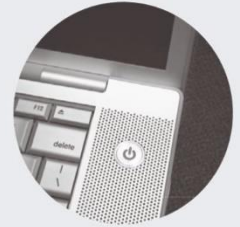
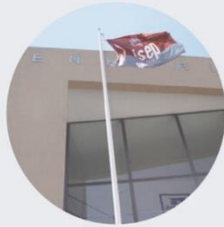




## **Desenvolvimento de projeto de unidade de produção de autoconsumo (UPAC)**

**HUGO MIGUEL MOURA ABREU**

outubro de 2024



## **Desenvolvimento de projeto de unidade de produção de autoconsumo (UPAC)**

**HUGO MIGUEL MOURA ABREU**

Setembro de 2024



# **Desenvolvimento de projeto de unidade de produção de autoconsumo (UPAC)**

**Hugo Miguel Moura Abreu**

**Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em**

**Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia**

**Orientador: Rui Castro**

**Júri:**

Presidente:

Professor Doutor Fernando Maurício Teixeira de Sousa Dias, Professor Adjunto, ISEP

Vogais:

Professor Doutor António Carvalho Andrade, Professor Adjunto, ISEP

Professor Rui Paulo Ramos de Castro Professor Adjunto, ISEP

Porto, setembro 2024



## Resumo

Num mundo onde a necessidade de sustentabilidade nunca foi tão urgente, a transição para fontes renováveis de energia deixou de ser uma escolha, tornando-se uma exigência para o futuro. Esta dissertação mergulha na realidade dos sistemas fotovoltaicos, investigando como a energia solar pode ser a resposta para reduzir a dependência de combustíveis fósseis e as emissões de carbono. O trabalho explora não só a tecnologia por detrás dos painéis solares, mas também as complexidades da sua aplicação em projetos de autoconsumo, com foco em Portugal.

Ao longo deste estudo, desvendam-se as etapas essenciais para a implementação de uma Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC), desde a escolha dos componentes até à realização de um rigoroso dimensionamento técnico. No entanto, não se limita ao aspeto técnico, é realizada também uma análise económica de um sistema fotovoltaico. Será que o investimento em energia solar realmente compensa? As simulações realizadas mostram que a resposta vai além do simples retorno financeiro. O impacto ambiental, a redução das emissões de CO<sub>2</sub> e a contribuição para os objetivos de sustentabilidade são evidências poderosas de que o futuro reside nas energias renováveis.

O estudo prático desenvolvido revela a viabilidade de instalar sistemas solares em ambientes comerciais e demonstra, com números concretos, o quanto a tecnologia solar pode contribuir não só para a economia de uma empresa, mas também para a proteção do planeta. Mais do que um trabalho académico, esta dissertação é um convite para repensarmos o nosso papel na preservação do ambiente, mostrando que, com as ferramentas certas, cada um de nós pode fazer parte desta revolução energética.

**Palavras-Chave:** Autoconsumo, Dimensionamento Fotovoltaico, Energia Renovável, Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Sustentabilidade Energética.



## Abstract

In a world where the need for sustainability has never been more urgent, the transition to renewable energy sources is no longer a choice, but a requirement for the future. This dissertation researches into the reality of photovoltaic systems, investigating how solar energy can be the answer to reducing dependence on fossil fuels and carbon emissions. The work explores not only the technology behind solar panels, but also the complexities of their application in self-consumption projects, with a focus on Portugal.

Throughout this study, the essential steps for implementing a Self-Consumption Production Unit are revealed, from choosing the components to carrying out a rigorous technical dimensioning. However, it is not limited to the technical aspect, an economic analysis of a photovoltaic system is also carried out. Does investing in solar energy really pay off? The simulations carried out show that the answer goes beyond simple financial return. The environmental impact, the reduction of CO<sub>2</sub> emissions and the contribution to sustainability objectives are powerful evidence that the future lies in renewable energy.

The practical study developed reveals the feasibility of installing solar systems in commercial environments and demonstrates, with concrete numbers, how much solar technology can contribute not only to a company's economy, but also to the protection of the planet. More than an academic paper, this dissertation is an invitation to rethink our role in preserving the environment, showing that, with the right tools, each of us can be part of this energy revolution.

**Keywords:** Energy Sustainability, Photovoltaic Sizing, Photovoltaic Systems, Renewable Energy, Self-Consumption, Solar Energy.



## Agradecimentos

A realização desta dissertação foi um desafio que só foi possível superar com o apoio de várias pessoas, às quais gostaria de expressar a minha mais profunda gratidão.

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer ao meu orientador, Prof. Dr. Rui Castro, pela sua orientação, paciência e pelas sugestões ao longo de todo o processo de desenvolvimento deste trabalho.

À minha família, em particular aos meus pais e irmãos que sempre estiveram presentes nos momentos de dúvida e desânimo, oferecendo apoio e incentivo, estou imensamente grato. As conversas e trocas de ideias foram essenciais para manter a motivação ao longo desta jornada.

Um especial agradecimento à Ana Rita, pelo apoio em todos os momentos. Sem a sua compreensão e incentivos constantes, esta conquista não teria sido possível. A paciência, confiança e palavras de encorajamento foram cruciais para a conclusão desta minha caminhada académica, o meu sincero obrigado.

Agradeço aos meus professores e colegas de curso, que contribuíram para o meu crescimento pessoal e académico.

Por fim, gostaria de dedicar este trabalho a todos aqueles que acreditam na importância da transição energética e no potencial das energias renováveis para um futuro mais sustentável. Que este projeto seja uma pequena contribuição para essa causa tão necessária.

A todos, o meu mais sincero agradecimento.



# ÍNDICE

<b>1. INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
1.1.OBJETIVOS .....	1
1.2.ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO .....	2
<b>2. ESTADO DA ARTE</b> .....	<b>3</b>
2.1.ENQUADRAMENTO HISTÓRICO.....	3
2.2.CRONOLOGIA DE ACONTECIMENTOS .....	5
2.3.EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO PV NO MUNDO .....	6
2.4.COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	10
2.4.1. <i>Painéis Solares</i> .....	10
2.4.2. <i>Inversores</i> .....	16
2.4.3. <i>Baterias</i> .....	18
2.4.4. <i>Armazenamento Eletroquímico</i> .....	19
2.4.5. <i>Armazenamento Mecânico</i> .....	21
2.5.TIPOLOGIAS DE INSTALAÇÃO DE SISTEMAS PV EM PORTUGAL.....	21
2.5.1. <i>Autoconsumo Individual</i> .....	22
2.5.2. <i>Unidades de Pequena Produção</i> .....	23
2.5.3. <i>Autoconsumo Coletivo</i> .....	24
2.5.4. <i>Comunidade de Energia Renovável</i> .....	24
2.5.5. <i>Requisitos e Ligação à Rede</i> .....	26
<b>3. DIMENSIONAMENTO</b> .....	<b>29</b>
3.1.SELEÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	33
3.2.CONCEÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	33
3.3.SELEÇÃO DO INVERSOR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	34
3.4.CONEXÃO ENTRE MÓDULOS.....	34
3.4.1. <i>Número Máximo de Módulos por String</i> .....	34
3.4.2. <i>Número Mínimo de Módulos por String</i> .....	35
3.4.3. <i>Número máximo de String em Paralelo</i> .....	35
3.5.CABLAGENS.....	36
3.6. ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO .....	38
3.6.1. <i>Vento</i> .....	38

3.6.2.	<i>Seguimento Solar</i> .....	38
3.6.3.	<i>Distancia entre fileiras</i> .....	39
3.7.	SOFTWARE DE DIMENSIONAMENTO .....	40
<b>4.</b>	<b>CASO DE ESTUDO .....</b>	<b>43</b>
4.1.	ENQUADRAMENTO .....	44
4.1.1.	<i>Necessidades e Objetivos do Cliente</i> .....	44
4.1.2.	<i>Características Do Edifício</i> .....	45
4.2.	CONSUMO DO EDIFÍCIO.....	47
4.3.	AValiação DO POTENCIAL SOLAR .....	49
4.3.1.	<i>Estimativa de Produção e Simulação</i> .....	52
4.3.2.	<i>Simulação</i> .....	53
4.3.3.	<i>Elementos para a Simulação</i> .....	54
4.3.4.	<i>Resultados Da Simulação</i> .....	55
4.3.5.	<i>Seleção</i> .....	57
4.4.	DIMENSIONAMENTO .....	58
4.4.1.	<i>Caracterização dos Equipamentos</i> .....	58
4.4.2.	<i>Determinação da Configuração dos Painéis Fotovoltaicos</i> .....	63
4.4.3.	<i>Cabos Elétricos</i> .....	64
4.4.4.	<i>Cablagem e Proteções do Lado DC</i> .....	65
4.4.5.	<i>Cablagem e Proteções do Lado AC</i> .....	67
4.5.	IMPLEMENTAÇÃO .....	69
4.6.	ANÁLISE FINANCEIRA E RETORNO DO INVESTIMENTO .....	71
<b>5.</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>75</b>
5.1.	TRABALHOS FUTUROS .....	76

## Lista de Figuras

Figura 1- Produção anual global de energia utilizando painéis fotovoltaicos	8
Figura 2 – Produção anual de energia agrupada por tipo de fonte	9
Figura 3 – Produção anual de energia por vias renováveis e previsão até 2027	9
Figura 4 – Tipo de células solares	11
Figura 5 – Monocristalino vs Policristalino	12
Figura 6 – Célula de filme fino de silício	12
Figura 7 – Célula solar orgânica	13
Figura 8 – Módulo <i>half-cell</i>	15
Figura 9 – Módulo bifaciais	15
Figura 10 – Sting de painéis conectados em paralelo	16
Figura 11 – String única de painéis conectada ao inversor	17
Figura 12 - Microinversor	17
Figura 13 – Inversor multi-string	18
Figura 14 – Autoconsumo individual	23
Figura 15 – Autoconsumo coletivo	24
Figura 16 – Comunidade de energia renovável	25
Figura 17 - Comunidade de energia renovável e ACC	26
Figura 18 – Mapa europeu com potencial solar para produção de energia elétrica	30

Figura 19 – Radiação emitida pelo sol	31
Figura 20 – Ângulos característicos da radiação solar na terra	32
Figura 21 – Análise da distância entre fileiras	39
Figura 22 – Consumo mensal de energia do edifício em estudo	47
Figura 23 – Consumo medio por intervalo de 15 min representado mensalmente	48
Figura 24 – Irradiação no ponto geográfico alvo de estudo de acordo com as características do telhado	50
Figura 25 - Irradiação no ponto geográfico alvo de estudo com inclinação 30º e azimute 0º	51
Figura 26 – Consumo mensal de energia e produção das diferentes soluções	53
Figura 27 – Esquema ligação do arranjo fotovoltaico	64
Figura 28 – Disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado	69
Figura 29 – Esquema distribuição de strings	70
Figura 30 – Esquema unifilar dos quadros a implementar	71

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Comparação entre simulações	56
Tabela 2 – Características painéis a ser implementadas	59
Tabela 3 – Características inversores a ser implementados	60
Tabela 4 – Cálculos justificativos da configuração das strings	63
Tabela 5 – Cálculos justificativos secção cabos DC	66
Tabela 6 - Cálculos justificativos proteções AC	67
Tabela 7 - Cálculos justificativos secção cabos AC	68
Tabela 8 – Esquematização dos custos de implantação	72



## Acrónimos e Símbolos

ACC	–	Autoconsumo Coletivo
AT	–	Alta Tensão
BT	–	Baixa Tensão
CA	–	Corrente Alternada
CC	–	Corrente Contínua
CPE	–	Código Ponto de Entrega
IEA	–	Agência Internacional de Energia
IU	–	Instalações de Utilização
MPP	–	Maximum Power Point
MT	–	Média Tensão
PR	–	Rácio de Performance
RESP	–	Rede Elétrica de Serviço Público
ROI	–	Retorno sobre o investimento
TIR	–	Taxa Interna de Retorno
TW/h	–	Terawatt por hora
UPAC	–	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	–	Unidades de Pequena Produção

VAL – Valor Atual Líquido

# 1. INTRODUÇÃO

O desenvolvimento deste documento enquadra-se no estudo e desenvolvimento de um projeto de uma unidade de produção de autoconsumo (UPAC) com a implementação de um sistema de painéis fotovoltaicos. No âmbito da procura em diminuir o impacto ambiental causado pela atividade humana, nomeadamente com o consumo de energia produzida a partir de fontes de energia não renováveis, a União Europeia, bem como os seus estados-membros fomentam a adesão, através de políticas sociais ou económicas, a produção distribuída através de fontes de energia renováveis, nomeadamente energia solar fotovoltaica. Deste modo, entidades particulares, empresariais ou comunidades têm adotado a política de se tornarem mais eficientes e autossustentáveis energeticamente, visando não só serem mais ecológicos, mas também menos dependes de fornecedores externos de energia e, economicamente falando, diminuir os seus custos de aquisição de energia.

## 1.1. OBJETIVOS

O trabalho tem como objetivo dimensionar um sistema de autoconsumo solar fotovoltaico para implementação num determinado espaço comercial no domínio de uma UPAC (unidade de produção de autoconsumo). Para além do dimensionamento da potência a instalar, é também objetivo o

dimensionamento mecânico do sistema, bem como o estudo da viabilidade económica do projeto, abordando os períodos de amortização bem como o ROI do investimento efetuado. Fazer um levantamento sobre os principais benefícios ambientais com a implementação do sistema desde o impacto nas emissões de CO<sub>2</sub>, bem como, fazer referência às emissões geradas com o próprio fabrico dos componentes do sistema desde a extração de silício até ao produto final. Fazer uma análise sobre as possíveis consequências ambientais com o fim de vida dos próprios componentes do sistema fotovoltaico e definir quais os possíveis impactos no meio ambiente.

## **1.2. ORGANIZAÇÃO DO DOCUMENTO**

Este documento apresenta uma dissertação onde é proposto um projeto de uma unidade de produção de autoconsumo, seguindo a seguinte estrutura organizada. Inicia-se com uma introdução clara dos objetivos e uma visão geral da estrutura do estudo. A segunda parte explora o estado da arte, incluindo o enquadramento histórico, a cronologia dos acontecimentos, a evolução da produção de energia fotovoltaica global, os componentes dos sistemas fotovoltaicos e as tipologias de instalação em Portugal. A terceira parte aborda o dimensionamento dos sistemas, desde a seleção dos módulos fotovoltaicos até à conceção do sistema, escolha do inversor, conexão entre módulos e a importância das cablagens. A Quarta parte apresenta um estudo de caso aplicado a um edifício comercial, analisando o consumo de energia, o potencial solar e as restrições para a instalação de painéis. Com base nessa análise, é realizado o dimensionamento técnico do sistema fotovoltaico, selecionando equipamentos, cablagens e proteções. Simulações estimam a produção de energia e a eficiência do sistema, avaliando também os custos de instalação e manutenção, além dos ganhos com a redução do consumo e a venda de excedentes. O retorno sobre o investimento (ROI) e o período de amortização são abordados, demonstrando a viabilidade económica. Finalmente, a dissertação conclui com uma síntese dos principais pontos e destaca o papel essencial dos sistemas solares fotovoltaicos na transição para fontes de energia sustentável. Referências são incluídas ao longo do texto para sustentar as conclusões apresentadas.

## 2. ESTADO DA ARTE

Ao longo dos tempos, a energia proveniente do sol sempre teve um papel fundamental na vida do planeta. Sendo considerada um fator essencial à manutenção e desenvolvimento da vida no nosso planeta. Com o passar do tempo, bem como com a evolução das comunidades, o ser humano tem aprimorado cada vez mais as estratégias para o seu uso [1].

### 2.1. ENQUADRAMENTO HISTÓRICO

O Sol é uma fonte de energia essencial para a existência de vida na terra, sendo o sol responsável pelo ciclo da água, fotossíntese, etc. Já as primeiras civilizações tinham essa consciência e com a evolução foram desenvolvendo novas estratégias e mais eficientes para aproveitar a energia proveniente do sol. Com as primeiras civilizações, a energia solar era aproveitada de forma passiva, mais tarde foram desenvolvidas técnicas de aproveitamento da energia térmica dos raios solares e posteriormente a conversão dos raios solares em energia elétrica pelo efeito fotovoltaico.

Por outro lado, à medida que as civilizações se desenvolviam, foram surgindo inúmeras religiões que giravam em torno do Sol, da estrela solar. Em muitos casos, também a arquitetura estava

intimamente relacionada ao sol, várias civilizações ao redor do globo são exemplo disso, na Grécia, Egito, Império Inca, Mesopotâmia, Império Asteca, etc. [1]

O crescimento da indústria solar foi significativo até meados dos anos 50 do século XX. Ao longo do tempo, e com a chegada dos combustíveis fósseis, a energia solar perdeu a sua relevância e importância, o que despromoveu o desenvolvimento de estudos nesse sentido. Nesta época, o custo de extração de combustíveis fósseis, nomeadamente gás natural e carvão era extremamente baixo, por isso o uso de energia fóssil tornou-se de grande importância para gerar energia elétrica e/ou calor. Deste modo, a energia solar acabou por ser abandonada principalmente para fins industriais. Este abandono, para fins práticos, da energia solar durou até à década de 70 do século XX.

Por razões económicas, a energia solar volta a estar em destaque na história. Este novo destaque foi impulsionado pelo preço dos combustíveis fósseis, que estava em tendência de crescimento. Este aumento voltou as atenções para o potencial do sol, levando ao ressurgimento do uso de energia solar para aquecimento de casas e água bem como para produção de eletricidade, estes últimos com especial relevância na aplicação em sistemas elétricos isolados da rede. Além do preço, começaram a ser colocadas outras questões, nomeadamente relacionadas com o impacto na saúde da utilização de aquecedores a gás ou carvão. Estes eram perigosos, pois deles resultavam gases tóxicos, como o monóxido de carbono.

Em 1891, Clarence Kemp patenteou o primeiro aquecedor de água solar, mais tarde, em 1936, Charles Greeley Abbott desenvolveu um outro sistema de aquecimento de água através de energia solar, que ganhou popularidade nessa época na Flórida, Califórnia, bem como noutras regiões dos EUA.

Com o escalar da guerra do Golfo em 1990, o interesse na energia solar tornou-se ainda mais evidente e cada vez mais uma alternativa viável ao petróleo.

Desde então, muitos países promovem este recurso renovável. Em alguns casos, impõem legislação para implementar a sua utilização, de forma a tentar reverter os problemas ambientais decorrentes das alterações climáticas, bem como diminuir o impacto ambiental resultante da atividade humana, numa tentativa de minimizar as emissões de gases com efeito de estufa.

## 2.2. CRONOLOGIA DE ACONTECIMENTOS

1839 - A descoberta da tecnologia fotovoltaica deu-se a partir da pesquisa de um físico francês chamado Alexandre Edmond Becquerel, em 1839, que descobriu o efeito fotovoltaico.

1883 - Neste ano, Charles Fritts, um inventor de Nova York, originou a primeira célula fotovoltaica produzida por selênio revestido por ouro. Este marco da tecnologia permitiu gerar uma corrente contínua e constante para a conversão elétrica máxima de 1%. Foram também fabricadas células fotovoltaicas de silício, com 6% de conversão, pelos cientistas do Bell Laboratories.

1905 - Apesar de ter sido conhecido como pioneiro na descoberta do efeito fotoelétrico, Albert Einstein, em 1905, apenas modernizou e aprimorou os conceitos, uma vez que os seus estudos apontaram a emissão de elétrons de uma superfície em interação com uma onda eletromagnética, formando o efeito fotoelétrico. No entanto, a descoberta foi feita, de facto, pelo físico Heinrich Hertz em 1887.

1922 - Einstein acreditava que um raio de luz não seria apenas uma onda contínua percorrendo o espaço, mas, sim, uma forma de produção de energia. A partir disso, foram realizados estudos, e, em 1922, o físico recebeu o Prêmio Nobel de Física pelo seu trabalho no estudo do efeito fotoelétrico.

1930 - A teoria do efeito fotovoltaico foi instituída por Schottky, que, alguns anos depois, criou a primeira célula fotovoltaica de mono-silício prática. O reconhecimento da sua teoria possibilitou a utilização de painéis solares no espaço em 1958.

1932 - Ainda aproveitado nos tempos atuais, o material utilizado para gerar o efeito fotovoltaico, composto por seleneto de cádmio (CdSe), foi descoberto por Audobert e Stora em 1932.

1954 - O químico Calvin Fuller, do Bell Laboratories, nos Estados Unidos, elaborou o processo de dopagem do silício, que deu origem à era moderna da história da energia solar. Ainda neste ano, foram desenvolvidas pelo cientista Russell Shoemaker Ohl células fotovoltaicas que foram denominadas de “célula solar moderna”.

1958 - O início das utilizações de painéis solares ocorreu de modo surpreendente. Em 1958, um painel de 1 W foi anexado ao satélite Vanguard I, que foi enviado ao espaço desde então, foram

implementados os primeiros sistemas fotovoltaicos em residências, estabelecimentos e até mesmo para meios de transportes, como autocarros, aviões e embarcações.

1976 - Em 1976, os engenheiros David Carlson e Christopher Wronski, dos laboratórios RCA, deram origem à primeira célula de silício amorfo, que conta com uma eficiência de 1,1%.

1992 - No ano de 1992, na Universidade da Flórida do Sul, foi desenvolvida uma célula de filme fino, que contém 15,89% de eficácia.

1994 - O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), criou a primeira célula a superar 30% na eficiência de conversão.

1999 - No mundo inteiro, a capacidade total de instalação de energia fotovoltaica alcançou 1.000 megawatts (MW) em 1999.

2000 - No ano 2000, foram constituídos sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on-grid*) na maioria dos países de primeiro mundo, a fim de injetar energia na rede elétrica convencional. Após a sua implementação, a produção anual mundial subiu para 4.200 MWp de células fotovoltaicas.

### **2.3. EVOLUÇÃO DA PRODUÇÃO FOTOVOLTAICA NO MUNDO**

O rápido crescimento da produção de energia através de fontes renováveis como o sol e o vento, deu esperança aos esforços globais para redução das emissões de gases com efeito de estufa, desta forma limitando os efeitos perigosos das alterações climáticas.

Em 2010, combinado a geração de energia proveniente do vento e do sol representava apenas 1,7% da produção total de energia a nível mundial, contudo, superando largamente a previsão dos principais modelos de energia representando 8,7% da produção global de energia no ano de 2020. Por exemplo, em 2012, a IEA esperava que a geração global de energia solar atingiria 550 TW/h em 2030, mas esse número foi superado em 2018. Esses modelos geralmente assumem que o crescimento da energia solar e eólica será linear, mas na realidade o crescimento foi exponencial.

A diminuição dos custos têm sido o maior fator para o aumento da exploração da energia renovável. Desde 2010, o custo da energia solar fotovoltaica caiu 85%, tornando-se desta forma uma

fonte de energia competitiva quando comparado com a eletricidade gerada a partir de combustíveis fósseis.

Os custos caíram significativamente devido ao elevado *feedback* positivo. Quanto mais sistemas são implementados, mais baratos estes se tornam devido essencialmente a economias de escala e o aumento da competitividade, entre outros fatores. A diminuição dos custos, por sua vez estimulam mais instalações. Por exemplo, na última década, cada vez que a quantidade de capacidade solar implantada em todo o mundo dobrou, o preço da instalação de capacidade solar caiu 34%.

À medida que a popularidade das energias renováveis cresce, estas também atraem mais atenção política o que torna mais fácil alavancar apoio e financiamento de políticas para a sua implementação. Com esta popularidade, os financiadores ficam familiarizados com os riscos técnicos e de projeto associados a investimentos neste ramo. Além disto, as evidências sugerem que a disseminação dos sistemas fotovoltaicos, bem como as energias renováveis, são socialmente contagiosas. Quando são instalados painéis fotovoltaicos numa casa, a tendência é que os vizinhos venham a falar e, desta forma, há um aumento da probabilidade de estes instalarem também nas suas propriedades.

O apoio político é e tem sido fundamental para o crescimento das instalações fotovoltaicas, através da disponibilização de medidas de financiamento ou subsídios que ajudem na redução dos custos associados desta forma estimulando a sua implementação. A Europa, a China e os Estados Unidos da América, tornaram-se líderes em energia solar e também eólica por meio destas políticas de apoio. Em todo o mundo, 165 países têm metas para aumentar a energia renovável e mais de 600 cidades têm metas de 100% de energia renovável. [3]

Em 2018, quando comparado com o ano de 2017, a potência global instalada de sistemas fotovoltaicos aumentou cerca de 100GW o que representou um aumento de cerca 25% relativamente ao mesmo ano. Numa visão mais alargada, e retornando ao ano de 2008 em que a potencia instalada era de apenas 15GW, esta diferença é de 490GW.

Até ao final do ano de 2018, pelo menos 32 países tinham uma capacidade de produção superior a 1GW contra 29 países no ano de 2017. A energia solar fotovoltaica já desempenha um papel significativo e crescente na produção de eletricidade em vários países, ainda neste ano, representou 12.1% da produção total nas Honduras e participações substanciais também em Itália (quase 8,2%),

Grécia (8,2%), Alemanha (7,7%) e Japão (6,5%). No final de 2018, havia em operação em todo o mundo capacidade para produzir perto de 640 TWh de eletricidade por ano, ou cerca de 2,4% da produção anual global de eletricidade.

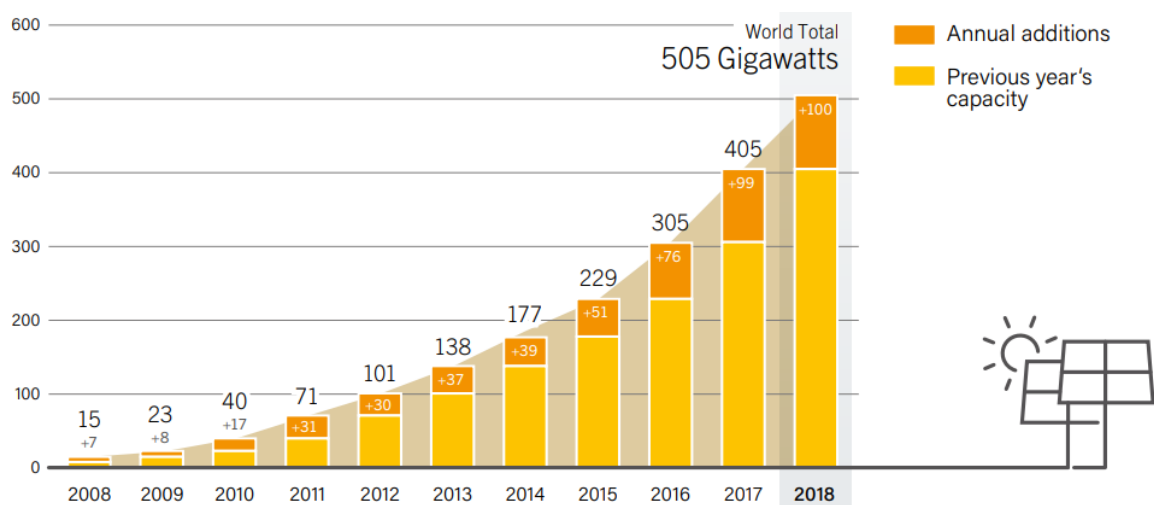


Figura 1- Produção anual global de energia utilizando painéis fotovoltaicos

Espera-se que a capacidade global de produção de energia renovável aumente em quase 2400 GW, entre 2022 e 2027, de acordo com a previsão do IEA. Este crescimento das energias renováveis será impulsionado por políticas de mais ambiciosas nos principais mercados, em parte pela resposta à atual crise energética. Esta aceleração resulta essencialmente de dois fatores. Primeiramente pelo elevado custo dos combustíveis fósseis e da eletricidade, em resultado da crise energética acima mencionada, o que torna, como já referido, tecnologias de energia renováveis muito mais atrativas economicamente. Segundamente, a invasão da Ucrânia pela Rússia fez com que os importadores de combustíveis fósseis, especialmente na Europa, valorizassem cada vez mais os benefícios de segurança energética das energias renováveis. De acordo com o IEA, a previsão do ano de 2022 foi revista para cima em quase 30% em relação ao ano de 2021, principalmente porque a China, a Europa, os Estados Unidos da América e a Índia vêm implementando, reformas regulatórias e de mercado e novas políticas mais rapidamente do que o esperado para combater a crise energética.

