



UNIVERSIDADE D  
COIMBRA

Tiago da Silva Oliveira

ANÁLISE COMPARATIVA DE PRODUÇÃO  
LOCAL DE ENERGIA, COM E SEM  
INTEGRAÇÃO DOS PVS NOS EDIFÍCIOS

VOLUME 1

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, orientada pelo Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes e pela Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares, e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologias da Universidade de Coimbra.

Setembro de 2023



1 2



9 0

FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA

# **Análise comparativa de produção local de energia, com e sem integração dos PVs nos edifícios.**

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores na Especialidade de Energia

## **Comparative analysis of local production of energy, with and without integration of PVs within the buildings.**

**Autor**

**Tiago da Silva Oliveira**

**Orientadores**

**Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes**

**Professora Doutora Ana Raquel Gonçalves Soares**

**Júri**

**Presidente Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge**

**Orientador Professor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes**

**Vogais**

**Professor Doutor Álvaro Filipe Peixoto Cardoso de Oliveira Gomes**

**Professor Doutor Pedro Manuel Soares Moura**

**Colaboração Institucional**

---

1 2  9 0

UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA

1 2  9 0

FACULDADE DE  
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA  
UNIVERSIDADE DE  
COIMBRA

VALENTIM CAETANO  
Nox

**Coimbra, Setembro, 2023**



*"I'd put my money on the sun and solar energy. What a source of power! I hope we don't have to wait until oil and coal run out before we tackle that."*

Thomas Edison, 1931

Quem me vê não sabe bem  
De verdade quem eu sou  
Vê o olhar da minha mãe  
Que o herdou do meu avô  
Quem me vê, vê o meu pai  
Neste meu jeito de ser  
Que o meu pai herdou do pai  
Que herdou do pai ainda antes de nascer

Quem olhar pra me entender  
Não vislumbra só os meus pais  
Lá no fundo, pode ver  
Que eu sou muito, muito mais  
Quem me vê encontra a serra  
Do avô do meu avô  
Que andou de terra em terra e guerra em guerra  
E que sem querer me moldou

Sou um pouco da essência de tanta gente  
Sou mistura de tanta coisa diferente  
Vindo de tanto lado, o meu fado é castiço, é mestiço e é isso que eu sou  
Tal como era o meu avô

Tiago Nogueira



## Agradecimentos

Pai, Mãe e Irmãos, pelo apoio absoluto e incondicional;

À Catarina e sua Família, por genuinamente torcerem pelo meu sucesso;

Melhores Amigos, por serem alicerces de quem sou e dos quais tenho muito orgulho;

Amigos de Electro! sem os quais chegar à conclusão deste plano de estudos nunca seria possível;

Proprietários da habitação caso de estudo e todas as empresas parceiras, pela disponibilização de dados sem os quais não seria possível concluir este trabalho;

Fotógrafo Jorge Pinto pelo contributo fotográfico e de vídeo da habitação caso de estudo;

Engº João Couceiro e Castro pela colaboração na revisão estética do documento e pelas sucessivas demonstrações de amizade;

Ao Professor Doutor Álvaro Oliveira Gomes, que muito me inspirou durante o meu percurso académico e uma vez mais o confirmou, ao aceitar orientar este trabalho;

À Professora Doutora Ana Gonçalves Soares, com quem trabalhei pela primeira vez e cuja disponibilidade e visão sincera contribuiu para que o trabalho chegasse a bom porto;

Por último, mas não menos importante ao Engº Carlos Marques, pelo contributo indispensável e insubstituível sob a forma de todas as revisões de documento, orientação estratégica e *coaching* pessoal.

Obrigado por esta viagem!





## Resumo

O imperativo de uma transição energética sustentável emergiu como um tema definidor do século XXI. À medida que o nosso planeta enfrenta os efeitos adversos das alterações climáticas, uma mudança fundamental no sentido de fontes de energia mais limpas e eficientes tornou-se não só uma necessidade ambiental, mas também económica e social.

Dados disponibilizados pelo Becquerel Institute revelam que 35% do edificado europeu tem mais de 50 anos, 40% do consumo de energia e 36% de emissões de CO<sub>2</sub> acontece no sector dos edifícios. Deste modo, surge a oportunidade de reformar o parque imobiliário de uma forma mais eficiente através da integração de tecnologias de captação de energia solar como a produção fotovoltaica anexa a edifícios (tecnologia BAPV) e produção fotovoltaica integrada nos edifícios (tecnologia BIPV).

No presente estudo é levada a cabo uma análise comparativa entre estas duas soluções no sentido de i) avaliar qual a tecnologia que melhor se adapta às características particulares de uma determinada construção, ii) o período de retorno do investimento de cada uma delas e iii) qual a configuração que melhor representa o custo de oportunidade para casos distintos. A abordagem adotada inclui a caracterização do edifício em termos de captação de energia, consumos de energia, custos unitários de instalação e gamas de produção das tecnologias. Paralelamente, foi desenvolvida uma ferramenta de apoio para análise de custos, bem como, uma matriz procedimental constituída por cinco etapas: localização, perícia técnica, levantamento energético, análise de performance e custos e, por fim, a recomendação da tecnologia.

Esta matriz foi testada e validada com a sua aplicação a um caso de estudo real, da qual se concluiu que, em todos os tipos de cobertura analisados, o custo de instalação de BIPV é inferior ao BAPV, olhando para a tecnologia e excluindo os custos de construção da cobertura, o retorno do investimento é mais célere no BAPV do que no BIPV e a solução BAPV é mais adequada para construções já edificadas, enquanto a BIPV será mais pertinente em construções ainda em fase de projeto.

**Palavras-chave:** Transição Energética, Energia Solar, Renovação do Edificado, Produção Descentralizada, nZEB, BAPV, BIPV.



## Abstract

The imperative of a sustainable energy transition has emerged as a defining theme of the 21st century. As our planet faces the adverse effects of climate change, a fundamental shift towards cleaner, more efficient energy sources has become an environmental necessity and an economic and social one.

Data from the Becquerel Institute reveals that 35% of European buildings are over 50 years old, 40% of energy consumption, and 36% of CO<sub>2</sub> emissions occur in the buildings sector. Thus, the opportunity arises to reform the building stock more efficiently by integrating solar energy capture technologies such as building attached photovoltaic (BAPV technology) and building integrated photovoltaic (BIPV technology).

In the present study, a comparative analysis is carried out between these two solutions to i) evaluate which technology best adapts to the characteristics of a given construction, ii) the return-on-investment period for each of them and iii) which configuration best represents the opportunity cost for different cases. The approach adopted includes characterizing the building in terms of energy collection, energy consumption, unit installation costs and production ranges of technologies. At the same time, a support tool for cost analysis was developed, as well as a procedural matrix presented in five stages: location, technical expertise, energy survey, performance and cost analysis and, finally, a technology recommendation.

This matrix was tested and validated with its application in a real case study, from which it was concluded that, in all types of coverage analyzed, the cost of installing BIPV is lower than BAPV, looking at the technology and excluding the costs of construction of the roof, the return-on-investment is faster with BAPV than with BIPV and the BAPV solution is more suitable for buildings already built, while BIPV will be more relevant in buildings still in the design phase.

**Keywords:** Energy Transition, Solar Energy, Building Renovation, Decentralized Production, nZEB, BAPV, BIPV.



---

## Índice

Índice de Figuras .....	viii
Siglas .....	xii
1. INTRODUÇÃO.....	1
2. ENQUADRAMENTO .....	5
2.1. Transição Energética: Desafios e Meios para a Alcançar.....	6
2.2. Legislação: Obrigações e Incentivos .....	13
2.3. Tecnologias de Captação de Energia Solar: BAPV & BIPV .....	18
3. METODOLOGIA.....	24
4. CASO DE ESTUDO E DISCUSSÃO.....	32
4.1. Caracterização do Caso de Estudo .....	32
4.2. Resultados.....	34
4.3. Discussão .....	49
5. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	52
6. CONCLUSÃO.....	54
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	56
ANEXOS.....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Compromissos energéticos patentes no Pacto Ecológico Europeu [9]-. ....	1
Figura 1.2. (a) Objetivos macro do programa REPowerEU[17][18]; (b) Consumo de energia na UE [19]. ....	2
Figura 1.3. (a) Diferentes áreas de impacto no processo de renovação e descarbonização dos edifícios [22]; (b) Benefícios socioeconómicos destacados por estudo da <i>European Climate Foudation</i> [23]. ....	3
Figura 2.1. Evolução histórica das origens e escala de consumo das fontes primordiais de energia[31]. ....	5
Figura 2.2. Gráfico síntese da idade de construção do edificado europeu[33]. ....	6
Figura 2.3. Dualidade entre um sistema linear e um sistema integrado de energia[51]. ....	8
Figura 2.4. Relações e trocas que ocorrem entre diferentes entidades no espectro da rede elétrica inteligente [63]. ....	10
Figura 2.5. Prioridades lógicas para alcançar emissões zero nos edifícios. ....	12
Figura 2.6. Exemplo dos equipamentos a aplicar na filosofia ZEB/nZEB[76]. ....	12
Figura 2.7. Compromisso da EU na entrega do pacote verde[80]. ....	14
Figura 2.8. Cronologia de medidas e metas com destaque e relevância desde a diretiva 2018/844/EC [87]. ....	15
Figura 2.9. Relações entre entidades que caracterizam uma CER [97]. ....	17
Figura 2.10. (a) Sistema de captação BAPV; (b) Sistema de captação BIPV[98]. ....	18
Figura 2.11. Evolução dos preços médios do mercado das células de silício cristalino [29]. ....	22
Figura 3.1. (a) Trajetória solar para 45°N [102]; (b) Mapa das zonas climáticas solares para a Península Ibérica [102]. ....	24
Figura 3.2. (a) Secção alocada para sobreposição [104]; (b) Secção alocada para vedação [104] . ....	25
Figura 3.3. Dimensões técnicas de um painel BIPV[104]. ....	26
Figura 3.4. (a) Consulta de consumos médios mensais; (b) Listagem de equipamentos e respetivas potências. ....	27
Figura 3.5. (a)Orçamento de cobertura em diferentes tipologias; (b) Orçamento de instalação BAPV com estrutura e com armazenamento. ....	28
Figura 3.6. Apresentação Projeto BIPV Boost[12]. ....	29
Figura 3.7. (a)Tabela de custos unitários das tecnologias; (b) Gráfico de custos unitários das tecnologias. ....	29

---

Figura 4.1. Habitação em estudo :(a) orientação a NE; (b) orientação a SW.....	33
Figura 4.2. Habitação em estudo: (a) orientação Poente; (b) Vista de topo da habitação...	33
Figura 4.3. Levantamento dos principais equipamentos da habitação e respetivas potências. .....	35
Figura 4.4. Principais indicadores extraídos do certificado energético da habitação.....	36
Figura 4.5. (a) Leituras de contador; (b) Dados de consumo registados pela operadora. ...	36
Figura 4.6. Orçamentos BAPV sem baterias e com baterias.....	37
Figura 4.7. Custo por metro quadrado das soluções BAPV sem baterias e com baterias. ..	38
Figura 4.8. Quadro resumo dos valores inerentes às propostas recolhidas. ....	38
Figura 4.9. Valores obtidos na simulação do “ <i>Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)</i> ” para BAPV a 34°. ....	40
Figura 4.10. Valores obtidos na simulação do “ <i>Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)</i> ” para BIPV a 34°. ....	41
Figura 4.11. Tabela resumo dos dados recolhidos de BAPV e BIPV das Figura 4.9 e Figura 4.10.....	41
Figura 4.12. Valores obtidos na simulação do “ <i>Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)</i> ” para BIPV a 10°. ....	42
Figura 4.13. Tabela resumo dos dados recolhidos de BAPV e BIPV das Figura 4.11 e Figura 4.12 .....	43
Figura 4.14. Valores obtidos na simulação do “ <i>Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)</i> ” para BIPV a 10° e com capacidade de 4,08kWh.....	44
Figura 4.15. Valores obtidos na simulação do “ <i>Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)</i> ” para BIPV a 10° e com capacidade de 4,08kWh.....	44
Figura 4.16. Custo total das várias tipologias de cobertura com instalação BIPV e diferença para as respetivas soluções BAPV .....	45
Figura 4.17. Quadro síntese dos dados referentes às soluções PV equiparáveis, sob escrutínio. ....	45
Figura 4.18. Tabela resumo das características referentes às soluções em estudo, respetivas estimativas de produção e respetivos custos. ....	46
Figura 4.19. (a) Estimativa de produção das soluções em análise; (b) Estimativa de custos das soluções em análise.....	46
Figura 4.20. Quadro Resumo do Investimento, retorno e redução de fatura inerentes às soluções em estudo.....	47
Figura 4.21. Representação gráfica comparativa das estimativas de custos das soluções de cobertura em estudo.....	47
Figura 4.22. Representação gráfica comparativa das estimativas de custos das soluções de cobertura em estudo, na situação limite. ....	48
Figura 4.23. Estimativas de ROI para as tecnologias em estudo.....	48

---







## SIGLAS

- DEEC – Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores;
- FCTUC – Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra;
- BIPV – Building Integrated Photovoltaic / Produção Fotovoltaica Integrada em Edifícios;
- UE – União Europeia;
- BAPV – Building Attached Photovoltaic / Produção Fotovoltaica Anexa a Edifícios;
- nZEB – nearly-Zero Energy Building;
- ZEB – Zero Emission Building;
- ELPRE - Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos Edifícios;
- PNEC - Plano Nacional Energia e Clima;
- PRR - Plano de Recuperação e Resiliência;
- PNI - Programa Nacional de Investimentos;
- CER - Comunidades de Energia Renovável;
- PV – Módulos Fotovoltaicos;
- ROI – Return of Investment;
- N – Norte;
- S – Sul;
- E – Este/Nascente;
- W – Oeste/Poente;
- NE – Nordeste;
- SW – Sudoeste;
- UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo;
- PVGIS - Photovoltaic Geographical Information System;
- IVA – Imposto sobre Valor Acrescentado;
- OSB - Oriented Strand Board;





## 1. INTRODUÇÃO

O aquecimento global é tido como um dos maiores problemas que a Humanidade atravessa. Um aumento de 2°C da temperatura da Terra em relação à época pré-industrial, poderá trazer consequências catastróficas à vida e ao nosso planeta [1]. As emissões de gases com efeito de estufa, nomeadamente a libertação de CO<sub>2</sub> pelas atividades humanas, são das principais responsáveis pelo aquecimento global. Dessas atividades, destaca-se a queima de combustíveis fósseis para obtenção de energia[1]. Na União Europeia (UE) estes representam uma fatia de cerca de 73% (38% petróleo, 24% gás natural, 11% carvão) da satisfação das necessidades energéticas [2], sendo que cerca de 40% do consumo de energia está atribuído ao setor dos edifícios, sendo este também responsável por cerca de 36% das emissões de gás de efeito estufa [3].

A descarbonização das nossas sociedades é aceite como uma abordagem essencial no combate às alterações climáticas e esforços nesse sentido podem ser encontrados em muitas regiões do planeta [4]. A UE e Portugal não são exceção à regra[5]. Como descrito no Pacto Ecológico Europeu, a lei europeia no que ao clima concerne, estabelece uma meta de redução de 55% das emissões de gases com efeito de estufa relativamente ao ano de 1990 (“objetivo 55”), até 2030.[6]–[8] A Figura 1.1 mostra compromissos energéticos descritos no Pacto Ecológico Europeu.



**Figura 1.1.** Compromissos energéticos patentes no Pacto Ecológico Europeu [9]-.

Estudos realizados pelo Becquerel Institute [10] indicam que grande parte do parque imobiliário europeu necessita de ser renovado, sendo que mais de 40% dos edifícios foram construídos antes de 1960 e 90% antes de 1990. Outra conclusão, no mesmo trabalho, indica que os edifícios não residenciais representam cerca de 25% da área total do parque

imobiliário europeu. Considerando que mais de 35% do edificado europeu está com mais de 50 anos, o mercado potencial de renovação é enorme [11][12]. A necessidade de descarbonização, assente na transição para fontes renováveis de energia, associada à necessidade de renovação do edificado e ao seu peso em termos de consumo de energia, coloca o setor dos edifícios numa posição fundamental para a transição energética, assumindo que esta se fará também com recurso à disseminação de geração local de pequena dimensão [13].

Para que isso aconteça de forma sustentável (sem comprometer o desenvolvimento tecnológico e a evolução das sociedades), é imperativo que essa transição decorra com recurso a energias renováveis. E existe, dentro do leque de possibilidades, uma fonte de energia que se destaca, principalmente devido à sua abundância e disponibilidade: a energia solar [14]. É também necessário ter em conta o atual contexto geopolítico, que traz consigo a necessidade de independência energética, em particular relativamente a fontes de energia de origens, possivelmente, problemáticas. Como descrito pela estratégia da UE para a energia solar datado de 18/05/2022[15], “(...) a energia solar possui um conjunto de vantagens que a tornam particularmente adequada para dar resposta aos atuais desafios energéticos”. Neste documento pode constatar-se que o plano REPowerEU visa instalar mais de 320 GW até 2025 e 600 GW até 2030 de energia solar fotovoltaica [16]. A Figura 1.2 (a) e (b) ilustram, respetivamente, os objetivos macro do programa REPowerEU e a distribuição do consumo de energia primária na UE.

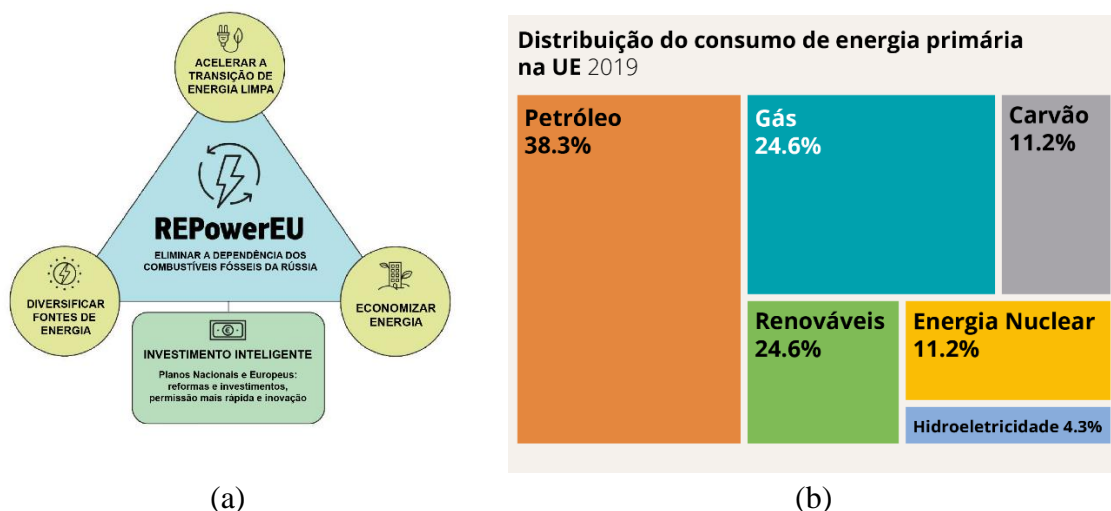
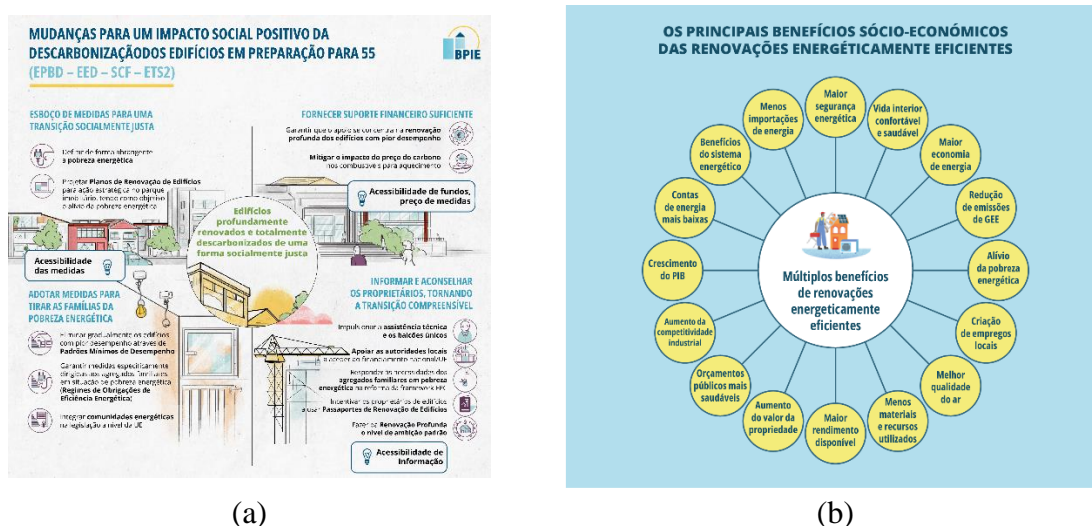


Figura 1.2. (a) Objetivos macro do programa REPowerEU[17][18]; (b) Consumo de energia na UE [19].

Tendo o supracitado como mote, surge a oportunidade de pensar a renovação do parque imobiliário, que inclua a implementação de tecnologias de produção descentralizada de energia. Dito isto, pode-se afirmar que para uma efetiva descarbonização das nossas sociedades, o setor dos edifícios tem um papel fundamental. A construção recorrendo a tecnologias sustentáveis e dotada de meios próprios de produção de energia torna-se um tema da maior importância e pertinência, sobretudo em situações de carência económica e/ou energética. A Figura 1.3 (a) e (b) seguintes ilustram diferentes áreas de impacto no processo de renovação e descarbonização dos edifícios no âmbito do “Objetivo 55%[20] e os benefícios socioeconómicos destacados num estudo realizado pela *European Climate Foudation* [21].



**Figura 1.3.** (a) Diferentes áreas de impacto no processo de renovação e descarbonização dos edifícios [22]; (b) Benefícios socioeconómicos destacados por estudo da *European Climate Foudation* [23].

Nesse papel, destaca-se a inclusão de tecnologia de aproveitamento de luz solar para soluções de aquecimento com painéis solares térmicos ou, por outro lado, para geração de energia elétrica com a instalação de painéis fotovoltaicos. Após uma primeira fase em que os incentivos ao consumidor individual eram no sentido de estimular a produção e venda à rede, agora os estímulos são sobretudo no sentido de privilegiar o autoconsumo. Por outro lado, o preço deste tipo de equipamentos diminuiu cerca de 80% na última década[24][15] o que leva a que, cada vez mais, se alargue o espectro de possíveis interessados neste tipo de tecnologias[14], [25].

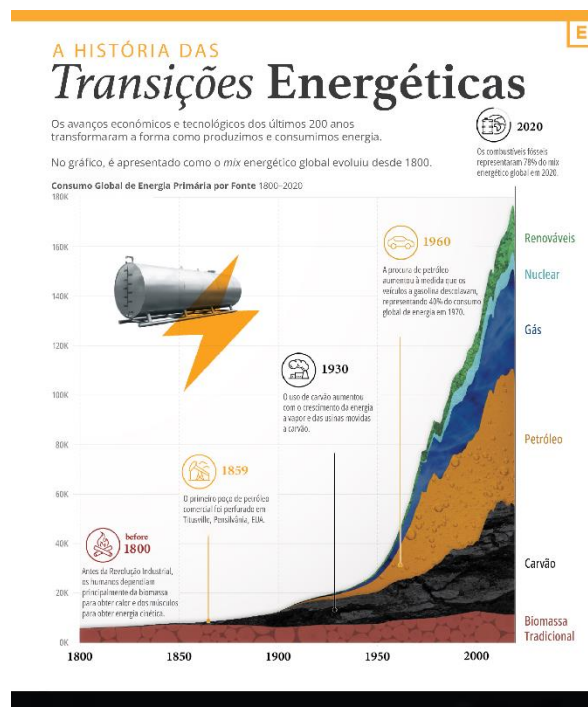
Assim, no que ao aproveitamento da energia solar fotovoltaica concerne, os consumidores são confrontados com a escolha da(s) tecnologia(s) para o seu caso particular. Os dois tipos de tecnologia disponível são os conhecidos *Building Attached Photovoltaics* (BAPV), que consistem nos painéis solares convencionais colocados *à posteriori* da construção do edificado e os *Building Integrated Photovoltaics* (BIPV), que constituem uma solução de elementos construtivos da envolvente do edificado com células fotovoltaicas integradas. Os BIPV servem o seu propósito enquanto elemento estrutural, assim como elemento de captação de energia solar fotovoltaica. Tendo uma visão ampla e progressista da sociedade, há que encontrar mecanismos e tecnologias para mudar o atual paradigma construtivo, criando condições para produção local, estimulando a integração de energias renováveis no edificado, acautelando os desafios da transição energética[26]–[30].

Nesse sentido esta dissertação propõe-se o desenvolvimento de uma abordagem para auxiliar a comparação das duas tecnologias (BAPV e BIPV), identificando-se os prós e contras, assim como a viabilidade e racionalidade da implementação de cada uma delas, tendo em conta os seus propósitos e filosofias. Neste documento científico, é exposto um breve enquadramento relativo à pertinência deste tema, onde se tenta perceber as obrigações e oportunidades legislativas, assim como os desafios associados à transição energética e implementação destas tecnologias. É exposta uma metodologia de análise a aplicar posteriormente a um caso de estudo onde os resultados obtidos são discutidos de modo a concluir a pertinência da utilização de cada uma das tecnologias, finalizando com as respetivas conclusões e uma perspetiva futura, sugerindo o desenvolvimento de novos trabalhos.



