



Implementação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo

SOFIA MENDES FERREIRA

julho de 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

DISSERTAÇÃO
MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS

Implementação de um sistema fotovoltaico para
autoconsumo

Sofia Mendes Ferreira



POLITÉCNICO DO PORTO

Junho 2023

INSTITUTO SUPERIOR DE ENGENHARIA DO PORTO

DISSERTAÇÃO

MESTRADO EM ENERGIAS SUSTENTÁVEIS (MES)

Implementação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo

Nome do autor: Sofia Mendes Ferreira

Número de estudante: 1181281

Dissertação apresentada ao Instituto Superior de Engenharia do Porto para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Energias Sustentáveis.

Orientador:

Professora Doutora Ana Viana

Co-orientador:

Engenheiro Hugo Figueiras

26 Junho 2023

RESUMO

Palavras Chave

Energias renováveis, Sistemas fotovoltaicos, Autoconsumo, Sistemas de armazenamento de energia

Nos dias de hoje, em que há uma preocupação crescente com as alterações climáticas o setor energético encontra-se num período de transição em que é necessário diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e optar por energias renováveis. Por outro lado, a pandemia de Covid-19 e a guerra na Ucrânia, aceleraram este processo, principalmente na União Europeia, onde a transição energética é o principal alvo das medidas reformistas até 2030. Neste contexto, foi elaborada a presente dissertação em parceria com a empresa CapWatt, tendo como objetivo a caracterização e análise das etapas de projetos de UPACs, assentes na tecnologia fotovoltaica, desde a sua fase de licenciamento até ao seu projeto final, passando também pela de gestão do ativo. Dos projetos acompanhados ao longo do estágio, escolheu-se um destes para realizar o estudo de viabilidade técnica e económica de o complementar com um sistema de armazenamento de energia. Para isso foi desenvolvido um modelo de cálculo para dimensionar o sistema de armazenamento e analisar a poupança energética e financeira para cada um dos cenários.

ABSTRACT

Keywords

Renewable energy, Photovoltaic systems, Self-consumption, Energy storage systems

Nowadays, with a growing concern about climate change, the energy sector is in a transition period in which it is necessary to reduce dependence on fossil fuels and opt for renewable energies. On the other hand, the Covid-19 pandemic and the war in Ukraine have accelerated this process, especially in the European Union, where energy transition is the main target of reformist measures until 2030. In this context, this dissertation was developed in partnership with the company CapWatt, with the aim of characterising and analysing the stages of photovoltaic-powered photovoltaic-unit projects, from the licensing stage to the final project, as well as asset management. Of the projects monitored during the internship, one of these was chosen to carry out a technical and economic study to complement the base system with an energy storage system. For this, a calculation model was developed to size the storage system and analyse energy and financial savings for each of the scenarios.

AGRADECIMENTOS

Deixo aqui o meu agradecimento a todos aqueles que me ajudaram ao longo deste percurso e contribuíram para o meu crescimento académico e pessoal.

Agradeço:

Em primeiro lugar, à CapWatt pela oportunidade e pelas excelentes condições proporcionadas durante o estágio e disponibilidade em receber o mesmo.

Ao Engenheiro Hugo Figueiras pela orientação, disponibilidade e pelos conhecimentos transmitidos que foram essenciais para o desenvolvimento do trabalho.

À Professora Doutora Ana Viana pelo apoio, disponibilidade e orientação ao longo da realização desta dissertação.

Aos professores e colegas do Mestrado em Energias Sustentáveis que me acompanharam ao longo desta etapa, pela partilha de ideias, experiências e conhecimentos.

Por fim, aos meus amigos e família, em especial aos meus pais, irmão e avós, pelo apoio e compreensão incondicional que me permitiram alcançar os meus objetivos.

ÍNDICE GERAL

RESUMO.....	I
ABSTRACT	III
AGRADECIMENTOS	V
ÍNDICE GERAL.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABELAS.....	XV
LISTA DE ABREVIATURAS	XVII
LISTA DE SÍMBOLOS	XIX
CAPÍTULO 1	1
INTRODUÇÃO	1
1.1 - Apresentação da empresa	1
1.2 - Enquadramento do tema.....	2
1.2.1 - Panorama energético atual.....	3
1.2.2 - Sustentabilidade energética.....	4
1.2.3 - Energias renováveis	7
1.2.4 - Energia solar fotovoltaica.....	10
1.3 - Objetivos da dissertação	12
1.4 - Estrutura da dissertação	12
CAPÍTULO 2	15
SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: DESCRIÇÃO E CARACTERIZAÇÃO	15
2.1 - Energia solar	15
2.2 - Células fotovoltaicas	18
2.2.1 - Princípio de funcionamento	18
2.2.2 - Tipos de semicondutores.....	21
2.3 - Componentes dos sistemas fotovoltaicos	22
2.3.1 - Módulos e painéis fotovoltaicos	22
2.3.2 - Inversores.....	25
2.3.3 - Baterias	28
2.4 - Tipologias de sistemas fotovoltaicos	29

2.4.1 - <i>Sistemas isolados</i>	30
2.4.2 - <i>Sistemas ligados à rede</i>	31
2.4.3 - <i>Sistemas híbridos</i>	31
2.5 - Enquadramento legal	32
2.5.1 - <i>Autoconsumo</i>	36
CAPÍTULO 3	45
CARATERIZAÇÃO, ACOMPANHAMENTO E ESTUDO DE VIABILIDADE TÉCNICO- ECONÓMICA	45
3.1 - Desenvolvimento de uma UPAC	46
3.1.1 - <i>Caraterização dos projetos de UPAC acompanhados</i>	48
3.2 - Metodologia utilizada para o estudo da viabilidade técnico- económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia.....	53
3.2.1 - <i>Apresentação do projeto</i>	53
3.2.2 - <i>Modelo de análise</i>	55
CAPÍTULO 4	59
CONTROLO E ANÁLISE DOS PROJETOS	59
4.1 - Gestão de projetos	59
4.2 - Controlo da segurança	61
4.3 - Desempenho de uma UPAC	62
4.3.1 - <i>Monitorização da UPAC</i>	63
4.3.2 - <i>Trabalhos de manutenção</i>	72
4.4 - Resultados e discussão do estudo da viabilidade técnico- económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia.....	74
4.4.1 - <i>Sistema fotovoltaico sem sistema de armazenamento de energia</i>	75
4.4.2 - <i>Sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia</i>	77
4.4.3 - <i>Comparação entre os dois sistemas</i>	80
CAPÍTULO 5	81
CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	81
5.1 - Conclusões	81

5.2 - Propostas de trabalhos futuros.....	82
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	83
APÊNDICES	87
APÊNDICE A – PLANO DE MANUTENÇÃO	87

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Energia primária consumida por fonte de produção de energia. Extraído de Ritchie & Rosado (2021).	3
Figura 2 - 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Extraído de UN (sem data-b).....	4
Figura 3 - Evolução dos preços médios de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, desde 2015 até 2022.	6
Figura 4 - Potência instalada em energias renováveis. Extraído de Ritchie et al. (2020).....	8
Figura 5 - Produção de eletricidade a partir de fontes renováveis desde 2012 até 2021. Extraído de DGEG (2021).	9
Figura 6 - Evolução da potência instalada a nível mundial em energia solar fotovoltaica desde 2011 até 2021. Extraído de REN21 (2022).	10
Figura 7 - Absorção e dispersão típica da radiação solar incidente. Extraído de Wenham et al. (2007).....	16
Figura 8 - Mapa da irradiação normal global de Portugal. Extraído de Solargis (2022).	17
Figura 9 - Circuito equivalente de uma célula solar. Extraído de Mertens (2014). ...	19
Figura 10 - Representação da curva I-V característica de uma célula fotovoltaica. Extraído de Mertens (2014).....	20
Figura 11 - Célula, módulo, painel e conjunto de painéis fotovoltaico. Extraído de FSEC (sem data).....	22
Figura 12 - Representação gráfica de 3 células fotovoltaicas ligadas em série. Extraído de Mertens (2014).....	23
Figura 13 - Representação gráfica de 3 células fotovoltaicas ligadas em paralelo. Extraído de Mertens (2014).....	23
Figura 14 - Curvas características de um módulo fotovoltaico a diferentes irradiações solares e temperatura constante. Extraído de Mertens (2014).	24
Figura 15 - Curvas características de um módulo fotovoltaico a diferentes temperaturas e irradiação solar constante. Extraído de Mertens (2014).....	25
Figura 16 - Configurações de ligação dos inversores: Configuração centralizada (a), por fileira (b), módulo AC (c) e multi-fileira (d). Extraído de Zeb et al. (2018).	26
Figura 17 - Representação de um sistema fotovoltaico isolado. Extraído de Mertens (2014).....	30

Figura 18 - Representação de um sistema fotovoltaico ligado à rede. Extraído de Mertens (2014).....	31
Figura 19 - Representação de um sistema fotovoltaico híbrido. Extraído de Mertens (2014).....	32
Figura 20 - Esquema do processo de registo prévio. Extraído de (DGEG & ADENE, 2022).....	38
Figura 21 - Esquema de ligação de uma UPAC com potência superior a 4 kW. Extraído de DGEG & ADENE (2022).....	41
Figura 22 - Esquema de ligação de uma UPAC com potência inferior e igual a 4 kW. Extraído de DGEG & ADENE (2022).	41
Figura 23 – Gráfico resumo com o número de visitas realizadas por fase do projeto.	45
Figura 24 - Esquema de um modelo de compra e venda de energia antes e após a implementação e uma UPAC.	46
Figura 25 - Processo de construção de uma UPAC.....	48
Figura 26 – Resumo dos projetos acompanhados por tipologia, fase e potência instalada (kW).	49
Figura 27 - Zona técnica de uma instalação UPAC.	50
Figura 28 - Exemplo de um sistema de monitorização para obtenção de informação da UPAC em tempo real.	51
Figura 29 - Consulta de dados da UPAC via Panel PC instalado no local	52
Figura 30 - Esquema de implementação de painéis fotovoltaicos na cobertura do edifício.....	53
Figura 31 - Vista exemplo do modelo de análise criado em Excel.	56
Figura 32 – Períodos horários de entrega de energia cara clientes em Portugal Continental. Extraído de (ERSE, 2023b).....	57
Figura 33 - Vista exemplo da ficha de identificação de projetos criada em Excel. ...	60
Figura 34 - Vista exemplo do histórico da fase de construção de projetos que à data se encontram concluídos, criado em Excel, com gráficos das análises referentes aos dias decorridos de obra, custo do projeto e custo por unidade de potência.....	61
Figura 35 – <i>Dashboard</i> do software de gestão de segurança da empresa.	62
Figura 36 – Exemplo da vista geral dos projetos monitorizados em tempo real	64
Figura 37 - Análise efetuada pela multiplataforma da irradiação e da energia produzida pelos inversores.	65
Figura 38 - Registo da potência AC de cada inversor e da irradiação.	65

Figura 39 - Resumo diário e mensal do cálculo do PR no modelo de Excel desenvolvido	67
Figura 40 - Vista exemplo do <i>dashboard</i> do modelo de Excel desenvolvido para análise de dados das UPACs.....	68
Figura 41 – Gráfico com a vista diária dos valores da irradiação e da energia produzida pelos inversores, em condições normais de funcionamento.	70
Figura 42 - Gráfico com a vista diária dos valores da irradiação e da energia produzida pelos inversores, em condições anormais de funcionamento.	70
Figura 43 – Tabela com o cálculo do PR e das anomalias nos seus valores.....	71
Figura 44 – Imagem de uma termografia realizada aos painéis fotovoltaicos.....	73
Figura 45 – Gráfico da energia consumida e da energia produzida pelo sistema fotovoltaico	74
Figura 46 - Gráfico da energia consumida, autoconsumida e exportada no primeiro ano após a implementação do sistema fotovoltaico.	75
Figura 47 - Gráfico da energia consumida, autoconsumida e exportada no primeiro ano após a implementação do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia elétrica.....	77
Figura 48 – Exemplo dos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia	78
Figura 49 – Preços da energia do mercado diário para o dia: 26/05/2023. Extraído de OMIE (2023a).....	79

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Listagem das atividades sujeitas a uma comunicação prévia, a um registo prévio e certificado de exploração ou a licença de produção e de exploração.	35
Tabela 2 – Especificações técnicas do sistema de armazenamento de energia.	55
Tabela 3 – Exemplo da poupança e do valor a pagar ao fornecedor de eletricidade para o cenário inicial e após instalação do sistema fotovoltaico	76
Tabela 4 – Exemplo da poupança e do valor a pagar ao fornecedor de eletricidade para o cenário inicial e após instalação do sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia.	78
Tabela 5 – Comparação da poupança na energia consumida e na fatura de eletricidade para o projeto do sistema fotovoltaico com e sem sistema de armazenamento de energia.	80

LISTA DE ABREVIATURAS

ACC – Autoconsumo Coletivo

ACI – Autoconsumo Individual

AIA – Avaliação de Impacte Ambiental

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis

CA – Corrente Alternada

CC – Corrente Continua

CdTe – Telureto de cádmio

CE – Comissão Europeia

CER – Comunidade de Energia Renovável

CIGS – Disseleneto de cobre e índio

CO₂ – Dióxido de Carbono

COP21 – 21.^a sessão da Conferência das Partes na Convenção-Quadro das Nações Unidas

CUR – Comercializador de Último Recurso

DGEG – Direção Geral de Energia e Geologia

ERSE – Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

IEA – *Internacional Energy Agency*

IU – Instalações de Utilização

MIBEL - Mercado Ibérico de Energia Elétrica

MPPT - *Maximum Power Point Tracking*

MT – Média Tensão

O&M - Operação e Manutenção

ODS – Objetivos de Desenvolvimento Sustentável

ONU – Organização das Nações Unidas

ORD - Operador da Rede de Distribuição

PENC 2030 – Plano Nacional Energia e Clima 2030

PR – *Performance Ratio*

PSS – *Plano de Segurança e Saúde*

QSE - *Quality Safety Environment*

REN21 – *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*

RESP – Rede Elétrica de Serviço Público

RND – Rede Nacional de Distribuição

RNT - Rede Nacional de Transporte

SEN – Sistema Elétrico Nacional

Si-a – Silício amorfo

Si-m – Silício monocristalino

Si-p – Silício policristalino

TIR – Taxa Interna de rentabilidade

UE – União Europeia

UPAC – Unidade de Produção para Autoconsumo

VAL – Valor Atual Líquido

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolos Romanos

A – Área (m^2)

E – Energia (kW.h)

Enc – Encargos (€)

FF – Fator de forma

G – Radiação global (W/m^2)

I – Intensidade da corrente elétrica (A)

k – Constante de Boltzmann (J/K)

n – Fator de idealidade

P – Potência (W)

Pr – Preços horários de fecho do mercado diário (€/kW.h)

q – Carga de um eletrão (C)

R – Remuneração (€)

T – Temperatura (K)

V – Tensão elétrica (V)

Símbolos Gregos

η – Eficiência

Subíndices

0 – Saturação do díodo

FV – Módulos Fotovoltaicos

i, m – Produtor i no mês m

m - Média

MIBEL-PT – Mercado Ibérico de Energia Elétrica, afetos à área portuguesa, ajustada ao perfil de produção do produtor i , relativos ao mês m

MPP – Ponto máximo de potência

OC – Circuito aberto

SC – Curto circuito

Superíndices

r – Condições de referência

CAPÍTULO 1

Introdução

A presente dissertação foi desenvolvida no âmbito da unidade curricular Dissertação, Projeto, Estágio que integra o segundo ano do Mestrado em Energias Sustentáveis, do Instituto Superior de Engenharia do Porto.

O trabalho foi desenvolvido na empresa Capwatt, cuja atividade consiste na promoção de soluções integradas de energia. Nesse sentido foi proposto acompanhar as várias etapas de projetos de unidades de produção para autoconsumo, assentes na tecnologia fotovoltaica, desde a fase de licenciamento à construção e gestão do ativo. Também foi proposta a realização de um estudo de viabilidade técnico-económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia.

Neste capítulo será feita a apresentação da empresa e o enquadramento do tema da dissertação. Serão ainda definidos os objetivos do trabalho e exposta a organização da estrutura utilizada na presente dissertação.

1.1 - Apresentação da empresa

A Capwatt, empresa detida pela Sonae Capital, foi constituída em 2008, tirando partido da experiência e *know-how* existentes no desenvolvimento, operação e manutenção de projetos de produção descentralizada de energia no grupo, que remonta ao final da década de 1980.

Tem como objetivo a promoção de soluções integradas de energia, gerindo as necessidades energéticas de clientes empresariais, com recurso à monitorização, comercialização e produção de energia maioritariamente descentralizada. A empresa assume a responsabilidade por todas as atividades inerentes à implementação dos projetos, desde a fase de desenvolvimento, licenciamento e investimento, até à fase de construção, gestão do ativo e de operações.

Atualmente, a Capwatt está presente em Portugal, México e Espanha e conta com um portfólio de projetos nas seguintes áreas de negócio:

- Centrais de produção de energia descentralizada, nas tecnologias de cogeração, solar, eólica e armazenamento;
- Transformação de resíduos e outras fontes de energia não fóssil em energia, nas tecnologias de biomassa e biogás;
- Gestão otimizada da energia e serviços de eficiência energética;
- Soluções integradas de carregamento para veículos elétricos;
- Comercialização e *trading* de energia elétrica, gás, garantias de origem, licenças de CO₂ e representação de produtores;
- Supervisão e operação remota das instalações de forma centralizada, com vista à otimização da sua eficiência operativa e disponibilidade energética.

1.2 - Enquadramento do tema

Ao longos dos séculos, o ser humano sempre foi dependente da energia para sobreviver, tendo sido esta fundamental para o desenvolvimento social, industrial e tecnológico da sociedade que hoje conhecemos. A produção de energia passou por várias mudanças, desde a utilização de combustíveis com base em biomassa nos primórdios da humanidade, até à utilização de combustíveis fósseis na altura da revolução industrial.

Uma vez que a queima de combustíveis fósseis é prejudicial para o ambiente e é um dos maiores contributos para as alterações climáticas, torna-se essencial a transição para um sistema energético assente em energias mais sustentáveis, como é o caso das energias renováveis ([Ilhami & MacEachern, 2018](#)).

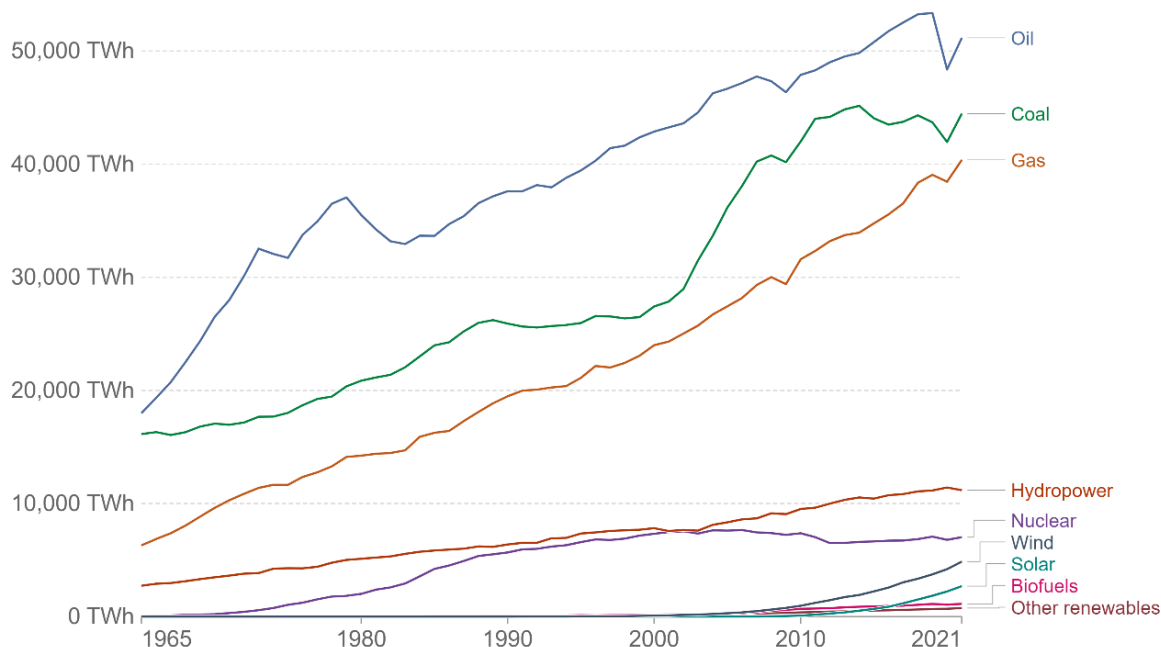
A seguir será apresentado o panorama energético atual, de modo a perceber o seu estado e que medidas já foram tomadas para assegurar a transição energética. Também se irá fazer um ponto de situação em relação às energias renováveis, nomeadamente, à energia solar fotovoltaica.

1.2.1 - Panorama energético atual

No gráfico da Figura 1 pode-se verificar que, desde o século passado, o carvão, o petróleo e o gás natural são as três principais fontes para a produção de energia. Atualmente as fontes fósseis continuam a ser as mais utilizadas seguidas da energia nuclear e das energias renováveis. No entanto, a queima de combustíveis fósseis traz problemas ambientais devido à liberação de gases com efeito de estufa.

Primary energy consumption by source, World

Primary energy is shown based on the 'substitution' method which takes account of inefficiencies in energy production from fossil fuels.



Source: Our World in Data based on BP Statistical Review of World Energy

OurWorldInData.org/energy • CC BY

Figura 1 - Energia primária consumida por fonte de produção de energia. Extraído de [Ritchie & Rosado \(2021\)](#).

De acordo com o mais recente relatório da *Internacional Energy Agency*, [IEA \(2021\)](#), no ano de 2021 atingiu-se um valor recorde de 36,3 Gt de emissões de CO₂ relativas ao setor energético. Apesar de em 2020, devido à pandemia de Covid-19, as emissões globais de CO₂ terem diminuído 5,1%, no ano seguinte as emissões provenientes da queima de combustíveis fósseis e de processos indústrias aumentaram 6%. Esta

recuperação dos consumos energéticos foi agravada por fenómenos climáticos adversos e condições do mercado de energia, que levaram à queima de mais carvão, apesar da produção de energia renovável registar o seu maior crescimento anual, excedendo os 8 000 TWh.

Tendo em conta a crescente preocupação da sociedade com as alterações climáticas é necessário reduzir as emissões de carbono. Para isso é fulcral diminuir a dependência dos combustíveis fósseis e optar por energias mais sustentáveis.

1.2.2 - Sustentabilidade energética

Atualmente o sistema energético a nível mundial é insustentável, uma vez que os limites ambientais são regularmente ultrapassados e as necessidades energéticas básicas não são asseguradas em todos os países. Neste sentido, a Organização das Nações Unidas (ONU) lançou em 2015, os 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) que definem as prioridades do desenvolvimento sustentável para 2030 e procura mobilizar esforços globais à volta de um conjunto de objetivos e metas comuns (Figura 2).



Figura 2 - 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável. Extraído de [UN \(sem data-b\)](#).

O ODS número 7, é denominado de “Energias renováveis e acessíveis”, e visa garantir o acesso universal a energia renovável e acessível para todos, aumentar a participação das energias renováveis no *mix* global de energia, reforçar a cooperação internacional para facilitar o acesso à investigação e tecnologia de energia limpa, e expandir a infraestrutura e atualizar a tecnologia para fornecer serviços de energia modernos e sustentáveis para todos ([UN, sem data-b](#)). Portanto, um sistema energético sustentável deve satisfazer as necessidades energéticas, garantindo justiça energética e respeitando o ambiente ([Holden et al., 2021](#)).

Desde o século passado que a ONU tem a preocupação com a proteção ambiental e com a problemática das alterações climáticas. A “Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano”, que teve lugar em 1972, foi a primeira grande conferência da ONU sobre a questão do meio ambiente. Nesta conferência estabeleceram-se princípios para a preservação e melhoria do ambiente e foram recomendadas ações ambientais internacionais. Nos anos seguintes seguiram-se uma série de outras conferências, sendo de destacar a 21^a sessão da “Conferência das Partes na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Alterações Climáticas (COP 21)” ([UN, sem data-a](#)). Nesta conferência foi alcançado um consenso entre os países participantes, o denominado “Acordo de Paris”, que tem como principal objetivo limitar o aumento da temperatura média mundial abaixo dos 2 °C, de preferência 1,5 °C em relação aos níveis pré-industriais ([UNFCCC, sem data](#)).

De modo a cumprir com este objetivo a União Europeia (UE) compromete-se a reduzir em, pelo menos, 55% as emissões de gases com efeito de estufa até 2030, em comparação com os valores de 1990 e atingir a neutralidade carbónica em 2050 ([CE, 2022a](#)). Para alcançar os compromissos assumidos a UE lançou um plano estratégico denominado “Pacto Ecológico Europeu”. Uma das estratégias deste plano passa pela descarbonização do setor da energia, uma vez que 75% das emissões de gases com efeito de estufa da UE provêm do consumo e da produção de energia ([CE, 2022b](#)). Para isso foi proposta a revisão da Diretiva Energias Renováveis. A proposta visa aumentar a atual meta de pelo menos 32% de energia de fontes renováveis no *mix* energético total para, pelo menos, 40% até 2030 ([CE, 2023](#)).

Contudo, devido à invasão da Ucrânia pela Rússia, os mercados de energia foram negativamente influenciados. No caso do Mercado Ibérico de Energia Elétrica (MIBEL), que estipula os preços diários de energia elétrica para Portugal e Espanha, é possível verificar pelo gráfico da Figura 3, que a partir de 2021 houve um aumento acentuado do preço médio da energia [\(OMIE, 2023b\)](#).

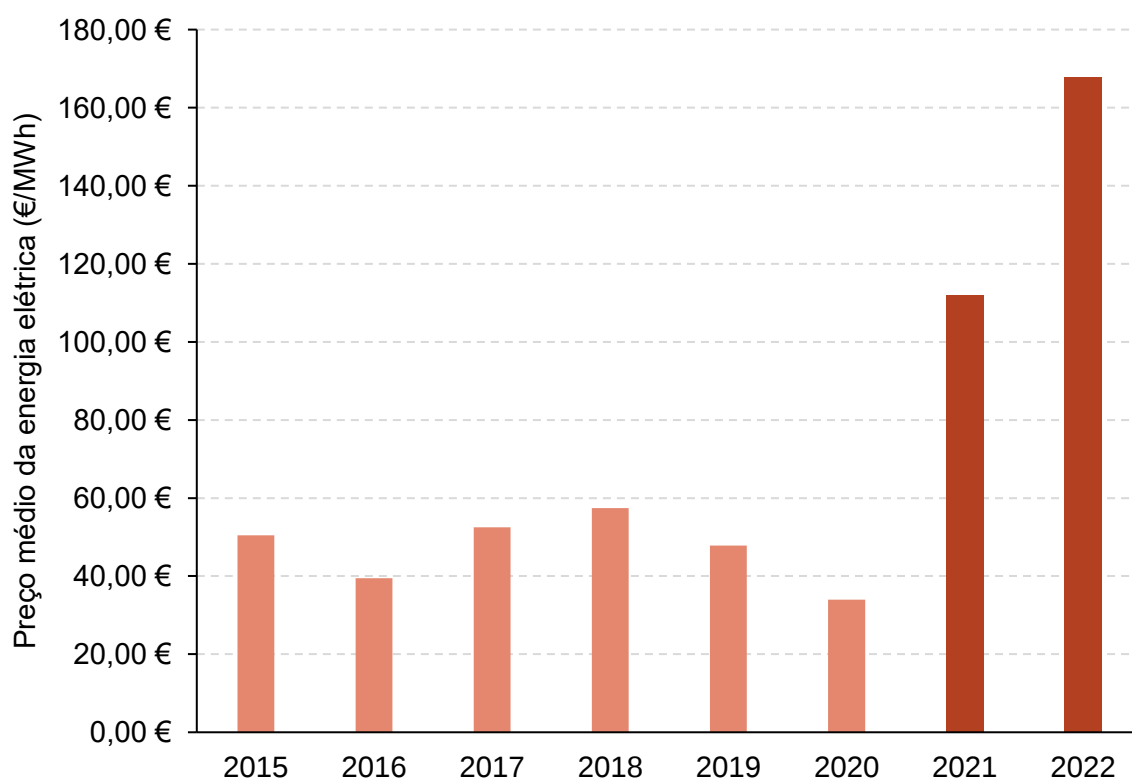


Figura 3 - Evolução dos preços médios de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, desde 2015 até 2022.

