

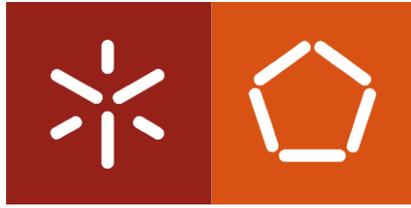


Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Nuno de Menezes Falcão Gomes Marques

**Estudo da influência dos anos
meteorológicos de referência na otimização
da radiação solar incidente**

outubro de 2021



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Nuno de Menezes Falcão Gomes Marques

**Estudo da influência dos anos
meteorológicos de referência na otimização
da radiação solar incidente**

Dissertação de Mestrado
Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica

Trabalho efetuado sob a orientação de:
Professor Doutor Luís António de Sousa Barreiros Martins
Professora Doutora Ana Cristina Magalhães Ferreira

outubro de 2021

DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS

Este é um trabalho académico que pode ser utilizado por terceiros desde que respeitadas as regras e boas práticas internacionalmente aceites, no que concerne aos direitos de autor e direitos conexos.

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada. Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.

Licença concedida aos utilizadores deste trabalho



Atribuição

CC BY

<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, o professor Luís Martins pela orientação, paciência e ajuda prestada. À minha coorientadora, a professora Ana Cristina, que tanto me ajudou na fase final da escrita da dissertação, incansável no seu apoio. À professora Senhorinha, um obrigado pela a sua atitude otimista contagiante e apoio constante.

Ao João Pedro Silva e ao Diogo Silva, companheiros de gabinete, que me acompanharam nos últimos meses de escrita da dissertação, sempre disponíveis a ajudar.

Aos meus irmãos, pacientes e otimistas, que me incentivaram a ser mais exigente comigo mesmo.

Aos meus pais, pelo seu apoio, compreensão e paciência.

Ao João e à Ana, pela amizade e disponibilidade.

E a todos os meus amigos, que nunca desistiram de me incentivar a terminar a dissertação.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter atuado com integridade na elaboração do presente trabalho acadêmico e confirmo que não recorri à prática de plágio nem a qualquer forma de utilização indevida ou falsificação de informações ou resultados em nenhuma das etapas conducente à sua elaboração.

Mais declaro que conheço e que respeitei o Código de Conduta Ética da Universidade do Minho.

RESUMO

No âmbito do sistema de certificação energética de 2013, houve uma atualização dos anos meteorológicos de referência, ou seja, os valores base usados para previsão de produção de energia solar térmica ou fotovoltaica e simulação térmica de edifícios. Existe um especial interesse na otimização destes sistemas, uma vez que Portugal tem níveis de insolação elevados e o setor tem beneficiado de desenvolvimentos tecnológicos que permitiram aumentar a sua eficiência.

Esta dissertação tem como principal objetivo a análise dos diferentes métodos de determinação dos anos meteorológicos de referência, aplicados ao município de Braga. Nesse sentido, efetuou-se um estudo sobre os conceitos fundamentais relacionados com a geometria solar, identificaram-se os melhores métodos para o tratamento de dados com vista à construção de uma ferramenta de análise para a realização dos estudos de previsão.

Assim, desenvolveu-se uma ferramenta de cálculo, em suporte Excel, para comparar os dados de radiação entre as bases climáticas selecionadas. Foram consideradas diferentes configurações de seguimento solar: sistema biaxial, sistema de eixo polar, sistema de eixo vertical de inclinação igual à latitude, sistemas de eixo horizontal e o sistema fixo. Adicionalmente, compararam-se para as mesmas condições, o impacto da atualização dos anos meteorológicos entre a ferramenta desenvolvida e um programa comercial, o PVsyst, validando-se a consistência da ferramenta desenvolvida.

A atualização da base de dados resultou num aumento significativo da incidência solar total. Concluiu-se que os sistemas de seguimento de um eixo: polar e vertical apresentam valores muito próximos do sistema biaxial, que maximiza a incidência no painel. Todavia, é a instalação mais complexa. A aplicação de modelos atmosféricos simples para estimativa/previsão de incidência total de radiação em painéis fixos apresenta valores mais conservadores relativamente aos modelos mais complexos.

PALAVRAS-CHAVE: Anos meteorológicos de referência, Radiação solar, Seguimento solar, Painéis fotovoltaicos, PVsyst.

ABSTRACT

For 2013, the energy certification system, introduced an update to the reference meteorological years, i.e., the base values used for forecasting the production of solar thermal or photovoltaic energy and thermal simulation of buildings. There is a special interest in optimizing these systems, since Portugal has high insolation levels and the sector has benefited from technological developments that have allowed to increase its efficiency.

The main objective of this dissertation is the analysis of the different methods of determination of the meteorological years of reference, applied to the municipality of Braga. In this way, a study was carried out on the fundamental concepts related to solar geometry, and the best methods for data processing were identified in order to construct an analysis tool for the performance of prediction studies. Thus, a calculation tool was developed, in Excel, to compare the radiation data between the selected climatic bases. Different solar follow-up configurations were considered: biaxial system, polar axis system, vertical axis tilt system equal to the local latitude, horizontal axis systems and fixed system. Additionally, the impact of updating the meteorological years between the developed tool and a commercial program, the PVsyst, was compared to the same conditions, validating the consistency of the developed tool.

The update of the database resulted in a significant increase in the total solar incidence. It was concluded that the segments of one axis follow-up: polar and vertical present values very close to the biaxial system, which maximizes the incidence in the panel. Although, it corresponds to the most complex installation. The application of simple atmospheric models to estimate/predict the total radiation incidence in fixed panels presents more conservative values, when compared to the more complex models.

KEYWORDS: Typical meteorological years, Solar radiation, Solar tracking, Photovoltaic panels, PVsyst.

ÍNDICE

Agradecimentos	v
Resumo.....	viii
Abstract	ix
Índice	xi
Lista de Tabelas	xv
Lista de Símbolos.....	xvii
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos.....	xix
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento e motivação	2
1.1.1 Contexto nacional de insolação	2
1.1.2 Contexto europeu de insolação	3
1.1.3 Contexto mundial de insolação.....	5
1.2 Objetivos.....	6
1.3 Estrutura da dissertação.....	7
2. Fundamentação Teórica	9
2.1 Anos meteorológicos de referência	9
2.1.1 Necessidade de base de dados climatológicos	9
2.1.2 Procedimento de geração de AMR	10
2.1.3 AMR - SCE 2006 (antigo)	12
2.1.4 AMR - SCE 2013 (atual)	13
2.1.5 Correção na temperatura nos AMR	14
2.2 Radiação solar.....	16
2.2.1 Definições de radiação solar	17
2.2.2 Definições de ângulos e relações geométricas	20
2.2.3 Modelos de atmosfera	22
2.2.4 Radiação incidente em plano inclinado	25
2.2.5 Ângulos para superfícies seguidoras solares	28
2.2.6 Correção horária	33
2.2.7 Medição da radiação solar	34
2.3 Sistema solar fotovoltaico	36
2.3.1 Efeito fotovoltaico.....	37

2.3.2	Componentes de um sistema fotovoltaico	38
2.3.3	Curva característica I-V	40
2.3.4	Arrefecimento de painéis	43
3.	Metodologia de cálculo de radiação solar	45
3.1	Seleção das bases de dados.....	45
3.2	Tratamento dos dados.....	46
3.2.1	Escolha do modelo atmosférico	46
3.2.2	Problema da transição dia-noite	47
3.2.3	Cálculo para o meio-ângulo da hora	48
3.3	Análise da radiação solar	49
3.3.1	Análise da radiação mês-a-mês.....	49
3.3.2	Comparação dos AMR considerando os totais anuais.....	51
3.3.3	Comparação para diferentes sistemas em função do tipo de seguimento solar	52
3.3.4	Comparação dos sistemas em função do AMR e dos modelos atmosféricos ...	52
4.	Caso de estudo: aplicação ao PVsyst	55
4.1	Breve caracterização da ferramenta	55
4.1.1	Parâmetros de definição do projeto no PVsyst	55
4.1.2	Modelos atmosféricos.....	57
4.2	Definição do caso de simulação	57
4.2.1	Seleção da localização	57
4.2.2	Definição da configuração do sistema	58
4.2.3	Definição da orientação do painel	59
4.3	Resultados e discussão	60
4.4	Comparação de resultados.....	61
5.	Conclusões e trabalhos futuros	63
5.1	Principais conclusões.....	63
5.2	Propostas de trabalho futuro	64
	Bibliografia	65
	Anexo I – Interface dos programas usados	70
	Anexo II – Configurações PVsyst	72

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Média anual de Irradiação Global Horizontal em Portugal, período de 1994-2018. <i>Solar resource map</i> © 2021 Solargis [8].....	3
Figura 2 - Média anual de Irradiação Global Horizontal na Europa, período 1994-2020. <i>Solar resource map</i> © 2021 Solargis [11].....	4
Figura 3 - Potência instalada por habitante (Watt) para cada país da UE-28 em 2019 [12].	4
Figura 4 - Média anual de Irradiação Global Horizontal no mundo, período 1994-2020. <i>Solar resource map</i> © 2021 Solargis [11].	5
Figura 5 - Potência pico (GW) cumulativa instalada, mundialmente, 2001-2020 [15].....	6
Figura 6 - Esquema do processo de geração dos AMR para o SCE 2013.	14
Figura 7 - Temperatura média anual aos 2m na zona de Portugal continental considerando os diferentes cenários de evolução da temperatura para os cenários RCP4.5 e RCP8.5 [26]. ...	15
Figura 8 - Espectro da irradiância extraterrestre usando a lei de Planck para um corpo negro a 5800 K. Adaptado de [31].....	17
Figura 9 - Espectro visível da radiação solar em função do comprimento de onda.....	17
Figura 10 - Massa de ar relativa em função de diferentes ângulos de zénite (θ_z) [32].	18
Figura 11 - Variação da declinação, em graus, ao longo do ano, considerando que a declinação corresponde à posição angular do Sol ao meio-dia solar (quando o Sol está no meridiano local) em relação ao plano do equador.	20
Figura 12 - Representação dos diferentes ângulos solares: (a) - ângulo de zénite θ_z , declive β , ângulo de azimute de superfície γ e ângulo de azimute solar γ_s para uma superfície inclinada (b) - Vista de cima mostrando o ângulo de azimute solar γ_s . Adaptado de [33].	22
Figura 13 – Representação esquemática dos diferentes tipos de radiação: difusa isotrópica, circumsolar difusa, radiação direta. Adaptado de [33].....	23
Figura 14 - Representação esquemática da relação dos ângulos de incidência de radiação em superfícies planas e inclinadas [33].....	25
Figura 15 - Efeito da inclinação na área irradiada. Adaptado de [32].	26
Figura 16 - Radiação solar extraterrestre para latitude de 45 graus: num painel estacionário a 45 graus de inclinação e virado a Sul, painel com orientação N-S e E-W em coletores de um só eixo. Adaptado de [33].	29

Figura 17 - Representação esquemática do seguimento com painel orientado a sul e um eixo de rotação E-W [37].	30
Figura 18 – Representação esquemática do seguimento biaxial [37]	32
Figura 19 - Equação do tempo (em minutos) ao longo do ano.	34
Figura 20 - Piranómetros usados para medição da irradiância difusa: modelo 8-48A (esquerda) e modelo CMP21 (direita) [42][43].	35
Figura 21 – Pireliómetro usado para medição da irradiação direta: modelo sNIP [42][43]. ...	36
Figura 22 – Princípio de funcionamento de célula fotovoltaica [49].	38
Figura 23 - curva característica I-V de um módulo fotovoltaico a temperatura constante e irradiância variável [49].	42
Figura 24 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico com irradiância constante e temperatura variável [49].	42
Figura 25 - Determinação do ângulo de incidência, considerando o efeito do meio-ângulo da hora para o exemplo das 12:00, quando é necessário determinar a radiação da hora exata. 49	
Figura 26 - Somatórios mensais das diferentes componentes de radiação solar e evolução da temperatura média mensal ao longo do ano, para o AMR SCE 2006, município de Braga. ...	50
Figura 27 - Somatórios mensais das diferentes componentes de radiação solar e evolução da temperatura média mensal ao longo do ano, para o AMR SCE 2013, município de Braga. ...	51
Figura 28 – Radiação solar total anual, segundo diferentes configurações, de acordo com o modelo atmosférico isotrópico, para o AMR SCE 2013, Braga.	52
Figura 29 – Definição de obstrução de horizonte no PVsyst [54].	56
Figura 30 - Efeito de refração da irradiação [54].	57
Figura 31 - Curva característica I-V gerada pelo PVsyst para o sistema definido.	59
Figura 32 - Influência do a) declive e do b) azimute na otimização anual.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores típicos de albedo, ρ [36].....	27
Tabela 2 – Tipos de células fotovoltaicas. Adaptado de [49].....	39
Tabela 3 - Radiação direta ao plano inclinado, seguimento biaxial, comparando o efeito de transição dia-noite	48
Tabela 4 - Comparação de somatórios anuais de radiação entre AMR.....	51
Tabela 5 - Comparação de somatórios de radiação para diferentes configurações	53
Tabela 6 - Valores introduzidos para simulação de produção de energia elétrica em painel fixo	58
Tabela 7 - Radiação anual em sistema fixo, com variação de declive em kWh/m ²	60
Tabela 8 - Previsão de produção de energia elétrica, para cada AMR, considerando Modelo de Hay-Davies, painel fixo, Orientação sul, $\beta = 35^\circ$	61
Tabela 9 - Comparação de modelos atmosféricos, para a situação de painel fixo.....	61

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos

A_c	Área do módulo	m^2
A_i	Índice de anisotropia	-
B	Coefficiente da equação (29)	-
c	Velocidade da luz	m/s
E	Equação do tempo (página 33,34)	min
E_f	Energia de um fóton (Lei de Planck)	J
f	Frequência	Hz
FF	Fator de forma	-
G	Irradiância	W/m^2
h	Constante de Planck	J.s
I	Irradiação	Wh/m^2
I_{sc}	Corrente de curto-circuito	A
I_{mpp}	Corrente de potência máxima	A
k	Fator de correção da hora legal	-
L_{loc}	Meridiano no qual o tempo local legal é baseado	°
L_{st}	Meridiano do observador	°
MPP	Ponto de potência máxima	W
n	Dia do ano	-
R_b	Rácio entre radiação direta inclinada e radiação direta horizontal	-
Se	Selênio (elemento químico)	-
Si	Silício (elemento químico)	-
t_l	Tempo legal local	min
t_s	Tempo solar	min
V_{mpp}	Tensão de potência máxima	U
V_{oc}	Tensão de circuito aberto	V
W_p	Pico de potência	W
λ	Comprimento de onda	nm

Símbolos gregos:

α_s	Ângulo solar de altitude	°
γ_s	Ângulo solar de azimute	°
θ_z	Ângulo de zénite solar	°

Φ	Latitude	°
β	Declive	°
γ	Ângulo de azimute de superfície	°
δ	Declinação	°
η	Eficiência	%
θ	Ângulo de incidência	°
ρ	Albedo	-
ω	Ângulo de hora	°

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

AC – Corrente alternada

ADENE – Agência para a Energia

AM – Massa de ar

AMR – Ano Meteorológico de Referência – *Typical Meteorological Year* (TMY)

ASTM – *American Society for Testing and Materials* – Sociedade Americana para Testagem e Materiais

CMIP – *Coupled Model Intercomparison Project*

CSV – Ficheiro Excel em formato CSV

DC – Corrente contínua

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

DHI – *Difuse Horizontal Irradiance* – Irradiância Horizontal Difusa

DNI – *Direct Normal Irradiation* – Irradiância Normal Direta

ECMWF – *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* – Centro Europeu de Previsões do Tempo de Médio-Alcance

ER – Energias Renováveis

ERA – **ECMWF Re-Analysis**

ERA-Interim – ECMWF Re-Analysis para um período climático em anos

EVA – Acetato de vinil de Etileno

FCD – Função Cumulativa de Distribuição

FS – Método estatístico Filkenstein-Schafer

FV – Fotovoltaicos [Photovoltaic (PV)]

GEE – Gases com Efeito de Estufa

GHI – *Global Horizontal Irradiance* – Irradiância Horizontal Global

IAM – *Incidence Angle Modifier* – Modificador do Ângulo de Incidência

IEA – *International Energy Agency* – Agência Internacional de Energia

INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação

IPCC – *International Panel for Climate Change* – Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas

IPMA – Instituto Português do Mar e da Atmosfera

ISO – *International Standards Organisation* – Organização Internacional de Normalização

LNEG – Laboratório Nacional de Energia e Geologia

NOTC - *Nominal Operating Cell Temperature* – Temperatura nominal de operação de célula

NREL – *National Renewable Energies Laboratory* – Laboratório Nacional de Energias Renováveis

NUTS – Nomenclatura das Unidades Territoriais para Fins Estatísticos

OMM – Organização Meteorológica Mundial

PIB – Produto Interno Bruto

p-n – Junção positiva-negativa

RCCTE – Regulamento das Características de Comportamento Térmico de Edifícios

RCP – *Representative Concentration Pathways* – Via de Concentração Representativa

RSECE – Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios

SCE – Sistema de Certificação Energética

STC – *Standard Testing Conditions* – Condições de Testagem Normalizadas

STE – Simulação Térmica de Edifícios

WCRP – *World Climate Research Programme* – Programa de Investigação do Clima Mundial

1. INTRODUÇÃO

Presentemente, há um consenso generalizado na sociedade sobre a importância da transição da utilização de fontes de energia derivadas de combustíveis fósseis para fontes de energia renovável. O efeito das emissões causadas pela atividade humana é conhecido e políticos e empresas de todo o mundo vão sendo sensibilizados para adotarem soluções menos prejudiciais para o ambiente [1]. Embora haja, ainda, algum ceticismo em relação ao real impacto ambiental e discordância em relação a medidas a adotar (saída por parte dos Estados Unidos da América (EUA) do acordo de Paris em junho de 2017 e reentrada em fevereiro de 2021), a natureza antropogênica das alterações climáticas ao longo das últimas décadas é considerado um consenso científico [2]. Opiniões sobre medidas políticas e financiamento a adotar variam, mas o que é certo é que a melhoria da eficiência dos sistemas de energia com recurso a fontes de energia renovável é fundamental para facilitar a tomada de decisões tendo em vista um desenvolvimento sustentável [3].

A conversão fotovoltaica representa uma tecnologia avançada para converter a fonte de energia renovável mais abundante à escala global, a energia solar, diretamente em energia elétrica, sem o uso de sistemas de combustão interna. A tecnologia associada tem sido desenvolvida a nível empresarial e investigada a nível científico, resultando em melhorias de eficiência e diminuição de preços ao longo dos últimos anos [4]. A presente dissertação foca na otimização da incidência solar em painéis fotovoltaicos, sob diferentes configurações, avaliando a influência da base de dados climática, com o objetivo de produção de energia elétrica para autoconsumo.

Vários fatores são necessários a ter em conta na instalação destes sistemas e a exposição solar é essencial. Deste modo, foi feita uma pesquisa sobre o método de previsão, simulação e instalação destes sistemas com o objetivo de determinar a importância de cada passo num projeto de instalação de painéis fotovoltaicos em ambiente residencial ou industrial.

Os dados mais fidedignos de radiação solar, quando não é possível realizar medições locais, são possíveis de obter com recurso aos Anos Meteorológicos de Referência (AMR) de onde é possível obter valores horários de radiação e outros elementos climáticos pertinentes.

1.1 Enquadramento e motivação

Como contributo no combate às alterações climáticas, Portugal submeteu às Nações Unidas, o Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050, que representa a estratégia de desenvolvimento a longo prazo do país com baixas emissões de gases efeito de estufa, tal como foi previsto no Acordo de Paris.

A nível de emissões de Gases com Efeito de Estufa (GEE), Portugal comprometeu-se em relação aos dados de 2005, a uma redução entre 45% e 55% até 2030, entre 65% e 75% até 2040 e entre 85% e 90% até 2050 [5]. A par com um aumento da capacidade de sequestro de carbono pelas florestas, um dos objetivos traçados é a total descarbonização do setor produtor de eletricidade e da mobilidade urbana.

Um foco especial é dado também ao setor dos edifícios que representam cerca de 36% das emissões totais de GEE e 40% dos gastos energéticos da União Europeia (UE), tendo-se definido, no âmbito do Plano Nacional Energia e Clima 2030 e da Estratégia de Longo Prazo para Renovação dos Edifícios, metas ambiciosas para que o parque imobiliário passe a ter necessidades de energia quase nulas [6]. A certificação energética de edifícios e os projetos de sistemas de produção de energia solar baseiam-se em previsões do clima para anos futuros. Portanto, a melhoria da estimativa de incidência solar nestes sistemas, apresenta-se como uma oportunidade para aumentar a qualidade destes projetos, contribuindo assim para o esforço no combate às alterações climáticas através de uma melhoria na eficiência energética.

1.1.1 Contexto nacional de insolação

Portugal apresenta níveis de insolação elevados, especialmente a região Sul com um nível de insolação claramente superior ao Norte, chegando a valores médios anuais próximos dos 1800 kWh/m² como é possível constatar na figura 1.

Um exemplo do nível de crescimento no investimento em centrais fotovoltaicas é a nova central solar de Alcoutim, localizada no Algarve, com início de funcionamento previsto em finais de 2021. Tem cerca de cinco vezes a dimensão da central da Amareleja (46 MW), que deu a Portugal, em 2008, mas apenas durante alguns meses, o estatuto de detentor da maior central solar do mundo. Tal como referenciado no Jornal de Negócios a 19 de setembro de 2021, a central de Alcoutim “tem 660 mil painéis instalados com uma potência unitária

compreendida entre os 330 W e os 340 W, num total de 219 MW instalados e uma potência de injeção na rede limitada a 200 MVA. É a maior do país, a maior central da Europa não subsidiada e está pronta a iniciar a operação. O parque permitirá abastecer de eletricidade o equivalente ao consumo de 200.000 casas.” [7].



Figura 1 - Média anual de Irradiação Global Horizontal em Portugal, período de 1994-2018. *Solar resource map*
© 2021 Solargis [8].

1.1.2 Contexto europeu de insolação

Portugal, assim como a Espanha, Itália e a Grécia, apresenta um potencial de produção de energia solar superior à média europeia devido a um valor maior médio anual de insolação quando comparado com países do Norte da Europa, tais como a Alemanha e a Dinamarca [9]. O mapa da figura 2 ilustra esta situação. Apesar da diferença de irradiação global média anual entre estes países, o nível de investimento, em instalação de painéis fotovoltaicos, não é proporcional [10].