## 2. ENQUADRAMENTO

A história da Humanidade é também a história da energia. A Figura 2.1 mostra uma evolução histórica das origens e escala de consumo das fontes primordiais de energia.



**Figura 2.1.** Evolução histórica das origens e escala de consumo das fontes primordiais de energia[31].

A mudança que urge neste momento é a de uma nova transição energética, assente nas energias de fonte renovável como pilar energético. A Humanidade tem de deixar de depender de energia proveniente de fontes fósseis, de forma a reduzir as emissões de gases de efeito de estufa até um nível idealmente nulo. Existem algumas fontes de energia renováveis, mas, de facto, e tal como referido na Introdução deste documento, a energia solar destaca-se por ser limpa, pela abundância e ampla disponibilidade ao nível global. Para além disso, este tipo de energia aporta como vantagem a não necessidade de construção de espaços específicos para a implementação de dispositivos para a sua captação. Qualquer área exposta à luz solar é passível de se tornar uma área útil para a captação da sua energia e produção de energia elétrica fotovoltaica[25].

Quando se trata de uma mudança de paradigma com a dimensão da transição energética da que aqui é apresentada, os desafios e o caminho para que se torne uma realidade são tremendos. Nesse sentido existem dois fatores determinantes que tornam a atual conjuntura uma oportunidade de mudança. Por um lado, cerca de um terço das emissões de gases de estufa advém do edificado. Por outro lado, o parque imobiliário europeu necessita de renovação, dado que 90% do edificado tem uma idade superior a 30 anos. Assim, este documento irá incidir sobre a integração de produção local de energia através de fontes renováveis, em particular a solar, no processo de reabilitação urbana [32]. A Figura 2.2 apresenta um gráfico síntese da idade de construção do edificado europeu.

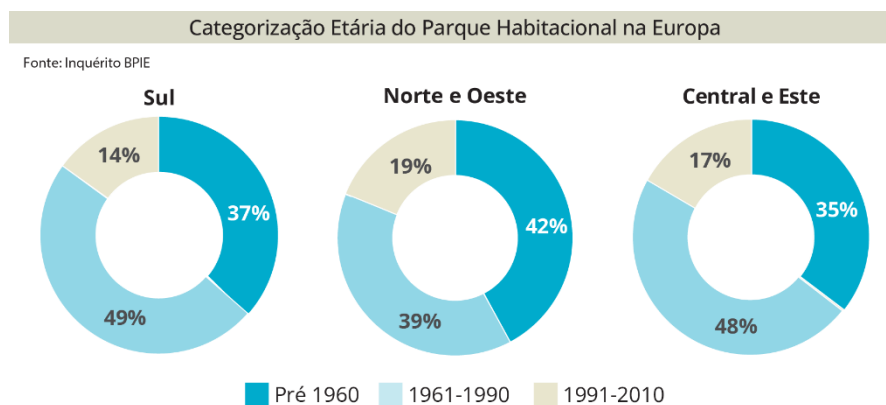


Figura 2.2. Gráfico síntese da idade de construção do edificado europeu[33].

## 2.1. Transição Energética: Desafios e Meios para a Alcançar

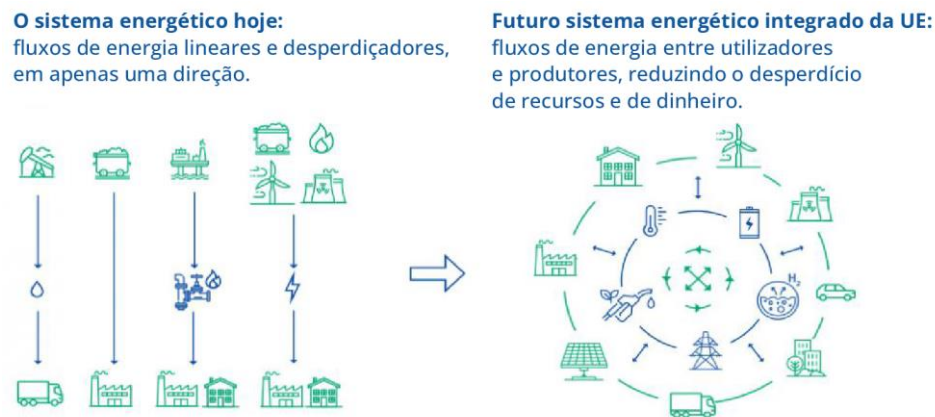
A transição energética envolve uma transformação fundamental do setor energético que permita, por um lado, mitigar os impactos ambientais adversos associados à produção e ao consumo de energia obtida a partir de fontes não renováveis e, por outro lado, contribuir para reduzir a dependência externa dos países que são importadores de energia [34], [35]. O investimento em tecnologias de geração com recursos a fontes renováveis variáveis tem sido tremendo [36]. Na União Europeia (UE), por exemplo, a aplicação do programa REPowerEU, prevê o investimento na casa dos 300 mil milhões de euros para reduzir a dependência dos combustíveis fósseis [15] e a estratégia solar europeia, EU Solar Energy Strategy, prevê dobrar a capacidade solar fotovoltaica instalada até 2025 e instalar 600 GW

até 2030. Em Portugal as intenções de investimento em energias renováveis ascendem aos 60 mil milhões de euros, o que representa 25% do Produto Interno Bruto (PIB) nacional e tem atualmente cerca de 17 GW de energias renováveis de capacidade instalada e já licenciou mais 4 GW de energia solar [37]. A transição energética, os seus desafios, a sua aplicabilidade, os vetores para a sua implementação e os obstáculos ao seu desenvolvimento estão hoje no centro da discussão [38].

Refira-se que para que a descarbonização aconteça é necessário, para além de recorrer cada vez mais a fontes de energia renovável, reforçar o esforço de eletrificar as nossas sociedades. *“Eletrificação significa utilizar progressivamente a eletricidade proveniente de fontes renováveis para permitir o funcionamento de serviços e atividades públicas e privadas até agora alimentadas principalmente por combustíveis fósseis”* [39]. Este conceito é essencial a vários setores estruturais para o desenvolvimento, como por exemplo: transporte, indústria, agricultura, edificado ou climatização (aquecimento/arrefecimento) [40]. Para que tudo isso aconteça, a transição deve começar nos agentes políticos, ou seja, a legislação deve por um lado impor regras para a transição energética e, por outro, dar incentivos para alavancar a sua aplicação [41]–[44].

Como descrito na estratégia de eletrificação europeia a *“Electrification Strategy EU”* [45], a eletrificação é a medida mais importante para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub> na Europa e mitigar as alterações climáticas. O caminho para a eletrificação não será fácil e exige um grande investimento[46]. Aos dias de hoje, alguns processos ainda não são possíveis de eletrificar totalmente, como por exemplo a produção de cimento, aço ou plástico. No entanto isso não significa que não se deva eletrificar onde já é possível. A eletrificação de aviões, navios e camiões [47] era tida como inviável e atualmente já existem camiões de médias dimensões alimentados a baterias [48], navios que viajam distâncias relativamente pequenas, como ferryboats movidos a eletricidade [49] e estão a entrar no mercado da aviação através de aviões elétricos de pequena tripulação [50].

A Figura 2.3 seguinte representa a dualidade entre um sistema linear e um sistema integrado de energia.



**Figura 2.3.** Dualidade entre um sistema linear e um sistema integrado de energia[51].

Os sistemas de energia integrados referem-se ao planeamento e operação do sistema de forma holística, através de múltiplos portadores de energia, infraestruturas e sectores de consumo[15]. A estratégia de integração energética europeia “*EU Energy System Integration Strategy*” [52] pretende:

1. Organizar de forma circular o sistema de energia. Muita energia e recursos são desperdiçados no sistema atual, sendo necessário repensar e reutilizar esses mesmos recursos;
2. Acelerar o uso de eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia em sectores que tradicionalmente dependem dos combustíveis fósseis;
3. Promover as renováveis e combustíveis com baixas emissões de carbono, como por exemplo o hidrogénio, em sectores que são de difícil descarbonização;
4. Adaptar os mercados energéticos e suas infraestruturas de forma mais abrangente. Nesta tipologia de sistema, os consumidores e investidores devem estar habilitados a escolher quais as opções que melhor satisfazem as suas necessidades, baseados em preços que reflitam o verdadeiro custo e eficiência [53] [54].

Esta transformação envolve a mudança de sistemas de energia centralizados e baseados em fontes de energia convencionais para sistemas mais descentralizados, que promovam a geração de energia em locais próximos aos pontos de consumo. “*A produção descentralizada ou geração distribuída de energia, refere-se à geração de energia em*

*pequena escala, próxima do ponto de consumo, em oposição à produção centralizada em grandes centrais de energia”.[55]–[57]*

A produção descentralizada tem um papel muito importante, influenciando padrões de consumo e produção de energia. Cobre um leque variado de tecnologias que não dependem diretamente da rede transporte de energia. Este modelo de produção apresenta como vantagens[58]:

- Melhorias na eficiência de conversão;
- Aumento do uso de fontes de energia renováveis, neutras em carbono ou baixas em carbono;
- Mais flexibilidade no consumo, permite adequar o consumo aos padrões locais de produção de eletricidade;
- Maior segurança energética para os consumidores que controlem a sua própria geração;
- Maior literacia energética, o maior envolvimento da comunidade sobre os assuntos energéticos permite uma mudança nos hábitos de consumo e no uso eficiente dos recursos energéticos [59].

O conceito ganha especial relevo com a crescente produção local de energia em ambiente urbano [60], servindo como área de implementação de tecnologias de produção renovável, trazendo a produção de energia para o próprio ponto de consumo (ou mais próximo dele) [58].

Para que a produção descentralizada aconteça em volume significativo, é imperativo que a rede esteja preparada para fluxos bidirecionais de energia e informação. O fluxo bidirecional permite que os consumidores participem ativamente na geração de energia e dessa forma contribuam para suprimento global de energia elétrica no sistema. No entanto, o maior obstáculo recai sobre as infraestruturas disponíveis, pelo facto de terem sido dimensionadas para um fluxo unidirecional e poderem não ter a capacidade de aguentar um volume tão grande de energia, quer devido à produção local associada a pequeno consumo local, quer devida ao elevado consumo consequência da eletrificação [61].

A digitalização de processos ajuda na resposta a estes obstáculos. As redes inteligentes (*smart grids*), são plataformas tecnológicas capazes de monitorar e otimizar de forma autónoma e automática os fluxos do fornecimento de energia nas redes elétricas, ajustando os mesmos consoante as alterações registadas na procura e oferta de energia elétrica. Além disso, asseguram a gestão dos equipamentos e instalações, bem como a manutenção da rede elétrica[62]. Os conceitos de redes inteligentes utilizam todas as tecnologias e informações disponíveis para:

- Melhorar a fiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica;
- Reduzir os custos operacionais graças à automação;
- Otimizar a eficiência energética junto dos consumidores;
- Apostar em fontes de energia renováveis.

A Figura 2.4 seguinte apresenta relações e trocas que ocorrem entre diferentes entidades no espectro da rede elétrica inteligente.

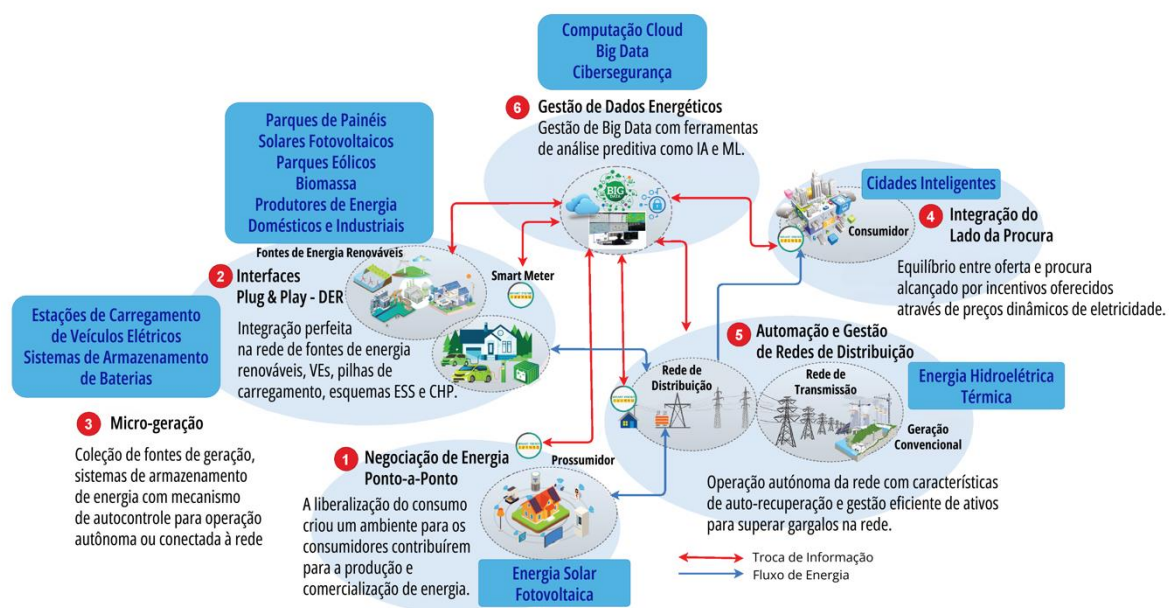


Figura 2.4. Relações e trocas que ocorrem entre diferentes entidades no espectro da rede elétrica inteligente [63].

Neste contexto, com a integração de renováveis na rede de distribuição, renovação do edificado, descarbonização de processos, existe um conceito que surge tem sido promovido, os Nearly-Zero Energy Buildings (nZEB). Estes são edifícios de elevada performance

---

energética, com necessidades energéticas muito baixas e que maioritariamente devem ser alimentados por fontes renováveis de energia próximas ou preferencialmente produzidas no próprio local [64]. Em 2021 o conceito sofreu uma reforma no âmbito do “energy efficiency first principle” [65], [66] um dos princípios da política energética europeia que visa assegurar a segurança, sustentabilidade, competitividade e economicamente suportável abastecimento de energia na UE. O conceito foi redefinido para Zero Emission Building (ZEB), um edifício de elevada performance energética, totalmente abastecido de fontes renováveis de energia e com zero emissões de CO<sub>2</sub> fruto de combustíveis fósseis[64], [67]. De entre as principais características dos ZEB’s podemos referir:

1. A geração de energia no próprio local de consumo[68];
2. A aplicação/o respeito de métricas de intensidade de energia[69], [70]. *Intensidade de energia e eficiência de energia são conceitos distintos, contudo complementares. Intensidade refere-se à quantidade de energia requerida para operação de uma carga ou atividade enquanto eficiência refere-se à redução das necessidades energéticas para operação dessa mesma carga ou atividade* [69];
3. A utilização do índice de “carbono incorporado 101”[71] se soubermos quanto carbono foi despendido na fabricação e transporte dos elementos construtivos, é possível incentivar os construtores a melhorar esse indicador no processo de renovação[72], [73];
4. A redução geral de emissões do edifício;
5. A redução das necessidades absolutas de energia do sistema elétrico.

A Figura 2.5 seguinte ilustra as prioridades lógicas para alcançar emissões zero nos edifícios. Na fase de projeto de um edifício, as emissões operacionais e incorporadas podem ser minimizadas através de medidas de eficiência energética e da utilização de materiais de baixo carbono[74]. O uso de energia renovável diminui ainda mais as emissões operacionais. A energia renovável no local é priorizada, embora a compra de energia renovável fora do local continue a ser uma opção onde a produção no local é limitada. Finalmente, para as emissões residuais, tanto incorporadas como operacionais, as opções de compensação devem ser consideradas e implementadas [75].

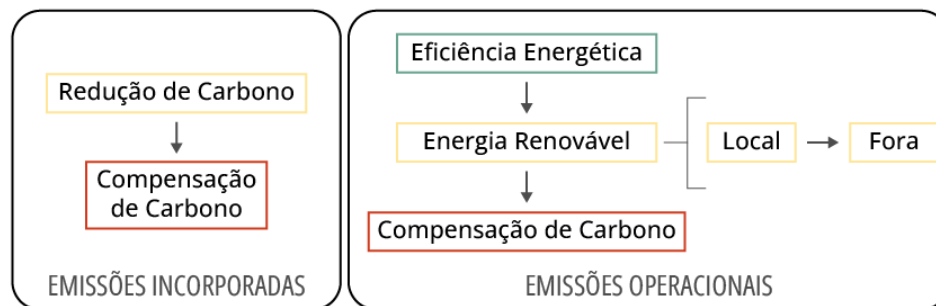


Figura 2.5. Prioridades lógicas para alcançar emissões zero nos edifícios.

Na Figura 2.6 seguinte está patente um exemplo dos equipamentos a aplicar nesta filosofia[64].

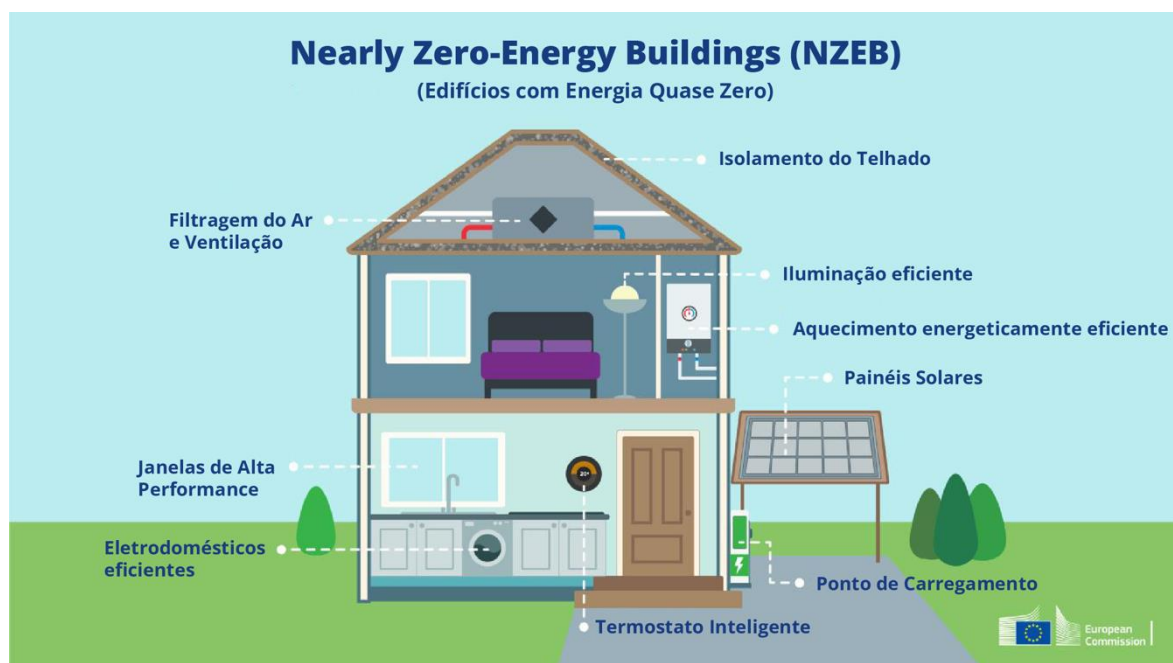


Figura 2.6. Exemplo dos equipamentos a aplicar na filosofia ZEB/nZEB[76].



---

## 2.2. Legislação: Obrigações e Incentivos

Tendo em consideração o peso do edificado no consumo de energia assim como nas emissões e atendendo às necessidades de renovação do parque construído, é lícito pensar que com incentivos e legislação adequada, surgirão oportunidades claras para alavancar a transição energética no pilar do setor dos edifícios, através da renovação e implementação de tecnologias direcionadas à produção local de energia. Assim, a legislação deverá atuar em dois vetores, para tornar o atual cenário uma oportunidade real de mudança. Por um lado, a legislação deve criar mecanismos que obriguem os proprietários (e Estados Membros) a construir ou renovar dentro de parâmetros que visem a redução acentuada das necessidades energéticas. Por outro lado, deve criar incentivos no sentido de alavancar e facilitar o investimento, quer na produção local de energia, quer numa cada vez maior interação entre os edifícios e as redes de energia.

Com efeito, já há algum tempo que a União Europeia tem vindo a regulamentar tendo em conta uma transição para as energias renováveis. Considerando o passado mais recente e a questão do edificado, a diretiva Europeia (2018/844/EC) [77] abrange um leque de políticas e medidas de incentivo para auxiliar os governos dos Estados Membros a melhorar o desempenho energético dos edifícios. Dessas medidas, pode destacar-se que, desde 2021 todos os novos edifícios particulares devem ser *nearly zero-energy buildings* (nZEB), enquanto nos públicos isso deveria acontecer desde 2019. Quando um edifício é vendido ou arrendado, este deverá estar munido de um certificado energético e deverão ser implementadas inspeções aos sistemas de aquecimento e ar condicionado [78]. Para além destes requisitos, sob ação da “Energy Efficiency Directive” [79], os países da UE devem levar a cabo renovações no sentido da eficiência energética a, pelo menos, 3% de toda a superfície do edificado de sua propriedade ou ocupação. Espera-se com esta medida que, no espaço de pouco mais de 30 anos, todo o edificado tenha sido alvo de renovação, tendo em vista uma maior eficiência na utilização da energia. A Figura 2.7 seguinte apresenta o compromisso da UE na entrega do pacote verde.



Figura 2.7. Compromisso da EU na entrega do pacote verde[80].

Para assegurar que os edifícios estarão aptos a abraçar os objetivos traçados para o ambiente apresentados no “2030 Climate Target Plan” [81] e refletido no “Delivering the European Green Deal Package” em 2021, a Comissão Europeia tem vindo a elaborar propostas que procuram atingir a redução de 60% das emissões dos edifícios em 2030, face a 2015 e atingir a neutralidade climática em 2050. Estas medidas trabalharão a par com outras do “European Green Deal”[82], em particular com a revisão do sistema de substituição dos combustíveis utilizados nos edifícios, com as diretivas de eficiência energética [79], com a diretiva de energia renovável [83], assim como a regulamentação das infraestruturas de combustíveis alternativos. [84] Das propostas que a Comissão tem vindo a fazer, podem destacar-se:

- Elevar o padrão mínimo de desempenho energético, de modo a alavancar a renovação dos edifícios com piores desempenhos energéticos;
- Novos padrões de desempenho energético para edifícios novos, e uma perspetiva mais ambiciosa para que os edifícios tenham necessidades energéticas (quase) nulas;
- Estratégias de renovação reforçadas a longo prazo (National Buildings Renovation Plans, ELPRE [85]);
- Maior qualidade e conseqüente confiança nos certificados energéticos, aplicando também a crescente digitalização e com classes de performance energética baseados em critérios comuns;

- Modernização dos edifícios e respetivos sistemas, nomeadamente melhorando os sistemas integrados como aquecimento, arrefecimento, ventilação, carregamento de veículos elétricos, etc.

Para que esta transição seja justa e possa abranger todas as classes sociais, a União Europeia criou também o fundo “*Social Climate Fund*” [86] com cerca 72,2 mil milhões de euros para financiar e mitigar os custos de acesso à renovação de edifícios por parte dos cidadãos europeus, especialmente os mais suscetíveis à pobreza de energética. Pode consultar-se na Figura 2.8 seguinte uma cronologia de medidas e metas com destaque e relevância desde a diretiva 2018/844/EC [], que refletem o caminho e visão da UE no sentido de mitigar as alterações climáticas:

#### Passos Chave



**Figura 2.8.** Cronologia de medidas e metas com destaque e relevância desde a diretiva 2018/844/EC [87].

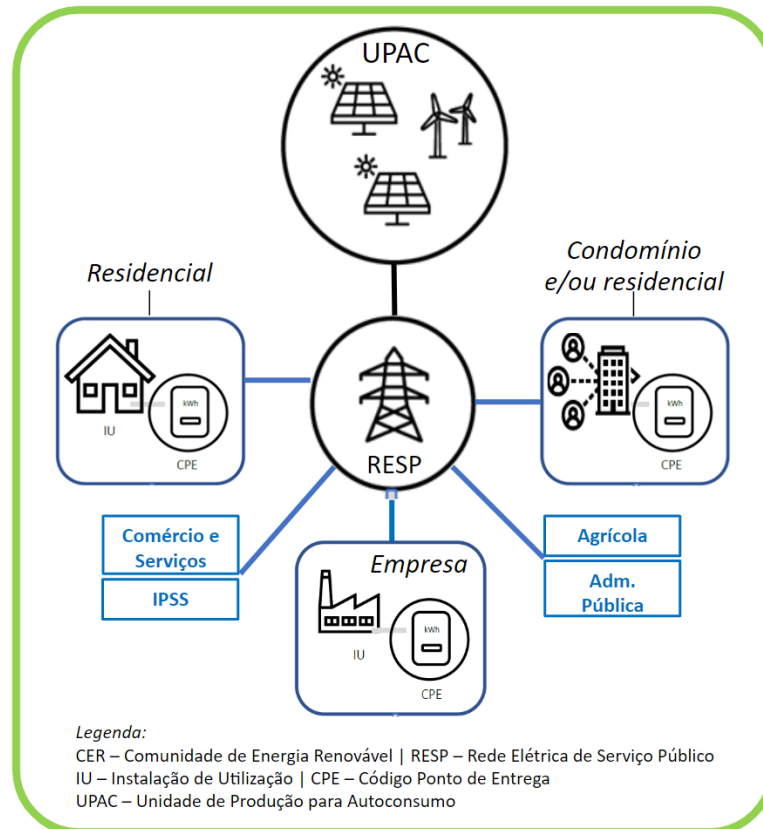
Em Portugal, a prioridade à eficiência energética como princípio basilar do Pacote Energia Limpa (“European Green Deal Package”), bem como os instrumentos nacionais consubstanciados no Roteiro para a Neutralidade Carbónica até 2050 [88], o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC) [89] e a Estratégia de Longo Prazo para a Renovação dos

Edifícios (ELPRE) [90], definem metas ambiciosas para que o parque imobiliário passe a ter necessidades quase nulas de energia. Entre as grandes missões da ELPRE estão a promoção da melhoria do desempenho energético do parque imobiliário nacional, potenciando, até 2050, uma poupança cumulativa de energia primária de 34% e uma redução das emissões de CO<sub>2</sub> de 77%, face a 2018, contribuindo para que Portugal atinja os objetivos em matéria de energia e clima [90]. A implementação da ELPRE será alavancada pelo Mecanismo de Recuperação e Resiliência (PRR), disponível no âmbito do *Next Generation EU* [91], que prevê, para o efeito, um investimento de 620 milhões de euros, entre 2021 e 2026. O Plano Nacional de Investimentos 2030 (PNI) prevê a canalização de 1.500 M€, de origem pública e privada, para a renovação energética e descarbonização dos edifícios [90].

