



**Dimensionamento e Instalação de um Sistema
Fotovoltaico**



Universidade do Minho
Escola de Ciências

José João Cardoso Simões Araújo

Dimensionamento e Instalação de um Sistema Fotovoltaico

Dissertação de Mestrado em Ciências e Tecnologias do
Ambiente - Energias

Trabalho realizado sob orientação do

Professor Mário Rui Cunha Pereira

Engenheiro Vítor Leonel Faria Queirós

dezembro de 2022

DIREITOS DE AUTOR E CONDIÇÕES DE UTILIZAÇÃO DO TRABALHO POR TERCEIROS

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

Assim, o presente trabalho pode ser utilizado nos termos previstos na licença abaixo indicada.

Caso o utilizador necessite de permissão para poder fazer um uso do trabalho em condições não previstas no licenciamento indicado, deverá contactar o autor, através do RepositóriUM da Universidade do Minho.



Atribuição-NãoComercial-SemDerivações
CC BY-NC-ND

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>

AGRADECIMENTOS

Com a finalização desta dissertação final de Mestrado em Ciências e Tecnologias do Ambiente não posso deixar de agradecer a todas as pessoas que, direta ou indiretamente, me ajudaram a concluir esta etapa importante na minha vida pessoal e académica.

Em primeiro lugar, um grande obrigado à Universidade do Minho por me ter acolhido durante todos os anos do meu percurso académico. Durante esses anos ela foi um porto de abrigo e que maravilhosa aventura eu nela vivi.

Estou também imensamente agradecido a todos os meus professores e professoras, pelo conhecimento partilhado e especialmente ao Doutor Mário Rui Pereira, meu orientador académico, que me acompanhou e ajudou durante toda a realização desta dissertação.

Obrigada à empresa DAPE e ao Eng. Vitor Queirós por me terem acolhido e dado esta grande oportunidade de conhecer e observar de perto os meandros de uma empresa de energia solar.

Quero deixar também um grande agradecimento a todos os meus colegas de curso, amigos e companheiros da Augustuna e aqueles que me acompanham desde o início, ao Ângelo Pereira, Guilherme Antunes, Joana Kuski, Bruna Nogueira e Irene Fontes pelos momentos partilhados e pelo apoio que demonstraram.

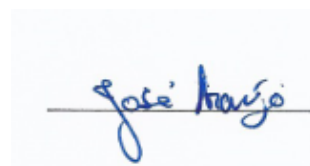
Um grande carinho vai também para a minha namorada Ana Costa e à minha família, particularmente a minha mãe e o meu pai que sempre estiveram do meu lado, por serem um pilar e apoiando-me, não me deixando desistir e sempre acreditando que eu iria conseguir.

DECLARAÇÃO DE INTEGRIDADE

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

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

José João Cardoso Simões Araújo

A handwritten signature in blue ink, reading "José João", is written over a horizontal line. The signature is partially obscured by the line, with the "João" part appearing to be written below it.

Dimensionamento e Instalação de um Sistema Fotovoltaico

RESUMO

O aumento exponencial ao longo dos últimos anos das necessidades energéticas mundiais devido ao elevado crescimento populacional associado à preocupação com o declínio da estabilidade ambiental e com a alteração do clima, têm provocado uma procura por novas formas de produção de energia recorrendo a fontes renováveis. A energia solar fotovoltaica e a energia eólica destacam-se no leque das renováveis como as mais promissoras e utilizadas e já representam um peso considerável na produção de energia elétrica global.

A presente dissertação realiza-se no âmbito do Mestrado em Ciências e Tecnologias do Ambiente, no ramo de Energias.

O principal objetivo passou por explorar um projeto de um sistema fotovoltaico para autoconsumo e venda de excedente à rede, a ser implementado numa empresa de calçado, abordando as etapas da sua preconcepção e dimensionamento e posteriormente a sua implementação, passando pela avaliação da sua eficiência, viabilidade económica e o custo do ciclo de vida do sistema.

Palavras-chave: Dimensionamento do sistema; Energia solar; Fonte renovável; Rentabilidade; Sistema fotovoltaico.

Sizing and Instalation of a Photovoltaic System.

ABSTRACT

The exponential increase over the last few years of the world's energy necessites due to the high population growth associated with the concern with the decline of environmental stability and with climate change, have provoked a search for new forms of energy production using renewable sources. Photovoltaic solar energy and wind energy stand out in the range of renewables as the most promising and used and already represent a considerable weight in the production of global electricity.

This dissertation is carried out within the scope of the Master in Environmental Sciences and Technologies, in the field of Energies.

The main objective was to explore a project of a photovoltaic system for self-consumption and sale of surplus to the grid, to be implemented in a footwear company, approaching the stages of its preconception and sizing and later its implementation, passing through the evaluation of its efficiency, economic viability and life cycle cost of the system.

Key-Words: System sizing; Solar Energy; Renewable Resource; Profitability; Photovoltaic System

ÍNDICE

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	v
Abstract.....	vi
Índice figuras.....	ix
Índice tabelas.....	xi
Lista de abreviaturas e siglas.....	xii
1. Introdução.....	1
1.1 Enquadramento.....	1
1.2 Estrutura da dissertação.....	3
2. Panorama energético em Portugal.....	4
3. Heliotecnia.....	6
3.1 Radiação solar.....	6
3.2 Componentes da Radiação.....	6
3.3 Orientação solar.....	7
4. Sistema fotovoltaico.....	9
4.1 Células fotovoltaicas.....	10
4.1.1 Efeito fotovoltaico.....	11
4.1.2 Estrutura da célula fotovoltaica.....	11
4.1.3 Tipos de Células fotovoltaicas.....	12
4.2 Componentes de um sistema fotovoltaico.....	14
4.2.1 Módulos.....	14
4.2.2 Associação de módulos.....	14
4.2.3 Inversor.....	16
4.2.4 Cablagens do Sistema Fotovoltaico.....	16
4.3 Sistemas e aplicações.....	17
4.3.1 Sistemas acoplados à rede.....	17

4.3.2	Sistemas Isolados ou autónomos	18
5.	Caso de estudo	18
5.1	Radiação Solar anual.....	20
5.2	Dimensionamento	21
5.3	Componentes Utilizados	24
5.3.1	Módulos Fotovoltaicos.....	24
5.3.2	Inversor	25
5.3.3	Datalogger	27
5.4	Dimensionamento do Sistema PV	28
5.4.1	Número de Módulos por Fileira	29
5.4.2	Resultados da Simulação	30
5.5	Disposição dos Módulos PV	35
5.6	Fixação dos Módulos Fotovoltaicos	36
6.	Análise Financeira.....	37
6.1	Custo do Ciclo de Vida do Sistema PV	41
7.	Conclusão e Perspetivas Futuras	45
8.	Referências bibliográficas	47
	Anexos	50
	Anexo A - Datasheet do Módulo.....	51
	Anexo B - Datasheet do Inversor e Datalogger	54
	Anexo C - Relatório Dimensionamento PVsyst.....	57
	Anexo D - Excel Análise financeira	62

ÍNDICE FIGURAS

Figura 1.1 - Consumo mundial de energia entre 1990 e 2019. (Internacional Energy Agency, 2021)	1
Figura 1.2 - Emissões em tonelada de dióxido de carbono por setor entre 1990 e 2020 (IEA, 2021)	2
Figura 2.1 - Potencial fotovoltaico na europa (Solargis, 2021)	4
Figura 2.2 - Potencial energético de energias renováveis disponíveis em Portugal entre 2000 e 2021. (APREN, 2021)	5
Figura 3.1 - Tipo de radiação solar. (Hassanian, 2021)	7
Figura 3.2 - Declinação Solar (Saraiva, s.d.)	8
Figura 3.3 - Posição do Sol relativamente a Terra. (Wang, 2017)	9
Figura 4.1 - Estrutura de uma célula fotovoltaica. (Wesley, 2019)	12
Figura 4.2 - Célula solar monocristalina (Solarquotes, 2018)	13
Figura 4.3 - Célula solar monocristalina (Solarquotes, 2018)	13
Figura 4.4 - Módulos em série e em paralelo. (Tecnologia Elétrica, s.d.)	15
Figura 4.5 - Sistema ligado à rede (Energias Madeira, 2018)	17
Figura 4.6 - Sistema autónomo (Energias Madeira, 2018)	18
Figura 5.1 - Localização da Empresa C (Imagem de satélite obtida através do Google Earth)	19
Figura 5.2 - Radiação Solar incidente no local em estudo (obtida através da ferramenta PVGIS, 2022)	21
Figura 5.3 - Inclinação e Orientação dos módulos PV para o projeto em estudo (via PVsyst)	22
Figura 5.4 - Energia mensal produzida estimada no ano de 2022 (Obtido através do PVGIS, Comissão Europeia, 2022)	23
Figura 5.5 - Visão geral da área de trabalho do PvSyst 7.2.	29
Figura 5.6 - Produção normalizada de energia por mês e perdas do sistema	31
Figura 5.7 - Índice de desempenho do sistema ao longo do ano	32
Figura 5.8 - Energia produzida pelo sistema ao longo dos meses	33
Figura 5.9 - Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico (obtido através do PVsyst)	34
Figura 5.10 - Energia produzida e energia consumida	35
Figura 5.11 - Possível esquema de disposição dos módulos PV no telhado da empresa C. (Imagem fornecida pela empresa DAPE)	36

Figura 5.12 - Esquema de uma estrutura coplanar de fixação de painéis similar às escolhidas para aplicação no presente projeto (efectoLED, 2022)	37
Figura 6.1 - Comparação entre o consumo da eletricidade sem sistema PV e com sistema PV.	40
Figura 6.2 - Fluxo de Caixa do Sistema Fotovoltaico.....	43

ÍNDICE TABELAS

Tabela 5.1 - Necessidades energéticas da empresa C durante o ano de 2021.....	20
Tabela 5.2 - Características do módulo PV escolhido.....	24
Tabela 5.3 - Características principais do inversor escolhido.....	26
Tabela 5.4 - Principais resultados da simulação do sistema.....	33
Tabela 6.1 - Custo de equipamento e instalação.....	38
Tabela 6.2 - Comparação entre o custo de eletricidade com e sem sistema fotovoltaico ao longo de 20 anos de utilização.....	39
Tabela 6.3 - Análise do custo do Ciclo de Vida do sistema fotovoltaico.....	41
Tabela 6.4 - Cálculo dos juros e amortização do empréstimo para o sistema PV.....	44

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	<i>Alternating current</i> (Corrente alternada)
c-Si	Silicio monocristalino
COP21	<i>Conference of the Parties</i>
DC	<i>Direct Current</i> (Corrente direta)
GEE	Gases de efeito de estufa
IEA	<i>International Energy Agency</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
PV	Fotovoltaico
PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
UNFCCC	<i>United Nations Framework Convention on Climate Change</i>
UN	<i>United Nations</i> (Nações Unidas)

1. INTRODUÇÃO

1.1 Enquadramento

Devido ao crescimento industrial, económico e populacional, foi necessário procurar outras fontes de produção de energia para conseguir conciliar com esse aumento exponencial de consumo energético, figura 1.1. Os combustíveis fósseis, desde sempre, tiveram um grande peso face à necessidade energética exigida pela sociedade, mas os problemas e danos que estes causam ao meio ambiente e saúde pública, assim como a sua renovação sustentável levaram à procura de métodos alternativos à produção de energia.

Uma das melhores formas para diminuir a dependência desses combustíveis fósseis é a implementação e uso da energia renovável sendo importante aprimorar a eficiência das mesmas. As energias renováveis e o seu investimento têm ganho um maior foco com o decorrer dos anos de maneira a fazer frente aos desafios apresentados em termos económicos, políticos e ambientais. (Zhou et al., 2021)

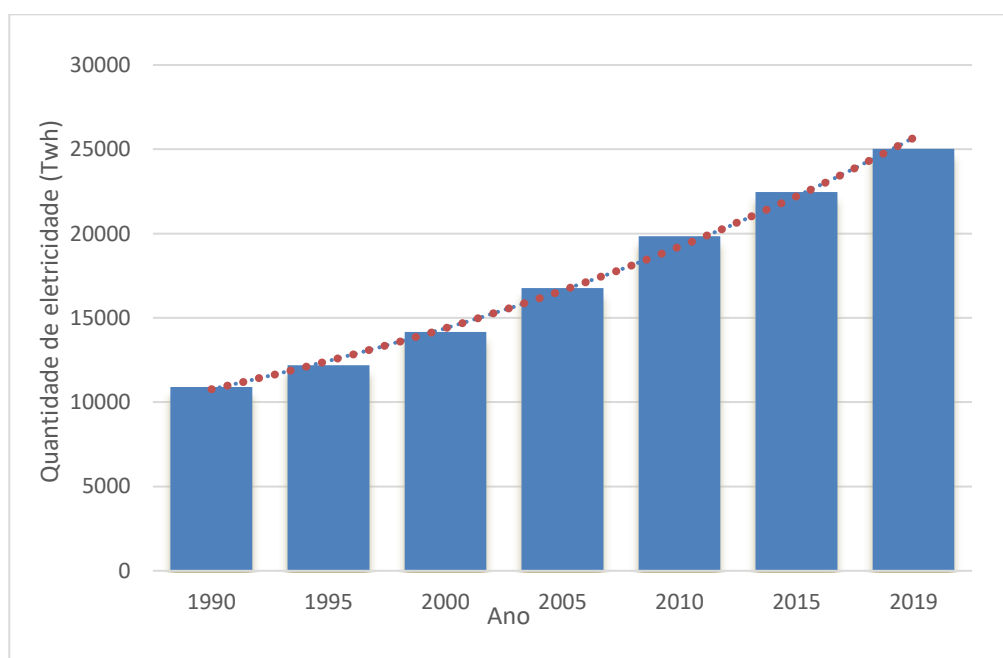


Figura 1.1 - Consumo mundial de energia entre 1990 e 2019. (Internacional Energy Agency, 2021)

Em 2015, foi adotado o Acordo de Paris, realizado na COP21 da UNFCCC organizado pela UN e tendo como tópico de discussão as mudanças climáticas. Na COP21, os governos dos países reunidos, assumiram um compromisso para com o controlo dos limites das emissões de gases de efeito de estufa (GEE), tendo como objetivo o limitar do aumento da temperatura média global a níveis abaixo dos 2°C. O setor energético é o que se destaca mais nas emissões de GEE, figura 1.2, sendo responsável por dois terços das emissões antropogénicas para a atmosfera. (Internacional Energy Agency, 2021)

Os países presentes na COP21 assumiram um compromisso para uma transformação no sistema energético mundial, decidiram promover as energias renováveis, investindo no futuro sustentável da economia mundial e fazendo os possíveis para diminuir a pegada ecológica. (Internacional Energy Agency, 2021)

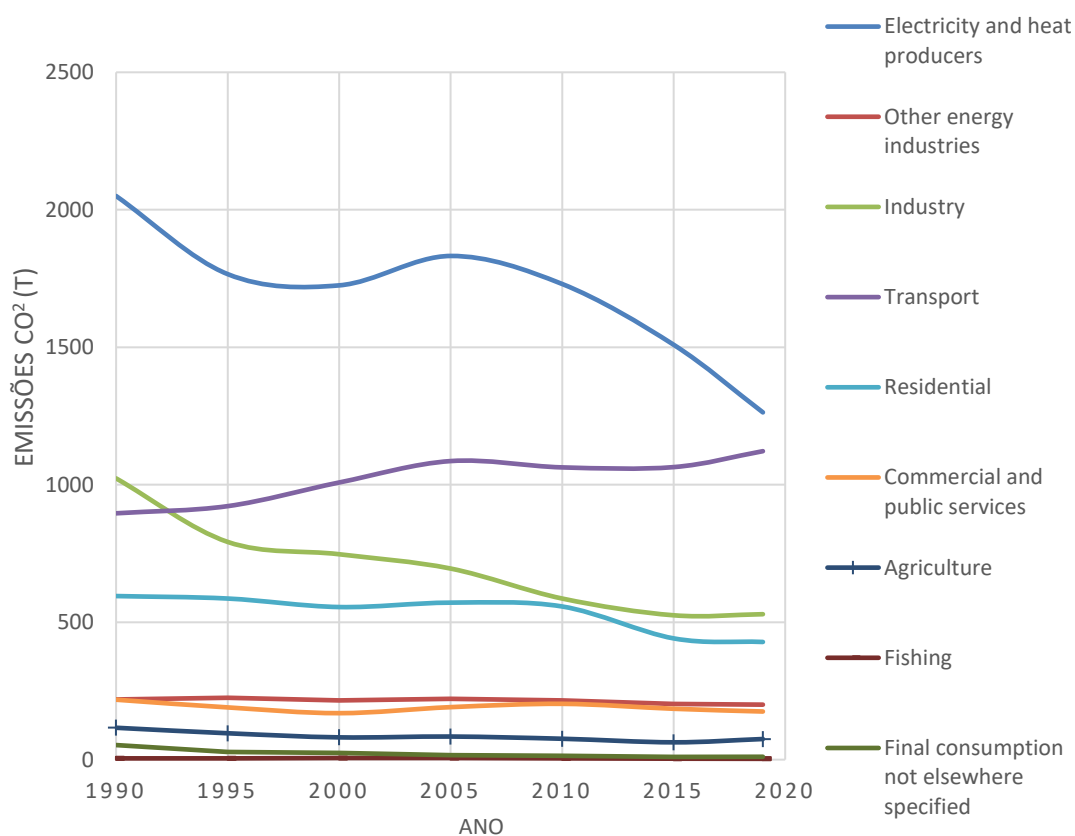


Figura 1.2 - Emissões em tonelada de dióxido de carbono por setor entre 1990 e 2020 (IEA, 2021)

Assim sendo, a aposta em fontes de energias renováveis tem vindo a ganhar um maior interesse ao longo do tempo em relação à produção de energia para conseguir lidar com os desafios políticos, ambientais e económicos (Sampaio e González, 2017).

Em 2020 a procura por fontes de energia renovável aumentou em contraste com todos os outros combustíveis, tendo as energias renováveis usadas para a geração de eletricidade crescido quase 7%. Apesar das incertezas económicas iminentes, o interesse dos investidores por essa energia permanece forte. Ao mesmo tempo, os produtores de equipamentos e tecnologias renováveis e desenvolvimento de novos projetos têm superado a maioria dos principais índices do mercado e o setor de energia global.

Em 2021 apesar dos persistentes desafios induzidos pela pandemia, dos atrasos na realização de projetos e o aumento recorde dos preços das matérias-primas necessárias para a construção desses projetos renováveis, o aumento da capacidade renovável aumentou em 6% e quebrou um recorde, atingindo quase 295 GW (Internacional Energy Agency, 2021).

O crescimento da capacidade renovável deve acelerar nos próximos 4 anos, representando quase 95% do aumento da capacidade global de energia até 2026. À medida que o apoio político e as metas climáticas ambiciosas anunciadas para a COP26 superam os preços recordes de mercado atuais e prevalecem em relação ao aumento dos custos de construção de novas instalações eólicas e fotovoltaicas, globalmente, prevê-se que a capacidade energética renovável aumente mais de 60% entre 2020 e 2026 (Internacional Energy Agency, 2021).

1.2 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 7 capítulos.

No capítulo 1 é feita a introdução.

No capítulo 2 desenvolve-se todo o estudo e pesquisa relativamente ao estado de arte relacionado com o panorama energético em Portugal.

No capítulo 3 procede-se à continuação do estudo e pesquisa, no entanto, desta vez focado na área de energia solar e tudo o que abrange.

No capítulo 4 aborda-se os componentes necessários para construir um sistema fotovoltaico, referindo as suas aplicabilidades.

No capítulo 5 apresenta-se o caso de estudo, o seu processo de dimensionamento, estimativas de produção e consumo, os componentes utilizados e outros fatores de desempenho que caracterizam o sistema, recorrendo aos softwares PVsyst e PVGIS.

No capítulo 6 refere-se a toda a análise financeira do projeto, mostrando os custos iniciais de instalação e os gastos e benefícios ao longo do tempo de vida útil do sistema.

No capítulo 7 é realizada a conclusão do trabalho.

No final, o capítulo 8 refere-se à bibliografia utilizada para a realização da dissertação.