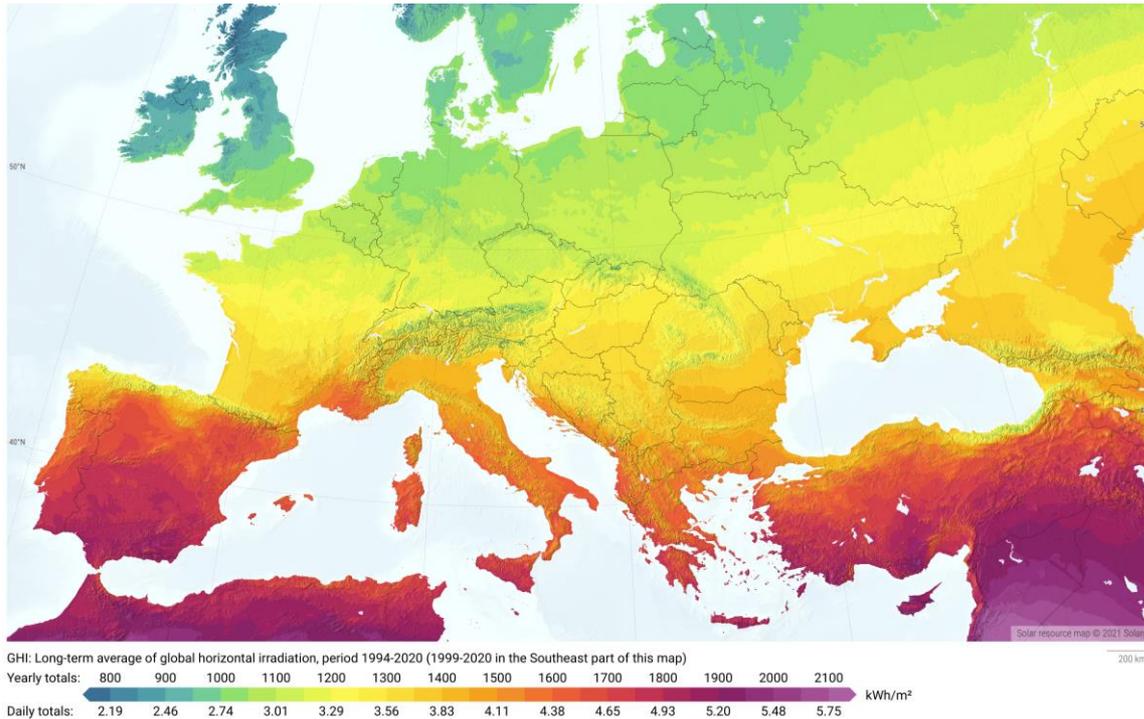


Figura 2 - Média anual de Irradiação Global Horizontal na Europa, período 1994-2020. *Solar resource map* © 2021 Solargis [11].

Conforme apresentado na figura 3, no ano de 2019, a Alemanha apresentava um valor de 590 W por habitante em termos de potência instalada de sistemas fotovoltaicos (PV), registrando assim o maior valor na Europa. Holanda e a Bélgica apresentavam cerca de 400 W por habitante enquanto Portugal apenas contava com 88.3 W por habitante [12]. Trata-se de um valor inferior à média europeia (cerca de 150 W por habitante) e inclusive a vários países com níveis de insolação também inferiores.

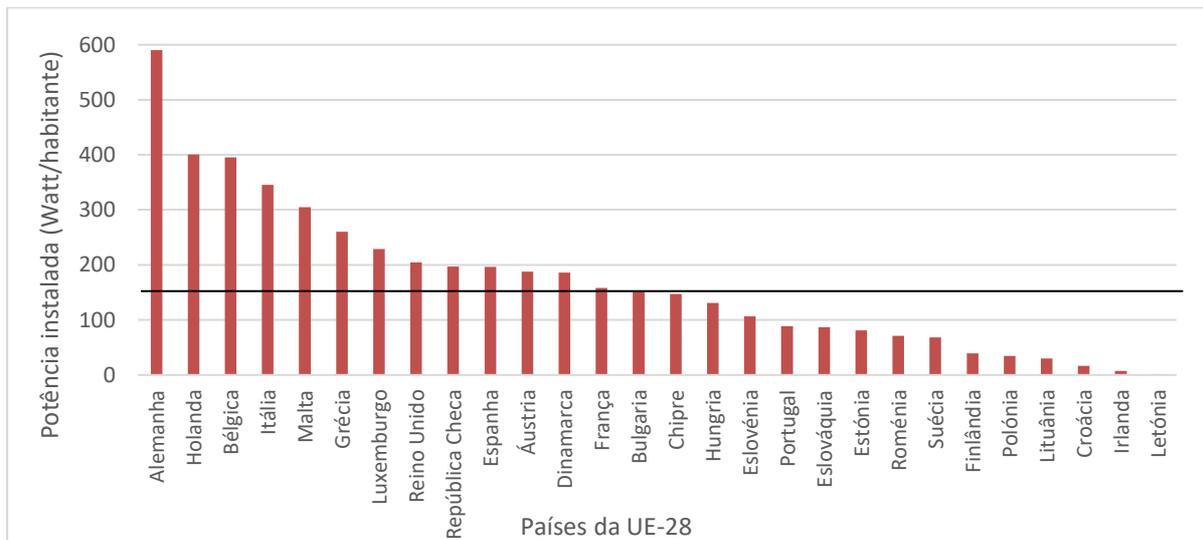


Figura 3 - Potência instalada por habitante (Watt) para cada país da UE-28 em 2019 [12].

Esta disparidade de nível de investimento pode ser explicada por diferentes políticas adotadas pelos diferentes governos ao longo dos anos e uma diferença de capacidade económica para fazer investimento em energia solar fotovoltaica. No entanto, indica a necessidade de maior empenho nesta área tendo em conta o objetivo de aproximação à média europeia e uma oportunidade de crescimento.

1.1.3 Contexto mundial de insolação

Globalmente, também é possível verificar os níveis de insolação médios a longo prazo, destacando-se com valores especialmente elevados o continente Africano, Oceânia, cordilheira dos Andes e deserto do Atacama na América do Sul (figura 4). Estas variações específicas estão essencialmente relacionadas com questões de nebulosidade e altitude.

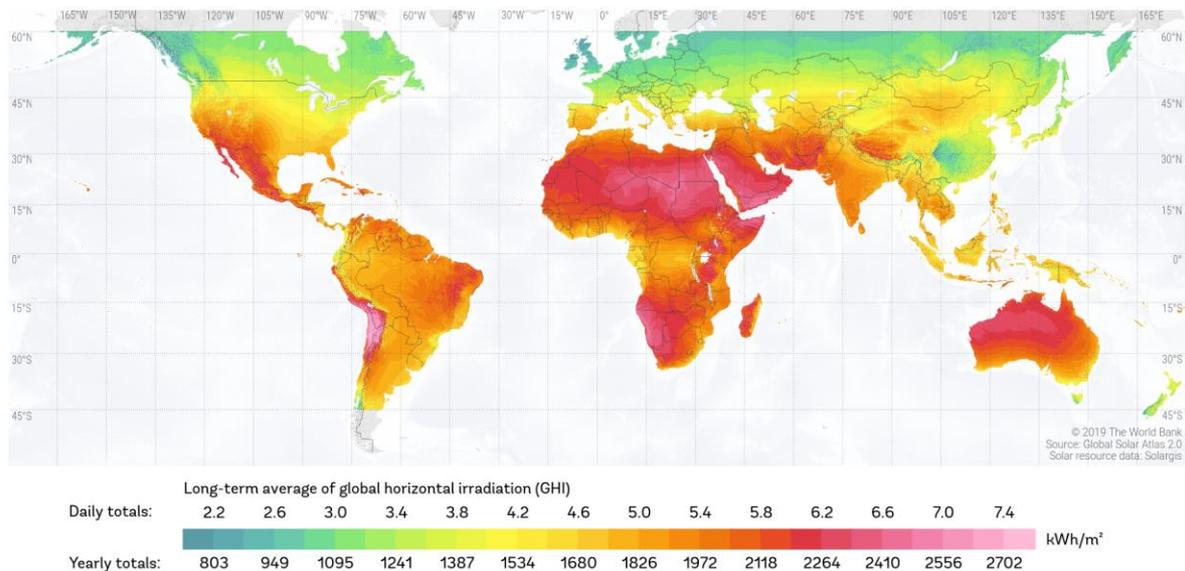


Figura 4 - Média anual de Irradiação Global Horizontal no mundo, período 1994-2020. Solar resource map © 2021 Solargis [11].

A potência instalada no mundo (cujas unidades são apresentadas em potência de pico) aumentou por um fator de 22, desde 1.79 GWp em 2001 para 39.5 GWp em 2010 com um crescimento anual médio de 37.7% [13]. Segundo um relatório feito pela Agência Internacional de Energia (IEA), o total cumulativo instalado no fim do ano de 2020, globalmente, apresentava um valor de, no mínimo, 758.9 GWp [15]. A evolução destes valores entre o ano de 2001 e 2020 pode ser analisada na figura 5. A China lidera com uma capacidade cumulativa de 253.4 GWp, seguida da União Europeia (151.2 GWp), Estados Unidos da

América (93.2 GWp), Japão (71.4 GWp) e Índia (47.4 GWp). Na UE, a Alemanha lidera com 53.9 GWp, seguido da Itália (21.7 GWp), Espanha (12.7 GWp), França (10.9 GWp) e a Holanda (10.2 GWp).

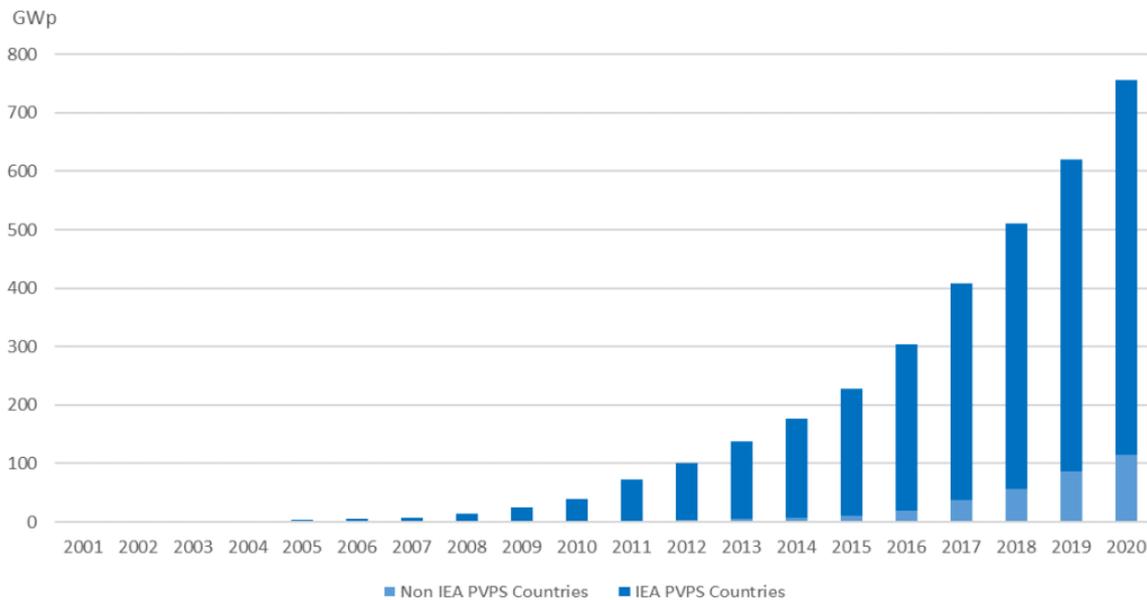


Figura 5 - Potência pico (GWp) cumulativa instalada, mundialmente, 2001-2020 [15].

A rápida redução de custos totais de instalação, aumento de fatores de capacidade e diminuição de custos de operação e manutenção, têm contribuído para a redução substancial do custo de eletricidade gerada por painéis fotovoltaicos e a melhoria da sua competitividade económica. Por esta razão, é expectável que se continue a observar esta tendência de crescimento nos próximos anos [16].

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como principal objetivo a avaliação da influência do AMR na previsão da radiação solar incidente em sistemas de painéis planos, visando a sua otimização.

Para atingir este objetivo pretende-se efetuar um estudo sobre todos os conceitos relacionados com a geometria solar, identificar quais os melhores métodos para a obtenção de dados que permitam construir uma ferramenta de análise para a realização dos estudos de previsão de comportamento térmico de edifícios ou sistemas de produção de energia (fotovoltaica, térmica ou concentradores). Assim, podem identificar-se os seguintes objetivos específicos:

- Analisar e comparar o AMR correspondente ao período 1961-1990, aplicável para a legislação energética antiga Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE-STE) com o AMR referente ao período 1971-2000 com metodologias oficiais do Sistema de Certificação Energética dos Edifícios (SCE) segundo o Decreto-Lei 118-2013.
- Desenvolver uma ferramenta de cálculo dos AMR SCE 2006 (antigo) e o AMR SCE 2013 (atual) em suporte Microsoft Excel para simulação e comparação.
- Analisar o efeito que a atualização do AMR tem na previsão de produção de energia, para um sistema de painéis fotovoltaicos, através da avaliação da variação da incidência da radiação solar direta num sistema de painéis fotovoltaicos no seu potencial de produção de energia elétrica, com diferentes sistemas de seguimento solar.
- Comparar os AMR utilizando um software comercial, o PVsyst, considerando um painel fixo. Adicionalmente, pretende-se comparar os resultados da análise da radiação da simulação do software comercial com os resultados da ferramenta desenvolvida em Excel.

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação está dividida em 5 capítulos. No primeiro capítulo é feito um enquadramento do tema e são estabelecidos os objetivos para a dissertação. No segundo capítulo é feita a revisão bibliográfica relativamente aos dados climáticos, à radiação solar e a tecnologia fotovoltaica, tendo sido efetuada uma breve revisão dos modelos de estudo. No terceiro capítulo é relatado o método usado no tratamento de dados, a construção da ferramenta de cálculo de radiação incidente e comparação de radiação incidente em diferentes sistemas. No quarto capítulo é definido um caso de simulação de um painel fixo, usando o PVsyst. No último e quinto capítulo são tecidas conclusões e sugestões de trabalho futuro.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Anos meteorológicos de referência

2.1.1 Necessidade de base de dados climatológicos

Teoricamente, seria possível fazer a análise do desempenho energético de edifícios com dados climáticos de vários anos tratando-se, no entanto, um processo que torna o cálculo lento e pouco útil de um ponto de vista prático. As condições climáticas podem variar significativamente de ano para ano, surgindo, portanto, a necessidade de derivar um conjunto de dados que possam representar corretamente as condições médias a longo prazo no decurso de um ano. Dados climáticos típicos e representativos facilitam o projeto e avaliação a longo prazo de sistemas usados na área da engenharia térmica [17].

Programas de simulação térmica tais como o PVsyst, Solterm, entre outros, usam bases de dados meteorológicos de modo a simular o comportamento de variados sistemas de produção de energia e comportamento térmico de edifícios. As bases de dados podem ter diferentes proveniências, com médias mensais representativas do local em estudo ou valores horários, resultado de medições locais, tratamento estatístico, medições de satélite ou uma combinação destes processos. Conhecer as variações de radiação e temperatura, por exemplo, é essencial para estimar a produção de energia de sistemas térmicos ou fotovoltaicos, assim como as necessidades térmicas nas estações de aquecimento e arrefecimento para edifícios.

O AMR, comumente designado pela sigla inglesa TMY - *Typical Meteorological Year*, corresponde a um conjunto de dados meteorológicos preparados para uma localização específica, listando valores horários de radiação solar e outros elementos meteorológicos durante o período de um ano.

A Organização Meteorológica Mundial (OMM) convencionou que o clima é caracterizado pelos valores médios dos vários elementos climáticos num período de 30 anos, designando-se valor normal de um elemento climático o valor médio correspondente a um número de anos suficientemente longo para se admitir que ele representa o valor predominante daquele elemento no local considerado [18].

O uso de AMR baseados em dias típicos é adequado para modelação de sistemas de energia e melhora a representação de um conjunto grande de dados de valores horários num ano típico [19]. É, portanto, fundamental compreender como estes dados são gerados e quais os fatores que os influenciam, de modo a determinar como podem ser usados.

Para cada mês do ano, os dados são selecionados a partir do ano que foi considerado mais representativo para esse mês. Por exemplo, janeiro pode ser de 2007, fevereiro de 2012 e por aí adiante. A seleção dos meses para a construção do AMR é feita usando o método descrito na ISO 15927-4, de 2005. Estes são especialmente selecionados de modo a apresentar o espectro de fenómenos climáticos típicos para o local em questão, dando médias anuais que são consistentes com as médias a longo prazo do local, não apresentando situações de variação extrema (nomeadamente de temperatura). Logo, os AMR não devem ser usados para prever a produção de energia num período de tempo específico e curto pois representam valores expectáveis médios, hora a hora, num período de um ano. Na realidade, a incidência solar a uma determinada hora/dia (e conseqüentemente, a produção de energia elétrica/térmica) pode ser diferente do que consta no AMR para a mesma hora/dia. Todavia, os AMR são elaborados de modo a que, a longo prazo (vários anos), os valores de incidência solar real se aproximem aos estimados no AMR.

2.1.2 Procedimento de geração de AMR

Método estatístico

O método de Sandia é uma das metodologias mais usadas para a geração de AMR usando o método estatístico Filkenstein-Schafer (FS) [20]. Existem outras técnicas na literatura que se tratam de versões modificadas deste método, para períodos de estudo inferior a 30 anos por exemplo. O seu uso é recomendado na ISO 15927-4, de 2005. Trata-se de uma aproximação empírica que seleciona meses individuais de diferentes anos do período em estudo com seleção de vários parâmetros meteorológicos. Procede-se à comparação, para cada parâmetro meteorológico, da Função Cumulativa de Distribuição (FCD) entre o mês candidato e a FCD do período do AMR (equação 1). Os meses que não seguem uma correspondência estatística que esteja de acordo com a média a longo prazo do parâmetro meteorológico são excluídos.

$$FS = (1/n) \sum_{i=1}^n \delta_i \quad (1)$$

Em que δ_i é a diferença absoluta entre a FCD a longo prazo e a FCD do mês candidato e “ n ” é o número de medições diárias num mês. Depois, selecionam-se os 5 meses com o valor da soma ponderada da estatística FS mais baixo. Por fim, aplica-se um método estatístico simples para determinar o mês que tem melhor correspondência com os valores dos parâmetros a longo prazo (período de estudo) [17].

Primeiro, selecionam-se os 5 anos que se aproximam melhor da composição dos anos todos em estudo. Depois, faz-se a seleção dos meses representativos a partir dos anos escolhidos. Dados em falta até cinco dias num mês são substituídos por valores de dias precedentes ou subsequentes por interpolação. Em situações que faltem mais de cinco dias num mês, o mês é excluído completamente da análise [20], [21].

A escolha de um determinado ficheiro climático como referência influencia a precisão das necessidades de energia, especialmente no verão. Uma melhor aproximação do resultado de uma simulação num edifício ao contexto real poderá ajudar arquitetos e engenheiros no seu esforço para projetar edifícios mais eficientes energeticamente, contribuindo para uma mitigação do aquecimento global [22].

Os desvios dos dados dos AMR relativamente aos dados de longo prazo são pequenos o que mostra que os AMR gerados podem efetivamente ser usados em vez das médias a longo prazo e por conseguinte, o processamento de dados climáticos e a duração de computação e espaço podem ser reduzidos para cálculo de sistemas de energia e edifícios [21].

Seleção dos parâmetros meteorológicos dos AMR

Os valores de radiação que aparecem nos AMR por vezes aparecem em [Wh/m²] ou [W/m²]. O significado do valor é a energia recebida na hora anterior. Isto é, por exemplo, para a hora 18:00, o valor de radiação que consta no AMR diz respeito ao total de radiação recebida entre as 17:00 e as 18:00. A hora apresentada normalmente diz respeito à hora solar e não à hora legal, devendo ser indicado no ficheiro climático. Esta noção é explicada em detalhe no capítulo 2.2.6.

Dependendo da aplicação do AMR, ou a entidade que gera os dados, são várias as variáveis que podem ser apresentados. Todavia, tipicamente os parâmetros listados são:

- Temperatura ambiente [°C];
- Precipitação [%];
- Humidade relativa;
- Vento (magnitude) [m/s];
- Vento (rumo) [°];
- Nebulosidade total e opaca [0 a 10];
- Radiação solar global em superfície horizontal [Wh/m²];
- Radiação solar difusa celeste, na horizontal [Wh/m²];
- Radiação solar direta, normal [Wh/m²];
- Radiação solar global recebida em superfícies verticais orientadas nas oito direções N, NE, E, S, SE, SW, W e NW [Wh/m²];

Alguns parâmetros meteorológicos podem não estar presentes tais como os níveis de precipitação ou velocidade do vento, uma vez que requerem outros equipamentos específicos de medição. Os dados técnicos mais importantes são a radiação solar em superfície horizontal, global e difusa, a temperatura, sendo comum apresentar valores de radiação global em superfície vertical de modo a facilitar o cálculo para fachadas em simulação energética de edifícios.

2.1.3 AMR - SCE 2006 (antigo)

Os AMR que serviam para o RSECE 2006 (DL 79/2006) têm como período nominal 1961-1990. Estes foram fornecidos pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI), atualmente o Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), com a metodologia descrita por Aguiar em [23], baseada num gerador de séries meteorológicas sintéticas e cujos fundamentos podem ser encontrados por exemplo em [24], [25]. O ficheiro AMR 1961-1999, para uma localização específica, é possível de obter com acesso à base de dados do programa Solterm 5.0 (LNEG - 2006).

2.1.4 AMR - SCE 2013 (atual)

No âmbito da revisão do SCE em 2013, foi pedido ao LNEG que produzisse AMR com dados atualizados e que respeitasse as variadas alterações da regulamentação, tais como a atualização do valor do limiar de conforto de 18°C para 20°C e novos critérios de discriminação de zonas. Inicialmente, o Instituto Português do Mar e da Atmosfera (IPMA) obteve médias mensais de radiação solar global em superfície horizontal para o período de 1981-2010 através de dados conseguidos com recurso a interpolação e estatística zonal das grelhas de reanálise da atmosfera mundial do estudo “ERA-Interim” do *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF).

Estes foram fornecidos ao LNEG, que considerou as medições de radiação em diferentes estações meteorológicas do país, conjuntamente com os restantes dados climáticos, tais como a temperatura e humidade, para o período de 1971-2000. Produziram-se AMR, com o objetivo de obter valores para a divisão administrativa do País ao nível de município, isto é, para 308 municípios. Esta especificidade de resolução espacial, muito elevada relativamente ao número de estações meteorológicas com dados adequados ao longo do país, levou à necessidade de fazer várias aproximações e operações de interpolação e extrapolação espacial. Isto levou a que os dados que foram criados correspondessem às exigências ligadas à conceção do regulamento SCE 2013, mas que pode não ser totalmente representativo para alguns casos muito específicos de regiões com características climáticas muito específicas (microclimas, zonas costeiras, etc). Na prática, o que se verifica é a existência de algumas limitações associadas à quantidade e incerteza dos dados de base [26]. Este processo está representado na figura 6.

Os ficheiros climáticos de referência do SCE são possíveis de obter gratuitamente através do software “SCE.CLIMA1.0” implementado em Microsoft Excel, disponibilizados pela Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG). A energia produzida por sistemas solares térmicos ou fotovoltaicos, no âmbito do SCE, deve ser calculado através do software SCE.ER. A legislação vigente concede a possibilidade de utilização de software alternativo ao SCE.ER, que a DGEG valida seguindo os procedimentos estabelecidos no Despacho nº 10346/2018, de 22 de outubro. Um desses *softwares* é o Solterm 5.3 (LNEG – 2016) [27].

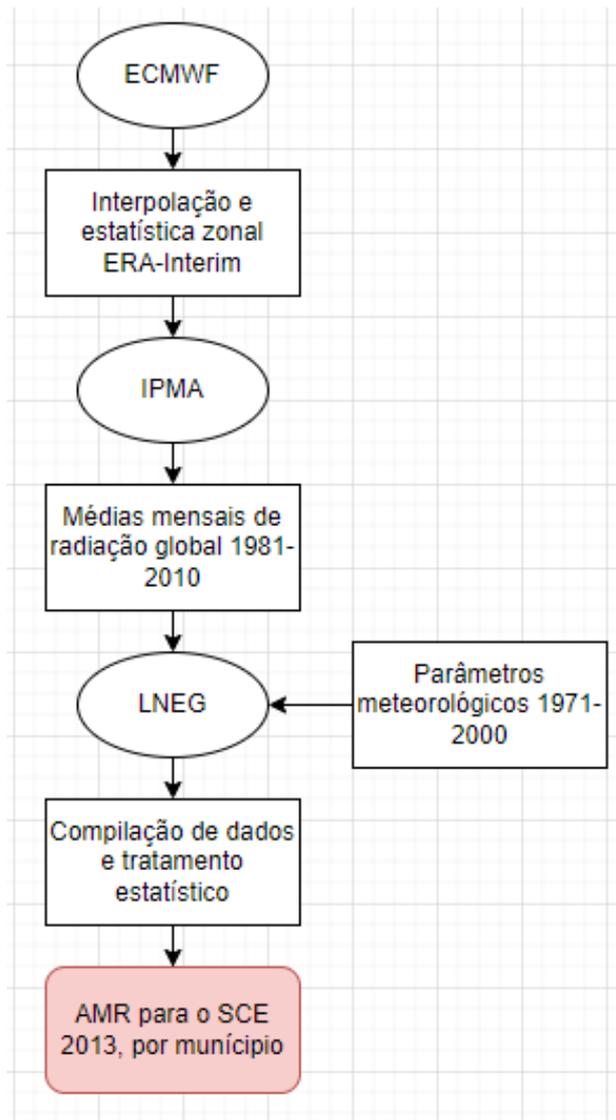


Figura 6 - Esquema do processo de geração dos AMR para o SCE 2013.

