, tendo ainda vantagens em termos de estética e de flexibilidade na aplicação. O processo de produção de electricidade com silício amorfo tem grandes vantagens, uma vez que o custo é dez vezes menor quando comparado com o silício cristalino. Esta tecnologia representa cerca de 10 a 20 % do mercado global de energia fotovoltaica (Rüther, 1999). Na **Figura 2.2** apresentam-se painéis solares de segunda geração, fabricados directamente sobre telhas de vidro curvas, que substituem as telhas convencionais num sistema residencial;



**Figura 2.2** Painéis solares fotovoltaicos de segunda geração (Rüther, 1999).

- A terceira geração, designada de “nanomateriais”, já é comercializada na Europa. Apresentam um limite máximo de rendimento de conversão da energia solar para energia eléctrica de cerca de 24 %, contra os actuais 8 a 18 % da segunda e primeira geração, respectivamente (Sol3G, 2008). O melhor aproveitamento de todo o espectro solar será conseguido recorrendo às chamadas células solares de multijunção (que utilizam materiais semicondutores com diferentes coeficientes de absorção) e ao uso de nanocristais (isto é, cristais à escala nanométrica), onde não se registam perdas térmicas de energia. Esta geração também é baseada nos filmes finos, mas poderá ser aplicada em substratos flexíveis e moldáveis aos telhados e fachadas de edifícios. Apresenta outras vantagens, como a durabilidade, o uso de materiais não-tóxicos e abundância de matéria-prima no mercado (CEEETA, 2002); e
- A quarta geração, dos “óxidos cerâmicos”, aposta nos materiais cerâmicos à escala nanométrica que apresentam propriedades semicondutoras. Encontra-se ainda em fase de desenvolvimento devido à dificuldade do processo de fabrico (Azevedo, 2008).

As tecnologias PV actualmente conhecidas estão expostas na **Figura 2.3** e os tipos de materiais utilizados nas células PV, bem como os seus processos de fabrico são explicados e discutidos no **ANEXO II**.



**Figura 2.3** Diagrama representativo das tecnologias PV existentes (Fthenakis e Kim, 2007).

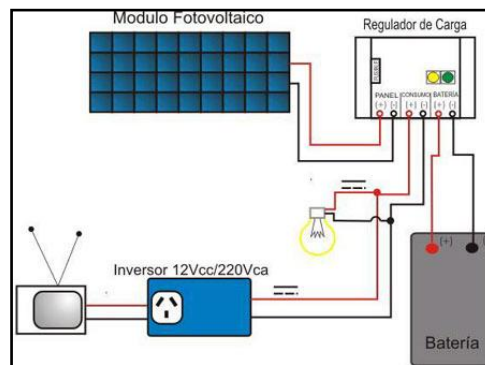
## 2.2 Tipos de Instalações

Os sistemas PV podem ser classificados em dois grandes grupos: os isolados e os ligados à rede pública. Inseridos nos isolados, e conforme a sua finalidade, ainda se podem dividir em electrificação rural, bombeamento de água e aplicações profissionais (como as telecomunicações, parquímetros e sinalização, por exemplo). Os sistemas isolados ainda se podem dividir nos que só fornecem corrente contínua (CC), os que fornecem corrente alternada (CA) e ainda nos que fornecem os dois tipos de corrente. Ainda podem operar em conjunto com uma outra fonte geradora de energia (geradores eólicos, diesel etc.).

- **Sistemas isolados (“off-grid”)**

Um sistema PV isolado é composto por um conjunto de módulos fotovoltaicos e por um conjunto de equipamentos complementares, incluindo baterias, controladores de carga e inversores (**Figura 2.4**). Estes componentes variam de acordo com a aplicação do sistema. Os módulos PV geram electricidade em corrente contínua. As baterias armazenam a electricidade

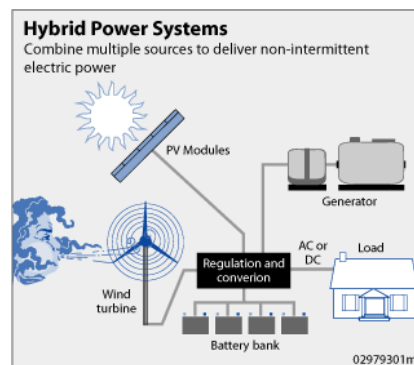
obtida dos módulos PV durante o dia, possibilitando o funcionamento das lâmpadas e dos aparelhos eléctricos à noite ou em períodos nublados. O controlador de carga é instalado entre os módulos e as baterias para gerir o processo de carga e descarga das baterias, evitando que as mesmas sejam sobrecarregadas ou descarregadas além de limites pré-determinados, aumentando assim a sua vida útil. O inversor é necessário quando há necessidade de alimentar cargas em CA, já que transforma a CC (produzida pelos módulos) em CA, de forma a alimentar os aparelhos eléctricos convencionais.



**Figura 2.4** Esquema de sistema fotovoltaico isolado (Fuerzasolar, 2008).

- **Sistemas isolados híbridos**

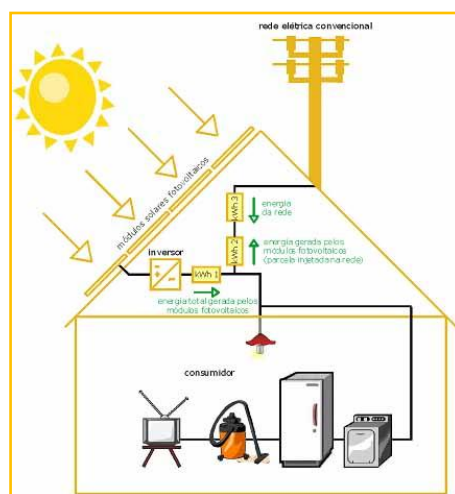
Ao contrário dos anteriores, estes apresentam mais do que uma fonte de energia, e.g. turbinas eólicas, geradores a Diesel, módulos PV, entre outras, como é apresentado na **Figura 2.5**. A utilização de várias formas de geração de energia eléctrica aumenta a complexidade do sistema e exige a optimização do uso de cada uma das fontes. Nestes casos, é necessário realizar um controle de todas as fontes para que haja máxima eficiência e optimização dos fluxos energéticos na entrega da energia para o utilizador. Por trabalhar com cargas em corrente alternada, o sistema híbrido também necessita de um inversor.



**Figura 2.5** Esquema de sistema isolado híbrido (EERE, 2008).

- **Sistemas ligados à rede eléctrica (“grid connected”)**

São sistemas em que o arranjo de módulos PV actua como uma fonte de energia complementar ao sistema eléctrico público, ao qual está directamente ligado (**Figura 2.6**). Não utilizam armazenamento de energia, pois toda a energia produzida durante o dia é entregue à rede e, durante a noite ou em períodos nublados, dela é extraída a energia necessária para alimentar as cargas. Nestes sistemas, o componente principal é um inversor que sirva de elemento de interface entre o painel fotovoltaico e a rede, convertendo as ondas DC do painel nas ondas AC exigidas pela rede.



**Figura 2.6** Desenho esquemático de um sistema solar PV interligado à rede eléctrica pública (LEEE, 2008).

- **A montagem dos painéis PV**

A orientação e inclinação dos painéis influenciam significativamente a eficiência dos mesmos. Em termos de orientação, os módulos PV deverão estar colocados de forma a terem a maior exposição solar possível (no caso de Portugal é a Sul). A inclinação dos módulos depende do fim a que estes se destinam. Em sistemas isolados (sem ligação à rede) a inclinação recomendada é de 15° superior ao da latitude do local de instalação, pois nestes casos o fornecimento de energia no inverno é fundamental. Em sistemas ligados à rede a inclinação recomendada é cerca de 10° abaixo da latitude do local de instalação, pois nestes casos o objectivo principal é a maximização da produção anual de energia (Engifluido, 2008).

Os painéis fotovoltaicos podem ser montados com uma inclinação **fixa** ou com uma inclinação **variável**. Nos de orientação fixa, os módulos são instalados sobre uma estrutura ancorada no terreno que serve de suporte para o painel. Os painéis de orientação variável, cuja



eficiência é superior aos de inclinação fixa, ainda se podem dividir nos que têm um eixo fixo e nos que estão associados a uma estrutura que permite o “acompanhamento solar”, denominados “*Tracking Systems*” ou “*Tracker’s*”. Nos primeiros, o eixo fixo tem três inclinações possíveis, desde a mais inclinada (para os meses de Inverno) até à menos inclinada (para os meses de Verão) e compete a um técnico alterar a inclinação ao longo do ano. Nas instalações com acompanhamento solar, os módulos são montados sobre um eixo móvel que permite a orientação automática e contínua relativa ao sol, mantendo sempre o melhor ângulo de incidência da radiação solar. Neste caso, deve-se proceder a uma análise cuidadosa de forma a verificar se os custos envolvidos no eixo compensam a energia extra conseguida. É de notar que a introdução de peças móveis nos sistemas acarreta uma maior manutenção (Rüther, 1999).

## 2.3 Enquadramento legislativo

Na **Tabela 2.1** apresenta-se a legislação geral relativa à microprodução de energia eléctrica e a respectiva descrição. No âmbito desta dissertação, será aplicado apenas o Decreto – Lei nº 363 de 11 de Novembro de 2007.

**Tabela 2.1** Legislação relativa à microprodução e respectiva descrição

Legislação	Descrição
Decreto – Lei nº 312/2001 de 12 de Outubro	Define o regime de gestão da capacidade de recepção de energia eléctrica nas redes do Sistema Eléctrico de Serviço Público proveniente de centros electroprodutores do Sistema Eléctrico Independente.
Decreto – Lei nº 68/2002 de 25 de Março	Regula o exercício da actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão, desde que a potência a entregar à rede pública não seja superior a 150 kW.
Decreto – Lei nº 169/2005 de 24 de Outubro	Aprova a Estratégia Nacional para a Energia, no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética.
Decreto – Lei nº 29/2006 de 15 de Março	Estabelece as bases gerais de organização e funcionamento do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), classificando a produção de electricidade em regime ordinário e em regime especial.
Decreto – Lei nº 80/2006 de 21 de Abril	Estabelece a obrigatoriedade de instalação de colectores solares térmicos nos novos edifícios.
Decreto – Lei nº 363/2007 de 11 de Novembro	Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de unidades de microprodução.

A razão da uma procura pouco significativa da energia solar PV até aos dias de hoje, prendia-se essencialmente por duas razões: o investimento inicial elevado, e o difícil e burocrático acesso ao estatuto de microprodutor em regime bonificado, que é a única forma de obter um retorno económico razoável de uma instalação deste tipo.

No dia 2 de Novembro de 2007, o Decreto-Lei 363/07 veio finalmente alterar esta realidade, simplificando o acesso às referidas licenças e criando um conjunto de medidas que irá permitir aos microprodutores fazer um investimento economicamente rentável. Do ponto de vista logístico, algumas dessas medidas passam por uma simples inscrição via Internet, prazos de atribuição das licenças consideravelmente reduzidos e prazos bem definidos para as intervenções das diferentes entidades envolvidas, resultando num decréscimo no processo de licenciamento de 9 a 12 meses para cerca de 2 a 3 meses, desde que se inicia o processo até ao início de venda de energia. Também, como forma de desburocratizar o licenciamento, foi anunciado a iniciativa “**Renováveis na Hora**” uma das medidas previstas no plano para a política de energias e alterações climáticas incluída no programa “Simplex 2007”. De salientar, do ponto de vista económico, a garantia da taxa de venda bonificada durante um período de cerca de **10 anos**, permitindo um retorno do investimento rápido e controlado. O referido Decreto-Lei entrou em vigor no dia 31 de Janeiro de 2008.

Para se ter acesso ao regime bonificado, este Decreto-Lei limita a potência da instalação a um valor máximo de 3,68 kW. Nestas condições, o governo garante a compra de energia produzida a uma **taxa bonificada de 0,65 €/kWh**, contra os 0,11 €/kWh que actualmente o consumidor paga (tarifa de venda da baixa tensão de potência contratada até 20,7 kVA), o que só por si justifica a opção da instalação apenas para venda, e não para consumo próprio.

### 3. PROJECTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

---

No presente capítulo apresenta-se uma caracterização geográfica e energética do edifício em estudo e o enquadramento legal relativo ao acesso à actividade de microprodução bem como ao respectivo regime remuneratório bonificado. Expõem-se as características eléctricas dos elementos constituintes dos diferentes sistemas fotovoltaicos (PV) em análise e, por último, faz-se o estudo da capacidade de produção eléctrica anual, bem como do tempo de vida útil estimado para cada sistema.

#### 3.1 Caracterização do Edifício do LAI

O local de estudo para a implementação do sistema PV é o edifício do Laboratório de Aerodinâmica Industrial (LAI), localizado na cidade de Coimbra. O edifício apresenta uma cobertura plana de aproximadamente 680 m<sup>2</sup>.



**Figura 3.1** Vista da cobertura do edifício do LAI (Google Earth, 2008).

As coordenadas geográficas do local em estudo são 40,19° Norte e 8,42° Oeste. Foi realizada uma breve análise à possibilidade de sombreamento da instalação fotovoltaica na cobertura, por parte da vegetação que se encontra a Sudeste e por parte da urbanização situada a Oeste do edifício, e verificou-se não haver qualquer problema quanto à possibilidade de existirem obstáculos na envolvente do edifício.

Este edifício possui dois contratos com a EDP: um de baixa tensão (BT) com a tarifa “*BTN-Simples*” e potência contratada de 20,7 kVA e outro de MT com a tarifa “*Tri-horária de médias utilizações*” e potência contratada de 200 kW. Nesta dissertação será apenas considerado o nível de BT, cujos consumos estimados referentes ao ano 2007 se apresentam na **Tabela 3.1**.

**Tabela 3.1** Consumos mensais estimados de energia eléctrica no LAI, ano de 2007

Mês	Consumo [kWh <sub>e</sub> ]
<b>Janeiro</b>	412,00
<b>Fevereiro</b>	372,20
<b>Março</b>	406,02
<b>Abril</b>	396,14
<b>Mai</b>	430,90
<b>Junho</b>	414,61
<b>Julho</b>	412,37
<b>Agosto</b>	399,47
<b>Setembro</b>	390,77
<b>Outubro</b>	406,11
<b>Novembro</b>	404,63
<b>Dezembro</b>	396,68
<b>Total anual:</b>	4841,90

Da análise da tabela, verifica-se que os consumos do LAI não seguem um padrão de maiores necessidades energéticas em determinada altura do ano, podendo-se concluir que os consumos são equilibrados ao longo do ano, apresentando uma média de 403,49 kWh<sub>e</sub> e um desvio-padrão de 14,45 kWh<sub>e</sub>.

### 3.2 Enquadramento Legal

A legislação referente à microprodução de electricidade que se encontra em vigor actualmente reúne um conjunto de requisitos que devem ser cumpridos para se ter acesso à actividade de microprodução e ao regime de remuneração bonificado, que se apresentam na **Tabela 3.2**.

**Tabela 3.2** Requisitos para o acesso à actividade de microprodução e do regime bonificado

Artigo	Requisito	Cumpre
4.º - nº 1	Dispor de um contrato de compra de electricidade em BT	v. r.
4.º - nº 2	Unidade de MP integrada no local da instalação eléctrica de utilização	v. r.
4.º - nº 3	Não se pode injectar na RESP, uma potência superior a 50 % da potência contratada para a instalação eléctrica de produção (máximo de potência, no âmbito deste trabalho: 10,35 kVA = 10,35 kW > 3,68 kW)	v. r.
9.º - nº 1 b)	Unidades de MP com potência de ligação até 3,68 kW	v. r.
9.º - nº 1 b.ii)	Dispor de colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2 m <sup>2</sup> de área de colector	v. r.

v.r. – verifica requisito

Assume-se, para simplificação deste trabalho, que o edifício irá instalar uma área de 2m<sup>2</sup> de colectores solares para aquecimento de água na instalação de consumo.

### 3.3 Características e Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

No âmbito deste trabalho serão analisados quatro sistemas PV alternativos para produção de energia eléctrica, com base em diferentes tecnologias PV e diferentes tipos de funcionamento dos eixos de suporte dos painéis. Na **Tabela 3.3** apresentam-se os sistemas alternativos.

**Tabela 3.3** Caracterização dos sistemas PV

Descrição	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
Tipo de eixo	Fixo	Móvel	Fixo	Móvel
Geração de módulos PV	1ª G	1ª G	2ª G	2ª G

Os quatro sistemas PV em análise nesta dissertação são compostos por módulos solares, de primeira (1ªG) e segunda geração (2ªG), estrutura de suporte fixa ou móvel e inversores. Os componentes considerados apresentam-se nas **Tabela 3.4, 3.5, 3.7 e 3.8**.

**Tabela 3.4** Características eléctricas dos módulos solares

	1ª G <sup>1</sup>	2ª G <sup>2</sup>	Unidades
<b>Marca</b>	CONERGY	INVENTUX	-
<b>Modelo</b>	PowerPlus 210P	X.80-a	
<b>Células solares</b>	Silício Policristalino	Silício Amorfo	
<b>Tensão nominal</b>	24	24	V
<b>Potência nominal</b>	210	80	W
<b>Tensão com potência nominal</b>	29,1	105	V
<b>Corrente com potência nominal</b>	7,24	0,76	A
<b>Eficiência do módulo</b>	12,9	6	%
<b>Largura/Comprimento/Altura</b>	986/1661/46	1100/1300/6,8	mm
<b>Área do módulo</b>	1,64	1,43	m <sup>2</sup>
<b>Peso</b>	26	22	Kg
<b>Preço</b>	1344	170 <sup>3</sup>	€
<b>Tempo de vida útil estimado</b>	25	20	Anos
<b>Garantia de produção</b>	12/25 anos - 90/80%	10/20 anos - 90/80%	-

<sup>1</sup> Conergy, tarifário de Junho de 2008;

<sup>2</sup> Inventux, 2008;

<sup>3</sup> IBC Solar, 2008.

As características de cada módulo solar foram obtidas a partir de folhas técnicas fornecidas pelas próprias empresas e para condições padrão (radiação de 1000W/m<sup>2</sup>, AM 1,5 e temperatura do módulo de 25 °C). O preço do módulo de 2ªG foi divulgado como um preço indicativo. Considera-se que estes preços (bem como o preço do inversor e das estruturas de suporte, apresentados de seguida) apresentam uma margem de negociação com uma redução de pelo menos 10 %.