No âmbito do PNEC, a promoção e disseminação da produção descentralizada de eletricidade a partir de fontes renováveis de energia veio a merecer acrescida relevância. Alcançar uma quota de 47 % de renováveis no consumo final de energia implica que, no setor elétrico, as renováveis contribuam com, pelo menos, 80 % da produção de eletricidade. Neste sentido, o contributo da produção descentralizada será fundamental para alcançar esse objetivo, pelo que a capacidade instalada, nomeadamente no solar, deverá atingir pelo menos 1 GW em 2030 [].

Atendendo à importância do acesso efetivo e equitativo a mecanismos de financiamento, como incentivos à concretização célere e efetiva dos objetivos estratégicos, estabelece-se que a concessão ou atribuição de medidas e incentivos financeiros para a renovação dos edifícios abrangidos, com específica incidência na melhoria do respetivo desempenho energético, processa-se em função das melhorias obtidas, ou do desempenho energético das soluções construtivas ou equipamentos utilizados. Podem destacar-se o Fundo Ambiental[92], Vale Eficiência[92], Casa Eficiente[93], incentivos fiscais para autoconsumo (como redução de IVA nos painéis solares) e apoio à concretização de comunidades de energia renovável e autoconsumo energético. Em 2019, foi estabelecido o regime jurídico aplicável ao conceito de comunidades de energia renovável (CER), que passou a permitir o autoconsumo coletivo de energia. Com esta alteração, a produção e o consumo de energia solar podem ser partilhados entre vizinhos, com o condomínio ou o bairro. Uma CER pode, ainda, criar entidades jurídicas destinadas à produção, ao consumo,

ao armazenamento, à partilha e à venda de energia renovável[94], [95]. A Figura 2.9 seguinte apresenta as relações entre entidades que caracterizam uma CER[96].



**Figura 2.9.** Relações entre entidades que caracterizam uma CER [97].

É possível concluir, assim, que os incentivos e o enquadramento legal, poderão constituir uma valiosa oportunidade para encorajar os proprietários e os Estados Membros a adotar medidas de produção descentralizada na construção e renovação dos edifícios, contribuindo para um desenvolvimento mais sustentável e uma transição energética com vista a um futuro neutro em emissões de carbono.

## 2.3. Tecnologias de Captação de Energia Solar: BAPV & BIPV

Torna-se oportuno explicar dois conceitos no âmbito do aproveitamento local da energia solar: a produção de energia fotovoltaica anexa a edifícios (BAPV) e produção de energia fotovoltaica integrada em edifícios (BIPV). A Figura 2.10 (a) e (b) seguinte mostra um exemplo de BAPV e BIPV respetivamente.



Figura 2.10. (a) Sistema de captação BAPV; (b) Sistema de captação BIPV[98].

Energia Fotovoltaica Integrada em Edifícios (BIPV) e a Energia Fotovoltaica Anexada a Edifícios (BAPV), partilham várias semelhanças importantes em termos científicos:

**Geração de Energia Solar:** Os sistemas BIPV e BAPV são projetados para aproveitar a energia solar por meio do uso de células ou módulos fotovoltaicos;

**Utilização de Painéis Solares:** Nos sistemas BIPV e BAPV, os painéis solares são empregues como tecnologia primária para captação de energia solar. Esses painéis são compostos de materiais semicondutores, normalmente à base de silício, que absorvem fótons da luz solar e geram corrente elétrica;

**Ligação à rede de distribuição de energia:** Ambos os sistemas BIPV e BAPV são normalmente conectados à rede elétrica, permitindo a distribuição eficiente do excedente de eletricidade gerado pelos painéis fotovoltaicos. O excesso de energia pode ser injetado na rede, fornecendo uma fonte de energia renovável para a comunidade em geral;

**Eficiência Energética e Sustentabilidade:** Tanto o BIPV como o BAPV contribuem para melhorar a eficiência energética e a sustentabilidade nos edifícios, reduzindo a dependência de fontes de eletricidade convencionais baseadas em combustíveis fósseis;

**Benefícios ambientais:** Ambos os sistemas oferecem benefícios ambientais ao reduzir a pegada de carbono associada à geração de eletricidade. Contribuem para a mitigação das alterações climáticas, gerando energia limpa e renovável sem produzir emissões prejudiciais durante a operação;

**Redução de custos de energia:** O BIPV e o BAPV podem levar à redução dos custos de energia para os proprietários ou ocupantes dos edifícios, através da geração de eletricidade no local. Isto pode resultar em contas de eletricidade mais baixas e potenciais economias financeiras ao longo do tempo;

**Incentivos e políticas governamentais:** Tanto o BIPV como o BAPV podem beneficiar de incentivos, subsídios ou políticas públicas destinadas a promover a adoção e a sustentabilidade das energias renováveis. Estes incentivos podem tornar a instalação de sistemas fotovoltaicos mais atrativa financeiramente;

**Investimento de longo prazo:** Tanto as instalações BIPV como as BAPV são consideradas investimentos de longo prazo em infraestruturas de energias renováveis. Têm potencial para fornecer energia limpa durante cerca de 25 anos, contribuindo para a segurança e a resiliência energética.

Na sua essência, tanto os sistemas BIPV como os BAPV partilham o objetivo fundamental de aproveitar a energia solar para a geração de eletricidade em edifícios, oferecendo benefícios ambientais e económicos, enquanto contribuem para a transição para fontes de energia mais sustentáveis. Enquanto os seus princípios subjacentes de conversão de energia solar e objetivos ambientais permanecem semelhantes as suas diferenças residem principalmente no grau de integração na estrutura do edifício e nas suas considerações arquitetónicas e funcionais. Nesta comparação entre ambas podemos ressaltar:

### **1. Integração em componentes de construção**

Os sistemas BIPV são projetados para integrar perfeitamente elementos solares fotovoltaicos em vários componentes de construção, como materiais de cobertura, fachadas ou janelas. Esta integração envolve a incorporação de células solares nos elementos estruturais do próprio edifício.

Os sistemas BAPV por outro lado, envolvem a fixação de painéis solares nas superfícies externas dos edifícios sem serem uma parte intrínseca da estrutura do edifício. Esses painéis são normalmente montados no topo de telhados ou fachadas existentes, tornando-os fixos externamente.

### **2. Considerações arquitetônicas**

Os sistemas BIPV são desenvolvidos com forte foco na estética arquitetônica e na integração do design, garantindo que se harmonizem com a aparência geral do edifício. Frequentemente, são personalizados para atender aos requisitos de projeto do edifício.

Os sistemas BAPV podem ter menos ênfase na integração arquitetônica e podem não ser tão adaptados à estética do edifício, uma vez que são adicionados externamente e podem ser relativamente independentes do design do edifício.

### **3. Funcionalidade e desempenho do edifício**

Os sistemas BIPV contribuem não só para a geração de eletricidade, mas também servem como elementos funcionais de construção, proporcionando benefícios como sombreamento, isolamento ou suporte estrutural, dependendo do seu design e localização[99].

Os sistemas BAPV funcionam principalmente como geradores de eletricidade solar e não oferecem necessariamente funcionalidade adicional ao edifício ou melhorias de desempenho.

### **4. Complexidade de instalação**

A instalação de sistemas BIPV normalmente requer processos de planejamento e construção mais complexos devido à sua integração na estrutura do edifício. Isto pode envolver técnicas de instalação especializadas e exigir a colaboração entre especialistas em energia solar e arquitetos.

As instalações BAPV são geralmente mais simples e envolvem a montagem de painéis solares em superfícies de edifícios existentes. Muitas vezes são considerados mais fáceis e rápidos de implementar em comparação com sistemas BIPV.

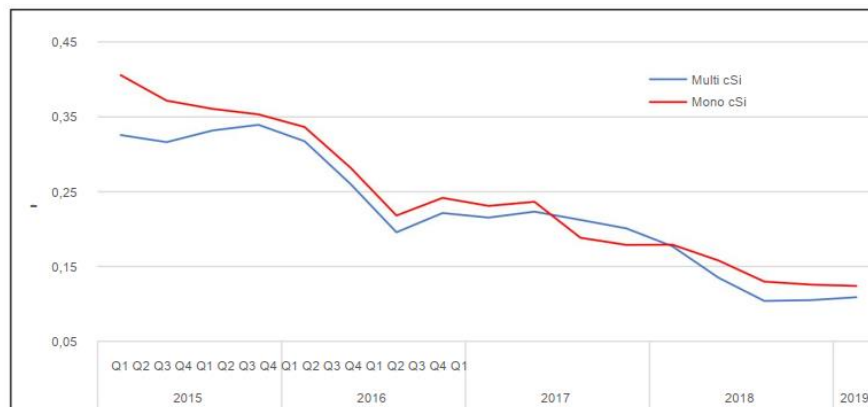


Em suma, o BIPV envolve a integração perfeita da energia solar fotovoltaica na estrutura do edifício, enfatizando a harmonia arquitetónica e a funcionalidade adicional do edifício. Em contraste, o BAPV implica painéis solares fixados externamente com menos integração arquitetónica e melhoria funcional.

Pelas razões acima descritas é importante enquadrar as principais razões pelas quais os BIPV têm gerado um interesse crescente e quais os obstáculos que permanecem para a sua expansão. O desenvolvimento mais recente dos BIPV deve se em grande parte ao aumento da atratividade intrínseca dessa tecnologia e a condições de mercado mais favoráveis, os principais vetores são:

- i) Componentes do sistema fotovoltaico mais baratos;
- ii) Inovações sistémicas que levam a uma maior competitividade (por exemplo, maior eficiência das células fotovoltaicas, menores perdas do sistema e melhor confiabilidade dos elementos BIPV);
- iii) Melhor estética e possibilidades de customização dos produtos BIPV;
- iv) Crescente gama de fabricantes de produtos, o que estimula a concorrência;
- v) Uma crescente pressão regulatória para aumentar a sustentabilidade dos edifícios;
- vi) Uma vertente “verde” e sustentável cada vez mais valorizada pelos proprietários de edifícios e ocupantes.

O que historicamente manteve o preço dos produtos BIPV muito mais altos do que a componente de construção regular foi, entre outros, o custo dos componentes PV. As reduções têm sido constantes na história do sector fotovoltaico, mas recentemente essa tendência acelerou nos últimos anos. Entre o início de 2016 e março de 2019, os preços médios de mercado caíram cerca de 3 vezes. A Figura 2.11 mostra a evolução de mercado entre 2015 e 2019 [100] [101].



**Figura 2.11.** Evolução dos preços médios do mercado das células de silício cristalino [29].

Além dessas reduções de custos, melhorias tecnológicas foram introduzidas no mercado como, entre outras, aumento das células fotovoltaicas, revestimentos aprimorados, monitorização e otimização do desempenho do sistema ou melhores sistemas de montagem. Apesar do efeito desses fatores estimulantes, ainda existem barreiras para uma maior implementação de BIPV são elas: estruturais e regulatórias, económicas, técnicas e sociopsicológicas.

As barreiras regulatórias e sociopsicológicas influenciam principalmente a confiança dos investidores e clientes finais. Como consequência, afeta diretamente a quantidade de tempo e recursos que os fabricantes e instaladores BIPV gastam para fechar um contrato. Normalmente, essas barreiras explicam o porquê de os custos de aquisição do cliente e os custos de transação serem mais altos no BIPV. Relativamente ao desconhecimento do setor da construção, este deve-se em parte à resistência à mudança do sector, mais de 90% das empresas ativas no sector da construção na Europa, tem uma força de trabalho inferior a 10 trabalhadores. Para essas pequenas empresas, é um problema a adaptação e manter atualizado com os últimos desenvolvimentos tecnológicos, ou para recrutar novos funcionários com competências específicas. No que diz respeito a arquitetos, as possibilidades estéticas ainda limitadas, combinadas com falta de software BIPV adequado que permita a integração precoce do BIPV no projeto são duas das principais barreiras.



### 3. METODOLOGIA

A metodologia para avaliação da tecnologia mais adequada incluirá a caracterização do edifício em termos de captação de energia, consumos de energia, custos unitários de instalação e gamas de produção das tecnologias. Será também realizada uma comparação económica com objetivo de aferir qual o cenário mais proveitoso: se o projeto de construção contemplando tecnologias BAPV ou construir integrando plenamente os BIPV. Para tal os dois sistemas serão ensaiados às tipologias de coberturas convencionais mais comuns. De referir que, neste trabalho, apenas se analisa a viabilidade de instalação de sistemas fotovoltaicos nas coberturas dos edifícios. Desta análise, resultará um conjunto de indicadores (matriz) que permitirá comparar as duas alternativas.

A matriz será composta por um conjunto de **5 etapas**:

**Primeira Etapa:** Entender a localização do edifício. Quais as suas coordenadas geográficas (latitude e longitude) e de que modo isso influencia a radiação solar (kWh/m<sup>2</sup>), a orientação e inclinação ideal dos painéis.

A Figura 3.1 seguinte mostra: (a) trajetória solar para 45°N e (b) mapa das zonas climáticas solares para a Península Ibérica

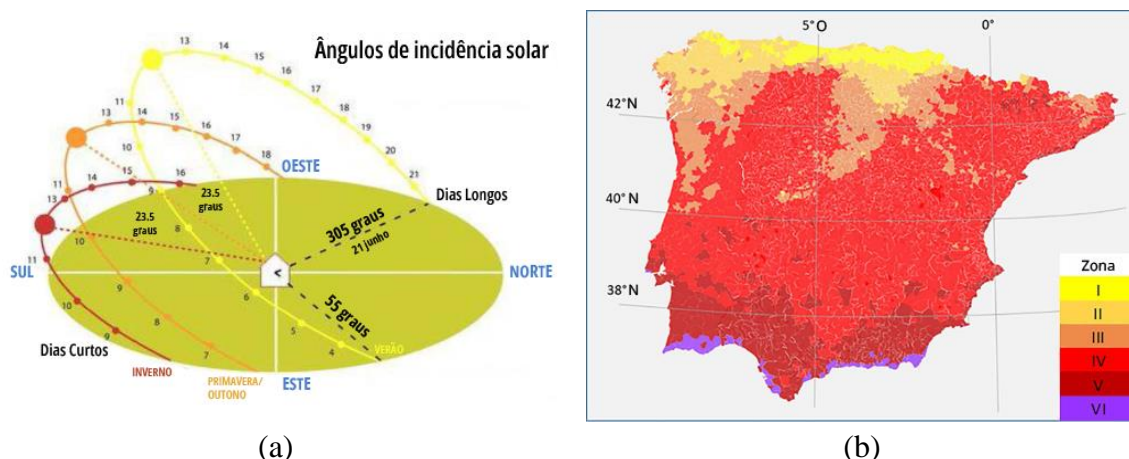


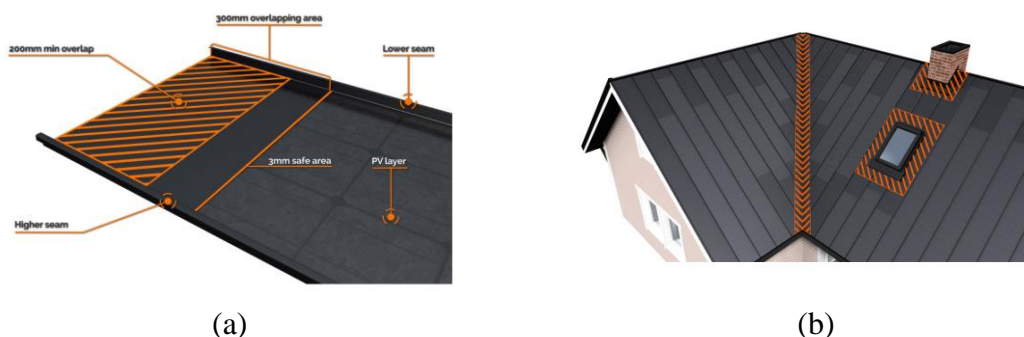
Figura 3.1. (a) Trajetória solar para 45°N [102]; (b) Mapa das zonas climáticas solares para a Península Ibérica [102].

- Zona I: de 1186.8 a 1319.0 kJ/m<sup>2</sup>
- Zona II: de 1319.0 a 1451.3 kJ/m<sup>2</sup>
- Zona III: de 1451.3 a 1583.5 kJ/m<sup>2</sup>
- Zona IV: de 1583.5 a 1715.8 kJ/m<sup>2</sup>
- Zona V: de 1715.8 a 1848.0 kJ/m<sup>2</sup>
- Zona VI: mínimo potencial superior a 1848.0 kJ/m<sup>2</sup>[103]

A produção energética dos sistemas fotovoltaicos é determinada pela irradiação solar recebida, que é em função da configuração espacial dos painéis PV em relação ao Sol. Estudos realizados pela Universidade de Salamanca, para a Península Ibérica concluíram que o ângulo ótimo de captação pode ser estabelecido perto dos 34 graus[102]. De notar que se a meta for maximizar a produção fotovoltaica em uma estação específica em vez de considerar o ano inteiro, o resultado é diferente. Assim, ao maximizar a produção fotovoltaica para o inverno, o ângulo de inclinação deve ser maior. O oposto acontece no caso de maximizar a produção fotovoltaica no verão: o ângulo de inclinação ideal deve ser inferior ao valor obtido ao maximizar a produção para todo o ano[102].

**Segunda Etapa:** Fazer uma inspeção à cobertura. Qual a área total, qual a tipologia de telhado (nº de águas da cobertura), se existem acidentes geométricos na cobertura (chaminés, claraboias, mansardas), se existe na envolvente do edifício fatores que contribuam para sombras, o objetivo, aferir a área útil da cobertura.

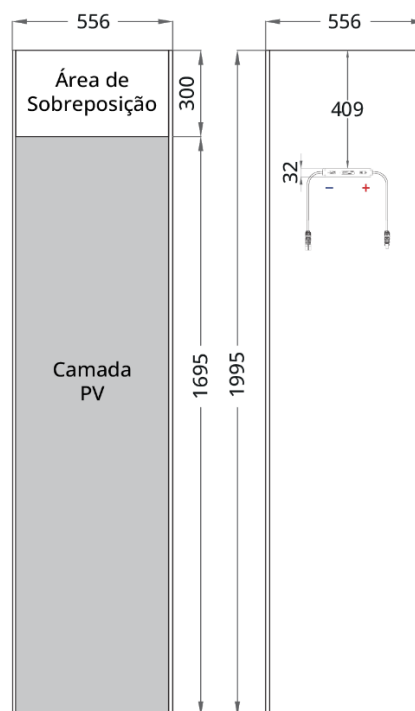
A Figura 3.2 seguinte mostra (a) a secção alocada para sobreposição, (b) superfícies a ter em conta na vedação e evacuação de águas pluviais



**Figura 3.2.** (a) Secção alocada para sobreposição [104]; (b) Secção alocada para vedação [104] .

As superfícies nunca podem ser totalmente descritas como úteis. As condições de irradiação solar devem ser verificadas, os módulos solares devem estar “livres” de sombra. Sombra direta sobre o painel PV representa uma quebra na produção final de energia, inclusive é afirmado na literatura científica [105] que a área de captação solar deve estar desprovida de qualquer sombra durante o período das 09h00 às 15h00 durante todo o ano e que a exposição à radiação solar da cobertura deverá representar cerca de 80% da exposição solar para o local geográfico no qual se insere. As áreas ocupadas por acidentes geométricos, áreas técnicas, as sobreposições de material, a vedação de águas pluviais, os constrangimentos como a superfície ocupada por caixilhos e sistemas de fixação, ou os espaços necessários entre módulos para permitir a passagem do ar, devem ser excluídas.

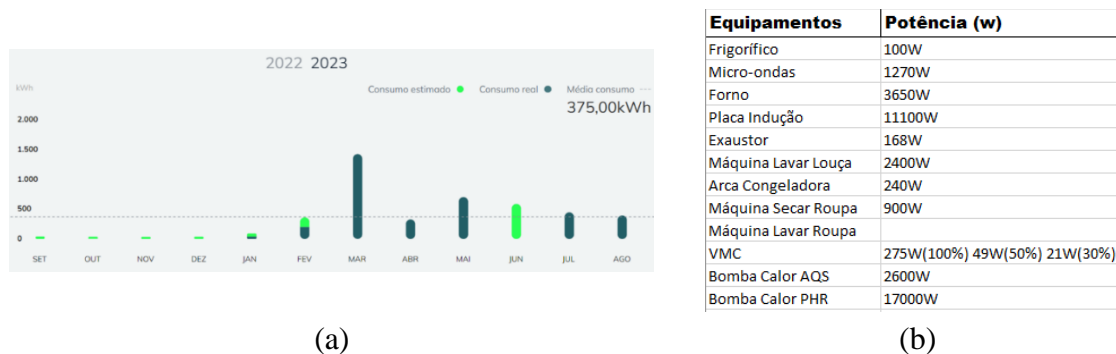
A taxa de cobertura da superfície, deve ser entendida como a relação entre a superfície realmente coberta pelos módulos e a superfície disponível para o sistema. No caso dos BIPV, pode variar cerca de 0,85 a cerca de 0.9 dependendo da morfologia da cobertura em estudo[12]. A Figura 3.3 seguinte mostra as dimensões técnicas de um painel BIPV, apresentando área útil de captação.



**Figura 3.3.** Dimensões técnicas de um painel BIPV[104].

**Terceira etapa:** Proceder ao levantamento energético da habitação. É necessário fazer uma recolha dos equipamentos e registar as suas potências, consultar o consumo médio mensal (de preferência um mês de inverno e outro de verão), consultar histórico de faturas, consultar certificado energético do edifício, se for possível consultar o diagrama de cargas diário (comparando por exemplo um dia representativo de inverno e outro de verão), o objetivo é poder aferir tanto quanto possível as necessidades mínimas de abastecimento energético do edifício.

A Figura 3.4 seguinte mostra (a) consulta de consumos médios mensais, (b) listagem de equipamentos e respetivas potências.



**Figura 3.4.** (a) Consulta de consumos médios mensais; (b) Listagem de equipamentos e respetivas potências.

**Quarta etapa:** Comparação entre os dois sistemas baseada numa análise de performance e de custos. Do lado da performance é preciso considerar gama de produção de cada uma das tecnologias, a eficiência dos próprios painéis e respetivas potências, considerar a taxa de cobertura. Do lado dos custos é necessário solicitar a empresas da especialidade: orçamento para cada um dos tipos de cobertura (tela asfáltica, telha cerâmica, painel sandwich, zinco e cobre), orçamento para BAPV (com estrutura e inclusão/exclusão da opção de armazenamento) e orçamento para BIPV.

A Figura 3.5 seguinte mostra orçamentos de: (a) cobertura em diferentes tipologias e (b) instalação BAPV com estrutura e armazenamento.