A previsão para a maioria das economias avançadas é baseada nas metas ambiciosas e nos incentivos políticos desses países, mas os desafios de implementação permanecem, especialmente relacionados ao licenciamento e à expansão da infraestrutura da rede. Nas economias emergentes, as incertezas políticas e regulatórias, além dos desafios de implementação, continuam a ser as

principais barreiras para uma expansão mais rápida da energia renovável. Finalmente, nos países em desenvolvimento, a infraestrutura de rede fraca e a falta de acesso a financiamento acessível dificultam a implementação mais rápida de vários projetos. [4]

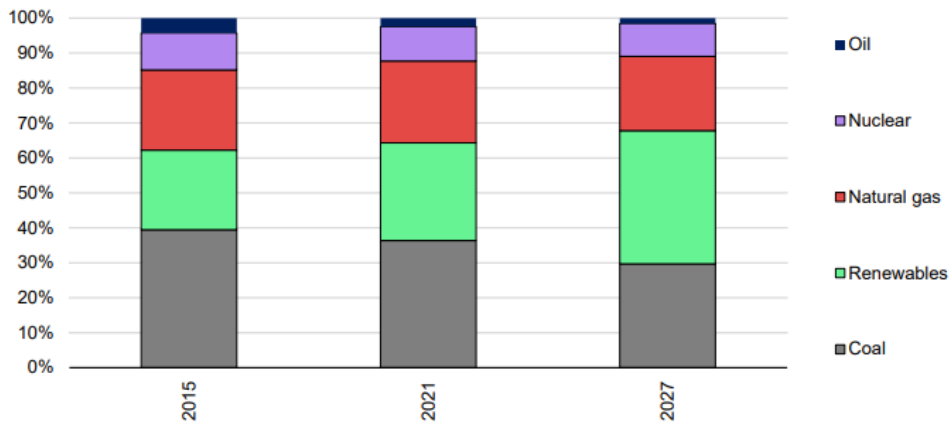


Figura 2 – Produção anual de energia agrupada por tipo de fonte

Na União Europeia, o segundo maior mercado em crescimento depois da China, espera-se que o ritmo de implementação durante 2022-2027 dobre quando comparado ao período de 2010-2015. Embora vários países membros da UE já tivessem introduzido metas e políticas ambiciosas para acelerar a implantação de energia renovável antes da invasão da Ucrânia pela Rússia, desde então a União Europeia propôs metas ainda mais agressivas sob o pacote REPowerEU para eliminar as importações russas de combustíveis fósseis até 2027. [4]

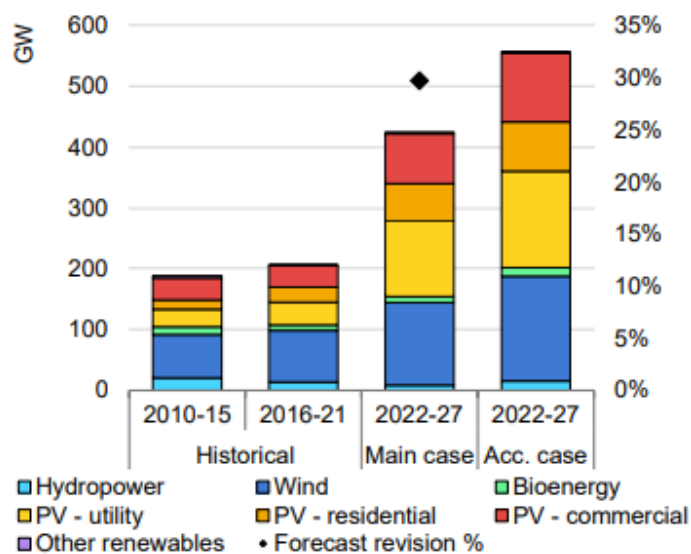


Figura 3 – Produção anual de energia por vias renováveis e previsão até 2027

## **2.4. COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Um sistema solar fotovoltaico integra uma tecnologia capaz de transformar a energia proveniente dos raios solares e convertê-la em energia elétrica. Esta produção surge do efeito fotoelétrico que resulta da incidência de luz num material semicondutor, este material semicondutor é agregado de forma a formar células fotovoltaicas. Existem inúmeros tipos de células fotovoltaicas sendo estas caracterizadas pela natureza dos materiais utilizados.

A diferença de potencial gerada nas células fotovoltaicas, quando fechado o circuito criam uma corrente, corrente esta em CC. Dependendo da tipologia de aplicação, pode ou não ser necessário um equipamento que altere grandezas como tensão, corrente, frequência, etc. Como por exemplo controladores de carga ou inversores. No caso concreto de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo a corrente contínua gerada nas células fotovoltaicas não é compatível com os equipamentos utilizados quer nas residências quer nas indústrias pois estes estão projetados para trabalharem nas características da rede elétrica de distribuição de energia. Posto isto, de forma a compatibilizar a ligação a energia deve ser convertida para CA, sendo esta a função definida para o inversor. Podem ainda ser adicionados ao conjunto um sistema de armazenamento para utilização posterior da energia gerada, bem como para suportar eventuais falhas no fornecimento de energia da concessionária ou até mesmo para desconexão total da rede (sistema isolado).

Genericamente, qualquer sistema fotovoltaico um sistema fotovoltaico é constituído por módulos fotovoltaicos, estrutura de fixação e inversor.

### **2.4.1. PAINÉIS SOLARES**

#### **2.4.1.1. TIPOS DE CÉLULAS**

De forma simplificada, os painéis fotovoltaicos são um conjunto de células fotovoltaicas dispostas de forma organizada e interligadas entre si e agrupadas num dispositivo só de forma a multiplicar a sua capacidade de produção.

Existem muitos tipos de células fotovoltaicas, no entanto, células de silício baseadas em “pastilhas” representam um total de 90% das células fotovoltaicas. A espessura destas células é de aproximadamente 180-200µm. Os principais tipos de materiais de silício para a produção de células

são: monocristalino, policristalino e amorfo, telureto de cádmio, cobre-índio- gálio-seleneto e cobre-índio-gálio-sulfeto. [5]

A classificação das tecnologias das células solares é obtida com base no material de fabrico e também no nível de maturidade comercial. Estas podem então ser caracterizadas em três gerações, como esquematizado na figura a abaixo.

As células são convencionalmente formadas por uma junção PN, cujo seu modo de funcionamento é baseado no princípio do efeito fotovoltaico. Quando a luz solar atinge uma célula, esta produz uma tensão CC. As características fundamentais de uma célula fotovoltaica são: corrente de curto-circuito (ISC); tensão de circuito aberto (VOC); eficiência de conversão de energia solar ( $\eta$ ). [6]

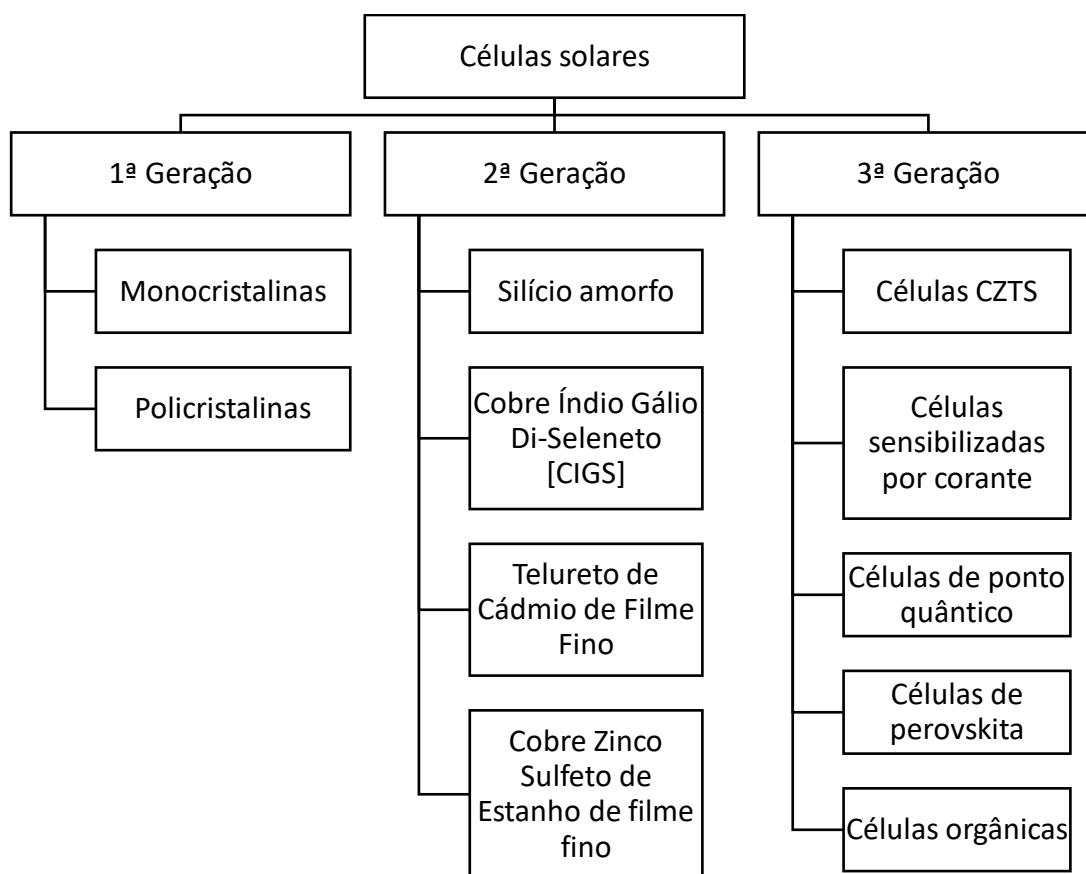


Figura 4 – Tipo de células solares

As células de primeira geração são baseadas em “pastilhas” de silício cristalino. Estas células solares são usadas em todo o mundo e têm a maior eficiência comercial [7]. Cerca de 80% do mercado

de células solares fotovoltaicas é baseado em células monocristalinas. As células solares policristalinas são menos eficientes quando comparadas com as monocristalinas.[6]



Figura 5 – Monocristalino vs Policristalino

A tecnologia baseada em “pastilhas” de silício é cara pois usa essencialmente silício puro. A obtenção de silício puro é um processo complexo e muito dispendioso. Este custo pode ser diminuído se forem depositados filmes finos de silício ( $1\mu\text{m}$ ), estas são caracterizadas como células de segunda geração, deste modo muito pouca quantidade de silício é usada nesta configuração quando comparados com as células de primeira geração. R. Chittick desenvolveu a primeira célula de filme fino de silício amorfo, seguidamente os seus colegas de trabalho publicaram um relatório sobre o primeiro estudo sistemático e explicativo sobre a técnica de deposição de vapor químico aprimorada por plasma. [6]

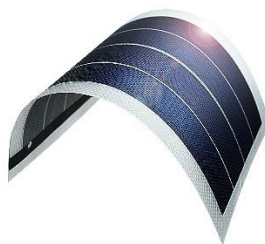


Figura 6 – Célula de filme fino de silício

A tecnologia de células fotovoltaicas de terceira geração enquadra células de junção única que podem até superar o limite de Shockley-Queisser de 31 a 41% de eficiência de conversão de energia. Células fotovoltaicas de primeira geração, bem como células de filme fino (2ª geração), estão a ter limitações no alcance de eficiências de conversão mais elevadas. A tecnologia de células solares de terceira geração consiste nos seguintes tipos de células solares: células solares CZTS, células solares sensibilizadas por corante, células solares de ponto quântico, células solares de perovskita e células solares orgânicas. [6]



Figura 7 – Célula solar orgânica

Os profissionais na área da energia solar fotovoltaica, acreditam que células baseadas em “pastilhas” de silício, serão, mais cedo ou mais tarde substituídos por células de segunda geração, as de filme fino, uma vez que estas têm menos custo. Por sua vez, e com o amadurecimento da tecnologia, estes serão substituídos pelas de 3ª geração desta forma atingindo valores de conversão de energia que duplicam ou mesmo triplicam faixa de 22% atualmente almejada. [8]

#### **2.4.1.2. TIPOS DE MÓDULOS**

Como já descrito no decorrer do trabalho, em termos práticos, a maioria esmagadora das instalações fotovoltaicas são compostas por painéis solares que integram células de 1ª geração, ou seja, monocristalino e policristalino.

Os painéis fotovoltaicos com tecnologia de silício monocristalino são considerados a tecnologia fotovoltaica mais antiga. Atualmente, com esta tecnologia, é possível obter uma eficiência superior a 25% em condições de laboratório. [9] [10]. A eficiência varia de acordo com o processo de fabrico. Na grande maioria dos casos o processo de fabrico destas células é através do processo Czochralski, que foi criado em 1916 pelo químico polês Jan Czochralski [11]. O processo de fabrico destas células requer uma pureza de material de 99,9999%. Devido à baixa condução do silício puro, são adicionados à célula outros materiais como boro ou fósforo, deste modo as características elétricas são alteradas, melhorando a capacidade de condução do material. Dependendo do material adicionado à mistura, o silício pode tornar-se tipo N ou tipo P.

Painéis fotovoltaicos do tipo policristalinos são derivados de silício monocristalino. Estes módulos tiveram os seus primeiros recordes de eficiência em 1984, com valores abaixo dos 15%. Embora na atualidade essa eficiência possa atingir valores próximos de 22.3% em laboratório [9][10]. Em comparação com a tecnologia monocristalina podem notar-se níveis de eficiência mais baixos,

contudo, os custos de produção e os resíduos de silício gerados também são menores. [12]. Os baixos custos no processo de fabrico do silício policristalino devem-se ao método de fabrico por fundição de blocos.

#### **2.4.1.2.1. MÓDULOS *HALF-CELL***

Esta tecnologia é uma tecnologia com grande expectativa de utilização nos mercados de energia solar. Segundo a *International Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV) na sua nona edição é previsto que a participação no mercado de painéis *half-cell* aumentará para quase 40% em 2028 comparados com 5% apenas de presença no mercado em 2018 [13]. Os módulos convencionais de silício são compostos por 60 ou 72 células o que os difere dos módulos *half-cell* que têm 120 ou 144 células o que melhora o desempenho e a longevidade do módulo. A área da célula influencia diretamente a corrente da mesma, portanto, quando a célula é cortada ao meio, essa meia célula poderá gerar o equivalente à metade do valor de uma célula completa. Devido à redução de corrente as perdas resistivas tornam-se menos evidentes, permitindo que as duas meias células produzam ligeiramente mais energia do que uma célula completa [14]. Esta diminuição das perdas poderá aumentar em até 3% a eficiência da célula [15]. Outra característica desta tecnologia é a possibilidade de diminuição do espaçamento entre as células devido ao facto de estas atingirem potências mais baixas aumentando desta forma o aproveitamento do modulo. Os módulos *half-cell* normalmente usam conexões serie-paralelo-serie (SPS). Este tipo de conexão permite que este tipo de módulos tenham uma melhor resposta a sombreamentos, já que uma metade do módulo não é afetada pela outra. Além disso, a conexão SPS permite manter níveis de tensão e corrente similares aos módulos convencionais [16].

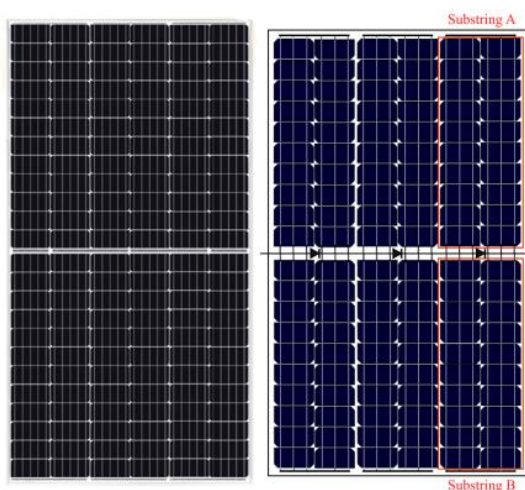


Figura 8 – Módulo *half-cell*

#### 2.4.1.2.2. MÓDULOS BIFACIAIS

Os módulos bifaciais, ao contrário dos restantes tipos de módulos que contêm uma traseira opaca permitindo apenas a absorção da irradiância pela parte frontal do módulo, são capazes de converter a irradiância tanto pela parte frontal como pela parte traseira. A potência extra obtida na parte traseira do módulo permite um ganho de 5 a 30% quando comparado a um módulo convencional equivalente, dependendo de como e onde o módulo foi instalado [17].



Figura 9 – Módulo bifaciais

## 2.4.2. INVERSORES

De forma genérica um inversor de energia é um dispositivo eletrónico cuja sua função principal é alternar uma tensão contínua em alternada sinusoidal, com frequência e amplitude definidas de acordo com o seu local de aplicação. Nas origens dos sistemas fotovoltaicos, usavam a eletricidade gerada na mesma tensão e na mesma forma em que esta era produzida, ou seja, tipicamente em tensões contínuas de 12, 24 ou 48V. Com a utilização mais comum da tecnologia fotovoltaica, e com a introdução do conceito de produção *on-grid* surgiu a necessidade de integrar a energia produzida na rede elétrica de distribuição, que funciona em CA. Por outro lado, a integração de inversores em sistemas fotovoltaicos compatibiliza a energia para que esta possa ser utilizada por equipamentos elétricos convencionais mesmo que estes estejam desconectados da rede. Por este motivo a implementação de inversores começou a ser comum.

Inicialmente a interface entre a produção fotovoltaica e a rede elétrica era assegurada por inversores centralizados, conforme mostrado na figura 10. Nesta abordagem, os painéis são conectados em serie, sendo designado de *string* um conjunto de painéis ligados desta forma. Todas as *strings* são ligadas em paralelo e conectadas ao inversor. Nesta tipologia de ligação apenas é utilizado um inversor para fazer toda a interface de rede. A esta tipologia de conexão estão associadas algumas desvantagens como por exemplo a necessidade de condutores com elevada secção. Esta tecnologia também pode limitar o rendimento dos módulos, pois é limitada a um único ponto de máxima potência (MPP). O design pouco flexível tornou esta tipologia de interface pouco atrativa comercialmente e por isso pouco atrativa para a produção em massa.[18] Devido todas estas circunstâncias esta tecnologia não é utilizada em novos sistemas solares fotovoltaicos.

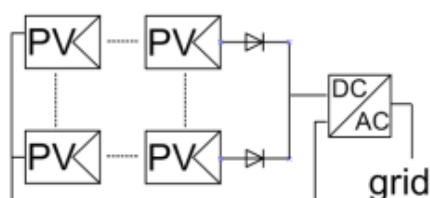


Figura 10 – Sting de painéis conectados em paralelo

A tecnologia ilustrada na figura 11, demonstra o esforço para a resolução das limitações da solução anterior. Esta estrutura melhorou o desempenho pois deixam de existir perdas no diodo serie presente em cada *string* na solução apresentada anteriormente. Esta proposta também se demonstra

mais eficiente, pois cada *string* esta conectada a um ponto MPP. Apesar de ter sido introduzida no mercado há mais de 20 anos, esta estrutura continua a ser a estrutura preferida em instalações novas. No entanto, num cenário comum de sombreamento parcial, o rastreamento do MPP pode ainda não ser suficiente para atingir um determinado requisito de eficiência.[18]

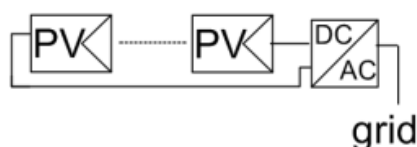


Figura 11 – String única de painéis conectada ao inversor

A solução microinversor, demonstrada na figura 12, consiste na integração de um modulo fotovoltaico e um inversor. Com apenas um módulo para controlar, não há incompatibilidade entre painéis fotovoltaicos. O rastreamento MPP pode ser feito a nível de individual o que maximiza a eficiência. Sendo um equipamento modular, o microinversor é ótimo para a produção em massa, o que fomenta o baixo custo de fabrico. Esta tecnologia é bastante favorável à integração em soluções residenciais de baixo consumo de energia e onde o sombreamento parcial pode eventualmente ser um problema crítico. Este tipo de inversor também é projetado para assumir o conceito “*plug and play*” para que possa ser instalado por indivíduos sem conhecimento profundo na área de eletricidade. No entanto, quando implementado em grande escala, como aplicações industriais, devido à instalação distribuída, os requisitos de manutenção tendem a aumentar o custo e a desencorajar o uso generalizado nestas aplicações. Este tipo de inversor tornou-se recentemente um produto emergente e prometeu uma participação de mercado notável no futuro.[18]

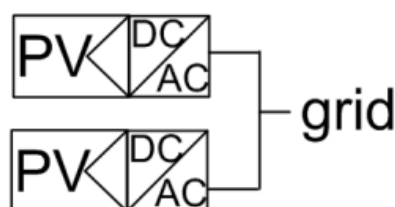


Figura 12 - Microinversor

Inversores híbridos têm a capacidade de operar em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (*on-grid*) ou em sistemas isolados da rede elétrica (*off-grid*), onde normalmente é necessário o uso de baterias para armazenamento de energia. Num sistema fotovoltaico híbrido, o inversor é

responsável por gerir o carregamento e descarga das baterias, bem como a gestão da energia produzidas pelos painéis solares. Quando a energia gerada pelos painéis solares é maior do que a energia consumida pelo edifício, o excesso de energia pode ser armazenado nas baterias ou pode ser enviada para a rede elétrica, dependendo do tipo de sistema. Já quando a energia produzida pelos painéis solares é menor do que a energia consumida pelo edifício, o inversor híbrido pode utilizar a energia armazenada nas baterias para suprir a necessidade de energia. Desta forma, os inversores híbridos permitem a utilização eficiente da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos, maximizando a poupança e a independência energética do sistema fotovoltaico.

O inversor multi-string, mostrado na figura 13, apresenta o rastreamento MPP ideal para uma única *string* de painéis fotovoltaicos. Nesta estrutura, um conversor DC-DC é implementado em cada string para rastreamento MPP de forma a combinar a energia de diferentes *strings* num barramento DC. O inversor *multistring* é útil quando *strings* fotovoltaicas de potência nominal diferente e orientação diferente são combinadas.[18]

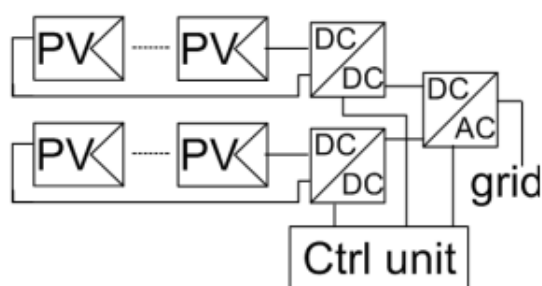


Figura 13 – Inversor multi-string

### 2.4.3. BATERIAS

As centrais fotovoltaicas, por gerarem a energia através de fontes de energia renováveis, podem ter um papel importante na diminuição das emissões de gases com efeito de estufa. No entanto, um dos pontos negativos desta tecnologia é a sua volatilidade, pois a produção é afetada com as mudanças repentinas nas condições de climáticas bem como quando a irradiação solar é fraca. Outro ponto é que o sistema mantém-se ocioso durante a noite, o que condiciona a sua utilização ao período diurno. [19] Por estes motivos, há muita atenção nos sistemas de armazenamento de energia integrados com sistemas fotovoltaicos, de forma a diminuir as perturbações causadas pelos pontos

referidos anteriormente, tornando o conjunto gerador mais flexível. Sistemas de armazenamento também melhoram a dinâmica da energia perante mudanças climáticas repentinas. [20,21].

Com sistemas de armazenamento em aplicações fotovoltaicas, o desempenho do sistema também pode ser melhorado, uma vez que o sistema pode ficar operacional todo o tempo. Para manter a potência da rede sempre não negativa, uma abordagem chamada “*Solar Plus*”, que é a combinação de armazenamento de energia, painéis fotovoltaicos e controladores de carga, é apresentada em [22]. O custo de aquisição e implementação dos sistemas de armazenamento com baterias tem vindo a diminuir devido aos sucessivos avanços nas diferentes tecnologias de baterias e nos novos métodos de carregamento e descarga.

Genericamente, uma instalação de armazenamento de energia inclui um meio de armazenamento e um sistema de conversão de energia. As várias tecnologias de armazenamento usadas em sistemas de produção de eletricidade renovável podem ser químicas, eletroquímicas, mecânicas, elétricas ou térmicas.

#### **2.4.4.        ARMAZENAMENTO ELETROQUÍMICO**

As baterias de nickel-cadmium (NiCd) são conhecidas como relativamente baratas e robustas. Esta tecnologia devido ao seu baixo custo de aquisição apresenta uma relação entre o preço e o ciclo de vida bastante elevada. As baterias de nickel-cadmium tem como desvantagens o efeito memória e o impacto ambiental negativo dada a utilização de cádmio. [23]

Baterias de nickel-hydrogen apresentam vantagens como por exemplo o ciclo de vida longo e a sua resistência a sobrecargas. O seu uso é geralmente adequado para utilização em satélites de comunicação, naves espaciais. No entanto, a utilização deste tipo de tecnologia em sistemas renováveis é normalmente limitada dado o seu elevado custo inicial e a sua baixa densidade energética. Baterias de nickel-metal hydride são baterias comercialmente maduras para aplicações em automóveis, dispositivos médicos ou mesmo dispositivos portáteis, no entanto a sua utilização em sistemas de energia renovável, nomeadamente em sistemas fotovoltaicos sofre algumas limitações como a sua elevada taxa de autodescarga ou o seu baixo ciclo de vida. Contudo, alguns fabricantes estão a desenvolver baterias estacionárias de grande capacidade para o armazenamento da energia gerada por fontes eólicas e solares [23]. Como baterias de nickel-metal hydride são muito menos problemáticas ambientalmente, estas podem facilmente substituir as baterias nickel-cadmium.

Baterias de chumbo-acido são as mais utilizadas para apoiar a implantações em energia renovável, especialmente em sistemas de energia autônomos, pois são fáceis de transportar e têm um custo relativamente menor em comparação com outros tipos. No entanto, as baterias convencionais de chumbo-acido sofrem de vários problemas técnicos, principalmente ciclo de vida curto (<500), baixa capacidade de descarga (<20%), tempo de vida útil limitado (3 a 4 anos), carregamento lento e exigem cuidados de manutenção [24].

Baterias de íões de lítio são a forma mais popular de armazenamento no mundo, representavam 85,6% dos sistemas de armazenamento de energia implantados em 2015. [24] A enorme procura de lítio devido a utilização de dispositivos portáteis, bem como com o constante crescimento do setor de veículos elétricos híbridos e veículos elétricos pode levar a sistemas de armazenamento em larga escala dramaticamente caros [25]. Embora esse tipo de bateria tenha o preço mais alto, oferece a capacidade de armazenar energia renovável, pois apresenta o menor custo por ciclo [24].

Baterias de fluxo armazenam a energia num ou mais tipos de íões, que são dissolvidos em eletrólitos líquidos. Estas baterias podem ser caracterizadas em dois tipos, baterias de fluxo redox e baterias híbridas. A potência da bateria de fluxo depende do tamanho e do design do reator eletroquímico, enquanto a energia armazenada é proporcional ao tamanho do tanque [24]. Nas baterias de fluxo, a energia é uma energia química potencial armazenada em soluções eletrolíticas.

O hidrogénio é uma tecnologia essencial para o avanço das aplicações de energia renovável para a produção de eletricidade por meio de fontes renováveis, onde estão incluídas as fontes solares e eólicas. O hidrogénio é o combustível com maior energia tendo em conta a sua massa quando comparado com outros elementos, no entanto a dificuldade de armazenamento surge devido à sua baixa densidade à temperatura ambiente. Por isto, ainda são necessários avanços tecnológicos no armazenamento para que possamos atingir maiores densidades de energia. Numa célula de combustível, o hidrogénio e o oxigénio reagem para produzir eletricidade, sendo o resultado desta reação água no seu estado puro ( $H_2O$ ). De forma a obter níveis de tensão mais satisfatórios, várias células de combustível são combinadas desta forma resultando numa pilha de combustível. A maioria das aplicações móveis e particularmente automóveis são dominadas por células de combustível de membrana de troca de protões.[24]

#### **2.4.5. ARMAZENAMENTO MECÂNICO**

Além dos processos químicos e eletroquímicos, também podem ser considerados sistemas de armazenamento mecânicos, são exemplos deste tipo de armazenamento *flywheels*, sistemas hidráulicos bombeados e de ar comprimido. *Flywheel* consiste no armazenamento de energia sob a forma de energia cinética. A energia elétrica é convertida por um motor em energia cinética que faz aumentar a velocidade de rotação de um volante, no processo de descarga um gerador converte a energia cinética em energia elétrica, deste modo o volante vai desacelerando à medida que a energia elétrica é gerada. De forma semelhante, num sistema de armazenamento a ar comprimido, um compressor elétrico é usado para comprimir o ar durante o processo de carregamento sendo este no processo de descarga usado para girar uma turbina acoplada a um gerador para nova conversão de energia em energia elétrica. Em sistemas de armazenamento hidráulico, com a ajuda de bombas elétricas o fluido é bombeado de forma a elevá-lo para que mais tarde, possa ser usada a energia potencial gravítica para nova conversão em eletricidade por meio de turbinas hidráulicas.[24]

Apesar de atualmente estas tecnologias não serem comumente integradas em sistemas de produção de energia fotovoltaica, são bastante utilizadas em conjunto com outras fontes de energia renovável, nomeadamente eólica e hídrica.