**Tabela 3.5** Características eléctricas do inversor

	Entrada	Saída	Unidades
<b>Marca/Modelo</b>	CONERGY <sup>1</sup> / WR 4600		-
<b>Potência de ligação</b>	3500 - 5500	-	W
<b>Intervalo de tensão</b>	150-400	-	V
<b>Tensão máxima</b>	500	-	V
<b>Corrente máxima</b>	29,4	-	A
<b>Potência nominal</b>	-	3500	W
<b>Potência máxima</b>	-	4100	W
<b>Tensão nominal da rede</b>	-	230	V
<b>Corrente nominal da rede</b>	-	15,22	A
<b>Peso</b>	16		Kg
<b>Eficiência</b>	94,3		%
<b>Preço</b>	3588		€
<b>Tempo de vida</b>	12 a 15		Anos

<sup>1</sup> Conergy, 2008.

Atendendo ao facto do edifício em estudo reunir todos os requisitos para se poder tornar um edifício microprodutor, segue-se o dimensionamento dos quatros sistemas diferentes.

No âmbito desta dissertação, são assumidos três cenários diferentes no que diz respeito à potência de instalação considerada, bem como aos objectivos de cada um. Assim, assume-se como cenário principal o cenário #1, e os cenários #2 e #3 são abordados apenas como cenários alternativos complementares. Os objectivos são, respectivamente:

- **Injectar na rede a produção total** de energia eléctrica pelos sistemas PV, com uma potência instalada de 3,68 kW, visando o acesso ao regime bonificado;
- **Maximizar os consumos energéticos internos do LAI** a partir de um sistema PV com uma potência instalada de 3,68 kW, vendendo o excedente de produção eléctrica à RESP. Este cenário está enquadrado na legislação em vigor e ainda que não seja o mais vantajoso economicamente, foi considerado para avaliar os custos inerentes à ADAI, caso esta pretendesse assumir uma estratégia de auto-suficiência dos consumos internos de energia eléctrica;
- **Maximizar a produção de electricidade tendo em conta a área de cobertura disponível** no LAI para instalação de um sistema PV, sendo injectado o total de energia eléctrica produzida na RESP. Deste modo, será calculada a área máxima de módulos PV que são possíveis de colocar na cobertura do LAI, para se definir a potência de instalação a ser considerada. O enquadramento legal deste cenário será posteriormente discutido.

Assim, os resultados dos cenários #2 e #3 serão apresentados numa secção do capítulo 4. Na **Tabela 3.6** apresenta-se o dimensionamento de cada sistema para o cenário principal. É de notar que o cenário #2 tem o mesmo dimensionamento que o cenário #1, visto que tem a mesma potência de instalação.

**Tabela 3.6** Dimensionamento dos sistemas PV

Descrição	Sistema 1 (Fixo, 1ºG)	Sistema 2 (Móvel, 1ºG)	Sistema 3 (Fixo, 2ºG)	Sistema 4 (Móvel, 2ºG)	Unidades
Potência do módulo	210	210	80	80	W
Área do módulo	1,64	1,64	1,43	1,43	m <sup>2</sup>
Peso do módulo	26	26	22	22	kg
Potência de ligação do sistema	3570	3570	3680	3680	W
Nº de módulos	17	17	46	46	-
Área total dos módulos	28,74	28,74	65,78	65,78	m <sup>2</sup>
Peso total dos módulos	455,6	455,6	1012	1012	kg

A potência de instalação dos sistemas de 1ªG é inferior à dos sistemas de 2ªG porque para instalar 3680 W seriam necessários 17,52 módulos. Selecionou-se o número inteiro inferior a 17,5 e determinou-se a resultante potência de instalação. Como se pode verificar, os sistemas 3 e 4, caracterizados pela segunda geração de módulos fotovoltaicos, necessitam de uma quantidade superior de módulos para obter a mesma potência de ligação e, conseqüentemente, são os sistemas que apresentam uma área total de módulos e um peso total superior, quando comparados com os dois primeiros sistemas. Isto deve-se à diferença das potências nominais (**Tabela 3.4**) dos módulos considerados para a 1ª e 2ª G.

As estruturas de suporte, fixas e móveis, foram escolhidas depois de realizados os cálculos da **Tabela 3.6**, uma vez que a sua escolha dependia do número de módulos necessários para a potência de ligação requerida.

**Tabela 3.7** Características da estrutura de suporte fixa

<b>Marca</b>	CONERGY	
<b>Modelo</b>	Famulus	
<b>Carga de vento</b>	≤ 36	m/s
<b>Preço (par de módulos)</b>	114	€
<b>Preço (par de módulos)</b>	66	€
<b>Tempo de vida</b>	25	anos

**Tabela 3.8** Características da estrutura de suporte com acompanhamento solar

	1ª G	2ª G	Unidades
<b>Marca</b>	CONERGY	CONERGY	-
<b>Modelo</b>	SolarOptimus 8B (1/2)	SolarOptimus 12	-
<b>Comprimento</b>	11	26	m
<b>Largura</b>	5,5	4,7	m
<b>Altura</b>	5	4,7	m
<b>Peso</b>	≈ 1500	2855	kg
<b>Margem angular (eixo1)</b>	+/-55	+/-55	°
<b>Margem angular (eixo2)</b>	+60/-10	+60/-10	°
<b>Tensão de funcionamento</b>	230	230	V
<b>Potência funcionamento</b>	130 + 180	130 + 180	W
<b>Carga de vento</b>	80	80	km/h
<b>Quantidade máx módulos</b>	20	48	-
<b>Preço</b>	16080	21300	€
<b>Tempo de vida</b>	25	25	anos



### 3.4 Análise de Produção de Energia Eléctrica nos Sistemas Fotovoltaicos

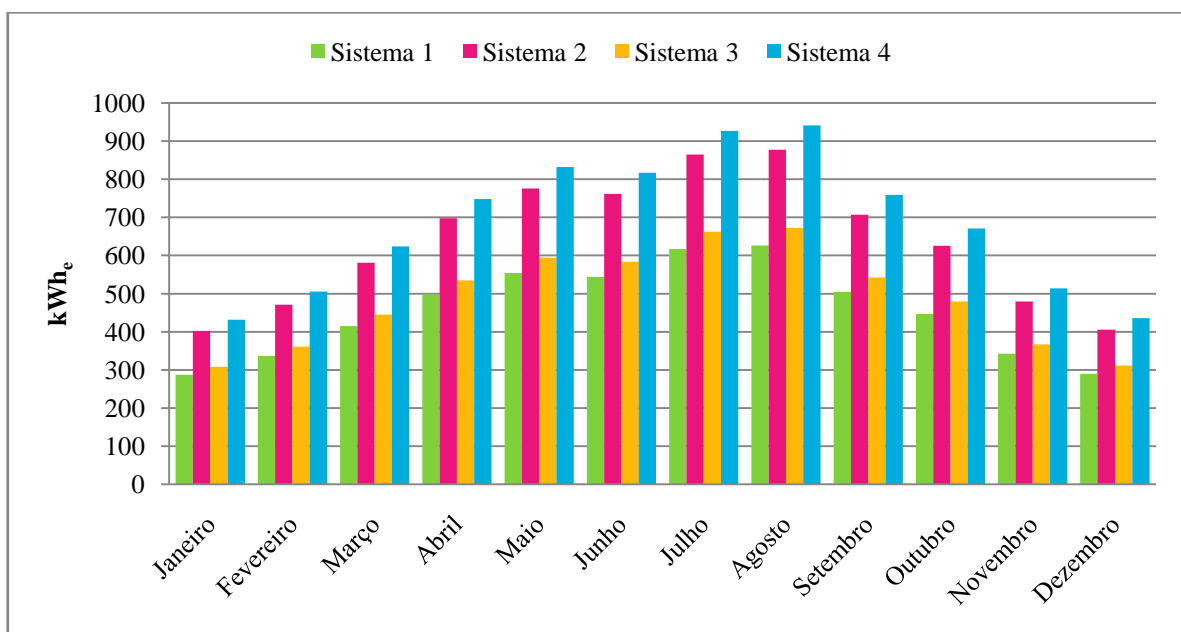
Para o cálculo da produção de energia eléctrica dos sistemas PV, recorreu-se ao programa *SolTerm*. Inseriram-se as características dos módulos e do inversor, anteriormente seleccionados (**Tabela 3.4** e **Tabela 3.5**) e obtiveram-se os resultados constantes no **ANEXO I**. O programa tem em conta perdas de conexão, de desempenho e perdas por sujidade, tendo-se obtido um valor consideravelmente baixo para a eficiência global do sistema de 2ªG. Neste trabalho optou-se por separar as perdas referidas. Assim, utilizando a mesma metodologia de cálculo que o *SolTerm*, determinou-se inicialmente a produção de energia eléctrica dos sistemas (**Tabela 3.9**), considerando apenas as perdas de conexão (5 % - *SolTerm*). As restantes perdas mencionadas estão incluídas na garantia de produção consideradas pelos respectivos fabricantes, cujos resultados se apresentam na **Tabela 3.10**.

**Tabela 3.9** Produção anual de energia eléctrica estimada para cada sistema (kWh<sub>e</sub>)

	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
<b>Eficiência módulo</b>	12,9 %	12,9 %	6,0 %	6,0 %
<b>Eficiência <i>Tracker</i></b>	-	↑ 40 %	-	↑ 40 %
<b>Eficiência Inversor</b>	94,3 %	94,3 %	94,3 %	94,3 %
<b>Outras eficiências</b>	95 %	95 %	95 %	95 %
<b>Eficiência global</b>	11,6 %	16,2 %	5,4 %	7,5 %
<b>Janeiro</b>	287,18	402,05	308,21	431,49
<b>Fevereiro</b>	336,29	470,81	360,88	505,24
<b>Março</b>	414,88	580,83	445,33	623,46
<b>Abril</b>	498,31	697,64	534,66	748,53
<b>Mai</b>	554,02	775,62	594,38	832,13
<b>Junho</b>	544,19	761,87	583,68	817,15
<b>Julho</b>	617,46	864,45	662,37	927,32
<b>Agosto</b>	626,71	877,39	672,43	941,40
<b>Setembro</b>	505,02	707,02	542,03	758,84
<b>Outubro</b>	446,54	625,16	479,30	671,02
<b>Novembro</b>	342,19	479,06	367,33	514,27
<b>Dezembro</b>	289,95	405,93	311,22	435,71
<b>Total anual:</b>	5462,74	7647,84	5861,82	8206,54

A utilização de estruturas que permitem o acompanhamento solar (*Tracker's*) em instalações PV só se vulgarizou recentemente, fundamentalmente devido aos processos de fabrico que tornaram estes equipamentos capazes de suportar condições adversas sem necessitarem de

manutenção, diminuindo assim os custos associados à sua utilização ao longo da vida útil do projecto (Martins, 2007). Estimativas conservadoras atribuíam ao uso de *Tracker's* de dois eixos um aumento de energia produzida anualmente de aproximadamente 12.5 %. Actualmente, os fabricantes destes equipamentos indicam um aumento de 20 a 25 % para sistemas de um eixo e de 35 a 45 % para sistemas de dois eixos (DEGER, 2008), dependendo de factores como a latitude de instalação do projecto<sup>1</sup>. No âmbito deste trabalho, assumiu-se que a utilização do *Tracker* de dois eixos permite um aumento de 40 % na produção de energia eléctrica. No **Gráfico 3.1** pode-se observar o impacto do uso do *Tracker* na performance de uma instalação PV.



**Gráfico 3.1** Comparação da produtividade anual entre os vários sistemas.

Constata-se a maior capacidade de produção mensal de energia eléctrica dos sistemas com estrutura de acompanhamento solar (Sistemas 2 e 4) quando comparados com os seus análogos de estrutura de eixo fixo (Sistemas 1 e 3). Também se pode verificar que os meses de Abril a Setembro são os que mais contribuem para a produção anual de energia eléctrica, o que se deve à inclinação dos módulos PV seleccionada no âmbito deste trabalho, mas também à maior radiação solar incidente nos meses referidos (**Tabela I.1**).

NA **Tabela 3.10** apresentam-se os valores da produtividade eléctrica de cada sistema na sua vida útil. É de notar que os módulos PV de 1<sup>a</sup>G têm uma vida útil estimada de 25 anos enquanto os de 2<sup>a</sup>G têm uma vida útil estimada de 20 anos.

<sup>1</sup> Quanto mais próximo do Equador for a localização do projecto, menor é o aumento de energia produzida.

**Tabela 3.10** Produção de energia eléctrica em vida útil (kWh<sub>e</sub>)

Anos de produção	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
1º ao 10º	49165	68831	52756	73859
11º e 12º	9833	13766	9379	13130
13º ao 20º	34962	48946	37516	52522
21º ao 25º	21851	30591	-	-
<b>Total em vida útil:</b>	115810	162134	99651	139511

De acordo com os dados do fabricante, os módulos de 1ªG têm uma garantia de produção de 90 % nos primeiros 12 anos e 80 % nos últimos 13 anos. Analogamente, os módulos de 2ªG apresentam os mesmos valores de garantia, mas para os primeiros 10 anos e para os últimos 10 anos, respectivamente (**Tabela 3.4**). Assim, multiplicou-se a produção anual obtida na **Tabela 3.9** pela respectiva garantia de produção e pelo número de anos correspondente a cada linha da tabela anterior.

Em primeira análise, pode-se verificar que o Sistema 4 apresenta uma maior produção anual de energia eléctrica mas, no entanto, o Sistema 2 produz mais energia eléctrica em vida útil, facto que se pode atribuir à maior longevidade dos módulos de 1ªG quando comparados com os de 2ªG. O Sistema 3 apresenta o resultado mais baixo de produção eléctrica em vida útil.

Na **Tabela 3.11** apresenta-se o valor máximo que cada sistema pode vender à rede eléctrica.

**Tabela 3.11** Máximo de energia eléctrica vendida à rede

	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4
<b>Produção média anual (MWh/ano)</b>	4,632	6,485	4,983	6,976
<b>Máximo permitido DL n° 363/2007 (MWh/ano)</b>	8,568	8,568	8,832	8,832
<b>Máxima electricidade vendida à rede (MWh/ano)</b>	4,632	6,485	4,983	6,976

O DL n° 363/2007 refere que o limite da electricidade vendida à rede é, no caso da energia solar, 2.4 MWh/ano por cada quilowatt instalado, perfazendo um total de 8.568 MWh/ano para a potência instalada nos Sistemas 1 e 3, e 8.832 MWh/ano para a potência de ligação máxima permitida pelo mesmo DL (3,68 kW – Sistemas 2 e 4). Assim, dividiu-se o resultado do **Total em vida útil** da **Tabela 3.10** pelo tempo de vida útil de cada sistema, de modo a obter a produção média anual.

## ***4. RESULTADOS E DISCUSSÃO***

---

Neste capítulo apresentam-se e discutem-se os resultados obtidos no âmbito desta dissertação. Faz-se uma avaliação integrada (com as dimensões energética, ambiental – em termos de emissões de CO<sub>2</sub> – e económica) tendo por base a perspectiva do ciclo de vida dos diferentes sistemas PV em análise (que compreende os processos de fabrico das duas gerações de módulos PV, referidos no **ANEXO II**, bem como os restantes componentes incluídos nos sistemas) e das tecnologias convencionais fósseis de produção de energia eléctrica em Portugal (carvão e gás natural). Nas dimensões energética e ambiental, analisam-se alguns indicadores com o objectivo de caracterizar os sistemas PV e as tecnologias fósseis visando compará-los entre si e com as diferentes tecnologias fósseis, através da quantificação dos benefícios ou malefícios associados a cada sistema e às diferentes tecnologias. No que respeita à dimensão económica, pretende-se identificar qual o sistema que apresenta maior viabilidade, tendo por base em alguns indicadores de rentabilidade económica. Ainda no presente capítulo é dedicado um subcapítulo para a análise comparativa entre os cenários alternativos (#2 e #3) anteriormente referidos, e o cenário principal (#1), no sentido de avaliar as vantagens e desvantagens associadas a cada cenário dentro do contexto legal da microgeração.

De acordo com a metodologia de Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), definiu-se uma unidade funcional (UF) para que fosse possível realizar a comparação (em termos energéticos, ambientais e económicos) entre os diferentes sistemas, bem como a comparação entre a energia eléctrica produzida pelos sistemas PV e pelos processos convencionais que utilizam combustíveis fósseis para a produção de electricidade. No contexto deste trabalho considerou-se, para a UF, 1 kWh<sub>e</sub> de energia eléctrica produzida por cada um dos sistemas PV.

No âmbito desta dissertação teve-se em conta a perspectiva do ciclo de vida porque os processos de fabrico, inerentes à construção, transporte e instalação dos elementos dos sistemas PV, requerem energia primária fóssil para se poderem realizar ao que, por consequência, estão associadas emissões de gases com efeito de estufa (GEE) para atmosfera. Assim, faz-se uma análise na perspectiva do ciclo de vida para se abranger os impactes negativos (energéticos e ambientais) associados ao uso destes sistemas.

## 4.1 Análise Energética

Neste subcapítulo realizou-se uma análise à energia primária fóssil requerida para os componentes dos sistemas PV considerados, tendo por base alguns indicadores energéticos como o “*Gross Energy Requirement*” (GER), o “*Net Energy Ratio*” (NER) e o “*Energy Payback Time*” (E-PBT), cujos significados serão discutidos mais à frente, e ainda se apresenta o consumo de energia primária fóssil evitado pela substituição de duas tecnologias convencionais de produção de energia eléctrica (carvão e gás natural) pelos quatro sistemas PV em análise neste trabalho. Estes indicadores permitem a comparação, em termos de eficiência energética, entre os sistemas PV e permitem concluir qual o sistema mais eficiente, no que respeita ao requerimento de energia fóssil.

### 4.1.1 Energia fóssil requerida para os sistemas PV

Na **Tabela 4.2** apresentam-se os valores da produção de energia eléctrica dos sistemas PV (**Tabela 3.10**) em diferentes unidades. Estes valores servem de auxílio para obter os valores de energia primária fóssil requerida na UF anteriormente definida que se apresentam na **Tabela 4.5** e na **Tabela 4.6**, visto que os valores bibliográficos obtidos estão nas unidades de MJ/m<sup>2</sup> módulo.

