

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



**Estimativa da Produção de Sistemas Fotovoltaicos
Integrados em Edifícios**

Márcio Filipe Coelho Pereira

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

Orientador: Prof. Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro

Fevereiro de 2009

Resumo

A integração dos sistemas de energia no edificado começa a ter uma expressão significativa especialmente na sua forma de produção renovável fotovoltaica. Esta integração é desejável pelo seu carácter renovável, indo ao encontro de objectivos ambientais, e é também desejável pelo seu carácter distribuído, produzindo próximo do consumo, evitando perdas de transporte e utilizando o recurso disponível no consumidor. O planeamento energético com estes novos paradigmas de micro-produção dispersa requer a definição de estratégias de promoção e definição de políticas energéticas. Esta planificação só é possível com a ajuda de ferramentas de avaliação de potencial de produção adequadas. É baseado neste enquadramento e motivação que nesta dissertação se apresentam metodologias de avaliação do potencial de produção de sistemas fotovoltaicos BIPV em ambiente urbano.

Um sistema fotovoltaico integrado em edifícios (*BIPV*) é um sistema fotovoltaico com características específicas para a integração em edifícios e portanto com um grande potencial de integração em ambiente urbano. Este tipo de sistemas fotovoltaicos, para além de substituírem elementos arquitectónicos de um edifício, permite o aumento da eficiência energética do próprio edifício. Acresce ainda o facto de diminuir as perdas de transporte e distribuição, devido à produção de energia nos locais de consumo.

Com o objectivo de estimar o potencial fotovoltaico integrado em edifícios, foram desenvolvidas duas metodologias de estimativa da produção fotovoltaica.

A primeira metodologia permite obter uma estimativa da produção fotovoltaica anual numa superfície de um sistema fotovoltaico genérico. Esta permite uma análise da produção fotovoltaica sendo apenas considerada a orientação e inclinação de uma superfície, bem como o tipo de tecnologia utilizada. A metodologia foi validada para um exemplo prático, onde posteriormente se compararam os resultados obtidos com outros programas de simulação.

Quanto à segunda metodologia, esta pretende estimar o potencial fotovoltaico integrado em edifícios, de forma massiva para zonas urbanas. Para tal utilizaram-se modelos de análise espacial e tridimensional, suportados por sistemas de informação geográfica.

Palavras-chave: energias renováveis, BIPV, eficiência energética, modelização de produção fotovoltaica

Abstract

The integration of energy systems in buildings begins to have a significant expression, especially in renewable photovoltaic production. This is desirable not only by its renewable character, following the environmental objectives, but also desirable because of its distributed character, producing nears the consumption, avoiding transportation losses and using the available resources. The energetic planning with the news paradigms of microgeneration requires the definition of promotion strategies and energetic policies. This planning it's only possible with appropriated evaluation of production potential tools. It's based on this framework and motivation that in the present dissertation sets out evaluation methodologies of photovoltaic production BIPV systems, in urban environment.

A Building Integrated Photovoltaic (BIPV) system is a photovoltaic system with specific characteristics to building integration, and therefore with a huge potential in urban environment. This type of photovoltaic systems, besides replace the architectonic elements of a building, allows the improvement of building's energetic efficiency. It should be noted also, these systems reduce the losses in transmission and distribution, due to local generation.

With the objective to estimate the building integrated photovoltaic potential, were developed two methodologies.

The first one estimates the annual photovoltaic production in a generic photovoltaic system surface. This methodology allows the photovoltaic production analysis only considering the surface's orientation and inclination, and the type of used technology. The methodology was validated in a practical example, and compared with the results of others simulation programs.

The second methodology aims to estimate the building integrated photovoltaic potential, taking into account its urban environment. For that were used spatial and three-dimensional analysis models, supported by geographical information systems.

Keywords: renewable energy, BIPV, energetic efficiency, modelling of photovoltaic generation

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro, pela sua preciosa ajuda e orientação ao longo desta dissertação, mas também ao longo do curso.

Ao professor António Coelho, pela sua atenção, disponibilidade e ajuda.

Quero agradecer também ao Engenheiro Rui Azevedo, pela sua pronta disponibilidade em ajudar nos momentos chave ao longo desta dissertação.

A todos os meus colegas, pelo companheirismo, ajuda e força ao longo do curso.

Aos meus verdadeiros amigos, por todos os bons e maus momentos, por toda a ajuda que sempre me deram, e por toda a motivação e coragem que me transmitiram.

Agradeço também aos meus pais, por tudo aquilo que são, e por todos os conselhos que me deram ao longo do curso e da minha vida pessoal.

Por último, quero agradecer à minha grande amiga e namorada Maria, por toda a compreensão demonstrada, por todo o apoio e por toda a força nos momentos mais complicados.

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Motivação	3
1.3 - Objectivos.....	4
1.4 - Estrutura da dissertação.....	5
Capítulo 2	7
Estado da Arte.....	7
2.1 - Introdução.....	7
2.2 - <i>Building Integrated Photovoltaic Systems</i>	8
2.2.1 - Sistemas <i>BIPV</i> versus sistemas <i>building mounted</i>	10
2.2.2 - Sistemas isolados e sistemas ligados à rede eléctrica	11
2.2.3 - Condicionantes da integração fotovoltaica em edifícios	12
2.3 - Tecnologias fotovoltaicas e as suas características	14
2.3.1 - Encapsulamento das células.....	18
2.3.1.1 - Encapsulamento EVA	19
2.3.1.2 - Encapsulamento <i>Teflon</i>	20
2.3.1.3 - Encapsulamento em resina fundida	20
2.3.1.4 - Principais aspectos no Encapsulamento de filmes finos	21
2.4 - Oportunidades de integração fotovoltaica em edifícios	22
2.4.1 - Telhados	24
2.4.1.1 - Aplicações em telhados inclinados	25
2.4.1.2 - Aplicações em telhados planos	26
2.4.2 - Fachadas	28
2.4.3 - Átrios e Clarabóias	34

2.4.4 - Dispositivos solares de sombreamento	35
Capítulo 3	37
Conceitos base sobre cálculo de produção fotovoltaica	37
3.1 - Introdução	37
3.2 - Radiação solar incidente numa superfície	38
3.3 - Sombreamentos	43
3.4 - Cálculo da produção fotovoltaica.....	46
Capítulo 4	47
Metodologias de estimativa da produção fotovoltaica	47
4.1 - Introdução	47
4.2 - Modelo de cálculo da produção fotovoltaica numa superfície.....	48
4.3 - Modelação da produção fotovoltaica em ambiente urbano	51
4.3.1 - Metodologia de cálculo.....	51
4.3.1.1 - Manipulação de <i>layers</i> para cálculo da radiação solar	52
4.3.1.1.1 - Criar <i>Lattice</i>	53
4.3.1.1.2 - Função <i>Mosaic</i>	56
4.3.1.2 - Análise tridimensional de sombreamentos.....	56
4.3.1.3 - Estimativa da radiação total.....	59
Capítulo 5	63
Apresentação e Análise de Resultados.....	63
5.1 - Exemplo Prático.....	63
5.1.1 - Superfície orientada Sul e inclinada 30°	64
5.1.2 - Superfície orientada a Sul e inclinada 90°	65
5.1.3 - Superfície orientada a Este e inclinada 30°	67
5.1.4 - Superfície orientada a Este e inclinada 90°	68
5.1.5 - Superfície orientada a Norte e inclinada 30°.....	69
5.1.6 - Superfície orientada a Norte e inclinada 90°.....	71
5.1.7 - Superfície horizontal	72
5.2 - Radiação anual total incidente numa superfície	73
5.3 - Estimativa da produção anual fotovoltaica	74
5.3.1 - Tecnologia de silício monocristalino.....	75
5.3.2 - Tecnologia de silício policristalino	75
5.3.3 - Tecnologia de películas de filmes finos (a-Si).....	76
5.4 - Validação do modelo adoptado	77
Capítulo 6	79
Conclusões	79
Referências e Bibliografia	81
Anexos	87
Anexo A - Mapa de radiação solar e potencial fotovoltaico da Europa.....	88
Anexo B - Exemplos de aplicações Semi-Transparente fotovoltaicas.....	89
Anexo C - Determinação da irradiação extraterrestre diária numa superfície horizontal	91
Anexo D - Comparação dos resultados obtidos com outros <i>softwares</i>	92
Anexo E - <i>Datasheets</i> das diferentes tecnologias utilizadas	96

Lista de figuras

Figura 1.1 - Consumo de energia por sector em 2006, na Europa [2].	2
Figura 1.2 - Consumo de energia primária, por sector, em Portugal [4].	2
Figura 2.1- Cotação do mercado fotovoltaico mundial, em 2006 [14].	9
Figura 2.2 - Edifício <i>Mont-Cenis Academy Herne Sodingen</i> , Alemanha [16].	9
Figura 2.3 - Tipos de integração fotovoltaica em edifícios: a) Integração visual; b) Adição construtiva; c) Integração construtiva [18].	10
Figura 2.4 - Exemplo de um sistema FV ligado à rede eléctrica - <i>gried tied system</i> [21].	11
Figura 2.5 - Exemplo de um sistema FV isolado - <i>stand alone system</i> [21].	12
Figura 2.6 - Influência da temperatura nas curvas I-V e de potência dos módulos FV [24].	13
Figura 2.7 - Influência da temperatura na curva característica P-V [24].	13
Figura 2.8 - Relação entre o design urbanístico e o potencial fotovoltaico em fachadas [23].	14
Figura 2.9 - Exemplo de módulos FV de tecnologia: a) de silício cristalino e b) filmes finos [26].	15
Figura 2.10 - Crescimento da tecnologia de filmes finos no mercado FV [27].	15
Figura 2.11 - Exemplos de cores aplicadas às células FV policristalinas [26].	17
Figura 2.12 - Exemplo da aparência dos módulos STPV [30].	18
Figura 2.13 - Esquema representativo dos efeitos dos módulos STPV no interior do edifício [31].	18
Figura 2.14 - Módulo Vidro - Vidro (EVA) [20].	19
Figura 2.15 - Módulo Vidro - Película (EVA) [20].	19
Figura 2.16 - Módulo metal - película (EVA) [20].	19
Figura 2.17 - Módulo Película - Película (EVA) [20].	20
Figura 2.18 - Módulo de <i>Teflon</i> [20].	20
Figura 2.19 - Módulo Vidro - Vidro (resina fundida) [20].	21
Figura 2.20 - Esquema de encapsulamento de células de filmes finos em materiais envidraçados: montagem no topo do substrato [32].	21
Figura 2.21 - Esquema de encapsulamento de células de filmes finos em materiais envidraçados: montagem na parte posterior do substrato [32].	21

Figura 2.22 - Fracção de energia solar transmitida através dos elementos FV - ganho solar [29].	22
Figura 2.23 - Transparência do módulo FV em função do <i>g-value</i> e da potência [29].	23
Figura 2.24 - Ilustração do coeficiente de transmissão térmica [29].	23
Figura 2.25 - Esquema de um telhado frio - <i>cold roof</i> [33].	24
Figura 2.26 - Esquema de um telhado quente - <i>warm roof</i> [33].	25
Figura 2.27 - Sistema de montagem tipo para integração de sistemas FV em telhados inclinados [35].	25
Figura 2.28 - Corte longitudinal e transversal de uma montagem tipo para integração FV em telhados inclinados [20].	26
Figura 2.29 - Corte longitudinal de sistemas de montagem típicos para integração de telhas solares [20].	26
Figura 2.30 - Aplicação de tela solar em telhados planos [20].	27
Figura 2.31 - Aplicação de telhas solares em telhados planos [20].	27
Figura 2.32 - Camadas de um sistema BIPV em tela solar, típico em telhados planos [36].	28
Figura 2.33 - Esquema de uma fachada fria [20].	29
Figura 2.34 - Esquema de uma fachada quente, opaca [20].	29
Figura 2.35 - Esquema de uma fachada quente, transparente [20].	30
Figura 2.36 - Variação da produtividade com a inclinação e a orientação de um edifício [37].	30
Figura 2.37 - Radiação solar em fachadas orientadas a Sul: a) Inverno e b) Verão [39].	31
Figura 2.38 - Radiação solar em fachadas orientadas a Este: a) Inverno e b) Verão [39].	32
Figura 2.39 - Esquemas de representação de uma fachada na vertical (à esquerda) e do design dente de serra (à direita) [40].	32
Figura 2.40 - Esquema de integração fotovoltaica em fachadas do lado exterior ao material isolante [32].	33
Figura 2.41 - Esquema de integração fotovoltaica em fachadas do lado interior ao material isolante [32].	33
Figura 2.42 - Esquemas de fixação de módulos FV em fachadas: a) <i>Pressure-plate glazing</i> ; b) <i>Structural silicone glazing</i> [32].	34
Figura 2.43 - Dispositivo solar de sombreamento: palas de sombreamento nas janelas [42].	35
Figura 2.44 - Ilustração da funcionalidade das palas de sombreamento a) no Verão e b) no Inverno [43].	36
Figura 3.1 - Componentes da radiação solar [46].	38
Figura 3.2 - Ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol-Terra - declinação [48].	39
Figura 3.3 - Irradiância extraterrestre sobre uma superfície horizontal [48].	40
Figura 3.4 - Posicionamento do Sol relativamente a superfícies horizontais [48].	40
Figura 3.5 - Ângulo de incidência numa superfície inclinada e orientada [48].	41
Figura 3.6 - Trajectórias solares para a cidade do Porto, para os dias 21 de Dezembro (a vermelho) e dia 21 de Junho (a azul) [48].	44
Figura 3.7 - Ângulos de incidência solar: <i>hill shade</i> e <i>cast shade</i> [51].	45
Figura 3.8 - Determinação do <i>cast shade</i> [51].	45
Figura 3.9 - Determinação do ângulo de elevação de um objecto [20].	46

Figura 4.1 - Fluxograma do modelo de cálculo da produção fotovoltaica numa superfície. ...	50
Figura 4.2 - Integração de vários tipos de <i>layers</i> num SIG [56].	51
Figura 4.3 - Representação da criação de edifícios sobre um <i>DTM</i> [56].	52
Figura 4.4 - Fluxograma do modelo de cálculo de produção fotovoltaica em ambiente urbano.	52
Figura 4.5 - Representação de uma superfície com <i>mesh points</i> - <i>Lattice</i> [56].	53
Figura 4.6 - Ferramenta <i>MultiPatch Footprint</i> do <i>ArcToolbox</i>	54
Figura 4.7 - Exemplo de um <i>output</i> da ferramenta <i>MultiPatch</i>	54
Figura 4.8 - Ferramenta <i>Polygon to Raster</i> do <i>ArcToolbox</i>	55
Figura 4.9 - Exemplo de uma representação em <i>raster</i> [56].	55
Figura 4.10 - Ilustração da função <i>Mosaic</i> do <i>ArcGIS</i> ®.	56
Figura 4.11 - Análise do fenómeno <i>cast shade</i>	57
Figura 4.12 - Visibilidade entre células da representação <i>raster</i> numa fachada do edifício. ...	58
Figura 4.13 - Determinação das superfícies visíveis num edifício.	58
Figura 4.14 - Fluxograma da metodologia de cálculo da radiação fotovoltaica em zonas urbanas.	60
Figura 4.15 - Ilustração da radiação total anual em ambiente urbano [57].	61
Figura 4.16 - Identificação dos locais mais interessantes para sistemas BIPV [57].	62
Figura 5.1 - Variação da declinação ao longo do ano.	63
Figura 5.2 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Sul e inclinada 30°, para cada dia médio do mês.	64
Figura 5.3 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Sul e inclinada 90°.	66
Figura 5.4 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Este e inclinada 30°.	67
Figura 5.5 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Este e inclinada 90°.	69
Figura 5.6 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Norte e inclinada 30°.	70
Figura 5.7 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Norte e inclinada 90°.	71
Figura 5.8 - Componentes da radiação incidente numa superfície horizontal.	72
Figura 5.9 - Resultados da radiação total anual (kWh/m ²) em função do ângulo de azimute e da inclinação.	73
Figura 5.10 - Estimativa da produção anual (kWh/m ²), em função do ângulo de azimute e inclinação, para a tecnologia de silício monocristalino.	75
Figura 5.11 - Estimativa da produção anual (kWh/m ²) em função do ângulo de azimute e inclinação, para a tecnologia de silício policristalino.	76
Figura 5.12 - Estimativa da produção anual (kWh/m ²), em função do ângulo de azimute e inclinação, para a tecnologia de películas de filmes finos (a-Si).	77
Figura A.1 - Mapa do potencial fotovoltaico na Europa [57].	88
Figura B.1 - Módulos semi-transparentes fotovoltaicos de silício monocristalino [29].	89
Figura B.2 - Módulos semi-transparentes fotovoltaicos de filmes finos [29].	89
Figura B.3 - Módulos semi-transparentes fotovoltaicos de silício policristalino [29].	90

Figura D.1 - Comparação dos resultados para inclinação de 10 graus.....	92
Figura D.2 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 20 graus.....	92
Figura D.3 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 30 graus.....	93
Figura D.4 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 40 graus.....	93
Figura D.5 - Comparação de resultados obtidos para inclinação de 50 graus.....	93
Figura D.6 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 60 graus.....	94
Figura D.7 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 70 graus.....	94
Figura D.8 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 80 graus.....	94
Figura D.9 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 90 graus.....	95
Figura E.1 - <i>Datasheet</i> do módulo FV de tecnologia de silício monocristalino (frente).....	96
Figura E.2 - <i>Datasheet</i> do módulo FV de tecnologia de silício monocristalino (verso).	97
Figura E.3 - <i>Datasheet</i> do módulo FV de tecnologia de silício policristalino (frente).	98
Figura E.4 - <i>Datasheet</i> do módulo FV de tecnologia de silício policristalino (verso).	99
Figura E.5 - <i>Datasheet</i> do módulo FV de tecnologia de filmes finos - a-Si (frente).	100
Figura E.6 - <i>Datasheet</i> do módulo FV de tecnologia de filmes finos - a-Si (verso).....	101

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Eficiência das diferentes tecnologias de módulos FV [22].	16
Tabela 2.2 - Comparação entre eficiências das diferentes colorações das células FV [29].	17
Tabela 4.1 - Dia médio mensal	48
Tabela 5.1 - Radiação Global média mensal.	64
Tabela 5.2 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Sul e inclinada 30°.	65
Tabela 5.3 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Sul e inclinada 90°.	66
Tabela 5.4 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Este e inclinada 30°.	68
Tabela 5.5 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Este e inclinada 90°.	69
Tabela 5.6 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Norte e inclinada 30°.	70
Tabela 5.7 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Norte e inclinada 90°.	71
Tabela 5.8 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície horizontal.	72
Tabela 5.9 - Resultados obtidos para a radiação total anual numa superfície, em função dos ângulos de azimute e inclinação.	74

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

a-Si	Silício amorfo
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaic</i>
CdTe	Telurieto de Cádmio
CIS	Diselenieto de Cobre e Índio
CO ₂	Dióxido de Carbono
DEM	<i>Digital Elevation Models</i>
DTM	<i>Digital Terrain Models</i>
EVA	Etileno Vinil Acetato
FV	Fotovoltaicos
GEE	Gases com efeito de estufa
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
SHGC	<i>Solar Heat Gain Coefficient</i>
SIG	Sistema de Informação Geográfica
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
STPV	<i>Semi-transparent Photovoltaics</i>
TSET	<i>Total Solar Energy Transmittance</i>
UE	União Europeia
UV	Ultravioleta

Lista de símbolos

A	Área do módulo fotovoltaico
d _n	Dia do ano
E _{FV}	Energia total produzida
h	Irradiância global
h _b	Irradiância directa

h_d	Irradiância difusa
h_t	Irradiância total
h_p	Irradiância reflectida pelo solo
H	Irradiação Global
H_b	Irradiação Directa
H_d	Irradiação Difusa
H_t	Irradiação Total
H_0	Irradiação Extraterrestre
$H_{B,\alpha}$	Irradiação incidente no plano do módulo fotovoltaico
H_p	Irradiação reflectida pelo solo
I_{SC}	Constante solar
I_0	Irradiância Extraterrestre
K_T	Índice de atenuação
R_b	Coefficiente de correcção da irradiação directa
α	Ângulo de azimuth da superfície
β	Ângulo de inclinação da superfície
γ	Ângulo de elevação de um objecto
γ_s	Elevação solar
δ	Declinação
η_{FV}	Eficiência do módulo fotovoltaico
η_{MPPT}	Eficiência total do sistema inversor
θ_s	Ângulo de incidência solar
θ_z	Distância zenital
ρ	Reflectividade do solo
ϕ	Latitude
ψ_s	Azimuth solar
W	Velocidade angular da Terra
ω	Ângulo solar
ω_p	Ângulo de pôr-do-Sol
ω_s	Ângulo de saída do Sol
ω_{pp}	Ângulo de pôr do Sol relativamente ao módulo FV
ω_{sp}	Ângulo de saída do Sol relativamente ao módulo FV

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento

A situação energética mundial atravessa uma fase preocupante, e o tema “aquecimento global” é, hoje em dia, um tema muito assíduo em todo o mundo. A energia é a força motriz de uma sociedade, e as questões relacionadas com as alterações climáticas e a dependência dos combustíveis fósseis, obrigam à necessidade de repensar o modo em como se produz e consome energia.

Nos últimos anos, o aumento do preço dos combustíveis fósseis ilustrou o quão dependente destes está a situação energética mundial. Portugal, por exemplo, é um país com escassos recursos energéticos não renováveis, nomeadamente o petróleo, o carvão e o gás. Esta situação de escassez conduz a uma elevada dependência energética do exterior, sobretudo no que diz respeito à importação de fontes primárias de energia fóssil (84,1% em 2006 [1]).

Segundo as estatísticas, o consumo de energia na Europa aumenta a uma taxa de 1 a 2% ao ano e se nada for feito para inverter esta tendência, o consumo de energia pode aumentar em 10% nos próximos 15 anos. O sector dos edifícios é responsável por cerca de 40% da energia consumida na Europa (figura 1.1), e mais preocupante, ainda, é verificar que grande parte dessa energia é usada de forma ineficiente [2]. Sendo a energia “repartida” pelos vários sectores de actividades, é necessário actuar em cada um dos sectores com vista ao estabelecimento de medidas que levem ao cumprimento dos objectivos acordados no Protocolo de Quioto [3].

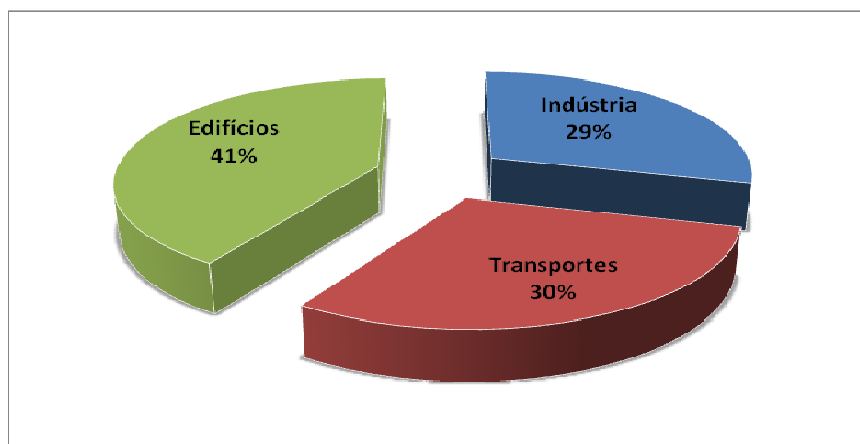


Figura 1.1 - Consumo de energia por sector em 2006, na Europa [2].

Em Portugal, e apesar da desaceleração do consumo total de energia nos últimos anos, o consumo de energia associado aos edifícios continua a crescer significativamente. Entre 2000 e 2005, verificou-se, para este sector, um aumento médio de 3,9% (figura 1.2) [4]. As diferentes comodidades que foram postas à disposição dos utilizadores, traduzem-se não só num acréscimo de investimento, mas também num maior consumo de energia e, por consequência, num aumento dos gases com efeito de estufa (GEE).

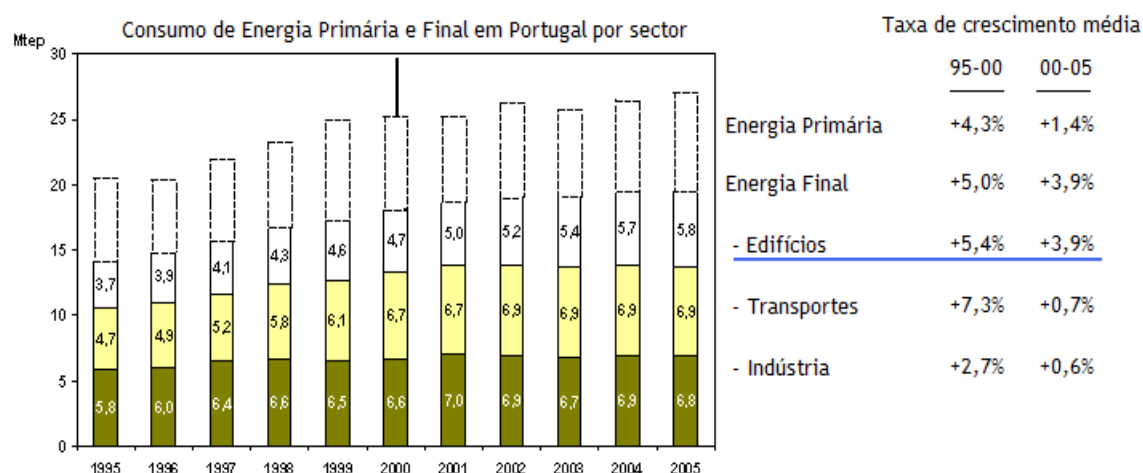


Figura 1.2 - Consumo de energia primária, por sector, em Portugal [4].

Contudo, grande parte deste consumo pode ser reduzida através de medidas de eficiência energética, contribuindo assim para a redução das emissões de CO₂, de extrema importância para o compromisso da UE no âmbito do Protocolo de Quioto.

Neste sentido, e para fazer face a esta situação, os Estados-Membros têm vindo a promover um conjunto de medidas, com o intuito de melhorar o desempenho energético e das condições de conforto nos edifícios. Surge assim a Directiva n.º 2002/91/CE, do Parlamento Europeu e do Conselho, de 16 de Dezembro, relativa ao desempenho energético dos edifícios [5]. Os objectivos desta directiva são essencialmente o desenvolvimento de uma metodologia de cálculo do desempenho energético relativo aos edifícios e a aplicação de requisitos mínimos para este desempenho, quer para os novos edifícios quer para os edifícios existentes que sejam sujeitos a grandes obras de remodelação. Outro aspecto importante

nesta directiva é a implementação de um sistema de certificação energética, de modo a que o utilizador fique automaticamente informado da qualidade, em termos energéticos, do edifício aquando da construção, da venda ou até mesmo do arrendamento [5].

Neste contexto, estratégias de eficiência energética e a aposta nas energias renováveis são vistas como um grande trunfo para amenizar estas consequências e uma solução para um futuro energético sustentável [1].

Com os novos paradigmas de micro-produção dispersa, nasce o conceito de produção nos próprios locais de consumo, servindo-se dos recursos energéticos disponíveis, sendo os sistemas fotovoltaicos os mais comuns neste contexto. O aproveitamento do recurso solar através de sistemas fotovoltaicos é uma estratégia interessante, tanto pelo seu carácter eminentemente distribuído quer pelo seu carácter ambiental.

A integração de sistemas fotovoltaicos nos edifícios começa a ter uma expressão considerável, sobretudo no que concerne à produção renovável. Para tal, o planeamento energético requer a definição de estratégias de promoção e definição de políticas energéticas. Este planeamento é possível com a ajuda de ferramentas e mecanismos adequados que permitam avaliar o potencial de produção.

1.2 - Motivação

Ao longo destes últimos anos verificou-se que a necessidade de otimizar o consumo de energia é fundamental. Essa necessidade é devida não só ao facto da preocupante dependência mundial em relação aos combustíveis fósseis, sobretudo quando estes são cada vez mais escassos, mas também devido aos compromissos internacionais relacionados com as emissões de gases que provocam o efeito de estufa. Estas questões ambientais bem como a eficiência energética, associadas ao gradual consumo de energia, especialmente nos edifícios, são factores a ter em conta para o desenvolvimento económico e sustentável de um país.

A integração de sistemas solares FV em edifícios, tema abordado por esta dissertação, é uma medida bastante plausível neste contexto, e pode ser vista como uma estratégia para o aumento da eficiência energética nos edifícios. Esta alternativa revela-se também interessante, na perspectiva em que elimina as perdas por transmissão e distribuição da produção centralizada convencional. De facto, a produção fotovoltaica vem-se inserindo nos últimos anos no ambiente urbano, não só para uso doméstico, mas também para edifícios comerciais e industriais, onde os períodos de ponta do diagrama de carga coincidem com o máximo de produção destes sistemas. Este novo conceito até pode ser considerado como um dos formatos de investimentos em energias endógenas que melhor se enquadra na actual realidade urbana, onde existe cada vez menos espaço.

O grande interesse e desenvolvimento na área da energia fotovoltaica e sobretudo do avanço tecnológico da segunda geração de produtos fotovoltaicos (películas finas), levam a que se reúnam cada vez mais condições atractivas para o desenvolvimento dos sistemas BIPV.

Contudo, a integração fotovoltaica no envelope do edifício tem algumas condicionantes, nomeadamente, no que diz respeito à orientação dos edifícios e da sua envolvente urbana, ao contrário das grandes centrais fotovoltaicas, onde estão inseridas numa vasta área sem grandes obstáculos ao seu redor. Os sombreamentos provocados por obstáculos que impedem

a radiação directa nos módulos FV, diminuem a produção fotovoltaica, daí ser necessário implementar ferramentas capazes de estudar o potencial do recurso solar, de modo a fundamentar as decisões de uma possível integração fotovoltaica numa determinada região.

É baseado nos factores anteriormente mencionados que nesta dissertação se apresentam metodologias capazes de estimar e avaliar o potencial da integração fotovoltaica em edifícios em ambientes urbanos.

1.3 - Objectivos

Os objectivos desta dissertação assentam sobretudo em quatro pontos fundamentais.

- Identificar as restrições associadas à integração fotovoltaica em ambientes urbanos, ao nível do recurso. A integração fotovoltaica num ambiente urbano, possui algumas condicionantes que influenciam o potencial do recurso energético. Pretende-se fazer um estudo que permita determinar que restrições existem e que influenciam o potencial energético deste tipo de sistemas;
- Identificar oportunidades de integração que surgem com as novas tecnologias associadas à integração fotovoltaica em edifícios. Com o grande desenvolvimento na área dos materiais FV, sobretudo com o aparecimento de novas tecnologias, existem cada vez maiores oportunidades de integração fotovoltaica nos materiais de construção. É por isso objectivo, fazer um estudo sobre quais são as possíveis soluções de integração destes sistemas na arquitectura do edifício;
- Criar metodologias de cálculo para a avaliação do potencial de produção fotovoltaico integrado em edifícios, sujeitas às restrições típicas de edifícios em ambiente urbano, para as diversas tecnologias. Uma vez que a integração fotovoltaica em edifícios envolve algumas restrições, nomeadamente sombreamentos, orientação dos edifícios e inclinação dos módulos, é necessário construir ferramentas simples e eficazes, que permitam estimar o potencial deste tipo de sistemas, tendo em conta as características das diferentes tecnologias que existem actualmente no mercado para a integração fotovoltaica em edifícios, bem como das condicionantes referidas;
- Modelar e avaliar o potencial de produção fotovoltaica, de forma massiva, para zonas urbanas, utilizando modelos de análise espacial e tridimensional, suportado por sistemas de informação geográfica (SIG). Através dos SIG, procurar implementar uma metodologia capaz de estimar o potencial da integração fotovoltaica numa zona urbana, de uma dada região.

1.4 - Estrutura da dissertação

Esta dissertação está estruturada em seis capítulos, sendo o presente, a introdução, o primeiro capítulo.

No capítulo 2 é efectuada a definição e caracterização dos sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios. Apresentam-se as restrições mais importantes que condicionam o potencial ao nível do recurso energético. São descritas as oportunidades de integração associadas a este tipo de sistemas. Elaborou-se também uma revisão dos diferentes tipos de tecnologias existentes no mercado, bem como das suas características.

No capítulo 3 são descritos os conceitos base sobre geometria solar, como ferramenta de suporte para cálculo de produção de sistemas fotovoltaicos, incluindo sombreamentos.

No capítulo 4 são descritas as duas metodologias utilizadas para o cálculo de produção de fotovoltaica. Numa primeira fase, é descrito o modelo adoptado que diz respeito ao cálculo da produção fotovoltaica para os diferentes tipos de tecnologias existentes, tendo em consideração as condicionantes associadas à inclinação e orientação dos módulos fotovoltaicos. O segundo modelo, baseia-se num modelo tridimensional que permite uma estimativa do potencial fotovoltaico em edifícios, tendo em conta a sua envolvente urbana.

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos bem como feita a sua análise.

Finalmente, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões obtidas nesta dissertação.

Capítulo 2

Estado da Arte

2.1 - Introdução

Os avanços na tecnologia têm criado várias alternativas para a produção de energia de forma sustentável, sendo uma das tecnologias renováveis mais promissoras a energia fotovoltaica. Para além de criar menores danos ambientais, pelas suas características, permite que a sua utilização e instalação seja feita próximo dos locais de consumo, de forma distribuída, minimizando assim as perdas de transporte e distribuição de energia. Devido a recentes projectos de investigação, na última década foi possível integrar esses mesmos sistemas em edifícios, locais onde o ser humano passa a maior parte da sua vida, seja em casa, no trabalho ou em lazer [6].

Grande parte do consumo de energia eléctrica tem lugar nos edifícios, devido à necessidade de climatização e iluminação em diferentes alturas do dia e do ano. Os sistemas de ventilação e de ar condicionado encontrados nos espaços comerciais e em escritórios, hoje em dia cada vez mais utilizados nos espaços residenciais, também têm uma grande contribuição no consumo de energia. As actividades que são realizadas dentro de um edifício, desde o simples acto de aquecer uma panela com água a processos que requerem um maior dispêndio de energia, contribuem para esse grande consumo de energia. Assim, a ideia de produzir localmente a energia consumida por um edifício é bastante interessante [7].

No que diz respeito à produção de energia nos próprios locais de consumo, temos o exemplo dos sistemas FV, que apesar de ser uma tecnologia já com um certo desenvolvimento, foi apenas na década de 90 que começaram a aparecer os primeiros sistemas FV integrados em edifícios, denominados, *Building Integrated Photovoltaic - BIPV* [8].

2.2 - Building Integrated Photovoltaic Systems

Um sistema *BIPV* consiste na integração de módulos FV na própria estrutura do edifício, como por exemplo em telhados ou em fachadas [9]. Os elementos FV para edifícios combinam, num único componente, diversas funções, nomeadamente, produção local de energia, isolamento térmico, design arquitectónico, sombreamento e protecção solar [10]. Os sistemas *BIPV* representam uma das mais promissoras fontes de aplicações de produtos FV. Existem duas principais vantagens nesta abordagem: em primeiro lugar a aparência visual e estética de um edifício que integre elementos FV, geralmente, é melhor quando comparado com os restantes edifícios, devido à aparência que se revela bastante atractiva dos módulos; em segundo lugar, existe uma poupança em termos de custo dos materiais normalmente utilizados (janelas, telhas, fachadas) [11]. Estes sistemas podem ser integrados tanto em edifícios residenciais, como em edifícios comerciais (shoppings, fábricas, escritórios, entre outros).