### **2.5. TIPOLOGIAS DE INSTALAÇÃO DE SISTEMAS PV EM PORTUGAL**

À medida que a Terra se transforma em consequência das alterações climáticas causadas pela atividade humana, é importante perceber que apenas com um esforço coletivo é possível contrariar esta tendência e assegurar a preservação do planeta. A transição energética é um dos pilares mais importantes para atingir esse objetivo. As metas são atingir a neutralidade carbónica até 2050 e limitar o aumento da temperatura média a 1.5°C como contemplado no acordo de Paris. Um dos meios para atingir estas metas será a substituição de energias com origem fóssil por fontes renováveis, isto fomenta ambiciosas políticas energéticas, quer nacionais quer europeias.

Em Portugal, o Plano Nacional de Energia e Clima 2030 prevê:

- Reduzir entre 45 % e 55 % as emissões de gases com efeito de estufa, por referência às emissões registadas no ano de 2005.

- Incorporar 47 % de energia de fontes renováveis no consumo final bruto de energia.
- Reduzir 35 % do consumo de energia primária com vista a uma melhor eficiência energética.
- Atingir 15 % interligações de eletricidade.

De acordo com o Plano Nacional de Energia e Clima 2030, Portugal deverá chegar em 2026, com 80% da eletricidade obtida através de fontes de energia renováveis, impondo desta forma uma transformação profunda ao sistema elétrico nacional. Tornando-se assim um sistema fortemente descarbonizado, descentralizado e digitalizado, ancorado em redes inteligentes e num novo paradigma de distribuição de eletricidade. [26]

Em Portugal, a E-Redes, enquanto concessionária das redes de distribuição em alta média e baixa tensão, assume o papel central na transição energética em curso sendo esta a principal entidade no compromisso de assegurar fluxos bidirecionais de energia e dados. Estes dados, obtidos pela massificação das redes inteligentes (*smartgrids*), permitem a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos, à crescente integração de produção renovável descentralizada, variável, e à participação ativa do consumidor. [26]

### **2.5.1. AUTOCONSUMO INDIVIDUAL**

É considerada Unidade de Produção para Autoconsumo uma instalação de produção de energia elétrica a partir de energias renováveis, destinada ao autoconsumo na instalação associada ao local de instalação, podendo injetar excedentes na Rede Elétrica de Serviço Público. Um autoconsumidor individual produz energia através de uma fonte renovável que se destina essencialmente para o consumo na instalação associada podendo ainda armazenar a energia ou vender o excesso de produção. Contudo, a venda de energia não pode constituir a sua principal atividade comercial ou profissional. O titular da Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) terá de ser o mesmo que o titular da instalação de consumo. [27]

De acordo com a legislação em vigor:

- A UPAC com potência instalada igual ou inferior a 700 W está isento de controlo prévio, desde que não esteja prevista a injeção de excedente na RESP;

- A UPAC com potência instalada superior a 700 W e igual ou inferior a 30 kW está sujeita a comunicação prévia;
- A UPAC com potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW está sujeita a registo prévio e certificado de exploração;
- A UPAC com potência instalada superior 1 MW está sujeita a atribuição de licença de produção e de exploração.

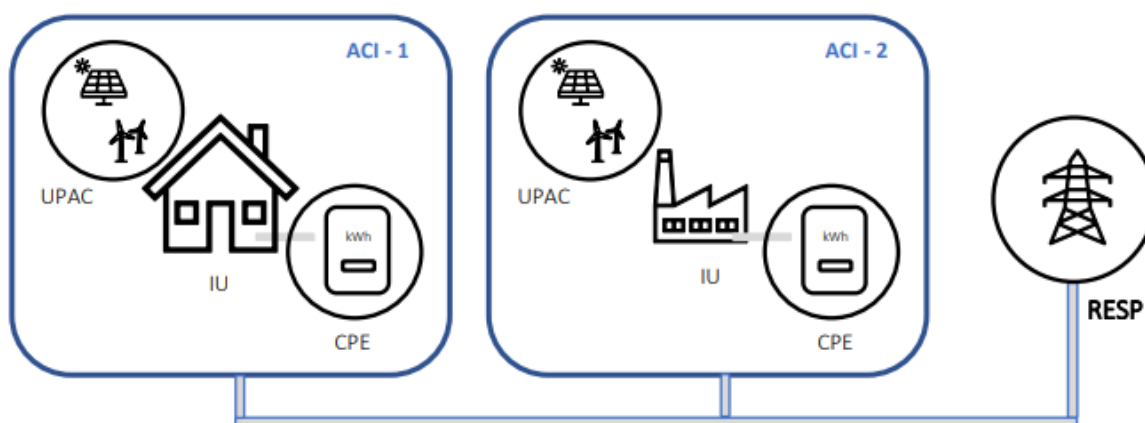


Figura 14 – Autoconsumo individual

### 2.5.2. UNIDADES DE PEQUENA PRODUÇÃO

As Unidades de Pequena Produção (UPP) consistem em instalações de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, baseadas numa só tecnologia de produção, com capacidade instalada até 1 MW, destinada à venda total de energia à rede, um regime de registo prévio e a obtenção de certificado de exploração. Este regime de unidade de pequena produção é regulado pelo DL 76/2019 de 3 de junho e despacho n.º6/DG/2020 da DGEG de 20 de outubro.

Contudo, na sequência da publicação do Despacho n.º 27/2020, de 23 de março, alterado pelos despachos n.ºs 33/2020, de 30 de abril, 40/2020, de 8 de julho e 58/2020, de 23 de outubro, os novos pedidos de licenciamento de unidades de produção destinadas à venda total de energia à rede encontram-se atualmente suspensos, à exceção de pedidos de registo para UPP de demonstração de conceito ou experimentais, a implantar em espaço marítimo ou em águas interiores, ou para a produção de hidrogénio verde. [28]

### 2.5.3. AUTOCONSUMO COLETIVO

Quando o consumo é feito em duas ou mais instalações de utilização (UI), isto é, quando a UPAC se encontra associada a mais do que um CPE, podendo o excedente de energia elétrica gerada ser vendida. A distribuição, pelas IU, da eletricidade produzida pela UPAC pode fazer-se através de rede interna ou da Rede Elétrica de Serviço Público (RESP).

Genericamente, num autoconsumo coletivo (ACC), a eletricidade produzida por uma ou mais UPAC é partilhada por um conjunto de IU (mais do que um CPE com contrato ativo), situadas numa vizinhança próxima (2km), podendo as IU pertencer a um ou mais setores de atividade (residencial, comércio e serviços, indústria, agrícola, administração pública). [28]

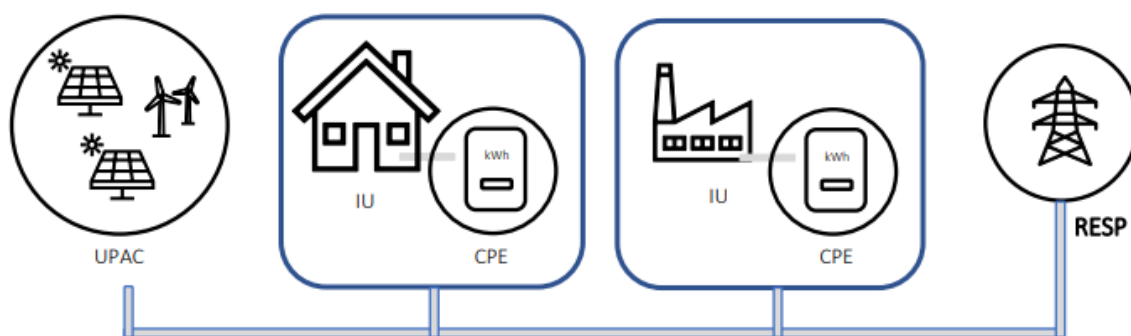


Figura 15 – Autoconsumo coletivo

### 2.5.4. COMUNIDADE DE ENERGIA RENOVÁVEL

Uma comunidade de energia renovável (CER) é uma pessoa coletiva, constituída mediante adesão aberta e voluntária dos seus membros, sócios ou acionistas, os quais podem ser pessoas singulares ou coletivas, de natureza pública ou privada, incluindo, nomeadamente, pequenas e médias empresas ou autarquias locais, por estes controlada e que, cumulativamente:

- Os membros ou participantes estejam localizados na proximidade dos projetos de energia renovável ou desenvolvam atividades relacionadas com os projetos de energia renovável da respetiva comunidade de energia, incluindo necessariamente UPAC; [28]

- Os referidos projetos sejam detidos e desenvolvidos pela CER ou por terceiros, desde que em benefício e ao serviço daquela; [28]
- A CER tenha por objetivo principal propiciar aos membros ou às localidades onde opera a comunidade, benefícios ambientais, económicos e sociais em vez de lucros financeiros. [28]



Figura 16 – Comunidade de energia renovável

As CER como o ACC têm a faculdade de:

- Produzir, consumir, armazenar, comprar e vender energia renovável com os seus membros ou com terceiros; [28]
- Partilhar e comercializar entre os seus membros a energia renovável produzida por UPAC ao seu serviço, com observância dos outros requisitos previstos, sem prejuízo de os membros da CER manterem os seus direitos e obrigações enquanto consumidores; [28]
- Aceder a todos os mercados de energia, incluindo de serviços de sistema, tanto diretamente como através de agregação. O acesso dos consumidores a uma CER não pode ser sujeito a condições ou a procedimentos injustificados ou discriminatórios que impeçam a sua participação. A CER deve ainda admitir a saída de qualquer dos seus participantes, sob condição do cumprimento das obrigações a que esteja vinculado. [28]

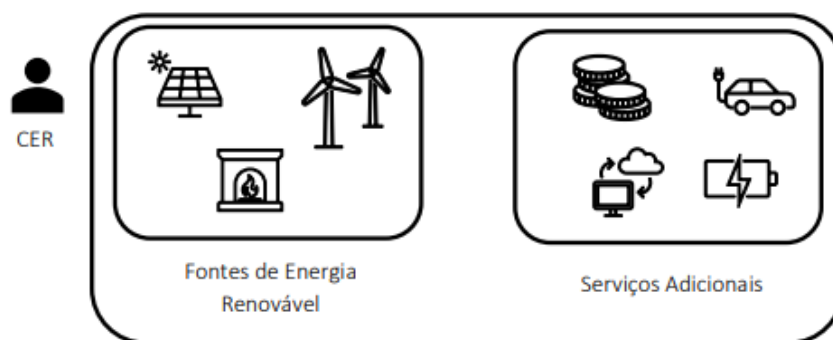


Figura 17 - Comunidade de energia renovável e ACC

### 2.5.5. REQUISITOS E LIGAÇÃO À REDE

No contexto das políticas comunitárias, foi estabelecida a produção em regime especial em Portugal. Foram definidas as condições técnicas de ligação a RESP bem como a garantia de energia enviada para a rede. São atualmente considerados neste regime os seguintes produtores: Aproveitamentos hidroelétricos até 10 MVA de potência instalada; Produtores cujas fontes de energia são renováveis, resíduos industriais ou urbanos; Produtores de cogeração (calor e eletricidade); Microcogeração; Cogeração de Pequena Dimensão (CPD); Miniprodutores (revogado, aplicável em MT e BT ligados); Microprodutores (revogado, aplicável em BT ligados); Unidade de Pequena Produção (UPP) (aplicável em AT, MT e BT); Unidade de Produção para Autoconsumo (UPAC) (aplicável em AT, MT e BT). [29]

Para que uma UPP seja validada é necessário que a produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis seja baseada numa só tecnologia de produção; a potência instalada tem que ser igual ou inferior a 1 MW; seja destinada à venda total de energia à rede e o registo e certificação seja efetuado na plataforma eletrónica disponibilizada pela DGEG.

Qualquer cliente, independentemente do nível de tensão das instalações de consumo, pode produzir energia elétrica para autoconsumo. Os requisitos para acesso a uma UPAC passam por: Produção a partir de energias renováveis (mix de fontes); Pode injetar excedentes na RESP; Potência de ligação tem que ser inferior Potência certificada da instalação de consumo; Energia excedente é vendida à rede (CUR/Comercializador ou a terceiros); O titular da UPAC tem que ser o mesmo que o titular do consumo. A instalação da UPAC, está sujeita a registo prévio e a entrada em exploração está sujeita à obtenção de certificado de exploração.

- UPAC com potência instalada inferior ou igual a 350 W – Está isenta de controle prévio, no entanto recomenda-se o registro no Portal do Autoconsumo (DGEG); [27]
- UPAC cuja potência instalada superior a 350 W e igual ou inferior a 30 kW – Carece de mera comunicação prévia (MCP); [27]
- UPAC cuja potência instalada superior a 30 kW e igual ou inferior a 1 MW – Carece de registro prévio e certificado de exploração; [27]
- UPAC com potência instalada superior a 1 MW – Carece de licença de produção e licença de exploração. [27]

As instalações geradoras são definidas em quatro tipos distintos, tipo A, B, C e D, conforme a sua significância independente dos níveis de tensão dos pontos de ligação associados. Os requisitos são sempre cumulativos, sendo que a instalação geradora terá sempre de cumprir o requisito da sua categoria e os das categorias que a precedem.

“Tipo A são módulos geradores com ponto de ligação abaixo de 110 kV e capacidade máxima igual ou superior a 0,8 kW e inferior a 1 MW. Os requisitos associados aos módulos geradores tipo A são estabelecidas ao nível básico necessário para garantir capacidades de produção com resposta automatizada limitada e controle mínimo pelos operadores de rede.” [29]

“Tipo B são módulos geradores com ponto de ligação abaixo de 110 kV e capacidade máxima igual ou superior a 1 MW e inferior a 10 MW. Os requisitos associados aos módulos geradores tipo B devem prever um leque mais vasto de respostas dinâmicas automáticas e maior resiliência a ocorrências operacionais, a fim de assegurar a utilização desta resposta dinâmica, e um nível mais elevado de controle por parte da E-REDES e recolha de informação para uso dessas capacidades. Os referidos requisitos garantem uma resposta automática para atenuar o impacto das ocorrências na rede e maximizar a resposta dinâmica da produção a essas ocorrências.” [29]

“Tipo C são módulos geradores com ponto de ligação abaixo de 110 kV e capacidade máxima igual ou superior a 10 MW e inferior a 45 MW. Os requisitos associados aos módulos geradores tipo C devem prever uma resposta dinâmica refinada, estável e altamente controlável em tempo real que permita prestar os principais serviços auxiliares destinados a garantir a segurança do fornecimento. Esses requisitos devem abranger todos os estados da rede, com a consequente especificação detalhada das interações dos requisitos, das funções, da rede e da informação para utilizar essas

capacidades e assegurar a resposta do sistema em tempo real necessária para evitar, gerir e responder a ocorrências na rede. Os requisitos também devem prever uma capacidade suficiente dos módulos geradores de responderem tanto a situações em que a rede se encontra intacta como a situações em que a rede se encontra perturbada, bem como proporcionar a informação e o controlo necessários para utilizar a produção em diferentes situações.” [29]

“As instalações geradoras tipo D são módulos geradores com ponto de ligação igual ou acima de 110 kV ou capacidade máxima igual ou superior a 45 MW. Os requisitos associados aos módulos geradores tipo D devem ser específicos da produção ligada a Alta Tensão, com impacto no controlo e no funcionamento de toda a rede. Esses requisitos devem garantir um funcionamento estável da rede interligada, permitindo a utilização de serviços auxiliares de produção à escala europeia. As instalações geradoras podem integrar mais do que um tipo de tecnologia, se as mesmas integrarem a mesma certificação serão observadas por tecnologia informado no ponto de ligação. As instalações de armazenamento seguem o mesmo procedimento de ligação à rede das instalações geradoras.” [29]

As instalações geradoras deverão ser dotadas de sistemas de proteção, sistema de ligação SCADA ao SCADA da E-REDES e sistema de medida contagem e telecontagem de energia, sendo os referidos equipamentos da propriedade e responsabilidade do titular da instalação geradora. Os sistemas de proteção de interligação e de medida contagem e telecontagem ficam localizadas junto do órgão de corte de interligação, equipamento definidor do ponto de ligação. O produtor deve equipar a sua instalação de produção com proteções adequadas, ao nível da interligação, que assegurem a separação rápida e automática da RND, de acordo com o especificado em Guia específico para este efeito, emitido pela DGEG, nas especificações da E-REDES e demais legislação aplicável Os produtores com instalações dos tipos D, C, B e A se em MT ou AT, devem ter as suas instalações equipadas para receber instruções de permissão de religação automática e de não permissão de religação automática através de meios informáticos, devendo igualmente fornecer um conjunto de medidas e sinalizações das instalações especificadas pela E-REDES.[29]

### 3. DIMENSIONAMENTO

O Sol é a fonte de energia fundamental para a existência de vida na terra. As reações nucleares que acontecem no núcleo do Sol são responsáveis por cerca de 90% da energia gerada por esta estrela sendo que este apenas representa cerca de 15% do seu volume. A energia proveniente do Sol atinge a Terra e é encaminhada para os sistemas e ciclos naturais. Apenas uma parte muito pequena (0.01%) da energia que chega à superfície da terra seria suficiente para satisfazer a totalidade das necessidades energéticas de todo o globo. A radiação antes de chegar à superfície da terra terá de ultrapassar a atmosfera terrestre, o que representa perdas sendo que no final de contas, da radiação que incide no planeta, apenas 70% dela atingirá efetivamente a superfície terrestre. Neste ponto é importante definir alguns conceitos de forma.

**Irradiância solar** – Quantifica a potência solar incidente numa superfície com uma determinada área. É expressa em  $W/m^2$ .

**Irradiação Solar** - Quantifica a energia solar incidente numa superfície com uma determinada área. É expressa em  $Wh/m^2$ .

**Insolação** – Corresponde ao número de horas em que se verifica um nível de irradiação igual ou superior a 1000W/m<sup>2</sup>.

A quantidade de radiação solar está diretamente relacionada com a posição geográfica que determinadas localizações detêm. Na figura abaixo estão representados os valores anuais relativos à irradiação anual para a Europa. É evidente o aumento da irradiação à medida que nos aproximamos do equador.

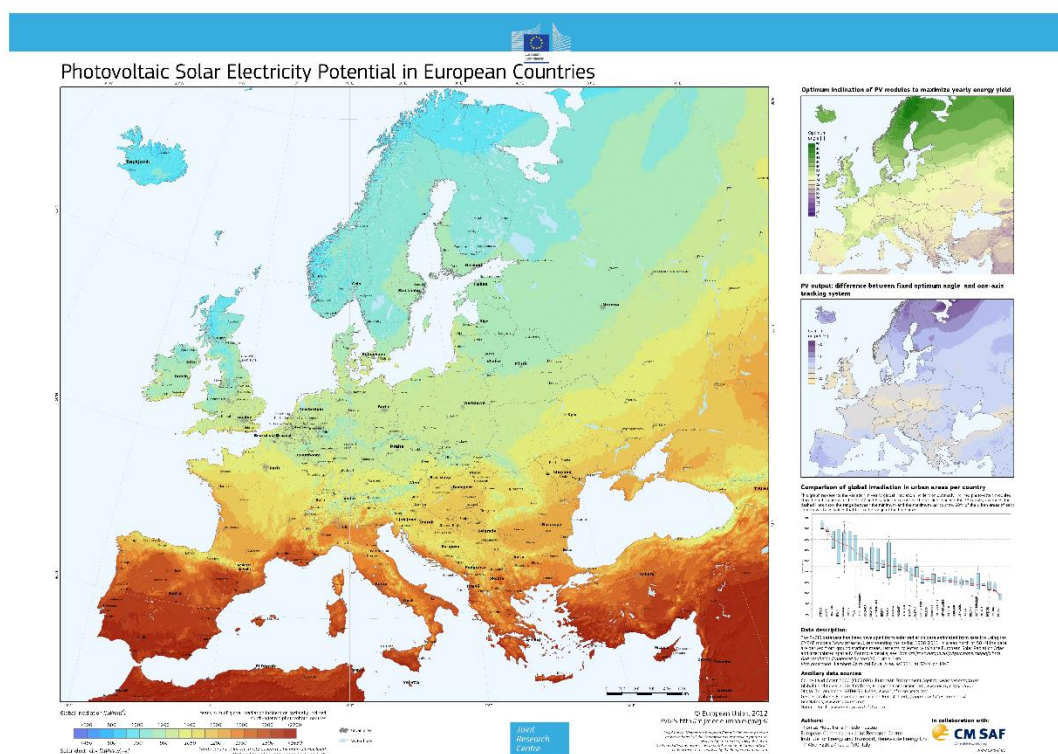


Figura 18 – Mapa europeu com potencial solar para produção de energia elétrica

Muitas fontes de energia renováveis dependem essencialmente da energia proveniente do sol. São exemplos a energia hídrica e eólica. A energia solar evapora a água que por meio da condensação se tornará em chuva que por sua vez irá desaguar a rios, nos quais existem aproveitamentos hidrelétricos. Por outro lado, e no caso da energia eólica, o aquecimento da massa de ar, providenciado pelo sol, ocasionará ventos que fará girar as pás de aerogeradores. Existem, portanto, diversas maneiras de aproveitar a energia da radiação solar.

A radiação solar pode ser subdividida em duas categorias principais, a radiação direta e a radiação indireta. A radiação solar direta é composta pelos raios solares recebidos à superfície da terra

de forma direta, isto é, desconsiderando a ocorrência do fenômeno de reflexão em nuvens. Por outro lado, a radiação indireta é toda aquela que provém da ocorrência de espalhamento da luz, emitida pelo sol, na atmosfera.

São apresentados abaixo formas de aproveitamento da irradiação solar.

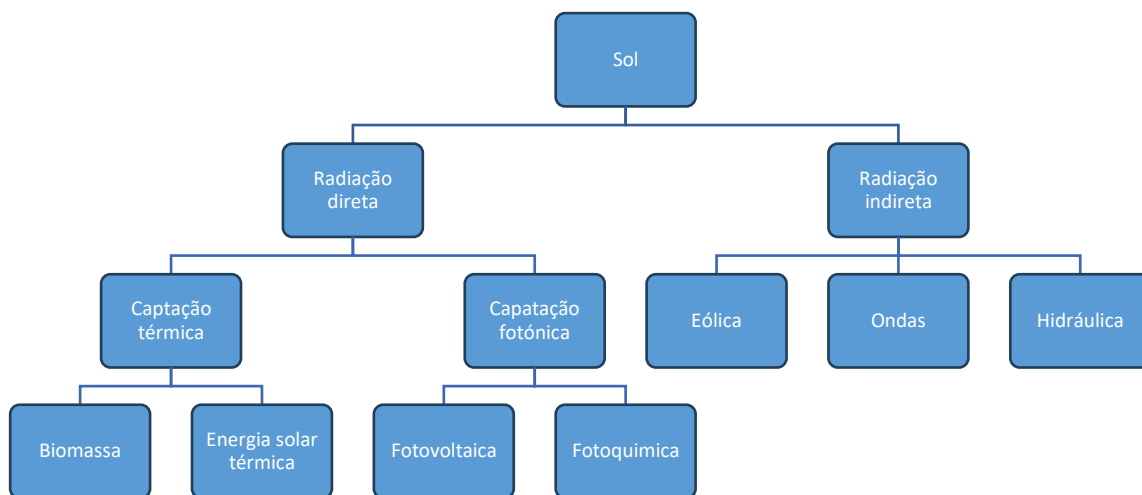


Figura 19 – Radiação emitida pelo sol

O planeta terra descreve uma trajetória elíptica no seu movimento à volta do sol e, posto isto, podemos introduzir o conceito de **declinação solar**. A declinação solar representa o ângulo formado entre o equador do planeta terra e o equador do Sol, sendo variável entre  $+23.5^\circ$  e  $-23.5^\circ$ , consoante o dia do ano. Existem quatro posições relevantes da Terra em relação ao Sol designadas por: solstício de Verão, solstício de Inverno, equinócio de Primavera e equinócio de Outono.

Tendo em conta que o ângulo de declinação varia ao longo do ano fica evidente que também o ângulo de incidência de radiação solar irá variar na mesma proporção. Neste contexto surgem os seguintes ângulos característicos desta variação do ângulo de incidência.

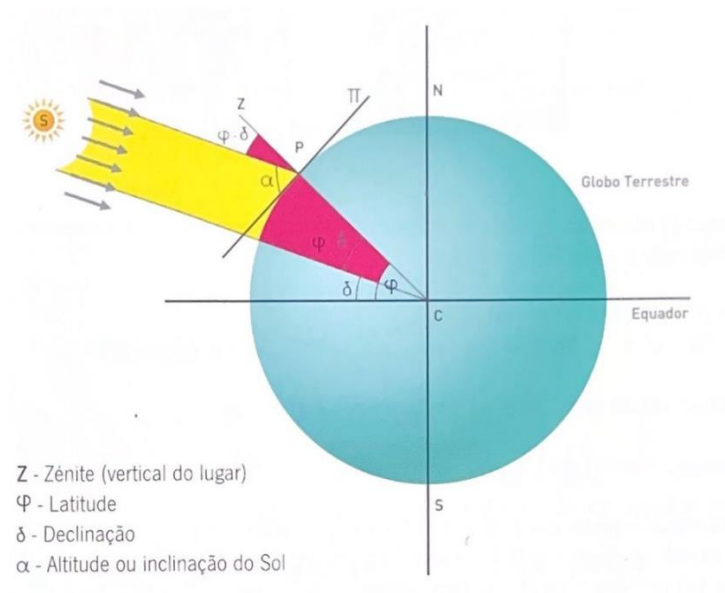


Figura 20 – Ângulos característicos da radiação solar na terra

Da imagem anterior podemos retirar as seguintes informações:

- Latitude – Ângulo entre Zênite e o equador terrestre
- Inclinação do Sol – Ângulo entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre o plano horizontal
- Ângulo de incidência – Amplitude formada entre os raios de sol e a normal à superfície de captação
- Ângulo Zenital – Ângulo formado entre os raios solares e o Zênite.

A altura do Sol pode ser determinada de acordo com as expressões abaixo apresentadas, conhecendo à partida a declinação e o ângulo de incidência:

$$\alpha = 90 - \varphi + \delta \text{ para o Hemisfério Norte}$$

$$\alpha = 90 - \varphi - \delta \text{ para o Hemisfério Sul}$$

Sabemos à partida que para além das latitudes de  $\pm 23.5^\circ$  e o equador, o sol nunca estará no Zênite.

O ângulo azimute define a direção do movimento do sol e é definido pela seguinte expressão

$$Azimute = \cos^{-1} \left( \frac{\sin \delta \cos \varphi - \cos \delta \cos(HRA)}{\cos \alpha} \right) \quad (1)$$

Em que HRA corresponde ao ângulo horário local

O cálculo do ângulo azimute é de extrema importância se necessitarmos de seguir o Sol na sua trajetória ao longo do dia. A amplitude é máxima no solstício de Verão e mínima no solstício de Inverno.

### **3.1. SELEÇÃO DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

A etapa inicial no processo de dimensionamento de um sistema fotovoltaico envolve a averiguação do local destinado à implementação do sistema FV. Deve ser elaborado um formulário, no qual se registam informações necessárias às especificações do local, como a sua orientação, inclinação, disponibilidade de espaço, áreas suscetíveis a sombreamento, comprimento dos cabos, entre outros detalhes relevantes.

Após isto, a seleção dos painéis solares fotovoltaicos é decidida tendo como base o material das células solares. Isto implica avaliar se as células são de silício monocristalino, policristalino ou de película fina. As especificações técnicas que constam nos catálogos dos fabricantes relativamente aos módulos escolhidos orientam as etapas subsequentes no processo de dimensionamento do sistema de energia solar fotovoltaica.

Por fim, é fundamental calcular a quantidade máxima de painéis que pode ser alocada na área disponível, permitindo desta forma obter uma estimativa da potência total que o sistema pode gerar.

### **3.2. CONCEÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

Nos primórdios das instalações fotovoltaicas era comum empregar uma configuração de sistema impregnado um inversor central. Este tipo de configuração nos últimos anos começou a cair em desuso, sendo utilizados múltiplos inversores de potência inferior conectados a um barramento AC. Neste tipo de configurações com vários inversores, é possível uma adaptação mais eficaz às

condições de irradiação solar. A utilização de múltiplos inversores facilita a instalação e, tendencialmente, diminui os custos totais de instalação. Normalmente, nesta configuração os inversores são colocados junto do seu grupo de módulos fotovoltaicos. Dependendo da potência instalada, também é comum a utilização de inversores com múltiplas entradas por MPPT, desta forma a conexão paralela entre as fileiras fica assegurada no próprio inversor.

