

• U



C •

FCTUC

FACULDADE DE CIÊNCIAS  
E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

DEPARTAMENTO DE  
ENGENHARIA MECÂNICA

# **Dimensionamento e Parametrização Automática de Sistemas de Energia Fotovoltaica em Edifícios**

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Mecânica na Especialidade de Energia e Ambiente

## **Automatic Sizing and Parameterization of Photovoltaic Energy Systems in Buildings**

**Autor:**

**Miguel Ângelo de Campos Sousa**

**Orientadores:**

**Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes**

**Eugénio Miguel de Sousa Rodrigues**

**Júri:**

**Presidente Adélio Manuel Rodrigues Gaspar**  
**Professor Auxiliar da Universidade de Coimbra**

**Vogal Marco Alexandre dos Santos Fernandes**  
**Professor Auxiliar Convidado da Universidade de Coimbra**

**Orientador Eugénio Miguel de Sousa Rodrigues**  
**Professor Auxiliar Convidado da Universidade de Coimbra**

**Coimbra, setembro, 2018**



Este trabalho teve o apoio da Fundação para a Ciência e Tecnologia (FCT) e do Fundo Europeu de Desenvolvimento Regional (FEDER) via COMPETE – Programa Operacional Competitividade e Internacionalização (POCI), no âmbito do projeto Ren4EEnIEQ (PTDC/EMS-ENE/3238/2014, POCI-01-0145-FEDER-016760 e LISBOA-01-0145-FEDER-016760).

*“We but mirror the world. As a man changes his own nature,  
so does the attitude of the world change towards him.*

- Mahatma Gandhi

## Agradecimentos

A todos os membros da equipa de investigação *Ren4EEEnIEQ* pelo seu trabalho e dedicação, em especial ao Professor Doutor Eugénio Rodrigues, por toda a sua disponibilidade, orientação e paciência, foram essenciais para o desenvolvimento da tese.

A todas as pessoas que tenho o prazer de chamar de amigos. Desde Lagos até Brno, foram presenças essenciais que, embora estivessem longe, mantiveram-se sempre perto, incentivando-me e apoiando-me durante o percurso desta tese.

À minha companheira, Maria Miličková, cujo conhecimento no ramo de arquitetura e o seu ponto de vista diferente foram uma mais valia na abordagem de certos problemas. No entanto, estes não são comparáveis ao seu apoio e motivação constantes, os quais me permitiam aperfeiçoar sempre um pouco mais a dissertação.

Por último, mas de longe os menos importantes, à minha família e ao seu apoio durante toda a tese. Em especial, aos meus pais e à minha irmã, por estarem disponíveis sempre para qualquer problema, pelo incentivo como e por serem modelos de coragem, tanto na tese como em todo o percurso académico em si que me conduziu a este final.

Obrigado a todos. Esta dissertação não teria sido concluída sem a vossa presença.

## Resumo

Com o aumento da preocupação mundial pelas necessidades energéticas e suas implicações – redução de recursos disponíveis, consequências ambientais inerentes, entre outros – várias instituições globais recorreram ao estabelecimento de diversas metas e projetos a serem cumpridos, tais como a Europa 2020 e o acordo de Paris. O aumento da eficiência energética, a redução de gases poluentes e causadores de efeitos estufa e ainda a maior implementação de fontes de energia renovável são os pontos cruciais nestes objetivos. Associando estes ao setor de habitação, o maior consumidor final da energia global, surge o potencial da integração arquitetónica dos fatores estipulados com as construções da atualidade, a fim de atingir as metas estabelecidas.

De modo a auxiliar estas transformações, a equipa de investigação Ren4EEnIEQ encontra-se a desenvolver uma ferramenta computacional de apoio à renovação de edifícios de maneira otimizada em termos energéticos, abrangendo a sua estrutura, geometria, design e otimização dos sistemas de calor e sistemas de construção envolvidos. Com a operação nas etapas iniciais dos projetos, é possível reduzir o consumo final de energia com um procedimento simplificado e mais eficaz. Esta dissertação tem o foco na implementação de fontes de energia fotovoltaica nesta ferramenta de otimização. Esta é feita dimensionando e parametrizando o sistema fotovoltaico de maneira automática e economicamente viável. A escolha económica mais promissora é obtida com base em diversos fatores, como localização, perfil de consumo, legislação envolvida e área e investimento económico disponíveis.

Ao introduzir os principais componentes do sistema fotovoltaico - painéis solares, inversor e a existência de bateria - a otimização foi feita em termos de número, posicionamento, inclinação e orientação dos painéis solares. Foram consideradas várias estruturas de suporte, incluindo rastreadores solares, e perdas do sistema fotovoltaico inevitáveis, tanto em termos de eficiência quanto de fatores externos. As estruturas não fixas e as perdas externas foram adicionadas por métodos aproximados, a fim de obter uma escolha mais precisa e abrangente do tipo de sistema.

Após a junção de todos os dados, foi possível atribuir vários cenários viáveis ao edifício estudado, localizados em Coimbra, Portugal, graças ao recurso a bases de dados, a programas de simulação de energia e algoritmos de otimização. O potencial econômico desta tecnologia renovável foi verificado em todas as situações, as quais mostraram uma tendência a maximizar a área do telhado através da redução da inclinação do painel solar, consequência de um perfil de consumo relativamente alto. A integração de painéis solares nas paredes e a fixação de painéis solares no piso foram lucrativos, mas em cenários de nicho, devido à sua natureza. Além disso, foi também provado que a adição de rastreadores solares foi feita com sucesso, embora estes não sejam comparados com a estrutura fixa, no momento desta tese, em Coimbra. No entanto, ambas as opções têm um bom potencial em outras situações, especialmente os painéis integrados, que triunfam na economia econômica e na singularidade visual do edifício. Independentemente da situação escolhida, será sempre dependente das mudanças econômicas envolvidas. Portanto, este método é uma boa opção tanto para estimar a melhor opção de uma determinada situação, como para retirar várias soluções de diversos cenários e decidir qual optar após uma análise detalhada de cada uma delas.

**Palavras-chave:** Energia renovável, Eficiência energética, Desempenho térmico e energético, Painéis fotovoltaicos, Microgeração, *Simulação dinâmica*

## Abstract

With the increasing global concern on energy needs and their implications – reduction of available resources, inherent environmental consequences, among others – several global institutions have resorted to the establishment of various projects and goals that must be met, such as Europe 2020 and the Paris Agreement. The increase the energy efficiency, reduce the emission of polluting and greenhouse effect gases and further implementing renewable energy sources are all crucial points on these objectives. Linking these to the residential sector, the biggest final consumer of energy worldwide, arises the potential of architectural integration of the stipulated factors with the constructions of present time, in order to reach the established goals.

To aid these transformations, the investigation team Ren4EEnIEQ is developing a computational tool to aid in the renovation of buildings in an energy optimized way, covering its structure, geometry, design and optimizing the heat systems and construction systems involved. With the operation in the initial steps of the projects, it's possible to reduce the final energy consumption with a simplified and more effective procedure. This dissertation focus on the implementation of photovoltaic energy sources into this optimizing tool. It does so by dimensioning and parametrizing the photovoltaic system in an automatic and economically viable way. The most promising economical choice is achieved with basis on several factors, such as location, consumption profile, involved legislation and area and economical investment available.

By introducing the main components of the photovoltaic system – solar panels, inverter and the existence of battery – the optimization was made in terms of number, positioning, tilt and orientation of the solar panels. Several supporting structures were considered, including solar trackers, and respective inevitable losses, both in terms of efficiency and external factors. The non-fixed structures and external losses were added by approximate methods, in order to obtain a more precise and more comprehensive choice of system type.

Finally, after merging all the data, it was possible to assign several scenarios that are viable choices to the studied building, located in Coimbra, Portugal, thanks to the resource of data bases, energy dynamic simulation programs and optimizing algorithms. The

economic potential of this renewable technology was verified in all the situations, which all showed a leaning to maximizing the roof area via the reduction of solar panel inclination, consequence of a relatively high consumption profile. The integration of solar panels in the walls and the attachment of solar panels on the floor were lucrative, but in niche scenarios, due to their nature. Furthermore, it was also proved that the addition of solar trackers was successfully made, although these lack in comparison to the fixed structure, in the moment of this thesis, in Coimbra. Nevertheless, both of these options have a nice potential in other situations, specially the integrated panels, which triumph in economic savings and visual uniqueness of the building. Regardless of the chosen situation, this will always be dependent on the economic changes involved. Therefore, this method is a good option both to see the best option of a particular situation or to withdraw several solutions from multiple scenarios and decide after a close analysis to each one of them.

**Keywords** Renewable energy, Energy efficiency, Thermal and energetic performance, *Photovoltaic panels, Microgeneration, Dynamic Simulation*

## Índice

Simbologia.....	vii
Siglas .....	viii
1. Introdução.....	1
1.1. Enquadramento .....	1
.....	3
1.2. Motivação .....	3
1.3. Objetivo .....	6
1.4. Estrutura da dissertação .....	6
2. Revisão bibliográfica.....	8
2.1. Sistema fotovoltaico .....	8
2.1.1. Painéis Solares.....	8
2.1.2. Estrutura de suporte .....	8
2.1.3. Inversores .....	12
2.1.4. Baterias .....	13
2.1.5. Perdas por fatores exteriores .....	14
2.2. Legislação e custos envolvidos.....	19
2.3. Conclusões .....	23
3. Metodologia.....	25
3.1. Considerações iniciais.....	27
3.2. Simulação energética .....	28
3.2.1. Painéis fotovoltaicos.....	29
3.2.2. Estrutura de suporte .....	32
3.2.3. Outros elementos .....	35
3.3. Otimização .....	37
3.3.1. EnergyPlus.....	37
3.3.2. GenOpt .....	38
4. Caso-Estudo.....	43
4.1. Edifício.....	43
4.2. Sistema de Produção de Energia.....	47
4.3. Outras considerações .....	49
5. Discussão de resultados .....	51
6. Conclusão .....	60
Referências Bibliográficas.....	63
ANEXO A – Painel fotovoltaico selecionado .....	66
ANEXO B – Inversor selecionado .....	67
ANEXO C – Bateria selecionada .....	68



## Simbologia

$H$	Altura	[m]
$C$	Comprimento	[m]
$L$	Largura	[m]
$\varphi$	Ângulo azimute	[°]
$\alpha_{PV}$	Inclinação do painel fotovoltaico	[°]
$\theta_{sol}$	Ângulo de altitude solar	[°]
$I$	Intensidade da corrente elétrica	[A]
$P$	Potência elétrica	[W]
$V$	Tensão elétrica	[V]
$CF$	Cash-Flow	[€]
$G$	Gastos de exploração	[€]
$R$	Rendimento de exploração	[€]
$VLA$	Valor Líquido Anual	[€]
$VR$	Valor Residual	[€]
$i$	Custo de capital (taxa de atualização)	%
$t$	Período analisado	anos
$N$	Número	un.

## Siglas

*AC – Alternate Current*

AVAC – Aquecimento, Ventilação e Ar Condicionado

c-Si – Silício cristalino

CUR – Consumidor de Último Recurso

*DC – Direct Current*

*ELC – Electric Load Center*

*EPSAP – Evolutionary Program for the Space Allocation Program*

*FPOP – Floor plan Performance Optimization Program*

*GUI – Graphical User Interface*

*IDF – Input Data File*

*NREL – National Renewable Energy Laboratory*

*nZEB – nearly Zero Energy Buildings*

PNAEE – Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética

PNAER – Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis

*PV – Photovoltaics*

RESP – Rede Elétrica do Serviço Público

*SAM – System Advisor Model*

*SAP – Space Allocation Problem*

SCE – Sistemas de Certificação Energética

SEN - Sistema Elétrico Nacional

UP – Unidades de Produção

UPP – Unidade de Pequena Produção

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1. Enquadramento

Desde o tempo da revolução industrial que a humanidade tem vindo a evoluir em tecnologias de uma forma antes inimaginável, criando novas maneiras de produção em massa e com melhor qualidade, tanto industrial, como na agricultura. Possibilitou novos meios de transporte, melhoria nos serviços de saúde, e, claro, novos meios de produção de energia. Foi uma época de grandes mudanças, aumentando a qualidade de vida global e a economia de múltiplas nações. Mas trouxe consequências. A utilização massiva de recursos não-renováveis deixou um grande impacto global não só tecnológico, mas também ambientalmente. A perceção do combustível como fonte de energia finito e do seu grave impacto ambiental deu início à transição de uma era de industrialização para uma era de sustentabilidade, na qual se foca em salvaguardar os recursos finitos, de maneira a torna-los quase renováveis. Desta forma, a utilização da energia da maneira mais eficiente possível é essencial, havendo preferência em geração por recursos limpos e renováveis. Na atualidade, todos os consumidores finais de energia têm potencial para estas mudanças, e como o setor residencial é o maior consumidor global, este acaba por ter um papel muito importante para a criação de um futuro melhor e mais sustentável [1].

Com este novo rumo, um dos critérios cruciais focado é a eficiência energética. A própria Comissão Europeia, no que toca às prioridades energéticas, defende a ‘eficiência energética em primeiro lugar’ como princípio da União de Energia [2]. Ao usar a energia de modo mais eficiente, as necessidades energéticas diminuem, levando a uma redução de consumo de emissão de GEE e outros poluentes, redução do consumo de combustíveis fósseis, redução de importações no âmbito da energia, aumentando a independência energética nacional e segurança da energia envolvida, a redução de infraestruturas energéticas e, claro, uma redução de gastos em consumo energético por parte do utilizador. A integração destas medidas é acessível e viável. No entanto, continuam a existir obstáculos á sua evolução, nomeadamente o investimento inicial e a falta de informação e os chamados *rebound effects* [3]. Estes efeitos têm origem na redução da necessidade energética, a qual

origina uma redução no o preço da eletricidade. De um modo simplificado, dado que a eletricidade se torna mais acessível, haverá uma maior disponibilidade financeira para a sua compra, o que irá encorajar a aumentar o seu consumo, sendo então um fator negativo.

No entanto, as vantagens são superiores a estes problemas, e várias metodologias já se encontram a ser aplicadas, sobretudo no âmbito de edifícios, os quais se devem destacar os *nearly Zero Energy Buildings* – *nZEB*. A definição destes é vaga, mas, segundo a Comissão Europeia [2], são edifícios com elevado desempenho energético, onde a aplicação de métodos de eficiência energética atribuiu um consumo energético tão reduzido, que pode ser suportado pela energia gerada por fontes renováveis, instalados no próprio. Com ambos estes setores em mente, foi criado o *Europa 2020*, o qual estabelece metas que os países europeus devem cumprir até 2020. No âmbito da energia, tem os objetivos de reduzir a emissão de GEE em 20%, quando comparados aos níveis de 1990, aumentar o investimento em eficiência energética em 20% e também o aumento do investimento em energias renováveis a 20%. Também foi criado o *Zebra 2020*, o qual é responsável pela análise o edifício *nZEB*, e tem como requerimento principal a atribuição obrigatória desta categoria a todos os edifícios novos construídos a partir de 2020. No que toca a nível nacional, metas são estabelecidas especificamente pelo *Portugal 2020*, sendo que o seu procedimento é estabelecido em termos de eficiência energética e de energias renováveis por, respetivamente, *PNAEE* e *PNAER*. De modo a atribuir um nível de desempenho energético ao edifício, recorre-se a um Sistema de Certificação Energética – *SCE* – o qual se baseia nas características do edifício - maioritariamente, a sua construção – para atribuir uma avaliação, dependendo do seu desempenho. São sempre sugeridas medidas a tomar, de forma a melhor o próprio edifício, e é considerado que uma atribuição do nível mais elevado, A+, é o critério mais aproximado da atualidade para uma definição de *nZeb*. Por fim, a simulação dinâmica também é um método de avaliação do desempenho energético do edifício, utilizando o clima do local, construção, perfil de consumo e equipamentos envolvidos como base para os seus cálculos [4]. Este estudo permite uma tomada de decisões que garanta uma maior vida útil ao edifício. Além disso, a sua decisão em fases iniciais é muito mais eficiente, sendo que a sua modificação mais tardia é complicada, e arrecada maiores custos, o qual motiva para uma boa decisão inicial, tal como se demonstra na Figura 1.

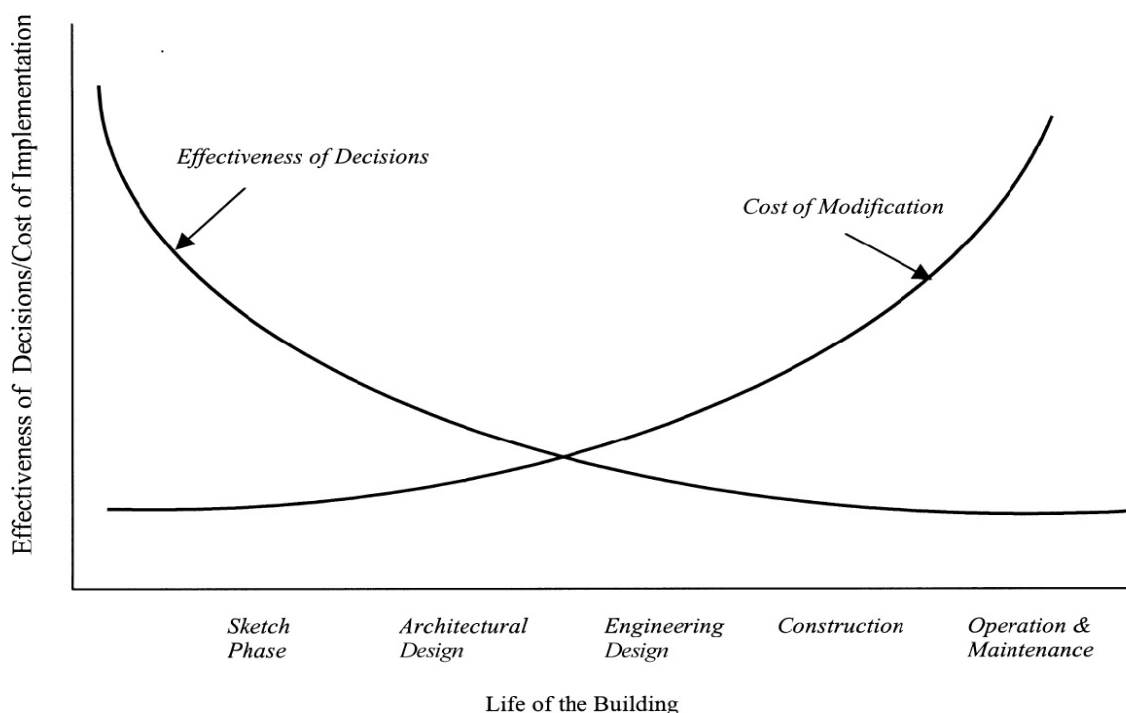


Figura 1 - Relação entre a eficiência e custos de implementações de decisões no edifício ao longo da sua vida útil [4]

## 1.2. Motivação

Cerca de 66% dos edifícios da Europa foram construídos quando os requerimentos de eficiência energética eram limitados, ou quase inexistentes, e a maioria destes irão permanecer até 2050. Hoje em dia, grandes poupanças de energia são alcançadas a partir de técnicas simples, como insulação e vidro duplo, sendo que o grande problema, em termos residenciais, é focado nos donos das propriedades, realçando a falta de conhecimento, limitações de investimento ou a divisão de incentivos para as remodelações (por exemplo, prédios com vários apartamentos) [1]. No entanto, a tecnologia e metodologia são comprovadas, e fiáveis. O mesmo se aplica aos sistemas fotovoltaicos. Sendo Portugal um país com boa exposição à radiação solar, um dos melhores da Europa, consegue tirar bom proveito da energia fotovoltaica, criando uma maior independência energética, e um futuro mais sustentável. A Figura 2 demonstra o potencial dos países europeus para a energia fotovoltaica, sendo o mapa retirado do site *solargis* [5].

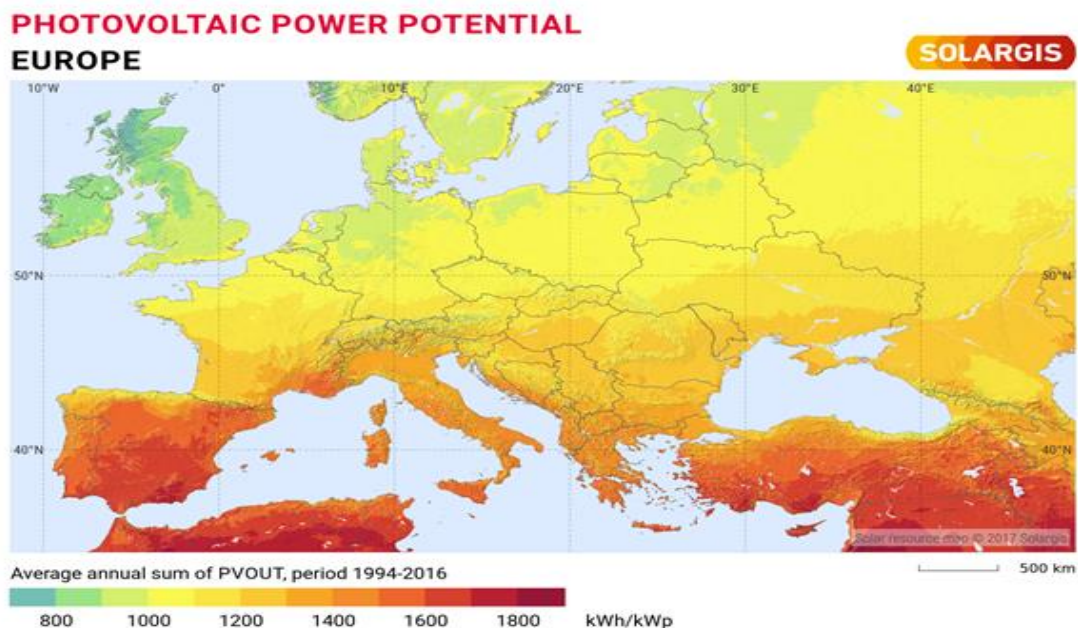
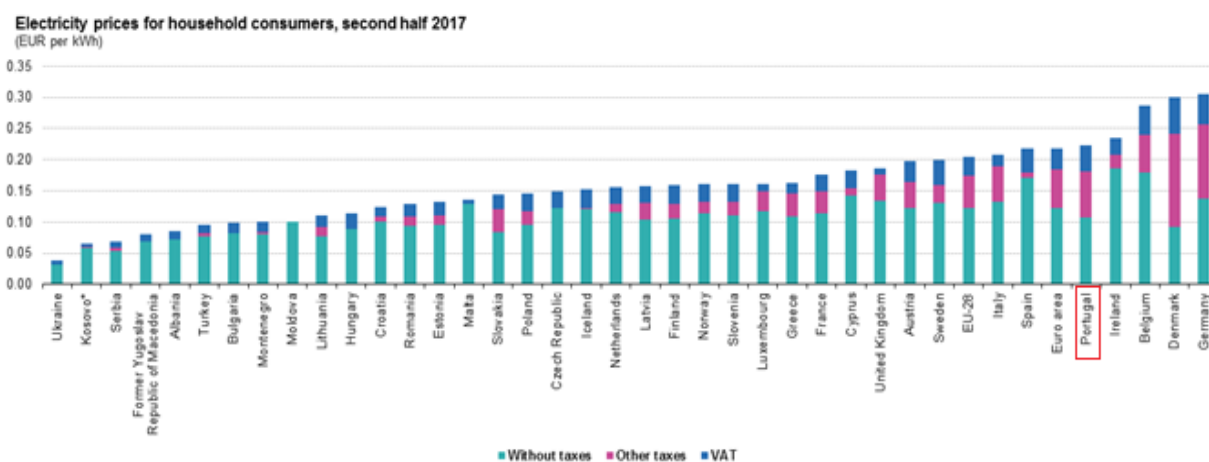


Figura 2 - Potencial fotovoltaico na Europa [5]

Para além disso, a tecnologia fotovoltaica está em constante evolução, assumindo preços cada vez mais acessíveis. Associando este fator com as metas estabelecidas para um futuro sustentável, como a Europa 2020 e o acordo de Paris, e ao elevado custo da eletricidade de Portugal [6], ilustrado na Figura 3, obtém-se uma situação de investimento capaz de um desenvolvimento mais sustentável e de uma boa influência económica, atribuindo a independência energética ao país e poupança ao seu investidor.