2.1.5 Correção na temperatura nos AMR

Devido ao efeito das alterações climáticas decorrentes de emissões antropogénicas de GEE, vários modelos de previsão de evolução da temperatura média superficial do globo apontam para um aumento de, pelo menos, 2°C, até ao final do século, relativamente a níveis pré-industriais [1].

Tendo em conta que a duração de um edifício é de várias dezenas de anos, faz sentido que se adotem dados climáticos no SCE que correspondam a um período de utilização futura a longo prazo, e não a dados climáticos do passado uma vez que estes não são bons a representar as condições climáticas recentes e futuras. Ter uma representação precisa das condições que um edifício vai ter ao longo da sua vida é importante.

A atualização dos anos típicos de referência é pouco frequente, dada a sua complexidade, e, por isso, pode não ser representativa do clima atual [28]. A solução mais prática para contornar este problema é efetuar uma correção ao nível de temperatura que respeite modelos climáticos tais como o *Coupled Model Intercomparison Project* (CMIP) do *World Climate Research Programme* (WCRP) e cenários de emissões como o *Representative Concentration Pathways* (RCP) [26].

Os cenários RCP têm em conta o forçamento radiativo que é a diferença entre a radiação solar absorvida pela Terra e a energia radiada de retorno [29]. Referem-se à porção dos patamares de concentração (de gases na atmosfera) que se prolongam até 2100, para os quais os modelos de avaliação integrada produzem cenários de emissões correspondentes [30].

Foi, portanto, no âmbito do SCE 2013, aplicada uma correção aos dados de temperatura do período 1971-2000, produzidos pelo IPMA, de modo a ser compatível com a previsão do modelo climático CMIP5 para o cenário de emissões RCP 4.5, que é o mais conservador dos cenários preparados para o 5º relatório de avaliação do Painel Intergovernamental para as Alterações Climáticas (IPCC 2013).

Na figura 7 está representada a evolução da temperatura medida e a prevista segundo dois cenários: RCP4.5 e RCP8.5.

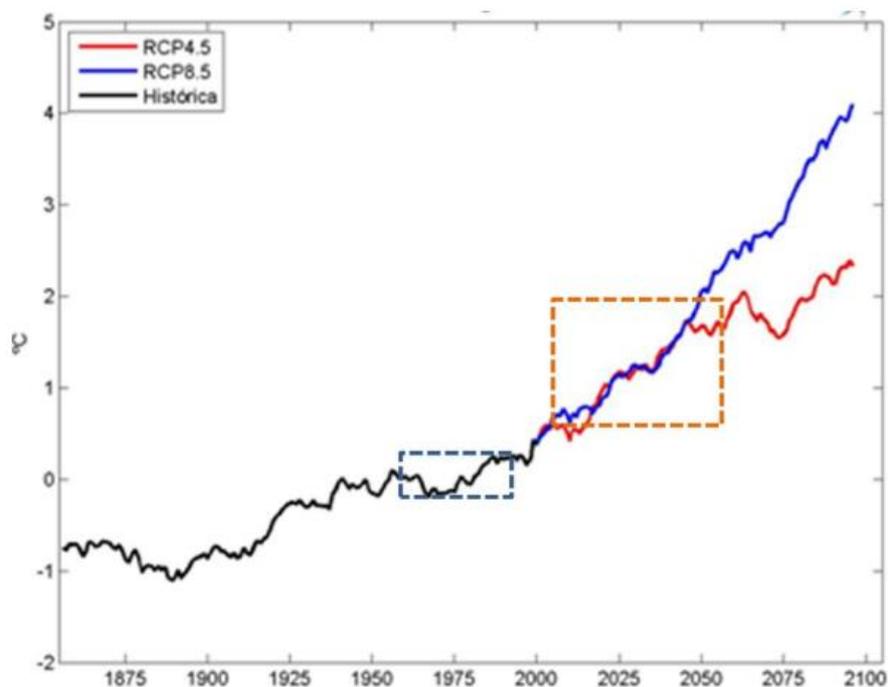


Figura 7 - Temperatura média anual aos 2m na zona de Portugal continental considerando os diferentes cenários de evolução da temperatura para os cenários RCP4.5 e RCP8.5 [26].

O RCP4.5 é um patamar de estabilização intermediário em que o forçamento radiativo está estabilizado a aproximadamente 4.5 W/m^2 a 6.0 W/m^2 após o ano de 2100 (o RCP correspondente assume emissões constantes após 2150). A janela azul corresponde ao período climatológico de referência 1971-2000 e a janela laranja ao período de cálculo para edifícios sob o SCE 2013: 2013-2060.

2.2 Radiação solar

O Sol liberta radiação eletromagnética, de diferentes comprimentos de onda, durante o processo de fusão envolvendo átomos de Hidrogénio para formar Hélio. Esta viaja virtualmente sem obstáculos até atingir a atmosfera terrestre. A radiação que chega à atmosfera terrestre tem níveis de energia variados, no entanto, é conveniente determinar um valor constante para o fluxo de energia por unidade de área. Este fluxo chama-se de constante solar e corresponde ao valor da integração da distribuição do espectro solar extraterrestre (fora da atmosfera), em todos os comprimentos de onda, incidente numa superfície normal à direção dos raios solares, para uma distância média entre o Sol e a Terra (1 unidade astronómica). A organização mundial de meteorologia usa um valor de 1367 W/m^2 sendo que a *American Society for Testing Materials* (ASTM) considera um valor de $1353 \pm 21 \text{ W/m}^2$ (ASTM E 490-73a) como aceitável.

Segundo a ISO 9488:1999, a banda de comprimentos de onda de aproximadamente 99% da radiação solar (direta ou global), medida ao nível do solo, está compreendida entre os 300 e os 3000 nanómetros.

Na figura 8, apresenta-se o espectro da irradiância extraterrestre usando a lei de Planck para um corpo negro a 5800 K [31]. A radiação média anual extraterrestre tem pequenas variações, devido a ciclos de atividade solar de cerca de 11 anos. Ao longo do ano, a distância entre a Terra e o Sol varia, resultando numa variação da radiação solar extraterrestre que pode ir, segundo cálculos feitos pelo *National Renewable Energies Laboratory* (NREL), entre os 1409 W/m^2 , em 4 de janeiro e os 1315 W/m^2 , em 4 de julho [31]. É importante conhecer esta variação, mas em sentido prático é conveniente atribuir um valor médio anual. Quando a radiação entra na atmosfera, a camada de ozono, nuvens, vapor de água, aerossóis absorvem ou refletem uma parte da energia solar ou irradiam de volta para o espaço.

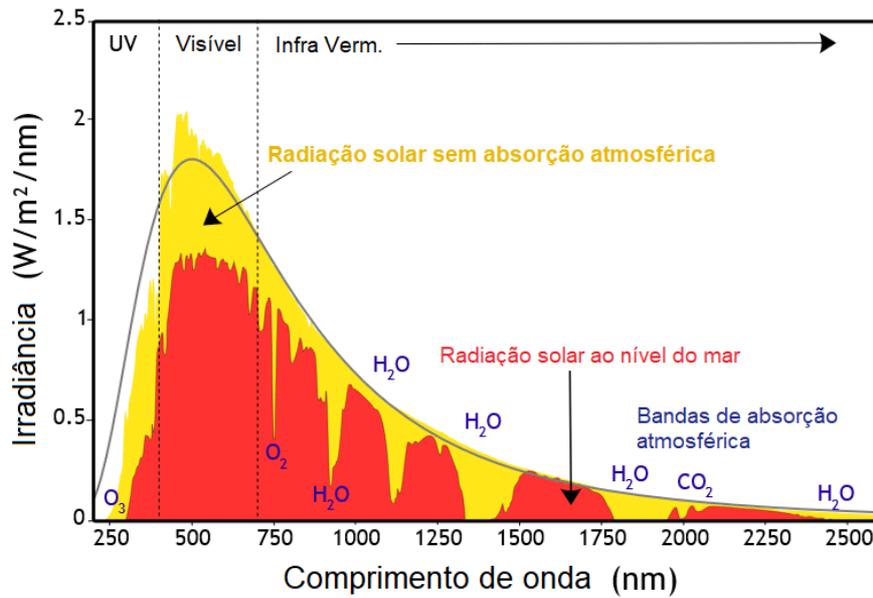


Figura 8 - Espectro da irradiância extraterrestre usando a lei de Planck para um corpo negro a 5800 K. Adaptado de [31].

Os módulos fotovoltaicos capturam uma porção desta energia, compreendida no espectro visível e uma pequena parte do infravermelho (figura 9), dependendo dos materiais usados.

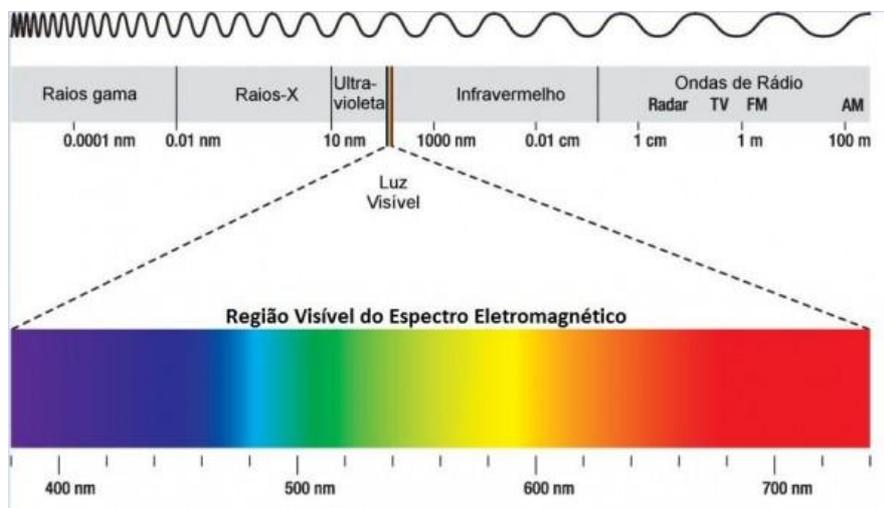


Figura 9 - Espectro visível da radiação solar em função do comprimento de onda.

2.2.1 Definições de radiação solar

A atmosfera tem diferentes propriedades a diferentes altitudes. A sua densidade, por exemplo, decresce com a altitude e a concentração de certos gases e aerossóis também varia com a altitude. Apesar disso, quaisquer que sejam estas variações, os seus efeitos na radiação

vão ser aproximadamente proporcionais à distância percorrida pela mesma dentro da atmosfera terrestre. Portanto, a aplicação de uma simples medida de massa de ar (AM) como medida de atenuação da radiação pela atmosfera pode ser considerada.

A AM corresponde ao rácio de massa de atmosfera através da qual a radiação direta atravessa em relação à massa de ar que atravessaria caso o sol estivesse no zénite (isto é, normal ao plano horizontal). É calculado através da equação (2), como o inverso do cosseno do ângulo de zénite solar, θ_z . Por exemplo, ao nível do mar, AM = 1 quando o sol está no zénite ($\theta_z = 0$) e para um ângulo de zénite de 60° , AM = 2 (figura 10).

$$AM = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (2)$$

Para medições de radiação solar, este efeito já é considerado pois a radiação medida já atravessou a atmosfera terrestre. Mas, na construção dos AMR, quando surgem situações em que a medição não é possível, é fundamental estimar os valores tendo em conta este fator.

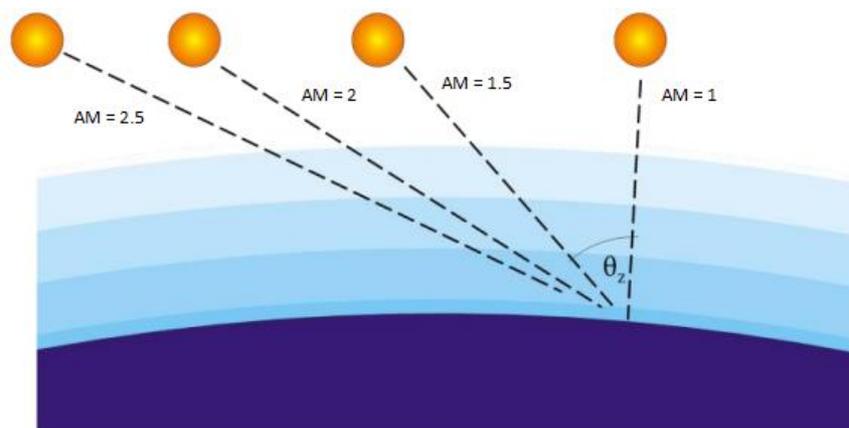


Figura 10 - Massa de ar relativa em função de diferentes ângulos de zénite (θ_z) [32].

Na literatura de engenharia solar, existem diferentes iniciais e subscritos quando se fala de radiação, devendo haver um cuidado especial na sua definição para evitar confusão no tratamento de dados. De seguida são apresentadas e definidas as principais designações para radiação solar.

Irradiância, G

É a taxa de radiação energética incidida numa superfície, por unidade de área de superfície. O símbolo G é usado para irradiância solar, normalmente apresentada na unidade $[W/m^2]$.

Irradiação, I

Corresponde à energia incidente por unidade de área numa superfície, determinado pela integração da Irradiância durante um tempo, normalmente uma hora ou dia. O símbolo I é usado para insolação durante uma hora (ou outro período se especificado). Esta variável é normalmente apresentada na unidade $[J/m^2]$ ou $[Wh/m^2]$.

Usam-se os subscritos seguintes, para G e I :

- “ o ” é referente à radiação acima da atmosfera terrestre, a radiação extraterrestre;
- “ b ” e “ d ” referem-se, respetivamente, à radiação direta (*beam*) e difusa (*diffuse*);
- “ t ” e “ n ” referem-se, respetivamente, à radiação num plano inclinado (*tilted*) e num plano normal à direção da propagação do feixe solar.

Se nenhum subscrito aparece, a radiação é a incidente num plano horizontal.

Irradiância Normal Direta (*Direct Normal Irradiation, DNI*)

Definindo-se como sendo a radiação solar recebida sem sofrer dispersão por parte da atmosfera, recebida por uma superfície perpendicular aos raios solares, mais conhecida como *Direct Solar Radiation* (de modo a evitar confusões de subscritos entre difusa e direta, na literatura inglesa é comum usar-se o termo *beam radiation*).

Radiação Difusa

A radiação solar recebida depois da sua direção se ter alterado pela dispersão da atmosfera (radiação difusa é referida em alguma literatura meteorológica como *sky radiation* ou *solar sky radiation*).

Irradiância Difusa Horizontal (*Diffuse Horizontal Irradiance, DHI*)

Corresponde a irradiância difusa medida numa superfície horizontal.

Irradiância Global Horizontal (*Global Horizontal Irradiance, GHI*)

Corresponde a irradiância global medida numa superfície horizontal.

2.2.2 Definições de ângulos e relações geométricas

As relações geométricas entre um plano de qualquer orientação relativa à Terra, a qualquer instante (esteja o plano fixo ou movendo-se relativamente à Terra), e a entrada do feixe de radiação solar, isto é, a posição do Sol relativamente ao plano, pode ser descrito em termos de vários ângulos. Um dos principais ângulos é a latitude, ϕ , que indica a localização angular a Norte ou Sul do equador, norte positivo ($-90^\circ \leq \phi \leq 90^\circ$).

A declinação, δ , corresponde à posição angular do Sol ao meio-dia solar (quando o Sol está no meridiano local) em relação ao plano do equador, norte positivo: ($-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$). A declinação δ pode ser determinada através da equação de Cooper (datada do ano de 1969), em que n representa o número de dias do ano a contar a desde 1 de janeiro, conforme equação (3):

$$\delta = 23.45 \times \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (3)$$

A figura 11 apresenta a variação da declinação ao longos dos 365 dias do ano de acordo com os cálculos correspondentes da equação (3).

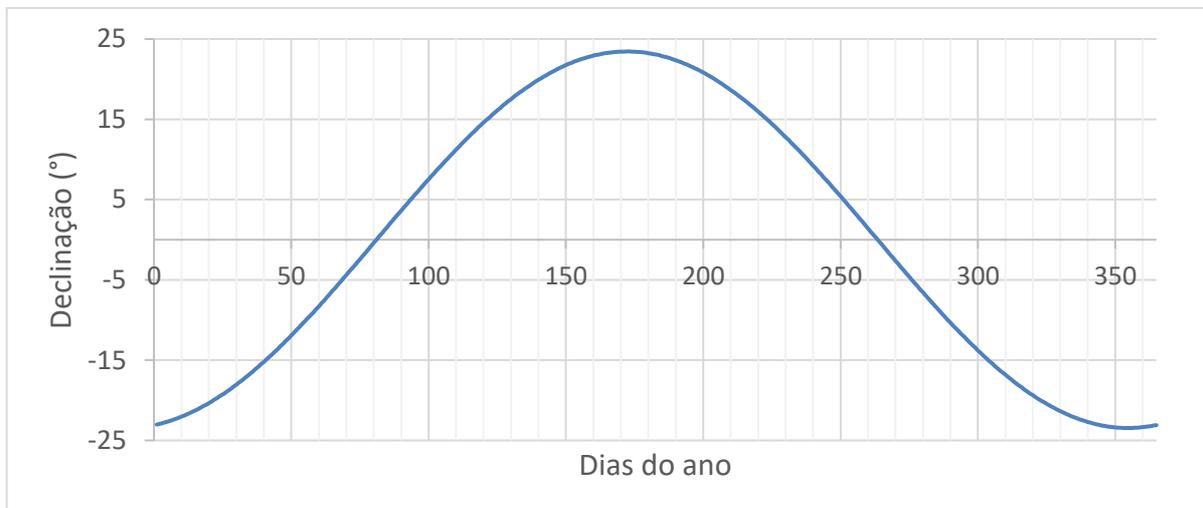


Figura 11 - Variação da declinação, em graus, ao longo do ano, considerando que a declinação corresponde à posição angular do Sol ao meio-dia solar (quando o Sol está no meridiano local) em relação ao plano do equador.

Enquanto o declive, β , mede o ângulo entre o plano da superfície em questão e a horizontal, $0^\circ \leq \beta \leq 180^\circ$ ($>90^\circ$ significa que a superfície tem uma componente voltada para baixo), o ângulo de azimute de superfície, γ , mede o desvio da projeção num plano horizontal da normal

à superfície desde o meridiano local, sendo zero a sul, negativo a este e positivo a oeste ($-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$).

O ângulo de hora, ω , determinado pela equação (4), mede o deslocamento angular do Sol a Este ou Oeste do meridiano local devido à rotação da Terra sobre o próprio eixo a 15° por hora, sendo de manhã negativo, de tarde positivo. O parâmetro t_s refere-se à hora real, que é definida pela posição real do sol no céu. Este conceito será abordado mais detalhadamente no capítulo 2.2.6.

$$\omega = 15(t_s - 12) \quad (4)$$

Como já referido, o ângulo de zênite solar, θ_z , corresponde ao ângulo entre a vertical e a linha até ao sol, ou, o ângulo de incidência do feixe de luz numa superfície horizontal. Para superfícies horizontais, $\beta=0$, o cosseno do ângulo de zênite solar calcula-se pela equação (5).

$$\cos \theta_z = \cos \phi \cos \delta \cos \omega + \sin \phi \sin \delta \quad (5)$$

O ângulo solar de altitude, α_s , refere-se ao ângulo entre a horizontal e a linha até ao sol, o complemento do ângulo de zênite. Por sua vez, o ângulo solar de azimute, γ_s , identifica o deslocamento angular desde o Sul da projeção do feixe de radiação solar num plano horizontal, conforme representado na figura 12. O ângulo solar de azimute pode ser calculado de acordo com a equação (6). O seu valor depende do sinal de ω , sendo que deslocamentos de Este a Sul são negativos (antes do meio-dia) e de Oeste a Sul são positivos (depois do meio-dia).

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left(\frac{\cos \theta_z \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cos \phi} \right) \right| \quad (6)$$

O ângulo de incidência, θ , é o ângulo entre o feixe de radiação numa superfície e a normal a essa superfície. Existem diversas relações úteis entre os ângulos acima mencionados que servem para determinar o ângulo de incidência, θ , do feixe solar com uma superfície, como descritas pelas equações (7) e (8).

$$\begin{aligned} \cos \theta = & \sin \delta \sin \phi \cos \beta - \sin \delta \cos \phi \sin \beta \cos \gamma + \\ & + \cos \delta \cos \phi \cos \beta \cos \omega + \cos \delta \sin \phi \sin \beta \cos \gamma \cos \omega \\ & + \cos \delta \sin \beta \sin \gamma \sin \omega \end{aligned} \quad (7)$$

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma_s - \gamma) \quad (8)$$

O esquema da figura 12 apresenta um esquema de um painel sujeito a irradiação solar com os diferentes ângulos acima mencionados.

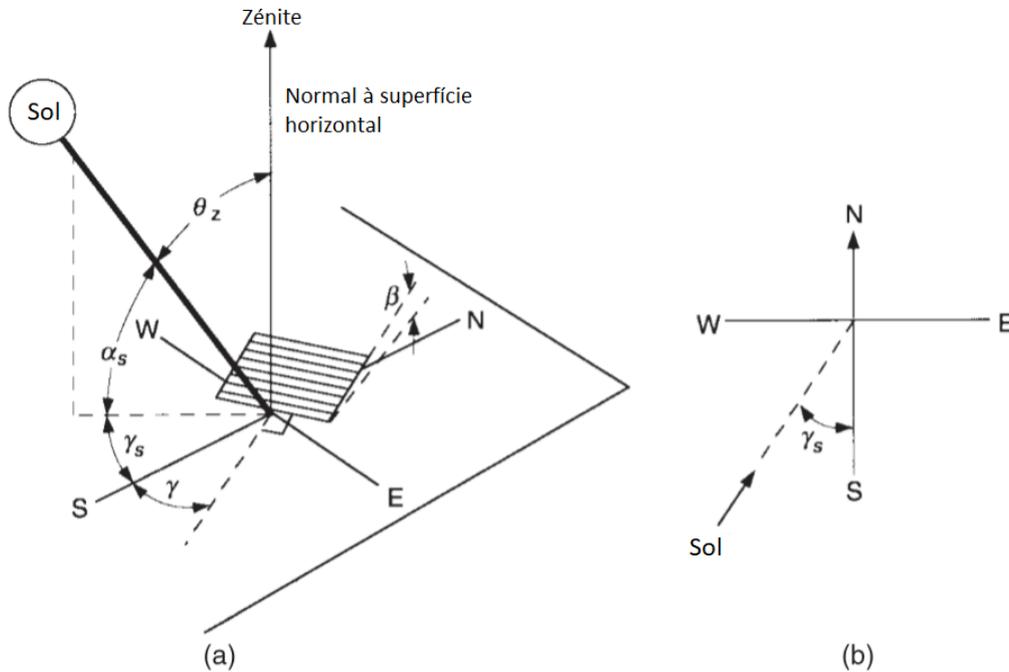


Figura 12 - Representação dos diferentes ângulos solares: (a) - ângulo de zênite θ_z , declive β , ângulo de azimute de superfície γ e ângulo de azimute solar γ_s para uma superfície inclinada (b) - Vista de cima mostrando o ângulo de azimute solar γ_s . Adaptado de [33].