### **3.3. SELEÇÃO DO INVERSOR DO SISTEMA FOTOVOLTAICO**

As fichas técnicas dos equipamentos, nomeadamente dos inversores, contêm informação crucial para o cálculo e a montagem de sistemas de energia solar fotovoltaica. A disposição do sistema fotovoltaico determina a quantidade, a tensão e a capacidade dos inversores a serem utilizados. Visto que os inversores são fabricados em inúmeros níveis de potências e, dado que a potência total do sistema depende da área disponível, é comum optar por uma razão de 1:1 entre a capacidade de geração e a capacidade do inversor. Qualquer desvio em relação a essa proporção deve ser considerado, uma vez que a potência máxima do inversor utilizado deve estar compreendida, segundo [30] entre 0.7% e 1.2% da potência fotovoltaica instalada.

### **3.4. CONEXÃO ENTRE MÓDULOS**

#### **3.4.1. NÚMERO MÁXIMO DE MÓDULOS POR *STRING***

O valor de tensão de uma associação série de painéis resulta do somatório das tensões individuais de cada módulo interligados entre si. Tendo em conta que a tensão de cada módulo e consequentemente a tensão da *string* está dependente da temperatura, sendo que temperaturas mais baixas representam tensões mais altas, posto isto, as situações operacionais extremas devem ser consideradas.

O número máximo de painéis que é possível conectar em série,  $N_{max}$  é obtido pela seguinte expressão:

$$N_{max} < \frac{\textit{Tensão máxima do inversor}}{V_{oc} (T=-10^{\circ}\text{C})} \quad (2)$$

Onde  $V_{oc}$  é a tensão em circuito aberto do módulo fotovoltaico para uma temperatura de  $-10^{\circ}\text{C}$ . De forma geral, este valor não é especificado na tabela de características do painel fotovoltaico, contudo, é facultado o valor do coeficiente térmico ( $ct$ ) na folha de características do equipamento e é expressa em  $\% / ^{\circ}\text{C}$ . A tensão em circuito aberto, para Temperatura ( $T$ ) igual a  $-10^{\circ}\text{C}$ , pode então ser definida por:

$$V_{oc}(t = -10^{\circ}\text{C}) = V_{oc\ stc} + ct \times -(10^{\circ}\text{C} - T_{stc}) \quad (3)$$

### 3.4.2. NÚMERO MÍNIMO DE MÓDULOS POR *STRING*

Assim como o número máximo de painéis por *string*, também o valor mínimo de painéis, está relacionado diretamente com a temperatura à superfície do módulo, sendo que neste caso será utilizado para efeitos de dimensionamento a maior temperatura esperada para o local de instalação dos módulos. É, portanto, importante enfatizar que a  $V_{ca}$  nos módulos tem uma diminuição acentuada com o aumento da temperatura e, posto isto, o dimensionamento é feito tendo em conta uma temperatura à superfície do módulo de  $70^{\circ}\text{C}$ .

O número de painéis mínimos é, portanto, definido por:

$$N_{min} < \frac{\textit{Tensão mínima do inversor}}{V_{oc\ (T=70^{\circ}\text{C})}} \quad (4)$$

### 3.4.3. NÚMERO MÁXIMO DE *STRING* EM PARALELO

Tendo em conta que as *strings* são compostas por módulos em série, o que define o número máximo de *strings* é a corrente máxima por entrada MPPT do inversor. Como na mesma fileira, os módulos são conectados em série a corrente máxima de cada *string* é definida pela corrente máxima do módulo, sendo este valor retirado da folha de características do equipamento (painel).

$$N_{filas} < \frac{I_{max\ Inversor}}{I_{max\ fileira}} \quad (5)$$

De forma a completar o dimensionamento, através da seguinte expressão, devemos calcular a corrente máxima de trabalho:

$$I_{Total} = N_{filas} \times I_{max\ fila} \quad (6)$$

### 3.5. CABLAGENS

Quando se trata da instalação elétrica de um sistema fotovoltaico, é crucial utilizar apenas cabos que cumpram os requisitos específicos para essa aplicação.

Neste contexto, é fundamental distinguir entre três tipos de cabos: cabos de fileira, cabo principal DC e cabo do ramal AC.

Os cabos de fileira são os condutores que ligam os módulos individuais do gerador FV à caixa de junção do gerador. Estes cabos são normalmente instalados ao ar livre. Para garantir a proteção contra possíveis falhas à terra e curtos-circuitos, os condutores de polaridade positiva e negativa devem ser mantidos separados, não devendo ser agrupados num único cabo.

O cabo principal DC é responsável por ligar a caixa de junção do gerador ao inversor. Se a caixa de junção do gerador estiver localizada ao ar livre, é recomendável que estes cabos sejam protegidos contra a radiação ultravioleta. Da mesma forma, por razões relacionadas com a segurança contra falhas à terra e curtos-circuitos, também é aconselhável que os condutores de polaridade positiva e negativa sejam independentes e não estejam agrupados num único cabo. Além disso, isto facilita a prevenção de falhas durante trabalhos de manutenção e reparação.

O cabo do ramal AC é o cabo de corrente alternada que conecta o inversor à rede recetora por meio de um dispositivo de proteção. No processo de dimensionamento da secção dos cabos DC, também é importante considerar a necessidade de minimizar as perdas resistivas sempre que possível. A secção dos condutores é definida por:

$$S = \frac{L \times P}{\sigma \times e \times U^2} \quad (7)$$

Sendo:

- L, em metros, e corresponde ao comprimento dos condutores (positivo + negativo)

- $S$ , em  $\text{mm}^2$ , e corresponde à secção do condutor
- $\sigma$ , em  $\text{m}/\Omega.\text{mm}^2$ , e corresponde à condutividade do material condutor
- $U$ , em Volt, e corresponde à tensão de trabalho do Sistema DC
- $I$ , em Ampere, e corresponde à corrente de Trabalho DC
- $e$ , em volt, e corresponde à queda de tensão (1.5% em AC e 3.0% em DC)
- $P$ , em Watt, e corresponde à potencia máxima de geração fotovoltaica.

## **3.6. ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO**

### **3.6.1. VENTO**

Os sistemas fotovoltaicos são afetados pelo vento, especialmente em países com clima extremamente instável, como Portugal. A estrutura, o desempenho e a durabilidade dos painéis solares podem ser afetados pela ação do vento. É com a força do vento que em Portugal nos temos de preocupar, embora em alguns pontos do país também se deva ter em conta o peso da neve ou gelo. As cargas de vento afetam diretamente as estruturas de suporte dos painéis fotovoltaicos. Dependendo da intensidade do vento e da localização geográfica, a pressão do vento pode exercer força sobre os módulos e suas estruturas de suporte, podendo causar danos ou deformações.

Em Portugal, as normas de construção e instalação de sistemas fotovoltaicos, como a norma EN 1991-1-4, especificam as cargas de vento a serem consideradas durante o projeto. O país está dividido em diferentes zonas de vento, com velocidades que podem variar de acordo com a proximidade da costa e a altitude. Em áreas costeiras, como o litoral oeste de Portugal, as cargas de vento tendem a ser mais altas, exigindo estruturas mais robustas para suportar essas forças.

Ao instalar sistemas fotovoltaicos, é crucial considerar o vento como um fator essencial no projeto das estruturas. O tipo de fixação dos painéis (em coberturas, telhados ou estruturas de solo) deve levar em conta as cargas de vento máximas esperadas na região. O correto dimensionamento dos sistemas de suporte é essencial para garantir a durabilidade e segurança da instalação.

### **3.6.2. SEGUIMENTO SOLAR**

O rendimento dos painéis, os equipamentos de conversão e controlo, a localização (latitude), a inclinação e o azimute de orientação dos painéis são todos fatores que influenciam a eficiência dos sistemas fotovoltaicos. É comum que sistemas pequenos utilizem painéis fixos orientados a Sul por razões financeiras. Podemos aumentar a eficiência utilizando seguidores solares, também conhecidos como trackers, que orientam os painéis de acordo com a inclinação e o azimute. No entanto, devido a restrições financeiras, estes podem apenas executar uma função de cada vez. O ponto de máxima potência (MPPT) do seguidor é, então, designado para otimizar a produção. Processos mais ou menos complexos são utilizados no seguimento solar. Um modo básico consiste num comparador de duas células que opera através de um motor de posicionamento do painel. Os seguidores Solares tornam

os sistemas fotovoltaicos mais caros, no entanto apenas uma análise detalhada do custo benefício revelará a viabilidade do investimento.

### 3.6.3. DISTANCIA ENTRE FILEIRAS

Em locais planos, como em coberturas de edifícios, os painéis solares podem ser instalados em fileiras, que devem ser afastadas o suficiente para evitar sombreamento entre elas. O fator de utilização do espaço disponível pode ser definido com um valor que varia entre zero e um (ou entre 0% e 100%). Quanto menor for o ângulo de inclinação dos painéis, maior será a taxa de utilização do espaço disponível. Para ângulos de inclinação entre 20° e 50°, o fator de utilização situa-se, em geral, entre 35% e 50%. Este fator pode ser calculado pela seguinte fórmula, onde "b" representa a altura do módulo e "d" a distância entre as fileiras de painéis.

$$F = \frac{b}{d} \quad (8)$$

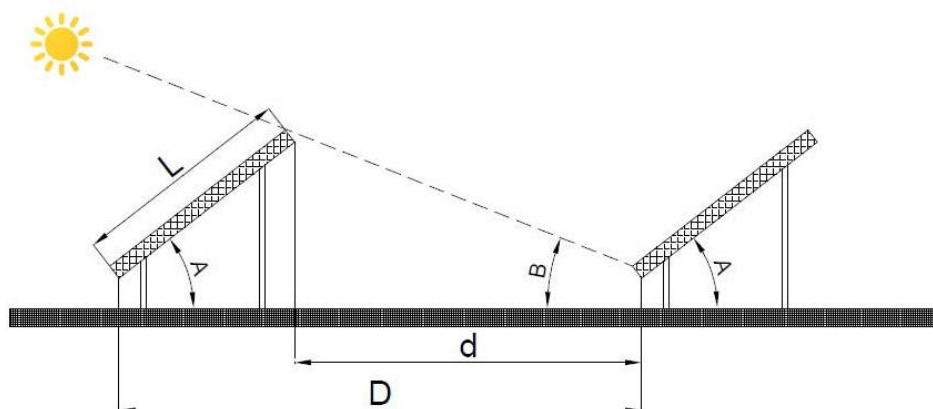


Figura 21 – Análise da distância entre fileiras

Na figura, o ângulo B, corresponde à altura mínima do Sol (22 de dezembro) que determina o afastamento máximo entre fileiras para evitar o sombreamento entre elas, sendo A a inclinação dos módulos e d será o afastamento entre fileiras.

$$Ad = L \times \left( \cos A + \frac{\sin A}{\tan B} \right) \quad (9)$$

É relevante referir que nem sempre é preferível o máximo afastamento em detrimento do melhor rendimento, depende da altura do ano em que se pretenda alcançar a melhor eficiência do sistema.

### **3.7. SOFTWARE DE DIMENSIONAMENTO**

A necessidade de ferramentas de dimensionamento precisas e eficientes aumentou como resultado do crescente interesse na utilização de energia solar fotovoltaica como uma alternativa sustentável e renovável. Os softwares de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos tornaram-se uma ferramenta vital para o projeto, a otimização e a avaliação da viabilidade técnica e económica dos sistemas fotovoltaicos. As vantagens, mudanças e perspetivas futuras desses softwares são discutidas neste tópico, com ênfase nas suas contribuições para o avanço da energia solar fotovoltaica.

Softwares de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos podem ajudar em inúmeras circunstâncias, como fazer uma estimativa preliminar do tamanho do sistema e também uma análise detalhada de desempenho e do retorno financeiro. Estes permitem que os projetistas considerem uma variedade de parâmetros, como dados de irradiação, características do local, necessidades de carga elétrica, tipos de módulos fotovoltaicos e inversores, entre outros. Além disso, esses softwares ajudam na otimização do *layout* e na modelagem de cenários complexos, ao mesmo tempo em que levam em consideração limitações físicas e financeiras. Existem diversos softwares para dimensionamento de sistemas solares fotovoltaicos, contudo para o estudo desenvolvido no âmbito deste documento foram considerados os abaixo referidos.

O PVsyst é amplamente utilizado para dimensionar sistemas fotovoltaicos e fornece uma série de ferramentas para simulação de desempenho e análise de viabilidade. Além de permitir a integração de bases de dados e especificações de equipamentos atualizadas de irradiação solar, permite a modelagem detalhada de sistemas conectados à rede, autónomos e híbridos. O PVsyst é conhecido pela sua precisão e capacidade de simular várias condições climáticas, sombreamento e orientações de módulo.

O PVcase é conhecido pelas suas capacidades avançadas de design e otimização de sistemas fotovoltaico. Fornece ferramentas para dimensionamento rápido e preciso de sistemas de grande escala, integrando dados de sombreamento, *layout* do terreno e topografia. Além do referido, o

PVcase facilita a análise de viabilidade financeira, considerando custos de instalação, operação e manutenção ao longo do tempo.

Os softwares de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos melhoraram em termos de funcionalidade, precisão e usabilidade ao longo dos últimos anos. As atualizações mais recentes incluem algoritmos de modelagem avançados, interfaces gráficas fáceis de entender e integração com bases de dados de irradiação solar e especificações de equipamentos. Além disso, é esperado que a capacidade preditiva e a eficiência do software aumentem ainda mais como resultado da fusão de tecnologias emergentes, como *machine learning* e inteligência artificial. Com o mercado solar em expansão constante e a crescente necessidade energética das populações por energia limpa e sustentável, prevê-se que os softwares futuros incorporem capacidades avançadas de análise de dados em tempo real, o que permitirá a monitorização e manutenção preventiva dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, a integração com plataformas de energia digital e sistemas de automação residencial e comercial podem oferecer novas oportunidades para otimizar o consumo de energia e permitir que os indivíduos participem ativamente da gestão da rede elétrica.

Os softwares de dimensionamento são essenciais para facilitar a adoção e implantação eficientes de sistemas fotovoltaicos de energia. A contínua criação e melhoria destas ferramentas permite que o setor da energia solar continue em crescimento e a desempenhar um papel ainda mais importante na mudança para uma produção energética mais resiliente e sustentável em todo o mundo.



## 4. CASO DE ESTUDO

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos em regime de autoconsumo para empresas é um processo complicado, que envolve várias etapas importantes para garantir que o projeto seja economicamente viável assim como eficiente. Para começar, é de elevada importância realizar uma análise detalhada à necessidade de energia da unidade de consumo de forma a identificar padrões de consumo, bem como a variação do consumo ao longo do ano. Concluída a análise dos dados de consumo, é de igual importância a recolha de informação relativa ao local onde será implementado o sistema fotovoltaico: irradiação solar, a orientação do telhado, o sombreamento e o espaço disponível para instalar painéis fotovoltaicos. As informações são utilizadas para identificar quais os equipamentos mais adequados, incluindo módulos fotovoltaicos, inversor(es), estrutura de montagem e sistemas de armazenamento de energia (caso exista), levando em consideração critérios técnicos, normas e de custos de implementação. Uma vez que os componentes do sistema estejam definidos, o desempenho energético será simulado usando o software especializado PVsyst. Desta forma é possível estimar a produção de energia ao longo do tempo e otimizar a disposição dos painéis. Por fim, a análise financeira é realizada para avaliar o retorno do investimento, levando em consideração custos de instalação, manutenção, financiamento e eventuais incentivos do governo.

## **4.1. ENQUADRAMENTO**

Os proprietários da loja ponderam instalar um sistema fotovoltaico para autoconsumo de forma que possam reduzir custos operacionais e, numa perspetiva mais ecológica, tornar as operações mais sustentáveis. Para o planeamento e eventual execução, inúmeros fatores devem ser levados em conta para garantir que o sistema seja eficaz e que possa atender às necessidades específicas do cliente.

Primeiro, é fundamental compreender os objetivos da entidade. Entre os objetivos mais comuns é possível enumerar: reduzir os custos de energia, procurar fontes de energia renováveis ou querer tornar a empresa mais autossuficiente em termos de energia. O comportamento organizacional é fundamental para uma boa avaliação e respetivo dimensionamento. Devem ser aferidos quais os dias em que há uma maior necessidade energética e possíveis variações sazonais que acrescentem informação relevante ao perfil de consumo.

As características do edifício são igualmente importantes para o processo de planeamento. Para garantir a rentabilidade do projeto, uma avaliação minuciosa deve ser realizada sobre a área disponível para instalação dos painéis solares, a orientação e inclinação do telhado, bem como quaisquer restrições estéticas ou estruturais.

### **4.1.1. NECESSIDADES E OBJETIVOS DO CLIENTE**

Os proprietários do estabelecimento deste estudo têm uma necessidade energética relevante e variada no que toca a tipos de equipamentos. Iluminação constante, climatização, funcionamento de computadores e terminais de venda, bem como equipamentos de segurança e sistemas de ventilação entre outros. Os horários de pico de consumo, coincidentes com a produção de energia solar, tornam a instalação de um sistema fotovoltaico uma solução estratégica para reduzir os custos operacionais associados ao uso de energia.

Como objetivos, os proprietários demonstraram uma elevada importância em reduzir a dependência da rede elétrica, reduzir as flutuações de preços de energia e promover práticas sustentáveis. Estas práticas promovem a eficiência energética da loja e podem resultar em incentivos fiscais ou apoios governamentais. Além do referido, a utilização de energia solar fotovoltaica atende

aos objetivos de eficiência energética e sustentabilidade, o que do ponto de vista ambiental também é de elevada consideração por parte da entidade.

#### **4.1.2. CARACTERÍSTICAS DO EDIFÍCIO**

O edifício em estudo, com a tipologia de espaço comercial onde é sede e loja de acesso ao público de uma loja de materiais de construção e ferramentas. Este está situado em São João da Madeira. O edifício em questão tem características diferenciadas que influenciam o potencial e os desafios da implementação da energia solar.

O telhado está orientado a 278° oeste, o que não é a orientação ideal para captação de energia solar, quer na localização específica quer em Portugal, onde uma orientação a sul (cerca de 180°) é tendencialmente mais favorável. Com esta orientação o sistema fotovoltaico captará energia com mais eficácia durante a tarde, especialmente no verão, contudo, esta condição diminuirá o aproveitamento global diário. Este tem uma inclinação de 10°, que é bem menor do que a inclinação ideal para a latitude em questão que é 40.9° N. Uma inclinação mais favorável seria entre 30° e 40°, contudo tal não é possível de alcançar devido a questões estruturais que serão referidas mais a diante. Embora a inclinação de 10° ainda permita a instalação dos painéis, esta poderá reduzir a eficiência global da instalação.

A existência de claraboias poderá criar desafios ao *layout* dos painéis, pois podem causar sombreamento e dificultar a implementação de um sistema uniforme. Para minimizar o sombreamento e maximizar a eficiência dos painéis instalados, é necessário um planeamento cuidadoso, como considerar a possível utilização de otimizadores de energia ou microinversores.

O telhado tem uma área total de aproximadamente 2.068 m<sup>2</sup>, com dimensões de 47 metros por 44 metros, contudo, e apesar do tamanho considerável, a presença de várias claraboias diminui a área útil para a instalação de painéis solares. Está construído em chapa *sandwich*, no entanto, em data anterior à implementação do sistema fotovoltaico será instalada uma membrana industrial de forma aumentar a capacidade de isolamento do edifício. Contudo, esta implementação dificultará a fixação eficiente das estruturas de suporte do sistema fotovoltaico. Este ponto deverá ter a máxima importância, pois poderá exigir articulação de trabalhos com a empresa responsável por esse trabalho

Foi realizada por um engenheiro civil, a pedido da entidade interessada na implementação, uma análise à estrutura, onde se verificou que esta é robusta e pode suportar o peso adicional dos painéis solares, mesmo considerando as cargas de vento típicas da região.

No que às condições climáticas e sombreamento diz respeito o índice de insolação na região de São João da Madeira é moderado, com entre 2.200 e 2.400 horas de sol por ano. A principal preocupação em relação ao sombreamento, é a presença de claraboias no telhado. Para otimizar o layout dos painéis e garantir a produção de energia máxima possível, minimizando as perdas associadas ao sombreamento parcial, poderá ser necessário o uso de ferramentas de simulação de sombra.

A conexão do edifício à RESP é de alimentação trifásica de 41,4kVA correspondente a um contrato de Baixa Tensão Normal (BTN). Por ser um ciclo bi-horário, o preço cobrado por quilowatt-hora de energia depende da hora do dia (horas de vazio, cheia).

A capacidade de expansão futura do sistema fotovoltaico é limitada devido à área limitada e à presença de claraboias. No entanto, a área disponível deve ser suficiente para atender um grande consumo de energia da loja.

Com o telhado inclinado de 10° é possível que os painéis solares sejam instalados com facilidade, bem como facilita as devidas manutenções. Para garantir que as claraboias e outros componentes do telhado não comprometam o desempenho dos painéis, será necessária manutenção regular.

Embora a natureza industrial da área reduza o impacto visual, as claraboias e a inclinação do telhado podem exigir soluções estéticas para garantir que a instalação seja harmoniosamente integrada com a arquitetura do edifício.

Neste cenário a instalação do sistema fotovoltaico no edifício considera-se viável, mas com desafios significativos devido à orientação oeste e à inclinação de 10°. Estes fatores exigem um planeamento cuidadoso para maximizar a produção de energia e para mitigar possíveis as perdas causadas por sombreamento e orientação. A implementação do sistema permitirá ao proprietário da loja reduzir os custos energéticos e adotar práticas mais sustentáveis.

## 4.2. CONSUMO DO EDIFÍCIO

Para dimensionar corretamente o sistema foi necessário analisar o perfil de consumo de energia do edifício. Para atingir esse objetivo foram realizadas análises das faturas de eletricidade disponibilizadas, bem como leituras de consumo obtidas por meio de um dispositivo de contagem instalado a abril de 2023, sendo que desta forma foi analisado um ano inteiro de consumo de forma a perceber qual a variação do consumo em cada uma das quatro estações do ano. Os dados adquiridos estão apresentados abaixo.

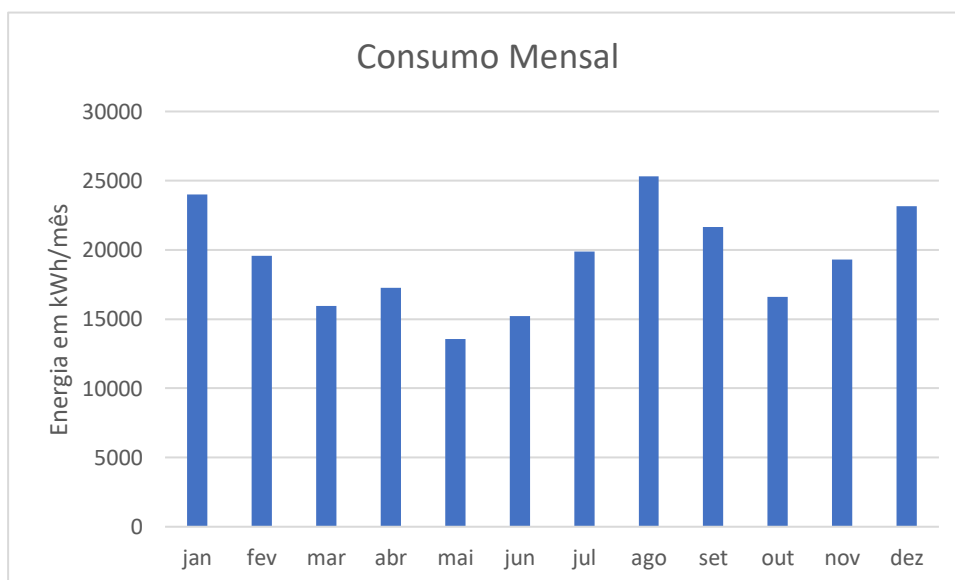


Figura 22 – Consumo mensal de energia do edifício em estudo

O consumo de energia varia de acordo com a estação do ano. Os picos mais altos de consumo ocorreram em janeiro e agosto, quando o consumo alcançou cerca de 25.000 kilowatt-hora por mês. Isto pode indicar que durante esses períodos houve mais atividade na loja resultado de promoções, sazonalidade de produtos ou maior afluência de clientes. O consumo é significativamente menor em maio e junho, quando não chega a 16.000 kWh por mês. Em diálogo com o proprietário foi possível perceber que esta variação ocorre em paralelo com uma diminuição da procura o que resulta em menor movimento na loja. Os picos de consumo ocorrem principalmente em janeiro, julho e agosto. Estes picos podem estar associados ao uso intensivo de equipamentos, como sistemas de ar condicionado ou aquecimento, durante os períodos de inverno ou verão, registrando-se um maior consumo no mês de agosto.

O consumo de energia tende a estabilizar-se pelos 15.000 kilowatt-horas/mês nos meses intermédios (março, abril, maio, junho e outubro), embora haja variações de acordo com a estação. Isto significa que o edifício opera de forma consistente durante grande parte do ano sem grandes variações na carga de base.

Apesar de ser um bom ponto de partida, o gráfico apresentado acima apenas reflete a distribuição mensal de energia, tendo em conta que os sistemas fotovoltaicos são sistemas que dependem da irradiação recebida pelo sol e tendo também em conta que serão desconsiderados sistemas de armazenamento. Deste modo, faz todo o sentido analisar a distribuição do consumo energético ao longo do período de produção do sistema fotovoltaico, que para efeitos de implementação considere como sendo das 08:00h às 18:00h, o que coincide com o horário de funcionamento da loja. Após recolhidos os dados foram registados no gráfico abaixo.

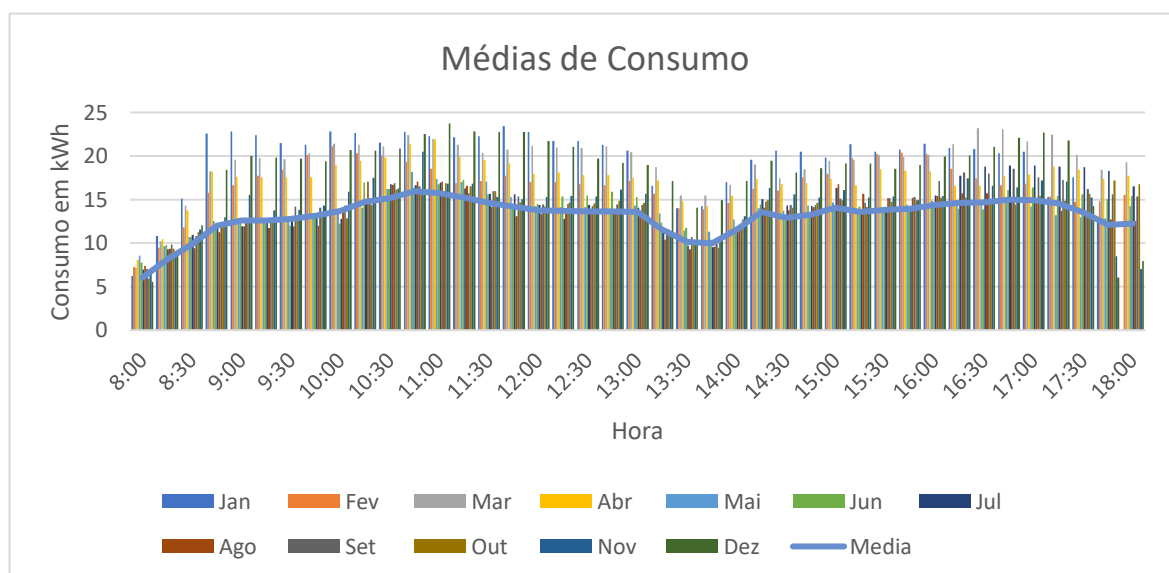


Figura 23 – Consumo medio por intervalo de 15 min representado mensalmente

Com base no gráfico de médias de consumo energético da loja, onde o consumo é representado a cada 15 minutos ao longo do dia, é possível aferir que o consumo de energia começa a aumentar significativamente a partir das 8:00, com um crescimento notório até por volta das 9:00. Isto coincide com o início das operações na loja entre as 8:00 e 9:00 da manhã, com o pessoal a chegar

e os sistemas a entrarem em funcionamento gradualmente. Observa-se um pico de consumo entre as 10:00 e as 12:00, sugerindo um período de maior atividade na loja, possivelmente pela maior afluência de clientes e uso intensivo de sistemas de climatização e outros equipamentos. O mesmo ocorre entre as 15:00 e 17:30, indicando uma segunda fase de grande movimento. Há uma ligeira redução do consumo entre as 13:00 e 14:30, o que pode estar relacionado com a hora de almoço, onde a atividade na loja diminui temporariamente. Depois das 17:45, o que se enquadra com o horário de encerramento, 18:00h, a loja começa a encerrar as suas atividades e conseqüentemente a diminuir o consumo.