**Tabela 4.1** Produção de energia eléctrica por sistema

	Unidades	Sistema 1 (Fixo, 1ºG)	Sistema 2 (Móvel, 1ºG)	Sistema 3 (Fixo, 2ºG)	Sistema 4 (Móvel, 2ºG)
Energia eléctrica produzida em vida útil	kWh <sub>e</sub>	115810	162134	99651	139511
Área total dos módulos	m <sup>2</sup>	28,74	28,74	65,78	65,78
Energia eléctrica produzida por área de módulo	kWh <sub>e</sub> /m <sup>2</sup>	4154	5815	1515	2121

A **Tabela 4.2** e a **Tabela 4.3** apresentam os valores de energia requeridos para os materiais, processos de fabrico e componente necessários para a produção dos sistemas PV e para cada um dos componentes considerados nos diferentes sistemas em estudo, tendo sido elaboradas com base em valores disponíveis na literatura científica relativos a estudos de ACV. Estes estudos foram realizados para a implementação de sistemas PV, para as duas gerações PV,

bem como para os restantes componentes dos sistemas PV, que tiveram em conta níveis de radiação médios, geralmente encontrados em grande parte dos EUA e no sul da Europa (Alsema, 2003; Alsema *et al.*, 1998; Alsema e Nieuwlaar, 2000; Alsema e Nieuwlaar, 2002 e Pacca, 2006).

**Tabela 4.2** Energia requerida para processos de fabrico do módulo das duas tecnologias PV

Processos	p-Si [ $\text{MJ}_{\text{prim}}/\text{m}^2_{\text{módulo}}$ ]		a-Si [ $\text{MJ}_{\text{prim}}/\text{m}^2_{\text{módulo}}$ ]	
	Gama de valores	Valor médio	Gama de valores	Valor médio
Materiais da célula	-	-	50 <sup>1,2</sup>	50
Extracção e purificação do silício	2200 <sup>1</sup> ; 1800 – 3800 <sup>2</sup>	2500	-	-
Produção de placas (wafers) de silício	250 <sup>2</sup> ; 1000 <sup>1</sup>	625	-	-
Processamento da célula/módulo	300 <sup>1</sup> ; 600 <sup>2</sup>	450	400 <sup>1,2</sup>	400
Encapsulamento dos materiais no módulo	200 <sup>1</sup> ; 350 <sup>2</sup>	275	350 <sup>1,2</sup>	350
Outras operações e fabrico de equipamentos	500 <sup>1</sup>	500	400 <sup>1</sup> ; 300 <sup>2</sup>	350
Armação do módulo	400 <sup>1</sup>	400	400 <sup>1</sup> ; 300 - 770 <sup>2</sup>	535
<b>TOTAL:</b>	-	<b>4750</b>	-	<b>1685</b>

<sup>1</sup> Alsema, 2003; <sup>2</sup> Alsema *et al.*, 1998.

Da análise da **Tabela 4.2** permite concluir que a energia primária fóssil requerida para os processos associados aos módulos de silício poli-cristalino (1<sup>a</sup>G) apresentam um valor consideravelmente elevado relativamente aos de silício amorfo (2<sup>a</sup>G). No caso da tecnologia de 1<sup>a</sup>G, a fase de extracção e purificação do silício é a que consome mais energia primária fóssil, seguindo-se a produção das placas de silício. No que respeita à tecnologia de 2<sup>a</sup>G, os processos de processamento da célula e armação do módulo são os que consomem mais energia primária fóssil. Verifica-se ainda que os estudos de ACV efectuados aos módulos de ambas as gerações, pelos diferentes autores, resultaram numa considerável divergência de valores, nomeadamente nos processos de fabrico do módulo de silício poli-cristalino.

**Tabela 4.3** Energia requerida para as estruturas de suporte ( $\text{MJ}_{\text{prim}}/\text{m}^2$ )

Componentes	Gama de valores	Valor médio
Estrutura de eixo fixo	500 <sup>3</sup> ; 240 – 350 <sup>4</sup>	400
Estrutura de eixo móvel	1700 <sup>3</sup> - 1900 <sup>2</sup>	1800

<sup>2</sup> Alsema *et al.*, 1998; <sup>3</sup> Alsema e Nieuwlaar, 2000; <sup>4</sup> Alsema e Nieuwlaar, 2002.

A análise da **Tabela 4.3** permite concluir que a produção das estruturas de suporte com acompanhamento solar apresentam um consumo de energia primária fóssil cerca de 4,5 vezes superior que as estruturas de suporte fixo.

É ainda necessário considerar a presença de um inversor, cuja gama de valores bibliográficos para a energia primária fóssil requerida é de 0,90 (Alsema e Nieuwlaar, 2000) a  $1\text{MJ}_{\text{prim}}/\text{W}$  de potência de inversor (Pacca, 2006), pelo que o valor médio considerado neste trabalho foi de  $0,95\text{MJ}_{\text{prim}}/\text{W}$ . É de referir que se teve em conta a necessidade de dois inversores visto que a sua vida útil é, em média, cerca de 13 anos e que se considera desprezável (face aos outros componentes) nos cálculos deste subcapítulo, a energia primária fóssil requerida para os cabos eléctricos.

Para o cálculo da energia primária requerida para o transporte dos módulos, recorreu-se ao programa *SimaPRO* aplicando o método “*Cumulative Energy Demand*”. Assim, assumiu-se que o tipo de camião utilizado para o transporte foi o “*truck 28t B250*”<sup>2</sup> e considerou-se uma distância de 2140 km (Alemanha, local de fabrico dos módulos escolhidos, a Portugal, local de instalação dos módulos). Na **Tabela 4.4** apresentam-se os valores usados para a determinação da energia primária usada no transporte.

**Tabela 4.4** Transporte dos módulos (características e consumo de energia)

	<b>Unidades</b>	<b>Sistema 1 (Fixo, 1ºG)</b>	<b>Sistema 2 (Móvel, 1ºG)</b>	<b>Sistema 3 (Fixo, 2ºG)</b>	<b>Sistema 4 (Móvel, 2ºG)</b>
Número de Módulos	-	17	17	46	46
Peso por Módulo	ton	0,026	0,026	0,022	0,022
Distância percorrida pelos módulos	km	4280	4280	4280	4280
Peso.Distância percorrida/kWh <sub>e</sub> produzido	ton.km/kWh <sub>e</sub>	0,0163	0,0117	0,0435	0,0310
<b>Energia requerida para o transporte</b>	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	0,0336	0,0248	0,0926	0,0661

A distância a dobrar representa a viagem de transporte dos módulos e a viagem de regresso para a Alemanha, vazio (cenário mais desfavorável). Não foi considerado o transporte das estruturas de eixos fixos e móveis por se ter admitido que as estruturas seriam construídas numa empresa metalúrgica localizada em Portugal.

<sup>2</sup> Este processo de transporte inclui o consumo de combustível, relacionado com o peso do material e a distância a que este é transportado, e inclui a própria produção do combustível (diesel).

Na **Tabela 4.5** apresentam-se os resultados da energia primária fóssil requerida para os componentes considerados nos sistemas PV, na UF definida no âmbito desta dissertação.

**Tabela 4.5** Energia primária fóssil requerida para os quatro sistemas PV

Descrição	Sistema 1 (Fixo, 1ªG)		Sistema 2 (Móvel, 1ªG)		Sistema 3 (Fixo, 2ªG)		Sistema 4 (Móvel, 2ªG)	
	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%
Módulo + armação	1,144	86	0,817	69	1,112	73	0,795	45
Eixo Fixo	0,096	7	-	0	0,264	17	-	0
Eixo Móvel	-	0	0,310	26	-	0	0,849	48
Inversor ( $\approx 3,5$ kW)	0,057	4	0,041	3	0,067	4	0,048	3
Transporte	0,034	3	0,025	2	0,093	6	0,066	4
<b>TOTAL:</b>	<b>1,3</b>	<b>100</b>	<b>1,2</b>	<b>100</b>	<b>1,6</b>	<b>100</b>	<b>1,8</b>	<b>100</b>

Da análise da **Tabela 4.5** destaca-se que o Sistema 2 é o mais eficiente em termos energéticos, uma vez que consome o menor valor de energia primária fóssil total requerida e, pelo contrário, o Sistema 4 apresenta uma maior necessidade de energia primária fóssil por cada kWh<sub>e</sub> que produz, sendo por isso seleccionado como o menos eficiente em termos energéticos. Pela observação das fracções correspondentes a cada componente, conclui-se que a fracção correspondente ao fabrico dos módulos e posterior armação é a mais relevante quando comparada com os outros componentes, sendo a única excepção no Sistema 4, no qual a energia primária fóssil requerida para o fabrico da estrutura de eixo móvel supera a energia primária fóssil necessária ao fabrico dos módulos e respectiva armação. Verifica-se também, que as estruturas de eixo móvel exigem mais energia primária no seu fabrico do que as estruturas de eixo fixo. A diferença existente nas percentagens das estruturas de eixo fixo nos Sistemas 1 e 3 relaciona-se com a capacidade de produção eléctrica destes sistemas por metro quadrado de módulo (**Tabela 4.1**) que é menor no Sistema 3, já que este carece de uma maior área total de módulos para a potência de ligação considerada, como já foi explicado anteriormente. No que respeita ao inversor, constata-se que as suas proporções são sensivelmente as mesmas em todos os sistemas, encontrando-se uma ligeira diferença no Sistema 4, que se pode atribuir à sua maior capacidade de produção de electricidade, sobretudo quando comparado com os Sistemas 1 e 3 (é de notar que o valor da energia primária fóssil requerida para o inversor, só teve em conta a energia eléctrica produzida por cada sistemas, independentemente da área total dos módulos), e ao facto da estrutura de eixo



móvel abranger uma porção maioritária da energia primária requerida. Relativamente ao transporte, pode-se dizer que apresenta as proporções menos relevantes (no total da energia primária fóssil requerida), no entanto as fracções são semelhantes nos Sistemas 1 e 2 (menores valores observados) e nos Sistemas 3 e 4 (fracções mais elevadas), o que se pode associar ao transporte de um maior peso de módulos (maior quantidade de módulos de 2ªG), já que o peso é um dos contribuintes para o cálculo da energia primária requerida para o transporte (**Tabela 4.4**).

Uma vez que o módulo + armação é o componente mais crítico, de entre os componentes considerados para os sistemas PV, apresenta-se na **Tabela 4.6** a proporção com que cada fase do fabrico do módulo contribui para o valor final de energia primária fóssil que este componente requer para o seu fabrico.

**Tabela 4.6** Energia primária fóssil requerida para o componente módulo e respectiva armação

Processos		Sistema 1 (Fixo, 1ªG)		Sistema 2 (Móvel, 1ªG)		Sistema 3 (Fixo, 2ªG)		Sistema 4 (Móvel, 2ªG)	
		MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub>	%
Módulo + Armação	Materiais da célula	-	0	-	0	0,033	3	0,024	3
	Extracção e purificação do silício	0,602	53	0,430	53	-	0	-	0
	Produção de placas (wafers) de silício	0,151	13	0,108	13	-	0	-	0
	Processamento da célula/módulo	0,108	9	0,077	9	0,264	24	0,189	24
	Encapsulamento dos materiais no módulo	0,066	6	0,047	6	0,231	21	0,165	21
	Outras operações e fabrico de equipamentos	0,120	11	0,086	11	0,231	21	0,165	21
	Armação do módulo	0,096	8	0,069	8	0,353	31	0,252	31
<b>TOTAL:</b>		<b>1,144</b>	<b>100</b>	<b>0,817</b>	<b>100</b>	<b>1,112</b>	<b>100</b>	<b>0,795</b>	<b>100</b>

As proporções de cada fase são iguais para os Sistemas 1 e 2 e para os Sistemas 3 e 4, uma vez que os valores considerados na **Tabela 4.2** foram considerados para cada tecnologia PV. Da análise da **Tabela 4.6** pode-se verificar que, para a tecnologia de 1ªG (Sistemas 1 e 2), a fase que consome mais energia primária fóssil, é a fase de extracção e purificação de silício, seguindo-se a fase de produção das placas de silício. No que respeita à tecnologia de 2ªG (Sistemas 3 e 4) a etapa que requer mais energia primária fóssil é a última do fabrico do

módulo, a sua armação, o que se pode justificar com os materiais necessários nesta fase, nomeadamente o alumínio.

#### 4.1.2 Comparação com Sistemas Convencionais Fósseis

Na **Tabela 4.7** apresentam-se os valores da energia primária fóssil requerida para os sistemas PV em análise e para as tecnologias convencionais fósseis de produção de electricidade, consideradas no âmbito deste trabalho.

**Tabela 4.7** Energia primária fóssil requerida para os quatro sistemas PV e para as tecnologias convencionais fósseis

	<b>Energia requerida</b> [MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub> ]
<b>Sistema 1</b>	1,3
<b>Sistema 2</b>	1,2
<b>Sistema 3</b>	1,5
<b>Sistema 4</b>	1,8
<b>Carvão</b>	16,9
<b>Gás Natural</b>	8,4 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Spath e Mann, 2000.

Para a determinação do valor da energia primária requerida para o sistema de produção de energia eléctrica a carvão, recorreu-se ao programa *SimaPRO*, no qual se utilizou o processo de produção de electricidade “*Electricity, hard coal, at power plant/PT S*”<sup>3</sup> e o método “*Cumulative Energy Demand*”. O valor análogo para a tecnologia a gás natural foi obtido para um estudo referente aos Estados Unidos, mas considerou-se aceitável para Portugal, visto que se baseou no mesmo tipo de tecnologia da central utilizada em Portugal (produção de electricidade em ciclo combinado com gás natural) e numa eficiência da central de aproximadamente 49 %. O dado adquirido para o gás natural inclui os processos de produção e distribuição do gás natural bem como as perdas para atmosfera resultantes da sua produção, a construção e desmantelamento da central, a construção das tubagens de distribuição do gás natural e a produção e distribuição de amónia.

<sup>3</sup> O processo seleccionado baseia-se numa eficiência média de aproximadamente 37,5 % para as centrais termoeléctricas em Portugal e inclui os processos de extracção e distribuição de carvão, a construção da central termoeléctrica e a própria produção de energia eléctrica.

Na **Tabela 4.8** apresentam-se os valores da energia primária fóssil por kWh<sub>e</sub> produzido, evitada pela substituição das tecnologias fósseis convencionais de produção de energia eléctrica, por cada um dos quatro sistemas PV em análise.

**Tabela 4.8** Energia primária fóssil evitada por cada sistema PV (MJ<sub>prim</sub>/kWh<sub>e</sub>)

	<b>Sistema 1</b> (Fixo, 1ºG)	<b>Sistema 2</b> (Móvel, 1ºG)	<b>Sistema 3</b> (Fixo, 2ºG)	<b>Sistema 4</b> (Móvel, 2ºG)
<b>Carvão</b>	15,8	15,7	15,4	15,1
<b>Gás Natural</b>	7,1	7,2	6,9	6,6

Da análise da **Tabela 4.8** pode-se constatar que a substituição da tecnologia convencional a carvão por qualquer um dos quatro sistemas evitaria o consumo de cerca de duas vezes mais energia primária fóssil do que a substituição da tecnologia a gás natural, permitindo concluir que a substituição da tecnologia a carvão por um sistema PV é consideravelmente mais benéfica em termos de poupança de recursos fósseis que a tecnologia a gás natural. Na comparação dos quatro sistemas, pode-se verificar que o Sistema 2 permite uma maior poupança de recursos fósseis, fazendo dele o mais benéfico em termos de eficiência e, pelo contrário, o Sistema 4 é aquele que menos energia primária fóssil evita, na substituição por ambas as tecnologias fósseis, tornando-o o mais prejudicial no que respeita aos consumos de energia primária fóssil.

Para comparar as diferentes tecnologias de produção de electricidade, considerou-se que tanto a central a carvão, como a central a gás natural produziam a mesma quantidade de energia eléctrica que os quatro sistemas no tempo de vida útil estimado.

O indicador GER representa a quantidade total de energia primária fóssil incorporada num produto, como resultado de todos os processos de produção necessários ao seu fabrico (Alsema, 1998). Na **Tabela 4.9** apresenta-se o valor do GER, calculado para os quatro sistemas PV em análise e para os sistemas convencionais fósseis (carvão e gás natural) e a quantidade total de energia primária fóssil evitada na substituição das tecnologias fósseis por cada um dos quatro sistemas PV em análise.

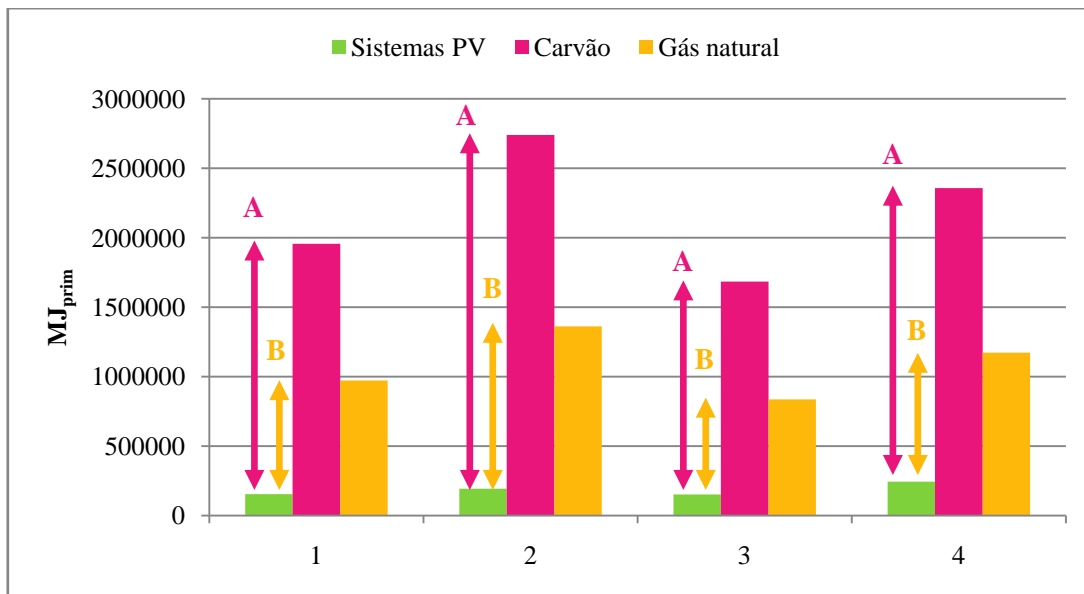
**Tabela 4.9** “Gross Energy Requirement” e energia primária fóssil evitada pela substituição das tecnologias convencionais de produção de energia eléctrica

	<b>Energia fóssil requerida</b> [MJ <sub>prim</sub> /kWh <sub>e</sub> ]	<b>Produção eléctrica</b> [kWh <sub>e</sub> ]	<b>GER</b> [MJ <sub>prim</sub> ]	<b>Energia fóssil evitada</b> [MJ <sub>prim</sub> ]
<b>Sistema 1</b>	1,3	115 810	154 124	-
<b>Sistema 2</b>	1,2	162 134	193 289	-
<b>Sistema 3</b>	1,6	99 651	153 027	-
<b>Sistema 4</b>	1,8	139 511	245 117	-
<b>Carvão</b>	16,9	115 810	1 957 191	1 803 066
		162 134	2 740 067	2 546 778
		99 651	1 684 100	1 531 073
		139 511	2 357 739	2 112 623
<b>Gás Natural</b>	8,4 <sup>1</sup>	115 810	972 805	818 680
		162 134	1 361 927	1 168 638
		99 651	837 067	684 040
		139 511	1 171 894	926 778

<sup>1</sup> Spath e Mann, 2000.