2.2.3 Modelos de atmosfera

Sempre que é necessário realizar cálculos de determinação de valores de radiação, um dos aspectos mais fundamentais é a definição do modelo do céu existente. Por outras palavras, como é que se traduz matematicamente o efeito da atmosfera na radiação incidente na superfície em estudo. Uma das maiores dificuldades na aquisição de modelos precisos consiste na dificuldade de calcular as componentes de radiação difusa [33]. Diferentes modelos foram criados ao longo dos anos, de diferentes níveis de complexidade e grau de incerteza, variando, essencialmente, no modo como tratam a componente difusa da radiação solar (ver figura 13). Esta é possível de caracterizar segundo a sua componente isotrópica (de distribuição uniforme), a componente circumsolar (pequena área à volta do disco solar) e a de iluminação de horizonte.

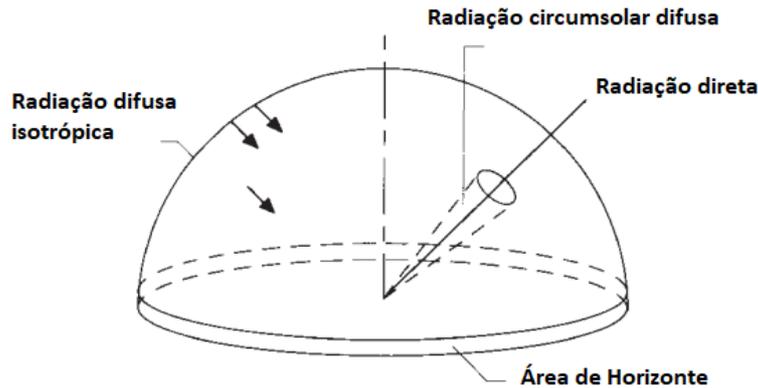


Figura 13 – Representação esquemática dos diferentes tipos de radiação: difusa isotrópica, circumsolar difusa, radiação direta. Adaptado de [33].

Modelo isotrópico

De um modo simplista, pode ser assumido que a combinação da radiação difusa é isotrópica tal como sugerido por Hottel and Woertz (1942), tratando-se de um dos primeiros modelos utilizados [34].

Com este pressuposto, a soma da radiação difusa do céu com a radiação refletida do solo numa superfície inclinada é a mesma, independentemente da orientação, logo, a componente de irradiância difusa G_d vai ser igual ao valor da irradiância difusa em superfície horizontal (DHI). O total da radiação numa superfície inclinada é o somatório da contribuição da radiação direta com a DHI. A irradiância incidente total numa superfície inclinada, segundo este modelo, pode ser calculada de acordo com a equação (9).

$$G_t = G_{bt} + DHI \quad (9)$$

Este é um dos modelos mais utilizados, dada a sua simplicidade, sendo ideal para um estudo inicial ou de pré-avaliação. Existem, no entanto, modelos melhores que retratam mais fielmente o comportamento da radiação difusa.

Modelo isotrópico difuso

Uma melhoria em relação ao modelo de céu isotrópico é o modelo céu isotrópico difuso, derivado por Liu e Jordan (1963) [35]. É fácil de compreender, é conservador (isto é, tende a subestimar G_t) e torna o cálculo de radiação em superfícies inclinadas fácil.

A irradiância numa superfície inclinada é considerada incluindo três componentes: direta, G_b , difusa isotrópica, G_d , e refletida de forma difusa a partir do solo, G_r . A soma destes 3 diferentes componentes para uma superfície horizontal é dada pela equação (10).

$$G = G_b + G_d + G_r \quad (10)$$

Para uma superfície inclinada aplica-se o cálculo de acordo com a equação (11).

$$G_t = G_{bt} + G_{dt} + G_{rt} \quad (11)$$

O solo é assumido como infinito, horizontal e de reflexão isotrópica. Devido à sua simplicidade e fiabilidade este modelo é dos mais usados. No entanto, em instalações com várias linhas de painéis montados, usando este modelo, a irradiância refletida que é incidente nos painéis fora da primeira linha tende a ser sobrestimada [31]. Para cada local específico de instalação será necessário fazer uma análise às obstruções existentes e albedo do solo.

Modelo anisotrópico difuso

Este tipo de modelo considera a atmosfera como anisotrópica, caracterizando mais especificamente a radiação difusa com análise à componente circumsolar e à iluminação de horizonte. Este aspeto é a razão pela qual este modelo é muitas vezes usado para estudo em sistemas de concentrador solar, em que a radiação circumsolar pode ser considerada juntamente com a radiação direta. No modelo anisotrópico, existem essencialmente dois tipos de métodos conforme a consideração da componente circumsolar e/ou iluminação de horizonte.

No método de Hay-Davies (1980) é estimada a fração da difusa que é circumsolar e considerada como sendo toda vinda da mesma direção que a direta, mas a iluminação de horizonte é ignorada. Este método não é muito mais complicado que o modelo isotrópico e resulta em estimativas ligeiramente superiores de radiação numa superfície inclinada [33].

O modelo de Perez et al. (1990) considera ambas as componentes de radiação circumsolar e de iluminação de horizonte. Usa índices de claridade para a radiação circumsolar e de horizonte assim como termos que têm em conta os ângulos de incidência do cone da radiação circumsolar. É mais complexo e geralmente prevê melhores incidências solares em planos inclinados sendo por isso o menos conservador dos métodos apresentados [33].

2.2.4 Radiação incidente em plano inclinado

Usando o modelo isotrópico difuso, será necessário determinar as componentes direta, difusa e refletida. Conhecendo os valores da radiação global horizontal e difusa horizontal, juntamente com os valores de $\cos \theta$ e $\cos \theta_z$, determina-se a radiação incidente num painel inclinado.

Como, a qualquer momento, a radiação direta numa superfície, G_{bt} , é função de $G_{b,n}$, uma forma de determinar é a apresentada na equação (12).

$$G_{bt} = G_{b,n} \cos \theta \quad (12)$$

A irradiância direta numa superfície perpendicular ao feixe solar, $G_{b,n}$ corresponde à razão entre a irradiância direta numa superfície horizontal e $\cos \theta_z$, conforme apresentado na equação (13). A figura 15 explica esquematicamente o efeito da inclinação na área irradiada.

$$G_{b,n} = \frac{G_b}{\cos \theta_z} \quad (13)$$

Radiação direta num plano inclinado

O fator geométrico R_b , corresponde ao rácio da irradiância direta numa superfície inclinada, $G_{b,t}$, pela irradiância direta numa superfície horizontal, G_b , que, a qualquer momento, pode ser calculado através do uso apropriado da equação (14). Como se pode verificar pela expressão matemática, existe uma correspondência deste rácio com os cossenos do ângulo de incidência e zênite solares. A sua relação geométrica é exposta na figura 14.

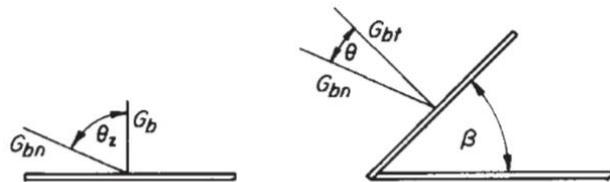


Figura 14 - Representação esquemática da relação dos ângulos de incidência de radiação em superfícies planas e inclinadas [33].

$$R_b = \frac{G_{bt}}{G_b} = \frac{G_{bn} \times \cos \theta}{G_{bn} \times \cos \theta_z} = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (14)$$

A irradiância direta numa superfície horizontal, G_b , é obtida através da subtração da irradiância difusa horizontal (DHI) à irradiância global horizontal (GHI), dados presentes nos AMR (equação (15)).

$$G_b = GHI - DHI \quad (15)$$

A irradiância direta, numa qualquer superfície inclinada, $G_{b,t}$, é possível de calcular através da equação (16).

$$G_{bt} = G_b \times R_b = (GHI - DHI) \times \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (16)$$

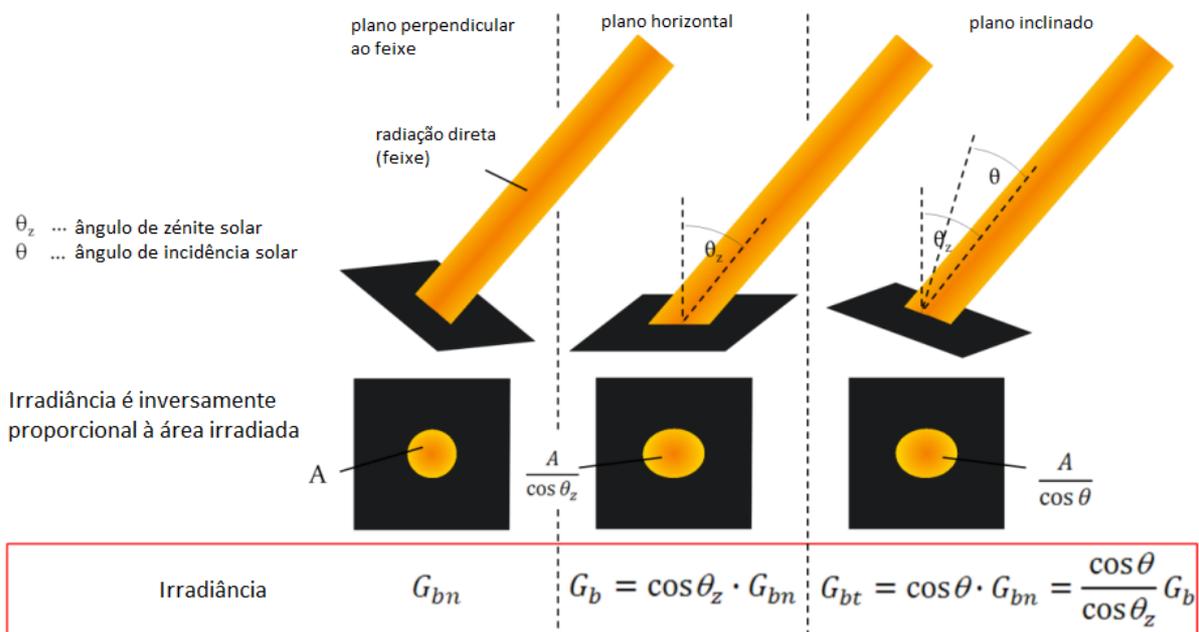


Figura 15 - Efeito da inclinação na área irradiada. Adaptado de [32].

O uso destas equações é satisfatório para a maior parte das horas do dia, mas em horas que incluam nascer e pôr do sol ($\cos \theta_z$ tende para zero), valores irrealistas de R_b podem surgir, sobrestimando o valor calculado para a radiação direta em superfícies inclinadas. O recomendado para estas situações é que se despreze o valor obtido nas horas de nascer e pôr do sol [33].

Radiação difusa num plano inclinado

Supondo que a radiação difusa num dado momento e local, é isotrópica, isto é, que é igual em todas as direções desde o espaço acima do plano horizontal (radiação refletida não é aqui

incluída), a irradiância difusa numa superfície inclinada é, para o modelo isotrópico difuso, calculada como na equação (17).

$$G_{dt} = \frac{1 + \cos \beta}{2} DHI \quad (17)$$

Importa salientar que, uma superfície virada para o zénite recebe o total da radiação difusa – radiação difusa horizontal [33].

Radiação refletida do solo

A radiação refletida depende da radiação global e da refletividade da superfície terrestre, isto é, o seu albedo, ρ . Albedo é o rácio de radiação refletida difusamente em relação à radiação incidente. Valores típicos de albedo variam entre 0.2 e 0.3. A tabela 1 apresenta os valores típicos de albedo, considerando diferentes tipos de superfície.

Tabela 1 - Valores típicos de albedo, ρ [36]

Tipos de superfície	ρ
Terra preta seca	0.13
Relva	0.15-0.30
Areia branca	0.6
Neve fresca	0.8
Solo comum – terra seca	0.2
Tijolo vermelho	0.32
Terra preta húmida	0.08
Asfalto novo	0.09
Areia molhada	0.09
Telha de barro (vermelha)	0.33
Tinta branca	0.8

Supondo que a irradiância refletida num dado momento e local é isotrópica, isto é, que é igual em todas as direções desde o espaço abaixo do plano horizontal (a radiação refletida aqui considerada apenas vem do chão), a irradiância difusa numa superfície inclinada, exclusivamente devido a radiação refletida, é calculada pela equação (18).

$$G_{rt} = GHI \frac{1 - \cos \beta}{2} \rho \quad (18)$$

A irradiância total incidente num plano inclinado, no modelo de céu isotrópico difuso é obtida pela relação da equação (19):

$$G_T = G_b R_b + DHI \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + GHI \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \rho \quad (19)$$

2.2.5 Ângulos para superfícies seguidoras solares

Alguns painéis solares “seguem” o sol movendo-se em maneiras prescritas, minimizando o ângulo de incidência nas superfícies de modo a maximizar a radiação normal ao plano.

É necessário determinar o ângulo de incidência (θ) e o ângulo de azimute (θ_z) para analisar a inclinação ótima na superfície destes painéis. As equações apresentadas neste capítulo são para superfícies que rodam sobre eixos que são paralelos às superfícies. Os sistemas de seguidor solar são classificados pelos seus movimentos. A rotação pode ser sobre um único eixo (que pode ter qualquer orientação, mas que na prática usualmente é horizontal Este-Oeste, horizontal Norte-Sul, vertical ou paralelo ao eixo da Terra) ou pode ser sobre dois eixos, chamado biaxial.

Na figura 16 é representada a radiação extraterrestre (sem efeito da atmosfera), em MJ/m²h, em três diferentes sistemas, para uma latitude de 45°:

- Painel estacionário com 45° de inclinação;
- Painel seguidor segundo um eixo orientado a Norte-Sul (N-S);
- Painel seguidor segundo um eixo orientado a Este-Oeste (E-W).

As três linhas a tracejado representam a radiação no solstício de Inverno e as três linhas cheias são para o solstício de Verão. Através da análise da figura é possível concluir que os mecanismos de seguidor solar afetam a distribuição de tempo da radiação incidente. A decisão sobre qual o melhor sistema a adotar vai incidir sobre a necessidade energética no período de horas específico ou estação do ano.

Por exemplo, o sistema cujo eixo seguidor (sob o qual o plano roda) com orientação Norte-Sul tem um valor consistente e alto de radiação incidente ao longo do dia para o período de Verão e um valor muito baixo para o período de Inverno, quando comparado com as outras soluções.

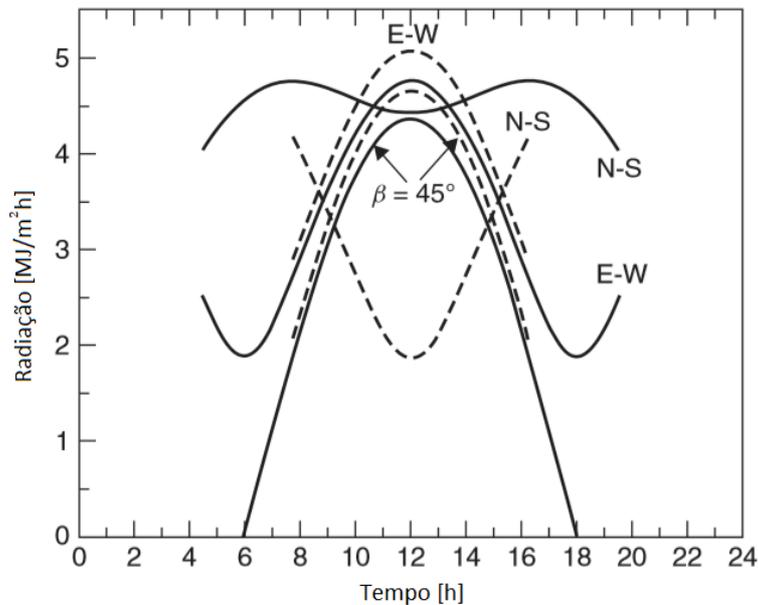


Figura 16 - Radiação solar extraterrestre para latitude de 45 graus: num painel estacionário a 45 graus de inclinação e virado a Sul, painel com orientação N-S e E-W em coletores de um só eixo. Adaptado de [33].

Para situações em que seja necessária a produção de energia elétrica apenas na estação de Verão, desprezando o período de Inverno, esta poderá ser uma solução interessante a considerar. A título ilustrativo, o setor da hotelaria, na zona do Algarve, regista um aumento populacional durante a estação do Verão o que corresponde a um aumento significativo das necessidades energéticas nesta estação.

Eixo de rotação horizontal orientado a Este-Oeste – ajustamento diário

Para um plano rodando sobre um eixo horizontal orientado a Este-Oeste (painel orientado a Sul) com ajustamento diário, de modo que o feixe de radiação seja normal à superfície ao meio-dia em cada dia, o cálculo de $\cos \theta$ corresponde à expressão da equação (7).

O declive para esta superfície vai ser fixo a cada dia ($\beta = |\Phi - \delta|$). O ângulo de azimute da superfície para um dia toma o valor de 0° ou 180° dependendo da latitude e da declinação, conforme o sistema representado na equação (20).

$$\gamma = \begin{cases} 0^\circ & \text{se } \Phi - \delta > 0 \\ 180^\circ & \text{se } \Phi - \delta \leq 0 \end{cases} \quad (20)$$

A figura 17 esquematiza o seguimento com painel orientado a sul e um eixo de rotação horizontal. A altura solar varia ao longo do ano, mas é pouco pronunciada na escala temporal diária. Se o ajustamento for realizado de semana em semana, o ângulo de incidência ao meio-dia continuaria a ser próximo dos 0 graus e a diferença de radiação total incidente no plano do painel é desprezável [37].

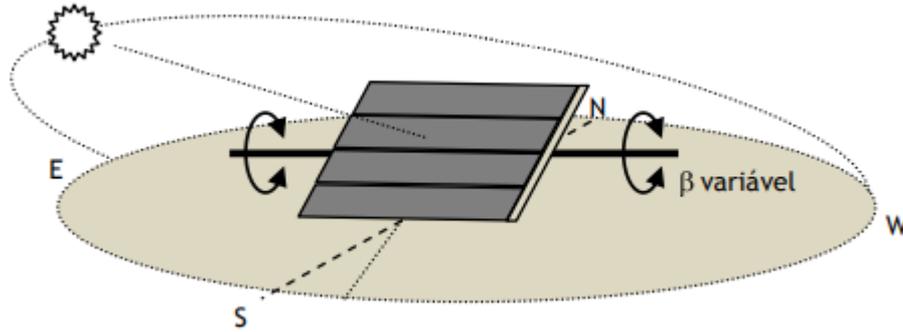


Figura 17 - Representação esquemática do seguimento com painel orientado a sul e eixo de rotação E-W [37].

Eixo de rotação horizontal orientado Este-Oeste – ajustamento contínuo

Para um plano rodando sobre um eixo horizontal Este-Oeste (painel orientado a Sul) com ajustamento hora-a-hora para minimizar o ângulo de incidência, este dado pela equação (21).

$$\cos \theta = (1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2} \quad (21)$$

Neste caso, o declive da superfície do painel será dado por $\tan \beta = \tan \theta_z |\cos \gamma_s|$. O ângulo de azimuth da superfície para este modo de orientação vai mudar entre 0° e 180° se o ângulo de azimuth solar ultrapassar $\pm 90^\circ$. Para qualquer hemisfério o valor é calculado pelas condições apresentadas na equação (22).

$$\gamma = \begin{cases} 0^\circ & \text{se } |\gamma_s| < 90 \\ 180^\circ & \text{se } |\gamma_s| \geq 90 \end{cases} \quad (22)$$

Este sistema tem um ângulo de incidência (θ) menor devido a uma atualização mais frequente da sua posição, resultando numa melhoria em relação ao sistema de ajustamento diário. No entanto, o ganho não é significativo e a rotação mais frequente do eixo de rotação implica um consumo energético superior.

Eixo de rotação horizontal orientado N-S – ajustamento contínuo

Para um plano rodando sobre um eixo horizontal orientado a Norte-Sul com ajustamentos contínuos para minimizar o ângulo de incidência é o dado pela equação (23).

$$\cos \theta = (\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2} \quad (23)$$

O declive é dado por $\tan \beta = \tan \theta_z |\cos(\gamma - \gamma_s)|$. O ângulo de azimute da superfície γ vai ser 90° ou -90° dependendo do sinal do ângulo de azimute solar é dado pela equação (24).

$$\gamma = \begin{cases} 90^\circ & \text{se } \gamma_s > 0 \\ -90^\circ & \text{se } \gamma_s \leq 0 \end{cases} \quad (24)$$

Em locais de latitude baixa, perto do equador, em que a altura solar é maior, a incidência nos painéis vai ser maior.

Eixo de rotação vertical, declive fixo – ajustamento contínuo

Para um plano com declive fixo, β constante, rodando sobre um eixo vertical, o ângulo de incidência é minimizado quando o ângulo de azimute da superfície e o ângulo de azimute solar são iguais, $\gamma = \gamma_s$. Da equação (25) pode-se calcular o ângulo de incidência.

$$\cos \theta = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \quad (25)$$

Esta configuração pode ser usada em conjuntos concentradores em que um grande suporte rotativo segura várias linhas de módulos.

Eixo inclinado – orientado a N-S – seguidor polar

Para um plano que roda segundo um eixo orientado Norte-Sul, paralelo ao eixo da Terra, com ajustamento contínuo para diminuir θ , assume-se que $\cos \theta = \cos \delta$. O declive varia continuamente e é igual à razão dada pela equação (26).

$$\tan \beta = \frac{\tan \phi}{\cos \gamma} \quad (26)$$

A equação (27) define o valor de azimute para este tipo de seguimento solar, aplicado às diferentes considerações estabelecidas por [33]. Os diferentes termos usados no cálculo do valor de azimute são obtidos pelas equações (28) a (30).

$$\gamma = \tan^{-1} \frac{\sin \theta_z \sin \gamma_s}{\cos \theta' \sin \phi} + 180C_1C_2 \quad (27)$$

onde,

$$\cos \theta' = \cos \theta_z \cos \theta_z + \sin \theta_z \sin \phi \cos \gamma_s \quad (28)$$

$$C_1 = \begin{cases} 0, & \text{se } \left(\tan^{-1} \frac{\sin \theta_z \sin \gamma_s}{\cos \theta' \sin \phi} \right) \gamma_s \geq 0 \\ +1, & \text{se } \left(\tan^{-1} \frac{\sin \theta_z \sin \gamma_s}{\cos \theta' \sin \phi} \right) \gamma_s < 0 \end{cases} \quad (29)$$

$$C_2 = +1 \begin{cases} +1 & \text{se } \gamma_s \geq 0 \\ -1 & \text{se } \gamma_s < 0 \end{cases} \quad (30)$$

Seguidor biaxial

Para um plano que está continuamente a seguir o Sol segundo 2 eixos (figura 18), o ângulo de incidência, θ , toma o valor de zero, de modo que $\cos \theta = 1$. O declive β , é igual ao ângulo de zênite solar, θ_z , e o ângulo de azimute, γ , vai ser igual ao ângulo de azimute solar, γ_s .

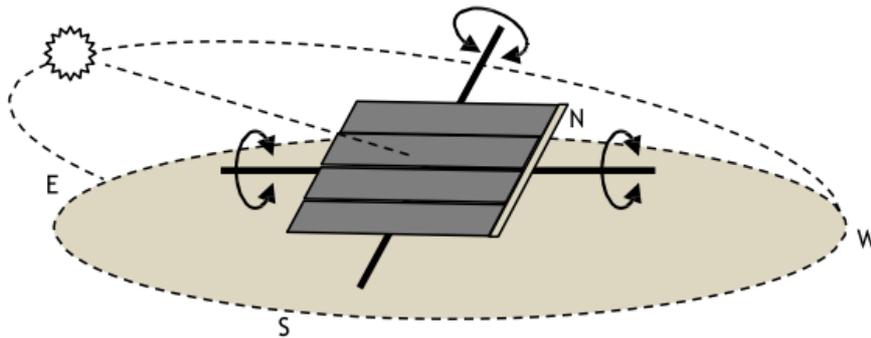


Figura 18 – Representação esquemática do seguimento biaxial [37].