(\*) This designation is without prejudice to positions on status, and is in line with UNSCR 1244/1999 and the ICJ Opinion on the Kosovo Declaration of Independence.

Source: Eurostat (online data codes: nrg\_pc\_204)

Figura 3 - Preços de eletricidade para consumo residencial no segundo semestre de 2017, Europa [6]

A Figura 4 apresenta uma análise efetuada pela Comissão Europeia [7], a qual demonstra este potencial, comparando o preço de investimento de um sistema fotovoltaico tradicional com o preço de eletricidade para o consumidor residencial na Europa, em 2017. Com isto, a implementação de sistemas fotovoltaicos é vantajosa, e recomendada, e é habitual fazer um dimensionamento destes com base no perfil de consumo do edifício e na latitude do local, determinando, respetivamente, o número e inclinação dos painéis. No entanto, este está longe de ser ideal. Cada perfil de consumo é único, e quando associado à limitação da área disponível nas residências, cria um leque de hipóteses maior do que apenas a simplificada. Exemplos destes são a atribuição de ângulo de inclinação inferior ao considerado “ideal”, de modo a gerar mais energia durante o Verão, com a possibilidade de introduzir um número de painéis maior na mesma área; ou a orientação a Sudoeste, onde existe mais energia produzida ao final do dia, onde se inicia o pico de consumo da maioria das residências da atualidade. Como tal, o estudo do edifício em geral é motivado, de modo a atribuir o sistema mais rentável e eficiente possível para as situações em questão.

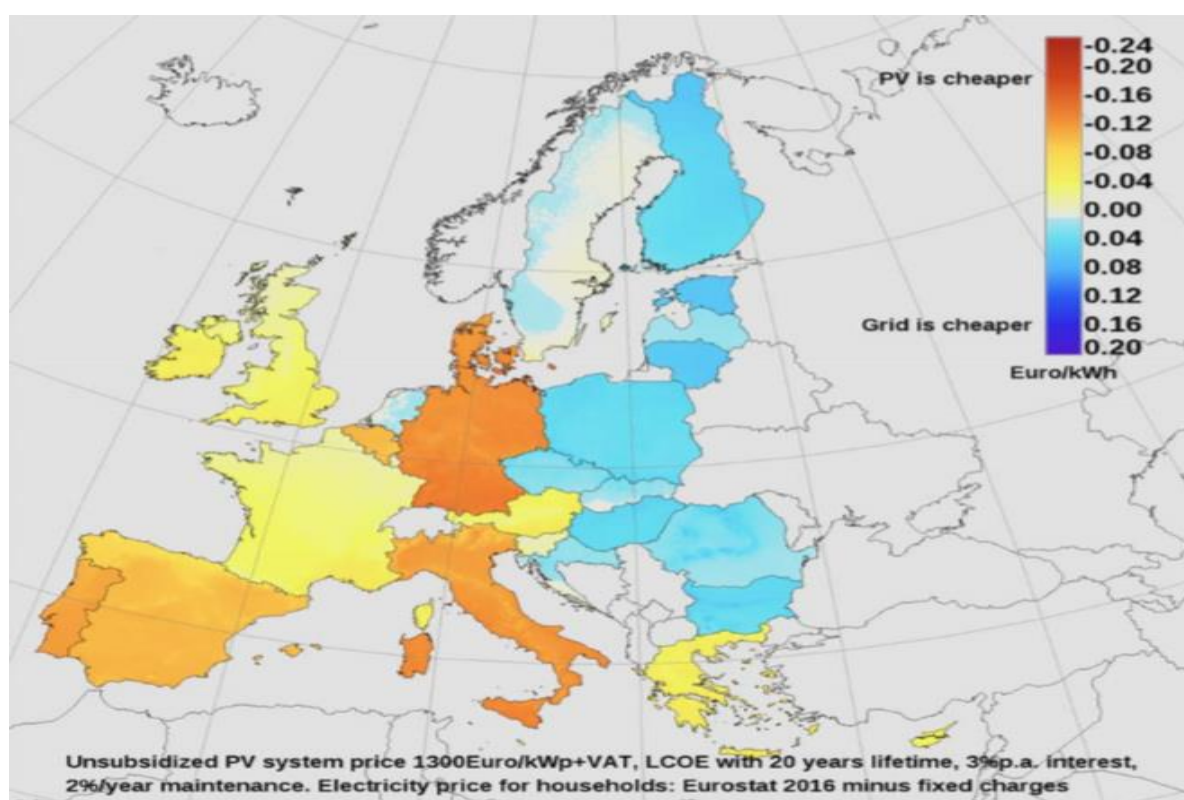


Figura 4 - Comparação de preços entre a eletricidade de consumo residencial com a eletricidade gerada por PVs, com capital de interesse de 3% [3].

### **1.3. Objetivo**

Esta dissertação foi realizada de modo a alcançar a otimização dos sistemas fotovoltaicos implementados em edifícios, sendo estudados casos de autoconsumo e de pequena produção energética. Os painéis em questão serão considerados em diversas áreas do edifício e em diferentes tipos de estrutura, sendo então otimizados em termos de número, inclinação, orientação e posição. Esta otimização será concebida por uma análise económica, considerando diversos custos envolvidos no sistema fotovoltaico, e os ganhos da energia poupada e, caso exista, vendida. Será sempre considerada a ligação á rede, visto que é um caso preferível na atualidade e o qual. permite uma maior flexibilidade no sistema instalado, realçando os perfis de consumo variados, a opção de descartar bateria, a venda de energia excessiva e ainda a segurança contra o desfasamento da corrente elétrica.

### **1.4. Estrutura da dissertação**

Esta dissertação está dividida em 6 capítulos, sendo este capítulo o primeiro, no qual se introduz ao tema e se realça alguns temas principais a notar.

O segundo capítulo é referente à revisão bibliográfica, a qual destaca algumas áreas de interesse específico que foram auxiliares na tomada de decisões da otimização. É uma pequena síntese dos equipamentos e legislação envolvidos nos sistemas fotovoltaicos, sendo a sua explicação não uma defesa sobre a escolha de um equipamento sobre o outro, mas sim o reconhecimento das condições de uso de cada componente distinto.

Avançando para o terceiro capítulo, é explicado o procedimento, o qual define a metodologia utilizada, a qual será aplicada em termos gerais a qualquer caso-estudo. São indicados os algoritmos escolhidos, condições iniciais implementadas no programa, e ainda a abordagem efetuada no processo de otimização.

No quarto capítulo é realizado um caso-estudo, sendo o sistema fotovoltaico do edifício introduzido e otimizado, tendo em conta todas as estruturas, legislações e limitações envolvidas. De seguida, serão analisados e discutidos os resultados no quinto capítulo, concluindo qual das alternativas seria a mais adequada para o edifício.



Por fim, é feita a conclusão da dissertação, listando as hipóteses de alteração dentro do procedimento envolvido e o que foi alcançado com esta tese, as críticas e limitações à metodologia envolvida e propostas para trabalhos futuros.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 2.1. Sistema fotovoltaico

#### 2.1.1. Painéis Solares

Dentro dos sistemas fotovoltaicos existentes, os painéis de silício cristalino (c-Si) são os mais usados na produção de energia. Podem ser divididos em duas categorias, dependendo do seu tipo de estrutura cristalina e da sua pureza: monocristalinos ou policristalinos. O primeiro é o tipo de painel mais comum – a sua estrutura de elevada pureza permite uma eficiência *Standard* de 14~17%, sendo que existem painéis denominados *Premium* que conseguem alcançar eficiências acima dos 20%. Já os policristalinos apresentam uma eficiência semelhante à monocristalina *Standard*, mas, devido ao seu método de produção multicristalina, a sua fabricação acaba por ser mais barata, tendo estes painéis um investimento menor [8].

Existem ainda outros painéis no mercado atual que poderão ser vantajosos em condições específicas, com processos inovadores. Exemplo destes são os painéis de película fina de diversas composições, desde flexíveis a transparentes, sendo os últimos úteis como substituição de envidraçados. Infelizmente, estes métodos são relativamente recentes, não estando ainda implementados no software de simulação dinâmica a utilizar neste trabalho.

Dada a dominância no mercado das tecnologias de silício, e a área das habitações ser, na maioria das vezes, limitada, os painéis monocristalinos *Premium* serão a escolha principal para a dissertação.

#### 2.1.2. Estrutura de suporte

Os painéis fotovoltaicos podem ser adicionados como um sistema adjacente ou um sistema integrado do edifício em questão, denominados, respetivamente, *BAPV* e *BIPV* – *Building Attached / Integrated Photovoltaics*.

### 2.1.2.1. BAPV

A denominação *BAPV* é atribuída aos sistemas fotovoltaicos cujos painéis são instalados pela sua adição a uma habitação posterior à construção da mesma. Devido à sua simplicidade e flexibilidade de instalação, é a categoria dominante, e tem como base uma estrutura de suporte, a qual poderá ter uma orientação fixa ou variável ao longo do ano, de modo a obter a maior eficiência possível. A implementação de seguidores solares acresce custos de investimento e manutenção, em troca de uma maior produção de energia, resultado de um ângulo de incidência da radiação menor. Nesta dissertação, serão considerados os seguintes tipos de estrutura:

- Painel fixo – inclinação e orientação constantes;
- Painel semestral – inclinação varia semestralmente (Inverno/Verão), orientação constante;
- Painel de 1 eixo azimute – inclinação constante, orientação varia com a hora do dia.
- Painel de 2 eixos – inclinação e orientação varia com a hora do dia.

Com a alteração da orientação e inclinação horária, é possível aumentar o rendimento do sistema fotovoltaico, sobretudo nos países nórdicos, onde existe uma grande alteração do posicionamento solar ao longo do dia. No entanto, existem limitações. Para começar, é necessária uma estrutura de suporte adequada à rotação dos *PV* de forma eficiente e segura, sendo comum recorrer a motores elétricos e a varas de grande altura resistentes, encastradas com betão, de modo a suportar o peso e à maior exposição às forças do vento. Estas características acrescem custos ao investimento inicial e manutenções mais cuidadosas dos sistemas, levando mesmo à necessidade de mão-de-obra especializada. Para além disso, o tipo de estrutura em si não é adequado para a maioria dos telhados existentes em habitações, sendo mais utilizados em aplicações no solo com grande exposição solar, em vez da habitual colocação no topo do edifício.

Dada a limitação da área disponível para a colocação de *PV*, o seu posicionamento deve ser escolhido cuidadosamente. É habitual o estabelecimento de uma inclinação ideal, de acordo com a latitude do local. No entanto, de modo a evitar sombreamento entre estes, é imposto um distanciamento entre painéis, o qual será tanto

maior quanto a inclinação dos painéis. Este caso é particularmente importante nos considerados painéis semestrais, com a sua mudança de inclinação para o semestre do Inverno. Assim, um ângulo de inclinação inferior ao mais eficiente poderá ser uma mais valia em habitações com grande consumo energético, uma vez que possibilita a instalação de sistemas de maior capacidade. Por outras palavras, a redução do ângulo de inclinação, embora reduza a produção de energia por painel, poderá aumentar a produção por área, sendo então uma hipótese a ser considerada.

#### **2.1.2.2. BIPV**

Com a geração de edifícios eficientes, a implementação de painéis na própria envolvente do edifício é uma das etapas iniciais do projeto.

Este tipo de painéis permite uma maior flexibilidade por parte de arquitetos e engenheiros em termos de aplicação, no que toca às categorias de área disponível e de estética global, podendo ser associada a grande parte da envolvente do edifício. As suas aplicações mais comuns são direcionadas a zonas que não envolvem o suporte de cargas da construção em si, e que são inclinadas o suficiente (mínimo aproximado de 10°) para permitir a menor adesão de partículas, como poeiras e gotas provenientes da precipitação, destacando-se telhados inclinados, revestimentos e fachadas de cortina.

No entanto, a sua implementação remove a flexibilidade existente do posicionamento, visto que este será equivalente ao da superfície da construção-alvo, sendo, no geral, menor produtora de energia do que os *BAPV*. Também sofre de uma preparação mais cuidadosa e limitada, tanto em termos externos, como a ventilação e cargas envolvidas, como o processo de instalação total, e respetiva tomada de decisões, por diferentes responsáveis na construção. Ainda assim, o mercado continua em crescimento. Existe um grande potencial na poupança de recursos e de dinheiro, em conjunto com um estilo inovador e a uma maior área disponível, levando à evolução da tecnologia em diferentes abordagens, como painéis transparentes ou a aplicação do calor proveniente da parte posterior do *PV* em sistemas de *AVAC*, a fim de arrefecer o painel e usufruir da energia para a climatização da habitação, nomeando-se *BIPV*.

### 2.1.2.3. Eficiência e curva I-V

A conversão da radiação incidente em energia fotovoltaica não é perfeita, possuindo diversas perdas, sendo atribuída uma eficiência. No entanto, esta não é fixa: a radiação incidente e a temperatura envolvidas são os fatores principais que influenciam a eficiência de um painel, dado que alteram, respetivamente, a intensidade e voltagem envolvidas. De modo a ter estes em conta, são criadas curvas I-V, na qual o ponto de produção máxima – MPPT – corresponde às melhores condições entre os dois parâmetros para a produção fotovoltaica. Na Figura 5 são demonstrados exemplos destas curvas de um painel da empresa Trina Solar, obtidos a partir das suas fichas técnicas.

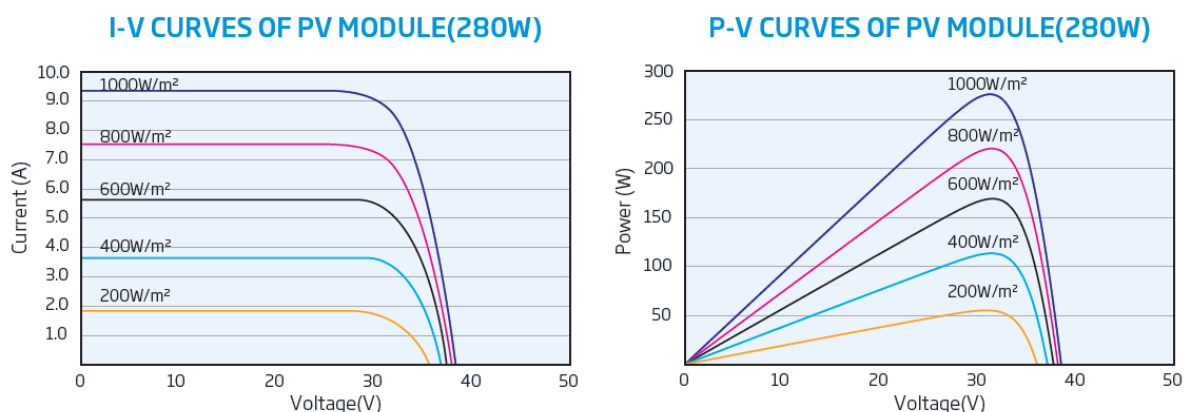


Figura 5 – Gráficos de curvas I-V e P-V do painel TSM-PD05.08

Com análise nas fichas técnicas do produto, é possível saber a eficiência de um painel, a qual foi estipulada a partir de testes em condições *standard* – *STC*. Estes testes assumem condições ideais de funcionamento durante o dia, ou seja, temperatura de 25 °C, irradiação constante de 1000 W/m<sup>2</sup>. Caso a irradiação decresça, a curva irá ser diferente, tal como se mostra no gráfico, no qual cada curva representa uma irradiação diferente. Com os equipamentos da atualidade, pretende-se obter o ponto de maior energia possível para a irradiação em questão. Este é equivalente aos pontos máximos do gráfico da direita, denominado por *MPPT* – *Maximum Power-Point Tracking*.

Como tal, os cálculos feitos devem ter sempre estas curvas em mente, e a sua alteração de eficiência com a mudança de variáveis.

### 2.1.3. Inversores

A maioria das habitações da atualidade encontram-se ligadas à rede elétrica nacional, sendo alimentadas por uma corrente alternada. Dado que o sistema fotovoltaico gera eletricidade em forma de corrente direta, é necessário a existência de inversores para a conversão da corrente. Em termos residenciais, a escolha mais comum é um inversor *string*, o qual converte a corrente de uma série de painéis. Dado que a área onde o sistema fotovoltaico se encontra é, na maior parte das vezes, iluminada o dia inteiro, este inversor é a escolha mais económica e que requer menos manutenção. Visto que as habitações a analisar são ligadas à rede, garantimos o mesmo faseamento na corrente elétrica, o que permite a introdução de vários inversores.

Uma outra alternativa são os microinversores, os quais são a escolha mais eficiente. Mesmo dentro da mesma marca, cada painel é único em si, e não têm exatamente as mesmas características, o que leva à unicidade da curva I-V ideal de cada um. Associando um microinversor a cada painel, garante-se a geração de energia no seu ponto de MPPT, em vez da aproximação feita pelo conjunto da série de PV com o inversor anterior. No entanto, o acréscimo de um inversor por painel aumenta imenso os custos de instalação, sendo mais aplicado para situações em que os painéis divergem nas suas características muito entre si, tal como o caso da adição de novos painéis por extensão do sistema, sendo muitas vezes, novos modelos, ou diferenças de perfil de sombreamento.

Independentemente do tipo de inversor escolhido, haverá a conversão da eletricidade para uma corrente alternada, normalmente de voltagem 240 Vac, a qual é utilizada na habitação e na rede distribuidora. Como tal, os inversores devem ser ligados, entre si de modo a manter a voltagem de saída de cada um deles, o qual é feito por um combinador AC. Deverá haver sempre o cuidado de alimentar os inversores com voltagem suficiente para o seu funcionamento, mas sempre menor do que o seu limite máximo. Por último, a eficiência do inversor é variável com a relação da energia de entrada com a sua energia de saída. Esta tende a manter-se constante após o seu pico ser atingido, mas requer uma certa potência para tal. Assim, o utilizador deve ter este fator em conta, e é recomendado consultar a sua curva de eficiência antes de fazer qualquer tipo de escolha definitiva.

#### 2.1.4. Baterias

O aumento da adesão da energia fotovoltaica e posterior maturação levam a uma diminuição de incentivos iniciais à sua aquisição, incluindo a redução das tarifas na venda da eletricidade em excesso. A associação desta ao aumento do custo da compra da eletricidade à rede e às diferenças existentes entre os perfis de consumo e a produção de energia fotovoltaica poderão promover a inclusão de baterias nos sistemas fotovoltaicos. O seu uso é ainda mais justificado caso os utilizadores recorram a tarifas bi-horárias ou tri-horárias, dado que existirá ainda menor compra de energia nas alturas de alto consumo. O mercado das baterias é vasto e possui inúmeros tipos, destacando-se dois deles: as baterias de chumbo-ácido, líderes do mercado e com um custo de adesão reduzido, e as baterias de íões de lítio, relativamente recentes, mas com o crescimento em adesão enorme. Embora possuam um investimento mais elevado, quando comparadas com as baterias de chumbo ácido, as suas vantagens fazem com que o seu preço tende a baixar cada vez mais: requerem menor manutenção, tempo de vida mais prolongado, flexibilidade nos ciclos de carga/descarga e uma profundidade de descarga acima de 80 % sem prejudicar a vida do equipamento, sendo mais acessíveis. Estas poderão ser ligadas em DC ou em AC, sendo as primeiras mais eficientes e económicas, mas são usados maioritariamente com inversores centrais, pois é possível ligar ao sistema fotovoltaico sem a aquisição de um inversor para a bateria. A ligação AC requer maior investimento, mas é mais flexível em termos de instalação e permite a utilização de inversores em *string* ou Microinversores sem a aquisição de um inversor para a bateria, aumentando a eficiência do sistema.

Qualquer que seja o tipo escolhido, uma análise cuidadosa deve ser feita na opção do equipamento, dado que este é o elemento que requer maior investimento, e que está sujeito a uma ou mais substituições durante a vida útil do sistema fotovoltaico. A sua aquisição requer também a compra de outros componentes, destacando-se os controladores de carga, sendo estas maioritariamente *MPPT*, que aceitam e ajustam a voltagem de entrada com a desejável de saída, aproveitando ao máximo a potência gerada pelos painéis.

A existência de vários picos durante o dia conduz à constante carga e descarga da bateria, o que reduz o seu tempo de vida útil do armazenamento. Em termos simplistas, a bateria deve ser selecionada com base na sua capacidade total, descargas, tempo de vida e

custos. Verificando o segundo fator, para evitar a rápida degradação da capacidade da bateria, as baterias de ácido de chumbo nunca são descarregadas por completo, atingindo uma certa percentagem da capacidade, normalmente, 50 %, a qual é dependente do tipo de bateria. Este intervalo de potência é estável na bateria, e é prolongado o tempo de vida da mesma.

É preferível a existência de um balanço entre a capacidade e o número de baterias. Quanto mais baterias ou capacidade um sistema fotovoltaico tiver, mais energia pode ser armazenada, e, por haver mais baterias, o sistema de armazenamento poderá ser descarregado em ciclos menores, melhorando o período de vida do próprio. O mesmo se pode aplicar às baterias de íões de lítio, mas estas apresentam uma margem muito maior, sendo que o seu regime estável se prolonga até aos 80 % de descarga, e não é demasiado prejudicado com descargas a 100 %.

### **2.1.5. Perdas por fatores exteriores**

Quando aplicado a condições reais, a eficiência do sistema fotovoltaico não depende apenas dos painéis: a junção de outros equipamentos e consideração de fatores atmosféricos e exteriores diminuem a energia gerada que chega à habitação. Embora alguns possam ser desprezados, há fatores que têm de ser tidos em conta.