Nota: Para efeitos de dimensionamento foram desconsiderados os consumos pós-fecho pois estes não são relevantes para o dimensionamento, contudo, em nota e para eventuais estudos futuros fica a referência a que o consumo *standby* da loja tem uma dimensão de 5kWh.

Como descrito outrora, também neste gráfico é possível verificar uma variação significativa no consumo entre os meses, o que reflete diferenças sazonais na atividade da loja ou no uso de sistemas de climatização. Estes picos devem ser levados em consideração no dimensionamento do sistema, de forma a garantir que o sistema fotovoltaico seja capaz de suportar as demandas máximas de energia. Contudo, é crucial dimensionar o sistema fotovoltaico considerando tanto os momentos de pico quanto os períodos de menor consumo para evitar sobredimensionamento, que levaria a um desperdício de energia produzida, ou subdimensionamento, que deixaria a loja dependente da rede em alturas mais críticas. O gráfico inclui dados de todos os meses do ano e é possível observar variações sazonais no consumo. Estes devem ser considerados no dimensionamento do sistema, pois também a produção solar varia ao longo do ano devido às diferenças de produção.

### **4.3. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL SOLAR**

Após uma investigação cuidadosa dos padrões de consumo de energia da loja, conclui-se que o edifício consome muita energia ao longo do dia, com picos nos horários de maior incidência solar. A avaliação do potencial solar permitirá ajustar a inclinação e a orientação dos painéis solares para maximizar a captação de energia, considerando que o telhado do edifício está inclinado a 10º e orientado a 278º oeste.

A análise do potencial solar é essencial para avaliar a viabilidade e a eficiência do sistema fotovoltaico neste cenário em concreto. É fundamental compreender como a irradiação solar muda ao longo do ano e como a orientação a oeste pode afetar a captação de energia. Além disso, é necessário avaliar minuciosamente o impacto das sombras provenientes das claraboias de forma e evitar perdas de produção e garantir que o sistema funcione corretamente.

Utilizando a plataforma disponibilizada pela comissão europeia, PVGIS, foi simulada qual a irradiação para a localização em estudo, no qual foi obtido o seguinte gráfico.

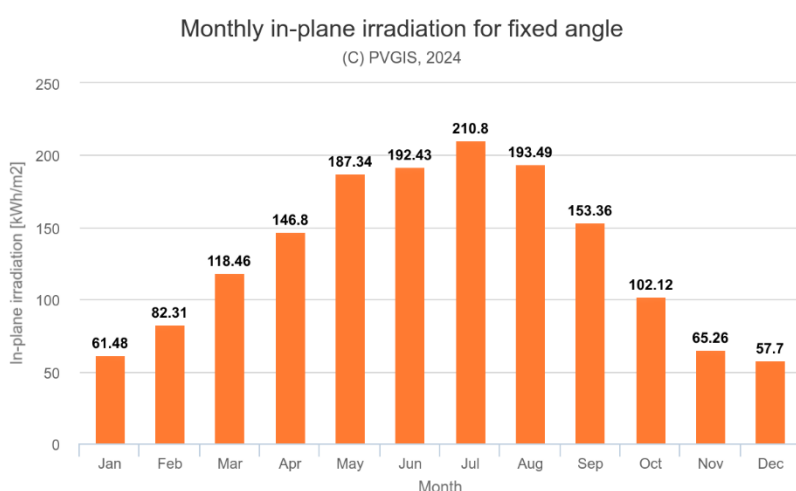


Figura 24 – Irradiação no ponto geográfico alvo de estudo de acordo com as características do telhado

A imagem é essencial para a avaliação do potencial solar e para o dimensionamento de um sistema fotovoltaico, pois apresenta a irradiação mensal ao longo do ano em kWh/m<sup>2</sup>. A irradiação solar é significativamente maior nos meses de verão; em julho, atinge o pico de 210,8 kWh/m<sup>2</sup>, que corresponde à maior quantidade de horas de luz solar disponíveis. Como é previsível, a irradiação solar é relativamente baixa nos meses de inverno, como dezembro e janeiro, com 57,7 kWh/m<sup>2</sup>.

Nos meses de maior irradiação, de maio a agosto, o sistema fotovoltaico terá um desempenho ótimo, com grande capacidade de produção de eletricidade e, possivelmente, com capacidade de produzir a maior parte da energia necessária. Já nos meses de menor irradiação, a produção de energia será bem menor, o que pode exigir uma maior dependência da rede elétrica ou de outras fontes de energia.

Ao compreender a distribuição mensal da irradiação, é possível prever a quantidade de energia que pode ser gerada ao longo do ano e dimensionar o sistema para maximizar a produção durante os períodos de maior necessidade. A análise sazonal também é útil para planejar soluções de armazenamento de energia, em eventuais atualizações futuras. As análises desta informação, juntamente com os padrões de consumo, são essenciais para dimensionar adequadamente o sistema fotovoltaico que atenda às necessidades energéticas da instalação durante todo o ano.

Os, já referidos, potenciais sombreamentos parciais promovidos pelas claraboias nos painéis fotovoltaicos podem reduzir significativamente a produção de energia do sistema, pois a parte sombreada de um painel afeta a eficiência de toda a *string*. Além disso, podem causar pontos quentes que danificam as células e dificultam o desempenho dos inversores. Para mitigar estes efeitos, caso seja necessário, podem utilizar-se dispositivos como otimizadores de potência, pois estes permitem, em caso de condicionamento do módulo fazer um *bypass* ao painel, minimizando as perdas de eficiência e garantindo melhor desempenho geral do sistema.

Para efeitos de comparação efetuei a simulação com inclinação de 30° e orientação sul e o gráfico obtido foi o seguinte.

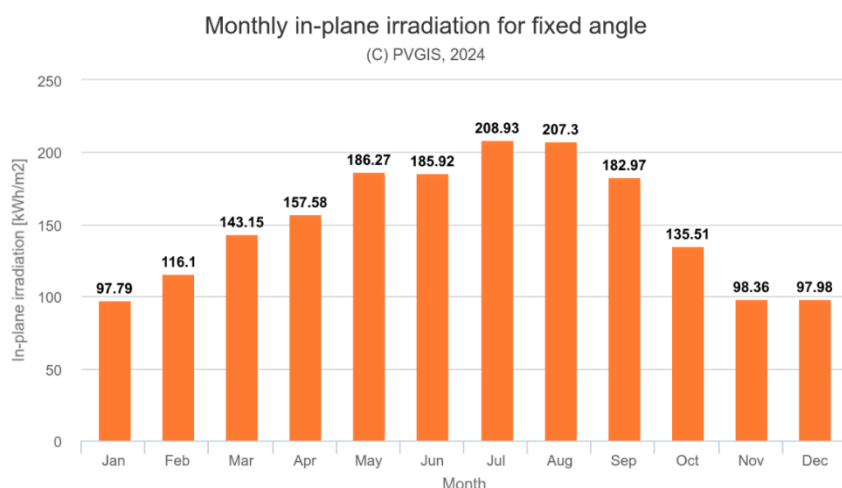


Figura 25 - Irradiação no ponto geográfico alvo de estudo com inclinação 30° e azimute 0°

O gráfico atualizado, com uma inclinação de 30° e orientação a sul, mostra uma irradiação solar mensal semelhante ao gráfico anterior com 10° de inclinação, especialmente no pico de julho, onde ambos alcançam valores próximos (208,93 kWh/m² com 30° e 210,8 kWh/m² com 10°). No

entanto, a inclinação de 30°, tal como suportado pela teoria, verifica-se maior irradiação durante os meses de inverno, com valores mais elevados em janeiro e fevereiro, sugerindo uma distribuição mais equilibrada ao longo do ano. Esta inclinação revela-se mais vantajosa para maximizar a produção de energia anual, especialmente se houver uma procura significativa nos meses de menor irradiação. Contudo, no cenário em estudo, devido a limitações estruturais já abordadas, esta orientação torna-se pouco viável estruturalmente.

#### **4.3.1. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO E SIMULAÇÃO**

A estimativa de produção de um sistema fotovoltaico é uma etapa fulcral no processo de dimensionamento, pois permite prever a quantidade de energia que o sistema será capaz de gerar ao longo do tempo. Este processo envolve a análise detalhada de todos os fatores até aqui abordados, como a irradiação solar disponível, a inclinação, a orientação do telhado, os padrões de consumo energético do edifício e também as características dos módulos fotovoltaicos que serão faladas no decorrer do documento.

Para garantir que o sistema fotovoltaico seja dimensionado de acordo com as necessidades energéticas da loja, serão realizados três cenários de simulação, utilizando o software PVGIS com capacidades instaladas de 20 kW, 30 kW e 40 kW. No primeiro cenário, com 20 kW, os principais benefícios incluem um custo de instalação mais baixo e a capacidade de cobrir uma parte significativa da necessidade energética diurna da loja, especialmente durante os meses de verão. No entanto, a capacidade reduzida pode não ser suficiente para atender a totalidade de energia necessária durante os picos de consumo, resultando numa maior dependência da rede elétrica. No segundo cenário, com uma capacidade de 30 kW, há um equilíbrio entre o custo e a cobertura da necessidade energética, o que possibilita uma maior independência energética e um melhor aproveitamento da irradiação solar disponível. Contudo, embora ofereça uma maior cobertura da necessidade energética, o custo inicial é mais elevado e pode haver um excedente de produção durante os períodos de menor consumo. Finalmente, no terceiro cenário, com uma capacidade de 40 kW, o sistema maximiza a produção de energia, cobrindo a maior parte da necessidade energética, mesmo durante os períodos de pico, e possibilitando a venda de excedentes à rede elétrica. No entanto, o maior custo de instalação e a subutilização do sistema em períodos de baixo consumo podem afetar a rentabilidade do investimento.

A partir dos dados de irradiação e dos padrões de consumo, as simulações fornecerão estimativas detalhadas de produção para cada cenário, considerando perdas por sombreamento, eficiência dos inversores e outros fatores técnicos. Esses resultados permitirão ajustar o dimensionamento final do sistema, otimizando o balanço entre custo e benefício, de forma a garantir que a solução escolhida atende às necessidades energéticas da loja de forma sustentável e economicamente viável.

#### 4.3.2. SIMULAÇÃO

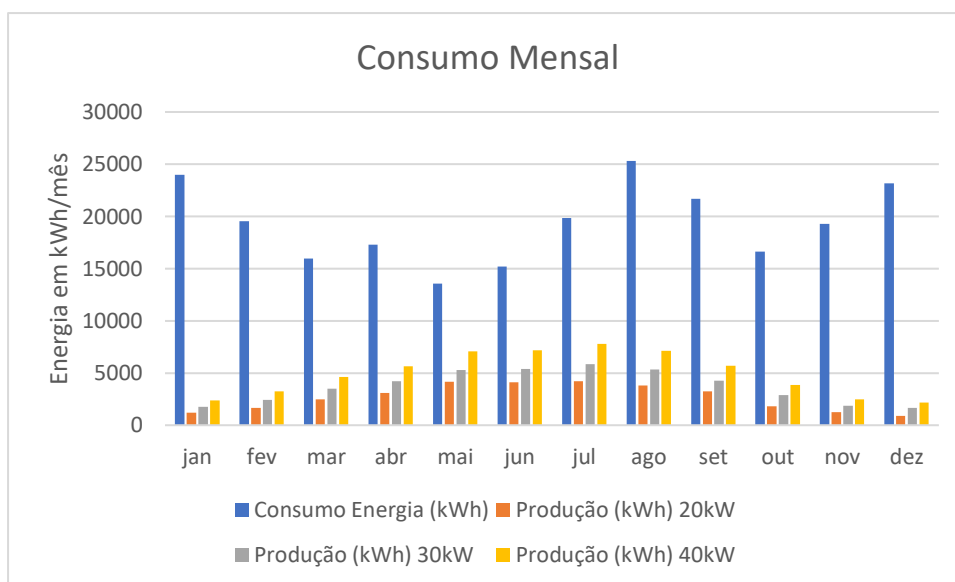


Figura 26 – Consumo mensal de energia e produção das diferentes soluções

Ao analisar os resultados da simulação para os três cenários de dimensionamento do sistema fotovoltaico (20 kW, 30 kW e 40 kW), observa-se como cada cenário influencia a produção de energia ao longo do ano em relação ao consumo energético da loja. No cenário de 20 kW, a produção de energia é significativamente inferior ao consumo em todos os meses, mesmo durante o verão, onde atinge o pico em maio com 4.162 kWh, mas permanece muito abaixo dos consumos, como em agosto, onde o consumo é de 25.312 kWh e a produção de apenas 3.805 kWh, indicando que este sistema não é suficiente para cobrir uma parte significativa das necessidades energéticas da loja.

No cenário de 30 kW, a produção aumenta significativamente, com 5.309 kWh em maio e 5.858 kWh em julho. No entanto, ainda há uma discrepância considerável entre o consumo e a produção, especialmente nos meses de maior consumo, como agosto, onde o consumo é de 25.312

kWh e a produção de 5.344 kWh. Este cenário permite uma maior compensação do consumo, mas ainda não é suficiente para cobrir a totalidade da energia consumida.

Por outro lado, no cenário de 40 kW, a produção de energia aproxima-se mais dos valores de consumo, especialmente durante os meses de maior insolação. Em maio, a produção atinge 7.079 kWh e, em julho, 7.811 kWh, contribuindo significativamente para a redução da dependência da rede elétrica. Apesar disso, a produção ainda não cobre o consumo total, principalmente nos meses de maior necessidade, como agosto, onde a produção é de 7.126 kWh e o consumo de 25.312 kWh. Este cenário apresenta um equilíbrio mais favorável entre produção e consumo, mas a loja ainda dependerá da rede elétrica para suprir a necessidade de consumo.

Estes três cenários demonstram a importância de considerar o equilíbrio entre o investimento em um sistema fotovoltaico e a sua capacidade de atender à necessidade energética da loja. Enquanto o sistema de 20 kW é insuficiente para causar um impacto significativo, os sistemas de 30 kW e 40 kW oferecem uma maior produção, sendo o de 40 kW o mais próximo de uma solução eficiente. No entanto, mesmo neste cenário, a produção ainda não é suficiente para cobrir o consumo nos meses de alta demanda, indicando que um sistema de maior capacidade ou medidas complementares de eficiência energética poderiam ser necessários para alcançar a uma autossuficiência mais elevada.

#### **4.3.3. ELEMENTOS PARA A SIMULAÇÃO**

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foram realizados dois testes de simulação utilizando o software PVSyst. Em ambos os testes, optou-se pela utilização de inversores da marca SolaX, modelo X3-20k-TL, que foram escolhidos pela sua boa relação preço/qualidade e pela compatibilidade com as características dos módulos selecionados.

No primeiro cenário, o sistema foi configurado com 68 módulos fotovoltaicos da marca AIKO, com a referência AIKO-A605\_MA72Dw. Cada um desses módulos tem uma potência nominal de 605 Wp (Watt-pico), totalizando uma potência instalada de aproximadamente 41,14 kWp.

No segundo cenário, aumentou-se o número de módulos para 84, mantendo-se a marca e modelo de painéis, AIKO-A605\_MA72Dw. Neste caso, a potência instalada totalizou cerca de 50,82 kWp.

Estes dois cenários foram sugeridos para avaliar o impacto da variação no número de painéis no sistema na produção de energia, bem como na avaliação económica de cada cenário. O teste com 68 painéis é uma solução menos potente e com menos investimento inicial, contudo o cenário com 84 painéis, por outro lado, pode produzir mais energia, o que o torna mais adequado para atender à maior necessidade de energia o que poderá justificar o investimento inicial mais elevado.

#### **4.3.4. RESULTADOS DA SIMULAÇÃO**

É essencial fazer comparações cuidadosas entre as várias configurações ao avaliar a eficácia e a viabilidade de cada um dos sistemas fotovoltaicos. Isto é especialmente verdadeiro quando as potências instaladas variam. Este estudo simulou dois sistemas diferentes: um com 41.14 kWp e outro com 50.82 kWp. Para determinar qual dos sistemas poderá oferecer maior eficiência, melhor retorno sobre o investimento e se adaptar melhor às necessidades energéticas do projeto, é necessário avaliar uma variedade de aspetos técnicos e económicos derivados dessas simulações.

Entre os principais pontos de análise estão a produção anual de energia de cada sistema, que determina a quantidade de eletricidade que pode ser produzida, consumida ou injetada na rede, e o Rácio de Performance (PR), que reflete a eficiência com que o sistema converte a radiação solar em eletricidade. Além disso, a comparação dos custos de implementação e do retorno sobre o investimento (ROI) são dados essenciais para entender qual sistema oferece maior viabilidade económica a longo prazo. Outros fatores importantes estão relacionados com a capacidade de cobertura do consumo energético da instalação, bem como a taxa de aproveitamento da energia produzida.

Na tabela abaixo foram catalogados os principais pontos de cada uma das simulações de forma a observar de forma clara e eficaz as diferenças entre cada um dos resultados.

Tabela 1 – Comparação entre simulações

	<b>41.14 kWp</b>	<b>50.82 kWp</b>
<b>Produção Anual de Energia (kWh)</b>	56123	67895
<b>Rácio de Performance (PR) (%)</b>	86.58	84.78
<b>Capacidade de Cobertura de Consumo Ano (%)</b>	51	55
<b>Custos de Implementação (€)</b>	16536	18776
<b>Retorno sobre o Investimento (ROI) (anos)</b>	2	2
<b>Espaço Utilizado (%)</b>	8.9	10.9
<b>Flexibilidade e Escalabilidade</b>	Sim	Não
<b>Impacto na Fatura de Energia (kWh/ano)</b>	44232	47357
<b>Energia Excedente (kWh/ano)</b>	11895	20538

A comparação entre as diferentes simulações revela várias diferenças e semelhanças importantes para a decisão sobre o dimensionamento ideal. O sistema de 50,82 kWp gerou uma produção anual maior, atingindo 67,89 kWh, em contraste com os 56,12 kWh produzidos pelo sistema de 41,14 kWp. Isso sugere que o sistema de maior capacidade é mais capaz em situações de consumo mais elevado, no entanto, o sistema de 41,14 kWp apresentou um Rácio de Performance ligeiramente superior, com 86,58% contra 84,78% do sistema maior, indicando uma eficiência operacional potencialmente melhor.

No que toca à capacidade de cobertura do consumo anual, o sistema de 50,82 kWp cobre 55%, enquanto o sistema menor cobre 51%. Esta diferença pode ser pouco expressiva, mas ainda assim poderá ser vantajosa a longo prazo. Quanto aos custos de implementação, o sistema de maior dimensão é naturalmente mais caro, com um custo acrescido de 2200 euros. Contudo, ambos os sistemas oferecem um retorno sobre o investimento em aproximadamente 2 anos, tornando o sistema maior economicamente viável, apesar do custo inicial superior.

O sistema menor é mais flexível, o que permite um investimento gradual e escalável em função das conclusões retiradas da utilização prática do sistema. Contudo, estaríamos sempre

limitados pelas características dos equipamentos instalados, esta abordagem também tornava, em caso de implementações adicionais, o custo global mais elevado em comparação com um sistema de potência superior executado em apenas uma fase. Para o sistema maior dificilmente seriam possíveis expansões futuras tendo em conta que já estaríamos perto dos limites técnicos dos inversores.

Em conclusão, o impacto na fatura de energia é mais significativo com o sistema de maiores dimensões, o que proporciona uma redução de custos mais significativa o que significa um custo de operação menor para a loja. Por outro lado, o sistema maior também gera mais energia excedente, que em caso de venda da energia excedentária, representará uma fonte adicional de receita. A escolha entre os dois sistemas dependerá essencialmente do orçamento disponível e da possibilidade de venda de excedentes à rede.

#### **4.3.5. SELEÇÃO**

Após uma análise detalhada por parte da gerência foi decidido que o sistema fotovoltaico com maior capacidade será implementado. A decisão foi tomada com base na disponibilidade financeira da empresa, que permite avançar com o investimento inicial mais elevado. A escolha deste sistema também se justifica pelo seu potencial de retorno a longo prazo, já que apesar do custo inicial mais alto, a maior produção de energia proporciona economias substanciais e um impacto mais significativo na redução da fatura de energia.

Além disso, a gestão optou por uma estratégia de rentabilização adicional do sistema, decidindo vender o excedente de energia produzido à rede elétrica. Com uma produção excedente estimada em cerca 20 MWh, esta abordagem não apenas melhora a viabilidade financeira do projeto, mas também contribui para a sustentabilidade energética. Neste sentido, o sistema não só atenderá as necessidades energéticas internas da empresa, mas também será uma fonte de receita, ainda que não de forma expressiva, receitas adicionais, reforçando como uma escolha estratégica sólida o investimento.

#### **4.4. DIMENSIONAMENTO**

Após a análise da viabilidade e das necessidades energéticas, optou-se por um sistema fotovoltaico com uma capacidade total de 50,82 kWp.

As instalações a executar compreenderão o seguinte:

- Unidade de produção fotovoltaica total de 50,82 kWp, composta por 84 módulos de tecnologia monocristalina, com potência unitária de 605 Wp, da marca AIKO, modelo "AIKO-A605\_MA72Dw", instalados em estrutura fixa em alumínio.
- O sistema de conversão de corrente contínua produzida nos módulos em corrente alternada trifásica será composto por 2 inversores trifásicos do fabricante SolaX, modelo X3-20k-TL, cada um com uma potência nominal de 20 kW, totalizando 40 kW.
- Infraestrutura de cabos solares para a interligação dos módulos aos inversores.
- Quadro Geral dos Inversores (QGI), que incorpora as proteções magnetotérmicas, diferenciais, contra descargas atmosféricas e o corte geral da instalação de produção. O esquema unifilar pode ser consultado nas peças desenhadas.
- Infraestrutura de cabos elétricos, que farão a interligação entre o QGI e o quadro da instalação, que permitirá a ligação da UPAC em paralelo com a instalação de existente.
- Infraestrutura de cabo de interligação do quadro de gestão com o quadro geral da instalação de consumo.
- Todos os equipamentos a serem utilizados fazem parte da lista de equipamentos tipo, que pode ser consultada no portal aplicativo da DGEG ou na página oficial da mesma, e obedecerão às normas nacionais e comunitárias aplicáveis.

##### **4.4.1. CARACTERIZAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS**

Neste capítulo será realizada a caracterização detalhada dos equipamentos que compõem o sistema fotovoltaico a instalar. As especificações dos componentes são fundamentais para garantir o desempenho e a eficiência do sistema, assegurando que a instalação atenda às necessidades


energéticas previstas e otimize o retorno sobre o investimento. Serão abordados os módulos fotovoltaicos e inversores, destacando as características técnicas e capacidade operacional. A compreensão dos atributos destes equipamentos é essencial para garantir a otimização do sistema e uma adequada operação ao longo do tempo.

#### 4.4.1.1. PAINÉIS SOLARES

Os módulos fotovoltaicos utilizados na execução desta central serão constituídos por 84 módulos da marca AIKO, de tecnologia monocristalina, que apresentam uma potência de pico nominal STC de 605Wp. Em termos de degradação o desempenho dos módulos é garantido pelo fabricante com uma potência de pico ao fim de 10 anos superior a 95% da nominal e ao fim de 25 anos superior a 90% do valor nominal. As principais características dos módulos são tabuladas abaixo, contudo, em anexo consta a folha de características do painel referido.

Tabela 2 – Características painéis a ser implementadas

Modelo	AIKO-A605-MAH72Mw
Pmax (W) STC	605
Pmax (W) NOCT	456
Voc (V) STC	54,09
Voc (V) NOCT	51,08
Vmp (V) STC	44,78
Vmp (V) NOCT	42,29
Isc (A) STC	14,28
Isc (A) NOCT	11,55
Imp (A) STC	13,52
Imp (A) NOCT	10,8
Module Efficiency (%)	23.4%
Coefficiente de temperatura Isc	+ 0.05%/°C
Coefficiente de temperatura Voc	- 0.22%/°C
Coefficiente de temperatura Pmax	- 0.26%/°C



#### 4.4.1.2. INVERSORES

Os inversores que incorporam a UPAC em assunto são do fabricante SolaX modelo X3-20k-TL de 20kW de potência nominal. Estes equipamentos foram desenvolvidos para integração na rede pública e obedecem aos requisitos apresentados pelo guia técnico das Instalações de Produção de Independente de Energia Elétrica. As principais características dos módulos são tabuladas abaixo, contudo, em anexo consta a folha de características do painel referido.

Tabela 3 – Características inversores a ser implementados

Modelo	X3-20k-TL
<b>DC INPUT</b>	
Max. PV array input power (Wp)	30000
Max. PV input voltage (V)	1100
Start startup voltage (V)	200
Nominal input voltage (V)	650
MPP tracker voltage range (V)	160~980
No. of MPP trackers	2
Strings per MPP tracker	2
Max. PV input current (A)	32/32
Isc PV Array Short Circuit current (A)	40/40
<b>AC OUTPUT</b>	
Rated AC output power (kW)	20000
Rated AC output current (A)	30.3/29
Max. AC output apparent power (VA)	22000
Max. AC output current (A)	33.6
Nominal AC voltage/AC voltage range (V)	220/380V, 230/400V, 3/N/PE, 3/PE; 95-285V
Nominal AC frequency/AC frequency range (Hz)	50/60; ±5
Power Factor range	0.8 leading ~ 0.8 lagging
THDi (Rated power) (%)	<3



#### 4.4.1.3.

#### PROTEÇÃO DA INTERLIGAÇÃO

A tipologia da central é de autoconsumo em paralelo com a rede, ou seja, os equipamentos utilizados são da tipologia *on-grid* (ligados á rede elétrica), precisando para o seu bom funcionamento de uma fonte de energia elétrica exterior, que neste caso será a rede elétrica de serviço público. A energia produzida pelas centrais fotovoltaicas será injetada no quadro geral da instalação de consumo. Os inversores possuem proteção à interligação, nomeadamente máximo e mínimo de tensão, máximo e mínimo de frequência, proteção anti-ilha e em casos que as condições previstas não estejam nos intervalos definidos para cada um dos parâmetros, este terá de se isolar, por forma a não injetarem energia. Os equipamentos propostos para a conversão da energia produzida em energia com características apropriadas à sua injeção na instalação de consumo estão inscritos na lista de equipamentos tipo do portal aplicação da DGEG, logo a sua adequação e certificação já está considerada. Seguem algumas considerações sobre a proteção da interligação:

- Os inversores instalados são os SolaX e cumprem todas as normas em vigor para interligação com a RESP;
- Função para a segurança das pessoas e da instalação;
- Dispõe de relé de interligação interno para desconectar de forma segura e automática da rede elétrica;
- Proteção interna para casos frequência mínima e frequência máxima (49-51Hz);
- Proteção interna para casos de tensão mínima e tensão máxima (0,85Un – 1,1Un);
- Capaz de efetuar a religação automática à rede elétrica em 180s, quando os parâmetros de rede se encontrem dentro dos intervalos estabelecidos;
- Possui proteção para não funcionamento em ilha, quer dizer, que em caso de falha de rede, o inversor irá se desligar automaticamente;
- Dispõe de proteção para funcionamento em temperaturas elevadas através de sensor de temperatura incorporado;

- Dispõem de uma separação eletromecânica completa entre a rede de distribuição e a central fotovoltaica. As funções internas de supervisão e proteção atuam sobre o interruptor de separação;
- Em termos de sincronização com a rede, o fabricante certifica o equipamento com as seguintes características;
- Para a ligação da central fotovoltaica com a rede, o inversor monitoriza a tensão de rede e sempre que esta se encontre dentro dos seguintes valores:
- Sempre que exista potência disponível do lado DC (painéis fotovoltaicos), o inversor realiza a ligação á rede elétrica sincronizando-se com esta em tensão (+/- 8%), em frequência (+/- 0,1Hz) e em fase (+/- 10%). O inversor irá desligar-se automaticamente da rede, quando os valores de tensão e ou frequência saíam dos intervalos definidos anteriormente.