2. PANORAMA ENERGÉTICO EM PORTUGAL

Portugal é um país com escassos recursos energéticos fósseis, nomeadamente, petróleo, gás natural e carvão mineral. A escassez desses recursos conduz a uma elevada dependência energética do exterior, que foi de 74% em 2019.

Perante tal situação, Portugal, devido à sua posição geográfica, é um país com grande potencial para produção de energias renováveis, pois tem uma densa rede hidrográfica, dispõe de uma vasta costa marítima que beneficia dos ventos atlânticos e é um dos países com a melhor exposição solar da europa, figura 2.1

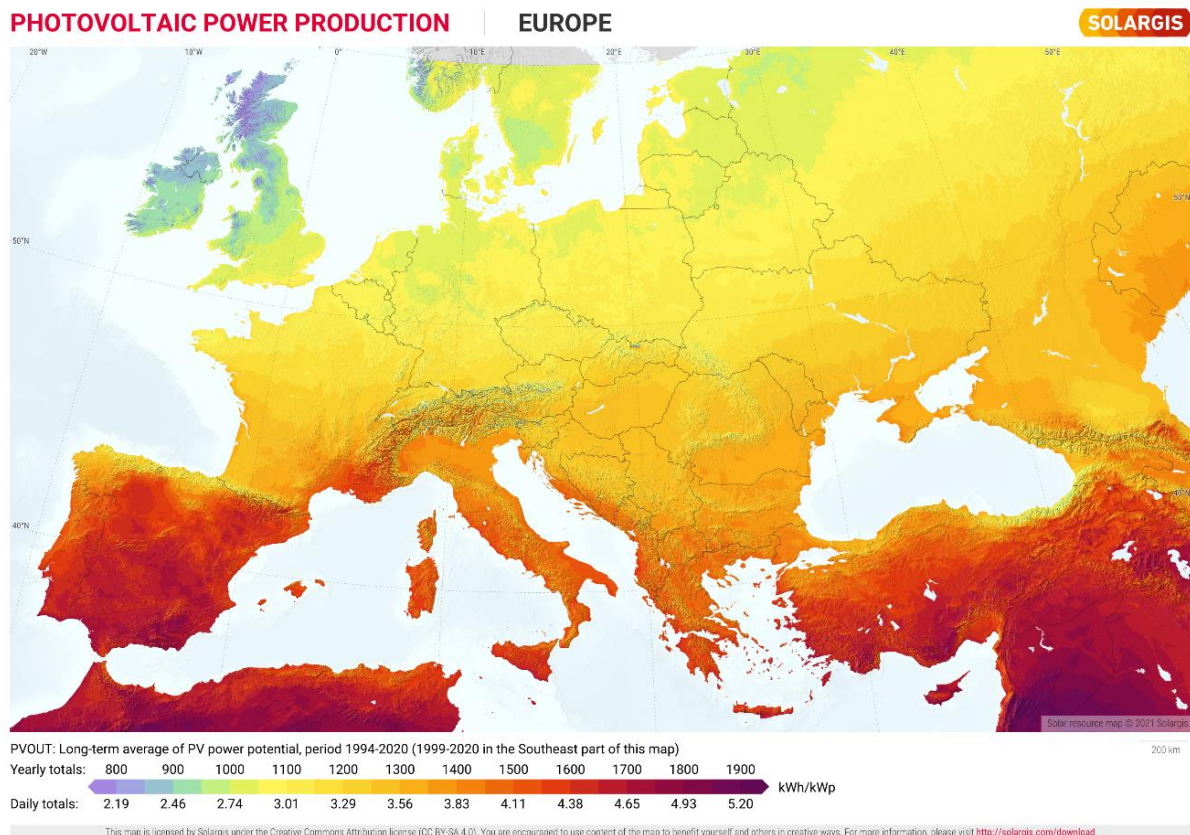


Figura 2.1 - Potencial fotovoltaico na europa (Solargis, 2021)

Apesar das dificuldades económicas no país, Portugal tem vindo a desenvolver e reformular a sua política energética nos últimos anos, apostando fortemente nas energias renováveis e tendo como objetivo, pós a COP21, a utilização de fontes de energia renovável em 31% do seu consumo energético total até 2020.

No panorama energético, Portugal necessita de uma transição dos combustíveis fósseis para novas formas de produção e de consumo que permita a diminuição dessa dependência externa. Sendo agora a direção correta a promoção e maximização do potencial endógeno renovável existente no país. (Comissão europeia, 2019; Enel Green Power, 2020).

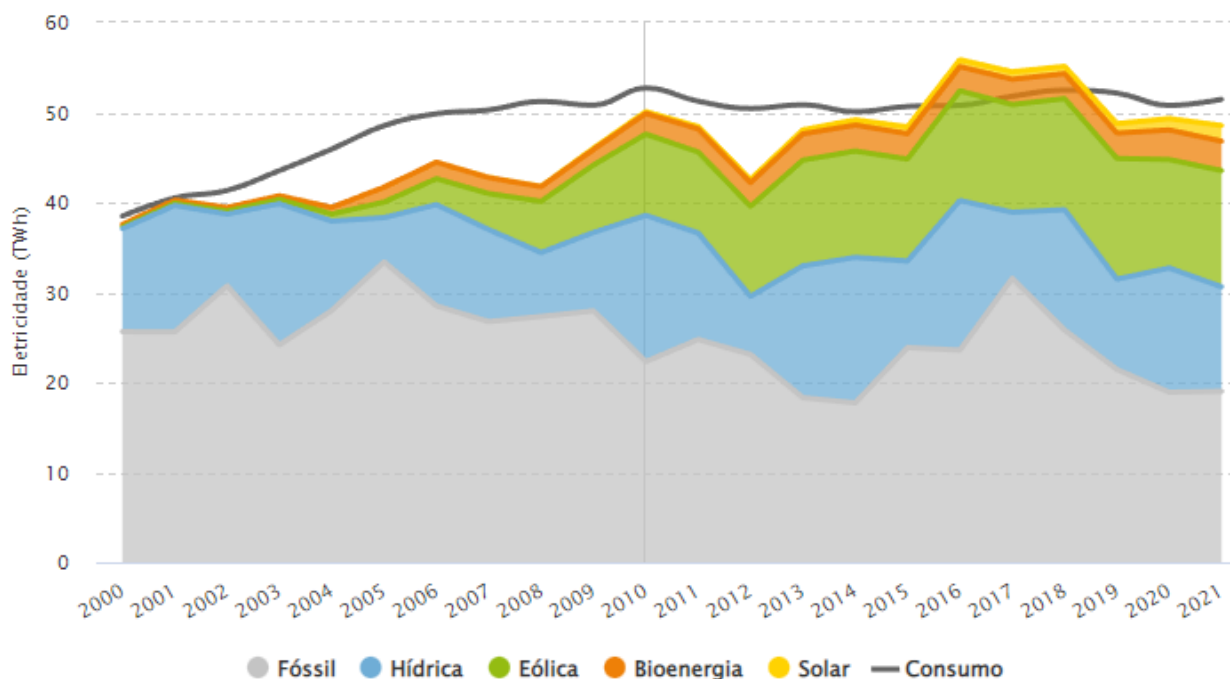


Figura 2.2 - Potencial energético de energias renováveis disponíveis em Portugal entre 2000 e 2021. (APREN, 2021)

A partir de 2005 verificou-se um acréscimo gradual da potência renovável instalada, sendo que desde 2011 a potência fóssil instalada tem vindo a apresentar uma redução que foi acentuada neste último ano com a desativação das centrais a carvão de Sines e do Pego. A energia solar, como podemos analisar pelo gráfico, só recentemente, tem vindo a aumentar o seu uso devido à melhoria da sua eficiência e potencial energético.

3. HELIOTECNIA

Uma vez que a presente dissertação tem como interesse uma instalação fotovoltaica, ou seja, a utilização do recurso solar como fonte de energia para o funcionamento do sistema fotovoltaico, este capítulo aborda importantes aspectos teóricos para o seu dimensionamento.

3.1 Radiação solar

A fonte de energia mais abundante e disponível na Terra provém do Sol e essa energia é fornecida na forma de radiação solar, podendo ser capturada e transformada em formas úteis de energia, como calor e eletricidade. A radiação solar tem um papel importante nos movimentos de circulação atmosférica e oceânica, para a vida vegetal, para a formação de combustíveis fósseis e para o ciclo da água, especialmente no processo de evaporação, condicionando desta forma a produção hidroelétrica.

O sol, apesar da sua distância relativamente ao nosso planeta, cerca de $1.5 \times 10^{11} \text{m}$, está constantemente a atingir a Terra com raios solares, sendo que dessa porção, 70% incide nos oceanos e 30% incide no solo sendo que parte é refletida devido à existência do albedo, que se traduz como a razão entre a radiação refletida e a incidente na superfície terrestre, afetando diretamente a temperatura de equilíbrio da Terra. A radiação, contudo, não é distribuída com homogeneidade pelo globo terrestre, uma vez que as zonas próximas ao equador recebem mais radiação do que qualquer outra parte da Terra, e varia dependendo de diversos fatores como a época do ano, condições climáticas desfavoráveis e poluição atmosférica. No entanto, a quantidade irradiada, anualmente pelo Sol, cerca de $1,12 \times 10^{25} \text{J}$, é o suficiente para superar a energia utilizada a nível mundial por um ano em apenas 15 minutos (Ovelha, 2017; Portal Energia - Energias Renováveis, 2019; Ritchie, Roser e Rosado, 2020):

3.2 Componentes da Radiação

Devido à existência de uma atmosfera, no planeta terra, é necessário ter em consideração diferentes processos que podem afetar os diferentes comprimentos de onda da radiação solar incidente, tais como a dispersão e a absorção da luz nos gases e partículas atmosféricas. Por causa da alteração dos ângulos de incidência provocados pela atmosfera a uma fração dos raios solares, assim sendo, divide a radiação solar em 3 componentes principais (Magarreiro, Freitas e Brito, 2016; Ovelha, 2017):

- Radiação direta, equivale a todos os raios incidentes que são direcionados para o recetor em linha reta com o sol, ou seja, que incide diretamente na superfície.

- Radiação difusa, diz respeito à luz solar recebida de forma indireta, ou seja, que é proveniente da dispersão nas nuvens, nevoeiro, poeiras suspensas na atmosfera, assim como de outros obstáculos atmosféricos;
- Radiação refletida, refere-se à radiação que é proveniente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente em nuvens e na superfície terrestre.

Para além das componentes referidos anteriormente, pode ainda definir-se a radiação de duas formas:

- Radiação global, respetivo às porções incidentes em qualquer superfície em estudo, ou seja, a soma entre as radiações direta e difusa.
- Radiação total, que engloba a radiação global e a refletida no albedo local.

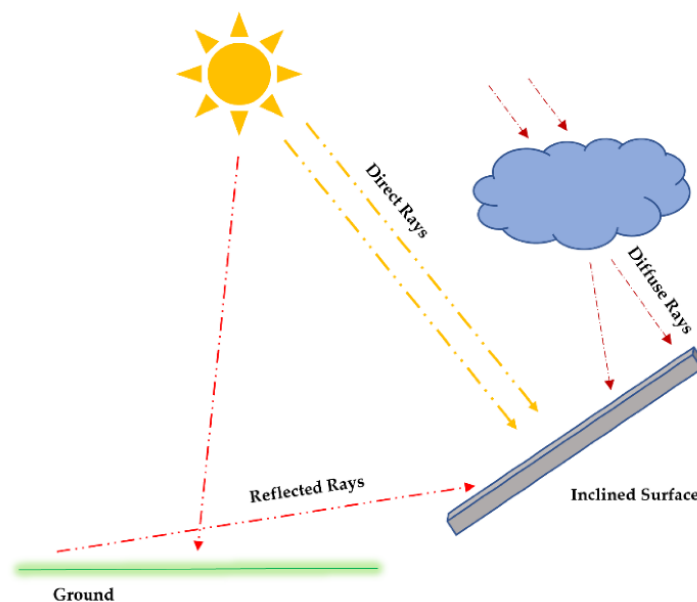


Figura 3.1 - Tipo de radiação solar. (Hassanian, 2021)

3.3 Orientação solar

A quantidade de radiação solar vai variando ao longo do ano, uma vez, que o ângulo de incidência entre a terra e o sol varia mediante o movimento de rotação e de translação da terra. Dado este fenómeno, de forma a calcular corretamente a radiação solar incidente em qualquer superfície, torna-se necessário definir a localização exata do sol relativamente a essa mesma superfície.

Pode-se definir 4 posições solares particulares ao longo do ano, sendo essas o equinócio de Outono, equinócio de Primavera, solstício de Verão e o solstício de Inverno. Esse acontecimento provoca uma variação da inclinação entre o plano do equador da Terra e a reta definida pelos centros da Terra e do Sol, que varia aproximadamente entre $23,45^\circ$ no verão e $-23,45^\circ$ no inverno no hemisfério norte, e é designada de declinação solar, δ , variando assim a duração dos dias e das estações ao longo do ano. (Goswami, 2015; Tidwell & Weir, 2016)

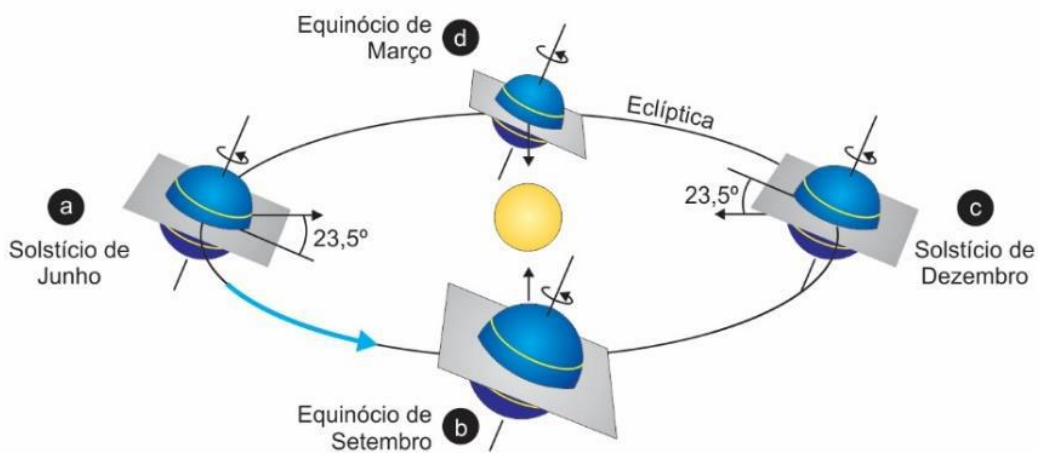


Figura 3.2 - Declinação Solar (Saraiva, s.d.)

A declinação corresponde, assim, ao valor associado à latitude à qual a radiação solar incide diretamente segundo um eixo vertical ao meio-dia solar para certo dia. (Tidwell & Weir, 2016):

$$\delta_s(^{\circ}) = 23,45^{\circ} \sin \left[\frac{360 \times (284 + n)}{365} \right] \quad (1)$$

Onde n corresponde ao dia juliano, que equivale ao número de dias desde o início do ano.

A quantidade total de radiação solar recebida não depende apenas da duração do dia, mas também depende da altura solar, α , que varia com a latitude Φ . (Saraiva, s.d.)

De forma a determinar a radiação e produção de energia associada a instalações solares em dada localização, é necessário determinar a posição exata do sol em relação a esse local. É, então, conveniente

assumir que a Terra se encontra fixa e descrever o movimento aparente do sol num sistema de coordenadas terrestres e com a sua origem no local de interesse. (Goswami, 2015)

A posição aparente do sol pode ser descrita por dois ângulos: a altitude solar e o azimute solar. A altitude solar, α , é o ângulo entre uma linha colinear com os raios solares e o plano horizontal. O azimute solar, α_s , é o ângulo formado pela projeção da radiação direta sobre o plano horizontal em relação à direção sul. Por convenção, o ângulo azimute assume valores negativos a este da direção Sul e valores positivos a oeste, ou seja: $\alpha_s=0$, em sul e varia, respetivamente, entre os valores -90° e $+90^\circ$ entre este e oeste. (Ovelha, 2017, Carneiro, 2020).

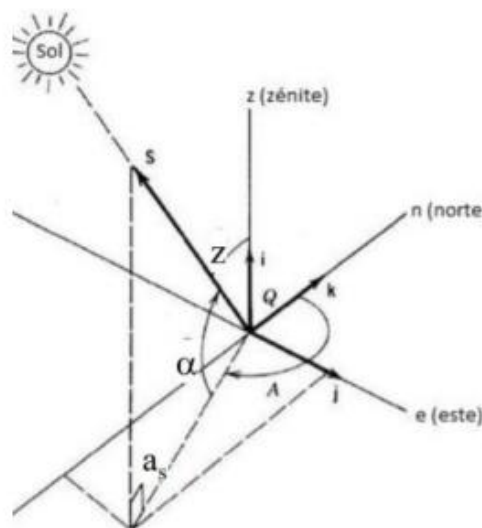


Figura 3.3 - Posição do Sol relativamente a Terra. (Wang, 2017).

4. SISTEMA FOTOVOLTAICO

A captação da energia solar através do uso de módulos fotovoltaicos de maneira a produzir energia é considerado um dos mercados mais promissores no campo das energias renováveis. Em Portugal, a tecnologia fotovoltaica aparenta ser fortemente viável fornecendo energia limpa e sustentável em larga escala (Sampaio e González, 2017), sendo o dimensionamento de um sistema fotovoltaico o principal foco do presente caso de estudo.

Os sistemas fotovoltaicos representam uma tecnologia que aproveita recursos endógenos para a produção de energia elétrica de forma descentralizada. A produção de energia surge da conversão, em

materiais semicondutores, da energia solar através do efeito fotoelétrico nas células fotovoltaicas. Neste capítulo serão abordados vários aspetos fundamentais de um sistema fotovoltaico, assim como algumas particularidades relevantes para o caso de estudo.

4.1 Células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas, também conhecidas como células solares, são o principal componente de um sistema fotovoltaico e convertem diretamente a radiação solar em energia elétrica através do efeito fotovoltaico. (Luque & Hegedus, 2003)

As células fotovoltaicas têm uma eficiência que está constantemente a ser melhorada e os custos de produção a diminuírem, tendo assim, um futuro promissor para uso em larga escala. Ao contrário das baterias ou células a combustível, as células solares não utilizam reações químicas ou requerem combustível para produzir a energia elétrica.

As células fotovoltaicas são constituídas por semicondutores, que têm eletrões ligados de forma fraca a ocuparem uma banda energética chamada de banda de valência. São materiais de condutividade elétrica intermédia, posicionando-se entre os materiais metálicos (condutores) e os isolantes (não condutores). A condutividade dos semicondutores está dependente da temperatura a que o material se encontra e são sensíveis às impurezas que possam estar presentes na estrutura. Uma célula fotovoltaica é composta por duas ou mais camadas de material semiconductor que exploram o efeito fotoelétrico para converter radiação solar em energia elétrica. Embora existam vários tipos de células solares que utilizam diversos tipos de materiais semicondutores, o princípio de funcionamento é geralmente muito semelhante. (Vitorino et al., 2007; Li & Zheng, 2011; Mota, 2013).

A eficiência de uma célula fotovoltaica é a quantidade de energia elétrica que sai da célula em comparação com a energia da luz que incide sobre ela, o que indica a eficácia da célula na conversão de energia de uma forma para outra. (Portal Energia- Energias Renováveis; Luque & Hegedus, 2003; Ovelha, 2017).

4.1.1 Efeito fotovoltaico

O processo que converte a luz solar em eletricidade requer, em primeiro lugar, um material semicondutor que quando é exposto à luz, absorve a energia da luz (fotões) e transfere-a para elétrons e, em segundo lugar, o movimento desses mesmos elétrons, como uma corrente elétrica, da célula solar para o circuito externo. Essa corrente é extraída por meio de contatos de metal condutores e pode então ser usada para fornecer energia, ou seja, os elétrons dissipam a energia no meio externo e retornam à célula solar (Honsberg e Bowden, 2019; Solar Energy Technologies Office, 2021).

De uma forma simplificada, o efeito fotovoltaico dá-se quando um semicondutor exposto à radiação origina uma tensão elétrica.