#### **2.1.5.1. Sombreamento**

As células fotovoltaicas geram energia elétrica com uma certa intensidade e voltagem de corrente. Visto que são conectadas em série dentro de um painel, e considerando que todas as células são idênticas e recebem radiação da mesma fonte, é calculada a energia gerada pela relação a um circuito elétrico equivalente, com a intensidade de uma célula e a sua voltagem multiplicada pelo número de células envolvidas. No entanto, basta que uma célula receba menor radiação solar para que a corrente diminua a sua intensidade, o que irá afetar a potência. Como tal, no caso de um grupo de células em série, se uma delas se encontrar completamente sombreada, a intensidade envolvida será drasticamente reduzida. A zona sombreada não só reduz a potência gerada mas também passará a consumir energia [9], [10], reduzindo a energia que chega à habitação e podendo causar danos permanentes no painel, devido ao risco de sobreaquecimento local [11]. Para segurança, é comum a



incorporação de *bypass diodes* nos painéis, os quais permitem um caminho alternativo à corrente elétrica, caso a célula esteja sombreada, de forma a não influenciar o resto das células negativamente [12]. Como a introdução de um *bypass diode* por célula é muito cara, a abordagem mais comum é de dividir o painel em 2 ou 3 grupos, cada com o seu *bypass* alternativo. Assim, se uma célula se encontrar totalmente sombreada, o painel continuará a produzir energia com as células iluminadas dos restantes grupos, sem danificar o grupo onde se encontram as células sombreadas.

Este é um método de segurança para o próprio painel. Caso se interliguem os painéis de um sistema em série, o fenómeno repete-se entre os mesmos, sendo então introduzidos os mesmos componentes entre painéis. De forma análoga, um painel sombreado não irá afetar a produção de toda a série, ficando num estado considerado inativo. Com estes problemas, e dado que a área disponível num edifício é, na maior parte das vezes, limitada, é preferível colocar os painéis do sistema todos apenas numa fila única. De notar que, caso este não aconteça, e o cenário é um de múltiplas *strings*, deve ser estabelecida uma distância mínima entre séries de painéis, devido ao risco de sombreamento entre os mesmos. Na Figura 6 é mostrada a produção de uma série de painéis mensal, com altura de 1.016 m, inclinação de 30°, e orientação de 180°, calculada a partir do *EnergyPlus*.

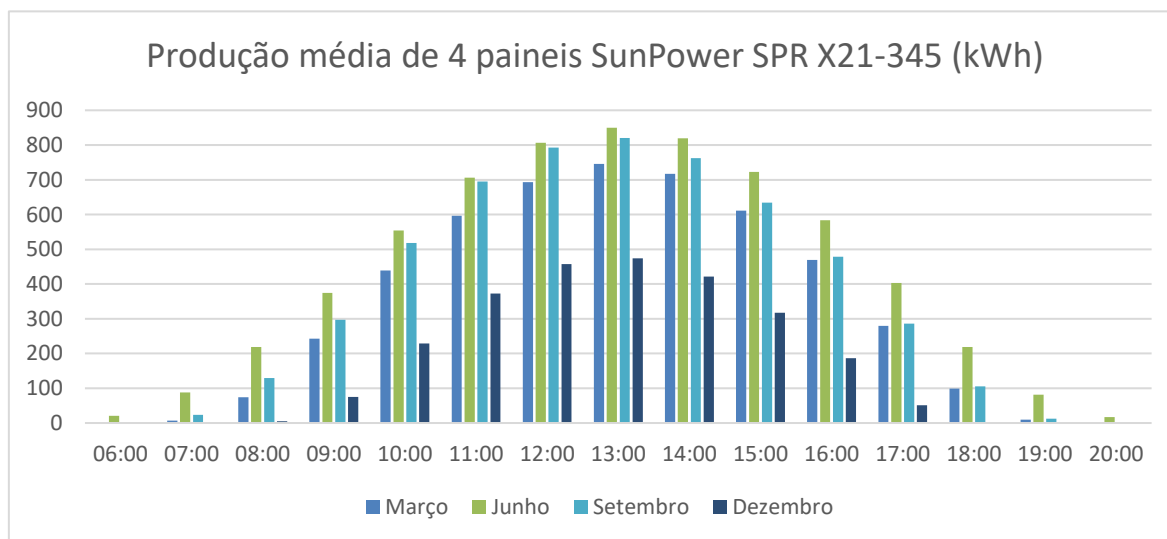


Figura 6 - Energia produzida por 4 painéis SPR X21-345 em Coimbra

De modo a existir uma geração de energia constante e segura, é necessário que os painéis sejam iluminados por completo, implementando uma distância entre painéis, de modo a

evitar o sombreamento entre os mesmos.

Esta distância é apresentada na Equação ( 1 ), sendo função de relações trigonométricas entre o posicionamento do painel e o posicionamento solar, obtido pelo mesmo programa, e o qual poderá ser verificado em anexo.

$$L_{sombra} = H \times \frac{\text{sen}(\alpha_{PV}) \times \cos(\varphi_{PV} - \varphi_{sol})}{\tan(\theta_{sol})} \quad (1)$$

Com base nesta equação e na produção indicada previamente, foi criada a Figura 7, na qual é ilustrada a distância que deve existir entre duas filas de painéis fotovoltaicos nas horas de maior produção – neste caso, acima de 100kW - em Coimbra, de modo a garantir uma geração de energia constante e segura. Foram considerados um azimute de 180° e inclinação de 30°, o posicionamento mais comum em termos residenciais.

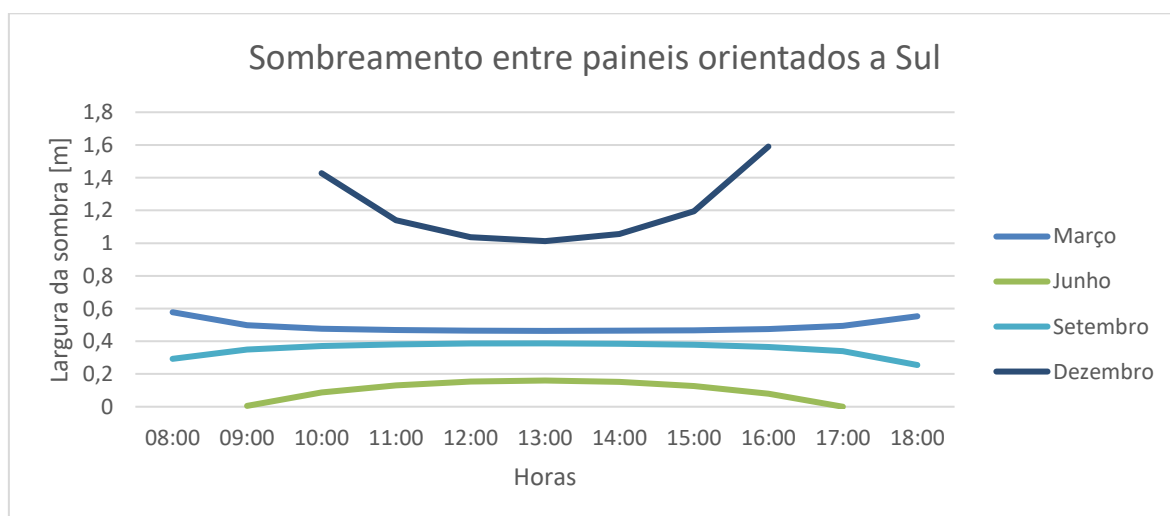


Figura 7 - Distância entre painéis sem sombreamento, de azimute 180°, em Coimbra

Como se pode observar, a distância em Dezembro é maior do que em qualquer outra distância de outro mês, resultado de uma redução da altura do Sol. Ainda se analisou o cenário de painéis orientados a Sudoeste, 225°, com mesma inclinação, de maneira a verificar o efeito da orientação dos painéis no sombreamento, tal como é mostrado na Figura 10. Relacionando as duas figuras, conclui-se que a distância marcada pelo sombreamento às 16:00h de dezembro é uma boa referência da distância a existir entre painéis. Apresenta valores maiores do que o resto dos dados dos outros meses, com exceção de setembro em

orientação de 210°, na qual possuem valores semelhante, garantindo uma boa iluminação anual nas alturas principais de produção, para a grande parte das orientações a otimizar.

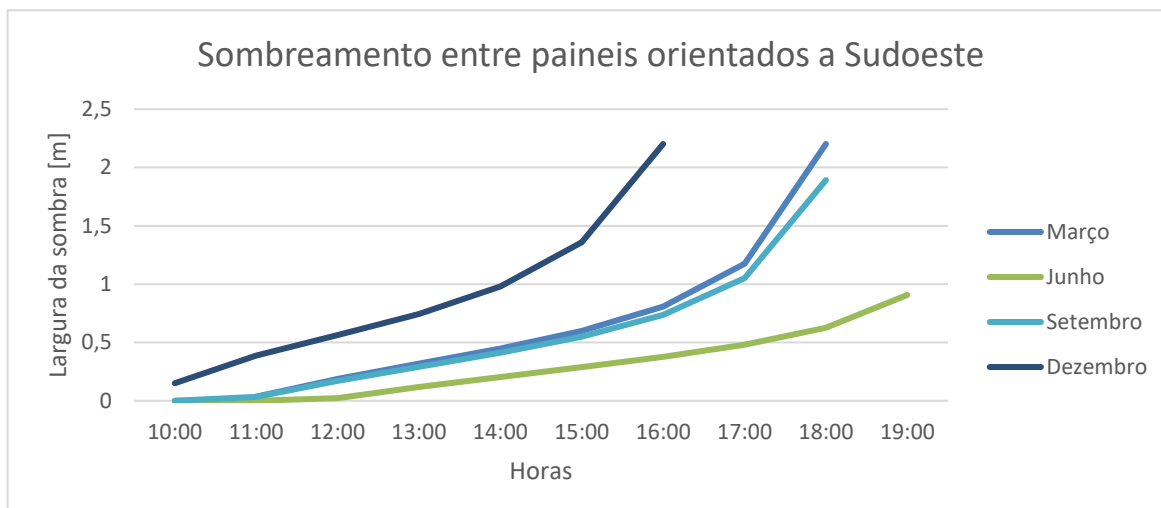


Figura 8 – Distância entre painéis sem sombreamento, de azimute 210°, em Coimbra

É mais realista associar a hora do gráfico à sua hora anterior, dado que o *EnergyPlus* analisa em intervalos de tempo, dando prioridade ao tempo inicial. Logo, às 16:00 h, o valor é predominantemente influenciado das condições existentes às 15:00 h [13]. Qualquer hora posterior a esta teria aumento de distância demasiado significativo para uma pequena produção, sobretudo no mês de Dezembro. Assim, de modo a garantir que não haja sombreamento em horas de produção significativa, será imposta a distância representativa a 21 de dezembro, dia mais curto do ano, com a posição solar às 15:00 h (16:00 h no *software*). De lembrar que este caso é válido para o hemisfério Norte, ocorrendo o oposto, para o dia 21 de junho, para o hemisfério Sul.

### 2.1.5.2. Outras perdas

A temperatura das células afeta a conversão de energia fotovoltaica, sendo que a eficiência das células aumenta com a diminuição da sua temperatura [14]. O programa utilizado considera condições NOCT para o cálculo desta temperatura de células e os seus efeitos na eficiência do painel. Para além desta, existem outras perdas que devem ser consideradas e aproximadas em termos percentuais. Tendo em base estudos prévios e modelos de simulação semelhantes, representa-se na Tabela 1 – Perdas mensais médias envolvidas no sistema fotovoltaico as perdas que serão consideradas:

**Tabela 1 – Perdas mensais médias envolvidas no sistema fotovoltaico**

Perdas		%
Eficiência		Calculadas no EnergyPlus
Temperatura		
Perdas térmicas nos cabos	DC	2
	AC	1
Ligações entre elementos		0.5
Poeiras		5
Diferença nas condições dos PV		2

As perdas por poeiras são as mais imprevisíveis, visto que são dependentes de muitos parâmetros envolventes na localização e no clima. Portugal é um país caracterizado com uma exposição a poeiras moderada e, de acordo com vários estudos, estas perdas situam-se normalmente entre os 2 % e os 5 % mensais [15] [16]. Foi selecionado uma média de 5 % de perdas por estas mesmas, não só por ser o pior caso possível, como também para ter em conta as consequências adversas de eventos extraordinários, tais como as poeiras provenientes do deserto Sahara. Outros programas de simulação energética aplicam a mesma metodologia. O programa *SAM-NREL* aplica o mesmo valor de 5%, enquanto que outros programas, como o *PVWatts* e *PVSyst*., associam apenas valores de 2 % e 3 %, respetivamente.

Para além destas, acrescem as perdas por decaimento dos equipamentos. Os *PV* apresentam um decaimento no início do seu funcionamento, e, a partir daí, um decaimento linear anual menor, sendo sempre superior, normalmente, a 80 % da sua eficiência em 25 anos. Os inversores possuem decaimento muito reduzido, sendo então desprezado. Já a degradação das baterias é muito dependente do tipo de bateria, temperaturas e ciclos envolvido. Na maioria dos casos, é considerado um decaimento linear até 80 % da sua capacidade no final de 10 anos.

Após a atribuição de todas as perdas exteriores, é calculada a sua perda total, em termos percentuais, sendo dada pela seguinte fórmula:

$$Perdas_{externas}(\%) = 100 \times \left[ 1 - \prod_x^n \left( 1 - \frac{Perda_x}{100} \right) \right] \quad (2)$$

A Figura 9 demonstra vários dos fatores envolvidos na presença de poeiras. Dado que muitos deles são imprevisíveis, é sempre recomendada a sua consideração por aproximação, e, claro, uma manutenção cuidada dos painéis, de modo a minimizar estas mesmas perdas.

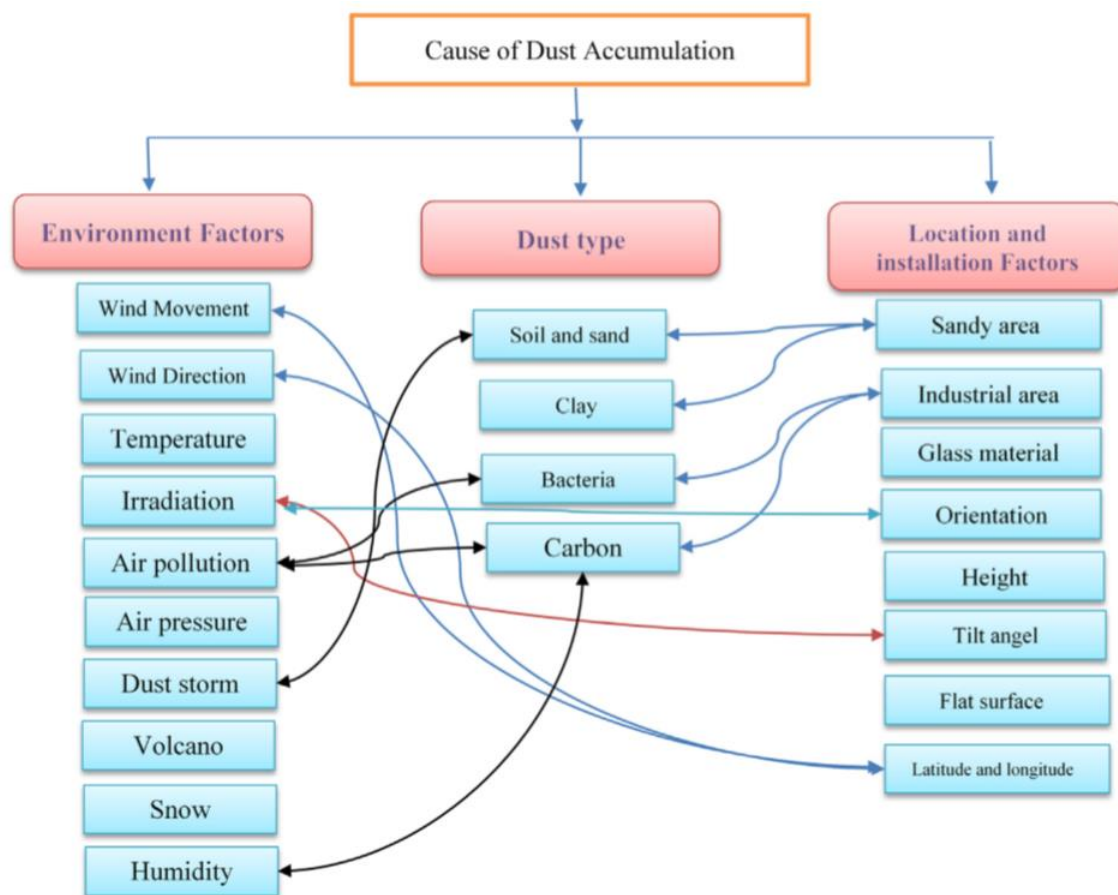


Figura 9 - Diversos tipos de perda por poeiras [15]

## 2.2. Legislação e custos envolvidos

Ao longo dos anos, a maturação da tecnologia fotovoltaica tem vindo a causar o decréscimo do seu investimento e até aumento da sua eficiência, levando a um maior

interesse de adesão por parte da sociedade. No entanto, de modo a garantir a sustentabilidade técnica e económica, várias modificações foram feitas à legislação ao longo dos anos, envolvendo diminuição de taxas incentivadoras e tarifas bonificadas, e a adoção de apoios alternativos. Sendo esta muito dependente do país em questão, deve ser analisada antes de qualquer planeamento.

No caso de Portugal, de modo a promover as instalações de produção descentralizada, de maneira regulada, foi criado o Decreto-Lei n.º 153/2014, que ainda se encontra em vigor em 2018. Este cria os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade, dividindo esta em duas vertentes: uma destinada tanto ao autoconsumo – UPAC – e outra à venda à rede elétrica de serviço – UPP [17]. Para complementar, foram ainda criadas portarias, as quais esclarecem diversos detalhes destes sistemas:

- Portaria n.º 14/2015  
Procedimento para mera comunicação prévia para UPAC;  
Controlo prévio no âmbito UPAC e para UPP (injeção total RESP);  
Montante das taxas previstas no Decreto-Lei n.º 153/2014;
- Portaria n.º 15/2015  
Fixação da tarifa de referência aplicável às UPP;  
Determinação das percentagens a aplicar à tarifa de referência;
- Portaria n.º 60-E/2015  
Alteração da Portaria n.º 14/2015, de modo a “densificar os procedimentos para o acesso às categorias II (veículos elétricos) e III (solar térmico) do regime remuneratório aplicável às UPP.”

Para sistemas UPAC, o modelo proposto presume a adequação da energia produzida ao regime de consumo. No caso de eventuais excessos de produção, o utilizador poderá optar por um sistema regulador ou pela injeção na RESP, sendo que a sua produção nunca poderá ultrapassar as necessidades de consumo.

Já os sistemas UPP injetam a totalidade da sua energia produzida na rede, com a produção a ser limitada pelo mínimo entre o dobro do consumo de instalação ou 250 kW, sendo a habitação alimentada puramente pela energia comprada à rede.

Ao rever o regime em vigor, pretende-se que a escolha da unidade de produção seja adequada ao perfil de consumo verificado no local, reduzindo, assim, a vertente “negócio” em mente. Evitando este último, foram aplicadas diversas limitações e requisitos aos sistemas, tais como limitações do sistema de produção, requisitos de instalação e taxas sobre estes mesmos, dependendo da potência instalada, tal como é ilustrado na Tabela 2.

**Tabela 2 – Taxa de Registo de Unidades de Produção de acordo com a sua Potência**

Potência da UP	Taxa de Registo	
	UPAC sem injeção	UPP ou UPAC com injeção
< 1,5KW	N.A.	30
1,5 kW – 5,0 kW	70	100
5,0 kW – 100kW	175	250
100 kW – 250kW	300	500
250 kW – 1MW	500	750

Excluindo os sistemas UPAC abaixo de 1,5 kW sem injeção, os sistemas são obrigados a uma inspeção após instalação, sendo submetidos ao pagamento desta mesma, a qual varia com a taxa de registo, sendo 30 % do valor da própria, reduzindo para 20 % em casos de inspeção periódica, os quais ocorrem uma vez em cada 10 anos.

Devido a tal, muitos dos *kits* vendidos ao consumidor são abaixo de 1,5 kW, de modo a manter um investimento baixo, livre de burocracias e na qual a grande parte da energia produzida, se não toda, é consumida pela habitação.

A remuneração da energia injetada já é dependente do tipo de sistema. Pelo mesmo Decreto-Lei, desde que a potência respeite os limites estabelecidos, a energia excedente de sistemas UPAC de fonte renovável, e abaixo de 1 MW, tem a opção de vender ao CUR, sendo valorizada pelo valor do mercado, deduzindo 10 % como compensação dos custos de injeção.

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (3)$$

Para a venda de energia à rede, a remuneração em UPAC mantém-se por 10 anos, sendo o contrato renovável por 5 anos, salvo oposição por qualquer uma das partes com 60 dias de antecedência. O valor do mercado livre muda constantemente, sendo dependente de

diversos fatores, como o clima, situação económica global, dinâmicas de oferta/procura nível de água nas centrais hidroelétricas, políticas ambientais, entre outros. Na Península Ibérica, este preço é regularizado pelo Mercado Ibérico da Eletricidade – MIBEL – tendo dois polos operadores disponíveis: um em Portugal (OMIP) e outro em Espanha (OMIE). A partir destes, o utilizador possui transparência total para analisar o preço da eletricidade no momento. A média aritmética de 2017 para Portugal, do preço da eletricidade no mercado, é de 52.48 €/MW.

De lembrar que esta renumeração requer as condições indicadas anteriormente para a injeção de rede. Para além disso, acresce ainda uma compensação caso a sua potência seja superior a 1,5 kW, a qual se torna efetiva apenas se a UPAC exceda 1 % da potência instalada pela SEN – 180 MW anuais. Será cobrada uma compensação mensal, durante 10 anos, do valor de 30 % de CIEG ou, caso seja superior a 3 % da potência instalada, 50 %, representado por  $K_t$  na equação seguinte.

$$C_{UPAC,m} = P_{UPAC} \times V_{CIEG,t} \times K_t \quad (4)$$

Os Custos de Interesse Económico Geral,  $V_{CIEG,t}$  são dependentes de muitos fatores, variando desde a fonte da energia produzida, a políticas ambientais e sobrecustos de produção, e encontra-se fixo desde 2014 em 4,82 €/kWh, desde que se encontre em termos de baixa tensão nominal (inferior a 20,7 kVa), o qual é o caso predominante em residências e escritórios. De notar que, se a potência nunca exceder os 180 MW anuais, o utilizador não é sujeito a pagar esta taxa, sendo esta aplicável apenas a grandes sistemas.