Como se pode observar os valores da energia primária fóssil requerida entre as diversas tecnologias de produção de electricidade são bastantes diferentes, sendo que no caso das tecnologias convencionais fósseis verifica-se um aumento de cerca de 12 e 6 vezes relativamente à média dos quatro sistemas em análise, para o carvão e gás natural, respectivamente. A última coluna da **Tabela 4.9** representa a energia primária fóssil evitada e foi obtida pela subtracção do GER de cada tecnologia fóssil por cada um dos sistemas PV. A análise desta coluna permite reconhecer os danos ambientais associados à produção de energia eléctrica a partir de fontes fósseis. Pode-se, também, verificar que o Sistema 2 permite uma maior poupança de recursos fósseis e o Sistema 3 evitaria menores quantidades de energia primária fóssil, apesar de ser o Sistema 4 que evita menos energia por kWh<sub>e</sub> produzido. A diferença existente entre estes resultados deve-se à energia primária fóssil requerida para cada um dos sistemas PV e com a capacidade de produção de energia eléctrica de cada um dos sistemas, ou seja, quanto maior a capacidade de produção eléctrica (Sistema 2), maior a quantidade de energia primária evitada, na substituição de uma das tecnologias fósseis.

No **Gráfico 4.1** representam-se os consumos totais de energia primária fóssil das diferentes tecnologias, bem como as diferenças entre os consumos totais (setas inseridas no gráfico) que representam a energia primária fóssil evitada por cada sistema PV.



**Gráfico 4.1** Consumos totais de energia primária fóssil. A: “Poupança Energética relativamente ao carvão”; B: “Poupança Energética relativamente ao gás natural”.

O eixo das abcissas representa os quatro diferentes valores de produção de energia eléctrica, correspondentes aos diferentes sistemas PV.

Outro indicador habitualmente aplicado na avaliação de tecnologias de produção de electricidade é o NER. Este indicador compara o *input* da energia primária requerida ao longo do ciclo de vida do sistema de produção de energia eléctrica com o respectivo *output* de energia eléctrica. Pode ser definido como o rácio entre o *output* total de energia eléctrica produzida, em todo o ciclo de vida do sistema, e o *input* de energia primária requerido para o mesmo sistema (Pacca, 2006).

$$NER = \frac{\text{output total de energia eléctrica}}{\text{input total de energia primária}}$$

Na **Tabela 4.10** apresenta-se o NER, bem como os dados necessários ao seu cálculo. É de notar que quanto maior o valor do NER, menor é a dependência do sistema da energia primária fóssil.

**Tabela 4.10** "Net Energy Ratio" para as diversas tecnologias de produção de electricidade consideradas

	<b>Produção eléctrica</b> [kWh <sub>e</sub> ]	<b>GER</b> [MJ <sub>prim</sub> ]	<b>NER</b> [-]
<b>Sistema 1 (Fixo, 1ªG)</b>	115 810	154 124	2,71
<b>Sistema 2 (Móvel, 1ªG)</b>	162 134	193 289	3,02
<b>Sistema 3 (Fixo, 2ªG)</b>	99 651	153 027	2,34
<b>Sistema 4 (Móvel, 2ªG)</b>	139 511	245 117	2,05
<b>Carvão</b>	115 810	1 957 191	0,21
	162 134	2 740 067	0,21
	99 651	1 684 100	0,21
	139 511	2 357 739	0,21
<b>Gás Natural</b>	115 810	972 805	0,43
	162 134	1 361 927	0,43
	99 651	837 067	0,43
	139 511	1 171 894	0,43

NOTA: O valor da produção eléctrica total estimada de cada sistema PV, foi convertido para MJ<sub>e</sub> de modo a ser possível realizar este cálculo.

Da análise da **Tabela 4.10** pode-se verificar que, de acordo com as estimativas da energia primária fóssil requerida e com base na produção de energia eléctrica estimada para cada sistema PV em análise, os sistemas de 1ªG apresentam os melhores resultados, permitindo concluir que são os mais eficientes no que respeita ao requerimento de energia primária fóssil relativamente ao potencial de produção. Pode-se também verificar, que os sistemas PV em análise são bastante mais eficientes que as tecnologias convencionais fósseis de produção de electricidade, uma vez que apresentam os valores de NER mais elevados. Relativamente às tecnologias convencionais (carvão e gás natural), verifica-se que apresentam valores do NER consideravelmente inferiores aos dos sistemas PV e que independentemente da energia eléctrica que eles produzam, o valor do NER será sempre 0.21 e 0.43 (para a energia primária requerida considerada neste estudo – **Tabela 4.7**), significando que estas tecnologias requerem muito mais energia primária fóssil, relativamente à energia eléctrica que são capazes de produzir.

Em contraste com o NER, o E-PBT indica o número de anos que um sistema necessita para produzir uma quantidade de energia eléctrica equivalente à quantidade de energia primária fóssil requerida para o fabrico de todo o sistema - *GER* (Pacca, 2006).

$$E - PBT = \frac{\text{input total de energia primária para o sistema}}{\text{output anual de energia eléctrica}}$$

Apresentam-se de seguida os valores do E-PBT na **Tabela 4.11**.

**Tabela 4.11** "Energy Payback Time" para os quatro sistemas PV em análise

	<b>GER</b> [MJ <sub>prim</sub> ]	<b>Produção anual</b> [MJ <sub>e</sub> /ano]	<b>E-PBT</b> [anos]
<b>Sistema 1 (F, 1ªG)</b>	154 260	17 699	8,71
<b>Sistema 2 (M, 1ªG)</b>	193 289	24 779	7,80
<b>Sistema 3 (F, 2ªG)</b>	153 027	18 992	8,06
<b>Sistema 4 (M, 2ªG)</b>	245 117	26 589	9,22

NOTA: O valor da produção eléctrica anual foi convertido para MJ<sub>e</sub>.

Os dados da produção anual para os sistemas PV são resultado da média da produção dos primeiros 10 anos (**Tabela 3.10**). Da análise da **Tabela 4.11** pode-se verificar que há semelhança entre os valores do E-PBT referentes aos sistemas PV, variando num intervalo de 8 a 9 anos e que o Sistema 2 é o que apresenta um tempo de retorno energético mais curto, ao contrário do Sistema 4, que tem o maior valor do tempo de retorno energético.

## 4.2 Avaliação Ambiental: Emissões de GEE

Em complementaridade com a análise realizada no subcapítulo anterior, apresenta-se neste subcapítulo uma avaliação ambiental relativamente às emissões de gases com efeito de estufa (GEE) (onde se considera a emissão de CO<sub>2-eq</sub> – ver definição na “nomenclatura”) tendo por base o indicador “*Global Warming Potential*” (GWP) calculado para os sistemas PV e para as tecnologias convencionais fósseis. Analisa-se ainda a quantidade de GEE evitada com a substituição das tecnologias de produção de energia eléctrica convencionais pelos sistemas PV. O objectivo é poder interpretar, quantitativamente, os benefícios ambientais associados à implementação destes sistemas relativamente aos processos convencionais de produção de energia eléctrica, com base na energia fóssil.

## 4.2.1 Sistemas PV

Na **Tabela 4.12** apresentam-se valores de emissões de CO<sub>2-eq</sub> associados aos processos de fabrico do módulo e ao BOS<sup>4</sup> considerado nos quatro sistemas PV em análise, tendo sido elaborada com base em valores disponíveis na literatura científica relativos a estudos de AVC realizados com o objectivo de obter resultados de emissões de GEE associados a sistemas PV tendo em conta todos os processos associados ao seu fabrico (Hondo, 2005; Alsema e Vasilis, 2006).

**Tabela 4.12** Emissões de CO<sub>2-eq</sub> associados aos processos de fabrico do módulo e do BOS para as duas tecnologias PV

Processos/Componentes	p-Si [g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub> ]		a-Si [g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub> ]	
	Gama de valores	Valor médio	Gama de valores	Valor médio
Fabrico do módulo	28,3 <sup>1</sup> ; 30 <sup>2</sup>	29,2	6,8 <sup>1</sup>	6,8
Armação do módulo	2 <sup>2</sup> ; 3 <sup>1</sup>	2,5	3 <sup>1</sup>	3
BOS (cabos + inversor)	5 <sup>2</sup> ; 12,3 <sup>1</sup>	8,7	6 <sup>1</sup>	6
<b>TOTAL:</b>	-	<b>40,4</b>	-	<b>15,8</b>

<sup>1</sup> Hondo, 2005;

<sup>2</sup> Vasilis e Alsema, 2006.

A análise da **Tabela 4.12** permite constatar que o fabrico dos módulos da tecnologia de 2<sup>a</sup>G (silício amorfo) e o BOS associado a esta mesma tecnologia é consideravelmente mais benéfico em termos ambientais, na medida em que emite cerca de metade das emissões do que a tecnologia de 1<sup>a</sup>G (silício poli-cristalino). Pode-se, ainda, verificar que a fase crítica dos módulos de ambas as gerações é o fabrico do módulo com muito mais peso no caso da 1<sup>a</sup>G do que na 2<sup>a</sup>G.

Na **Tabela 4.13** apresentam-se os valores de emissões de CO<sub>2-eq</sub> associados às estruturas de suporte tendo sido elaborada com base em valores disponíveis na literatura científica.

**Tabela 4.13** Emissões de CO<sub>2-eq</sub> associados às estruturas de suporte (g CO<sub>2-eq</sub>/kWh<sub>e</sub>)

	Gama de valores	Valor médio
<b>Estrutura de eixo fixo</b>	9,8 <sup>1</sup>	9,8
<b>Estrutura de eixo móvel</b>	n.e.	19,6

n.e. – não encontrado;

<sup>1</sup> Hondo, 2005.

<sup>4</sup> O termo BOS representa todos os componentes do sistema PV, excluindo os próprios módulos PV (no presente estudo estão incluídos os cabos eléctricos e o inversor).



Não foram encontrados estudos de ACV que incluíssem estruturas de eixos com acompanhamento solar nos sistemas PV considerados, por ser uma tecnologia recente. Assim, por falta de dados e para se poder efectuar uma comparação entre os quatro sistemas PV, assumiu-se que o valor das emissões associadas ao fabrico das estruturas de eixo móvel seria 2 vezes superior às do fabrico das estruturas de eixo fixo, por ser uma estrutura bastante mais complexa.

A determinação das emissões de CO<sub>2-eq</sub> associadas ao transporte dos módulos foi realizada da mesma forma como o cálculo da energia primária requerida para o transporte. Colocaram-se no SimaPRO<sup>5</sup> os valores da **Tabela 4.4** e obtiveram-se os resultados presentes na **Tabela 4.14**. Na **Tabela 4.14** também se apresentam os resultados das emissões de CO<sub>2-eq</sub> para os componentes considerados nos sistemas PV, na UF definida no âmbito desta dissertação.

**Tabela 4.14** Emissões de CO<sub>2-eq</sub> associados aos quatro sistemas PV

Descrição	Sistema 1 (Fixo, 1 <sup>a</sup> G)		Sistema 2 (Móvel, 1 <sup>a</sup> G)		Sistema 3 (Fixo, 2 <sup>a</sup> G)		Sistema 4 (Móvel, 2 <sup>a</sup> G)	
	g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub>	%	g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub>	%
Módulo + armação	31,7	60	31,7	51	9,8	30	9,8	24
BOS	8,7	16	8,7	14	6,0	18	6,0	15
Eixo Fixo	9,8	19	-	0	9,8	30	-	0
Eixo Móvel	-	0	19,6	32	-	0	19,6	49
Transporte	2,6	5	1,9	3	6,9	21	4,9	12
<b>TOTAL:</b>	<b>52,8</b>	<b>100</b>	<b>61,9</b>	<b>100</b>	<b>32,5</b>	<b>100</b>	<b>40,3</b>	<b>100</b>

A **Tabela 4.14** permite concluir que o Sistema 3 é o mais benéfico, já que apresenta o valor mais baixo de emissões de CO<sub>2-eq</sub> e, pelo contrário, o Sistema Tabela 4.142 é o que emite maior quantidade de CO<sub>2-eq</sub>, fazendo dele o mais prejudicial em termos ambientais. Pode-se verificar que o componente mais nocivo, na medida em que o seu fabrico implica maiores emissões de GEE para a atmosfera, é o módulo e respectiva armação, nos sistemas de 1<sup>a</sup>G. No caso dos sistemas de 2<sup>a</sup>G (Sistemas 3 e 4), as estruturas de suporte assumem a mesma proporção que o módulo + armação (Sistema 3) ou superior (Sistema 4). É de notar que o transporte tem uma carga percentual consideravelmente mais elevada nos Sistemas 3 e 4 e que, neste último, a estrutura de suporte assume praticamente metade das emissões associadas

<sup>5</sup> O método utilizado no programa SimaPRO para obter os resultados relativos ao transporte foi o “CML 2 baseline 2000”.

a este sistema (tal como a energia requerida para o transporte também é superior nos Sistemas 3 e 4 - **Tabela 4.4**).

#### 4.2.2 Comparação com Sistemas Convencionais Fósseis

Na **Tabela 4.15** apresentam-se os valores das emissões de CO<sub>2-eq</sub> para os sistemas PV em análise e para as tecnologias convencionais fósseis de produção de electricidade, consideradas no âmbito deste trabalho.

**Tabela 4.15** Emissões de CO<sub>2-eq</sub> associadas aos quatro sistemas PV e às tecnologias convencionais fósseis

	<b>Emissões</b> [g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub> ]
<b>Sistema 1</b>	52,8
<b>Sistema 2</b>	61,9
<b>Sistema 3</b>	32,5
<b>Sistema 4</b>	40,3
<b>Carvão</b>	983,0
<b>Gás Natural</b>	498,7 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> Spath e Mann, 2000.

Na **Tabela 4.16** apresentam-se os valores das emissões de CO<sub>2-eq</sub> (por kWh<sub>e</sub> produzido), evitadas pela substituição das tecnologias fósseis convencionais de produção de energia eléctrica, por cada um dos quatro sistemas PV em análise.

**Tabela 4.16** Emissões de CO<sub>2-eq</sub> evitadas por cada sistema PV (g CO<sub>2-eq</sub>/kWh<sub>e</sub>)

	<b>Sistema 1</b> (Fixo, 1ºG)	<b>Sistema 2</b> (Móvel, 1ºG)	<b>Sistema 3</b> (Fixo, 2ºG)	<b>Sistema 4</b> (Móvel, 2ºG)
<b>Carvão</b>	930,2	921,2	950,5	942,7
<b>Gás Natural</b>	445,9	436,8	466,2	458,4

Da análise da **Tabela 4.16** pode-se verificar que a substituição da tecnologia convencional a carvão por qualquer um dos quatro sistemas evitaria cerca do dobro de emissões de CO<sub>2-eq</sub> do que a substituição da tecnologia a gás natural, permitindo concluir que a substituição da tecnologia a carvão por um sistema PV é consideravelmente mais benéfica em termos ambientais. Comparando os quatro sistemas PV, pode-se verificar que o Sistema 3 é o que permite uma maior poupança de emissões por kWh<sub>e</sub> produzido, na substituição de ambas as

tecnologias, e o Sistema 2 é o mais prejudicial, já que apresenta o menor valor de emissões evitadas.

O indicador GWP representa a contribuição de um processo para as alterações climáticas (Stoppato, 2008) e é calculado em termos de kg CO<sub>2-eq</sub>. Na **Tabela 4.17** apresentam-se o GWP calculado para os quatro sistemas PV em análise e para os sistemas convencionais fósseis (carvão e gás natural) e a quantidade total de emissões de CO<sub>2-eq</sub> evitada na substituição das tecnologias fósseis por cada um dos quatro sistemas PV em análise.