COBERTURA PLANA COM TELAS ASFÁLTICAS			
Fornecimento e aplicação de isolamento térmico XPS de 100mm;	m2	1,00	23,00 €
Execução de camada de forma com formação de pendentes para escoamento de águas pluviais;	m2	1,00	27,50 €
Fornecimento e aplicação de duas camadas de telas asfálticas (última camada com carga mineral);	m2	1,00	17,85 €
<b>NOTA:</b> Não está considerado o fornecimento e aplicação de selo rolado. Entendem-se melhor este esquema apenas com as telas com carga mineral (grátrias para estar ao tempo).			
		<b>Aprox.</b>	<b>68,35 € /m2</b>

COBERTURA TRADICIONAL COM TELHA			
Execução de estrutura composta por vigota de betão pré-esfocado + ripa, incluindo parede de suporte de cumeeira + Fornecimento e aplicação de telha lusa;	m2	1,00	80,00 €
Fornecimento e aplicação de isolamento térmico XPS de 100mm (sobre a laje);	m2	1,00	23,00 €
Fornecimento e aplicação de subtelha;	m2	1,00	19,40 €
<b>NOTA:</b> O valor das coberturas em painel varia muito com a configuração do telhado devido ao desperdício que possa existir.			
		<b>Aprox.</b>	<b>122,40 € /m2</b>

COBERTURA EM PAINEL SANDWICH DE 5 ONDAS			
Execução de cobertura em painel sandwich de 5 ondas - 100mm de espessura, incluindo estrutura metálica;	m2	1,00	131,50 €
<b>NOTA:</b> O valor das coberturas em painel varia muito com a configuração do telhado devido ao desperdício que possa existir.			
		<b>Aprox.</b>	<b>131,50 € /m2</b>

(a)

Projeto SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTOCONSUMO - UPAC 3,6KWp

Orçamento SFA 008-23

Data 29.08.2023

Conforme solicitado, passo a enviar a melhor proposta com o fornecimento do material, instalação e respetivo arranque de sistema, configurado com as características locais de trabalho

Quant.	Descrição	Preço €
8	Painéis FV. Monocristalinos. DMGC460M6-72HSW-2094x1038x35 (17,3m2) Preço un. 168,00€	1 344,00 €
1	Inversor Trifásico Híbrido c/Antena Wifi, Kit Smart Meter p/injeção zero	1 845,00 €
16	Triângulos de fixação em Alumínio e apliques. Fixadores para cobertura em chapa. Parafusos	986,00 €
1	1 Disj. Tetera. + Dif. 20A, 0,3A. 120m Cabos FV, 5m cabo trifásico 5x4mm, Fichas, Terra, Manga elétrica, i	350,00 €
1	Sistema de descarga terra com Eléctrodo e 20m de cabo terra de 10mm, etc.	75,00 €
1	Baterias de Lítio Solplanet 7,6KW	3 549,00 €
1	Mão de obra com transporte e instalação do sistema (2 dia, 2 homens)	560,00 €
	<b>Custo do conjunto com Estrutura e mão-de-obra</b>	<b>8 709,00 €</b>
	A estes valores acresce a taxa do Iva de 6%	522,54 €

(b)

Figura 3.5. (a) Orçamento de cobertura em diferentes tipologias; (b) Orçamento de instalação BAPV com estrutura e com armazenamento.

No caso dos BAPV, o custo dos painéis e respetiva estrutura de suporte será associado à construção de tipologias convencionais de coberturas no nosso parque imobiliário. Os orçamentos que serviram de base a esta análise estão presentes no ANEXO A deste documento.

No caso dos BIPV, dado que a tecnologia BIPV ainda não tem expressão suficiente que permita obter orçamentos credíveis e experimentados em Portugal, o custo apresentado para a instalação de uma cobertura desta tipologia é baseado no valor médio apresentado no estudo “BIPV SOLUTIONS IN EUROPE COMPETITIVENESS STATUS & ROADMAP TOWARDS 2030”.

A autoria do estudo é da responsabilidade do projeto *BIPV Boost*, cujo logo, objetivo e financiamento se encontram descritos na Figura 3.6, financiado pela União Europeia, reúne um consórcio de organizações e especialistas de diferentes países europeus que visa impulsionar a adoção e integração das tecnologias BIPV em projetos de construção. O objetivo principal do projeto é melhorar a eficiência, a qualidade e a sustentabilidade das soluções BIPV, para que sejam amplamente adotadas no setor de construção na Europa.





Bringing down costs of multifunctional building-integrated photovoltaic (BIPV) solutions and processes along the value chain, enabling widespread nZEBs implementation



This project has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement N° 817991

Figura 3.6. Apresentação Projeto BIPV Boost[12].

**Quinta Etapa:** Cálculo do ROI, *return of investment* e recomendação da tecnologia a implementar baseado na análise de custo-benefício.

Será calculado o ROI para cada um dos casos, ou seja, aplicação de BAPV a cada uma das tipologias e a sua contrastação com a aplicação de BIPV. A figura XX seguinte mostra a fórmula aplicada para (a) BAPV e (b) BIPV.

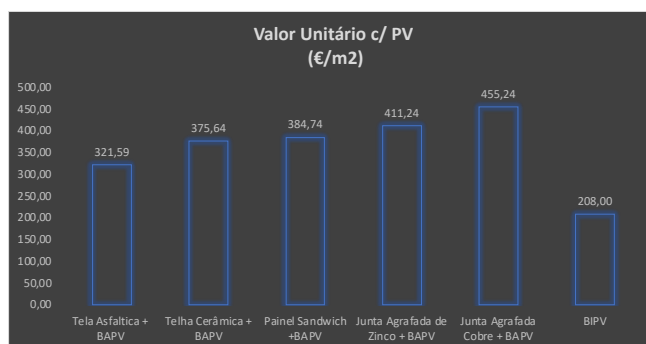
$$ROI_{BAPV} = \left[ \frac{(Receita_{BAPV} - Custo_{BAPV})}{Investimento_{BAPV}} \right] \times 100$$

$$ROI_{BIPV} = \left[ \frac{(Receita_{BIPV} - Custo_{BIPV})}{Investimento_{BIPV}} \right] \times 100$$

A escolha da tecnologia, terá como uma das suas bases a análise do gráfico de custos e produção por unidade de área, €/m2 e kW/m2 respetivamente. A figura XX seguinte mostra um gráfico de custos.

Cobertura	Valor unitário (€/m2)
Tela Asfáltica	68,35
Telha Cerâmica	122,40
Painel Sandwich	131,50
Junta Agrafada de Zinco	158,00
Junta Agrafada de Cobre	202,00
BAPV	253,24
BIPV	208,00

(a)



(b)

Figura 3.7. (a)Tabela de custos unitários das tecnologias; (b) Gráfico de custos unitários das tecnologias.





## 4. CASO DE ESTUDO E DISCUSSÃO

Neste capítulo é feita a caracterização do edifício alvo de estudo. Os dados analisados, são necessários para que a matriz metodológica explanada no segmento anterior seja aplicada. O objetivo é extrair resultados que consubstanciam a discussão, presente também neste capítulo. Partindo da premissa: *cenários de análise particulares geram conclusões particulares*, o foco está orientado para a resposta às seguintes questões:

- Qual a tecnologia que melhor adapta às características particulares da construção?
- Qual o período de retorno de investimento de cada uma das tecnologias?
- Qual a configuração que representa o melhor custo de oportunidade para casos distintos?

### 4.1. Caracterização do Caso de Estudo

O caso de estudo é uma habitação particular unifamiliar. Fica situada no concelho de Oliveira de Azeméis, distrito de Aveiro (40° 55' 13.4"N | 8° 25' 21.8"W). É uma construção de perfil arquitetónico moderno (estilo térreo, linhas retas, cobertura com pouca inclinação), onde foram utilizados elementos construtivos com características técnicas superiores (zinco na cobertura, sombreamentos de fachada em madeira, isolamento térmico de 100 mm, caixilharia em alumínio com corte térmico, alvenaria em bloco térmico). A habitação está inserida em ambiente urbano, contudo privilegia da envolvente orientada a Sul e Poente em campo aberto. Figura 4.1 mostra as orientações NE (a) e SW (b) da habitação.



**Figura 4.1.** Habitação em estudo : (a) orientação a NE; (b) orientação a SW.

Foi realizada uma perícia à cobertura da habitação onde foram registados os seguintes dados:

- Área da cobertura, aproximadamente 280 m<sup>2</sup>;
- Tipologia cobertura: Junta-agrafada de zinco em duas águas;
- Inclinação das águas da cobertura, aproximadamente 10%
- Altura da platibanda, aproximadamente 70 cm;
- Distância vertical da cobertura até ao rés-do-chão, aproximadamente 9 m;
- Orientação solar da cobertura: de Nascente a Poente;
- Períodos de sombra na cobertura: Não existem;

A Figura 4.2 seguinte mostra a (a) orientação Poente e a (b) vista de topo da habitação.



**Figura 4.2.** Habitação em estudo: (a) orientação Poente; (b) Vista de topo da habitação.

Com base nos dados extraídos, foi concluído que a habitação apresenta, em teoria, características muito favoráveis para a instalação de equipamentos de produção fotovoltaica. Nesse sentido, foi adotada como caso de estudo do presente trabalho.

## 4.2. Resultados

Nesta secção é apresentada a aplicação metodológica ao caso de estudo.

- **1ª Etapa:**

As coordenadas geográficas do caso de estudo são: latitude 40.920363 | longitude -8.422705. É possível apurar que o ângulo ótimo de instalação está compreendido entre os 31° e os 41°, a média mensal expectada de irradiação solar ronda os 164 kW h/m<sup>2</sup> e a produção anual de energia solar pode variar de 1583.5 a 1715.8 kJ/m<sup>2</sup> [102]

- **2ª Etapa:**

Foi realizada uma inspeção à cobertura, foi aferido que a área, excluindo palas, ronda os 280 m<sup>2</sup>. A cobertura está concebida num sistema de 2 águas simétricas, orientadas a Norte e Sul e apresenta uma inclinação de 10°. A habitação não apresenta acidentes geométricos significativos, apenas 2 chaminés fora do eixo central de cobertura, está orientada a Poente e fruto da ausência de sombras dispõe de exposição solar completa, de Este a Oeste.

- **3ª Etapa:**

Analisou-se o histórico de faturas de eletricidade, a potência contratada é de 20.7 kVA na tarifa horária simples, o custo mensal ronda os 176.07 €/mês e custo por kWh é de 0.1554 €. Efetuou-se o levantamento dos principais equipamentos da habitação e respetivas potências, a sumula está presente na tabela da Figura 4.3.

Equipamentos	Potência (w)
Frigorífico	100,00
Arca Congeladora	240,00
Micro-ondas	1270,00
Forno	3650,00
Placa Indução	11100,00
Exaustor	168,00
Máquina Lavar Louça	2400,00
Máquina Secar Roupas	900,00
Máquina Lavar Roupas	2500,00
Ventilação Mecânica Controlada (VMC)	275,00 (100%); 49,00 (50%); 21,00 (30%)
Bomba Calor Águas Quentes Sanitárias (AQS)	2600,00
Bomba de Calor com Equipamento Hidráulico (PHR)	17000,00
Torradeira	750,00
Jarro Eléctrico	2200,00
Secador Cabelo	1800,00
TV	80,00
Ferro Engomar	2000,00
Aspirador	750,00
Varinha Mágica	750,00
Robô Cozinha	1550,00

**Figura 4.3.** Levantamento dos principais equipamentos da habitação e respetivas potências.

Os equipamentos foram distinguidos entre:

1. Equipamentos tipicamente em funcionamento durante todo o dia: equipamentos de frio (frigorífico e arca congeladora), equipamentos de entretenimento tipicamente em *standby* (multimédia, internet, telefone e outros equipamentos eletrónicos), alarme, videoporteiro, sistema de ventilação mecanicamente controlada;
2. Equipamentos ligados especificamente durante um período de tempo: bomba calor para aquecimento de água, máquinas de lavar loiça, lavar e secar roupa, placa de indução, forno, exaustor, máquina de café, torradeira, micro-ondas, ferro de engomar, aspirador, televisão, computador pessoal, iluminação interior, iluminação exterior, etc.

Avaliando em termos de potência os equipamentos pertencentes ao primeiro grupo, o valor é de 600 W.

Relativamente à certificação energética da habitação, esta apresenta uma classificação de A+ (correspondente a um nZEB), estando alguns dos principais indicadores apresentados na Figura 4.4.

RESUMO DOS PRINCIPAIS INDICADORES			DADOS CLIMÁTICOS	
Sigla	Descrição	Valor / Referência	Descrição	Valor
Nic	Necessidades nominais anuais de energia útil para aquecimento (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	38,3 / 66,6	Altitude	365 m
Nvc	Necessidades nominais anuais de energia útil para arrefecimento (kWh/m <sup>2</sup> .ano)	6,2 / 7,7	Graus-dia (18° C)	1638
Qa	Energia útil para preparação de água quente sanitária (kWh/ano)	2 377,3 / 2 377,3	Temperatura média exterior (I / V)	8,1 / 20,4 °C
Wvm	Energia elétrica necessária ao funcionamento dos ventiladores (kWh/ano)	99,6	Zona Climática de inverno	I2
Eren	Energia produzida a partir de fontes renováveis para usos regulados (kWh/ano)	1 659,1 / 0,0*	Zona Climática de verão	V2
Eren, ext	Energia produzida a partir de fontes renováveis para outros usos (kWh/ano)	0,0	Duração da estação de aquecimento	7,0 meses
Ntc	Necessidades nominais anuais globais de energia primária (kWh <sub>ep</sub> /m <sup>2</sup> .ano)	15,0 / 72,2	Duração da estação de arrefecimento	4,0 meses

\* respeitante à contribuição mínima a que estão sujeitos os edifícios novos ou grandes intervenções, quando aplicável

Figura 4.4. Principais indicadores extraídos do certificado energético da habitação.

Os dados demonstram que a habitação foi construída sob orientações e utilizando materiais de construção e instalação de equipamentos de desempenho energético superior.

Relativamente aos consumos, foram realizadas as leituras do contador nos períodos de vazio, ponta e cheia. e extraídos os dados registados pela operadora, dos dados são apresentados na figura XX seguinte.

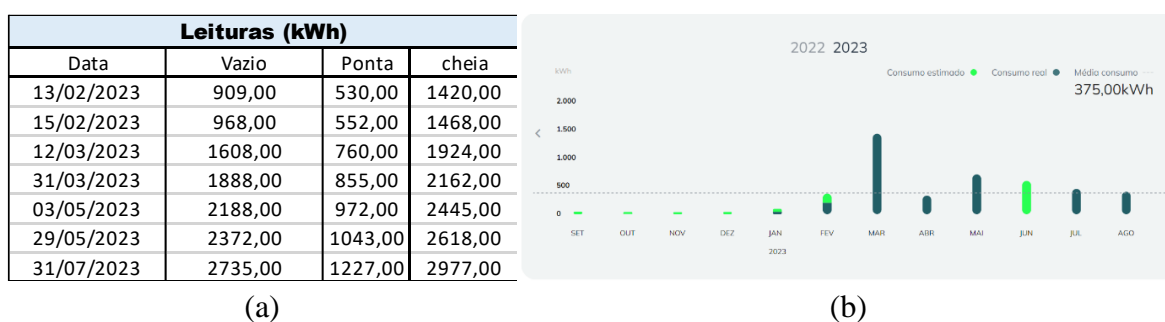


Figura 4.5. (a) Leituras de contador; (b) Dados de consumo registados pela operadora.

Da análise dos valores verifica-se que os hábitos de consumo acontecem principalmente no ciclo de contagem de horas cheias seguindo-se as horas de vazio e por fim as horas de ponta. O consumo médio mensal é de 375 kWh.



- **4 Etapa:**

Os dados anteriormente recolhidos e tratados foram fornecidos a uma empresa especialista no projeto e instalação de painéis fotovoltaicos (BAPV) com vista a obtenção de orçamento (orçamento em anexo) para unidade de produção para autoconsumo (UPAC). Após análise interna foi apresentada uma proposta para a instalação de 3.68 kWp ocupando uma área de 17.30 m<sup>2</sup>, distribuídos por 8 painéis de 460 W, de 2.17 m<sup>2</sup> cada (ficha técnica do painel em anexo). O valor contemplou o fornecimento e montagem dos painéis, inversor e restante aparelhagem eletrónica, sistema de proteção e cabelagens, estrutura para fixação na cobertura, e mão-de-obra. O valor apresentado foi de 4.381,00€ +IVA. Adicionalmente foi apresentado orçamento para UPAC com armazenamento, ou seja, ao orçamento inicial foi adicionado uma bateria de 7.60 kW e foram revistos em alta os valores do inversor e disjuntor. O valor apresentado foi de 8.709,00€ +IVA. A figura XX seguinte apresenta os orçamentos solicitados.

### Sem bateria

Conforme solicitado, passo a enviar a melhor proposta com o fornecimento do material, instalação e respetivo arranque de sistema, configurado com as características locais de trabalho

Quant.	Descrição	Preço €
8	Painéis FV. Monocristalinos. DMGC460M6-72HSW-2094x1038x35 (17,3m2) Preço un. 168,00€	1 344,00 €
1	Inversor Trifásico de Rede com Antena WiFi, Kit Smart Meter p/Injeção zero e monitorização	1 135,00 €
16	Triangulos de fixação em Alumínio e apliques. Fixadores para cobertura em chapa. Parafusos, etc.	986,00 €
1	1 Disjuntores teterapolar, 100m Cabos FV, 5m cabo trifasico 5x4mm, Fichas, Terra, Manga elétrica, etc.	280,00 €
1	Sistema de descarga à terra	75,00 €
1	Mão de obra com transporte e instalação do sistema (2 dias, 2 homens)	561,00 €
<b>Custo do conjunto com Estrutura e mão-de-obra</b>		<b>4 381,00 €</b>
A estes valores acresce a taxa do Iva de 6%		262,86 €

### Com bateria

Conforme solicitado, passo a enviar a melhor proposta com o fornecimento do material, instalação e respetivo arranque de sistema, configurado com as características locais de trabalho

Quant.	Descrição	Preço €
8	Painéis FV. Monocristalinos. DMGC460M6-72HSW-2094x1038x35 (17,3m2) Preço un. 168,00€	1 344,00 €
1	Inversor Trifásico Híbrido c/Antena WiFi, Kit Smart Meter p/Injeção zero	1 845,00 €
16	Triangulos de fixação em Alumínio e apliques. Fixadores para cobertura em chapa. Parafusos	986,00 €
1	1 Disj. Tetera. + Dif. 20A, 0,3A. 120m Cabos FV, 5m cabo trifasico 5x4mm, Fichas, Terra, Manga elétrica, ,	350,00 €
1	Sistema de descarga terra com Eléctrodo e 20m de cabo terra de 10mm, etc.	75,00 €
1	Baterias de Lítio Solplanet 7,6KW	3 549,00 €
1	Mão de obra com transporte e instalação do sistema (2 dia, 2 homens)	560,00 €
<b>Custo do conjunto com Estrutura e mão-de-obra</b>		<b>8 709,00 €</b>
A estes valores acresce a taxa do Iva de 6%		522,54 €

Figura 4.6. Orçamentos BAPV sem baterias e com baterias.

Para auxiliar esta análise, criou-se um documento Excel, que servirá como ferramenta de apoio ao cálculo dos dados relevantes para as próximas etapas.

Aplicando uma aritmética simples é possível sintetizar os valores na tabela da Figura 4.7:

	Potencia instalada (kWp)	Área de implementação (m <sup>2</sup> )	Potência/Área (W/m <sup>2</sup> )	Custo (€)	Custo/potência (€/W)	Custo/Área (€/m <sup>2</sup> )
UPAC	3,68	17,3	212,72	4381	1,19	253,24
UPAC c/ Armazenamento	3,68	17,3	212,72	8709	2,37	503,41

**Figura 4.7.** Custo por metro quadrado das soluções BAPV sem baterias e com baterias.

Dado que este é um orçamento facultado por um instalador com experiência e conhecimento de causa, a potência e, conseqüentemente, a produção anual inerente a esta proposta servirá de base e referência para o estudo que se desenvolverá daqui para a frente.

Por sua vez, para a tecnologia BIPV, foi considerado o painel apresentado na Figura 3.3, com 175 W e 1.10 m<sup>2</sup>, cujas especificações técnicas se encontram no anexo deste documento.

Do ponto de vista económico foram solicitados a empresas da especialidade orçamentos para aferir os custos de construção das tipologias de cobertura. Os custos de construção são discriminados por estrutura, isolamento térmico e matéria-prima. O valor final inclui o custo associado à mão-de-obra e ao preço acresce o IVA à taxa em vigor. A tabela da Figura 4.8 seguinte apresenta a sumula das propostas.

	Estrutura (€/m <sup>2</sup> )	Isolamento Térmico (€/m <sup>2</sup> )	Matéria-prima (€/m <sup>2</sup> )	Total (€/m <sup>2</sup> )	Custo Cobertura (€)
Tela Asfáltica	27,50	23,00	17,85	68,35	19138,00
Telha Cerâmica	80,00	23,00	19,40	122,40	34272,00
Painel Sandwich	80,00	Incluído	51,50	131,50	36820,00
Junta-agrafada Zinco	100,00	23,00	35,00	158,00	44240,00
Junta-agrafada Cobre	100,00	23,00	79,00	202,00	56560,00
BIPV	80,00	23,00	105,00	208,00	58240,00

**Figura 4.8.** Quadro resumo dos valores inerentes às propostas recolhidas.

Os custos associados às estruturas divergem uma vez que a tela asfáltica é aplicada diretamente sobre a laje de cobertura com uma pendente muito reduzida, a telha, o painel sandwich, o zinco e o cobre comungam do mesmo tipo de estrutura, contudo ao zinco e cobre

acresce o valor da subestrutura em madeira OSB. A tela apresenta o custo por  $m^2$  (€/m<sup>2</sup>) mais baixo, as soluções de telha e painel apresentam valores médios de €/m<sup>2</sup> enquanto as soluções de cobertura em liga metálica não ferrosa, representam as soluções mais dispendiosas. O BIPV, após pesquisa de mercado, na solução de tecnologia equivalente ao BAPV em análise, apresenta um valor de 208 €/m<sup>2</sup>.

Tendo o supracitado como mote, recorreu-se à ferramenta “Photovoltaic Geographical Information System” (PVGIS) para extrair estimativas relativas à radiação solar e desempenho de sistemas fotovoltaicos, culminando em previsões para valores de produção elétrica média mensal (kWh), média mensal de irradiação solar (kWh/m<sup>2</sup>). Os parâmetros de entrada do software foram as coordenadas geográficas da habitação, o tipo de tecnologia PV (crystalline silicon cells), a capacidade instalada sugerida pelo instalador (3,68 kWp), o método de fixação inerente à tecnologia (aplicado sob estrutura ou integrado), o ângulo de inclinação e o ângulo de azimute.

Numa primeira instância, fez-se uma simulação para ambas as tecnologias, em pé de igualdade:

1. BAPV na sua inclinação ótima (34°) e estrutura livre (com caixa de ar), e BIPV na mesma inclinação (34°) assente na cobertura (sem caixa de ar), azimute ótimo (0° - virado a Sul), potência instalada sugerida:

A Figura 4.9 apresenta a simulação obtida para BAPV 34°.

**Provided inputs:**

Latitude/Longitude: 40.920,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.68 kWp  
 System loss: 14 %

**Simulation outputs**

Slope angle: 34 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 5141.41 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1796.15 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 240.97 kWh  
 Changes in output due to:  
     Angle of incidence: -2.78 %  
     Spectral effects: 0.92 %  
     Temperature and low irradiance: -7.81 %  
 Total loss: -22.22 %

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



**Figura 4.9.** Valores obtidos na simulação do “*Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*” para BAPV a 34°.

A Figura 4.10 apresenta simulação obtida para BIPV 34°.

<b>Provided inputs:</b>	<b>Simulation outputs</b>	
Latitude/Longitude: 40.920,-8.423	Slope angle:	34 °
Horizon: Calculated	Azimuth angle:	0 °
Database used: PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production:	4937.85 kWh
PV technology: Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	1796.15 kWh/m <sup>2</sup>
PV installed: 3.68 kWp	Year-to-year variability:	227.88 kWh
System loss: 14 %	Changes in output due to:	
	Angle of incidence:	-2.78 %
	Spectral effects:	0.92 %
	Temperature and low irradiance:	-11.46 %
	Total loss:	-25.3 %

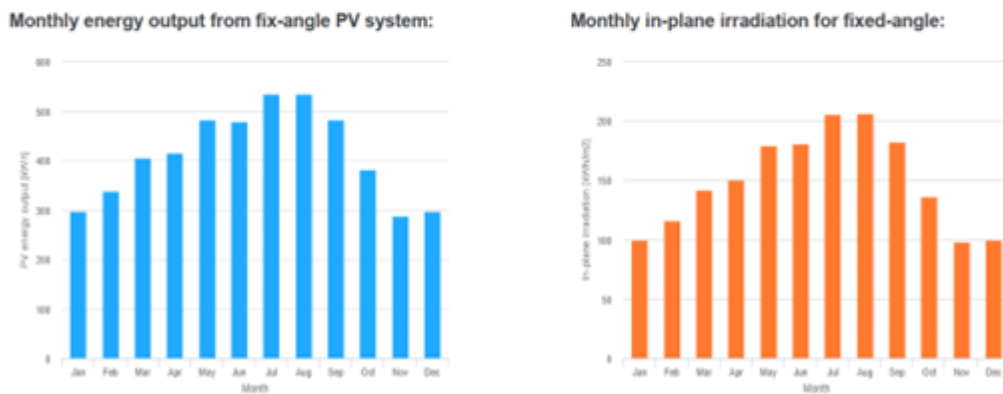


Figura 4.10. Valores obtidos na simulação do “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” para BIPV a 34°.