De forma a dar resposta a estas dificuldades, a EU apresentou o *Plano REPowerEU* que tem em vista uma aceleração drástica da transição para energias limpas e o reforço da independência energética da Europa relativa a fornecedores pouco fiáveis. Este plano visa a poupança energética, a produção de energia limpa e a diversificação do aprovisionamento energético da Europa. No que diz respeito à transição para energias limpas, a Comissão Europeia (CE) propõe aumentar de 40 para 45% a meta da EU de energias renováveis para 2030, levando a um aumento da capacidade total de produção de energia a partir de fontes

renováveis para 1 236 GW. No âmbito do *Plano REPowerEU* também está previsto instalar mais 320 GW em energia solar fotovoltaica até 2025, mais do dobro do nível atual, e quase 600 GW até 2030.

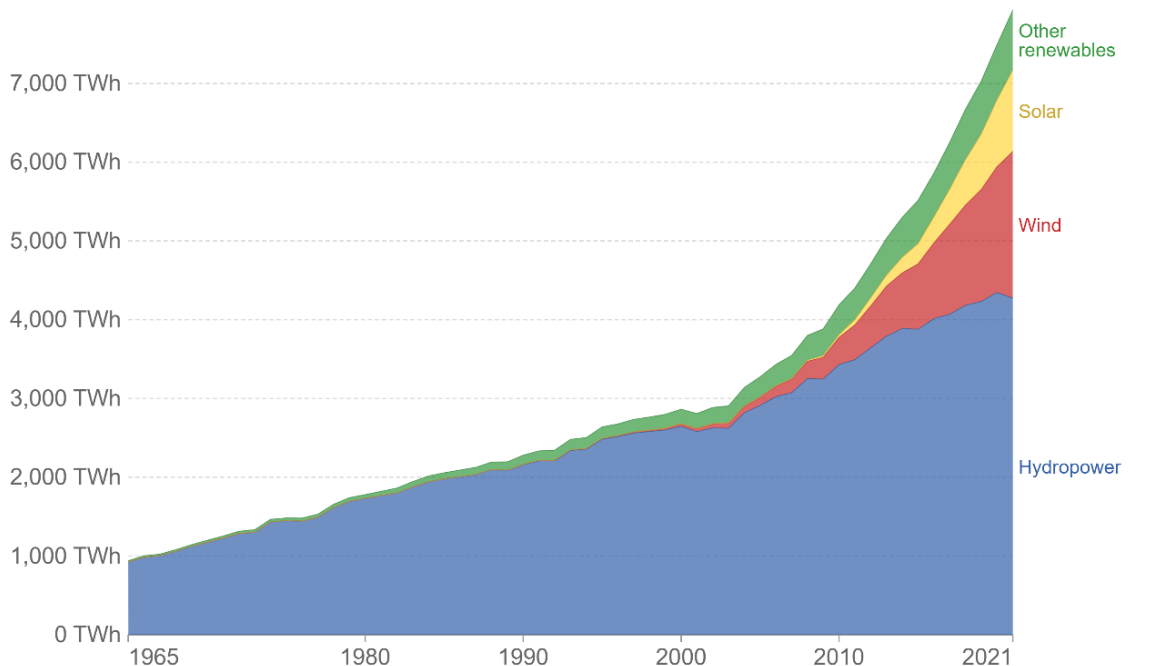
A longo prazo a transição para energias limpas contribuirá para reduzir os preços da energia e a dependência das importações, pois a energia de fontes renováveis é mais barata e pode ser produzida internamente ([CE, 2022c](#)).

1.2.3 - Energias renováveis

Segundo a Associação Portuguesa de Energias Renováveis, [APREN \(2022\)](#), as energias renováveis são aquelas que provêm de recursos naturais, capazes de se regenerarem num curto período de tempo e de um modo sustentável. São exemplos de fontes renováveis de energia o vento, o sol, a água, a geotermia e a biomassa. Na Figura 4 é possível verificar que a utilização de energias renováveis a nível mundial tem vindo a aumentar ao longo dos anos, apresentando um maior crescimento a partir de 2010.

Como referido no relatório de 2022 da *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*, [REN21 \(2022\)](#), em 2021 a potência instalada em energias renováveis atingiu a nível mundial um novo recorde de mais 314 GW em relação ao ano anterior. O investimento em energias e combustíveis renováveis aumentou pelo quarto ano consecutivo e também houve um aumento na produção global de eletricidade, sendo que a energia solar e energia eólica forneceram mais de 10% da eletricidade do mundo pela primeira vez. As energias renováveis representaram 28,3% do *mix* global de eletricidade em 2021, aproximadamente a mesma percentagem do ano anterior. O aumento geral do consumo de eletricidade e a seca que reduziu em 3,5% a produção de energia hidroelétrica são fatores que explicam porque não houve um aumento das energias renováveis no *mix* energético. Perante o atual cenário mundial e tendo o objetivo de atingir a neutralidade carbónica em 2050, todos os anos teria de se aumentar em 825 GW a potência instalada em energias renováveis.

Renewable energy generation, World



Source: BP Statistical Review of Global Energy

OurWorldInData.org/renewable-energy • CC BY

Note: 'Other renewables' refers to renewable sources including geothermal, biomass, waste, wave and tidal. Traditional biomass is not included.

Figura 4 - Potência instalada em energias renováveis. Extraído de [Ritchie et al. \(2020\)](#).

1.2.3.1 - Energias renováveis em Portugal

No caso de Portugal verificou-se, a partir de 2005, um acréscimo gradual da potência instalada em energias renováveis, que pode ser explicado pela implementação de vários mecanismos políticos. Destaca-se a implementação das tarifas *feed-in*, em que é estipulado um preço fixo pela venda do recurso renovável, que é pago ao produtor independentemente do valor de mercado. Este procedimento é uma forma de acelerar o investimento do projeto, na medida em que dá garantias da sua rentabilidade ao investidor/acionista ([Behrens et al., 2016](#)). Por outro lado, desde 2011 que a potência instalada tendo como base combustíveis fósseis (centrais térmicas a gás, carvão, essencialmente) tem vindo a diminuir, apresentando uma redução mais acentuada com a desativação das centrais a carvão de Sines e do Pego ([APREN, 2022](#)).

Em 2021, foram instalados 701 MW de tecnologia fotovoltaica, 125 MW em centrais eólicas e 24 MW em centrais de biomassa com

cogeração. No final desse ano Portugal apresentava uma potência instalada em tecnologias de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis de 15 460 MW ([DGEG, 2021](#)). Assim, em 2021 foram produzidos 32 826 GWh de eletricidade a partir de fontes renováveis, correspondendo a 63% do *mix* energético total. Desta produção aproximadamente 81% proveio de energia hídrica e eólica. Também é de destacar uma subida de 6% na produção de eletricidade a partir de fontes renováveis relativamente ao ano de 2020 (Figura 5). No entanto, este valor é altamente afetado pelo recurso renovável existente ao longo do ano. Com o acréscimo de produção de eletricidade de fontes renováveis e com a diminuição da utilização de fontes fósseis, Portugal tem conseguido reduzir as emissões de CO₂ neste setor, sendo que em 2022 houve uma redução de 74% dos valores de emissão de CO₂ face ao valor registado no início do século ([APREN, 2022](#)).

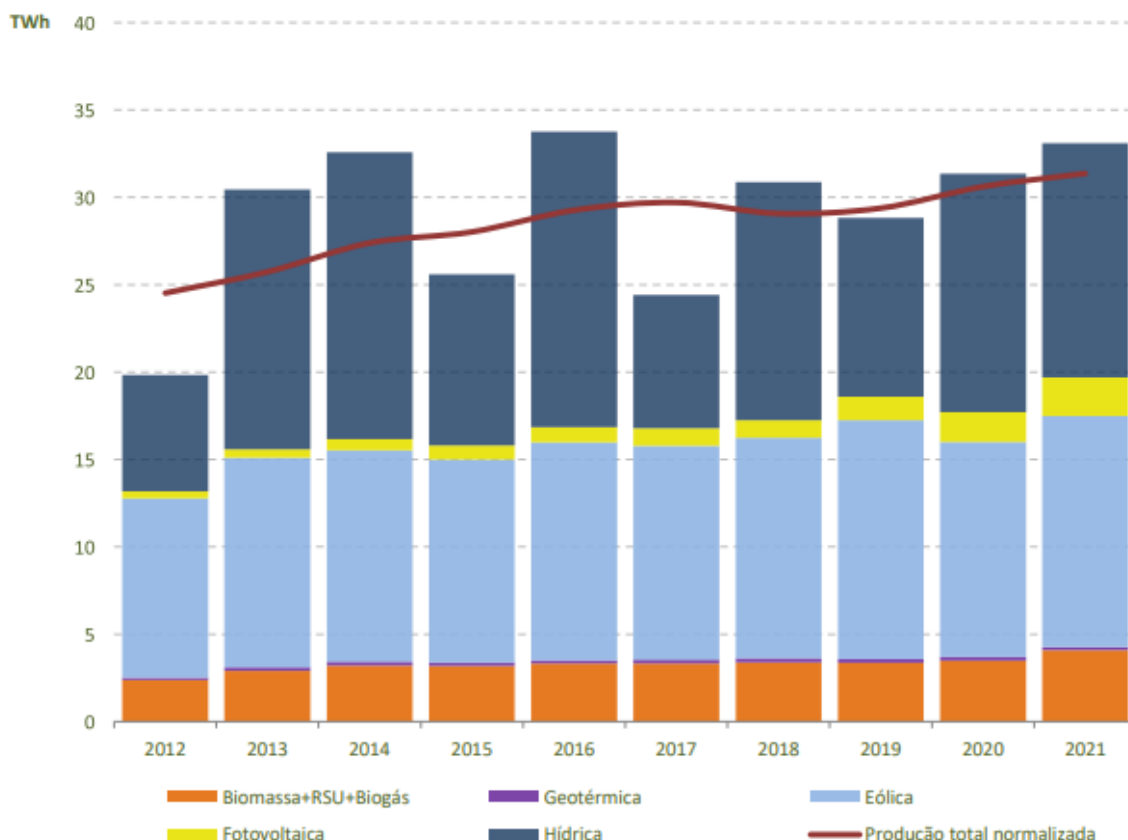


Figura 5 - Produção de eletricidade a partir de fontes renováveis desde 2012 até 2021. Extraído de [DGEG \(2021\)](#).

1.2.4 - Energia solar fotovoltaica

Em 2021, a energia solar fotovoltaica atingiu novamente um recorde em capacidade instalada a nível mundial, estimando-se um aumento de 175 GW, sendo que até esse ano a energia fotovoltaica teve uma capacidade instalada de 942 GW. Apesar dos aumentos acentuados nos custos de matérias-primas e transportes que ocorreram no último ano, o mercado continuou a apresentar um crescimento constante (Figura 6). No total, a energia solar fotovoltaica contribuiu com cerca de 5% da geração global de eletricidade, em comparação com 3,7% em 2020.

Atualmente, os países que têm a maior parcela de geração anual de energia fotovoltaica são a Austrália (15,5%), a Espanha (14,2%), a Grécia (13,6%), as Honduras (12,9%), a Holanda (11,8%), o Chile (10,9%) e a Alemanha (10,9%). Sendo que, pelo menos sete países a nível mundial já têm uma potência instalada suficiente desta tecnologia que represente pelo menos 10% dos seus consumos ([REN21, 2022](#)).

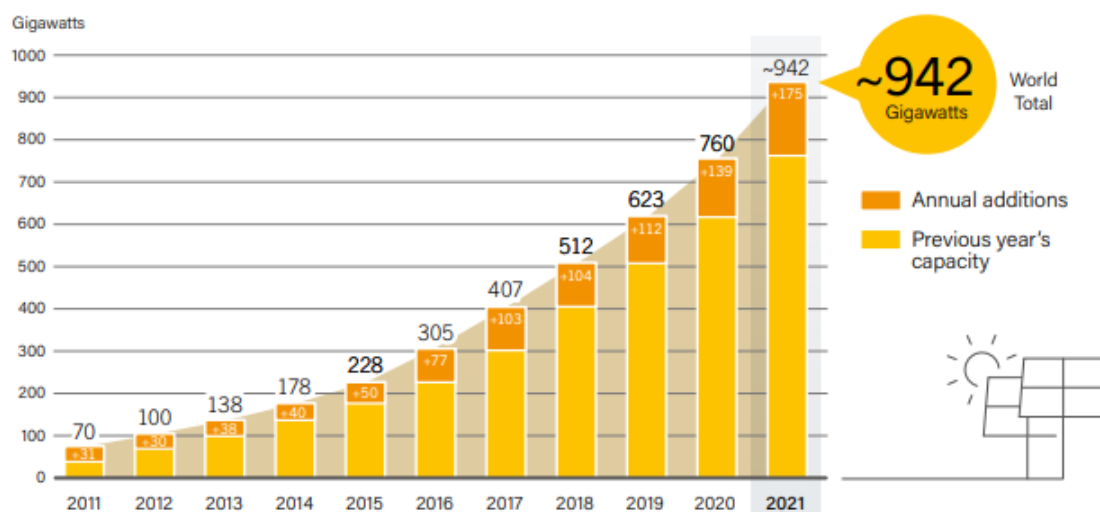


Figura 6 - Evolução da potência instalada a nível mundial em energia solar fotovoltaica desde 2011 até 2021. Extraído de [REN21 \(2022\)](#).

1.2.4.1 - Energia solar fotovoltaica em Portugal

Em Portugal, entre 2012 e 2021, em termos relativos, a tecnologia fotovoltaica foi das energias renováveis aquela que mais cresceu, de uma potência instalada de 244 MW para 1 777 MW ([DGEG, 2021](#)). É de notar

que a maioria dos parques de produção centralizada encontram-se nas zonas rurais de Lisboa e Vale do Tejo, no Alentejo e no Algarve, regiões que apresentam uma irradiação solar elevada comparativamente com o resto do país ([INEGI & APREN, sem data](#)). Durante o ano de 2021 foram instalados mais 701 MW em tecnologia fotovoltaica, dos quais 230 MW correspondem a produção descentralizada ([DGEG, 2021](#)).

Integrado no “Plano Nacional Energia e Clima 2030” (PNEC 2030) que é o principal instrumento de política energética e climática para a década 2021-2030, Portugal procura promover e incentivar a produção de energia a partir de fontes renováveis, com foco especial nas tecnologias solares e eólica. No ano de 2021 Portugal apresentava uma potência instalada em energia solar fotovoltaica de 1,8 GW, porém, de acordo com o PNEC 2030 prevê-se alcançar uma capacidade instalada nesta tecnologia de 9 GW até 2030. A redução muito significativa dos custos na tecnologia fotovoltaica e o potencial nacional para o aproveitamento do recurso solar enquanto fonte para a produção de eletricidade, fazem com que esta tecnologia seja fundamental para o cumprimento dos objetivos. De forma a acelerar o desenvolvimento da capacidade solar em Portugal serão utilizados leilões para atribuição de capacidade de injeção na rede ([Resolução Do Conselho de Ministros n.º 53/2020, 2020](#)). A utilização desta ferramenta tem como três grandes objetivos:

- dar maior clareza e previsibilidade aos processos de licenciamento para produção de energia;
- criar um mecanismo de atribuição de capacidade que responda adequadamente ao facto de termos um recurso público escasso que tem de ser gerido;
- garantir que, por cada ponto de rede a leilão, os vencedores são os projetos que mais contribuem para baixar a tarifa de eletricidade paga pelos consumidores.

Em 2019 realizou-se o primeiro leilão específico para tecnologia solar fotovoltaica, com um total de 1 400 MW. No ano seguinte ocorreu novo procedimento de leilão somando uma capacidade de receção de 700 MW. Em 2021 abriu novo procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para eletricidade a partir da conversão de energia solar por centros electroprodutores fotovoltaicos flutuantes a instalar em albufeiras ([DGEG, 2023](#)).

1.3 - Objetivos da dissertação

Esta dissertação tem como principal objetivo caracterizar, analisar e avaliar as etapas de um projeto de implementação de um sistema fotovoltaico para autoconsumo, desde a sua fase de licenciamento até ao seu projeto final, passando também pela de gestão do ativo. Para isso, vai-se proceder à visita a UPACs em fase de licenciamento, construção e de exploração de modo a:

- caracterizar do local de implementação do projeto;
- analisar projetos de sistemas fotovoltaicos;
- realizar o acompanhamento técnico e de segurança;
- realizar a análise técnico-económica de projetos de sistema fotovoltaicos para autoconsumo;
- realizar a análise da viabilidade técnico-económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia.

Para atingir os seguintes objetivos, foram efetuadas as seguintes ações:

- Análise das memórias descritivas dos projetos acompanhados;
- Deslocação ao local de implementação das UPACs para realização do acompanhamento técnico e de segurança da obra;
- Melhoria do Excel de controlo dos prazos e custos das diversas fases do projeto.
- Monitorização do desempenho das UPACs através da multiplataforma;
- Desenvolvimento de um Excel para o cálculo do “Performance Ratio” (PR) dos projetos;
- Acompanhamento dos trabalhos de manutenção das UPACs;
- Utilização e melhoria de um modelo de análise em Excel, previamente desenvolvido pela empresa, para a realização do estudo de implementação de um sistema de armazenamento de energia

1.4 - Estrutura da dissertação

O presente documento divide-se em cinco capítulos. No primeiro capítulo realizou-se um breve enquadramento do trabalho apresentado o panorama energético atual em relação às energias renováveis,

nomeadamente, à energia solar fotovoltaica. No segundo capítulo fez-se uma revisão bibliográfica referente ao tema da tecnologia fotovoltaica, assim como o enquadramento legal no setor energético. No terceiro capítulo apresenta-se o trabalho realizado durante o período de estágio, fazendo um enquadramento dos projetos acompanhados e apresenta-se a metodologia do estudo de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia. No quarto capítulo descreve-se o controlo e a análise feito aos projetos e apresenta-se os resultados do estudo. Por último, no quinto capítulo enumeram-se as conclusões do trabalho e sugestões a ter em conta num próximo estudo.

CAPÍTULO 2

Sistemas fotovoltaicos: descrição e caracterização

Neste capítulo será feita uma revisão da bibliografia existente referente ao tema da tecnologia fotovoltaica. Esta secção encontra-se dividida em cinco subcapítulos, em que se irão abordar os seguintes temas:

- 1) Caracterização do recurso solar;
- 2) Descrição do princípio de funcionamento das células fotovoltaicas e tipos de semicondutores que podem ser utilizados;
- 3) Descrição dos componentes de um sistema fotovoltaico, nomeadamente, módulos e painéis fotovoltaicos, inversores e baterias;
- 4) Descrição e caracterização das várias tipologias de sistemas fotovoltaicos;
- 5) Enquadramento legal referente às energias renováveis, em especial da energia solar fotovoltaica.

2.1 - Energia solar

A energia solar é a principal fonte de energia do planeta Terra e é responsável por todos os processos naturais que ocorrem na superfície do planeta. No núcleo do Sol ocorrem reações nucleares que geram uma potência energética de $3,8 \times 10^{20}$ MW. A energia solar é irradiada para o espaço, através de ondas eletromagnéticas, chegando à superfície da atmosfera terrestre uma pequena parte desta radiação (cerca de $1,7 \times 10^{14}$ kW).

Embora no espaço a radiação solar seja praticamente constante, na Terra esta depende da geometria da Terra em relação ao Sol, variando com o dia do ano, a hora do dia, a latitude, mas também com o estado da atmosfera, do relevo da superfície e da paisagem local. Parte de radiação solar que chega à Terra é absorvida, refletida e difundida pela camada de ozono, poeiras, moléculas de ar, vapor de água (Figura 7) ([Kalogirou, 2013](#)).

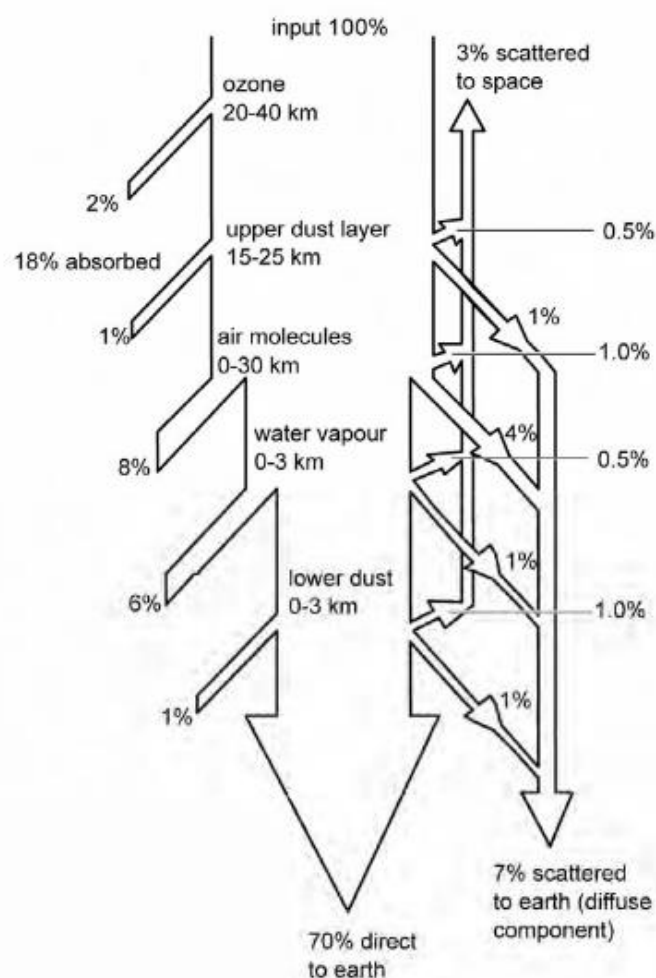


Figura 7 - Absorção e dispersão típica da radiação solar incidente. Extraído de [Wenham et al. \(2007\)](#).

Num dia típico de verão é possível medir numa superfície vertical à radiação solar um valor de radiação global (G) de 1000 W/m^2 . Esta é a razão pela qual na definição das condições de teste dos módulos fotovoltaicos se utiliza este valor como a radiação incidente de referência ([Mertens, 2014](#)). Contudo, para se poder estimar o rendimento de uma instalação fotovoltaica é necessário obter os dados da radiação global. Para isso pode-se recorrer a mapas de irradiação global. Na Figura 8 encontra-se representado o mapa da irradiação global de Portugal, onde se verifica que a irradiação varia entre, aproximadamente, $1\,241$ e $1\,826 \text{ kWh/m}^2$ ([Solargis, 2022](#)).



Figura 8 - Mapa da irradiação normal global de Portugal. Extraído de [Solargis \(2022\)](#).

A radiação solar global é composta por três componentes distintas:

- a radiação direta que atinge diretamente a superfície terrestre, sem quaisquer interferências no seu percurso desde o sol até à superfície terrestre;
- a radiação difusa que é constituída por raios solares não diretos e dispersos pela atmosfera;
- a radiação refletida ou albedo que resulta da reflexão da radiação direta e difusa nos edifícios, na vegetação e no solo.

Assim, a radiação global é igual à soma das três radiações descritas anteriormente. É importante referir que a radiação direta é a que mais

contribui para a conversão da luz solar em eletricidade num sistema fotovoltaico no verão porque o céu apresenta-se normalmente limpo. No entanto, a radiação difusa é a que mais contribui para a produção num sistema fotovoltaico no inverno, pois os dias são por norma mais nublados ([Mertens, 2014](#)).

2.2 - Células fotovoltaicas

2.2.1 - Princípio de funcionamento

A energia solar fotovoltaica resulta da produção de energia elétrica a partir de materiais semicondutores, que funcionam como isolantes a baixas temperaturas e como condutores a temperaturas mais elevadas. As células solares são assim constituídas por semicondutores que possuem eletrões ligados de forma fraca e que ocupam uma faixa energética denominada de banda de valência ([Rojas et al., 2021](#)).

Quando a radiação solar incide na célula, os fotões são absorvidos pelo semicondutor. Se essa energia for superior à energia de remoção dos eletrões, ocorre a quebra das ligações covalentes e os eletrões encontram-se livres para se deslocarem para a banda de condução, criando pares eletrão-lacuna. Contudo, este fenómeno ocorre durante um período curto, uma vez que os eletrões excitados perdem a sua energia e são recombinados na banda de valência, não havendo produção de corrente elétrica. Por esta razão é necessário introduzir no material semicondutor elementos que alterem as suas propriedades elétricas. Este processo é denominado de dopagem. Assim, é possível criar duas camadas na célula: a camada tipo p, com excesso de cargas positivas, e a camada tipo n, com excesso de cargas negativas. Na região onde os dois materiais se encontram, designada por junção p-n, existe um campo elétrico e, portanto, gera-se corrente elétrica ([Rojas et al., 2021](#)).

Quando a radiação solar incide numa célula fotovoltaica a junção p-n tem o comportamento de um díodo. Na Figura 9 está representado o circuito equivalente de uma célula solar. A relação tensão-corrente num díodo é dada pela equação (2.1):

$$I = I_0 \left[\exp\left(\frac{qV}{nkT}\right) - 1 \right] - I_L \quad (2.1)$$

Onde I_0 é a corrente de saturação do diodo, V é a tensão, q é a carga de um eletrão ($1,6 \times 10^{-19}$ C), n é o fator de idealidade (os valores variam normalmente entre 1 e 2 em dispositivos reais, dependendo das condições ambientais e dos parâmetros de recombinação), k é a constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), T é a temperatura absoluta ($0^\circ\text{C} = 273,15$ K) e I_L é a corrente produzida pela absorção da radiação solar ([Wenham et al., 2007](#)).

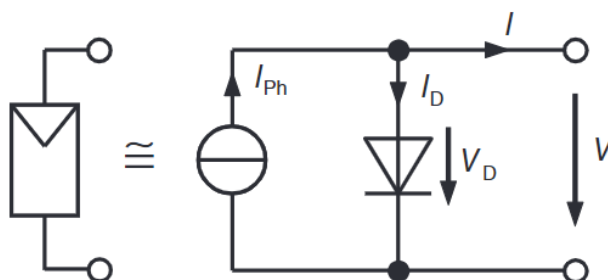


Figura 9 - Circuito equivalente de uma célula solar. Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

Na Figura 10 está representada a curva I-V característica de uma célula fotovoltaica, nas condições de referência ($T^r = 25^\circ\text{C}$; $G^r = 1\,000$ W/m²). Os dois parâmetros que limitam a curva I-V são a corrente de curto-circuito (I_{SC}) e a tensão de circuito aberto (V_{OC}).

Como para cada ponto da curva I-V, o produto da corrente pela tensão representa a potência produzida pela célula, verifica-se assim que a célula fotovoltaica tem um ponto máximo de potência (P_{MPP}) característico, calculado pela equação (2.2):

$$P_{MPP} = V_{MPP} \cdot I_{MPP} \quad (2.2)$$

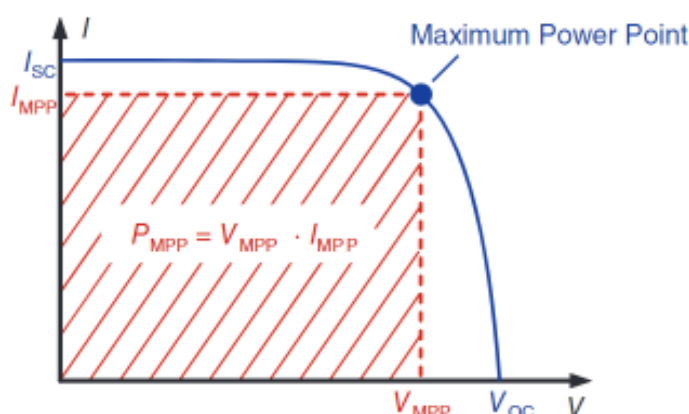


Figura 10 - Representação da curva I-V característica de uma célula fotovoltaica.
Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

O fator de forma (FF) mede a qualidade da junção das células, sendo calculado através da equação (2.3):

$$FF = \frac{P_{MPP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (2.3)$$

Portanto é desejável que as células fotovoltaicas tenham um fator de forma o mais alto possível, sendo que as células de uso comercial apresentam um fator de forma entre 0,7 e 0,8.