O pressuposto de ângulo de incidência nulo é tão verdadeiro quanto mais frequente for a correção da posição do seguidor. O sistema biaxial usa-se em situações em que se procura obter o máximo de incidência solar direta. É especialmente usado em sistemas de concentração solar, em que a maximização da componente direta é fundamental, uma vez que a concentração da radiação é uma questão geométrica e a componente direta tem uma direção bem definida, ao contrário das componentes difusas [37].

Painel fixo, orientação a Sul – com inclinação igual à latitude

Para um plano fixo, orientado a Sul, o ângulo de azimute, γ , vai ser igual a zero. Uma recomendação geral usada é que o valor do seu declive seja igual à latitude, $\beta = \Phi$ [38].

Todavia o manual do programa Solterm 5.3 refere que, frequentemente, a energia incidente no painel é maximizada quando o declive é de 5° acima da latitude. Para otimização anual, o programa recomenda um declive de 5° acima da latitude de modo a diminuir as perdas na estação do Verão, para sistemas solares térmicos. Esta recomendação é devida ao facto de o programa procurar diminuir as perdas de armazenamento, no período do Verão, para sistemas solares térmicos. O ângulo de incidência é determinado pela equação (7). Esta é a situação mais comum, devido à sua simplicidade e baixo custo de aquisição [37].

2.2.6 Correção horária

Os dados de radiação fornecidos nos ficheiros AMR têm como base a hora solar verdadeira. O tempo solar (t_s) é o tempo baseado no movimento angular aparente do sol no céu sendo o meio-dia solar o tempo em que o sol cruza o meridiano do observador. O tempo solar é o tempo usado em todas as relações solares-angulares pois não coincide com o tempo legal local (t_l). É necessário converter o tempo local para o tempo solar aplicando duas correções. Primeiro, há a correção constante para a diferença em longitude entre o meridiano do observador (L_{st}) e o meridiano no qual o tempo local legal é baseado (L_{loc}). O sol demora 4 minutos a percorrer 1° de longitude. A segunda correção é da equação do tempo, que toma em conta as perturbações na velocidade de rotação da Terra que afetam o tempo em que o sol cruza o meridiano do observador [36], [39]. A diferença em minutos entre tempo solar e tempo legal é dado pela equação (31):

$$t_s - t_l = 4(L_{st} - L_{loc}) + E \quad (31)$$

em que L_{st} é o meridiano standard para a zona do tempo local, L_{loc} é a longitude do local em questão, e longitudes estão em graus Oeste, isto é, $0^\circ < L < 360^\circ$. O parâmetro E é a equação do tempo (em minutos), possível de visualizar na figura 19 e calcula-se através da equação (32).

$$E = 229.2(0.000075 + 0.001868 \cos B - 0.032077 \sin B - 0.014615 \cos 2B - 0.04089 \sin 2B) \quad (32)$$

Em que B é dado pela equação (33).

$$B = (n - 1) \frac{360}{365} \quad (33)$$

Aplicando a equação do tempo, pode-se obter a representação gráfica da figura 19, onde é possível visualizar a sua variação ao longo dos 365 dias do ano.

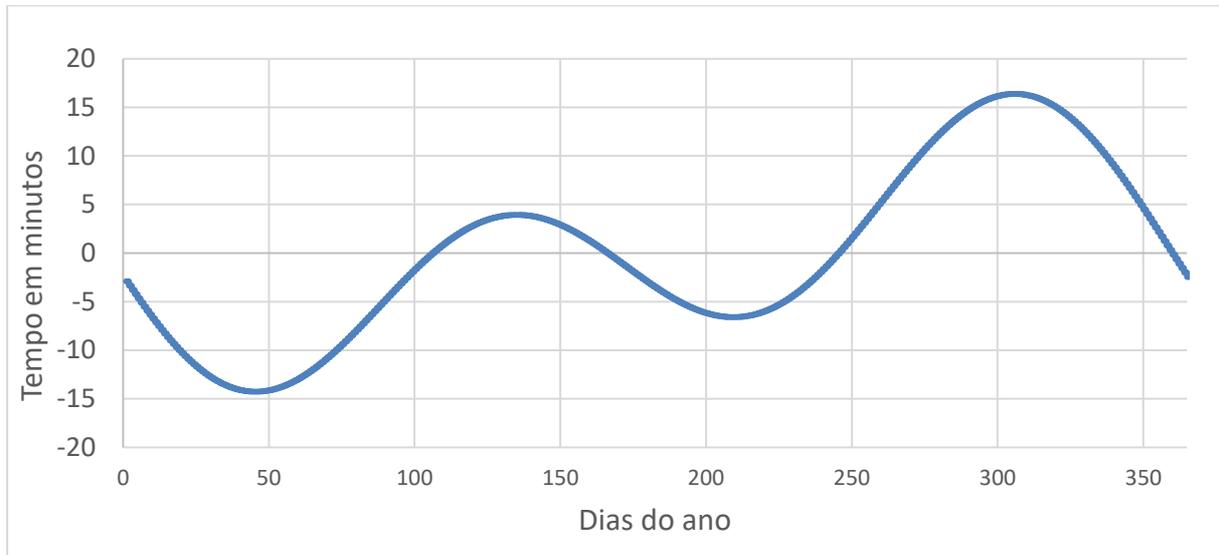


Figura 19 - Equação do tempo (em minutos) ao longo do ano.

Para obter o tempo local, em horas, usa-se a expressão da equação (34).

$$t_l = t_s - \frac{4(L_{loc} - L_{st}) + E}{60} + k \quad (34)$$

Sendo que $k = 1$ para dias de Inverno e $k = 0$ se não.

A equação do tempo varia continuamente ao longo do ano devido ao efeito combinado de duas principais causas: (1) variação da velocidade da Terra na sua órbita dada a sua excentricidade; e (2) inclinação do eixo de rotação da Terra em relação ao seu plano orbital, chamada a obliquidade da eclíptica, que é essencialmente um fator geométrico. Existem muitos outros pequenos efeitos, devido principalmente a perturbações gravitacionais de outros planetas tais como Júpiter, e também da Lua, mas geralmente são inconsequentes e simplesmente considerados perturbações dos dois efeitos primários [40].

2.2.7 Medição da radiação solar

A medição da radiação solar pode ser realizada através do uso de instrumentos ou indiretamente através da análise de imagens de satélite.

Piranómetro

O piranómetro (figura 20) é usado para medição de radiação solar total hemisférica (direta mais difusa), normalmente numa superfície horizontal (radiação global horizontal). Os piranómetros de alta precisão usam sensores que contêm um conjunto de termopares capazes de gerar uma pequena tensão elétrica proporcional à irradiância recebida na superfície do sensor. Estes sensores providenciam medições precisas num intervalo grande de comprimentos de onda, mas são os mais caros. Existem também, piranómetros que são baseados em pequenas células fotovoltaicas ou fotodíodos. O seu princípio de funcionamento é similar ao conjunto de termopares e são baseados na geração de uma corrente elétrica variável proporcional à radiação solar incidente na superfície do sensor. São menos precisos em termos de valores absolutos e medem um espectro de radiação mais apertado que corresponde ao tipo do material fotoelétrico usado. No entanto, são mais baratos comparando com o primeiro tipo e são adequados para a maioria das medições exigidas para o setor da energia renovável [41].

A componente difusa da radiação pode ser medida através do bloqueio da radiação direta com recurso a uma sombra ou disco. Se a irradiância global e a difusa forem medidas no mesmo local a irradiância direta será possível de calcular então como a diferença entre estes dois componentes.



Figura 20 - Piranómetros usados para medição da irradiância difusa: modelo 8-48A (esquerda) e modelo CMP21 (direita) [42][43].

Pireliómetro

Este aparelho é usado quando é necessária a medição da radiação solar direta. Utiliza um detetor termoelétrico ou fotoelétrico para converter fluxo solar (W/m^2) num sinal elétrico

proporcional. Contém um detetor colimado para medição de radiação proveniente diretamente do Sol (disco solar) e uma pequena área à sua volta a incidência normal, de modo a dar alguma tolerância em caso de possíveis desvios no mecanismo seguidor. Em instrumentos modernos, esta área estende-se até um meio-ângulo de cerca de 2.5° e a cerca de 5° do centro do Sol [44]. Esta recomendação é cerca de 10 vezes superior ao raio do disco solar, cuja média anual de meio-ângulo é cerca de 0.266° [45]. Para funcionar corretamente, o pireliómetro necessita de usar um sistema biaxial seguidor e um sistema de controlo de deslocamento angular. Este calcula a posição do Sol no céu baseado na localização exata do equipamento e tempo solar. A figura 21 apresenta um exemplo de um pireliómetro usado para medição da irradiação direta.

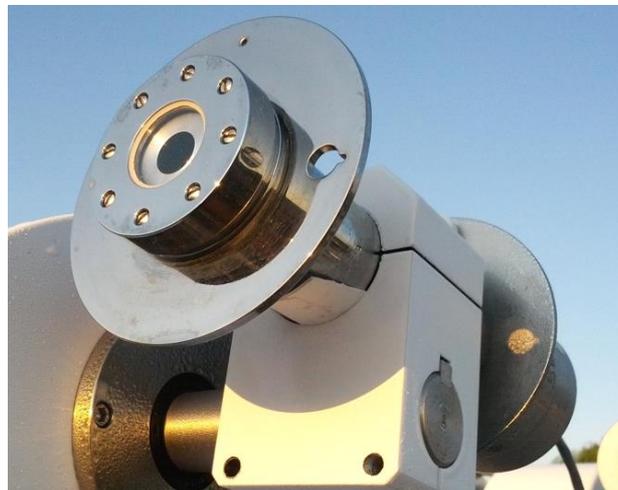


Figura 21 – Pireliómetro usado para medição da irradiação direta: modelo sNIP [42][43].

2.3 Sistema solar fotovoltaico

A palavra fotovoltaico é resultado da junção de “foto” (luz) e “volt” (unidade de tensão elétrica) e representa o efeito de geração de corrente elétrica devido ao efeito de fotões (radiação). Na literatura inglesa é comum usar-se a sigla PV (*PhotoVoltaic*) como abreviatura, embora em Portugal se use FV. Por um sistema fotovoltaico entende-se um agrupamento de módulos fotovoltaicos em painéis juntamente com equipamentos de apoio com o objetivo de produzir energia elétrica. Esta poderá ser consumida, armazenada, ou ainda, injetada na rede elétrica nacional.

2.3.1 Efeito fotovoltaico

O efeito fotovoltaico foi pela primeira vez observado e analisado por Antoine Henri Becquerel em 1839 usando Selênio (Se) e Charles Fritts construiu a primeira célula fotovoltaica em 1883. Albert Einstein recebeu, em 1921, o prêmio Nobel da Física, devido ao estudo e descoberta das leis do efeito fotovoltaico, das quais se destacam:

- Taxa à qual os fotoelétrons são ejetados é diretamente proporcional à intensidade da luz incidente, para uma dada frequência da radiação incidente e metal;
- Valor mínimo de frequência de radiação incidente, para um dado metal, abaixo do qual o efeito fotoelétrico não vai ocorrer, portanto nenhum fotoelétrão pode ser emitido (atingindo-se a frequência limite) [46].

Estas leis são fundamentais pois indicam que para maximizar a produção de energia elétrica, é necessário otimizar a incidência solar e a escolha do metal é importante para melhorar a eficiência. As explicações de Einstein sobre o efeito fotoelétrico ajudaram a estabelecer o modelo quântico da luz. Cada fóton tem a energia característica determinada pela frequência da sua vibração e é dada pela lei de Planck ($E_f = hf$), como o produto da frequência (f) e da constante de Planck ($h = 6.626 \times 10^{-34}$ J.s). O fóton pode ser tratado como partícula ou como onda, e, para cada onda, a sua frequência depende da velocidade da luz, c , e do comprimento de onda, λ , ou seja, a frequência calcula-se como $f = c/\lambda$.

Comprimento de onda mínimo e máximo

Para uma diferença de potencial se desenvolver numa célula solar, a radiação incidente tem de exceder a energia de banda proibida. Essencialmente, esta energia representa o mínimo de energia necessária que é requerido para excitar um elétron para um estado de condução de banda onde pode participar na condução [47]. Esta energia é diferente para diferentes materiais. É de 1.11 eV para Silício, o material mais usado nas células solares. Como $1 \text{ eV} = 1.6 \times 10^{-19} \text{ J}$, logo a energia de banda para o silício é de $1.78 \times 10^{-19} \text{ J}$.

O comprimento de onda da luz visível ocorre entre os 400 e os 700 nm, portanto, a largura de banda para células solares de silício ocorre na zona do infravermelho, sendo 1110 o valor aproximado do limite. Qualquer radiação com um comprimento de onda maior, tal como micro-ondas e ondas rádio, não tem energia suficiente para produzir eletricidade numa célula solar.

Se a radiação tiver comprimento de onda muito baixo (muito energético, mais de 3 eV) os elétrons são enviados para fora da banda de condução, não sendo possível realizar trabalho. O limite superior do comprimento de onda de modo a obter o efeito fotoelétrico em painéis solares depende da estrutura da célula solar, dos materiais usados e das características do circuito [48].

2.3.2 Componentes de um sistema fotovoltaico

Célula fotovoltaica

As células fotovoltaicas consistem em duas camadas de material semicondutor, uma com característica elétrica positiva e outra negativa. O conjunto de células montadas em paralelo designa-se por módulo. A célula mais comum, à base de Silício, consiste em 2 camadas finas de materiais semicondutores, cujo funcionamento é ilustrado na figura 22.

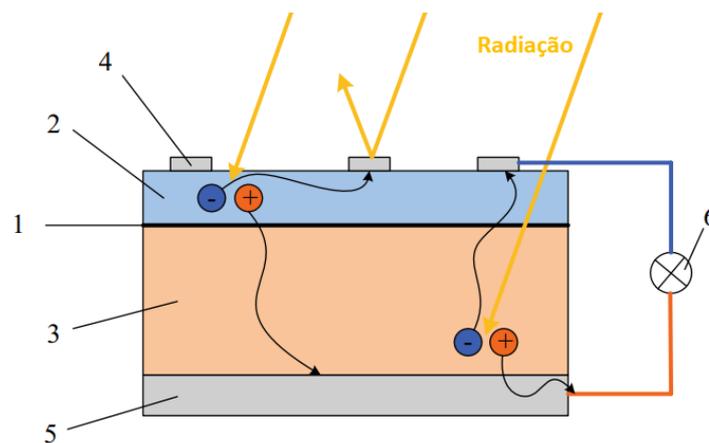


Figura 22 – Princípio de funcionamento de célula fotovoltaica [49].

A camada superior (2), sobre a qual a radiação incide, é dopada negativamente usando Fósforo, enquanto a camada inferior (3) é dopada positivamente com recurso ao Boro. A pequena área entre as duas camadas é chamada de junção *p-n* (junção positiva-negativa). Se a radiação solar não for refletida pelo elétrodo superior e for recebida na célula PV, a energia dos fótons é transmitida aos elétrons da célula, que inicialmente estão num estado chamado banda de valência. Se a energia dos elétrons for superior à força de atração do núcleo, os elétrons passam para um novo estado de energia, chamado de banda de condução e podem circular livremente no material semicondutor, deixando um espaço livre, chamado orifício. O campo elétrico na junção *p-n* suporta o movimento dos elétrons para a camada negativa (4) e

o movimento dos orifícios para a camada positiva (5). Se um conector (6) for colocado entre as duas camadas, os elétrons vão passar através do circuito exterior para a camada positiva e recombinar com os orifícios [49].

Tipos de células

Os materiais mais utilizados são semicondutores como o silício, o arsenieto de gálio, teluriato de cádmio (CdTe), disselenieto de cobre e índio (CuInS₂). A determinação da eficiência das células fotovoltaicas é usualmente efetuada em condições **STC** (*Standard Testing Conditions*). O parâmetro STC representa uma referência para a indústria para testar os módulos fotovoltaicos a uma temperatura de 25 °C, irradiância solar recebida de 1000 W/m² e massa de ar, AM = 1.5. A tabela 2 compila as principais características das células fotovoltaicas mais comuns.

Tabela 2 – Tipos de células fotovoltaicas. Adaptado de [49]

Tipo de célula	Eficiência condições STC (%)	Tempo de vida esperado (anos)
Células solares monocristalinas e policristalinas de silício		
Monocristalinas	17 - 22.7	25 - 30
Policristalinas	10 - 14	20 - 25
Células solares de filme fino		
Silício amorfas	6	15 - 20
CdTe	18	15 - 20
CuInS ₂	20	15 - 20

Segundo relatórios recentes, a eficiência dos módulos monocristalinos evoluiu de 14.7%, em 2010, para 19.2%, em 2019, um aumento aproximado de 30% em 10 anos [50].

Baterias

As baterias solares visam a acumular a energia elétrica gerada pelos painéis solares fotovoltaicos para que possa ser usada em situações de produção insuficiente. O uso de baterias também permite fornecer uma intensidade de corrente mais alta do que aquela que um painel fotovoltaico em funcionamento pode oferecer. Isto é, se a produção de energia elétrica dos painéis não for suficiente (consumo elevado ou baixa produção devido a nebulosidade) as baterias, desde que dotadas de energia elétrica, podem colmatar as necessidades energéticas.

Neste tipo de componentes, as características mais importantes são a capacidade, a eficiência de carregamento, o processo de auto-descarga (i.e., processo de um acumulador elétrico que tende a descarregar sem estar em uso) e a quantidade de energia obtida durante uma descarga quando totalmente carregada (%). A vida útil de uma bateria para instalações solares é geralmente de 10 anos. No entanto, se forem realizadas descargas frequentes (>50%), a sua vida útil diminui muito. Outro fator muito importante é a temperatura. Se a temperatura for mantida entre 20 a 25°C, a vida útil será de cerca de 10 anos. Por outro lado, se a temperatura for alterada em mais de 10°C, a vida útil poderá ser reduzida para cerca de metade.

Inversor

O inversor tem a função principal de alterar a tensão de entrada de corrente contínua (DC) para uma tensão de saída de corrente alternada (AC) simétrica, com a magnitude e frequência desejada pelo utilizador. Assim, a energia em corrente contínua de baixa tensão (12, 24, 48 volts) produzida pelos painéis solares e/ou armazenada nas baterias, é transformada em corrente alternada de 220 V (ou 230), como é normalmente o valor de tensão da rede elétrica.

2.3.3 Curva característica I-V

A curva característica I-V, ou curva de potência, representa os diferentes valores de potência que a célula solar pode ter, dependendo dos valores de intensidade e tensão. A potência nominal dos módulos expressa-se através da potência de pico na unidade Wp (Watt pico), referente a condições standard. Na determinação destas curvas características é importante identificar os valores de um conjunto de variáveis, quer para a determinação do fator de forma, quer para a eficiência:

MPP – Ponto de potência máxima;

Impp – Corrente de potência máxima;

Vmpp – Tensão de potência máxima;

I_{sc} – Corrente de curto-circuito, é a corrente máxima da célula solar e ocorre quando a tensão que atravessa o dispositivo é zero;

V_{oc} – Tensão de circuito aberto, é a máxima tensão da célula solar e ocorre quando a corrente através do dispositivo é zero.

O Fator de forma (FF) expressa a aproximação a um retângulo da curva I-V (equação (35)). Quanto maior for a qualidade das células, mais próxima da forma retangular será curva I-V. Significa isto que a curva pode ser usada para qualificar as células e detetar defeitos de fabricação. O FF apresenta sempre valores menores que a unidade, normalmente entre 0,7 e 0,8 para células de Si [51].

$$FF = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{I_{sc} \times V_{oc}} \quad (35)$$

Por sua vez, a eficiência (η), define-se como a relação entre a potência elétrica máxima que uma célula solar pode entregar e a potência da radiação solar incidente sobre a célula, conforme equação (36).

$$\eta = \frac{I_{mpp} \times V_{mpp}}{A_c \times G} \quad (36)$$

Em que G é a irradiância incidente (W/m^2) e A_c é a área da célula [29].

Efeito da irradiação e temperatura

A potência que um painel fotovoltaico produz é variável, consoante as condições em que o painel está sujeito, nomeadamente em termos de irradiação e temperatura. A curva de potência, ou curva característica I-V, de um painel que reflete estes parâmetros de um conversor fotovoltaico são indicados pelos fabricantes em:

- Condições de Teste Normais (STC – *Standard Testing Conditions*) - irradiância solar recebida de $1000 W/m^2$, temperatura do módulo a $25 ^\circ C$ e massa de ar, $AM = 1.5$;
- Condições de Temperatura Nominal de Operação de Célula (NOCT - *Nominal Operating Cell Temperature*) - $800 W/m^2$ de irradiação recebida e temperatura do ar a $20 ^\circ C$ enquanto a temperatura do módulo é igual a $45 ^\circ C$ (margem de erro de $2 ^\circ C$) e velocidade do vento de $1 m/s$.

A potência nominal dada é o pico de potência (Wp) e indica os valores obtidos sob as condições STC. No entanto, raramente os sistemas fotovoltaicos funcionam nestas condições, dada a variação da radiação solar disponível e à temperatura do módulo fotovoltaico. Como é possível ver na figura 23, a variação da irradiação num painel fotovoltaico tem um efeito muito pronunciado na corrente e conseqüentemente, na potência produzida.

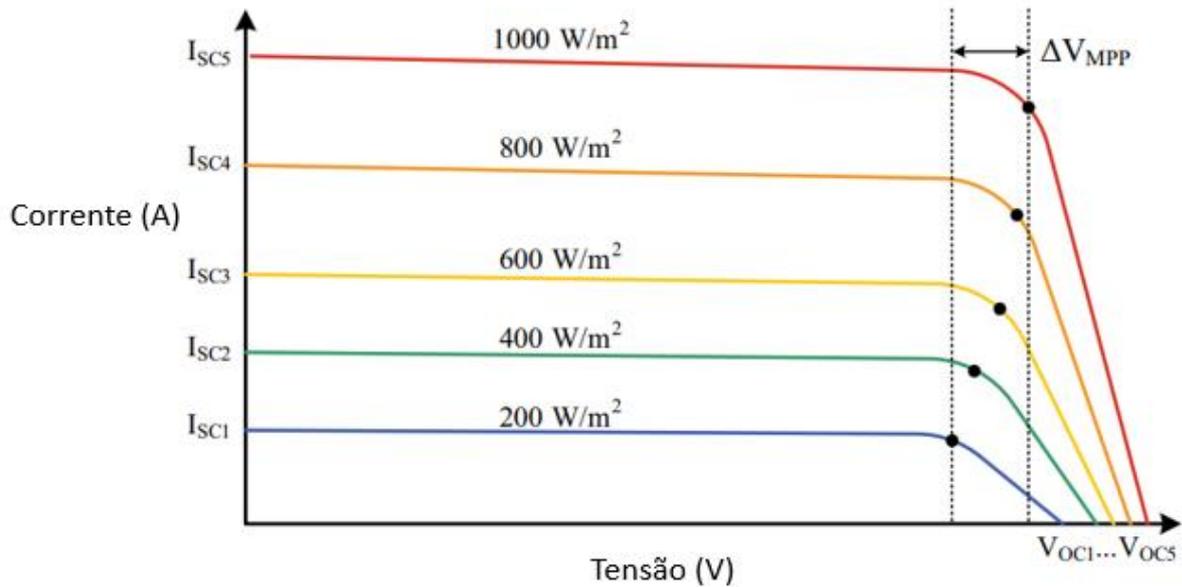


Figura 23 - curva característica I-V de um módulo fotovoltaico a temperatura constante e irradiância variável [49].