As vantagens de um sistema *BIPV* são várias [12], enumerando algumas tem-se:

- Crescimento de mercado - o mercado imobiliário é vasto, o que fornece um potencial de crescimento na integração de sistemas FV em edifícios;
- Eliminação de perdas de transmissão e distribuição - com estes sistemas, produz-se energia perto dos locais de consumo, eliminando assim as perdas de transmissão e distribuição da rede eléctrica;
- “Redução” dos custos dos módulos - os custos dos módulos FV são parcialmente reduzidos, pois acabam por substituir materiais de construção (telhas, janelas, materiais envidraçados) evitando assim custos associados a estes materiais;
- Abolição de estruturas de suporte e terrenos - deixam de ser necessárias as estruturas de suporte para a montagem dos componentes FV, uma vez que estes passam a fazer parte do envelope do edifício;
- Prestígio do edifício - a utilização de elementos FV no edifício promove a imagem deste e o seu impacte visual;
- Diminuição da ponta do diagrama de cargas - com estes sistemas consegue-se diminuir a ponta do diagrama de cargas, devido à produção de energia eléctrica proveniente do próprio sistema.

Estas vantagens abrem novas perspectivas e boas oportunidades de mercado para a indústria fotovoltaica [12].

Os países mais desenvolvidos, no que diz respeito à integração de sistemas FV em edifícios, são o Japão (638 MW de potência instalada, no fim de 2002) e Alemanha (277 MW de potência instalada em 2002), seguidos pelos Estados Unidos (212 MW). Países como a Holanda, Espanha, Suíça e França também revelam um forte crescimento neste mercado [13].

No que diz respeito à liderança no mercado fotovoltaico, a figura 2.1 mostra as principais empresas neste ramo.

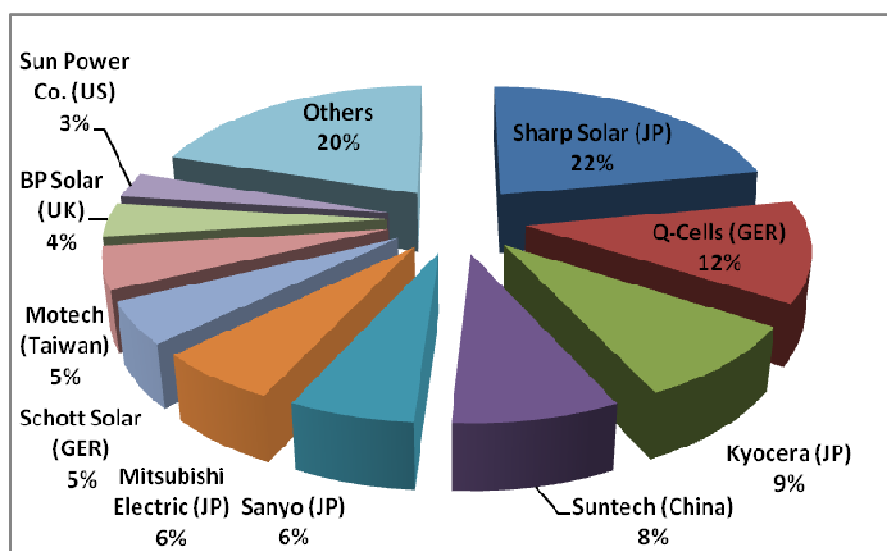


Figura 2.1- Cotação do mercado fotovoltaico mundial, em 2006 [14].

De facto, o mercado fotovoltaico cresceu muito nas últimas décadas, e os projectos *BIPV* também acompanharam, de certa forma, este crescimento. No início, apenas se verificaram projectos *BIPV* entre os 5-10 kW na integração de módulos FV em fachadas, chegando a 1 MW de potência instalada no projecto fotovoltaico do edifício da *Academy Mont-Cenis* (figura 2.2). Posteriormente vários projectos de algumas centenas de kilowatt levaram ao grande interesse de companhias e instituições públicas neste tipo de sistemas [15].



Figura 2.2 - Edifício *Mont-Cenis Academy Herne Sodingen*, Alemanha [16].

Em Portugal, começam a aparecer os primeiros edifícios com sistemas *BIPV*. O Edifício Solar XXI do departamento de Energias Renováveis do INETI (12 kWp), em Lisboa, é um exemplo muito recente da integração fotovoltaica em edifícios.

O mercado *BIPV* está em crescente popularidade à medida que cada vez mais arquitectos e construtores começam a compreender as potencialidades existentes nesta área. Os incentivos que têm existido, nomeadamente, no mercado europeu podem proporcionar um desenvolvimento atractivo nesta área, pois tanto os proprietários dos edifícios como os próprios investidores, vêem uma oportunidade de negócio neste tipo de sistemas [17].

Como já foi referido, os sistemas *BIPV* podem ser uma alternativa revolucionária na redução das emissões de CO_2 , pois utilizam uma fonte de energia limpa. Porém, ainda é necessária uma maior investigação e desenvolvimento desta tecnologia de modo a existir uma maior integração de elementos FV nos edifícios, tornando assim esta tecnologia mais acessível [17].

Alguns autores classificam os sistemas *BIPV* segundo três níveis de integração fotovoltaica: integração visual, adição construtiva, e integração construtiva (figura 2.3) [18].

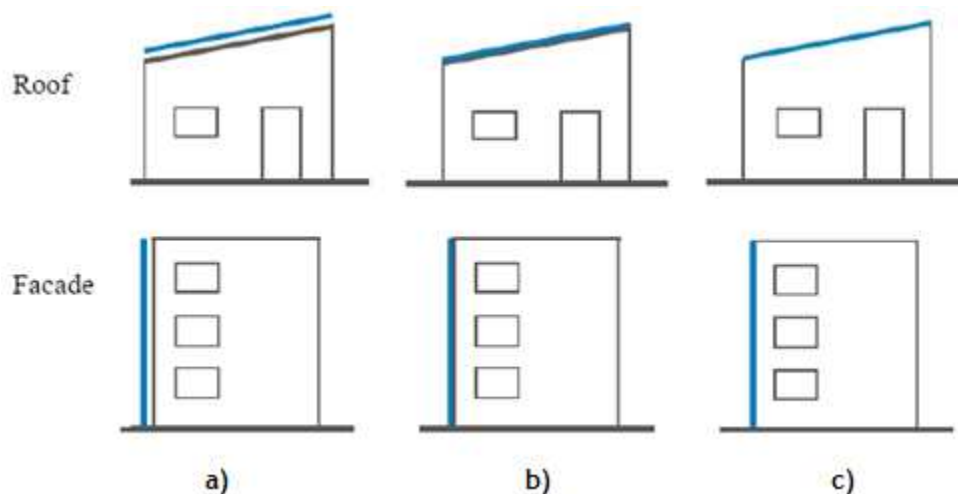


Figura 2.3 - Tipos de integração fotovoltaica em edifícios: a) Integração visual; b) Adição construtiva; c) Integração construtiva [18].

Contudo existe alguma incoerência entre o que se deve considerar, ou não, como um sistema *BIPV*. Nesta dissertação, apenas será considerado como um sistema *BIPV* a integração de sistemas FV que de algum modo beneficiem aspectos construtivos de um edifício, como por exemplo melhoramento do isolamento térmico, protecção climática ou poupança em materiais de construção. O caso do nível de integração visual, não é, nesta dissertação, considerado um sistema *BIPV*, pois apenas beneficia o edifício no seu aspecto visual e arquitectónico, ou seja, de uma forma não construtiva. Assim, quando se faz referência a um sistema *BIPV* consideram-se situações que apenas englobem os níveis de adição construtiva e integração construtiva (figura 2.3 b) e c), respectivamente).

2.2.1 - Sistemas *BIPV* versus sistemas *building mounted*

Os sistemas FV também podem ser integrados em edifícios já existentes, designados de *building mounted*. Hoje em dia a maior parte dos sistemas FV são montados nos edifícios, ou seja, não são integrados nos edifícios, tomando por isso esta designação. Porém, quando se comparam, a nível económico, estes dois sistemas verifica-se que os sistemas *building mounted* são mais dispendiosos [19]. Esses custos adicionais devem-se sobretudo a:

- Cablagem - todos os sistemas FV requerem a cablagem adequada, contudo os sistemas *building mounted* requerem uma cablagem adicional pois esta terá de ser adaptada e integrada na instalação eléctrica do edifício;
- Estruturas de montagem e suporte - estas estruturas de suporte são necessárias para a orientação e inclinação dos módulos FV;
- Reforços do telhado - os telhados dos edifícios existentes, na sua generalidade, não foram projectados para suportar o peso adicional que um sistema FV acarreta, nomeadamente, os próprios componentes do sistema, acumulação de gelo e neve, assim como questões relacionadas com a manutenção.

2.2.2 - Sistemas isolados e sistemas ligados à rede eléctrica

Os sistemas FV podem ser distinguidos entre dois grupos: sistemas ligados à rede e sistemas isolados. Os sistemas isolados foram o primeiro campo de operação económica dos sistemas FV. Este tipo de sistemas é mais comum onde não se verifica o fornecimento da energia por parte da rede. Este cenário mostra um grande potencial para a implementação destes sistemas em países em vias de desenvolvimento, onde existem grandes áreas sem fornecimento de energia eléctrica [20].

Contudo, a maioria dos sistemas *BIPV* estão ligados à rede eléctrica - *grid-tied* (figura 2.4) mas também podem funcionar como um sistema isolado - *stand-alone* (figura 2.5). Um dos benefícios dos sistemas ligados à rede é que tanto o “proprietário” do edifício, como a concessionária da rede de distribuição beneficiam com este sistema *grid-tied*. A contribuição da energia solar reduz os custos da factura eléctrica para o “proprietário” do edifício, enquanto que a electricidade excedente pode ser vendida à rede, contribuindo assim para o fornecimento de energia. A capacidade de armazenamento dos sistemas isolados, *stand-alone*, é bastante importante, pois a energia produzida que não é necessária durante o dia pode ser armazenada para ser utilizada nos períodos em que não existe produção. Na prática, os sistemas isolados necessitam de armazenar energia, de forma a compensar o desfasamento entre a produção de energia e a sua necessidade, uma vez que não têm a mesma garantia de abastecimento que os sistemas ligados à rede [9].

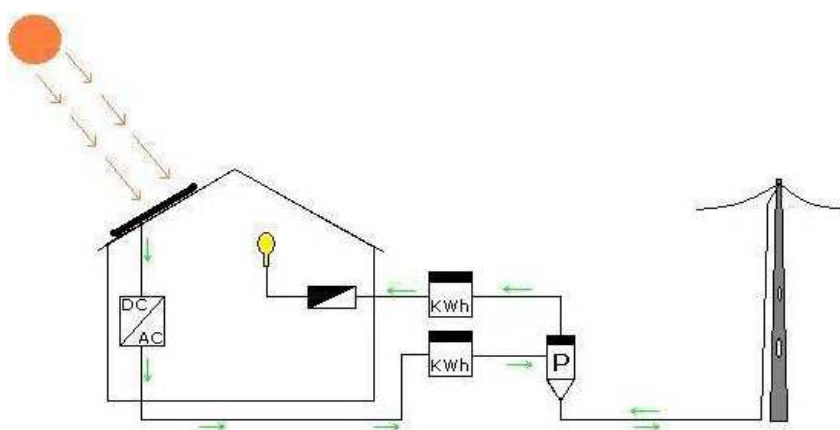


Figura 2.4 - Exemplo de um sistema FV ligado à rede eléctrica - *grid tied system* [21].

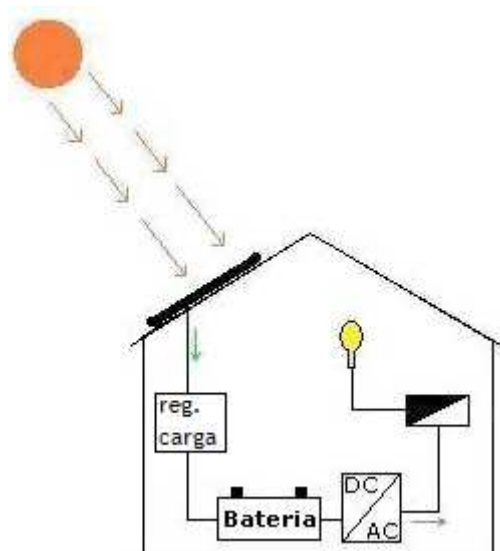


Figura 2.5 - Exemplo de um sistema FV isolado - *stand alone system* [21].

2.2.3 - Condicionantes da integração fotovoltaica em edifícios

Um sistema *BIPV* possui algumas limitações, quer de natureza climática ou meteorológica, quer de natureza técnica. Em termos meteorológicos ou climáticos, essas limitações prendem-se sobretudo com as condições meteorológicas do local e do meio envolvente onde o edifício está construído. Referem-se essencialmente às temperaturas médias no local e à radiação média solar. Estes factores, são limitativos, acabam por condicionar a orientação assim como a inclinação do sistema *BIPV* [8]. De facto a localização geográfica de um edifício é extremamente importante para estes sistemas e, apenas como exemplo, os locais mais a norte da Europa têm menos radiação solar disponível (figura A.1 em anexo A). Quanto maior é a disponibilidade do recurso solar num determinado local, maior é a produção eléctrica e consequentemente maior o seu potencial e viabilidade. As regiões subtropicais, ou seja, aquelas que apresentam um Inverno pouco rigoroso e temperaturas médias em torno de 30°, oferecem um recurso solar melhor do que regiões mais temperadas, como é o caso da Europa [22].

É também importante notificar que a eficiência dos módulos FV diminui com o aumento da temperatura (figura 2.6). Os locais com uma temperatura média anual mais elevada, podem constituir um problema no dimensionamento e optimização de um sistema *BIPV*. Para minimizar esta situação, a ventilação tem um papel fundamental no arrefecimento das células [23].

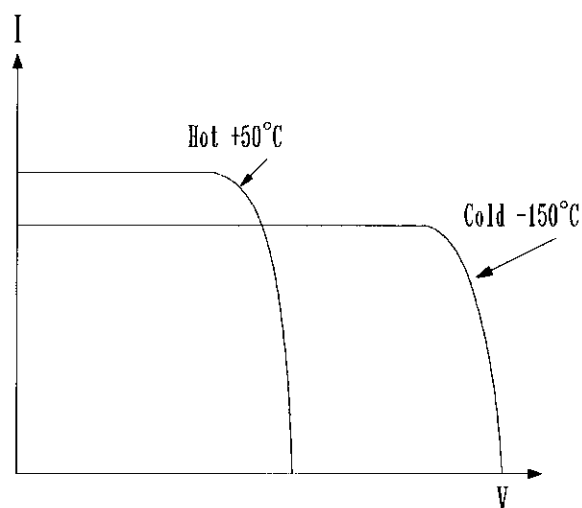


Figura 2.6 - Influência da temperatura nas curvas I-V dos módulos FV [24].

Com o aumento da temperatura, a corrente de curto-circuito aumenta, e por outro lado, a tensão de circuito aberto diminui. Estes efeitos têm consequências ao nível da potência dos módulos FV (figura 2.7) [24].

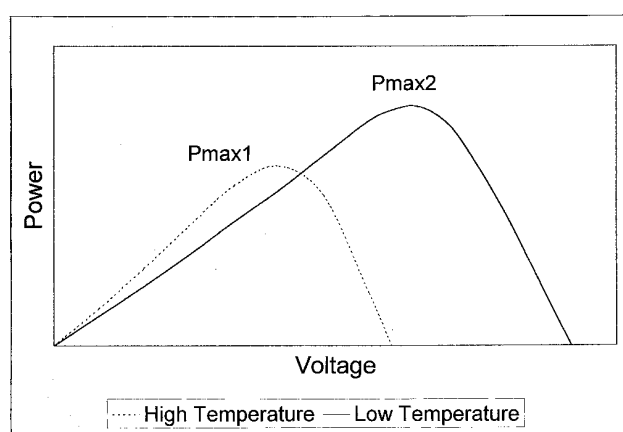


Figura 2.7 - Influência da temperatura na curva característica P-V [24].

Outra limitação que existe num sistema *BIPV*, é a geometria e a aceitabilidade na envolvente urbana. Assim sendo, e na sua generalidade, áreas em que existe um desenvolvimento urbano muito compacto, mas com edifícios ou outras estruturas já com uma certa dimensão, podem ter um bom potencial para a integração destes sistemas em telhados. Por outro lado, em áreas cujo desenvolvimento urbano seja menor e haja uma maior variedade na dimensão dos edifícios ou estruturas envolventes, a integração de sistemas fotovoltaicos em fachadas pode revelar-se uma boa opção [23]. A figura 2.8 mostra alguns *layouts* de um desenvolvimento urbano. Esta figura pretende ilustrar como o potencial fotovoltaico em fachadas é afectado pelo design urbanístico¹.

¹ Todos os designs urbanísticos da figura 2.8 apresentam o mesmo *plot ratio* (quociente entre área de construção e área total).

Urban Form (Plot ratio 1.7)	View	Climate	% of facade area with annual irradiation ≥800 [kWh m ²]
Pavilion-Court		Athens, GR	30 %
		Torino, I	17 %
		Fribourg, CH	6 %
		Cambridge, UK	2 %
		Trondheim, N	7 %
Pavilion		Athens, GR	24 %
		Torino, I	13 %
		Fribourg, CH	4 %
		Cambridge, UK	1 %
		Trondheim, N	6 %
Slab		Athens, GR	39 %
		Torino, I	23 %
		Fribourg, CH	7 %
		Cambridge, UK	2 %
		Trondheim, N	9 %
Terrace		Athens, GR	50 %
		Torino, I	38 %
		Fribourg, CH	11 %
		Cambridge, UK	2 %
		Trondheim, N	14 %

Figura 2.8 - Relação entre o design urbanístico e o potencial fotovoltaico em fachadas [23].

2.3 - Tecnologias fotovoltaicas e as suas características

Actualmente, a matéria-prima mais utilizada no fabrico das células solares é o silício. O silício é, a seguir ao oxigénio, a matéria mais abundante à face da Terra. Assim, o sistema de produção de electricidade a partir da radiação solar, dispõe de um “combustível” infinito, o Sol, e de uma tecnologia que utiliza uma matéria-prima quase inesgotável, o silício [25].

No mercado actual, existem basicamente duas tecnologias de módulos fotovoltaicos que mais se utilizam nestes sistemas:

- Produtos cristalinos (figura 2.9 a)) - incluem as células fotovoltaicas feitas de silício cristalino e produzem entre 75-140 W/m² [9]. Estes produtos subdividem-se em dois tipos de tecnologias:
 - Silício monocristalino - o silício que compõe as células fotovoltaicas é um único cristal. A rede cristalina tem muito poucas imperfeições, ou seja, é praticamente homogénea. O processo de fabrico é complexo, contudo é o que proporciona maior eficiência [25];
 - Silício policristalino - ao contrário do caso anterior é formado por vários cristais. O processo de cristalização não é tão cuidadoso como o anterior, tornando-se assim menos dispendioso, mas apresenta eficiências ligeiramente mais baixas [25].
- Produtos de filmes finos (figura 2.9 b)) - constituídos tipicamente por finas camadas de material fotovoltaico colocadas num substrato de vidro ou metal e utilizam técnicas de fabrico por deposição em vácuo. Actualmente, os materiais de filmes finos que estão a ser comercializados produzem cerca de 40 a 65 W/m² [9].

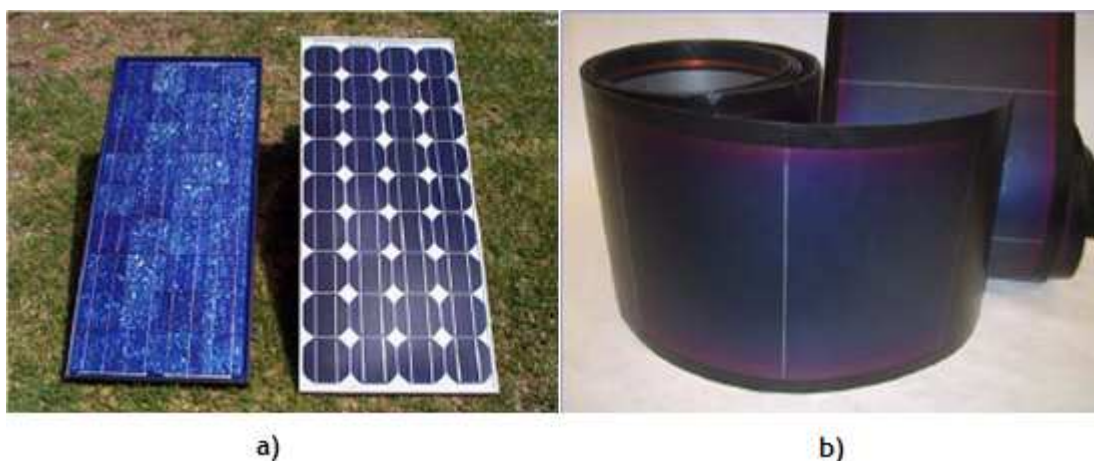


Figura 2.9 - Exemplo de módulos FV de tecnologia: a) de silício cristalino e b) filmes finos [26].

Uma característica que diferencia as células de filmes finos, das células de silício cristalino é o tipo de interligação. No caso das células de silício cristalino, estas são soldadas de célula para célula, interligação externa, enquanto as células de filmes finos são interligadas monoliticamente, ou seja, as células são separadas electricamente e interligadas em etapas estruturais, criando assim as finas ranhuras transparentes entre as células individuais, bem visíveis na figura 2.9b). Estas ranhuras são normalmente muito finas, de forma a maximizar a produção energética, porém podem ser utilizadas como um elemento de estética e tomarem diferentes espaçamentos [20].

Apesar da tecnologia de silício cristalino dominar o mercado fotovoltaico, inclusive nas aplicações de sistemas *BIPV*, a sua posição no mercado está a ser confrontada pelas soluções da tecnologia de filmes finos, uma vez que esta tem apresentado nos últimos anos um forte crescimento (figura 2.10). A tecnologia de filmes finos, não só maximiza a superfície exposta à radiação solar para uma mesma quantidade de silício, como também permite soluções mais flexíveis e prontamente ligadas às superfícies de materiais convencionais. Algumas são finas o suficiente que permitem integração em vidros possibilitando inúmeras aplicações [17]. Além disso têm também uma vantagem em relação à tecnologia de silício cristalino, pois apresentam uma menor deterioração do desempenho para elevadas temperaturas [20].

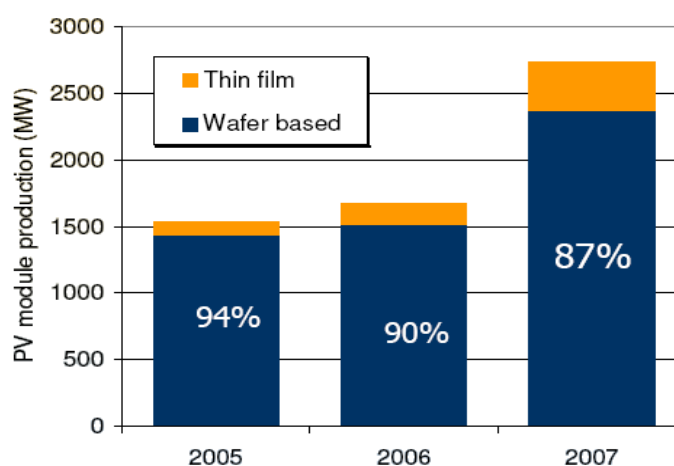


Figura 2.10 - Crescimento da tecnologia de filmes finos no mercado FV [27].

No que diz respeito à tecnologia de filmes finos, actualmente, existem disponíveis no mercado fotovoltaico, três tipos de módulos fabricados a partir dos seguintes materiais semicondutores: silício amorfo (a-Si), Diselenieto de Cobre e Índio (CIS) e Telurieto de Cádmio (CdTe) [22].

A dimensão de um sistema *BIPV* é fisicamente limitada devido às dimensões da área disponível do edifício. O equilíbrio entre a potência necessária para alimentar o edifício e a área disponível determinará o tipo de tecnologia que será usada. Os sistemas que utilizem filmes finos necessitam de maior área, apesar de terem custos inferiores, quando comparados com sistemas que utilizem células de silício cristalino. Por outro lado, quando existem projectos com limite de orçamento mas o edifício é constituído por uma grande superfície orientada a sul, a utilização da tecnologia de filmes finos pode ser a opção mais apropriada [8].

Actualmente, o mercado fotovoltaico é extremamente sensível em termos de preços, porque depende de incentivos e apenas tem uma pequena margem no que diz respeito a questões de estética e visibilidade social. O crescimento do mercado *BIPV* será mais determinante quando a tecnologia de filmes finos, que apesar de ter uma eficiência mais baixa (tabela 2.1), proporciona grandes níveis de integração em termos estéticos, se tornar mais competitiva na relação custo-eficiência quando comparada com a tecnologia de silício cristalino [28]. A menor eficiência do silício policristalino, quando comparado com o monocristalino é contrabalançada pelas vantagens que oferece em termos do preço final, que advém dos menores custos de fabrico [20].

Tabela 2.1 - Eficiência das diferentes tecnologias de módulos FV [22].

Tecnologia	Película Fina			Produtos Cristalinos	
	Silício amorfo (a-Si)	Telurieto de Cádmio (CdTe)	CI(G)S	Monocristalino	Policristalino
Rendimento da célula em <i>STC</i>*	5-7%	8-11%	7-11%	16-19%	14-15%
Rendimento do módulo				13-15%	12-14%
Área necessária por kW**	15 m ²	11 m ²	10 m ²	aprox. 7 m ²	aprox. 8 m ²
*Standard Test Conditions: 25°C, irradiância de 1000W/m ² , massa de ar=1,5					
**kW=kilowatt. Os produtos e sistemas FV são classificados pela energia que geram nas condições <i>STC</i>					

Em geral, a cor predominante das células fotovoltaicas de silício cristalino é o azul, mas no mercado já existem outras opções (figura 2.11). Apesar das células coloridas produzirem menos energia (tabela 2.2), quando comparadas com a cor padrão (azul), poderão existir factores estéticos mais importantes que levem à escolha destes componentes [29].

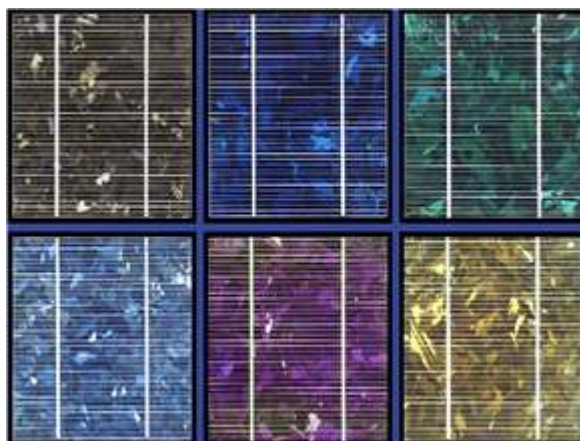


Figura 2.11 - Exemplos de cores aplicadas às células FV policristalinas [26].

Tabela 2.2 - Comparação entre eficiências das diferentes colorações das células FV [29].

Cor	Células Policristalinas	Células Monocristalinas
Azul	100%	100%
Cinzentos	73-80%	84%
Vermelho	77-80%	-
Castanho	81-90%	87%
Amarelo	83-93%	81%
Verde	89-98%	-
Magenta	-	78%

Relativamente à sua transparência, os elementos fotovoltaicos podem dividir-se em três grupos distintos: transparentes, semi-transparentes e opacos. Quando um módulo fotovoltaico substitui uma janela, ou um outro tipo de elemento envidraçado, a transparência torna-se um factor muito importante no que diz respeito ao bem-estar no interior do edifício, como também à contribuição térmica e iluminação natural. Mas, nestas circunstâncias, quanto maior for o grau de transparência, menor será a sua eficiência [29].

As aplicações fotovoltaicas semi-transparentes (*semi-transparent photovoltaics* - STPV) (figura 2.12) diferem das outras, uma vez que incorporam células fotovoltaicas com um determinado padrão (quadrado, círculo, hexágono), em materiais envidraçados. Dependendo do tipo e da disposição das células, podem conseguir-se diferentes níveis de radiação solar e de penetração da luz natural. Para além de produzirem uma energia limpa, os módulos STPV ajudam na iluminação natural dos edifícios. Os edifícios que incorporam estes elementos podem ter a vantagem do aquecimento natural no Inverno e iluminação natural através da penetração directa da radiação solar (figura 2.13) [30].

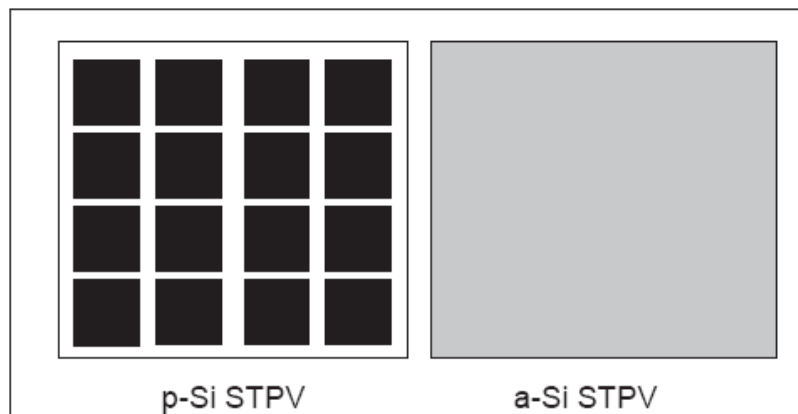


Figura 2.12 - Exemplo da aparência dos módulos STPV [30].

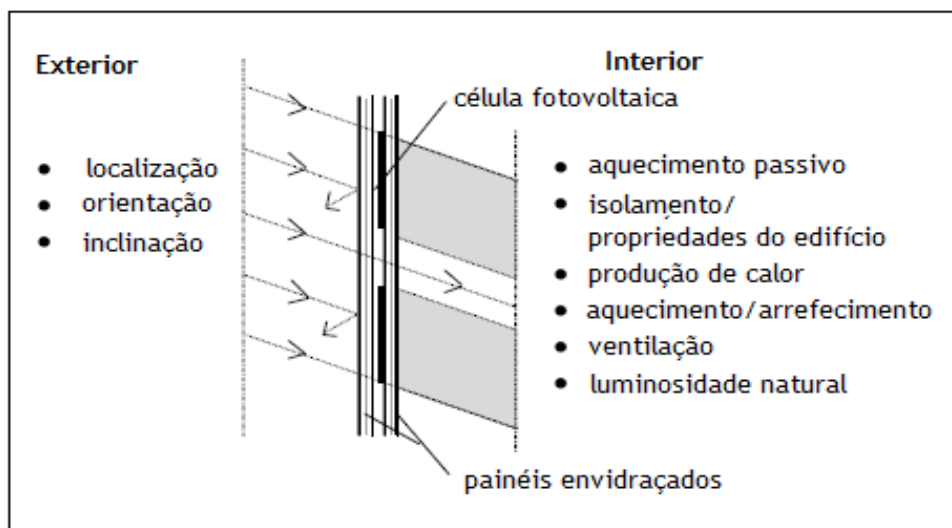


Figura 2.13 - Esquema representativo dos efeitos dos módulos STPV no interior do edifício [31].

2.3.1 - Encapsulamento das células

A protecção das células fotovoltaicas dos agentes atmosféricos e das tensões mecânicas a que podem estar sujeitas, é vital para o seu correcto funcionamento. Para tal, as células são embebidas num material transparente e maleável com a particularidade de assegurar o isolamento entre células. De forma a estabilizar a estrutura, o material de encapsulamento é aplicado sobre um substrato que na maioria dos casos é o vidro, mas também pode ser utilizado plástico acrílico, metal ou folheados de plástico [20].

De acordo com o processo de encapsulamento, as células solares podem ficar assentes na parte posterior, frontal ou entre o material do substrato. Convém referir que a cobertura, no lado onde captará a luz, deverá ser feita por um material com uma elevada transmissão de luminosidade, de modo a maximizar a incidência da energia solar. É possível distinguir o encapsulamento em três tipos [20]:

- Encapsulamento EVA;
- Encapsulamento *Teflon*;
- Encapsulamento em resina fundida.

2.3.1.1 - Encapsulamento EVA

No encapsulamento em Etileno Vinil Acetato (EVA), as células são sujeitas a um processo de laminagem em vácuo. Durante este processo o EVA derrete e circunscreve completamente as células. Este material deve ser resistente à radiação ultravioleta (UV) que incide na superfície frontal, o que na maioria dos casos é conseguido através da colocação de uma placa de vidro temperado com elevada transparência (vidro solar). A parte posterior poderá ser feita a partir de um vidro endurecido convencional ou de uma placa opaca [20]. Nas figuras 2.14 a 2.17 estão representados os diferentes tipos de processo de laminagem relativamente ao encapsulamento em EVA.

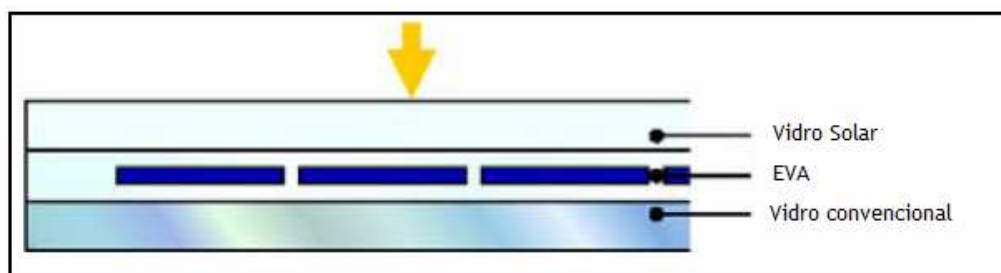


Figura 2.14 - Módulo Vidro - Vidro (EVA) [20].

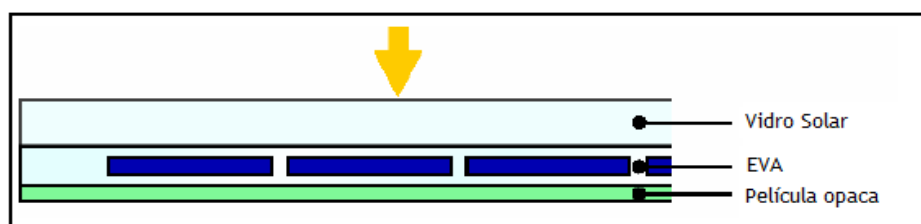


Figura 2.15 - Módulo Vidro - Película (EVA) [20].

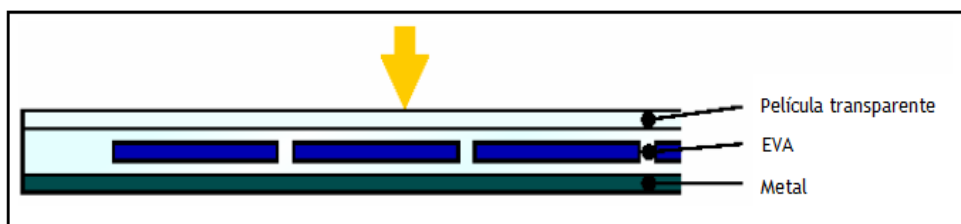


Figura 2.16 - Módulo metal - película (EVA) [20].



Figura 2.17 - Módulo Película - Película (EVA) [20].

2.3.1.2 - Encapsulamento *Teflon*

Quanto ao encapsulamento em *Teflon*, as células são circundadas por este fluoropolímero, num processo semelhante ao encapsulamento em EVA. A única especificidade neste encapsulamento é o facto de as células assentarem num substrato galvanizado, não necessitando, por isso, de cobertura na parte frontal. O *Teflon* é, por si só, resistente aos raios UV, transparente, bom repelente da sujidade, não perde cor e tem uma superfície não reflectiva. Para além destas características, a camada de *Teflon* é boa condutora de calor, o que permite um bom arrefecimento da célula. O substrato pode ser, tal como no processo anterior, em vidro endurecido convencional ou outro material opaco (figura 2.18). Este tipo de encapsulamento é muitas vezes utilizado para módulos integrados em telhas solares [20].