As UPP possuem uma renumeração diferente. Dado que o seu objetivo é a venda, e não o consumo, o seu valor é estabelecido anualmente por uma tarifa atribuída por mercados de licitação. Para 2018, segundo a Portaria n.º 32/2018, são estabelecidas as mesmas condições das fixadas em 2015. Pela Portaria n.º 15/2015, a tarifa de referência aplicada é de 95 €/MWh, tal como as percentagens aplicáveis consoante o tipo de energia primária, sendo a energia fotovoltaica contabilizada a 100 % do valor estabelecido. Para além disso, é limitada à venda de 2,6 MWh/ano, e, segundo a Portaria n.º 60-E/2015, a sua renumeração é influenciada em três categorias distintas, dependendo do que o produtor pretenda instalar no local:



- Categoria I - Instalação única de uma UPP;
- Categoria II - Instalação de uma UPP e de uma tomada elétrica para carregamento de veículos elétricos,
- Categoria III - Instalação de uma UPP e de coletores solares térmicos com mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil de coletor ou de caldeira a biomassa.

A estas categorias, haverá um acréscimo à renumeração da tarifa de referência de, respetivamente, 0 €/MWh, 5 €/MWh e 10 €/MWh. Após os 15 anos destinados, o sistema é considerado um produtor de regime especial, o qual é renumerado por tarifas baseadas nos custos evitados pelo SEP.

De notar que podem existir limitações na construção civil do telhado, de acordo com outros fatores não fotovoltaicos, como a segurança dos trabalhadores e códigos de fogo em caso de incêndio, limitando a área de colocação de PV, mas estas não se encontram estritamente definidas no regulamento de Portugal.

### 2.3. Conclusões

Existem inúmeros fatores a ter em conta antes de começar o estudo, e muitos deles são imprevisíveis ou em constante mudança com o tempo. De modo a obter uma abordagem mais realista, foi necessária a definição dos mais importantes e a sua justificação. Assim, e tendo em conta que o estudo será numa base anual, várias metodologias e considerações iniciais foram tomadas:

- Os painéis a utilizar serão de silício cristalino do tipo BAPV. A escolha de BIPV também é possível com a mudança dos custos de material. No entanto, caso esta seja adotada, é recomendada uma nova análise de otimização, devido á diferença de trocas térmicas pela alteração do material;
- Os painéis deverão ser sempre posicionados de modo a receber radiação total nas horas de maior exposição solar, ou seja, no intervalo 09:00 – 15:00;

- Os inversores serão considerados do tipo *string*, e fornecidos com energia suficiente para funcionarem com eficiência constante e de forma segura;
- Sistemas UPAC serão o alvo principal desta dissertação. Caso haja área disponível após a otimização em UPAC, pode-se optar por UPP como instalação única, de categoria 1;
- A potência do sistema irá influenciar o custo de taxas legislativas a serem pagas;
- Para a degradação dos equipamentos, é considerada uma média no período estudado, e que este valor se mantém constante durante todos os anos. Logo, no período de 25 anos, considera-se o funcionamento do sistema fotovoltaico com painéis no estado equivalente do 13º ano, e inversores no seu 5º ano funcional;
- Por último, considera-se que o utilizador possui investimento puramente de capitais próprios e uma tarifa simples de eletricidade, na qual o seu preço não se altera ao longo do dia, e que tanto este preço, como o de venda à rede, serão constantes ao longo do período de 25 anos.

### 3. METODOLOGIA

A implementação de soluções de eficiência energética é eficaz e benéfica para o edifício, mas estas soluções são ainda mais eficientes nas fases iniciais de projeto, dada a sua maior simplicidade de integração. A alteração do *design* da construção para uma geometria mais adequada aos âmbitos de energia e de conforto é crucial para uma boa sustentabilidade energética, sendo mais fácil a sua transformação num nZEB.

De modo a auxiliar este passo, foi desenvolvido pela equipa de investigação *Ren4EEEnIEQ* [18] a *SapTool*, uma ferramenta de apoio que recorre a dois motores de simulação: *EnergyPlus*, para uma análise térmica, e *Radiance*, para uma análise de iluminação e conforto visual [19]. Com estes dois motores, e recorrendo a uma larga base de dados, o *SapTool* irá criar vários modelos de edifício, cada um com as suas próprias características, sendo então uma ferramenta em constante desenvolvimento [20]. Esta geração é feita da seguinte forma ordenada, sendo cada passo respetivo a uma função distinta:

- Especificações de construção, localização e sistemas de climatização e de produção de energia pretendidas pelo utilizador – *LSP*;
- Geração de várias plantas arquitetónicas – *EPSAP*;
- Transposição para os motores de simulação *EnergyPlus (IDFParser)* e *Radiance (RadParser)*;
- Simulação dinâmica do edifício – *BPS*;
- Otimização das plantas e sistemas de acordo com os parâmetros do utilizador – *FPOP*;
- Visualização das plantas, relatórios e gráficos finais correspondentes á simulação dinâmica – *GUI*.

Assim, é utilizado o *LSP* para guardar todas as características do edifício. Após isso, de modo a auxiliar o arquiteto nas fases iniciais de projeto, onde se planeia o desenho das plantas do chão de todos os quartos do edifício [21], aplica-se o *EPSAP*,

Esta ferramenta gera estas plantas de forma a determinar a melhor colocação e dimensionamento de diversas divisões, de acordo com as limitações impostas. Assim, consegue-se superar o problema de alocação de espaço (*SAP*) e respeitar a tipologia com uma geometria satisfatória [22], [23].

Após estes criados, procede-se á simulação dinâmica do edifício, a partir do *BPS*, interligando as plantas criadas da ferramenta anterior com o simulador de energia, *EnergyPlus*, e com a análise de iluminação e conforto visual fornecidos pelo *Radiance*. Esta simulação dinâmica é dependente dos critérios a utilizar, podendo ser otimizado em termos de consumo – eletricidade ou água - ou de conforto – térmico ou visual.

Com este feito, o edifício será otimizado via *FPOP*, alterando as variáveis geométricas do edifício num processo de otimização, de modo a melhorar o comportamento térmico das plantas. Por outras palavras, procede-se a uma simulação dinâmica repetitiva, na qual se modifica o *design* do edifício, de modo a encontrar a situação ideal para os critérios impostos [24], [25]. Neste trabalho, o melhor edifício será aquele que possui melhor eficiência energética, levando a menores consumos de eletricidade e, por consequência, a menor necessidade de equipamentos de autoconsumo. Por último, o edifício e os resultados obtidos podem ser verificados a partir do *GUI*.

O desenvolvimento desta tese pretende melhorar o processo de otimização e, como tal, tem o objetivo futuro de integrar no processo *FPOP*.

Os subcapítulos que se seguem irão detalhar a metodologia desta dissertação. Esta recorreu ao auxílio de diversos programas, sendo que dois deles foram cruciais para o funcionamento da ferramenta: *EnergyPlus* e *GenOpt*. Sendo a base desta tese, muitas das decisões foram tomadas de forma a acomodar com o bom funcionamento de ambos os programas, tendo em conta também as suas limitações. Quaisquer informações mencionadas nos capítulos seguintes sobre ambos estes programas e elementos envolvidos poderão ser consultadas com mais detalhe na sua documentação respetiva [13], [26], [27].

### 3.1. Considerações iniciais

Dada a imprevisibilidade de certos fatores, a simulação de casos reais é sujeita a aproximações baseadas em eventos passados semelhantes. *EnergyPlus* não é exceção. Sendo um simulador focado na análise energética de edifícios, a produção fotovoltaica é calculada de forma aproximada, considerando condições ideais e otimistas. No entanto, estas condições ideais estão longe de ser realistas, e serão feitas aproximações para o que não é tomado em conta na simulação. Destas perdas, deve-se destacar o sombreamento. Como foi referido anteriormente, este é um dos maiores fatores a ter em conta no dimensionamento do sistema e, infelizmente, o *EnergyPlus* não é adequado para o ter em conta. Os modelos de sombreamento existentes nesta altura foram criados com o edifício em mente e, como tal, assume que a radiação solar que entra numa zona da habitação incide sobre as superfícies interiores, sendo estas afetadas pelos padrões de sombreamento causados por superfícies exteriores. No entanto, este sombreamento não é projetado entre superfícies exteriores, podendo haver casos que um PV sombreado esteja a produzir mais do que um painel iluminado, dado que o sombreamento é desprezado, mas a radiação refletida por outras superfícies não o é.

Tendo isto em conta, executou-se o *EnergyPlus* com o edifício criado sem painéis, de modo a obter a geometria deste mesmo, perfil de consumo e o posicionamento solar do local. Recorrendo ao *SketchUp*, um *software* de modelação 3D, foi possível analisar as áreas disponíveis para o sistema fotovoltaico, e o sombreamento causado nestas por outras superfícies ou objetos. A área disponível foi dividida em 3 categorias:

1. Área iluminada, a qual não possui qualquer sombreamento durante o ano;
2. Área parcialmente sombreada, a qual possui sombreamento apenas nas horas de menor radiação;
3. Área sombreada, a qual possui sombreamento nas horas de maior radiação.

Também deve ser estabelecida uma distância de segurança entre os painéis e as margens do telhado, de modo a garantir a segurança dos funcionários durante a sua instalação e manutenção e da estrutura fotovoltaica, evitando grandes esforços causados pelo vento.

Esta distância é dependente da intensidade e frequência do vento, da localização, da inclinação dos painéis e ainda da estrutura em questão, sendo recomendado um valor pelo instalador escolhido. Importante notar que poderão haver maiores restrições à área, como leis impostas pelo departamento de bombeiros, dependendo da localidade. Estas áreas, incluindo a sombreada, não serão consideradas na área disponível para a colocação de PV, sendo as outras duas categorias as únicas a ter em conta.

### 3.2. Simulação energética

Para o edifício criado, será feita uma nova avaliação do desempenho energético. Os algoritmos mencionados foram interligados com o *EnergyPlus*, introduzindo agora o sistema fotovoltaico, sendo o único sistema produtor de energia da habitação. Para introdução de tal, serão utilizadas as funções-base do programa, sendo demonstradas na Figura 10 as funções que requerem um *input* inicial e escolhido pelo utilizador. Uma explicação mais detalhada será dada neste subcapítulo, de modo a destacar importâncias e escolhas de cada elemento de integração.

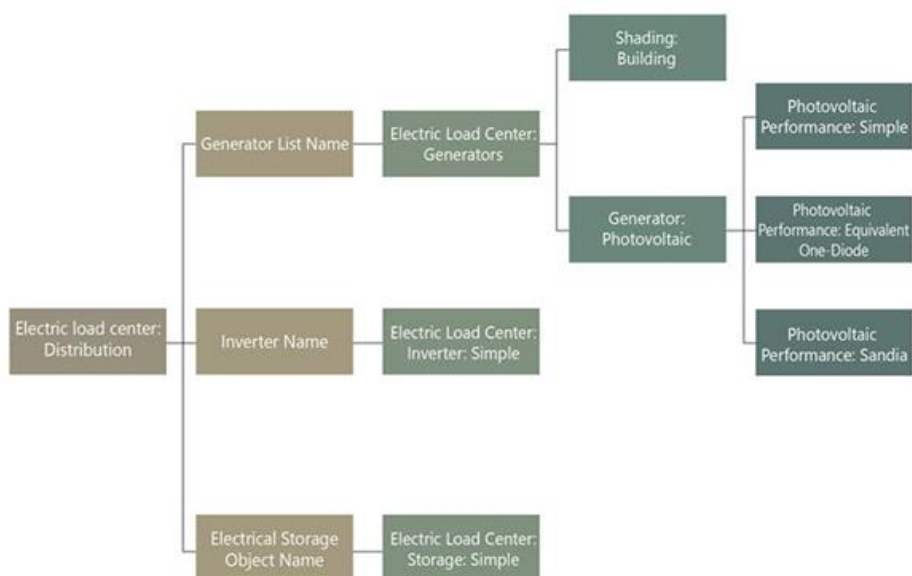


Figura 10 – Esquema das funções responsáveis pela implementação do sistema fotovoltaico (*EnergyPlus*)

### 3.2.1. Painéis fotovoltaicos

De modo a garantir resultados mais verídicos possíveis, foram tomados em conta vários fatores que influenciam esta produção, os quais foram referidos já no capítulo de revisão bibliográfica. Para cada escolha possível no *EnergyPlus*, foi feita uma comparação com o caso idêntico calculado em *SAM*, um modelo de previsão de desempenho e de cálculo financeiro em projetos ligados à rede, não só de energia solar, mas também de outros tipos de energia renovável, desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos da América (NREL), com fundos do seu Departamento de Energia e colaboração com os Laboratórios Nacionais SANDIA, responsáveis por testes específicos em painéis fotovoltaicos. Dado o grande investimento e suporte, os resultados gerados são boas aproximações da realidade e, como tal, uma boa base de comparação para os nossos resultados.

Para definir as características dos PV, associa-se a uma superfície – *Shading:Building* - um modelo característico do *EnergyPlus* para o desempenho de um PV – *Photovoltaic Performance* -, o qual será associado a um *Generator:Photovoltaic*, sendo este ainda colocado num *ElectricLoadCenter*, de modo a interligar com os restantes componentes do sistema.

#### 3.2.1.1. *Photovoltaic:Performance*

Os modelos disponíveis diferem entre si em termos de simplicidade e precisão dos resultados. O *PhotovoltaicPerformance:Simple* é um modelo simplista, no qual apenas é indicada a eficiência fixa do painel, calculando a energia produzida a partir desta e da radiação incidente na superfície estabelecida. No entanto, a simplicidade do método acresce pouca precisão a casos reais, tal como a diminuição da eficiência dos painéis com o aumento da temperatura, havendo grandes divergências na análise durante a época de Verão.

Os outros modelos têm estas alterações em conta. Através da comparação aproximada com um circuito elétrico equivalente, o *PhotovoltaicPerformance:Equivalent:One-Diode* é um modelo mais realista, sendo necessário indicar certos parâmetros característicos do painel, como as intensidades de corrente e voltagens para condições máximas e de curto-circuito, as quais se encontram presentes nas especificações técnicas do próprio painel. Devido a estas características, este

será o modelo principal a ser utilizado. Foi simulado o desempenho de painéis fotovoltaicos no *EnergyPlus*, utilizando modelos de cálculos distintos e também painéis distintos de cada simulação. Para confirmar a exatidão dos cálculos, simulou-se o caso idêntico em *SAM* e procedeu-se à comparação da sua produção mensal, tal como é demonstrado nas Figura 12 e Figura 11.

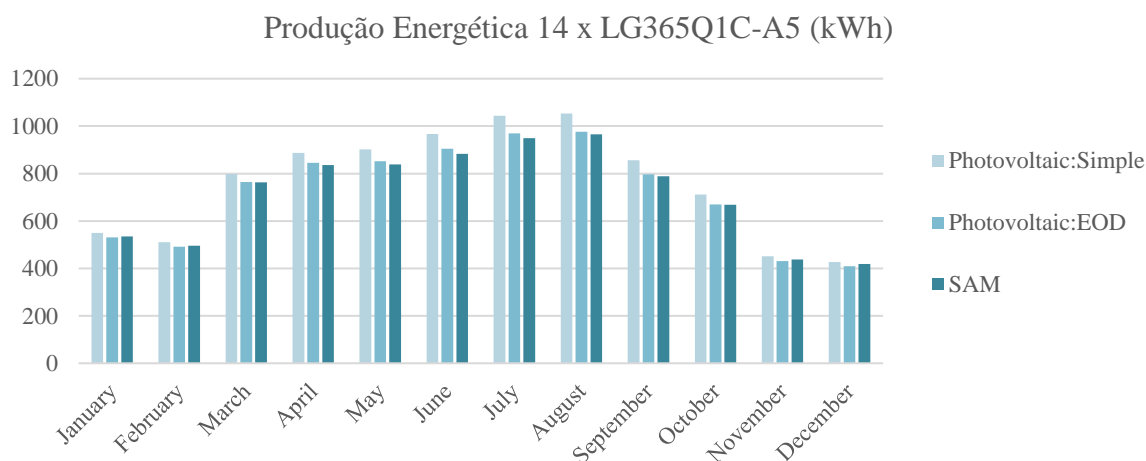


Figura 11 - Produção Anual de um sistema monocristalino em Coimbra

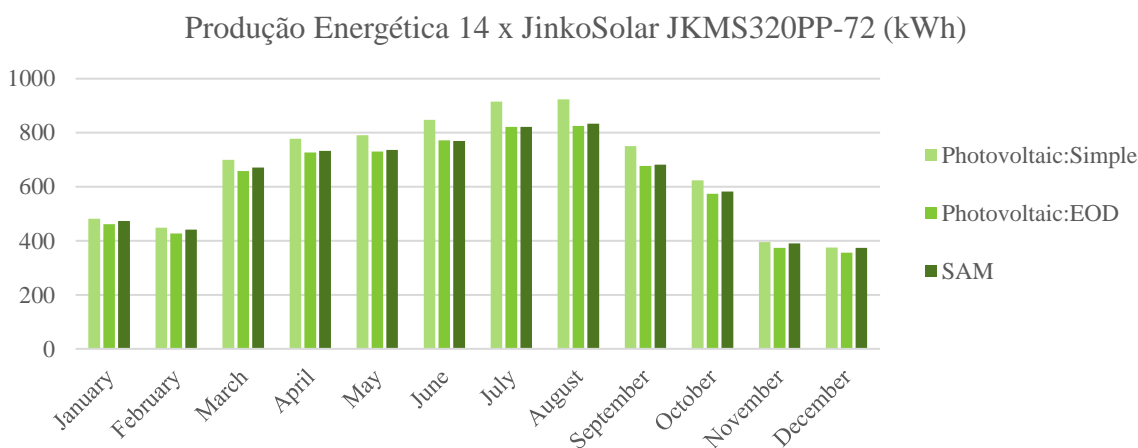


Figura 12 - Produção Anual de um sistema fotovoltaico policristalino em Coimbra

Os gráficos demonstram dois dos vários testes feitos em painéis em *EnergyPlus*, sendo um deles monocristalino e outro policristalino. É apresentada a produção de 14 painéis, em séries de 7, orientados a Sul, com 35° de inclinação, sem sombreamento, e tendo em conta apenas em conta as perdas por eficiência e por temperatura, desprezando, neste exemplo, qualquer perda externa em ambos os programas.



Como se pode observar, o método simplista apresenta divergências que atingem valores acima dos 10 % na época do Verão, sendo, portanto, uma opção não viável. Já o *Equivalent:One-Diode* apresenta muita pouca variação, sendo então uma boa escolha. A semelhança mantém-se em ambos os casos cristalinos, independentemente das suas características, havendo apenas diferença de geração de produção em casos de tecnologias recentes, como painéis bifaciais ou transparentes.

Para além destes métodos, existe ainda a *PhotovoltaicPerformance:Sandia*, a qual oferece resultados mais precisos que os outros dois modelos, definindo o comportamento de um único painel através de inúmeros coeficientes obtidos após testes específicos nos laboratórios *SANDIA*. Devido ao número limitado de painéis que possuem esta informação, em junção como tempo necessário para a finalização de tais testes e evolução constante do mercado fotovoltaico, este método não foi utilizado.

Por último, durante a redação desta dissertação, foi adicionada uma nova função com a versão 8.9 do *EnergyPlus: PVWatts*, um modelo simplista já existente. Ao contrário dos outros modelos, este não recorre à área e eficiência, mas sim à capacidade do sistema fotovoltaico total, e sua orientação. Devido à recente adesão, encontra-se com diversos problemas a serem resolvidos, podendo ser uma mais valia no futuro.

É importante notar que o *EnergyPlus* só resolve problemas de energias e potência, não de corrente e voltagem, o que significa limitações da voltagem e intensidade da corrente elétrica definidos no capítulo anterior não são tidos em conta. O utilizador deve ter a precaução não só de ter esta abordagem otimista em conta, como também de não sobre dimensionar a voltagem e/ou correntes do sistema fotovoltaico, assim como evitar o máximo de sombreamento possível.

### **3.2.1.2. Generator:Photovoltaic**

Com a superfície e o tipo de painel adicionados, é possível criar um gerador fotovoltaico a partir da função *Generator:Photovoltaic*. Para um cálculo de temperatura das células mais realista, é usado o modelo de transferência de calor *Decoupled*, o qual recorre a cálculos de balanço energético baseado na *NOCT – Nominal Operating Cell Temperature*. Estas condições são diferentes das *STC* presentes nos catálogos, mas assemelham-se mais à realidade, e têm em conta a mudança da eficiência com a mudança da temperatura.

De notar que serão apenas utilizadas a orientação e posicionamento da superfície associada ao gerador. Qualquer tipo de material associado e propriedades relacionadas com a radiação incidente não serão consideradas pelo próprio *software*, o que poderá causar alterações no nível de produção energética, sobretudo em modelos fotovoltaicos mais complexos.

### 3.2.2. Estrutura de suporte

Na altura da redação desta dissertação, o programa não dispõe de uma opção para a adição de sistemas que causem a alteração do ângulo dos painéis. Para além disso, as superfícies criadas no *EnergyPlus* são fixas e não podem ser alteradas ao longo de um ano.

Como tal, foi considerada a seguinte metodologia: para cada painel não fixo adicionado, recorre-se à introdução de múltiplas superfícies. Cada uma delas correspondente a um posicionamento único anual (inclinação e orientação) do sistema, sendo apenas funcionais na altura destinada a essa posição. No exemplo de um painel semestral, que possui duas inclinações anuais distintas, haveria correspondência no *EnergyPlus* de duas superfícies, sendo orientadas, em termos otimizados, para os semestres “Verão” e “Inverno”. Após o estabelecimento de um gerador para cada superfície, seria alterada a eficiência do sistema total, de modo a que cada gerador contribua com energia apenas para o semestre que está destinado, sendo nula no semestre contrário. Por outras palavras, serão inseridos  $x$  painéis no *software* para um painel com  $x$  posições únicas, sendo que um painel programado apenas irá gerar energia nas alturas em que o *PV* real se encontra com a mesma posição.

As respetivas superfícies serão afastadas do edifício e entre outras superfícies, de modo a não causar sombreamento entre si. Para impedir a produção de energia, terá de ser implementado o sistema de painel inteiro, ou seja, para cada posição, haverá correspondência em funções de superfície, gerador, inversor e distribuidor, sendo o inversor o responsável por impedir a produção de energia quando não é desejável, detalhando no subcapítulo 3.2.33.2.3. É demonstrado a visualização gráfico do método via *SketchUp*, para uma estrutura ajustável, na Figura 13.