Por outro lado, a temperatura influencia o valor de tensão (figura 24). Na prática, nos dias em que se observa uma irradiação no valor de 1000 W/m^2 , a temperatura no módulo tenderá a ser muito superior a $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Esta é a razão pela qual a maior parte dos fabricantes também testam os módulos em condições NOCT.

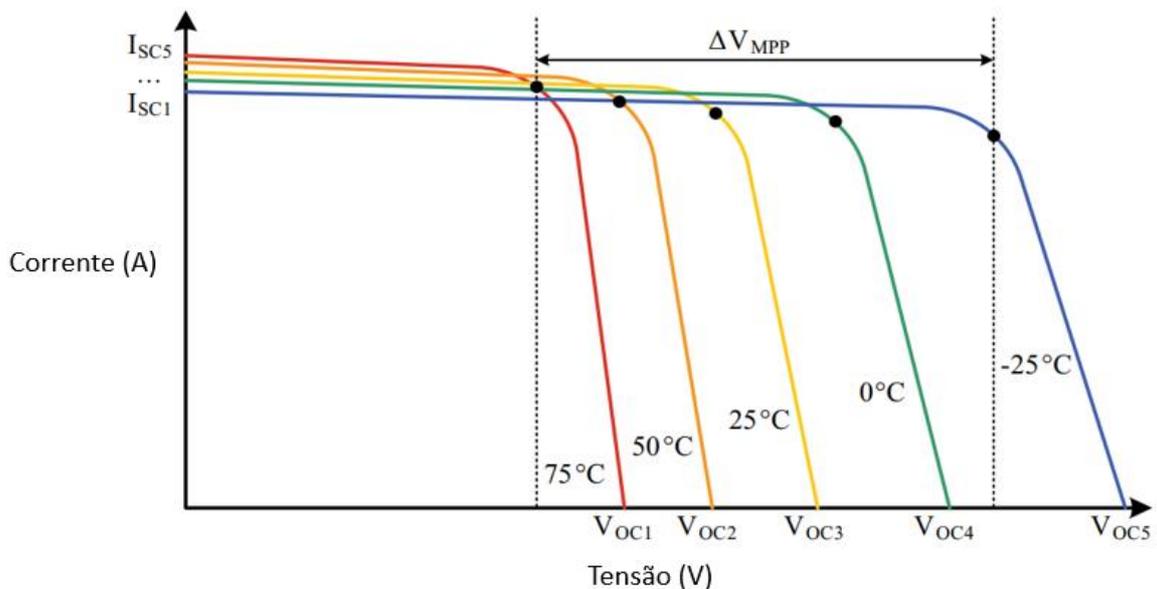


Figura 24 - Curva característica I-V de um módulo fotovoltaico com irradiância constante e temperatura variável [49].

No entanto, verifica-se que a diminuição de eficiência devido ao aumento de temperatura tem um efeito mais limitado na produção de energia do que o aumento devido ao seguimento solar [49].

2.3.4 Arrefecimento de painéis

Os painéis solares fotovoltaicos sofrem de um paradoxo: um aumento da radiação incidente permite aumentar a energia produzida. No entanto, a sua eficiência diminui com o aumento da temperatura ambiente. O arrefecimento das superfícies de contacto/funcionamento é um fator importante a ter em conta de modo a obter eficiências mais altas. O arrefecimento, quando feito corretamente, permite aumentar a eficiência elétrica e diminuir a rapidez de degradação das células com o tempo, resultando no aumento da vida útil dos módulos fotovoltaicos. O calor removido pode ser depois usado em aplicações domésticas, comerciais ou industriais [52].

Arrefecimento passivo

O “método” mais comum, e sem custo de instalação, implica simplesmente ter atenção ao local específico de montagem do sistema de painéis, uma vez que a velocidade do vento é uma característica muito específica do local de instalação. Os fatores a considerar de modo a permitir uma melhor convecção natural incluem:

- Altitude: o topo de um edifício alto tenderá a ter uma velocidade de circulação natural de ar maior do que o topo de um edifício mais baixo. Isto correlaciona bem com o facto de que quanto maior for a altitude local do sistema de painéis, menor o nível de obstruções no horizonte, aumentando a radiação incidente.
- Espaço livre entre o painel e a superfície/parede onde está montada: a diferença entre um painel que esteja encostado a uma parede e um que tenha um espaço livre de modo a permitir uma melhor circulação do ar pode ser significativa.

Arrefecimento ativo

Os sistemas de arrefecimento ativo requerem um fluido, como o ar ou água, realizando a troca de calor, tipicamente com recurso a um ventilador ou bomba, com circulação forçada.

Podem ser montados permutadores de calor junto dos painéis para remover calor em excesso quando o nível de radiação é muito elevado. O calor removido pode então ser libertado para o ambiente ou aproveitado para consumo doméstico. A eficiência destes sistemas é muito dependente da condutividade térmica do material usado e a qualidade de contacto. São soluções que podem permitir um aumento significativo da eficiência elétrica do painel fotovoltaico, mas com um aumento do custo do sistema. Se compensa economicamente, é algo que terá de ser estudado em cada caso particular [53].

3. METODOLOGIA DE CÁLCULO DE RADIAÇÃO SOLAR

Com o objetivo de analisar os dados dos AMR selecionados, nomeadamente, para obter a radiação normal direta e a total incidente em diferentes situações de exposição de incidência solar e modelos atmosféricos, foi definida uma metodologia de tratamento de dados climáticos em suporte Microsoft Excel. Na construção da ferramenta, aplicaram-se as equações descritas no capítulo 2.

3.1 Seleção das bases de dados

Os dados climáticos foram recolhidos considerando a localização do município de Braga, de modo a fazer uma comparação e validar/comprovar a sua consistência.

Procurou-se obter AMR de diferentes referências e entidades: Solterm, LNEG e DGEG. Através do programa Solterm, versão 5.0, obteve-se o AMR referente ao período 1961-1990, aplicável para a legislação energética antiga RCCTE/STE, referente ao SCE 2006. A plataforma de obtenção dos dados é apresentada no Anexo I.

Com recurso à versão 5.3 do programa Solterm, obteve-se o AMR aplicável ao SCE atual, definido em 2013. Analisaram-se ainda (1) o *software* Excel versão 1.05 (13 de fevereiro de 2014) de nome “CLIMA-SCE_1.05” usado para simulação dinâmica, desenvolvido pelo LNEG e (2) do software Excel SCE.CLIMAv1.0, disponibilizado gratuitamente pela DGEG (versão 1.7.0 – 10/01/2020), com metodologias oficiais do SCE segundo o Decreto-Lei 118-2013. Foi possível verificar que estes programas geram o mesmo AMR, para a localização do município de Braga.

A comparação de dados de radiação passou a ser, então, apenas entre dois AMR: o aplicável ao SCE 2006 e o atual, referente ao SCE 2013.

Efetuuou-se o somatório dos valores da radiação global horizontal e difusa horizontal e obteve-se a temperatura média anual de modo a fazer uma primeira comparação entre os diferentes AMR.

A DGEG elaborou um relatório para analisar o programa Solterm 5.3 como alternativa de cálculo ao SCE.ER concluindo que o Solterm, versão 5.3, apresenta, sistematicamente, um valor de fração solar cerca de 15% superior ao calculado pelo programa de referência [27]. Apesar dos valores de radiação horizontal anual serem iguais para os dois métodos de cálculo, a análise efetuada sugere que existe um diferente tratamento dos dados.

3.2 Tratamento dos dados

Nesta secção são apresentadas as considerações de cálculo que foram utilizadas, recomendadas pela literatura, na determinação de incidência solar em superfícies inclinadas. Avalia-se a sua importância verificando a variação, para cada AMR.

3.2.1 Escolha do modelo atmosférico

Foi necessário definir o modelo atmosférico para determinação da radiação total incidente no plano do painel, tendo sido analisados os modelos: isotrópico, isotrópico difuso e anisotrópico difuso. O modelo isotrópico é o mais simples, necessitando apenas de tratamento geométrico para determinação da componente direta num painel inclinado. O modelo isotrópico difuso é simples, requerendo a definição do valor do albedo para a localização. É considerado um valor de 0.2 por predefinição. Por sua vez, o modelo de Hay-Davies requer o cálculo de um índice de anisotropia, A_i , necessitando do valor da radiação extraterrestre em incidência normal (I_o), valor esse que não se tem acesso com os AMR. O índice de anisotropia é calculado pela equação (33).

$$A_i = \frac{I_b}{I_o} \quad (33)$$

O modelo de Perez (1990) também requer o valor de I_o mas também o valor de massa de ar, AM, para determinação de um coeficiente de brilho da radiação de horizonte e circumsolar.

Os AMR não contêm o I_o nem o AM pois os dados produzidos, quer por geração sintética ou medição local, já são influenciados por estes parâmetros. Logo, devido à sua complexidade e tendência de resultados superiores aos modelos mais conservadores isotrópico e isotrópico difuso, decidiu-se ignorar o modelo atmosférico anisotrópico difuso.

3.2.2 Problema da transição dia-noite

A determinação da componente direta da radiação é essencialmente um aspecto geométrico. No entanto, como foi referido no capítulo 2, nas horas de nascer e pôr do sol, devido ao valor elevado do zénite solar, o valor de R_b vai estar inflacionado resultando em valores de radiação da componente direta sobrestimados, mesmo se os valores da radiação global e difusa forem baixos. Por exemplo, para a hora 18 do dia 23 de março, no AMR 2006, o cosseno do ângulo de zénite solar, θ_z , toma o valor aproximado de 0.0047 (sol quase a 90°).

Neste caso, para a situação de uma superfície com seguimento biaxial contínuo, usando a equação (12) introduzida no capítulo 2, obtêm-se os seguintes valores: $R_b = 212.77$ e $G_{bt} = 1702.16 \text{ W/m}^2$. O valor calculado para a componente direta ultrapassa a constante solar, sendo, portanto, uma situação importante de evitar. Para contornar este problema, foi feita uma operação no Excel atribuindo um coeficiente multiplicativo à componente direta da radiação.

Este, toma o valor de 0 em todas as primeiras e últimas horas do período diurno, assim como as horas do período noturno, para todo o ano. Assim, assegura-se que o cálculo da componente direta não inclui as horas de nascer e pôr do sol.

Para testar a importância desta recomendação calculou-se o somatório anual de irradiação normal direta, I_{bn} , para os dois AMR:

- Contando com todas as horas diurnas;
- Ignorando a primeira e última hora diurna.

Os resultados da análise do problema de transição dia-noite estão apresentados na tabela 3, considerando os dois AMR usados no estudo (AMR SCE 2006 e AMR SCE 2013).

Tabela 3 - Radiação direta ao plano inclinado, seguimento biaxial, comparando o efeito de transição dia-noite

Radiação direta em kWh/m²	AMR SCE 2006	AMR SCE 2013
I_{bn} (total de horas diurnas)	1633	1945
I_{bn} [kWh/m ²] (ignorando a primeira e última hora diurna)	1380	1602

Através da análise dos valores, verifica-se para o AMR SCE 2006, a sobrestimação dos valores de radiação quando se ignora a recomendação de desprezar a primeira e última hora diurna, cerca de 18%. Para o AMR SCE 2013 a sobrestimação é aproximadamente 21%. Trata-se, portanto, de uma influência grande, a nível anual, no cálculo de incidência solar em qualquer superfície inclinada que todas as ferramentas de cálculo deverão ter o cuidado de ter em conta (como é o caso do PVsyst).

3.2.3 Cálculo para o meio-ângulo da hora

O valor de radiação solar para cada hora do AMR representa a energia total recebida na hora anterior em superfície horizontal, global ou difusa. Isto é, para a hora 12:00, o valor I_{bn} corresponde à energia recebida entre as 11:00 e as 12:00. Quando se efetua um somatório da GHI, DHI anual, o valor é correto porque não é necessário fazer nenhuma correção geométrica.

No entanto, os ângulos calculados para determinar os ângulos de incidência em superfícies inclinadas, com base nas equações de geometria solar, são referentes à posição do sol à hora exata. Deste modo, sempre que é necessário calcular a radiação incidente numa superfície inclinada, a cada hora, o ângulo de incidência deve ser calculado para o ponto médio da hora anterior, correspondente à posição média do sol, durante o período de exposição de uma hora [33]. Para o exemplo das 12:00 horas, a radiação deve ser calculada para a posição do Sol às 11:30. Esta situação é representada com recurso à figura 25 que mostra o percurso aparente do Sol no céu para cada hora, ao longo do ano.

Testou-se a influência desta precisão geométrica no cálculo do somatório anual de radiação normal direta, I_{bn} , para os dois AMR selecionados. Verificou-se uma diferença pouco significativa, que pode ser explicada pelo facto de que a variação angular a cada hora e a sua

influência no ângulo de incidência é muito reduzida, exceto nas horas em que o sol se encontra próximo do horizonte.

Se com a correção, há uma “perda” no período da manhã, o “ganho” da parte da tarde acaba por compensar. De forma a manter rigor científico, o cálculo das componentes diretas que se apresentam a seguir cumprem a recomendação de cálculo proposta neste capítulo.

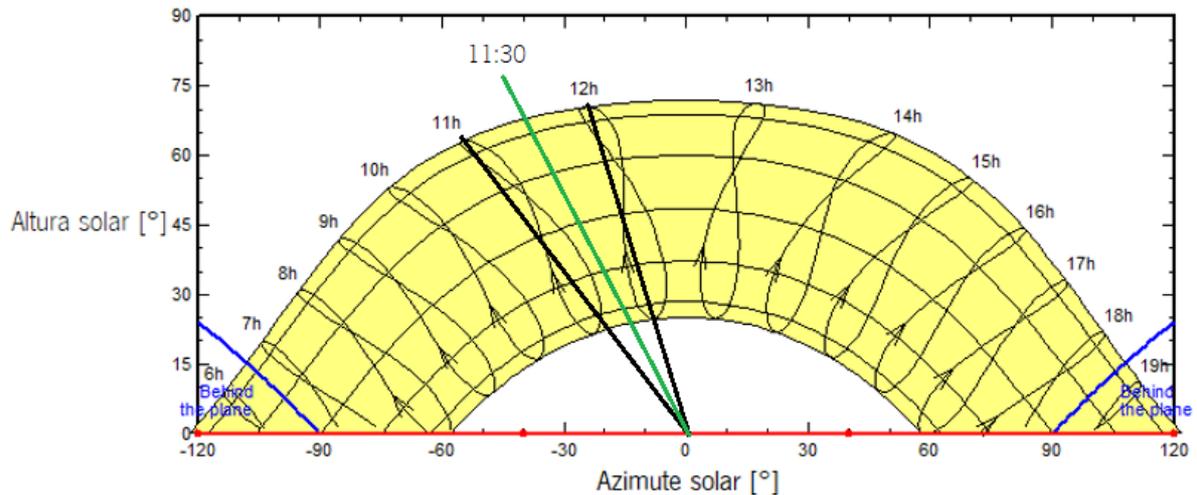


Figura 25 - Determinação do ângulo de incidência, considerando o efeito do meio-ângulo da hora para o exemplo das 12:00, quando é necessário determinar a radiação da hora exata.

3.3 Análise da radiação solar

3.3.1 Análise da radiação mês-a-mês

Para a análise da radiação, procedeu-se com o cálculo do somatório mensal das principais componentes de radiação solar para cada AMR: global horizontal, difusa horizontal, direta horizontal, diferença entre global horizontal e difusa horizontal e direta normal calculada (superfície normal à incidência direta solar). Adicionalmente, avaliou-se a evolução da temperatura média mensal, tal como apresentado nas figuras 26 e 27 para o AMR SCE 2006 e o AMR SCE 2013, respetivamente.

Como esperado, a irradiação solar em todas as componentes é máxima no período do verão devido à posição aparente do sol ser mais elevada, ao facto dos dias serem mais longos e por causa dos índices de nebulosidade reduzidos.

Qualquer superfície, ao receber radiação solar, armazena calor e a sua libertação não é imediata. Esse efeito de inércia térmica reflete-se no valor da temperatura médio que é mantido elevado, não sendo imediata a sua correspondência com os níveis de irradiação solar médios.

Considerando os valores para o município de Braga, pode-se verificar que os níveis de irradiação médios descem significativamente nos meses de setembro e outubro, mas é só a partir de novembro que se verifica uma queda significativa da temperatura média. A componente global horizontal atinge o máximo em julho com 206.5 kWh/m² para o AMR SCE 2006.

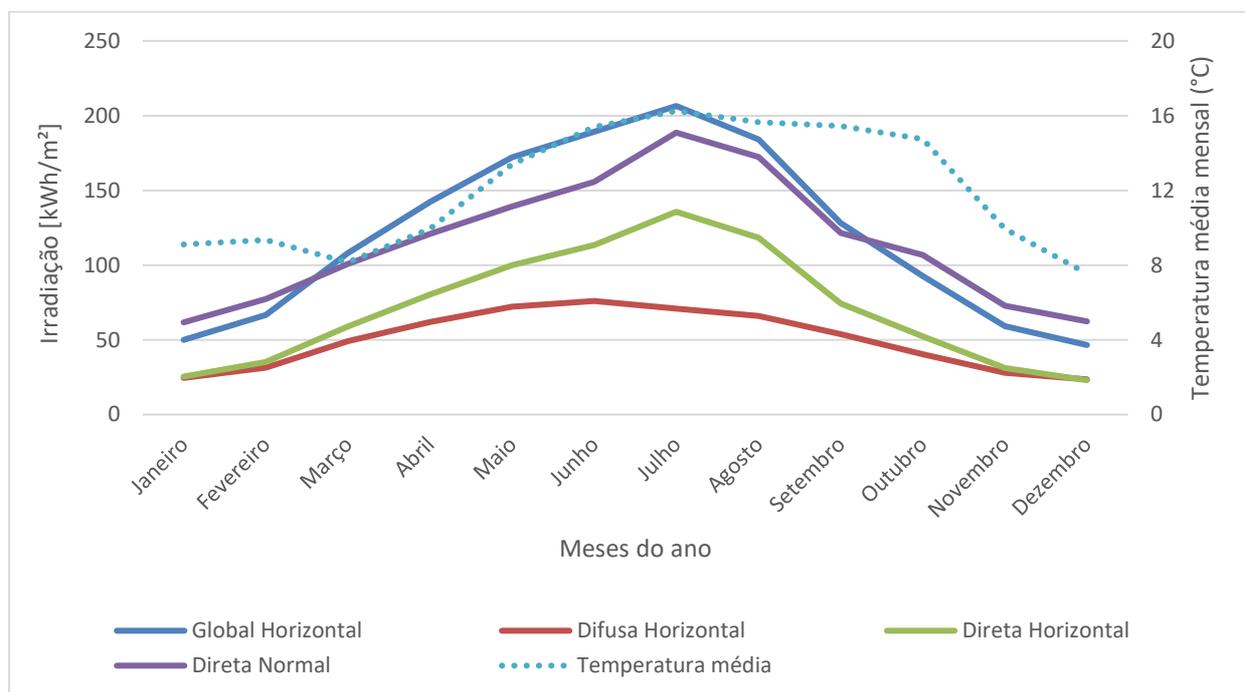


Figura 26 - Somatórios mensais das diferentes componentes de radiação solar e evolução da temperatura média mensal ao longo do ano, para o AMR SCE 2006, município de Braga.

De salientar que a radiação direta normal supera os valores da radiação global horizontal, no período de Inverno, devido a um ganho causado por uma correção geométrica maior.

Isto acontece porque no Inverno a posição aparente do sol é mais baixa, distribuindo a incidência direta solar por uma área maior (este efeito é explicitado através da figura 16 da secção 2.2.4). O efeito da correção da posição de uma superfície que seja normal à incidência solar direta é, portanto, maior e tal é refletido nos resultados apresentados nas figuras 25 e

26. No caso do AMR SCE 2013, a componente global horizontal atinge o máximo em julho com 225.0 kWh/m², superior ao mês homólogo no AMR SCE 2006.

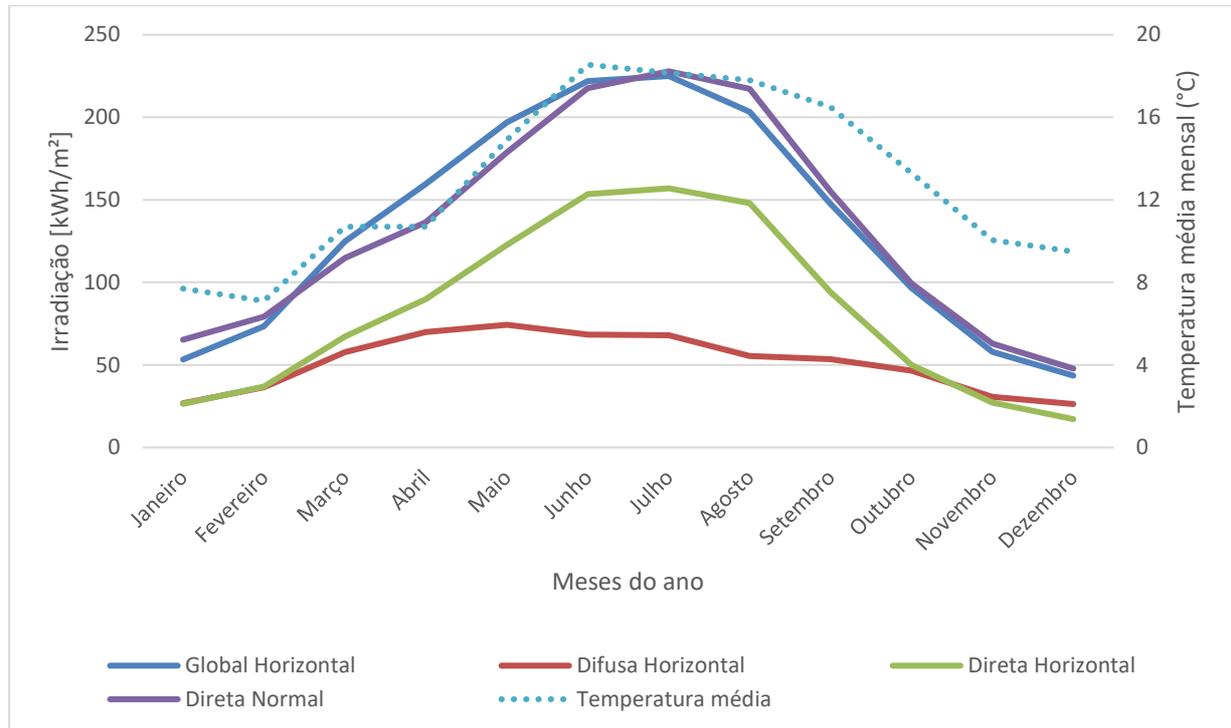


Figura 27 - Somatórios mensais das diferentes componentes de radiação solar e evolução da temperatura média mensal ao longo do ano, para o AMR SCE 2013, município de Braga.

3.3.2 Comparação dos AMR considerando os totais anuais

Em todas as componentes da radiação solar verificou-se um aumento relativo do somatório anual, na atualização do AMR (conforme apresentado na tabela 4). Este aumento é especialmente significativo na componente direta da radiação.

Tabela 4 - Comparação de somatórios anuais de radiação entre AMR

Tipo de radiação	Somatório anual de radiação (kWh/m ²)		
	AMR – SCE 2006	AMR – SCE 2013	Comparação
Global Horizontal	1445	1604	11.0%
Difusa Horizontal	597	614	2.8%
Direta Horizontal	848	990	16.7%
Direta Normal	1380	1602	16.1%

3.3.3 Comparação para diferentes sistemas em função do tipo de seguimento solar

Foi calculada a radiação total incidente (figura 28), para as várias configurações de seguimento solar, segundo o modelo isotrópico, usando o AMR SCE 2013. Os resultados permitiram concluir que o seguidor biaxial tem o maior nível de incidência. As restantes configurações apresentam as seguintes percentagens aproximadas de incidência em relação ao sistema biaxial:

- **EP** – Eixo polar: 97%;
- **EV** – Eixo vertical, com inclinação constante (igual à latitude): 96%;
- **EH_{NS-C}** – Eixo horizontal com orientação Norte-Sul de ajustamento contínuo: 91%;
- **EH_{EO-C}** – Eixo horizontal com orientação Este-Oeste de ajustamento contínuo 81%;
- **EH_{EO-D}** – Eixo horizontal com orientação Este-Oeste de ajustamento diário 81%;
- **F_S** – Fixo, com orientação a Sul e inclinação igual à latitude: 78%.