A tabela da Figura 4.11 apresenta uma sùmula da informação.

	Produção Elétrica Anual (kWh)	Média Mensal da Produção Elétrica (kWh)
BAPV, 34°,0°	5141,41	428,45
BIPV, 34°,0°	4937,85	411,49
Diferença	203,56	0
%	3,96	3,96
	Irradiação Solar Anual (kWh/m2)	Média Mensal de Irradiação Solar (kWh/m2)
BAPV, 34°,0°	1796,15	149,68
BIPV, 34°,0°	1796,15	149,68
Diferença	0	0
%	0	0

Figura 4.11. Tabela resumo dos dados recolhidos de BAPV e BIPV das Figura 4.9 e Figura 4.10.

A produção elétrica sofre uma quebra de quase 4% devido ao fator temperatura, consequência da não existência de caixa de ar na solução BIPV. Em relação à irradiação

solar, não se registam alterações, dado que a inclinação é a mesma. Nas duas situações a produção média mensal supera o consumo médio mensal da habitação (375 kWh).

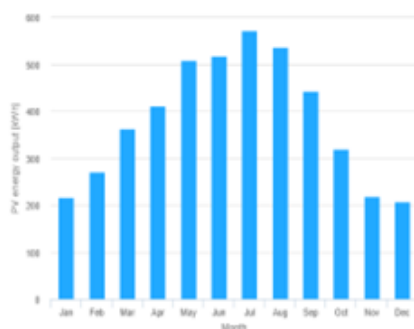
Por outro lado, atendendo às circunstâncias reais, a instalação de BIPV estará sujeita a uma inclinação de 10°.

A **Figura 4.17** apresenta a simulação obtida para BIPV 10° e 3.68 kWp de capacidade instalada.

A tabela da Figura 4.11 apresenta uma súmula da informação.

Provided inputs:	Simulation outputs
Latitude/Longitude: 40.920,-8.423	Slope angle: 10 °
Horizon: Calculated	Azimuth angle: 0 °
Database used: PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production: 4582.44 kWh
PV technology: Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation: 1669.25 kWh/m <sup>2</sup>
PV installed: 3.68 kWp	Year-to-year variability: 174.90 kWh
System loss: 14 %	Changes in output due to:
	Angle of incidence: -3.31 %
	Spectral effects: 0.8 %
	Temperature and low irradiance: -11.01 %
	Total loss: -25.4 %

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



**Figura 4.12.** Valores obtidos na simulação do “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” para BIPV a 10°.

A tabela da Figura 4.13 apresenta uma súmula da informação.

	Produção Elétrica Anual (kWh)	Média Mensal da Produção Elétrica (kWh)
BAPV, 34º,0º	5141,41	428,45
BIPV, 10º,0º	4582,44	381,87
Diferença	558,97	46,58
%	10,87	10,87
	Irradiação Solar Anual (kWh/m2)	Média Mensal de Irradiação Solar (kWh/m2)
BAPV, 34º,0º	1796,15	149,68
BIPV, 10º,0º	1669,25	139,1
Diferença	126,9	10,58
%	7,01	7,01

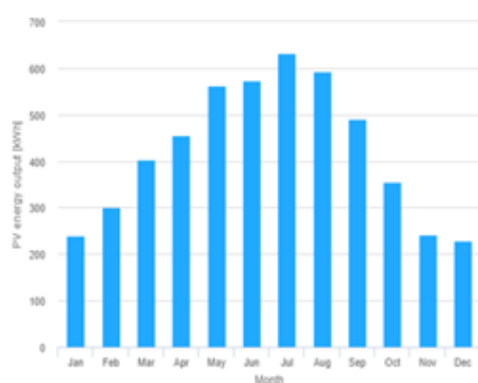
**Figura 4.13.** Tabela resumo dos dados recolhidos de BAPV e BIPV das **Figura 4.11** e **Figura 4.12**..

A produção elétrica sofre uma quebra de quase 11% devido aos fatores de inclinação e temperatura, cumulativamente. Em relação à irradiação solar, a quebra ronda os 7%. Nas duas situações a produção média mensal supera o consumo médio mensal da habitação (375 kWh).

Dadas as quebras inerentes à inclinação e às condições de montagem (existência ou não de caixa de ar que regule a temperatura), a solução de BIPV teve de ser adequada de forma a ir ao encontro do rendimento demonstrado pela solução BAPV orçamentada que, tal como supracitado, serve de referência ao caso de estudo em questão. Daí, adequando a inclinação aos 10º reais da cobertura sob escopo e à necessidade de incrementar a potência instalada, obteve-se a capacidade de 4,08 kW, que corresponde a um incremento de área de cobertura BIPV para cerca de 26m<sup>2</sup>. Consequentemente, obtiveram-se os resultados patentes da **Figura 4.14**, para uma solução BIPV aproximadamente equivalente:

Provided inputs:		Simulation outputs	
Latitude/Longitude:	40.920,-8.423	Slope angle:	10 °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	0 °
Database used:	PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production:	5080.53 kWh
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	1669.25 kWh/m <sup>2</sup>
PV installed:	4.08 kWp	Year-to-year variability:	193.91 kWh
System loss:	14 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence:	-3.31 %
		Spectral effects:	0.8 %
		Temperature and low irradiance:	-11.01 %
		Total loss:	-25.4 %

Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Figura 4.14. Valores obtidos na simulação do “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” para BIPV a 10° e com capacidade de 4,08kWh.

Considerando, então, a solução BAPV orçamentada, temos na Figura 4.15 elencados os custos inerentes à implementação desta tecnologia:

Cobertura + PV	Custo por unidade de área (€/m <sup>2</sup> )	Custo Total Cobertura c/ Instalação BAPV (€)
Tela Asfáltica + BAPV	321,59	23519,00
Telha Cerâmica + BAPV	375,64	38653,00
Painel Sandwich + BAPV	384,74	41201,00
Junta Agrafada Zinco + BAPV	411,24	48621,00
Junta Agrafada Cobre + BAPV	455,24	60941,00

Figura 4.15. Valores obtidos na simulação do “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)” para BIPV a 10° e com capacidade de 4,08kWh.



Nessa mesma linha, temos na Figura 4.16, para a tecnologia BIPV, com 10° de inclinação, 4,08 kWp e funcionando como cobertura:

Cobertura + PV	Custo Total Cobertura c/ Instalação BIPV (€)	Diferença para BAPV 34º (€)	Diferença para BAPV 34º (%)
Tela Asfáltica + BIPV 10º	22751,98	-767,02	3,26
Telha Cerâmica + BIPV 10º	36487,23	-2165,77	5,60
Painel Sandwich + BIPV 10º	38799,73	-2401,27	5,83
Junta Agrafada Zinco + BIPV 10º	45533,94	-3087,06	6,35
Junta Agrafada Cobre + BIPV 10º	56715,27	-4225,73	6,93

**Figura 4.16.** Custo total das várias tipologias de cobertura com instalação BIPV e diferença para as respectivas soluções BAPV

Assim, a Figura 4.17 apresenta, em forma de quadro resumo, as duas soluções que serão tidas em conta para a comparação das duas tecnologias sob escrutínio:

Produção Painel (kWp)	
BAPV	BIPV
460,00	175,00
Área Painel (m2)	
2,16	1,10
Potência por Unidade de Área (W/m2)	
213,00	158,00
Capacidade de Produção Instalada (kWp)	
BAPV 34º	BIPV 10º
3,68	4,08
Produção Elétrica Anual (kWh)	
5141,41	5080,53
Área de Implementação (m2)	
17,30	26,00

**Figura 4.17.** Quadro síntese dos dados referentes às soluções PV equiparáveis, sob escrutínio.

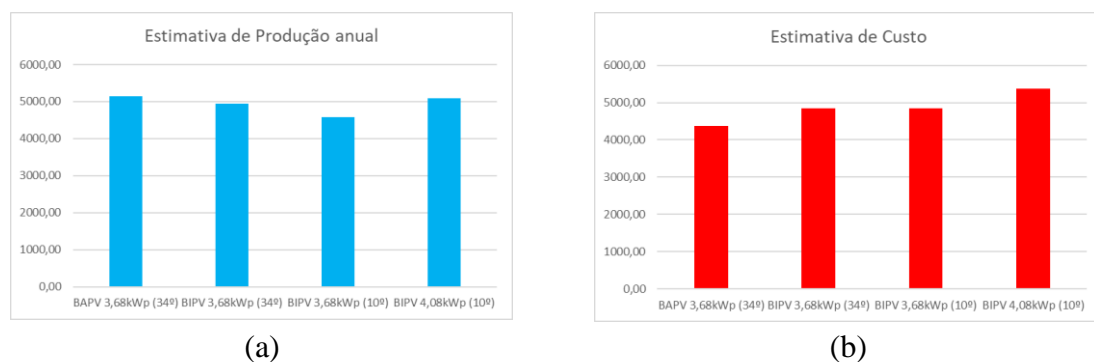
Na comparação direta de custo nas duas opções tecnológicas, apesar de maior implementação de área, a opção por BIPV apresenta custos mais competitivos, com poupanças que rondam entre os 3% e 7%.

• **5 Etapa:**

As Figura 4.18 e Figura 4.19 apresentam a smula a análise realizada na 4ª etapa.

Tecnologia	Area (m2)	Capacidade (W)	Produção Anual (kWh)	Produção anual /m2 (kWh)	Custo (EUR)
BAPV 3,68kWp (34°)	17,3	3680,00	5141,41	297,36	4378,47
BIPV 3,68kWp (34°)	23,3	3680,00	4937,85	211,55	4855,08
BIPV 3,68kWp (10°)	23,3	3680,00	4582,44	196,32	4855,08
BIPV 4,08kWp (10°)	25,9	4080,00	5080,53	196,32	5382,80

**Figura 4.18.** Tabela resumo das características referentes às soluções em estudo, respetivas estimativas de produção e respetivos custos.



**Figura 4.19.** (a) Estimativa de produção das soluções em análise; (b) Estimativa de custos das soluções em análise.

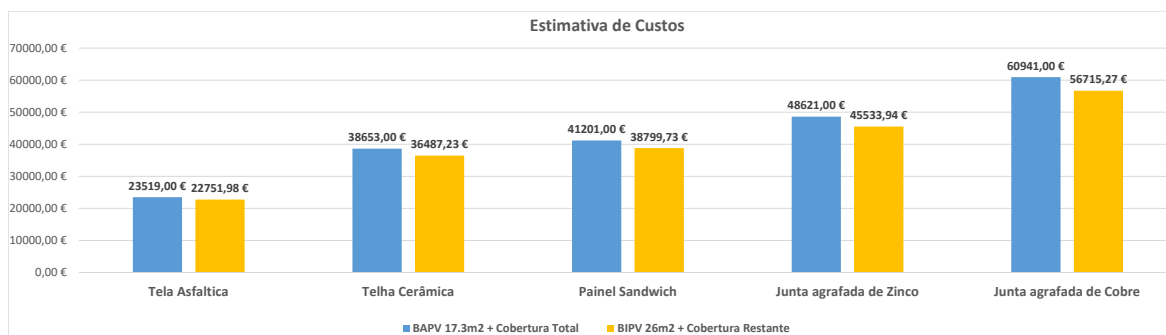
Realizadas as estimativas de custos para BAPV 34°, BIPV 34° e BIPV 10° com capacidade de 3,68 kWp e BIPV 10° com capacidade de 4,08 kWp , estimou-se o período de retorno de investimento, assumindo o aproveitamento total da energia produzida. O potencial de ganhos foi calculado, multiplicando o custo de energia que o cliente paga atualmente, cerca de 0.1554 €/kWh, pela produção elétrica anual (kWh). Posteriormente, o valor de investimento () foi dividido pelo potencial de ganhos (), retornando o número de anos de amortização. O potencial de redução de fatura foi aferido através da multiplicação da produção média mensal (kWh), pelo valor pago pela energia. A tabela da Figura 4.20 sintetiza.

Tecnologia	Custo (€)	Retorno (Anos)	Redução média fatura (€/mês)
BAPV 34° ; 3.68 kWp	4378,47	5,50	66,58
BIPV 34° ; 3.68 kWp	4855,08	6,30	63,95
BIPV 10° ; 3.68 kWp	4855,08	6,80	59,34
BIPV 10° ; 4.08 kWp	5382,80	6,80	65,79

**Figura 4.20.** Quadro Resumo do Investimento, retorno e redução de fatura inerentes às soluções em estudo.

Os dados da Figura 4.20 demonstram que o BAPV 34° com 3.68 kWp apresenta o menor custo e uma mais rápida amortização em oposição a BIPV 10° com 4.08 kWp. Isto reflete o impacto da capacidade de produção instalada e da área de implementação nos custos e período de amortização. No entanto, de ressaltar que os custos (e respetivo retorno associado) apresentados nas Figura 4.18 e Figura 4.20 são inerentes apenas às áreas de produção fotovoltaica, não contemplando o custo da cobertura necessária ao BAPV.

O gráfico da Figura 4.21 apresenta a estimativa de custos para cada uma das tipologias de cobertura associadas a BAPV 34° com 3,68 kWp e BIPV 10° com 4,08 kWp, com as soluções construtivas inerentes associadas.

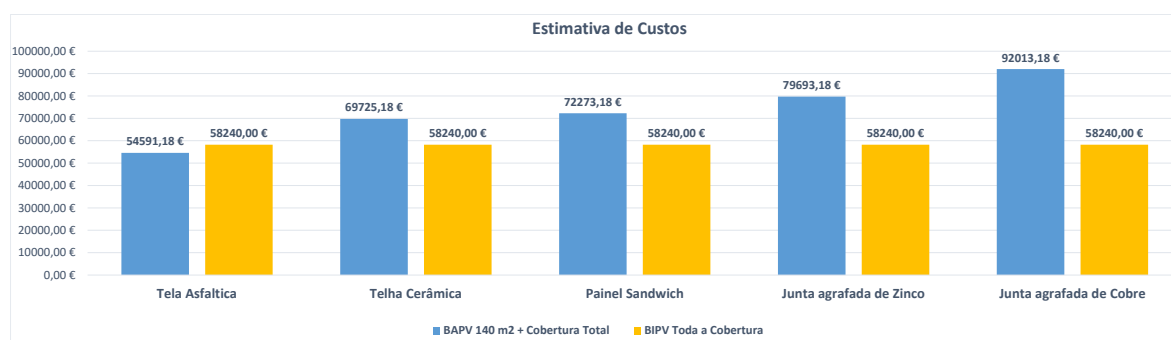


**Figura 4.21.** Representação gráfica comparativa das estimativas de custos das soluções de cobertura em estudo.

Assumindo as soluções equivalente apresentadas, verifica-se que, em todos os tipos de cobertura, o custo de instalação BIPV é inferior ao BAPV. Do lado dos BAPV, o painel apresenta uma performance superior e necessidades de implementação de área inferiores. Do lado dos BIPV, a inclinação real da cobertura é inferior ao ideal, existe uma quebra de performance, fruto às temperaturas a que os equipamentos estão sujeitos serem superiores (por causa do menor fluxo de ar a circular na caixa de ar), forçando desse modo, a uma área de instalação superior. Contudo, os cálculos efetuados demonstram um preço mais competitivo.

A principal justificação reside naquela que é uma das principais características dos próprios BIPV, estes são substitutos dos elementos construtivos, ou seja, o €/m<sup>2</sup> é constituído apenas pelo BIPV e não pelo somatório de custos da construção convencional e tecnologia BAPV. Este argumento é ainda mais explícito na situação limite, representada graficamente na Figura 4.22.

Por absurdo, se compararmos o cenário de instalação máxima de fotovoltaico com BAPV em 140 m<sup>2</sup> da cobertura e BIPV na totalidade da cobertura (280m<sup>2</sup>), o BIPV apresenta-se como a opção de custo mais competitivo.



**Figura 4.22.** Representação gráfica comparativa das estimativas de custos das soluções de cobertura em estudo, na situação limite.

Para concluir esta etapa, tendo em conta os valores atuais da energia e os custos das tecnologias PV sob escopo (patentes nas Figura 4.18 e Figura 4.20), podem os estimar-se um valores de retorno de investimento, considerando um tempo de vida útil dos equipamentos de 25 anos. Esses valores estão patentes na tabela da Figura 4.23:

Tecnologia	Produção energética em 25 anos de vida útil	ROI (%)
BAPV 3,68kWp (34º)	19974,38	356,20
BIPV 3,68kWp (34º)	19183,55	295,12
BIPV 3,68kWp (10º)	17802,78	266,68
BIPV 4,08kWp (10º)	19737,86	266,68

**Figura 4.23.** Estimativas de ROI para as tecnologias em estudo.

### 4.3. Discussão

A decisão de compra e instalação de equipamentos de produção fotovoltaica, deverá ser sempre baseada num estudo prévio, o mais profundo quanto possível. É necessário perceber as condições morfológicas da cobertura, entender quais as necessidades energéticas da habitação, quais os hábitos de consumo de quem lá habita e evitar erros de sub ou sobre dimensionamento, que inevitavelmente resultam em prejuízo económico para o cliente. O facto de o caso de estudo retratar uma construção nova, com boa eficiência energética, com ótima exposição solar e com consumos de energia eléctrica elevados, torna-o adequado para o projeto e instalação e produção fotovoltaica.

A produção fotovoltaica anexa a edifícios apresenta-se como uma solução sólida e eficaz. É uma tecnologia com alguma maturidade e em constante evolução capaz de boas produções, principalmente ao nível doméstico. Tem como outra grande vantagem a facilidade de instalação, o facto de ser fixa através de estrutura, permite-a adaptar-se a praticamente todo o tipo de coberturas e, mais relevante, posicionar-se na inclinação e azimute ideal para cada localização garantindo um bom controlo de temperatura de funcionamento. O facto de ser anexa a uma cobertura já existente evita que o proprietário tenha de repensar por completo a cobertura do edifício. Assim, pode afirmar-se que é perfeitamente adequada para habitações unifamiliares já construídas, posicionando-se como um ótimo *upgrade* e ajudando a cumprir metas de eficiência energética impostas ou recomendadas pela legislação.

A produção fotovoltaica integrada nos edifícios, assume-se como a solução mais interessante do ponto de vista arquitetónico. Posiciona-se como uma solução que pode atrair o interesse de arquitetos, construtores e clientes, com maior sensibilização para as questões ambientais e estéticas. Tem como vantagem construtiva, ser substituta dos habituais materiais de construção, o que pode representar grandes economias e evitar redundâncias de custos, que normalmente acontecem no ramo da construção. Do ponto de vista de performance, ainda não é capaz de atingir níveis de produção como as soluções equivalentes de BAPV, apresentando limitações em relação à inclinação e azimute dos painéis, pois estes dependem intrinsecamente da estrutura onde são montados, por isso são especialmente adequados para novas construções ou reconstruções completas. A sua poupança de custos

torna-as perfeitamente adaptadas coberturas de maior área, representando uma solução muito interessante para habitações plurifamiliares ou edifícios públicos.

Fruto da panóplia de tipologias de coberturas, os números relativos a performance e custos devem ser sempre colocados em perspectiva e analisados caso a caso. Não pode ser espectável, no caso dos BAPV, que, numa casa com orientação solar desfavorável, seja apenas necessário aplicar os painéis a uma estrutura que vá ao encontro das melhores condições de captação e fique completamente exposta. Em situações meteorológicas severas, o equipamento pode sofrer danos graves, que podem colocar o cliente numa situação de prejuízo. No caso dos BIPV, não se pode considerar que a aplicação direta da tecnologia é perfeitamente possível em todo o tipo de construções. Se não existir uma uniformidade de encaixes e vedações, as alterações construtivas a realizar na cobertura para viabilizar a sua aplicação podem, muito certamente, deixar de ser competitivas a nível de custos.

Apesar dos mecanismos criados para a uniformização de análise e comparação de tecnologias, cada caso será sempre único no que toca aos resultados. Nesse sentido e dando resposta às questões levantadas no início deste capítulo e, uma vez que a cobertura já está concluída, a tecnologia que melhor se adapta ao caso de estudo, e que melhor representa um custo de oportunidade, é a BAPV. A sua instalação será de maior facilidade e segurança e, do ponto de vista dos custos, apresenta uma estimativa de retorno de investimento mais curto, 5 anos e 6 meses. Fruto da sua localização e exposição solar, se estivesse neste momento ainda em fase de projeto, seria uma ótima candidata a uma cobertura BIPV, sendo inclusive a solução que, à partida, garantiria menores custos.



## 5. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Comparar os custos de instalação entre a Produção Fotovoltaica Anexa ao Edifício (BAPV) e a Produção Fotovoltaica Integrada ao Edifício (BIPV) é uma tarefa que envolve vários fatores e variáveis. No caso português, a pouca divulgação e oferta de mercado de produtos BIPV, a escassez de empresas ou instaladores especializados, que combinem conhecimentos na área da construção e instalação fotovoltaica, cria uma dificuldade acrescida para a disseminação desta tecnologia.

Após a realização desta dissertação, acredito que seria do maior interesse a criação de um mecanismo de análise construtiva, com integração de dados de produção e cruzamento de informação fiscal. Com o conhecimento pessoal deste ramo de trabalho, acredito que seria uma ferramenta muito bem-vinda e de grande proveito quer para clientes, como inclusive, na formação de novos quadros profissionais especializados na área.

Esta deve ser vista como uma análise empírica, que parte de alguns pressupostos ideais. No entanto, serve para trazer à discussão uma tecnologia cada vez mais a ter em conta na integração de renováveis no edificado (BIPV). Para que esta a análise possa apresentar resultados mais próximos da realidade, recomenda-se aprofundar a recolha de dados recorrendo às seguintes sugestões.

**Avaliação inicial de custos:** Estimar os custos iniciais para os sistemas BAPV e BIPV separadamente. Incluir o custo de painéis solares, sistemas de fixação, cabelagens e inversores;

**Modificações estruturais:** Identificar e estimar o custo de quaisquer modificações estruturais necessárias para instalações BAPV e BIPV.

**Auditoria energética:** Sem o conhecimento sobre consumos energéticos dos equipamentos, hábitos de consumo, não é possível projetar com rigor a solução a instalar ou estabelecer medidas para garantir a eficiência energética assim como reduzir custos;

**Custos de mão-de-obra:** Considerar os custos de mão-de-obra para a instalação, incluindo o tempo de instalação, a experiência e qualquer formação necessária para a



integração do BIPV. Os custos de mão-de-obra variam significativamente dependendo da complexidade do projeto;

**Projeto de arquitetura e engenharia:** Para os BIPV, deve se ter em consideração o custo do projeto arquitetônico e dos serviços de engenharia. Os sistemas BIPV requerem um planejamento cuidadoso e integração de design, o que pode implicar custos adicionais não associados ao BAPV;

**Custos de material:** Avaliar e calcular os custos e os materiais necessários para cada sistema, incluindo materiais exclusivos do BIPV, como componentes especializados de construção com integração solar;

**Custos de manutenção:** Estimar os custos de manutenção a longo prazo para BAPV e BIPV durante a vida útil esperada;

**Produção e economia de energia:** Considerar a produção de energia e as poupanças potenciais associadas a cada sistema;

**Incentivos e benefícios fiscais:** Verificar se há incentivos, créditos fiscais ou descontos disponíveis para BAPV e BIPV. Isso pode reduzir significativamente os custos de instalação;

**Custos do ciclo de vida:** Conduzir uma análise que considere os custos totais de propriedade ao longo da vida útil esperada de cada sistema. Isto inclui instalação, manutenção, produção de energia e quaisquer outras despesas relevantes;

**Retorno do Investimento (ROI):** Calcular o ROI para sistemas BAPV e BIPV, levando em consideração todos os custos e potenciais economias ou receitas geradas pela produção de energia;

**Avaliação de risco:** Avaliar os riscos potenciais associados a ambas as instalações, tais como a fiabilidade do sistema, danos relacionados com o clima e alterações nos preços da energia.

## 6. CONCLUSÃO

De facto, a bibliografia analisada e explanada nos primeiros capítulos desta dissertação, demonstram uma inequívoca necessidade de mudança no paradigma energético. Na busca da sustentabilidade do sector energético e de renovação do parque imobiliário, que constitui um enorme consumidor de energia, o exame de alternativas tecnológicas para aproveitar a energia solar revela-se fundamental. Esta dissertação centrou-se na comparação entre a Produção Fotovoltaica Aplicada a Edifícios (BAPV) e a Produção Fotovoltaica Integrada a Edifícios (BIPV), reconhecendo os seus papéis fundamentais na constituição de um modelo de produção energética diferente e na estética arquitetónica dos nossos edifícios.

Nesse sentido, com a análise aqui apresentada pode concluir-se que a energia fotovoltaica constitui uma solução eficaz para alavancar a transição energética necessária. O facto de o parque imobiliário se encontrar envelhecido, constitui uma oportunidade para implementar as tecnologias de produção local de energia. O potencial de produção energética destas tecnologias, aliado a medidas legislativas concordantes, colocam a energia fotovoltaica num patamar de destaque na concretização dos ZEB/nZEB.