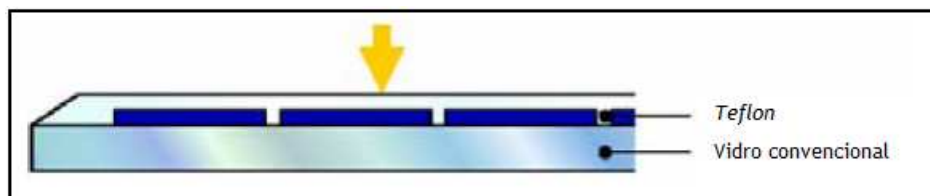


Figura 2.18 - Módulo de *Teflon* [20].

2.3.1.3 - Encapsulamento em resina fundida

Relativamente ao encapsulamento em resina fundida, as células são fixadas entre duas placas de vidro através de amortecedores adesivos. A placa frontal, voltada para os raios solares, consiste num vidro branco endurecido e com elevada transparência. Do lado posterior, a placa é constituída por um vidro endurecido convencional. A cavidade entre as duas placas onde se encontram as células solares é constituída por uma resina fundida extremamente transparente (figura 2.19). A maior vantagem deste modo de encapsulamento é a rigorosa posição das células, permite que os intervalos entre estas sejam uniformes, inclusive para grandes módulos. Este tipo de encapsulamento é normalmente utilizado para módulos especiais tendo em vista a integração em edifícios (fachadas, dispositivos de sombreamento, coberturas de vidro). A resina usada neste processo é também utilizada para a produção de superfícies envidraçadas com isolamento acústico, por este motivo um módulo encapsulado com resina fundida tem propriedades atenuantes no que diz respeito à propagação do ruído [20].

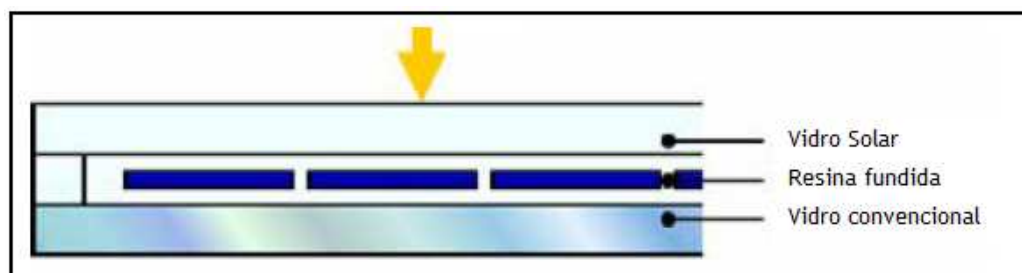


Figura 2.19 - Módulo Vidro - Vidro (resina fundida) [20].

2.3.1.4 - Principais aspectos no Encapsulamento de filmes finos

Os módulos FV de película fina têm por base uma folha de vidro (substrato), que é revestida pelo material semiconductor. Nestes casos, não se utiliza como substrato vidro temperado, pois as elevadas temperaturas que são atingidas no processo de deposição do semiconductor, iriam comprometer a resistência do vidro. Para situações em que seja exigido, aos módulos de filmes finos, maior dureza ou melhor comportamento em termos de fractura (exemplo de uma fachada), incorpora-se uma folha adicional de vidro de segurança endurecido. O encapsulamento do material semiconductor pode ser depositado na parte posterior do vidro exterior (figura 2.20) ou no topo do vidro interior (figura 2.21). Esta posição do material poderá ter algumas implicações como mais à frente será explicado [20].

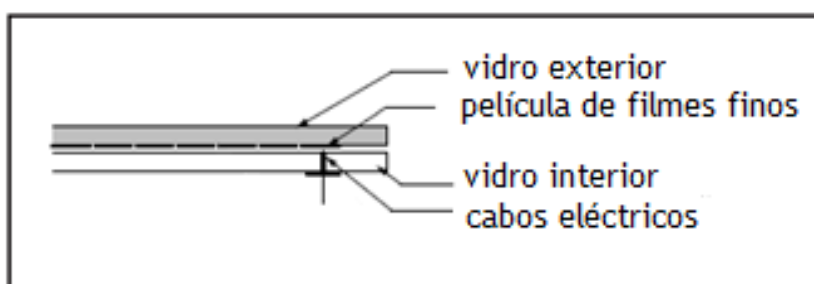


Figura 2.20 - Esquema de encapsulamento de células de filmes finos em materiais envidraçados: montagem no topo do substrato [32].

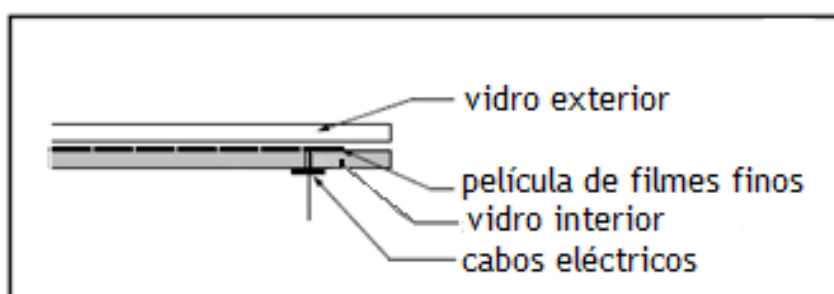


Figura 2.21 - Esquema de encapsulamento de células de filmes finos em materiais envidraçados: montagem na parte posterior do substrato [32].

2.4 - Oportunidades de integração fotovoltaica em edifícios

Qualquer superfície de um edifício que esteja exposta à radiação solar, é “candidata” à integração de módulos FV. Muitos edifícios incorporam elementos construtivos adicionais em paredes, telhados, janelas, como é o caso das palas de sombreamento. Todas estas superfícies podem proporcionar outros benefícios aos sistemas *BIPV*, para além da produção de energia, contribuem com funções arquitectónicas [32].

A integração de módulos FV num edifício pode ser feita de várias formas. As mais comuns são em:

- Telhados;
- Fachadas;
- Átrios, clarabóias;
- Dispositivos solares de sombreamento.

Nestas diferentes aplicações pode-se tirar partido da energia solar de duas formas [7]:

- Activa - talvez o método mais conhecido, pois utiliza os painéis solares para a transformação dos raios solares noutras formas de energia: térmica ou eléctrica;
- Passiva - faz o aproveitamento da energia solar para diversas aplicações, através de concepções e estratégias construtivas dos edifícios, de forma a minimizar a extracção de calor, iluminação, ventilação pelos meios convencionais.

Relativamente aos sistemas de integração fotovoltaica, é importante conhecer algumas propriedades térmicas dos seus elementos, já que estas são bastante importantes quando os módulos FV têm funções adicionais, como por exemplo o isolamento térmico e o ganho solar. O ganho solar, representado pelo *g-value* (também conhecido como *TSET* ou *SHGC*), expressa a fracção de energia solar que é transmitida através dos elementos FV, para o interior do edifício (figura 2.22) [29].

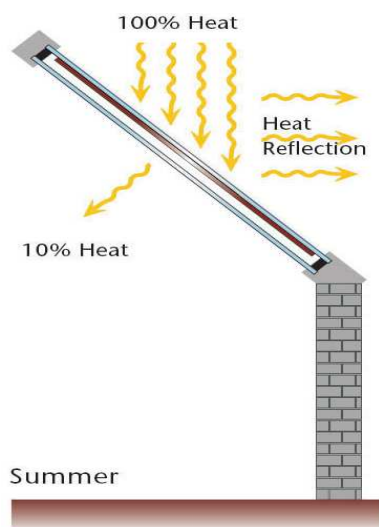


Figura 2.22 - Fracção de energia solar transmitida através dos elementos FV - ganho solar [29].

No geral, um sistema com um *g-value* elevado é escolhido para climas frios e com pequenas áreas de envidraçados, pois proporciona elevados ganhos solares. Por outro lado, para climas mais quentes e com maiores áreas de envidraçados, escolhem-se sistemas com um *g-value* mais baixo. As diferentes configurações das células fotovoltaicas proporcionam diferentes valores de ganho solar e de transmissão de luz natural (figura 2.23) [29].

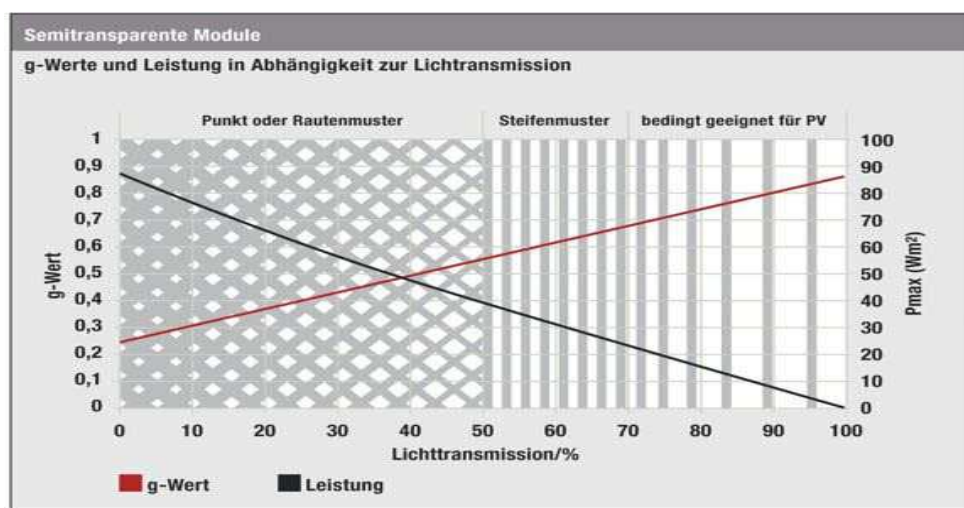


Figura 2.23 - Transparência do módulo FV em função do *g-value* e da potência [29].

Quanto ao coeficiente de transmissão térmica, *U-value*, é uma unidade de medida que determina a perda de calor de um elemento do edifício (figura 2.24). Este representa a quantidade de calor que atravessa um metro quadrado de um qualquer elemento do edifício por segundo, para uma diferença de temperatura, entre o exterior e o interior, de um 1°C. Quanto mais baixo for este coeficiente, melhor é o isolamento térmico do elemento [29].

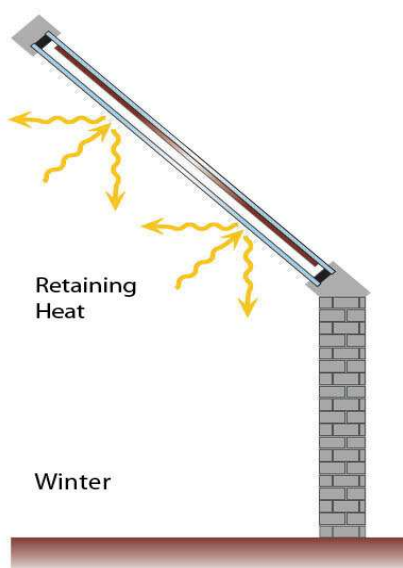


Figura 2.24 - Ilustração do coeficiente de transmissão térmica [29].

Após esta síntese de algumas propriedades térmicas associadas à integração de elementos FV, passar-se-á à exemplificação de algumas oportunidades de integração mais comuns em sistemas BIPV.

2.4.1 - Telhados

A área disponível num telhado, de um edifício, é muitas vezes desaproveitada. Apesar de ter funções de protecção, isolamento e suporte não apresenta mais funções para além destas. O telhado de um edifício é, em geral, um elemento de alguma importância no que diz respeito à aparência do mesmo. Independentemente do tipo de telhado, seja ele plano ou inclinado, seja de edifícios comerciais ou residenciais, este apresenta boas oportunidades para a integração de elementos FV, devido ao seu privilegiado acesso ao recurso solar. Devido à sua posição na estrutura de um edifício, este encontra-se menos propício a sombreamentos originados por árvores, edifícios adjacentes e outras estruturas passíveis de causar sombreamento aos módulos [7]. Ao contrário das fachadas como se apresenta posteriormente.

Quanto ao revestimento do telhado, há que ter em conta dois aspectos: a cobertura e a estanquicidade. A cobertura tem por base os elementos individuais (telhas, placas de ardósia ou placas em lâminas, etc.), que são colocados de modo a escoar a água mais facilmente. A estanquicidade diz respeito à impermeabilização da cobertura, por exemplo mantas de feltro betuminoso [20].

Existem essencialmente, quanto à sua estrutura, dois tipos de telhados: telhados planos e telhados inclinados. Os telhados inclinados têm coberturas que garantem o escoamento das águas, os telhados planos possuem camadas impermeabilizadoras e isolantes. Ainda relativamente à estrutura, um telhado pode ser distinguido entre telhado frio (*cold roofs*) e telhado quente (*warm roofs*). Um telhado frio (*cold roof*) possui uma ventilação constante entre a camada isolante e o revestimento do telhado (figura 2.25) [20].

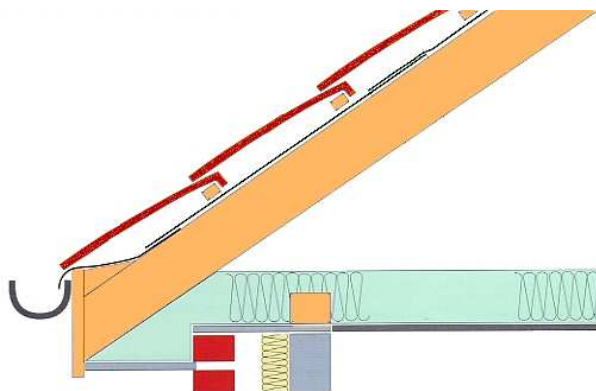


Figura 2.25 - Esquema de um telhado frio - *cold roof* [33].

Já nos telhados quentes não existe ventilação, o seu isolamento térmico é localizado entre a estrutura de suporte e o revestimento do telhado, o que requer a instalação de uma

camada de material isolante acima da camada de suporte para evitar infiltração de humidade (figura 2.26). O telhado frio é o sistema mais comum nos telhados planos [20].

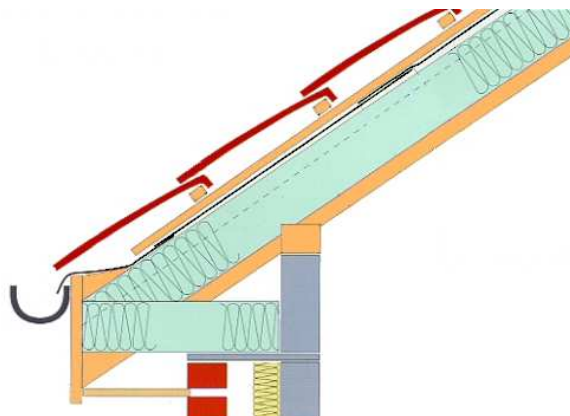


Figura 2.26 - Esquema de um telhado quente - *warm roof* [33].

Na integração de elementos FV nos telhados, os módulos apoiam-se na base e substituem a cobertura deste, sendo a superfície do telhado, total ou parcialmente coberta por módulos. Na integração em telhados, os módulos passam a fazer parte do envelope do edifício e, além da produção de electricidade, têm funções de protecção climatérica, de isolamento (térmico e acústico), de sombreamento, e de segurança. É por estas razões que o sistema de montagem deve impedir que existam infiltrações de água por entre os módulos ou pelas margens [20].

2.4.1.1 - Aplicações em telhados inclinados

Relativamente aos telhados inclinados, existem alguns sistemas de montagem que foram desenvolvidos para permitir que os módulos FV, de diferentes tipos, fossem fixados à estrutura do telhado. É então colocada uma estrutura de alumínio, ou de outro tipo de material, que é fixada à própria estrutura do telhado para suportar os módulos que substituirão as telhas convencionais (figura 2.27) [34].



Figura 2.27 - Sistema de montagem tipo para integração de sistemas FV em telhados inclinados [35].

Num outro sistema de montagem, os módulos FV são introduzidos em ganchos fixados nas ripas horizontais. Os módulos são também sobrepostos entre si do seguinte modo: a margem inferior do módulo superior é colocada por cima da margem superior do módulo inferior (figura 2.28). Esta sobreposição dos módulos facilita a sua auto-limpeza, e também a sua retirada sem grandes dificuldades [20].

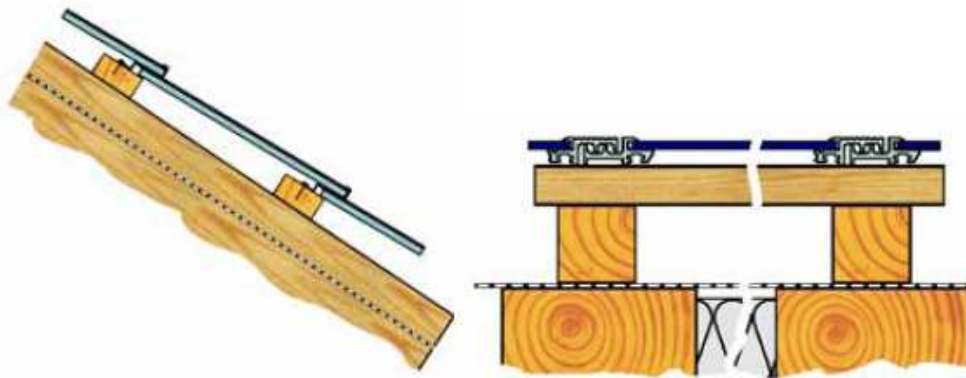


Figura 2.28 - Corte longitudinal e transversal de uma montagem tipo para integração FV em telhados inclinados [20].

Este tipo de montagem é também muito idêntico ao utilizado para a integração de telhas solares. A sobreposição das telhas solares é em tudo semelhante às telhas convencionais, permitindo a protecção contra a infiltração das águas (figura 2.29) [20].

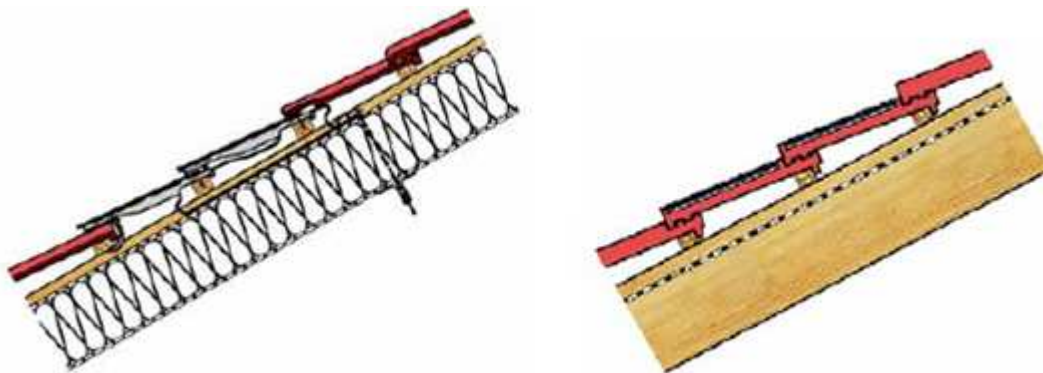


Figura 2.29 - Corte longitudinal de sistemas de montagem típicos para integração de telhas solares [20].

2.4.1.2 - Aplicações em telhados planos

Na integração dos sistemas FV em telhados planos, os módulos têm um ângulo de inclinação bastante reduzido, normalmente abaixo dos 5°, o que implica uma menor incidência da radiação solar quando comparada com a inclinação óptima. Como se não bastasse, devido à inclinação, estes telhados têm uma menor capacidade de auto-limpeza, provocando assim a acumulação de sujidade, sendo por isso necessário limpá-los

regularmente. Contudo, existe um melhor aproveitamento da superfície do telhado devido à montagem na horizontal, permitindo assim que seja atingida uma maior potência em Wp/m^2 . Nos sistemas montados nos telhados planos não é necessário utilizar qualquer tipo de estruturas de suporte, ao contrário dos telhados inclinados, o que torna estes sistemas mais baratos [20].

Os sistemas de montagem mais comuns para este tipo de telhados são, essencialmente, dois: no primeiro, a tela solar é colocada como que se tratasse de uma membrana impermeável normal (figura 2.30), a elevada leveza deste sistema permite a instalação em telhados onde existam limitações em termos de carga. No segundo caso, as telhas são isoladas com espuma de poliestireno e são ancoradas uma na outra, onde os engates fêmea e macho dispostos nos lados, permitem o seu encaixe com outras unidades, permitindo assim uma maior estabilização (figura 2.31). Este sistema proporciona um isolamento térmico adicional [20].



Figura 2.30 - Aplicação de tela solar em telhados planos [20].

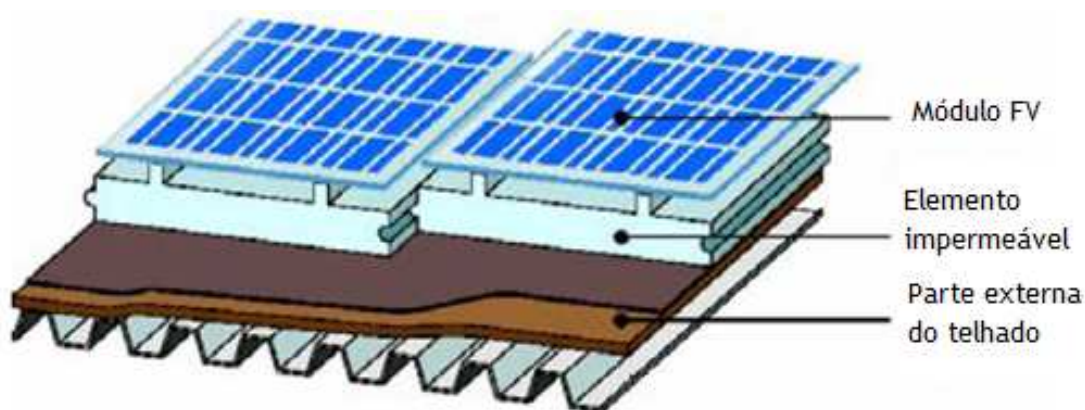


Figura 2.31 - Aplicação de telhas solares em telhados planos [20].

Na figura 2.32 pode verificar-se as diferentes camadas que, tipicamente, se encontram num sistema FV integrado em telhados planos.

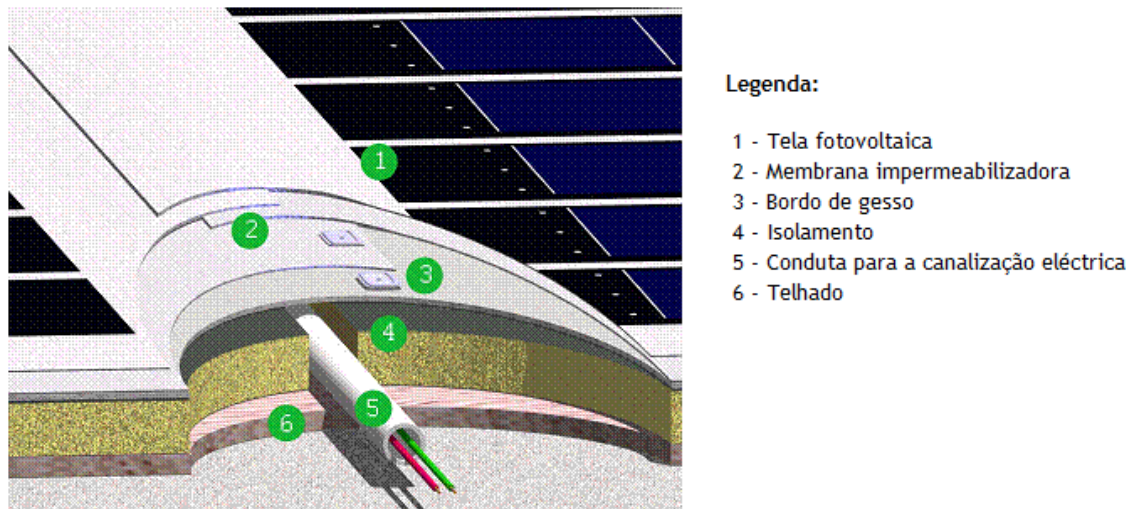


Figura 2.32 - Camadas de um sistema BIPV em tela solar, típico em telhados planos [36].

2.4.2 - Fachadas

A fachada frontal é a parte estrutural que dá a primeira impressão de um edifício. No que diz respeito à integração de módulos FV, nas fachadas dos edifícios, estes podem enriquecer a diversidade de soluções arquitectónicas. Hoje em dia, as fachadas de vidro estabelecem uma ligação para o exterior, e as inovadoras células solares podem ser integradas nos vidros, dando-lhes assim uma nova função [20].

Hoje em dia, as paredes exteriores são compostas por diversas camadas, onde cada uma desempenha uma função específica. De uma forma global a fachada tem as seguintes funções [20]:

- Capa externa do edifício, protecção visual;
- Separação do interior do edifício com o exterior (calor, humidade, protecção acústica);
- Aproveitamento da luz do dia e protecção solar;
- Definição do impacto na envolvente urbana e a aparência do edifício.

Ao longo dos anos, as estruturas que compõem uma fachada foram evoluindo, passando das simples paredes tradicionais de alvenaria (sem ventilação), para construções multicamada (com ventilação). No primeiro caso a parede desempenhava todas as funções, por outro lado, no segundo, cada camada tem a sua própria função [20].

Quanto à classificação das fachadas, existem, essencialmente, dois tipos: fachadas frias e fachadas quentes. Relativamente às fachadas frias, estas possuem cavidades que proporcionam a livre circulação do ar (figura 2.33). A parte exterior destas protege o edifício das condições atmosféricas e é a responsável pela sua aparência. A parte interior, por sua vez, é responsável pelo isolamento térmico e suporte estrutural do edifício. O facto deste tipo de fachadas serem constituídas por um sistema de ventilação natural, torna este tipo de

construção perfeita para a integração de elementos FV, sem a necessidade de equipamentos adicionais que promovam a ventilação para o arrefecimento das células solares. Nestes casos, são normalmente utilizados módulos vidro-vidro com vidros de segurança endurecidos. A cablagem é toda ela encaminhada pelas condutas fixadas aos elementos estruturais da construção, na proximidade da cavidade de isolamento térmico [20].

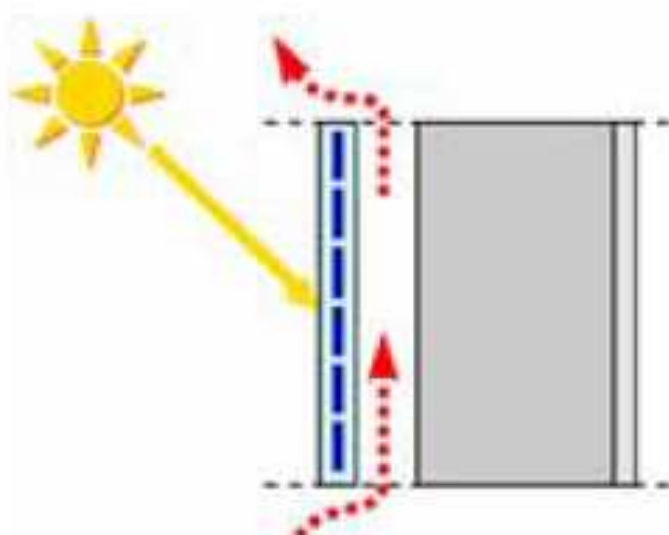


Figura 2.33 - Esquema de uma fachada fria [20].

As fachadas quentes (figuras 2.34 e 2.35), por sua vez, constituem o envelope do edifício e assumem as funções de protecção climatérica, acústica, isolamento térmico e suporte estrutural. Ao contrário das fachadas frias, estas, não são ventiladas. Nestes casos é comum utilizarem-se módulos isolantes opacos ou vidros térmicos transparentes ou semi-transparentes [20].

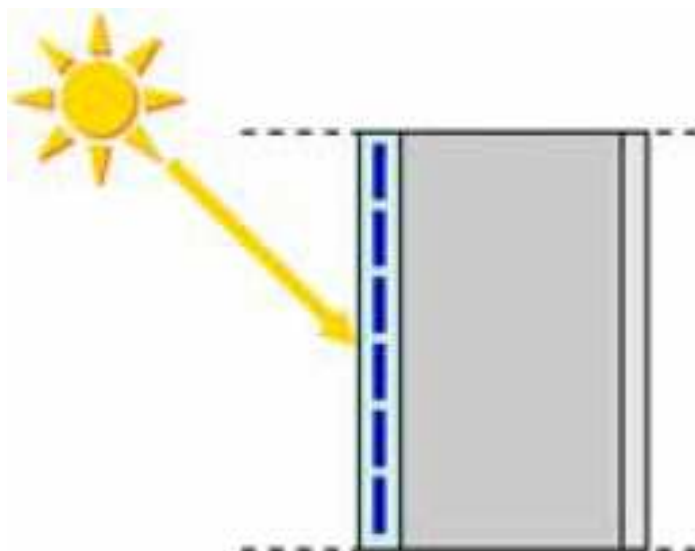


Figura 2.34 - Esquema de uma fachada quente, opaca [20].

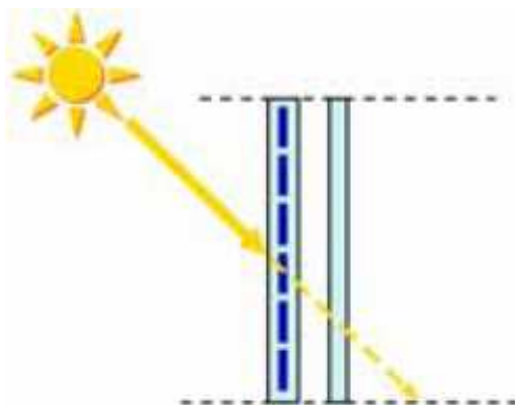


Figura 2.35 - Esquema de uma fachada quente, transparente [20].

Neste tipo de fachadas os cabos são encaminhados lateralmente, por vezes protegidos por uma conduta. Uma vez que têm de ser feitos furos nas secções perfiladas, deve-se ter especial atenção para não serem criadas diferenças de pressão entre o interior e o exterior, evitando com isto a formação de condensações na fachada, prejudicial para a parte eléctrica destes sistemas [20].

As fachadas oferecem uma grande área para a integração de módulos FV. Além de produzirem electricidade estas são um bom instrumento de *marketing*, e ainda protegem o edifício das condições climáticas [19]. Normalmente as fachadas são verticais e orientadas a sul. No entanto, os módulos FV dispostos na vertical têm uma produção mais reduzida, quando comparados com módulos inclinados.

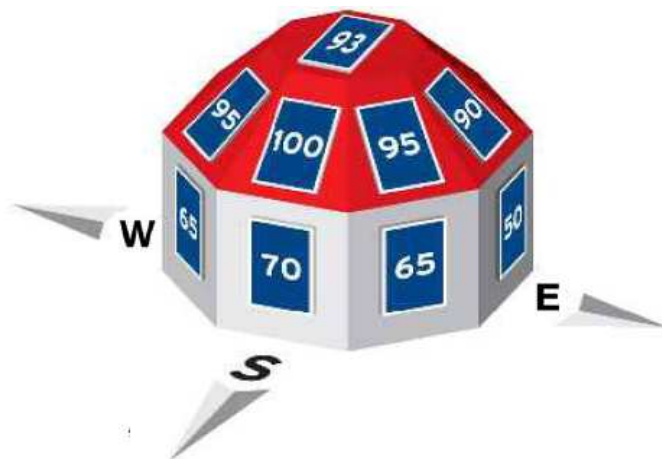


Figura 2.36 - Variação da produtividade com a inclinação e a orientação de um edifício [37].

Em fachadas orientadas a sul, essa redução pode chegar aos 30% quando comparados com a inclinação óptima. E para fachadas orientadas a Este ou a Oeste, essa redução pode mesmo ser reduzida para metade (figura 2.36).

De facto, a orientação mais comum para a integração de módulos FV em fachadas, no hemisfério norte, é a direcção sul, o que se comprova pelo valor médio da radiação solar em termos anuais. Contudo, nos meses onde existe uma menor radiação solar, a produção fotovoltaica em fachadas varia, significativamente, com a latitude e com a estação do ano.

Devido ao ângulo de inclinação ser 90° , o valor máximo da radiação solar não é exclusivamente determinado pela direcção sul [38].

Ao realizar uma análise comparativa entre as diversas orientações das fachadas com a estação do ano, verifica-se que no Inverno, devido à necessidade de aquecer os edifícios, a estratégia correcta será a de captar a maior radiação solar disponível. Para tal, a orientação sul é a que propicia maiores ganhos solares, uma vez que o percurso do Sol regista azimutes muito próximos do sul geográfico (figura 2.37 a)). Em contrapartida, no Verão é necessário minimizar os ganhos solares no interior do edifício. É nesta época do ano, devido ao percurso do Sol (ver figura 2.37 b)), de nordeste (onde nasce) até noroeste (onde se põe), que existe um maior nível de radiação recebida, sobretudo na horizontal. Nestas situações, os ganhos solares são facilmente atenuáveis, utilizando por exemplo palas de sombreamento sobre os elementos envidraçados, no caso de uma fachada orientada a Sul [39].

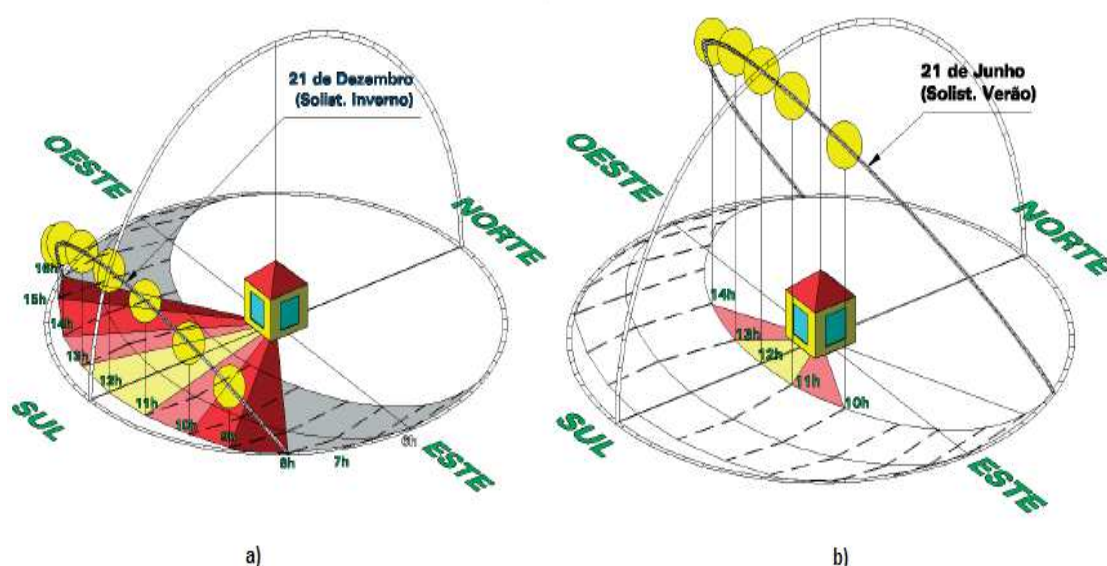


Figura 2.37 - Radiação solar em fachadas orientadas a Sul: a) Inverno e b) Verão [39].

Para uma fachada orientada a Este, durante o Inverno estas recebem pouca radiação. Tal deve-se ao facto, do Sol nascer próximo da orientação sudeste, incidindo poucas horas durante a manhã e com ângulos de incidência pequenos (figura 2.38 a)). No Verão, a radiação solar incide com maior abundância nas fachadas com esta orientação, durante várias horas ao longo da manhã, uma vez que o Sol nasce próximo da orientação Nordeste (figura 2.38 b)). Nestas situações, os ângulos de incidência são próximos da perpendicular à fachada, maximizando a captação de energia solar [39].

No que diz respeito a fachadas voltadas a Oeste, os efeitos da acção solar são semelhantes aos que acontecem para fachadas orientadas a Este (devido à sua simetria), diferindo apenas no período do dia em que ocorrem. As fachadas orientadas a Norte são as mais frias. No Inverno não recebem nenhuma radiação directa, e no Verão apenas recebem uma pequena fracção de radiação directa no princípio da manhã e fim da tarde [39]. Uma opção arquitectónica para combater estes problemas de orientação e de inclinação é o design de dente de serra (figura 2.39) [19].