**Tabela 4.17** “Global Warming Potential” e emissões de CO<sub>2-eq</sub> evitadas pela substituição das tecnologias convencionais de produção de energia eléctrica

	<b>Emissões</b> [g CO <sub>2-eq</sub> /kWh <sub>e</sub> ]	<b>Produção vida útil</b> [kWh <sub>e</sub> ]	<b>GWP</b> [kg CO <sub>2-eq</sub> ]	<b>Emissões evitadas</b> [t CO <sub>2-eq</sub> ]
<b>Sistema 1</b>	52,8	115 810	6 114	-
<b>Sistema 2</b>	61,9	162 134	10 028	-
<b>Sistema 3</b>	32,5	99 651	3 238	-
<b>Sistema 4</b>	40,3	139 511	5 625	-
<b>Carvão</b>	983,0	115 810	113 841	107,73
		162 134	159 378	149,35
		99 651	97 957	94,72
		139 511	137 140	131,51
<b>Gás Natural</b>	498,7 <sup>1</sup>	115 810	57 755	51,64
		162 134	80 856	70,83
		99 651	49 696	46,46
		139 511	69 574	63,95

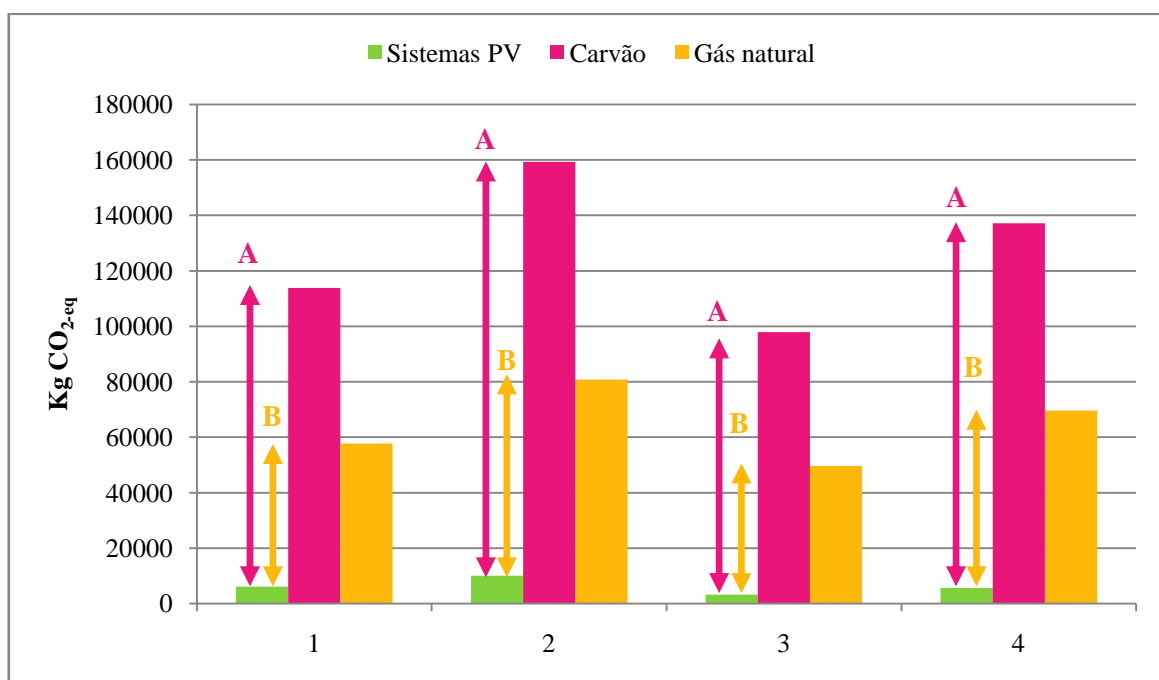
<sup>1</sup> Spath e Mann, 2000.

Na primeira coluna apresentam-se as emissões associadas a cada sistema PV (**Tabela 4.15**) e a cada tecnologia fóssil. O dado apresentado para a tecnologia a carvão foi adquirido com recurso ao programa SimaPRO, utilizando o processo “*Electricity, hard coal, at power plant/PT S*” e o método “*CML 2 baseline 2000*”. O dado que se apresenta para a tecnologia a gás natural, bem como para a tecnologia a carvão, foi obtido com base nas mesmas hipóteses que se obtiveram os dados da energia primária requerida (**Tabela 4.7**).

Da análise da **Tabela 4.17** podem-se verificar os benefícios ambientais associados à utilização dos sistemas PV, dadas as baixas emissões de CO<sub>2-eq</sub> que lhes estão associadas, comparativamente com as tecnologias convencionais fósseis. Relativamente às emissões de CO<sub>2-eq</sub> evitadas, pode-se concluir que a substituição da tecnologia a carvão pelos sistemas PV

é a mais benéfica, na medida em que permite uma maior redução de emissões para a atmosfera. Verifica-se ainda, que na substituição de ambas as tecnologias fósseis, o Sistema 4 é o menos vantajoso pois evita uma quantidade relativamente baixa de emissões de CO<sub>2-eq</sub> e o Sistema 2 é o mais benéfico para a atmosfera, já que permite uma maior redução de emissões, no caso de ser substituído por qualquer uma das tecnologias convencionais fósseis.

No **Gráfico 4.2** representa-se as emissões associadas a cada uma das tecnologias de produção de electricidade bem como as diferenças entre os consumos totais (setas inseridas no gráfico) que representam as emissões de CO<sub>2-eq</sub> evitada por cada sistema PV.



**Gráfico 4.2** Emissões totais de CO<sub>2-eq</sub> associadas às diferentes tecnologias de produção de electricidade. A: “Emissões evitadas relativamente ao carvão”; B: “Emissões evitadas relativamente ao gás natural”.

### 4.3 Análise Económica

Um investimento traduz-se, na prática, pela substituição de capitais presentes por capitais vindouros pressupondo um acréscimo do valor do capital aplicado pelo que os principais métodos de avaliação de projectos de investimento são: o Período do Retorno (recuperação do capital investido), o Valor Líquido Actual (VLA) e a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) (Rodrigues e Nicolau, 2005; Freire, 2000), os quais serão usados no presente trabalho de investigação. Este subcapítulo tem por objectivo analisar os aspectos económicos mais relevantes, avaliar comparativamente os quatro sistemas PV, em termos económicos e

identificar os sistemas mais interessantes do ponto de vista económico, quantificando o respectivo benefício, com base nos indicadores de rentabilidade económica referidos.

### 4.3.1 Investimento Inicial

Na **ANEXO III** apresenta-se o investimento total para cada um dos sistemas, assim como o custo, assim como o custo dos principais componentes dos sistemas PV. Na **Tabela 4.18** apresentam-se os custos de instalação (em termos de potência total instalada em cada sistema PV) e de produção (respeitante à energia eléctrica produzida por cada um dos quatro sistemas PV).

**Tabela 4.18** Custo, de instalação e produção, dos quatro sistemas PV

	<b>Sistema 1</b> <b>(Fixo, 1ºG)</b>	<b>Sistema 2</b> <b>(Móvel, 1ºG)</b>	<b>Sistema 3</b> <b>(Fixo, 2ºG)</b>	<b>Sistema 4</b> <b>(Móvel, 2ºG)</b>
<b>Custo de instalação [€/W]</b>	8,8 €	12,6 €	5,1 €	9,8 €
<b>Custo de produção [€/kWh<sub>e</sub>]</b>	0,27 €	0,28 €	0,19 €	0,26 €

Os resultados da **Tabela 4.18** foram obtidos pela divisão entre o investimento inicial de cada sistema PV e os valores de potência de ligação de cada sistema PV (**Tabela 3.6**) e a produção total de cada um (**Tabela 3.10**), respectivamente para a primeira e segunda linha da **Tabela III.1**. A análise da **Tabela 4.18** permite concluir que o Sistema 2 é sujeito a um maior custo de instalação ao contrário do Sistema 3 que apresenta o custo de instalação mais baixo. No que respeita ao custo de produção, pode-se verificar que os sistemas de 1ªG (Sistemas 1 e 2) são os mais dispendiosos relativamente aos de 2ªG e apresentam um custo semelhante entre eles, que se pode justificar com o facto do investimento dos Sistemas 1 e 2 ser proporcional à produção de energia eléctrica de ambos. Já na tecnologia de 2ªG, por ser necessário uma quantidade de módulos consideravelmente elevada para a potência de ligação considerada, as estruturas de suporte com acompanhamento solar encareceram o investimento do Sistema 4, justificando a discrepância do custo de produção dos Sistemas 3 e 4, relativamente à diferença existente no custo de produção dos Sistemas 1 e 2.

### 4.3.2 Remuneração

Depois de calculada a tarifa de remuneração por kWh<sub>e</sub> de energia eléctrica vendido à rede, a aplicar durante os 25 anos de tempo de vida útil estimado para os sistemas PV apresenta-se no

**APÊNDICE A**, a receita anual estimada proveniente da energia eléctrica anual vendida/injectada na rede.

### 4.3.3 Avaliação Económica do Investimento

O Período de Retorno (ou “Payback Time” – PBT – na terminologia Anglo-Saxónica) é o período de tempo necessário para a recuperação de um investimento. É um método simplista pois não entra em conta com o custo do capital (valor temporal do dinheiro) e ainda apresenta o inconveniente de não ter em conta as receitas anuais (“*cash-flows*”) gerados depois de recuperados os capitais investidos (Freire, 2000). Na **Tabela 4.19** apresentam-se os dados necessários para o cálculo do PBT de cada sistema PV, bem como o lucro obtido em cada um deles.

**Tabela 4.19** Período de Retorno de cada sistema PV

	<b>Investimento inicial</b>	<b>Remuneração total</b>	<b>Lucro</b>	<b>Período de retorno</b>
<b>Sistema 1</b>	- 31.282,20 €	40.338,35 €	9.056,15 €	16,0
<b>Sistema 2</b>	- 45.003,60 €	56.162,89 €	11.159,29 €	17,2
<b>Sistema 3</b>	- 18.891,00 €	37.280,08 €	18.389,08 €	5,3
<b>Sistema 4</b>	- 36.176,40 €	51.881,32 €	15.704,92 €	8,4

Os equipamentos renováveis são abrangidos por benefícios fiscais, sendo possível deduzir 30 % do investimento, no IRS, até um máximo de 777 € (EDP, 2008). Para qualquer dos sistemas PV em estudo, o máximo possível de se receber são 777€. Assim, os valores constantes na coluna da “remuneração total” já incluem o benefício fiscal referido. Da **Tabela 4.19** pode-se concluir que o sistema mais lucrativo, em termos económicos, é o Sistema 3. No que respeita ao PBT, conclui-se que o Sistema 2 é o mais moroso em termos de retorno do investimento e, pelo contrário, o Sistema 3 é o que permite um retorno do investimento mais rápido.

O VLA traduz-se no cálculo do somatório das receitas anuais actualizadas à taxa de actualização escolhida, e deduzidos do montante, actualizado à mesma taxa, dos investimentos. O resultado deste procedimento denomina-se benefício total actualizado, ou *Net Present Value* na terminologia Anglo-Saxónica. Em suma, o VLA corresponde ao valor calculado pelo somatório das receitas, custos de exploração e investimento actualizados, ou descontados, para o momento do arranque do projecto (Abecassis e Cabral, 1991; Freire, 2000).

O VLA foi calculado com base numa avaliação a preços correntes, tendo sido efectuada uma análise de sensibilidade ao valor da taxa de actualização. Os resultados obtidos constam na **Tabela 4.20**.

**Tabela 4.20** VLA para diversas taxas de actualização

Taxa actualização [%]	VLA [€]			
	Sistema 1 (Fixo, 1ªG)	Sistema 2 (Móvel, 1ªG)	Sistema 3 (Fixo, 2ªG)	Sistema 4 (Móvel, 2ªG)
6%	- 5.960 €	- 9.846 €	6.618 €	- 756 €
8%	- 8.830 €	- 13.859 €	4.084 €	- 4.299 €
10%	- 11.121 €	- 17.060 €	1.979 €	- 7.240 €

Paiva (2007) refere o seguinte critério de aplicação: “*um investimento deve ser aceite se o VLA for positivo e rejeitado se for negativo, para a taxa de actualização especificada*”. Deste modo, a análise da **Tabela 4.20**, permite concluir que dos quatro sistemas PV analisados neste trabalho, o Sistema 3 é o único que apresenta ser viável em termos económicos, de acordo com o critério anteriormente descrito.

A TIR é o valor da taxa de actualização que anula o VLA (Abecassis e Cabral, 1991; Freire, 2000). Deste modo, apresentam-se na **Tabela 4.21** os valores da TIR para cada sistema.

**Tabela 4.21** TIR para os sistemas PV

	Sistema 1 (Fixo, 1ªG)	Sistema 2 (Móvel, 1ªG)	Sistema 3 (Fixo, 2ªG)	Sistema 4 (Móvel, 2ªG)
<b>TIR</b>	2,98%	2,55%	12,26%	5,62%

O critério de decisão para o método da TIR é que o melhor projecto é aquele que apresenta uma TIR mais elevada (Abecassis e Cabral, 1991; Freire 2000). Assim, da análise da **Tabela 4.21** pode-se concluir que o investimento do Sistema 3 é o que apresenta maior viabilidade económica, em coerência com o que se concluiu para a **Tabela 4.20**.

#### **4.4 Cenários Alternativos: Maximização dos Consumos ou da Produção no LAI**

Nesta secção analisam-se os outros cenários alternativos ao cenário base descrito nas secções anteriores, tendo por base a mesma análise integrada (em termos energéticos, ambientais e económicos) e com o objectivo de identificar e avaliar as diferenças existentes (benéficas ou

prejudiciais) entre as dimensões analisadas para os cenários alternativos. Os objectivos dos cenários alternativos #2 e #3 descrevem-se de seguida:

- **Cenário #2: maximizar os consumos energéticos internos do LAI** a partir de um sistema PV com uma potência instalada de 3,68 kW, vendendo o excedente de produção eléctrica à RESP. Este cenário está enquadrado na legislação em vigor e ainda que não seja o mais vantajoso economicamente, foi considerado para avaliar os custos inerentes à ADAI, caso esta pretendesse assumir uma estratégia de auto-suficiência dos consumos internos de energia eléctrica;
- **Cenário #3: maximizar a produção de electricidade tendo em conta a área de cobertura disponível** no LAI para instalação de um sistema PV, sendo injectado o total de energia eléctrica produzida na RESP. Deste modo, será calculada a área máxima de módulos PV que são possíveis de colocar na cobertura do LAI, para se definir a potência de instalação a ser considerada. O enquadramento legal deste cenário será posteriormente discutido.

#### 4.4.1 Cenário #2

No que respeita ao cenário #2, visto que foi considerada a mesma potência de instalação (3,68 kW), os resultados das análises energética e ambiental são os mesmos que foram apresentados para o cenário principal #1. A principal diferença reside na análise económica que se expõe de seguida. Tendo em conta os objectivos considerados para este cenário, apresenta-se na **Tabela 4.22** a energia eléctrica excedente, possível de vender à rede.

**Tabela 4.22** Energia eléctrica vendida à rede (kWh<sub>e</sub>)

	<b>Sistema 1 (Fixo, 1ªG)</b>	<b>Sistema 2 (Móvel, 1ªG)</b>	<b>Sistema 3 (Fixo, 2ªG)</b>	<b>Sistema 4 (Móvel, 1ªG)</b>
<b>Janeiro</b>	-116,314	-1,442	-95,283	28,000
<b>Fevereiro</b>	-67,199	67,319	-42,607	101,746
<b>Março</b>	11,385	177,336	41,835	219,966
<b>Abril</b>	94,823	294,149	131,170	345,034
<b>Maio</b>	150,525	372,132	190,887	428,638
<b>Junho</b>	140,702	358,380	180,190	413,663
<b>Julho</b>	213,970	460,955	258,882	523,831
<b>Agosto</b>	223,215	473,898	268,933	537,903
<b>Setembro</b>	101,526	303,533	138,533	355,343
<b>Outubro</b>	43,050	221,667	75,806	267,525
<b>Novembro</b>	-61,305	75,570	-36,157	110,776
<b>Dezembro</b>	-113,540	2,441	-92,273	32,214



Os resultados da **Tabela 4.22** foram obtidos pela subtração entre os valores da **Tabela 3.9** e o valor médio dos consumos do LAI (**Tabela 3.1**). Da **Tabela 4.22** conclui-se que o Sistema 4 é o único sistema capaz de suportar os consumos do edifício (tendo em conta o valor de consumo considerado) e que, no que respeita aos outros sistemas, não têm capacidade para satisfazer os consumos nos meses de inverno.

A análise económica deste cenário é realizada de maneira diferente à do cenário base, por ser uma avaliação mais complexa, visto que o edifício é produtor e consumidor em simultâneo. Na **Tabela 4.23** apresenta-se a avaliação económica para o primeiro ano, a título de exemplo. A primeira linha da tabela representa a remuneração recebida pela EDP, referente à energia eléctrica que é produzida pelos sistemas PV e vendida à EDP com acesso ao regime geral. A segunda linha representa os benefícios associados à energia eléctrica que deixou de se consumir da rede (no regime geral) por ser consumida a partir dos sistemas PV. A terceira linha representa o pagamento à EDP associado à quantidade de energia eléctrica que os sistemas PV não conseguem satisfazer e que tem de ser consumida da rede, no qual está incluído a mensalidade fixa referente à potência contratada.

**Tabela 4.23** Fluxos económicos para o primeiro ano

	<b>Sistema 1 (Fixo, 1ªG)</b>	<b>Sistema 2 (Móvel, 1ªG)</b>	<b>Sistema 3 (Fixo, 2ªG)</b>	<b>Sistema 4 (Móvel, 1ªG)</b>
<b>Receita relativa à energia eléctrica vendida à EDP</b>	573 €	1.596 €	752 €	1.968 €
<b>Benefício associado à energia eléctrica não comprada à EDP</b>	118 €	327 €	154 €	404 €
<b>Pagamento à EDP pela energia eléctrica comprada</b>	- 989 €	- 936 €	- 977 €	- 946 €

Os resultados que se apresentam negativos representam a quantidade de energia eléctrica que terá de ser comprada à rede. Deste modo, apresentam-se na **Tabela 4.24** os montantes associados ao investimento dos sistemas e à remuneração conseguida pela venda da energia excedente (para regime bonificado e incluindo o valor do benefício fiscal), bem como a importância a pagar à EDP pelo consumo de energia eléctrica.

**Tabela 4.24** Avaliação económica do investimento

	<b>Sistema 1</b> (Fixo, 1ºG)	<b>Sistema 2</b> (Móvel, 1ºG)	<b>Sistema 3</b> (Fixo, 2ºG)	<b>Sistema 4</b> (Móvel, 1ºG)	
<b>Investimento inicial</b>	- 31.282 €	- 45.003 €	- 18.891 €	- 36.176 €	
<b>Receita relativa à energia eléctrica vendida à EDP</b>	8.143 €	21.300 €	9.036 €	22.382 €	
<b>Benefício associado à energia eléctrica não comprada à EDP</b>	4.451€	12.401€	4.272 €	11.176 €	
<b>Pagamento à EDP pela energia eléctrica comprada</b>	- 25.266 €	- 23.282 €	- 19.794 €	- 18.910 €	
<b>VLA</b>	<b>Taxa Actualização: 8 %</b>	- 25.540 €	- 28.715 €	- 11.678 €	- 17.424 €
	<b>Taxa Actualização: 10 %</b>	- 26.162 €	- 30.697 €	- 12.396 €	- 19.436 €

Os montantes constantes na tabela anterior foram determinados para a vida útil estimada para cada sistema. Da análise do VLA, pode-se concluir que, no âmbito da legislação em vigor e tendo em conta a metodologia de cálculo utilizada para a aquisição destes resultados, para os consumos que o edifício em causa apresenta, não há viabilidade económica para implementar qualquer um dos sistemas PV para os objectivos assumidos neste cenário.