4.1.2 Estrutura da célula fotovoltaica

O material mais utilizado no fabrico de células fotovoltaicas é o silício cristalino. As razões da sua utilização devem-se ao facto de possuir características únicas, é considerado um dos elementos mais abundante na terra, não é um elemento tóxico nem nocivo e é uma matéria-prima bastante utilizada na indústria eletrónica e por isso já foi alvo de diversos estudos, apresenta uma série de vantagens técnicas, sendo uma entre elas o facto de ser facilmente dopado. (Mota, 2013; Brito & Silva, 2006)

As células de silício cristalino são constituídas por átomos de silício conectados entre si e formando uma rede cristalina. Essa rede fornece uma estrutura organizada que torna a conversão de luz em eletricidade mais eficiente. Para haver corrente elétrica é necessário que haja um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. A condutividade nos semicondutores pode ser aumentada através da introdução de elementos adicionais de forma a alterar as propriedades elétricas designando-se de dopagem do silício onde é possível criar duas camadas na célula: silício do tipo p e do tipo n. As impurezas atômicas causam defeitos no interior da rede cristalina uma vez que possuem um elétron a mais (fósforo, tipo n) ou um elétron a menos (boro, tipo p) em relação ao silício na camada externa de valência (Alves Freitas, 2008; Wang e Lu, 2016; Fonash, Fonash e Ashok, 2020). As células típicas de silício mono ou policristalino são formadas por uma junção semicondutores p-n, onde a região p é a região dopada com impurezas aceitadoras e a região n é a região dopada com impurezas doadoras. Entre estas duas regiões, existe uma terceira área, que dá origem a um campo elétrico que promove o funcionamento da junção p-n. Essa área denomina-se por região de depleção.

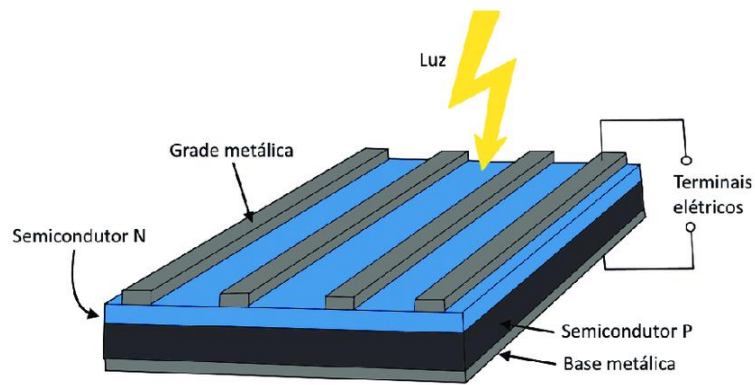


Figura 4.1 - Estrutura de uma célula fotovoltaica. (Wesley, 2019)

4.1.3 Tipos de Células fotovoltaicas

4.1.3.1 Células de silício monocristalino

O silício monocristalino (c-Si) é o material mais utilizado na composição das células solares e o mais antigo no mercado. As células são fabricadas usando o método Czochralski, no qual um núcleo do cristal é colocado num banho de silício puro fundido a temperaturas elevadas. Este processo forma um único cristal de silício que é fatiado em finas “wafers” de silício que são usadas nos módulos fotovoltaicos. A sua forma pode ser redonda, quadrada ou semi-quadrada, dependendo da quantidade que é retirada do cristal único.

A eficiência das células varia entre 15% a 18%, conseguindo alcançar uma eficiência de 23% em laboratório. Estas são as células de silício com maior eficiência, mas também as mais caras presentes no mercado. A degradação destes módulos é a mais lenta. (Proença, 2007; Portal Energia - Energias Renováveis, 2019).

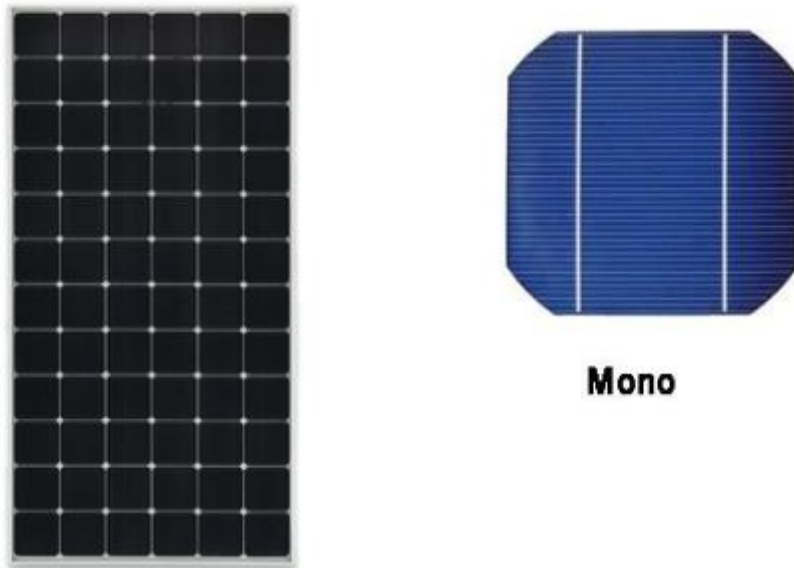


Figura 4.2 - Célula solar monocristalina (Solarquotes, 2018).

4.1.3.2 Células de silício Policristalinas

O silício policristalino ou multicristalino (mc-Si), é constituído por um grande número de pequenos cristais, é uma alternativa com um processo de fabricação mais barata, mas que apresenta um menor desempenho. No seu fabrico, vários fragmentos de cristais de Si são derretidos e solidificados em vácuo até formarem um bloco. São cortados em wafers em células quadradas e a eficiência varia entre os 13% e os 15%. (Proença, 2007; Alves Freitas, 2008; Portal Energia - Energias Renováveis, 2019).

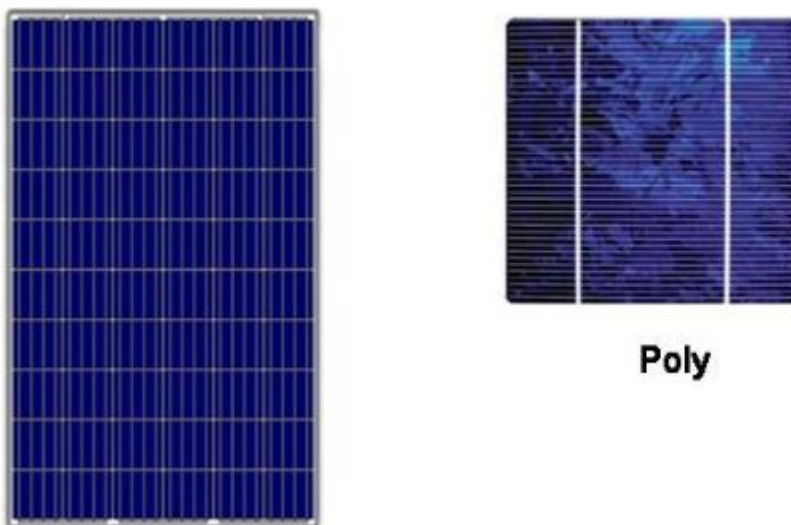


Figura 4.3 - Célula solar monocristalina (Solarquotes, 2018).

4.1.3.3 Células amorfas

O silício amorfo (a-Si) é a forma não cristalina de silício usada para células solares. As células amorfas, surgiram como uma alternativa no mercado de energia fotovoltaica com o propósito de competir com as restantes tecnologias. Esta célula apresenta uma rede irregular, ou seja, a sua estrutura atômica encontra-se desorganizada. As células de silício amorfo apresentam uma eficiência baixa, entre 5% a 8%. (HISOUR Arte Cultura e Exposição, 2018).

4.1.3.4 Células de filme fino

Consideradas como a segunda geração de células, as células de película fina embora apresentem baixas eficiências, apresentam-se como alternativa promissora do silício devido à resistência aos efeitos de sombreamento e a temperaturas elevadas. Têm tido um desenvolvimento ao longo dos anos e tornaram-se cada vez mais importantes. (Alves, 2008). (Portal Energia - Energias Renováveis, 2019).

4.2 Componentes de um sistema fotovoltaico

4.2.1 Módulos

O módulo fotovoltaico, é considerado o principal elemento de um sistema fotovoltaico. Os módulos não requerem uma grande manutenção e têm um longo período de vida, operando de forma silenciosa e sem emissões de gases com efeito de estufa (Lacerda e Bergh, 2016).

Um módulo, é constituído por diversas células fotovoltaicas em série, de maneira que seja possível obter tensão e corrente suficiente para energizar o equipamento conectado. A potência máxima conseguida através de uma única célula fotovoltaica não excede, geralmente, os 3W, o que se torna inviável para grande parte das aplicações reais. Os módulos podem ser posteriormente interligados entre si com o propósito de se obter uma única saída de corrente elétrica contínua. (Carneiro, 2010; Bülher, 2011).

4.2.2 Associação de módulos

De maneira a maximizar a potência do sistema fotovoltaico, os módulos são agrupados e interligados, podendo estar ligados em série ou em paralelo.

Os módulos ligados em série são, geralmente, designados por fileiras.

O esquema de um conjunto de módulos ligados em série e paralelo pode ser observado na Figura 4.4.

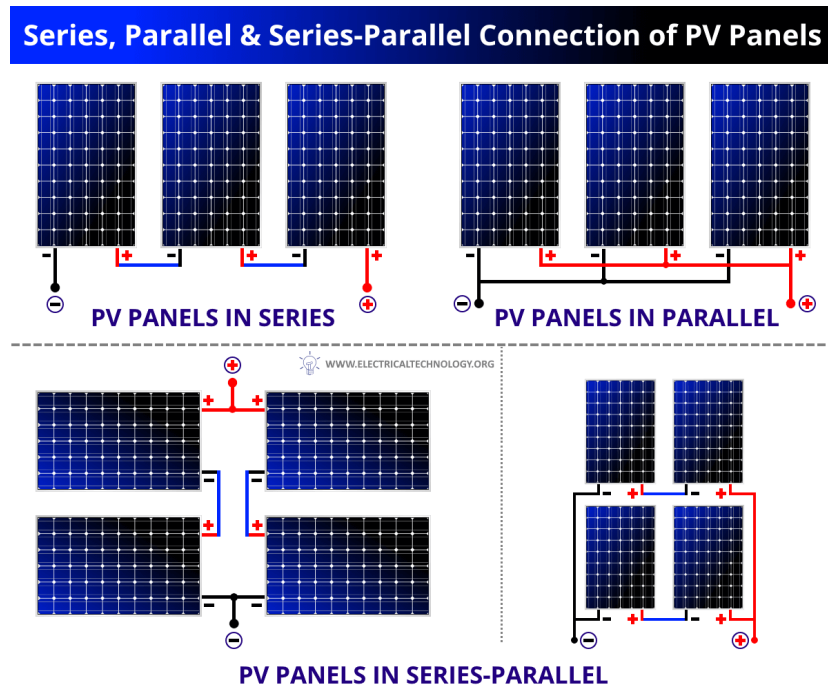


Figura 4.4 - Módulos em série e em paralelo. (Tecnologia Elétrica, s.d.)

Através da figura anterior, podemos então estabelecer as seguintes equações para associações em série:

$$V_1 = V_2 = V_3 = \dots = V_n = V \rightarrow V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2)$$

$$I_1 = I_2 = \dots = I_n = I \quad (3)$$

As associações em série vão permitir que se obtenham tensões mais elevadas, mantendo a corrente estipulada do módulo. As ligações em paralelo são utilizadas na maioria dos sistemas autónomos, e são aplicadas quando são pretendidas correntes mais elevadas, enquanto se mantém a tensão estipulada do módulo.

Podemos estabelecer as seguintes equações para associações em paralelo:

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \rightarrow I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (4)$$

$$V_{total} = V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (5)$$

Existe também uma terceira forma de associação, onde se combinam ligações de módulos em série e em paralelo. Esta forma de ligação é normalmente utilizada em sistemas conectados à rede. Este tipo de associações é referido como ligação mista.

Com as ligações mistas, é possível obter tanto características de ligações em paralelo, como características de ligações em série, enquanto se obtém tensões e correntes mais altas. Partindo do princípio de que todos os módulos são do mesmo tipo, a corrente / que atravessa as fileiras é igual. (Estrutura de Potência, 2020).

4.2.3 Inversor

A corrente gerada pelos módulos fotovoltaicos é corrente contínua (DC), enquanto a corrente presente nas redes elétricas é corrente alternada (AC). Um inversor é um dispositivo capaz de transformar essa corrente contínua proveniente dos painéis em corrente alternada. A tensão (AC) de saída deve ter amplitude e frequência adequados às cargas a serem alimentadas. (Carneiro, 2009)

Para além da conversão da corrente, o inversor assume outras funções, como o ajuste do ponto operacional do inversor ao MPPT (rastreador do ponto de potência máxima) do sistema PV. É uma característica do inversor que permite maximizar a energia disponível a partir da matriz dos módulos fotovoltaicos durante o seu funcionamento. Se cada inversor tiver ligações MPPT independentes, significa que até “x” fileiras podem ser conectadas por ligações MPPT.

Estes equipamentos também podem ser utilizados para vários tipos de configurações:

- Sistemas ligados à rede;
- Sistemas desligados da rede com baterias recarregáveis;
- Sistemas de bombeamento com baterias de armazenamento.

4.2.4 Cablagens do Sistema Fotovoltaico

As cablagens integradas num sistema fotovoltaico, dividem-se em dois tipos: cablagens do tipo DC, correspondem aos cabos que fazem ligação entre os módulos PV e entre os módulos e o inversor. Do tipo AC, também designados por cabos de ramal AC, que se referem aos cabos que fazem a ligação entre o inversor, o sistema de monitorização e a rede. O dimensionamento dos cabos DC deve ser feito em cumprimento dos limites de tensão nominal e da intensidade da corrente máxima admissível do cabo e à minimização das perdas na linha. Os cabos escolhidos devem ser resistentes a esforços mecânicos,

a agressões climáticas (precipitação, poeiras) e proteção contra contactos diretos e indiretos. As perdas associadas às cablagens estão relacionadas com a queda de tensão das mesmas, que geram calor. Em sistemas ligados à rede, as quedas de tensão entre os módulos fotovoltaico e o inversor são entre 1% a 3%, e as perdas no cabo principal entre 1% e 2%. O dimensionamento da cablagem AC deve considerar uma queda de tensão máxima de 3% (Pereira, 2015).

4.3 Sistemas e aplicações

Os sistemas fotovoltaicos podem dividir-se em três tipos: os sistemas autónomos ou isolados, os sistemas acoplados à rede e os sistemas híbridos, que se encontram ligados juntamente com uma outra fonte de energia, podendo esta ser de origem renovável ou não. Neste capítulo vão-se abordar os sistemas autónomos e acoplados à rede, sendo esses os tipos mais comuns de sistemas fotovoltaicos. (Alves, 2008).

4.3.1 Sistemas acoplados à rede

Os sistemas ligados à rede não necessitam de baterias para armazenamento, sendo a própria rede elétrica utilizada para esse fim. Podem ser centrais fotovoltaicas como é o caso deste projeto que se encontram afastadas dos centros urbanos, dada a necessidade de utilizações de grandes superfícies. Estes sistemas são muito importantes uma vez que os picos de consumo são facilmente atendidos, pois estes sistemas estão permanentemente ligados à rede elétrica. Sempre que não existir capacidade de produção para satisfazer o consumo, a energia em falta é fornecida pela rede. (Alves, 2008).

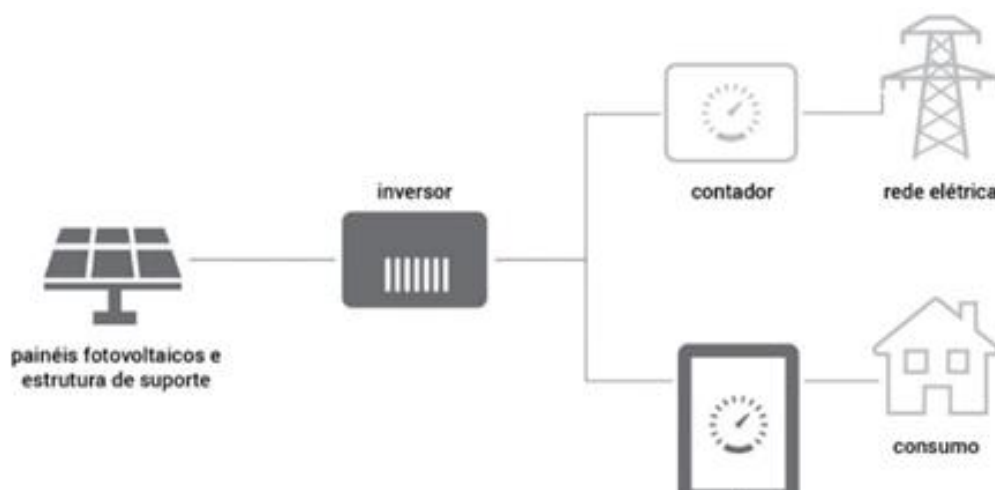


Figura 4.5 - Sistema ligado à rede (Energias Madeira, 2018)

4.3.2 Sistemas Isolados ou autónomos

Estes sistemas são utilizados quando a rede pública de distribuição de energia elétrica não existe por razões técnicas ou económicas. Estes sistemas como dependem da energia solar para produção elétrica utilizam um sistema de baterias para armazenamento dessa energia quando em falta. A energia armazenada nas baterias possui corrente contínua (DC) e é convertida para corrente alternada (AC) antes de ser utilizada, através de um inversor. Estes sistemas utilizam tanto estruturas de suporte fixo ou de seguimento solar. (Alves, 2008)

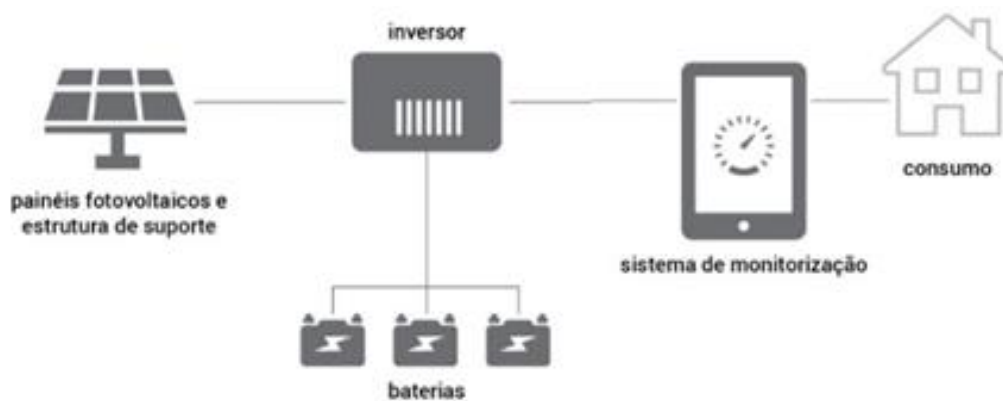


Figura 4.6 - Sistema autónomo (Energias Madeira, 2018)

5. Caso de estudo

Esta dissertação e seus anexos, teve como alvo de estudo o projeto de dimensionamento e instalação de um sistema fotovoltaico numa empresa cujo nome será mencionado por C. A empresa de calçado solicitava a implementação de um sistema fotovoltaico ligado à rede, para a produção elétrica para autoconsumo.

A empresa localiza-se em Felgueiras, distrito do Porto, Portugal, com as coordenadas de latitude $41^{\circ}22'16.3''$ N e longitude $8^{\circ}13'48.5''$ W (Figura 5.1).



Figura 5.1 - Localização da Empresa C (Imagem de satélite obtida através do Google Earth)

Na realização de um projeto para produção de energia elétrica é importante que se conheça a disponibilidade solar do local, pelo que foi analisado o potencial energético solar da zona com o objetivo de analisar a quantidade de irradiação incidente sobre os módulos para realizar uma estimativa da energia gerada. O dono da empresa C, designado por cliente, disponibilizou as faturas da eletricidade correspondentes a um ano de consumo de onde foram retiradas as necessidades energéticas, que é possível observar na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Necessidades energéticas da empresa C durante o ano de 2021.

Mês	Consumo (MWh)
Janeiro	74,3
Fevereiro	76
Março	70
Abril	64,6
Mai	58
Junho	53,2
Julho	48,7
Agosto	22,3
Setembro	49,9
Outubro	64,4
Novembro	67,8
Dezembro	73,1
Total Ano	722,3

No mês de agosto é de realçar que o consumo é menor em relação aos outros meses pois a empresa esteve fechada durante 15 dias para férias, diminuindo drasticamente o consumo mensal em relação aos outros meses.