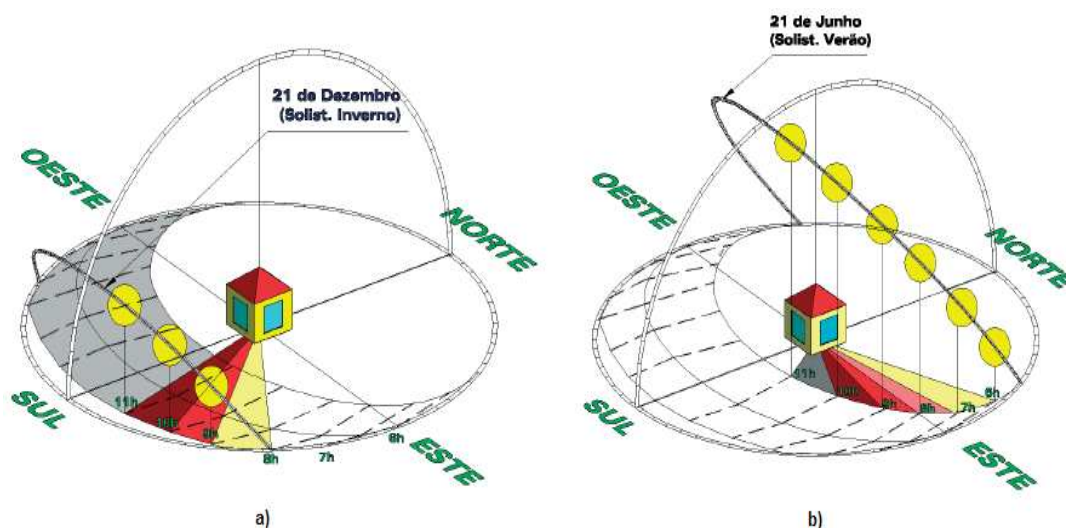


Figura 2.38 - Radiação solar em fachadas orientadas a Este: a) Inverno e b) Verão [39].

Apesar da produção ser afectada, pela inclinação e orientação dos módulos FV, a aplicação de sistemas FV integrados em fachadas apresenta outras vantagens, nomeadamente a redução de custos por substituírem elementos construtivos mais caros, como é o caso de placas de pedra ou de aço inoxidável. É de acrescentar ainda o prestígio acrescido oferecido pelos módulos FV ao edifício. A fixação dos módulos, neste tipo de aplicações, é muito semelhante à dos envidraçados convencionais [20].



Figura 2.39 - Esquemas de representação de uma fachada na vertical (à esquerda) e do design dente de serra (à direita) [40].

Como já foi referido no ponto 2.3.1.4, no que diz respeito à tecnologia de filmes finos o método de encapsulamento distingue-se apenas na localização da aplicação da película fotovoltaica. Estas aplicações também podem ser projectadas para melhorarem o isolamento térmico do edifício. Nessas situações, o módulo FV pode ser incorporado do lado exterior ou do lado interior do isolamento, um pouco à semelhança dos esquemas anteriores exemplificados nesse mesmo ponto. Estas aplicações reduzem o coeficiente *U-value*, melhorando assim a eficiência térmica do edifício. Ambas as opções apresentam as suas vantagens e desvantagens [32]:

- Lado Exterior (figura 2.40) - a unidade fotovoltaica está directamente exposta à radiação solar. Contudo, se o espaço de ar existente atrás do módulo não for ventilado, o módulo opera a altas temperaturas e a eficiência é reduzida. Além disso, os cabos eléctricos provenientes do módulo terão de penetrar a parte isoladora o que leva à possibilidade de penetração de humidade, causando embaciamento no vidro e possibilidade de curto circuito;
- Lado Interior (figura 2.41) - a unidade fotovoltaica perderá alguma eficiência energética devido às perdas de reflexão no vidro exterior, mas terá melhor refrigeração.

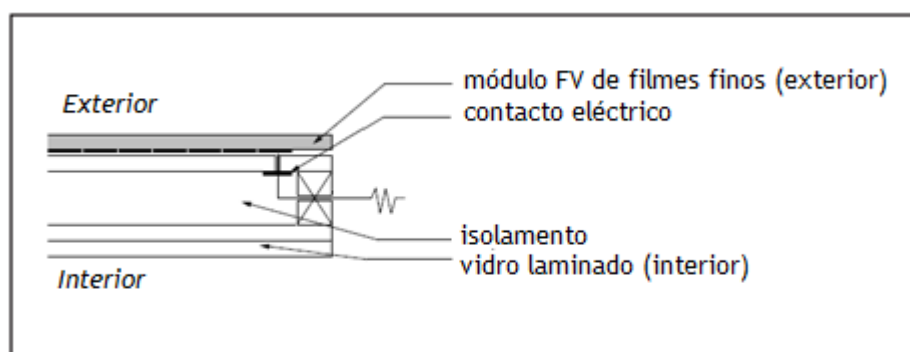


Figura 2.40 - Esquema de integração fotovoltaica em fachadas do lado exterior ao material isolante [32].

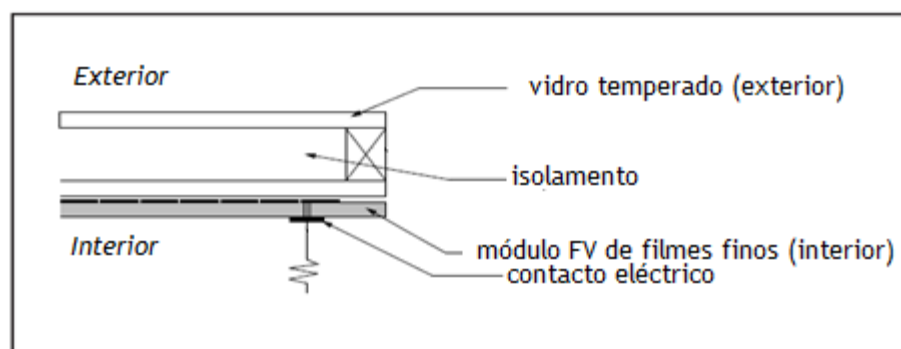


Figura 2.41 - Esquema de integração fotovoltaica em fachadas do lado interior ao material isolante [32].

No que diz respeito aos métodos que se utilizam na integração de módulos FV em materiais envidraçados, e na sua fixação em fachadas, existem dois métodos a considerar [32]:

- *Pressure-plate glazing* - consiste em estruturas horizontais e/ou verticais que prendem os módulos pelas suas arestas, juntamente com uma conduta exterior que exerce maior pressão (figura 2.42 a));

- *Structural silicone glazing* - conhecido também por *flush-glazing*, neste método é eliminada a cápsula exterior, e utiliza uma estrutura adesiva de silicone para prender e selar o vidro (figura 2.42 b)).

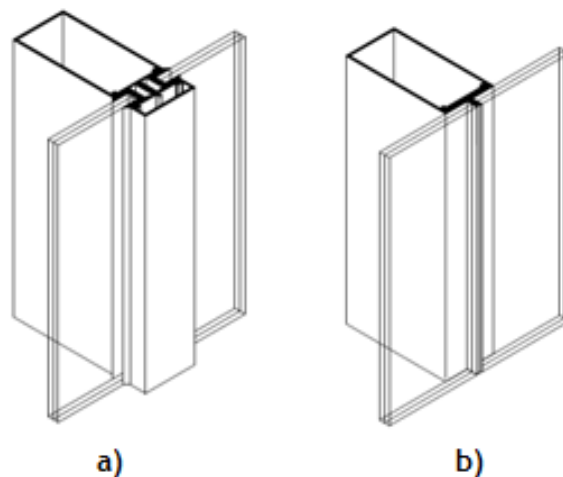


Figura 2.42 - Esquemas de fixação de módulos FV em fachadas: a) *Pressure-plate glazing*; b) *Structural silicone glazing* [32].

O método *pressure-plate glazing* é o mais comum e o mais barato entre os dois. Porém tem a desvantagem de provocar pequenos sombreamentos nos módulos fotovoltaicos devido à cápsula exterior. Este sombreamento pode ser especialmente catastrófico em módulos de filmes finos, pois se a sombra cobrir por completo uma das células individuais acaba por desligar o módulo inteiro. Em contrapartida, no outro método, *structural silicone glazing*, estes efeitos de sombreamento são completamente eliminados. Contudo, este método tem complicações no que diz respeito à arrumação dos cabos eléctricos [32].

2.4.3 - Átrios e Clarabóias

Estes elementos construtivos, como são o caso dos átrios e das clarabóias, embora destinados para sistemas fotovoltaicos de pequena capacidade, podem ser esteticamente interessantes.

As clarabóias (*skylights*) podem combinar a vantagem da difusão da luz dentro do edifício e ainda proporcionam uma superfície desobstruída para a colocação de componentes fotovoltaicos. Assim, os módulos FV são responsáveis pela produção de energia eléctrica e também pela iluminação natural do edifício. Os componentes fotovoltaicos normalmente utilizados neste tipo de aplicações são em tudo semelhantes aos componentes semi-transparentes das fachadas em vidro. Contudo será necessário tomar medidas estruturais especiais devido às elevadas cargas térmicas e às diferentes tensões mecânicas que este tipo de aplicação está sujeita. Estas estruturas, podem parecer um pouco modestas vistas do exterior, produzem boa iluminação nas paredes e no chão, assim como permitem efeitos de sombreamento [41].

2.4.4 - Dispositivos solares de sombreamento

Enquanto os dispositivos de sombreamento convencionais providenciam a protecção solar, os dispositivos solares de sombreamento necessitam do Sol. Uma vez que ambos precisam de ter uma orientação solar óptima, estas funções, que à partida parecem conflituosas, podem ser perfeitamente combinadas e providenciar uma nova forma de aproveitamento de energia. Esta combinação torna-se particularmente interessante sobretudo devido aos elevados custos destes dispositivos de sombreamento. Ao substituir os elementos de vidro ou de metal por elementos FV, os custos finais não seriam tão elevados. Como se não bastasse, a optimização do ângulo de inclinação e a boa ventilação permitem elevados níveis de produção de energia. Como tal, mais uma vez este tipo de aplicações pode ser bastante interessante do ponto de vista económico [20].

Existem, basicamente, dois tipos de dispositivos solares de sombreamento: os externos e os internos. Os dispositivos externos são, geralmente, mais efectivos que os dispositivos de sombreamento internos, uma vez que não permitem que a radiação solar entre no edifício. Estes dispositivos protegem o edifício da radiação solar indesejada em certas alturas do ano e também a produzem energia através das células fotovoltaicas incorporadas [20].



Figura 2.43 - Dispositivo solar de sombreamento: palas de sombreamento nas janelas [42].

Os dispositivos solares de sombreamento, como por exemplo as palas incorporadas nas janelas (figura 2.43), fornecem uma grande área para produção de electricidade mas também permitem a redução do ganho solar (*g-value*) durante o Verão, evitando assim consumos em climatização. No Inverno, como a trajectória do Sol é mais baixa, permitem que a radiação solar penetre dentro do edifício, ao contrário do Verão, onde não se pretende que o ganho solar seja elevado (figura 2.44). Estes dispositivos são mais baratos quando comparados com outros sistemas *BIPV* já mencionados (fachadas, telhados), pela sua própria dimensão e porque não necessitam de aparelhos para fornecerem ventilação extra aos módulos [19].

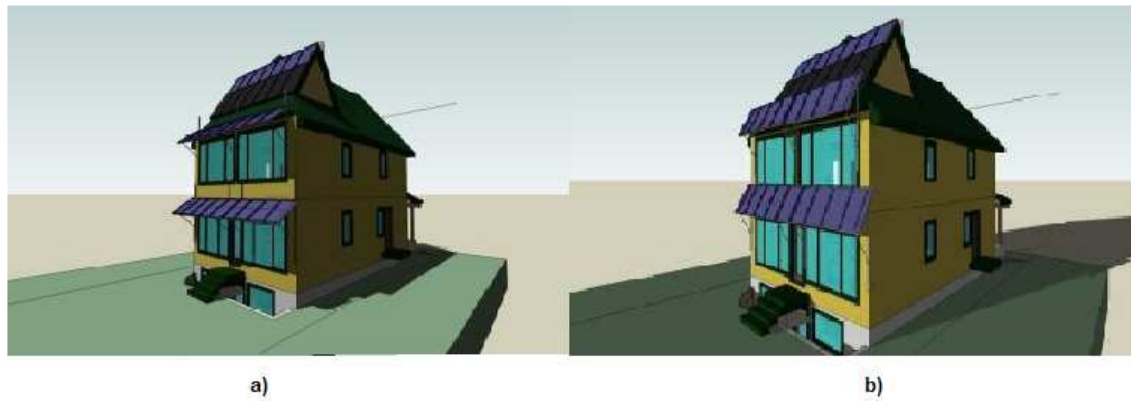


Figura 2.44 - Ilustração da funcionalidade das palas de sombreamento a) no Verão e b) no Inverno [43].

Relativamente a estes dispositivos, resta acrescentar que existem dois tipos de sistemas: os sistemas de sombreamento fixo e os sistemas de sombreamento variável. Apesar da simplicidade dos sistemas de sombreamento fixos, estes podem ser bastante eficazes se forem bem posicionados, ou seja, com uma correcta dimensão e distância à área a ser sombreada. Quanto aos sistemas de sombreamento variáveis estes podem-se ajustar na vertical (em função da trajectória do Sol) ou na horizontal (em função da elevação solar), permitindo assim que a radiação solar incidente seja optimizada em função das condições diárias [20].

Capítulo 3

Conceitos base sobre cálculo de produção fotovoltaica

3.1 - Introdução

A interacção da radiação solar com a atmosfera da Terra e a superfície terrestre é determinada, essencialmente, por três factores:

- A geometria da Terra (declinação, latitude, ângulo solar);
- O terreno (elevação, inclinação e orientação da superfície, sombreamentos);
- Atenuação atmosférica (reflexão e absorção) originada por:
 - Gases (moléculas do ar, ozono, CO_2 , O_2);
 - Partículas sólidas e líquidas;
 - Nuvens (água condensada).

O primeiro factor, determina a radiação extraterrestre disponível, tendo em conta a posição do Sol. A radiação que chega à superfície terrestre é modificada pelas características do terreno. Além disso, a radiação solar que atravessa a atmosfera é então atenuada por vários constituintes da atmosfera, como por exemplo gases, partículas sólidas e líquidas, nuvens (incluídos no terceiro factor) [44].

O resultado destas interacções origina uma radiação solar que incide sobre um módulo FV e se divide em três componentes: a radiação directa (H_b), radiação difusa (H_d) e a radiação reflectida no albedo (H_p) (figura 3.1). A radiação total (directa + difusa + albedo), conjunto das três componentes, que incide numa superfície é denominada radiação global (H) [45].

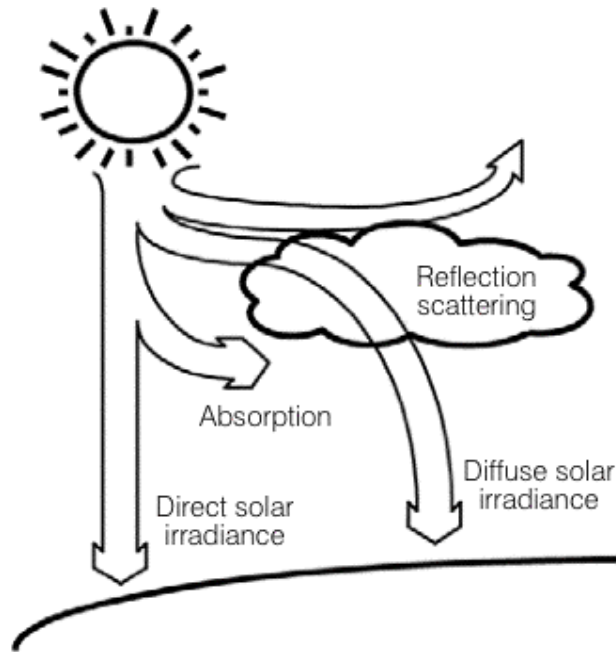


Figura 3.1 - Componentes da radiação solar [46].

Neste capítulo serão abordados alguns conceitos básicos sobre cálculo de produção fotovoltaica. Todas as fórmulas apresentadas neste capítulo não serão sujeitas a extensivas demonstrações, pois o que se pretende é apresentar apenas conceitos base de suporte ao cálculo da produção fotovoltaica.

Convém ainda referir que, nesta dissertação, o termo radiação usar-se-á num sentido genérico. Para se distinguir entre potência e energia utilizam-se definições mais precisas: irradiância para a densidade de potência numa superfície, e irradiação para a densidade de energia incidente durante um certo período de tempo.

3.2 - Radiação solar incidente numa superfície

No dimensionamento de qualquer sistema FV é necessário ter conhecimentos sobre a orientação da incidência dos raios solares numa superfície plana ou inclinada. Esse dimensionamento é determinado com base em várias relações entre diversos ângulos [47].

A declinação (δ) é o ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol-Terra (figura 3.2) e é dado pela seguinte equação:

$$\delta = 23,45 \times \sin \left(2\pi \times \frac{284 + d_n}{365} \right) \quad (3.1)$$

onde:

d_n - dia do ano.

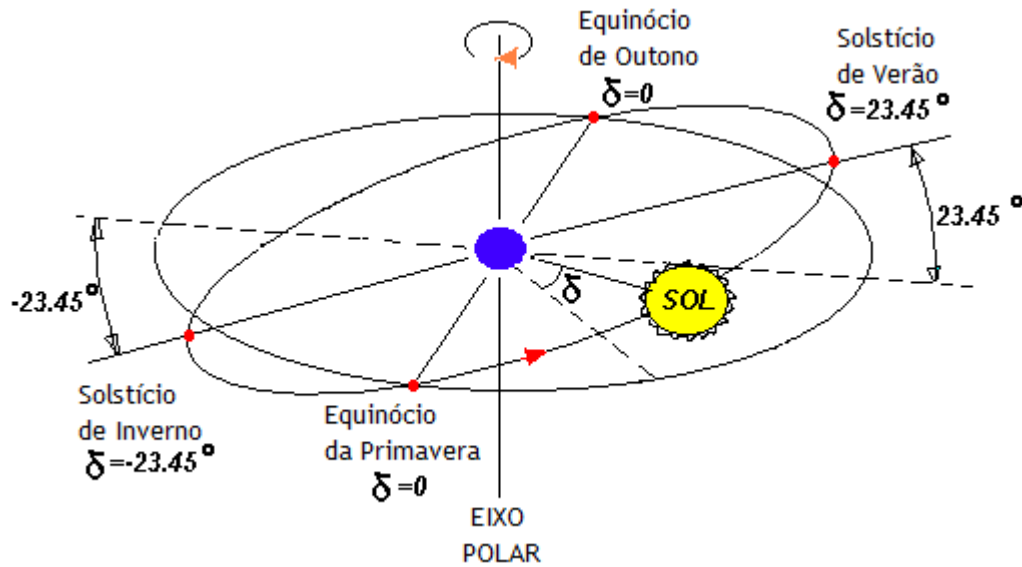


Figura 3.2 - Ângulo entre o plano do equador e a direcção Sol-Terra - declinação [48].

A quantidade de radiação global que incide num receptor é bastante variável. A irradiação extraterrestre² (H_0) sofre várias variações devido ao movimento aparente do Sol. Estas variações podem-se calcular teoricamente através de considerações geométricas [45].

A irradiância extraterrestre em W/m^2 é dada pela equação (3.2). Esta é dada em função do dia do ano [49].

$$I_{0z} = I_{SC} \times \left[1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \quad (3.2)$$

Onde:

I_{SC} - constante solar³;

d_n - dia do ano.

Tendo em conta a posição do Sol relativamente a um plano horizontal (figura 3.3), a distância zenital (θ_z) pode ser calculada através da equação:

$$\theta_z = 90^\circ - \gamma_s = a \cos(\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \omega) \quad (3.3)$$

Onde:

δ - declinação;

ϕ - latitude do local;

ω - ângulo solar⁴;

γ_s - elevação solar⁵.

² Densidade de energia solar que incide na camada atmosférica.

³ Taxa à qual é recebida a energia solar, por unidade de área, no limite exterior da atmosfera terrestre para a distância média entre a Terra e o Sol. O seu valor é de $1,367 \text{ kW/m}^2$ [49].

⁴ Deslocamento angular do Sol a leste ou a oeste em relação ao meridiano local, devido ao movimento da terra. O período da manhã é negativo e da tarde positivo. Cada hora corresponde ao deslocamento de 15° [49].

⁵ Ângulo entre os raios solares e sua projecção no plano horizontal.

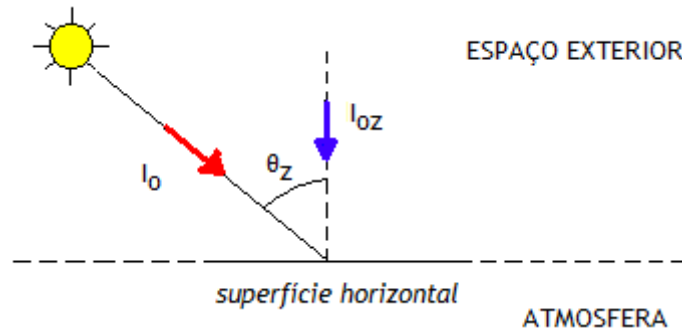


Figura 3.3 - Irradiância extraterrestre sobre uma superfície horizontal [48].

Posto isto, a irradiância extraterrestre (W/m^2) incidente numa superfície horizontal é dada em função do dia do ano, da latitude do local, da hora do dia e do ângulo da declinação solar:

$$I_0 = I_{sc} \times \left[1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \times (\sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \cos\omega) \quad (3.4)$$

O azimute solar⁶ (ψ_s) (figura 3.4), não é mais que o ângulo formado entre a direcção Sul e a projecção da linha Sol-Terra sobre a horizontal, pode ser calculado através da seguinte equação:

$$\psi_s = \arccos\left(\frac{\sin\gamma_s \cdot \sin\phi - \sin\delta}{\cos\gamma_s \cdot \cos\phi}\right) \quad (3.5)$$

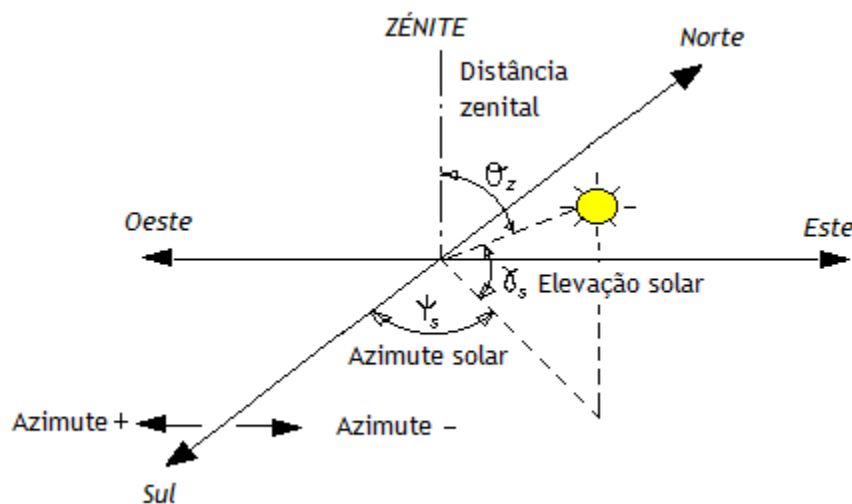


Figura 3.4 - Posicionamento do Sol relativamente a superfícies horizontais [48].

⁶ Considera-se o azimute solar positivo para Oeste e negativo para Este.

A irradiação extraterrestre média diária numa superfície horizontal é determinada pela integração da equação (3.4), desde o nascer ao pôr-do-Sol [49].

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \times I_{SC} \times \left[1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \times (|\omega_s| \cdot \sin\delta \cdot \sin\phi + \cos\delta \cdot \sin|\omega_s|) \quad (3.6)$$

Na equação (3.6), ω_s é o ângulo de saída do Sol e é dado por:

$$\omega_s = -\omega_p = -a \cos(-\tan\delta \times \tan\phi) \quad (3.7)$$

Onde:

ω_p - ângulo de pôr-do-Sol;

Para superfícies inclinadas e orientadas segundo um determinado ângulo de azimute (α), as relações geométricas entre os ângulos anteriormente definidos, permitem calcular o ângulo de incidência solar (θ_s) sobre uma superfície (figura 3.5) [49].

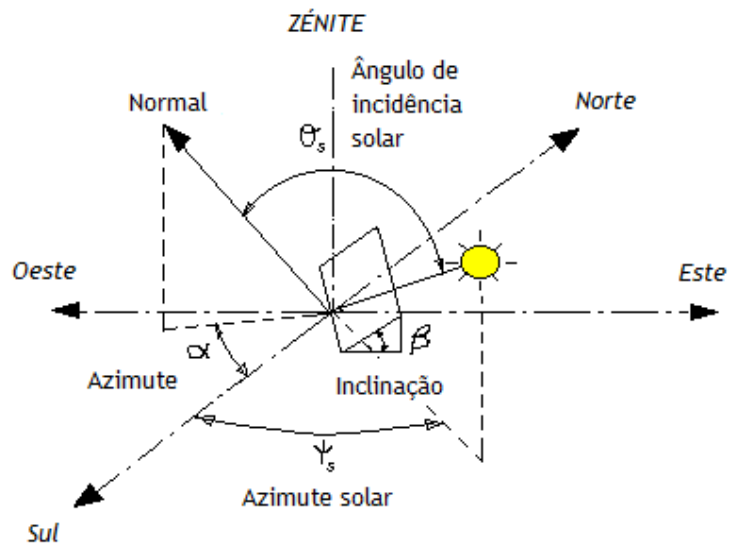


Figura 3.5 - Ângulo de incidência numa superfície inclinada e orientada [48].

$$\begin{aligned} \cos\theta_s = & \sin\delta \sin\phi \cos\beta - \sin\delta \cos\phi \sin\beta \cos\alpha + \cos\delta \cos\phi \cos\beta \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\phi \sin\beta \cos\alpha \cos\omega + \cos\delta \sin\beta \sin\alpha \sin\omega \end{aligned} \quad (3.8)$$

Uma vez determinada a irradiação extraterrestre diária no plano horizontal, através da equação (3.6), podem-se determinar as componentes da radiação solar, directa e difusa. Para tal, é necessário calcular o índice de atenuação (K_T) que representa o efeito de atenuação da atmosfera terrestre [49]:

$$K_T = \frac{H}{H_0} \quad (3.9)$$

Onde:

H - irradiação global (medida ou estimada);

H_0 - irradiação extraterrestre calculada pela equação (3.6).

O valor da irradiação global utilizado pode ser medido numa estação próxima do local ou então estimado com base no índice de insolação do local.

Uma vez determinado o índice de atenuação, pode-se estimar a irradiação difusa em função da irradiação global (H), aplicando para tal os modelos de regressão existentes (modelo de Collares-Pereira [50] ou modelo de Ruth e Chant).

Determinada a irradiação difusa, a irradiação directa diária é calculada pela diferença entre a irradiação global e a irradiação difusa:

$$H_b = H - H_d \quad (3.10)$$

A relação entre a irradiação directa sobre uma superfície inclinada (dada pelo ângulo θ_s) e a irradiação sobre o plano horizontal (dada pelo ângulo θ_z) pode ser determinada pela equação (3.11) [49].

$$R_b = \frac{\int_{\omega_s}^{\omega_p} I_{0z} \cos \theta_s}{\int_{\omega_s}^{\omega_p} I_{0z} \cos \theta_z} \quad (3.11)$$

A irradiação total diária (H_t) incidente em superfícies inclinadas é calculada somando as três componentes da radiação (directa, difusa e reflectida pelo solo) [49].

$$H_t = H_b \times R_b + H_d \times \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + H \times \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \times \rho \quad (3.12)$$

Em que ρ representa a reflectividade do solo.

Para determinadas situações é interessante estimar a radiação solar horária. Para estas situações recorre-se a modelos que permitam uma estimativa horária a partir de informação diária, ou seja, a partir dos valores médios estimados para a radiação diária, estimam-se os valores da radiação horária. Tal como no processo de estimação da radiação difusa a partir da radiação global, este também não é o processo exacto. Estudos estatísticos da distribuição temporal da radiação em superfícies horizontais ao longo do dia, usando dados recolhidos em diversas estações meteorológicas da média mensal, levaram à construção de gráficos para determinar o parâmetro r_t , que representa o quociente entre a radiação global horária e diária, dado pela equação (3.13) [49].

$$r_t = \frac{h}{H} = \frac{\pi}{24} (a + b \cos \omega) \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\sin \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (3.13)$$

Os coeficientes a e b, presentes na equação (3.13) são dados pelas respectivas equações:

$$a = 0,409 + 0,5016 \operatorname{sen}\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right) \quad (3.14)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \operatorname{sen}\left(\omega_s - \frac{\pi}{3}\right) \quad (3.15)$$

Nas equações anteriores os ângulos horários são em radianos para as horas em questão.

Do mesmo modo, pode-se estimar a radiação difusa horária, na horizontal, através dos valores diários obtidos, a partir do parâmetro r_d , dado pela equação (3.16) [49].

$$r_d = \frac{h_d}{H_d} = \frac{\pi}{24} \frac{\cos \omega - \cos \omega_s}{\operatorname{sen} \omega_s - \omega_s \cos \omega_s} \quad (3.16)$$

Tal como para a radiação directa diária, a estimativa da radiação directa horária na horizontal determina-se pela equação (3.17).

$$h_b = h - h_d \quad (3.17)$$

O cálculo da radiação total horária é semelhante ao da radiação diária anteriormente descrito. Desta forma a equação (3.18) permite obter uma estimativa da radiação total horária incidente numa superfície [49].

$$h_t = h_b R_b + h_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2}\right) + h \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2}\right) \cdot \rho \quad (3.18)$$

3.3 - Sombreamentos

Ao redor dos módulos FV podem existir árvores, paredes, outros módulos e edifícios, que em determinadas ocasiões, nomeadamente quando os módulos se integram na arquitectura dos edifícios, podem originar sombras sobre os módulos, provocando desta forma uma redução da sua capacidade de produção. Estas situações devem ser cuidadosamente tidas em conta no projecto do sistema FV [45].

As equações (3.3) e (3.5), permitem representar as trajectórias do Sol em função da elevação (γ_s) e do azimute solar (ψ_s) (figura 3.6). Este tipo de representações constitui uma ferramenta, muito útil, para determinar a duração e o efeito das sombras devido aos

obstáculos do meio envolvente. A leitura correcta destes mapas permite obter os ângulos de elevação e azimuth dos pontos mais relevantes (esquinas, edifícios vizinhos, árvores) de qualquer tipo de obstáculo. O efeito de sombreamento na produção de energia dos módulos FV deve ter-se em conta num projecto, e nestas situações considera-se que a componente directa da radiação solar é nula [45].

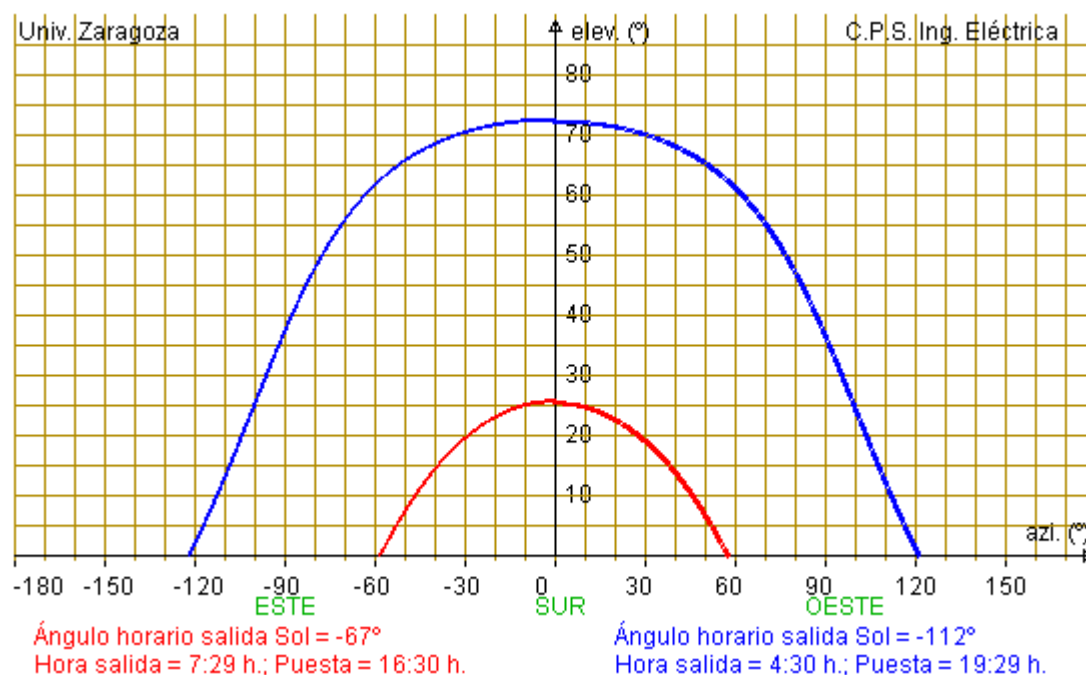


Figura 3.6 - Trajetórias solares para a cidade do Porto, para os dias 21 de Dezembro (a vermelho) e dia 21 de Junho (a azul) [48].

Quando uma superfície não está directamente exposta aos raios solares significa que se encontra à sombra. Nestas situações de sombreamento, há alguns aspectos que se devem considerar. Existem, essencialmente, dois tipos de sombreamentos, designados por *hill shade* e *cast shade*. No primeiro caso, este facto deve-se quando a superfície se encontra fora da linha projectada na horizontal pela fonte de luz, ou seja, quando o ângulo de incidência definido pela equação (3.8) é superior a 90° . Por outro lado, e no segundo caso, a determinação de *cast shade* é mais complexa, e ocorre para superfícies que apesar de estarem orientadas para a fonte de luz, e o seu ângulo de incidência ser inferior a 90° , estão sujeitas a sombreamentos devido à projecção de sombras provocadas por outros objectos (edifícios, árvores, torres, entre outros) ou até pela própria topografia do terreno (figura 3.7) [51].

Como já foi mencionado anteriormente, as superfícies que estão à sombra apenas recebem energia proveniente da radiação difusa, que é normalmente duas vezes inferior à energia proveniente da radiação directa. Assim sendo, a determinação das sombras (*hill* e *cast shade*) é um importante passo no processo de cálculo de estimativa da produção fotovoltaica em ambiente urbano.

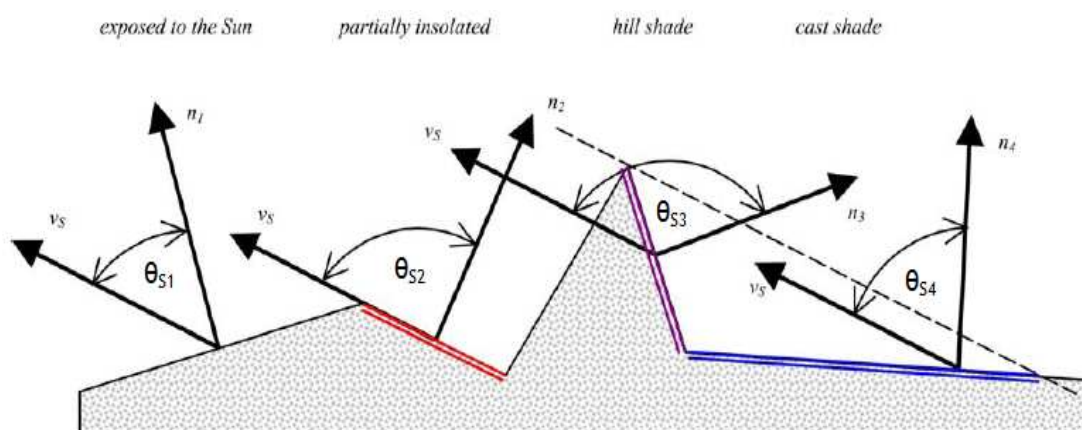


Figura 3.7 - Ângulos de incidência solar: *hill shade* e *cast shade* [51].