#### 4.4.2 Cenário #3

Os objectivos propostos para o cenário #3 requereram o cálculo da área máxima de módulos possível de colocar na cobertura do LAI. Recorreu-se ao programa *DimPV*© (Oliveira, 2008), que tem em conta a disposição dos módulos (vertical, V ou horizontal, H) para maximizar a colocação da sua área, bem como a distância requerida entre cada fila de módulos PV para evitar efeitos de sombreamento (considerando as dimensões dos módulos – ver **Tabela 3.4**). Deste modo, apresenta-se o dimensionamento dos sistemas na **Tabela 4.25**.

**Tabela 4.25** Dimensionamento dos sistemas PV

<b>Descrição</b>	<b>Sistema 1</b> (Fixo, 1ºG)	<b>Sistema 2</b> (Móvel, 1ºG)	<b>Sistema 3</b> (Fixo, 2ºG)	<b>Sistema 4</b> (Móvel, 1ºG)	<b>Unidades</b>
<b>Disposição dos módulos</b>	V: 7filas x 30 módulos H: 1fila x 10 módulos		V: 6filas x 39 módulos V: 1fila x 9 módulos		-
<b>Nº de módulos total</b>	220	220	243	243	-
<b>Potência do módulo</b>	210	210	80	80	W
<b>Área do módulo</b>	1,64	1,64	1,43	1,43	m <sup>2</sup>
<b>Peso do módulo</b>	26	26	22	22	Kg
<b>Potência de ligação do sistema</b>	46,2	46,2	19,44	19,44	kW
<b>Peso do módulo</b>	26	26	22	22	Kg
<b>Área total dos módulos</b>	360,8	360,8	347,49	347,49	m <sup>2</sup>
<b>Peso total dos módulos</b>	5720	5720	5346	5346	Kg

A análise de produção de energia eléctrica apresenta-se, conjuntamente com os resultados obtidos para os indicadores energéticos, na **Tabela 4.26**.

**Tabela 4.26** Produção de energia eléctrica e indicadores energéticos para as diferentes tecnologias de produção de energia eléctrica

	<b>Produção vida útil [MWh<sub>e</sub>]</b>	<b>GER [MJ<sub>prim</sub>]</b>	<b>NER [-]</b>	<b>E-PBT [anos]</b>	<b>Energia primária evitada [GJ<sub>prim</sub>]</b>
<b>Sistema 1 (F, 1ºG)</b>	1492,14	1 909 087	2,81	8,37	-
<b>Sistema 2 (M, 1ºG)</b>	2089,00	2 414 177	3,12	7,56	-
<b>Sistema 3 (F, 2ºG)</b>	528,66	772 032	2,47	7,66	-
<b>Sistema 4 (M, 2ºG)</b>	740,13	1 258 508	2,12	8,92	-
<b>Carvão</b>	1492,14	25 217 164	0,21	-	23 308
	2089,00	35 304 030	0,21	-	32 890
	528,66	89 34 399	0,21	-	8 162
	740,13	12 508 158	0,21	-	11 250
<b>Gás Natural</b>	1492,14	12 533 975	0,43	-	10 625
	2089,00	17 547 565	0,43	-	15 133
	528,66	4 440 766	0,43	-	3 669
	740,13	6 217 073	0,43	-	4 959

Da análise da tabela anterior pode-se verificar que os sistemas associados à tecnologia de 1ºG apresentam valores de produção de energia eléctrica cerca de 3 vezes superiores aos da 2ºG, o que se deve ao facto da potência de ligação dos sistemas de 1ºG ser consideravelmente superior aos da 2ºG. Pode-se, também, verificar que para os objectivos considerados neste cenário, o Sistema 2 seria o mais eficiente do ponto de vista energético, já que apresenta o valor mais baixo do indicador E-PBT. Comparando os resultados energéticos entre o cenário #1 e #3, verifica-se que as principais diferenças residem no GER e na energia primária evitada. Conclui-se que apesar de, no contexto do cenário #3, haver um maior requerimento de energia primária para os processos considerados nos sistemas PV, visto que os sistemas têm uma dimensão consideravelmente superior aos do cenário #1, há um notável benefício energético neste cenário no que respeita à energia primária evitada pela substituição das tecnologias fósseis de produção de electricidade.

Relativamente à análise ambiental, os resultados dos indicadores calculados para o cenário principal, apresentam-se na **Tabela 4.27**.

**Tabela 4.27** Indicadores ambientais

	<b>GWP</b> [kg CO <sub>2</sub> -eq]	<b>Emissões evitadas</b> [t CO <sub>2</sub> -eq]
<b>Sistema 1</b>	78 203	-
<b>Sistema 2</b>	128 640	-
<b>Sistema 3</b>	16 574	-
<b>Sistema 4</b>	29 242	-
<b>Carvão</b>	1 466 774	1 389
	2 053 483	1 925
	519 675	503
	727 546	698
<b>Gás Natural</b>	744 130	666
	1 041 782	913
	263 644	247
	369 102	340

Da análise da **Tabela 4.27** concluiu-se que os sistemas de 1<sup>a</sup>G apresentam valores de emissões de CO<sub>2</sub>-eq lançadas para a atmosfera mais elevados que os de 2<sup>a</sup>G. Na comparação dos indicadores ambientais dos cenários #1 e #3 constata-se que o presente cenário apresenta valores mais elevados do GWP, tornando-se mais prejudicial na medida em que liberta mais emissões de CO<sub>2</sub>-eq para a atmosfera, o que se justifica pela maior necessidade de energia primária fóssil, já que se tratam de sistemas PV com uma dimensão consideravelmente superior aos sistemas PV do cenário #1. No entanto, há maiores benefícios ambientais no que respeita às emissões de CO<sub>2</sub>-eq evitadas neste cenário, visto que há uma capacidade notoriamente superior de produção de energia eléctrica e, portanto, a substituição das tecnologias convencionais fósseis consideradas por qualquer um dos quatro sistemas PV em análise, permite benefícios ambientais notórios, relativamente ao cenário #1.

Os objectivos propostos para o cenário #3 impedem que este verifique os requisitos no âmbito da legislação em vigor para a microgeração (DL n.º363/2007). Contudo, no sentido de se analisar economicamente este cenário, assumiu-se uma remuneração associada ao regime bonificado, RM, e ao regime geral, RG, (venda do kWh<sub>e</sub> ao mesmo preço que se consome o kWh<sub>e</sub>), com o objectivo de se efectuar uma análise comparativa entre os dois regimes remuneratórios. Na **Tabela 4.28**, apresenta-se a análise económica do investimento relativa ao cenário #3.

**Tabela 4.28** Análise económica do investimento

		<b>Sistema 1 (Fixo, 1ªG)</b>	<b>Sistema 2 (Móvel, 1ªG)</b>	<b>Sistema 3 (Fixo, 2ªG)</b>	<b>Sistema 4 (Móvel, 2ªG)</b>
<b>Investimento</b>		- 299.466 €	- 411.974 €	- 57.637 €	- 152.915 €
<b>Receitas RB</b>		510.499 €	714.389 €	194.431 €	271.892 €
<b>PBT [anos]</b>		8,17	7,92	3,13	5,97
<b>VLA</b>	Taxa actualização: 8 %	- 19.460 €	- 19.967 €	60.432 €	12.381 €
	Taxa actualização: 10 %	- 48.803 €	- 61.046 €	49.334 €	- 3.155 €
<b>TIR [%]</b>		6,88	7,17	27,17	9,56
<b>Lucro/Prejuízo</b>		211.033 €	302.414 €	136.793 €	118.977 €
<b>Receitas RG</b>		268.943 €	376.210 €	87.750 €	122.539 €
<b>Lucro/Prejuízo</b>		- 30.522 €	- 35.763 €	30.112 €	- 30.375 €
<b>VLA</b>	Taxa actualização: 8 %	- 195.618 €	- 266.588 €	- 17.381 €	- 96.556 €
	Taxa actualização: 10 %	- 212.962 €	- 290.868 €	- 23.180 €	- 104.675 €
<b>TIR [%]</b>		-	-	3,94%	-

Da análise da **Tabela 4.28** conclui-se que, no acesso ao regime bonificado, além de se conseguir um retorno do investimento relativamente rápido, ainda é possível obter um lucro bastante elevado (comparando com o cenário #1). Verifica-se que, tal como no cenário #1, o Sistema 3 é o que apresenta maior viabilidade económica, já que está associado ao valor mais elevado da TIR. No caso do acesso ao regime geral, também o Sistema 3 é o único que oferece a possibilidade de obter lucro com a venda de energia à rede, ainda que com um retorno do investimento de aproximadamente 14 anos.

## 5. CONCLUSÕES

---

A crise energética que se faz sentir actualmente, leva à necessidade de estudar a viabilidade da implementação de novas tecnologias renováveis de produção de electricidade, com vista a substituir as tecnologias convencionais fósseis de produção de energia eléctrica.

Esta dissertação visa demonstrar a viabilidade de implementação de sistemas fotovoltaicos ligados à rede pública, numa perspectiva multidimensional, que integra as dimensões energética, ambiental e económica, comparando-os entre si e entre tecnologias convencionais fósseis de produção de electricidade (carvão e gás natural), assumindo diferentes cenários alternativos (maximização dos consumos internos ou da produção no LAI). Os cenários estudados apresentam, em suma, os seguintes objectivos: cenário #1 – injectar na rede a produção total de energia eléctrica, com potência de ligação de 3,68 kW; cenário #2 – satisfazer os consumos internos do LAI, com potência de ligação de 3,68 kW; cenário #3 – injectar o total produção de energia eléctrica, tendo em conta a área disponível na cobertura do LAI).

No contexto da análise energética, concluiu-se que, no que respeita à cadeia de produção dos módulos PV, as fases de extracção/purificação do silício e a produção das placas de silício (fases apenas existentes no fabrico dos módulos de 1<sup>a</sup>G), são as que consomem mais energia primária fóssil, contribuindo para que esta tecnologia apresente um requerimento total de energia primária fóssil quase três vezes superior aos módulos de 2<sup>a</sup>G, tornando-o menos eficiente do ponto de vista energético. A análise das estruturas de suporte permite concluir que a estrutura móvel requer cerca de três vezes mais energia primária fóssil que a estrutura fixa, mostrando a sua ineficiência energética mas, no entanto, considerando o sistema PV, concluiu-se que os que têm eixo móvel (Sistemas 2, de 1<sup>a</sup>G, e 4, de 2<sup>a</sup>G) apresentam uma maior capacidade de produção de energia eléctrica na vida útil estimada. Concluiu-se, também, que o Sistema 2 é o que apresenta um E-PBT mais baixo e, pelo contrário, o Sistema 4 apresenta o maior valor de E-PBT. A análise comparativa das tecnologias convencionais fósseis permite concluir que a substituição da tecnologia a carvão por um sistema PV é consideravelmente mais benéfica em termos de poupança de recursos fósseis que a tecnologia a gás natural, sendo que o sistema que se apresenta mais eficiente (em termos de poupança de recursos fósseis) na substituição de ambas as tecnologias fósseis, é o Sistema 2 (Móvel, 1<sup>a</sup>G).

A avaliação ambiental permitiu concluir que, nos sistemas de 1ªG (Sistemas 1 e 2, com eixo fixo e móvel, respectivamente), o módulo PV contribui com cerca de 50 a 60 % do total de emissões de CO<sub>2-eq</sub> desta tecnologia. No que respeita aos sistemas de 2ªG, os componentes que mais contribuem com emissões de CO<sub>2-eq</sub> são os módulos PV (73 %) e o eixo fixo (17 %), no caso do Sistema 3, e o eixo móvel (cerca de 50 % das emissões totais), no caso do Sistema 4 (Móvel, 2ªG). Da análise dos indicadores ambientais, pode-se concluir que o Sistema 3 (Fixo, 2ªG) é o que apresenta menor contribuição para as Alterações Climáticas, já que tem o menor valor das emissões de CO<sub>2-eq</sub>, ao contrário do Sistema 2 (Móvel, 1ªG) que é o mais prejudicial na medida em que lança três vezes mais emissões que o Sistema 3 (Fixo, 2ªG). É de notar que quanto mais emissões de CO<sub>2-eq</sub> apresenta o sistema PV, maior é a sua capacidade de evitar emissões na substituição de qualquer uma das tecnologias convencionais fósseis.

A análise económica permitiu concluir que o Sistema 2 (Móvel, 1ªG) requer um investimento superior aos outros e, pelo contrário, o Sistema 3 (Fixo, 2ªG) é o que requer o menor investimento. O Sistema 3 (Fixo, 2ªG) é, também, o que apresenta um custo de instalação e de produção mais baixo (5,1 €/W e 0,19 €/kWh<sub>e</sub>, respectivamente), o que aliando ao VLA positivo e valor da TIR mais elevado, faz dele o sistema mais viável, em termos económicos.

O estudo do cenário #2 (maximização dos consumos internos do LAI) difere do cenário #1 na análise económica. Concluiu-se que o Sistema 4 (Móvel, 2ªG) é o único capaz de satisfazer os consumos totais do edifício. Depois de considerados todos os fluxos económicos (receitas da energia eléctrica vendida, benefícios associados à electricidade que deixou de ser consumida da rede e os pagamentos à EDP pela energia que se consome da rede por não ser satisfeita pelos sistemas PV) concluiu-se que nenhum dos quatro sistemas tem viabilidade económica para ser instalado, para os objectivos propostos neste cenário.

No cenário #3 (maximização da produção de electricidade tendo em conta a área disponível na cobertura do LAI), os sistemas PV apresentam uma dimensão maior aos do cenário #1 (), sendo que os sistemas de 1ªG (Sistemas 1 e 2, com eixo fixo e móvel, respectivamente) apresentam uma potência de ligação consideravelmente superior aos de 2ªG. Deste modo, concluiu-se que os sistemas de 1ªG apresentam valores de energia primária fóssil requerida, bem como de emissões de CO<sub>2-eq</sub> lançadas para a atmosfera, mais elevados que os de 2ªG, sendo que o Sistema 3 (Fixo, 2ªG) é o mais eficiente do ponto de vista energético e ambiental. Os sistemas de 1ªG apresentam, no entanto, mais benefícios energéticos e ambientais, na

substituição de ambas as tecnologias convencionais fósseis de produção de energia eléctrica. No que respeita à análise económica deste cenário, concluiu-se que no acesso ao regime bonificado, o Sistema 3 (Fixo, 2ªG) é o único que apresenta viabilidade económica (VLA positivo para as taxas de actualização consideradas) e no acesso ao regime geral, não há viabilidade económica em nenhum dos quatro sistemas PV, apesar do Sistema 3 (Fixo, 2ªG) apresentar um valor de TIR positivo.



## ***REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS***

---

- Abecassis F.; Cabral N.. **Análise Económica e Financeira de Projectos**, 3ª Edição, Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, 1991.
- Alsema, E.A.. **Energy Requirements of thin-film solar cell modules – a review**. Renewable and Sustainable Energy Reviews nº 2, pp. 387-415, 1998.
- Alsema, E.A.. **Energy Pay-Back Time and CO<sub>2</sub> Emissions of PV Systems**. Practical Handbook of Photovoltaics, pp. 869-886, 2003.
- Alsema E.A.; Frankl P.; Kato K.. **Energy Pay-Back Time of Photovoltaic Energy Systems: Present Status and Prospects**. 2<sup>nd</sup> World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, Vienna, 6-10 Julho, 1998.
- Alsema, E.A.; Nieuwlaar E.. **Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems in Roof-Top Installations – An LCA study focused at the contribution of Balance-of-System components**. Department of Science Technology and Society, Utrecht University, Utrecht, 2002. (Referido por Alsema, 2003)
- Alsema, E.A.; Nieuwlaar E.. **Energy Viability of Photovoltaics Systems**. Energy Policy nº 28, pp. 999-1010, 2000. (Referido por Pacca *et al.*, 2006)
- Azevedo, V.. **Portugal já fabrica painéis de 2ª geração**. Expresso, pp. 20-21, Março de 2008.
- Brito, M. C.; Vallêra, A. M.. **Meio século de história fotovoltaica**. Gazeta de Física, pp. 10-15, Janeiro de 2006.
- Carlson, D. E.. **Recent Advances in Photovoltaics, Proceedings of the Intersociety Engineering Conference on Energy Conversion**, pp. 621–626, 1995. (Referido por Patel, 2006)
- CEEETA - Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente. **Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos**, pp. 48 – 52, Janeiro de 2002.
- de Wild-Scholten, M.J.; Alsema E.A.. **Environmental Life Cycle Inventory of Crystalline Silicon Photovoltaic Module Production**. Proceedings of the Materials Research Society Fall 2005 Meeting, Boston, USA, 28-30 Novembro 2005. (Referido por Jungbluth e Tuchschnid, 2007)

- Decreto de Lei n.º 363, de 2 de Novembro de 2007. Publicado em Diário da República, 1.ª série, N.º 211. Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução.
- DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia. **Renováveis – estatísticas rápidas, n.º 36**, Lisboa, Fevereiro de 2008, disponível em [www.dgge.pt](http://www.dgge.pt) (acedido em Março de 2008).
- Eaton, E.; Sanchez J.; Stone L.; Weis C.. **Photovoltaics – Design and Installation Manual**. Solar Energy International, 321 pp., 2007.
- Freire F.. **Avaliação de Projectos de Investimento com Gás Natural – Módulo 5**. Textos de apoio do Curso de Pós-Graduação em Redes e Instalações de Gás Natural. Departamento de Engenharia Mecânica, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, 2000.
- Fthenakis, V.M.; Kim, H.C.. **Greenhouse-gas emissions from solar electric and nuclear power: A life-cycle study**. Energy Policy n.º 35, pp. 2549-2557, 2007.
- Google Earth 4.2. Programa de identificação geográfica – versão gratuita, Novembro de 2007.
- Hondo H.. **Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case**. Energy n.º 30, pp. 2042-2056, 2005.
- Joyce, A.. **Energia Fotovoltaica**. Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, Março de 2007.
- Jungbluth, N., Tuchschnid M.. **Photovoltaics**. Ecoinvent-report No. 6 – part XII, Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, CH, 2007.
- Marinoski, D.L.; Salamoni, I.T.; Rüther, R.. **Pré-dimensionamento de sistema fotovoltaico: Estudo de caso do edifício sede do CREA-SC**. I Conferência Latino-Americana de Construção Sustentável, 14 pp., 2004.
- Martinot, E.. **Renewables 2007 – Global Status Report**. Renewable Energy World, pp. 22 – 35, Março/Abril de 2008.
- Martins, N.L.P.. **Sistema Integrado de Produção e Armazenamento de Energia a Partir de Fontes Renováveis: Autonomização de uma Povoação de 150 Habitantes**. Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 103 pp., Dezembro de 2007.
- Menezes, A.G.. Apontamentos didácticos da disciplina “**Macroeconomia I**”, Departamento de Economia e Gestão, Universidade dos Açores, Fevereiro de 2007.