Analisando as estimativas de custo apresentadas neste documento, conclui-se que o custo por unidade de área do BIPV é mais competitivo do que o do BAPV, no entanto o período de retorno de uma instalação BAPV é inferior à do BIPV. Isto deve-se essencialmente à performance acrescida do BAPV estudado e às suas condições de montagem, tendencialmente mais favoráveis do que as de BIPV.

Considerando a cobertura de uma habitação unifamiliar previamente construída, os BAPV demonstram ser uma solução adequada e eficaz, dada a facilidade de instalação e a performance acrescida desta tecnologia. Por outro lado, considerando áreas de cobertura extensas, com propósitos plurifamiliares, edifícios públicos, de serviços ou industriais, a solução BIPV, revelou-se mais competitiva, principalmente se for considerada desde a fase de projeto. Isto deve-se essencialmente ao facto de esta tecnologia substituir os habituais elementos construtivos.

Em suma, a necessidade da transição energética aqui enunciada, aliada ao decréscimo do custo de implementação das tecnologias fotovoltaicas, sentido na última década, e à regulamentação/incentivos em vigor, tornam imperativa sua implementação. Se os BAPV já ocupam um espaço de relevo no parque imobiliário, os BIPV assumem-se, aos dias de hoje, uma solução a ter em conta em novas construções ou reconstruções profundas.

Apesar das limitações das ferramentas analisadas nesta análise a comparação entre BAPV e BIPV destaca a natureza dinâmica e evolutiva da integração das energias renováveis na nossa paisagem arquitetónica. Ao compreender os atributos únicos destas tecnologias, capacitamo-nos para tomar decisões informadas que se alinhem com os nossos objetivos de sustentabilidade e contribuam para a transição energética em curso

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] European Commission, “Causas das alterações climáticas.” [https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change\\_pt](https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_pt) (accessed Aug. 28, 2023).
- [2] European Environment Agency, “Situação atual: A energia está na base das ambições da Europa em matéria de clima — Agência Europeia do Ambiente,” 2023. <https://www.eea.europa.eu/pt/sinais-da-aea/sinais-2022/artigos/situacao-atual-a-energia-esta> (accessed Aug. 28, 2023).
- [3] European Commission, “Renovation and decarbonisation of buildings,” 2021. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_6683](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6683) (accessed Aug. 28, 2023).
- [4] United Nations, “The Paris Agreement | UNFCCC.” <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement> (accessed Aug. 28, 2023).
- [5] “A luta contra a emergência climática.” [https://portugal.representation.ec.europa.eu/estrategia-e-prioridades/principais-politicas-da-ue-para-portugal/o-pacto-ecologico-e-transicao-energetica-em-portugal\\_pt](https://portugal.representation.ec.europa.eu/estrategia-e-prioridades/principais-politicas-da-ue-para-portugal/o-pacto-ecologico-e-transicao-energetica-em-portugal_pt) (accessed Sep. 13, 2023).
- [6] Parlamento Europeu, “Pacto Ecológico: essencial para a sustentabilidade na UE | Atualidade | Parlamento Europeu,” 2023. [https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20200618STO81513/pacto-ecologico-essencial-para-a-sustentabilidade-na-ue?at\\_campaign=20234-Green&at\\_medium=Google\\_Ads&at\\_platform=Search&at\\_creation=RSA&at\\_goal=TR\\_G&at\\_audience=pacto%20ecol%C3%B3gico%20europeu&at\\_topic=Green\\_Deal&at\\_location=PT&gclid=CjwKCAjw29ymBhAKEiwAHJbJ8kLCuQd3vUtRTSk0W0ULSB-g6wyT9DOZ3EkjmY0tKi2drY2qXOLGqRoC5uYQAvD\\_BwE](https://www.europarl.europa.eu/news/pt/headlines/society/20200618STO81513/pacto-ecologico-essencial-para-a-sustentabilidade-na-ue?at_campaign=20234-Green&at_medium=Google_Ads&at_platform=Search&at_creation=RSA&at_goal=TR_G&at_audience=pacto%20ecol%C3%B3gico%20europeu&at_topic=Green_Deal&at_location=PT&gclid=CjwKCAjw29ymBhAKEiwAHJbJ8kLCuQd3vUtRTSk0W0ULSB-g6wyT9DOZ3EkjmY0tKi2drY2qXOLGqRoC5uYQAvD_BwE) (accessed Aug. 28, 2023).
- [7] European Environment Agency, “Situação atual: A energia está na base das ambições da Europa em matéria de clima — Agência Europeia do Ambiente.” <https://www.eea.europa.eu/pt/sinais-da-aea/sinais-2022/artigos/situacao-atual-a-energia-esta> (accessed Aug. 28, 2023).
- [8] European Commission, “O Pacto Ecológico e a Transição Energética em Portugal.” [https://portugal.representation.ec.europa.eu/estrategia-e-prioridades/principais-politicas-da-ue-para-portugal/o-pacto-ecologico-e-transicao-energetica-em-portugal\\_pt](https://portugal.representation.ec.europa.eu/estrategia-e-prioridades/principais-politicas-da-ue-para-portugal/o-pacto-ecologico-e-transicao-energetica-em-portugal_pt) (accessed Aug. 28, 2023).
- [9] “Situação atual: A energia está na base das ambições da Europa em matéria de clima.” <https://www.eea.europa.eu/pt/sinais-da-aea/sinais-2022/artigos/situacao-atual-a-energia-esta> (accessed Sep. 13, 2023).
- [10] “Home | becquerelinstitute.” <https://becquerelinstitute.odoo.com/> (accessed Aug. 28, 2023).
- [11] SUPSI, “Collection of building typologies and identification of possibilities with optimal market share BIPVBOOST ‘Bringing down costs of BIPV multifunctional solutions and processes along the value chain, enabling

- widespread nZEBs implementation,” 2019. [Online]. Available: [www.bipvboost.eu](http://www.bipvboost.eu)
- [12] “BIPVBOOST .” <https://bipvboost.eu/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [13] “The Role of Local Energy Communities in Clean Energy Transitions.” <https://www.iea.org/events/the-role-of-local-energy-communities-in-clean-energy-transitions> (accessed Sep. 13, 2023).
- [14] Presidência do Conselho de Ministros, “Decreto-Lei n.º 162/2019 | DR,” 2019. <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189> (accessed Aug. 28, 2023).
- [15] Comissão Europeia, “Estratégia da UE para a energia solar,” 2022. Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0221&from=EN>
- [16] European Commission, “REPowerEU: energia a preços acessíveis, segura e sustentável para a Europa.” [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe\\_pt](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pt) (accessed Aug. 28, 2023).
- [17] “TRANSMISSION CAPACITY AND SYSTEM DEVELOPMENT MAPS.” <https://www.entsog.eu/maps> (accessed Sep. 13, 2023).
- [18] “RePowerEU – uma nova energia, rumo ao nosso futuro...” <https://eco.sapo.pt/opiniao/repowereu-uma-nova-energia-rumo-ao-nosso-futuro/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [19] “Gas pipelines and LNG carriers.” <https://mondediplo.com/maps/gas-pipelines> (accessed Sep. 13, 2023).
- [20] “Objetivo 55.” <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [21] “European Climate Foundation”, Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: <https://europeanclimate.org/>
- [22] “Changes for a positive social impact of Building Decarbonisation in Fit for 55”, Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: [https://www.bpie.eu/wp-content/uploads/2022/03/infographic\\_designing-building-decarbonisation-policies.jpg](https://www.bpie.eu/wp-content/uploads/2022/03/infographic_designing-building-decarbonisation-policies.jpg)
- [23] “Cronologia – Pacto Ecológico Europeu e Objetivo 55.” <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/timeline-european-green-deal-and-fit-for-55/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [24] “Market and stakeholder analysis and needs.” <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentId=080166e5b18cd1cf&appId=PPGMS> (accessed Sep. 14, 2023).
- [25] Santander, “Energia solar: como funciona e como produzir em casa,” 2022. <https://www.santander.pt/salto/energia-solar-como-funciona> (accessed Aug. 28, 2023).
- [26] P. Reddy, M. V. N. Surendra Gupta, S. Nundy, A. Karthick, and A. Ghosh, “Status of BIPV and BAPV system for less energy-hungry building in India-a review,” *Applied Sciences (Switzerland)*, vol. 10, no. 7. MDPI AG, Apr. 01, 2020. doi: 10.3390/app10072337.
- [27] ASCA, “BAPV vs BIPV : what are the differences? | ASCA,” 2019. <https://www.asca.com/news/bapv-vs-bipv-what-are-the-differences/> (accessed Aug. 28, 2023).
- [28] “Building-integrated Photovoltaics Market Size Report, 2030.” <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/building-integrated-photovoltaics-bipv-market> (accessed Aug. 28, 2023).

- [29] ICARES (Becquerel Institute), “Update on BIPV market and stakeholder analysis ‘Bringing down costs of BIPV multifunctional solutions and processes along the value chain, enabling widespread nZEBs implementation,’” 2019. [Online]. Available: [www.bipvboost.eu](http://www.bipvboost.eu)
- [30] K. Johnson, E. Gough, and J. C. Servo, “Building Integrated Photovoltaics,” 2021.
- [31] “The 200-year history of mankind’s energy transitions.” <https://www.weforum.org/agenda/2022/04/visualizing-the-history-of-energy-transitions/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [32] BPIE, “97% of buildings in the EU need to be upgraded > BPIE - Buildings Performance Institute Europe.” <https://www.bpie.eu/publication/97-of-buildings-in-the-eu-need-to-be-upgraded/> (accessed Aug. 28, 2023).
- [33] “EUROPE’S BUILDINGS UNDER THE MICROSCOPE.” [https://bpie.eu/wp-content/uploads/2015/10/HR\\_EU\\_B\\_under\\_microscope\\_study.pdf](https://bpie.eu/wp-content/uploads/2015/10/HR_EU_B_under_microscope_study.pdf) (accessed Sep. 13, 2023).
- [34] Directorate-General for Energy, “In focus: EU energy policy for energy independence,” 2023. [https://energy.ec.europa.eu/news/focus-eu-energy-policy-energy-independence-2023-06-14\\_en](https://energy.ec.europa.eu/news/focus-eu-energy-policy-energy-independence-2023-06-14_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [35] Office of Energy & Renewable Energy, “Energy Independence and Security | Department of Energy.” <https://www.energy.gov/eere/energy-independence-and-security> (accessed Aug. 29, 2023).
- [36] European Commission, “REPowerEU,” 2022. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_22\\_3131](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_3131) (accessed Aug. 29, 2023).
- [37] Ministério do Ambiente e da Ação Climática, “Intenções de investimento em energias renováveis em Portugal ascendem a 60 mil milhões de euros,” 2023. <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc23/comunicacao/noticia?i=intencoes-de-investimento-em-energias-renovaveis-em-portugal-ascendem-a-60-mil-milhoes-de-euros> (accessed Sep. 13, 2023).
- [38] Portugal Energia, “Financiamento – Portugal Energia.” <https://www.portugalenergia.pt/financiamento/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [39] enel, “Vamos eletrificar o mundo! | Enel Green Power.” <https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/transicao-energetica/renovaveis-eletrificacao> (accessed Aug. 29, 2023).
- [40] Electrification Alliance, “Electrification-Alliance.” <https://electrification-alliance.eu/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [41] European Commission, “Reform of the EU electricity market design,” 2023. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP\\_23\\_1591](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_23_1591) (accessed Sep. 13, 2023).
- [42] EMBER, “European Electricity Review 2022,” 2022, Accessed: Aug. 29, 2023. [Online]. Available: <https://ember-climate.org/insights/research/european-electricity-review-2022/>
- [43] Goldman Sachs, “Electrification and Europe’s Path to Net Zero.” <https://www.goldmansachs.com/intelligence/pages/from-briefings-03-february-2022.html> (accessed Sep. 13, 2023).
- [44] Eurelectric, “The European Power Sector in Transition - Electrification of European energy demand.” <https://www3.eurelectric.org/the-european-power->

- sector-in-transition/electrification-of-european-energy-demand/ (accessed Aug. 29, 2023).
- [45] “Home | Electrification Strategy EU.” <https://electrificationstrategy.eu/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [46] “Transport electrification (ELT)”, Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: <https://trimis.ec.europa.eu/roadmaps/transport-electrification-elt>
- [47] “Electric trucks.” <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/renewable-fuels/electric-trucks.html> (accessed Sep. 13, 2023).
- [48] “Electric trucks | Volvo Trucks.” <https://www.volvotrucks.com/en-en/trucks/renewable-fuels/electric-trucks.html> (accessed Aug. 29, 2023).
- [49] “CÂMARA MUNICIPAL DE AVEIRO E GRUPO ETE APRESENTAM 1º FERRYBOAT ELÉTRICO DE PORTUGAL | Câmara Municipal de Aveiro.” <https://www.cm-aveiro.pt/municipio/comunicacao/noticias/noticia/camara-municipal-de-aveiro-e-grupo-ete-apresentam-1-ferryboat-eletrico-de-portugal> (accessed Aug. 29, 2023).
- [50] “Heart Aerospace | Electrifying regional air travel.” <http://heartaerospace.com/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [51] “EU strategy on energy system integration.” [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en) (accessed Sep. 13, 2023).
- [52] European Commission, “EUR-Lex - 52020DC0299 - EN - EUR-Lex.” <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=COM:2020:299:FIN> (accessed Aug. 29, 2023).
- [53] “EU Energy System Integration Strategy.” [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs\\_20\\_1295](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/fs_20_1295) (accessed Aug. 29, 2023).
- [54] European Commission, “EU strategy on energy system integration.” [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/eu-strategy-energy-system-integration_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [55] A. Amro, “BUILDING EUROPE’S NET-ZERO FUTURE WHY THE TRANSITION TO ENERGY EFFICIENT AND ELECTRIFIED BUILDINGS STRENGTHENS EUROPE’S ECONOMY WE ARE GRATEFUL TO THE FOLLOWING ORGANISATIONS FOR CONTRIBUTING THEIR EXPERTISE AND INSIGHT”.
- [56] “Renovating and electrifying buildings strengthens Europe’s economy and energy security - European Climate Foundation.” <https://europeanclimate.org/resources/renovating-and-and-electrifying-buildings-strengthens-europes-economy-and-energy-security/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [57] “Renovating and electrifying buildings strengthens Europe’s economy and energy security - European Climate Foundation,” <https://europeanclimate.org/>, Accessed: Aug. 29, 2023. [Online]. Available: <https://europeanclimate.org/resources/renovating-and-and-electrifying-buildings-strengthens-europes-economy-and-energy-security/>
- [58] “Decentralised Energy business opportunity in resource efficiency and carbon management The UK Government’s Business Taskforce on Sustainable Consumption and Production The Business Taskforce on susTainaBle consumpTion and producTion was convened by defra and dTi (now Berr) to bring forward proposals on how to help companies adopt more sustainable patterns of consumption and production (scp) in ways that boost competitiveness

- and contribute to economic growth”, Accessed: Aug. 29, 2023. [Online]. Available: <http://www.cpi.cam.ac.uk/>
- [59] “Energia Distribuída: Vantagens e Desvantagens | Siemens Energy Brasil.” <https://www.siemens-energy.com/br/portugues/news/magazine/2020/vantagens-desvantagens-sistema-descentralizado.html> (accessed Aug. 29, 2023).
- [60] “Latest MCS data reveals continued demand for small-scale renewables in UK home - MCS.” <https://mcs-certified.com/latest-mcs-data-reveals-continued-demand-for-small-scale-renewables-in-uk-home/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [61] “Distributed energy resources for net zero: An asset or a hassle to the electricity grid? – Analysis - IEA.” <https://www.iea.org/commentaries/distributed-energy-resources-for-net-zero-an-asset-or-a-hassle-to-the-electricity-grid> (accessed Aug. 29, 2023).
- [62] “O que são as Smart Grids?” <https://www.endesa.pt/particulares/news-endesa/Inova%C3%A7%C3%A3o/o-que-sao-smart-grids> (accessed Sep. 13, 2023).
- [63] C. Yapa, C. de Alwis, and M. Liyanage, “Can Blockchain Strengthen the Energy Internet?,” *Network 2021, Vol. 1, Pages 95-115*, vol. 1, no. 2, pp. 95–115, Jul. 2021, doi: 10.3390/NETWORK1020007.
- [64] “Nearly zero-energy buildings.” [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [65] “Energy efficiency first principle.” [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficiency-targets-directive-and-rules/energy-efficiency-first-principle_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [66] “Renovation and decarbonisation of buildings.” [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_21\\_6683](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_21_6683) (accessed Aug. 29, 2023).
- [67] C. MADUTA, G. MELICA, D. D’AGOSTINO, and P. BERTOLDI, “Defining zero-emission buildings”, doi: 10.2760/107493.
- [68] “Net Zero Buildings: A Guide - Digital Builder.” <https://constructionblog.autodesk.com/net-zero-buildings/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [69] “Energy Use Intensity (megajoules / GSF) metric - IBM Documentation.” [https://www.ibm.com/docs/en/tririga/10.8?topic=SSFCZ3\\_10.8/com.ibm.tri.doc/wpm\\_metrics/r\\_energy\\_use\\_intensity\\_megajoules\\_gsf.htm](https://www.ibm.com/docs/en/tririga/10.8?topic=SSFCZ3_10.8/com.ibm.tri.doc/wpm_metrics/r_energy_use_intensity_megajoules_gsf.htm) (accessed Aug. 29, 2023).
- [70] “Energy Intensity Indicators | Department of Energy.” <https://www.energy.gov/eere/analysis/energy-intensity-indicators> (accessed Aug. 29, 2023).
- [71] “Embodied carbon: What it is and how to tackle it.” <https://www.gresb.com/nl-en/embodied-carbon-what-it-is-and-how-to-tackle-it/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [72] Carbon Leadership Forum, “Embodied carbon 101,” 2020.
- [73] RMI, “How to eliminate the emissions hidden in concrete, steel, insulation, and other building materials,” 2023.
- [74] “Entenda a diferença entre net zero e neutralidade de carbono”, Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: <https://exame.com/ciencia/diferenca-entre-net-zero-neutralidade-de-carbono/>



- [75] C. MADUTA, G. MELICA, D. D'AGOSTINO, and P. BERTOLDI, "Defining zero-emission buildings," 2023, doi: 10.2760/107493.
- [76] "Nearly zero-energy buildings." [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/nearly-zero-energy-buildings_en) (accessed Sep. 13, 2023).
- [77] "EUR-Lex - 32018L0844 - EN - EUR-Lex." [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2018.156.01.0075.01.ENG](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.156.01.0075.01.ENG) (accessed Aug. 29, 2023).
- [78] "Energy performance of buildings directive." [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [79] "Energy performance of buildings directive." [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-efficiency/energy-efficient-buildings/energy-performance-buildings-directive_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [80] "The EU Green Deal – the roadmap to sustainable and resilient economies." <https://cypruscircular.org.cy/eu-green-deal/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [81] "2030 Climate Target Plan — European Environment Agency." <https://www.eea.europa.eu/policy-documents/2030-climate-target-plan> (accessed Aug. 29, 2023).
- [82] "Delivering the European Green Deal." [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_en](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [83] "DIRETIVA (UE) 2018/ 2001 DO PARLAMENTO EUROPEU E DO CONSELHO - de 11 de dezembro de 2018 - relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis".
- [84] "Infraestrutura para combustíveis alternativos: Conselho adota nova legislação para mais estações de carregamento e abastecimento em toda a Europa - Consilium." <https://www.consilium.europa.eu/pt/press/press-releases/2023/07/25/alternative-fuels-infrastructure-council-adopts-new-law-for-more-recharging-and-refuelling-stations-across-europe/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [85] "ELPRE prevê reabilitação de 100% dos edifícios até 2050 -." <https://www.adene.pt/elpre-preve-reabilitacao-de-100-dos-edificios-ate-2050/> (accessed Aug. 29, 2023).
- [86] "Social Climate Fund." [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/delivering-european-green-deal/social-climate-fund\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-green-deal/delivering-european-green-deal/social-climate-fund_en) (accessed Aug. 29, 2023).
- [87] "Transforming our economy and societies." [https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal\\_en#leading-the-third-industrial-revolution](https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en#leading-the-third-industrial-revolution) (accessed Sep. 13, 2023).
- [88] "Roteiro para a Neutralidade Carbónica 2050 - XXI Governo - República Portuguesa." <https://www.portugal.gov.pt/pt/gc21/comunicacao/documento?i=roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050-> (accessed Aug. 30, 2023).
- [89] "Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020 | DR." <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/resolucao-conselho-ministros/53-2020-137618093> (accessed Aug. 30, 2023).

- [90] “ELPRE prevê reabilitação de 100% dos edifícios até 2050 -.”  
<https://www.adene.pt/elpre-preve-reabilitacao-de-100-dos-edificios-ate-2050/> (accessed Aug. 30, 2023).
- [91] “Recovery and Resilience Facility.” [https://next-generation-eu.europa.eu/recovery-and-resilience-facility\\_en](https://next-generation-eu.europa.eu/recovery-and-resilience-facility_en) (accessed Aug. 30, 2023).
- [92] “Vale Eficiência - Fundo Ambiental, Ministério do Ambiente.”  
<https://www.fundoambiental.pt/apoios-prr/c13-eficiencia-energetica-em-edificios/02c13-i01-programa-vale-eficiencia.aspx> (accessed Aug. 30, 2023).
- [93] “Casa Eficiente 2020.” <https://casaeficiente2020.pt/> (accessed Aug. 30, 2023).
- [94] “Decreto-Lei n.º 162/2019 | DR.” <https://diariodarepublica.pt/dr/detalhe/decreto-lei/162-2019-125692189> (accessed Aug. 30, 2023).
- [95] “Comunidade CER // Comunidade de Energia Renovável.” <https://comunidade-cer.pt/> (accessed Aug. 30, 2023).
- [96] “O que é uma comunidade de energia?” <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energias-renovaveis-e-sustentabilidade/comunidades-de-energia/o-que-e-uma-comunidade-de-energia/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [97] “CER - Comunidade de Energia Renovável”, Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: <https://comunidade-cer.pt/>
- [98] “Roofit.solar.” <https://ukgbc.org/resources/roofit-solar/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [99] “How much does really BIPV cost?” <https://metsolar.eu/blog/how-much-does-really-bipv-cost/> (accessed Sep. 13, 2023).
- [100] “Framework and Requirements’ Analysis.”  
[http://media.dem4bipv.eu/filer\\_public/31/b3/31b3cf4e-f391-402e-8d33-295475f308d3/dell\\_framework\\_and\\_requirements\\_analysis\\_november\\_2016.pdf](http://media.dem4bipv.eu/filer_public/31/b3/31b3cf4e-f391-402e-8d33-295475f308d3/dell_framework_and_requirements_analysis_november_2016.pdf) (accessed Sep. 13, 2023).
- [101] “BIPV market and stakeholders analysis and needs”, Accessed: Sep. 13, 2023. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/research/participants/documents/downloadPublic?documentId=080166e5c5bdecef&appId=PPGMS>
- [102] E. González-González, J. Martín-Jiménez, M. Sánchez-Aparicio, S. Del Pozo, and S. Lagüela, “Evaluating the standards for solar PV installations in the Iberian Peninsula: Analysis of tilt angles and determination of solar climate zones,” *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 49, p. 101684, Feb. 2022, doi: 10.1016/J.SETA.2021.101684.
- [103] “The Spanish Technical Building Code.”  
[http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/policies/downloads/CTE\\_solar\\_thermal\\_sections\\_ENGLISH.pdf](http://www.estif.org/fileadmin/estif/content/policies/downloads/CTE_solar_thermal_sections_ENGLISH.pdf) (accessed Sep. 14, 2023).
- [104] “Safety and Installation Manual.” [https://roofit.solar/wp-content/uploads/2022/11/roofit-solar\\_installation\\_manual\\_ds\\_v2\\_2023-2.pdf](https://roofit.solar/wp-content/uploads/2022/11/roofit-solar_installation_manual_ds_v2_2023-2.pdf) (accessed Sep. 13, 2023).
- [105] “Solar and daylight availability in the urban fabric.”  
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378778804000398> (accessed Sep. 13, 2023).



## **ANEXOS**

**GRUPO FONTES - Construção Civil**

Edifício FAFONTES | Rua do Tojeiro, n.º. 461 Azevedo  
4505-685 Caldas de S. Jorge, St.ª. M.ª. da Feira Portugal  
NIPC.: 505 619 520



Estimativa nº : 2023/158

Requerente: TIAGO OLIVEIRA - CASO DE ESTUDO - UNIVERSIDADE DE COIMBRA

29/08/2023

DESCRIÇÃO	UN	Quant.	P.Unitário	Preço
<b>OBSERVAÇÕES:</b> Os valores apresentados são valores médios para cada tipo de opção e terão de ser aferidos para configuração específica de cada obra. Não estão considerados trabalhos em platibandas nem caleiras. Considerado um isolamento térmico com espessura média de 10cm. Aos valores apresentados, acresce IVA.				