A eficiência de uma célula fotovoltaica é definida pelo quociente entre a potência máxima produzida e a potência da radiação solar incidente e é dada pela equação (2.4):

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{A \cdot G} \quad (2.4)$$

Em que A corresponde à área da célula e G à radiação solar incidente por m^2 ([Rojas et al., 2021](#); [Wenham et al., 2007](#)).

2.2.2 - Tipos de semicondutores

As células solares dividem-se em duas categorias: as de silício cristalino e as de película fina.

As células de silício são a tecnologia mais desenvolvida e também utilizada, cerca de 90% do mercado fotovoltaico está baseado nesta tecnologia. A utilização de silício para a produção destas células apresenta vantagens porque o silício é um recurso natural abundante na Terra e um elemento estável e não tóxico. No entanto, o preço de fabrico das células de silício é elevado. Existem dois tipos de células de silício: as de silício monocristalino (Si-m) que têm na sua composição um único cristal de silício e as de silício policristalino (Si-p) que são fabricadas pela agregação de vários cristais de silício. As células de Si-m são as que apresentam uma maior eficiência (26%). Contudo, são mais caras comparativamente com as de Si-p. Assim, esta última tecnologia é a mais utilizada no mercado fotovoltaico apesar de não alcançar eficiências tão elevadas (23%) ([Jain & Sharma, 2015](#); [NREL, sem data](#); [Okil et al., 2021](#)).

As células de película fina são fabricadas pela deposição de camadas muito finas de material semicondutor em substratos de baixo custo, como por exemplo o vidro, a temperaturas de processamento relativamente baixas. Assim, estas células são flexíveis e mais baratas do que as células de silício. Contudo apresentam menores eficiências. As células de película fina podem ser fabricadas a partir dos seguintes materiais: silício amorfo (Si-a), telureto de cádmio (CdTe) e disseleneto de cobre e índio (CIGS). As células de Si-a conseguem operar a temperaturas elevadas, porém só apresentam uma eficiência de 14%. Por outro lado, as de CdTe já conseguem alcançar uma maior eficiência (22%). No entanto, como o cádmio é um metal tóxico, torna o processo de reciclagem destes materiais complexo e caro. As células de CIGS são as que apresentam mais vantagens pois atingem uma eficiência de 23% e uma vida útil é elevada, não apresentando uma degradação considerável ([Jain & Sharma, 2015](#); [NREL, sem data](#); [Okil et al., 2021](#)).

Além de todos estes tipos de células solares que se encontram atualmente no mercado, ainda estão em desenvolvimento novas tecnologias fotovoltaicas, nomeadamente: Células sensibilizadas por pontos quânticos; Células solares de multijunção; Células de transportadores quentes (*hot-carrier cell*); Células solares sensibilizadas por corante; Células orgânicas solares; Células solares de Perovskita. Em

laboratório estas novas tecnologias têm tido avanços promissores e algumas destas novas células já atingem níveis de eficiência superiores às células de silício ([Green et al., 2022](#); [NREL, sem data](#)).

2.3 - Componentes dos sistemas fotovoltaicos

2.3.1 - Módulos e painéis fotovoltaicos

Os módulos solares são os componentes básicos de um sistema fotovoltaico e são constituídos por várias células fotovoltaicas interligadas. Apesar de os módulos individualmente apresentarem uma baixa potência, estes são ligados em série formando painéis que, por sua vez podem ser ligados em paralelo, alcançando assim a potência desejada para o sistema (Figura 11).

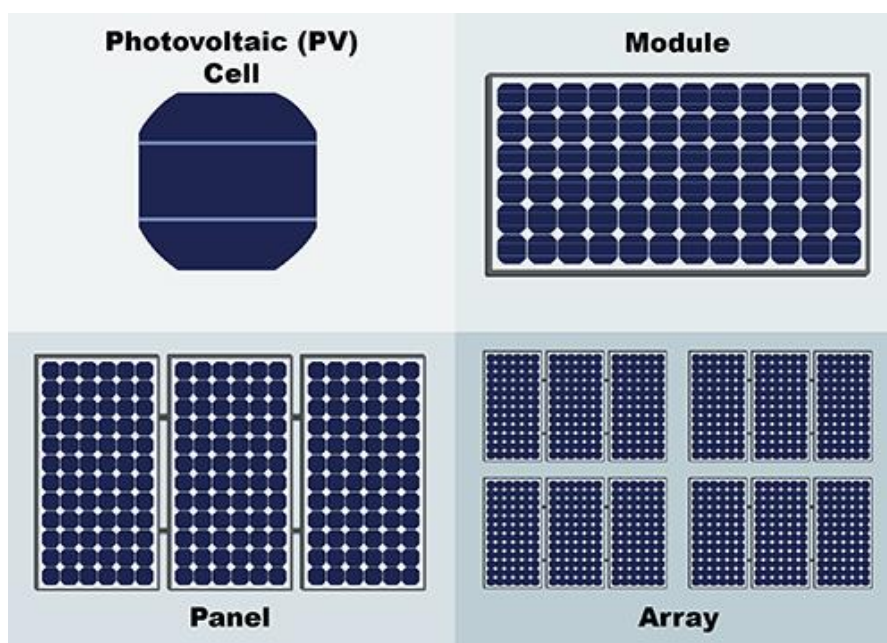


Figura 11 - Célula, módulo, painel e conjunto de painéis fotovoltaico. Extraído de [FSEC \(sem data\)](#).

Nos módulos fotovoltaicos, as células ligam-se em série até perfazerem os níveis de tensão pretendidos. Na Figura 12 está representado o efeito de células ligadas em série no gráfico das curvas I-

V , em que a corrente em todas as células é a mesma e a tensão total é igual à soma das tensões individuais das células.

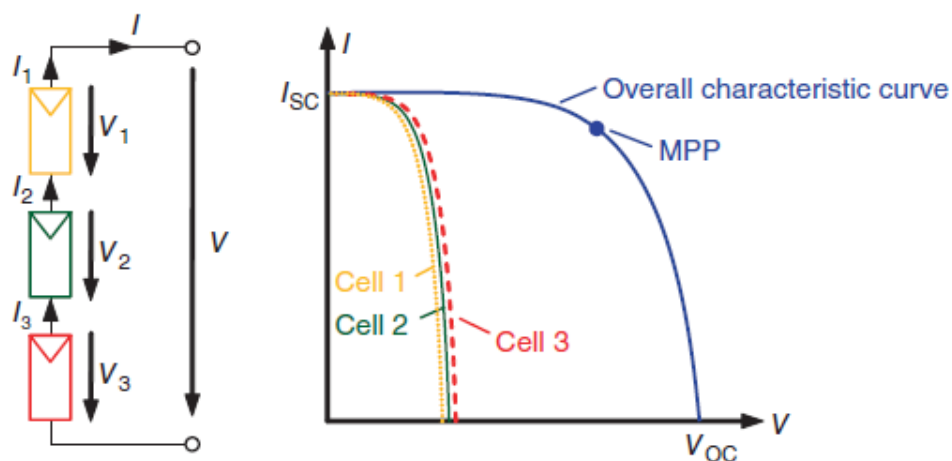


Figura 12 - Representação gráfica de 3 células fotovoltaicas ligadas em série.
Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

Considerando agora a ligação em paralelo de células fotovoltaicas num módulo, como representado na Figura 13, é possível verificar que a tensão total é igual à tensão das células individualmente e a corrente total é igual a soma das correntes de cada célula ([Mertens, 2014](#)).

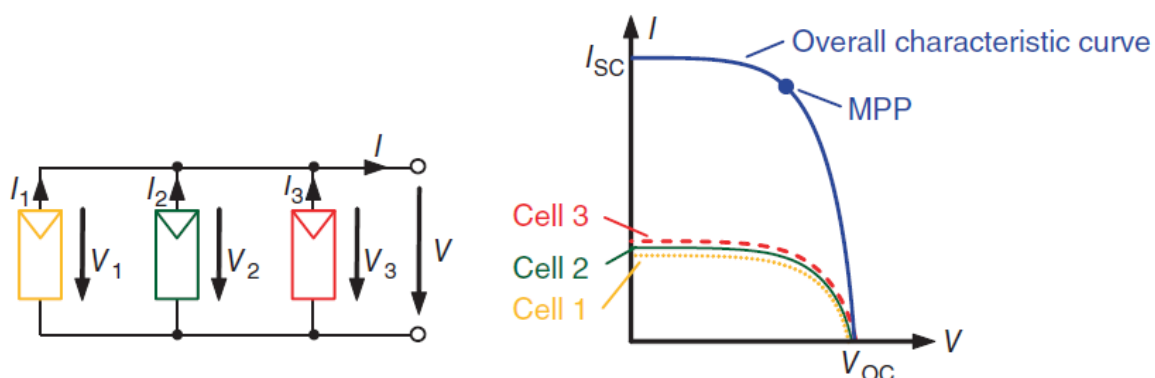


Figura 13 - Representação gráfica de 3 células fotovoltaicas ligadas em paralelo.
Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

2.3.1.1 - Sombreamento, pontos quentes e díodos de derivação

Em condições normais de funcionamento, as células fotovoltaicas geram corrente elétrica que alimenta uma carga. Contudo, se algo sombrear o módulo solar e uma célula ficar totalmente obscurecida, esta fica inversamente polarizada e passa a atuar como uma carga elétrica, convertendo a energia elétrica em calor. Assim, se a corrente for elevada formar-se-á um ponto quente que poderá danificar a célula. De forma a prevenir a formação de pontos quentes, a corrente deve ser desviada de um conjunto de células através de uma derivação de corrente, conseguida por um díodo de derivação que impede o aparecimento de tensões inversas elevadas nas células fotovoltaicas ([Wenham et al., 2007](#)).

2.3.1.2 - Influência da temperatura e da radiação incidente nos módulos fotovoltaicos

Na Figura 14 estão representadas as curvas características de um módulo fotovoltaico exposto a diferentes irradiações solares. A quantidade de corrente produzida por um módulo é diretamente proporcional à intensidade da radiação solar. Níveis mais elevados de irradiação farão com que mais eletrões fluam das células fotovoltaicas para as cargas. Contudo, a tensão produzida pelo módulo não é afetada.

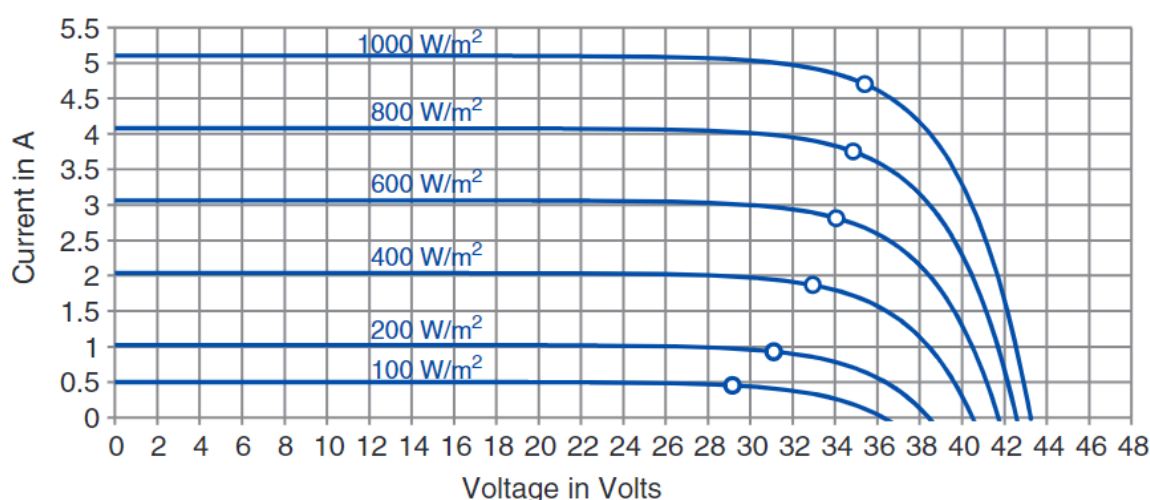


Figura 14 - Curvas características de um módulo fotovoltaico a diferentes irradiações solares e temperatura constante. Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

Na Figura 15 estão representadas as curvas características de um módulo fotovoltaico exposto a diferentes temperaturas. É possível verificar que a tensão num módulo fotovoltaico é afetada inversamente pela temperatura. À medida que a temperatura do módulo aumenta, o valor da tensão diminui. A tensão variável é um fator importante tanto para temperaturas frias como para temperaturas quentes, e ambas devem ser consideradas durante o dimensionamento do sistema. No entanto, a intensidade da corrente não é afetada pela temperatura ([Mertens, 2014](#); [Wenham et al., 2007](#)).

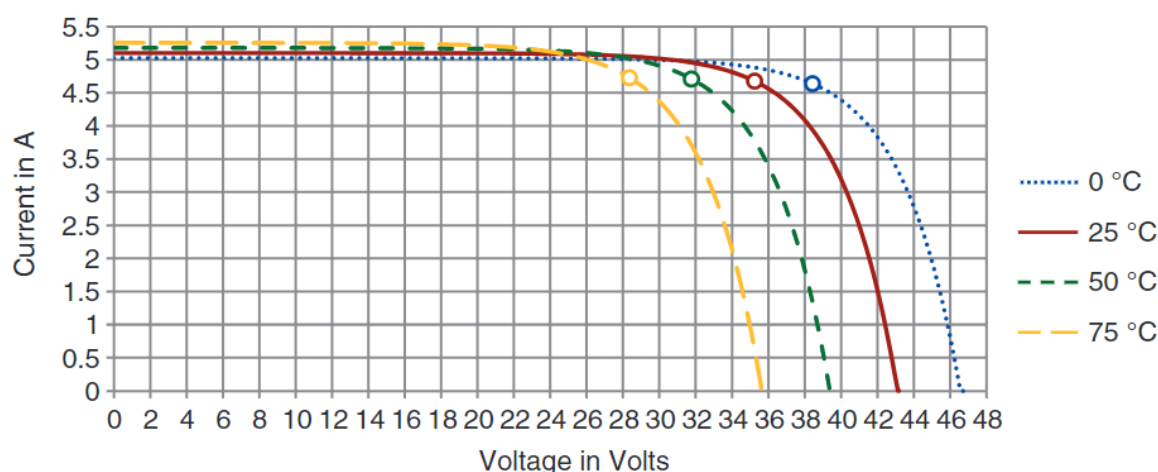


Figura 15 - Curvas características de um módulo fotovoltaico a diferentes temperaturas e irradiação solar constante. Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

2.3.2 - Inversores

Num sistema fotovoltaico o inversor tem como função principal converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA), sendo que este último tipo de corrente é que alimenta a maioria das cargas e a rede elétrica. Nos sistemas ligados à rede é importante que este equipamento distribua uma corrente alternada com uma tensão de 230 V para sistemas monofásicos ou 400 V para sistemas trifásicos, com uma frequência de 50 Hz e com baixo conteúdo harmónico. Para além destas funções, o inversor é responsável por otimizar o P_{MPP} de saída do sistema fotovoltaico através de um sistema de *Maximum Power Point Tracking* (MPPT). O MPPT consiste num conversor CC-CC que está interligado

entre a carga e os painéis fotovoltaicos. Os inversores possuem também dispositivos de proteção AC e CC e registo de dados operacionais e de sinalização ([Dogga & Pathak, 2019](#); [Zeb et al., 2018](#)).

Existem vários tipos de inversores com diferentes configurações e componentes, desenvolvidos para que cumpram os requisitos do sistema, seja para sistemas ligados à rede ou para sistemas de autoconsumo. Em Portugal, a Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) disponibiliza uma lista de equipamentos certificados que podem ser utilizados em novas instalações, aprovados pelo Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro ([Decreto-Lei n.º 162/2019, 2019](#); [DGEG, 2022](#)).

Na ligação do sistema fotovoltaicos à rede elétrica existem quatro configurações de ligação dos inversores, como apresentado na Figura 16.

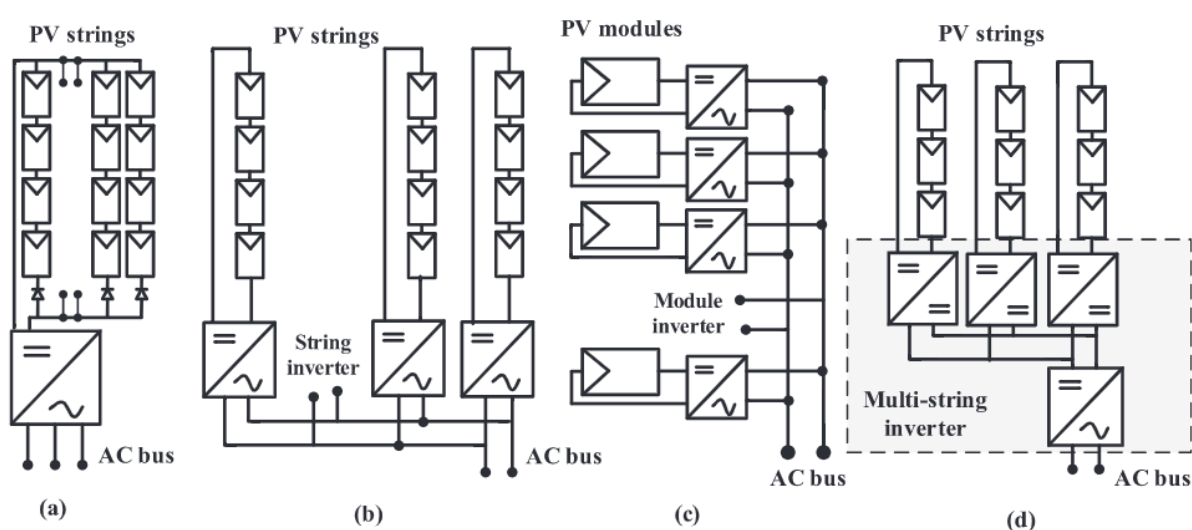


Figura 16 - Configurações de ligação dos inversores: Configuração centralizada (a), por fileira (b), módulo AC (c) e multi-fileira (d). Extraído de [Zeb et al. \(2018\)](#).

Na tecnologia centralizada (Figura 16 (a)) os módulos fotovoltaicos são divididos em ligações em série (fileiras). Estas fileiras são depois ligadas em paralelo de forma a atingir níveis de potência mais elevados. Esta configuração tem algumas limitações pois são necessários cabos CC de alta tensão entre os módulos fotovoltaicos e o inversor, o que origina problemas de segurança e perdas nos cabos. O MPPT

centralizado leva também a perdas de potência, devido a um seguimento ineficiente dos P_{MPP} resultantes do sombreamento dos módulos individuais do sistema. Uma avaria no inversor centralizado resulta na falha de funcionamento de toda a instalação fotovoltaica.

Nos inversores instalados por fileira (Figura 16 (b)) uma única fileira de módulos fotovoltaicos é ligada ao inversor. Nesta configuração existe uma gestão mais dinâmica dos P_{MPP} , possibilitando assim uma maior potência instalada e a uma eficiência mais elevada do sistema. Contudo continuam a existir problemas com a utilização de cabos CC de alta tensão entre os módulos fotovoltaicos e os inversores necessitam de dispositivos auxiliares de arrefecimento e proteção.

O módulo AC (Figura 16 (c)) consiste na integração do inversor no módulo fotovoltaicos. Esta tecnologia permite a utilização de cabos e conetores AC em vez de CC (o que reduz os custos de instalação e simplifica a conceção do sistema) e uma monitorização mais precisa e com maior fiabilidade, pois existe um otimizador de potência para cada módulo. Os optimizadores de potência aumentam a saída de energia dos sistemas fotovoltaicos, rastreando constantemente MPPT de cada módulo individualmente, monitorizando o seu desempenho e comunicando os dados à plataforma de monitorização ([SolarEdge, sem data](#)). Com esta configuração consegue-se melhorar significativamente a eficiência do sistema e também a vida útil dos equipamentos. Porém, em termos económicos, para sistemas de grande potência (na ordem dos MW) os inversores de módulo AC não trazem grande vantagem pois o investimento é maior, pelo que será preferível optar por uma configuração mais centralizada.

Na configuração multi-fileiras (Figura 16 (d)) cada fileira tem o seu próprio conversor CC-CC (sistemas MPPT separados), que se liga individualmente a um inversor CC-AC centralizado. Com esta tecnologia consegue-se uma solução compacta e rentável, que combina as vantagens das tecnologias central e de fileiras. Esta topologia permite ainda a integração de fileiras de diferentes tecnologias e de várias orientações, o que otimiza a eficiência de funcionamento de cada fileira separadamente ([Hassaine et al., 2014](#); [Ikkurti & Saha, 2015](#)).

2.3.3 - Baterias

Visto que a geração de eletricidade a partir da energia solar é limitada durante o dia, depende das condições climáticas locais e flutua ao longo do ano, existe um desfasamento entre o consumo e a produção de energia, o que constitui uma ameaça à estabilidade do sistema elétrico.

Em sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, o sistema de baterias é utilizado principalmente para o armazenamento de energia quando há um excesso de produção. A energia armazenada pode ser utilizada em períodos em que o sistema não produza (*peak shaving*) ou vendida à rede quando o mercado apresenta melhores preços ([Sangwongwanich et al., 2018](#)). Por outro lado, os sistemas de armazenamento de energia também podem realizar a arbitragem de energia, que é uma estratégia de negociação e aproveitamento das variações de preço da energia elétrica no mercado. Essa prática envolve a compra de eletricidade durante preços mais baixos e o armazenamento dessa energia para revendê-la posteriormente, durante períodos de preços mais altos. Essa estratégia baseia-se na volatilidade dos preços da energia elétrica, que pode variar significativamente ao longo do dia ou de períodos sazonais.

O número de baterias utilizadas como armazenamento elétrico para habitações está a crescer rapidamente, motivado por vários aspetos, tais como, o aumento do preço da eletricidade, a diminuição das tarifas de venda de eletricidade à rede e a diminuição do custo dos painéis fotovoltaicos e sistemas de baterias ([IRENA, 2017](#)).

As baterias são dispositivos de armazenamento de energia que convertem energia química em energia elétrica através de reações eletroquímicas de redução-oxidação. Quando a uma bateria carregada se aplica uma carga, a corrente fluirá no sentido de alimentação da carga e a bateria vai sendo descarregada durante o processo. Porém, se se aplicar uma tensão aos terminais da bateria é possível recarregar a bateria, estando-se a realizar a reação inversa ([Ponnusamy et al., 2013](#)).

É de notar que as baterias apresentam uma quantidade de energia elétrica que pode ser descarregada de um sistema de armazenamento. Este valor normalmente é indicado pelo fabricante. Assim, existe um rácio entre a capacidade nominal (instalada) e a capacidade real. Nesse sentido, os sistemas de armazenamento devem ser sobredimensionados,

de forma a prolongar o ciclo de vida do sistema. Outra característica de uma bateria é a sua taxa de auto-descarga, pois mesmo que esta não esteja a ser utilizada, perde capacidade ao longo do tempo, devido a fugas em processos internos. O ciclo de vida de uma bateria é dado pelo período de tempo em que a bateria consegue armazenar energia até a capacidade decrescer para um valor inferior a 80% da capacidade nominal ([Hannan et al., 2021](#); [IRENA, 2017](#); [Ponnusamy et al., 2013](#)).

No mercado existem alguns tipos de baterias disponíveis para utilização em sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, nomeadamente baterias de chumbo-ácido, de iões de lítio, de fluxo redox e de alta temperatura. As baterias de chumbo-ácido têm sido utilizadas há muitos anos nestas aplicações, embora tenham sido rapidamente substituídas por baterias de iões de lítio devido ao seu desempenho superior. Atualmente, as baterias mais utilizadas são as de iões de lítio, pois proporcionam uma maior durabilidade, baixa manutenção, fácil instalação, maior eficiência e menor tempo de retorno do investimento. Embora as baterias de fluxo redox possam ser comercializadas para sistemas de armazenamento doméstico, são significativamente mais caras do que as baterias de iões de lítio. As baterias de alta temperatura também podem ser usadas nestas aplicações. No entanto, não se adaptam bem a pequenas instalações, uma vez que necessitam de uma potência constante para manter a temperatura ([IRENA, 2017](#)).

Apesar do mercado dos sistemas de armazenamento de energia estar em crescimento, ainda é necessária investigação nesta área. As baterias apresentam um tempo de vida útil reduzido devido aos sucessivos ciclos de carga e descarga que fazem com que as características de armazenamento se vão degradando ao longo do tempo. Assim, como os sistemas de baterias ainda são caros, o investimento nestes sistemas pode não ser o mais vantajoso porque o tempo de retorno do investimento é elevado ([IRENA, 2017](#)).

2.4 - Tipologias de sistemas fotovoltaicos

Um dos maiores desafios dos sistemas fotovoltaicos é o de fazer coincidir a produção da energia com os períodos de consumo. Para obter o melhor aproveitamento do sistema, existem várias tipologias de sistemas fotovoltaicos, nomeadamente sistemas isolados, sistemas

ligados à rede e sistemas híbridos. A escolha entre cada um destes sistemas depende de vários fatores, como a localização, a possibilidade de ligação à rede elétrica e as necessidades dos consumidores.

2.4.1 - Sistemas isolados

Os sistemas isolados ou *off-grid* são principalmente utilizados em zonas remotas, onde não é possível a ligação à rede elétrica devido a condições sociais e ambientais. No entanto, nestes sistemas a geração de energia depende exclusivamente da produção dos módulos fotovoltaicos e esta está condicionada pelas condições meteorológicas e pela altura do dia ([Abdul Aziz et al., 2017](#)). Assim, de forma a garantir a continuidade do fornecimento de energia os sistemas isolados são complementados com um sistema de armazenamento. Na Figura 17 apresentam-se os principais componentes de um sistema fotovoltaico isolado. Nestes sistemas a energia elétrica é produzida nos módulos fotovoltaicos que alimentam um sistema de baterias. De forma a garantir a proteção das baterias existe um regulador de cargas que protege as baterias contra sobrecargas e uma proteção contra descarga profunda, em que a carga é desacoplada no caso de a tensão descer abaixo de um nível crítico. O sistema de baterias alimenta depois as cargas, sendo que para as cargas CA é necessário um inversor para converter a corrente CC em CA ([Mertens, 2014](#)).

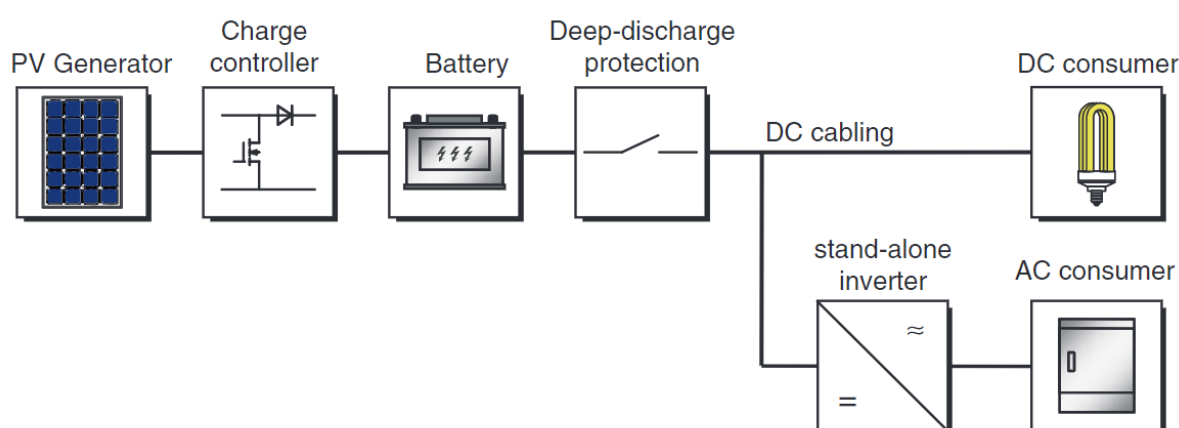


Figura 17 - Representação de um sistema fotovoltaico isolado. Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

2.4.2 - Sistemas ligados à rede

Num sistema ligado à rede toda a energia produzida no sistema fotovoltaico é injetada na rede elétrica. Posteriormente o consumidor retira a energia da rede. Devido à facilidade de interligação e ao pequeno número de componentes envolvidos, estes sistemas são atualmente mais utilizados comparativamente com os sistemas isolados. Além disso, o sistema ligado à rede tem como vantagem fornecer uma alternativa energética para satisfazer a procura sempre que o sistema fotovoltaico falhar ([Abdul Aziz et al., 2017](#)). Na Figura 18 apresenta-se um esquema de um sistema fotovoltaico ligado à rede elétrica. Nestes sistemas a energia é produzida nos módulos solares e no inversor a corrente é convertida de CC em CA. A energia passa por um contador de produção que contabiliza a energia produzida pelos painéis, sendo a mesma quantidade que é vendida à rede. Quando é necessária energia para alimentar as cargas de um consumidor, a energia é retirada da rede e passa por um segundo contador, contador de compra, que contabiliza a energia retirada da rede ([Mertens, 2014](#)).