O primeiro passo, na determinação de sombreamentos *cast shade*, é encontrar o ponto mais alto do obstáculo que projecta o sombreamento. Este é o ponto onde ocorre em primeiro lugar o *hill shade*. Após encontrar esse ponto, percorre-se todo o espaço ao encontro do ângulo de azimuth dos raios solares. Em cada ponto susceptível de análise é determinada a distância zenital entre ele próprio e o ponto mais alto do obstáculo (z). Se a distância zenital por aí determinada for inferior à distância zenital dada pela posição do Sol (θ_z), então isso significa que a superfície está sujeita a *cast shade*. Por outro lado, se for superior ($z > \theta_z$) então a superfície encontra-se exposta à radiação solar (figura 3.8) [51].

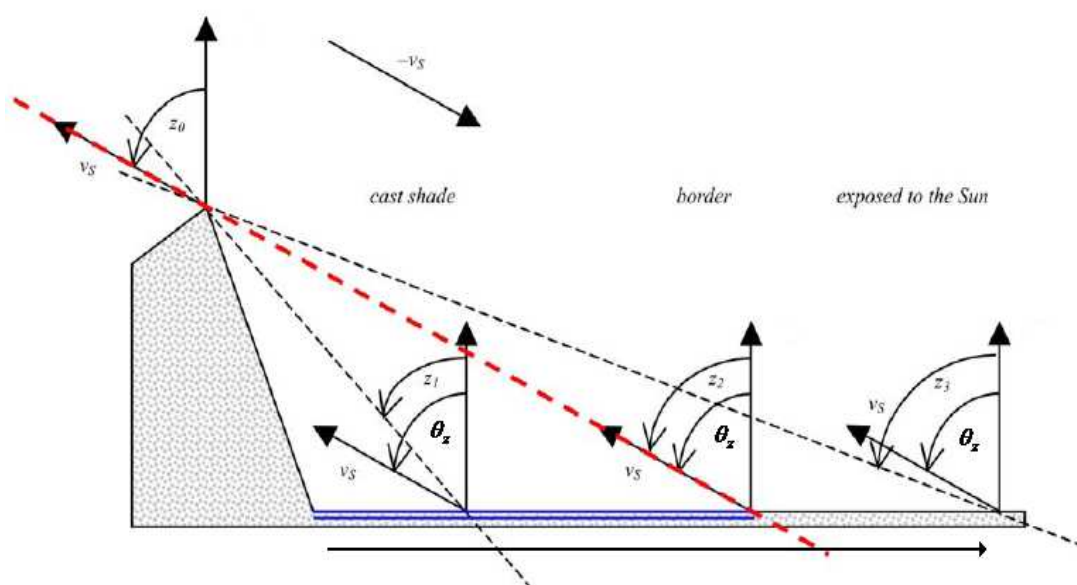


Figura 3.8 - Determinação do *cast shade* [51].

O ponto mais alto do objecto que provoca a existência de sombreamentos por *cast shade*, é determinado tendo em conta o ângulo de elevação do objecto, γ . Este é calculado com base na sua altura (h_2), na altura da superfície onde se pretende determinar se existe ou não sombreamento (h_1) e na distância entre ambos (d) (figura 3.9) [51]:

$$\operatorname{tg} \gamma = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \gamma = \operatorname{arctg} \left(\frac{h_2 - h_1}{d} \right) = \operatorname{arctg} \left(\frac{\Delta h}{d} \right) \quad (3.19)$$

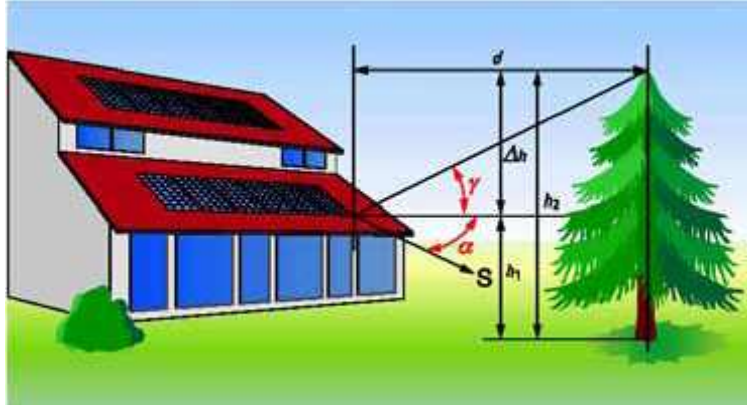


Figura 3.9 - Determinação do ângulo de elevação de um objecto [20].

3.4 - Cálculo da produção fotovoltaica

Uma vez determinada a radiação total incidente sobre uma superfície de um sistema fotovoltaico genérico, procede-se ao cálculo da produção fotovoltaica. Este pode ser efectuado tendo em conta as características dos módulos a utilizar, nomeadamente, a sua eficiência. A expressão que permite estimar a produção em função da sua área e da eficiência dos módulos é a seguinte [20],[52]:

$$E_{FV} (Wh) = \overline{H_t} (Wh / m^2) \times \eta_{FV} \times A (m^2) \times \eta_{MPPT} \quad (3.20)$$

Tendo em conta a equação (3.13), a produção anual depende, para além da radiação total média incidente sobre o plano do módulo FV ($\overline{H_t}$), das características dos módulos que estão a ser utilizados no sistema, nomeadamente a área (A) e a sua eficiência (η_{FV}). Além deste facto, nos sistemas FV é comum utilizarem-se controladores de máximo de potência, designados por MPPT (*Maximum Power Point Tracker*), logo a eficiência destes controladores juntamente com a eficiência de todo o sistema inversor (η_{MPPT}), também deve ser considerada no cálculo da produção, apesar de apresentarem valores elevados ($\approx 90\%$).

Estes controladores MPPT têm como objectivo melhorar o desempenho do sistema FV, regulando as fontes não-lineares, como é o caso de um sistema deste tipo, e “forçá-las” a operar no ponto onde a potência é máxima. Quando uma carga é ligada a uma fonte de energia, caso dos módulos FV, o ponto de funcionamento é determinado pela intersecção da característica eléctrica I-V da fonte e a respectiva característica da carga. Uma vez que este ponto de funcionamento se altera quando as características da fonte ou da carga também são alteradas, a energia fornecida à carga é inferior à máxima que poderia ser eventualmente fornecida. É por esta razão que se utilizam os conversores MPPT, para obter uma melhoria no rendimento global do sistema [53],[54]. Assim, a eficiência de todo o sistema inversor contribui para a maior ou menor geração de energia fotovoltaica.

Capítulo 4

Metodologias de estimativa da produção fotovoltaica

4.1 - Introdução

Neste capítulo serão abordados dois tipos de metodologias, de forma a constituírem ferramentas para estimar a produção fotovoltaica integrada em edifícios. A qualidade das conclusões destes estudos baseados em metodologias está fortemente dependente da qualidade dos próprios modelos e dos seus fundamentos teóricos.

Numa primeira abordagem será implementado e adoptado um modelo que calcule a irradiação total sobre uma superfície de um sistema fotovoltaico genérico, tendo em conta a sua orientação e inclinação. Neste primeiro modelo, admite-se que a superfície fotovoltaica não está sujeita a qualquer tipo de sombreamento de outros obstáculos, e apenas sujeita ao sombreamento natural da trajectória solar. Com esta metodologia pretende-se também estimar de uma forma simples e eficaz a produção fotovoltaica para os diferentes tipos de tecnologias fotovoltaicas: silício monocristalino, policristalino e filmes finos (a-Si).

Numa segunda fase, será descrito um método que permita estimar o potencial fotovoltaico, associado à integração de módulos FV em edifícios, tendo em conta a sua envolvente urbana. Para tal são utilizados modelos de análise espacial e tridimensional, suportados por sistemas de informação geográfica.

4.2 - Modelo de cálculo da produção fotovoltaica numa superfície

Como já foi referido anteriormente, a localização geográfica dos módulos FV é determinante para o cálculo da radiação total sobre uma superfície. Assim, a latitude do local é um dos primeiros dados a ter em conta. Os valores da radiação global no local adoptado para o cálculo foram recolhidos do programa *RETScreen*[®].

Uma vez que são utilizados os valores médios mensais da radiação global, neste modelo será calculada a radiação total para cada dia médio do mês. Assim, existe um dia médio do mês que torna mínimo o erro do valor da radiação extraterrestre média mensal (tabela 4.1) [55].

Tabela 4.1 - Dia médio mensal

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Dia	17	16	16	15	15	11	17	16	15	15	14	10

O próximo passo é calcular para cada dia indicado na tabela anterior, o valor da irradiação extraterrestre para o plano horizontal, através da equação (3.6). Uma vez determinada a irradiação extraterrestre, e tendo já os valores médios mensais para a radiação global, calcula-se o índice de atenuação pela equação (3.9).

Posto isto, procede-se ao cálculo da componente difusa da radiação (H_d), baseando-se no modelo de regressão de Collares-Pereira [50]. A componente difusa é então determinada pela seguinte equação:

$$H_d = \begin{cases} H \cdot (1,188 - 2,272 \cdot K_T + 9,473 \cdot K_T^2 - 21,856 \cdot K_T^3 + 14,648 \cdot K_T^4) & \text{se } K_T < 0,17 \\ H \cdot 0,99 & \text{se } K_T \geq 0,17 \end{cases} \quad (4.1)$$

Calculada a radiação difusa, a componente directa da radiação é obtida através da equação (3.10).

A radiação total incidente numa superfície inclinada e orientada segundo um determinado azimute (α) é calculada com base na equação (3.12). Contudo, o cálculo do coeficiente R_b , que, como já foi referido, representa a relação entre a irradiação directa sobre uma superfície orientada e inclinada arbitrariamente e a irradiação sobre o plano horizontal, é bastante determinante neste modelo.

Para cada dia médio do mês é necessário calcular este coeficiente para se proceder ao cálculo da radiação total. A expressão que permite calcular este coeficiente é dada pela equação:

$$R_b = \frac{H_{\beta,\alpha}}{H_0} \quad (4.2)$$

O valor da irradiação diária incidente no plano do módulo, $H_{\beta,\alpha}$, é obtido resolvendo o integral:

$$H_{\beta,\alpha} = \int_{\omega_{sp}}^{\omega_{pp}} I_{SC} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \cdot \cos(\theta_s) \quad (4.3)$$

Os limites de integração da equação (4.3) são os ângulos de saída e pôr-do-Sol para o módulo fotovoltaico, tendo em conta o sombreamento originado pela trajectória solar.

Para cada dia médio do mês, e para cada inclinação e orientação da superfície, calculam-se os ângulos de saída e pôr-do-Sol, através da equação (3.7). Contudo, estes ângulos não reflectem o sombreamento devido à trajectória solar para uma determinada superfície. Esses sombreamentos acontecem quando o ângulo de incidência solar, θ_s , é superior a 90° . É de referir que neste modelo não são considerados outros tipos de sombreamento, provocados por outros obstáculos. Assim, para além de determinar os ângulos de saída e pôr-do-Sol, é necessário também calcular para cada hora do dia médio do mês, o valor do ângulo de incidência sobre a superfície. Então, o novo ângulo de saída para o painel será o primeiro ângulo que respeite a seguinte condição:

$$\omega_{sp} = [-a \cos(-tg \delta \cdot tg(\phi)) \cap \theta_s < 90^\circ] \quad (4.4)$$

Do mesmo modo determina-se o ângulo de pôr-do-Sol para o módulo.

$$\omega_{pp} = [a \cos(-tg \delta \cdot tg(\phi)) \cap \theta_s < 90^\circ] \quad (4.5)$$

Uma vez determinados estes ângulos, calcula-se o integral da equação (4.3) para posteriormente se determinar o coeficiente R_b , determinante no cálculo da componente directa. Uma vez encontrado o valor deste coeficiente é possível determinar o valor da radiação total para cada azimuth e inclinação pretendidos utilizando para tal a equação (3.12).

Para uma melhor interpretação de todos os processos efectuados neste modelo, o fluxograma presente na figura 4.1, permite uma compreensão mais sistemática.

É ainda de referir que, o processo para a determinação do ângulo de pôr-do-Sol é em tudo semelhante ao ângulo de saída do Sol, representado no fluxograma. O intervalo adoptado para a determinação destes ângulos, ($i=i+1$), corresponde a uma hora. No cálculo da energia total produzida anualmente, considerou-se para a eficiência do sistema inversor (η_{MPPT}) um valor de 90%.

Por último, neste modelo não se efectua a correcção da eficiência dos módulos FV devido à influência da temperatura de operação dos módulos, uma vez que o pretendido é possuir uma ferramenta simples e robusta, capaz de estimar a produção fotovoltaica.

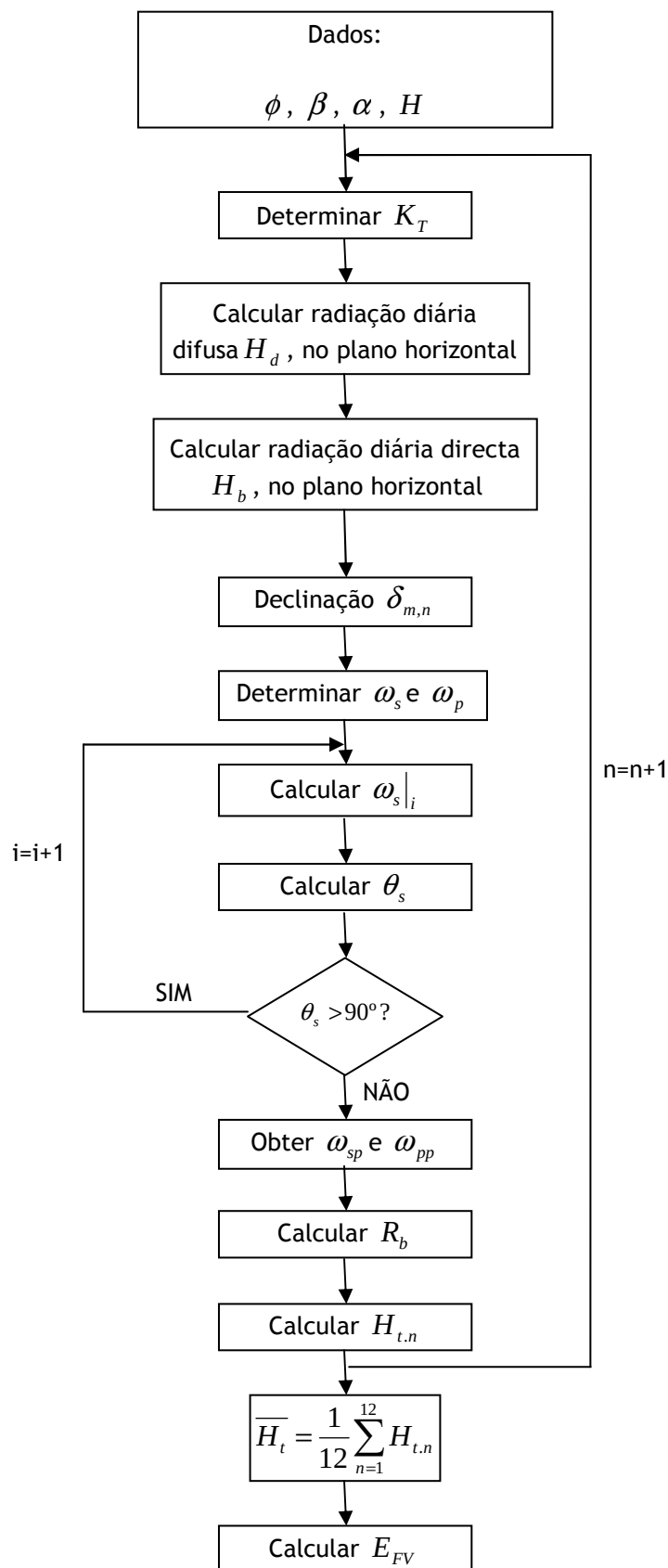


Figura 4.1 - Fluxograma do modelo de cálculo da produção fotovoltaica numa superfície.

4.3 - Modelação da produção fotovoltaica em ambiente urbano

Neste ponto procede-se à modelização do cálculo da produção fotovoltaica integrada em edifícios, tendo em conta a sua envolvente urbana. Assim, uma vez determinada a produção de um ambiente urbano, como por exemplo uma região do planeta pode-se, à partida, retirar o potencial fotovoltaico dos sistemas *BIPV* nesse mesmo local. Esta metodologia estima o potencial fotovoltaico de forma massiva para zonas urbanas, e utiliza para tal modelos de análise espacial e tridimensional, suportados pelos SIG.

O programa que se utilizou para a modelização da produção fotovoltaica em ambiente urbano foi o *ArcGIS*[®]. O *ArcGIS*[®] é um conjunto de programas informáticos que constitui um Sistema de Informação Geográfica, permitindo diversas funcionalidades entre as quais a análise espacial, manipulação de dados e mapeamento. Um SIG é um sistema de manipulação, análise e visualização de informação geográfica, este organiza toda a informação geográfica em diversas *layers* e tabelas (figura 4.2).

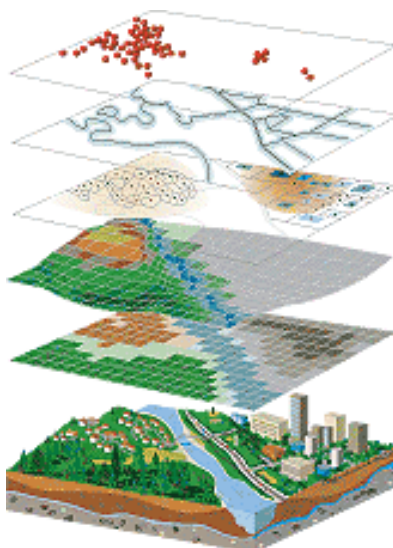


Figura 4.2 - Integração de vários tipos de *layers* num SIG [56].

4.3.1 - Metodologia de cálculo

A radiação solar incidente na superfície terrestre resulta de interações complexas de energia entre a atmosfera e a superfície. Numa escala global, os diferentes gradientes da radiação são causados devido à rotação e translação da terra em torno do Sol. Por outro lado, numa escala local/regional o relevo do terreno é o principal factor da distribuição da radiação. A variação em termos de elevação, da inclinação e orientação do terreno, bem como as sombras por este provocadas leva a esta variabilidade da radiação.

Como se pretende desenvolver um método que estime o potencial fotovoltaico integrado em edifícios numa dada região, nada melhor que ter informação dessa região com dados

importantes como é o caso da localização e elevação de cada ponto do terreno. Esta informação está contida nos denominados Modelos Digitais de Terreno, ou na literatura anglo-saxónica, *Digital Terrain Models (DTM)*. Os *DTM* não são mais que métodos de transformação de dados sobre a variação contínua do relevo da superfície terrestre, usando curvas de nível ou representações gráficas tridimensionais (*Digital Elevation Models - DEM*), informação à qual é possível sobrepor outro tipo de informação, como por exemplo estradas, recursos hídricos e também edifícios.

A criação de edifícios sobre os *DTM* depende dos dados disponíveis sobre a localização real dos edifícios numa dada zona. Caso se tenham os pontos associados a cada edifício bem como dados sobre a sua altitude e área, pode-se construir um mapeamento próximo da realidade da zona em questão (figura 4.3).



Figura 4.3 - Representação da criação de edifícios sobre um *DTM* [56].

4.3.1.1 - Manipulação de *layers* para cálculo da radiação solar

Para melhor compreender os passos necessários para a aplicação da metodologia proposta, o seguinte diagrama ilustra o encadeamento de processos que devem ser tomados na manipulação das diferentes *layers* de um SIG, e que levam ao cálculo da radiação solar.

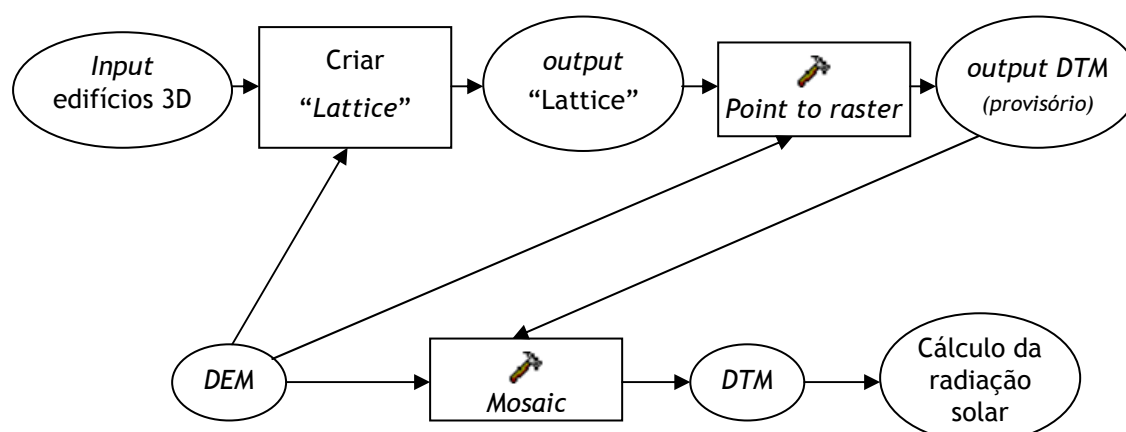


Figura 4.4 - Fluxograma do modelo de cálculo de produção fotovoltaica em ambiente urbano.

4.3.1.1.1 - Criar *Lattice*

Dentro deste bloco é necessário efectuar um conjunto de manipulações de *layers*, de forma a obter uma representação final onde se possa representar toda a informação geográfica relevante, estando assim pronto a aplicar operadores analíticos de geoprocessamento que permitam calcular a radiação solar.

Tendo a região pretendida para estimar a produção fotovoltaica, o passo seguinte será representar essa mesma zona através de um *array* de pontos igualmente espaçados (*mesh points*) no referencial XYZ (figura 4.5). Cada um desses pontos terá o valor da coordenada Z, referenciados a uma base comum, como por exemplo em relação ao nível do mar.

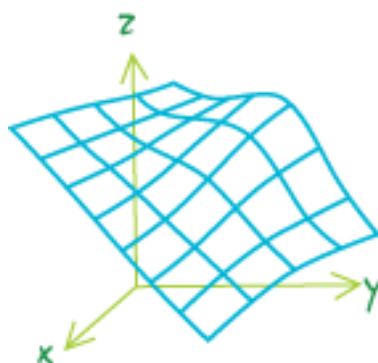


Figura 4.5 - Representação de uma superfície com *mesh points* - *Lattice* [56].

Os pontos da coordenada Z são dados pela informação contida no modelo digital de elevação (*DEM*) da zona a analisar.

Uma vez que a entrada deste modelo é a representação tridimensional da zona/região a analisar, é necessário convertê-la para uma representação 2D, de forma a poder representá-la em *arrays* de pontos com o mesmo espaçamento, tal como já foi referido. Para tal será necessário utilizar a ferramenta *MultiPatch Footprint* do *ArcToolbox* (figura 4.6).

Esta ferramenta é útil pois permite converter *multipatches* em polígonos, ou seja, o *output* desta ferramenta é uma área em 2D representada por vários polígonos que por sua vez representam o lugar no espaço dos edifícios (figura 4.7).

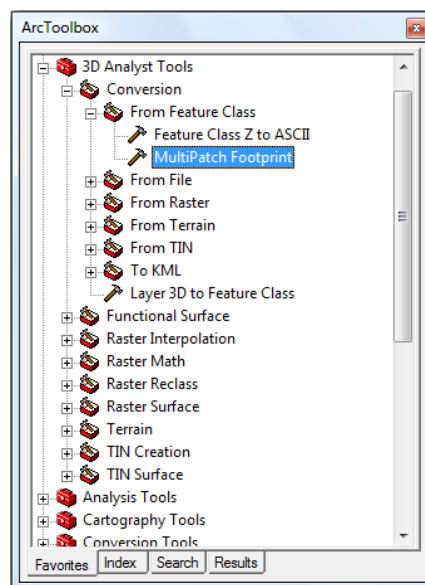


Figura 4.6 - Ferramenta *MultiPatch Footprint* do ArcToolbox.

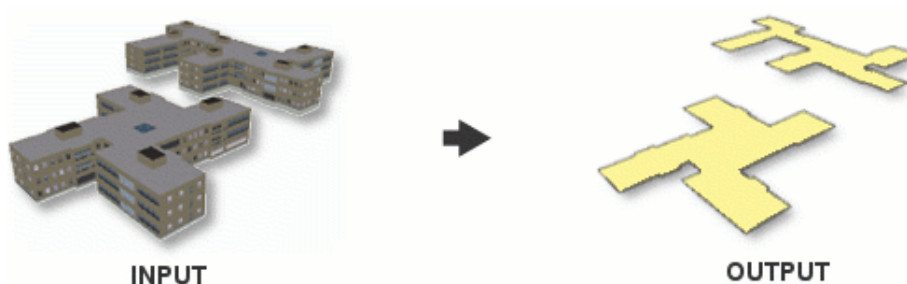


Figura 4.7 - Exemplo de um *output* da ferramenta *MultiPatch*.

Nesta fase, passa-se a ter uma representação bidimensional, que passará a ser designada por *2D footprint*, da zona anteriormente representada em três dimensões, onde agora cada polígono representado indica a localização de cada edifício.

Tendo esta representação, o próximo passo será converter esta superfície de polígonos numa superfície com *rasters*, bastante útil para tratamento de dados. Então, através da ferramenta, do ArcToolbox, *Polygon to Raster* (figura 4.8) é possível converter uma superfície representada por polígonos numa outra representada por um conjunto de células (*raster*) o que permite um maior controlo sobre a atribuição de valores e dados a cada uma das células.

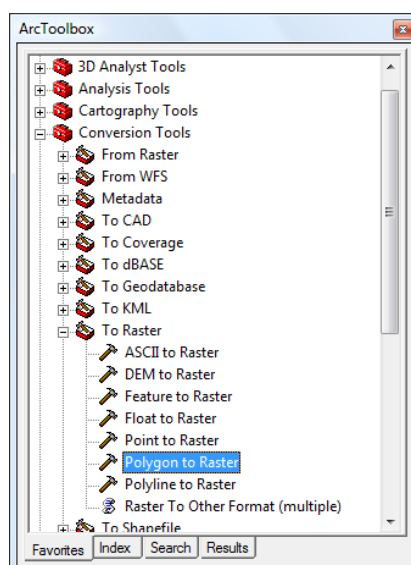


Figura 4.8 - Ferramenta *Polygon to Raster* do ArcToolbox.

Neste momento, passa-se a ter uma representação, bidimensional também, mas agora com representação *raster*, que será extremamente útil para depois se proceder ao cálculo da radiação solar. Esta representação em *raster*, para melhor compreensão do modelo, passará a ser designada por *2D footprint raster*.

Uma representação em *raster*, muito sucintamente, é a representação de uma área geográfica dividida por várias células discretas (quadradas ou rectangulares) dispostas numa rede. A cada célula pode estar atribuído um valor que permite obter informações sobre as características da sua localização. Na figura 4.9 pode-se observar de que forma vários polígonos passam a ser representados numa imagem *raster*.

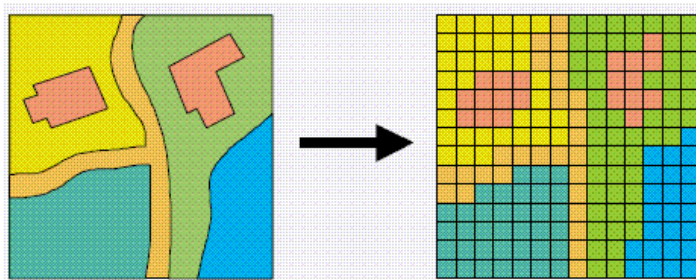


Figura 4.9 - Exemplo de uma representação em *raster* [56].

As representações em *raster* têm pelo menos dois pontos de grande interesse: primeiro porque permitem representar toda a informação geográfica (características geográficas, imagens, superfícies), e segundo porque têm um vasto conjunto de operadores analíticos de geoprocessamento.

Após a representação em *raster*, efectua-se uma conversão para pontos, mais concretamente através da ferramenta *Raster to Point*, passa-se a ter uma representação da anterior *2D footprint raster* numa nova representada por pontos. Todo este tratamento de representações anteriormente descrito, é efectuado no bloco “Criar *Lattice*” do fluxograma da figura 4.4.

Esta representação, designada por *Lattice*, passará a ter valores importantes para a manipulação de dados e para a construção de uma *layer* em três dimensões. Para além de conter os pontos da coordenada Z, os designados *z-values*, importantes na representação 3D, também contém os pontos das respectivas coordenadas xy. Assim, cada um dos pontos da *Lattice* contém a informação necessária para representar e visualizar uma zona/região geográfica em três dimensões.

Nesta fase, estão disponíveis várias representações da mesma zona, nomeadamente as representações *2D footprints* (que contém os polígonos associados aos edifícios), *2D footprint raster* (que contém a mesma visualização que a anterior mas em forma de *raster* para melhor controlo de dados) e por último a *Lattice* (representação da zona com base em pontos de coordenadas xyz). Através da conjugação da informação destas representações é possível construir uma representação de melhor controlo e manipulação de dados. Neste ponto, tem-se uma representação onde a superfície total está subdividida por diversas “células” que contém informação útil para o cálculo da radiação solar.

4.3.1.1.2 - Função *Mosaic*

Na eventualidade de existirem várias representações em *raster* que representam áreas de uma zona geográfica, é necessário conjugar essas representações numa só. Para tal, o bloco “*Mosaic*” do fluxograma (figura 4.4) irá converter todos os conjuntos de representações *raster* (caso existam várias representações de áreas diferentes da mesma região de análise) numa única representação, conjugando-as sem alteração dos dados (figura 4.10).

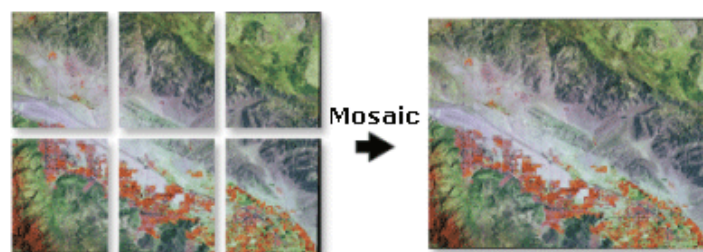


Figura 4.10 - Ilustração da função *Mosaic* do ArcGIS®.

4.3.1.2 - Análise tridimensional de sombreamentos

A representação em *raster* é bastante importante neste modelo, pois a radiação solar incidente em cada ponto é diferente, uma vez que esta depende, entre outros factores, da inclinação e da orientação da superfície. Como se pretende obter uma estimativa da produção fotovoltaica durante um determinado período de tempo, nada melhor que realizar esse cálculo hora a hora e verificar a radiação solar em cada uma das diferentes células associadas a cada edifício.

Contudo, devido à envolveria urbana, a análise de sombreamentos é uma questão fundamental e complexa. Para uma determinada posição solar, podem existir zonas do edifício que ficam invisíveis devido ao sombreamento provocado por outros obstáculos. Este fenómeno, anteriormente designado de *cast shade*, requer uma análise cuidada. Para cada uma das células é necessário proceder à mesma análise descrita no ponto 3.3, relativamente à determinação dos pontos visíveis ou invisíveis. Assim, compara-se o ângulo entre a normal da célula sujeita a análise e o ponto mais alto do obstáculo (z), com o ângulo de incidência dado pela posição solar (θ_s) (figura 4.11). Para além disso, é também necessário verificar em cada momento o ângulo de incidência entre a linha Sol-Terra e a normal à célula em análise, e caso seja superior a 90° a célula encontra-se à sombra - *hill shade*.

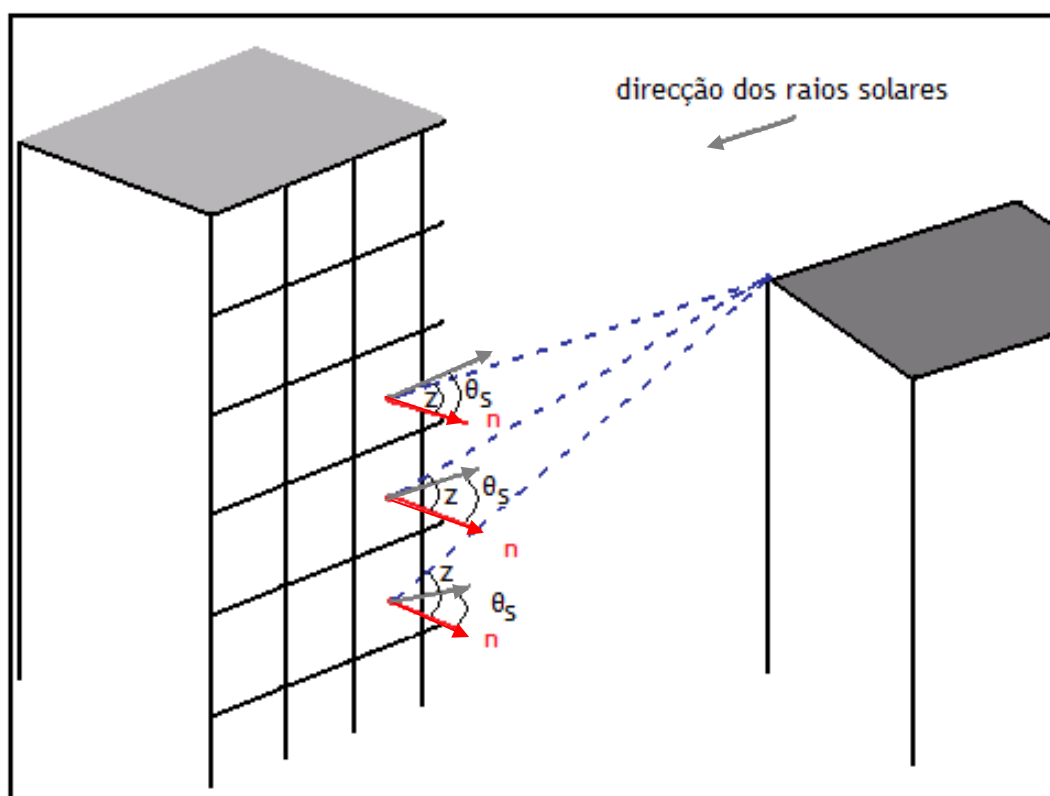


Figura 4.11 - Análise do fenómeno *cast shade*.

Nas situações de sombreamento *cast shade*, de forma a otimizar o processo, uma vez determinada uma célula pertencente a um edifício, onde se verifique que esta está à sombra, todas as células na vertical abaixo dessa estão invisíveis (figura 4.12).

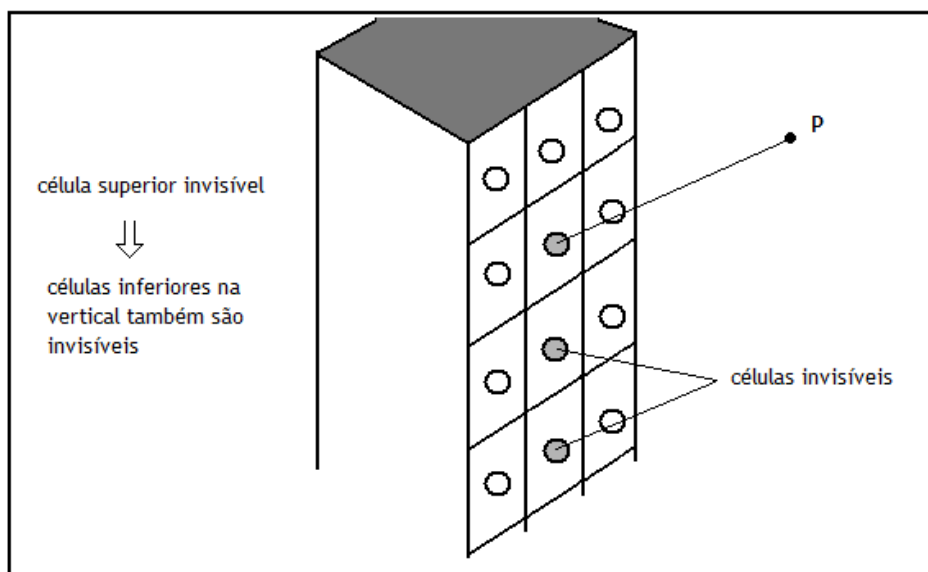


Figura 4.12 - Visibilidade entre células da representação *raster* numa fachada do edifício.