- Oliveira, N.. **DimPV© - Programa de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos.** Programa desenvolvido no âmbito da tese de mestrado. Simulação de uma Instalação Fotovoltaica com Ligação à rede Pública e numa habitação isolada. Julho de 2008.
- Pacca, S.; Sivaraman D.; Keoleian G.A.. **Life Cycle Assessment of the 33 kW Photovoltaic System on the Dana Building at the University of Michigan: Thin Film Laminates, Multi-crystalline Modules, and Balance of System Components.** Center of Sustainable Systems, University of Michigan, 87 pp., Junho de 2006.
- Paiva J.P.S.. **Redes de energia eléctrica: uma análise sistémica.** Instituto Superior Técnico, 2ª edição, 787 pp., Dezembro de 2007.
- Patel, M. R.. **Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis and Operation.** Second Edition, Taylor & Francis, pp. 143-181, 2006.
- Rodrigues, J. A.; Nicolau, I.. **Elementos de Cálculo Financeiro.** Áreas Editora, 8ª Edição, Lisboa, 412 pp., 2005.
- Rüther, R. **Instalações solares fotovoltaicas integradas a edificações urbanas e interligadas à rede eléctrica pública.** Florianópolis, 2000. (Referido por Marinoski *et al.*, 2004)
- Rüther, R. **Panorama actual da utilização da energia solar fotovoltaica e o trabalho do Labsolar nesta área.** Florianópolis, 1999.
- SimaPro 7.0 (Professional). Programa de Avaliação de Ciclo de Vida, Pré Consultants, The Netherlands.
- SolTerm 5.0 versão beta. Programa para Análise de Desempenho e pré-dimensionamento de Sistemas Solares. Desenvolvido por INETI, Lisboa.
- Spath P.L.; Mann M.K.. **Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined-Cycle Power Generation System.** National Renewable Energy Laboratory, Colorado, 2000.
- Stoppato A.. **Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation.** Energy n° 33, pp. 224-232, 2008.
- Vasilis F.; Alsema E.. **Photovoltaics Energy Payback Times, Greenhouse Gas Emissions and External Costs: 2004-early 2005 Status.** Progress in Photovoltaics: research and applications n° 14, pp. 275-280, Janeiro de 2006.

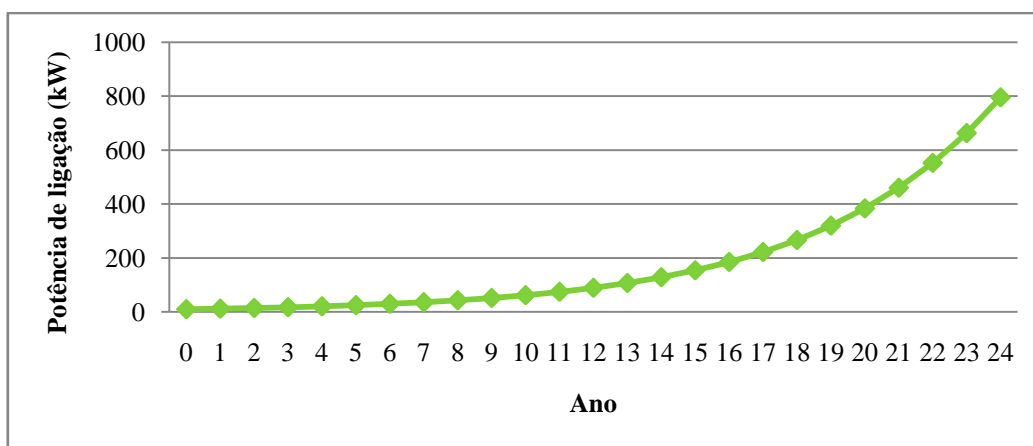
## WEBGRAFIA

---

- “Conergy”, acessado em Junho de 2008. [www.conergy.com](http://www.conergy.com)
- CRESEB, “Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito”, acessado em Julho de 2008. <http://www.cresesb.cepel.br/>
- DEGER, “DEGERenergy – Tracking Systems”, acessado em Junho de 2008. <http://www.degerenergie.de/en/technology/>
- EDP, “Energias de Portugal”, acessado em Julho de 2008. [www.edp.pt](http://www.edp.pt)
- EERE, “Energy Efficiency and Renewable Energy”, acessado em Março de 2008. [www.eere.energy.gov](http://www.eere.energy.gov)
- “Engifluido”, acessado em Maio de 2008. <http://engifluido.com>
- “Fuerzasolar”, acessado em Maio de 2008. [www.fuerzasolar.es](http://www.fuerzasolar.es)
- “IBC Solar”, acessado em Junho de 2008. [www.abc-solar.de](http://www.abc-solar.de)
- IES, “Institute for Environment and Sustainability”, acessado em Abril de 2008. <http://ies.jrc.ec.europa.eu>
- IM, “Instituto de Meteorologia”, acessado em Março de 2008. [www.meteo.pt](http://www.meteo.pt)
- “Inventux”, acessado em Junho de 2008. [www.inventux.com](http://www.inventux.com)
- LEEE, “Laboratório de Eficiência Energética em Edificações”, acessado em Abril de 2008. [www.labeee.ufsc.br](http://www.labeee.ufsc.br)
- “Renováveis na hora”, acessado em Julho de 2008. <http://www.renovaveisnahaora.pt/entrada>
- “Sol3G”, acessado em Junho de 2008. <http://www.sol3g.com>
- “VerdeSolar – Energias Renováveis”, acessado em Maio de 2008. [www.verdesolar.com](http://www.verdesolar.com)

## APÊNDICE A – Cálculo da Tarifa de Remuneração

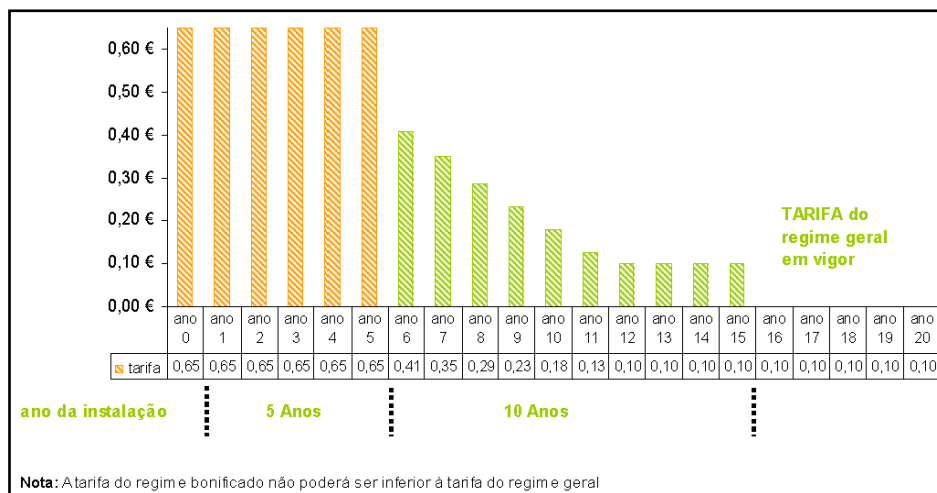
Para se ter acesso ao regime remuneratório bonificado, teve-se em conta os limites anuais de potência de ligação e a evolução da tarifa de venda de energia eléctrica à rede. A potência de ligação é sujeita a um limite anual, que no ano 2008 é de 10 MW<sup>6</sup> e este valor é acrescido anual e sucessivamente em 20 % (DL nº 363/2007) como se apresenta no **Gráfico A.1**.



**Gráfico A.1** Valor anual da potência de ligação.

A tarifa de referência a aplicar no ano 2008 é função da tecnologia de energia utilizada. No caso da energia Solar a tarifa a aplicar é de 0,65 €/kWh. Esta é a tarifa de referência aplicável aos primeiros 10 MW de potência de ligação registada, a nível nacional (Continente e Regiões Autónomas). Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada, a nível nacional, a tarifa de referência é sucessivamente reduzida de 5 %. No ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes, é garantida ao produtor a tarifa de referência em vigor na data de ligação (0,65 €/kWh). Após os cinco primeiros anos civis (excluindo o ano de ligação da instalação) de aplicação da tarifa garantida ao produtor, a tarifa de referência a aplicar no período adicional de dez anos será a tarifa de referência que vigorar a 1 de Janeiro, de cada ano, para as novas instalações ligar à rede. Depois de concluído o período adicional de 10 anos referido anteriormente, aplica-se a tarifa do regime geral em vigor (DL nº 363/2007). No **Gráfico A.2** apresenta-se a evolução da tarifa de venda, tendo por base o pressuposto de que a potência de ligação máxima é atingida anualmente.

<sup>6</sup> No âmbito desta dissertação, admitiu-se que a instalação deste sistema é realizada no ano 2008.



**Gráfico A.2** Gráfico da evolução da tarifa (Renováveis na Hora, 2008).

O cálculo da tarifa de venda é efectuado do seguinte modo:

$$TV_{ano\ i+1} = TV_{ano\ i} * 0,95^x ; x = \frac{PL_{ano\ i}}{10}$$

Onde: **TV** – Tarifa de venda (€)

**PL** – Potência de ligação (kW)

No âmbito deste trabalho, interessa saber a tarifa de venda de electricidade à RESP durante 25 anos e a evolução da tarifa de compra de electricidade à rede. A tarifa de venda foi determinada recorrendo fórmula apresentada anteriormente. Para determinar a evolução da tarifa de compra, recorreu-se à equação seguinte (Menezes, 2007) para determinar a taxa de crescimento médio anual<sup>7</sup> da mesma tarifa:

$$TC_{ano\ n+i} = TC_{ano\ n} * (1 + t)^i$$

Onde: **TC** – Tarifa de compra (€)

**t** – taxa de crescimento médio anual (%)

**i** – número de anos (diferença entre n+i e n)

Para este cálculo tiveram-se em conta as tarifas de compra de electricidade à EDP entre os anos de 2000 e 2008, para a tarifa “BTN-simples”, potência contratada 20,7 kVA (**Tabela A.1**), tendo-se obtido o resultado de  $t = 1,0329\ %$ .

<sup>7</sup> A taxa de crescimento médio do preço do kWh<sub>e</sub> é a taxa a que esse preço evoluiu, assumindo que o seu crescimento ocorre a uma taxa constante. (Menezes, 2007).

**Tabela A.1** Tarifa de compra do kWh eléctrico à EDP

Ano	Tarifa de compra
2000	0,0926 €
2001	0,0937 €
2002	0,0966 €
2003	0,0992 €
2004	0,1013 €
2005	0,1037 €
2006	0,1062 €
2007	0,1131 €
2008	0,1200 €

Depois de efectuados estas estimativas já se podem calcular os preços da remuneração anual para os sistemas PV em estudo. Na **Tabela A.2** apresenta-se a evolução da tarifa de venda e compra de electricidade à RESP para 25 anos de vida útil do sistema PV, bem como a tarifa de remuneração (TR) a aplicar no cálculo da remuneração adquirida pelos sistemas PV.

**Tabela A.2** Determinação da tarifa de remuneração durante 25 anos

Ano	PL (MW)	TV	TC	TR
ano 0 – 2008	10,00	0,6500 €	0,1200 €	0,6500 €
ano 1 – 2009	12,00	0,6500 €	0,1240 €	0,6500 €
ano 2 – 2010	14,40	0,6500 €	0,1280 €	0,6500 €
ano 3 – 2011	17,28	0,6500 €	0,1323 €	0,6500 €
ano 4 – 2012	20,74	0,6500 €	0,1366 €	0,6500 €
ano 5 – 2013	24,88	0,6500 €	0,1411 €	0,6500 €
ano 6 – 2014	29,86	0,4111 €	0,1457 €	0,4111 €
ano 7 – 2015	35,83	0,3528 €	0,1505 €	0,3528 €
ano 8 – 2016	43,00	0,2935 €	0,1555 €	0,2935 €
ano 9 – 2017	51,60	0,2354 €	0,1606 €	0,2354 €
ano 10 – 2018	61,92	0,1807 €	0,1659 €	0,1807 €
ano 11 – 2019	74,30	0,1315 €	0,1713 €	0,1713 €
ano 12 – 2020	89,16	0,0898 €	0,1770 €	0,1770 €
ano 13 – 2021	106,99	0,0569 €	0,1828 €	0,1828 €
ano 14 – 2022	128,39	0,0328 €	0,1888 €	0,1888 €
ano 15 – 2023	154,07	0,0170 €	0,1950 €	0,1950 €
ano 16 – 2024	184,88	0,0077 €	0,2015 €	0,2015 €
ano 17 – 2025	221,86	0,0030 €	0,2081 €	0,2081 €
ano 18 – 2026	266,23	0,0010 €	0,2149 €	0,2149 €
ano 19 – 2027	319,48	0,0002 €	0,2220 €	0,2220 €
ano 20 – 2028	383,38	0,0000 €	0,2293 €	0,2293 €
ano 21 – 2029	460,05	0,0000 €	0,2368 €	0,2368 €
ano 22 – 2030	552,06	0,0000 €	0,2446 €	0,2446 €
ano 23 – 2031	662,47	0,0000 €	0,2527 €	0,2527 €
ano 24 – 2032	794,97	0,0000 €	0,2610 €	0,2610 €

Para determinar os valores da tarifa de compra, utilizou-se a fórmula anterior, admitindo uma taxa de crescimento média anual de 1,0329 %. A coluna da TR é o máximo valor das colunas da TV e da TC. A análise da **Tabela A.2** permite concluir que a partir do ano 11 (12º ano de instalação do sistema PV) a tarifa remuneratória coincide com a tarifa de compra de electricidade à EDP, assumindo que a tarifa do regime bonificado não pode ser inferior à tarifa do regime geral (Renováveis na Hora, 2008). Esta tarifa remuneratória foi utilizada para determinar a remuneração possível dos diferentes sistemas PV, na **Secção 4.3.2**. Também para o cálculo da remuneração, foram necessários os valores de produção anual de cada sistema PV, que se apresentam na **Tabela A.3**.

**Tabela A.3** Produção de energia eléctrica anual (kWh<sub>e</sub>)

	<b>Sistema 1</b>	<b>Sistema 2</b>	<b>Sistema 3</b>	<b>Sistema 4</b>
<b>ano 1</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 2</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 3</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 4</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 5</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 6</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 7</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 8</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 9</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 10</b>	4916,47	6883,05	5275,63	7385,89
<b>ano 11</b>	4916,47	6883,05	4689,45	6565,23
<b>ano 12</b>	4916,47	6883,05	4689,45	6565,23
<b>ano 13</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 14</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 15</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 16</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 17</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 18</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 19</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 20</b>	4370,19	6118,27	4689,45	6565,23
<b>ano 21</b>	4370,19	6118,27	0,00	0,00
<b>ano 22</b>	4370,19	6118,27	0,00	0,00
<b>ano 23</b>	4370,19	6118,27	0,00	0,00
<b>ano 24</b>	4370,19	6118,27	0,00	0,00
<b>ano 25</b>	4370,19	6118,27	0,00	0,00
<b>Total:</b>	115 810	162 134	99 651	139 511

Estes valores foram obtidos a partir da **Tabela 3.10**.



Na **Tabela A.4** apresenta-se a receita anual estimada proveniente da energia eléctrica anual vendida/injectada na rede (**Tabela A.3**).

**Tabela A.4** Receita anual da venda de energia eléctrica

	<b>Sistema 1 (Fixo, 1ªG)</b>	<b>Sistema 2 (Móvel, 1ªG)</b>	<b>Sistema 3 (Fixo, 2ªG)</b>	<b>Sistema 4 (Móvel, 2ªG)</b>
<b>1º ano</b>	3.195 €	4.473 €	3.429 €	4.800 €
<b>2º ano</b>	3.195 €	4.473 €	3.429 €	4.800 €
<b>3º ano</b>	3.195 €	4.473 €	3.429 €	4.800 €
<b>4º ano</b>	3.195 €	4.473 €	3.429 €	4.800 €
<b>5º ano</b>	3.195 €	4.473 €	3.429 €	4.800 €
<b>6º ano</b>	3.195 €	4.473 €	3.429 €	4.800 €
<b>7º ano</b>	2.021 €	2.829 €	2.169 €	3.036 €
<b>8º ano</b>	1.734 €	2.428 €	1.860 €	2.605 €
<b>9º ano</b>	1.443 €	2.020 €	1.548 €	2.167 €
<b>10º ano</b>	1.157 €	1.620 €	1.242 €	1.738 €
<b>11º ano</b>	888 €	1.243 €	847 €	1.186 €
<b>12º ano</b>	842 €	1.179 €	803 €	1.124 €
<b>13º ano</b>	773 €	1.082 €	829 €	1.161 €
<b>14º ano</b>	798 €	1.118 €	857 €	1.200 €
<b>15º ano</b>	825 €	1.155 €	885 €	1.239 €
<b>16º ano</b>	852 €	1.193 €	914 €	1.280 €
<b>17º ano</b>	880 €	1.232 €	944 €	1.322 €
<b>18º ano</b>	909 €	1.273 €	975 €	1.366 €
<b>19º ano</b>	939 €	1.314 €	1.007 €	1.411 €
<b>20º ano</b>	970 €	1.358 €	1.041 €	1.457 €
<b>21º ano</b>	1.002 €	1.402 €	- €	- €
<b>22º ano</b>	1.035 €	1.449 €	- €	- €
<b>23º ano</b>	1.069 €	1.496 €	- €	- €
<b>24º ano</b>	1.104 €	1.545 €	- €	- €
<b>25º ano</b>	1.140 €	1.596 €	- €	- €

Da análise da **Tabela A.4**, pode-se concluir que os Sistemas 2 e 4 permitem uma maior remuneração anual, quando comparados com os sistemas 1 e 3. O Decreto-Lei nº 363/2007 refere que no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes, é garantida ao produtor a tarifa de referência em vigor na data de ligação (0,65 €/kWh<sub>e</sub>), o que justifica o mesmo valor de receita anual nos primeiros 6 anos (tendo em conta que nos primeiros 12 anos, na 1ªG e 10 anos, na 2ªG, a produção de energia eléctrica é igual).