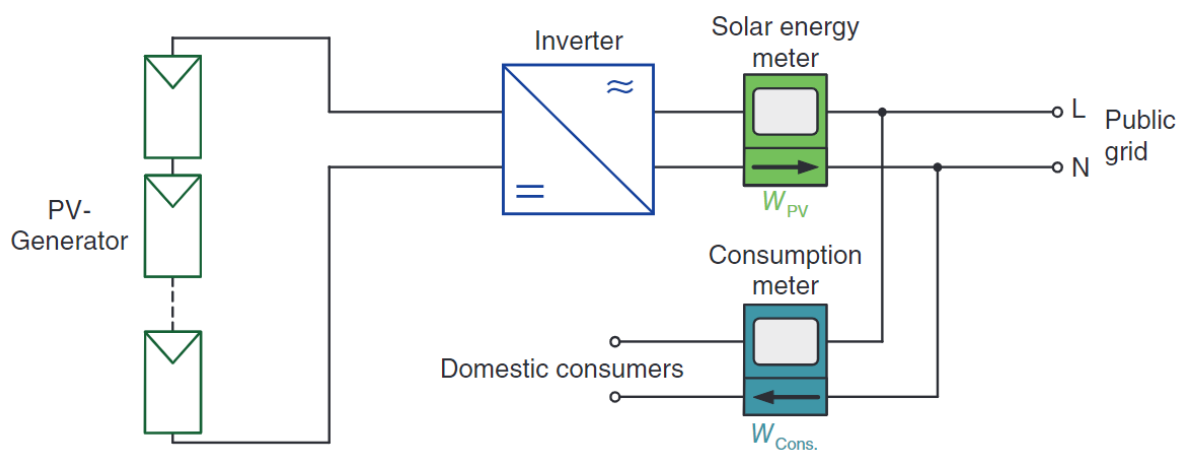


Figura 18 - Representação de um sistema fotovoltaico ligado à rede. Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

2.4.3 - Sistemas híbridos

Os sistemas híbridos consistem na combinação de vários métodos de produção de eletricidade, renovável ou não, como a energia hídrica, turbinas eólicas, biomassa ou geradores a diesel. Na Figura 19 está

representado um exemplo de um sistema híbrido. Estes sistemas podem ser também ligados à rede elétrica e/ou complementados com baterias. A principal vantagem destes sistemas é que asseguram uma produção de energia contínua, apresentando sistemas redundantes de geração e armazenamento de energia ([Rana et al., 2022](#)). Por outro lado, a produção de energia por fontes renováveis, como é o caso da energia solar, cria instabilidades no sistema elétrico devido à produção não controlada de energia e à sua imprevisibilidade da injeção na rede. Porém, as tecnologias de armazenamento podem ser um meio para reduzir os desajustes entre a procura e a oferta de eletricidade, fazendo também a regulação da frequência e permitindo um controlo flexível da energia ativa de forma a cumprir com os requisitos da rede elétrica ([Sangwongwanich et al., 2018](#)). Por outro lado, as baterias ainda têm uma capacidade de armazenamento limitada, um tempo de vida útil reduzido e o investimento ainda é elevado. Assim, seria necessário um avanço nesta tecnologia para este tipo de sistemas serem mais rentáveis.

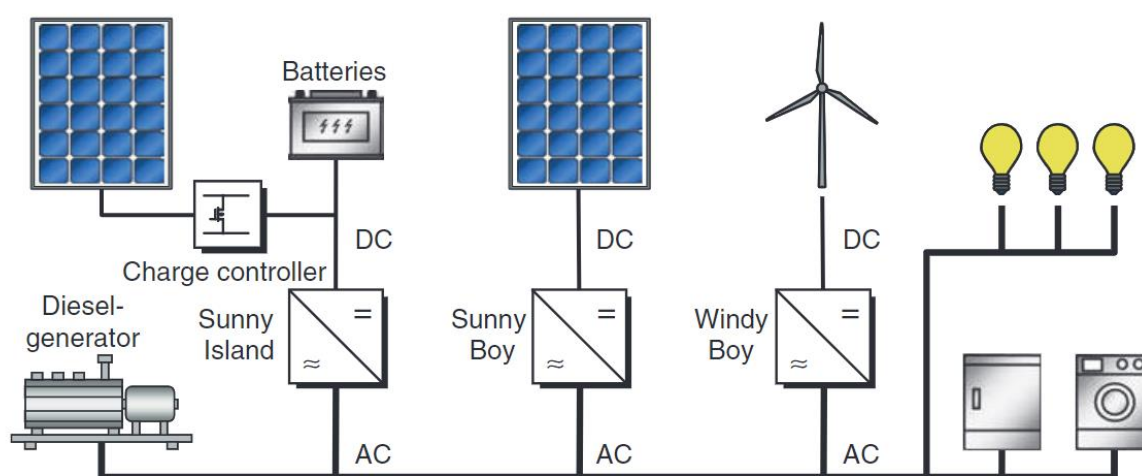


Figura 19 - Representação de um sistema fotovoltaico híbrido. Extraído de [Mertens \(2014\)](#).

2.5 - Enquadramento legal

O setor energético é legislado por vários regimes jurídicos. Os mais relevantes aplicados às energias renováveis, nomeadamente à tecnologia fotovoltaica, encontram-se listados a seguir:

- **Decreto-Lei nº15/2022**

Estabelece a organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), adequando-se às necessidades e desafios colocados pelas estratégias de política energética da União Europeia e de Portugal, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001. Este regime jurídico estabelece uma alteração do SEN em cinco eixos fundamentais:

- 1) a atividade administrativa de controlo prévio das atividades do SEN;
- 2) o planeamento das redes;
- 3) a introdução de mecanismos concorrenciais para o exercício das atividades do SEN;
- 4) a participação ativa dos consumidores, na produção e nos mercados;
- 5) o enquadramento legislativo de novas realidades como o reequipamento, o armazenamento de energia e a implementação de sistemas híbridos, ou seja, centros electroprodutores ou UPACs que apresenta em simultâneo mais do que uma unidade de produção que utiliza diversas fontes primárias de energia renováveis.

- **Decreto-Lei n.º 72/2022**

A apresentação, pela Comissão Europeia, do *Plano RepowerEU* veio evidenciar a necessidade de prosseguir o esforço de simplificação, de modo a garantir os objetivos estabelecidos. Nesse sentido o Decreto-Lei n.º 72/2022 procede à primeira alteração ao Decreto-Lei n.º 30-A/2022, que aprova medidas excecionais que visam assegurar a simplificação dos procedimentos de produção de energia a partir de fontes renováveis.

- **Resolução do Conselho de Ministros nº53/2020**

Estabelece o PNEC 2030 que promove a descarbonização da economia e a transição energética, visando a neutralidade carbónica em 2050, baseada em fontes de energia renovável, com foco na eficiência energética e no consumidor de energia.

- **Decreto-Lei nº162/2019**

Aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, a nível individual, coletivo e por Comunidades de Energia Renovável (CER), transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

- **Decreto Lei nº153/2014**

Estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à RESP, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis.

Portugal assumiu na COP21 o compromisso de alcançar a neutralidade carbónica até 2050 e, nesse sentido, tem definidas metas de transição energética ambiciosa. Nomeadamente, a redução de emissões em, pelo menos, 55% até 2030 e a de alcançar uma quota de 47% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto até ao mesmo ano ([Resolução Do Conselho de Ministros n.º 53/2020, 2020](#)). De forma a atingir estas metas, o SEN terá de sofrer uma profunda transformação, visto que tem de evoluir de um sistema assente em produção centralizada, para um modelo descentralizado que assegure a produção local, as soluções de autoconsumo, a gestão ativa de redes inteligentes e a participação ativa dos consumidores nos mercados ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)). Entende-se por produção descentralizada aquela que provem de regimes de produção realizados próximo dos locais de consumo. Atualmente o enquadramento legal permite produção de energia via autoconsumo com venda do excedente à rede.

A DGEG é a entidade licenciadora que opera as tarefas de controlo prévio das atividades do SEN. Estas tarefas incluem a comunicação prévia, o registo e a licença, que abrangem a totalidade das atividades de produção, autoconsumo e armazenamento, permitindo assim uma melhor articulação destes procedimentos. Na Tabela 1 encontram-se descritas as atividades que estão sujeitas a uma comunicação prévia, a um registo prévio e certificado de exploração ou a licença de produção e de exploração ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

Tabela 1 - Listagem das atividades sujeitas a uma comunicação prévia, a um registo prévio e certificado de exploração ou a licença de produção e de exploração.

Comunicação prévia	A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada $> 700 \text{ W}$ e $\leq 30 \text{ kW}$;
	Projetos de investigação e desenvolvimento, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos e modelos inovadores, no âmbito das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com potência instalada $> 700 \text{ W}$ e $\leq 30 \text{ kW}$;
	O reequipamento de centro electroprodutor, de fonte primária solar ou eólica, quando mantenha ou reduza a potência instalada inicialmente estabelecida no procedimento de controlo prévio.
Registo prévio e certificado de exploração	A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção total na RESP, com potência instalada $\leq 1 \text{ MW}$;
	A produção de eletricidade para autoconsumo com potência instalada $> 30 \text{ kW}$ e $\leq 1 \text{ MW}$;
	O armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada $\leq 1 \text{ MW}$;
	Projetos de investigação e desenvolvimento, demonstração e teste, em ambiente real, de tecnologias, produtos, serviços, processos e modelos inovadores, no âmbito das atividades de produção, armazenamento e autoconsumo com capacidade instalada $> 30 \text{ kW}$.
Licença de produção e de exploração	A produção de eletricidade a partir de fontes de energia não renovável;
	A produção de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis para injeção total na RESP ou para autoconsumo com potência instalada $> 1 \text{ MW}$;
	O armazenamento autónomo de eletricidade com potência instalada $> 1 \text{ MW}$;
	A produção ou o armazenamento autónomo quando sujeitos ao procedimento de avaliação do impacte ambiental ou de avaliação de incidências ambientais, nos termos da legislação aplicável;

2.5.1 - Autoconsumo

Autoconsumo define-se como o consumo de energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC e realizado por um ou mais consumidores finais, que produzem energia renovável para consumo próprio, denominando-se a estes de autoconsumidores. Este regime permite ao autoconsumidor o consumo de energia em forma de autoconsumo, o armazenamento da energia ou caso haja excedentes, a sua venda à rede através dos mercados de eletricidade ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

A atividade de autoconsumo, através de UPAC, independentemente do nível de tensão das Instalações de Utilização (IU), pode ser exercida em autoconsumo individual (ACI) ou autoconsumo coletivo (ACC). No ACI a UPAC produz energia elétrica para consumo numa única IU, podendo o seu proprietário vender ou não a energia elétrica excedente. No ACC a UPAC produz energia elétrica para duas ou mais IU. A distribuição, pelas IU, da eletricidade produzida pela UPAC pode fazer-se através de rede interna ou da RESP ([DGEG & ADENE, 2022](#)).

2.5.1.1 - Processo de licenciamento

Para a instalação de uma ou mais UPAC em autoconsumo é necessário efetuar um procedimento de licenciamento. Este está sujeito a diferentes regras que dependem da potência do sistema a instalar, como discutido na Tabela 1.

Comunicação prévia

O procedimento de comunicação prévia é efetuado através da plataforma eletrónica da DGEG, e é feito seguindo os seguintes passos:

- Inscrição do requerente na plataforma, através do preenchimento do formulário disponibilizado;
- Inserção dos documentos instrutórios;
- Emissão do comprovativo de apresentação da comunicação prévia que atesta a data e hora da apresentação da mesma.

Obtendo o comprovativo de apresentação da comunicação já se pode proceder à instalação da UPAC. Após a conclusão de construção e de esta entrar em funcionamento, deve ser registada na plataforma da DGEG, acompanhada da entrega de termo de responsabilidade subscrito por técnico habilitado que comprove que a instalação respeita a legislação aplicável.

Caso se pretenda que a UPAC injete energia na RESP, no prazo de 30 dias após a obtenção do comprovativo de comunicação prévia, a DGEG solicita ao Operador de Rede de Distribuição (ORD) a indicação das condições de ligação à RESP. Por sua vez, o ORD disponibiliza as condições de ligação à rede e, se se aplicar o respetivo orçamento no prazo de 60 dias após a solicitação realizada. Por fim, o ORD atesta o cumprimento das condições estabelecidas, através do termo de responsabilidade subscrito por técnico habilitado. Este é inserido na plataforma eletrónica onde o ORD regista a data de entrada em funcionamento ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

Registo prévio e certificado de exploração

O registo prévio é efetuado na plataforma da DGEG e conta com os procedimentos esquematizados na Figura 20.

O procedimento começa pela inscrição do requerente na plataforma e emissão de recibo que comprova data e hora de apresentação do pedido, após conclusão e validação da inscrição. Estando a inscrição validada, realiza-se o pagamento de taxas referentes ao registo.

Se a UPAC for apenas para autoconsumo, é emitido o comprovativo de registo prévio. No caso da UPAC injetar a energia para a RESP, 20 dias após a validação da inscrição, o ORD dá parecer sobre a existência de condições técnicas de ligação à rede e sobre os regulamentos aplicáveis. O ORD também confirma previamente a viabilidade de atribuição de reserva de injeção na Rede Nacional de Distribuição (RND) junto do Rede Nacional de Transporte (RNT) e do gestor global do SEN, que comunicam a sua avaliação, respetivamente quanto à capacidade disponível e quanto à segurança do abastecimento, com a antecedência mínima de 10 dias do termo do prazo para a pronúncia do ORD.

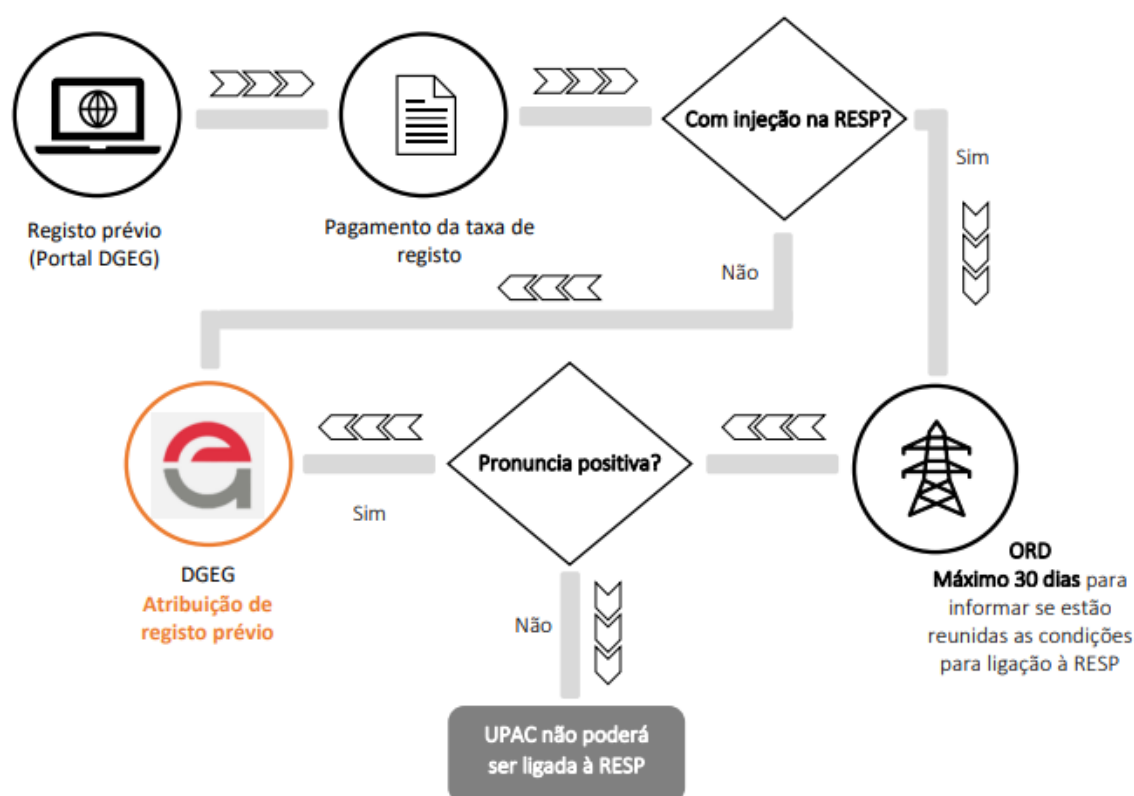


Figura 20 - Esquema do processo de registo prévio. Extraído de [\(DGEG & ADENE, 2022\)](#).

Se a pronúncia for positiva é emitido comprovativo de registo prévio, com ou sem condições, que habilita à instalação da UPAC ou da instalação de armazenamento, o qual é comunicado, de modo automático, ao ORD e ao gestor global do SEN. Em caso de pronúncia negativa, a UPAC não poderá ser ligada à RESP, e após o decurso do prazo de recusa do registo, é emitido comprovativo de registo prévio, com ou sem condições, que habilita à instalação da UPAC ou da instalação de armazenamento. Tal é comunicado, de modo automático, ao ORD e ao gestor global do SEN.

Depois da atribuição do registo prévio por parte da DGEG, o requerente tem permissão para efetuar a instalação da UPAC e/ou a instalação de armazenamento. Finda a instalação, o titular do registo solicita à entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular a realização de inspeção destinada a verificar a conformidade da instalação. No prazo de 10 dias após a submissão do relatório de inspeção que ateste a conformidade da instalação, se não for recusada a

emissão do certificado, considera-se o mesmo atribuído e autorizada a ligação à RESP. Por fim, o certificado de exploração é emitido automaticamente através da plataforma da DGEG. É de notar que o titular do registo está obrigado a efetuar inspeções periódicas, de 8 em 8 anos, à UPAC ou instalação de armazenamento, através de uma entidade inspetora de instalações elétricas de serviço particular ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

Licença de produção e de exploração

O pedido de atribuição de licença de produção é efetuado na plataforma da DGEG no prazo máximo de 6 meses após a emissão do título de reserva de capacidade de injeção na RESP. No caso de realização de procedimento de avaliação de impacte ambiental (AIA) este prazo é alargado para 1 ano. Por sua vez, a licença de produção é emitida no prazo máximo de 1 ano, a contar com o respetivo pedido, e habilita ao estabelecimento e exercício das atividades de produção de eletricidade por um centro eletroprodutor, produção de eletricidade para autoconsumo por uma UPAC ou armazenamento de eletricidade por uma instalação de armazenamento.

A emissão da licença de exploração do cento electroprodutor, da UPAC ou da instalação de armazenamento não pode exceder um ano, a contar desde a data da atribuição da licença de produção, exceto nos seguintes casos:

- Atribuição de título de reserva de capacidade de injeção na RESP na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da RESP. Neste caso, a licença de exploração pode ser emitida no prazo máximo de 90 dias após a data da entrada em funcionamento das respetivas infraestruturas da RESP a construir ou reforçar, nos termos estabelecidos no acordo e comunicados pelo operador da rede à DGEG;
- Operacionalização das condições de ligação de centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento por parte do operador da RESP em prazo superior ao definido para a emissão da licença de exploração. Neste caso, pode ser emitida no prazo máximo de 90 dias após a disponibilização daquela infraestrutura.

A licença de exploração habilita a entrada em exploração industrial de um centro eletroprodutor, UPAC ou instalação de armazenamento ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

2.5.1.2 - Tarifas aplicáveis à unidade de produção para autoconsumo

A utilização da RESP para distribuir a energia elétrica entre a UPAC e a(s) IU está sujeita ao pagamento, pelo autoconsumidor ou pelas comunidades, das tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão de ligação com a IU e também aos demais encargos, taxas e impostos aplicáveis. A tarifa de Acesso às Redes é paga por todos os consumidores e reflete o custo das infraestruturas e dos serviços utilizados por todos os consumidores de forma partilhada. Esta tarifa resulta da soma das tarifas de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Operação Logística de Mudança de Comercializador, todas fixadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) ([DGEG & ADENE, 2022](#)).

2.5.1.3 - Contagem de energia na UPAC

A contagem da energia elétrica total produzida por UPAC quando a IU associada à UPAC se encontre ligada à RESP é obrigatória quando a potência instalada seja superior a 4 kW. Neste caso, a contagem da energia elétrica total produzida por UPAC é feita por telecontagem, cumprindo os requisitos técnicos e funcionais estabelecidos na Portaria n.º 231/2013, de 22 de julho ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)). Na Figura 21 e 22 encontram-se representados os esquemas de ligação de uma UPAC com potência instalada superior a 4 kW e inferior e igual a 4 kW, respetivamente.

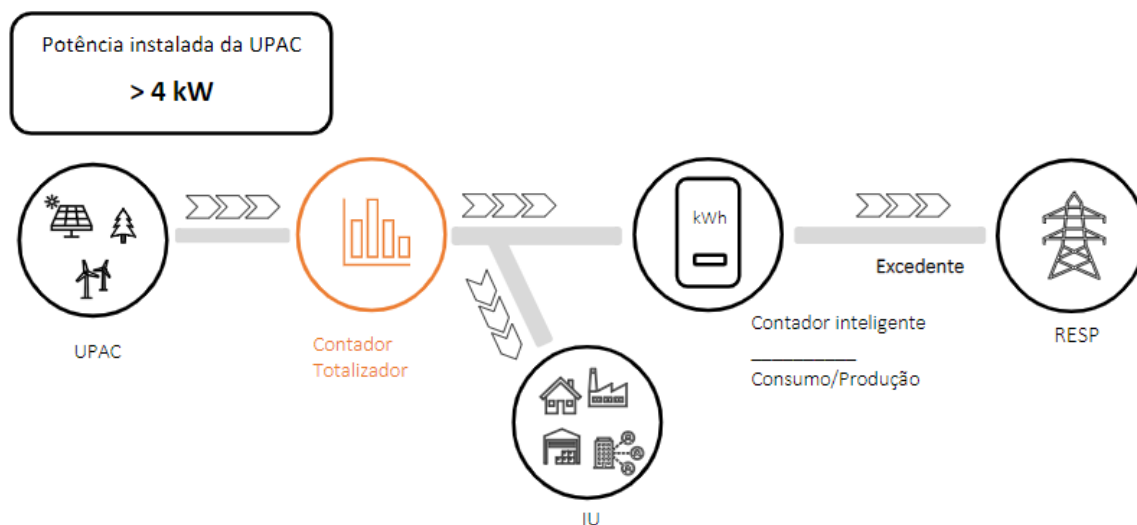


Figura 21 - Esquema de ligação de uma UPAC com potência superior a 4 kW.
Extraído de [DGEG & ADENE \(2022\)](#).

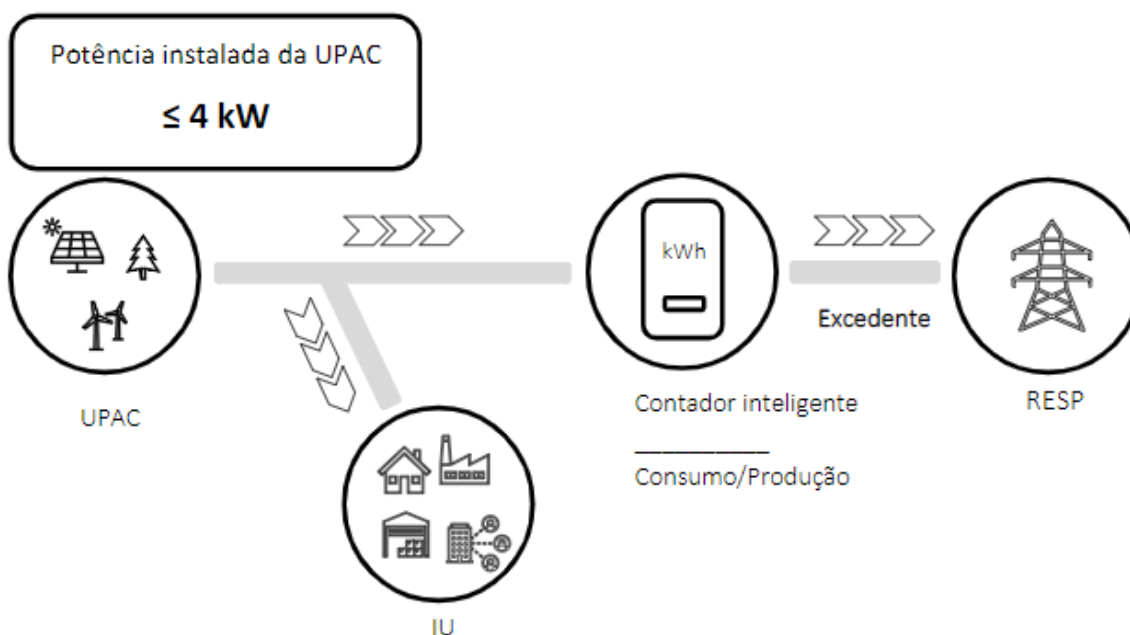


Figura 22 - Esquema de ligação de uma UPAC com potência inferior e igual a 4 kW.
Extraído de [DGEG & ADENE \(2022\)](#).

Portanto, os pontos obrigatórios de contagem são o contador inteligente bidirecional que mede o consumo da IU e o excedente injetado

na RESP. Acresce a necessidade de um contador totalizador para medição da injeção da UPAC na IU, desde que a potência instalada da UPAC seja superior a 4 kW ([DGE & ADENE, 2022](#)).

É igualmente obrigatória a contagem da energia elétrica extraída ou injetada em instalações de armazenamento associadas à UPAC, quando estas se encontrem ligadas à RESP e integrem uma instalação elétrica separada da UPAC ou da IU ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

2.5.1.4 - Aquisição de eletricidade pelo comercializador de último recurso a produtores com potência de ligação atribuída até 1 MW

O Consumidor de Último Recurso (CUR) assegura a aquisição da energia elétrica produzida a partir de fontes de energia renováveis aos produtores com potência de ligação atribuída que não exceda 1 MW. O CUR celebra contrato de compra e venda de energia elétrica com o produtor que o solicitar e os termos e condições do contrato de compra e venda são definidos pela ERSE ([Decreto-Lei n.º 15/2022, 2022](#)).

A remuneração da energia elétrica fornecida à RESP é calculada de acordo com a equação (2.5):

$$Rm_{i,m} = E_{i,m} * Pr_{MIBEL-PT,m} - Enc_{i,m} \quad (2.5)$$

Em que:

- $Rm_{i,m}$ é a remuneração da energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m , em €;
- $E_{i,m}$ é a energia elétrica fornecida à RESP pelo produtor i no mês m , em kWh;
- $Pr_{MIBEL-PT,m}$ é a média aritmética simples dos preços horários de fecho do mercado diário, afetos à área portuguesa do MIBEL, publicados pelo Operador do Mercado Ibérico, polo espanhol, ajustada ao perfil de produção do produtor i , relativos ao mês m , em €/kWh;
- $Enc_{i,m}$ são os encargos, nos termos definidos pela ERSE, suportados com a representação em mercado do produtor i , nomeadamente os desvios à programação, devido à participação

na área portuguesa do MIBEL, as tarifas de acesso às redes e outros encargos, relativos ao mês m , em €;

CAPÍTULO 3

Caraterização, acompanhamento e estudo de viabilidade técnico-económica

Durante o período de estágio acompanharam-se várias unidades de produção descentralizada de energia solar para autoconsumo em variados clientes industriais com consumos de energia consideráveis. Foi realizado o acompanhamento de todas as fases do projeto desde o licenciamento e construção até ao acompanhamento de Operação e Manutenção (O&M). Na Figura 23 apresenta-se um resumo do número de visitas efetuado a UPACs em fase de licenciamento, construção ou exploração.