Uma outra análise pode ser feita de forma a otimizar o processo de análise de sombreamento. Tome-se o ponto P como a posição do Sol numa determinada altura do ano. Em determinadas posições pode-se logo determinar se um lado do edifício é ou não totalmente visível, tendo em conta os ângulos associados ao ponto P e os ângulos de cada um dos lados do edifício, ou seja a sua orientação (ângulos de azimuth - α) (figura 4.13).

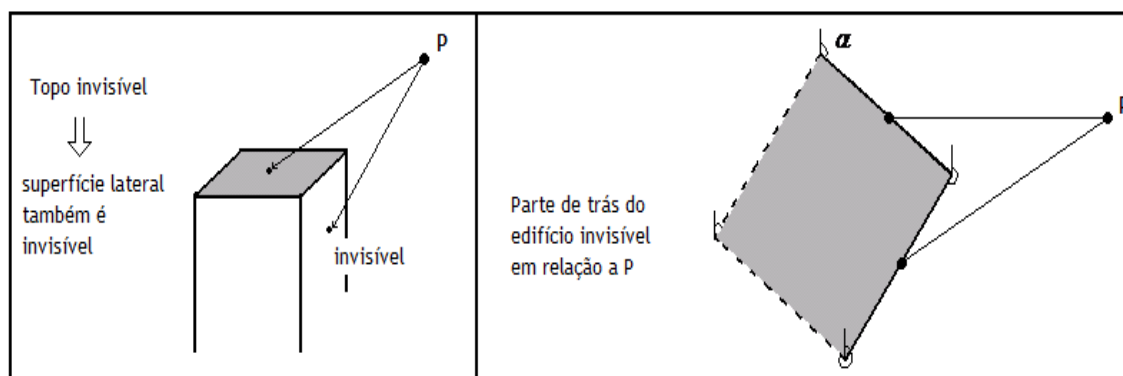


Figura 4.13 - Determinação das superfícies visíveis num edifício.

Então para cada célula da representação 3D em *raster* é calculado o ângulo de incidência entre a fonte de luz, neste caso o sol, e a normal à superfície da célula. Esse ângulo de incidência é dado pela equação (3.8). Uma vez que cada célula possui a informação relativa à sua inclinação e orientação (β e α , respectivamente) as outras variáveis apenas dependem do dia de simulação e da latitude da zona geográfica em estudo.

4.3.1.3 - Estimativa da radiação total

Após a manipulação das *layers*, anteriormente descrita, para melhor tratamento de dados correspondente ao SIG a analisar, procede-se ao cálculo da radiação solar, de forma a poder obter um melhor conhecimento do potencial fotovoltaico na região pretendida. Para tal, define-se um intervalo de tempo onde será efectuado esse cálculo. O mais natural é a análise horária, pois a trajectória do Sol ao longo do dia irá influenciar a radiação incidente sobre uma superfície, sobretudo quando se trata de uma zona urbana. Assim sendo, recorre-se a modelos de estimativa horária, a partir dos valores médios diários. Para uma melhor compreensão da metodologia sugerida, os pontos que se seguem pretendem resumir os passos necessários para obter uma estimativa da radiação solar num ambiente urbano:

- Calcular, para cada dia, os ângulos de nascer e pôr-do-Sol, determinados pela equação (3.7), uma vez que estes apenas dependem da latitude do local e do dia de simulação;
- Calcular a irradiação extraterrestre diária no plano horizontal, através da equação (3.6);
- Calcular o índice de atenuação, K_T , utilizando a equação (3.9);
- Determinar a irradiação diária difusa pela equação (4.1);
- Para cada hora do dia (desde o nascer ao pôr-do-sol), determinar os parâmetros r_t e r_d , através das equações (3.13) e (3.16), respectivamente. Estes parâmetros permitem estimar os valores horários da radiação global e difusa, com base nos valores diários, para superfícies na horizontal;
- Calcular os valores horários da radiação global e difusa, com base nos parâmetros anteriormente determinados;
- Calcular a relação entre a radiação directa numa superfície, inclinada e orientada, e a radiação incidente numa superfície na horizontal, através da equação:

$$R_b = \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_z} \quad (4.6)$$

- Calcular os valores horários das componentes da radiação para o plano da superfície, através das seguintes equações:

$$h_b = (h - h_d) \cdot R_b \quad (4.7)$$

$$h_d = h_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (4.8)$$

$$h_\rho = h \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (4.9)$$

- Após a determinação das componentes da radiação solar, no plano da superfície é necessário fazer uma análise de sombreamentos, tendo em conta os aspectos referidos no ponto 4.3.1.2. Para tal, é necessário ter em conta a posição do Sol, facilmente definida no espaço pelas equações (3.3) e (3.5). É realizada então uma análise de *cast* e *hill shade*;
- Caso a superfície analisada esteja sujeita a sombreamento, a componente horária da radiação directa é nula, e por último calcula-se a radiação horária total incidente sobre a superfície, através da equação (3.18).

O seguinte fluxograma permite de forma sistemática compreender o processo da metodologia de estimativa da radiação solar:

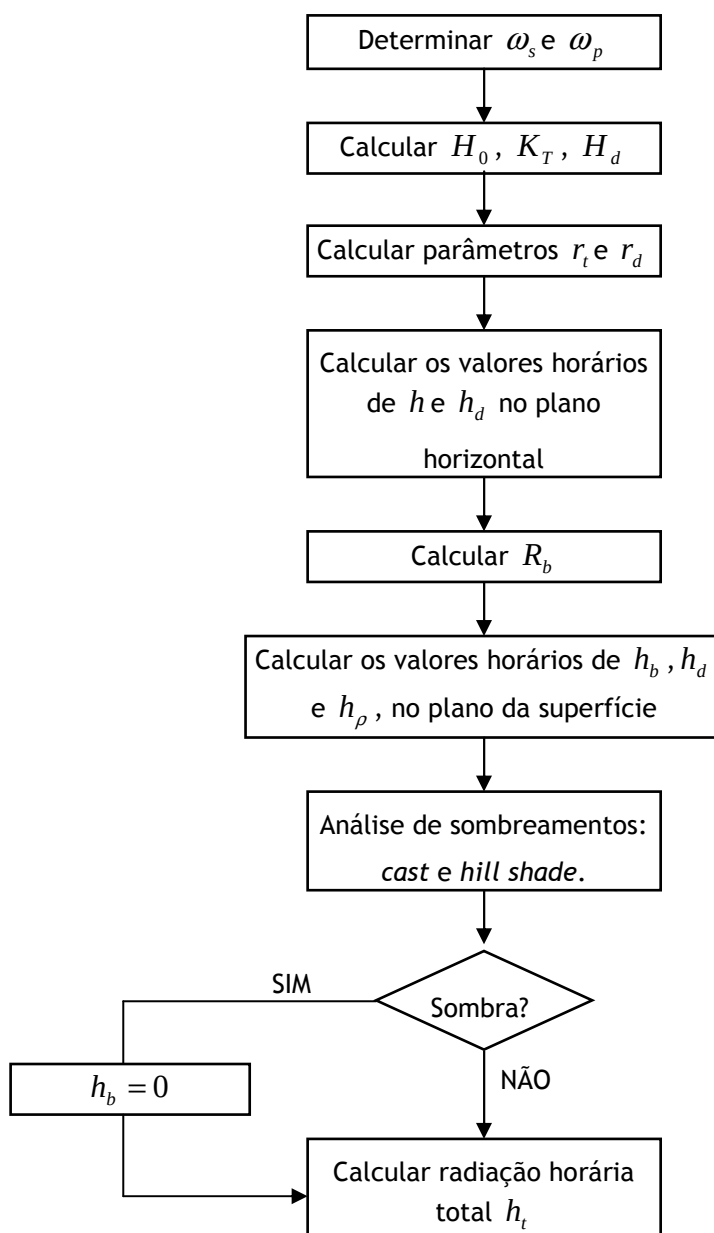


Figura 4.14 - Fluxograma da metodologia de cálculo da radiação fotovoltaica em zonas urbanas.

De forma a obter uma estimativa anual da radiação total, este processo é realizado repetidamente ao longo dos dias, ou seja, integrando a radiação total ao longo do dia e posteriormente ao longo do ano.

Este tipo de metodologias é bastante útil, pois permite estimar e avaliar o potencial de produção de sistemas *BIPV* em ambiente urbano, com base na radiação total obtida em cada superfície de cada edifício. A integração diária neste tipo de modelos é fundamental, pois assim permite identificar pontos de sombreamentos que ocorrem durante o dia. As figuras seguintes ilustram o que se pretende com esta metodologia.

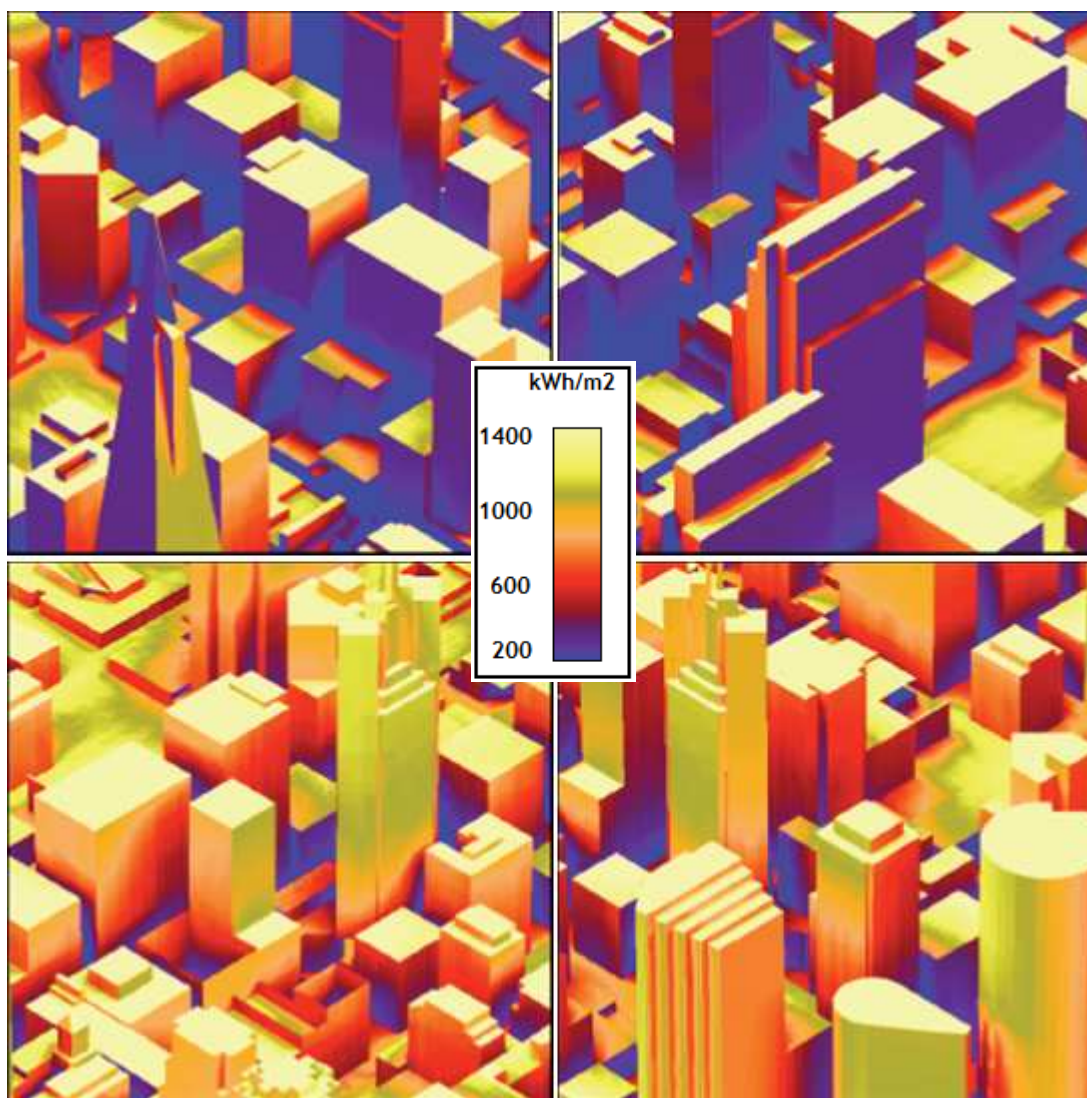


Figura 4.15 - Ilustração da radiação total anual em ambiente urbano [57].

Definindo um gradiente de cores para a radiação total anual, é possível através da simples análise da imagem, identificar os pontos mais interessantes para a integração fotovoltaica em edifícios numa determinada zona urbana (figura 4.16).

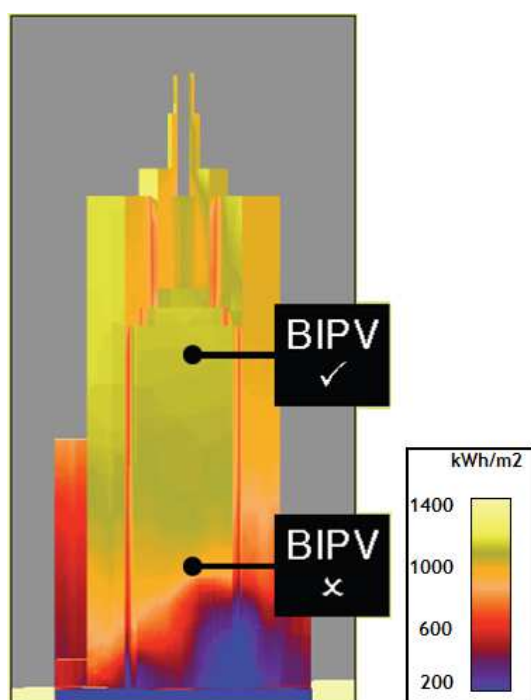


Figura 4.16 - Identificação dos locais mais interessantes para sistemas *BIPV* [57].

Capítulo 5

Apresentação e Análise de Resultados

5.1 - Exemplo Prático

A radiação incidente numa superfície, tal como já foi referido, depende da latitude do local, do dia do ano, da sua própria inclinação e orientação. O local escolhido para testar o modelo foi a cidade do Porto, com uma latitude de $41,13^\circ$. A declinação está relacionada com o dia do ano e por isso é uma das variáveis que influencia a radiação incidente. A figura 5.1 permite observar a variação da declinação ao longo do ano.



Figura 5.1 - Variação da declinação ao longo do ano.

Uma outra variável que também influencia a radiação incidente é a radiação global medida, ou estimada no local. Na tabela 5.1 estão disponíveis os dados relativamente à radiação global média mensal para o local em estudo, obtidos através do programa *RETScreen*®.

Tabela 5.1 - Radiação Global média mensal.

Mês	Radiação Global média mensal na horizontal (Wh/m ² /d)
Janeiro	1700
Fevereiro	2680
Março	4220
Abril	5630
Maio	6460
Junho	7010
Julho	7330
Agosto	6450
Setembro	4730
Outubro	3410
Novembro	2290
Dezembro	1990

Nos pontos que se seguem apresentam-se os resultados obtidos para determinadas superfícies específicas. Também serão tecidos alguns comentários e comparações, bem como efectuada a sua análise. De forma a não colocar todos os resultados obtidos neste capítulo foram escolhidas algumas orientações específicas, nomeadamente Sul, Este e Norte, e apenas duas inclinações, 30° e 90°, para cada orientação anteriormente especificada. No fim do capítulo são apresentados todos os resultados obtidos e realizada a sua análise geral.

5.1.1 - Superfície orientada Sul e inclinada 30°

Nesta situação a superfície encontra-se orientada a sul e inclinada 30°. Para cada mês foram determinadas as componentes da radiação incidente.

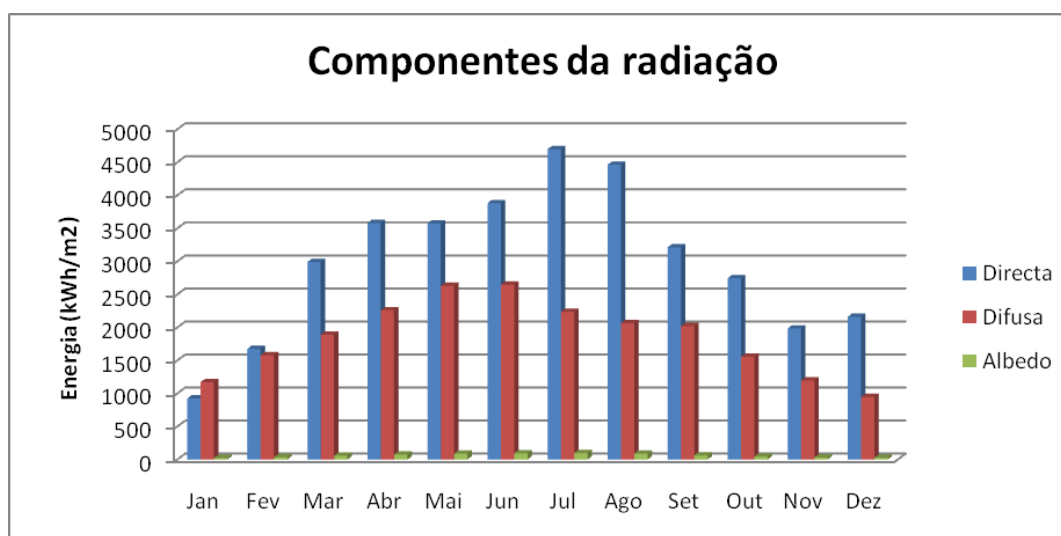


Figura 5.2 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Sul e inclinada 30°, para cada dia médio do mês.

Durante os meses de Verão a componente directa é a mais predominante, enquanto que nos meses de Inverno a componente difusa toma uma parcela mais significativa da radiação total (figura 5.2).

Em termos percentuais, pode-se verificar que, através da análise da tabela 5.2, nos meses de Verão, nomeadamente Julho e Agosto, a componente difusa é cerca de 30% da radiação total média mensal. Esta componente apresenta um valor mais significativo nos meses de Inverno, cerca de 50% nos meses de Janeiro e Fevereiro.

Tabela 5.2 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Sul e inclinada 30°.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	43,6%	55,3%	1,1%
Fevereiro	50,9%	48,0%	1,1%
Março	60,6%	38,3%	1,1%
Abril	60,5%	38,2%	1,3%
Maio	56,8%	41,8%	1,4%
Junho	58,6%	40,0%	1,4%
Julho	66,8%	31,8%	1,4%
Agosto	67,5%	31,2%	1,3%
Setembro	60,7%	38,1%	1,2%
Outubro	63,2%	35,8%	1,1%
Novembro	61,8%	37,3%	1,0%
Dezembro	68,9%	30,2%	0,8%

A radiação reflectida pelo solo é praticamente desprezável, não representando nesta situação em particular um valor muito significativo, ao contrário de algumas situações que se verão mais à frente.

5.1.2 - Superfície orientada a Sul e inclinada 90°

Os resultados apresentados neste ponto dizem respeito a uma superfície orientada a Sul inclinada na vertical (90°), ou seja, a orientação típica das fachadas voltadas a sul dos edifícios.

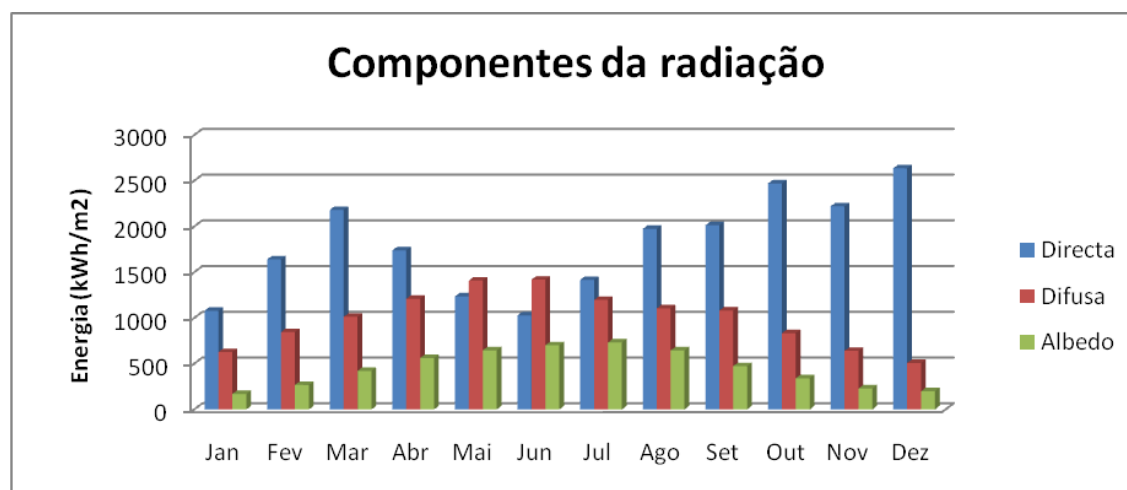


Figura 5.3 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Sul e inclinada 90°.

Nesta situação a componente difusa tem um valor bastante significativo nos meses de Verão, ao contrário da situação descrita no ponto anterior. Devido à sua inclinação, nos meses de Verão o Sol encontra-se mais inclinado, fazendo com que os ângulos de incidência sobre a superfície sejam grandes, diminuindo assim a radiação total incidente. Por outro lado, nos meses de Inverno, como a trajectória solar é mais baixa, os ângulos de incidência com a superfície são mais pequenos, ou seja, mais próximos da perpendicular, levando por isso a que a radiação directa incidente seja superior nestes meses.

Em termos percentuais, pode-se constatar através da tabela 5.3, que nesta situação a componente reflectida no albedo tem um valor mais significativo. A reflexão da radiação no solo tem uma maior importância em superfícies com esta inclinação, não sendo por isso de desprezar esta componente nestas situações, sobretudo nos meses de Verão.

Tabela 5.3 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Sul e inclinada 90°.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	57,5%	33,4%	9,1%
Fevereiro	59,6%	30,7%	9,7%
Março	60,3%	28,0%	11,7%
Abril	49,5%	34,5%	16,0%
Maio	37,6%	42,8%	19,6%
Junho	32,7%	45,1%	22,3%
Julho	42,3%	35,8%	21,9%
Agosto	53,0%	29,7%	17,3%
Setembro	56,4%	30,3%	13,3%
Outubro	67,8%	22,9%	9,4%
Novembro	71,9%	20,7%	7,4%
Dezembro	78,9%	15,2%	6,0%

Resta ainda comentar que a radiação reflectida no albedo chega a ser no mês de Junho 22,3% da radiação total, um valor já significativo, tendo em conta que nesta situação a radiação directa neste mês é cerca de 30% da radiação total.

5.1.3 - Superfície orientada a Este e inclinada 30°

Este ponto diz respeito aos resultados obtidos para uma superfície de um sistema fotovoltaico genérico, inclinada 30° e orientada a Este. Para cada mês do ano foram determinadas as diferentes componentes da radiação.

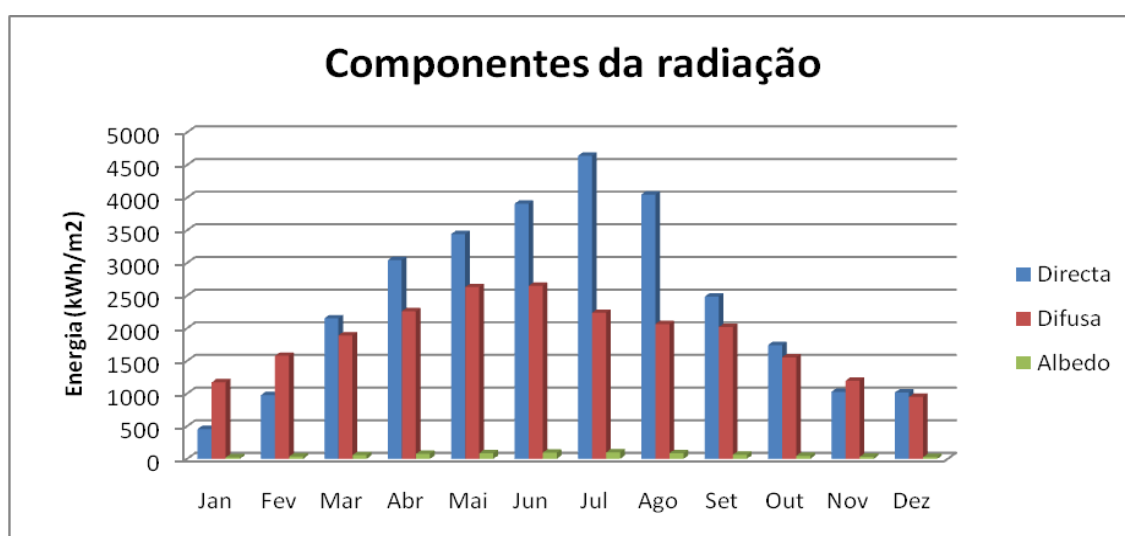


Figura 5.4 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Este e inclinada 30°.

Apesar de ser uma superfície orientada a Este, nos meses de Verão a componente directa da radiação total apresenta valores bastante consideráveis, enquanto que, nos meses de Inverno é a componente difusa que apresenta uma parcela significativa. A componente reflectida no albedo, nesta situação representa uma parcela mínima, podendo de certa forma considerar-se desprezável. Uma vez que durante os meses de Inverno o Sol está mais vezes encoberto devido à maior concentração de nuvens, é natural que exista uma maior parcela associada à componente difusa. Em alguns meses de Inverno, essa mesma componente chega a ser superior à directa, o que se pode concluir que nesses meses o índice de insolação foi baixo.

Analisando em termos de percentagem que cada componente representa em relação à radiação total, verifica-se que nos meses de Verão (Julho e Agosto) a componente difusa é cerca de 30% da radiação total. Por sua vez, nos meses de Inverno, essa percentagem toma um valor mais significativo, variando entre os 50% e 70%.

Tabela 5.4 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Este e inclinada 30°.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	27,7%	70,9%	1,4%
Fevereiro	37,7%	60,9%	1,4%
Março	52,5%	46,1%	1,4%
Abril	56,6%	42,0%	1,4%
Maio	55,9%	42,7%	1,4%
Junho	58,8%	39,8%	1,4%
Julho	66,5%	32,1%	1,4%
Agosto	65,3%	33,3%	1,4%
Setembro	54,4%	44,2%	1,4%
Outubro	52,1%	46,5%	1,4%
Novembro	45,6%	53,1%	1,4%
Dezembro	51,0%	47,7%	1,3%

5.1.4 - Superfície orientada a Este e inclinada 90°

Neste ponto, os resultados apresentados dizem respeito a uma superfície voltada a Este e orientada na vertical, também típica de uma fachada de um edifício, porém não está segundo a orientação óptima.

A análise da figura 5.5 permite observar um pormenor bastante peculiar, que é o facto de nesta situação em concreto, a radiação solar captada pela superfície nos meses de Verão ser superior quando comparada com a captada por uma superfície orientada a Sul com a mesma inclinação, ou seja, igual à situação descrita no ponto 5.2.2. Esta situação é explicada pelo facto de nos meses de Verão o Sol nascer próximo de Noroeste, sendo que neste caso, os ângulos de incidência são próximos da perpendicular à superfície. Assim, a radiação captada durante o período em que não existe sombreamento natural devido à trajectória solar é maior, sobretudo no período da manhã. Na situação descrita no ponto 5.2.2, os ângulos de incidência são maiores, uma vez que a superfície apenas recebe a radiação solar quando o Sol está próximo do pico da sua elevação, diminuindo assim a radiação total nos meses de Verão.

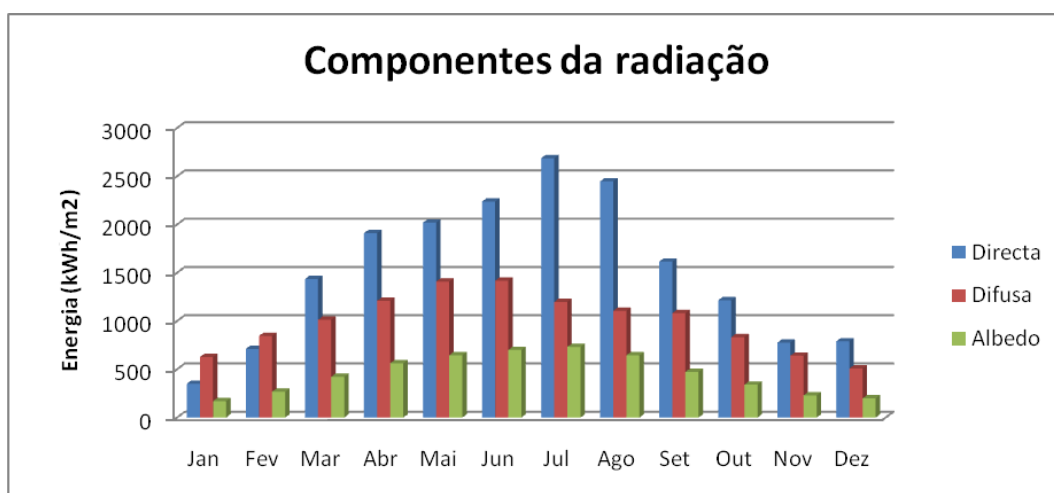


Figura 5.5 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Este e inclinada 90°.

Também é possível verificar que tal como na situação do ponto 5.2.2 a componente reflectida no albedo é significativa, cerca de 15% ao longo do ano (tabela 5.5), o que já era de esperar devido ao que já foi discutido nesse mesmo ponto.

Tabela 5.5 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Este e inclinada 90°.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	30,5%	54,7%	14,8%
Fevereiro	39,0%	46,3%	14,7%
Março	50,0%	35,3%	14,7%
Abril	51,9%	32,9%	15,3%
Maio	49,6%	34,6%	15,9%
Junho	51,4%	32,6%	16,1%
Julho	58,2%	25,9%	15,9%
Agosto	58,3%	26,3%	15,4%
Setembro	51,0%	34,1%	14,9%
Outubro	50,9%	34,9%	14,3%
Novembro	47,1%	39,0%	13,9%
Dezembro	52,8%	34,0%	13,3%

5.1.5 - Superfície orientada a Norte e inclinada 30°

Nesta situação estamos perante uma superfície inclinada 30° e voltada a Norte. Nos meses de Novembro, Dezembro e Janeiro a superfície não recebe qualquer tipo de radiação directa, sendo por isso nula. Nestes meses a radiação total incidente é apenas composta pelas componentes difusa e reflectida no solo, sendo esta última mínima (figura 5.6). Este facto é devido à trajectória do Sol nestes meses, que nasce próximo de Sudeste, e também devido à

própria inclinação e orientação da superfície. Além disso no mês de Fevereiro a componente directa é muito baixa, cerca de 6% da radiação total incidente (tabela 5.6).

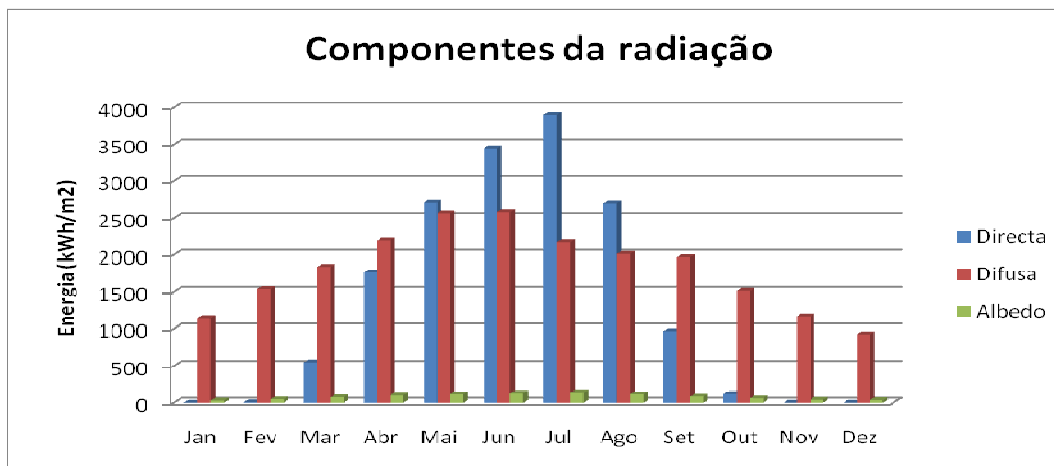


Figura 5.6 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Norte e inclinada 30°.

Relativamente aos meses de Verão a parcela respectiva à componente directa já é significativa. Contudo, nestes meses, a radiação difusa assume uma parte significativa da radiação global, cerca de 35-40% (tabela 5.6). De facto, constata-se que para superfícies orientadas a Norte, ou próximo desta orientação, a componente difusa toma valores consideráveis. Pode-se mesmo afirmar que nestas situações a produção fotovoltaica é em grande parte devida à radiação difusa.

Inclusive, nos meses de Inverno a radiação total é composta maioritariamente pela componente difusa, acima de 96%, enquanto nos meses de Verão, sobretudo em Julho e Agosto a componente directa apenas representa cerca de 55-60%. Neste caso em particular a radiação reflectida no albedo é também muito pouco significativa (tabela 5.6).

Tabela 5.6 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Norte e inclinada 30°.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	0,0%	97,4%	2,6%
Fevereiro	0,4%	96,5%	3,0%
Março	22,3%	74,6%	3,1%
Abril	43,4%	54,1%	2,5%
Maio	50,3%	47,6%	2,2%
Junho	56,0%	41,9%	2,1%
Julho	62,8%	35,1%	2,1%
Agosto	55,9%	41,7%	2,4%
Setembro	32,1%	65,1%	2,8%
Outubro	7,1%	89,3%	3,6%
Novembro	0,0%	96,6%	3,4%
Dezembro	0,0%	96,3%	3,7%

5.1.6 - Superfície orientada a Norte e inclinada 90°

Relativamente a este caso em concreto, superfície orientada a Norte na vertical, os resultados obtidos demonstram o porquê das fachadas voltadas a Norte dos edifícios serem consideradas “frias”.

Verificou-se que apenas nos meses em que o Sol nasce entre Norte e Este, nos meses de Abril a Agosto, é que é captada radiação directa. Contudo essa mesma radiação é, em termos energéticos, muito baixa, mesmo nos meses de Verão. Ao longo de todo o ano a radiação difusa, e em parte a radiação reflectida pelo solo, são as grandes responsáveis pela produção fotovoltaica (figura 5.7).

Pela análise da tabela 5.7, nos meses de Verão, as componentes difusa e reflectida no albedo representam cerca de 75% da radiação total, captada numa superfície com esta orientação e inclinação.

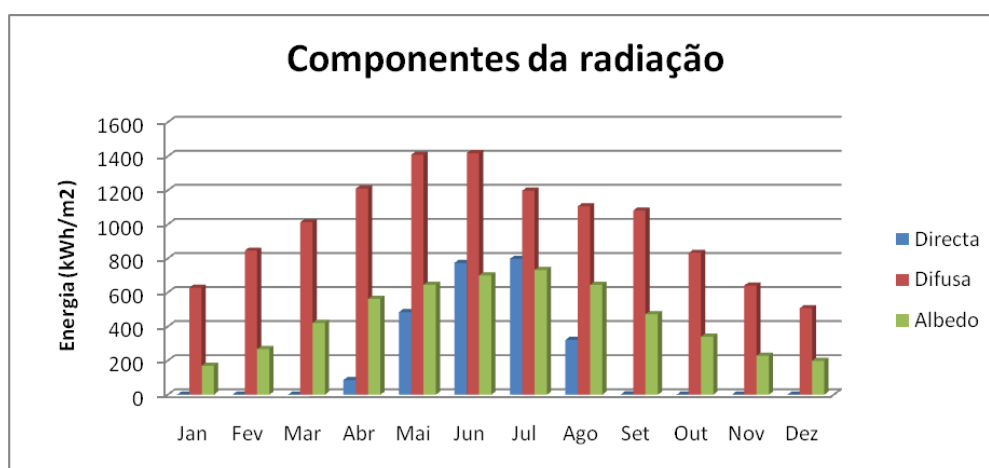


Figura 5.7 - Componentes da radiação incidente numa superfície orientada a Norte e inclinada 90°.