COBERTURA PLANA COM TELAS ASFÁLTICAS				
Fornecimento e aplicação de isolamento térmico XPS de 100mm;	m2	1,00	23,00 €	
Execução de camada de forma com formação de pendentes para escoamento de águas pluviais;	m2	1,00	27,50 €	
Fornecimento e aplicação de duas camadas de telas asfálticas (ultima camada com carga mineral);	m2	1,00	17,85 €	
		<b>Aprox.</b>	<b>68,35 €</b>	<b>/m2</b>
<b>NOTA:</b> <i>Não está considerado o fornecimento e aplicação de seixo rolado. Entendemos melhor este esquema apenas com as telas com carga mineral (próprias para estar ao tempo).</i>				

COBERTURA TRADICIONAL COM TELHA				
Execução de estrutura composta por vigota de betão pré-esfocado + ripa, incluindo parede de suporte de cume + Fornecimento e aplicação de telha lusa;	m2	1,00	80,00 €	
Fornecimento e aplicação de isolamento térmico XPS de 100mm (sobre a laje);	m2	1,00	23,00 €	
Fornecimento e aplicação de subtelha;	m2	1,00	19,40 €	
		<b>Aprox.</b>	<b>122,40 €</b>	<b>/m2</b>

COBERTURA EM PAINEL SANDWICH DE 5 ONDAS				
Execução de cobertura em painel sandwich de 5 ondas - 100mm de espessura, incluindo estrutura metálica;	m2	1,00	131,50 €	
		<b>Aprox.</b>	<b>131,50 €</b>	<b>/m2</b>
<b>NOTA:</b> <i>O valor das coberturas em painel varia muito com a configuração do telhado devido ao desperdício que possa existir.</i>				

**sistemas elétricos & energias renováveis**

Antonio Silva - Rua Cova da Vareira 25 - 4520-038 Escapães-VFR - Tel. +93 832 98 88 - afmsilva@sapo.pt

CAE 43210 / 43222 NIF PT173134416

**Nome** Vitor Manuel Vieira Azevedo NIF: PT249318415  
**Lugar** Rua Padre Baltazar Pereira de Pina 703  
3700-376 Paços - Fajões

**Projeto** SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTOCONSUMO - UPAC 3,6KWp

**Orçamento** SFA 008-23

**Data** 29.08.2023

Conforme solicitado, passo a enviar a melhor proposta com o fornecimento do material, instalação e respetivo arranque de sistema, configurado com as características locais de trabalho

Quant.	Descrição	Preço €
8	Painéis FV. Monocristalinos. DMGC460M6-72HSW-2094x1038x35 (17,3m2) Preço un. 168,00€	1 344,00 €
1	Inversor Trifásico Híbrido c/Antena WiFi, Kit Smart Meter p/Injeção zero	1 845,00 €
16	Triângulos de fixação em Alumínio e apliques. Fixadores para cobertura em chapa. Parafusos	986,00 €
1	1 Disj. Tetera. + Dif. 20A, 0,3A. 120m Cabos FV, 5m cabo trifásico 5x4mm, Fichas, Terra, Manga elétrica, etc.	350,00 €
1	Sistema de descarga terra com Eléctrodo e 20m de cabo terra de 10mm, etc.	75,00 €
1	Baterias de Lítio Solplanet 7,6KW	3 549,00 €
1	Mão de obra com transporte e instalação do sistema (2 dia, 2 homens)	560,00 €
	<b>Custo do conjunto com Estrutura e mão-de-obra</b>	<b>8 709,00 €</b>
	A estes valores acresce a taxa do Iva de 6%	522,54 €

Com os melhores cumprimentos,

Eng.El. *Antonio Silva*

**sistemas elétricos & energias renováveis**

Antonio Silva - Rua Cova da Vareira 25 - 4520-038 Escapães-VFR - Tel. +93 832 98 88 - afmsilva@sapo.pt

CAE 43210 / 43222 NIF PT173134416

**Nome** Vitor Manuel Vieira Azevedo NIF: PT249318415  
**Lugar** Rua Padre Baltazar Pereira de Pina 703  
3700-376 Paços - Fajões

**Projeto** SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO AUTOCONSUMO - UPAC 3,6KWp

**Orçamento** SFA 008-23

**Data** 29.08.2023

Conforme solicitado, passo a enviar a melhor proposta com o fornecimento do material, instalação e respetivo arranque de sistema, configurado com as características locais de trabalho

Quant.	Descrição	Preço €
8	Painéis FV. Monocristalinos. DMGC460M6-72HSW-2094x1038x35 (17,3m <sup>2</sup> ) Preço un. 168,00€	1 344,00 €
1	Inversor Trifásico de Rede com Antena WiFi, Kit Smart Meter p/Injeção zero e monitorização	1 135,00 €
16	Triangulos de fixação em Alumínio e apliques. Fixadores para cobertura em chapa. Parafusos, etc.	986,00 €
1	1 Disjuntores tetrapolar, 100m Cabos FV, 5m cabo trifasico 5x4mm, Fichas, Terra, Manga elétrica, etc.	280,00 €
1	Sistema de descarga à terra	75,00 €
1	Mão de obra com transporte e instalação do sistema (2 dias, 2 homens)	561,00 €
	<b>Custo do conjunto com Estrutura e mão-de-obra</b>	<b>4 381,00 €</b>
	A estes valores acresce a taxa do Iva de 6%	262,86 €

Com os melhores cumprimentos,

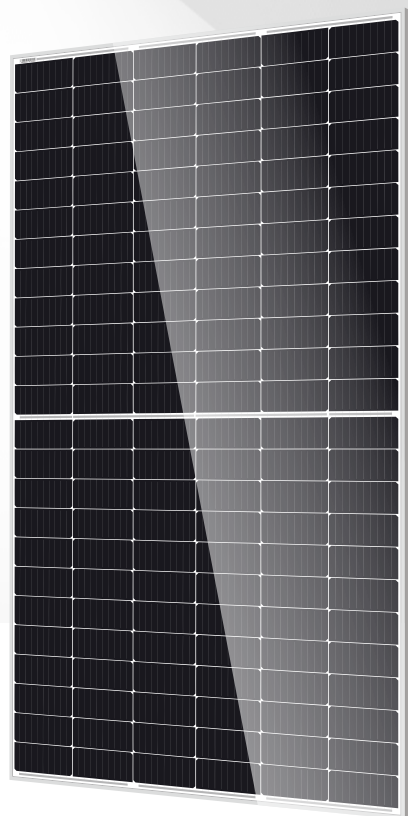
Eng.El. *Antonio Silva*



**DMEGC** *Quality. Performance. Value.*

# 445 / 450 / 455 / 460

## DM460M6-72HSW/-V



### Technology

High module conversion efficiency through superior manufacturing technology



### DMEGC cell inside

Over decade cell production experience  
Qualified by most of module manufacturers  
5G enhanced manufactory



### PID Free

Excellent PID resistance according to IEC TS 62804-1



### Performance

High performance under low light conditions (Cloudy days, mornings and evenings)



### Quality

Manufactured according to International Quality, Health and Safety, Environmental Management Systems(ISO9001, ISO14001, ISO45001)



### Value

Assured by the manufacturer who is the very most healthy PV provider



### Social responsibility

SA8000 certified by TÜV Nord  
Low carbon footprint traceable



### Service

Local office support, immediate response

## Superior Manufacturing-Quality Assurance



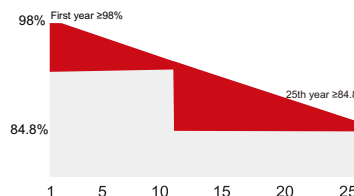
- TQC & SPC quality control systems
- Advanced cell sorting to avoid electric mismatch
- 100% twice EL tests

## Visible Quality



- Durable, high-quality
- Rigid construction: 5400Pa & 2400Pa rated assembly

## Warranty



- 12 Years product warranty
- 25 Years power output warranty

A Member of the Hengdian Group

Ver:20220314A2



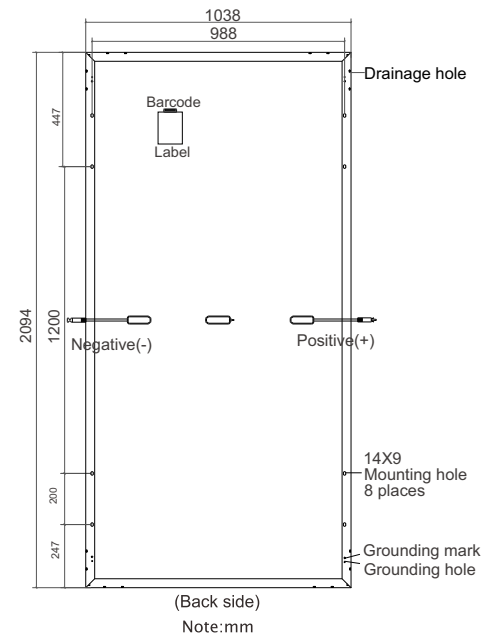
## Electrical Specifications

\* STC irradiance of 1000W/m<sup>2</sup> spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C

Module Type	Pm(W)	Tolerance	I <sub>mp</sub> (A)	V <sub>mp</sub> (V)	I <sub>sc</sub> (A)	V <sub>oc</sub> (V)	Module Efficiency
DM445M6-72HSW/-V	445	0/+3%	10.92	40.77	11.35	50.12	20.47%
DM450M6-72HSW/-V	450	0/+3%	11.01	40.91	11.43	50.27	20.70%
DM455M6-72HSW/-V	455	0/+3%	11.10	41.04	11.51	50.42	20.93%
DM460M6-72HSW/-V	460	0/+3%	11.18	41.17	11.59	50.57	21.16%

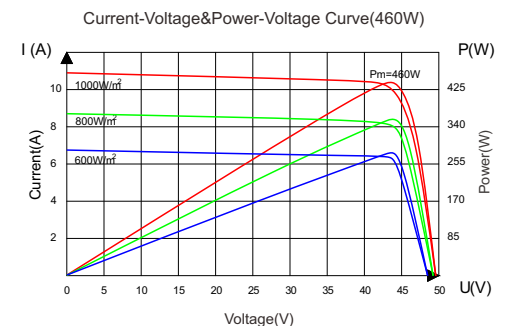
## Mechanical Data

Cell Type	P type Mono-crystalline
Cell Arrangement	144(6x24)
Module Structure	Glass/Encapsulant/Backsheet
Glass Thickness	3.2mm
PV module classification	Class II
Junction Box Rating	IP67/IP68
Cables	4mm <sup>2</sup> /1300mm or Customized Length
Connector Type	MC4/MC4 Compatible(1000V) EVO2/EVO2 Compatible(1500V)
Fire Rating Class	Class C



## Maximum Ratings

Operating Temperature	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V/1500V DC(IEC)
Maximum Series Fuse Rating	20A
Number of Diodes	3

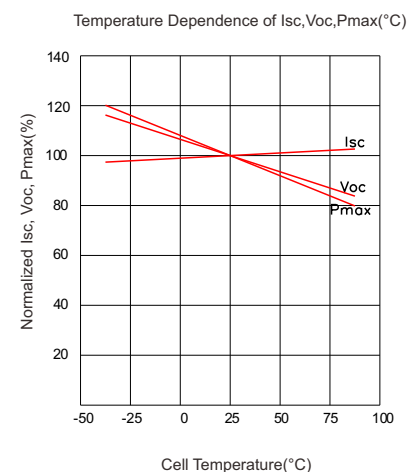


## Packaging

Module Dimensions	2094x1038x35mm
Weight	24.3kg
Container	40' HQ
Pieces per Pallet	31
Pieces per Container	682

## Temperature Characteristics

Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	+0.0487%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	-0.256%/°C
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	-0.328%/°C



**statement:** Due to technological progress, product parameters will be adjusted accordingly; When signing the contract, the latest data of the company shall prevail.



Hengdian Group DMEGC Magnetics Co., Ltd.  
Hengdian Industrial Zone, Dongyang City  
Zhejiang Province, China 322118

Tel: 0086-579-8658-8825 Fax: 0086-579-8655-4845  
Email: solar@dmegc.com.cn  
www.chinadmegc.com www.dmegc.solar

# Roofit.Solar

# Velario<sup>®</sup>

## 175/3x12/001

### Extremely Weatherproof

Our solar roof is equipped to withstand any weather condition, including snow, ice, hail, and wind.

### 2-in-1 solution

Combining roof and solar panel into one product (2-in-1) reduces material and labor costs for both manufacturing and installation.

### Built to last

Premium quality materials and a strong metal backsheet.

### Warranty

25-year power warranty and 10-year product warranty.

### Ideal for Sloped Roofs

Ideal photovoltaic solution for sloped roofs with minimum pitch of 10°.

### Dreamed in Europe. Made in Europe.

We commit to the highest quality and European standards in the production and installation of our solar roofs.

### Tried-and- tested

Installed using traditional well-known double-lock standing seam roofing technology.

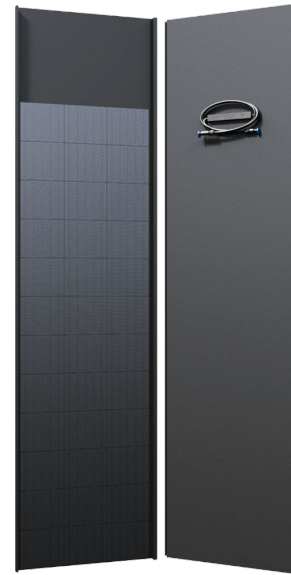
### Timeless design

Accepted by authorities for protected and heritage buildings.



# Roofit.Solar

**Contact** Roofit Solar Energy OÜ  
Härgmäe 21, Tallinn 13525, Estonia  
<http://roofit.solar>  
[info@roofit.solar](mailto:info@roofit.solar)



## Working Conditions

Maximum System Voltage	1000 V DC
Operating Temperature	-40 °C ... +85 °C
Maximum Series Fuse Rating	16A
Safety Class	Class II
Tested Positive Load	6000 Pa = 610 kg/m <sup>2</sup>
Tested Negative Load	2400 Pa
Impact Resistance	Hailstone up to 25mm in size and at the speed of 23m/s
Minimum Ventilation Below	50 mm
Minimum Roof Slope	10 degrees

## Mechanical Specifications

Cells	158,75 mm monocrystalline PERC 3x12 configuration
Front glass	3.2 mm tempered low-iron glass
Back sheet	0.5 mm galvanized steel with RR33 GreenCoat Pural BT coating
Encapsulant	POE
Junction boxes	3 bypass diodes, IP68, potted
Connectors	QC4.10
Cabels	4 mm <sup>2</sup> H1Z2Z2-K solar cabel lenght 700 mm
Effective roof coverage	2020 mm x 550 mm
Mounting method	Double Seam technology
Weight	16.5 kg (pc) = 15.5 kg/m <sup>2</sup> (installed)

## Packing

Pacaking Configuration	32 modules per pallet
Pallet (LxWxH)	2370 x 1130 x 750 mm

## Certification

Designed to meet the requirements of following standards:

**IEC 61215-1:2016** (PV Module Reliability)

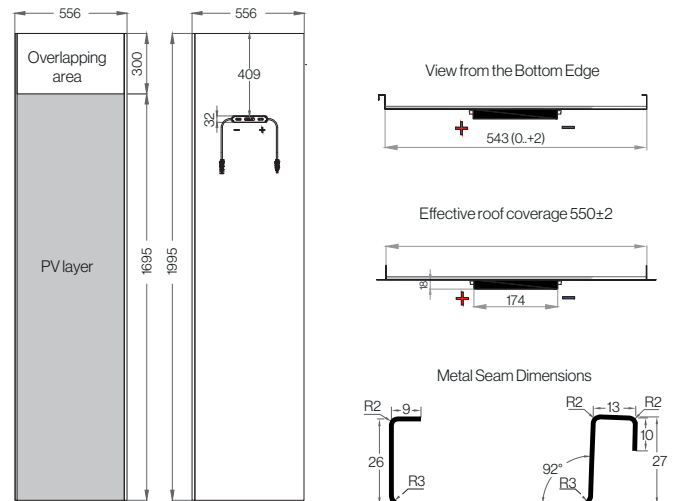
**IEC 61730-1:2016** (PV Module Safety)

**EN 13501-5:2016** BROOF (t2) (Fire safety)

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS  
BEFORE USING THE PRODUCT.



Engineering Drawings (units mm)



## Electrical Characteristics

		STC <sup>1</sup>	NMOT <sup>2</sup>
Nominal Power	P <sub>mpp</sub> (W)	<b>175</b>	116.8
MPP Voltage	V <sub>mpp</sub> (V)	<b>19.8</b>	17.4
MPP Current	I <sub>mpp</sub> (A)	<b>8.8</b>	6.71
Open Circuit Voltage	V <sub>OC</sub> (V)	<b>24.2</b>	21.9
Short Circuit Current	I <sub>SC</sub> (A)	<b>9.3</b>	7.2

Power Tolerances ±3 %  
Current and Voltage Tolerances ±3 %

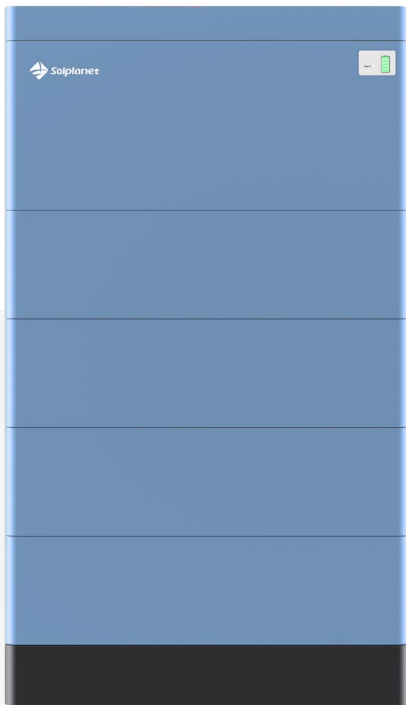
<sup>1</sup> Standard Test Conditions (irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 °C, spectrum AM1.5)  
<sup>2</sup> Nominal Module Operating Temperature (irradiance 800 W/m<sup>2</sup>, air temperature 20 °C, wind 1 m/s, spectrum AM1.5)

## Thermal Characteristics

Temperature Coefficient of	P <sub>mpp</sub>	-0.363 % /K
Temperature Coefficient of	V <sub>OC</sub>	-0.276 % /K
Temperature Coefficient of	I <sub>SC</sub>	0.043 % /K

High Voltage Battery 7.5 to 25 kWh

# High voltage Battery



Model:  
Ai-HB 2.56LG



## Safety

- LFP safe technology
- All-round BMS protection
- Modular design with simple cable connections



## Reliable

- IP65 rated design
- High quality cell inside



## User-friendly

- Expandable up to 25.6 kWh (10 modules)
- Multi-use applications: self-consumption, peak shaving, time of use tariffs
- Online monitoring via Solplanet apps

# Technical Datasheet

System Data	Battery module	Ai-HB 2.56LG							
	Cell type	LiFePO4							
	Module quantity	3	4	5	6	7	8	9	10
	Nominal energy <sup>1</sup>	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh	15.36 kWh	17.92 kWh	20.48 kWh	23.04 kWh	25.6 kWh
	Usable energy <sup>2</sup>	6.91 kWh	9.21 kWh	11.52 kWh	13.82 kWh	16.12 kWh	18.43 kWh	20.73 kWh	23.04 kWh
	Nominal voltage	153.6 V	204.8 V	256 V	307.2 V	358.4 V	409.6 V	460.8 V	512 V
	Operating voltage	134.4 V ~ 168.4 V	179.2 V ~ 224.64 V	224 V ~ 280.8 V	268.8 V ~ 336.96 V	313.6 V ~ 393.12 V	358.4 V ~ 449.28 V	403.2 V ~ 505.44 V	448 V ~ 561.6 V
	Nominal charging / discharging current	25 A							
	Max. charging / discharging current	50 A							
	General Data	Dimensions (W/D/H)	600/210/820 mm	600/210/980 mm	600/210/1140 mm	600/210/1300 mm	600/210/1460 mm	600/210/1620 mm	600/210/1780 mm
Weight		102.5 kg	129 kg	155.5 kg	182 kg	208.5 kg	235 kg	261.5 kg	288 kg
Battery module weight		26.5 kg							
Installation location		Indoor							
Mounting method		Floor mounted							
Operating temperature range		Charge: 0 ~ 55 °C Discharge: -20 °C ~ 55 °C							
Storage temperature range		-20 °C ~ 45 °C							
Cooling concept		Natural convection							
Degree of protection		IP65							
Relative humidity		5~95 %, non-condensing							
Communication		RS485 / CAN							
Certification		IEC 62619 / EN 61000 IEC 62040 / UN38.3							
Life cycle <sup>3</sup>		6000 times							

1. Nominal energy is defined under the following conditions: cell voltage 2.0 ~ 3.65 V, 1C charge & discharge at +25 °C.

2. Usable energy is defined under the following conditions: 90 % DOD, 1C charge & discharge at +25 °C.

Usable energy may vary depending on discharge, charge, environmental conditions and SOC % limits defined by the user.

3. Life cycle is defined under the following conditions: 80 % DOD, 0.2C charge & discharge at +25 °C.

Version: Mar 2023





### IDENTIFICAÇÃO POSTAL

Morada [REDACTED]  
Localidade [REDACTED]  
Freguesia [REDACTED]  
Concelho [REDACTED] GPS [REDACTED]

### IDENTIFICAÇÃO PREDIAL/FISCAL

Conservatória do Registo Predial de [REDACTED]  
Nº de Inscrição na Conservatória [REDACTED]  
Artigo Matricial nº [REDACTED] Fração Autónoma

### INFORMAÇÃO ADICIONAL

Área Total de Pavimento 208,24 m<sup>2</sup>

Este certificado apresenta a classificação energética deste edifício ou fração. Esta classificação é calculada comparando o desempenho energético deste edifício nas condições atuais, com o desempenho que este obteria nas condições mínimas (com base em valores de referência ou requisitos aplicáveis para o ano assinalado) a que estão obrigados os edifícios novos. Saiba mais no site da ADENE em [www.adene.pt](http://www.adene.pt).

### INDICADORES DE DESEMPENHO

Determinam a classe energética do edifício e a eficiência na utilização de energia, incluindo o contributo de fontes renováveis. São apresentados comparativamente a um valor de referência e calculados em condições padrão.

Aquecimento Ambiente	
Referência:	22 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Edifício:	- kWh/m <sup>2</sup> .ano
Renovável	- %

**100% MAIS eficiente**  
que a referência

Arrefecimento Ambiente	
Referência:	2,6 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Edifício:	2,1 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Renovável	- %

**20% MAIS eficiente**  
que a referência

Água Quente Sanitária	
Referência:	4,1 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Edifício:	11 kWh/m <sup>2</sup> .ano
Renovável	70 %

**15% MAIS eficiente**  
que a referência

### CLASSE ENERGÉTICA

Mais eficiente

Julho 2006   Dez. 2013   Jan. 2016   Julho 2021

**A+** 0% a 25%

**A** 26% a 50%

**B** 51% a 75%

**B-** 76% a 100%

**C** 101% a 150%

**D** 151% a 200%

**E** 201% a 250%

**F** Mais de 251%

**A+** NZEB 21 EDIFÍCIO MUITO EFICIENTE

21%

Mínimo: Edifícios Novos

Mínimo: Grd. Renovação

### ENERGIA RENOVÁVEL

Contributo de energia renovável no consumo de energia deste edifício.

 **57%**

### EMISSÕES DE CO<sub>2</sub>

Emissões de CO<sub>2</sub> estimadas devido ao consumo de energia.