5.1 Radiação Solar anual

A radiação solar anual incidente no local do projeto é apresentada no gráfico da Figura 5.2 e foi obtida recorrendo ao uso da ferramenta PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System), que fornece

informação acerca da radiação solar e o desempenho do sistema fotovoltaico, disponibilizada pelo site da Comissão Europeia (Comissão europeia, 2022).

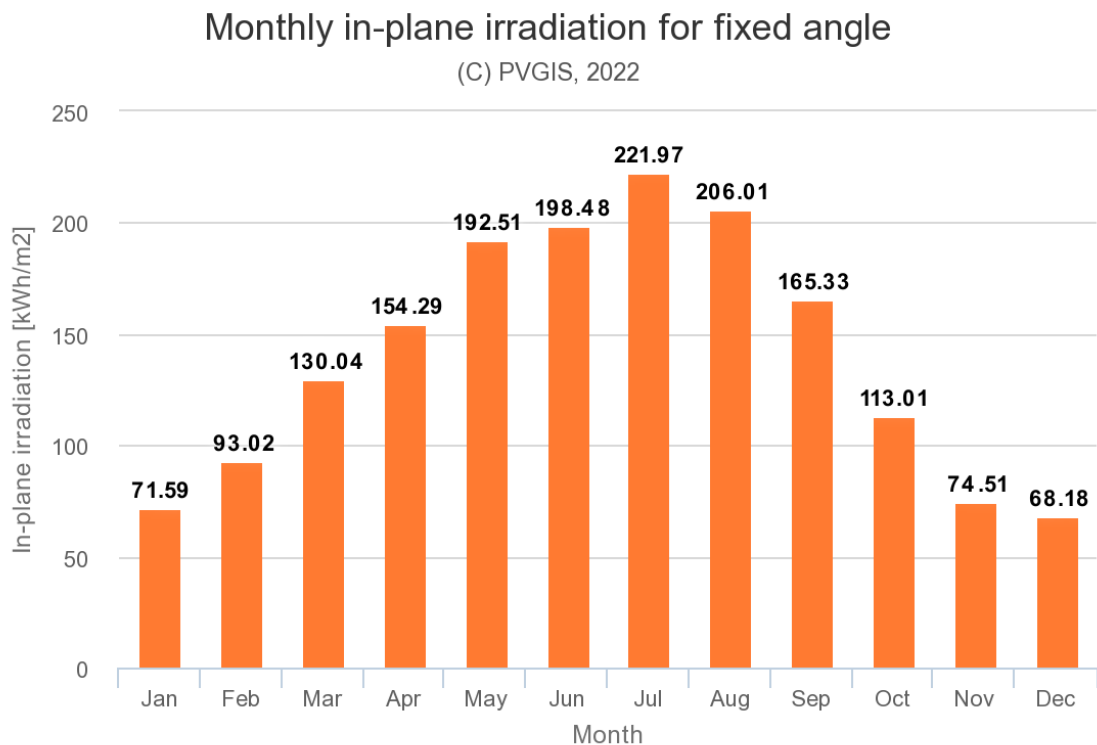


Figura 5.2 - Radiação Solar incidente no local em estudo (obtida através da ferramenta PVGIS, 2022)

Tal como esperado para Portugal continental, os meses de Verão (junho, julho e agosto), são os meses que apresentam maior irradiação solar média por dia, o que irá corresponder a uma produção mais elevada de energia elétrica. O gráfico da irradiação foi obtido pelas coordenadas do local do projeto na ferramenta PVGIS, que emitiu os valores de irradiação solar referentes ao ano de 2022.

5.2 Dimensionamento

Foi realizado, inicialmente, um pré-projecto através do programa PVSyst, que se trata de uma ferramenta de dimensionamento para sistemas fotovoltaicos. Este programa é bastante completo e produz resultados confiáveis. É através dele que se obtém, embora por valores estimados, a energia elétrica produzida e os equipamentos para as várias opções construtivas de um sistema fotovoltaico. A partir

deste programa também é possível estimar as perdas detalhadas por envelhecimento dos módulos e perdas devido ao sombreamento através de simulações.

Nesta fase inicial, foi introduzida a as coordenadas do local e as necessidades energéticas anuais da empresa C, mencionadas anteriormente na Tabela 5.1.

Para uma maximização da geração de energia, é necessário que os painéis sejam inclinados e orientados no ângulo e direção ideais. Para este projeto assumiu-se a inclinação dos painéis como sendo a inclinação do telhado da empresa C, de 10° e um azimute de -22° (Figura 5.3). O azimute é medido em relação à orientação Sul, uma vez que no Hemisfério Norte a orientação ideal para painéis fotovoltaicos é o Sul geográfico.

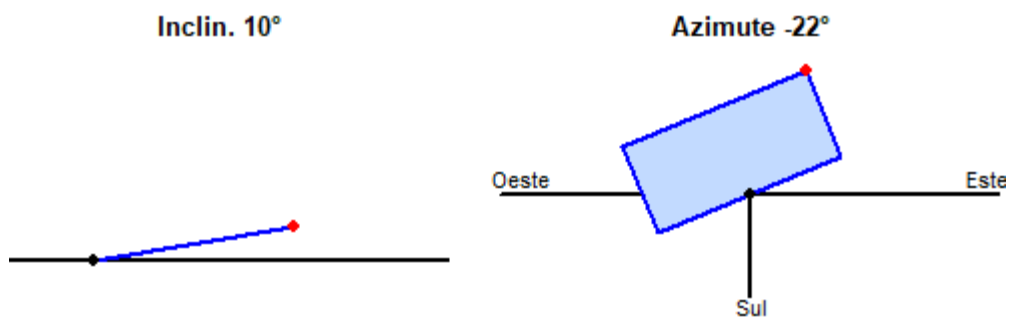


Figura 5.3 - Inclinação e Orientação dos módulos PV para o projeto em estudo (via PVSyst)

A simulação no PVSyst resultou numa área útil de 1096 m². Esta área é relativa a uma estimativa do número de painéis que serão necessários implementar no sistema fotovoltaico. Na simulação, é possível alterar a área útil caso seja necessário adicionar painéis ou reduzir o número de painéis. A área disponível do telhado da empresa C, local de disposição dos painéis solares fotovoltaicos, é de 1850 m².

Em seguida, utilizando novamente o PVGIS, foi possível realizar uma estimativa da produção média anual de energia produzida por um sistema fotovoltaico ligado à rede e sem armazenamento. Novamente foram inseridas as coordenadas do local do empreendimento, para que o PVGIS analisasse os fatores climáticos e o tipo de módulo fotovoltaico escolhido e desse modo estimar a produção média anual. Foi introduzida uma potência de pico de 224 kWp, cálculo realizado utilizando a seguinte fórmula:

$$\text{Potência Pico (kWp)} = \frac{(A * e * 1\text{kw/m}^2)}{100} = 224 \text{ kW} \quad (6)$$

Onde A é a área dos módulos fotovoltaicos, 1096 m², e “e” é a eficiência de pico dos módulos, de 20,4%, designada pelo fornecedor. Substituindo os valores, obtém-se 224 kW.

A potência de pico representa o máximo de potência energética que o sistema consegue gerar sob as condições padrão (T = 25°C e irradiância = 1000 W/m²).

O gráfico da Figura 4 representa a estimativa da energia anual produzida realizada pela ferramenta PVGIS.

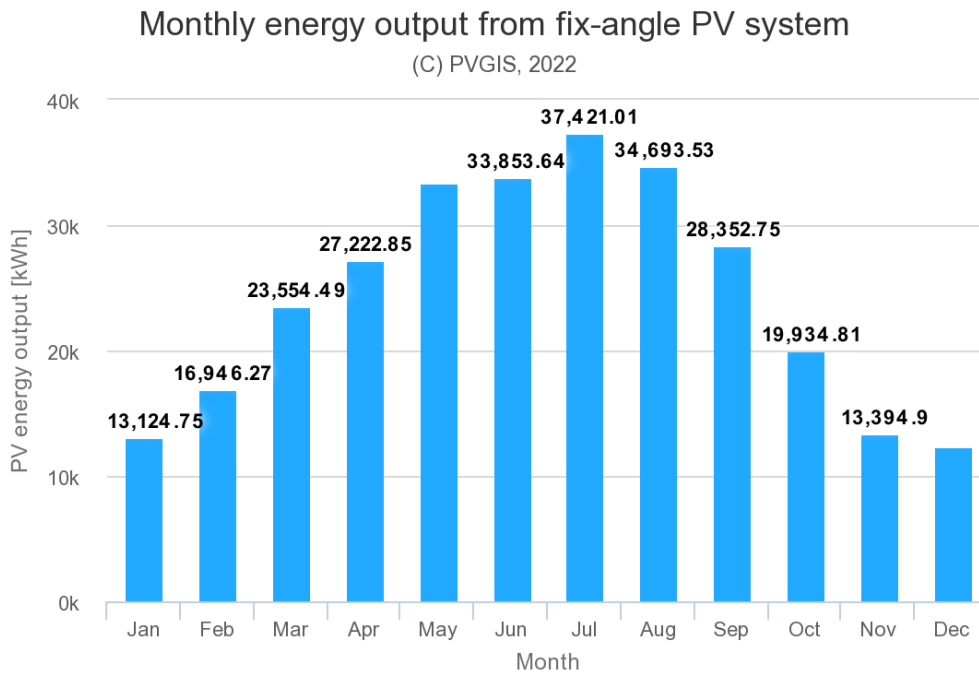


Figura 5.4 - Energia mensal produzida estimada no ano de 2022 (Obtido através do PVGIS, Comissão Europeia, 2022)

Como esperado, os meses de maio, junho, julho e agosto são aqueles de maior produção energética, uma vez que também são os mesmos em que a irradiação solar é maior. No entanto, de acordo com a Tabela 5.1. o mês de agosto é aquele em que a empresa apresenta menores necessidades energéticas, devido ao encerramento da mesma para férias, como já referido, pelo que se espera que haja uma injeção de excedente na rede. Denote-se que os dados apresentados são resultado de uma estimativa e podem variar em relação aos valores reais.

5.3 Componentes Utilizados

Este tópico faz uma breve descrição dos componentes do sistema fotovoltaico utilizado neste projeto, nomeadamente os módulos fotovoltaicos e os inversores.

5.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Para este projeto foi selecionado o modelo Q.Peak Duo XL-G9.3, de 455 Wp, da Hanwha QCells, modelo frequentemente utilizado em grandes dimensionamentos. A folha de dados deste modelo apresenta-se no Anexo A.

Este modelo foi selecionado devido à sua relação qualidade/preço e elevada eficiência comparativamente a outros modelos utilizados frequentemente no mercado fotovoltaico.

Foi escolhido o modelo do tipo silício monocristalino por este apresentar maior eficiência do que o do tipo policristalino.

As principais características do módulo encontram-se especificadas na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Características do módulo PV escolhido

Modelo	Q.Peak Duo XL-G9.3
Tipo	Monocristalino
Potência Nominal	455 W
Tensão na potência máxima (V_{MPP})	44,61 V
Corrente na potência máxima (I_{MPP})	10,2 A
Tensão de corrente de circuito aberto (V_{oc})	53,22 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	10,67 A
Eficiência do módulo	20,4 %
Tensão máxima do sistema	1500 V
Comprimento	2,163 m
Largura	1,03 m

Altura	0,035 m
Área	2,22789 m ²
Peso	25,5 kg

O número máximo de módulos ligados em série é determinado pela razão entre a tensão em corrente contínua máxima admissível do inversor e a V_{oc} do módulo a uma temperatura de -10°C . Este valor representa a temperatura mínima a que os módulos fotovoltaicos instalados em Portugal podem funcionar. Ou seja, as baixas temperaturas estão diretamente relacionadas com o aumento da tensão, pelo que os inversores devem ser capazes de suportar uma tensão superior à V_{oc} do módulo a -10°C (Carneiro, 2009).

O número mínimo de módulos ligados em série é determinado pela máxima temperatura que os módulos podem suportar, durante o Verão, pois a tensão diminui com o aumento da temperatura. Este valor pode ser obtido a partir do quociente entre a tensão MPP mínima de entrada do inversor e o V_{MPP} do módulo a 70°C , este valor é estimado no pressuposto de que o sistema fotovoltaico se encontre equipado com um sistema de ventilação (Carneiro, 2009).

5.3.2 Inversor

O inversor de um sistema conectado à rede deve ser escolhido tendo em conta a potência nominal dos módulos fotovoltaicos.

A potência máxima varia com a temperatura e irradiação presentes num dado momento, e com a tensão aos terminais do módulo. Naturalmente, é requerido que o funcionamento do sistema seja sempre à máxima potência possível.

Os inversores possuem um sistema digital de cálculo da tensão à potência máxima, designado de Maximum Power Point Tracker ou MPPT, capaz de regular o ponto de máxima potência dos módulos e maximizando a energia disponível podendo variar com a temperatura e radiação incidente.

Para este projeto foram escolhidos 2 inversores do modelo SUN2000 -110KTL -M0 da marca Huawei Technologies.

Cada um dos inversores possui 10 entradas MPPT (20 entradas, 2 para cada MPPT), o que permite a individualização de cada fileira, aumentando assim a eficiência do sistema. Desse modo, as ligações defeituosas são evitadas, e no caso de avaria ou mau funcionamento de uma das fileiras, as restantes continuam a operar sem que o seu desempenho seja afetado.

É de realçar que os painéis solares utilizados neste projeto possuem todas as mesmas características, e estão todos sujeitos às mesmas condições envolventes (a implementação será feita no telhado, e não existem objetos próximos que possam provocar sombreamento notável), o que favorece a utilização de um inversor com diversas entradas MPP, facilitando também o processo de reparação em caso de avaria, bem como reduzindo os seus custos.

Este modelo possui várias funções, sendo entre elas:

- Conversão de corrente contínua em corrente alternada, de acordo com os padrões de exigência da rede pública;
- Rastreador de potência máxima (função MPPT), regulando assim a tensão de entrada e de saída;
- Proteção do sistema contra sobrecargas, curtos-circuitos, sobretensões, etc.

As principais características do inversor estão especificadas na Tabela 5.3 e a ficha técnica está disponível no Anexo B.

Tabela 5.3 - Características principais do inversor escolhido

Modelo	SUN2000 -110KTL -M0
Tensão de Entrada máxima	1100 V
Tensão de entrada mínima	200 V
Intervalo de Tensão MPPT	200 V - 1000 V
Corrente Máxima MPPT	26 A
Corrente Máxima de Curto Circuito MPPT	40 A
Máxima Eficiência	98,60%
Frequência	50; 60 Hz

Número de entradas	20
Número de MPPTs	10
Comprimento	1,035 m
Largura	0,7 m
Peso	85 kg

5.3.3 Datalogger

Um datalogger é um aparelho de monitorização utilizado para registar dados em tempo real. Neste caso, foi adquirido um datalogger modelo SmartLogger 3000A da marca Huawei Technologies, para registar e monitorizar o fluxo de energia que irá passar pelo sistema fotovoltaico. Este aparelho é também capaz de armazenar temporariamente os dados que regista, que posteriormente poderão ser transferidos para um computador e analisados.

Para que possa haver venda do excedente gerado à rede pública é também obrigatório possuir um datalogger, que seja capaz de registar o fluxo de energia que sai (vendido à rede) e o que entra (comprado à rede), permitindo assim, no final do mês ou ano, fazer o balanço da energia vendida e comprada e receber ou pagar o valor correspondente.

A ficha de dados do datalogger escolhido para este empreendimento encontra-se disponibilizado no Anexo B.

5.4 Dimensionamento do Sistema PV

Tal como já referido acima, o software utilizado para o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi o PVsyst 7.2.

Antes de se iniciar a simulação, é necessário estabelecer a localização do projeto através da introdução das coordenadas da obra. Seguidamente o programa importa os dados meteorológicos a partir do site Meteonorm 8.0.

Existe ainda a possibilidade de inserir as necessidades energéticas do cliente, referidas anteriormente na Tabela 5.1, embora não seja obrigatório. No entanto, o ideal é inserir estes dados, pois no final da simulação irão obter-se resultados mais próximos da realidade. O passo seguinte é o dimensionamento propriamente dito.

A Figura 5.5 mostra uma visão geral da área principal de trabalho no PVsyst, onde é possível selecionar diversas opções, como o tipo de painéis, o tipo de inversor, estipular a potência nominal ou a área disponível, selecionar o número de fileiras ou de módulos por fileira e introduzir os valores de orientação e azimutais, o que neste caso são 10° e -22° respetivamente.

Todas estas opções são seguidas por um painel de diagnóstico que informa o utilizador da compatibilidade dos itens à medida que este os seleciona e um resumo do sistema global.

Após todos os dados introduzidos, deve-se verificar que o painel de diagnóstico não apresenta nenhuma mensagem de alerta e aí prossegue-se para a simulação. Um resumo dos dados obtidos na simulação pode traduzir-se em:

- 492 módulos PV correspondente a uma área de 1096 m²:
 - P_{nom} total= 224 kWp
- 2 inversores:
 - P_{max} => 30°C = 121 kWac
 - P_{total} = 220 kWac
 - Rácio P_{nominal} (DC:AC) = 1,02

O relatório completo da simulação pode ser consultado no Anexo C.

Nome e orientação do sub-grupo

Nome: Sistema fotovoltaico

Orientação: Plano inclinado fixo

Inclinação: 10°
Azimute: -22°

Ajuda para o dimensionamento

Sem pré dim.

Introduza Pnom desejado: 0.0 kWp

... ou superfície disponível(módulos): 0 m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Todos os módulos FV

Hanwha Q Cells | 455 Wp 38V | Si-mono | Q Peak Duo-XL-G9.3-455 | Desde 2020 | Datasheets 2020

Utilizar otimizador

Dimens. das tensões : Vmpp (60°C) **39.0 V**
Vco (-10°C) **58.5 V**

Seleção do inversor

Disponíveis: Tensão de saída 400 V Tri 50Hz

Huawei Technologies | 110 kW | 200 - 1000 V TL | 50/60 Hz | SUN2000-110KTL-M0 | Desde 2019

N.º de inversores: 2

Utilize multi-MPPT

Tensão de funcionamento: **200-1000 V** | Potência global inv. **220 kWca**
Tensão máxima entrada: **1100 V** | **inversor com 10 MPPT**

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: 12 (entre 6 et 18)

Nr. strings: 41

Perdas sobre-pot. 0.0 %

Rácio Pnom 1.02

Nº de módulos: 492 | **Superfície: 1096 m²**

Condições de funcionamento

Vmpp (60°C) 468 V
Vmpp (20°C) 545 V
Vco (-10°C) 702 V

Irradiân. no plano **1000 W/m²**

I_{mp} (STC) 419 A
I_{sc} (STC) 437 A

I_{sc} (em STC) 437 A

Max. dados | STC

Potênc. Máx. em funcionamento **204 kW**
(em 1000 W/m² e 50°C)

Potência nom. grupo (STC) 224 kWp

Resumo do sistema global

Número de módulos	492
Superfície módulos	1096 m²
N.º de inversores	2
Potência nominal FV	224 kWp
Potência máxima FV	209 kWDC
Potência AC nominal	220 kWAC
Rácio Pnom	1.018

Figura 5.5 - Visão geral da área de trabalho do PvSyst 7.2.

5.4.1 Número de Módulos por Fileira

A partir da análise do relatório emitido pelo PVsyst, que também é observável a partir da Figura 5.5, denota-se que o número de módulos por fileira indicados pelo programa é de 12 módulos e o número de fileiras é de 41.

Através das equações (2) e (3) pode calcular-se o número mínimo e máximo de módulos por fileira respetivamente, e desse modo comprovar a veracidade dos dados da simulação:

$$N_{min} = \frac{V_{min} \text{ (inversor)}}{VMPP \text{ (módulos)}} = \frac{200 \text{ V}}{44,61 \text{ V}} \sim 5 \text{ módulos por fileira} \quad (7)$$

$$N_{máx} = \frac{V_{máx} \text{ (inversor)}}{V_{oc} \text{ (módulos)}} = \frac{1100 \text{ V}}{53,22 \text{ V}} \sim 20 \text{ módulos por fileira} \quad (8)$$

Como o valor apresentado pelo no PVsyst é de 12 módulos por fileira, pode comprovar-se que o valor está dentro dos parâmetros teóricos.