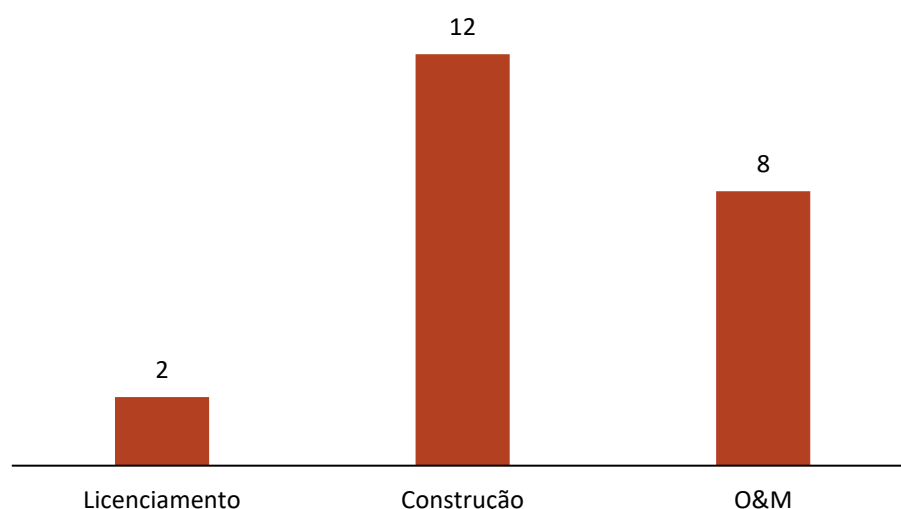


Figura 23 – Gráfico resumo com o número de visitas realizadas por fase do projeto.

Dos projetos de UPACs acompanhados no decorrer do estágio, escolheu-se um para fazer o estudo da viabilidade técnica e económica de o complementar com um sistema de armazenamento de energia. A apresentação do projeto encontra-se descrita no Subcapítulo 3.2. Este foi o projeto selecionado na medida em que é um cliente industrial com perfis de consumo diários muito semelhantes durante os dias da semana e também ao longo do ano. Por isso a energia produzida pelo sistema

fotovoltaico é maioritariamente autoconsumida. Assim, a implementação de um sistema de armazenamento de energia torna-se desafiante visto que neste caso poderá não compensar utilizar o sistema de baterias para armazenar o excedente produzido para períodos em que a energia é necessário. No entanto poderá ser mais vantajoso utilizar o sistema de armazenamento para a compra de eletricidade durante preços mais baixos e o armazenamento dessa energia para revendê-la posteriormente, durante períodos de preços mais altos (arbitragem de energia).

3.1 - Desenvolvimento de uma UPAC

A Capwatt tem como principal objetivo a oferta de soluções integradas de energia. Nesse sentido, a empresa atua como um financiador da instalação, assumindo a responsabilidade por todas as atividades inerentes à implementação dos projetos, desde a fase de desenvolvimento, licenciamento e investimento, até à fase de construção e gestão do ativo. Portanto, é estabelecido com o cliente um prazo contratual onde existe a cedência das infraestruturas. O cliente efetua um pagamento à Capwatt pela energia fornecida apresentando um desconto em relação à compra à RESP. Na Figura 24 está esquematizado um modelo de compra e venda de energia antes e depois de implementação da UPAC e na Figura 25 o processo de desenvolvimento de uma UPAC.

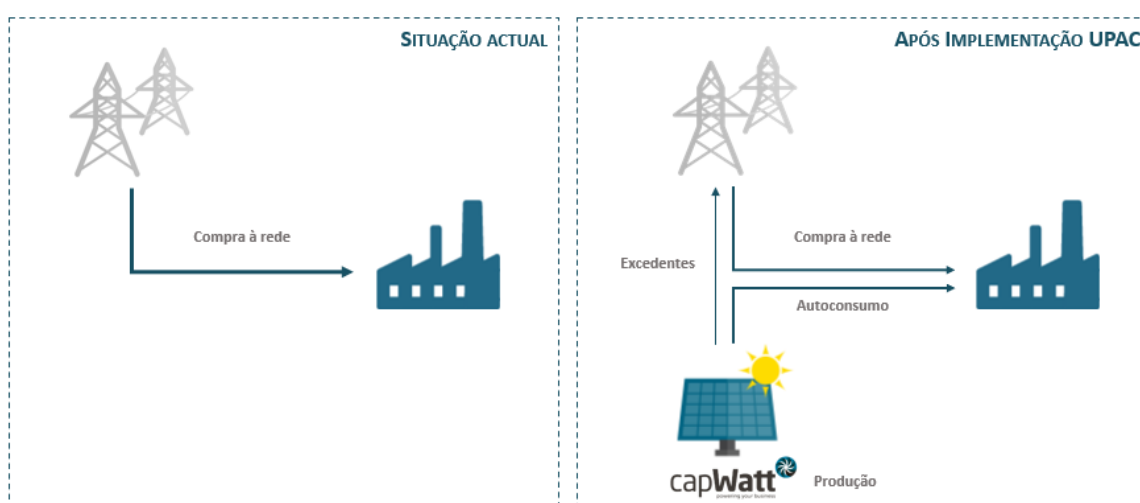


Figura 24 - Esquema de um modelo de compra e venda de energia antes e após a implementação e uma UPAC.

Numa primeira fase, é apresentado ao cliente uma proposta de negócio, tendo por base estudos prévios de implementação dos painéis, produção de energia e previsão de orçamento para o prazo contratual. Estes estudos requerem uma análise cuidada do diagrama de cargas da instalação consumidora de eletricidade, das áreas disponíveis para a implementação dos equipamentos, do recurso solar, orientação dos módulos e sombreamentos e das condições de aquisição de eletricidade da unidade consumidora. No caso de a proposta ser aceite, é celebrado contrato com o cliente e são iniciados os trabalhos de engenharia. Procede-se ao licenciamento da UPAC através do seu registo na plataforma da DGEG e em alguns casos também é necessário realizar diligências nos municípios onde a UPAC irá ser implementada ou outras entidades, como a Comissão de Coordenação e Desenvolvimento Regional (CCDR) ou a Agência Portuguesa do Ambiente (APA). No processo de engenharia, após a análise de todas as informações que dizem respeito ao dimensionamento dos módulos fotovoltaicos, inversores, cablagem, sistemas de monitorização, entre outros, existe uma pré-aprovação do projeto da UPAC.

Após a definição de soluções é escolhido o fornecedor para montagem do projeto, faz-se a contratação do seguro de obra a validação do Plano de Segurança e Saúde (PSS) e documentação de trabalhadores/equipamentos. Nesta fase é também validada a memória descritiva do projeto, esquemas elétricos e planeamento da construção do projeto. Começa então o processo de construção da UPAC e é feito o acompanhamento da construção através de visitas recorrentes à obra. Depois de concluída a construção da UPAC é também realiza a certificação ao contador por parte da EDP Labelec (opcional) e a inspeção à proteção de interligação/homopolar por parte da E-REDES se a instalação tiver uma potência de ligação AC maior que 250 kW. Por fim, após submissão dos documentos necessários na DGEG para obtenção da autorização provisória do funcionamento da UPAC e marcação de inspeção com a entidade identificada no processo de licenciamento no portal da DGEG dá-se início à exploração da UPAC.

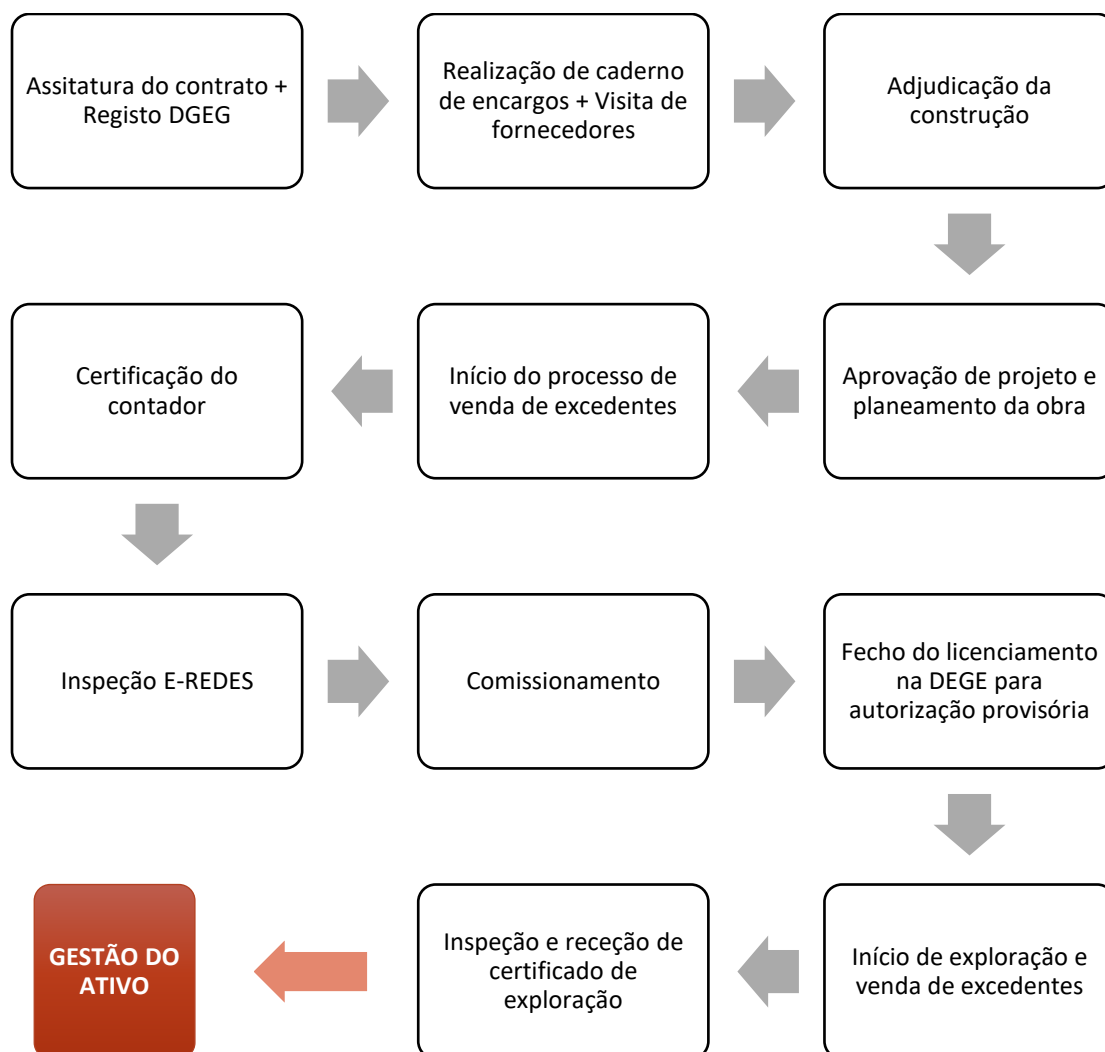


Figura 25 - Processo de construção de uma UPAC.

3.1.1 - Caraterização dos projetos de UPAC acompanhados

Durante do estágio acompanharam-se 14 projetos de diferentes UPACs. Estes consistem na implementação de sistemas de produção de energia assentes na tecnologia fotovoltaica, para autoconsumo de energia produzida e venda do excedente à RESP. Na Figura 26 apresentam-se gráficos resumo dos projetos acompanhados por tipologia, fase e potência instalada.

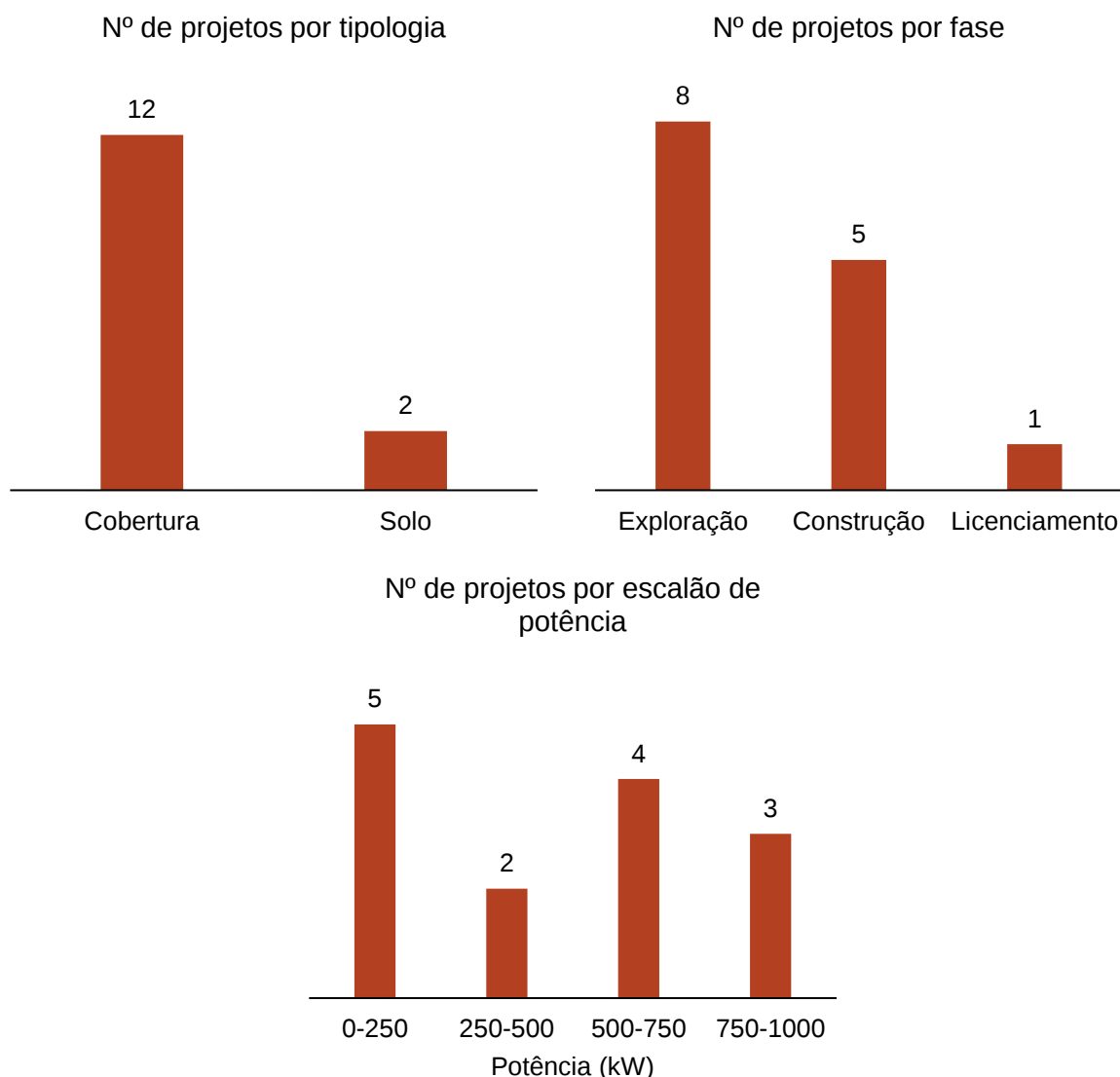


Figura 26 – Resumo dos projetos acompanhados por tipologia, fase e potência instalada (kW).

De um modo geral uma central fotovoltaica é constituída por painéis fotovoltaicos que são instalados na cobertura de um edifício ou no solo. Assim, é necessário realizar uma análise do espaço disponível para a colocação dos módulos, de forma a determinar a quantidade de módulos a instalar. Caso os painéis fotovoltaicos sejam instalados na cobertura do edifício é necessário efetuar um estudo de estabilidade estrutural que visa a obtenção de informação sobre o estado de condição atual dos elementos resistentes da cobertura e avaliação da aptidão estrutural destes, tendo em vista o incremento de cargas advindo da aplicação de

um sistema de módulos fotovoltaicos. Se a cobertura não apresentar estabilidade estrutural é feito um reforço de modo a ser possível implementar os módulos.

Feita a análise do espaço disponível para a colocação dos módulos, das respetivas medidas, conjuntamente com a análise técnica estrutural é possível determinar a quantidade de módulos a instalar. Os módulos são colocados em estruturas desenhadas para o efeito. Também são instalados caminhos de cabos na cobertura, para encaminhamento da cablagem CC até aos inversores, instalados na zona técnica.

Após estarem definidos a marca e o modelo dos módulos, passa-se ao dimensionamento dos inversores que devem ser escolhidos tendo em consideração os limites superiores e inferiores de tensão admitidos pelo equipamento. A tensão de entrada estará no intervalo de tensão do MPPT e não excederá a tensão máxima de funcionamento dos módulos fotovoltaicos. Os inversores estão ligados a um quadro elétrico de produção da central fotovoltaica, e por sua vez, este está ligado a um disjuntor motorizado (caso a potência nominal seja superior a 250 kW) instalado no quadro elétrico do cliente. Também é instalado um quadro de contagem com o objetivo de contabilizar a energia total produzida pela instalação fotovoltaica e, no caso da CapWatt, efetuar a faturação mensal da energia produzida ao cliente (dependendo do modelo de negócio).



Figura 27 - Zona técnica de uma instalação UPAC.

Na Figura 27 encontra-se uma imagem da zona técnica de uma instalação de uma UPAC, com potência AC menor que 250 kW, onde se pode distinguir da esquerda para a direita o bastidor de comunicações, o quadro de contagem, o quadro elétrico da central fotovoltaica e os inversores.

De modo a obter-se informação completa sobre o comportamento geral do sistema também é instalado um sistema de monitorização, como exemplificado na Figura 28.

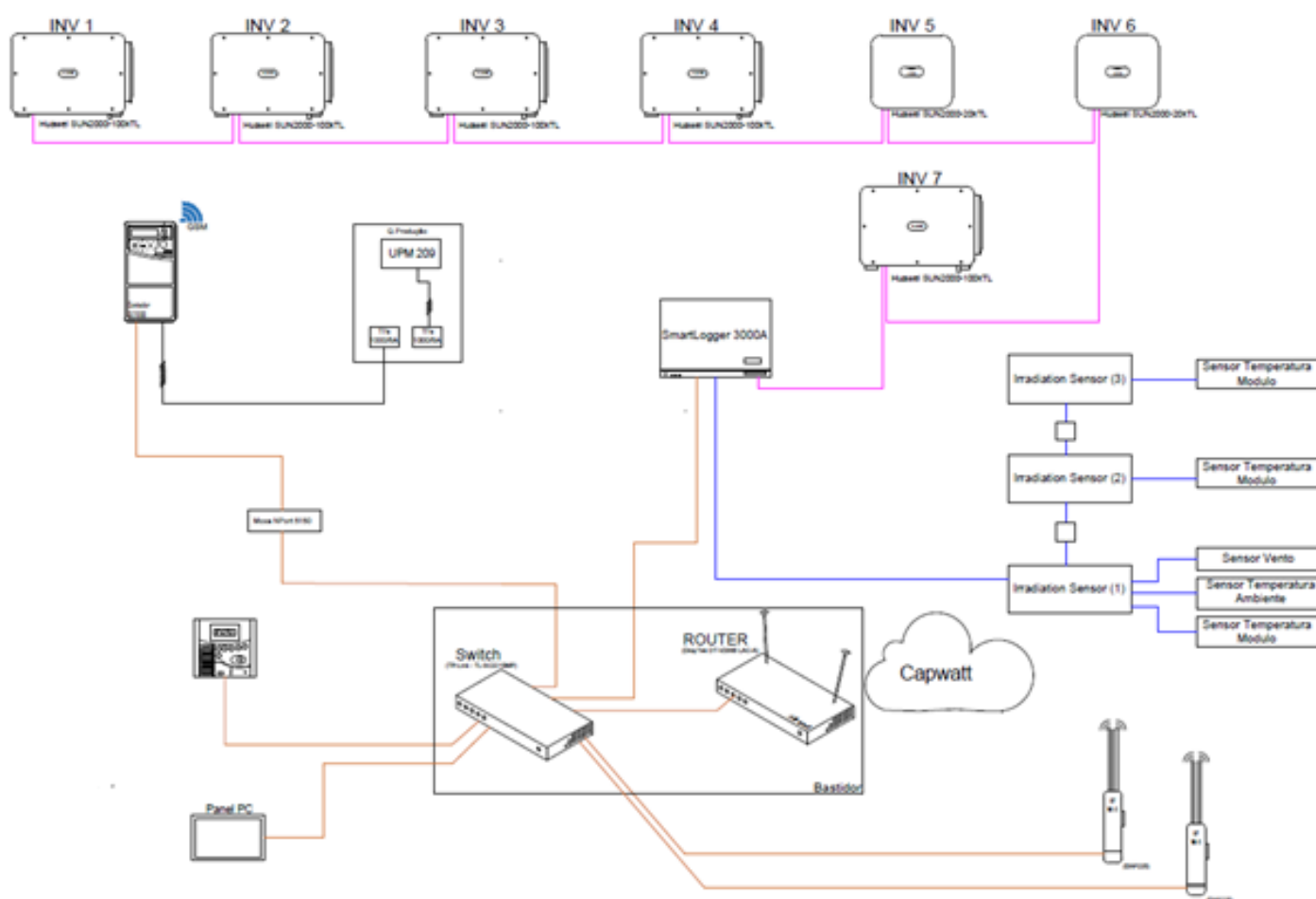


Figura 28 - Exemplo de um sistema de monitorização para obtenção de informação da UPAC em tempo real.

É instalado um equipamento de comunicação (*smartlogger*) que recolhe dados em tempo real, nomeadamente dos inversores, sensores de irradiação, sensores de temperatura dos painéis e ambiente, sensores da velocidade do vento, estado dos disjuntores, medição de analisadores de

energia de produção da UPAC e da interligação com rede, bem como do consumo da unidade industrial.

Os dados recolhidos poderão ser consultados via *Panel PC* instalado no local (Figura 29), ou enviados para uma base de dados via ligação a uma rede interna. De modo a garantir que não existem falhas no sistema de monitorização e para evitar disparos do disjuntor geral da UPAC de todas as vezes que haja falhas de energia é instalado um sistema de alimentação socorrida. Ou seja, quando temos ausência de energia da rede as baterias têm capacidade para aguentar o sistema por um tempo limitado, até que a energia volte. Caso não aconteça, o sistema é desligado após atingir o nível de tensão mínima.

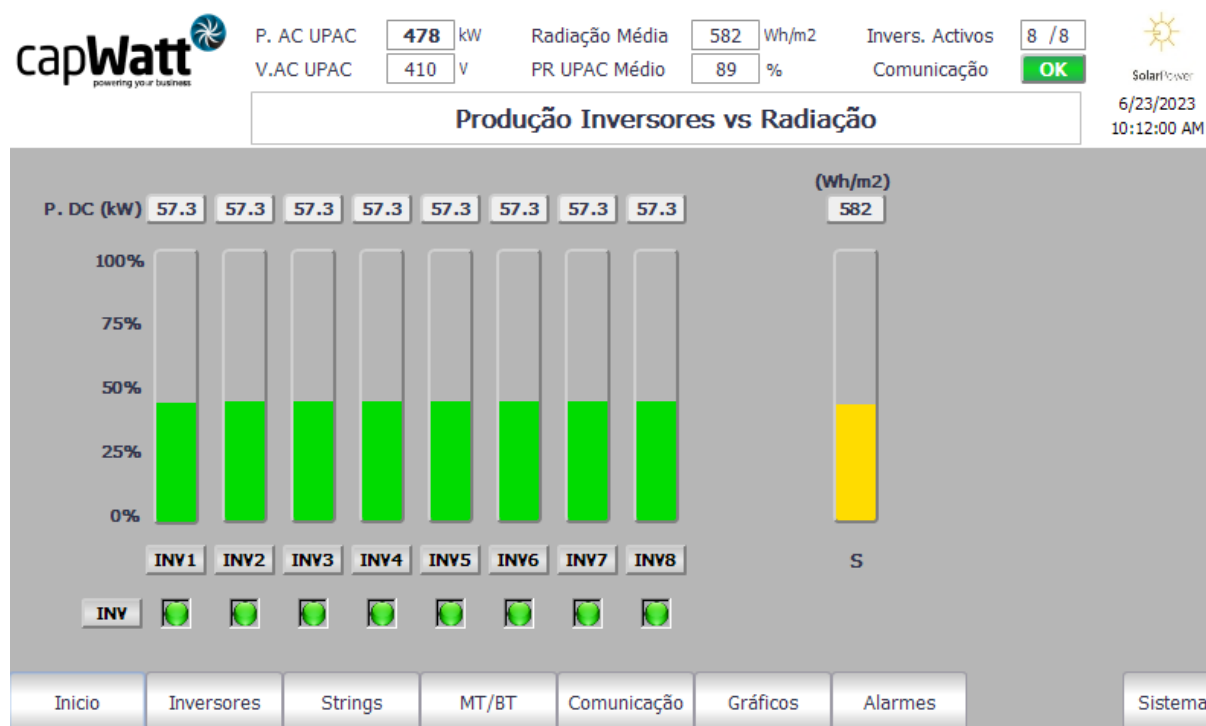


Figura 29 - Consulta de dados da UPAC via Panel PC instalado no local

Para instalações em que a potência de ligação é superior a 250 kW é necessário ainda a instalação da proteção de interligação/homopolar para ligação à rede, de modo a salvaguardar a rede elétrica, e os restantes clientes ligados a esta, da injeção incorreta de energia elétrica, por defeito na instalação de geração ou na rede elétrica ([E-REDES, 2020](#)).

3.2 - Metodologia utilizada para o estudo da viabilidade técnico-económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia

Utilizou-se um modelo de análise em Excel para a realização do estudo de implementação de um sistema de armazenamento de energia, baseado na tecnologia de baterias lítio. Esta análise é realizada fornecendo como *inputs* os dados técnicos do sistema fotovoltaico e do sistema de armazenamento de energia, assim como os dados de consumo do edifício e da produção do sistema fotovoltaico, obtendo depois a poupança de energia e financeira para o cliente.

3.2.1 - Apresentação do projeto

Para este estudo de implementação de um sistema de armazenamento de energia consideraram-se os dados de um projeto de uma UPAC que atualmente se encontra em fase de exploração. Este projeto trata-se de um campo fotovoltaico instalado na cobertura de uma nave industrial, conforme apresentado na Figura 30.



Figura 30 - Esquema de implementação de painéis fotovoltaicos na cobertura do edifício.

A sua finalidade é a produção de energia solar para autoconsumo e venda dos excedentes à rede.

Este cliente apresenta um contrato de Média Tensão (MT) com o fornecedor de eletricidade, com uma potência contratada de 2 660 kVA. Para dimensionar corretamente o sistema é necessário conhecer o perfil de consumo energético do edifício. Para tal, recorreu-se à análise do histórico de dados dos consumos energéticos de 15 em 15 minutos. Estes dados foram retirados da leitura do contador do cliente, via portal do E-REDES.

No que diz respeito ao sistema fotovoltaico, foram instalados 2197 módulos com uma potência pico de 455 W, o que perfaz uma potência instalada de 999,64 kW. Para a conversão da energia CC em AC foram instalados 9 inversores de 100 kW. A 8 dos inversores ligaram-se 8 strings de 17 módulos e 7 strings de 18 módulos. Ao inversor restante ligaram-se 8 strings de 17 módulos e 6 strings de 18 módulos. No seu conjunto, os inversores fornecem uma potência nominal de ligação AC de 900 kW.

Para realizar a análise pretendida é importante conhecer os dados de produção do sistema fotovoltaico. Portanto, sabendo os dados geográficos e técnicos do projeto utilizou-se a ferramenta PVGIS Online para obter os dados de produção solar com uma frequência de 15 minutos.

Na Tabela 2 apresentam-se os dados técnicos do sistema de armazenamento considerado para a realização do estudo. Este foi o selecionado para a realização do estudo na medida em que é um sistema já estudado e testado pela empresa e que já foi considerado em a estudos semelhantes.

Tabela 2 – Especificações técnicas do sistema de armazenamento de energia.

Sistema de armazenamento de energia	
Tecnologia	Lítio (LFP)
Potência (kW)	320
Capacidade (kWh)	798 kWh (640 kWh úteis)
Profundidade de descarga (DoD) Mínima	80%
Eficiência Mínima [RTE AC] (%)	90%
Tempo a trabalhar a potência máxima (h)	~2h
Tempo de vida máximo (Anos ou ciclos)	7000 ciclos
Solução modular	Sim
Sistemas a considerar no “pack”	Baterias; Inversores; Controladores; Sistemas de controlo de temperatura; Comunicações.

3.2.2 - Modelo de análise

Para o primeiro ano de projeto, cruzaram-se os dados do perfil de consumo energético do edifício com os da produção solar estimada pelo sistema fotovoltaico. Com esta informação calculou-se para cada 15 minutos, qual a energia autoconsumida, exportada e importada da rede.