#### 4.4.2. DETERMINAÇÃO DA CONFIGURAÇÃO DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Tabela 4 – Cálculos justificativos da configuração das strings

Dados para cálculos:				
Inv	Max. PV input [V]	Start startup [V]		Max. PV input [A]
	1100	200		32 / 2 String
Modulo PV	Voc [V]	Temperature Coefficient of Voc	Temperature Coefficient of Isc	Imp [A]
	54.09	- 0.22%/ °C	+ 0.05%/ °C	13.52
Número máximo de Módulos por string	$V_{oc}(t = -10^{\circ}\text{C}) = 58.24\text{V}$		$\frac{\text{Max. PV Input}}{V_{oc_{-10^{\circ}\text{C}}}} = \frac{1100}{58.24} \cong 18$	
Número mínimo de Módulos por string	$V_{oc}(t = 70^{\circ}\text{C}) = 40.35\text{V}$		$\frac{\text{Min. PV Input}}{V_{oc_{70^{\circ}\text{C}}}} = \frac{200}{40.35} \cong 5$	
Número de string em paralelo	$\frac{\text{Max. PV input [A]}}{\text{Imp [A]}} = \frac{32}{13.52} \cong 2$			

As diretrizes necessárias para a instalação eficiente e segura do sistema fotovoltaico foram fornecidas pelos cálculos acima mencionados. Para garantir que o inversor funcione corretamente, o sistema pode ter até 18 módulos conectados em série por *string* em condições de baixa temperatura e precisa de pelo menos 5 módulos por *string* em condições de alta temperatura. É também possível conectar até duas *strings* em paralelo ao inversor respeitando a corrente máxima de entrada permitida. Estes cálculos garantem que o sistema funcione de forma eficiente e segura em diferentes condições.

Tendo os cálculos em conta foi definida a seguinte disposição:

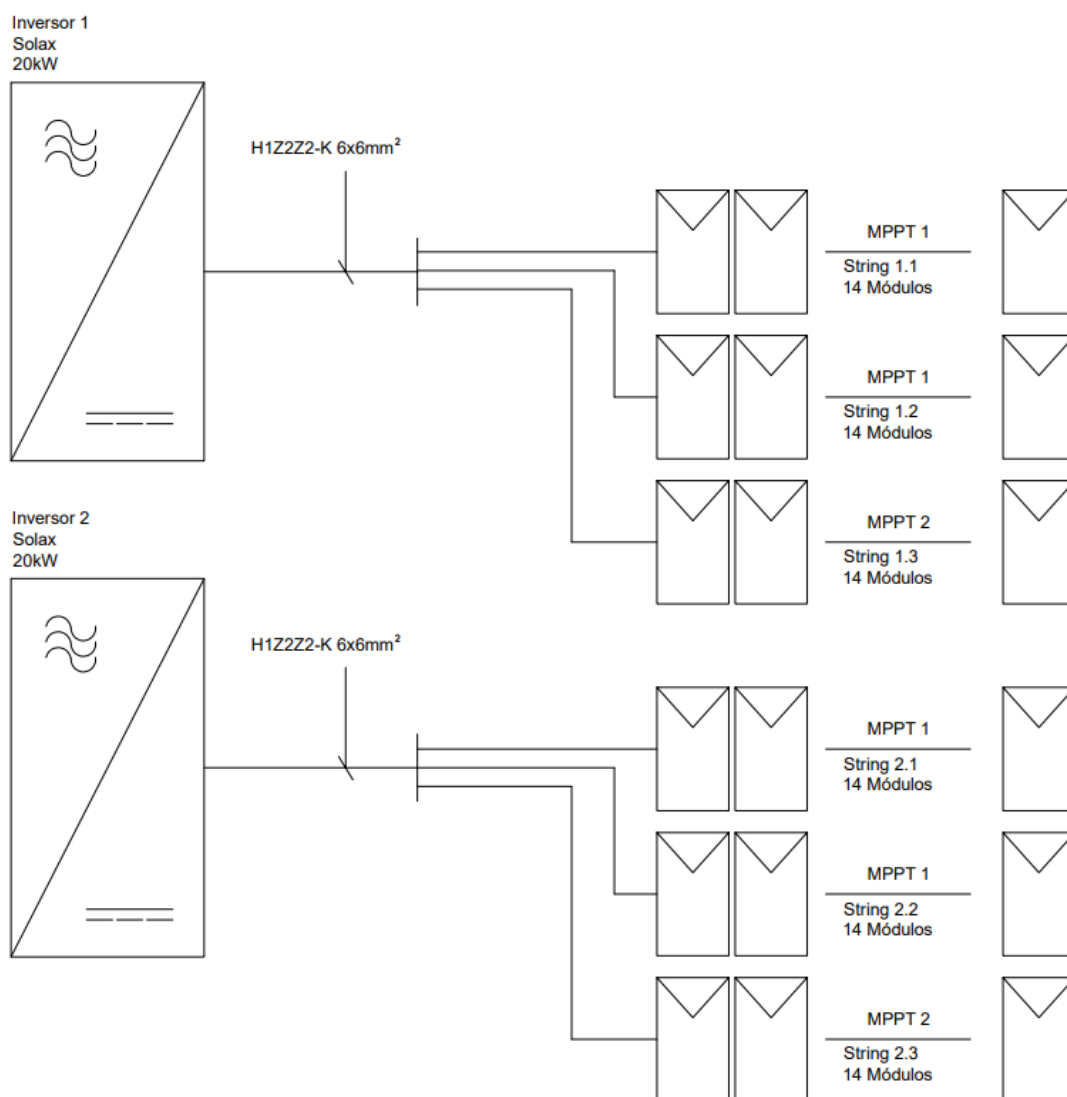


Figura 27 – Esquema ligação do arranjo fotovoltaico

#### 4.4.3. CABOS ELÉTRICOS

As condições técnicas que a seguir se descrevem destinam-se a cabos rígidos com almas condutoras em cobre, de isolamento sintético extrudido, para tensão nominal 600 /1000 V. O cabo AC tem de cumprir as cores regulamentares que são para as fases as cores castanho, preto e cinzento, para o neutro azul-escuro e para a terra verde/amarelo. Os cabos DC serão ambos pretos sendo identificados nas extremidades com o vermelho para o condutor positivo +, e com o preto o condutor negativo -.

Os cabos obedecerão às seguintes normas:

- CEI 228 – Conductors of insulated cables.
- CEI 332 – Tests on electric cables under fire conditions.
- CEI 502 – Extruded solid dielectric insulated power cables rated voltage from 1kV to 30kV.
- CEI 540 – Tests methods for insulation of sheaths of electric cables and cords
- NP 665 – Canalizações elétricas, designações simbólicas dos condutores, cabos isolados.
- NP 917 – Canalizações elétricas. Características gerais e ensaios dos condutores e cabos.

As características das almas condutoras obedecerão às especificações da norma CEI 228, Classe II:

- A alma condutora será rígida ou cablada a cobre nu recozido.
- A secção reta das almas condutoras será circular para secções até 25mm<sup>2</sup>, e circular ou sectorial para secções superiores.
- A resistência, a 20º, de cada alma condutora não deve ultrapassar o valor máximo definido pelas normas.

O isolamento de todos os condutores será extrudido, em policloreto de vinilo (PVC), e/ou polietileno reticulado. As características do isolamento em PVC, dimensionadas e mecânicas, obedecerão às normas CEI. A sua verificação deverá ser feita com base os métodos de ensaio definidos na publicação 540 da CEI.

#### **4.4.4. CABLAGEM E PROTEÇÕES DO LADO DC**

**Proteção contra curto-circuito:** a corrente de curto-circuito no gerador Fotovoltaico é ligeiramente superior à sua corrente de operação, o que significa que em caso de curto-circuito a situação não é grave para esta parte do circuito. Sendo os inversores de tipologia *string*, não existe a necessidade de intercalar um fusível DC entre o inversor e os módulos fotovoltaicos.

**Proteção de contactos diretos e indiretos:** O gerador encontra-se conectado em modo flutuante, providenciando níveis de proteção contra contacto direto e indireto, enquanto a resistência de isolamento é mantida acima de determinados níveis de segurança e se houver defeitos na ligação á terra. Para evitar esta situação de risco, é necessário isolamento de classe II nos módulos Fotovoltaicos, cabos e caixas junção Fotovoltaica, integralmente cumpridos pelos equipamentos instalados.

**Proteções de sobretensão:** Integrado no Inversor, e presente nas caixas de interligação e proteção de *strings*. Consiste num desvio para a terra de qualquer sobre tensão presente.

Tabela 5 – Cálculos justificativos secção cabos DC

**Dados para cálculos:**

$V_{oc} = 54.09$        $V_{mp} = 44.78$        $I_{mp} = 13.52$        $I_{sc} = 14.28$        $L_{max} = 80m$

**Formula queda de tensão**

**Formula tensão da string**

$$S = 2 \times \frac{L \times I}{k \times V} mm^2$$

$$V_{MP\ String} = N \times V_{OC}$$

L – Comprimento do cabo solar (mt)

I – Corrente que atravessa o condutor (A)

k – Condutividade do condutor depende do material cobre= 56 m/Ωmm<sup>2</sup>

V – Queda de tensão admissível/ desejável na canalização em Volt (V) [Max 1%]

N – Número de módulos da String

$$S = 2 \times \frac{80 \times 13.52}{56 \times 7.57} = 5.12 mm^2$$

$$V_{MP\ String} = 14 \times 54.09 = 757.26V$$

Secção do condutor a utilizar é no mínimo de 1x6mm<sup>2</sup>, para assegurar uma queda de tensão DC menor que 1%.

#### 4.4.5. CABLAGEM E PROTEÇÕES DO LADO AC

Os inversores possuem internamente proteções contra curto-circuito e tensões elevadas. Adicionalmente, na instalação do quadro elétrico, serão instaladas todas as proteções exigidas pela regulamentação em vigor. Para evitar falhas na ligação de terra deverão ser instaladas proteções diferenciais nos quadros elétricos, de acordo com as indicações do fabricante.

Tabela 6 - Cálculos justificativos proteções AC

##### Cálculo Disjuntor Inversor

$$P_{Inv} = 20 \text{ kW}$$

$$L_{max} = 5 \text{ m}$$

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \text{ A} = 28.9 \text{ A}$$

Canalização RV-K 5G6 mm<sup>2</sup> → I<sub>z</sub> = 37A (método E)

$$I_n = 32 \text{ A}$$

$$I_2 = 1.35 I_n = 43.2 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1.45 I_z = 43.2 \leq 53.65$$

##### Cálculo Disjuntor Quadro Inversores

$$P_{Inv} = 40 \text{ kW}$$

$$L_{max} = 40 \text{ m}$$

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} \text{ A} = 57.8 \text{ A}$$

Canalização RV-K 5G25 mm<sup>2</sup> → I<sub>z</sub> = 88A (método E)

$$I_n = 80 \text{ A}$$

$$I_2 = 1.35 I_n = 108 \text{ A}$$

$$I_2 \leq 1.45 I_z = 108 \leq 127.6$$

I<sub>z</sub> = Capacidade de condução de corrente do cabo (A)

I<sub>b</sub> = Corrente nominal calculada anteriormente (A)

I<sub>n</sub> = Corrente estipulada do disjuntor

I2 = Corrente convencional de funcionamento

A canalização de alimentação será em cabo RV-K 5G6 mm<sup>2</sup> e disjuntor associado de 32A associado a cada um dos inversores. Já a canalização associada ao transporte de energia desde o QGI e o QE será executado em cabo RV-K 5G25 mm<sup>2</sup> e disjuntor com In de 80A.

Tabela 7 - Cálculos justificativos secção cabos AC

### Cálculos das quedas de tensão AC

$$U = b \times \left[ \left( \rho \times \frac{L}{S} \right) \times \cos \varphi + (\lambda \times L \times \sin \varphi) \right] \times Ib$$

$$\Delta u (\%) = \frac{(100 \times u)}{U_0}$$

#### Entre inversores e QGI

$$U_1 = 1 \times \left[ \left( 0.025 \times \frac{5}{6} \right) \times 1 + (0.00008 \times 5 \times 0) \right] \times 28.9 = 0,602V$$

$$\Delta u (\%) = \frac{(100 \times 0.602)}{230} = 0.26\%$$

#### Entre o QE e QGI

$$U_2 = 1 \times \left[ \left( 0.025 \times \frac{40}{25} \right) \times 1 + (0.00008 \times 5 \times 0) \right] \times 57.8 = 2.31V$$

$$\Delta u (\%) = \frac{(100 \times 2.31)}{230} = 1\%$$

#### Total

$$U_t = U_1 \times 2 + U_2 = 3.51V$$

$$\Delta u_t (\%) = \Delta u_{t1} \times 2 + \Delta u_{t2} = 1.52\%$$

## 4.5. IMPLEMENTAÇÃO

Após realizar as simulações necessárias, verifiquei que as claraboias presentes no telhado não representam um fator limitativo para a instalação do sistema fotovoltaico. Embora, inicialmente, se esperasse que o sombreamento causado por estas estruturas pudesse comprometer a eficiência do sistema, os resultados das simulações indicaram que o impacto é nulo devido à área disponível ser de facto muito superior à área de implementação. Desta forma, foi possível aproveitar de forma eficiente a área disponível do telhado, utilizando apenas 220 metros quadrados dos 2.068 metros quadrados totais. Os painéis foram organizados em três filas de 28 módulos cada. Esta configuração permitiu atender às necessidades energéticas previstas sem a necessidade de recorrer a soluções adicionais para mitigação de sombreamento, confirmando que a área disponível e o *layout* escolhido são adequados para o projeto.

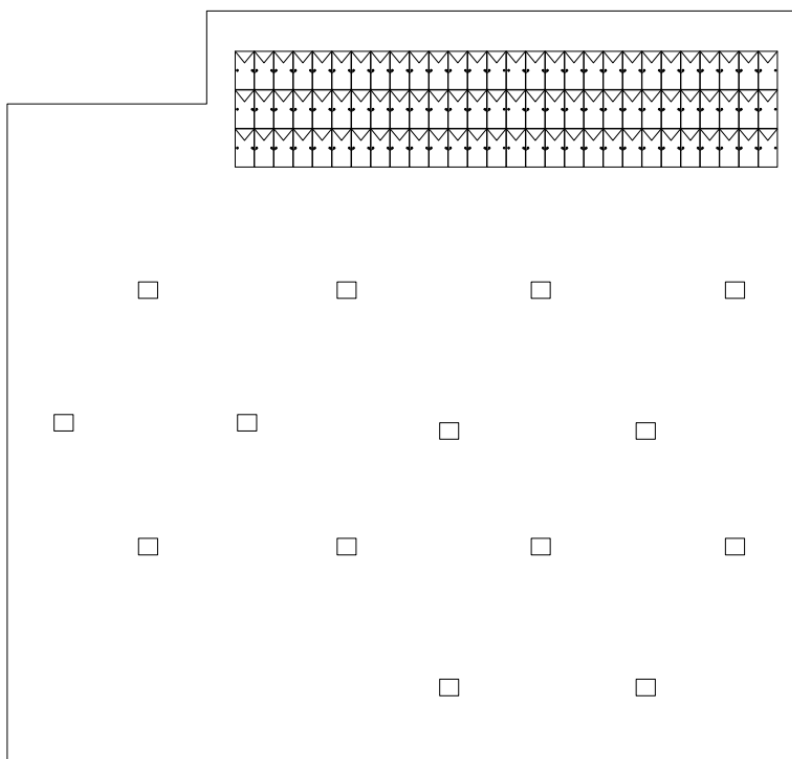


Figura 28 – Disposição dos módulos fotovoltaicos no telhado

O esquema de ligação apresentado abaixo ilustra a conexão dos módulos fotovoltaicos a dois inversores, cada um operando com três *strings* de módulos. Neste caso, a configuração prevê a

distribuição equilibrada dos módulos entre os inversores para garantir a estabilidade e o desempenho ideal do sistema.

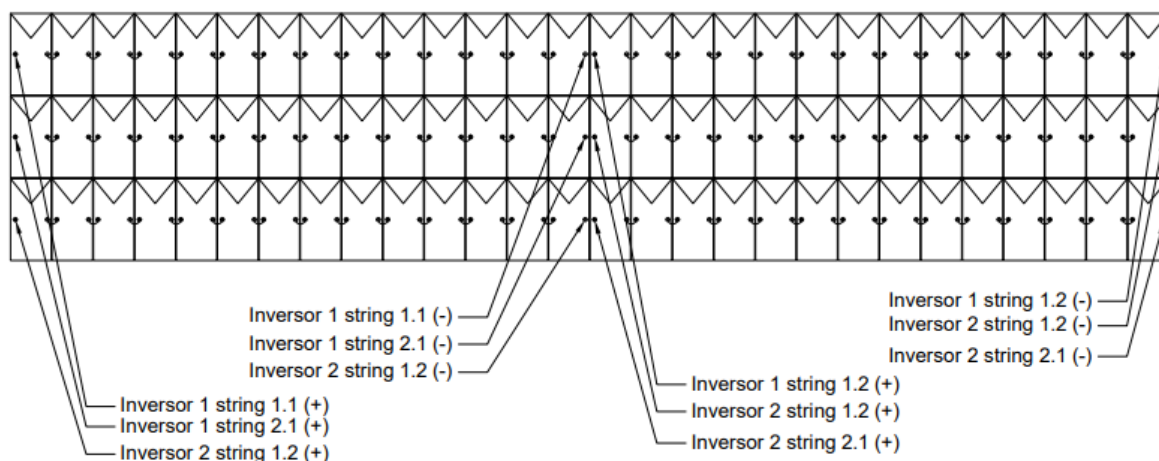


Figura 29 – Esquema distribuição de strings

No que toca ao dimensionamento dos dispositivos de proteção AC, e com base nos cálculos realizados, a instalação será desenvolvida de acordo com os esquemas estabelecidos para garantir a segurança do sistema. Os dispositivos de proteção são fundamentais para prevenir danos aos equipamentos e assegurar a proteção contra sobrecargas e curto-circuitos, tanto para os inversores quanto para a rede elétrica. Por outro lado, com a utilização de diferenciais asseguramos a segurança dos utilizadores prevenindo choques elétricos por contactos indiretos.

Os esquemas refletem o dimensionamento dos disjuntores, fusíveis e outros componentes de proteção, considerando as correntes nominais e as possíveis variações de carga. A configuração proposta permite uma operação segura e estável do sistema, alinhando-se com as normas e regulamentações aplicáveis.

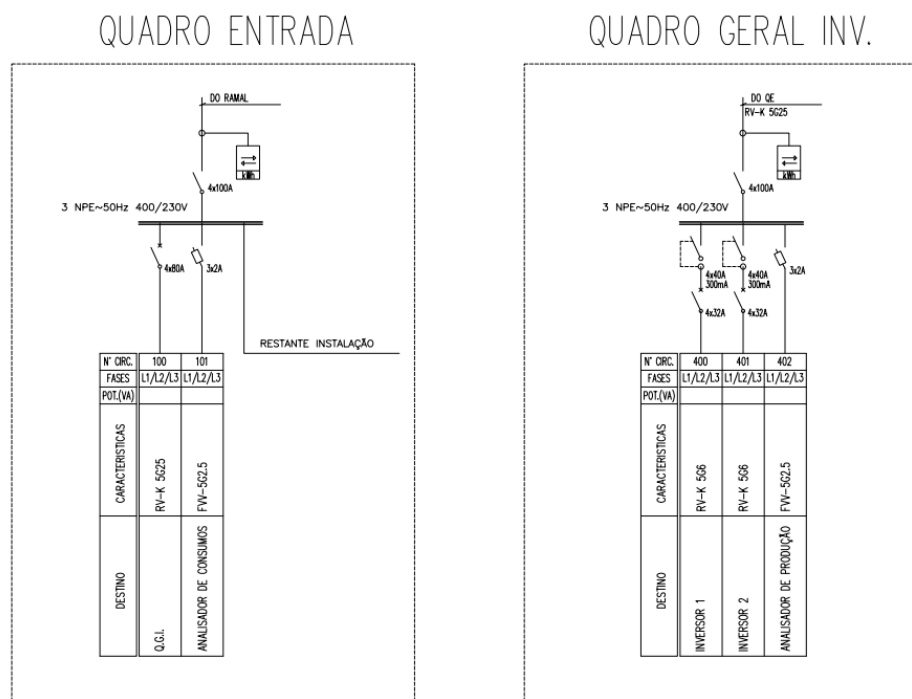


Figura 30 – Esquema unifilar dos quadros a implementar

#### 4.6. ANÁLISE FINANCEIRA E RETORNO DO INVESTIMENTO

O retorno do investimento (ROI) relacionado à instalação de um sistema fotovoltaico é abordado de forma básica neste capítulo. A avaliação financeira é necessária para determinar se o projeto é viável financeiramente. Esta leva em consideração o valor investido, os custos operacionais, as receitas obtidas pela economia na fatura de energia e a possibilidade de venda do excedente à rede elétrica. A análise visa determinar os lucros a longo prazo e o tempo necessário para recuperar o investimento feito. Serão levados em consideração os custos de implementação e manutenção, bem como as receitas acumuladas. Deste modo é possível obter uma compreensão dos benefícios financeiros do projeto.

A tabela abaixo apresenta de forma detalhada os custos iniciais de instalação, incluindo os componentes do sistema, bem como os custos operacionais anuais previstos para a sua manutenção. Este sistema visa maximizar a produção de energia para autoconsumo e a venda da energia excedentária à rede. A análise leva em consideração a depreciação do ativo e a aplicação de uma inflação anual de 2% nos custos operacionais.

Assim, a tabela que segue estrutura todos os custos de forma clara, para permitir uma avaliação rápida e eficaz da viabilidade económica do projeto.

Tabela 8 – Esquematização dos custos de implantação

Categoria	Descrição	Quantidade	Custo Unitário (€)	Custo Total (€)
<b>Custos de Instalação</b>				
Módulos PV	AIKO-A605-MAH72Dw	84	120,00	10.080,00
Suportes para Módulos		84	24,00	2.016,00
Inversores	X3-20K-TL	2	2.300,00	4.600,00
Instalação (por módulo)		84	20,00	1.680,00
Instalação (por inversor)		2	200,00	400,00
<b>Total de Custos de Instalação</b>				<b>18.776,00</b>
Ativo depreciável				16.696,00
Manutenção - Previsão para substituição de inversores				306,67
Reparações				100,00
Limpeza				400,00
<b>Total OPEX</b>				<b>806,67/ano</b>
Com inflação (2,00%)				1.090,84/ano
<b>Resumo do Sistema</b>				
<b>Custo Total de Instalação</b>				<b>18.776,00</b>
Custos Operacionais (incl. 2% de inflação)				1.090,84/ano
Energia Útil Produzida				47,4 MWh/ano
Energia Vendida à Rede				20,5 MWh/ano
<b>Custo de Produção de Energia (LCOE)</b>				<b>0,0253 EUR/kWh</b>

A análise financeira simulada e apresentada pelo software PVSyst (em anexo) para o sistema fotovoltaico em estudo cobre um período de simulação de 30 anos, com o início das operações previsto para o ano de 2024. Este período reflete a vida útil do projeto, sendo suficiente para compreender o retorno sobre o investimento e possíveis variações nos rendimentos e nos custos operacionais ao longo do tempo.

Os ativos depreciáveis incluem os módulos fotovoltaicos e os inversores, que serão amortizados pelo método das quotas constantes (*straight-line*) ao longo de um período de 20 anos. O valor depreciável total do sistema é de 16.696,00 €, sem valor residual no final da vida útil. Isto significa que após 20 anos, o valor contabilístico destes ativos será considerado zero.

O projeto será financiado integralmente com fundos próprios, eliminando quaisquer encargos financeiros associados a empréstimos ou juros. Este é um fator importante, pois reduz o risco financeiro e aumenta o retorno líquido do investimento.

No que diz respeito à venda de energia, a tarifa de venda à rede é de 0,05 Eur/kWh, válida por 20 anos. Não se prevêem impostos sobre a venda de energia, o que aumenta ainda mais a rentabilidade do projeto. Além disso, a tarifa de autoconsumo foi fixada em 0,13 EUR/kWh, com uma previsão de aumento de 5,0% ao ano.

Relativamente ao retorno sobre o investimento, o projeto apresenta um período de recuperação do investimento de 2,8 anos, o que é bastante interessante. O valor atual líquido (VAL) do projeto é de 388.361,29 €, o que indica um retorno significativamente positivo ao longo da vida útil. A taxa interna de retorno (TIR) de 38,61% é extremamente atrativa, reforçando a viabilidade económica do projeto. Finalmente, o retorno total sobre o investimento (ROI) é de 2068,4%, o que significa que o investimento inicial será multiplicado por mais de 20 vezes ao longo dos 30 anos de operação.

Em conclusão, a análise financeira demonstra que o projeto fotovoltaico é extremamente lucrativo, com um curto período de recuperação e uma elevada rentabilidade ao longo do tempo. A ausência de custos com financiamento, juntamente com a isenção de impostos sobre o rendimento, torna este um investimento de baixo risco e de alto retorno, garantindo uma excelente performance financeira ao longo dos 30 anos de vida útil.



## 5. CONCLUSÕES

Este estudo aprofundou o tema dos sistemas solares fotovoltaicos, abordando desde os fundamentos históricos até as considerações práticas para o seu dimensionamento e instalação. Verificou-se que a produção de energia solar tem desempenhado um papel fundamental na transição para fontes de energia renováveis, especialmente em países com elevado potencial solar, como Portugal. Ao longo do documento, foram analisadas as várias etapas necessárias para a conceção de um sistema eficiente, desde a escolha dos componentes, como módulos e inversores, até as considerações técnicas de cablagem e conexões entre os módulos.

O estudo de caso prático apresentado reforçou a importância de um dimensionamento técnico adequado, ajustado às necessidades energéticas específicas da instalação. Através das simulações realizadas, foi possível comprovar a viabilidade económica do sistema fotovoltaico, destacando o retorno sobre o investimento e os benefícios ambientais, como a redução significativa das emissões de CO<sub>2</sub>.

No contexto atual de transição energética, os sistemas fotovoltaicos são essenciais para alcançar metas de sustentabilidade. Conclui-se que, com a devida análise técnica e financeira, estes sistemas podem se tornar componentes chave na matriz energética de qualquer país, contribuindo

para a redução da dependência de fontes de energia não renováveis e para um futuro mais sustentável.

## **5.1. TRABALHOS FUTUROS**

Há várias áreas que podem ser exploradas em estudos futuros com o objetivo de melhorar a eficiência e a integração dos sistemas fotovoltaicos. A incorporação de sistemas de armazenamento em baterias pode permitir uma maior independência da rede elétrica, possibilitando o uso da energia solar, mesmo fora dos horários de produção, bem como aprofundar o dimensionamento das proteções. O desenvolvimento de redes elétricas inteligentes (*smart grids*) permitirá uma gestão mais eficiente da energia gerada, otimizando o consumo e a distribuição. O uso de inteligência artificial e *machine learning* para prever padrões de consumo e ajustar automaticamente o desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode melhorar ainda mais a sua eficiência. A pesquisa de novas tecnologias de células solares, como as células de perovskita, pode aumentar a eficiência e reduzir os custos de produção dos sistemas.

Além disso, estudos mais detalhados sobre o impacto ambiental do ciclo de vida dos componentes fotovoltaicos, desde a extração de materiais até ao seu descarte, são fundamentais para garantir que os benefícios ambientais superam os impactos negativos. Estes trabalhos futuros poderão otimizar ainda mais o uso de energia solar, promovendo sistemas mais eficientes e sustentáveis.

## Referências Bibliográficas

- [1] ALCATEL—SAM-O Service Aware Manager Open Interface, Release 3.0, OSS Interface Developer Guide. Alcatel, 2005.
- [2] AZEVEDO, Carlos; AZEVEDO, Ana—Metodologia Científica: contributos práticos para a elaboração de trabalhos académicos. 3ª ed. Porto: Ed. C. Azevedo, 1996. pp 67-91
- [3] [HTTPS://WWW.WRI.ORG/INSIGHTS/GROWTH-RENEWABLE-ENERGY-SECTOR-EXPLAINED](https://www.wri.org/insights/growth-renewable-energy-sector-explained)
- [4] [HTTPS://IEA.BLOB.CORE.WINDOWS.NET/ASSETS/ADA7AF90-E280-46C4-A577-DF2E4FB44254/RENEWABLES2022.PDF](https://iea.blob.core.windows.net/assets/ada7af90-e280-46c4-a577-df2e4fb44254/renewables2022.pdf)
- [5] RATHORE, Neelam, et al. A comprehensive review of different types of solar photovoltaic cells and their applications. *International Journal of Ambient Energy*, 2021, 42.10: 1200-1217.
- [6] DAMBHARE, Mugdha V.; BUTEY, Bhavana; MOHARIL, S. V. Solar photovoltaic technology: A review of different types of solar cells and its future trends. In: *Journal of Physics: Conference Series*. IOP Publishing, 2021. p. 012053.
- [7] GUL, Mehreen; KOTAK, Yash; MUNEEER, Tariq. Review on recent trend of solar photovoltaic technology. *Energy Exploration & Exploitation*, 2016, 34.4: 485-526.
- [8] GREEN, Martin A. Third generation photovoltaics: solar cells for 2020 and beyond. *Physica E: Low-dimensional Systems and Nanostructures*, 2002, 14.1-2: 65-70.
- [9] N. R. E. L. (NREL), “Conversion efficiencies of best research solar cells worldwide for various photovoltaic technologies since 1976,” 2017. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/>
- [10] M. A. Green, Y. Hishikawa, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, and A. W. Ho-Baillie, “Solar cell efficiency tables (Version 53),” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 27, no. 1, pp. 3–12, 2019.
- [11] J. Friedrich, W. V. Ammon, and G. Muller, “Czochralski Growth of Silicon Crystals, second ed. Elsevier B.V., 2015. [Online].
- [12] P. G. V. Sampaio and M. O. A. Gonzalez, “Photovoltaic solar energy: ‘ Conceptual framework,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, no. December 2016, pp. 590–601, 2017.
- [13] I. T. R. for Photovoltaic (ITRPV), “Results 2017 including maturity report 2018, 9th ed.” 1952.