Utilizando a equação (4) pode calcular-se o número máximo de fileiras possível:

$$N_{fileiras} = \frac{I_{máx} \text{ (inversor)}}{IMPP \text{ (módulo)}} = \frac{(260 * 2)A}{10,2 \text{ A}} \sim 51 \text{ fileiras} \quad (9)$$

Cada inversor tem 10 entradas MPPT e como há 2 inversores a corrente máxima de MPPT é de 520 A.

O valor de 41 fileiras apresentado na simulação também está dentro das previsões teóricas.

5.4.2 Resultados da Simulação

A produção normalizada de energia por mês é apresentada no gráfico da Figura 5.6, onde também é possível observar as perdas por absorção do grupo PV, demonstradas na cor violeta, correspondente a 0,85 kWh/kWp/dia. As perdas do sistema (inversor, cablagens, etc), apresentadas na cor verde, correspondente a 0,08 kWh/kWp/dia. As barras a vermelho representam a energia útil produzida por mês, correspondente a 3,7 kWh/kWp/dia.

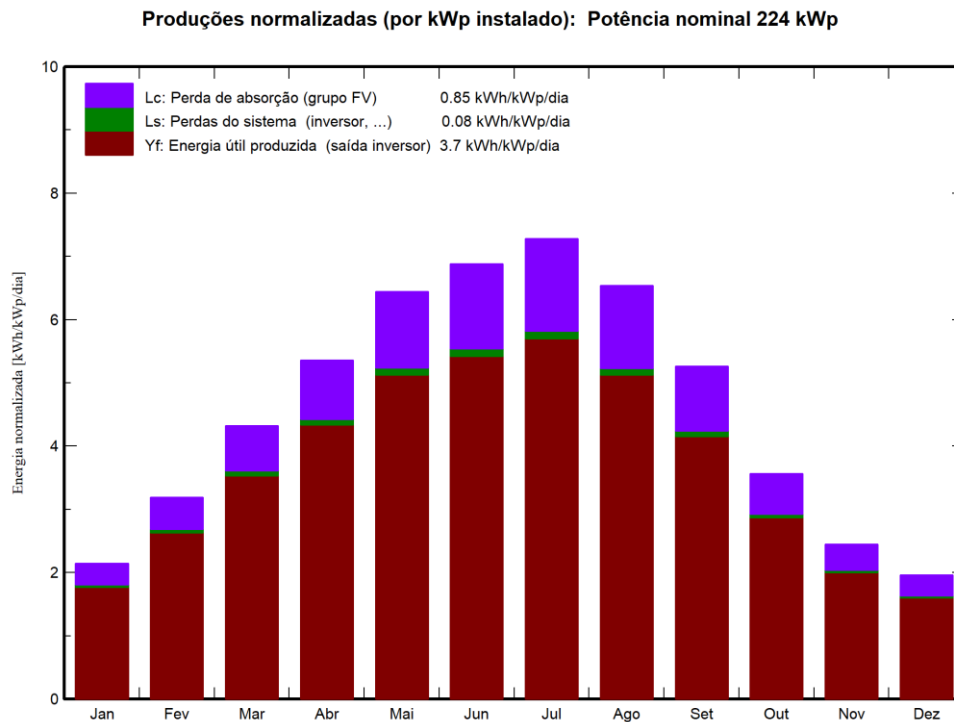


Figura 5.6 - Produção normalizada de energia por mês e perdas do sistema

Pode ainda observar-se uma potência nominal de 224 kWp, valor igual à inicialmente estipulada pela pré-simulação (224 kWp).

Através da equação (10), utilizando a produção normalizada do sistema (y_f) e a energia nominal de referência normalizada (y_r) é possível obter o índice de desempenho (PR) para cada mês.

O índice de desempenho do sistema é de 80% (valor médio anual), e observando o gráfico da Figura 5.7 que apresenta precisamente o índice de desempenho ao longo dos meses do ano, pode verificar-se que este se mantém estável. A ligeira diminuição nos meses de junho, julho e agosto pode dever-se ao facto de que, em meses onde a temperatura é mais alta, o sistema sobreaquece e perde desempenho.

$$PR = \frac{y_f}{y_r} = \frac{E_{Grid} + E_{solar}}{GlobInc * P_{nomPV}} \quad (10)$$

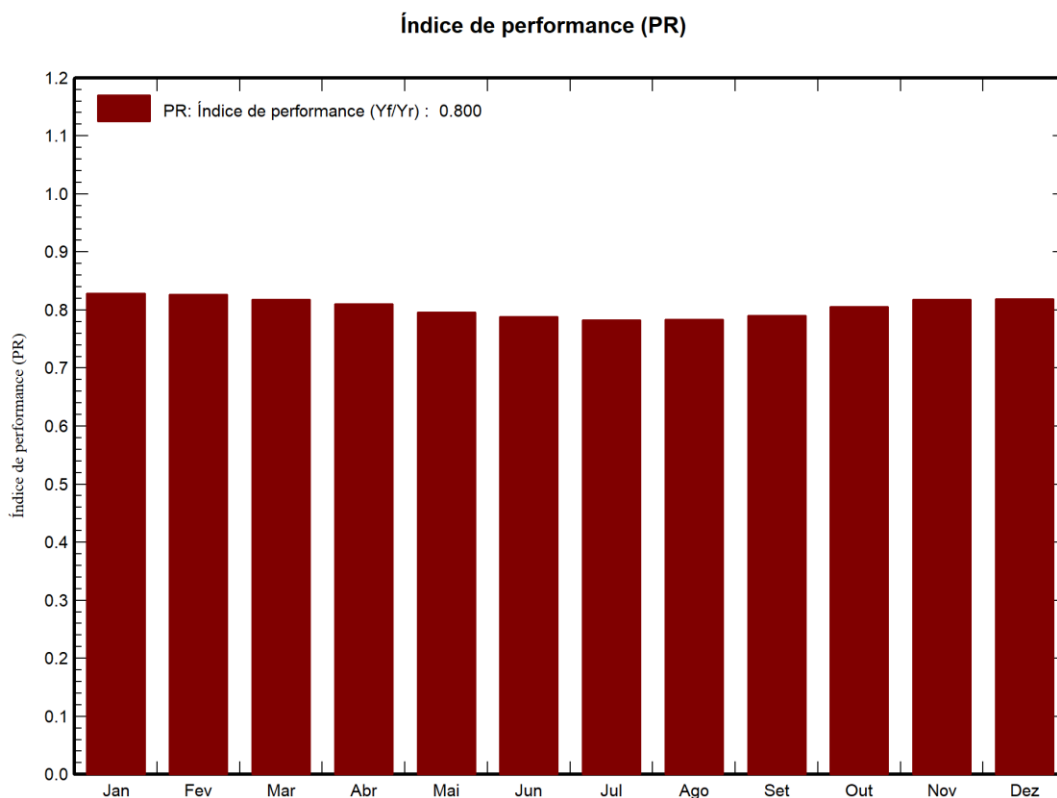


Figura 5.7 - Índice de desempenho do sistema ao longo do ano

A Tabela 5.4 apresenta os principais resultados da simulação do sistema obtidos pelo PVSyst, em que “GlobHor” representa a irradiação global horizontal e “DiffHor” a irradiação difusa horizontal; “T_Amb” representa a temperatura ambiente média mensal; “GlobInc” representa a incidência global no plano dos sensores; “GlobEff” representa o valor da irradiação global efetiva corrigido; “EArray” representa a energia efetiva à saída do grupo; “E_User” representa a energia fornecida ao consumidor (que resulta da soma da energia produzida à saída do grupo e da energia proveniente da rede); “E_Solar” representa a energia proveniente do sol; “E_Grid” representa a energia injetada para a rede e “EFrGrid” representa a energia vinda da rede.

Os valores da energia produzida pela simulação do sistema representadas em “EArray” foram transpostos para um gráfico de barras (Figura 5.8) mostrando a análise da evolução da energia produzida ao longo dos meses. Como era de esperar, os meses de maio, junho, julho e agosto são os meses de maior produção de energia, o que está diretamente relacionado com a irradiação solar que também é superior nestes meses.

Tabela 5.4 - Principais resultados da simulação do sistema

Balancos e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Janeiro	55.1	27.14	8.48	66.5	61.4	12.59	74.30	12.25	0.08	62.05
Fevereiro	76.8	30.78	9.01	89.2	83.3	16.87	76.00	16.14	0.38	59.86
Março	122.2	52.73	11.37	134.1	126.2	25.07	70.00	21.06	3.50	48.94
Abril	152.8	61.59	12.91	160.7	151.9	29.77	64.60	22.61	6.53	41.99
Mai	195.8	73.86	15.66	199.6	188.8	36.36	58.00	24.36	11.22	33.64
Junho	205.6	74.35	18.33	206.4	195.4	37.24	53.20	23.71	12.73	29.49
Julho	222.1	72.11	19.93	225.8	213.9	40.43	48.70	22.78	16.78	25.92
Agosto	194.5	68.62	20.37	202.8	191.8	36.35	22.30	10.84	24.76	11.46
Setembro	145.4	49.82	18.51	157.8	148.9	28.53	49.90	18.48	9.46	31.42
Outubro	97.4	42.74	15.83	110.5	103.4	20.35	64.40	17.38	2.54	47.02
Novembro	61.9	28.78	11.13	73.5	68.1	13.75	67.80	12.87	0.59	54.93
Dezembro	49.0	22.49	9.12	60.8	55.7	11.39	73.10	11.06	0.09	62.04
Ano	1578.4	605.01	14.25	1687.8	1588.8	308.70	722.30	213.54	88.66	508.76

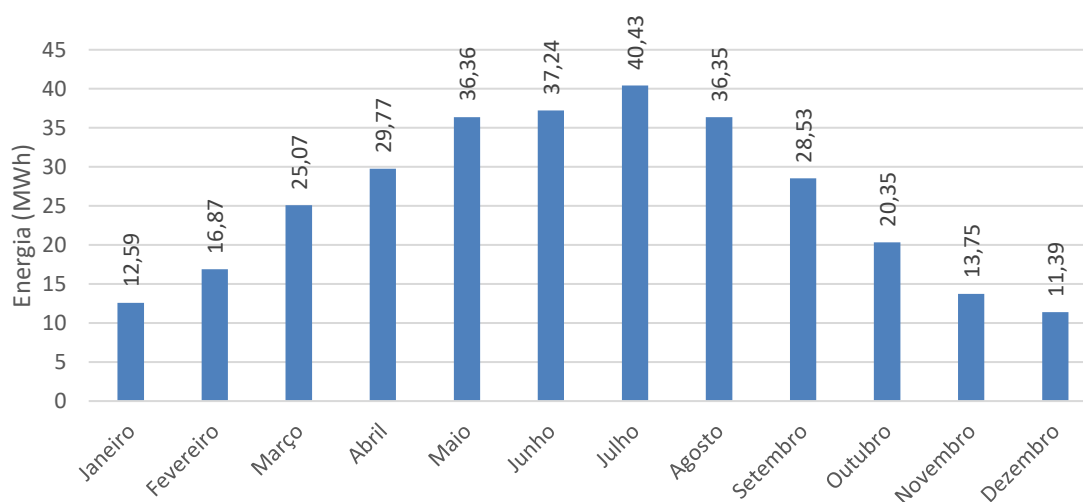


Figura 5.8 - Energia produzida pelo sistema ao longo dos meses

As perdas do sistema podem ser analisadas a partir do diagrama de perdas da Figura 5.9, entre as quais podem ser identificadas as perdas a partir dos módulos, do inversor e das cablagens.

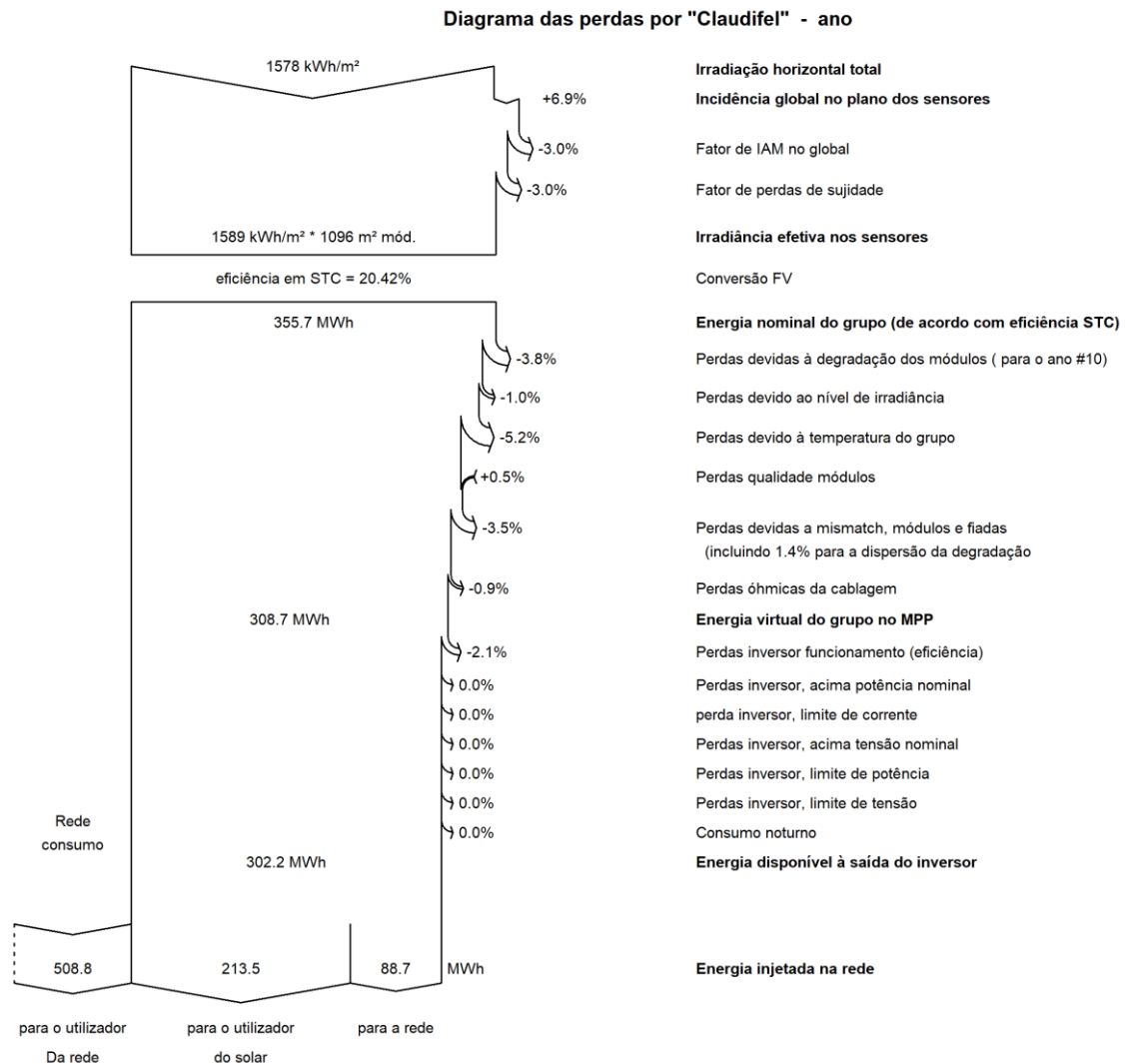


Figura 5.9 - Diagrama de perdas do sistema fotovoltaico (obtido através do PVsyst)

Transpondo os resultados da energia produzida à saída do grupo e da energia fornecida ao consumidor referidos na Tabela 5.4 obtém-se o gráfico da Figura 5.10.

Através deste gráfico é possível observar o quanto das necessidades de consumo da empresa C podem ser supridas pela produção energética proveniente do sistema fotovoltaico implementado.

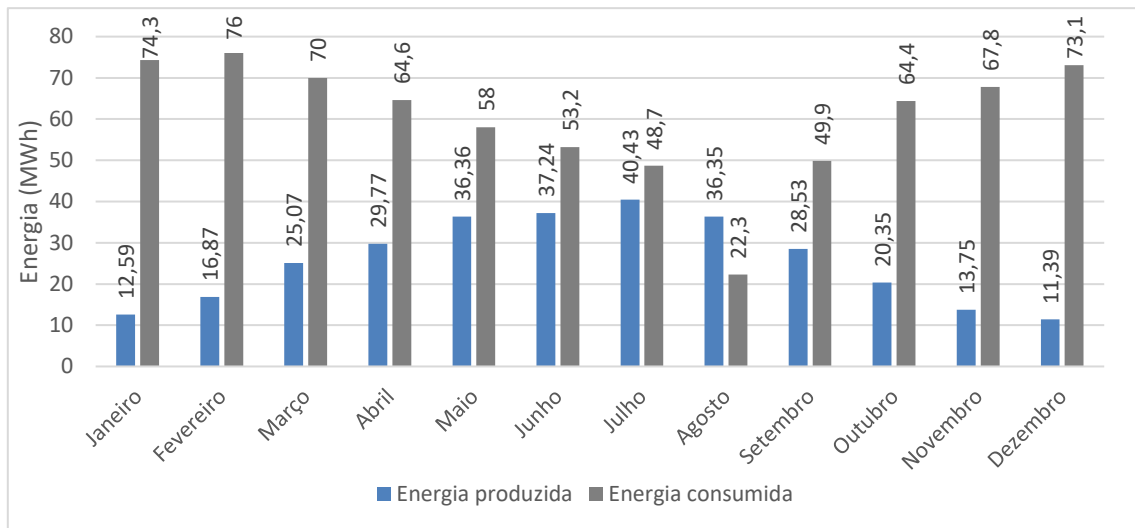


Figura 5.10 - Energia produzida e energia consumida

O mês de maio, junho, julho e agosto são os meses que apontam menor consumo e maior produção, o que provoca uma aproximação de valores, sendo cerca de 82,5% da energia consumida proveniente da produção fotovoltaica.

Os meses de janeiro, fevereiro, novembro e dezembro apontam maior consumo e menor produção, o que provoca um distanciamento de valores, sendo apenas cerca de 18,75% da energia consumida proveniente da produção fotovoltaica.

5.5 Disposição dos Módulos PV

Como já referido em cima, o resultado da simulação do projeto aconselhou uma disposição dos painéis em 41 fileiras com 12 módulos ligados em série, sendo que os cálculos realizados anteriormente, revelaram que seria possível ligar em série entre 5 e 20 módulos, e poderia haver um número máximo de 51 fileiras. Os números mencionados, referentes ao resultado da simulação são apenas sugestivos e podem diferir um pouco da realidade. A Figura 5.11 apresenta uma possível disposição dos painéis solares aplicados no telhado da empresa C. O esquema foi cedido pela empresa DAPE, que o dimensionou com auxílio do software AUTOCAD.



Figura 5.11 - Possível esquema de disposição dos módulos PV no telhado da empresa C. (Imagem fornecida pela empresa DAPE)

5.6 Fixação dos Módulos Fotovoltaicos

É de extrema importância que a fixação dos módulos no telhado seja feita de forma correta e segura. Existem diversos tipos de estruturas de fixação de módulos, desenhados especificamente para cada tipo de telhado ou superfície. No caso do presente estudo, utilizaram-se estruturas coplanares usando-se a inclinação própria do telhado para minimizar custos de instalação, referido anteriormente no ponto 5.2.

Geralmente as estruturas são constituídas por alumínio ou aço inoxidável, com bastante robustez, de forma a que os módulos fiquem seguros e não sejam movidos do seu lugar por fatores externos ambientais (chuvas e vento forte).

As estruturas são então fixadas no telhado (no presente caso o telhado é constituído por telha metálica trapezoidal), recorrendo ao uso de calhas, onde as estruturas são coladas com uma cola própria para o

feito e aparafusadas. Posteriormente os módulos são inseridos nas estruturas e fixados com o auxílio de parafusos para que fiquem bem seguros. A Figura 5.12 representa um esquema de uma estrutura similar às escolhidas para aplicar no presente projeto.