Com os dados obtidos referentes ao projeto do sistema fotovoltaico realizou-se o dimensionamento das cargas e descargas da bateria, com base num modelo de cálculo já desenvolvido pela empresa, como apresentado na Figura 31. Este permitia a escolha por parte do utilizador, entre a bateria fazer apenas “peakshaving” ou arbitragem de energia. O modelo de arbitragem de energia está dimensionado para a bateria carregar em horas de super vazio e descarregar em período de cheias e pontas. Portanto, no final, este modelo indica para o projeto do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia qual a energia autoconsumida, exportada e importada da rede.

ANO PROJETO	MÊS	DIA	HORA	PERÍODO TARIFÁRIO	CURVAS DE CARGA		PROJETO S/ ESS			PROJETO C/ ESS		
					CONSUMO (kWh)	PRODUÇÃO SOLAR (kWh)	AUTOCONSUMO (kWh)	EXPORTAÇÃO (kWh)	IMPORTAÇÃO (kWh)	AUTOCONSUMO (kWh)	EXPORTAÇÃO (kWh)	IMPORTAÇÃO (kWh)
1	1	1	0:15	VAZIO	127,00	-	-	-	127,00	-	-	127,00
1	1	1	0:30	VAZIO	124,00	-	-	-	124,00	-	-	124,00
1	1	1	0:45	VAZIO	149,00	-	-	-	149,00	-	-	149,00
1	1	1	1:00	VAZIO	176,00	-	-	-	176,00	-	-	176,00
1	1	1	1:15	VAZIO	144,00	-	-	-	144,00	-	-	144,00
1	1	1	1:30	VAZIO	118,00	-	-	-	118,00	-	-	118,00
1	1	1	1:45	VAZIO	144,00	-	-	-	144,00	-	-	144,00
1	1	1	2:00	SVAZIO	151,00	-	-	-	151,00	-	-	151,00
1	1	1	2:15	SVAZIO	126,00	-	-	-	126,00	-	-	126,00
1	1	1	2:30	SVAZIO	126,00	-	-	-	126,00	-	-	126,00
1	1	1	2:45	SVAZIO	141,00	-	-	-	141,00	-	-	141,00
1	1	1	3:00	SVAZIO	158,00	-	-	-	158,00	-	-	158,00
1	1	1	3:15	SVAZIO	145,00	-	-	-	145,00	-	-	145,00
1	1	1	3:30	SVAZIO	141,00	-	-	-	141,00	-	-	141,00
1	1	1	3:45	SVAZIO	141,00	-	-	-	141,00	-	-	141,00
1	1	1	4:00	SVAZIO	132,00	-	-	-	132,00	-	-	132,00
1	1	1	4:15	SVAZIO	144,00	-	-	-	144,00	-	-	144,00
1	1	1	4:30	SVAZIO	107,00	-	-	-	107,00	-	-	107,00
1	1	1	4:45	SVAZIO	135,00	-	-	-	135,00	-	-	135,00
1	1	1	5:00	SVAZIO	151,00	-	-	-	151,00	-	-	151,00
1	1	1	5:15	SVAZIO	166,00	-	-	-	166,00	-	-	166,00
1	1	1	5:30	SVAZIO	146,00	-	-	-	146,00	-	-	146,00
1	1	1	5:45	SVAZIO	139,00	-	-	-	139,00	-	-	139,00
1	1	1	6:00	VAZIO	127,00	-	-	-	127,00	-	-	127,00
1	1	1	6:15	VAZIO	113,00	-	-	-	113,00	-	-	113,00
1	1	1	6:30	VAZIO	125,00	-	-	-	125,00	-	-	125,00
1	1	1	6:45	VAZIO	146,00	-	-	-	146,00	-	-	146,00
1	1	1	7:00	VAZIO	138,00	-	-	-	138,00	-	-	138,00
1	1	1	7:15	VAZIO	115,00	-	-	-	115,00	-	-	115,00
1	1	1	7:30	VAZIO	115,00	-	-	-	115,00	-	-	115,00
1	1	1	7:45	VAZIO	110,00	-	-	-	110,00	-	-	110,00
1	1	1	8:00	VAZIO	112,00	-	-	-	112,00	-	-	112,00
1	1	1	8:15	VAZIO	138,00	0,31	0,31	-	137,69	0,31	-	137,69
1	1	1	8:30	VAZIO	107,00	0,31	0,31	-	106,69	0,31	-	106,69
1	1	1	8:45	VAZIO	107,00	0,31	0,31	-	106,69	0,31	-	106,69
1	1	1	9:00	VAZIO	125,00	0,31	0,31	-	124,69	0,31	-	124,69
1	1	1	9:15	VAZIO	129,00	22,39	22,39	-	106,61	22,39	-	106,61
1	1	1	9:30	VAZIO	115,00	22,39	22,39	-	92,61	22,39	-	92,61
1	1	1	9:45	VAZIO	125,00	22,39	22,39	-	102,61	22,39	-	102,61
1	1	1	10:00	VAZIO	102,00	22,39	22,39	-	79,61	22,39	-	79,61
1	1	1	10:15	VAZIO	111,00	43,17	43,17	-	67,83	43,17	-	67,83
1	1	1	10:30	VAZIO	114,00	43,17	43,17	-	70,83	43,17	-	70,83
1	1	1	10:45	VAZIO	99,00	43,17	43,17	-	55,83	43,17	-	55,83
1	1	1	11:00	VAZIO	114,00	43,17	43,17	-	70,83	43,17	-	70,83
1	1	1	11:15	VAZIO	137,00	59,30	59,30	-	77,70	59,30	-	77,70
1	1	1	11:30	VAZIO	132,00	59,30	59,30	-	72,70	59,30	-	72,70
1	1	1	11:45	VAZIO	148,00	59,30	59,30	-	88,70	59,30	-	88,70
1	1	1	12:00	VAZIO	144,00	59,30	59,30	-	84,70	59,30	-	84,70
1	1	1	12:15	VAZIO	143,00	69,66	69,66	-	73,34	69,66	-	73,34
1	1	1	12:30	VAZIO	135,00	69,66	69,66	-	65,34	69,66	-	65,34
1	1	1	12:45	VAZIO	155,00	69,66	69,66	-	85,34	69,66	-	85,34
1	1	1	13:00	VAZIO	151,00	69,66	69,66	-	81,34	69,66	-	81,34
1	1	1	13:15	VAZIO	160,00	66,97	66,97	-	93,03	66,97	-	93,03
1	1	1	13:30	VAZIO	159,00	66,97	66,97	-	92,03	66,97	-	92,03

Figura 31 - Vista exemplo do modelo de análise criado em Excel.

Com os resultados obtidos pelo modelo de cálculo, avaliaram-se as vantagens para o cliente. Para isso, fez-se o estudo da energia poupada e da redução no valor da fatura da eletricidade, para o primeiro ano e para cada um dos projetos com e sem armazenamento de energia. Os preços faturados pela energia foram estimados tendo em conta faturas anteriores. É importante referir que o preço da energia elétrica tem valores diferentes consoante a hora a que se realiza o consumo. O período horário corresponde à forma como o consumo de eletricidade se distribui ao longo das 24 horas de cada dia e dos 7 dias da semana. Os períodos horários de entrega de energia elétrica são os seguintes: Ponta, Cheias, Vazio normal e Super vazio. Para cada ciclo há um horário de verão e de inverno, que reflete a alteração da hora legal. Na Figura 32 encontram-se esquematizado os períodos horários de entrega de energia para clientes em Portugal Continental.

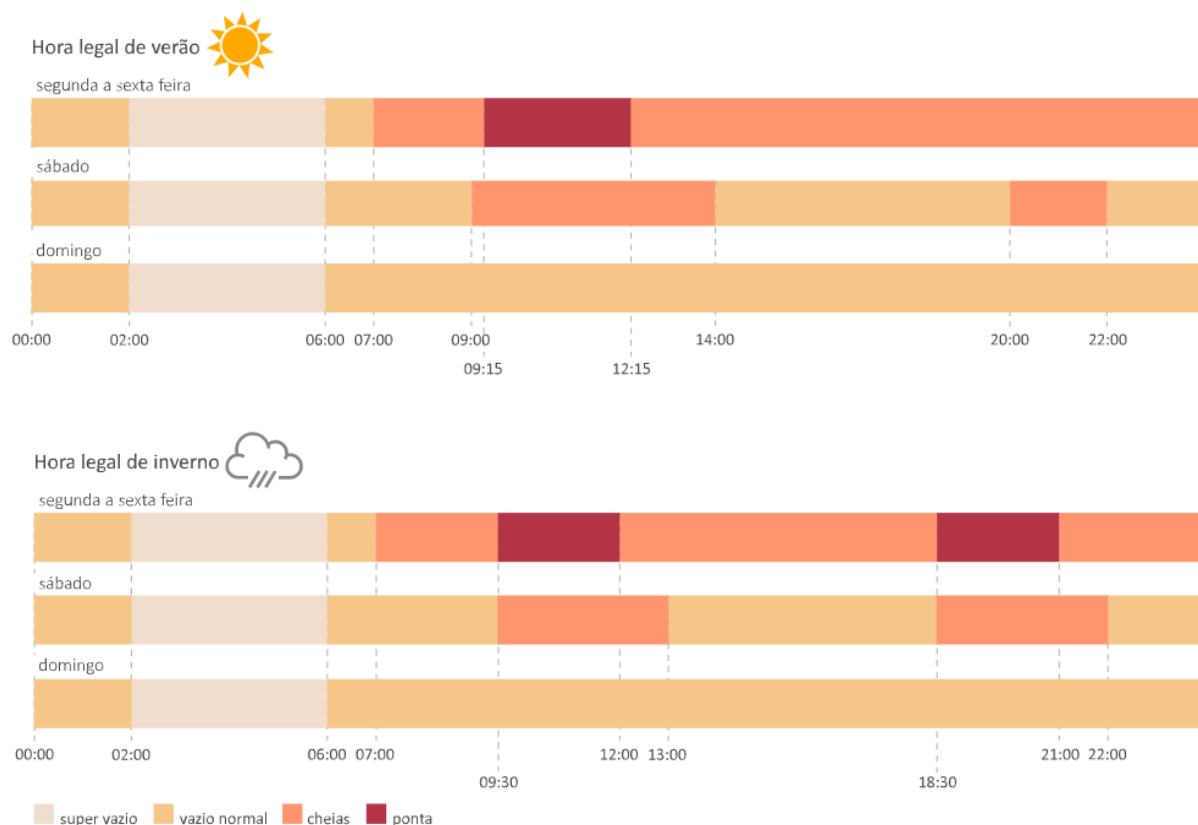


Figura 32 – Períodos horários de entrega de energia cara clientes em Portugal Continental. Extraído de [\(ERSE, 2023b\)](#)

Para as tarifas de acesso às redes utilizaram-se os valores fixados pela ERSE a vigorar em 2023 e para o preço de venda dos excedentes de energia utilizou-se o valor médio do preço da energia do MIBEL do ano anterior [\(ERSE, 2023b; OMIE, 2023a\)](#).

CAPÍTULO 4

Controlo e análise dos projetos

De forma a efetuar este controlo foram utilizadas várias ferramentas e metodologias de gestão de qualidade de projetos, que vão ser aprofundadas neste capítulo. Na CapWatt este tema tem uma elevada importância, na medida em que é uma empresa certificada e por isso é alvo de auditorias de forma a garantir o cumprimento de todas as normas e requisitos estipulados.

Assim, de forma a controlar e analisar os vários projetos acompanhados no decorrer do estágio realizou-se o controlo dos prazos e custos das diversas fases do projeto através da melhoria de um Excel já desenvolvido pela empresa, a monitorização do desempenho das UPACs através da multiplataforma, o Desenvolvimento de um Excel para o cálculo do “Performance Ratio” (PR) dos projetos e o acompanhamento dos trabalhos de manutenção das UPACs. Neste capítulo também se apresentam os resultados do estudo de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia.

4.1 - Gestão de projetos

Tendo como objetivo a gestão eficiente de projetos, a empresa possui um documento em Excel em que são apresentados os dados de cada projeto, assim como é feita a sua calendarização e o controlo dos prazos tendo em conta as diversas fases. Também é feito o controlo de custos dos projetos, sendo monitorizado o ponto de situação operacional e financeiro, para garantir que os mesmos se enquadram com a previsão do plano de negócio. Para a avaliação económica do projeto são utilizados vários indicadores como o valor atual líquido (VAL) e a taxa interna de rentabilidade (TIR).

Utilizando como base o ficheiro já existente, foi possível implementar melhorias ao mesmo de forma a tornar a análise dos dados desta base de dados mais eficiente. Portanto, foi criada uma ficha de apresentação interativa dos projetos que se encontram em fase de construção (Figura 33). Selecionando o projeto pretendido esta permite ter acesso às informações mais relevantes do mesmo, como por exemplo

dados gerais do projeto (País, Local, Responsável, tarifa aplicada e tipologia), dados referentes ao planeamento da obra, como os dias planeados e os dias de reais de obra e dados sobre a avaliação económica do projeto, como o capital investido (CAPEX), VAL e TIR, assim como os desvios destes indicadores em relação aos estipulados no plano de negócio e antes do início da obra.

IDENTIFICAÇÃO DO PROJETO				
PROJETO				
SOLAR UPAC			EM CURSO	
Nº DE PROJETOS		POTÊNCIA	CAPEX	VAL
1		568,1 kW	380 851 €	46 741 €
DESCRIÇÃO GEARAL				
PAÍS:	PORTUGAL	LOCAL:	PT SOUTH	RESPONSÁVEL:
TARIFA:	AUTO-CONSUMO	TIPOLOGIA:	COBERTURA	
PLANEAMENTO				
INICIO PLANEADO:	25/10/2022	INICIO REAL:	25/10/2022	DESVIO 0,0%
FIM PLANEADO:	15/12/2022	FIM REAL:	N/A	
DIAS PLANEADOS:	51	DIAS DECORRIDOS:	N/A	
NOTA: Atraso de +3 meses relacionado com o mau serviço realizado . Tem sido realizado um trabalho de proximidade em obra para atenuar atraso. Obra concluída a aguardar conclusão da interligação e certificação da protecção e do contador.				
AVALIAÇÃO ECONÓMICA				
CAPEX BUDGET:	383 948 €	CAPEX ESTIMADO:	380 851 €	CAPEX EXECUTADO: N/A
VAL BP:	44 193 €	VAL ESTIMADO:	46 741 €	VAL EXECUTADO: N/A
TIR BP:	6,6%	TIR ESTIMADO:	6,7%	TIR EXECUTADO: N/A
NOTA: Já numa fase final da obra, é possível estimar que o projeto irá fechar dentro do Capex BP. Entrada em exploração prevista no decorrer do mês de Abril.				

Figura 33 - Vista exemplo da ficha de identificação de projetos criada em Excel.

Também foram implementados gráficos de análise de alguns indicadores dos projetos em que a fase de obra já se encontra concluída,

como apresentado na Figura 34. Assim, obtém-se um histórico dos projetos passados, em que é possível analisar estatísticas (máximo, média e mínimo) relativas aos dias decorridos de obra, ao custo total do projeto e ao custo por unidade de potência instalada.



Figura 34 - Vista exemplo do histórico da fase de construção de projetos que à data se encontram concluídos, criado em Excel, com gráficos das análises referentes aos dias decorridos de obra, custo do projeto e custo por unidade de potência.

4.2 - Controlo da segurança

A Capwatt como empresa certificada e com o objetivo de 0 acidentes apresenta metodologias de forma a garantir o cumprimento do regulamento interno de segurança e a aplicação das mesmas no terreno, em contexto de obra.

Em primeiro lugar a empresa possui um software de gestão de segurança interno (Figura 35) onde, em coordenação com o departamento de *Quality Safety Environment* (QSE), é agregada toda a documentação de fornecedores internos e externos. Assim é possível aos gestores de projetos garantir que os trabalhos nos locais são realizados

tendo em vista o cumprimento das regras relativamente à saúde dos colaboradores, atividades de formação obrigatórias, certificações da empresa, declarações de dívida e não dívida, declarações de conformidade e verificação de equipamentos, seguros, entre outros.

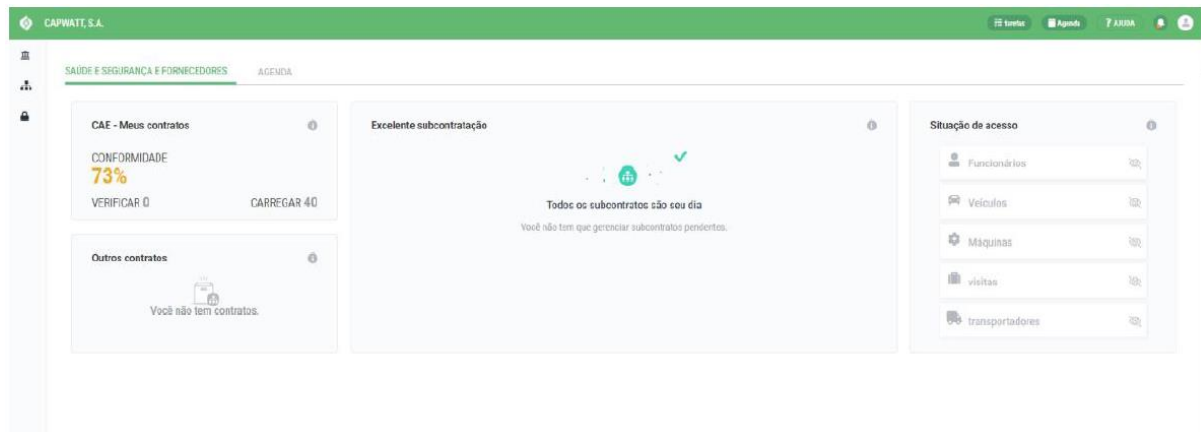


Figura 35 – *Dashboard* do software de gestão de segurança da empresa.

Em contexto de obra, que implica diversos riscos elétricos e de utilização de ferramentas, é criado um PSS específico para cada obra. Neste documento pretende-se estabelecer um conjunto de regras e responsabilidades a adotar na execução dos trabalhos, sendo este o principal instrumento de prevenção de riscos na execução da obra. Este plano identifica os principais riscos relativamente à saúde e segurança e considera medidas a adotar de forma a minimizar os mesmos. Por outro lado, este documento é dinâmico e está sujeito a alterações consoante as várias situações que se vão verificando durante a execução dos trabalhos da empreitada.

4.3 - Desempenho de uma UPAC

Depois da UPAC estar construída e entrar em exploração é necessário garantir que o sistema fotovoltaico atinge o melhor desempenho possível. Para isso devem ser tomadas as seguintes medidas:

- Monitorizar regularmente o desempenho do sistema fotovoltaico para ajudar a identificar quaisquer problemas, permitindo que sejam resolvidos rapidamente.

- Efetuar uma manutenção preventiva ao sistema fotovoltaico de modo a garantir que o mesmo está a funcionar com a sua máxima eficiência. Estas tarefas preventivas passam pela limpeza dos painéis, a inspeção da cablagem e das ligações, a verificação do desempenho dos componentes, entre outras. Contudo, também existem manutenções corretivas quando existem avarias no sistema.

4.3.1 - Monitorização da UPAC

Visto que a CapWatt tem uma grande diversidade e quantidade de projetos em diferentes áreas (solar, eólico, biomassa, entre outros) é necessário garantir que os ativos detidos pela empresa atingem a máxima *performance* possível. Para isso é necessário ter acesso aos dados dos equipamentos instalados numa central de produção de energia, de forma a possibilitar não só uma monitorização em tempo real dos equipamentos e dos parâmetros ambientais, como também efetuar análises e identificar oportunidades de melhoria.

Nesse sentido a empresa possui uma multiplataforma de acompanhamento de projetos, onde é possível efetuar a monitorização em tempo real dos ativos que se encontram em fase de exploração. Esta plataforma possui um sistema de alarmística que envia informação ao centro de controlo da empresa e também permite às equipas responsáveis pelos projetos, a criação de relatórios e análises pormenorizadas.

Nas Figuras 36 e 37 encontram-se alguns exemplos da vista geral da plataforma e dos parâmetros que podem ser analisados. Na Figura 36 apresenta-se a lista de projetos que se encontram em fase de exploração, nas diversas tecnologias. Para cada projeto são apresentados dados em tempo real relativos:

- à potência gerada pelo sistema,
- ao fator de capacidade, que expressa a eficiência média de conversão da energia primária em eletricidade em relação à capacidade instalada do sistema,
- ao “Performance Ratio” (PR) que relaciona a energia elétrica efetivamente produzida pelo sistema com a energia primária teoricamente disponível.

- à energia primária disponível. No caso da energia fotovoltaica corresponde à radiação.

Na Figura 37 apresenta-se para um dos projetos fotovoltaicos a irradiação incidente e a energia convertida pelos inversores durante um dia. Em condições normais a curva da energia produzida pelos inversores deve seguir o mesmo perfil da curva da irradiação.

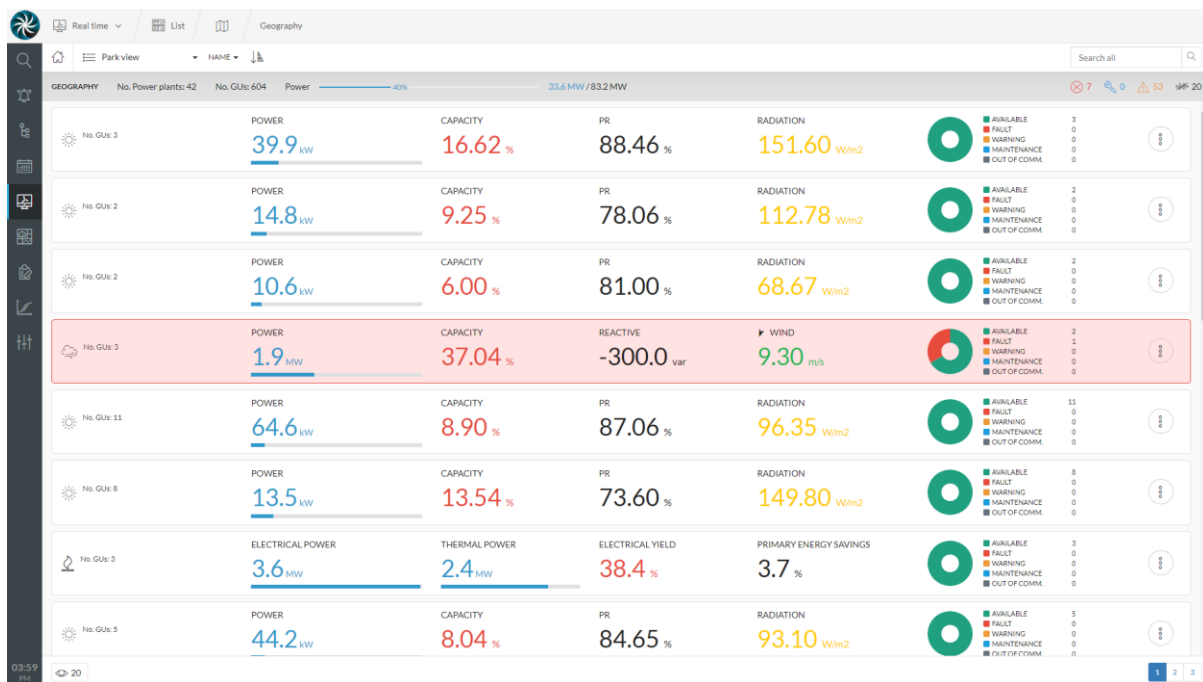


Figura 36 – Exemplo da vista geral dos projetos monitorizados em tempo real

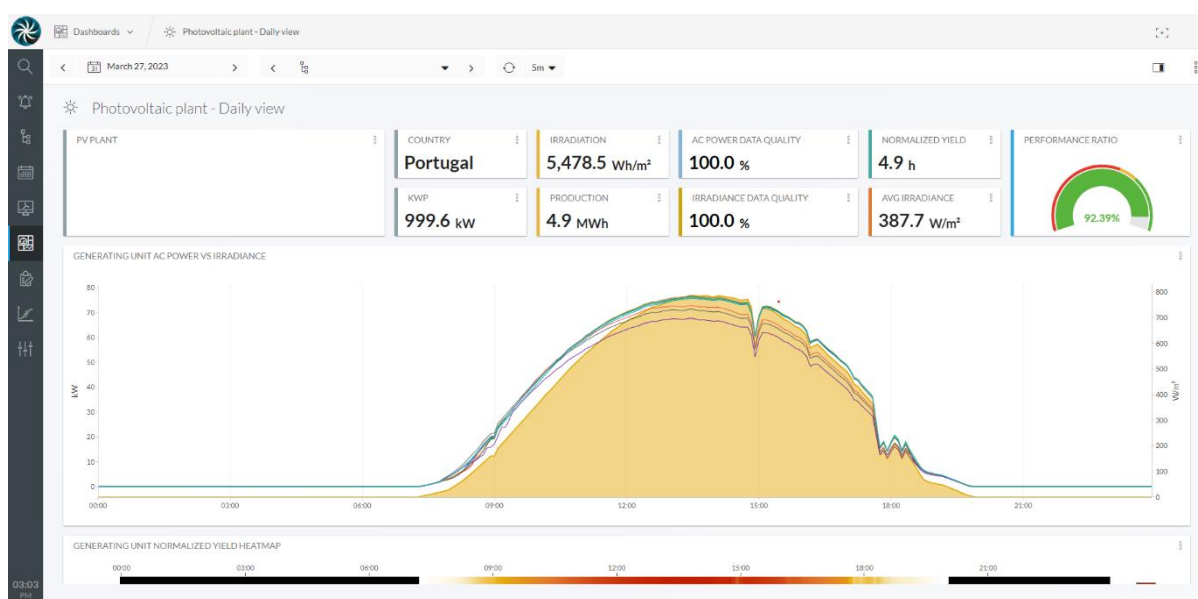


Figura 37 - Análise efetuada pela multiplataforma da irradiação e da energia produzida pelos inversores.

De modo a perceber a importância deste tipo de sistemas, na Figura 38 encontra-se um gráfico com a representação da energia AC gerada por cada inversor e da irradiação. Pela imagem pode-se verificar que um dos inversores deixou de funcionar durante um período do dia. Através da multiplataforma pode-se verificar que este cenário era recorrente e fazer rapidamente o diagnóstico de um possível problema. Assim foi possível, enviar uma equipa ao local de forma a tentar perceber a origem do problema e corrigi-lo.

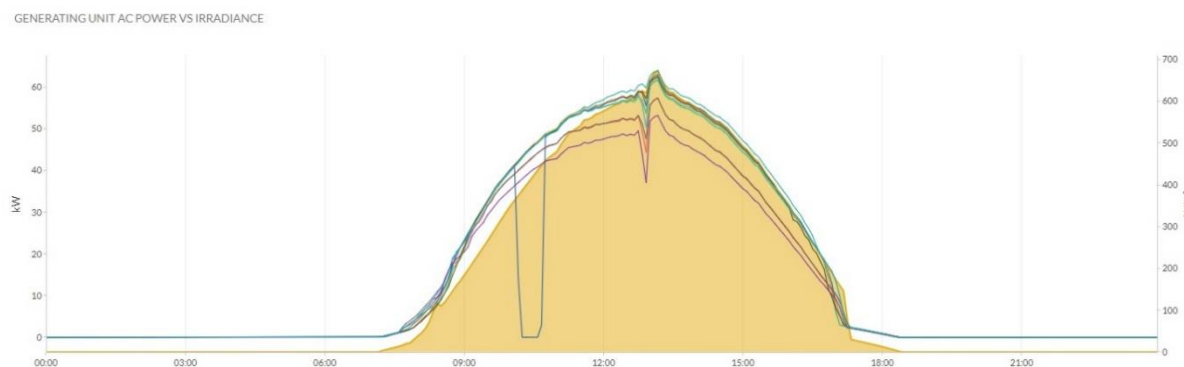


Figura 38 - Registo da potência AC de cada inversor e da irradiação.

4.3.1.1 - Análise de dados

Como o sistema de motorização instalado nas centrais de produção de energia recolhe uma quantidade grande de dados é necessário organizá-los e analisá-los de modo a extrair o máximo de informação possível de forma eficiente. Nesse sentido, foi possível desenvolver um modelo de análise em Excel, para as várias instalações, tendo por base os dados provenientes dos *datalogger* instalados nas UPACs. Este modelo recolhe os dados com base num ficheiro diário, gerido pelo centro de controlo da empresa, onde no final de cada dia são obtidos dados com uma frequência de 15 minutos, dos seguintes parâmetros: radiação solar, temperatura dos módulos, leituras dos contadores das instalações com a energia AC produzida, entre outros. A partir destes dados foi então possível efetuar as análises necessárias.