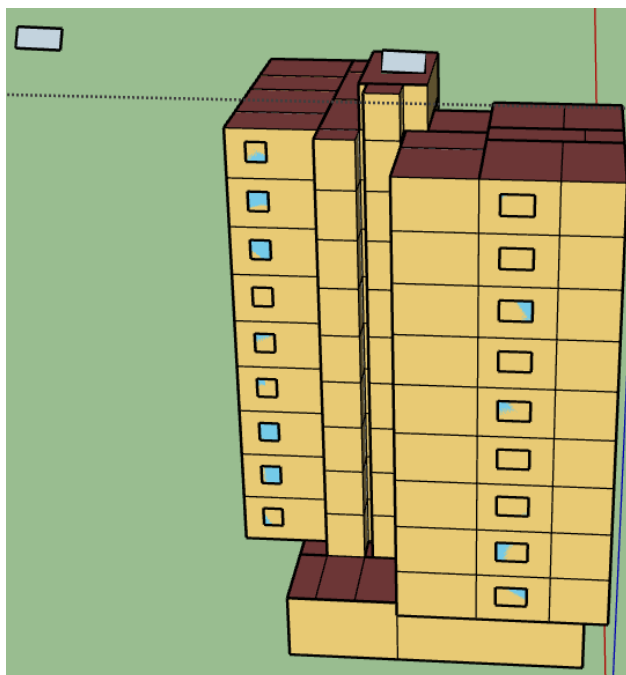


Figura 13 – Exemplo da implementação de um painel com inclinação semestral

Da mesma forma poderá ser aplicado aos outros tipos de estrutura. No entanto, dado o elevado número de posições distintas durante o ano pelos seguidores solares, a otimização de cada inclinação resultaria numa sobrecarga para a máquina em questão. De modo a suavizar o processo, recorre-se ao posicionamento solar do local, o qual foi retirado nas etapas iniciais, para calcular cada posição ideal. Para além disso, como o sol varia a sua trajetória de dia para dia, foram consideradas médias mensais para cada hora, ou seja, haverá uma inclinação e orientação constantes para uma determinada hora, não variando durante os dias do próprio mês. Isto permite acelerar ainda mais o processo, dado que o número de superfícies é diminuído da ordem dos milhares para a ordem das centenas. Assim, a estrutura móvel já se encontrará aproximadamente definida em termos de inclinação, sendo apenas necessário o processo para determinar o número de painéis e, no caso de 1 eixo, da orientação. Dado o número elevado da superfície, foram utilizadas folhas de cálculo *Excel*, de modo a facilitar a sua situação, sendo esta visualizada pelo *SketchUp*, demonstrado na Figura 14.

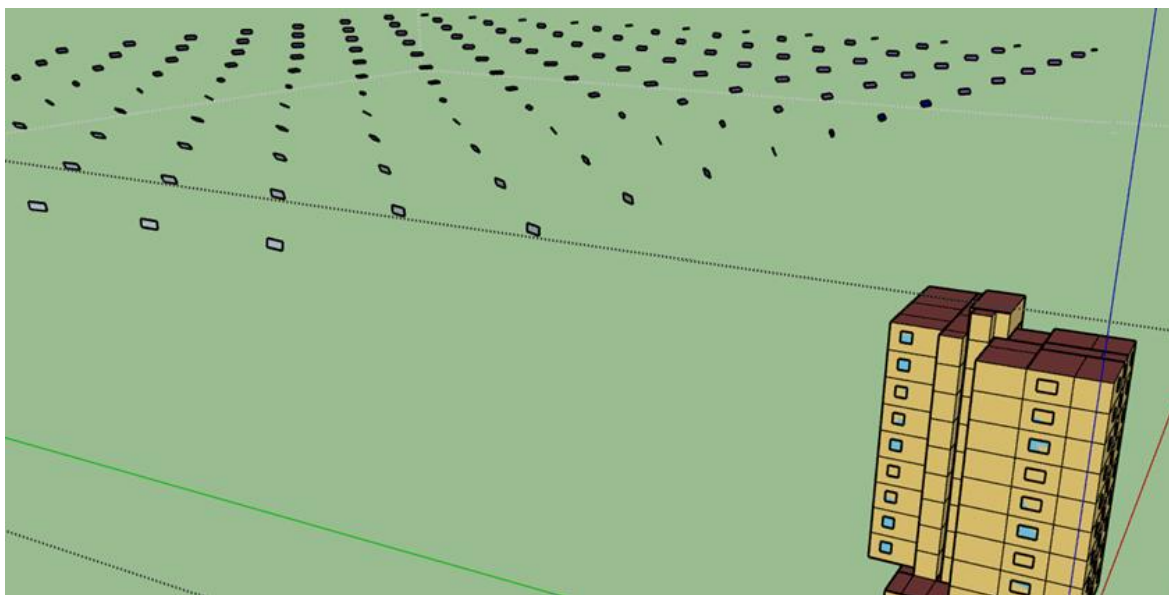


Figura 14 - Exemplo da implementação de um painel de 2 eixos

O mesmo método será aplicado para séries de painéis que possuam perfis de sombreamento, dividindo esses painéis em superfícies para funcionamento total, quando estão iluminados, e demonstrando uma redução de eficiência – via outra superfície – quando se encontram parcialmente sombreados. É assim simulada a inatividade dos painéis sombreados devido à corrente passar em *bypass*, enquanto que o resto do sistema fotovoltaico permanece em funcionamento. De forma a garantir que a introdução destas estruturas é feita de forma viável e com uma produção credível, recorreu-se, mais uma vez, à sua comparação com o programa *SAM*, o qual permite a introdução de tais sistemas.

Os resultados mantêm a mesma diferença quando comparados com os resultados *SAM*, tal como é demonstrado na Figura 15, tanto para painéis semestrais, como para seguidor solar de 2 eixos. Mesmo fazendo uma análise horária, na qual se esperaria maiores discrepâncias, devido às diferenças de cálculo, não é ultrapassado o limite de 2,5 % de diferença entre os resultados obtidos por ambos os softwares, sendo então uma maneira viável para a aplicação de outro tipo de estrutura.

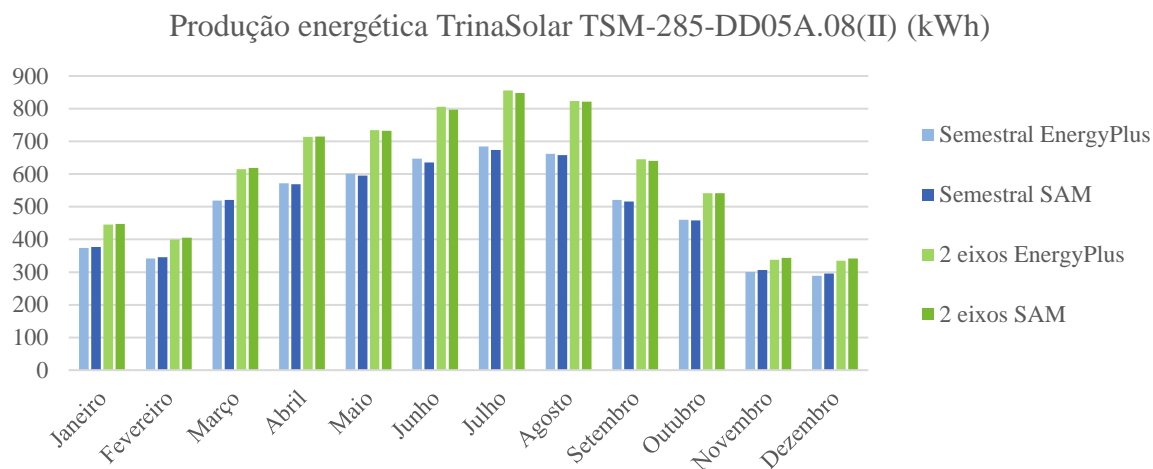


Figura 15 - Comparação da produção mensal com estruturas diferentes

Importante notar que a “separação” dos painéis em várias superfícies no programa implica a separação de todo os elementos associados ao sistema. Assim, no caso de geradores, inversores e *ElectricLoadCenters*, recorreu-se a uma folha de cálculo de modo a auxiliar na sua implementação, introduzindo cada elemento de maneira muito mais rápida. Na inserção de uma bateria em sistemas de seguidores solares, é importante notar que a sua energia armazenada não pode ser partilhada com outro sistema dentro do mesmo *software*, sendo uma limitação encontrada. No entanto, uma aproximação que pode ser feita seja um cenário em que haja mais do que um tipo de sistema, pode-se aplicar a bateria aos sistemas fixos e variáveis. A energia produzida pelos seguidores solares será priorizada no consumo pela habitação.

### 3.2.3. Outros elementos

Como o dimensionamento do sistema fotovoltaico afeta a parametrização de todos os outros equipamentos envolvidos, estes serão analisados de forma simplista, de modo a facilitar a sua alteração para a otimização do sistema, ao contrário das opções mais específicas. Assim sendo, no caso dos inversores, será apenas necessário indicar a sua eficiência, sendo que esta se mantém fixa durante o ano inteiro, para qualquer quantidade de corrente elétrica.

Para além disso, como foi referido, ao optar pelo tipo de eficiência *Equivalent:One-Diode*, não existe maneira de modificar a sua eficiência manualmente. Assim, de modo a ter em conta as perdas referidas não consideradas pelo *EnergyPlus*, foi

feita uma segunda abordagem: modificar a eficiência do inversor, diminuindo de acordo com a intensidade das perdas, de forma a obter resultados mais realistas. Foram divididas estas perdas em várias categorias, sendo  $PV_{ef}$  e  $PV_{out}$  as perdas do painel pela eficiência e por fatores exteriores, respetivamente,  $T_{DC}$  e  $T_{AC}$  as perdas térmicas nos cabos elétricos DC e AC, e  $INV_{ef}$  as perdas do inversor pela eficiência.  $PV_{perdas}$  representa a junção das perdas não consideradas pelo *EnergyPlus*, dada pelo produto percentual de  $PV_{out}$  com  $T_{DC}$  e  $T_{AC}$ .

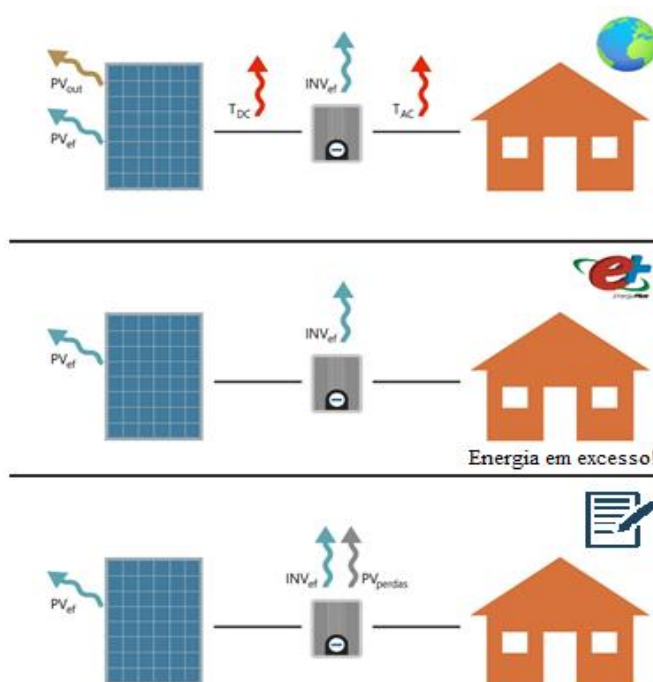


Figura 16 – Comparação do tratamento das perdas envolvidas.

A Figura 16 demonstra um exemplo simplificado da metodologia tomada, representando o que acontece na realidade, no *EnergyPlus* e, por fim, na abordagem desta dissertação. Os inversores a serem utilizados serão em *string*, e introduzidos com a opção simplista. Como tal, quando um painel se encontra parcialmente sombreado, não irá gerar energia para o edifício, de modo a não prejudicar o sistema. Embora o *EnergyPlus* contenha opções para cálculos mais realistas do funcionamento de inversores, a sua introdução não permitiria a otimização do sistema nem a consideração das perdas referidas anteriormente. Para além disso, como se pode notar, a diferença é desprezável. As baterias seguem a mesma lógica, sendo introduzidas apenas com a capacidade, fluxos de carga/descarga, eficiência e estado inicial da bateria, o qual representa a energia que a bateria possui na primeira fase de funcionamento, a qual será considerada 20 % da sua capacidade. Como o método simplista

descarrega a bateria por completo, é recomendado a introdução de baterias de iões de lítio, para um estudo mais realista. Caso se pretenda introduzir outro tipo de baterias, a sua capacidade deve ser introduzida em função da sua profundidade de descarga.

Quaisquer outros equipamentos ou elementos interligados serão considerados ideais, dada a ausência de funções no *EnergyPlus* ou dificuldade de previsão, tais como a reflexão da radiação no PV e perdas no transformador.

### 3.3. Otimização

O dimensionamento e parametrização do sistema fotovoltaico será baseado em processos de otimização, no qual serão analisadas as situações introduzidas pelo utilizador, de modo a conseguir o maior retorno do investimento possível. O caso principal a ser estudado é o de uma UPAC, sem bateria. O sistema de armazenamento poderá ser introduzido como opção, e a escolha de UPP será uma opção caso haja muita área disponível e/ou caso haja muita energia a ser vendida por excesso. Qualquer que seja a situação escolhida, a otimização será sempre dependente dos seguintes fatores:

- Perfil de consumo;
- Área disponível e sombreamento mensal;
- Equipamento escolhido;
- Legislação em vigor;
- Investimento do utilizador.

#### 3.3.1. EnergyPlus

Após todas as etapas iniciais completas, procede-se á colocação de um painel fotovoltaico por cada área distinta da zona disponível para colocação de PV, ou seja, é feita uma divisão da área em segmentos onde o perfil de sombreamento é semelhante ao longo do ano. Também será feita uma separação especial em zonas em que o sombreamento causado pelos painéis não será incidente noutros mesmos, podendo ter uma inclinação diferentes das restantes, como é o caso da última *string* de PV de um sistema. Finalmente, executa-se o

*EnergyPlus*, obtendo como *outputs* em períodos anuais a energia produzida pelo sistema renovável – *Facility Total Produced Electric Energy* – e a energia em excesso injetada na rede – *Facility Total Surplus Electric Energy*. Estes são os principais dados a adquirir deste programa. A Figura 17 demonstra os passos realizados para a preparação da otimização do sistema, desde as considerações iniciais, até à última etapa antes da sua introdução no *GenOpt*. Relembrar que a implementação do sistema fotovoltaico já inclui a contabilização de perdas que o *EnergyPlus* não calcula.

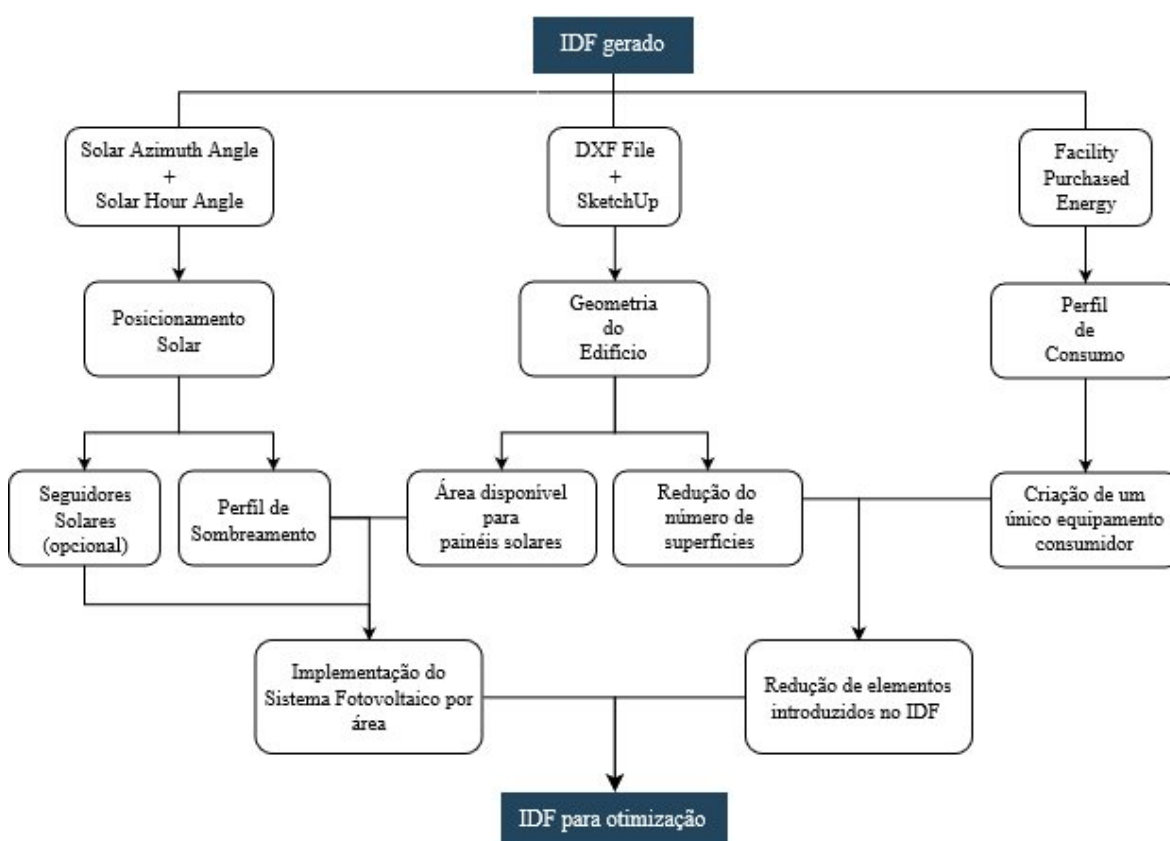


Figura 17 - Procedimento prévio à otimização esquematização

### 3.3.2. GenOpt

O *GenOpt*, um programa interface entre algoritmos de otimização e motores de simulação – neste caso, *EnergyPlus* –, com o objetivo de minimizar uma função. Esta está dependente tanto dos *outputs* selecionados do *EnergyPlus*, como dos *inputs* indicados como variáveis do programa, ambos dependentes do utilizador. Nesta dissertação, as variáveis de



*outputs* selecionadas são a energia produzida e a energia em excesso, enquanto que as variáveis de decisão são o número de painéis e respetivas inclinação e orientação, sendo estas únicas para cada segmentação de área.

Importante notar que o tempo de simulação do *EnergyPlus* é dependente das superfícies envolvidas, sendo que o aumento do seu número torna processo mais demorado. Esta demora será ainda mais acentuada no processo de otimização pelo *GenOpt*, dado que executa repetitivamente o simulador energético. Assim, foi essencial diminuir o tempo do processo envolvido. Assumindo apenas um equipamento consumidor de energia, que possui um perfil de consumo equivalente à junção de todos os equipamentos existentes, e removendo quaisquer outros elementos do edifício, foi criado um ficheiro *IDF* com tamanho significativamente mais reduzido, tornando a otimização muito mais rápida. Existem vários algoritmos que poderiam ser utilizados nesta abordagem, dado que a função que será estudada é sempre contínua para variáveis positivas. Considerando que as variáveis são contínuas nos seus intervalos estipulados, recorreu-se ao algoritmo *GPSHookeJeeves* para a otimização, visto ser a escolha mais simples e generalista adequada à situação em questão.

### 3.3.2.1. Especificações do algoritmo

A introdução de variáveis no programa é estabelecida por um intervalo de limites e o seu *Step* de interação, modificando o seu valor em função da otimização estabelecida. Também é possível adicionar funções destas mesmas variáveis como *inputs* próprios, o que permite estabelecer uma relação entre elas, o que será essencial, dado que o número de painéis depende do seu posicionamento, devido ao sombreamento entre *PV*. Introduziu-se, então, o número de painéis como função da sua orientação e inclinação, sendo estas variáveis normais, e também das dimensões da área disponível, estabelecidas como constantes.

No entanto, a relação entre painéis e área disponível é um bocado complexa. Uma relação de áreas tem a grande possibilidade de dar resultados errados, pois contabiliza com todas as pequenas porções de área excedentes, as quais são incapazes de colocar um painel. Assim, haveria um sobre dimensionamento do número de painéis capazes de colocar numa área. Dado que a maioria das áreas disponíveis possuem um formato retangular, foi feita uma relação entre dimensões, em vez de áreas. É uma forma aproximada mais correta, capaz de mostrar resultados mais realistas.

Para tal, foi contabilizada as dimensões da área ocupada pelo painel e respetiva sombra causada. Qualquer que seja o posicionamento solar, tanto a sombra de um painel como a área ocupada pelo próprio serão dependentes da sua inclinação e orientação. Assim, foi necessário estabelecer as dimensões da área de ocupação de um *PV* como variáveis do seu posicionamento. Estas foram introduzidas no programa pelas seguintes funções:

$$N_{PV} = \text{int} \left( \frac{L_A + L_{Sombra}}{L_{PV}} - 0,5 \right) \times \text{int} \left( \frac{W_A}{W_{PV}} - 0,5 \right) \quad (5)$$

$$L_{PV} = L_{Painel} + L_{Sombra} \quad (6)$$

$$L_{Painel} = H \times \cos(\alpha_{PV}) \quad (7)$$

A função *int* representa um arredondamento para um valor inteiro, subtraindo meio valor como garantia que o arredondamento é feito para baixo. *L* e *W* representam a largura e comprimentos respetivos do seu índice, sendo *A* a área de colocação e *PV* a área ocupada pelo painel e a sua sombra. Foi necessária a adição da largura da sombra, *L<sub>Sombra</sub>*, já referida na Equação ( 1, no numerador da função, de modo a ter em conta a última fila do sistema, cujo sombreamento não afeta nenhum outro painel, sendo esta dada pela . A largura do painel, *L<sub>PV</sub>*, é utilizada em forma de função, pois é dependente do posicionamento do painel, sendo *H* a sua largura física. Os ângulos  $\alpha_{PV}$  e  $\varphi_{pv}$  correspondem aos ângulos de inclinação e de orientação do painel, enquanto que os ângulos solares são representados por  $\varphi_{sol}$  e  $\theta_{sol}$ , sendo considerados para o caso mais desfavorável, ou seja, no caso do hemisfério Norte, será o posicionamento equivalente ao dia 21 de Dezembro nos extremos do intervalo estudado – 09:00 ou 15:00. A hora escolhida será feita automaticamente em função da orientação do painel na orientação, usando o limite matinal para orientações abaixo de 180°, e o limite superior para azimutes mais a Oeste.

Por fim, de modo a que não ocorra nenhum problema nas interações, foi necessário estabelecer um mínimo de 1 painel por área a dimensionar. O método aplicado é uma aproximação da realidade, de modo a saber a quantidade máxima de painéis a inserir sem recorrer a algoritmos complexos.