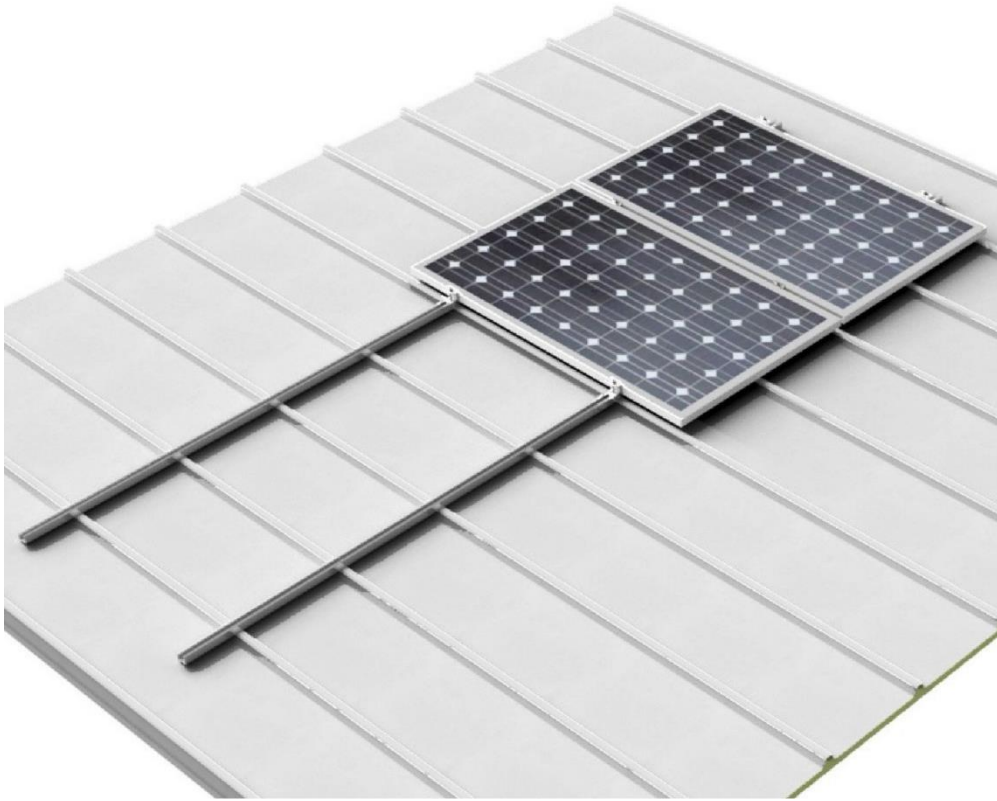


Figura 5.12 - Esquema de uma estrutura coplanar de fixação de painéis similar às escolhidas para aplicação no presente projeto (efectoLED, 2022)

6. Análise Financeira

A análise financeira do empreendimento em estudo nesta dissertação foi dividida em quatro tópicos:

- Investimento inicial - equipamento e instalação;
- Compra de energia e venda do excedente;
- Custo de ciclo de vida - soma de todos os custos ao longo do período de vida do sistema fotovoltaico;
- Análise de custos e benefícios.

O investimento inicial é composto pelo custo dos equipamentos e o custo de instalação dos mesmos. Estes custos são apresentados na Tabela 6.1.

Considerou-se que a instalação de todo o empreendimento demorou aproximadamente 4 dias de trabalho (8 horas por dia) e foi cobrado 200€ por hora até estar concluída.

Tabela 6.1 - Custo de equipamento e instalação

Equipamento	Unidades	Preço/Unidade (€)	Preço total (€)	Preço normalizado (€/watt)
Módulos fotovoltaicos	492	187	92004	0,42
Inversor	2	7860	15720	
Datalogger	1	727,33	727,33	
Cabo de 4mm 100m	5	195	975	
Estrutura de 2 módulos	1	96,52	96,52	
Estrutura de 10 módulos	49	381,15	18676,35	
Conectores	492	2,9	1426,8	
		Total equipamento	129626	0,58
Instalação	32 horas	200€/hora	6400	
		Total	136026	0,60

Seguidamente, através da análise da energia produzida no ano 1, foi possível determinar a energia produzida pelo sistema fotovoltaico ao longo de 20 anos (tempo de vida útil dos equipamentos).

Para tal, foi considerada uma taxa de degradação do sistema fotovoltaico de 3% por ano. Os resultados obtidos encontram-se apresentados na Tabela 6.2. Denote-se que o valor da compra da eletricidade foi considerado 0,145 €/KWh, e assumiu-se que se mantém ao longo dos 20 anos, sendo desconsideradas quaisquer variações de preço, assim como no valor da venda da eletricidade, que também foi considerado o mesmo ao longo dos 20 anos.

Tabela 6.2 - Comparação entre o custo de eletricidade com e sem sistema fotovoltaico ao longo de 20 anos de utilização

Ano	Consumo sem sistema PV (€)	Consumo com sistema PV (€)	Poupança de Energia (€)
1	104 733,5	59 972,0	44 761,5
2	104 733,5	61 314,8	43 418,7
3	104 733,5	62 617,4	42 116,1
4	104 733,5	63 880,9	40 852,6
5	104 733,5	65 106,5	39 627,0
6	104 733,5	66 295,3	38 438,2
7	104 733,5	67 448,4	37 285,1
8	104 733,5	68 567,0	36 166,5
9	104 733,5	69 652,0	35 081,5
10	104 733,5	70 704,4	34 029,1
11	104 733,5	71 725,3	33 008,2
12	104 733,5	72 715,5	32 018,0
13	104 733,5	73 676,1	31 057,4
14	104 733,5	74 607,8	30 125,7
15	104 733,5	75 511,6	29 221,9
16	104 733,5	76 388,2	28 345,3
17	104 733,5	77 238,6	27 494,9
18	104 733,5	78 063,4	26 670,1
19	104 733,5	78 863,5	25 870,0
20	104 733,5	79 639,6	25 093,9

Através das equações (11) e (12) pode calcular-se o consumo com sistema fotovoltaico para o 1 ano e para os seguintes anos respetivamente:

$$\text{Consumo com PV} = (\text{Consumo anual} - P_{\text{solar}}) * 1000 * 0,145\text{€/KWh} \quad (11)$$

Sendo P_{solar} a produção solar do sistema fotovoltaico. Após o cálculo inicial, adiciona-se a degradação do sistema na equação, para os restantes anos:

$$Consumo\ com\ PV = (Consumo\ anual - P_{solar} * 0,97) * 1000 * 0,145\text{€/KWh} \quad (12)$$

O Custo com sistema fotovoltaico foi obtido através da subtração da energia produzida às necessidades energéticas, e calculada a quantidade de eletricidade que seria necessário comprar à rede. O Custo sem sistema fotovoltaico foi obtido através da compra de todo o volume de eletricidade correspondente às necessidades energéticas do cliente, antes de este implementar o sistema fotovoltaico.

Foi possível obter o gráfico da Figura 6.1, que relaciona o consumo em eletricidade sem o sistema fotovoltaico com o consumo em eletricidade após a implementação deste.

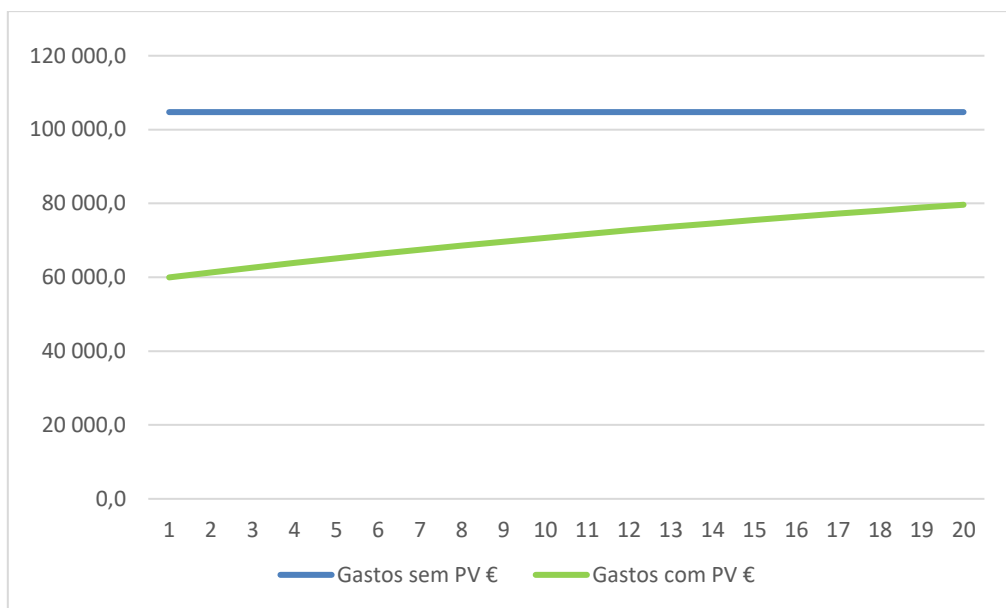


Figura 6.1 - Comparação entre o consumo da eletricidade sem sistema PV e com sistema PV

É possível observar que, com a implementação do sistema fotovoltaico, o gasto em eletricidade vai subindo ao longo dos anos, o que é de esperar, uma vez que, com a degradação do sistema a energia produzida será cada vez menor. No entanto, mesmo com essa degradação, o valor gasto em eletricidade é significativamente menor do que aquele gasto sem implementação do sistema fotovoltaico.

6.1 Custo do Ciclo de Vida do Sistema PV

Para analisar o custo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico, foram considerados vários pontos, nomeadamente:

- Foi considerado que o cliente pagou 25% do valor do sistema (equipamento + instalação) de entrada e que fez um empréstimo para os restantes 75%;
- Pagou 2,75% de juros, valor aplicável para empresas com empréstimos abaixo de 1 milhão de euros, mediante a informação do Banco de Portugal, 2022.
- Foi considerada uma taxa de manutenção do sistema de 1,25% a cada ano (ao longo de 20 anos).
- O empréstimo foi estipulado para ser pago em 10 anos.

A Tabela 6.3 mostra todos os resultados obtidos.

Tabela 6.3 - Análise do custo do Ciclo de Vida do sistema fotovoltaico

Ano	Poupança de Energia (€)	Prestação Anual (€)	Manutenção (€)	Poupanças + Despesas (€)	Vp Anual Poupanças + Despesas (€)	Fluxo de caixa (€)
0						-34 006,5
1	44 761,5	-11 807,71	-1 360,26	31 593,5	31 126,6	-2 879,9
2	43 418,7	-11 807,71	-1 700,33	29 910,6	29 033,1	26 153,2
3	42 116,1	-11 807,71	-1 700,33	28 608,1	27 358,4	53 511,6
4	40 852,6	-11 807,71	-1 700,33	27 344,6	25 763,6	79 275,2
5	39 627,0	-11 807,71	-1 700,33	26 119,0	24 245,2	103 520,5
6	38 438,2	-11 807,71	-1 700,33	24 930,2	22 799,7	126 320,2
7	37 285,1	-11 807,71	-1 700,33	23 777,0	21 423,8	147 743,9
8	36 166,5	-11 807,71	-1 700,33	22 658,5	20 114,2	167 858,1
9	35 081,5	-11 807,71	-1 700,33	21 573,5	18 868,0	186 726,1

10	34 029,1	-11 807,71	-1 700,33	20 521,0	17 682,3	204 408,5
11	33 008,2		-1 700,33	31 307,9	26 578,3	230 986,8
12	32 018,0		-1 700,33	30 317,6	25 357,3	256 344,0
13	31 057,4		-1 700,33	29 357,1	24 191,0	280 535,1
14	30 125,7		-1 700,33	28 425,4	23 077,1	303 612,2
15	29 221,9		-1 700,33	27 521,6	22 013,2	325 625,4
16	28 345,3		-1 700,33	26 644,9	20 997,0	346 622,5
17	27 494,9		-1 700,33	25 794,6	20 026,5	366 649,0
18	26 670,1		-1 700,33	24 969,7	19 099,6	385 748,6
19	25 870,0		-1 700,33	24 169,6	18 214,4	403 963,1
20	25 093,9		-1 700,33	23 393,5	17 369,0	421 332,1

Na Tabela 6.3 é possível observar o custo do ciclo de vida do sistema fotovoltaico, excluindo o cálculo dos juros e amortização que se encontram apresentados abaixo na Tabela 6.4. A manutenção, foi considerada com uma taxa de 1,25% a cada ano, como já referido acima, omitindo o primeiro ano, cujo valor de manutenção é mais baixo que os restantes anos. O valor da manutenção foi considerado constante ao longo dos anos (a manutenção inclui limpeza e verificação da qualidade e bom funcionamento dos componentes. O valor da manutenção seria alterado caso o sistema necessitasse de substituição de algum componente).

A prestação anual (P_{anual}) foi obtida através da seguinte equação:

$$P_{anual} = \frac{P * tj}{1 - \frac{1}{1 + tj^d}} \quad (13)$$

Onde P representa o empréstimo, tj a taxa de juro do empréstimo, e d é a duração do empréstimo em anos.

A poupança, refere-se à já referida acima, poupança no gasto com eletricidade.

As poupanças + despesas estão relacionadas com a soma de gastos e benefícios do sistema ao longo de cada ano (neste caso é considerada como despesa a prestação anual e a manutenção, e como

benefício a poupança com a eletricidade). De referir que no 10º ano o pagamento do empréstimo foi concluído, portanto, a partir desse ano o valor da poupança sobe acentuadamente, decrescendo ligeiramente nos anos seguintes devido à degradação do sistema.

O VP Anual (valor presente anual) refere-se à contabilização do empréstimo ao longo dos 20 anos, mediante uma taxa de desconto constante de 1,5%.

Fluxo de Caixa refere-se ao fluxo de dinheiro que passa na contabilidade do sistema fotovoltaico, isto é, os ganhos e perdas ao longo do tempo estipulado (20 anos).

O ano 0 do Fluxo de Caixa refere-se à entrada dada pelo cliente na compra do sistema (25% do valor total). Pode observar-se que essa entrada só é paga no ano 3 pois o valor do fluxo de caixa é positivo.

No entanto, o crescimento nos anos que se seguem mantém-se positivo e linear (Figura 6.2)

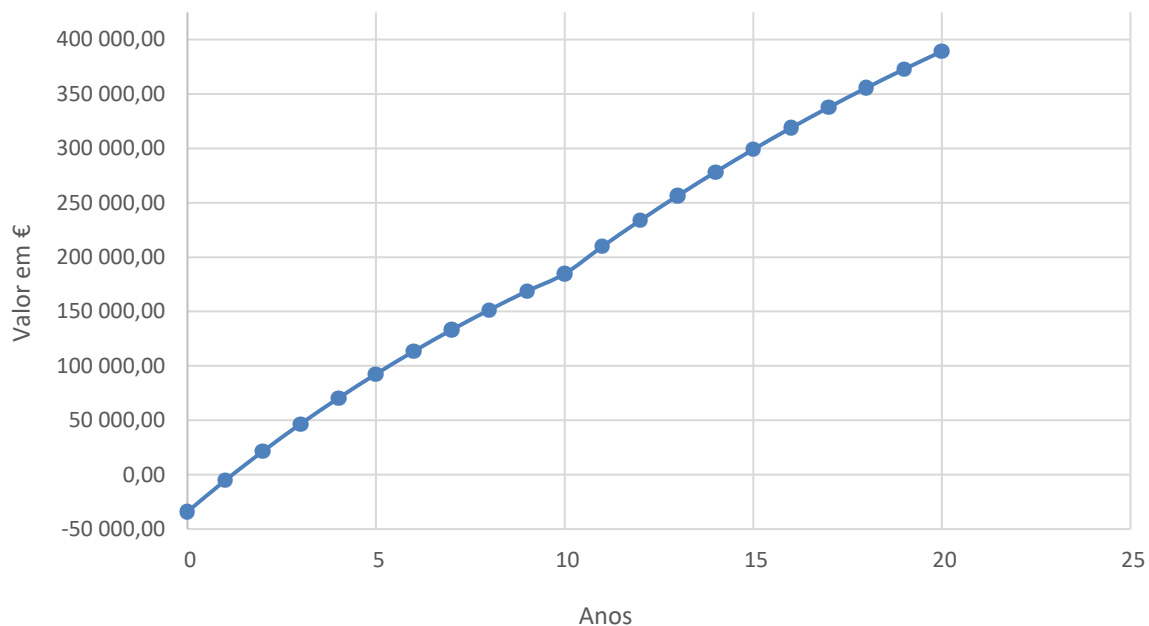


Figura 6.2 - Fluxo de Caixa do Sistema Fotovoltaico

Tendo em consideração que o valor total de investimento inicial foi de aproximadamente 136 026€, foi possível ao cliente recuperar esse investimento entre o 7º e o 10º ano de utilização do sistema fotovoltaico.

Ao incluir a venda do excedente para a rede, resultante da simulação no PVsyst, presente na tabela 5.4, é possível recuperar o investimento a partir do 6º ano. No primeiro ano, segundo a simulação, a venda

do excedente é de 2659,8€, ao acrescentar os ganhos da venda do excedente ao fluxo de caixa de acordo com a degradação anual de 3% do sistema, iria acrescentar 40447,2€ após 20 anos de uso.

Em relação ao empréstimo, o cálculo dos juros e da amortização encontram-se então apresentados na Tabela 6.4.

Tabela 6.4 - Cálculo dos juros e amortização do empréstimo para o sistema PV

ANO	JUROS	AMORTIZAÇÃO	VALOR EM DIVIDA
0			102 019,50
1	2 805,54	-9 002,17	93 017,33
2	2 557,98	-9 249,73	83 767,60
3	2 303,61	-9 504,10	74 263,50
4	2 042,25	-9 765,46	64 498,03
5	1 773,70	-10 034,01	54 464,02
6	1 497,76	-10 309,95	44 154,07
7	1 214,24	-10 593,47	33 560,60
8	922,92	-10 884,79	22 675,81
9	623,58	-11 184,12	11 491,69

O empréstimo, como referido anteriormente, foi concebido para ser pago no prazo de 10 anos. O Ano 0 do valor em dívida refere-se ao valor total do empréstimo. Em suma, pode afirmar-se que o sistema fotovoltaico alvo de estudo é um sistema rentável, pois apresenta um fluxo de caixa positivo e crescente ao longo dos 20 anos de vida útil.

Salienta-se que o tempo de vida útil do sistema foi considerado tendo em conta a garantia dos equipamentos e que possivelmente, em situações reais, os equipamentos terão uma vida útil superior, principalmente com o avanço das tecnologias no ramo da energia fotovoltaica.

Todas as tabelas de cálculo utilizadas na presente dissertação podem ser consultadas de forma mais pormenorizada no Anexo D.

7. Conclusão e Perspetivas Futuras

Atualmente, um dos maiores desafios da sociedade moderna está relacionado com a utilização de diferentes meios de produção de energia renovável para diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e suportar a crescente necessidade energética mundial. A partir do uso de fontes renováveis, o despertar de uma consciencialização ambiental e o surgimento de fortes incentivos políticos promovendo essa utilização têm impulsionado entidades públicas e privadas a aderirem à transição energética.

A utilização de sistemas PV tem permitido o acesso à eletricidade em zonas remotas, em aplicações de comunicações terrestres e espaciais. Existem diversas vantagens para a sua utilização, desde o uso de um recurso abundante, limpo, gratuito e inesgotável, até à reduzida necessidade de manutenção, facilidade de instalação, adaptabilidade às necessidades da cobertura ou terreno, etc.

No entanto, a eficiência dos sistemas fotovoltaicos não depende única e exclusivamente dos geradores de energia, mas sim de todos os outros constituintes (inversores, datalogger, cablagens), bem como os fatores ambientais (temperatura, irradiância, sombra), que influenciam diretamente o potencial da energia produzida. É necessário um estudo metódico de todas estas variáveis de modo a ser possível dimensionar um sistema eficiente e financeiramente viável.

O trabalho desenvolvido teve como principais objetivos um estudo de dimensionamento e instalação de um sistema fotovoltaico e a análise da sua rentabilidade e eficiência. É possível afirmar que foi realizado um projeto funcional, eficiente e rentável para o cliente e perceber quais as opções que melhor se adequavam às necessidades deste. Além de tornar a empresa sustentável, o capital economizado com a fatura de energia pode ser usufruído para outros projetos futuros.

O sistema fotovoltaico ao 7º ano de utilização recupera o valor total do investimento, já se tornando rentável e ao 10º ano o cliente acaba de pagar o empréstimo aumentando assim a sua rentabilidade, mas mesmo durante esses 10 anos, a comparação entre o gasto com eletricidade sem o grupo PV versus com o grupo PV revelou uma evolução progressiva da poupança.