- [14] T. Tang, C. Gan, Z. Hu, H. Niu, J. Si, and X. Luo, "A Quantitative Comparison between Double Glass Photovoltaic Modules Using HalfSize Cells and Quarter-Size Cells,"
- [15] BrainMarket, "Tecnologia sob medida." [Online]. Available: <http://www.brainmarket.com.br/noticia/tecnologia-sob-medida>
- [16] J. Qian, A. Thomson, A. Blakers, and M. Ernst, "Comparison of HalfCell and Full-Cell Module Hotspot-Induced Temperature by Simulation," IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 8, no. 3, pp. 834–839, 2018.
- [17] J. Tang, C. Ju, R. Lv, X. Zeng, J. Chen, D. Fu, J. N. Jaubert, and T. Xu, "The Performance of Double Glass Photovoltaic Modules under Composite Test Conditions," Energy Procedia, vol. 130, pp. 87–93, 2017. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.400>
- [18] JOHNS, Mervin; LE, Hanh-Phuc; SEEMAN, Michael. Grid-connected solar electronics. Department of Electrical Engineering and Computer Sciences, EE-290N-3-Contemporary Energy Issues, EE-290N-3-Contemporary Energy Issues, 2009.
- [19] SUBRAMANIAM, Umashankar, et al. A hybrid PV-battery system for ON-grid and OFF-grid applications—Controller-in-loop simulation validation. Energies, 2020, 13.3: 755.
- [20] Chen, L.; Chen, H.; Li, Y.; Li, G.; Yang, J.; Liu, X.; Xu, Y.; Ren, L.; Tang, Y. SMES-Battery Energy Storage System for the Stabilization of a Photovoltaic-Based Microgrid. IEEE Trans. Appl. Supercond. 2018, 28, 1–7.
- [21] Rallabandi, V.; Akeyo, O.M.; Jewell, N.; Ionel, D.M. Incorporating Battery Energy Storage Systems Into Multi-MW Grid Connected PV Systems. IEEE Trans. Ind. Appl. 2018, 55, 638–647.
- [22] O’Shaughnessy, E.; Cutler, D.; Ardani, K.; Margolis, R. Solar plus: Optimization of distributed solar PV through battery storage and dispatchable load in residential buildings. Appl. Energy 2018, 213, 11–21.
- [23] AMROUCHE, S. Ould, et al. Overview of energy storage in renewable energy systems. International journal of hydrogen energy, 2016, 41.45: 20914-20927.
- [24] KEMPENER, Ruud; BORDEN, Eric. Battery storage for renewables: Market status and technology outlook. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2015, 32.
- [25] ELLIS, Brian L.; NAZAR, Linda F. Sodium and sodium-ion energy storage batteries. Current Opinion in Solid State and Materials Science, 2012, 16.4: 168-177.
- [26] <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro>

- [27] <https://www.e-redes.pt/pt-pt/transicao-energetica/redes-do-futuro/autoconsumo>
- [28] <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/unidades-de-pequena-producao-upp-mp-mn/enquadramento-legal/>
- [29] <https://www.e-redes.pt/sites/eredes/files/2022-09/Código%20de%20Rede%20-%20RfG%20%28PT%29.pdf>



## Anexo A. Ficha técnica painel solar



# N-Type ABC Comet Series

AIKO-A-MAH72Mw

Up to **24.0%**  
**600W-620W**



Product  
Warranty



Performance  
Warranty



reddot winner 2023

## Premium Appearance

No grid lines on the front

## Higher Power Output

Higher efficiency: 24.0%

Lower degradation: 1 year  $\leq 1.0\%$ , 2 -30 year  $\leq 0.35\%$

Better temperature coefficient:  $-0.26\%/^{\circ}\text{C}$

## Optimized Balance of System (BOS)

Significant savings on mounting structure, cabling, and labour cost

## Complete Set of Quality Management System

IEC 61730 (2016) IEC 61215 (2021)

ISO 9001:2015 Quality Management System

ISO 14001:2015 Environmental Management System

ISO 45001:2018 Occupational Safety and Management System

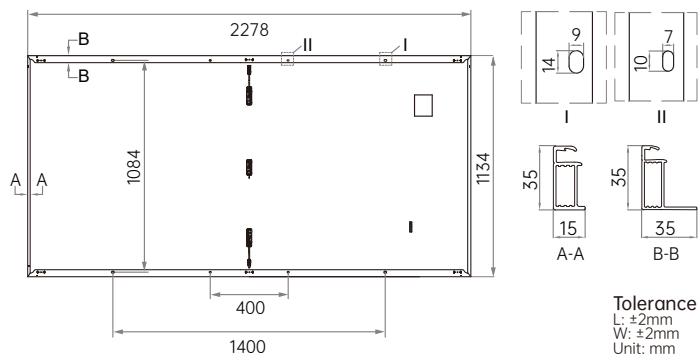
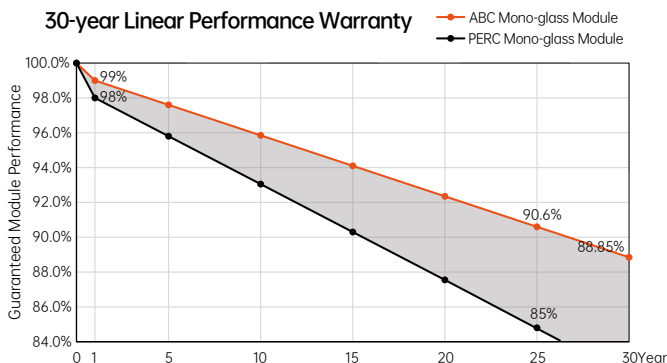


**620W**  
Output

**24.0%**  
Efficiency

**≤1%**  
First-year Degradation

**≤0.35%**  
Annual Degradation from Year 2-30



Electrical Characteristics (STC: AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C NOCT: AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s)										Power Tolerance: 0~ +3%	
Model	AIKO-A600-MAH72Mw		AIKO-A605-MAH72Mw		AIKO-A610-MAH72Mw		AIKO-A615-MAH72Mw		AIKO-A620-MAH72Mw		
Test Conditions	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	
$P_{max}$ [W]	600	452	605	456	610	459	615	463	620	467	
$V_{oc}$ [V]	53.99	50.99	54.09	51.08	54.19	51.18	54.29	51.27	54.39	51.36	
$V_{mp}$ [V]	44.68	42.19	44.78	42.29	44.88	42.38	44.98	42.48	45.08	42.57	
$I_{sc}$ [A]	14.20	11.48	14.28	11.55	14.36	11.61	14.44	11.68	14.52	11.74	
$I_{mp}$ [A]	13.43	10.72	13.52	10.79	13.60	10.85	13.68	10.91	13.76	10.98	
<b>Module Efficiency</b>	<b>23.2%</b>		<b>23.4%</b>		<b>23.6%</b>		<b>23.8%</b>		<b>24.0%</b>		

Mechanical Specification	
Cell Type	N-Type ABC
Front Cover Mono glass	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminum
Cable	4mm <sup>2</sup> (IEC) 12AWG(UL) 350mm or Customized Length
No. of Cells	144(6*24)
Junction Box	IP68, three bypass diodes
Connector	MC4 compatible
Weight	28.2kg±3%
Dimension	2278*1134*35mm
Package Detail	31pcs per pallet/155 pcs per 20' GP/620pcs per 40' HQ

Temperature Ratings (STC)	
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	+ 0.05%/ °C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	- 0.22%/ °C
Temperature Coefficient of $P_{max}$	- 0.26%/ °C

Installation Guide	
Operation Temperature	- 40°C~+85°C
Maximum Series Fuse Rating	25A
Protection Class	Class II
$V_{oc}$ and $I_{sc}$ Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V
Maximum Static Loading	Front 5400Pa Back 2400Pa
Hail Test	25 mm diameter hail at 23 m/s
Fire Rating	IEC Class C



## ANEXO B. FICHA TÉCNICA INVERSOR



# NEW FROM SOLAX X3-PRO G2



## X3-PRO G2

8kW/10kW/12kW/15kW  
17kW/20kW/25kW/30kW

## Features

### High-efficiency

- Maximum efficiency is up to 98.5%
- Low startup voltage, ultrawide MPPT voltage range
- 150% DC oversizing, 110% AC overloading output
- In-built global MPP scan for higher yield efficiency

### Safe

- SPD type II protection on both AC&DC
- ARC protection (Optional)
- IP66 protection

### Smart

- Built-in export power control
- Intelligent load management - heat pump (Adapter Box required)
- 24h monitoring and maintenance (Optional)
- Multiple monitoring methods supported, Optional: WiFi/LAN/4G

### Economic

- Ultra-high power density
- Maximum 32A DC input current per MPPT tracker, support high power solar panels
- Up to 3 MPPTs, 2 strings per MPPT
- Support Master/Slave parallel function

### Contact Us For More Information

www.solaxpower.com  
AU: +61 1300 476529  
DE: +49 6142 4091664

Global: +86 571-56260008  
UK: +44 2476 586998  
NL: +31 (0) 852 737932

info@solaxpower.com  
service@solaxpower.com



## DC INPUT

Max. PV array input power [Wp]	12000	15000	18000	22500	25500	30000	37500	45000
Max. PV input voltage [V]	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Start startup voltage [V]	200	200	200	200	200	200	200	200
Nominal input voltage [V]	650	650	650	650	650	650	650	650
MPP tracker voltage range [V]	160~980							
No. of MPP trackers	2	2	2	2	2	2	3	3
Strings per MPP tracker	2	2	2	2	2	2	2	2
Max. PV input current [A]	32/32	32/32	32/32	32/32	32/32	32/32	32/32/32	32/32/32
Isc PV Array Short Circuit current [A]	40/40	40/40	40/40	40/40	40/40	40/40	40/40/40	40/40/40

## AC OUTPUT

Rated AC output power [kW]	8000	10000 <sup>①</sup>	12000	15000 <sup>②</sup>	17000	20000	25000	30000 <sup>③</sup>
Rated AC output current [A]*	12.2/11.6	15.2/14.5	18.2/17.4	22.8/21.8	25.8/24.7	30.3/29	37.9/36.3	45.5/43.5
Max. AC output apparent power [VA]	8800	11000 <sup>③</sup>	13200	16500 <sup>②</sup>	18700	22000	27500	30000 <sup>③</sup>
Max. AC output current [A]	13.2	16	19.3	24.2	27.5	33.6	41.8	45.5
Nominal AC voltage/AC voltage range [V]**	220/380V, 230/400V, 3/N/PE, 3/PE; 95-285V							
Nominal AC frequency/AC frequency range [Hz]**	50/60; ±5							
Power Factor range	0.8 leading ~ 0.8 lagging							
THDi (Rated power) [%]	<3							

## SYSTEM DATA

Max. efficiency [%]	98.20	98.20	98.20	98.30	98.30	98.30	98.50	98.50
Euro efficiency [%]	97.70	97.70	97.70	97.80	97.80	97.80	98.00	98.00
Standby consumption (Night) [W]	<3							
Ingress protection	IP66							
Operating ambient temperature range [°C]	-30~+60							
Max. operation altitude [m]	4000							
Relative humidity [%]	0~100							
Typical noise emission [dB]	<35	<35	<35	<55	<55	<55	<55	<58
Storage temperature [°C]	-30~+60							
Dimensions (WxHxD) [mm]	482x417x186							
Weight [kg]	24.5			26			28	
Cooling concept	Natural cooling				Smart fan cooling			
Communication interfaces	USB / RS485 / DRM, Optional: Meter							
Optional monitoring dongle	Pocket WiFi/LAN/4G							
Display	2 x LED + LCD (16 x 2) / APP							

## PROTECTION

Over/under voltage protection	YES
DC isolation protection	YES
Grid monitoring	YES
DC injection monitoring	YES
Residual current detection	YES
Anti-islanding protection	YES
Over Temp protection	YES
SPD (DC/AC)	Type II / Type II
AC auxiliary power supply (APS)	Optional
Arc-fault circuit interrupter (AFCI)	Optional

## STANDARD

Safety	IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; NB/T 32004
EMC	EN IEC 61000-6-1/2/3/4, EN IEC 61000-3-2/11, EN 61000-3-3/12, EN 55011, EN 62920IEC/EN 61000; NB/T 32004
Certification	VDE4105, EN 50549, AS 4777.2, IEC 61727, IEC 62116, IEC 61683, IEC 60068, EN 50530, NB/T 32004

\* The two data refer to different grid voltage 220V/230V

\*\* The AC voltage and the frequency range may vary from different country codes

①9999 for AS4777.2 ②14999 for AS4777.2 ③29999 for AS4777.2

\*V2.6. Information may be subject to modify without notice. 650.00004.00



## ANEXO C. RELATÓRIO PVSYST

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: tese Hugo Abreu

Variant: tese 51 kW

Tables on a building

System power: 50.8 kWp

Porto/Gervide - Portugal

**Author**

Hugo Miguel Moura Abreu (Portugal)



# Project: tese Hugo Abreu

Variant: tese 51 kW

## PVsyst V7.4.8

VCO, Simulation date:  
05/09/24 17:00  
with V7.4.8

Hugo Miguel Moura Abreu (Portugal)

### Project summary

#### Geographical Site

Porto/Gervide  
Portugal

#### Situation

Latitude 41.14 °N  
Longitude -8.60 °W  
Altitude 100 m  
Time zone UTC

#### Project settings

Albedo 0.20

#### Weather data

Porto/Gervide  
MeteoNorm 8.1 station - Synthetic

### System summary

#### Grid-Connected System

#### PV Field Orientation

Fixed plane  
Tilt/Azimuth 10 / 98 °

#### Tables on a building

#### Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

#### User's needs

Daily profile  
Seasonal modulation  
Average 235 kWh/Day

#### System information

#### PV Array

Nb. of modules 84 units  
Pnom total 50.8 kWp

#### Inverters

Nb. of units 2 units  
Pnom total 40.0 kWac  
Pnom ratio 1.271

### Results summary

Produced Energy	67895 kWh/year	Specific production	1336 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.78 %
Used Energy	85616 kWh/year			Solar Fraction SF	55.31 %

### Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	4
Detailed User's needs	5
Main results	6
Loss diagram	7
Predef. graphs	8
P50 - P90 evaluation	9
Cost of the system	10
Financial analysis	11
CO <sub>2</sub> Emission Balance	14



## PVsyst V7.4.8

VC0, Simulation date:  
05/09/24 17:00  
with V7.4.8

Hugo Miguel Moura Abreu (Portugal)

## General parameters

## Grid-Connected System

## PV Field Orientation

## Orientation

Fixed plane

Tilt/Azimuth 10 / 98 °

## Horizon

Free Horizon

## Tables on a building

## Sheds configuration

## Near Shadings

Linear shadings : Fast (table)

## Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

## User's needs

Daily profile

Seasonal modulation

Average 235 kWh/Day

## PV Array Characteristics

## PV module

Manufacturer

Generic

Model

AIKO-A605-MAH72Dw

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

605 Wp

Number of PV modules

84 units

Nominal (STC)

50.8 kWp

Modules

6 string x 14 In series

## At operating cond. (50°C)

Pmpp

47.5 kWp

U mpp

585 V

I mpp

81 A

## Total PV power

Nominal (STC)

51 kWp

Total

84 modules

Module area

221 m<sup>2</sup>

Cell area

200 m<sup>2</sup>

## Inverter

Manufacturer

Generic

Model

X3-20K-TL

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power

20.0 kWac

Number of inverters

4 \* MPPT 50% 2 units

Total power

40.0 kWac

Operating voltage

180-950 V

Max. power (=&gt;25°C)

22.0 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.27

No power sharing between MPPTs

## Total inverter power

Total power

40 kWac

Number of inverters

2 units

Pnom ratio

1.27

## Array losses

## Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const)

20.0 W/m<sup>2</sup>K

Uv (wind)

0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

## Module mismatch losses

Loss Fraction

2.0 % at MPP

## DC wiring losses

Global array res.

116 mΩ

Loss Fraction

1.5 % at STC

## IAM loss factor

ASHRAE Param.: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)

bo Param.

0.05

## Module Quality Loss

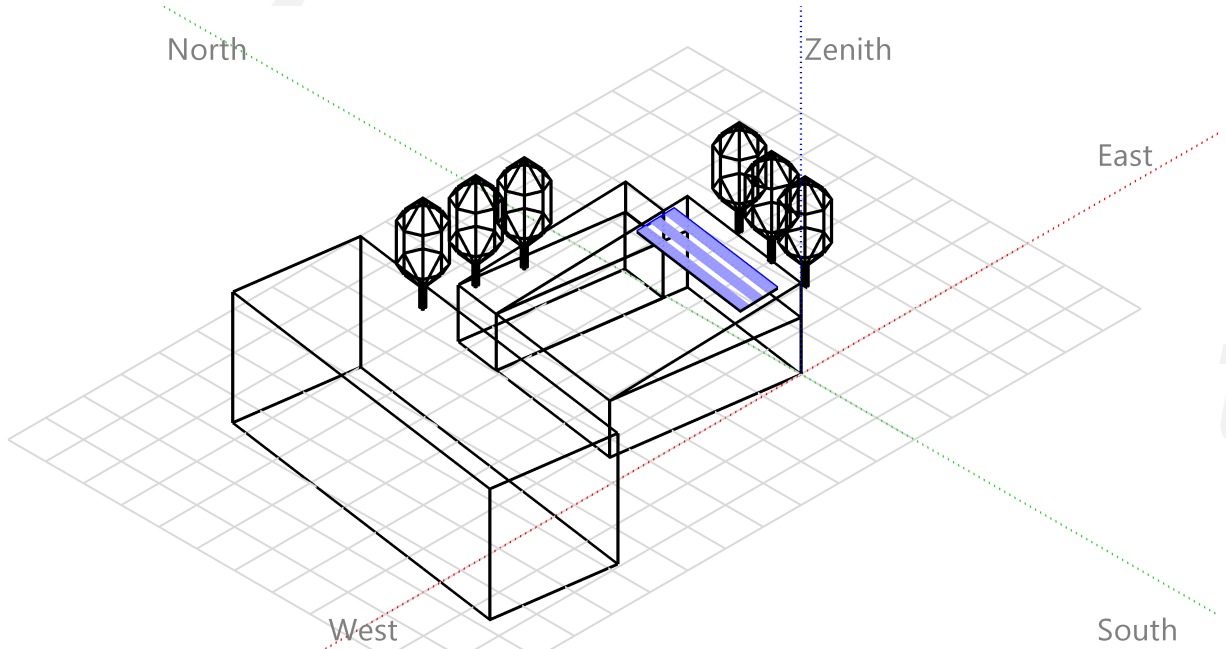
Loss Fraction

-0.8 %



### Near shadings parameter

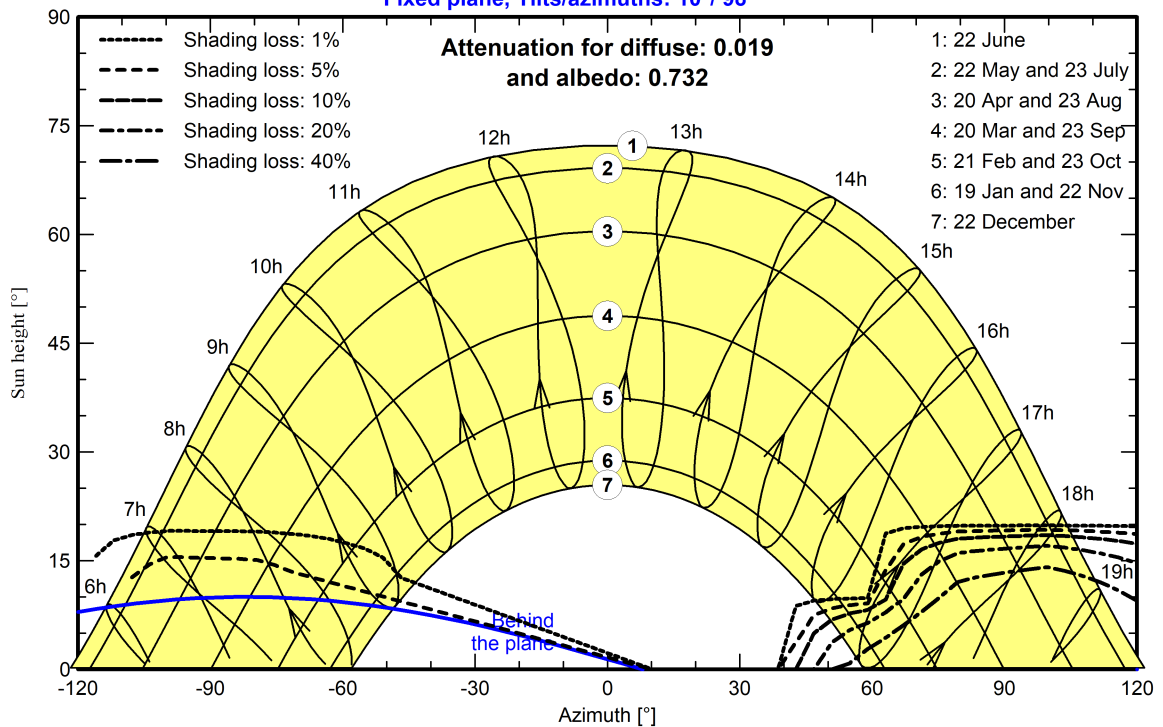
Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



### Iso-shadings diagram

#### Orientation #1

Fixed plane, Tilts/azimuths: 10°/ 98°



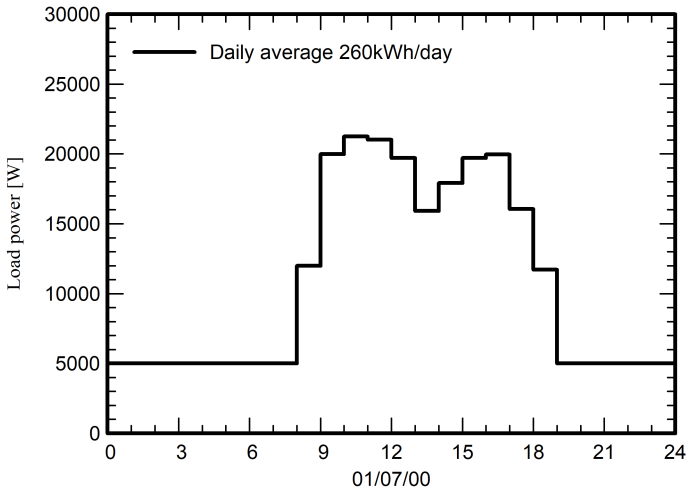


**Detailed User's needs**

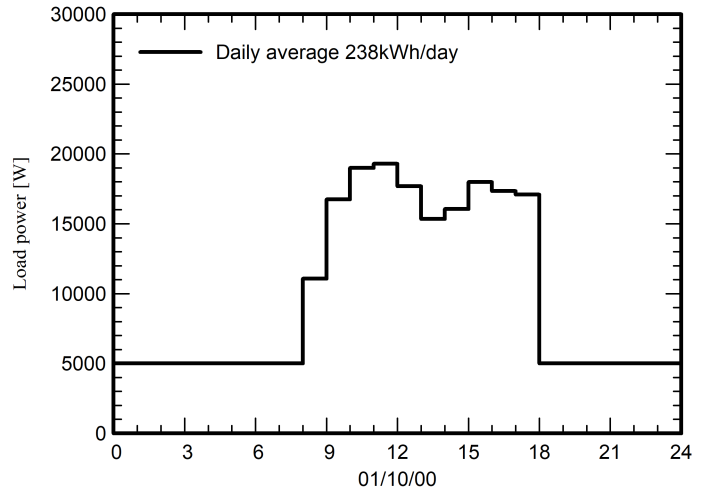
Daily profile, Seasonal modulation, average = 235 kWh/day

Summer	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	11.98	19.98	21.26	21.03	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	19.72	15.93	17.93	19.71	19.96	16.05	11.72	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
Autumn	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	11.08	16.75	19.00	19.29	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	17.68	15.35	16.06	17.99	17.35	17.08	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
Winter	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	9.76	12.30	15.65	15.76	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	14.17	11.40	13.49	14.77	15.92	15.96	14.80	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	
Spring	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	kW
	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	9.82	13.54	15.99	15.91	
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	kW
	14.84	11.53	14.32	15.04	16.42	15.63	13.03	5.00	5.00	5.00	5.00	5.00	

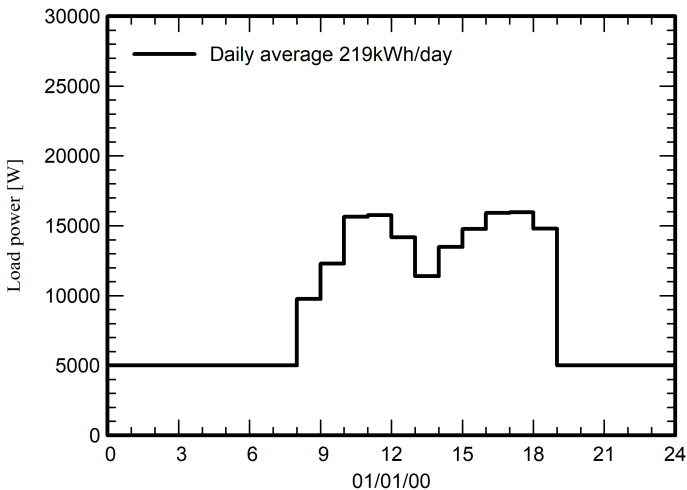
**Summer (Jun-Aug)**



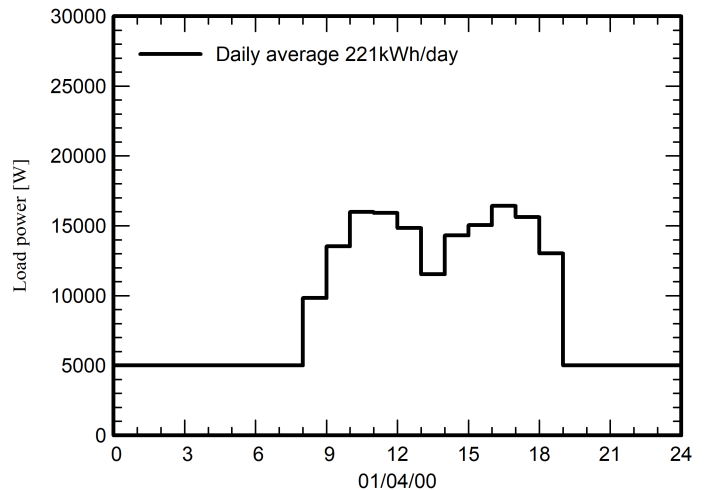
**Autumn (Sep-Nov)**



**Winter (Dec-Feb)**



**Spring (Mar-May)**





**Main results**

**System Production**

Produced Energy	67895 kWh/year	Specific production	1336 kWh/kWp/year
Used Energy	85616 kWh/year	Perf. Ratio PR	84.78 %
		Solar Fraction SF	55.31 %