Um dos indicadores mais utilizado, nomeadamente na indústria, para avaliar a performance das UPACs é a razão de desempenho ou *Performance Ratio* (PR). O PR avalia o desempenho global do sistema fotovoltaico, medindo a produção real de energia do sistema em relação à produção de energia esperada com base na sua conceção e na quantidade de radiação solar incidente. Portanto, o PR é dado pela Equação (4.1):

$$PR = \frac{E_{out} (kWh) * G^r (kW/m^2)}{P_{FV} (kWp) * Irradiação_{real} (kWh/m^2)} \quad (4.1)$$

Em que E_{out} é a energia final produzida pelo sistema fotovoltaico no período em análise, G^r a radiação de referência (1000 W/m^2), P_{FV} é a potência nominal dos painéis instalados e a $Irradiação_{real}$ é a energia incidente nos painéis durante o período de análise (Khalid et al., 2016). Como reportado por [Dhimish \(2020\)](#), [Ishii et al. \(2011\)](#), [Marion et al. \(2005\)](#) e [Yuzuru Ueda et al. \(2006\)](#), o PR está altamente dependente da temperatura e demonstra uma variação com as estações de ano. Nesse sentido, faz-se normalmente ao valor de PR um ajuste temperatura, em que T^r é a temperatura de referência ($25 \text{ }^\circ\text{C}$), T_m é a temperatura média do painel e $Coef._T$ é o coeficiente de ajuste de temperatura, chegando-se à Equação (4.2):

$$PR_{corr} = \frac{E_{out} (kWh) * G^r (kW/m^2)}{P_{FV} (kWp) * (1 - (T_m - T^r) * Coef._T) * Irradiação_{real} (kWh/m^2)} \quad (4.2)$$

Assim, através dos dados fornecidos pelo ficheiro diário e aplicando a Equação (4.2) foi possível calcular o PR e fazer várias análises com este indicador de forma diária e para vários projetos. Nas Figuras 39 a 40 são apresentadas imagens do Excel desenvolvido para o cálculo do PR.

Cálculo PR					Resumo Mensal						
Data	Irradiância Média (Wh/m ²)	Temperatura Painel Média c/ Radiação (°C)	Energia AC Venda (kWh)	PR	Mês	Média de Temperatura Painel c/ Radiação (°C)	Média de Irradiância (Wh/m ²)	Soma de Irradiância (Wh/m ²)	Média de Energia AC Venda (kWh)	Soma de Energia AC Venda (kWh)	Média de PR
01/01/2023	330	15,1	88	65,4%	jan	19,3	3 238	100 371	1 013	31 389	78,1%
02/01/2023	3 540	21,0	1 079	76,9%	fev	22,4	4 429	124 003	1 415	39 612	81,4%
03/01/2023	4 158	20,7	1 254	76,0%	mar	15,9	2 805	56 098	810	16 199	76,6%
04/01/2023	4 045	20,4	1 214	75,5%	abr	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
05/01/2023	4 240	22,6	1 276	76,4%	mai	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
06/01/2023	1 864	16,7	625	83,3%	jun	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
07/01/2023	463	14,8	136	72,3%	jul	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
08/01/2023	342	16,0	92	66,7%	ago	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
09/01/2023	3 020	20,8	957	79,8%	set	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
10/01/2023	1 410	17,2	459	80,9%	out	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
11/01/2023	4 245	25,4	1 301	78,6%	nov	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
12/01/2023	2 297	18,6	708	77,1%	dez	SEM DADOS	SEM DADOS	0	SEM DADOS	0	SEM DADOS
13/01/2023	3 920	25,3	1 202	78,6%	Total Geral	19,5	3 550	280 471	1 104	87 200	79,1%
14/01/2023	931	15,5	302	80,2%							
15/01/2023	4 060	21,2	1 311	81,5%							
16/01/2023	1 910	19,4	639	83,9%							
17/01/2023	1 611	13,5	518	78,9%							
18/01/2023	2 913	14,9	941	79,6%							
19/01/2023	1 281	12,7	414	79,0%							
20/01/2023	1 943	19,5	640	82,5%							
21/01/2023	4 010	23,8	1 278	81,2%							
22/01/2023	4 815	20,6	1 488	77,8%							
23/01/2023	4 876	20,4	1 504	77,6%							
24/01/2023	4 890	21,1	1 506	77,7%							
25/01/2023	4 896	20,0	1 522	78,1%							
26/01/2023	3 450	17,1	1 126	81,1%							
27/01/2023	4 858	21,6	1 531	79,7%							
28/01/2023	4 989	20,2	1 555	78,4%							
29/01/2023	5 028	20,7	1 587	79,6%							
30/01/2023	5 023	20,7	1 569	78,7%							
31/01/2023	5 010	21,2	1 570	79,1%							
01/02/2023	5 014	21,6	1 561	78,7%							
02/02/2023	5 064	22,6	1 569	78,6%							
03/02/2023	5 125	22,7	1 595	79,0%							
04/02/2023	5 154	20,4	1 614	78,8%							
05/02/2023	5 314	24,2	1 668	80,1%							
06/02/2023	5 348	25,2	1 665	79,8%							
07/02/2023	5 300	24,0	1 688	81,2%							
08/02/2023	1 941	14,8	656	83,4%							

Figura 39 - Resumo diário e mensal do cálculo do PR no modelo de Excel desenvolvido

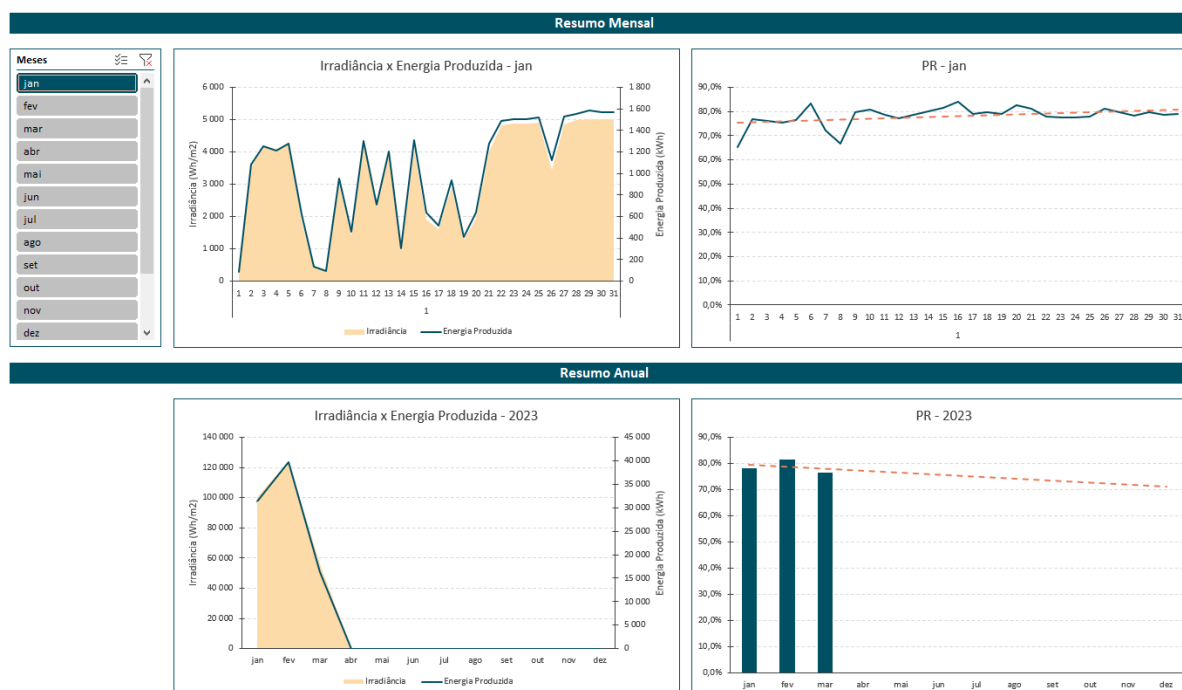


Figura 40 - Vista exemplo do *dashboard* do modelo de Excel desenvolvido para análise de dados das UPACs.

Portanto, esta é uma forma de monitorizar as instalações ao pormenor, detetando decréscimos no desempenho das centrais ou variações anormais no funcionamento. Um sistema fotovoltaico bem concebido e devidamente instalado tipicamente atinge valores de PR superiores a 80%. Valores a baixo dos 75% poderão indicar problemas no sistema. Por outro lado, este indicador depende de uma variedade de fatores, incluindo a localização e orientação do sistema fotovoltaico, a qualidade dos módulos e dos inversores e a presença de sombreamento ou outras obstruções ([Solar Technology, sem data](#)).

Quando um sistema fotovoltaico apresenta um valor de PR mais baixo do que o esperado de forma recorrente é necessário avaliar qual pode ser a origem do problema, podendo ser tomadas as seguintes medidas:

- Verificar as condições meteorológicas. Se a diminuição do PR coincidir com um período nublado, poderá ser devido à redução de radiação que atinge os painéis;
- Inspeccionar os painéis fotovoltaicos, de modo a detetar danos físicos, sujidade ou sombreamento que possam estar a afetar a sua eficiência;

- Verificar a cablagem e as ligações de forma a detetar possíveis componentes soltos ou danificados;
- Inspeccionar o inversor, pois este é um equipamento fundamental do sistema e qualquer problema na conversão de energia afeta significativamente a eficiência do sistema;
- Monitorizar a energia de saída do sistema de forma a identificar padrões ou tendências que possam indicar a origem do problema.

4.3.1.1.1 - Limitações ao cálculo do PR

Embora este seja um indicador amplamente utilizado para a avaliação do desempenho de um sistema fotovoltaico, a sua utilização também apresenta algumas limitações.

O PR apresenta uma dependência das condições meteorológicas, uma vez que o seu cálculo depende da quantidade de radiação solar recebida pelo sistema fotovoltaico. Assim, este indicador pode não refletir com precisão o desempenho a longo prazo de um sistema fotovoltaico em áreas com padrões meteorológicos altamente variáveis ([Dhimish, 2020](#)).

O PR é sensível a erros de medição, pois baseia-se em medições da saída de energia do sistema fotovoltaico e da energia recebida pelo sistema. Ou seja, quaisquer erros nestas medições podem afetar a precisão do cálculo do PR ([Reich et al., 2012](#)). Um dos principais fatores que afeta consideravelmente o cálculo deste indicador são erros de leitura dos sensores de irradiação. Em condições normais a curva da irradiação tem um padrão semelhante ao apresentado na Figura 41 e a energia produzida pelos inversores deve acompanhar também este padrão.

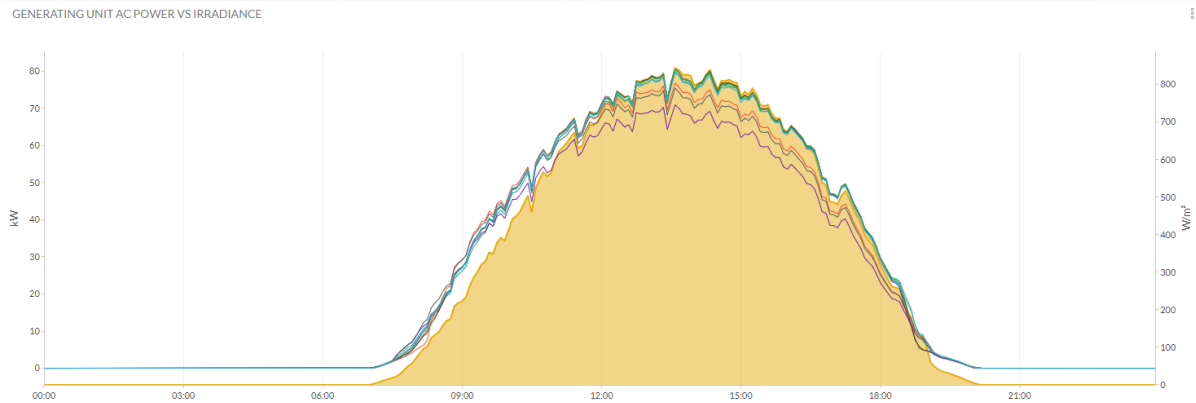


Figura 41 – Gráfico com a vista diária dos valores da irradiação e da energia produzida pelos inversores, em condições normais de funcionamento.

No entanto, como apresentado na Figura 42, o sistema pode estar a produzir como esperado e existirem erros na medição da irradiação que comprometem o cálculo do PR, apresentando este indicador, valores muito baixos ou valores muito elevados, por vezes, até acima dos 100% (Figura 43).

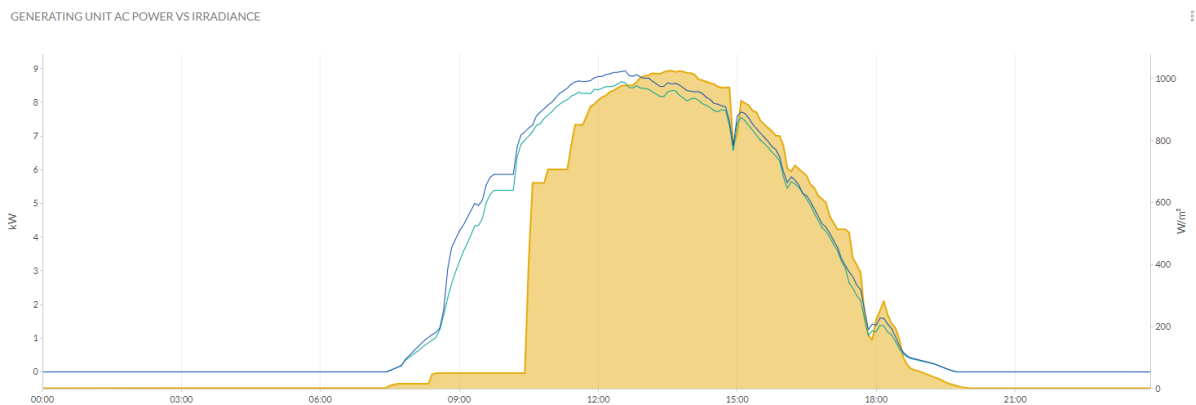


Figura 42 - Gráfico com a vista diária dos valores da irradiação e da energia produzida pelos inversores, em condições anormais de funcionamento.

Data	Irradiação [Wh/m ²]	Temperatura FV c/ Radiação [°C]	Energia AC [kWh]	PR
01/03/2023	6 513	31,1	111	82,7%
02/03/2023	6 540	29,4	113	82,8%
03/03/2023	5 513	28,7	97	84,4%
04/03/2023	6 064	30,3	110	87,5%
05/03/2023	905	13,4	16	80,4%
06/03/2023	2 160	19,6	39	83,1%
07/03/2023	3 418	22,9	62	84,9%
08/03/2023	405	16,0	6	64,5%
09/03/2023	2 228	21,9	37	77,9%
10/03/2023	2 356	21,4	35	69,6%
11/03/2023	1 302	21,0	19	67,0%
12/03/2023	4 529	29,4	79	84,2%
13/03/2023	4 410	26,5	73	78,8%
14/03/2023	5 990	31,5	113	91,5%
15/03/2023	7 038	34,8	119	82,9%
16/03/2023	2 723	21,3	54	92,1%
17/03/2023	3 665	22,8	62	79,2%
18/03/2023	4 423	27,2	77	82,5%
19/03/2023	5 511	31,0	108	94,6%
20/03/2023	6 913	37,5	115	83,1%
21/03/2023	6 182	33,9	109	86,6%
22/03/2023	3 394	23,5	69	96,2%
23/03/2023	1 533	18,8	25	76,5%
24/03/2023	6 590	35,3	113	84,8%
25/03/2023	3 708	24,1	72	91,6%
26/03/2023	6 701	32,5	118	85,6%
27/03/2023	6 327	32,7	125	96,2%
28/03/2023	6 613	36,3	113	84,6%
29/03/2023	5 174	29,8	90	84,2%
30/03/2023	3 233	24,5	64	93,4%
31/03/2023	3 541	26,7	69	92,3%

Figura 43 – Tabela com o cálculo do PR e das anomalias nos seus valores.

Este indicador também apresenta âmbito de análise limitado pois apenas nos dá informação sobre a eficiência global do sistema, não oferecendo informação detalhada sobre os fatores que contribuem para o seu desempenho, tais como o impacto do sombreamento, temperatura ou sujidade nos módulos.

Portanto, deverá fazer-se uma análise crítica aos valores de PR que são gerados diariamente, visto que estes podem não corresponder à realidade, e devem ser interpretados com o entendimento das suas limitações. O PR é um indicador útil para avaliar o desempenho dos sistemas fotovoltaicos, porém pode ser utilizado em combinação com outros indicadores, como por exemplo, o fator de capacidade o rendimento energético, o rendimento específico ou o índice de

performance. Apesar destes outros indicadores serem também relevantes, a empresa apenas calcula o PR pois é amplamente utilizado e reconhecido pela indústria como uma métrica confiável e eficiente para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico ao longo do tempo. Além disso permite comparar o desempenho de diferentes sistemas fotovoltaicos, independentemente de sua capacidade nominal.

4.3.2 - Trabalhos de manutenção

De modo a garantir que um sistema fotovoltaico tenha sempre o melhor desempenho possível não chega apenas monitorizar o sistema identificando problemas que possam ocorrer. Também é imprescindível executar uma manutenção preventiva ao sistema de forma a garantir que o mesmo está a funcionar devidamente. Isto inclui a limpeza dos painéis, termografia, inspeção da cablagem e das ligações, verificação do desempenho dos componentes, entre outras tarefas. Se estas tarefas preventivas forem executadas de forma periódica é possível minimizar avarias mais graves no sistema fotovoltaico, otimizar o desempenho e aumentar o tempo de vida útil do sistema e consequentemente reduzir custos de operação.

De forma a atingir estes objetivos a CapWatt executa uma rotina de manutenção mensal, trimestral, semestral e anual aos projetos que se encontram em exploração. Algumas das tarefas executadas nos planos de manutenção estão resumidas na tabela do Apêndice A.

Uma das tarefas de manutenção acompanhada no decorrer do estágio foi a realização de termografia aos painéis fotovoltaicos. Este procedimento consiste em utilizar uma câmara de infravermelhos para verificar a existência de pontos quentes nos painéis, ou seja, áreas de altas temperaturas que podem afetar significativamente a eficiência de geração de energia elétrica. Na Figura 44 encontra-se um exemplo de uma imagem de uma termografia realizada aos painéis fotovoltaicos.

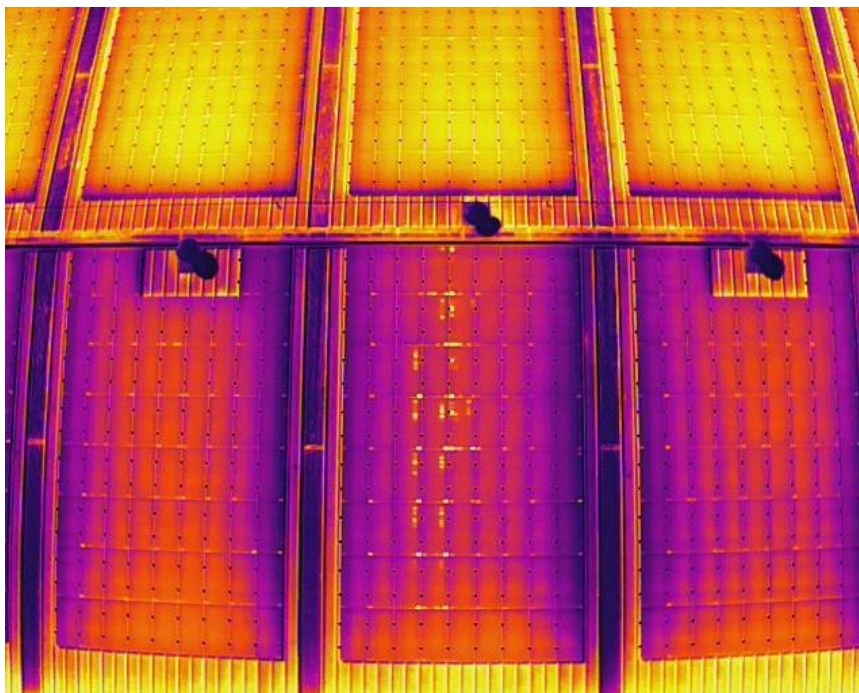


Figura 44 – Imagem de uma termografia realizada aos painéis fotovoltaicos.

A formação de pontos quentes nos painéis pode ser causada por uma variedade de fatores desde a fase de produção, transporte, instalação e funcionamento dos módulos. Os pontos quentes podem ser originados no processo de fabrico dos painéis e ocorre quando há incompatibilidade entre as células ligadas em série devido à diferente qualidade dos materiais usados. Durante o transporte e instalação dos painéis, estes estão sujeitos a danos físicos que possam comprometer o bom funcionamento dos mesmos. Contudo, no período de funcionamento, o sombreamento parcial dos módulos é o principal fator da origem dos pontos quentes. Quando os pontos quentes ocorrem em células isoladas nos módulos, a produção de energia é pouco afetada devido ao díodo de derivação e por isso os valores de PR são pouco afetados por este problema. No entanto, os pontos quentes têm tendência aumentarem ao longo do tempo e eventualmente vão afetar as células adjacentes. Nesse sentido, a termografia é uma medida de monitorização preventiva do sistema que permite a deteção de problemas numa fase inicial, evitando que estes se agravem a longo prazo, podendo afetar a eficiência do sistema e ainda os custos de operação ([Kandeal et al., 2021](#)).

4.4 - Resultados e discussão do estudo da viabilidade técnico-económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia

Uma vez que estudo da viabilidade técnico-económica de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia é assente no consumo industrial e na produção solar do sistema fotovoltaico, no gráfico da Figura 45 apresenta-se o cruzamento destes dados para o primeiro ano de exploração do projeto. Pela análise do gráfico verifica-se que o consumo tem um perfil constante ao longo do ano e que o sistema fotovoltaico apresenta uma maior produção de energia entre os meses de maio e setembro. Consta-se também que o consumo é superior à produção solar, o que significa que a energia produzida será utilizada na sua maioria para autoconsumo.

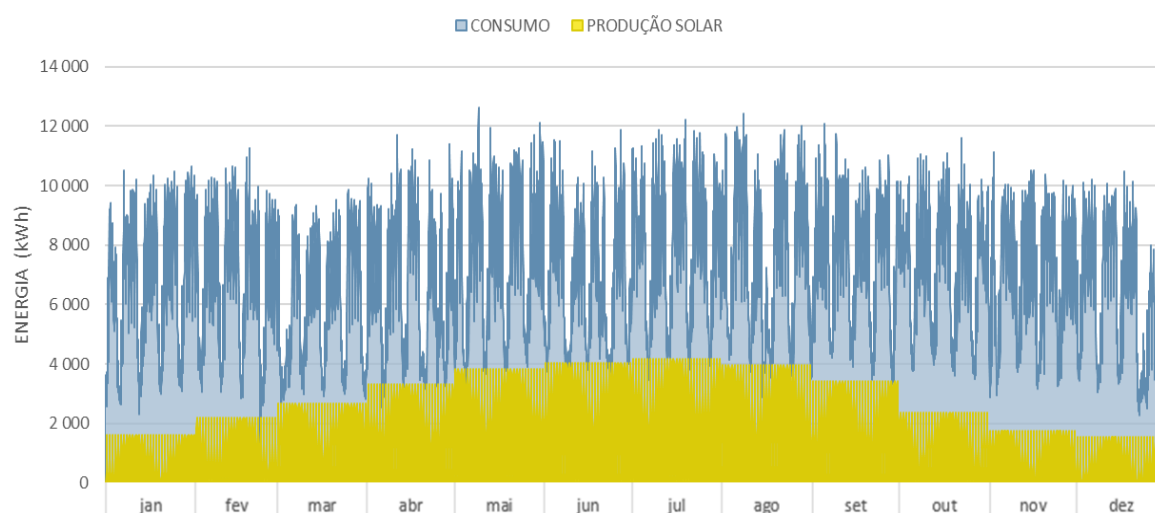


Figura 45 – Gráfico da energia consumida e da energia produzida pelo sistema fotovoltaico

Portanto, por uma primeira análise pode-se concluir que se complementar o sistema fotovoltaico como um sistema de armazenamento de energia, só será vantajoso se este fizer arbitragem de energia. Utilizar apenas para peakshaving não trará benefícios pois a energia excedente é muito reduzida. Assim, para o dimensionamento do sistema de armazenamento de energia aplicou-se o modelo de arbitragem de energia.

4.4.1 - Sistema fotovoltaico sem sistema de armazenamento de energia

No primeiro ano do projeto do sistema fotovoltaico estima-se produzir 1 352 MWh. No entanto, a maioria da energia produzida é autoconsumida, cerca de 99,9%, sendo a energia exportada muito reduzida e pontual ao longo do ano (Figura 46). Espera-se que a energia comprada à rede seja de 8 821 MWh, o que representa uma redução de 13,27% em relação ao cenário sem o projeto do sistema fotovoltaico.

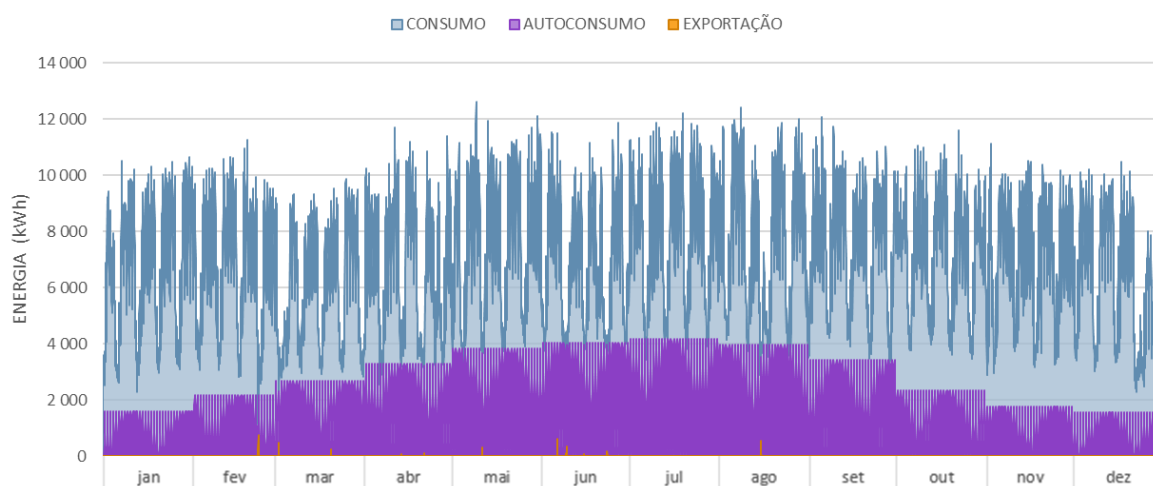


Figura 46 - Gráfico da energia consumida, autoconsumida e exportada no primeiro ano após a implementação do sistema fotovoltaico.

De forma a saber a poupança económica para o cliente fez-se a simulação da fatura do fornecedor de eletricidade para o primeiro ano. Para a elaboração da mesma teve-se em consideração os seguintes parâmetros de faturação da energia consumida, as tarifas de acesso às redes e a potência contratada e de horas de ponta. Na Tabela 3 apresentam-se os custos para cada um dos cenários e a respetiva poupança.

Tabela 3 – Exemplo da poupança e do valor a pagar ao fornecedor de eletricidade para o cenário inicial e após instalação do sistema fotovoltaico

TERMO DA FATURA	CENÁRIO INICIAL	CENÁRIO C/ FV	POUPANÇA
ENERGIA CONSUMIDA	2 055 630 €	1 745 556 €	15,08%
TARIFA ACESSO ÀS REDES	- 521 826 €	- 452 868 €	-13,21%
POTÊNCIA HORAS DE PONTA	120 076 €	105 022 €	12,54%
POTÊNCIA CONTRATADA	15 048 €	15 048 €	0,00%
TOTAL	1 668 929 €	1 412 759 €	15,35%

Verifica-se assim que após a instalação do sistema fotovoltaico para autoconsumo, há uma economia significativa na conta de eletricidade. A economia total é de 15,35%, sendo que o maior contributo para a poupança provém do termo da fatura referente à energia consumida.