Como já foi referido anteriormente, o ciclo de vida útil do sistema foi analisado para 20 anos de utilização, mas é provável que os componentes se prolonguem por mais alguns anos, já que o período médio de funcionamento dos módulos é de 25 anos.

Caso o cliente pretenda expandir a sua empresa, em que as suas necessidades energéticas aumentem, é recomendado que seja realizado um novo estudo do sistema para que melhor se equipare às novas exigências resultantes da expansão.

8. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alves Freitas, S. S. (2008) Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Instituto Politécnico de Bragança.

APREN, 2021, “Energias renováveis”, disponível em: <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques> , consultado em 26 de agosto de 2022.

Brito, M. C. and Silva, J. A., 2006, “Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade,” O Instal., pp. 1–7.

Bülher A., J., 2011, Estudo de técnicas de determinação experimental e pós-processamento de curvas características de módulos fotovoltaicos, Tese de doutoramento em Engenharia Mecânica, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre

Carneiro J., 2010, Módulos Fotovoltaicos – Características e Associações, p. 3

Carneiro J., Passos M., 2020, Sistemas Fotovoltaicos – Fundamentos sobre Dimensionamento, Ed. Engebook, pp.34-55

Comissão Europeia (2019) “Plano Nacional Energia E”, Plano Nacional Energia E Clima 2021-2030 (Pnec 2030), 2030(Pnec 2030), pp. 1–200.

Comissão europeia, 2015, disponível no site https://ec.europa.eu/info/index_pt - consultado em 15 de setembro de 2022.

EfectoLED, 2022, disponível no site <https://www.efectoled.com/pt/comprar-paineis-solares/92124-estrutura-coplanar-para-paneeis-solares-chapa-trapezoidal.html> - consultado em 20 de novembro de 2022.

Electrical Technology, 2020, Series, Parallel & Series-Parallel Connection of Solar Panels, disponível no site <https://www.electricaltechnology.org/2020/09/series-parallel-and-series-parallel-connection-of-solar-panels.html>, consultado em 15 setembro de 2022

Enel Green Power (2020) Renewables in Portugal: back to the future. Disponível em: <https://www.enelgreenpower.com/stories/articles/2020/10/portugal-renewables-energy-transition>, consultado em 4 de junho de 2022).

Energias Madeira, 2018, disponível no site https://energiasmadeira.pt/como-funciona/#o_sistema - consultado em 9 de setembro de 2022.

Estrutura de Potência, 2020, disponível no site: <https://eletronicadepotencia.com/celula-fotovoltaica/> - consultado em 24 de junho de 2022

Fonash, S. J., Fonash, R. T. e Ashok, S. (2020) Solar Cell, Encyclopedia Britannica. Disponível em: <https://www.britannica.com/technology/solar-cell> , consultado em 12 de setembro de 2022.

Geisz, J. F. et al. Six-junction III-V solar cells with 47.1% conversion efficiency under 143 Suns concentration. *Nat. Energy* 5, 326–335 (2020).

Goswami, D. Y., 2015, "Principles Of Solar Engineering". Boca Raton: Taylor & Francis Group.

Hassanian, R., Riedel, M., Yeganeh, N., Unnthorsson, R., 2021, "A Practical Approach for Estimating the Optimum Tilt Angle of a Photovoltaic Panel for a Long Period-Experimental Recorded Data", *Solar* 1, no. 1: 41-51.

HISOUR Arte Cultura e Exposição (2018) Silício Amorfo. Disponível em: <https://www.hisour.com/pt/amorphous-silicon-39639/> , consultado em 5 de outubro de 2022.

Honsberg, C. e Bowden, S. (2019) Photovoltaics Education Website. Disponível em: <https://www.pveducation.org/> , consultado em 20 de setembro de 2022.

Internacional Energy Agency (2021) "Renewable Energy Market Update", Renewable Energy Market Update, p. 26

Li, S. and Zheng, H., 2011, "Energy Extraction Characteristic Study of Solar Photovoltaic Cells and Modules," in Power and Energy Society General Meeting, IEEE, pp. 1–7.

Luque A., Hegedus S., 2003, Handbook of Photovoltaic Science and Southern Gate, Chischester, England, John Wiley and Sons, p.12

Magarreiro, C., Freitas, S. e Brito, M. C. (2016) "Radiação e energia solar", *Gazeta de Física*, 39(1/2), pp. 57–59. Disponível em: www.spf.pt/magazines/GFIS/119/article/993/pdf.

Ovelha, R. M. R. V., 2017, Projeto, Dimensionamento e Instalação de Solução Fotovoltaica numa moradia offgrid. Universidade de Lisboa

Pereira F. A., Oliveira M. A., 2015, Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica, Ed. Técnicas, Porto.

Portal Energia - Energias Renováveis, 2019, "Energia Fotovoltaica - Manual e guia técnico sobre tecnologias, projeto e instalação", p. 368.

Proença, E. D. R. B. (2007) A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM PORTUGAL - Estado-da-Arte e Perspetivas de Desenvolvimento. Universidade Técnica de Lisboa. Disponível em: <https://fenix.tecnico.ulisboa.pt/downloadFile/395137487931/Tese - A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal.pdf>.

Ritchie, H., Roser, M. e Rosado, P. (2020) Energy Production and Consumption. Disponível em: <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption#citation> , consultado em 25 de Junho de 2022.

Sampaio, P. G. V. e González, M. O. A. (2017) "Photovoltaic solar energy: Conceptual framework", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74(February), pp. 590–601

Saraiva, M. F. O., (s.d.). Obtido de Movimento Anual do Sol e Estações do Ano: http://www.if.ufrgs.br/fis02001/aulas/aula_movsol.htm

Solar Energy Technologies Office (2021) Solar Photovoltaic Cell Basics. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-cell-basics> , consultado em 10 de outubro de 2022.

Solargis, 2021, Solar resource maps of Europe, disponível no site: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/europe> , consultado em 8 junho 2022.

Solarquotes (2018) Polycrystalline vs Monocrystalline solar panels. Disponível em: <https://www.solarquotes.com.au/panels/photovoltaic/monocrystalline-vs-polycrystalline/> , consultado em 10 de outubro de 2022.

Tidwell, J. W., Weir, A. D., 2006, "Renewable Energy Resources". Abingdon: Taylor & Francis Group.

Vitorino, M. A., Hartmann, L. V., Lima, A. M. N., and Corrêa, M. B. R.,2007, "Using the model of the solar cell for determining the maximum power point of photovoltaic systems," in Power Electronics and Applications, vol. 1, pp. 1–10.

Wesley, F. et al., (2019). ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: DESENVOLVIMENTO E APLICAÇÕES.

Wang, C. e Lu, Y. (2016) Solar Photovoltaic. Savonia University of Applied Sciences.

Wang, T.K. (2017). Comparative Study between Azimuth-Elevation and Tilt-Roll Sun-Tracking Systems in Range of Motion.

Zhou, B. et al.,2021, «A review on solar pavement and photovoltaic/thermal (PV/T) system», Transportation Research Part D: Transport and Environment, 93(March), p. 102753. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.trd.2021.102753>.

ANEXOS

ANEXO A - DATASHEET DO MÓDULO

powered by
Q.ANTUM DUO Z

Q.PEAK DUO XL-G9.3 445-465

ALTO RENDIMENTO
PERMANENTE



SUPERANDO A BARREIRA DE 21% DE EFICIÊNCIA

A Q.ANTUM DUO Z Technology combinada com a configuração de células «zero-gap» aumenta até 21,1% a eficiência do módulo.



TECNOLOGIA INOVADORA DE RESISTÊNCIA A TODAS AS CONDIÇÕES CLIMÁTICAS

Rendimentos ideais independentemente das condições climáticas com excelente comportamento em luminosidade e temperaturas reduzidas.



ALTO DESEMPENHO DURÁVEL

Segurança de rendimento em longo prazo com Tecnologia Anti LID, Tecnologia Anti PID, Proteção Hot-Spot e Rastreabilidade de Qualidade Tru.Q™.



CLASSIFICAÇÃO PARA CONDIÇÕES CLIMÁTICAS EXTREMAS

Estrutura em liga de alumínio de tecnologia de ponta, certificada para elevadas cargas de neve (5.400 Pa) e vento (2.400 Pa).



UM INVESTIMENTO CONFIÁVEL

Incluindo uma garantia de 12 anos sobre o produto e uma garantia de desempenho linear de 25 anos².



TECNOLOGIA DE MÓDULO DE ÚLTIMA GERAÇÃO

O Q.ANTUM DUO Z combina tecnologia de ponta na separação de células e cabeamento inovador com a Q.ANTUM Technology.

¹ Condições de teste APT de acordo com IEC/TS 62804-1:2015, método A (-1500V, 96h)

² Consultar ficha de dados na parte traseira para obter mais informações.

A SOLUÇÃO IDEAL PARA:

 Centrais de energia solar instaladas no solo

Engineered in Germany

Q CELLS

ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS

Formato	2.163mm x 1.030mm x 35mm (incluindo estrutura)
Peso	25,5kg
Cobertura dianteira	Vidro temperado de 3,2mm com tecnologia anti-reflexo
Cobertura traseira	Filme composto
Estrutura	Alumínio anodizado
Célula	6 x 26 meias células solares Q-ANTUM monocristalinas
Caixa de derivação	53-101mm x 32-60mm x 15-18mm Classe de proteção IP67, com diodos de derivação
Cabo	Cabo solar de 4mm ² ; (+) ≥1.450mm, (-) ≥1.450mm*
Conector	SMulib MC4-Evo2, Hanwha Q CELLS HQC4, IP68

*Estão disponíveis cabos curtos (+) ≥700mm, (-) ≥350mm mediante solicitação.

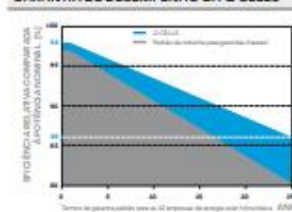


CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS

CLASSE DE POTÊNCIA		445	450	455	460	465	
DESEMPENHO MÍNIMO EM CONDIÇÕES DE TESTE PADRÃO, STC* (TOLERÂNCIA DE POTÊNCIA DE +5W / -0 W)							
Mínimo	Potência a MPP ¹	P_{MPP} [W]	445	450	455	460	465
	Corrente de curto circuito ²	I_{SC} [A]	10,62	10,65	10,67	10,70	10,73
	Tensão de circuito aberto ²	V_{OC} [V]	53,15	53,18	53,22	53,25	53,29
	Corrente em MPP	I_{MPP} [A]	10,10	10,15	10,20	10,25	10,30
	Tensão em MPP	V_{MPP} [V]	44,06	44,34	44,61	44,89	45,16
	Eficiência ³	η [%]	≥20,0	≥20,2	≥20,4	≥20,6	≥20,9
DESEMPENHO MÍNIMO EM CONDIÇÕES DE FUNCIONAMENTO NORMAL, NMOT⁴							
Mínimo	Potência a MPP	P_{MPP} [W]	333,2	337,0	340,7	344,5	348,2
	Corrente de curto circuito	I_{SC} [A]	8,56	8,58	8,60	8,62	8,64
	Tensão de circuito aberto	V_{OC} [V]	50,12	50,15	50,18	50,22	50,25
	Corrente em MPP	I_{MPP} [A]	7,95	7,99	8,03	8,08	8,12
	Tensão em MPP	V_{MPP} [V]	41,93	42,17	42,41	42,64	42,87

¹Tolerâncias de medição P_{MPP} ±3%, I_{SC} , V_{OC} ±1% at STC: 1.000W/m², 25±2°C, AM 1,5 de acordo com IEC 60904-3 • *800W/m², NMOT, espectro AM 1.5

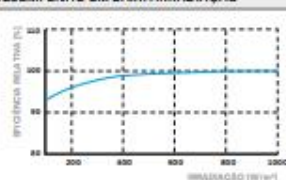
GARANTIA DE DESEMPENHO DA Q CELLS



Pelo menos 98% da potência nominal durante o primeiro ano. Posteriormente, máximo de 0,5% de degradação por ano. Pelo menos 93,5% da potência nominal aos 10 anos. Pelo menos 86% da potência nominal até 25 anos.

Todos os dados se encontram no intervalo das tolerâncias de medição. Garantias totais de acordo com os termos de garantia de organização de vendas Q CELLS do seu país respectivo.

DESEMPENHO EM BAIXA IRRADIAÇÃO



Desempenho de módulo típico em condições de baixa irradiação comparativamente com as condições STC (25°C, 1.000W/m²).

COEFICIENTES DE TEMPERATURA

Coefficientes de temperatura de I_{SC}	α [%/K]	+0,04	Coefficientes de temperatura de V_{OC}	β [%/K]	-0,27
Coefficientes de temperatura de P_{MPP}	γ [%/K]	-0,35	Nominal Module Operating Temperature	NMOT [°C]	43±3

PROPRIEDADES PARA DESIGN DE SISTEMA

Tensão máxima do sistema	V_{MPP} [V]	1.500	Classificação do módulo fotovoltaico	Classe II
Corrente inversa máxima	I_r [A]	20	Classe de resistência ao fogo com base na norma ANSI/UL 61730	C / TYPE 1
Carga máxima de design, empurra / puxa	[Pa]	3.600 / 1.600	Temperatura de módulo permitida em funcionamento contínuo	-40°C - +85°C
Carga máxima de teste de, empurra / puxa	[Pa]	5.400 / 2.400		

QUALIFICAÇÕES E CERTIFICADOS

IEC 61215:2016, IEC 61730:2016
Esta ficha de dados está em conformidade com DIN EN 50338



INFORMAÇÕES SOBRE EMBALAGEM

Embalagem vertical	2.215mm	1.130mm	1.200mm	815kg	24 paletes	20 paletes	30 módulos
--------------------	---------	---------	---------	-------	------------	------------	------------

NOTA: As instruções de instalação têm que ser seguidas. Consulte o manual de instalação e funcionamento ou entre em contato com o nosso departamento de apoio técnico para obter mais informações sobre a instalação e utilização aprovadas deste produto.

Hanwha Q CELLS GmbH

Sonnenallee 17-21, 06786 Bitterfeld-Wolfen, Germany | TEL +49 (0)3494 66 99-23444 | FAX +49 (0)3494 66 99-23000 | EMAIL sales@q-cells.com | WEB www.q-cells.com

Engineered in Germany



ANEXO B - DATASHEET DO INVERSOR E DATALOGGER

SUN2000-110KTL-M0

Smart String Inverter



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



String-level
Management

98.6%
Max. Efficiency



Surge Arresters
for DC & AC

100%
Fuse Free
Design

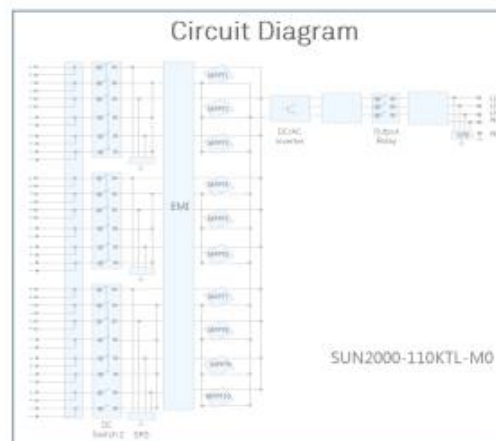


Residual Current
Monitoring Integrated

IP65
Protection



MBUS Supported



SUN2000-110KTL-M0 Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	98.6%
Chinese Efficiency	98.1%
Input	
Max. Input Voltage	1,100 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 1,000 V
Rated Input Voltage	600 V
Number of Inputs	20
Number of MPP Trackers	10
Output	
Rated AC Active Power	110,000 W
Max. AC Apparent Power	121,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	121,000 W
Rated Output Voltage	3 × 220 V/380 V, 3 × 230 V/400 V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz
Rated Output Current	167.2A (380Vac) , 158.8A (400Vac)
Max. Output Current	185.7A (380Vac) , 176.4A (400Vac)
Adjustable Power Factor Range	0.8 超前 ... 0.8 滞后
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth + APP
RS485	Yes
USB	Yes
MBUS	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm
Weight (with mounting plate)	85 kg
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C
Cooling Method	Natural Convection
Max. Operating Altitude	5,000 m (> 4,000 m 降額)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Amphenol HH4
AC Connector	OT端子
Protection Degree	IP65
Topology	Transformerless

SmartLogger3000A



Smart

Smart zero export control design



Simple

Easy to install on site



Reliable

Safety by lightning protection module

Technical Specification	SmartLogger3000A
Device Management	
Max. Number of Connected Devices	80
Communication Interface	
WAN	WAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
LAN	LAN x 1, 10 / 100 / 1000 Mbps
RS485	COM x 3, 1200 / 2400 / 4800 / 9600 / 19200 / 115200 bps, 1000 m
MBUS	MBUS x 1, 115.2 kbps, Compatible with PLC
2G / 3G / 4G ¹	LTE(FDD) : B1,B2,B3,B4,B5,B7,B8,B20 DC-HSPA+/HSPA+/HSPA/LMDS : 850/900/1900/2100 MHz GSM/GPRS/EDGE: 850/900/1800/1900 MHz ²
Digital / Analog Input / Output	DI x 4, DO x 2, AI x 4
Active DO	12V, 100mA (connection with relay, sensor)
Communication Protocol	
Ethernet	Modbus-TCP, IEC 60870-5-104
RS485	Modbus-RTU, IEC 60870-5-103 (standard), DL / T645
Interaction	
LED	LED Indicator x 3 - RUN, ALM, 4G
WEB	Embedded Web
USB	USB 2.0 x 1
APP	Communication by WLAN for Commissioning
Environment	
Operating Temperature Range	-40°C ~ 60°C (-40°F ~ 140°F)
Storage Temperature	-40°C ~ 70°C (-40°F ~ 158°F)
Relative Humidity (Non-condensing)	5% ~ 95%
Max. Operating Altitude	4,000 m (13,123 ft.)
Electrical	
AC Power Supply	100 V ~ 240 V, 50 Hz / 60 Hz
DC Power Supply	12 V / 24 V
Power Consumption	Typical 8 W, Max. 15 W
Mechanical	
Dimensions (W x H x D)	225 x 160 x 44 mm (8.9 x 6.3 x 1.7 inch, without mounting ears and antenna)
Weight	2 kg (4.4 lb.)
Protection Degree	IP20
Installation Options	Wall Mounting, DIN Rail Mounting, Tabletop Mounting

¹: When putting inside metal box, extended antenna will be needed.

²: For recommended carriers list and details on supported frequencies, please contact local distributors.

ANEXO C - RELATÓRIO DIMENSIONAMENTO PVSYST

Resumo do projeto

Localização geográfica Felgueiras Portugal	Localização Latitude 41.37 °N Longitude -8.23 °W Altitude 296 m Fuso horário UTC	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Felgueiras Meteonorm 8.0 (1996-2015), Sat=100% - Sintético		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Simulação para o ano n° 10	Sem cenário 3D de sombras, sem sombras	
Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 10 / -22 °	Sombras próximas Sem sombras	Exigências do consumidor Valores mensais
Informação do sistema		
Grupo FV		
Número de módulos	492 unidades	Inversores Número de unidades 2 unidades
Pnom total	224 kWp	Pnom total 220 kWca
		Rácio Pnom 1.018

Resumo dos resultados

Energia produzida	302.2 MWh/ano	Produção específica	1350 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	79.98 %
Energia utilizada	722.3 MWh/ano			Fração solar	29.56 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Resultados principais	4
Diagrama de perdas	5
Gráficos especiais	6
Balanço de emissões CO ₂	7

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede

Sem cenário 3D de sombras, sem sombras

Orientação do plano dos módulos

Orientação

Plano fixo

Inclinação/Azimute 10 / -22 °

Configuração dos sheds

Não há um cenário 3D definido

Modelos utilizados

Transposição Perez

Difuso Perez, Meteorom

Ciucumsolar separado

Horizonte

Sem horizonte

Sombras próximas

Sem sombras

Exigências do consumidor

Valores mensais

Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai.	Jun.	Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Ano	
74.3	76.0	70.0	64.6	58.0	53.2	48.7	22.3	49.9	64.4	67.8	73.1	722	MWh/mês

Características do grupo FV

Módulo FV

Fabricante

Hanwha Q Cells

Modelo

Q Peak Duo-XL-G9.3-455

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária

455 Wp

Número de módulos FV

492 unidades

Nominal (STC)

224 kWp

Módulos

41 Strings x 12 Em série

Em condições de func. (50°C)

Pmpp

204 kWp

Ump

487 V

I mp

419 A

Potência FV total

Nominal (STC)

224 kWp

Total

492 módulos

Superfície módulos

1096 m²

Inversor

Fabricante

Huawei Technologies

Modelo

SUN2000-110KTL-M0

(Base de dados original do PVsyst)

Potência unitária

110 kWca

Número de inversores

2 unidades

Potência total

220 kWca

Tensão de funcionamento

200-1000 V

Potência máx. (=>30°C)

121 kWca

Rácio Pnom (DC:AC)

1.02

Potência total inversor

Potência total

220 kWca

Número de inversores

2 unidades

Rácio Pnom

1.02

Perdas do grupo

Perdas sujidade grupo

Fração perdas

3.0 %

Fator de perdas térm.