## ANEXO I – Resultados do SolTerm

Na **Tabela I.1** apresentam-se os resultados obtidos do *SolTerm* para a cidade de Coimbra e para uma inclinação do módulo PV otimizada de 35°.

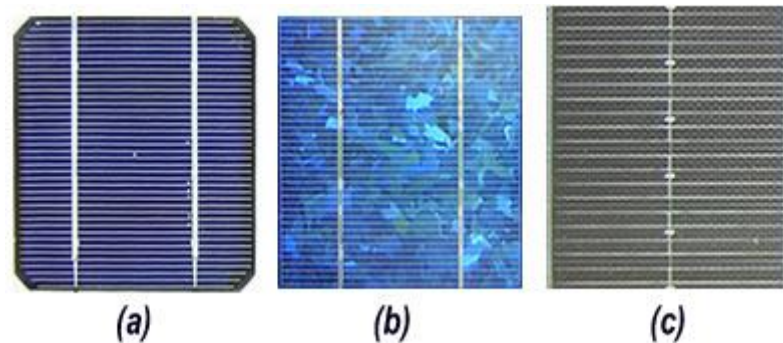
**Tabela I.1** Produção de energia eléctrica para sistemas fixos de 1ªG e 2ªG

	<b>En. Solar incidente nos módulos 1ªG (kWh)</b>	<b>En. Solar incidente nos módulos 2ªG (kWh)</b>	<b>Produção de energia eléctrica 1ªG (kWh)</b>	<b>Produção de energia eléctrica 2ªG (kWh)</b>
<b>Eficiência do sistema</b>	-	-	11,3 %	2,9 %
<b>Janeiro</b>	2485	5734	281	131
<b>Fevereiro</b>	2910	6714	330	177
<b>Março</b>	3590	8285	405	225
<b>Abril</b>	4312	9947	485	308
<b>Mai</b>	4794	11058	543	324
<b>Junho</b>	4709	10859	533	320
<b>Julho</b>	5343	12323	603	383
<b>Agosto</b>	5423	12510	611	402
<b>Setembro</b>	4370	10084	493	296
<b>Outubro</b>	3864	8917	436	262
<b>Novembro</b>	2961	6834	335	183
<b>Dezembro</b>	2509	5790	285	135
<b>Total:</b>	47270	109055	5338	3146

## ANEXO II – Tipos de Células PV e Processos de Fabrico

---

Nesta secção analisam-se as principais células PV existentes e os processos de fabrico associadas aos módulos PV que são utilizados, no âmbito desta dissertação. Os principais tipos de células fotovoltaicas apresentam-se na **Figura II.1** e serão posteriormente analisados.



**Figura II.1** Principais tipos de células fotovoltaicas: (a) silício mono-cristalino, (b) silício poli-cristalino e (c) silício amorfo (CRESEB, 2008).

- **Silício mono-cristalino (c-Si):** obtêm-se a partir de barras cilíndricas de silício mono-cristalino produzidas em fornos especiais. As células são obtidas por corte das barras em forma de pastilhas quadradas finas (0,4-0,5 mm de espessura). A sua eficiência na conversão de luz solar em electricidade varia entre 14 a 18 %. Por outro lado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico, devido à exigência de utilizar materiais em estado muito puro e com uma estrutura de cristal perfeita (CEEETA, 2002);
- **Silício poli-cristalino (p-Si):** são produzidas a partir de blocos de silício obtidos por fusão de bocados de silício puro em moldes especiais. Uma vez nos moldes, o silício arrefece lentamente e solidifica-se. Neste processo, os átomos não se organizam num único cristal. Forma-se uma estrutura poli-cristalina com superfícies de separação entre os cristais. A imperfeição do cristal reduz o rendimento eléctrico das células para 11% a 13%, mas também apresentam um custo de produção inferior por necessitarem de menos energia no processo de fabrico (CEEETA, 2002);
- **Silício amorfo (a-Si):** são obtidas por meio da deposição de silício em camadas muito finas, sobre superfícies de vidro ou metal. Comparando com o silício cristalino, esta tecnologia utiliza apenas cerca de 1 % de matéria-prima. A sua eficiência é cerca de metade da tecnologia de silício cristalino (variando entre 8 a 10%), mas o custo por watt produzido é significativamente inferior (CEEETA, 2002);

- **Células de multijunção:** os tipos de células descritos anteriormente apenas convertem a radiação infravermelha em energia eléctrica. A conversão das células PV é mais eficiente quando a energia da radiação coincide com o nível de energia do material semiconductor. A junção de múltiplos semicondutores permite a conversão de mais níveis de energia (comprimentos de onda) de radiação em energia eléctrica. Assim, estas células são compostas por múltiplas camadas de materiais semicondutores para converter um espectro mais amplo da luz solar em electricidade melhorando, deste modo, a sua eficiência. Os materiais geralmente utilizados são o arsenieto de gálio (GaAs), telurieto de cádmio (CdTe), fosforeto de índio (InP), entre outros. As eficiências destas células dependem das diversas junções possíveis e podem atingir cerca de 40 % (Carlson, 1995).

No âmbito desta dissertação, as tecnologias PV utilizadas, para os objectivos pretendidos, são as de silício poli-cristalino e silício amorfo, cuja comparação se apresenta na **Tabela II.1**.

**Tabela II.1** Comparação entre as tecnologias de silício cristalino e amorfo (Carlson, 1995)

	<b>Silício Cristalino</b>	<b>Silício Amorfo</b>
Estado actual	Maioria das aplicações terrestres e espaciais	Tecnologia recente em rápido desenvolvimento
Espessura	200 a 400 $\mu\text{m}$	2 $\mu\text{m}$ (menos de 1 % do que no silício cristalino)
Matéria-prima	Quantidades elevadas	Cerca de 3 % do que no silício cristalino
Eficiência de conversão	11 a 18 %	8 a 10 %

Analisando a **Tabela II.1** podem-se verificar as vantagens ambientais e energéticas, associados aos módulos PV de silício amorfo, quando comparados com os de silício cristalino. No entanto, a tecnologia de segunda geração é a mais fraca no que respeita à eficiência de conversão de energia solar em energia eléctrica.

O silício é o segundo elemento mais abundante na crosta da terra a seguir ao oxigénio, e na sua forma natural combina-se, quase exclusivamente, com o oxigénio originando dióxido de silício e silicatos (Jungbluth e Tuchschnid, 2007). O silício é produzido a partir da sílica ( $\text{SiO}_2$ ), adquirida como areia de quartzo, que reage com o carbono (madeira, carvão vegetal,

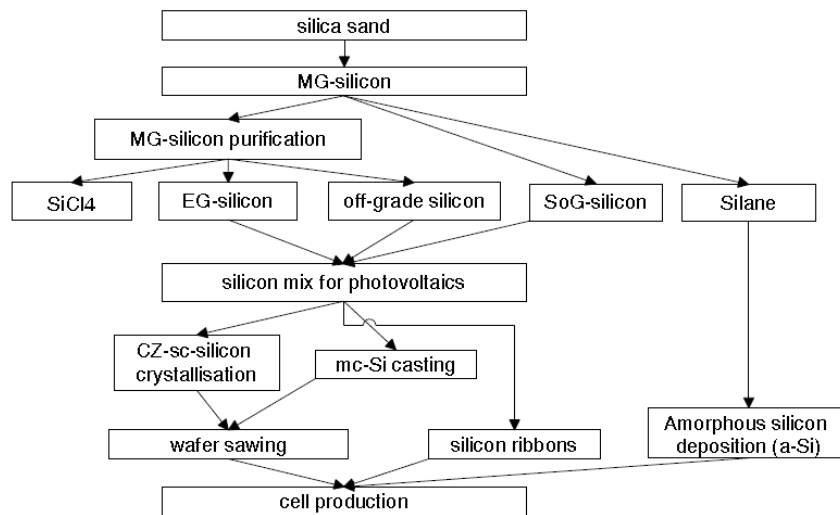
carvão) em fornos de arco eléctrico para produzir “silício de grau metalúrgico” (MG-Si), com uma pureza superior a 99 % (Fthenakis e Kim, 2007). Antes do silício poder ser usado para diversas aplicações como semicondutor, incluindo as células solares, ainda necessita de ser purificado, até níveis de impureza de 0.01 a 0.0001 ppm (partes por milhão em massa). Dependendo da concentração de impureza, o material é classificado como “silício de grau solar” (SoG-Si, 0.01 ppm) ou “silício de grau electrónico” (EG-Si, 0.0001 ppm). Na prática, a produção de EG-Si consiste em três processos principais: a conversão do MG-Si a gás (triclorosilano,  $\text{HSiCl}_3$  ou silano,  $\text{SiH}_4$ ), a purificação do gás por meios de destilação e, por fim, a deposição do silício solidificado no reactor “*Siemens*” (Jungbluth e Tuchschnid, 2007), onde ocorre o método de purificação mais comum, denominado método “*Siemens*”, para obtenção do silício poli-cristalino. Este é um processo altamente energético e requer cerca de 80 % da matéria-prima inicial de silício (Fthenakis e Kim, 2007). No que respeita à produção de SoG-Si, o método denomina-se por “*Siemens modificado*”<sup>8</sup>, cuja diferença fundamental é o seu consumo de energia ser relativamente inferior ao “*Siemens*”, devido às baixas exigências de purificação. Outros métodos apareceram para produzir SoG-Si, como aplicação da tecnologia do “*Reactor de Câmara Fluidizada*” para deposição do silício a partir do triclorosilano ou do silano (Jungbluth e Tuchschnid, 2007). de Wild-Scholten e Alsema (2005) estimaram que o consumo de electricidade seria 70 % mais baixo do que o consumo do processo “*Siemens*”.

Para se obter silício mono-cristalino utiliza-se o método “*Czochralski*” (CZ), que consiste na extracção de blocos de cristais de silício a partir do EG-Si derretido. Deste processo resultam poucas quantidades de resíduos, mas é requerida uma grande quantidade de energia. Os produtos de mono-cristalino, bem como os de poli-cristalino, são cortados em *wafers* - a base das células solares.

As células solares de filme fino são produzidas através de processos de deposição de vapor de matérias primas sólidas (para  $\text{CuIn}(\text{Ga})\text{Se}_2$  e  $\text{CdTe}$ ) ou gasosas (a-Si) (Fthenakis e Kim, 2007). Na **Figura II.2**, pode-se observar a diferença existente na cadeia de produção das células solares de silício cristalino e de silício amorfo.

---

<sup>8</sup> Devido ao forte crescimento na procura da indústria PV, nos últimos anos, foram desenvolvidos diversos métodos alternativos para produzir EG-Si e SoG-Si especificamente para aplicações PV. Então, os produtores de EG-Si começaram a produzir especificamente para a indústria PV, usando o mesmo equipamento que era usado para o EG-Si, mas com ligeiras adaptações das condições de produção – processo “*Siemens modificado*”.



**Figura II.2** Cadeia de produção de células PV baseadas em silício (Jungbluth e Tuchschnid, 2007).

O fabrico dos módulos de silício poli-cristalino difere do fabrico dos de silício amorfo, já que requerem a produção de cristais de silício. No entanto, os módulos de silício poli-cristalino não requerem cristais tão perfeitos como os requeridos para o fabrico de módulos de silício mono-cristalino e como tal, podem ser produzidos a mais baixo custo (Alsema, 2003). O fabrico dos módulos de filme fino (silício amorfo) não requer a formação de cristais de silício nem a produção de placas ou “*wafers*”, que constitui um processo energeticamente mais intenso do que o uso da deposição de silício gaseificada (Pacca *et al.*, 2006).

Os processos de produção das células solares cristalinas são os seguintes (Jungbluth e Tuchschnid, 2007):

1. As formas básicas requeridas para estes processos são as *wafers* de silício;
2. As *wafers* são inicialmente sujeitas a várias imersões químicas para remover danos microscópicos existentes na superfície.
3. O único lado polido é sujeito a um processo de “*doping*” de forma a criar a junção p/n fotoactiva. De seguida as *wafers* são cortadas visando obter um filme condutor negativo na sua superfície;
4. Um material de contacto previamente sujeito a uma impressão metálica é unido à *wafers* num forno;
5. As *wafers* são revestidas com um material anti-reflector no lado de frente (sujeito à radiação solar) para melhorar a sua eficiência. Por fim, as células são verificadas para determinar a sua eficiência final e outras propriedades eléctricas, bem como as suas características visuais e são posteriormente classificadas.

As células solares são encadeadas através de ligações de cobre e posteriormente embutidas em duas camadas de etil-vinil acetato (polímero), uma em cada lado da cadeia de células. A cobertura traseira consiste num filme de poliéster e polivinilfluor (filme isolante) e a parte dianteira é coberta com um filme de vidro. A “sanduíche” é unida sob condições de pressão e calor e as ligações eléctricas são isoladas. O então módulo PV recebe um caixilho de alumínio (Jungbluth e Tuchschnid, 2007).

A tecnologia de filmes finos aliada ao silício amorfo oferece uma oportunidade interessante de reduzir o custo dos materiais requeridos para as células solares. Uma vez que a célula solar de a-Si permite a absorção da luz solar com mais eficiência do que a de silício cristalino, a espessura da célula solar pode ser cerca de 100 vezes inferior do que as células convencionais. Os materiais de amorfo (com diferentes propriedades de absorção de luz) são continuamente depositados, num processo de rolo contínuo, de forma a obter um módulo PV. Este rolo é cortado com determinada área e pode ser posteriormente encaixilhado com alumínio (Jungbluth e Tuchschnid, 2007).

## *ANEXO III – Investimento Inicial dos Sistemas PV, no Contexto dos Cenários #1 e #3*

Na **Tabela III.1** e **III.2** apresentam-se os preços de cada componente dos sistemas PV e o investimento inicial de cada sistema PV, no contexto do cenário #1 e #3.

**Tabela III.1** Investimento inicial dos sistemas PV, cenário #1

Descrição	Preço Unitário	Sistema 1 (Fixo, 1ªG)		Sistema 2 (Móvel, 1ªG)		Sistema 3 (Fixo, 2ªG)		Sistema 4 (Móvel, 2ªG)	
		Quantidade	Preço	Quantidade	Preço	Quantidade	Preço	Quantidade	Preço
<b>Módulo Solar (1ª G)</b>	1.344 €	17	22.848 €	17	22.848 €	-	-	-	-
<b>Módulo Solar (2ª G)</b>	170 €	-	-	-	-	46	7.820 €	46	7.820 €
<b>Estrutura Fixa (base)</b>	114 €	5	570 €	-	-	12	1.368 €	-	-
<b>Estrutura Fixa (alarg.)</b>	66 €	4	264 €	-	-	11	726 €	-	-
<b>Estrutura Móvel 8B (1/2)</b>	16.080 €	-	-	1	16.080 €	-	-	-	-
<b>Estrutura Móvel 12</b>	21.300 €	-	-	-	-	-	-	1	21.300 €
<b>Inversor</b>	3.588 €	2	7.176 €	2	7.176 €	2	7.176 €	2	7.176 €
<b>Projecto/licenciamento</b>	1.560 € <sup>1</sup>	1	1.560 €	1	1.560 €	1	1.560 €	1	1.560 €
<b>Instalação</b>	2.340 € <sup>1</sup>	1	2.340 €	1	2.340 €	1	2.340 €	1	2.340 €
	<b>Total:</b>	-	<b>31.282 €</b>	-	<b>45.004 €</b>	-	<b>18.891 €</b>	-	<b>36.176 €</b>

NOTA: Os preços unitários apresentados incluem IVA e assumiu-se um desconto de 10% para os preços totais, de acordo com o que foi referido na **secção 3.3**.

<sup>1</sup> VerdeSolar, 2008.

Da análise da **Tabela III.1**, pode-se concluir que os Sistemas de 1ªG requerem um maior investimento quando comparados com os seus análogos de 2ªG, cerca de 65 e 24% maior, respectivamente entre os Sistemas 1 e 3 e os Sistemas 3 e 4.



**Tabela III.2** Investimento inicial dos sistemas PV, cenário #3

Descrição	Preço Unitário	Sistema 1		Sistema 2		Sistema 3		Sistema 4	
		Quantidade	Preço	Quantidade	Preço	Quantidade	Preço	Quantidade	Preço
<b>Módulo Solar (1ª G)</b>	1.344,00 €	220	295.680,00 €	220	295.680,00 €	-	-	-	-
<b>Módulo Solar (2ª G)</b>	170,00 €	-	-	-	-	243	41.310,00 €	243	41.310,00 €
<b>Estrutura Fixa</b>	-	-	25.984,00 €	-	-	-	11.656,05 €	-	-
<b>Estrutura Móvel 8B</b>	-	-	-	-	150.993,33 €	-	-	-	117520,38 €
<b>Inversor</b>	3.588,00 €	2	7.176,00 €	2	7.176,00 €	2	7.176,00 €	2	7.176,00 €
<b>Projecto/licenciamento</b>	1.560 € <sup>1</sup>	1	1.560 €	1	1.560 €	1	1.560 €	1	1.560 €
<b>Instalação</b>	2.340 € <sup>1</sup>	1	2.340 €	1	2.340 €	1	2.340 €	1	2.340 €
<b>Total:</b>		-	<b>299.466,00 €</b>	-	<b>411.974,40 €</b>	-	<b>57.637,85 €</b>	-	<b>152.915,74 €</b>

<sup>1</sup> VerdeSolar, 2008.

Tal como na **Tabela III.1**, os sistemas de 1ªG (Sistemas 1 e 2) requerem um maior investimento do que os seus análogos de 2ªG.