 **0,45**  
toneladas/ano

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

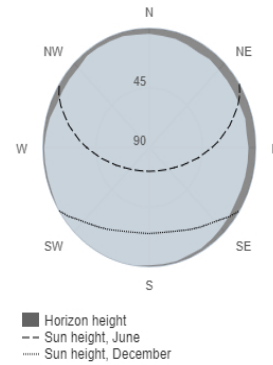
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.920,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.68 kWp  
 System loss: 14 %

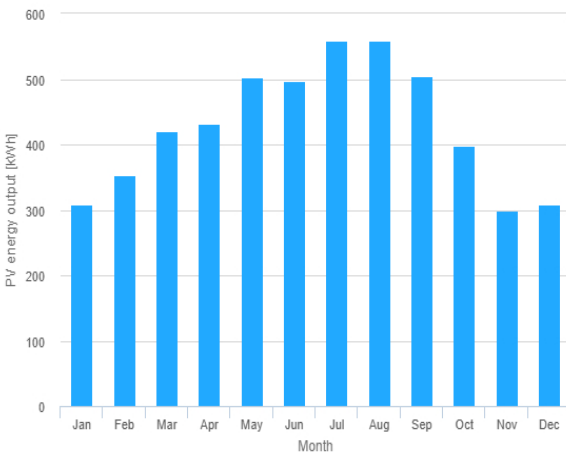
## Simulation outputs

Slope angle: 34 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 5141.41 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1796.15 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 240.97 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.78 %  
 Spectral effects: 0.92 %  
 Temperature and low irradiance: -7.81 %  
 Total loss: -22.22 %

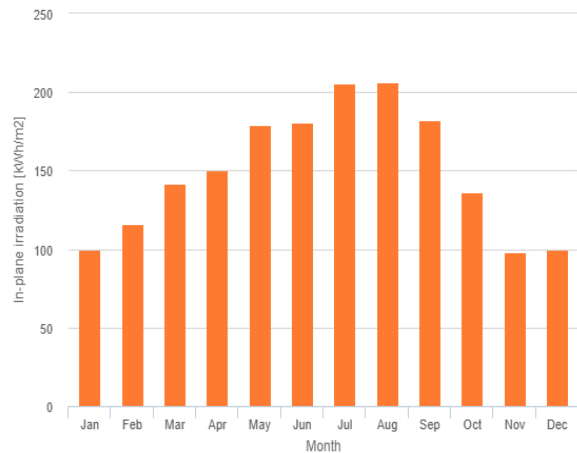
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	308.3	99.5	83.8
February	352.4	115.8	80.2
March	421.0	141.9	84.2
April	432.2	150.5	67.8
May	503.1	178.8	69.3
June	498.1	180.3	43.8
July	558.5	205.9	40.2
August	558.8	206.6	32.7
September	505.0	182.4	44.4
October	397.3	136.6	61.6
November	298.7	98.4	79.7
December	307.9	99.4	50.0

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

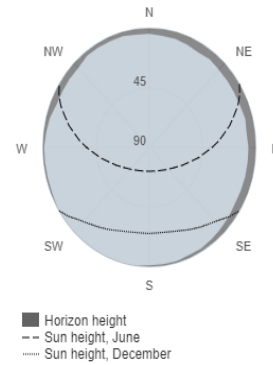
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.920,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.68 kWp  
 System loss: 14 %

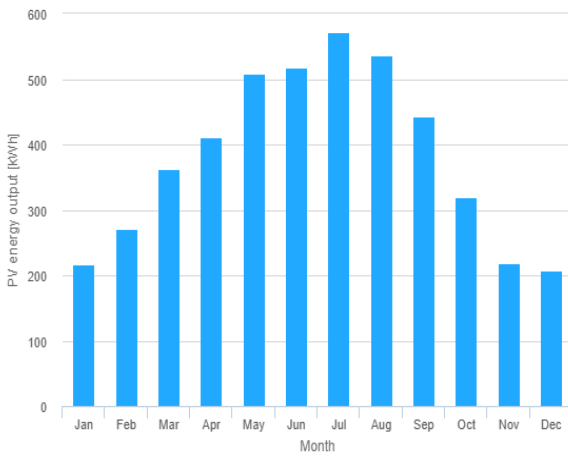
## Simulation outputs

Slope angle: 10 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 4582.44 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1669.25 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 174.90 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.31 %  
 Spectral effects: 0.8 %  
 Temperature and low irradiance: -11.01 %  
 Total loss: -25.4 %

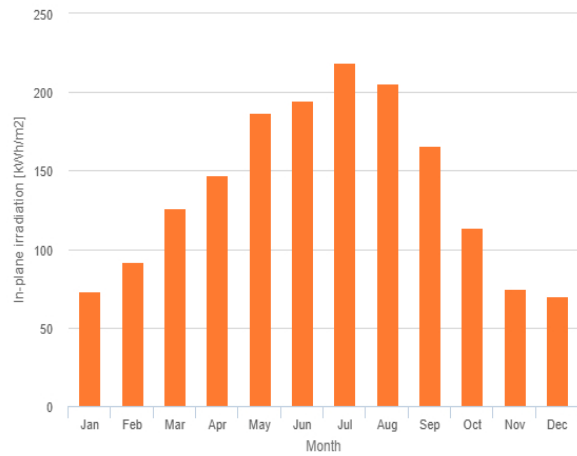
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	216.1	72.9	49.9
February	270.6	92.2	53.1
March	363.3	126.4	65.0
April	411.0	147.6	58.3
May	508.3	187.0	68.3
June	518.1	194.4	44.6
July	571.1	218.5	40.5
August	535.8	205.3	29.2
September	443.0	165.7	34.5
October	320.2	113.9	42.7
November	217.9	74.8	48.5
December	207.1	70.3	27.9

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].



# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

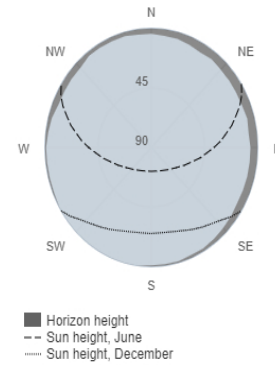
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.920,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.94 kWp  
 System loss: 14 %

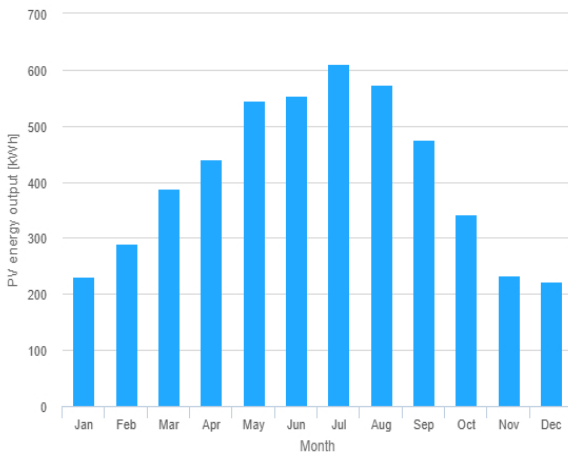
## Simulation outputs

Slope angle: 10 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 4906.2 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1669.25 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 187.26 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.31 %  
 Spectral effects: 0.8 %  
 Temperature and low irradiance: -11.01 %  
 Total loss: -25.4 %

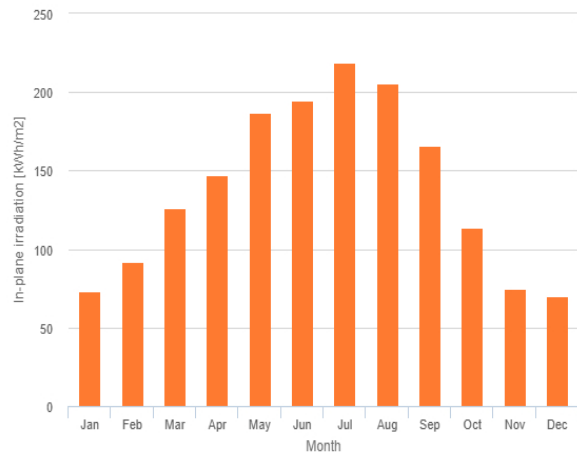
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	231.3	72.9	53.4
February	289.8	92.2	56.9
March	389.0	126.4	69.6
April	440.1	147.6	62.4
May	544.1	187.0	73.2
June	554.7	194.4	47.8
July	611.4	218.5	43.3
August	573.6	205.3	31.3
September	474.3	165.7	36.9
October	342.9	113.9	45.7
November	233.3	74.8	51.9
December	221.8	70.3	29.9

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

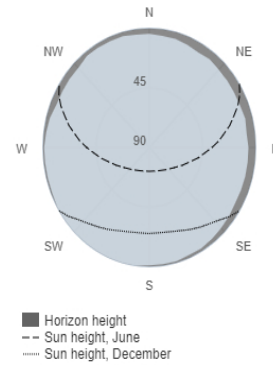
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.920,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.68 kWp  
 System loss: 14 %

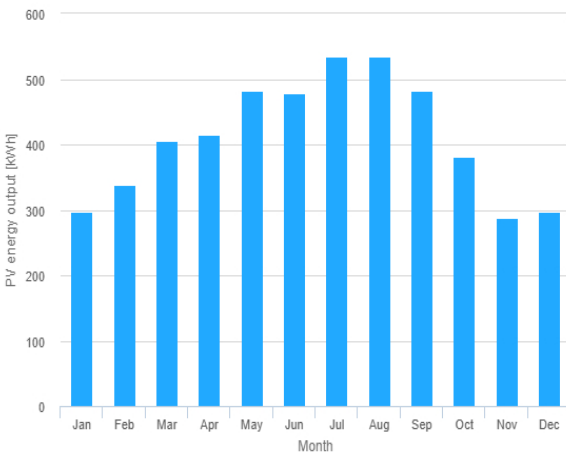
## Simulation outputs

Slope angle: 34 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 4937.85 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1796.15 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 227.88 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -2.78 %  
 Spectral effects: 0.92 %  
 Temperature and low irradiance: -11.46 %  
 Total loss: -25.3 %

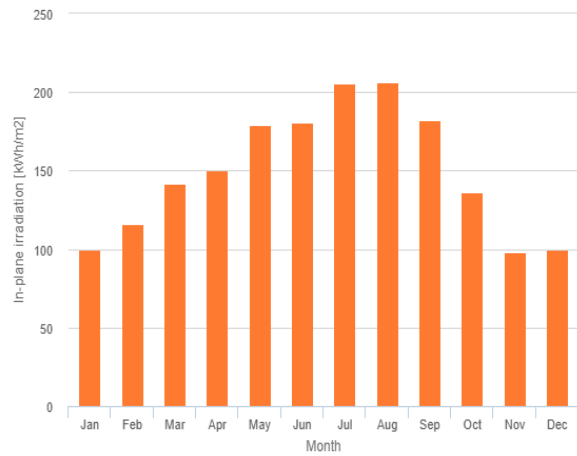
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	297.4	99.5	79.7
February	339.0	115.8	75.7
March	404.7	141.9	79.1
April	415.8	150.5	63.4
May	483.1	178.8	65.2
June	478.5	180.3	41.0
July	534.9	205.9	37.3
August	534.0	206.6	30.4
September	482.9	182.4	41.4
October	381.9	136.6	58.0
November	288.4	98.4	75.6
December	297.2	99.4	47.5

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

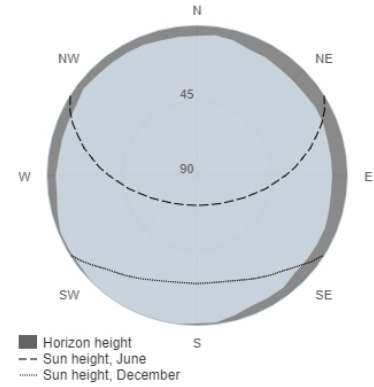
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.923,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 3.9 kWp  
 System loss: 14 %

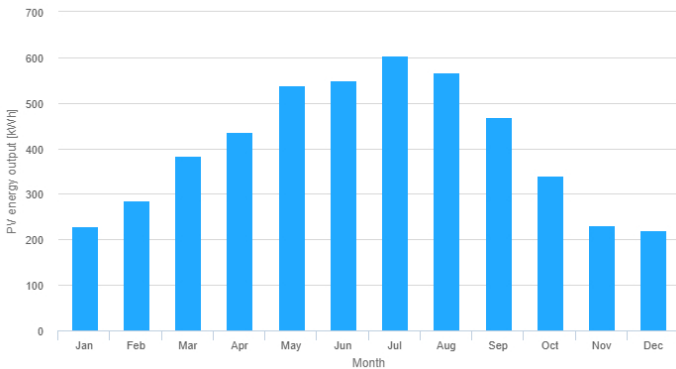
## Simulation outputs

Slope angle: 10 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 4853.14 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1667.24 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 185.49 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.25 %  
 Spectral effects: 0.8 %  
 Temperature and low irradiance: -11.01 %  
 Total loss: -25.36 %

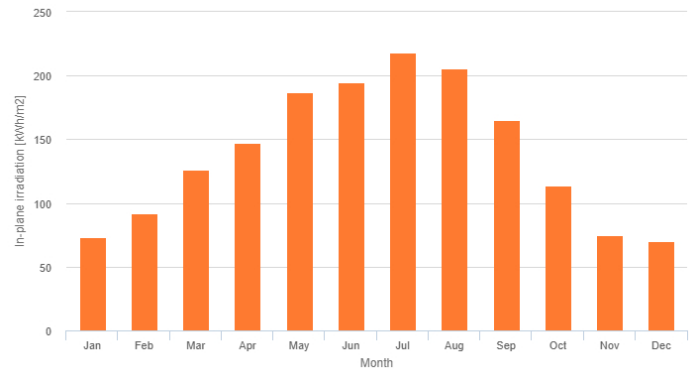
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	229.0	72.9	52.8
February	286.4	92.1	56.2
March	384.5	126.1	68.7
April	435.4	147.5	61.8
May	538.5	186.7	72.4
June	549.0	194.4	47.3
July	605.0	218.3	42.9
August	567.9	205.3	31.0
September	468.2	165.1	36.4
October	339.2	113.8	45.2
November	230.4	74.7	51.2
December	219.5	70.3	29.6

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

# Performance of grid-connected PV

PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

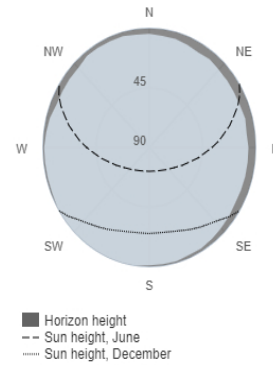
## Provided inputs:

Latitude/Longitude: 40.920,-8.423  
 Horizon: Calculated  
 Database used: PVGIS-SARAH2  
 PV technology: Crystalline silicon  
 PV installed: 4.08 kWp  
 System loss: 14 %

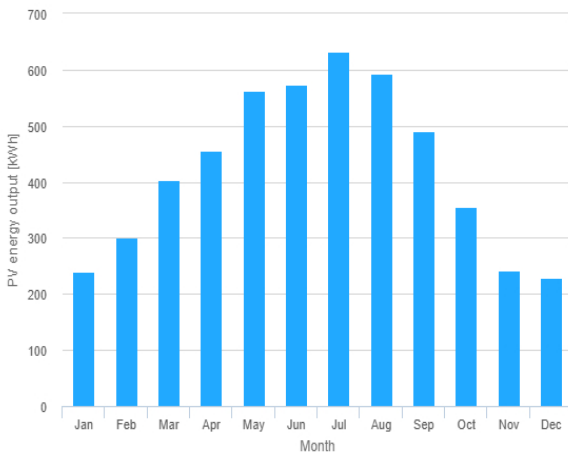
## Simulation outputs

Slope angle: 10 °  
 Azimuth angle: 0 °  
 Yearly PV energy production: 5080.53 kWh  
 Yearly in-plane irradiation: 1669.25 kWh/m<sup>2</sup>  
 Year-to-year variability: 193.91 kWh  
 Changes in output due to:  
 Angle of incidence: -3.31 %  
 Spectral effects: 0.8 %  
 Temperature and low irradiance: -11.01 %  
 Total loss: -25.4 %

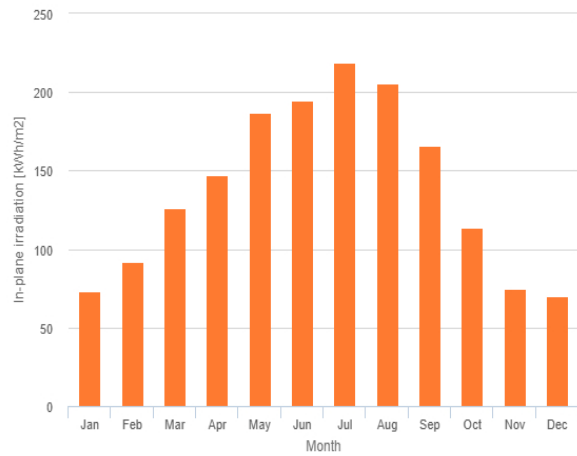
## Outline of horizon at chosen location:



## Monthly energy output from fix-angle PV system:



## Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



## Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	239.6	72.9	55.3
February	300.1	92.2	58.9
March	402.8	126.4	72.1
April	455.7	147.6	64.6
May	563.5	187.0	75.8
June	574.4	194.4	49.5
July	633.1	218.5	44.9
August	594.0	205.3	32.4
September	491.2	165.7	38.2
October	355.0	113.9	47.3
November	241.6	74.8	53.7
December	229.6	70.3	30.9

E\_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].

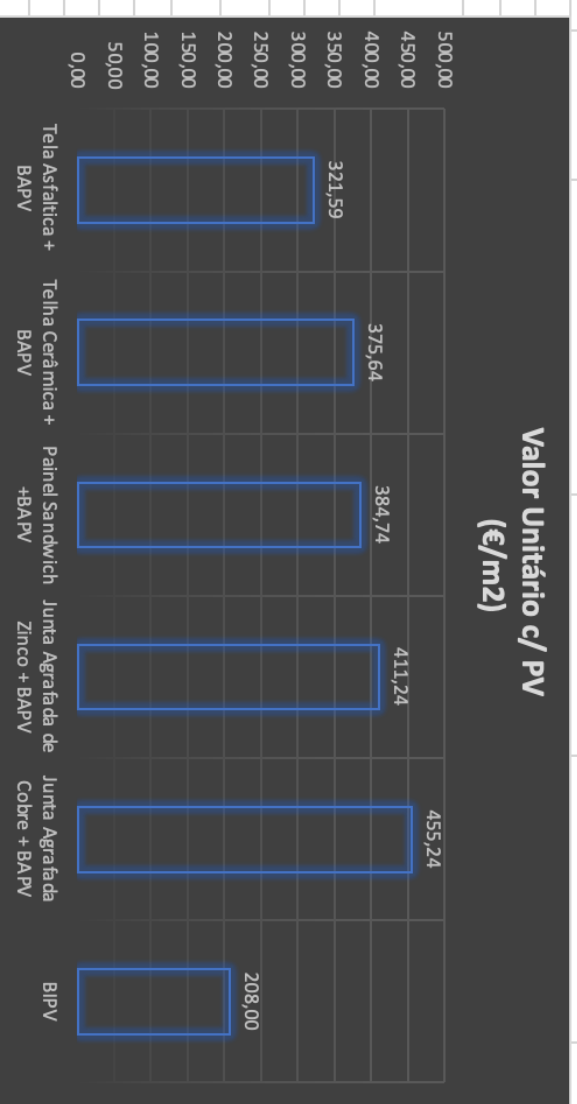
H(i)\_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m<sup>2</sup>].

SD\_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

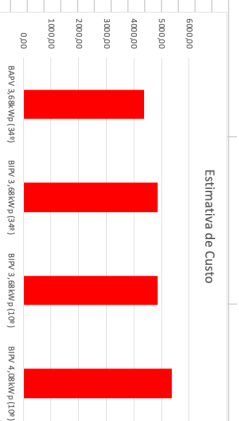
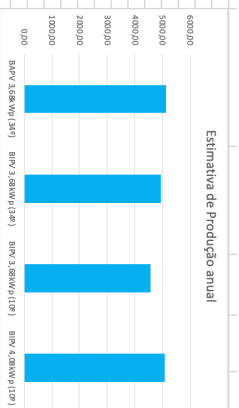
Cobertura	Valor unitário (€/m2)
Tela Asfáltica	68,35
Telha Cerâmica	122,40
Painel Sandwiche	131,50
Junta Agrafada de Zinco	158,00
Junta Agrafada de Cobre	202,00
BAPV	253,24
BIPV	208,00
<b>Custo Total BAPV</b>	<b>4381,00</b>
<b>Custo Total BIPV</b>	<b>5408,00</b>
<b>Custo do Armazenamento</b>	<b>4328,00</b>



Cobertura + PV	Valor Unitário c/ PV (€/m2)
Tela Asfáltica + BAPV	321,59
Telha Cerâmica + BAPV	375,64
Painel Sandwiche +BAPV	384,74
Junta Agrafada de Zinco + BAPV	411,24
Junta Agrafada Cobre + BAPV	455,24
BIPV	208,00



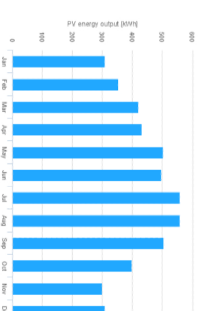
↓ Input ↓		
Área (m <sup>2</sup> )	BAPV	BIPV
Potência (W)	486.000	175.500
Potência/m <sup>2</sup> (W/m <sup>2</sup> )	BAPV 213	BIPV 158
Área P/ 3,68 kWp (m <sup>2</sup> )		
BAPV	17,3	23,3
Fator de redução		
Inclinação e Temperatura		0,11
Potência BIPV a instalar c/ inc/s/caba (W)		
Área	4080,09	26
Preço eletridade (€/MWh)		
0,1534		
Custo médio mês fatura (€UR)		
176,07		



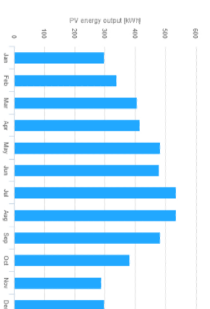
Com Armacenamento	
Custo	8706,47
Retorno	10,9
Redução média fatura (€UR)	66,58
	63,95
	59,34
	65,79
Sem Armacenamento	
	5,5
	6,3
	6,8
	6,8

Tecnologia	Área (m <sup>2</sup> )	Capacidade (W)	Produção Anual (kWh)	Produção anual /m <sup>2</sup> (kWh)	Custo (€UR)
BAPV 3,68kWp (349)	17,3	3660,00	514141	297,16	437847
BIPV 3,68kWp (349)	23,3	3660,00	493785	211,55	485508
BIPV 4,08kWp (109)	25,9	4080,00	508053	196,32	485508
					538280

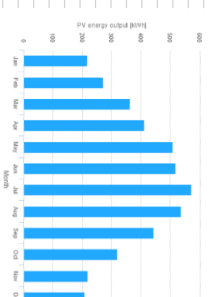
Monthly energy output from fix-angle PV system:



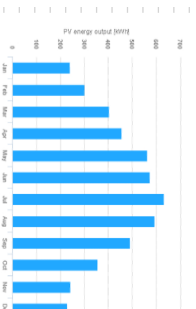
Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



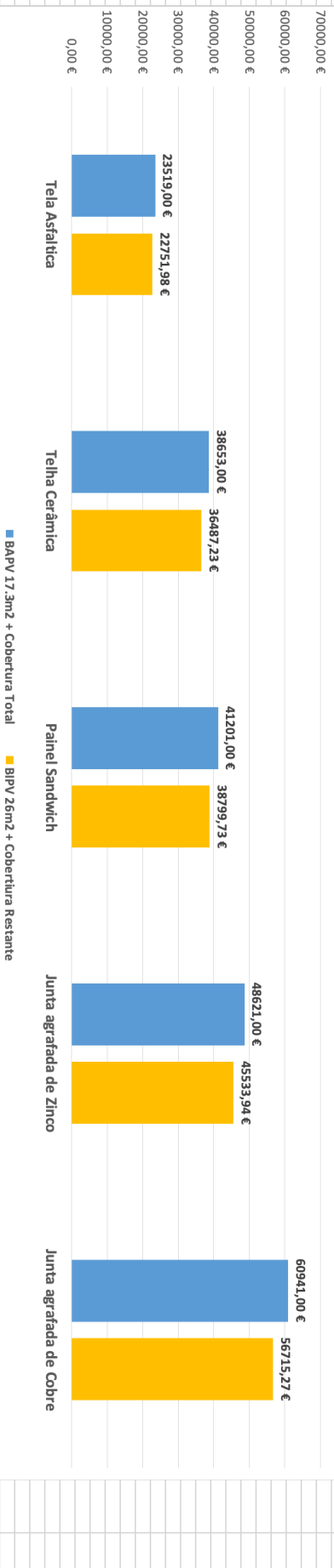
Tecnologia	Produção energética em 35 anos de vida útil	ROI (%)
BAPV 3,68kWp (349)	13977438	356,70
BIPV 3,68kWp (349)	13183135	295,12
BIPV 3,68kWp (109)	17802728	260,88
BIPV 4,08kWp (109)	13737286	286,88

Perda Anual p/ temp (%)	3,96
-------------------------	------

Perda Anual p/ inc (%)	7,20
------------------------	------

Perda Anual p/ fice tempo (%)	10,87
-------------------------------	-------

### Estimativa de Custos



Tela Asfáltica	Custo da Cobertura	Telha Cerâmica	Custo da Cobertura	Painel Sandwich	Custo da Cobertura	Junta agrafada de Zinco	Custo da Cobertura	Junta agrafada de Cobre	Custo da Cobertura
BAPV 17.3 + Tela Asfáltica	23519,00 €	BAPV 17.3 + Telha Cerâmica	38653,00 €	BAPV + Chapa sandwich	41201,00 €	BAPV + Chapa Zinco	48621,00 €	BAPV + Cobre	60941,00 €
BAPV Total + Tela asfáltica	54591,18 €	BAPV Total + Telha Cerâmica	69725,18 €	BAPV Total + Chapa Sandwich	72273,18 €	BAPV Total + Chapa de zinco	79693,18 €	BAPV Total + Cobre	92013,18 €
BIPV 26 + Tela asfáltica	22751,98 €	BIPV 26 + Telha Cerâmica	36487,23 €	BIPV 26 + Chapa Sandwich	38799,73 €	BIPV 26 + Chapa Zinco	45533,94 €	BIPV 26 + Cobre	56715,27 €
	58240,00 €		58240,00 €		58240,00 €		58240,00 €		58240,00 €

BAPV 17.3m2 + Cobertura Total  
 BAPV 140m2 + Cobertura Total  
 BIPV 26m2 + Cobertura Restante  
 BIPV Toda a Cobertura

<b>BIPV TOTAL</b>	<b>Custo da Cobertura</b>
BIPV 280	58240,00 €

### Estimativa de Custos