### 3.3.2.2. Execução do programa

A otimização de sistemas fotovoltaicos é diversa e específica para cada edifício e utilizador, de modo a conseguir uma produção eficiente com o melhor retorno económico possível. A abordagem inicial tinha o objetivo de otimizar em termos energéticos. No entanto, não se encontraram nenhuns critérios para utilizar como limites. Determinar a produção de energia máxima sem vender à rede, ou mesmo implementar um limite de energia a ser vendida, dimensionaria o sistema em excesso e em posições nada eficientes. Obtinha-se um sistema de painéis muito pouco eficientes, de modo a não vender nenhuma energia. No entanto, sabe-se que o dimensionamento fotovoltaico é dependente dos incentivos associados à aquisição do sistema, e do preço da energia à rede.

$$CF = G - R = (G_{equip} + G_{inst} + G_{man} + G_{leg}) - (R_{EP} + R_{EV}) \quad (8)$$

A função-custo foi imposta de forma simplista e de forma simétrica ao lucro normal, de modo a se adequar ao programa. Visto que o programa procura encontrar o mínimo da função, a situação de maior lucro será representada pelo mínimo de  $CF$ , na qual a função representa a diferença entre os gastos,  $G$ , com os rendimentos envolvidos,  $G$ . Todas as variáveis envolvidas são dependentes do tamanho do sistema, sendo os custos divididos em investimento de equipamento  $G_{equip}$ , instalação  $G_{inst}$ , manutenção  $G_{man}$  e custos de legislação  $G_{leg}$ . Por outro lado, os ganhos serão dados em energia produzida consumida  $R_{EP}$  e da energia vendida à rede  $R_{EV}$ . O utilizador poderá escolher o período a ser analisado, sendo recomendado o período de 25 anos, correspondendo à garantia habitual de vida útil dos painéis fotovoltaicos. A manutenção e a instalação são dependentes da companhia de instalação, da estrutura de suporte e do tamanho do sistema, sendo então dados em função da potência de produção do sistema. A renovação dos equipamentos depende da escolha dos próprios, mas, em geral, é focada nos inversores e baterias, cuja média de tempo de vida de ambos é de 10 anos, sendo habitualmente renovados duas vezes na vida útil do sistema.

Os ganhos correspondem à soma dos ganhos com a energia poupada, a qual corresponde à diferença entre a energia produzida e a energia em excesso, com os ganhos da energia vendida à rede. No caso de análise de unidades  $UPP$ , a energia produzida não será

consumida, mas vendida totalmente, por um preço único, representando a única fonte de lucro do sistema.

Este método simplista considera preços constantes. No caso de um estudo mais realista, recorre-se à análise de preços correntes a partir de indicadores financeiros, no qual se poderá contabilizar com a alteração de valores com o tempo. No entanto, dada que a produção pelo programa foi considerada constante anualmente, os custos associados à eletricidade foram considerados constantes. Baseando no Valor Líquido Anual (VLA), num período  $n$ , equivalente a 25 anos, neste caso-estudo, obtém-se o lucro do sistema pela seguinte equação:

$$VLA = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k - I_k}{(1+i)^k} + \frac{VR}{(1+i)^n} \quad (9)$$

Nesta equação,  $CF_k$  representa o *cash-flow* do ano  $k$ , o qual é equivalente à diferença entre os rendimentos e gastos de exploração desse ano.  $VR$  corresponde ao valor residual, o qual será nulo nesta situação, visto que se analisa o período inteiro de 25 anos. Por último,  $i$  representa a taxa de atualização para preços constantes. Como é assumido que o investimento é feito totalmente a capitais próprios, este será equivalente e representativo à taxa de inflação prevista.

## 4. CASO-ESTUDO

Os dados e resultados que se seguem, tanto de ficheiros IDF como dos resultados obtidos pelas simulações dos casos-estudo, poderão ser consultados ao detalhe no *website figshare* [28].

### 4.1. Edifício

Os edifícios gerados pelo EPSAP foram prédios em formato de três torres, sendo uma delas respetiva ao elevador e escadas, em Coimbra. São prédios residenciais, constituídos por nove pisos, em que cada piso possui um apartamento típico T2, fazendo um total de 18 apartamentos, em que cada um é composto por um *hall* interior, uma cozinha, uma sala de estar, um quarto individual e uma *suite* – quarto duplo com casa de banho privada. O rés-do-chão do edifício é comum, e possui uma divisória comum, com acesso aos elevadores e escadaria, e também a cinco espaços distintos, destinados para fins comerciais.

Com a pré-análise do edifício, referida anteriormente e esquematizada na Figura 17, foram obtidos os dados necessários à criação de um *IDF* capaz de ser otimizado em tempos reduzidos. O perfil de consumo do edifício é quase constante durante todo o ano, mostrando poucas diferenças na época de Inverno, e encontra-se ilustrado na Figura 18. Também se obteve o posicionamento solar e geometria do edifício, conseguindo fazer uma análise das áreas disponíveis e do perfil de sombreamento envolvido.

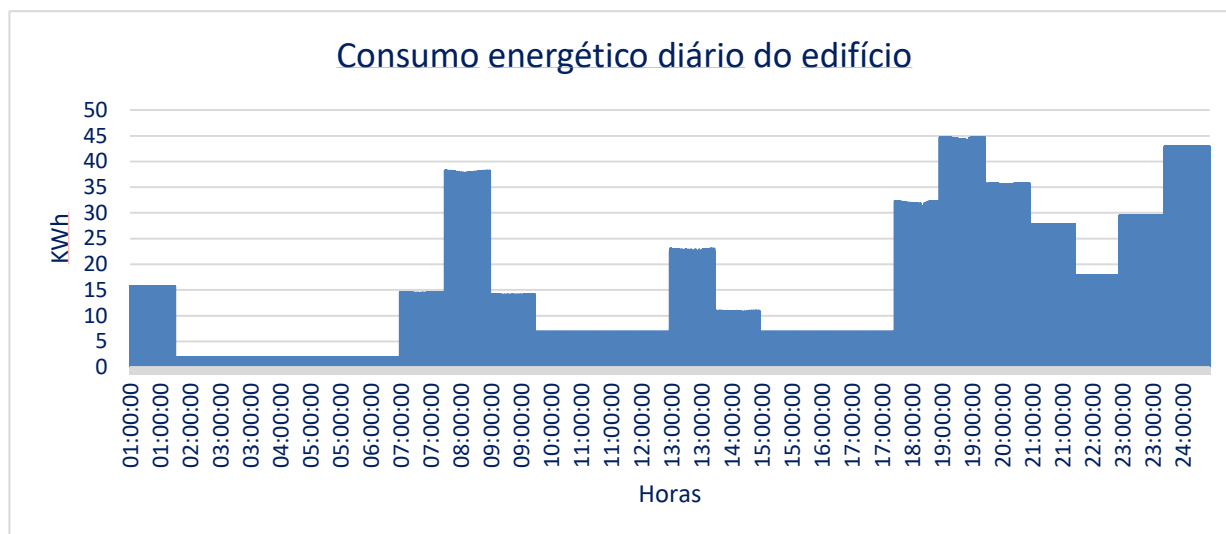
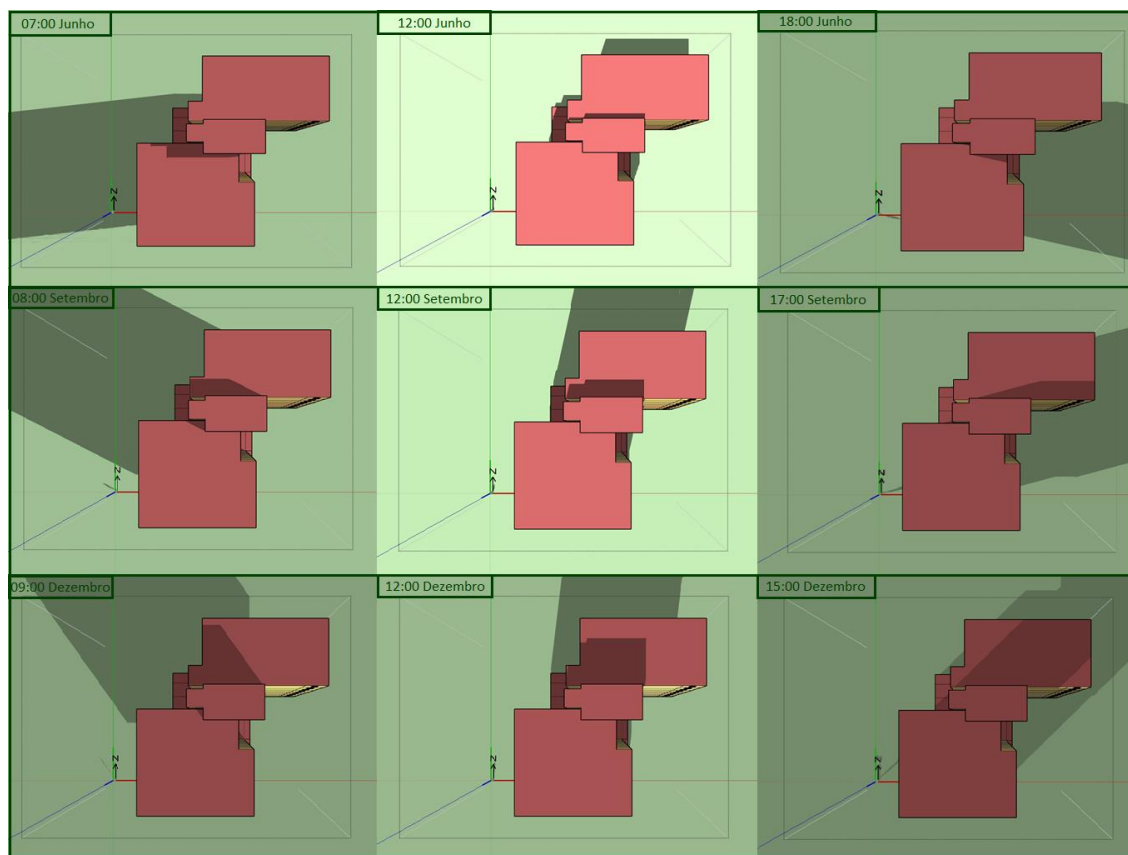


Figura 18 – Perfil de consumo diário do edifício

Também foi possível proceder à programação das estruturas de seguimento solar a partir do posicionamento do sol. Cada superfície será respetiva a uma posição perpendicular à radiação, sendo feitas a partir de médias mensal horária, tal como foi referido anteriormente, no caso de dois eixos. Ainda mais em específico, foi analisado o dia 21 de dezembro, o dia mais curto do ano, no qual ocorre a pior situação de sombreamento. Esta é respetiva às 09:00 e 15:00 horas, tendo como ângulos de altura e de azimute de, respetivamente,  $14.50^\circ$  e de  $139.4^\circ$  da parte da manhã, e de  $12.90^\circ$  e  $223.06^\circ$  da parte da tarde. Recorreu-se ao programa *Microsoft Excel* para ajudar com a quantia enorme de data, o qual poderá também ser consultado na referência do início do capítulo 4.

Será escolhido o topo do edifício como o local principal do sistema fotovoltaico, e procede-se a uma análise ao sombreamento durante o meio-dia e o intervalo de produção de energia de junho, dezembro e setembro, o qual é muito semelhante ao de março. Estes perfis de sombreamento podem ser observados na Figura 19, onde se destacam os meses mais cruciais.

No caso da maximização da área do telhado, também será analisada as hipóteses de implementação de painéis ou na fachada a Sul do edifício ou numa pequena área no solo, de modo a analisar outros tipos de estruturas fotovoltaica, e aumentar a variedade das opções.



**Figura 19 – Sombreamento no topo do edifício estudado**

Como se pode observar, à exceção de uma pequena área da zona inferior, o edifício dispõe de duas áreas bem iluminadas para a colocação de painéis fotovoltaicos. A zona superior é pouco favorável, visto que se encontra muito sombreada nos meses de Inverno, e os cálculos no *EnergyPlus* não seriam realistas para esta situação. No entanto, assumindo estas perdas de sombreamento no seu pior caso possível, e recorrer à sua introdução na mudança da eficiência do inversor programado, será considerada a adesão de uma única fila de painéis na zona superior a essa área, de modo a evitar qualquer sombreamento dos painéis da área a meio, e sendo apenas sombreada em dezembro e janeiro, sendo que a eficiência desta fila será reduzida a metade nestes meses. O resto da área não só se encontra sombreada entre outubro e fevereiro constantemente, como também se deve ter em conta outros equipamentos que poderão vir a ser colocados no telhado, especialmente componentes dos sistemas AVAC e poeiras que vêm dos mesmos, implicando uma distância entre o sistema fotovoltaico. Assim, esta parte da área não será considerada.

Os painéis nesta área serão considerados orientação de retrato, ou seja, a sua maior dimensão será colocada na vertical, pois o seu sombreamento não afeta outros painéis, aproveitando, assim, a área disponível ao máximo.

A área de colocação de painéis é demonstrada na Figura 20, assumindo 1 m de margem de segurança tanto para as cargas de vento, como para instalação e manutenção. Como foi dito anteriormente, foram separadas em retângulos, de modo a saber o número máximo de painéis a inserir.

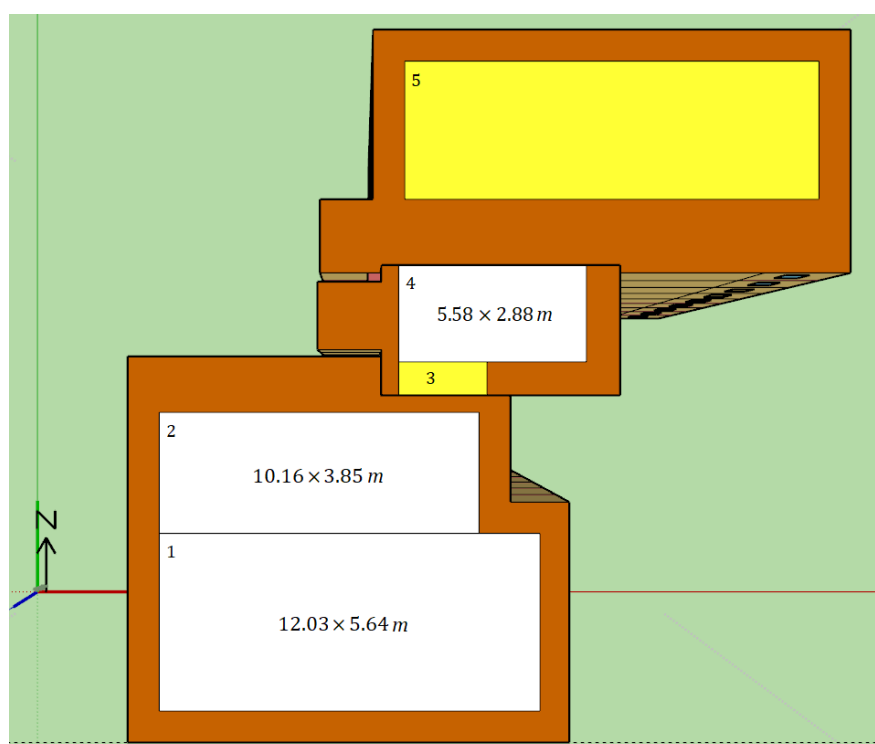


Figura 20 – Área de colocação do sistema fotovoltaico

As áreas 3 e 5 respeitam as condições iniciais, mas foram analisadas com mais detalhe. A área 3 apresenta uma área muito reduzida, e a colocação de um painel iria afetar a colocação de PV na área 4, diminuindo a área disponível. Como tal, não foi considerada. Já a área 5 corresponde á área indicada no parágrafo anterior, e será considerada apenas uma fila no seu final, de modo a sofrer o menor sombreamento possível. Visto que esta não causa sombreamento, admitiu-se logo o número máximo de painéis possível -13 -, de modo a reduzir o número de variáveis introduzidas. Por fim, a largura da área 2 é condicionada com o sombreamento dos painéis da área 1, sendo então dada por  $L_{A_2,util}$ , a qual é função da



largura das duas áreas,  $L_{A_2}$  e  $L_{A_1}$ , do número de filas de painéis em 1,  $N_{PV_1}$ , e pela largura ocupada por um painel e pela sua sombra,  $L_{PV_1}$ . Esta relação é dada pela equação seguinte.

$$L_{A_2,util} = L_{A_2} + (L_{A_1} - N_{strings} \times L_{PV_1}) \quad (10)$$

Outras opções de áreas disponíveis incluem a fachada a Sul, iluminada todo o ano, e algum terreno exterior que seja promissora, o qual possibilita a introdução de rastreadores solares.

## 4.2. Sistema de Produção de Energia

Considera-se que o utilizador possua investimento suficiente para a melhor situação económica, mas que pretenda uma boa escolha de qualidade/preço. Como tal, dada a área relativamente reduzida e o grande perfil de consumo, foi escolhido o painel monocristalino *LG295S1C-A5*, da LG Electronics, como caso-estudo. Possui eficiência e potência de, respetivamente, 17.2 % e 295 W, sendo um exemplo de um bom PV a preço bastante acessível.

Quanto às baterias e inversores, como são dependentes do número dos painéis, devem ser escolhidos posteriormente ao dimensionamento do sistema. No entanto, poderá ser feita uma estimativa. Como é previsto um sistema de elevado número de painéis solares, será preferível a escolha de inversores em série. Foram considerados como referência, respetivamente, o SMA SunnyBoy, sendo adequado a séries de 12 para o painel analisado, e a bateria da SmartEnergy de iões de lítio. Ambos vêm com possibilidade de garantia de 10 anos, e diversas versões do mesmo equipamento, sendo possível fazer um custo €/kWh no processo de otimização. Embora o seu investimento seja um pouco mais elevado, devido às suas características, não requerem muita manutenção, havendo uma poupança ao longo dos anos. O seu tempo de vida é de 10 a 15 anos, sendo plausível a sua renovação uma vez em 25 anos. No entanto, será considerado o pior cenário possível, recorrendo a duas substituições, dado que não há garantias da ocorrência do caso anterior.

Por fim, serão analisados todos os tipos de estruturas possível. As estruturas fixas podem ser colocadas em qualquer tipo de área. Embora o mesmo ocorra com as estruturas

variáveis, estas serão apenas consideradas nos casos de *strings* cujo sombreamento não afete nenhum outro *PV*, sendo aplicadas em filas únicas. Caso a otimização das estruturas fixas não apresente uma inclinação baixa, poderá ser feita uma segunda abordagem, de modo a considerar as estruturas variáveis como opção em todos o sistema ou no caso das últimas filas, que também não causam sombreamento. As estruturas de rastreamento solar requerem a sua colocação no solo, e assim será assumido que existe uma área iluminada o ano inteiro a Sul do edifício, pertencente ao mesmo.

São demonstrados os custos e características envolvidas neste sistema na Tabela 3, tendo sido retirados de diversas lojas online nacionais. De notar que o *PV* envolvido apresenta um decaimento de 2 % nas primeiras horas de funcionamento, devido a mecanismos de degradação como a luz, temperatura e potência envolvidas (REF). A partir daí, o decaimento é linear e anual, tal como no caso das baterias. Nos inversores e estruturas, o decaimento é reduzido e pouco previsível, sendo resultado maioritário de uma má manutenção ou de condições adversas às quais foram submetidos. Como tal, considerou-se um decaimento nulo para estes equipamentos. Por último, é difícil obter os preços dos seguidores solares de 2 eixos, dada a sua maior presença em sistemas de utilidade, não residenciais, e presença inferior no mercado. Para além disso, não existem análises recentes aos preços destes sistemas em Portugal. A partir do contacto direto com empresas de fabrico de seguidores solares, foi obtida a informação que o preço aproximado de uma estrutura de 2 eixos é de 6000€, e que a sua manutenção anual pode alcançar os 150€,

**Tabela 3 – Equipamentos do sistema fotovoltaico selecionado**

Equipamento		Características	Decaimento	Custo
PV	LG295S1C-A5	Eff: 17,2 % ; P: 295 W; Dim: 1.686 x 1.016 m	-0,55 %/ano	300 €
Bateria	Smart Battery 12 V 100 Ah	Eff: 97 % ; Cap.: 1200 W	-2 % Cap./ano	1 300 €
Inversor	SMA SunnyBoy 5000	Eff: 96 % ; Psaida: 5000 W		103 € / painel
Estrutura	Fixa			40 € /painel (58 € no solo)
	Ajustável			55 € /painel
	1 eixo horizontal	Lorentz ETATRACK Active 3000-5		222 € /painel
	2 eixos	SunTech		333 € / painel

Considerou-se o pior cenário possível, no qual os custos envolvidos terão o preço unitário. O custo associado aos equipamentos nunca é fixo, sendo muito dependente da distribuidora, podendo incluir descontos especiais para a aquisição de sistemas de maior capacidade. O valor de instalação é dependente da companhia e do seu orçamento, mas, de acordo com o NREL [29], o seu custo médio de instalação é aproximadamente 23 % dos custos do sistema fotovoltaico sem bateria, contabilizando com transportes. Ao consultar serviços de instalação nacionais, nota-se que a instalação varia entre 21 % e 22 % do valor do sistema. Dado a simplicidade de instalação dos equipamentos escolhidos, serão considerados os valores mínimos mencionados, ou seja, 21 %. A manutenção envolvida será reduzida, feita a baixos custos anualmente, sendo 2 % do preço de um painel com a sua estrutura. Este último é ainda confirmado como aproximação decente pela informação dada anteriormente, visto que a manutenção da estrutura do sistema de 2 eixos é equivalente a 2.5% da mesma, sendo que esta percentagem pode ser reduzida com a introdução de painéis.

Irá ser considerada a mesma percentagem de manutenção para rastreadores solar, pois, sendo mais complexas, contêm vários componentes que requerem assistência técnica especial, de modo a garantir o seu bom funcionamento. No entanto, a sua instalação é bastante simples e, como tal, será considerado o valor equivalente caso se optasse por uma estrutura fixa. No caso das fachadas integradas, despreza-se o custo de instalação, considerando esta como base do edifício, mas mantêm-se o valor de manutenção.

Por último, caso se opte pela bateria, a sua adesão ao sistema também terá instalação e manutenção gratuitas, embora o aumento da sua capacidade vem com um custo adicional de 0.90 €/Ah.

### 4.3. Outras considerações

As variáveis de rentabilidade são consideradas constantes ao longo do tempo, sendo os preços de compra e de venda de eletricidade ao/pelo consumidor dados em médias aritméticas do ano de 2017 pela Comissão Europeia (EC) e pela OMIE, respetivamente. Consideram-se, assim, um custo de compra de 0,2248 €/kWh e um preço de venda de 0,05248 €/kWh, assim como a taxa de inflação de 1.4%, valores obtidos pelo site *pordata*. No entanto, será também feito um segundo caso com preços correntes, no qual se presume

uma taxa sobre o custo de eletricidade, tanto de venda, como de compra, e uma taxa de inflação.

Devido à análise puramente anual dos softwares, e o decaimento linear dos equipamentos, é considerado que os equipamentos funcionem com a eficiência equivalente à sua média do intervalo de tempo. Ou seja, para um intervalo de tempo de 25 anos, os *PV* terão uma eficiência constante equivalente à diferença entre a sua eficiência inicial, com o decaimento sofrido em 12 anos e meio, o que corresponde a uma eficiência de 15,67 %. O mesmo se aplica à bateria, funcionando sempre a 90 % da sua capacidade real, visto que terá de ser substituída ao longo da vida do sistema fotovoltaico.

Assume-se que ambos os equipamentos estão interligados aos painéis de maneira segura, alimentando sempre com energia suficiente para o seu funcionamento, mas sem que se ultrapassem os limites de voltagem.

Quaisquer outros custos de equipamentos essenciais, tais como disjuntores, controladores de carga e cabos elétricos, foram considerados parte do custo da instalação, e não foram especificados, dada a inexistência da sua adição no *software*.