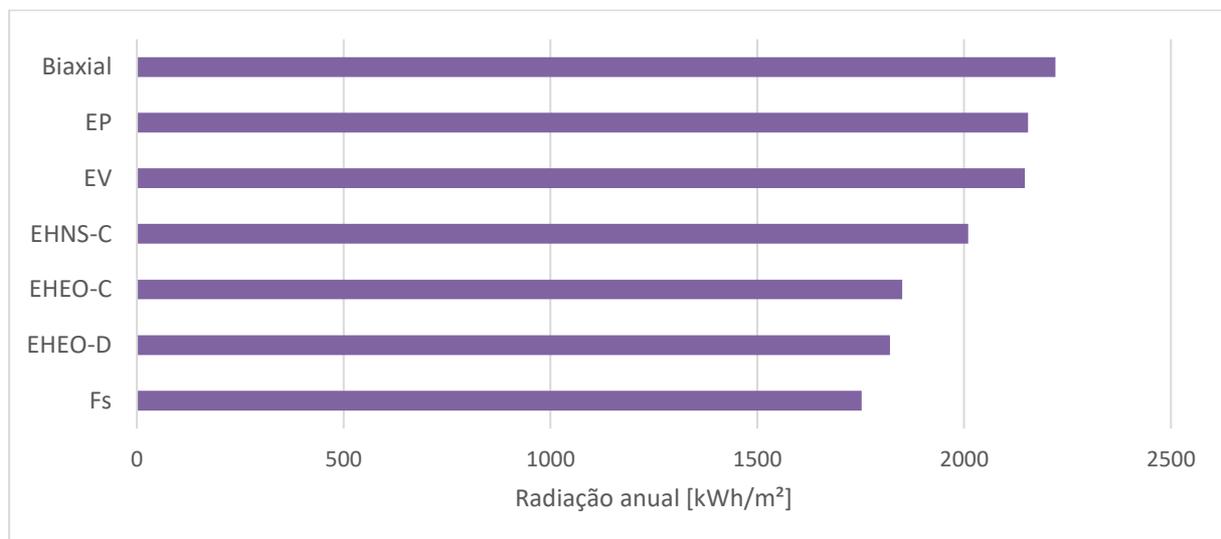


Figura 28 – Radiação solar total anual, segundo diferentes configurações, de acordo com o modelo atmosférico isotrópico, para o AMR SCE 2013, Braga.

3.3.4 Comparação dos sistemas em função do AMR e dos modelos atmosféricos

Foram feitos cálculos de determinação de radiação total incidente (equação 19), segundo o modelo isotrópico difuso, em várias configurações, para os dois AMR selecionados, de modo a analisar a sua influência. Os resultados são apresentados na tabela 5.

Em todos os cenários escolhidos para estudo, há um aumento na previsão da radiação total incidente na superfície do plano, para um mesmo sistema e modelo atmosférico, no AMR SCE

2013 em relação ao AMR SCE 2006. O aumento é mais significativo no sistema de seguimento biaxial, independentemente do modelo atmosférico usado.

Os valores totais de incidência no sistema seguidor de eixo polar e de eixo horizontal N-S de ajustamento contínuo apenas foram calculados segundo o modelo atmosférico isotrópico porque o cálculo dos ângulos necessários para seguir o modelo isotrópico difuso são muito complexos de incorporar na folha de cálculo Excel preparada. No entanto, é seguro de assumir que o sistema de eixo polar tem um valor anual de incidência ligeiramente superior ao sistema de eixo vertical (com declive igual à latitude), pelo que mostram os resultados para o modelo isotópico.

Tabela 5 - Comparação de somatórios de radiação para diferentes configurações

Modelo atmosférico	Configuração do sistema seguidor	Somatório anual de radiação total incidente (kWh/m ²)		Comparação da radiação incidente anual total
		AMR – SCE 2006	AMR – SCE 2013	
Isotrópico	Biaxial	1977	2217	12.1%
	Eixo Polar	1924	2151	11.7%
	Eixo vertical ($\beta = \phi$)	1915	2132	11.3%
	Eixo horizontal N-S (ajustamento contínuo)	1770	2007	13.3%
	Eixo horizontal E-O (ajustamento diário)	1671	1794	7.4%
	Fixo (orientação Sul, $\beta = \phi$)	1601	1736	8.4%
Isotrópico difuso	Biaxial	1907	2152	12.8%
	Eixo vertical ($\beta = \phi$)	1870	2071	10.7%
	Eixo horizontal E-O (ajustamento diário)	1637	1740	6.3%
	Fixo (orientação Sul, $\beta = \phi$)	1562	1674	7.2%

O sistema seguidor de eixo horizontal com orientação Este-Oeste de ajustamento diário apresenta valores ligeiramente inferiores ao de ajustamento contínuo, pelo que se optou por considerar apenas o diário, uma vez que implica uma necessidade de correção de declive menos frequente.

Considerando os valores obtidos para o modelo isotrópico, o sistema Biaxial apresenta um ganho de incidência de apenas mais 3% relativamente ao sistema polar. O sistema polar, por sua vez, apresenta uma variação de apenas 1% em relação ao sistema seguidor de eixo vertical com declive igual à latitude. Esta reduzida diferença entre o eixo vertical e o eixo polar está relacionada com a similaridade existente entre os ângulos de incidência calculados. Verifica-se ainda que a comparação da radiação incidente entre os dois AMR é semelhante entre modelos atmosféricos diferentes, para um mesmo tipo de seguidor.

4. CASO DE ESTUDO: APLICAÇÃO AO PVSYST

4.1 Breve caracterização da ferramenta

O PVsyst é um programa comercial para simulação de sistemas solares FV que oferece muitas possibilidades de configuração ao utilizador com a opção de projeto para um sistema ligado à rede elétrica ou para autoconsumo.

4.1.1 Parâmetros de definição do projeto no PVsyst

O programa segue uma sequência lógica de funcionamento para simulação do sistema PV, sendo necessário definir alguns parâmetros essenciais. Inicialmente, é necessário indicar o local em estudo, necessário para determinar os valores de latitude, longitude e altitude, usados para obter os parâmetros climáticos, nomeadamente de radiação e temperatura. Este local pode ser escolhido a partir de uma base de dados de locais específicos existente no programa, gerada consoante as coordenadas inseridas e determinadas por bases de dados de satélites, ou através da importação de um ficheiro climático. A importação deste ficheiro no PVsyst pode ser realizada com um ficheiro de dados em formato CSV, respeitante a um ano climático, arranjado segundo o “*PVsyst Standard Format*” de modo a ser lido pelo programa [54].

O segundo parâmetro essencial é a orientação do sistema de painéis, existindo diversas possibilidades de configuração de sistemas seguidor, assim como o sistema fixo. Para cada sistema seguidor é possível definir, dentro de um intervalo, o ângulo máximo e mínimo de correção e a frequência de correção do sistema. Para o sistema fixo, é possível configurar o declive e o azimute.

O terceiro parâmetro é relativo ao sistema elétrico sendo necessário pré-dimensionar o sistema a nível de potência pico ou área total de painéis, definir o módulo e inversor, escolhendo o modelo que se pretende usar a partir de uma base de dados extensa de equipamentos comerciais disponíveis e recentes numa gama de potência variada.

O último parâmetro essencial a definir são as perdas detalhadas. Trata-se de um menu que oferece várias possibilidades de definição de perdas do sistema tais como perdas do sistema elétrico, dos seus módulos, influência com a temperatura e degradação com o tempo.

Existem outros parâmetros, não essenciais à realização do projeto, mas que auxiliam o utilizador a tornar a sua simulação o mais próxima possível da realidade.

A definição de obstruções é um dos parâmetros não essenciais à realização da simulação, mas com efeito considerável nos resultados. Esta consideração é importante porque o Sol faz um percurso no céu ao longo do ano (ver figura 29), varrendo uma “área”, que estando sombreada por algum edifício, monte, ou qualquer outro obstáculo, não vai contribuir na radiação incidente total. A obstrução é definida arrastando verticalmente a linha vermelha da figura 29, uma opção da interface do PVSyst e que pode ser redefinida pelo utilizador do programa de forma manual.

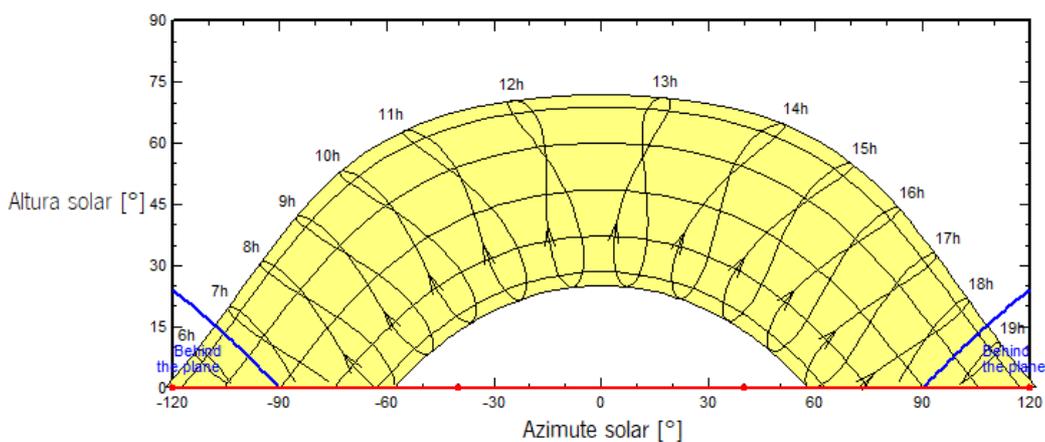


Figura 29 – Definição de obstrução de horizonte no PVSyst [54].

O PVSyst usa uma função IAM (*“Incidence Angle Modifier”*), que descreve a perda de transmissão como função do ângulo de incidência. Esta função é aplicada à componente de radiação direta assim como à difusa e ao albedo, integrado em todas as direções e supondo uma distribuição isotrópica da irradiação difusa. O IAM corresponde à diminuição da irradiação que chega à superfície das células FV, em relação à radiação normal. Esta diminuição é devida, principalmente, às reflexões da cobertura de vidro, que aumentam o ângulo de incidência. O material “EVA” presente na figura 30 que ilustra este efeito é o acetato de vinil etileno.

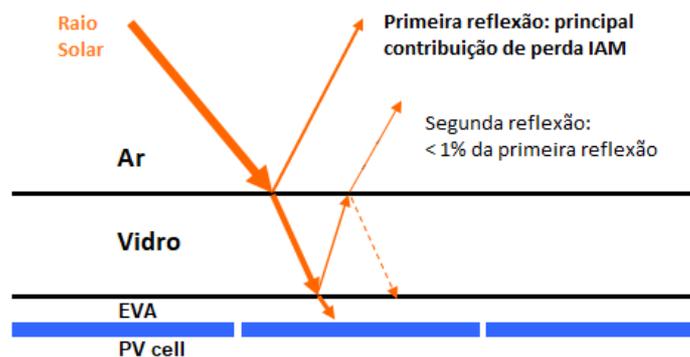


Figura 30 - Efeito de refração da irradiação [54].

4.1.2 Modelos atmosféricos

Em relação aos modelos atmosféricos, o PVsyst oferece dois modelos possíveis de simulação, ambos anisotrópicos, referidos na secção 2.2.3, com os seguintes comentários:

- Modelo Hay-Davies: classificado como um modelo clássico e robusto que providencia bons resultados mesmo quando a componente difusa não é totalmente conhecida;
- Modelo Perez: é o modelo mais sofisticado e complexo que o programa oferece, requerendo dados bem medidos e consistentes, em superfície horizontal;

O programa considera que a componente direta corresponde a uma transformação puramente geométrica. De acordo com o manual do programa, confirmou-se que as fórmulas usadas para cálculo da componente direta são iguais ao modelo da ferramenta Excel criada no âmbito desta dissertação. Como referido na secção 2.2.3, estes modelos diferem apenas no tratamento da componente difusa. Adicionalmente, verificou-se que o programa também faz o cálculo da radiação para o meio-ângulo da hora.

4.2 Definição do caso de simulação

4.2.1 Seleção da localização

Para cada AMR em estudo, importou-se o ficheiro climatológico inicial (sem qualquer alteração dos dados), numa folha Excel de modo arranjá-lo de acordo com o “*PVsyst Standard Format*”. Depois de preparado, fez-se a importação na base de dados do programa. No caso de existir algum dado em falta ou desconfiguração, o PVsyst não permite a importação do ficheiro, explicitando em que linha do ficheiro Excel ocorreu o erro.

Confirmou-se que os dados de cada AMR foram bem importados, verificando o somatório anual da GHI e DHI através de um relatório produzido pelo PVsyst (ver em Anexo II), tendo sido obtidos os mesmos valores comparativamente aos determinados na ferramenta Excel.

4.2.2 Definição da configuração do sistema

A definição escolhida para o sistema pode ser visualizada na tabela 6. Considerou-se um sistema com uma potência de pico de 3kWp, constituído por 11 módulos de um modelo recente AXIpower 270P/60S (ano de 2020) com uma área de 18m². Optou-se pela seleção de um inversor “genérico”.

Tabela 6 - Valores introduzidos para simulação de produção de energia elétrica em painel fixo

Componentes de dimensionamento	Característica	Valor definido
Pré-dimensionamento do sistema	Potência pico	3kWp
	Área	18m ²
Módulo	Modelo	AXIpower 270P/60S
	Potência pico	270Wp a 26V
	Material	Silício policristalino
Inversor	Modelo	“genérico”
	Potência global	3.0 kWac
	Tensão de operação	125 – 440 V
	Frequência de operação	50/60 Hz
Arranjo dos módulos	Módulos em série	11
Curva característica do módulo	V _{mpp} (60°C)	296 V
	V _{oc} (-10°)	468 V
	I _{mpp} (STC)	8.6 A
	I _{sc} (STC)	9.2 A

A curva característica I-V do módulo escolhido é apresentado na figura 31. O PVsyst desenha a curva com base nos pontos principais característicos de tensão e corrente definidos na tabela acima.

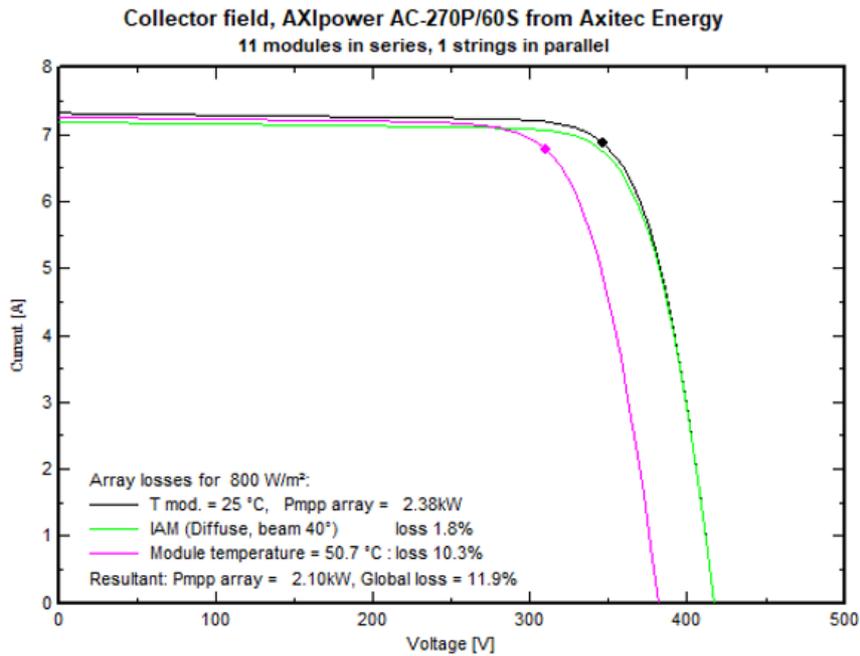


Figura 31 - Curva característica I-V gerada pelo PVsyst para o sistema definido.

4.2.3 Definição da orientação do painel

Definiu-se uma situação de painel fixo, orientado a Sul (azimute igual a zero), e fez-se variar o declive. No processo de configuração de orientação, o PVsyst avalia os ângulos ótimos conforme se pretenda a otimização para produção anual, verão ou inverno. Na figura 32, o gráfico à esquerda representa a variação do declive e o gráfico à direita a variação do azimute do painel. Para todas as situações, o valor de azimute ótimo é de 0°. Para otimização anual, o ângulo ótimo de declive apresenta-se a 35°.

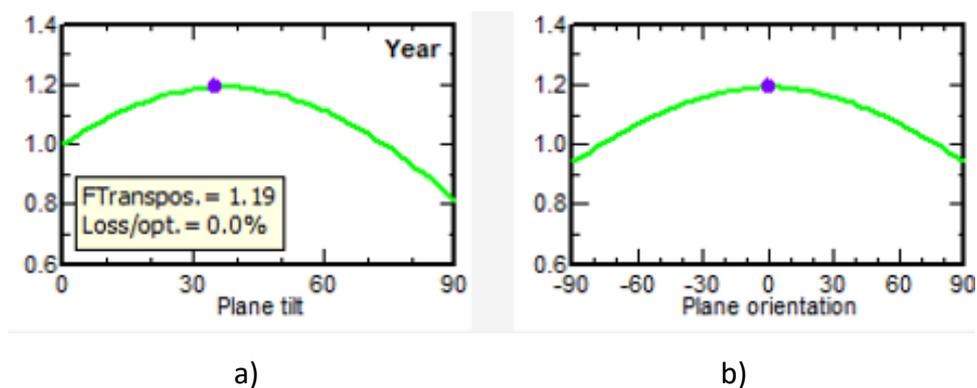


Figura 32 - Influência do a) declive e do b) azimute na otimização anual.

Face ao analisado, fez-se a comparação, para os dois AMR, da incidência solar para o painel fixo orientado a Sul, com declive a 35° e a 41.5° (valor da latitude).

A análise permite testar a recomendação do PVsyst (cerca de -6.5° em relação aos 41.5°) e a recomendação geral de declive igual à latitude, de acordo com os dois modelos atmosféricos disponíveis pelo programa e a ferramenta de cálculo desenvolvida, respetivamente. O PVsyst só calcula o declive até à décima da unidade, sendo por isso o declive calculado para o valor de 41.5° (latitude da localização do AMR é de 41.54°).

O efeito da variação da centésima da unidade em termos de declive é desprezável. Salienta-se que o valor ótimo de declive para maximização de incidência para o período de verão ou inverno varia bastante: o PVsyst apresenta 60° como ponto ótimo no inverno (altura solar menor) e 20° no verão (altura solar maior) – mais 25° e menos 15° em relação aos 35° . Ver anexo II.

4.3 Resultados e discussão

A análise de radiação anual incidente no painel fixo orientado a sul sumarizada na tabela 7 permitiu concluir que a regra de declive igual à latitude ser o ponto ótimo não se verifica, embora a diferença não seja significativa: aproximadamente 1% para uma diferença total de 6.5° . O ângulo de declive que apresenta maior nível de radiação anual incidente é de 35° . Foi considerado o modelo de Hay-Davies para a determinação da produção de energia elétrica do sistema dimensionado, por ser mais conservador.

Tabela 7 - Radiação anual em sistema fixo, com variação de declive em kWh/m²

	Declive, β	Modelo atmosférico	AMR 2006	AMR 2013
Sistema fixo, orientado a sul	41.5°	Hay-Davies	1638	1770
		Perez	1688	1824
	35°	Hay-Davies	1650	1789
		Perez	1694	1838

O aumento de radiação solar, com a atualização do AMR, foi cerca de 8.4%. Os resultados a nível de capacidade de produção de energia elétrica (tabela 8), para os dados de sistema introduzidos, demonstram um aumento de 7.3%, pela comparação dos dois AMR considerados no estudo.

Tabela 8 - Previsão de produção de energia elétrica, para cada AMR, considerando Modelo de Hay-Davies, painel fixo, Orientação sul, $\beta = 35^\circ$

	Energia anual [kW _p h/ano] *	Energia diária [kW _p h/ dia]
AMR SCE 2006	4130	3.81
AMR SCE 2013	4430	4.09

*kW_ph – corresponde à energia kW de pico (p).

Trata-se de uma simulação simples, com parâmetros técnicos definidos de modo a se aproximarem a uma situação típica, sem definição de obstruções, com o objetivo de comparar o potencial de ganho máximo, segundo as diferentes bases climáticas.

4.4 Comparação de resultados

Com a verificação do ângulo ótimo a 35° , proposto pelo PVsyst, calculou-se novamente a incidência solar no cenário de painel fixo, através da ferramenta em ambiente Excel. Estes resultados foram comparados com os resultados do PVsyst, conforme apresentado na tabela 9. Comparou-se o modelo mais conservador do PVsyst (Hay-Davies), com os dois da ferramenta desenvolvida em Excel, avaliando o valor da radiação anual total para o AMR 2006 e para o AMR 2013.

Tabela 9 - Comparação de modelos atmosféricos, para a situação de painel fixo

	Declive, β	Modelo atmosférico	Radiação anual total [kWh/m ²]	
			AMR 2006	AMR 2013
Sistema fixo, orientação a sul, $\Phi = 41.54^\circ$	35°	Hay-Davies (PVsyst)	1650	1790
		Isotrópico difuso (Excel)	1573	1692
		Isotrópico (Excel)	1609	1752
	41.5°	Hay-Davies (PVsyst)	1638	1770
		Isotrópico difuso (Excel)	1562	1674
		Isotrópico (Excel)	1601	1736

Verificou-se também, com a ferramenta Excel que, o declive de 35° é melhor que o de 41.5° para o sistema de painel fixo com orientação a Sul.

O valor da radiação total incidente no modelo atmosférico Hay-Davies é superior ao calculado segundo o modelo isotrópico difuso, entre 5% a 6%, quando comparados os dois AMR. Esta diferença de resultados, entre o modelo atmosférico anisotrópico e os modelos isotrópicos, é consistente com o estudo [55].

Para a situação em estudo, a escolha do modelo atmosférico na previsão de incidência de radiação solar tem um impacto muito maior do que uma variação de 6° no declive.

O modelo isotrópico simples, apesar de não caracterizar bem a componente difusa, tem valores mais próximos do modelo de Hay-Davies. Isto resulta da simplificação intrínseca no tratamento da componente difusa, a qual não é influenciada pelo albedo.

Para estudos de pré-dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos fixos, o uso de modelos isotrópicos representa uma boa aproximação aos modelos mais sofisticados existentes na literatura.

5. CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

5.1 Principais conclusões

O AMR atual, aplicável desde o SCE 2013, apresenta valores anuais de radiação solar significativamente maiores do que o AMR aplicável ao SCE anterior, verificando-se que se pode estabelecer uma correlação de variação direta com um aumento previsto de produção de energia elétrica em sistemas PV fixos. Este facto, permite assim aplicar modelos de produção anual mais ajustados às condições de radiação mais realistas, o que pela análise efetuada, corresponde a uma proporção na ordem dos 7%.

Até à data presente, ainda não foi efetuada uma atualização dos AMR para o novo período climático de referência 1991-2020, o que é compreensível, uma vez que o processo de geração de AMR, segundo a especificidade exigida em contexto de certificação energética, é um processo complexo.

Em sistemas solares fotovoltaicos, a especificidade do local de instalação tem grande influência na potencialidade de produção de energia, podendo ser mais importante do que a otimização da orientação do painel.

Para um estudo preliminar de exequibilidade, os modelos isotrópicos resultam em valores ligeiramente inferiores e, portanto, mais conservadores, do que os modelos mais sofisticados e desenvolvidos até à presente data, i.e., os anisotrópicos.