Tabela 5.7 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície orientada a Norte e inclinada 90°.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	0,0%	78,7%	21,3%
Fevereiro	0,0%	75,9%	24,1%
Março	0,0%	70,6%	29,4%
Abril	4,6%	65,1%	30,3%
Maio	19,1%	55,5%	25,4%
Junho	26,7%	49,0%	24,2%
Julho	29,2%	43,9%	26,9%
Agosto	15,5%	53,4%	31,1%
Setembro	0,1%	69,5%	30,4%
Outubro	0,0%	71,0%	29,0%
Novembro	0,0%	73,7%	26,3%
Dezembro	0,0%	71,9%	28,1%

5.1.7 - Superfície horizontal

Para uma superfície horizontal, os resultados obtidos demonstram que a radiação solar apenas é composta pelas componentes directa e difusa. Nos meses de Inverno a componente difusa é a mais significativa e, por seu lado, a componente directa toma valores mais significativos nos meses de Verão.

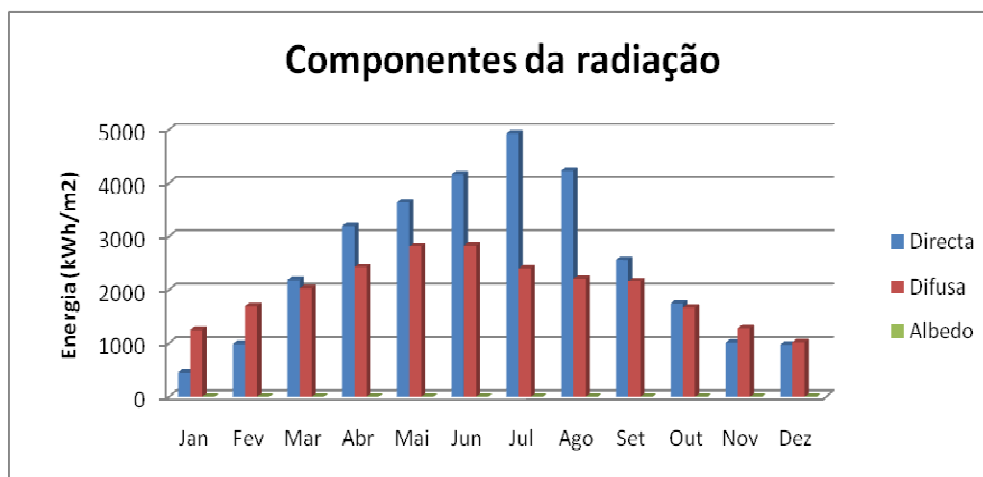


Figura 5.8 - Componentes da radiação incidente numa superfície horizontal.

Tabela 5.8 - Distribuição da radiação total nas respectivas componentes para uma superfície horizontal.

Mês	Radiação directa	Radiação difusa	Radiação ref. no albedo
Janeiro	26,1%	73,9%	0,0%
Fevereiro	36,9%	63,1%	0,0%
Março	52,0%	48,0%	0,0%
Abril	57,0%	43,0%	0,0%
Maio	56,4%	43,6%	0,0%
Junho	59,5%	40,5%	0,0%
Julho	67,3%	32,7%	0,0%
Agosto	65,7%	34,3%	0,0%
Setembro	54,3%	45,7%	0,0%
Outubro	51,1%	48,9%	0,0%
Novembro	44,0%	56,0%	0,0%
Dezembro	48,9%	51,1%	0,0%

5.2 - Radiação anual total incidente numa superfície

Neste ponto apresentam-se todos os resultados obtidos para cada uma das superfícies de um sistema fotovoltaico genérico, em termos de radiação total anual incidente por metro quadrado, para diferentes ângulos de azimute e inclinação. Estes resultados foram obtidos utilizando o modelo descrito no ponto 4.2.

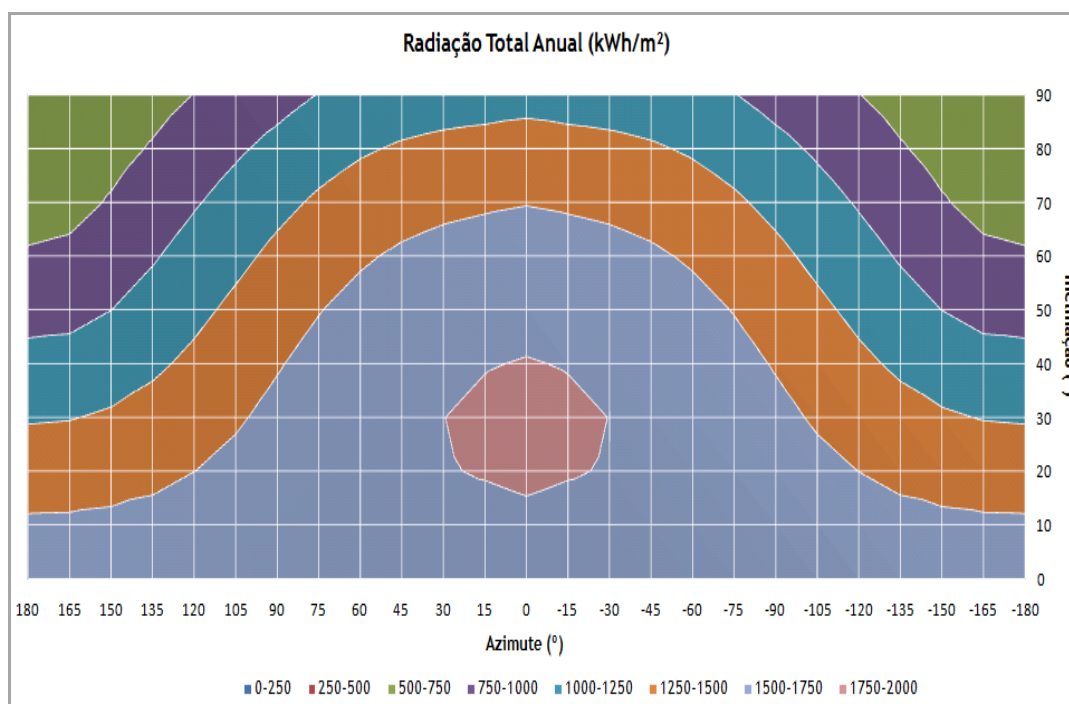


Figura 5.9 - Resultados da radiação total anual (kWh/m²) em função do ângulo de azimute e da inclinação.

Pela análise da figura 5.8 é possível verificar que à medida que o ângulo de azimute aumenta para a mesma inclinação a radiação anual total diminui. Até aos $\pm 90^\circ$ de ângulo de azimute, ou seja, orientados a Este e Oeste, a radiação não diminui muito significativamente para ângulos de inclinação mais baixos, apresentando uma diminuição de cerca de 20% em relação à radiação total máxima. Contudo para ângulos de inclinação maiores, nomeadamente acima de 70° , essa redução é mais significativa, chegando mesmo a uma redução para metade em superfícies na vertical, ou seja, com um ângulo de inclinação de 90° . Para ângulos de azimute superiores a 90° , essa redução acentua-se cada vez mais. Para superfícies orientadas a Norte e na vertical, como já vistas anteriormente no ponto 5.2.6, a radiação total sofre uma redução de 70%, o que revela uma forte quebra em termos de produção. Contudo, para inclinações óptimas (entre os 30° e 40°), em termos da produção anual, estas apresentam uma redução entre os 30-40% quando orientadas a Norte (tabela 5.8).

Na figura 5.8 é possível observar uma região onde a radiação total anual incidente é maior, acima dos 95% em relação à radiação máxima. Essa região é essencialmente delimitada pelos ângulos de inclinação óptima, e para ângulos de azimute até 30° a Este e a Oeste.

Tabela 5.9 - Resultados obtidos para a radiação total anual numa superfície, em função dos ângulos de azimuth e inclinação.

		Azimute (°)												
		0	-15	-30	-45	-60	-75	-90	-105	-120	-135	-150	-165	-180
Inclinação (°)	0	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
	10	97%	96%	96%	95%	94%	93%	91%	90%	89%	87%	87%	86%	86%
	20	98%	98%	97%	95%	95%	92%	90%	87%	84%	82%	80%	78%	78%
	30	100%	99%	98%	97%	94%	91%	87%	83%	79%	75%	72%	70%	69%
	40	100%	99%	98%	96%	92%	88%	83%	78%	73%	68%	64%	61%	60%
	50	97%	95%	93%	91%	88%	84%	79%	73%	67%	61%	56%	52%	52%
	60	91%	90%	88%	86%	83%	78%	73%	67%	61%	55%	49%	45%	43%
	70	84%	83%	81%	79%	76%	72%	67%	61%	55%	49%	43%	38%	37%
	80	76%	74%	73%	72%	69%	65%	60%	54%	49%	43%	38%	34%	32%
	90	66%	65%	64%	63%	60%	57%	52%	47%	42%	38%	33%	31%	30%

Resta por último acrescentar, que devido à simetria da orientação Este-Oeste, os resultados para as superfícies orientadas a Oeste (com ângulos de azimuth superiores a 0°) são idênticos, e por isso não estão aqui representados, ilustrando-se apenas para um dos casos.

5.3 - Estimativa da produção anual fotovoltaica

A radiação total incidente sobre uma superfície fotovoltaica, conjugada com as características dos seus módulos FV e do sistema inversor, determinará a quantidade de energia disponível para a realização de trabalho. Existem, actualmente, várias empresas que comercializam diferentes produtos fotovoltaicos para o mesmo tipo de tecnologia. Assim sendo, a produção fotovoltaica irá depender das características de cada tipo de tecnologia.

Neste capítulo, mais concretamente neste ponto, serão apresentados os resultados obtidos para a produção fotovoltaica anual registada para cada uma das diferentes tecnologias em estudo: silício monocristalino, silício policristalino e películas de filmes finos (a-Si). As características técnicas de cada tecnologia encontram-se em anexo, nas respectivas *datasheets*. Convém referir que as eficiências utilizadas dizem respeito às condições de teste dos respectivos fabricantes, designadas de *Standard Test Conditions* (STC), sendo que na realidade as temperaturas lá descritas estão um pouco abaixo das verificadas na realidade, devido à temperatura de operação das células fotovoltaicas. Porém, como se pretende uma estimativa da produção para diferentes tipos de tecnologias, no modelo aplicado não se efectua qualquer correcção da eficiência dos módulos FV, devido à influência da temperatura. A estimativa da produção fotovoltaica foi calculada tendo em conta os passos descritos no modelo do capítulo 4.2.

5.3.1 - Tecnologia de silício monocristalino

A tecnologia de silício monocristalino é, actualmente no mercado, a tecnologia fotovoltaica que apresenta maiores eficiências. Em contrapartida, e tal como também já foi referido, devido ao seu processo de fabrico, esta tecnologia é, relativamente às outras, a que apresenta custos superiores. Contudo, e segundo os resultados obtidos, é a que apresenta melhor produção por metro quadrado de área útil (figura 5.9).

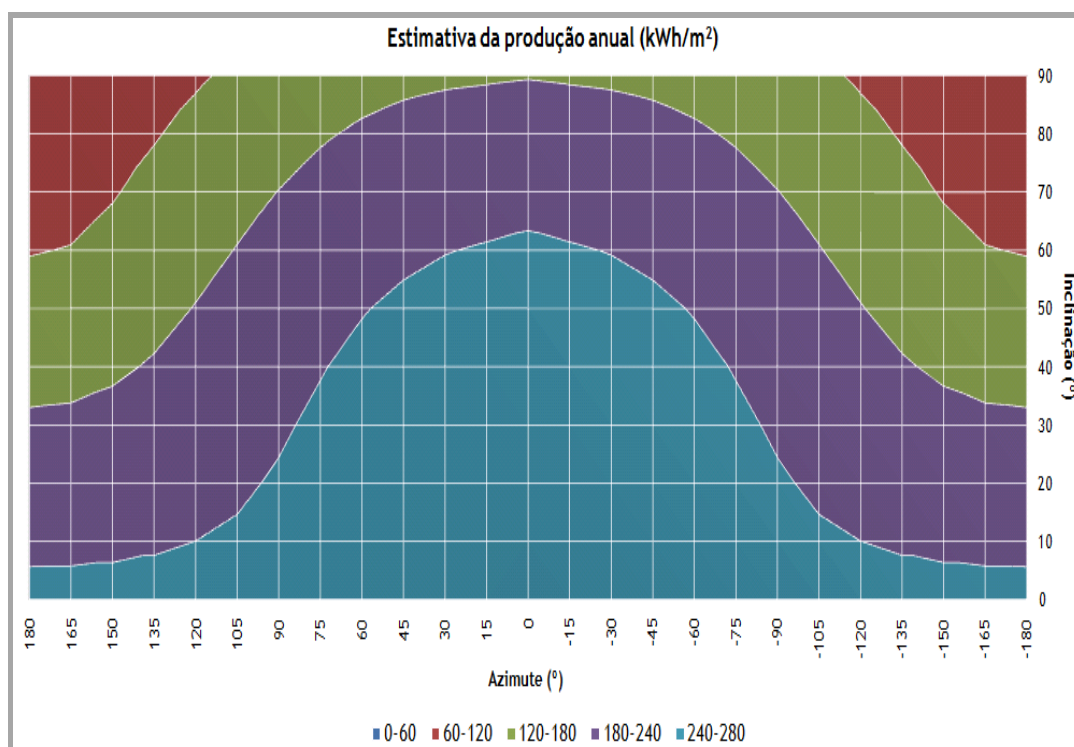


Figura 5.10 - Estimativa da produção anual (kWh/m²), em função do ângulo de azimuth e inclinação, para a tecnologia de silício monocristalino.

Os resultados obtidos através do modelo proposto, revelaram que, para a cidade do Porto, o máximo de produção anual é cerca de 270 kWh/m², para a inclinação óptima anual e orientado a Sul. Para inclinações de 90 graus e orientadas a Norte, a produção é cerca de 80 kWh/m², ou seja uma redução de 70% da produção fotovoltaica.

5.3.2 - Tecnologia de silício policristalino

A tecnologia de silício policristalino apresenta uma eficiência um pouco mais baixa, comparativamente com a tecnologia de silício monocristalino. Através das características indicadas pela respectiva *datasheet*, foi possível obter uma estimativa da produção anual. Ao se proceder à análise dos resultados obtidos, verifica-se que o máximo de produção anual é cerca de 210 kWh/m². Esta tecnologia, mesmo apresentando eficiências mais baixas, quando

comparada com a tecnologia de silício monocristalino, ainda possui valores de produção anual significativos, apresentando apenas uma redução de 25% relativamente à anterior.

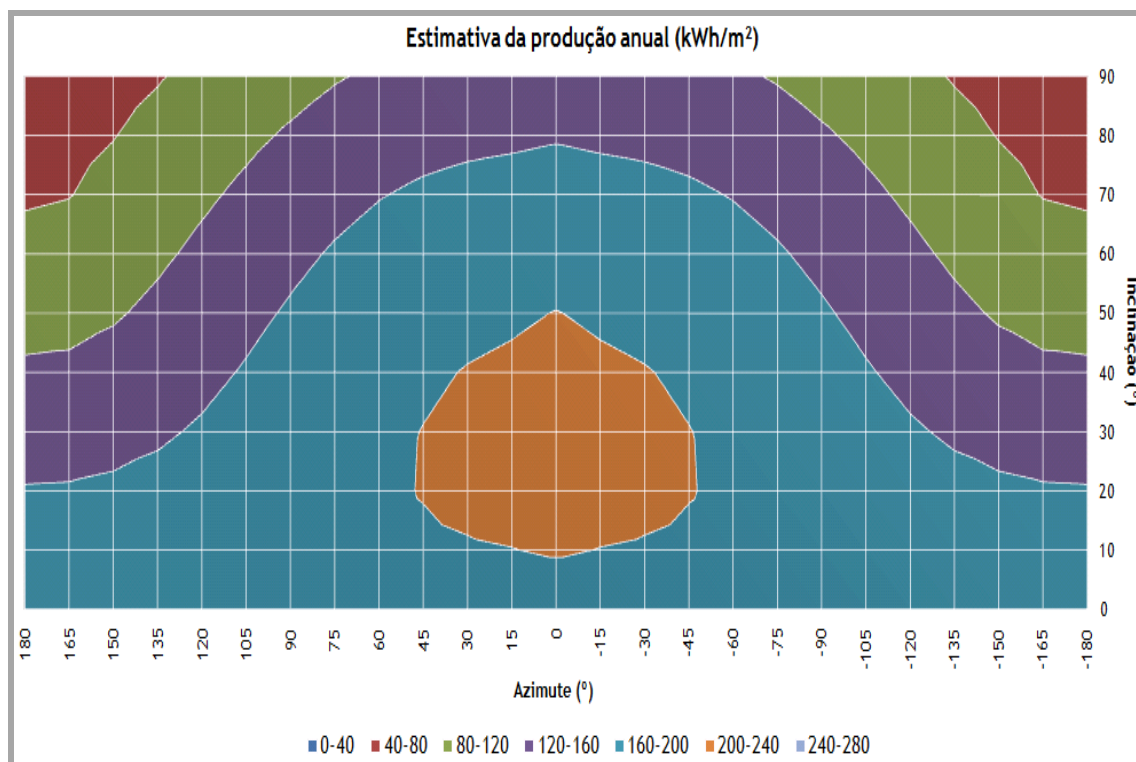


Figura 5.11 - Estimativa da produção anual (kWh/m^2) em função do ângulo de azimute e inclinação, para a tecnologia de silício policristalino.

Confirma-se, e tal como era de esperar, que os módulos de silício policristalino apresentam uma produção um pouco mais baixa, relativamente aos módulos de silício monocristalino, devido às suas menores eficiências.

5.3.3 - Tecnologia de películas de filmes finos (a-Si)

Relativamente a esta tecnologia, tal como já foi referido, é a que apresenta eficiências mais baixas. Em termos de custo é a tecnologia mais barata, contudo, actualmente ainda apresentam eficiências bastante baixas que permitam compensar a relação eficiência/custo.

Como era de esperar, esta tecnologia fotovoltaica é a que apresenta uma produção anual mais baixa de todas (figura 5.11). Os resultados também evidenciam que esta tecnologia apresenta uma produção anual cerca de 2 a 2,5 vezes inferior em relação à de silício monocristalino.

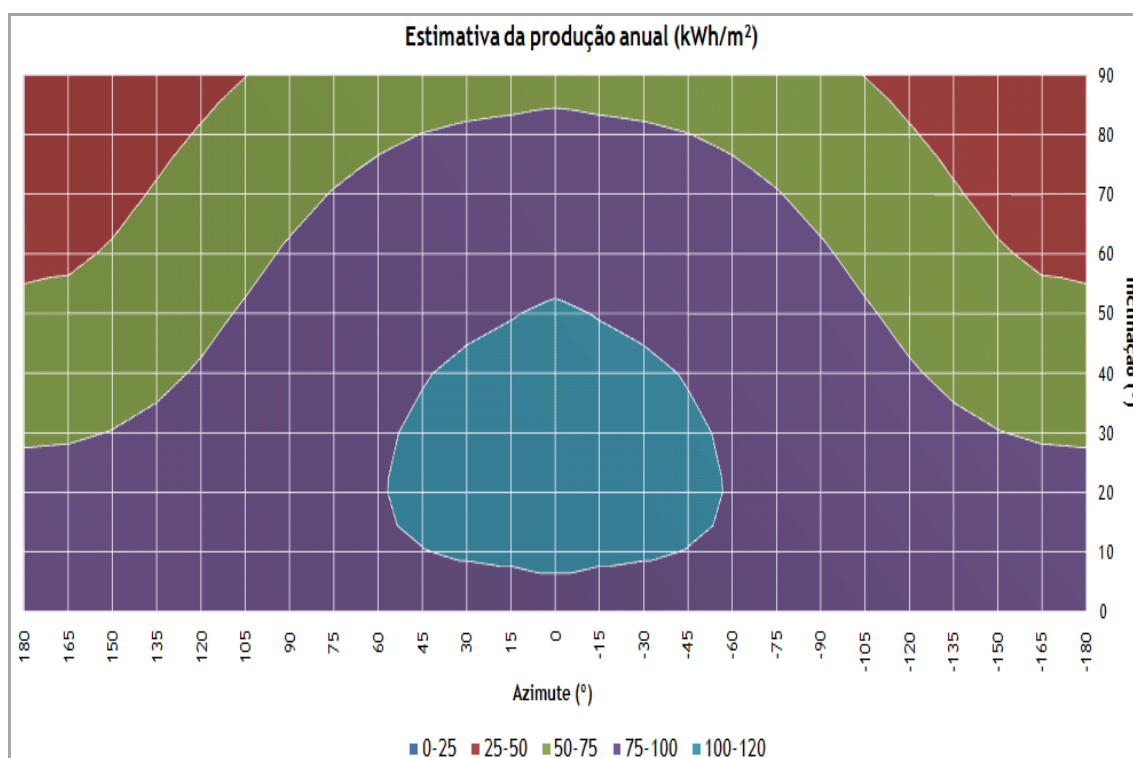


Figura 5.12 - Estimativa da produção anual (kWh/m^2), em função do ângulo de azimute e inclinação, para a tecnologia de películas de filmes finos (a-Si).

5.4 - Validação do modelo adoptado

De forma a testar a robustez do método utilizado e da sua validade em termos de resultados obtidos, compararam-se os resultados com dois *softwares* de simulação de cálculo da produção fotovoltaica numa determinada superfície. Os *softwares* escolhidos foram o *RETScreen*[®] e o *PVSYST*[®]. Foram então comparados os resultados para as diferentes inclinações e orientações das superfícies, entre estes *softwares* e o modelo adoptado.

Os resultados obtidos podem ser consultados no anexo D. Da análise dos resultados de comparação entre os diferentes modelos de cálculo, permite concluir que os resultados obtidos pelo modelo adoptado nesta dissertação, apresentam uma estimativa da produção fotovoltaica próxima dos mesmos resultados dos outros dois *softwares*. Existem alguns desvios, como é óbvio, que podem ser explicados pelas diferenças tanto nas variáveis de entrada como em passos intermédios das diferentes metodologias. Repare-se que na metodologia empregue, a análise dos ângulos de incidência é feita com um intervalo de hora a hora, o que pode influenciar alguns resultados, nomeadamente no cálculo do coeficiente R_b , que permite determinar a relação entre a irradiação directa sobre uma superfície inclinada e a irradiação sobre o plano horizontal. A afectação deste coeficiente pode condicionar de certa forma os resultados obtidos, porém não de forma grosseira. Contudo, a metodologia adoptada revela-se eficaz, simples e de certa forma consistente nos resultados obtidos.

Capítulo 6

Conclusões

Com a actual situação energética mundial torna-se necessário realizar uma utilização racional da energia e adoptar energia proveniente de recursos renováveis como estratégia de combate a essa situação. Esta dissertação tem como base desenvolver e proporcionar ferramentas capazes de estimar o potencial dos sistemas FV integrados em edifícios, em ambientes urbanos, assim como apontar as suas limitações bem como as oportunidades emergentes com as novas tecnologias.

As metodologias desenvolvidas na presente dissertação para estimativa da produção fotovoltaica integrada em edifícios conduziram às seguintes conclusões:

A primeira metodologia apresentada e aplicada a um exemplo prático permitiu estimar a produção fotovoltaica numa superfície de um sistema fotovoltaico genérico, tendo em conta a orientação e inclinação bem como suas condicionantes. Os resultados obtidos permitiram concluir que, nestas circunstâncias, a produção fotovoltaica é fortemente afectada, podendo mesmo existir reduções na ordem dos 70% (fachadas verticais e orientadas a Norte). A produção máxima, foi obtida para a orientação Sul e uma inclinação de 30°.

A tecnologia de silício monocristalino é a que apresenta uma maior produção, sendo 2 a 2,5 vezes superior, em termos de produção, relativamente à tecnologia de silício amorfo.

Através desta metodologia constatou-se que a orientação de um sistema fotovoltaico integrado num edifício é uma limitação extremamente importante e com implicações ao nível da produção destes tipo de sistemas. De facto, a orientação de uma superfície incute sombreamentos naturais devido à trajectória do Sol, sem tomar em consideração sombreamentos provocados por outro tipo de obstáculos. Em determinadas alturas do dia estes sombreamentos resultam numa diminuição da produção fotovoltaica, daí esta ser uma limitação a ter em conta num sistema *BIPV*.

Quando se pretende uma maximização da produção anual, num sistema fotovoltaico, a orientação Sul é a opção correcta. Porém, e como foi confirmado pelos resultados obtidos pela metodologia de cálculo adoptada, não é uma opção correcta quando se pretende uma maximização sazonal. Nos meses de Verão, as superfícies voltadas a Este/Oeste têm uma maior produção, devido à proximidade da radiação directa com a perpendicular à superfície.

Os ângulos de incidência solar são determinantes na radiação incidente numa superfície fotovoltaica, e por isso na quantidade de energia disponível. Assim sendo, a inclinação é

também um factor importante neste tipo de sistemas *BIPV*. No caso das fachadas a sua inclinação é vertical e por isso, não sendo a inclinação óptima em termos de produção anual, tal condicionante tem consequências ao nível da produção fotovoltaica. Através da metodologia foi possível verificar que para fachadas verticais orientadas a Sul, a redução da produção fotovoltaica é cerca de 35% relativamente a uma superfície fotovoltaica com inclinação óptima, o que comprova a influência da inclinação num sistema deste género. De forma a poder minimizar estas reduções em termos de produção, soluções como as palas de sombreamento são interessantes na perspectiva em que, devido às suas características, podem ser personalizados os seus ângulos de inclinação para cada tipo de situação em concreto. Através destes dispositivos podem-se obter melhores resultados em termos de produção fotovoltaica, sem considerar outro tipo de benefícios que este tipo de dispositivos pode constituir para um edifício.

O exemplo prático apresentado nesta dissertação e a comparação com dos resultados obtidos com outros programas de simulação (*RETScreen*[®] e *PVSYST*[®]) permitiram verificar as limitações proporcionadas pela orientação e inclinação de uma superfície, em termos da produção fotovoltaica. Ao fazer uma comparação entre resultados obtidos pela metodologia apresentada nesta dissertação e os obtidos pelos programas de simulação referidos, verifica-se que os resultados são coerentes, podendo assim validar-se a metodologia em questão.

Foi também implementada uma metodologia que assenta numa análise espacial e tridimensional capaz de estimar o potencial fotovoltaico, de forma massiva, numa determinada região, tendo em consideração a sua envolvente urbana. Através dos *DTM* é possível representar os edifícios conseguindo-se assim um mapeamento próximo da realidade. Uma vez representados os edifícios, é possível manipular as *layers*, em *ArcGIS*[®], de forma a obter uma representação tridimensional em *raster*. Este tipo de representação torna-se crucial uma vez que permite representar toda a informação geográfica necessária e possui um vasto conjunto de operadores analíticos de geoprocessamento.

O processo de cálculo da radiação solar concentrou-se numa análise individual das células elementares da representação em *raster*, uma vez que a radiação solar incidente em cada ponto do edifício varia ao longo do dia devido à sua envolvente urbana.

A análise de sombreamentos neste tipo de metodologias é fundamental, pois os sombreamentos provocados pelos edifícios envolventes, ou por outro tipo de objectos mapeados na representação, influenciam a radiação. A realização da análise de sombreamentos permite definir áreas do próprio edifício onde são menos interessantes para a integração de sistemas *BIPV*.

A implementação deste tipo de ferramentas permite uma rápida análise e estimativa do potencial de um recurso energético numa determinada zona urbana, revelando úteis para o planeamento energético que surge com os novos paradigmas de micro-produção dispersa.

Referências e Bibliografia

- [1] Direcção-Geral de Energia e Geologia: Disponível em: www.dgeg.pt. Último acesso em 5/01/2009.
- [2] Commission Européenne - Direction Générale de l'Energie et des Transports, "Livre Vert sur l'Efficacite Energetique", Junho de 2005, pp. 2-3. Disponível em: www.edf.com. Último acesso em 5/01/2009.
- [3] Direcção-Geral de Energia - Ministério da Economia, "Eficiência Energética nos Edifícios", Fevereiro de 2002, pp. 3-29. Disponível em: www.dgeg.pt. Último acesso em 5/01/2009.
- [4] Ministério da Economia e da Inovação, Publicações e Centros de Documentação - Livros de Energia, "Energia e Alterações Climáticas", (s.d.).
- [5] Agência para a Energia, Sistema de Certificação Energética - Enquadramento e Objectivos. Disponível em: www.adene.pt. Último acesso em 5/01/2009.
- [6] Salamoni, I., Rüther, R., "Sistema fotovoltaico integrado à edificação e interligado à rede eléctrica: eficiência energética e sustentabilidade", Universidade Federal de Santa Catarina, 2003. Disponível em: <http://www.labee.ufsc.br>. Último acesso em 5/01/2009.
- [7] Cradick, K., "Photovoltaics in Buildings: Town Planning Considerations", Energy Technology Support Unit, 1999.
- [8] Eiffert, P., Kiss, G., "Building-Integrated Photovoltaic Designs for Commercial and Institutional Structures", National Renewable Energy Laboratory, Fevereiro de 2000.
- [9] Strong, S. "Building Integrated Photovoltaics (BIPV)", WBDG, 2008. Disponível em: <http://www.wbdg.org/resources/bipv.php>. Último acesso em 5/01/2009.

- [10] Maurus, H., Schmid, B., *et al*, “PV for Buildings: Benefits and experiences with amorphous silicon in BIPV applications”, reFOCUS, Dezembro de 2004.
- [11] Plastow, J., “Progress in Building Integrated PV Technologies”, 2006.
- [12] Hayter, S. J., Martin, R. L., “Photovoltaics for Buildings Cutting-Edge PV”, National Renewable Energy Laboratory, Novembro de 1998.
- [13] Boulanger, P., “Building-Integrated Photovoltaic Systems”, CEA Grenoble Center, 2005.
- [14] U.S. Department of Energy, “Renewable Energy Data Book, Setembro 2008, pp. 64-70.
- [15] Benemann, J., Chehab, O., *et al*; “Building-Integrated PV Modules”, 2001.
- [16] International Energy Agency: Disponível em: <http://www.iea-pvps.org>. Último acesso em 5/01/2009.
- [17] Marsh, G., “BIPV: Innovation puts Spotlight on Solar”, Renewable Energy Focus, Junho de 2008, pp. 62-67.
- [18] Crassard, F., Rode, J., “The Evolution of Building Integrated Photovoltaics (BIPV) in the German and French Technological Innovation Systems for Solar Cells”, Chalmers University of Technology, Suécia, 2007, pp. 24-28.
- [19] Wolter, N., “Options for Integrating PV into your Building”, 2003. Disponível em: www.ecw.org. Último acesso em 5/01/2009.
- [20] Instituto Superior Técnico, “Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projecto e Instalação”, Janeiro de 2004.
- [21] COEPTUM Energy Services - Projectos de Engenharia e Equipamentos: Disponível em: <http://www.coeptum.pt>. Último acesso em 5/01/2009.
- [22] European Photovoltaics Industry Association - Greenpeace, “Solar Generation V 2008 - Electricidad solar para más de mil millones de personas y dos millones puestos de trabajo para el año 2020”, 2008, pp. 14-19.
- [23] Barker, M. Blewett-Silcock, T., *et al*, “New Solutions in Energy Supply - Solar Electricity Guide”, Institut Cerdá, 2001.
- [24] Patel, M. R., “Wind and Solar Power Systems”, CRC Press, Estados Unidos, 1999.
- [25] Asociación de la Industria Fotovoltaica - ASIF, “Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad de Madrid”, 2001, pp. 19-38.

- [26] Coonen, S., “Building Integrated Photovoltaics”, in *1st Southeast Solar Summit*. Outubro de 2007.
- [27] Watt, G., Hüsser, P., *et al*; “Trends in Photovoltaic Applications”, IEA PVPS, Valência, Setembro de 2008. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org>. Último acesso em 5/01/2009.
- [28] Bhargava, A. “Building Integrated Photovoltaics (BIPV)”, Greentech Media, Novembro de 2007. Disponível em: <http://www.reedconstructiondata.com/articles/>. Último acesso em 5/01/2009.
- [29] BIPV: Disponível em: www.bipv.ch. Último acesso em 5/01/2009.
- [30] Wah, W. P., Shimoda, Y., *et al*, “Field Study and Modeling of Semi-Transparent PV in Power, Thermal and Optical Aspects”, *Journal of Asian Architecture and Building Engineering*, Novembro de 2005.
- [31] de Boer, B. J., van Helden, W. G. J., “PV MOBI - PV Modules Optimised for Buildings Integration”, Energy Research Centre of the Netherlands, Maio de 2001.
- [32] Kiss, G., Kinkead, J., “Optimal Building-Integrated Photovoltaic Applications”, National Renewable Energy Laboratory, Novembro de 1995.
- [33] Chesterfelt - Manufacturer and Distributor of Bituminous Roofing Systems: Disponível em: <http://www.chesterfelt.co.uk>. Último acesso em 5/01/2009.
- [34] Bahaj, A. S., “Photovoltaic Roofing: Issues of Design and Integration into Buildings”, ELSEVIER, Abril de 2003.
- [35] Toggweiler, P. “Commercially-Available BiPV Products - A Review”, in *Photovoltaics in Buildings - Opportunities for New Business Ventures*, Lisboa, Março de 2006.
- [36] SolarIntegrated: Disponível em: <http://www.solarintegrated.com/>. Último acesso em 5/01/2009.
- [37] Ribeiro, F., “Integração Energia Solar em Edifícios - BIPV”, Jayme da Costa SA, Maio de 2007. Disponível em: <http://ave.dee.isep.ipp.pt/~pdmen/AT1/TPD/Fotovoltaica/IntegracaoEnergiaSolarEdificios.pdf>. Último acesso em 5/01/2009.
- [38] Hiller, W., Amft, D., *et al*, “Optimization of the PV-Yield in Solar Facades by Different Directions”, IEEE, 1997.
- [39] Gonçalves, H., Graça, J. M., “Conceitos Bioclimáticos para Edifícios em Portugal”, DGEG, Novembro de 2004, pp. 4-9.

- [40] Kiss Cathcart Anders Architects, P. C.; “Building-Integrated Photovoltaics”, National Renewable Energy Laboratory, Janeiro de 1993.
- [41] Hagemann, I. B., “Building Integrated Photovoltaics New Developments and Trends in Europe”, (s.d.).
- [42] Muhawi, D., “Photovoltaic Electricity”, ECOWorld, Julho de 2005. Disponível em: <http://ecoworld.com/features/2005/07/08/photovoltaic-electricity/>. Último acesso em 5/01/2009.
- [43] Green Edmonton - How to Live Green: Disponível em: <http://greenedmonton.ca/node/106>. Último acesso em 5/01/2009.
- [44] Suri, M., Hofierka, J., “A New GIS-based Solar Radiation Model and Its Application to Photovoltaic Assessments”, Blackwell Publishing Ltd, 2004.
- [45] Lorenzo, E., “Radiación Solar y dispositivos fotovoltaicos”, PROGENSA, vol. 2, 2006.
- [46] Quaschnig, V., “Understanding Renewable Energy Systems”, Earthscan, 2005, pp. 53.
- [47] Prado, R. T. A., Arruda, L. B., *et al*, “Levantamento do estado da arte: Energia Solar - documento 2.3”, Projecto Finep 2386/04, São Paulo, 2007.
- [48] Lopez, R. D., Agustin, J. L. B., “Curso Interactivo de Energia Solar Fotovoltaica”, Prensas Universitárias de Zaragoza, 2005.
- [49] Duffie, J. A., Beckman, W. A., “Solar Engineering of Thermal Processes”, John Wiley and Sons, Estados Unidos, Maio de 2001.
- [50] Collares-Pereira, M., Rabl, A., “The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values”, Solar Energy, 1979, pp. 155-164.
- [51] Zaksek, K., Podobnikar, T., *et al*, “Solar Radiation Modelling”, ELSEVIER, Eslovénia, Setembro de 2004.
- [52] Salamoni, I., Ruther, R., “O Potencial dos Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Edificação e Interligados à Rede Eléctrica em Centros Urbanos do Brasil: Dois Estudos de Caso”, São Paulo, Julho de 2004.
- [53] Noguchi, T., Matsumoto, H., “Maximum-Power-Point Tracking Method of Photovoltaic Using Only Single Current Sensor”, Nagoaka University of Technology, 2003.
- [54] Jiang, J., Huang, T., *et al*, “Maximum Power Tracking for Photovoltaic Power Systems”, Tamkang Journal of Science and Engineering, vol. 8, Nº 2, 2005, pp. 147-153.