Para além disso, a análise económica a ser efetuada assume que todos os equipamentos comprados apresentam custo por unidade idêntico à compra de uma unidade individual. Este é o pior caso possível, dado que a tendência é de o custo baixar com o aumento dos painéis, devido a ofertas e promoções pela entidade comercial.

## 5. DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Com as condições dadas anteriormente, foram obtidos resultados para 6 casos distintos, dividindo-se em 3 categorias, nas quais se otimizou um sistema fotovoltaico sem bateria, com painéis de estrutura fixa nas áreas 1, 2 e 4, dado que são áreas capazes de introduzir diversas filas de PV:

1. PV apenas no telhado, estudando o caso de estrutura fixa e variável na área 5;
2. PV no telhado e na fachada a Sul, sendo estes ou BAPV ou BIPV;
3. PV no telhado e no terreno no solo, sendo ou estrutura fixa ou de rastreamento solar.

Estes serão analisados como preços constantes, de modo a comparar bem as estruturas programadas. Será feita uma segunda análise às situações mais realistas e prováveis de serem adotadas, utilizando preços recorrentes.

As tabelas demonstradas neste capítulo demonstram os resultados principais em cada cenário analisado. Assim, começando pela primeira categoria, os resultados de otimização após 25 anos foram arredondados às unidades e são apresentados na Tabela 4:

**Tabela 4 – Resultados após dimensionamento da categoria 1**

PVs no telhado	Estrutura fixa na área 5			Estrutura ajustável na área 5		
	Área 1 e 2	4	5	1 e 2	4	5
Nº Painéis	33	6	13	33	6	13
Orientação	Paisagem	Paisagem	Retrato	Paisagem	Paisagem	Retrato
Ângulo de azimute	187.5°	185.625°	187.5°	187.5°	185.625°	185.625°
Ângulo de inclinação	13.75°	10°	32.5°	13.75°	10°	13.75° / 45°
Investimento inicial	-27 894 €			-28 130 €		
Manutenção	-8 840 €			-8 938 €		
Renovação de equipamentos	-10 747 €			-10 747 €		
Taxas legislativas	-425 €			-425 €		
Poupança energética	100 959 €			101 496 €		
Venda de excess	1 699 €			1 725 €		
Lucro após 25 anos	54 752 €			54 981 €		
Retorno Investimento	8.44 anos			8.46 anos		

Ao comparar os posicionamentos, nota-se que, em ambos os casos, os painéis encontram-se virados a Sul e ligeiramente a Oeste, dado o grande consumo no final do dia, diferenciando apenas na área 5 por 2°, os quais são desprezáveis. Quanto às inclinações, apenas se diferenciam na área 5, dada a mudança de estrutura. De notar que as outras duas áreas são iguais e foram dimensionadas de modo a maximizar o número de painéis possível, ou seja, houve prioridade em dimensionar de modo a gerar mais W/m<sup>2</sup>. Este é justificado pela grande dimensão do edifício, quando comparando com a área reduzida disponível. O retorno do investimento é feito com uma aproximação da diferença entre os ganhos com a poupança e os gastos em manutenção por ano, e dividindo o investimento pelo resultado, arredondando para cima em unidades. Ambos cenários são bastante idênticos. O investimento inicial maior em estrutura ajustável traduz-se num maior lucro no final do período de 25 anos, embora este seja reduzido.

Como o programa maximizou o máximo de área disponível no telhado, será importante considerar um terceiro cenário, de modo a aproveitar ainda mais a área. Tal como foi referido anteriormente, há zonas comerciais que posicionam os painéis com inclinação de 10° e orientados, em pares, a 90° e 270° com a azimute. Desta forma, reduz-se ao máximo a área sombreada, aumentando ao máximo os W/m<sup>2</sup>, sem colocar painéis em ângulo nulo. Introduzindo estes na área 1, e considerando estrutura ajustável na área 5, obtêm-se os resultados ilustrados na Tabela 5.

**Tabela 5 – Resultados após dimensionamento da categoria 1, com posicionamento comercial**

PVs no telhado	Estrutura comercial nas áreas 1 e 2		
	1 e 2	4	5
Área			
Nº Painéis	84	6	13
Orientação	Paisagem	Paisagem	Retrato
Ângulo de azimute	90° e 270°	180°	180°
Ângulo de inclinação	10°	11.25°	11.25° / 43.75°
Investimento inicial	- 55 252 €		
Manutenção	- 17 510 €		
Renovação de equipamentos	- 21 287 €		
Taxas legislativas	- 425 €		
Poupança energética	143 861 €		
Venda de excesso	12 846 €		
Lucro após 25 anos	62 233 €		
Retorno Investimento	11.76 anos		

Com uma orientação a maximizar a área do telhado 1 e 2, obtém-se uma configuração do sistema que consegue um maior lucro, em troca de um investimento muito mais elevado, e com um retorno deste mesmo mais demorado, dado o aumento do número de painéis para quase o dobro. Importante notar que esta configuração retira um grande proveito da energia excedente vendida à rede, ao contrário do caso anterior, devido á orientação de painéis para horas mais matinais.

No entanto, a introdução de tantos painéis requer um estudo cuidadoso do telhado, visto ser necessária a garantia que a superfície é capaz de suportar o peso de tantos painéis, o qual poderá não acontecer. Como tal, é benéfico a análise de outras situações. Partindo para a segunda categoria, e assumindo que a fachada a Sul está disponível para a colocação de *PV*, foi feita a otimização, considerando as áreas verticais da fachada sem janelas como áreas disponíveis para *BIPV*. Considera-se que painéis integrados terão o valor de 360 € pois, embora tenham instalação ainda mais rigorosa, a substituição de materiais de construção concede uma poupança no investimento, conseguindo alcançar valores inferiores aos da estrutura fixa a mais de 10 % [30]. Também será considerado que a sua instalação é de apenas 5 %, visto que se poupa mão-de-obra ao instalar os painéis em conjunto com a construção, o que resulta na otimização mostrada na Tabela 6.

**Tabela 6 - Resultados após dimensionamento da categoria 2, *BIPV***

PVs no telhado	BIPV			
Área	1 e 2	4	5	Fachada
Nº Paineis	33	6	13	19
Orientação	Paisagem	Paisagem	Retrato	Paisagem
Ângulo de azimute	180	185.625	183.75	180
Ângulo de inclinação	15	12	11.25 / 43.75	90
Investimento inicial	- 37 035 €			
Manutenção	- 12 268 €			
Renovação de equipamentos	- 14 570 €			
Taxas legislativas	- 425 €			
Poupança energética	117 049 €			
Venda de excesso	4 316 €			
Lucro após 25 anos	57 067 €			
Retorno Investimento	9,84 anos			

A integração de painéis na fachada integração de painéis na fachada é lucrativa, embora o seja com um lucro de aproximadamente 84 € por ano, o qual é desmotivador, visto que são necessárias várias condições iniciais á sua introdução, como a garantia de boas condições de ventilação e uma análise dos esforços envolvidos. No entanto, dependendo dos custos dos materiais de construção, a integração por *PV* tem o potencial de ficar ainda mais barato do que os painéis no telhado. Também poderá servir como fins de climatização (*BIPVT*), de modo a reduzir ainda mais os gastos gerais do edifício.

Criando um cenário hipotético, no caso de não se pretender a introdução de painéis nas fachadas, a introdução de *PV* em terreno iluminado permite a adição de mais painéis, incluindo componentes de seguimento solar. Será considerada a introdução de 18 painéis referidos, em três tipos de estrutura distintas, e considera-se que os equipamentos envolvidos no seguidor solar de 2 eixos terão também garantia de 25 anos. Assim são obtidas os últimos dados desta otimização, demonstrados na Tabela 7, Tabela 8 e Tabela 9, , os quais variam dependendo da estrutura selecionada no terreno.

**Tabela 7 – Resultados após dimensionamento da categoria 3 – Painéis fixos**

PVs no telhado	Painéis fixos no solo			
Área	1 e 2	4	5	Solo
Nº Paineis	33	5	13	18
Orientação	Paisagem	Retrato	Retrato	Paisagem
Ângulo de azimute	181.25	182.5	182.5	182.5
Ângulo de inclinação	15	32.5	11.25 / 42.5	32.5
Investimento inicial	- 37 519 €			
Manutenção	- 11 992 €			
Renovação de equipamentos	- 14 260 €			
Taxas legislativas	- 425 €			
Poupança energética	121 936 €			
Venda de excesso	5 873 €			
Lucro após 25 anos	63 613 €			
Retorno Investimento	9.27 anos			



**Tabela 8 - Resultados após dimensionamento da categoria 3 – Rastreador de 1 eixo horizontal**

PVs no telhado	Rastreador solar de 1 eixo horizontal no solo			
Área	1 e 2	4	5	Solo
Nº Painéis	33	5	13	18
Orientação	Paisagem	Retrato	Retrato	Paisagem
Ângulo de azimute	180	180	180	Ideal
Ângulo de inclinação	15	33.75	13 / 43	30
Investimento inicial	- 40 522 €			
Manutenção	- 13 468€			
Renovação de equipamentos	- 14 260 €			
Taxas legislativas	- 425 €			
Poupança energética	125 636 €			
Venda de excesso	6 481 €			
Lucro após 25 anos	63 442 €			
Retorno Investimento	9,74 anos			

**Tabela 9 – Resultados após dimensionamento da categoria 3 – Rastreador de 2 eixos**

PVs no telhado	Rastreador solar de 2 eixos no solo			
Área	1 e 2	4	5	Solo
Nº Painéis	33	5	13	18
Orientação	Paisagem	Retrato	Retrato	Paisagem
Ângulo de azimute	180	180	180	Ideal
Ângulo de inclinação	15	33.75	13 / 43	30
Investimento inicial	- 42 523 €			
Manutenção	- 14 468 €			
Renovação de equipamentos	- 14 260 €			
Taxas legislativas	- 425 €			
Poupança energética	127 459 €			
Venda de excesso	6 813 €			
Lucro após 25 anos	62 596 €			
Retorno Investimento	10,11 anos			

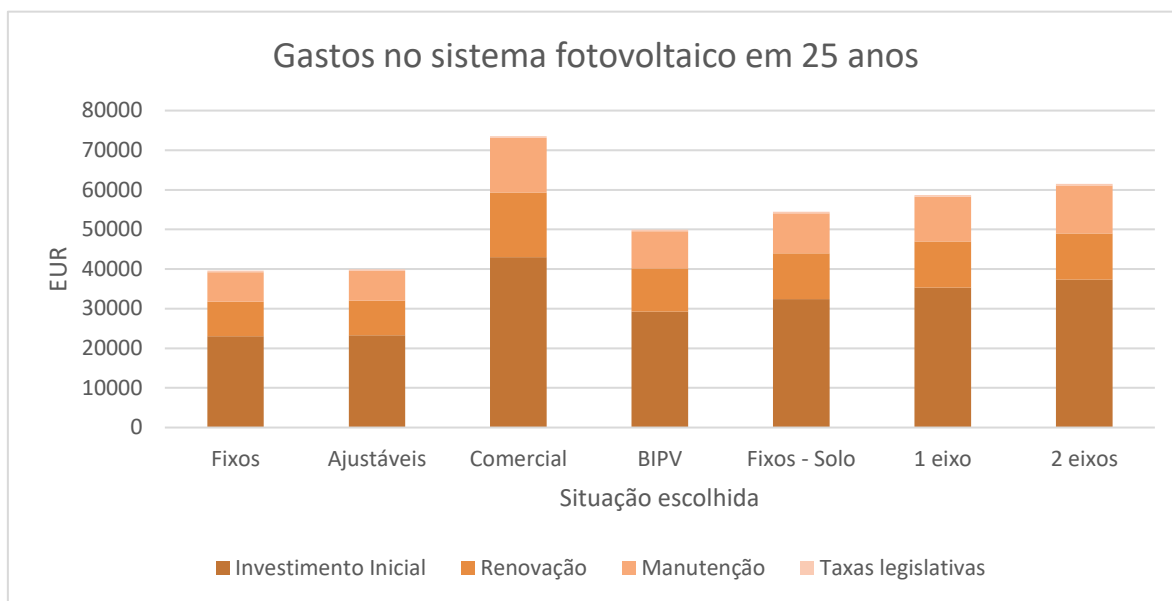
Por um investimento menor do que nas fachadas, conseguimos a produção de muito mais energia e, como tal, um lucro ainda maior. De notar que também se removeu um painel da área 4, conseguindo agora ter uma fila única com inclinação ideal, em vez de duas filas, como nas outras situações. Embora os rastreadores solares requeiram um técnico especialista, a sua instalação e manutenção acabam por ser mais simples do que nos painéis em fachada, e a sua produção maior. No entanto, requerem um grande investimento. De

facto, estes custos são tão elevados, que a sua produção de energia não compensa o seu investimento, quando comparados com uma estrutura fixa, neste caso-estudo. Visto que os gastos de exploração seriam menores, em troca de um maior rendimento ao final de 25 anos e um retorno de investimento mais rápido, caso de adicione painéis no terreno, seria mais lucrativo investir numa estrutura fixa.

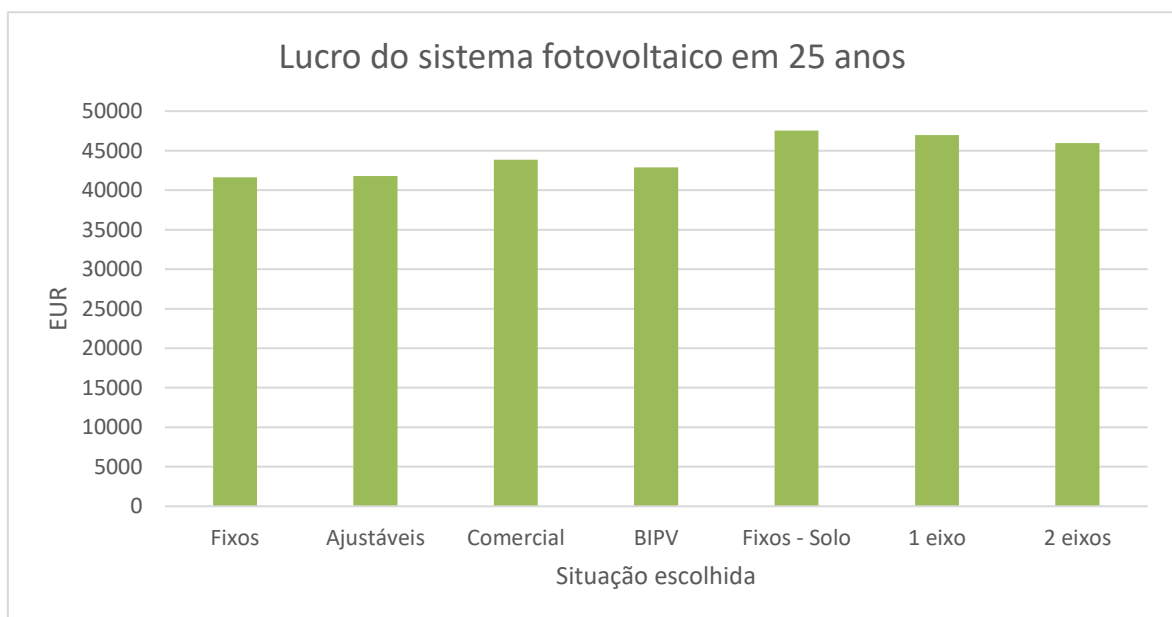
Fazendo uma análise a cada caso-estudo e à sua energia média anual produzida e vendida, demonstra-se que grande parte da energia produzida é, efetivamente, consumida pela habitação, enquanto que se ocupa a área máxima disponível. Isto significa que os sistemas escolhidos serão uma melhor opção como *UPAC*, não sendo necessário considerar a escolha destes como *UPP*. A porção de energia vendida apresenta um lucro diminuto por ano, como era de esperar. No entanto, mesmo no pior dos casos, esta é muito maior do que o aumento de taxas legislativas associadas à venda da energia à rede, capaz de incluir até quaisquer futuras renovações de contrato.

Um sistema de armazenamento foi adicionado ao sistema, com a capacidade a ser otimizada, de modo a utilizar a energia produzida, em vez de a vender. Como foram escolhidos inversores em série, a ligação será feita em corrente AC, ou seja, é necessário um inversor próprio para a bateria a usar. No entanto, ao adicionar a bateria no sistema de orientação comercial – situação com maior energia em excesso – a capacidade da bateria tende para zero. Ou seja, a sua adição não é rentável. O mesmo se verificou para Caso o preço das baterias fosse mais acessível, o caso poderia ser diferente, mas com os preços da atualidade, isto não acontece.

Será feita a mesma otimização, mas desta vez, considerando preços correntes num cenário desfavorável, com taxa de inflação de 1.4% e custos de eletricidade constantes. Após esta feita, o dimensionamento dos sistemas manteve-se igual na maioria das situações, com exceção de duas delas. No caso da orientação comercial e de integração de painéis na fachada, demonstra-se uma redução no seu número, consequência da consideração de uma inflação constante. Nestes casos, só se dimensionaram 78 painéis com orientação comercial e, no caso da fachada, apenas integração de 13. O resto do posicionamento foi equivalente ao caso de preços constantes, tal como nos outros cenários. Com a análise dos resultados económicos, foram criados os gráficos presentes na Figura 21 e na Figura 22.



**Figura 21 - Gastos associados aos diferentes sistemas fotovoltaicos otimizados, com preços correntes**



**Figura 22 - Lucro associado aos diferentes sistemas fotovoltaicos otimizados, com preços correntes**

A consideração de custos correntes para um cenário desfavorável para o investimento renovável (aumento da taxa de inflação, custo de eletricidade constante) decresce imenso o lucro de todas as situações, sendo a menos afetada a integração na fachada. Este aumento de fiabilidade na integração deve-se ao fato da inflação afetar imenso as escolhas cujo investimento era elevado por painel.

Por esta razão, o lucro de painéis com orientação comercial diminuiu bastante, enquanto que os painéis integrados, que possuem o menor investimento inicial por painel, devido à poupança em instalação, têm um aumento de rentabilidade. No entanto, é de realçar que apenas se otimizou em 13 painéis, sendo uma escolha pouco fiável para integração. Por fim, a implementação de painéis no solo também segue a mesma lógica dos painéis no telhado, sendo que o caso dos seguidores solares tornou-se ainda menos favorável, comparando com a estrutura fixa.

Também se tentou otimizar o sistema, implementando uma bateria no mesmo. No entanto, não se mostrou benéfica nem para o cenário comercial, onde existia maior excedente de energia, sendo que o programa otimizava o sistema com a capacidade da bateria a tentar para 0.

Assim, de modo a definir a otimização, de modo a obter a melhor solução para o edifício, chegamos às seguintes conclusões:

- Para a maioria das situações, as áreas do telhado terão o máximo de painéis possíveis, submetendo-se à uma inclinação reduzida, de modo a aproveitar ao máximo a área disponível, com exceção da área 5;
- A escolha da estrutura da área 5 mostra poucas significâncias, sendo que a estrutura ajustável é mais lucrativa para cenários económicos mais otimistas, enquanto que a estrutura fixa é para cenários mais pessimistas;
- Todos os painéis demonstram uma orientação a Sul, mostrando pequenas divergências até 7°. Se, por outros motivos, como design e organização, a preferência for de atribuir a orientação equivalente à do edifício (180°), esta poderá ser efetuada, dado que as diferenças energéticas são reduzidas;
- A orientação dos painéis da área 1 e 2 a Este/Oeste aproveita a área que estaria, outrora, sombreada. Embora o sistema fotovoltaico apresente uma menor eficiência final, a produção por metro quadrado acaba por ser maior, sendo uma boa opção, caso o telhado aguente com o peso de todos os painéis;
- Pode-se considerar a integração de painéis na fachada, sendo uma boa opção lucrativa, a um menor investimento inicial do que a sua adição. No entanto, devido à sua inclinação de 90°, o número de painéis otimizado é reduzido

quando comparado com as dimensões da fachada, e pouco motivador. Caso se consiga uma boa substituição de materiais, terá um potencial maior em termos de poupança, sendo então uma alternativa a considerar;

- Por último, a adição de painéis solares no solo é vantajosa e é recomendada para qualquer estrutura solar, desde que se garanta que o local possui boa exposição solar e capacidades de implementação do sistema fotovoltaico. No entanto, é recomendada, para o mercado atual, a escolha de estruturas fixas em vez de seguidores solares.

Assim, a situação mais simples e rápida de sempre empregue será a primeira situação. Supondo que, por motivos visuais e de organização, se pretende que estes possuam a mesma orientação do edifício, o sistema fotovoltaico teria o formato demonstrado na Figura 23.

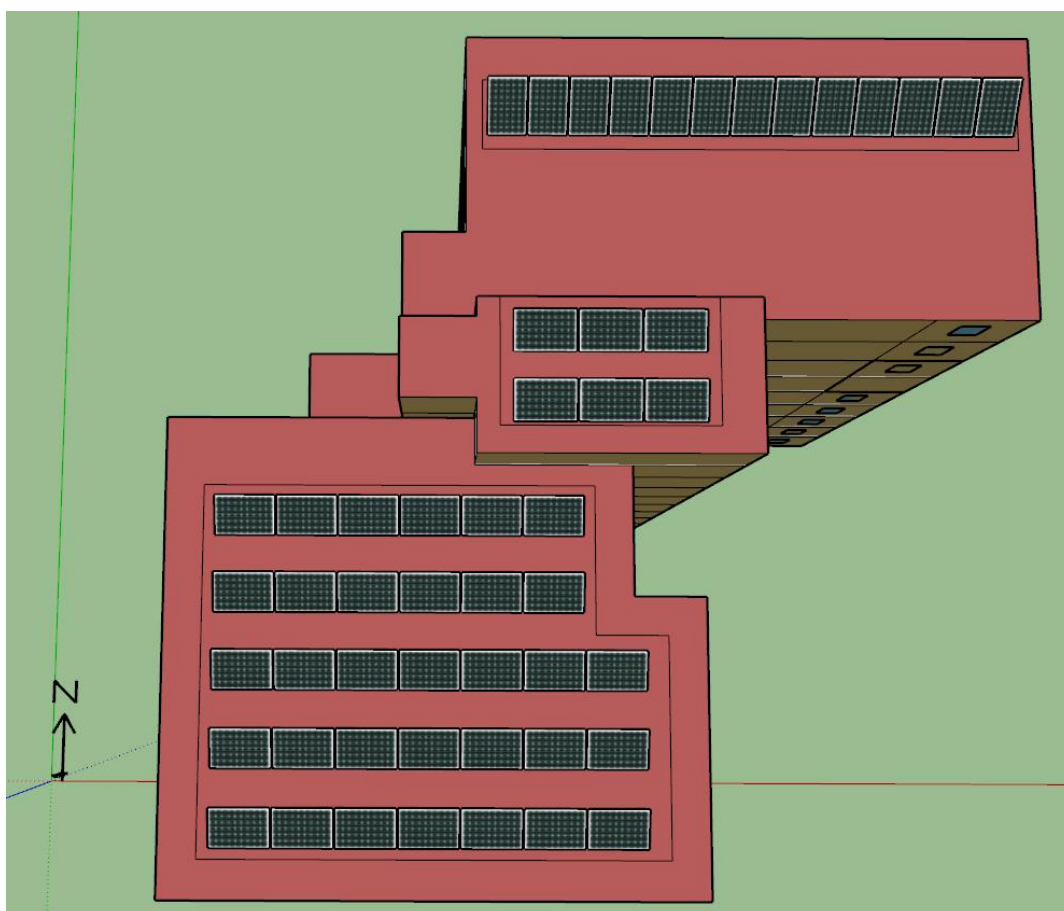


Figura 23 – Telhado do Edifício com o sistema fotovoltaico de estrutura fixa implementado

## 6. CONCLUSÃO

Foi criado um processo de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em edifícios residenciais, no qual a orientação, inclinação e número de painéis é feita por um processo semiautomático de otimização, o qual comprovou a viabilidade económica de sistemas solares distintos. A sua adição no *software* por métodos aproximados mostrou-se valiosa e precisa, sendo uma boa alternativa a considerar aos painéis típicos fixos, aumentando a produção, e evitando o aumento em custos legislativos. As limitações atuais do *EnergyPlus* não permitiram a automatização da seleção da área e de perfis de sombreamento, sendo feitas manualmente, e considerando que os painéis serão colocados em áreas que permitissem o máximo de radiação incidente durante o ano.