**Economic evaluation**

**Investment**

Global	18 776.00 EUR
Specific	0.37 EUR/Wp

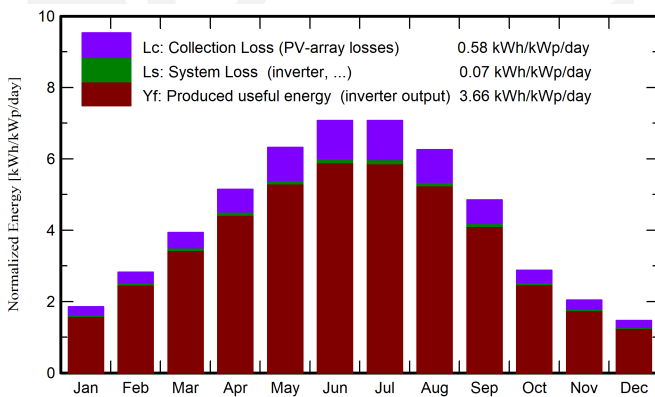
**Yearly cost**

Annuities	0.00 EUR/yr
Run. costs	1 090.84 EUR/yr
Payback period	2.8 years

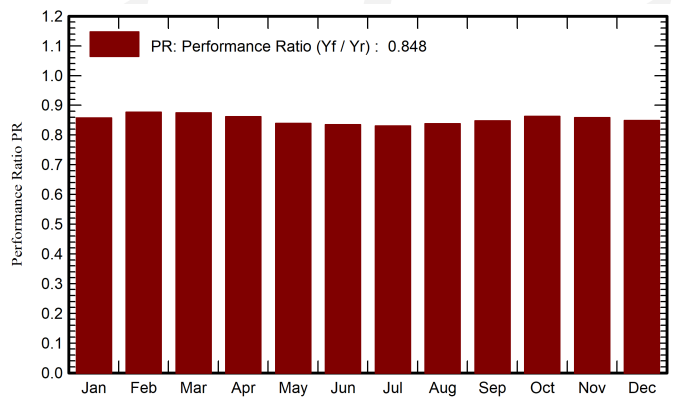
**LCOE**

Energy cost	0.03 EUR/kWh
-------------	--------------

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

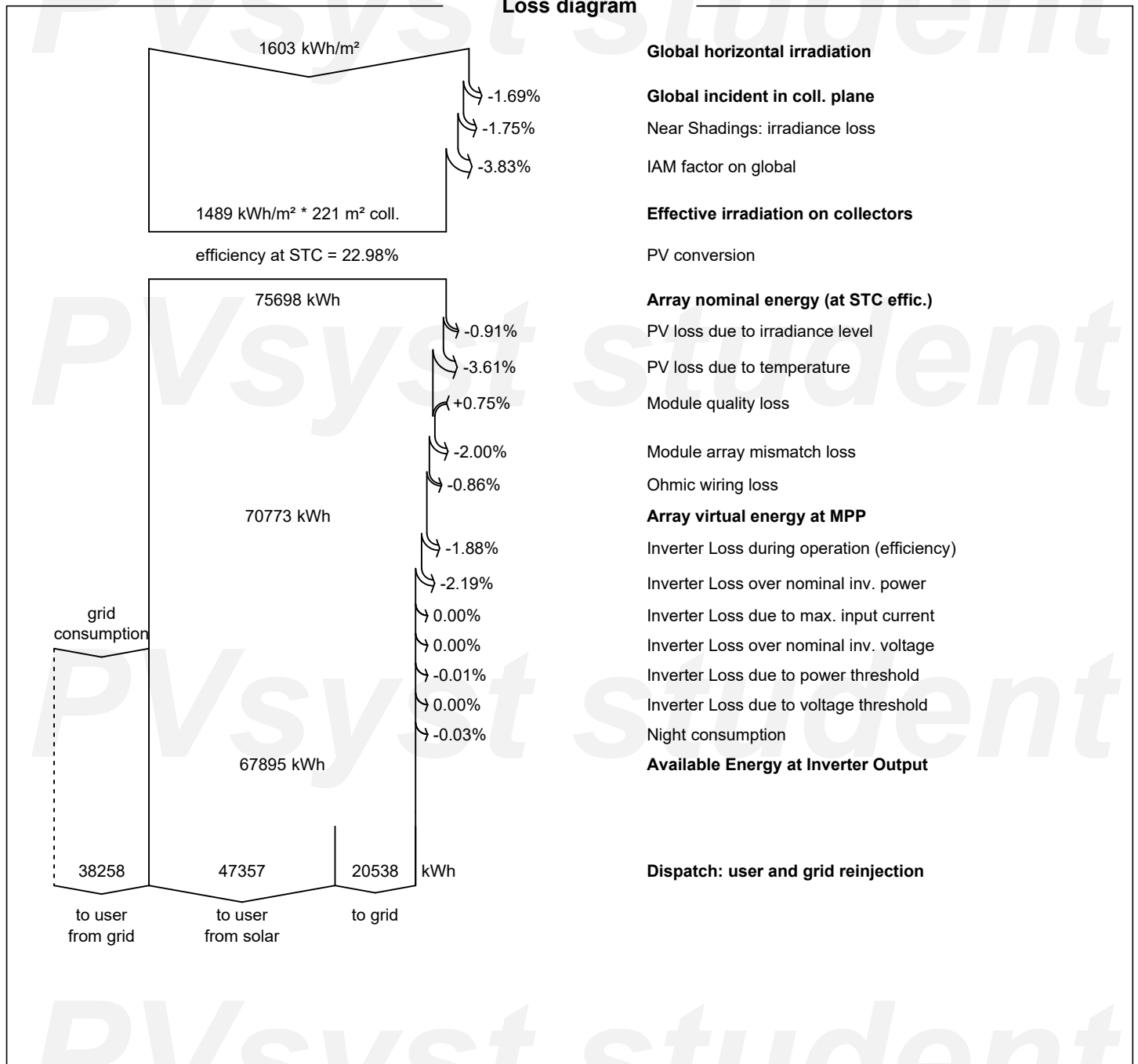
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
January	59.6	25.80	10.20	57.5	52.4	2566	6788	2261	246	4527
February	81.2	34.70	10.30	79.0	73.4	3593	6131	2734	785	3397
March	124.2	51.20	12.30	122.0	114.9	5531	6853	3650	1773	3203
April	156.0	62.90	13.90	154.2	145.9	6883	6632	4115	2638	2518
May	200.9	78.80	16.20	196.0	187.1	8521	6853	4664	3697	2189
June	214.2	70.10	18.30	212.2	203.1	9170	7808	5926	3073	1882
July	221.8	66.70	19.60	219.3	209.6	9427	8068	6107	3146	1962
August	196.2	66.60	20.10	194.1	184.8	8424	8068	5779	2489	2289
September	148.5	45.90	18.50	145.4	136.7	6388	7129	4463	1802	2666
October	91.4	39.60	16.50	89.2	83.4	3995	7367	3336	575	4031
November	62.4	27.80	12.60	61.2	56.3	2732	7129	2505	166	4624
December	46.5	25.50	10.40	45.6	41.5	2019	6788	1818	148	4970
<b>Year</b>	<b>1602.9</b>	<b>595.60</b>	<b>14.94</b>	<b>1575.8</b>	<b>1489.0</b>	<b>69249</b>	<b>85616</b>	<b>47357</b>	<b>20538</b>	<b>38258</b>

**Legends**

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_User	Energy supplied to the user
T_Amb	Ambient Temperature	E_Solar	Energy from the sun
GlobInc	Global incident in coll. plane	E_Grid	Energy injected into grid
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EFrGrid	Energy from the grid



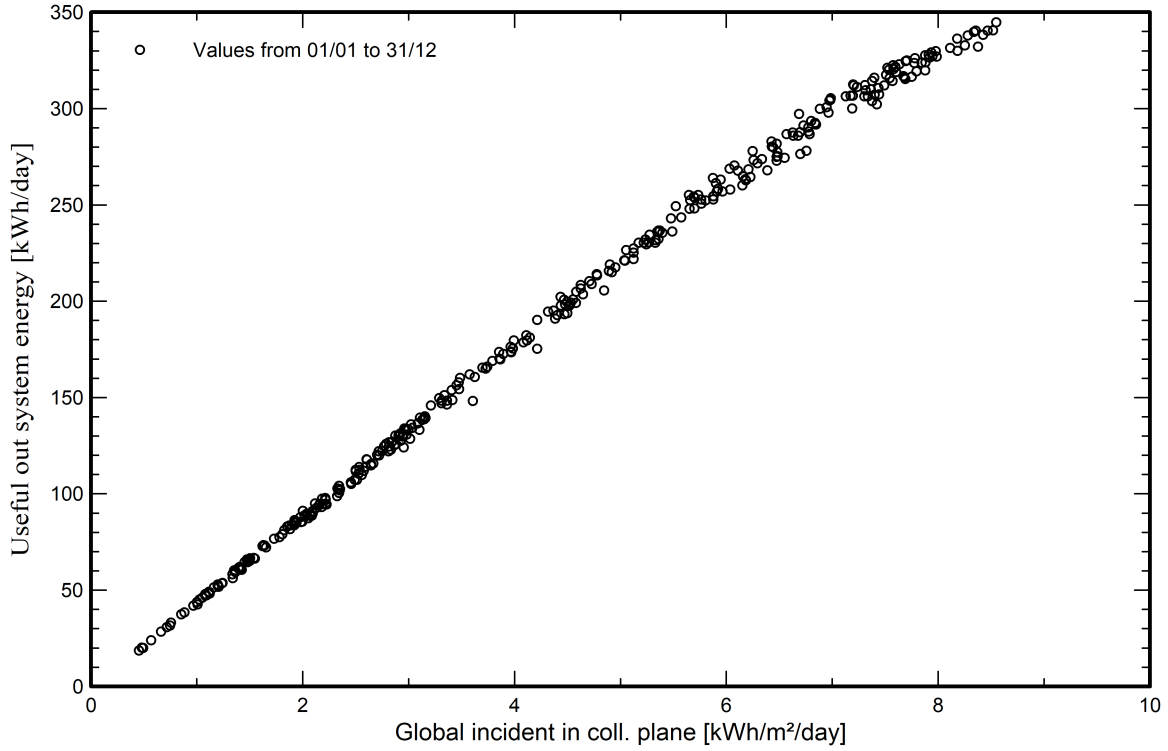
Loss diagram



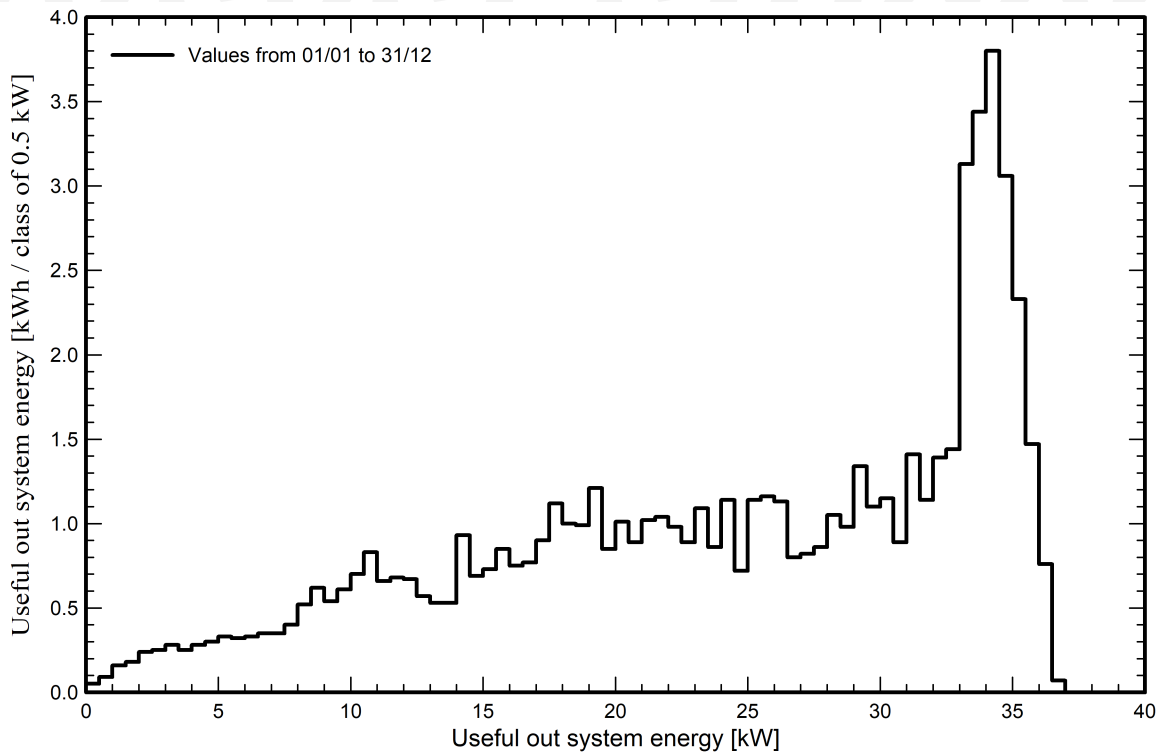


Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





### P50 - P90 evaluation

#### Weather data

Source	MeteoNorm 8.1 station
Kind	Monthly averages
Synthetic - Multi-year average	
Year-to-year variability(Variance)	3.2 %

#### Specified Deviation

Climate change	0.0 %
----------------	-------

#### Global variability (weather data + system)

Variability (Quadratic sum)	3.6 %
-----------------------------	-------

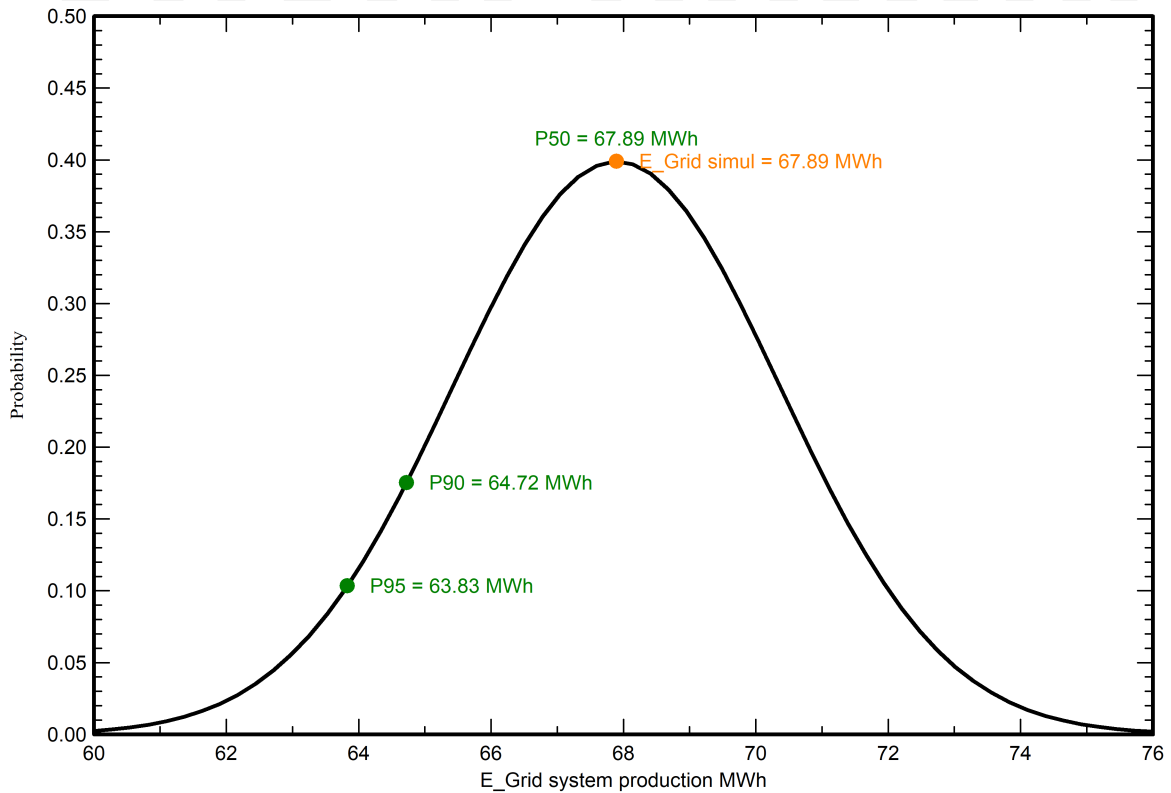
#### Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

#### Annual production probability

Variability	2.47 MWh
P50	67.89 MWh
P90	64.72 MWh
P95	63.83 MWh

### Probability distribution





**Cost of the system**

**Installation costs**

Item	Quantity units	Cost EUR	Total EUR
PV modules			
AIKO-A605-MAH72Dw	84	120.00	10 080.00
Supports for modules	84	24.00	2 016.00
Inverters			
X3-20K-TL	2	2 300.00	4 600.00
Installation			
Global installation cost per module	84	20.00	1 680.00
Global installation cost per inverter	2	200.00	400.00
		Total	18 776.00
		Depreciable asset	16 696.00

**Operating costs**

Item	Total EUR/year
Maintenance	
Provision for inverter replacement	306.67
Repairs	100.00
Cleaning	400.00
Total (OPEX)	806.67
Including inflation (2.00%)	1 090.84

**System summary**

Total installation cost	18 776.00 EUR
Operating costs (incl. inflation 2.00%/year)	1 090.84 EUR/year
Useful energy from solar	47.4 MWh/year
Energy sold to the grid	20.5 MWh/year
Cost of produced energy (LCOE)	0.0253 EUR/kWh



Financial analysis

Simulation period

Project lifetime 30 years Start year 2024

Income variation over time

Inflation 2.00 %/year  
Production variation (aging) 0.00 %/year  
Discount rate 0.00 %/year

Income dependent expenses

Income tax rate 0.00 %/year  
Other income tax 0.00 %/year  
Dividends 0.00 %/year

Depreciable assets

Asset	Depreciation method	Depreciation period (years)	Salvage value (EUR)	Depreciable (EUR)
PV modules				
AIKO-A605-MAH72Dw	Straight-line	20	0.00	10 080.00
Supports for modules	Straight-line	20	0.00	2 016.00
Inverters				
X3-20K-TL	Straight-line	20	0.00	4 600.00
		Total	0.00	16 696.00

Financing

Own funds 18 776.00 EUR

Electricity sale

Feed-in tariff 0.05000 EUR/kWh  
Duration of tariff warranty 20 years  
Annual connection tax 0.00 EUR/kWh  
Annual tariff variation 0.0 %/year  
Feed-in tariff decrease after warranty 0.00 %

Self-consumption

Consumption tariff 0.13000 EUR/kWh  
Tariff evolution +5.0 %/year

Return on investment

Payback period 2.8 years  
Net present value (NPV) 388 361.29 EUR  
Internal rate of return (IRR) 38.61 %  
Return on investment (ROI) 2068.4 %



Financial analysis

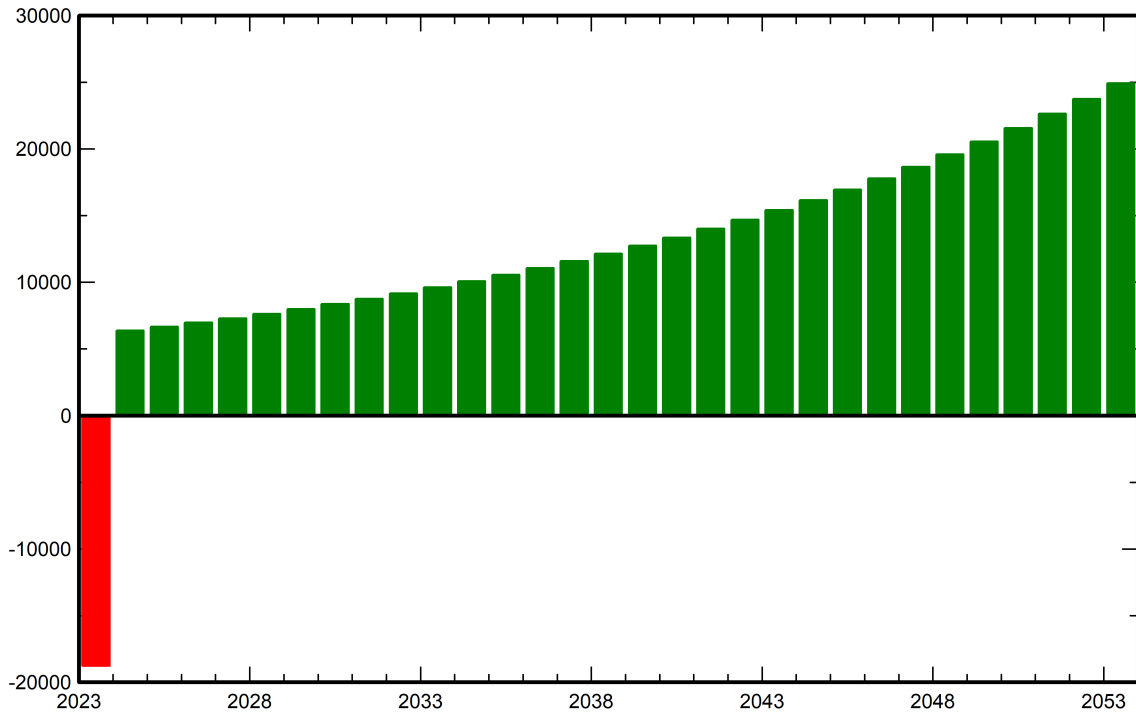
Detailed economic results (EUR)

Year	Electricity sale	Own funds	Run. costs	Deprec. allow.	Taxable income	Taxes	After-tax profit	Self-cons. saving	Cumul. profit	% amorti.
0	0	18 776	0	0	0	0	0	0	-18 776	0.0%
1	1 028	0	807	835	0	0	221	6 156	-12 398	34.0%
2	1 028	0	823	835	0	0	205	6 464	-5 729	69.5%
3	1 028	0	839	835	0	0	189	6 788	1 247	106.6%
4	1 028	0	856	835	0	0	172	7 127	8 546	145.5%
5	1 028	0	873	835	0	0	155	7 483	16 183	186.2%
6	1 028	0	891	835	0	0	137	7 857	24 178	228.8%
7	1 028	0	908	835	0	0	119	8 250	32 548	273.3%
8	1 028	0	927	835	0	0	101	8 663	41 311	320.0%
9	1 028	0	945	835	0	0	83	9 096	50 490	368.9%
10	1 028	0	964	835	0	0	64	9 551	60 104	420.1%
11	1 028	0	983	835	0	0	44	10 028	70 177	473.8%
12	1 028	0	1 003	835	0	0	25	10 530	80 732	530.0%
13	1 028	0	1 023	835	0	0	5	11 056	91 792	588.9%
14	1 028	0	1 044	835	0	0	-16	11 609	103 386	650.6%
15	1 028	0	1 064	835	0	0	-37	12 189	115 538	715.4%
16	1 028	0	1 086	835	0	0	-58	12 799	128 279	783.2%
17	1 028	0	1 107	835	0	0	-80	13 439	141 639	854.4%
18	1 028	0	1 130	835	0	0	-102	14 111	155 648	929.0%
19	1 028	0	1 152	835	0	0	-124	14 816	170 340	1007.2%
20	1 028	0	1 175	835	0	0	-147	15 557	185 749	1089.3%
21	1 028	0	1 199	0	0	0	-171	16 335	201 913	1175.4%
22	1 028	0	1 223	0	0	0	-195	17 152	218 870	1265.7%
23	1 028	0	1 247	0	0	0	-219	18 009	236 660	1360.4%
24	1 028	0	1 272	0	0	0	-244	18 910	255 326	1459.9%
25	1 028	0	1 297	0	0	0	-270	19 855	274 911	1564.2%
26	1 028	0	1 323	0	0	0	-296	20 848	295 464	1673.6%
27	1 028	0	1 350	0	0	0	-322	21 890	317 032	1788.5%
28	1 028	0	1 377	0	0	0	-349	22 985	339 668	1909.1%
29	1 028	0	1 404	0	0	0	-377	24 134	363 425	2035.6%
30	1 028	0	1 433	0	0	0	-405	25 341	388 361	2168.4%
<b>Total</b>	<b>30 833</b>	<b>18 776</b>	<b>32 725</b>	<b>16 696</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-1 892</b>	<b>409 029</b>	<b>388 361</b>	<b>2168.4%</b>

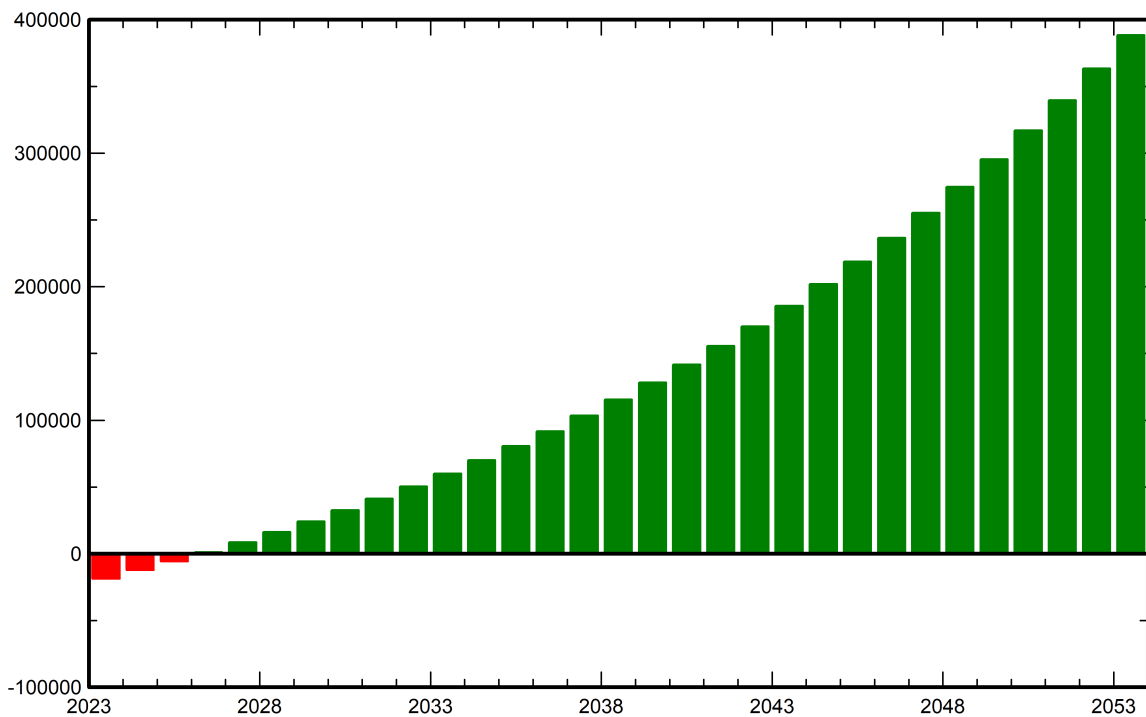


Financial analysis

Yearly net profit (EUR)



Cumulative cashflow (EUR)





### CO<sub>2</sub> Emission Balance

Total: 516.9 tCO<sub>2</sub>

#### Generated emissions

Total: 89.42 tCO<sub>2</sub>

Source: Detailed calculation from table below

#### Replaced Emissions

Total: 698.8 tCO<sub>2</sub>

System production: 67.91 MWh/yr

Grid Lifecycle Emissions: 343 gCO<sub>2</sub>/kWh

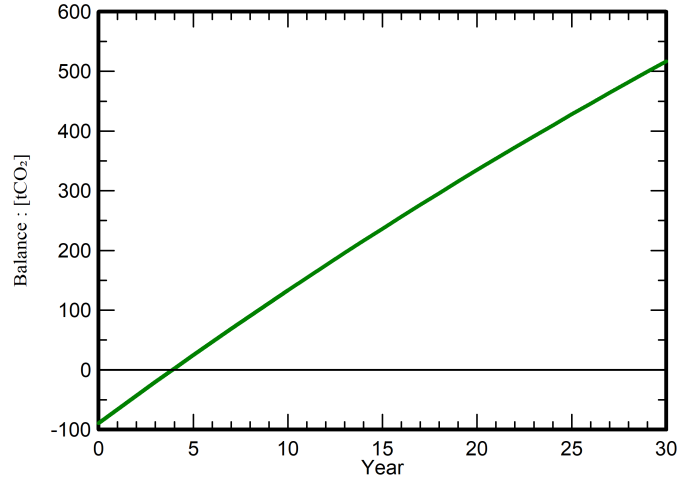
Source: IEA List

Country: Portugal

Lifetime: 30 years

Annual degradation: 1.0 %

### Saved CO<sub>2</sub> Emission vs. Time



### System Lifecycle Emissions Details

Item	LCE	Quantity	Subtotal [kgCO <sub>2</sub> ]
Modules	1713 kgCO <sub>2</sub> /kWp	50.8 kWp	87040
Supports	2.29 kgCO <sub>2</sub> /kg	840 kg	1922
Inverters	227 kgCO <sub>2</sub> /units	2.00 units	453

## ANEXO D. DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

## DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

---

### DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

Declaro ter conduzido este trabalho académico com integridade. Não plagiei ou apliquei qualquer forma de uso indevido de informações ou falsificação de resultados ao longo do processo que levou à sua elaboração.

Declaro que o trabalho apresentado neste documento é original e de minha autoria, não tendo sido utilizado anteriormente para nenhum outro fim.

Declaro ainda que tenho pleno conhecimento do Código de Conduta Ética do P.PORTO.

ISEP, Porto, 27 de setembro de 2024