Temperatura módulos em função irradiância

Uc (const.)

20.0 W/m²K

Uv (vento)

0.0 W/m²K/m/s

Perdas de cablagem DC

Res. global do grupo

19 mΩ

Fração perdas

1.5 % em STC

Perdas de qualidade dos módulos

Fração perdas

-0.5 %

Perdas dos módulos com mismatch

Fração perdas

2.0 % no MPP

Perdas devidas a mismatch, em fiadas

Fração perdas

0.1 %

Degradação média dos módulos

Ano n°

10

Fator de perda

0.4 %/ano

Mismatch devido à degradação

RMS da dispersão de Imp

0.4 %/ano

RMS da dispersão de Vmp

0.4 %/ano

Fator de perda IAM

Efeito de incidência (IAM): Fresnel, revestimento AR, n(vidro)=1.526, n(AR)=1.290

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

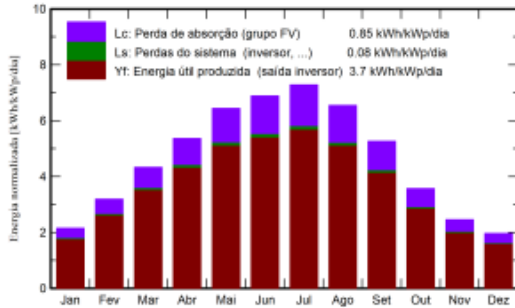
Resultados principais

Produção do sistema

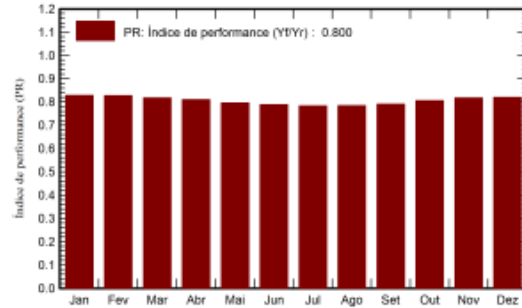
Energia produzida 302.2 MWh/ano
Energia utilizada 722.3 MWh/ano

Produção específica 1350 kWh/kWp/ano
Índice de performance (PR) 79.98 %
Fração solar 29.56 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



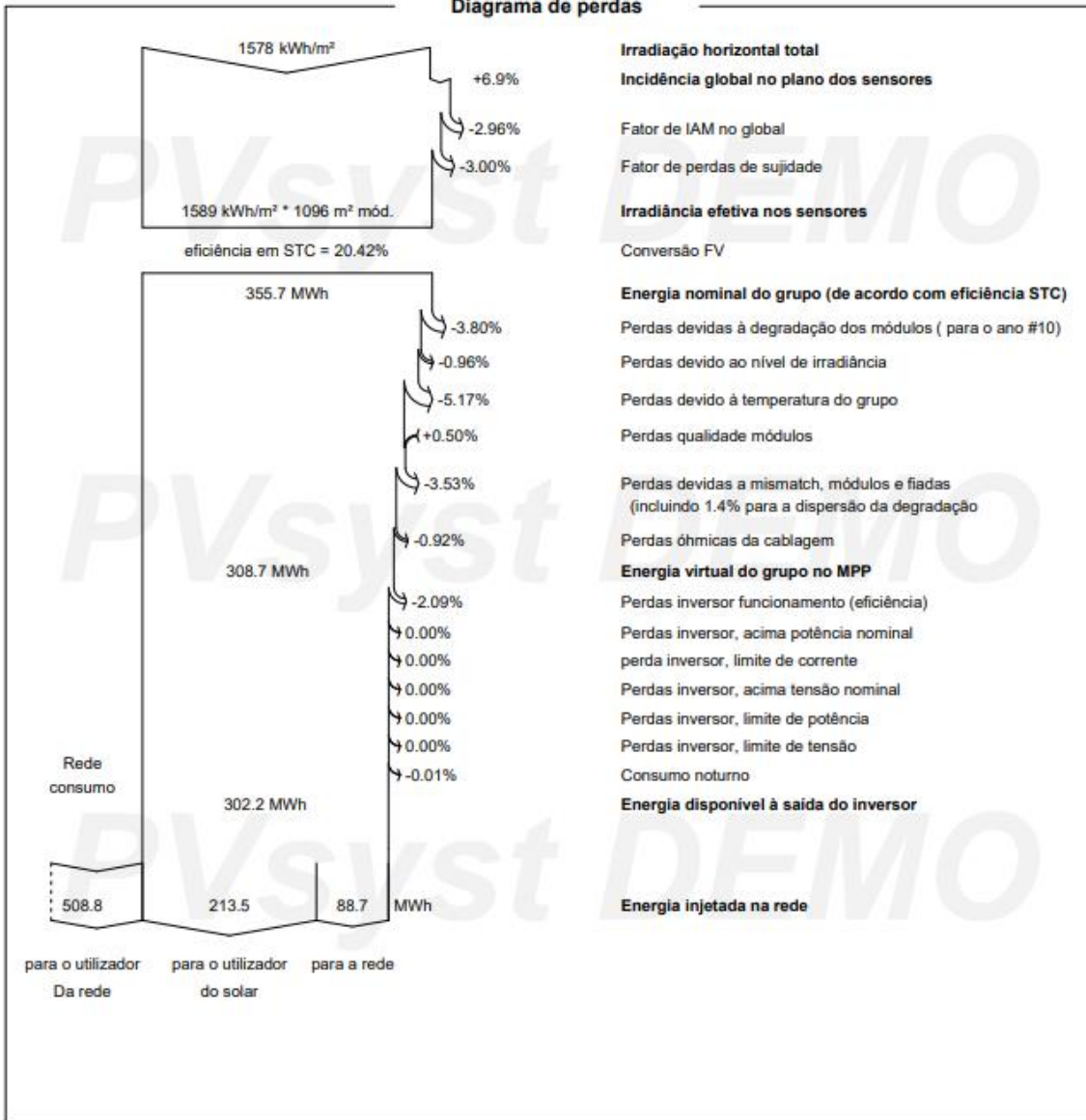
Balancos e resultados principais

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	E_Grid	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Janeiro	55.1	27.14	8.48	66.5	61.4	12.59	74.30	12.25	0.08	62.05
Fevereiro	76.8	30.78	9.01	89.2	83.3	16.87	76.00	16.14	0.38	59.86
Março	122.2	52.73	11.37	134.1	126.2	25.07	70.00	21.06	3.50	48.94
Abril	152.8	61.59	12.91	160.7	151.9	29.77	64.60	22.61	6.53	41.99
Mai	195.8	73.86	15.66	199.6	188.8	36.36	58.00	24.36	11.22	33.64
Junho	205.6	74.35	18.33	206.4	195.4	37.24	53.20	23.71	12.73	29.49
Julho	222.1	72.11	19.93	225.8	213.9	40.43	48.70	22.78	16.78	25.92
Agosto	194.5	68.62	20.37	202.8	191.8	36.35	22.30	10.84	24.76	11.46
Setembro	145.4	49.82	18.51	157.8	148.9	28.53	49.90	18.48	9.46	31.42
Outubro	97.4	42.74	15.83	110.5	103.4	20.35	64.40	17.38	2.54	47.02
Novembro	61.9	28.78	11.13	73.5	68.1	13.75	67.80	12.87	0.59	54.93
Dezembro	49.0	22.49	9.12	60.8	55.7	11.39	73.10	11.06	0.09	62.04
Ano	1578.4	605.02	14.25	1687.8	1588.8	308.70	722.30	213.54	88.66	508.76

Legendas

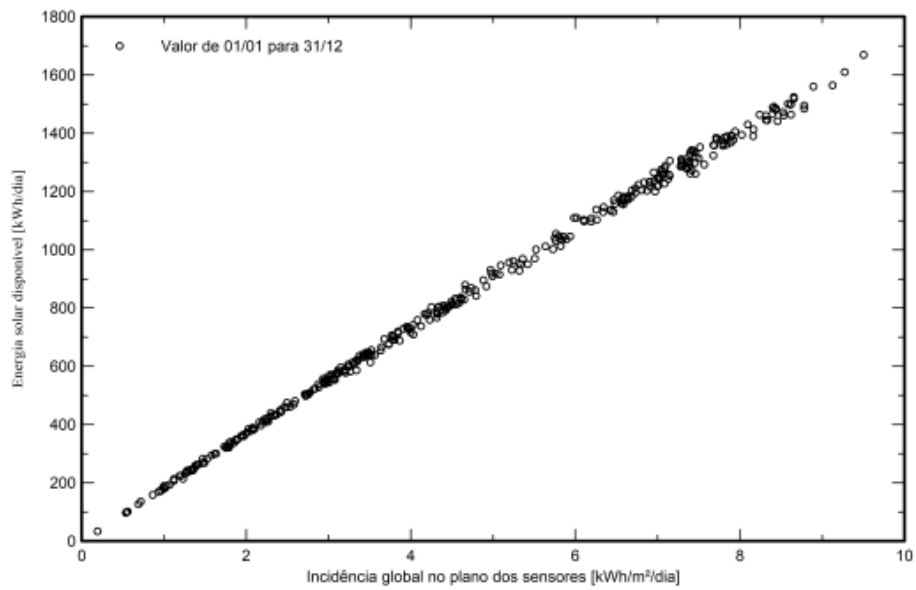
GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Diagrama de perdas

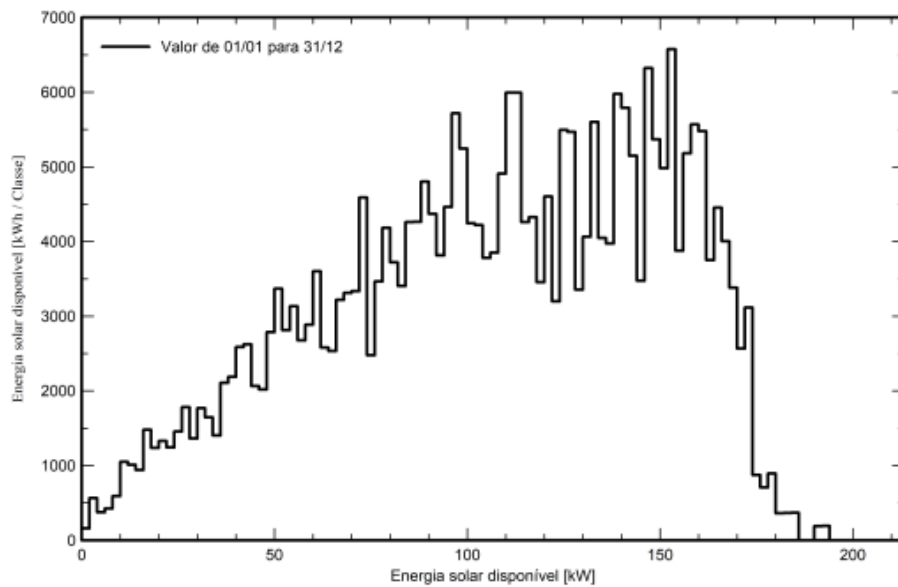


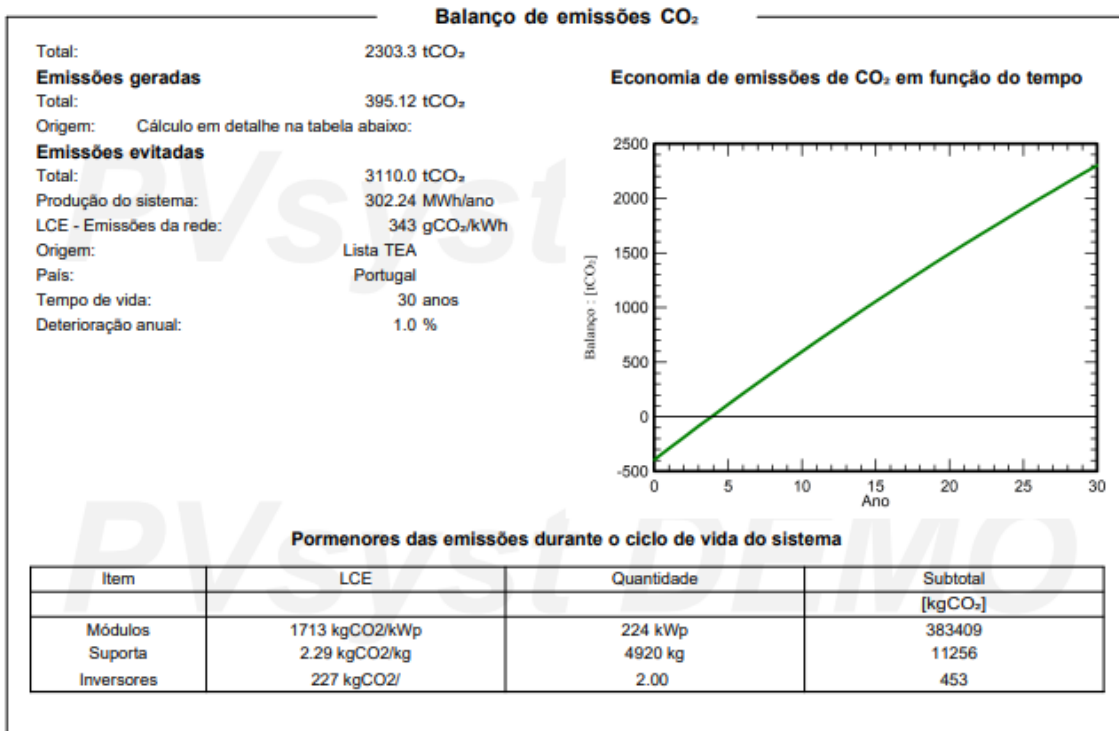
Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



System Output Power Distribution





ANEXO D - EXCEL ANÁLISE FINANCEIRA

Equipamento e instalação

Equipamento	Unidades	Preço/Unidade	Preço total
Módulos fotovoltaicos	492	187	92004
Inversor	2	7860	15720
Datalogger	1	727,33	727,33
Cabo de 4mm 100m	5	195	975
Estrutura de 2 módulos	1	96,52	96,52
Estrutura de 10 módulos	49	381,15	18676,35
Conectores	492	2,9	1426,8
		Total equipamento	129626
Instalação	32 horas	200€/hora	6400
		Total	136026

Valores do Primeiro ano

Mês	Produção solar (MWh)	Energia consumida (MWh)	Valor produção (€)	Valor Consumo (€)
Janeiro	12,59	74,3	1825,55	10773,5
Fevereiro	16,87	76	2446,15	11020,0
Março	25,07	70	3635,15	10150,0
Abril	29,77	64,6	4316,65	9367,0
Mai	36,36	58	5272,2	8410,0
Junho	37,24	53,2	5399,8	7714,0
Julho	40,43	48,7	5862,35	7061,5
Agosto	36,35	22,3	5270,75	3233,5
Setembro	28,53	49,9	4136,85	7235,5
Outubro	20,35	64,4	2950,75	9338,0
Novembro	13,75	67,8	1993,75	9831,0
Dezembro	11,39	73,1	1651,55	10599,5
Anual	308,70	722,3	44761,5	104733,5

Preço venda	0,03
Preço compra	0,145
Taxa degradação	0,03

Poupança de energia em 20 anos

Ano	Gastos sem FV €	Gastos com FV €	Poupança de Energia
0	104 733,5		0,0
1	104 733,5	59 972,0	44 761,5
2	104 733,5	61 314,8	43 418,7
3	104 733,5	62 617,4	42 116,1
4	104 733,5	63 880,9	40 852,6
5	104 733,5	65 106,5	39 627,0
6	104 733,5	66 295,3	38 438,2
7	104 733,5	67 448,4	37 285,1
8	104 733,5	68 567,0	36 166,5
9	104 733,5	69 652,0	35 081,5
10	104 733,5	70 704,4	34 029,1
11	104 733,5	71 725,3	33 008,2
12	104 733,5	72 715,5	32 018,0
13	104 733,5	73 676,1	31 057,4
14	104 733,5	74 607,8	30 125,7
15	104 733,5	75 511,6	29 221,9
16	104 733,5	76 388,2	28 345,3
17	104 733,5	77 238,6	27 494,9
18	104 733,5	78 063,4	26 670,1
19	104 733,5	78 863,5	25 870,0
20	104 733,5	79 639,6	25 093,9

Venda excedente à rede

Mês	Excedente energia (MWH)	Valor de venda (€)	Balanço (€)
Janeiro	0,08	2,4	10771,1
Fevereiro	0,38	11,4	11008,6
Março	3,5	105	10045,0
Abril	6,53	195,9	9171,1
Mai	11,22	336,6	8073,4
Junho	12,73	381,9	7332,1
Julho	16,78	503,4	6558,1
Agosto	24,76	742,8	2490,7
Setembro	9,46	283,8	6951,7
Outubro	2,54	76,2	9261,8
Novembro	0,59	17,7	9813,3
Dezembro	0,09	2,7	10596,8
Anual	88,66	2659,8	102073,7

Fluxo de Caixa

Ano	Prestação Anual	Manutenção	Poupanças + Despesas	Vp Anual Poupanças + Despesas	Fluxo de caixa
0				-34 006,5	-34 006,5
1	-11 807,71	-1 360,26	31 593,5	31 126,6	-2 879,9
2	-11 807,71	-1 700,33	29 910,6	29 033,1	26 153,2
3	-11 807,71	-1 700,33	28 608,1	27 358,4	53 511,6
4	-11 807,71	-1 700,33	27 344,6	25 763,6	79 275,2
5	-11 807,71	-1 700,33	26 119,0	24 245,2	103 520,5
6	-11 807,71	-1 700,33	24 930,2	22 799,7	126 320,2
7	-11 807,71	-1 700,33	23 777,0	21 423,8	147 743,9
8	-11 807,71	-1 700,33	22 658,5	20 114,2	167 858,1
9	-11 807,71	-1 700,33	21 573,5	18 868,0	186 726,1
10	-11 807,71	-1 700,33	20 521,0	17 682,3	204 408,5
11		-1 700,33	31 307,9	26 578,3	230 986,8
12		-1 700,33	30 317,6	25 357,3	256 344,0
13		-1 700,33	29 357,1	24 191,0	280 535,1
14		-1 700,33	28 425,4	23 077,1	303 612,2
15		-1 700,33	27 521,6	22 013,2	325 625,4
16		-1 700,33	26 644,9	20 997,0	346 622,5
17		-1 700,33	25 794,6	20 026,5	366 649,0
18		-1 700,33	24 969,7	19 099,6	385 748,6
19		-1 700,33	24 169,6	18 214,4	403 963,1
20		-1 700,33	23 393,5	17 369,0	421 332,1

Valor do empréstimo

Empréstimo		
Juros	Amortização	Valor em dívida
		102 019,50
2 805,54	-9 002,17	93 017,33
2 557,98	-9 249,73	83 767,60
2 303,61	-9 504,10	74 263,50
2 042,25	-9 765,46	64 498,03
1 773,70	-10 034,01	54 464,02
1 497,76	-10 309,95	44 154,07
1 214,24	-10 593,47	33 560,60
922,92	-10 884,79	22 675,81
623,58	-11 184,12	11 491,69
316,02	-11 491,69	0,00

Empréstimo	102 019,50
Prestação anual	11 807,71
Duração (Anos)	10,0
Taxa juros empréstimo	0,0275
Taxa manutenção	0,03