[55] Klein, S. A., "Calculation of Monthly Average Insolation on Tilted Surfaces", Solar Energy, vol. 19, 1977, pp. 325-329.

[56] ESRI - GIS and Mapping Software: Disponível em: <http://www.esri.com/>. Último acesso em 5/01/2009.

[57] Mardaljevic, J., "The Energy Benefits of Advanced Facades: Electrochromic Glazing versus Photovoltaics", Institute of Energy and Sustainable Development, (s.d.).

[58] PVGIS: Disponível em: <http://sunbird.jrc.it/pvgis/>. Último acesso em 5/01/2009.

Anexos

Anexo A - Mapa de radiação solar e potencial fotovoltaico da Europa

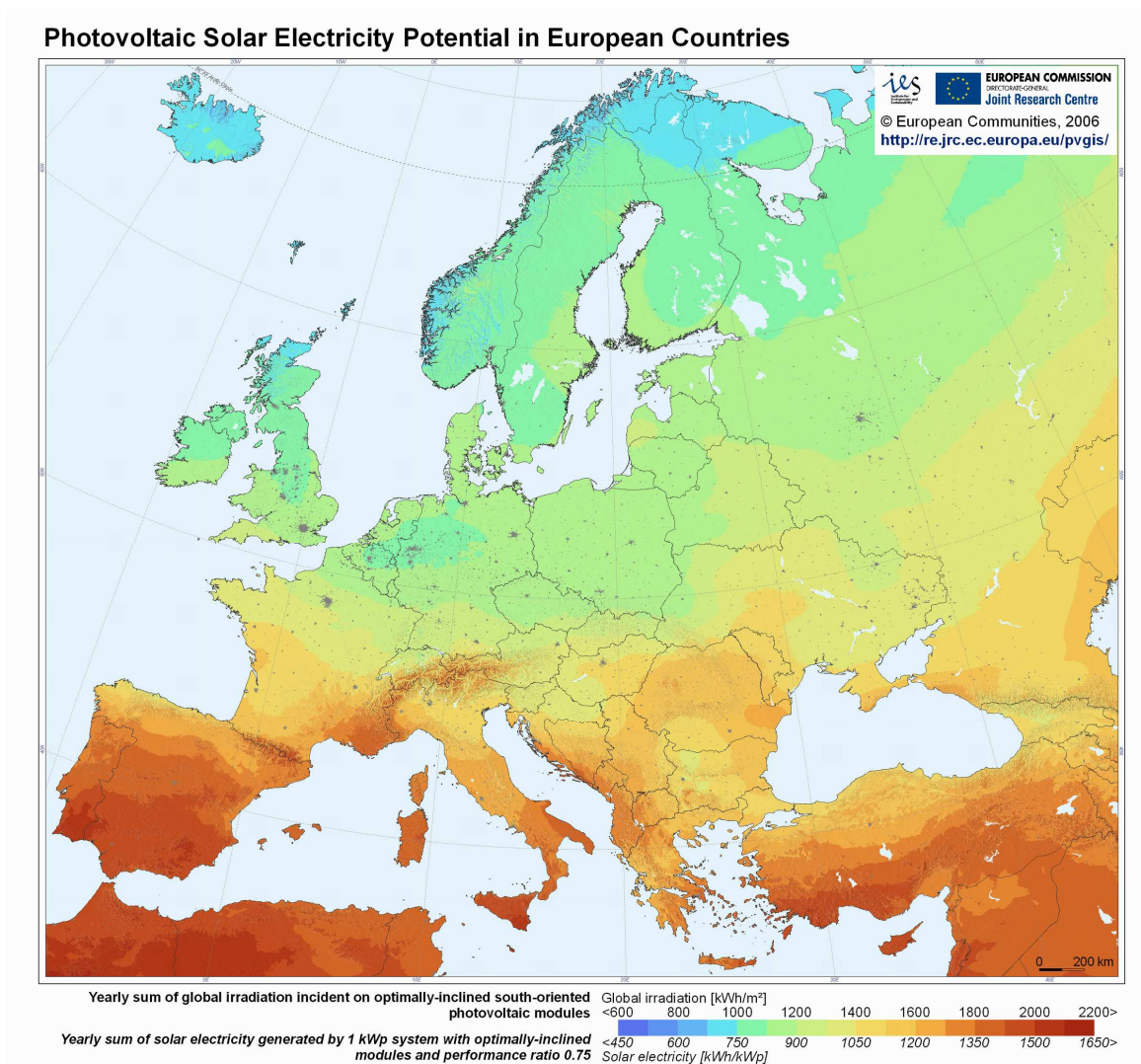


Figura A.1 - Mapa do potencial fotovoltaico na Europa [58].

Anexo B - Exemplos de aplicações Semi-Transparente fotovoltaicas



Figura B.1 - Módulos semi-transparentes fotovoltaicos de silício monocristalino [29].



Figura B.2 - Módulos semi-transparentes fotovoltaicos de filmes finos [29].



Figura B.3 - Módulos semi-transparentes fotovoltaicos de silicio policristalino [29].

Anexo C - Determinação da irradiação extraterrestre diária numa superfície horizontal

Como já foi referido no capítulo 3, a equação utilizada para a determinação da irradiância numa superfície horizontal é:

$$I_0 = I_{SC} \times \left[1 + 0,033 \times \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \times \cos(\theta_z) \quad (C.1)$$

Para se proceder ao cálculo da irradiação extraterrestre (Wh/m^2), é necessário integrar a equação anterior ao longo do dia. Tendo em conta que a irradiação num curto período de tempo é dada pela seguinte equação:

$$\partial H_0 = I_0 \cdot \partial t \quad (C.2)$$

A velocidade angular da Terra, W , para o período de um dia, é determinada pela seguinte equação:

$$W = \frac{\partial \omega}{\partial t} = \frac{2\pi}{24} \quad (C.3)$$

Então, para um curto período de tempo, a irradiação extraterrestre sobre a horizontal é dada pela equação:

$$\partial H_0 = I_{SC} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \cdot \frac{24}{2\pi} \partial \omega \quad (C.4)$$

Integrando a equação (C.4) ao longo de um dia, tendo como limites de integração os ângulos de saída e pôr-do-Sol, tem-se para a irradiação extraterrestre diária numa superfície horizontal:

$$H_0 = \int_{\omega_s}^{\omega_p} I_{SC} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \cdot (\sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \omega) \cdot \frac{24}{2\pi} \partial \omega \quad (C.5)$$

Para situações em que os ângulos de saída e pôr-do-Sol são iguais em módulo (equação (3.7)), como é o caso da uma superfície na horizontal, da resolução do integral da equação (C.5) vem:

$$H_0 = \frac{24}{\pi} \cdot I_{SC} \cdot \left[1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{2\pi \cdot d_n}{365}\right) \right] \cdot (|\omega_s| \cdot \sin \delta \cdot \sin \phi + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \sin |\omega_s|) \quad (C.6)$$

Anexo D - Comparação dos resultados obtidos com outros *softwares*

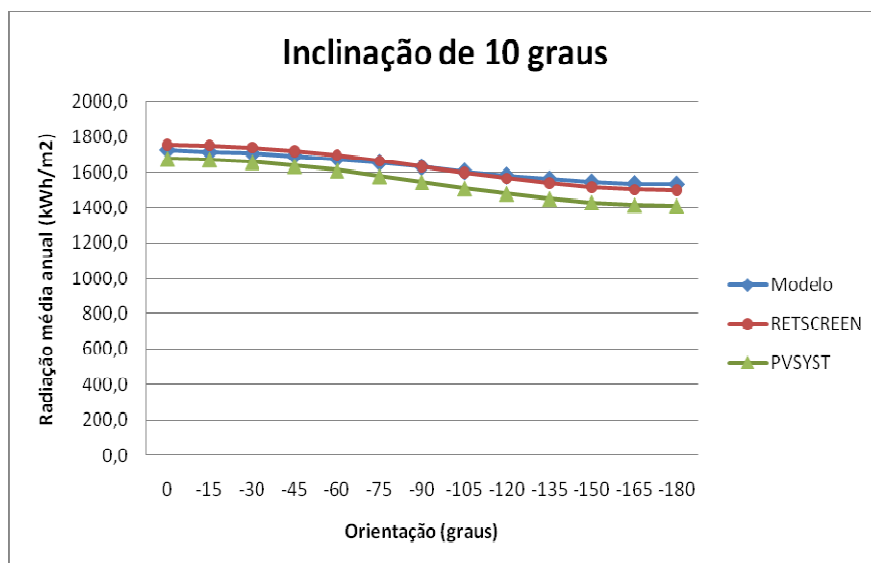


Figura D.1 - Comparação dos resultados para inclinação de 10 graus.

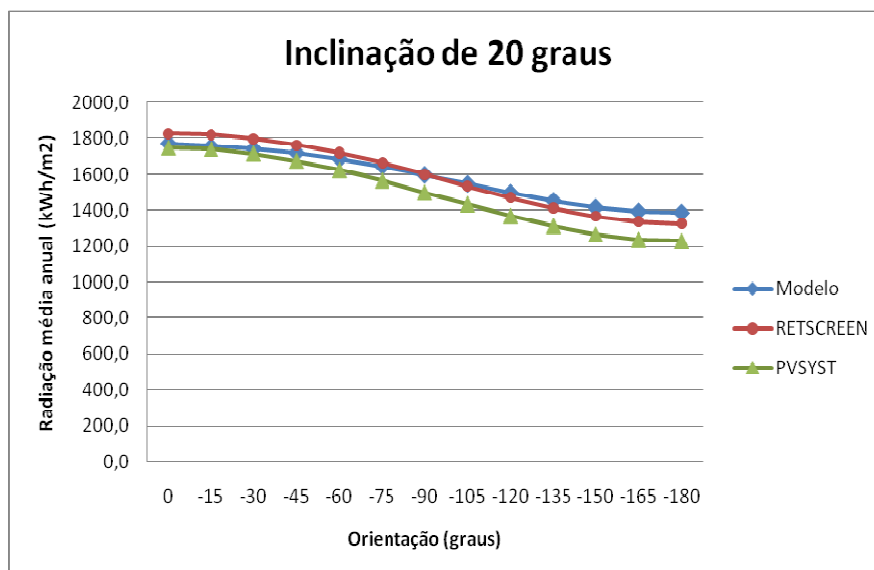


Figura D.2 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 20 graus.

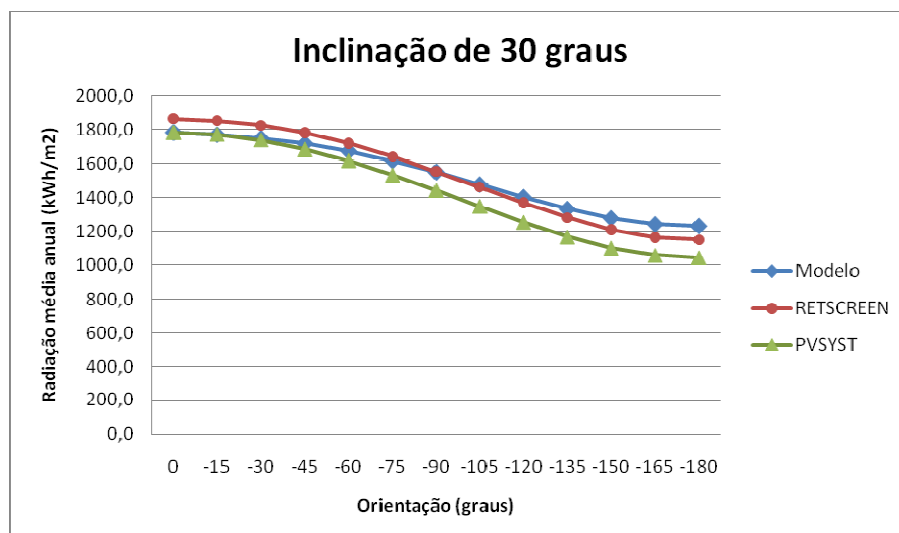


Figura D.3 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 30 graus.

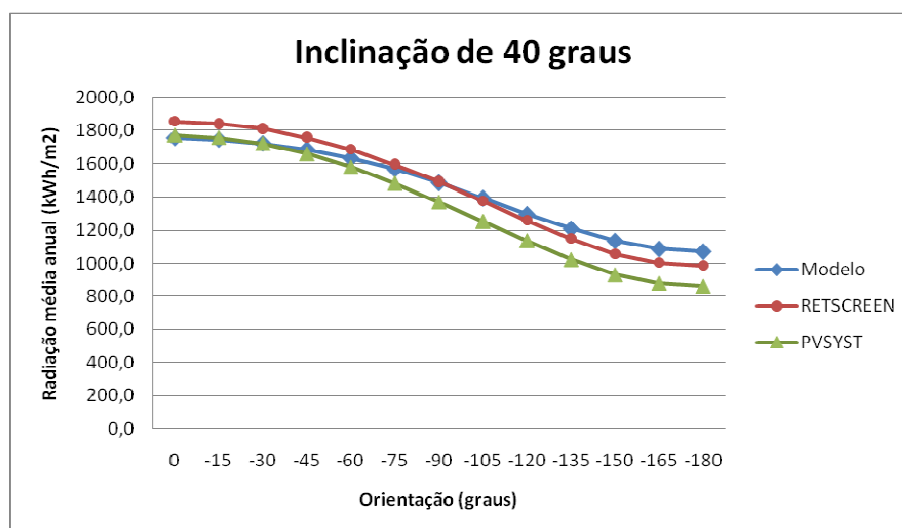


Figura D.4 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 40 graus.

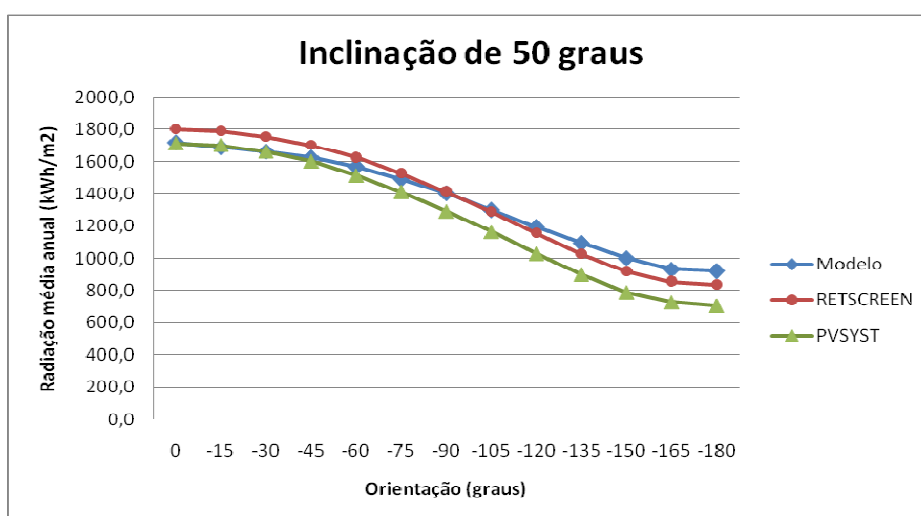


Figura D.5 - Comparação de resultados obtidos para inclinação de 50 graus.

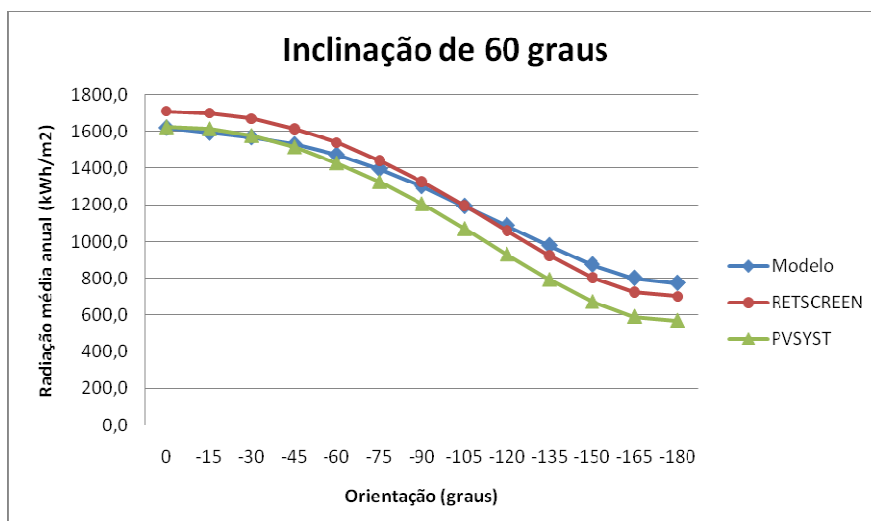


Figura D.6 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 60 graus.

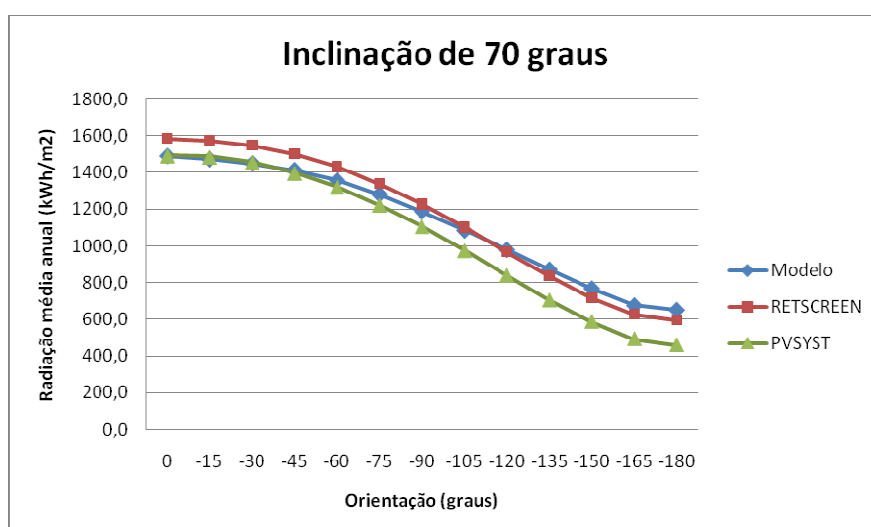


Figura D.7 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 70 graus.

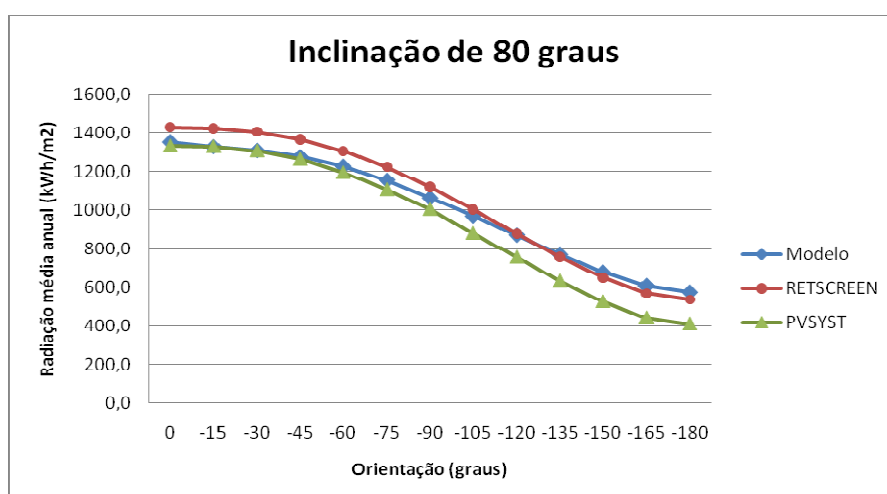


Figura D.8 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 80 graus.

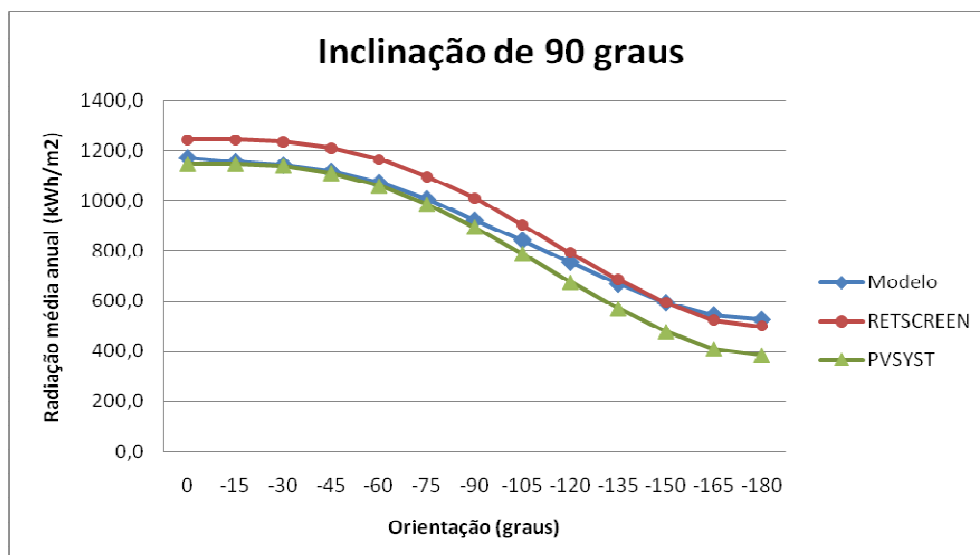


Figura D.9 - Comparação dos resultados obtidos para inclinação de 90 graus.

Anexo E - Datasheets das diferentes tecnologias utilizadas

SUNPOWER

BENEFITS

High Efficiency
Industry leading panel efficiency of 16.9%

Attractive Design
Unique design combines high efficiency and an elegant, all-black appearance

More Power
Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels

Reliable and Robust Design
Proven materials, tempered front glass, and a sturdy anodized frame allow panel to operate reliably in multiple mounting configurations



SPR-210-BLK

210 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND APPEARANCE



The SunPower 210 Solar Panel provides a revolutionary combination of high efficiency and attractive, uniform appearance. Utilizing 72 next generation SunPower all-back contact solar cells and an all-black backsheet, the SunPower 210 elegantly delivers an unprecedented total panel conversion efficiency of 16.9%. The panel's reduced voltage-temperature coefficient and exceptional low-light performance attributes provide far higher energy delivery per peak power than conventional panels.

SunPower's High Efficiency Advantage – up to 50% More Power

Comparable systems covering 25 m ² / 270 ft ²		
	Conventional	SunPower
Watts / Panel	165	210
Efficiency	12.0%	16.9%
kWs	3.0	4.2





Figura E.1 - Datasheet do módulo FV de tecnologia de silício monocristalino (frente).

SUNPOWER

210 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND APPEARANCE

Electrical Data

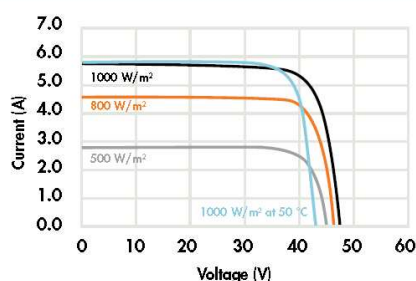
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000 W/m², air mass 1.5g, and cell temperature 25°C

Peak Power (+/-5%)	P _{max}	210 W
Rated Voltage	V _{mp}	40.0 V
Rated Current	I _{mp}	5.25 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	47.7 V
Short Circuit Current	I _{sc}	5.75 A
Maximum System Voltage	IEC, UL	1000 V, 600 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% /°C
	Voltage (V _{oc})	-136.8 mV/°C
	Current (I _{sc})	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		15 A
Peak Power per Unit Area		169 W/m ² , 15.7 W/ft ²
CEC PTC Rating		193.7 W

Mechanical Data

Solar Cells	72 SunPower all-back contact monocrystalline
Front Glass	3.2mm (1/8 in) tempered
Junction Box	IP-65 rated with 3 bypass diodes
Output Cables	900mm length cable / Multi-Contact connectors
Frame	Anodized aluminum alloy type 6063
Weight	15 kg, 33 lbs

IV Curve



Current/voltage characteristics with dependence on irradiance and module temperature.

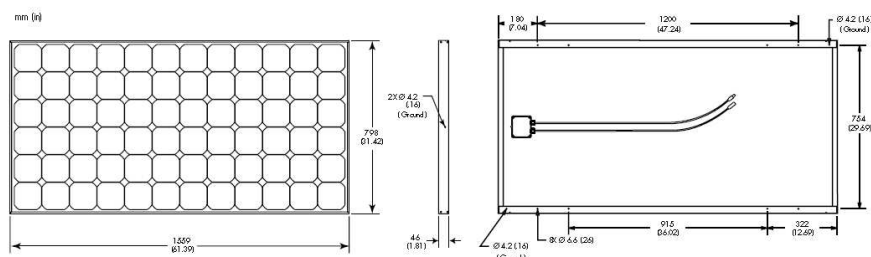
Tested Operating Conditions

Temperature	-40° C to +85° C (40°F to +185°F)
Max load	50 psf (2400 Pascals) front and back
Impact Resistance	Hail - 25mm (1 in) at 23 m/s (52 mph)

Warranty and Certifications

Warranty	25 year limited power warranty 10 year limited product warranty
Certifications	IEC 61215, Safety tested IEC 61730; UL listed (UL 1703), Class C Fire Rating

Dimensions



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT. Go to www.sunpowercorp.com/panels for details.

About SunPower

SunPower designs, manufactures and delivers high-performance solar electric technology worldwide. Our high-efficiency solar cells generate up to 50% more power than conventional solar cells. Our high-performance solar panels, roof tiles and trackers deliver significantly more energy than competing systems.

© October 2007 SunPower Corporation. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Document #001-42023 Rev **

Printed on recycled paper

www.sunpowercorp.com

Figura E.2 - Datasheet do módulo FV de tecnologia de silício monocristalino (verso).

Solar module with textured POLY cells

High-quality crystalline solar cells ensure maximum energy yield. SCHOTT Solar modules have been awarded top ratings in a number of independent studies and surveys. Every module type is designed – from frame to connection box – for cost-effective system integration.

Narrow output tolerance: A very narrow module output selection permits serial connection with low connection losses.

Quick and easy installation: The anodized aluminum frame and the preinstalled cable with Tyco-Connectors ensure quick and easy installation.

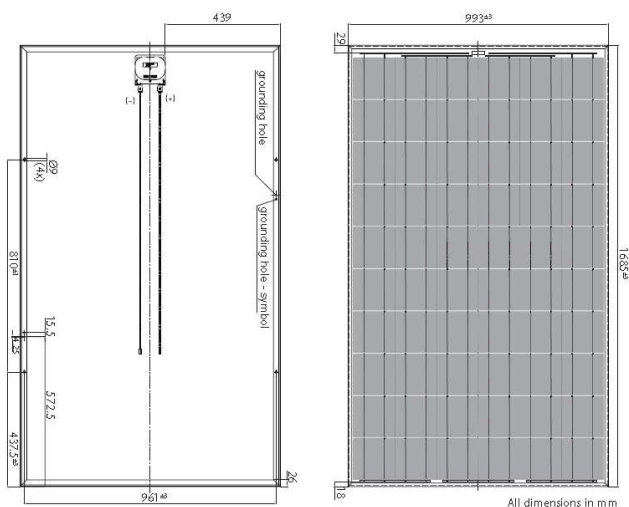
System voltage up to 1000 V: The Safety Class II module is configured for system voltage of up to 1000 V. It is suitable for grid-connected systems.

One step ahead: The special SCHOTT Solar cell technology with isotexturing using multicrystalline wafers ensures optimum output and efficiency.

- Narrow output tolerance
- Quick and easy installation
- System voltage up to 1000 V
- Higher performance/more efficiency
- One step ahead



SCHOTT POLY™ 217/225/232



SCHOTT
solar

Figura E.3 - Datasheet do módulo FV de tecnologia de silício policristalino (frente).

Technical Data

Electrical data

The electrical data apply to standard test conditions (STC):
Irradiance at the module level of 1.000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25 °C.

	Nominal power	P _{nom}	217 Wp	225 Wp	232 Wp
	Voltage at maximum-power point	U _{mpp}	29.6 V	29.8 V	30.1 V
	Current at maximum-power point	I _{mpp}	7.33 A	7.55 A	7.70 A
	Open-circuit voltage	U _{oc}	36.4 V	36.7 V	37.0 V
	Short-circuit current	I _{sc}	8.10 A	8.24 A	8.36 A

The rated power may vary by ± 4% and all other electrical parameters by ± 10%.

Dimensions and weights

	Dimensions (tolerances ± 3 mm)	1,685 mm x 993 mm
	Thickness with frame (± 1 mm)	50 mm
	Weight	approx. 23 kg

Characteristic data

	Solar cells per module	60
	Type of solar cell	MAIN-isotex solar cell (multi-crystalline, 15.6 x 15.6 cm ² , full-square)
	Connection	Connection box with bypass diodes, 4 mm ² -solar cable with Tyco- Connectors, length of pole 1,1 m each

Temperature coefficients*

	Power	T _K (P _n)	- 0.47 %/°C
	Open-circuit voltage	T _K (U _{oc})	- 0.38 %/°C
	Short-circuit current	T _K (I _{sc})	+ 0.10 %/°C
	NOCT	[°C]	47.1 °C

* Temporary data

Limits

	Max. system voltage	1000 V _{DC}
	Operating module temperature	-40 ... +85 °C
	Max. load	Pressure: 5,400 N/m ² or 550 kg/m ² (IEC 61215 Ed. 2) Suction: 5,400 N/m ² or 550 kg/m ²

The right is reserved to make technical modifications.

Qualifications

	The SCHOTT POLY™ 217/225/232 complies with the requirements of IEC 61215 and IEC 61730, Electrical Protection Class II and the CE-guidelines.
---	---

MANAGEMENTSYSTEM
Certified by DQS according to
DIN EN ISO 9001:2000 - Reg.-No. 2184
DIN EN ISO 14001:2005 - Reg.-No. 2184

SCHOTT Solar
Carl-Zeiss-Strasse 4
63755 Alzenau
Germany

Phone: + 49 (0) 60 23 / 91 - 05
Fax: + 49 (0) 60 23 / 91 - 17 00
solar.sales@schott.com
www.schottsolar.com

SCHOTT
solar

Figura E.4 - Datasheet do módulo FV de tecnologia de silício policristalino (verso).

SCHOTT ASI™ Thin-Film Solar Module

SCHOTT ASI™ Thin-Film solar modules with the ASI® Cell Technology guarantee an above average high performance and energy yield. Modules from SCHOTT Solar have been awarded top ratings in a number of independent studies and surveys.

SCHOTT ASI™ modules are designed - from frame to junction box - for cost-effective system integration.

More energy: Independent surveys have shown that under real operation conditions - such as clouded skies or high ambient temperatures - the ASI® Technology delivers high energy yields per rated Wp.

Robust encapsulation: The proven ASI® encapsulation ensures high resistance against UV, temperature and weather, even in the most extreme conditions.

Quick and easy installation: The anodized aluminum frame and the preinstalled cables with Tyco-Connectors ensure quick and easy installation. Bypass diodes are integrated in each junction box.

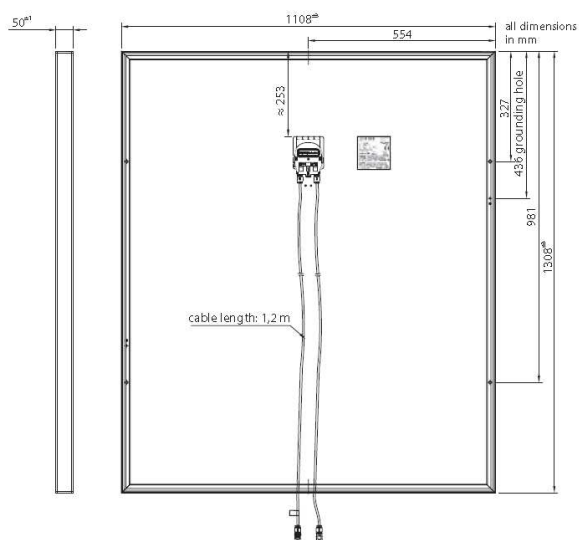
Top quality and safety: The proven SCHOTT ASI™ modules "Made in Germany" stand for high, stable performance and longevity:

- 20 years power guarantee
- According to IEC 61646
- According to IEC 61730

- More energy
- Robust encapsulation
- Easy Mounting/Interconnection
- According to IEC 61646
- According to IEC 61730



SCHOTT ASI™ 90/95



Tyco-connectors

SCHOTT
solar

Figura E.5 - Datasheet do módulo FV de tecnologia de filmes finos - a-Si (frente).

Technical Data

Electrical data

* The electrical data apply to standard test conditions (STC):
Irradiance at the module level of 1.000 W/m² with spectrum AM 1.5 and a cell temperature of 25 °C.



		SCHOTT ASI™ 90		SCHOTT ASI™ 95	
		Stabilised values	Initial values from stock	Stabilised values	Initial values from stock
Nominal power*	P _{nom}	90 Wp	approx. 109.8 Wp	95 Wp	approx. 115.9 Wp
Voltage at nominal power*	U _{mpp}	17.3 V	approx. 19.2 V	17.4 V	approx. 19.3 V
Current at nominal power*	I _{mpp}	5.21 A	approx. 5.72 A	5.47 A	approx. 6.01 A
Open-circuit voltage*	U _{oc}	23.4 V	approx. 24.4 V	23.6 V	approx. 24.6 V
Short-circuit current*	I _{sc}	6.60 A	approx. 6.80 A	6.69 A	approx. 6.90 A

The rated power may vary by ±5% and all other electrical parameters by ± 10%.

Dimensions and weights



Dimensions (tolerances ± 3 mm)	1,108 x 1,308 mm ²
Thickness with frame (± 1 mm)	50.0 mm
Weight	approx. 18 kg

Temperature coefficients



Power	T _K (P _{nom})	- 0.2 %/K
Open-circuit voltage	T _K (U _{oc})	- 0.33 %/K
Short-circuit current	T _K (I _{sc})	+ 0.08 %/K

Limits



System voltage	U _{sys}	1000 V _{DC}
Maximum reverse current	I _R	10 A
Operating module temperature		-40 °C to +85 °C
Typical operation temperature		approx. 20 °C to 25 °C above ambient temperature
Maximum load		2.400 N/m ² or 245 kg/m ² (IEC 61646)

The right is reserved to make technical modifications.

Qualifications



According to IEC 61646
According to IEC 61730
CE conformity

MANAGEMENTSYSTEM
Certified by DQS according to
DIN EN ISO 9001:2000 · Reg.-No. 2184
DIN EN ISO 14001:2005 · Reg.-No. 2184
OHSAS 18001:1999 · Reg.-No. 2184

SCHOTT Solar GmbH
Carl-Zeiss-Strasse 4
63755 Alzenau
Germany

Phone: + 49 (0) 60 23 / 91 - 05
Fax: + 49 (0) 60 23 / 91 - 17 00
solar.sales@schott.com
www.schottsolar.com

SCHOTT
solar

Figura E.6 - Datasheet do módulo FV de tecnologia de filmes finos - a-Si (verso).