Em sistemas fixos, a escolha do modelo atmosférico tem mais impacto no valor de incidência solar anual do que a otimização do ângulo de incidência. Uma diferença até 10° a nível de declive, em relação ao declive ótimo (35° para a situação em estudo), não se revela crítico. Ou seja, para este intervalo, o efeito da variação do declive é menor que o efeito do modelo atmosférico. No entanto, em sistemas com seguimento para otimização do ângulo de incidência como o biaxial ou o polar, esta diferença pode representar perdas significativas.

O sistema seguidor de um eixo vertical com declive igual à latitude e o sistema seguidor polar apresentam ambos valores muito semelhantes entre si. Se estes dois tipos de seguidores forem comparados com o sistema seguidor biaxial, verifica-se apenas com uma diferença de cerca de 4%. São, portanto, mais interessantes economicamente, dada à maior complexidade de seguimento solar requerida pelo sistema biaxial.

Em termos práticos, na ausência de dados detalhados do clima, para otimização anual, é preferível diminuir o declive dos painéis solares fixos, em relação ao ideal calculado, de modo a obter maior valor da componente difusa da radiação.

Quanto maior o nível de nebulosidade, mais importante será a componente difusa e, portanto, a consideração de um declive que se aproxime da horizontal será mais benéfica.

Em termos de conclusão geral, pode-se aferir que a solução tecnológica mais viável será provavelmente a instalação de um sistema fixo com uma área maior, quando comparado com um sistema de eixo polar.

Os elevados níveis de insolação em Portugal, juntamente com o compromisso internacional de descarbonização no setor produtor de energia elétrica, o seu crescente aumento de eficiência e a redução de preços e custos de investimento no setor fotovoltaico, direcionam os consumidores para a instalação deste tipo de sistemas, uma vez que eles se apresentam como uma solução ideal para atingir um desenvolvimento sustentável a longo prazo.

5.2 Propostas de trabalho futuro

Como trabalhos futuros, sugerem-se as seguintes linhas de desenvolvimento:

- Análise económica comparativa de um sistema seguidor inclinado polar com um sistema fixo;
- Comparação dos dados de radiação 1981-2010, presentes no AMR SCE 2013, com uma eventual atualização futura do período climático de referência, prevista para o período 1991-2020 [56];
- Estudo da influência do ângulo de otimização de incidência para períodos sazonais;
- Desenvolvimento de uma ferramenta com os métodos anisotrópicos de Hay e Perez em ambiente de programação mais complexo, suprimindo assim uma das limitações da ferramenta de cálculo desenvolvida.

BIBLIOGRAFIA

- [1] T. F. Stocker and D. Qin, "Climate Change 2013: The Physical Science Basis," *IPCC*, p. 203, 2013.
- [2] C. L. Sabine, "The Oceanic Sink for Anthropogenic CO₂," *Science*, vol. 305, pp. 367–371, Jul. 2004.
- [3] L. Adua, K. X. Zhang, and B. Clark, "Seeking a handle on climate change: Examining the comparative effectiveness of energy efficiency improvement and renewable energy production in the United States," *Global Environmental Change*, vol. 70, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.gloenvcha.2021.102351.
- [4] IRENA, "Renewable Power Generation Costs In 2019," *International Renewable Energy Agency*, 2020.
- [5] APA - Agência Para o Ambiente, "ROTEIRO PARA A NEUTRALIDADE CARBÓNICA 2050 (RNC2050)," *República Portuguesa*, 2019.
- [6] Presidência do Conselho de Ministros, *Decreto-Lei n.º 101-D/2020*. Diário da República, 1.ª série, 2020. Accessed: Oct. 14, 2021. [Online]. Available: www.dre.pt
- [7] Negócios, "Maior central solar do país entra em funcionamento," *Jornal de Negócios*, Sep. 19, 2019.
- [8] Solargis, "Solar resource map," *Solar resource maps and GIS data*, Oct. 24, 2021.
- [9] A. Gautam, S. Chamoli, A. Kumar, and S. Singh, "A review on technical improvements, economic feasibility and world scenario of solar water heating system," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, no. July 2015, pp. 541–562, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.104.
- [10] A. Jäger-Waldau, "PV Status Report 2019 - UE," Luxembourg, 2019.
- [11] Solargis, "Solar resource map," *Solar resource maps and GIS data*, 2021. <https://solargis.com/> (accessed Oct. 24, 2021).
- [12] J. Madhumitha, "Solar photovoltaics capacity installed per inhabitant in the EU-28 2019, by country," *Statista*, Jan. 27, 2021.
- [13] M. Paulescu, E. Paulescu, P. Gravila, and V. Badescu, *Weather Modeling and Forecasting of PV Systems Operation*, vol. 103. 2013. doi: 10.1007/978-1-4471-4649-0.
- [14] I. R. E. Agency, *Renewable Power Generation Costs in 2019*. 2020.

- [15] International Energy Agency, "Snapshot of Global PV Markets 2021," 2021.
- [16] S. Meyers, B. Schmitt, and K. Vajen, "Renewable process heat from solar thermal and photovoltaics: The development and application of a universal methodology to determine the more economical technology," *Appl. Energy*, vol. 212, no. November 2017, pp. 1537–1552, Nov. 2017.
- [17] Y. Jiang, "Generation of typical meteorological year for different climates of China," *Energy*, vol. 35, no. 5, pp. 1946–1953, 2010, doi: 10.1016/j.energy.2010.01.009.
- [18] WMO 2017, "WMO Guidelines on the Calculation of Climate Normals."
- [19] E. F. M. Abreu, P. Canhoto, V. Prior, and R. Melicio, "Solar resource assessment through long-term statistical analysis and typical data generation with different time resolutions using GHI measurements," *Renewable Energy*, vol. 127, pp. 398–411, Nov. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2018.04.068.
- [20] K. Skeiker and B. A. Ghani, "Advanced software tool for the creation of a typical meteorological year," *Energy Conversion and Management*, vol. 49, no. 10, pp. 2581–2587, Oct. 2008, doi: 10.1016/j.enconman.2008.05.013.
- [21] O. S. Ohunakin, M. S. Adaramola, O. M. Oyewola, and R. O. Fagbenle, "Generation of a typical meteorological year for north-east, Nigeria," *Applied Energy*, vol. 112, pp. 152–159, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.05.072.
- [22] G. Chiesa and M. Grosso, "The influence of different hourly typical meteorological years on dynamic simulation of buildings," in *Energy Procedia*, Nov. 2015, vol. 78, pp. 2560–2565. doi: 10.1016/j.egypro.2015.11.280.
- [23] R. Aguiar, "Procedimentos de Construção de Anos Meteorológicos Representativos para o RSECE - versão 2004," Lisboa, 2004.
- [24] R. Aguiar, "Geração de Séries Meteorológicas Sintéticas para Portugal," Faculdade de Ciências da Universidade de Lisboa, 1996.
- [25] R. Aguiar, "Dados Meteorológicos para Energias Renováveis e URE em Portugal," Lisboa, 1998.
- [26] R. Aguiar, "Climatologia e Anos Meteorológicos de Referência para o Sistema Nacional de Certificação de Edifícios," *Relatório para ADENE – Agência de Energia. Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., Lisboa*, p. 55, 2013.
- [27] DGEG, "Análise de potencial alternativa de cálculo ao SCE.ER: Software Solterm 5.3 (LNEG)," vol. 3, 2019.

- [28] C. Y. Siu and Z. Liao, "Is building energy simulation based on TMY representative: A comparative simulation study on doe reference buildings in Toronto with typical year and historical year type weather files," *Energy and Buildings*, vol. 211, 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.109760.
- [29] M. Meinshausen, "The RCP greenhouse gas concentrations and their extensions from 1765 to 2300," *Springer*, Aug. 2011, doi: 10.1007/s10584-011-0156-z.
- [30] Q. D. Stocker, Thomas F., "Climate Change 2013 - The Physical Science Basis," 2013.
- [31] M. Sengupta, A. Habte, S. Wilbert, C. Gueymard, and J. Remund, "Best Practices Handbook for the Collection and Use of Solar Resource Data for Solar Energy Applications: Third Edition," no. June, pp. 1–348, 2021.
- [32] M. Gunther, "Solar Radiation - Advanced CSP Teaching Materials," *Advanced CSP teaching materials*, pp. 16–21, 2011, [Online]. Available: <http://www.scientificamerican.com/article/solar-radiation/#>
- [33] J. A. Duffie, W. A. Beckman, and J. McGowan, *Solar Engineering of Thermal Processes*, vol. 53, no. 4. 1985. doi: 10.1119/1.14178.
- [34] H. Hottel and B. Woertz, "Performance of Flat Plate Solar Heat Collectors," *Transactions of the American Society of Mechanical Engineers*, vol. 64, pp. 91–104, 1942.
- [35] B. Y. H. Liu and C. Jordan, "The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar Energy Collectors: With Design Data for the U.S., Its Outlying Possessions and Canada," *Solar Energy*, vol. 7, pp. 53–74, 1963.
- [36] M. Iqbal, "An introduction to Solar Energy," *Academic Press, Toronto*, 1983.
- [37] R. Aguiar and R. Coelho, *Manual SolTerm*. 2010.
- [38] P. Gevorkian, *Solar Power in Building Design*, 1st ed. McGraw-Hill, 2008.
- [39] J. W. Spencer, "Fourier Series Representation of the Position of the Sun," *Search*, vol. 2, pp. 162–172, 1971.
- [40] C. W. Johnson, "Sundial Time Correction - Equation of Time." <http://mb-soft.com/public3/equatime.html> (accessed Oct. 20, 2021).
- [41] J. Dunlop, *Photovoltaic systems, 2nd edn*. Orland Park: American Technical Publishers, 2010.
- [42] The Eppley Laboratory inc., "Piranómetro preto e branco." <http://www.eppleylab.com/instrument-list/black-white-pyranometer/> (accessed Oct. 24, 2021).

- [43] Campbell Scientific Europe, “Piranómetro CMP21.” <https://www.campbellsci.eu/cmp21> (accessed Oct. 24, 2021).
- [44] WMO, “Measurement of Radiation,” in *WMO GUIDE TO METEOROLOGICAL INSTRUMENTS AND METHODS OF OBSERVATION (the CIMO Guide)*, 2018th ed., vol. 8, WMO, 2018, pp. 224–228.
- [45] S. Madala and R. F. Boehm, “A review of nonimaging solar concentrators for stationary and passive tracking applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 71. Elsevier Ltd, pp. 309–322, 2017. doi: 10.1016/j.rser.2016.12.058.
- [46] A. M. Helmenstine, “Efeito fotoelétrico: elétrons da matéria e da luz.” <https://www.thoughtco.com/photoelectric-effect-explanation-606462> (accessed Oct. 24, 2021).
- [47] PVEducation, “Band Gap.” <https://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junctions/band-gap> (accessed Oct. 24, 2021).
- [48] C. Deziel, “O efeito do comprimento de onda nas células fotovoltaicas.” <https://sciencing.com/effect-wavelength-photovoltaic-cells-6957.html> (accessed Oct. 23, 2021).
- [49] I. Visa, A. Duta, M. Moldovan, B. Burduhos, and M. Neagoe, *Solar Energy Conversion Systems in the Build Environment*. 2019. doi: 10.1007/978-3-030-34829-8.
- [50] VDMA, “International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2019 Results,” Apr. 2020.
- [51] Photovoltaic Education Network, “Fill Factor.” <https://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-operation/fill-factor> (accessed Oct. 24, 2021).
- [52] S. S. Chandel and T. Agarwal, “Review of cooling techniques using phase change materials for enhancing efficiency of photovoltaic power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 73, no. March, pp. 1342–1351, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.02.001.
- [53] P. Dwivedi, K. Sudhakar, A. Soni, E. Solomin, and I. Kirpichnikova, “Advanced cooling techniques of P.V. modules: A state of art,” *Case Studies in Thermal Engineering*, vol. 21, 2020, doi: 10.1016/j.csite.2020.100674.
- [54] PVsyst 7.2, “PVsyst Help Contents.” <https://www.pvsyst.com/help/> (accessed Oct. 15, 2021).

- [55] K. N. Shukla, S. Rangnekar, and K. Sudhakar, "Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India," *Energy Reports*, vol. 1, pp. 96–103, Nov. 2015, doi: 10.1016/j.egy.2015.03.003.
- [56] The Copernicus Programme, "New decade brings reference period change for climate data." URL: <https://climate.copernicus.eu/new-decade-brings-reference-period-change-climate-data>. (accessed Sep. 10, 2021).

ANEXO I – INTERFACE DOS PROGRAMAS USADOS

Ficheiro txt com o AMR 1961-1990 para o município de Braga, Solterm 5.0

```
Braga_solterm5 - Bloco de notas
Ficheiro Editar Formatar Ver Ajuda
5.0
: -----
TRY para RCCTE/STE e SOLTERM
INETI(2006) www.ineti.pt sec.der@ineti.pt
: -----
: Zona
Braga
: Longitude (°W)
8.44
: Latitude (°N)
41.54
: Altitude (m)
100
: -----
: Período
1961-1990 (nominal)
: -----
: Temperatura [°C*10] - climatologia e algoritmos INETI-DER (2004)
: Precipitação [mm] - sem dados
: Humidade relativa [%] - climatologia e algoritmos INETI-DER (2004)
: Vento - magnitude [m/s*10] - sem dados
: Vento - rumo[0°...359° 0°=N] - sem dados
: Pressão [hPa] - sem dados
: Nebulosidade total [0...10 limpo a coberto] - algoritmos INETI-DER (2004)
: Nebulosidade opaca [0...10 limpo a coberto] - algoritmos INETI-DER (2004)
: Radiação solar - global horizontal[W/m²] - climatologia e algoritmos INETI-DER (2004)
: Radiação solar - difusa horizontal[W/m²] - climatologia e algoritmos INETI-DER (2004)
: Radiação solar - global vertical N [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical NW [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical W [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical SW [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical S [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical SE [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical E [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação solar - global vertical NE [W/m²] - algoritmo Muneer (1990) com albedo do solo 20%
: Radiação IV - celeste descendente [W/m²] - algoritmos 4th ESRA (1999)
: Iluminância - global horizontal [lux] - algoritmos CEC Daylighting Atlas (1995)
: Iluminância - difusa horizontal [lux] - algoritmos CEC Daylighting Atlas (1995)
```

Interface do software Excel fornecido pelo LNEG:

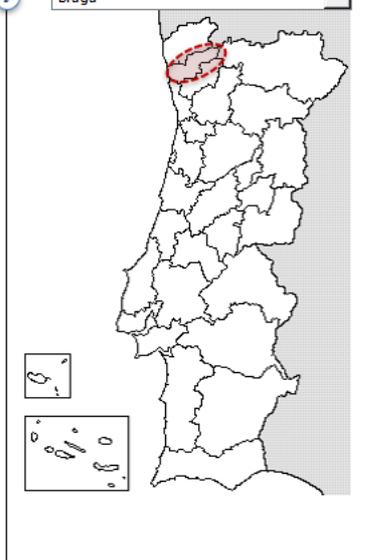
Anos Meteorológicos de Referência para simulação dinâmica

versão 1.05 (13 fevereiro 2014)



Seleção por município

Braga



preparar ficheiro

Zona climática

NUTS 3: Cávado
 Latitude: 41,6 °N (nominal)
 Longitude: 8,5 °W (nominal)
 Altitude: 171 m (referência)

Local específico

Município: Braga

Altitude: 171 m

Dados climáticos

	Referência	Neste local
Estação de aquecimento		
Período:	6,8	6,8 meses
T média:	9,0	9,0 °C
Graus-dia:	1491	1491 °C
Estação de arrefecimento		
T média:	20,7	20,7 °C

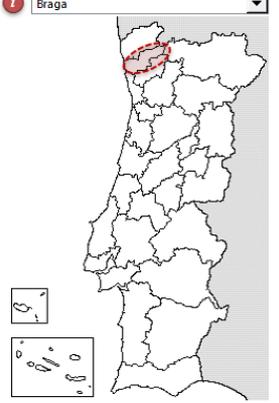
Zonas de verão e inverno

Interface do software Excel fornecido pela DGEG:

versão 1.0 (outubro 2016)

Seleção por município

Braga



«Braga 171m.dat» foi criado

preparar ficheiro

SCE (formato para Cálculo Dinâmico Simplificado)

Zona climática

NUTS 3: Cávado
 Latitude: 41,6 °N (nominal)
 Longitude: 8,5 °W (nominal)
 Altitude: 171 m (referência)

Local específico

Município: Braga

Altitude: 171 m

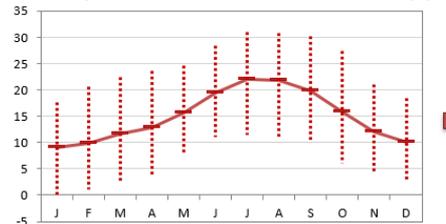
Estatísticas climáticas

	Referência	Este local
Estação de aquecimento		
Período:	6,8	6,8 meses
T média:	9,0	9,0 °C
Graus-dia:	1491	1491 °C
Estação de arrefecimento		
T média:	20,7	20,7 °C

Zonas regulamentares de verão e inverno

V 2 I 2

Temperatura mensal: média, mínimo e máximo absolutos (°C)



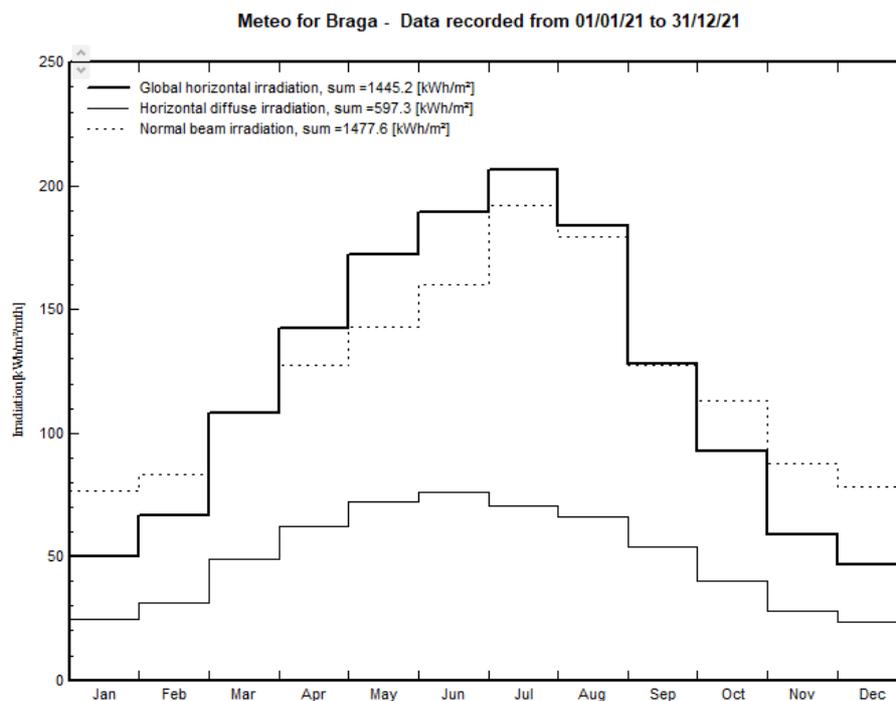
	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
T	9,0	9,9	11,6	12,9	15,5	19,4	21,9	21,7	19,8	15,8	12,1	10,1
min T	-0,2	1,1	2,4	3,8	7,6	11,0	11,4	10,8	10,1	6,0	4,0	2,5
max T	17,6	20,7	22,4	23,6	24,6	28,3	30,9	30,7	30,2	27,4	21,1	18,5
G	2,2	3,1	5,2	6,7	8,2	9,2	9,4	8,5	6,1	4,0	2,4	1,8
D	1,1	1,5	2,4	2,9	3,1	2,9	2,8	2,3	2,2	1,9	1,3	1,1
U	85	83	78	76	76	73	74	75	79	83	85	85
v	2,1	2,3	2,1	2,6	2,5	2,1	2,2	2,1	1,8	1,7	1,7	2,0

ANEXO II – CONFIGURAÇÕES PVSYST

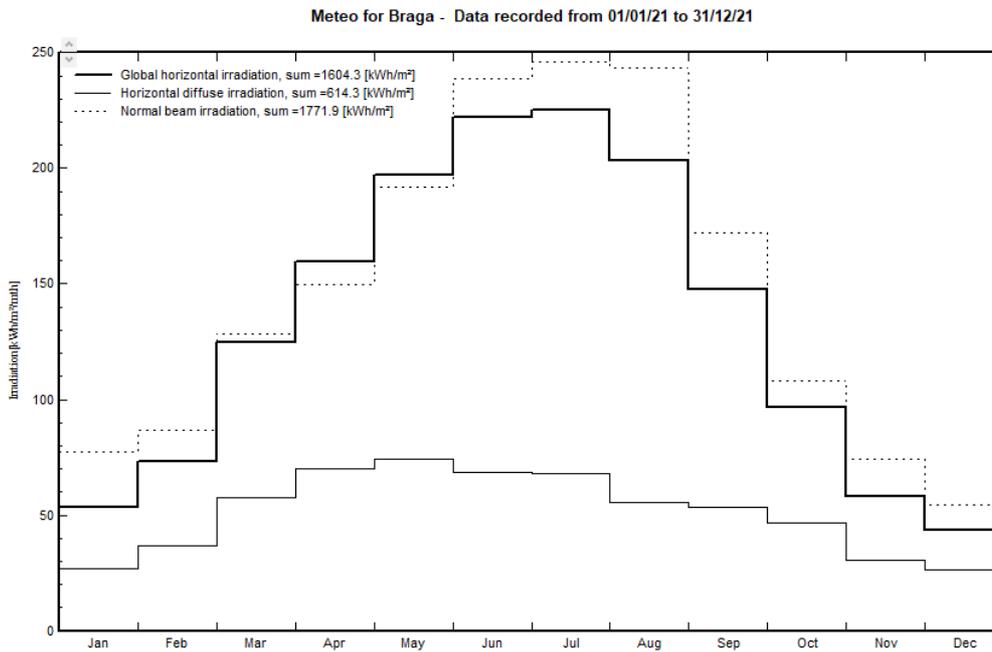
Arranjo do ficheiro CSV para importação no PVsyst:

	A	B	C	D	E	F	G
1	#TMY hourly data						
2	#Site	Braga					
3	#Country	Portugal					
4	#Data source	SCE-2013					
5	#Time step	hour					
6	#Year	2021					
7	#Latitude	41.54					
8	#Longitude	-8.44					
9	#Altitude	171					
10	#Time zone	1					
11	#Albedo	0.2					
12	Year	month	day	hour	GHI	DHI	T
13					W/m2	W/m2	deg.C
14	2021	1	1	1	0	0	9.7
15	2021	1	1	2	0	0	9.1
16	2021	1	1	3	0	0	8.6
17	2021	1	1	4	0	0	8.1
18	2021	1	1	5	0	0	7.8
19	2021	1	1	6	0	0	7.6

Somatórios anuais de radiação, para o AMR 2006, importado em PVsyst:



Somatórios anuais de radiação, para o AMR 2013, importado em PVsyst:



Otimização anual sugerida pelo programa

Field type: Fixed Tilted Plane

Field parameters:
 Plane tilt: 35.0
 Azimuth: 0.0

Quick optimization:
 Optimization with respect to: Yearly irradiation yield
 Summer (Apr-Sep)
 Winter (Oct-Mar)

Yearly meteo yield:
 Transposition Factor FT: **1.19**
 Loss With Respect To Optimum: **0.0%**
 Global on collector plane: **1844 kWh/m²**

Optimization graphs:
 - Tilt 35°: Graph of irradiation vs. Plane tilt (0 to 90 degrees).
 - Azimuth 0°: Graph of irradiation vs. Plane orientation (-90 to 90 degrees).
 Both graphs show a peak at the current settings (35° tilt, 0° azimuth).