No caso-estudo, a adição de painéis em qualquer cenário mostrou ser lucrativo, sendo o caso preferível a maximização de painéis no telhado por estrutura fixa, orientada para Sul, com um ligeiro desvio para Oeste. A estrutura ajustável também se mostrou uma boa opção em casos de fila única, aumentando a produção por um pequeno aumento no investimento. No entanto, a estrutura fixa prevalecia em casos mais pessimistas. Esta otimização poderá ser consequência de um mercado fotovoltaico dominado por painéis montados em estrutura fixa. Os painéis na fachada são lucrativos, mas não muito motivadores, já a sua integração teve um número reduzido na otimização. No entanto, este caso foi analisado no pior cenário possível. Visto que o programa procede à geração de edifícios, um bom planeamento na integração dos painéis na fachada poderá trazer reduções em outros custos, como nos materiais de construção, através da sua substituição, e da possível utilização do calor gerado pela parte posterior do painel como fonte para sistemas de climatização – *BIPVT* [31]. Para além disso, a utilização de painéis de película fina poderá contribuir para uma maior produção na fachada integrada, dado o seu melhor funcionamento em casos de menor radiação incidente. Por último, é importante relembrar que esta adesão é mais benéfica em situações que envolvem pouca carga do edifício, como em paredes de cortina ou em acessórios ao edifício, os quais não existiam no nosso caso-estudo.

Quanto à adição de seguidores solares, num caso hipotético de haver terreno, demonstrou-se que a sua programação foi bem-sucedida, apresentando aumentos de

produção e de lucro, embora em troca de um grande investimento e manutenção, sobretudo no caso de dois eixos. No entanto, estas escolhas eram menos favoráveis do que a implementação de uma estrutura fixa. Esta é consequência de um mercado maior e com preços competitivos por parte da estrutura fixa, sobretudo em termos residenciais, onde seguidores solares são muito raros. Para além disso, a área disponível muitas vezes é limitada, e não é comum a existência de um terreno iluminado o dia inteiro no meio de terreno urbano, o que torna a adoção deste tipo de sistemas ainda mais reduzida. No entanto, para casos mais otimistas, com menor taxa de inflação e aumento do custo de eletricidade, há potencial do seguidor de 1 eixo ser mais lucrativo. Existem ainda outros tipos de estrutura que o utilizador poderá ter em conta, como o seguidor solar por um eixo, o qual possui variação de inclinação e orientação num só eixo, havendo até estruturas leves o suficiente para serem implementadas no telhado. Apresenta valores mais acessíveis no ponto de vista económico, sendo semelhantes ao de 1 eixo de azimute, enquanto que a produção aumenta para níveis próximos ao de 2 eixos.

A existência de bateria não é favorável em nenhuma situação do caso-estudo com os custos atuais, dado o grande consumo da energia produzida, acompanhado de preços relativamente elevados das baterias, e sua respetiva renovação. Há a possibilidade de ligação da bateria à rede, a qual permite que esta seja carregada nas horas de vazio, sendo usada posteriormente no resto do dia, podendo ser uma mais valia a considerar.

A consideração de tarifas bi-horárias ou tri-horárias e o aumento do custo de eletricidade são cenários reais que podem ajudar no investimento de sistemas fotovoltaicos, sobretudo em cenários que envolvem maior produção de energia, onde a compra de eletricidade seria menor. Por último, no caso-estudo, poderia ser feita também uma consideração de aplicar estrutura ajustável na última fila da área 1, embora as vantagens sejam muito pequenas, tal como vistas na área 5.

Com a execução do programa, é comprovado que a estipulação de uma inclinação ideal poderá não ser a decisão mais correta para perfis de consumo mais elevados, visto que o sombreamento é maior do que inclinações menores. Embora o programa seja um otimizador, há que lembrar que é apenas um ajudante na seleção do sistema fotovoltaico nas fases iniciais do edifício, o qual é sempre único e específico para cada situação. No exemplo de edifícios com consumo elevado no Verão, poderá ser útil diminuir a distância de sombreamento utilizada neste programa. Embora cause sombreamento e diminua a

eficiência nos meses de Inverno, contribui para a colocação de mais painéis e, como tal, maior produção durante o Verão.

No entanto, existem processos que ainda têm de ser feitos manualmente, nomeadamente a consideração do sombreamento, a escolha de áreas disponíveis e a criação de estruturas de seguimento solar a partir do posicionamento solar. Também é necessária a implementação desta metodologia no código da ferramenta computacional, sendo ideal a possibilidade de o utilizador modificar os *inputs* que assim desejar – em específico, o tipo de painel, eficiência do inversor e custos associados com o sistema. Ao juntar estes à consideração de *BIPVTs*, utilização de tarifas não-simples e ainda a possibilidade da função *PVWatts* seja corretamente implementada, conclui-se que existem um leque de melhorias a serem adicionadas como trabalhos futuros, podendo ser até implementada a mesma metodologia no posicionamento de coletores solares.

Por último, é importante realçar que qualquer unidade otimizada pelo programa foi lucrativa num cenário desfavorável, o que comprova que, para o exemplo de um edifício típico da atualidade, a introdução de fontes de energia fotovoltaica é algo importante a considerar na altura do projeto. A aplicação de painéis solares em edifícios é uma medida que não só ajuda a preservar o ambiente, evitando o consumo de recursos fósseis e emissão de GEE, mas também é um bom investimento, tanto para a economia individual, como para a economia nacional, percorrendo um caminho de maior sustentabilidade e de autossuficiência nacional, sendo então uma boa opção para um futuro melhor.



## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] European Commission, “An EU strategy on heating and cooling 2016,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2016.
- [2] Comissão Europeia, ‘Energy Efficiency’, Acedido em 04-09-2018. **URL:** <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency>
- [3] Frondell, M., ‘Guest editorial: Energy conservation, the rebound effect, and future energy and transport technologies: An introduction to energy conservation and the rebound effect’, *International Journal of Energy Technology and Policy* **2**(3),’ pp. 203–208, 2004.
- [4] Al-Homoud, M.S. (2001), ‘Computer-aided building energy analysis techniques’. *Building and Environment* **36**(4), pp. 421–433.
- [5] GeoModel Solar (2017), ‘Solar resource maps of Europe’. Acedido em 08-09-2018. **URL:** <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe>
- [6] EuroStat, ‘Electricity Price Statistics for Household Consumers’. Acedido em 04-04-2018. **URL:** [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity\\_price\\_statistics#Electricity\\_prices\\_for\\_household\\_consumers](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics#Electricity_prices_for_household_consumers).
- [7] A. Jaeger-Valdau, *PV Status Report 2017*, no. November. 2017.
- [8] M. Gul, Y. Kotak, and T. Muneer, *Review on recent trend of solar photovoltaic technology*, vol. 34, no. 4. 2016.
- [9] S. M. Salih and M. Q. Taha, “Analysis of Shading Impact Factor for Photovoltaic Modules Analysis of Shading Impact Factor for Photovoltaic Modules,” no. July, 2017.
- [10] L. Fialho, R. Melicio, V. M. F. Mendes, J. Figueiredo, and M. Collares-Pereira, “Effect of Shading on Series Solar Modules: Simulation and Experimental Results,” *Procedia Technol.*, vol. 17, pp. 295–302, 2014.
- [11] “Mitigating Strategies for Hot Spots in Crystalline Silicon Solar Panels,” p. 5.
- [12] B. B. Pannebakker, A. C. de Waal, and W. G. J. H. M. van Sark, “Photovoltaics in the shade: one bypass diode per solar cell revisited,” *Prog. Photovoltaics Res. Appl.*, vol. 25, no. 10, pp. 836–849, 2017.
- [13] EnergyPlus, “Input Output Reference,” *Bigladder Softw.*, no. c, p. 2109, 2015.

- 
- [14] S. Dubey, J. N. Sarvaiya, and B. Seshadri, “Temperature dependent photovoltaic (PV) efficiency and its effect on PV production in the world - A review,” *Energy Procedia*, vol. 33, pp. 311–321, 2013.
- [15] M. R. Maghami, H. Hizam, C. Gomes, M. A. Radzi, M. I. Rezaad, and S. Hajjghorbani, “Power loss due to soiling on solar panel: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 1307–1316, 2016.
- [16] J. Zorrilla-Casanova *et al.*, “Analysis of dust losses in photovoltaic modules,” *World Renew. Energy Congr. 2011 -- Sweden*, pp. 2985–2992, 2011.
- [17] O. T. E. Ministério Do Ambiente, “Decreto-Lei n.º 153/2014,” *Diário da República - I Série*, vol. N.º 202, pp. 5298–5311, 2014.
- [18] Adai (2018), ‘Ren4EEnIEQ - Comprehensive BIM add-on tool for the improvement of energy efficiency and indoor environment quality in renovation of buildings’.  
**URL:** <http://www.adai.pt/ren4eenieq>
- [19] O. Energyplus and I. Overview, “An Aiding Tool for Building Design Generation, Thermal Assessment and Optimization – EnergyPlus Interaction,” no. June, pp. 19–21, 2018.
- [20] E. Rodrigues, N. Soares, M. S. Fernandes, A. R. Gaspar, Á. Gomes, and J. J. Costa, “An integrated energy performance-driven generative design methodology to foster modular lightweight steel framed dwellings in hot climates,” *Energy Sustain. Dev.*, vol. 44, pp. 21–36, 2018.
- [21] E. Rodrigues, A. R. Gaspar, and Á. Gomes, “An evolutionary strategy enhanced with a local search technique for the space allocation problem in architecture, Part 2: Validation and performance tests,” *CAD Comput. Aided Des.*, vol. 45, no. 5, pp. 898–910, 2013.
- [22] E. Rodrigues, A. R. Gaspar, and Á. Gomes, “An approach to the multi-level space allocation problem in architecture using a hybrid evolutionary technique,” *Autom. Constr.*, vol. 35, pp. 482–498, 2013.
- [23] E. Rodrigues, A. R. Gaspar, and Á. Gomes, “An evolutionary strategy enhanced with a local search technique for the space allocation problem in architecture, Part 1: Methodology,” *CAD Comput. Aided Des.*, vol. 45, no. 5, pp. 887–897, 2013.
- [24] E. Rodrigues, A. R. Gaspar, and Á. Gomes, “Automated approach for design generation and thermal assessment of alternative floor plans,” *Energy Build.*, vol. 81, pp. 170–181, 2014.
- [25] E. Rodrigues, A. R. Gaspar, and Á. Gomes, “Improving thermal performance of automatically generated floor plans using a geometric variable sequential

- optimization procedure,” *Appl. Energy*, vol. 132, pp. 200–215, 2014.
- [26] L. Berkeley *et al.*, “Engineering Reference,” 2017.
- [27] M. Wetter, “Generic Optimization Program User Manual,” *Energy*, no. c, pp. 1998–2011, 2011.
- [28] Sousa, M., Rodrigues, E., Gomes, A. (2018), ‘Files used for dimensioning of photovoltaic systems in buildings, Coimbra’.  
**URL:** <https://figshare.com/s/f36abfcbab8f3eeeb3b7>
- [29] D. Chung, C. Davidson, R. Fu, K. Ardani, and R. Margolis, “U.S. Photovoltaic Prices and Cost Breakdowns : Q1 2015 Benchmarks for Residential , Commercial , and Utility-Scale Systems,” *Natl. Renew. Energy Lab.*, no. September, p. 42, 2015.
- [30] T. James, A. Goodrich, M. Woodhouse, R. Margolis, and S. Ong, “Building-Integrated Photovoltaics (BIPV) in the Residential Sector: An Analysis of Installed Rooftop System Prices,” *U.S. Dep. Energy*, no. November, p. 50, 2011.
- [31] M. Debbarma, K. Sudhakar, and P. Baredar, “Comparison of BIPV and BIPVT: A review,” *Resour. Technol.*, vol. 3, pp. 263–271, 2016.

## ANEXO A – PAINEL FOTOVOLTAICO SELECIONADO

LG MonoX<sup>®</sup> Plus

LG295S1C-A5

### Mechanical Properties

Cells	6 x 10
Cell Vendor	LG
Cell Type	Monocrystalline / P-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm / 6 inches
# of Busbar	4
Dimensions (L x W x H)	1686 x 1016 x 40 mm 66.38 x 40 x 1.57 inch
Front Load	6000Pa
Rear Load	3400Pa
Weight	18 kg
Connector Type	MC4
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	1000 mm x 2 ea / 39.37 in x 2 ea
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium

### Certifications and Warranty

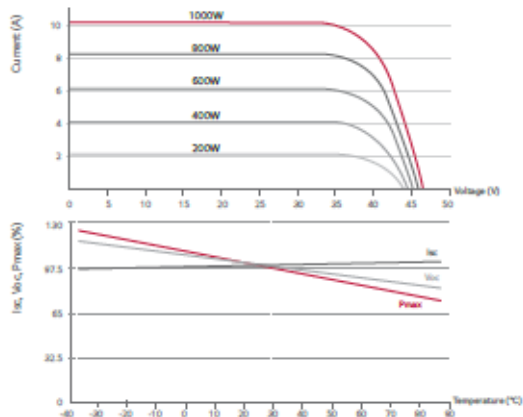
Certifications	IEC 61215, IEC 61730-1/-2 UL 1703 IEC 61701 (Salt mist corrosion test) IEC 62716 (Ammonia corrosion test) ISO 9001
Module Fire Performance (USA)	Type 1
Fire Rating (CANADA)	Class C (ULC / ORD C1703)
Product Warranty	12 years
Output Warranty of Pmax	Linear warranty**

\*\* 1) 1st year: 98%, 2) After 1st year: 0.55% annual degradation, 3) 25 years: 94.8%

### Temperature Characteristics

NOCT	45 ± 3 °C
Pmpp	-0.41%/°C
Voc	-0.30%/°C
Isc	0.03 %/°C

### Characteristic Curves



### Electrical Properties (STC \*)

Module	295W
Maximum Power (Pmax)	295
MPP Voltage (Vmpp)	31.3
MPP Current (Impp)	9.43
Open Circuit Voltage (Voc)	38.6
Short Circuit Current (Isc)	10.02
Module Efficiency	17.2
Operating Temperature	-40 ~ +90
Maximum System Voltage	1000
Maximum Series Fuse Rating	20
Power Tolerance (%)	0 ~ +3

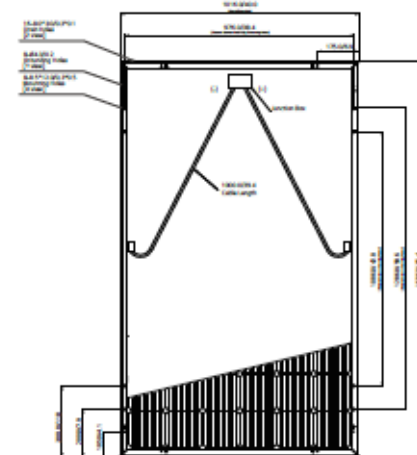
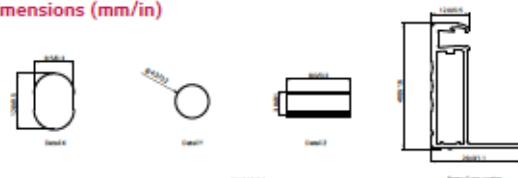
\* STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 25 °C, AM 1.5  
\* The nameplate power output is measured and determined by LG Electronics at its sole and absolute discretion.  
\* The typical change in module efficiency at 200 W/m<sup>2</sup> in relation to 1000 W/m<sup>2</sup> is -2.0%.

### Electrical Properties (NOCT\*)

Module	295W
Maximum Power (Pmax)	216
MPP Voltage (Vmpp)	28.7
MPP Current (Impp)	7.53
Open Circuit Voltage (Voc)	35.7
Short Circuit Current (Isc)	8.06

\* NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, ambient temperature 20 °C, wind speed 1m/s

### Dimensions (mm/in)



\* The distance between the center of the mounting/grounding holes.



North America Solar Business Team  
LG Electronics U.S.A. Inc.  
1000 Sylvan Ave, Englewood Cliffs, NJ 07632

Contact: lg.solar@lge.com  
www.lgsolarusa.com

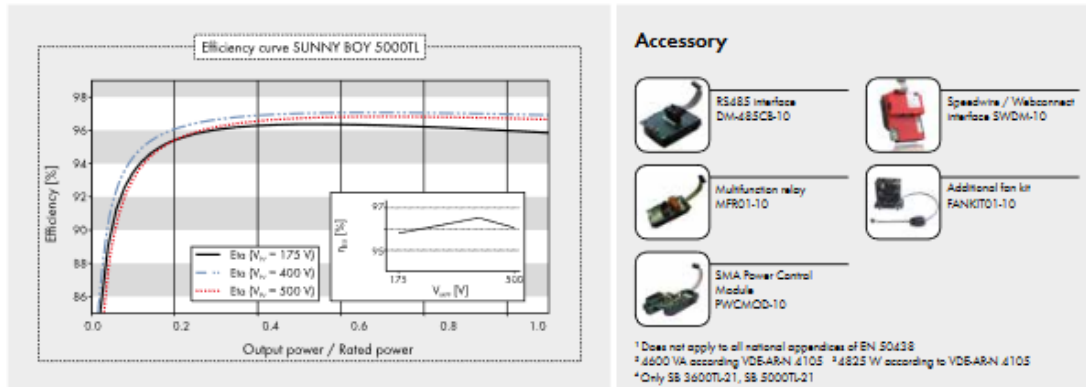
Product specifications are subject to change without notice.

Copyright © 2017 LG Electronics. All rights reserved.  
01/01/2017

Innovation for a Better Life



## ANEXO B – INVERSOR SELECIONADO



### Accessory



<sup>1</sup> Does not apply to all national appendices of EN 50438  
<sup>2</sup> 4600 VA according to VDE-AR-N 4105 <sup>3</sup> 4825 W according to VDE-AR-N 4105  
<sup>4</sup> Only SB 3600TL-21, SB 5000TL-21

Technical Data	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 5000TL
<b>Input (DC)</b>		
Max. DC power (at $\cos \varphi = 1$ )	4200 W	5250 W <sup>2</sup>
Max. input voltage	750 V	750 V
MPP voltage range / rated input voltage	175 V to 500 V / 400 V	175 V to 500 V / 400 V
Min. input voltage / initial input voltage	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Max. input current input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Max. input current per string input A / input B	15 A / 15 A	15 A / 15 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A;2; B:2	2 / A;2; B:2
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	4000 W	4600 W
Max. AC apparent power	4000 VA	5000 VA <sup>2</sup>
Nominal AC voltage / range	220 V, 230 V, 240 V / 180 V to 280 V	220 V, 230 V, 240 V / 180 V to 280 V
AC power frequency / range	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz	50 Hz, 60 Hz / -5 Hz to +5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	50 Hz / 230 V
Max. output current	22 A	22 A
Power factor at rated power	1	1
Adjustable displacement power factor	0.8 lagging to 0.8 leading	0.8 lagging to 0.8 leading
Feed-in phases / connection phases	1 / 1	1 / 1
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / European Efficiency	97 % / 96.4 %	97 % / 96.5 %
<b>Protective Devices</b>		
Inputs-side disconnection point	●	●
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	● / ● / -
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	●
Protection class (according to IEC 61213) / overvoltage category (according to IEC 60664-1)	I / III	I / III
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	490 / 519 / 185 mm (19.3 / 20.4 / 7.3 inch)	
Weight	26 kg (57.3 lb)	
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C [-13 °F to +140 °F]	
Noise emission (typical)	25 dB(A)	25 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W	1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Cooling method	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100 %	100 %
<b>Features</b>		
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	Graphic	Graphic
Interfaces: RS485 / Bluetooth <sup>®</sup> / Speedwire / Webconnect	○ / ● / ●	○ / ● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○	○ / ○
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 years	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
Certificates and approvals (others available upon request)	AS 4777, C10/11, CE, CEI 0-21, EN 50438 <sup>1</sup> , G59/3, G83/2, IEC 61727, MEA <sup>4</sup> , NEN-EN50438, NRS 097-2-1, PEA <sup>3</sup> , PPC, PFD5, RD1699, RD 661, SI 4777, UTE C15-712, VDE-AR-N 4105, VDE0126-1-1, VFR 2013, VFR 2014	
● Standard features ○ Optional features - Not available, Data at nominal conditions		
Type designation	SB 4000TL-21	SB 5000TL-21

## ANEXO C – BATERIA SELECIONADA



**SMART BATTERY**  
LITHIUM ION TECHNOLOGY

### 12V 100AH Lithium Ion Battery

**SB100 DATA SHEET**



Dimensions: 13" x 6.7" x 8.8"

**Discharge Curves 25°C (77°F)**

Various Rate Discharge Performance Plot









Capacity at	100 cycles	102
different	500 cycles	96.3
cycles(%)	1000 cycles	90.8
	1500 cycles	85.4
	2000 cycles	80.1
Max.Charge Voltage	14.6 V	
Cut-off Voltage	8 V	

**Amp Hours: 100AH**  
Voltage: 12.8V Nominal  
Cold Cranking Amps: 1000  
Life Expectancy: 3000 - 5000 Cycles  
LiFePo4 - SAFE BATTERY

**Weight: 30 Lbs.**  
Group Size 31  
Minutes @ 20A 304  
Efficiency: 99%  
No Memory

**Zero Maintenance**  
Max Continuous Charge or Discharge 1C = 100A  
Operating Temp. - 4 F + 175 F  
Auto Low Voltage Cutoff 8V  
Auto Over Voltage Cutoff 16V



Smart Battery®  
6011 Benjamin Rd. Tampa Fl, 33634  
[WWW.SMARTBATTERY.COM](http://WWW.SMARTBATTERY.COM) 1-855-GO-LITHIUM