No entanto, a poupança esperada é sempre condicionada pela evolução dos preços de mercado energético, que atualmente está a passar por um período de grande instabilidade. Por exemplo, devido ao aumento abrupto dos preços da energia elétrica no MIBEL em 2021, as tarifas de acesso às redes, fixadas pela ERSE, apresentaram uma redução significativa em 2022 em relação a anos anteriores, chegando mesmo a atingir valores negativos ([ERSE, 2023](#)). Esta foi uma medida excecional utilizada para a redução do valor da fatura para os consumidores finais. Porém, ainda este ano as tarifas de acesso às redes irão sofrer um aumento, de modo a atingirem novamente os valores de anos anteriores. A longo prazo a implementação de tarifas negativas pode resultar em pressões financeiras para os operadores das redes de distribuição de energia. Se as compensações recebidas forem insuficientes para cobrir os custos operacionais e de investimento, isso pode levar a uma redução na qualidade dos serviços ou à falta de incentivo para expandir e melhorar a infraestrutura da rede.

Mesmo com a instabilidade do sistema elétrico projetos de UPACs assentes na tecnologia fotovoltaica são atualmente economicamente viáveis, tanto para o cliente como para a empresa. O sistema fotovoltaico permite a redução de gastos na fatura elétrica, uma vez que possibilita a geração da própria energia elétrica, proveniente de uma fonte renovável, e utilizá-la para autoconsumo. Por sua vez, a CapWatt através da cobrança da energia produzida ou autoconsumida consegue reaver o investimento e o capital investido ao longo da vida útil do projeto.

4.4.2 - Sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia

Os resultados da energia consumida, autoconsumida e exportada para o projeto do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia apresentam-se no gráfico da Figura 47. À semelhança do projeto apenas com o sistema fotovoltaico estima-se produzir 1352 MWh. Da arbitragem de energia, ou seja, da energia comprada à rede em horas de super vazio armazenou-se 167 MWh. Da energia produzida e armazenada pela arbitragem (1 519 MWh) aproximadamente 100% da energia é utilizada para autoconsumo. Espera-se que a energia comprada à rede seja de 8 652 MWh, o que representa uma redução de 14,93% em relação ao cenário inicial.

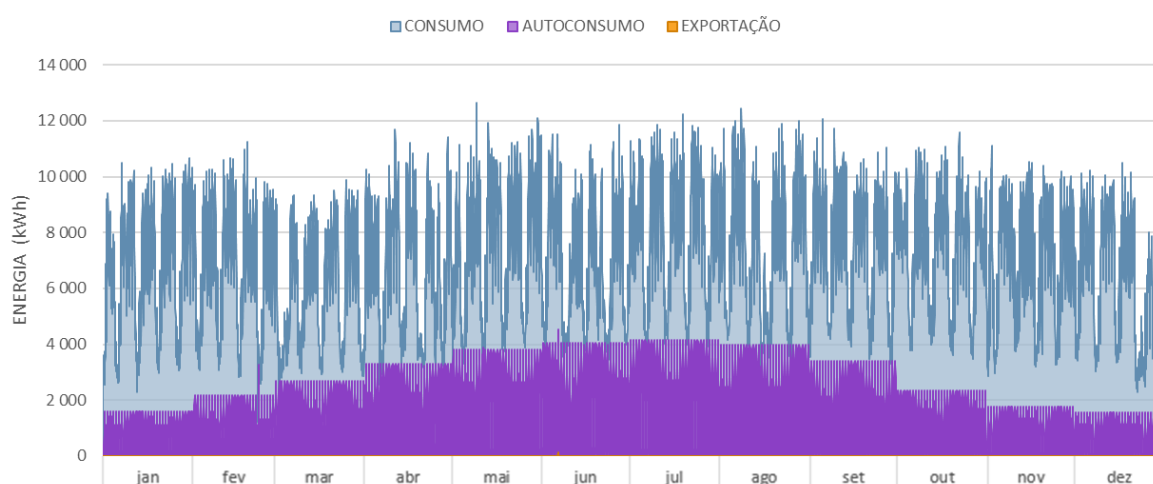


Figura 47 - Gráfico da energia consumida, autoconsumida e exportada no primeiro ano após a implementação do sistema fotovoltaico com armazenamento de energia elétrica.

Na Figura 48 apresentam-se os ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia. Como esperado, uma vez que os excedentes da produção solar são muito reduzidos, a bateria carrega indo buscar energia à rede em horas de super vazio e depois essa energia é descarregada em horas de pontas e cheias. Este é o modelo de carga e descarga que é aplicado na maioria do tempo de funcionamento do sistema. Sendo que a carga da bateria só é feita pelo excesso produção em períodos muito pontuais.

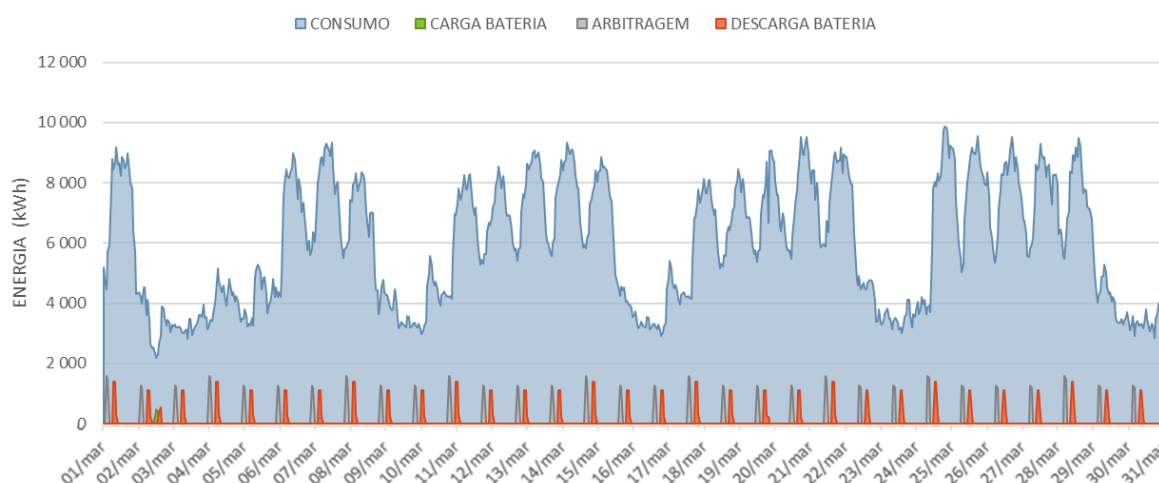


Figura 48 – Exemplo dos ciclos de carga e descarga do sistema de armazenamento de energia

Realizou-se também a simulação da fatura do fornecedor de eletricidade. Os resultados apresentam-se na Tabela 4.

Tabela 4 – Exemplo da poupança e do valor a pagar ao fornecedor de eletricidade para o cenário inicial e após instalação do sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia.

TERMO DA FATURA	CENÁRIO INICIAL	CENÁRIO C/ FV E ESS	POUPANÇA
ENERGIA CONSUMIDA	2 055 630 €	1 705 197 €	17,05%
TARIFA ACESSO ÀS REDES	- 521 826 €	- 444 280 €	-14,86%
POTÊNCIA HORAS DE PONTA	120 076 €	97 107 €	19,13%
POTÊNCIA CONTRATADA	15 048 €	15 048 €	0,00%
TOTAL	1 668 929 €	1 373 072 €	17,73%

Com a instalação do sistema fotovoltaico com sistema de armazenamento de energia o cliente tem uma economia significativa na conta de eletricidade. Estima-se que a poupança total seja de 17,73%, sendo que o maior contributo provém do termo da fatura referente à potência de horas de ponta. Verifica-se este resultado porque o sistema de armazenamento de energia está a ser utilizado para descarregar a energia armazenada na bateria em horas de pontas e cheias. Assim, nestes períodos tarifários, em que o preço da energia é normalmente mais elevado, privilegia-se o autoconsumo e evita-se a compra de energia à rede.

Embora pela simulação feita, o sistema de armazenamento promova a poupança de energia e a redução do valor da fatura de eletricidade, coloca-se a questão se o modelo de arbitragem de energia definido será viável no futuro, uma vez que em mercado os preços da energia já não seguem o padrão pelos períodos tarifário (preços mais reduzidos em vazio e mais elevados em pontas e cheias). O aumento da capacidade de geração de energia renovável pode levar a uma maior disponibilidade de eletricidade no mercado, principalmente em períodos de alta geração eólica ou solar. Isso pode resultar numa maior oferta de energia e, consequentemente, redução dos preços do mercado de energia elétrica. Atualmente já se verifica que os preços mais reduzidos encontram-se em horas em que há produção de energia renovável, nomeadamente energia solar (Figura 49).

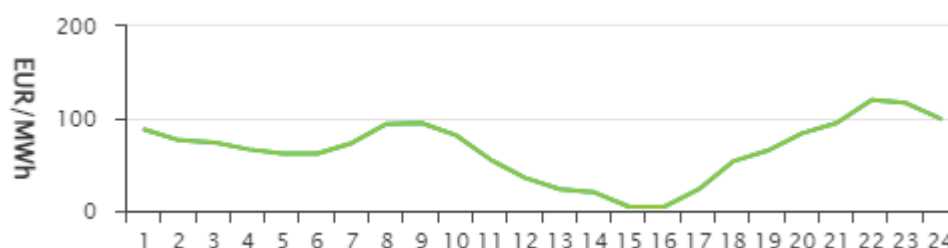


Figura 49 – Preços da energia do mercado diário para o dia: 26/05/2023. Extraído de OMIE (2023a).

No futuro, tendo em vista as metas definidas pela UE para o aumento da capacidade instalada em energias renováveis, este padrão pode se vir a acentuar. Por outro lado, devido à imprevisibilidade da geração de energia através de fontes renováveis, o preço da energia pode ser instável durante o dia, não havendo períodos tarifários bem definidos. Portanto, a longo prazo pode não ser vantajoso basear os períodos de carga e descarga do sistema de armazenamento nos períodos horários de entrega de energia elétrica definidos pela ERSE ([Estevão & Raposo, 2018](#); [Paraschiv et al., 2014](#); [Sorknæs et al., 2019](#)).

Outra questão deste tipo de sistemas com armazenamento de energia é que para a empresa, enquanto investidora e gestora do projeto, ainda não existe um modelo de negócio deste produto que seja economicamente vantajoso. A instabilidade do mercado energético aliada

aos preços elevados de aquisição destes sistemas, são alguns dos fatores que tornam estes investimentos pouco apelativos, pois o tempo de retorno do investimento e do capital investido é elevado ([Chen & Sen, 2016](#); [Coronel et al., 2017](#)).

4.4.3 - Comparação entre os dois sistemas

Comparando agora os dois sistemas, verifica-se que se consegue atingir no primeiro ano uma poupança para o cliente de 1,9% na energia consumida e de 2,8% na fatura da eletricidade (Tabela 5) se se complementar a UPAC com um sistema de armazenamento de energia.

Tabela 5 – Comparação da poupança na energia consumida e na fatura de eletricidade para o projeto do sistema fotovoltaico com e sem sistema de armazenamento de energia.

PARAMETRO	SISTEMA FV S/ ESS	SISTEMA FV C/ ESS	POUPANÇA
ENERGIA CONSUMIDA (MWh)	8820,78	8652,03	1,9%
FATURA ELETRICIDADE	1 412 759 €	1 373 072 €	2,8%

Embora do ponto de vista do autoconsumo e da poupança os resultados são mais favoráveis com a introdução do sistema de baterias, este tipo de negócio para a empresa ainda não é economicamente viável, pelo que não se justifica, para já, a introdução de armazenamento de energia. No entanto, prevê-se que os preços destes equipamentos baixem, pelo que poderá ser considerado no futuro. Assim, para já os sistemas fotovoltaicos sem armazenamento de energia continuam a ser mais viáveis, devido ao custo de investimento mais reduzido que se traduz num rápido retorno do investimento.

CAPÍTULO 5

Conclusões e trabalhos futuros

5.1 - Conclusões

Durante o estágio foi possível ter contacto com diversos projetos de UPACs desde a fase de licenciamento, construção e exploração. Nesse sentido, acompanhou-se estudos de viabilidade económica e financeira, como também todo o processo de construção de UPACs no terreno. Também foi importante o contacto com a monitorização e análise de projetos em exploração de forma a garantir que os mesmos alcançassem os níveis de produção esperados, tanto através da exploração da multiplataforma de monitorização, como através do cálculo de indicadores de desempenho, como é o caso do PR. Este é um indicador amplamente utilizado e reconhecido pela indústria como uma métrica confiável e eficiente para avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico. Além disso, a realização de planos de manutenção regulares às UPACs são também uma medida preventiva que contribui para minimizar avarias mais graves no sistema fotovoltaico, otimizar o desempenho e aumentar o tempo de vida útil do sistema e reduzir custos de operação. Em resumo, este trabalho contribui também para a melhoria de algumas ferramentas de análise de projetos que a empresa já tinha implementadas.

Relativamente ao estudo de complementar uma UPAC com um sistema de armazenamento de energia concluiu-se que embora a introdução de um sistema de armazenamento de energia traga benefícios adicionais em termos de poupança e autoconsumo para o cliente, a análise atual indica que essa opção não é economicamente viável para a empresa, devido ao custo de investimento elevado, que não proporciona um retorno rápido do investimento. No entanto, com a possível redução dos preços dos equipamentos no futuro, o uso de armazenamento de energia pode se tornar mais atrativo. Por enquanto, os sistemas fotovoltaicos sem armazenamento de energia continuam a ser a opção mais viável devido ao menor custo de investimento e retorno mais rápido.

5.2 - Propostas de trabalhos futuros

Para trabalhos futuros do mesmo âmbito do que o estudo apresentado, existem algumas linhas a considerar.

Em relação ao modelo de dimensionamento de um sistema de armazenamento como complemento a um sistema fotovoltaico, neste trabalho só se considerou um cenário de arbitragem de energia em que a carga da bateria era feita em horas de super vazio e a descarga em horas de pontas e cheias. No entanto, devido à instabilidade do setor energético e à não existência de um padrão claro dos preços da energia durante o dia, torna-se essencial os períodos de carga e descarga da bateria não estarem de acordo com os períodos tarifários vigentes.

Portanto, seria importante em trabalhos futuros criar um modelo de dimensionamento de um sistema de armazenamento de energia que permita a análise de vários cenários de carregamento e descarregamento da bateria em diferentes alturas do dia. Esta ferramenta poderia também ser complementada com inteligência artificial, de modo a analisar dados históricos e em tempo real, incluindo preços da energia elétrica, padrões de procura e oferta de energia e outras variáveis relevantes. Com base nessa análise, a inteligência artificial pode fazer previsões sobre os preços futuros da energia, identificar tendências e padrões sazonais. Essas previsões podem ser usadas para determinar o momento mais adequado para carregar ou descarregar a bateria.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abdul Aziz, N. I., Sulaiman, S. I., Shaari, S., Musirin, I., & Sopian, K. (2017). Optimal sizing of stand-alone photovoltaic system by minimizing the loss of power supply probability. *Solar Energy*, 150, 220–228. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.04.021>
- APREN. (2022). APREN - Energias renováveis. <https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/destaques>
- Behrens, P., Rodrigues, J. F. D., Brás, T., & Silva, C. (2016). Environmental, economic, and social impacts of feed-in tariffs: A Portuguese perspective 2000–2010. *Applied Energy*, 173, 309–319. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2016.04.044>
- CE. (2022a). Alterações climáticas: medidas que a UE está a tomar. <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/climate-change/>
- CE. (2022b). Pacto Ecológico Europeu. <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/>
- CE. (2022c). REPowerEU: energia segura, sustentável e a preços acessíveis para a Europa. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pt
- CE. (2023). Objetivo 55. <https://www.consilium.europa.eu/pt/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- Chen, A., & Sen, P. K. (2016). Deployment of battery energy storage system for energy arbitrage applications. 2016 North American Power Symposium (NAPS), 1–8. <https://doi.org/10.1109/NAPS.2016.7747920>
- Coronel, T., Buzarquis, E., & Blanco, G. A. (2017). Analyzing feasibility of energy storage system for energy arbitrage. 2017 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 1–6. <https://doi.org/10.1109/CHILECON.2017.8229547>
- Decreto-Lei n.º 15/2022 da Presidência do Conselho de Ministros, Diário da República, 1.ª série, N.º 10 de 14 de janeiro de 2022 3 (2022).
- Decreto-Lei n.º 162/2019 da Presidência do Conselho de Ministros, Diário da República, 1.ª Série, N.º 206 de 25 de outubro de 2019 45 (2019).
- DGEG. (2021). Estatísticas rápidas das renováveis no 205 - dezembro de 2021. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/estatistica/energia/publicacoes/estatisticas-rapidas-das-renovaveis/>
- DGEG. (2022). Bolsa de equipamentos. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/producao-de-energia-eletrica/producao-descentralizada-autoconsumo-e-upp-mp-mn/bolsa-de-equipamentos/>
- DGEG. (2023). Procedimentos concursais. <https://www.dgeg.gov.pt/pt/areas-setoriais/energia/energia-eletrica/procedimentos-concursais/>
- DGEG, & ADENE. (2022). Autoconsumo e Comunidade de Energia Renovável - Guia Legislativo.
- Dhimish, M. (2020). Thermal impact on the performance ratio of photovoltaic systems: A case study of 8000 photovoltaic installations. *Case Studies in Thermal Engineering*, 21, 100693. <https://doi.org/10.1016/J.CSITE.2020.100693>
- Dogga, R., & Pathak, M. K. (2019). Recent trends in solar PV inverter topologies. *Solar Energy*, 183, 57–73. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2019.02.065>

- E-REDES. (2020). Ligação elétrica > 250Kw para Autoconsumo. <https://www.e-redes.pt/pt-pt/ligacao-250-kw>
- ERSE. (2023). Tarifas e preços eletricidade. <https://www.erse.pt/atividade/regulacao/tarifas-e-precos-eletricidade/>
- Estevão, J., & Raposo, C. (2018). The impact of the 2030 Climate and Energy Framework Agreement on electricity prices in MIBEL: A mixed-methods approach. *Journal of Business Research*, 89, 411–417. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ibusres.2017.12.037>
- FSEC. (2014). Cells, Modules, and Arrays. http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_Electricity/basics/cells_modules_arrays.htm
- Green, M. A., Dunlop, E. D., Hohl-Ebinger, J., Yoshita, M., Kopidakis, N., Bothe, K., Hinken, D., Rauer, M., & Hao, X. (2022). Solar cell efficiency tables (Version 60). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 30(7), 687–701. <https://doi.org/10.1002/pip.3595>
- Hannan, M. A., Wali, S. B., Ker, P. J., Rahman, M. S. A., Mansor, M., Ramachandramurthy, V. K., Muttaqi, K. M., Mahlia, T. M. I., & Dong, Z. Y. (2021). Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. *Journal of Energy Storage*, 42. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2021.103023>
- Hassaine, L., Olias, E., Quintero, J., & Salas, V. (2014). Overview of power inverter topologies and control structures for grid connected photovoltaic systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 30, 796–807. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2013.11.005>
- Holden, E., Linnerud, K., & Rygg, B. J. (2021). A review of dominant sustainable energy narratives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 110955. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110955>
- IEA. (2021). Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021. IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>
- Ikkurti, H. P., & Saha, S. (2015). A comprehensive techno-economic review of microinverters for Building Integrated Photovoltaics (BIPV). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 997–1006. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2015.03.081>
- Ilhami, Y., & MacEachern, C. (2018). Historical Aspects of Energy. In *Comprehensive Energy Systems* (Vols. 1–5, pp. 24–48). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809597-3.00102-4>
- INEGI, & APREN. (n.d.). Energias endógenas de Portugal - Base de dados de fontes renováveis de energia. Retrieved November 17, 2022, from <http://e2p.inegi.up.pt/#Tec7>
- IRENA. (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Ishii, T., Otani, K., & Takashima, T. (2011). Effects of solar spectrum and module temperature on outdoor performance of photovoltaic modules in round-robin measurements in Japan. <https://doi.org/10.1002/pip.995>
- Jain, S. K., & Sharma, K. K. (2015). Solar Cells: In Research and Applications-A Review. *Materials Sciences and Applications*, 6, 1145–1155. <https://doi.org/10.4236/msa.2015.612113>
- Kalogirou, S. A. (2013). *Solar Energy Engineering Processes and Systems* (2a edição). Academic Press.

- Kandeal, A. W., Elkadeem, M. R., Kumar Thakur, A., Abdelaziz, G. B., Sathiyamurthy, R., Kabeel, A. E., Yang, N., & Sharshir, S. W. (2021). Infrared thermography-based condition monitoring of solar photovoltaic systems: A mini review of recent advances. *Solar Energy*, 223, 33–43. <https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2021.05.032>
- Khalid, A. M., Mitra, I., Warmuth, W., & Schacht, V. (2016). Performance ratio – Crucial parameter for grid connected PV plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65, 1139–1158. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.07.066>
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., Canada, B., Narang, D., Shugar, D., Wenger, H., Kimber, A., Mitchell, L., Rich, G., & Townsend, T. (2005). Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. www.task2.org.
- Mertens, K. (2014). *Photovoltaics Fundamentals, Technology and Practice*. John Wiley & Sons Ltd.
- NREL. (sem data). Best Research-Cell Efficiency Chart. Obtido 24 de Novembro de 2022, de <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- Okil, M., Salem, M. S., Abdolkader, T. M., & Shaker, A. (2021). From Crystalline to Low-cost Silicon-based Solar Cells: a Review. *Silicon* 2021 14:5, 14(5), 1895–1911. <https://doi.org/10.1007/S12633-021-01032-4>
- OMIE. (2023a). Preço final médio - Consumo nacional. <https://www.omie.es/pt/market-results/annual/average-final-prices/spanish-demand?scope=annual&year=2022>
- OMIE. (2023b). Publicações. <https://www.omie.es/pt/publicacoes/relatorio-anual?page=1>
- Paraschiv, F., Erni, D., & Pietsch, R. (2014). The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices. *Energy Policy*, 73, 196–210. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.004>
- Ponnusamy, M., Manimekalai, P., Harikumar, R., & Raghavan, S. (2013). An Overview of Batteries for Photovoltaic (PV) Systems. Article in *International Journal of Computer Applications International Journal of Computer Applications*, 82(12), 975–8887. <https://www.researchgate.net/publication/278670768>
- Rana, M. M., Uddin, M., Sarkar, M. R., Shafiullah, G. M., Mo, H., & Atef, M. (2022). A review on hybrid photovoltaic – Battery energy storage system: Current status, challenges, and future directions. *Journal of Energy Storage*, 51, 104597. <https://doi.org/10.1016/J.EST.2022.104597>
- Reich, N. H., Mueller, B., Armbruster, A., van Sark, W. G. J. H. M., Kiefer, K., & Reise, C. (2012). Performance ratio revisited: is PR > 90% realistic? <https://doi.org/10.1002/pip.1219>
- REN21. (2022). *Renewable 2022 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat.
- Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, Diário da República, 1.ª série, N.º133 de 10 de julho de 2020 (2020).
- Ritchie, H., & Rosado, P. (2021). Primary energy consumption by source. Our World in Data. <https://ourworldindata.org/grapher/primary-sub-energy-source>
- Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2020). Renewable Energy Generation. <https://ourworldindata.org/grapher/modern-renewable-energy-consumption>
- Rojas, D., Rivera, M., & Wheeler, P. (2021). Basic principles of solar energy. 2021 IEEE CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 1–6. <https://doi.org/10.1109/CHILECON54041.2021.9703066>

- Sangwongwanich, A., Zurmuhlen, S., Angenendt, G., Yang, Y., Sera, D., Uwe Sauer, D., & Blaabjerg, F. (2018). Reliability Assessment of PV Inverters with Battery Systems Considering PV Self-Consumption and Battery Sizing. 2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE 2018, 7284–7291. <https://doi.org/10.1109/ECCE.2018.8557479>
- Solar Technology, S. A. (sem data). Performance ratio - Quality factor for the PV plant.
- SolarEdge. (sem data). Power Optimizer Increases Energy Output. Obtido 13 de Janeiro de 2023, de <https://www.solaredge.com/us/products/power-optimizers/residential-power-optimizers>
- Solargis. (2022). Solar resource maps and GIS data for 200+ countries. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/portugal>
- Sorknæs, P., Djørup, S. R., Lund, H., & Thellufsen, J. Z. (2019). Quantifying the influence of wind power and photovoltaic on future electricity market prices. Energy Conversion and Management, 180, 312–324. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.11.007>
- UN. (sem data-a). Conferences | Environment and sustainable development | United Nations. Obtido 4 de Novembro de 2022, de <https://www.un.org/en/conferences/environment>
- UN. (sem data-b). THE 17 GOALS | Sustainable Development. Obtido 5 de Dezembro de 2022, de <https://sdgs.un.org/goals>
- UNFCCC. (sem data). The Paris Agreement | UNFCCC. Obtido 4 de Novembro de 2022, de <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>
- Wenham, S. R., Green, M. A., Watt, M. E., & Corkish, R. (2007). Applied photovoltaics. Earthscan.
- Yuzuru Ueda, Kosuke Kurokawa, Takamitsu Itou, Kiyoyuki Kitamura, Yusuke Miyamoto, Masaharu Yokota, & Hiroyuki Sugihara. (2006). Performance ratio and yield analysis of grid connected clustered PVsystems in Japan. Proc. Photovoltaic Energy Conversion, Conference Record of the 2006 IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2296–2299. <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=4060135>
- Zeb, K., Uddin, W., Khan, M. A., Ali, Z., Ali, M. U., Christofides, N., & Kim, H. J. (2018). A comprehensive review on inverter topologies and control strategies for grid connected photovoltaic system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 94, 1120–1141. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.06.053>

APÊNDICES

APÊNDICE A – PLANO DE MANUTENÇÃO

Plano de manutenção	Mensal	Trimestral	Semestral	Anual
Módulos solares fotovoltaicos		Verificação visual; Limpar os módulos respeitando os métodos presentes no manual; Verificar os módulos atentamente por rachadelas; Verificar os módulos atentamente por aberturas, buracos ou qualquer penetração; Comprovar a inexistência de corrosão nas estruturas metálicas de suporte dos módulos; Verificar que a fixação dos módulos às estruturas se encontra em boas condições.		Medidas de manutenção realizadas no plano do período anterior com o acréscimo das seguintes tarefas: · Lavagem; · Termografia.
Sensores de radiação	Limpar o vidro com água e uma toalha de microfibras; Rever o alinhamento e o aperto de fixação.			
Sensores de temperatura	Rever o alinhamento e o aperto de fixação.			
Conexões elétricas		Verificação visual por danos na cablagem e conexões; Verificar e, se necessário substituir as ligações em mau estado ou danificadas; Verificar e, se necessário, substituir os conectores em mau estado ou danificados; Verificar através de termografia e, se necessário, substituir os díodos de conexão; Verificar e, se necessário, aliviar a folga da cablagem; Verificar e, se necessário, reapertar ligações soltas; Verificar e, se necessário, reapertar todos os cabos soltos com abraçadeiras; Comprovar a inexistência de fissuras nas caixas de junção; Comprovar a inexistência de humidade no interior das caixas de junção; Comprovar a integridade dos condutores presentes no interior das caixas de junção.		
Quadros elétricos		Inspeção visual.		Medidas de manutenção realizadas no plano do período anterior com o acréscimo das seguintes tarefas: · Verificar o estado dos fusíveis, dos disjuntores e dos contactores e DST's; · Comprovar a inexistência de danos e/ou anomalias; · Comprovar a desobstrução e a completa acessibilidade do quadro; · Verificar o estado de limpeza dos filtros, entradas de ar e ventiladores e, se necessário, efetuar uma limpeza; · Verificar o estado dos barramentos; · Limpar o interior e o exterior do quadro elétrico; · Reapertar todas as ligações elétricas; · Controlar a corrosão do quadro elétrico; · Rever toda a cablagem do quadro elétrico; · Efetuar uma inspeção termográfica.
Inversores				Inspeção visuais; Limpeza dos controladores; Verificar DST e condensadores de filtro; Verificar baterias de condensadores e sistema de inversão; Medição da resistência de isolamento; Medição de terras; Verificar ratoeiras; Reapertos; Limpar as grelhas de ventilação; Limpar os ventiladores; Verificar o correto funcionamento de todos os ventiladores; Verificar a integridade dos varistores.
Bastidor de comunicação				Verificar a cablagem por danos; Verificar UPS's; Reapertos.